

FREIE UNIVERSITÄT BERLIN

Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften

DIE INTEGRATION KASACHSTANS IN DEN GLOBALEN ÖLMARKT

Die multivektorielle Erdölexportpolitik eines landgeschlossenen Produzentenstaates im Spannungsfeld konkurrierender geopolitischer Interessen in der kaspischen Region

DISSERTATION

zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Politikwissenschaft

vorgelegt von

Michael Liesener

Berlin 2013

Erstgutachter: PD Dr. Lutz Mez

Zweitgutachter: Prof. Dr. Hajo Funke

Tag der Disputation: 25. September 2013

im Gedenken an meinen Papa

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis	xii
I Einleitung	1
1.1 Annäherung an das Thema und Problemdarstellung	1
1.2 Forschungsstand	10
1.3 Fragestellung und Hypothesen	17
1.4 Aufbau der Arbeit und Vorgehensweise	20
1.5 Methodologische und theoretische Hinweise	22
1.6 Ein Einblick in die innenpolitischen Verhältnisse Kasachstans	25
1.6.1 Semi-autoritäres Präsidialsystem	25
1.6.2 Nasarbajew als zentrale politische Figur des Landes	28
1.6.3 Techniken der Machtkonsolidierung	31
1.6.4 Bedeutung traditioneller Gesellschaftsstrukturen für die politische Stabilität	37
1.6.5 Rentierismus und sowjetische Gesellschaftsgrundzüge als systemstabilisierende Elemente	39
1.6.6 Die multivektorielle Außenpolitik Kasachstans	42
II Die historische Entwicklung des kasachischen Erdölsektors	54
2.1 Die Anfänge der Erdölgewinnung in Kasachstan	54
2.2 Eingliederung Kasachstans in die sowjetische Ölindustrie vor dem Zweiten Weltkrieg	56
2.3 Die kasachische Erdölindustrie in der Nachkriegszeit	59
2.3.1 Das Uzen-Feld – Kasachstans Aufstieg zur sowjetischen Erdölrepublik	60
2.3.2 Die Ausweitung der Reservenbasis – Kasachstan erhält einen Platz auf der Weltölkarte	62
2.4 Der kasachische Ölsektor als Bestandteil der gesamtsowjetischen Ölindustrie	67
2.5 Die Ölexportinfrastruktur der UdSSR	74
2.5.1 Das Druzhba-Pipelinesystem	74
2.5.2 Maritime Ölexportmöglichkeiten	80
2.5.3 Der Verwaltungsapparat des sowjetischen Pipelinenetzes	81
2.6 Herausforderungen für Ölexporte aus Kasachstan nach dem Zerfall der UdSSR	82
2.6.1 Die Missstände des russischen Binnenmarktes	82
2.6.2 Infrastrukturengpässe, Konkurrenzdenken und Diskriminierungspraktiken behindern die Nutzung des russischen Transportsystems	85
2.6.3 Zusammenfassende Betrachtungen – der Zwang zur Diversifizierung	89
2.7 Kasachischer Ölsektor nach der Unabhängigkeit	95
2.7.1 Überblick über die Reserven- und Ressourcenlage	95
2.7.2 Kasachische Erdölproduktion nach der Unabhängigkeit und ihre Perspektiven	97
2.7.3 Verwaltungsstrukturen des kasachischen Ölsektors	105
III Der nördliche Exportvektor	112
3.1 Der Weg zur Entstehung des Caspian Pipeline Consortiums	112
3.1.1 Verhandlungen über die Erschließung des Tengiz-Feldes	112
3.1.2 Die Gründung des Pipelinekonsortiums durch Kasachstan und Oman	117
3.1.3 Die Ausweitung der Konsortialmitgliedschaft	121
3.1.4 Entscheidung über den Routenverlauf und der Ursprung der Auseinandersetzung zwischen Chevron und OOC	123
3.2 Das Scheitern der Umsetzung der CPC-Pipeline unter der Führung von OOC	125
3.2.1 Die Festlegung der Position von Chevron gegenüber dem Pipelinekonsortium	125
3.2.2 Differenzen in den Verhandlungspositionen von OOC und Chevron	129
3.2.3 Suche nach Auswegen aus dem Verhandlungsstillstand	131
3.2.4 Der Weg zur Interessenskoalition zwischen Kasachstan und Chevron	135
3.2.5 Versuche zur Isolierung und Verdrängung von OOC aus dem Pipelinekonsortium	138
3.2.6 Gescheiterte Hoffnungen auf den Vertrag über die Energiecharta	141

3.2.7 Der Zweiphasenplan von OOC zum Bau der CPC-Pipeline	143
3.2.8 Der kasachische Unmut über den Zweiphasenplan	147
3.2.9 Negative Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Projektes durch die EBRD	152
3.2.10 Der erneute Versuch Washingtons, Kasachstan für die westliche Route zu gewinnen	154
3.2.11 Schwierigkeiten von OOC mit der Sicherstellung der Finanzierung für CPC-Phase I	157
3.2.12 Vorstöße zur Formung eines alternativen Konsortiums	160
3.2.13 Die Einbeziehung von Mobil in das TengizChevroil JV	161
3.2.14 Die Einbeziehung von Lukoil in das TengizChevroil JV	164
3.2.15 Der schwierige Weg zur Neustrukturierung des Pipelinekonsortiums	170
3.2.16 Die Einigung über die CPC-Umformung durch die Aufnahme privater Produzenten	177
3.3 Die Umsetzung des Tengiz-Noworossiysk-Pipelineprojektes	180
3.3.1 Verhandlungen über Projektdetails und das Streben Transnefts nach der Beteiligung	180
3.3.2 Die Ergebnisse des Vertrages über die CPC-Restrukturierung vom 6. Dezember 1996	185
3.3.3 Verzögerungen bei der Ratifizierung des CPC-Restrukturierungsabkommens	188
3.3.4 Lokaler Widerstand, schlechter Führungsstil und Differenzen bei der Gewinnaufteilung behindern die Projektumsetzung	190
3.3.5 Herausforderungen für den Ölexport aus Kasachstan vor dem Bau der CPC-Leitung	195
3.3.6 Außenpolitische und strategische Faktoren beschleunigen die Projektimplementierung ...	197
3.3.7 Die Bauphase und die Herausforderungen vor der Inbetriebnahme der Pipeline	204
3.3.8 Die Probleme nach der Inbetriebnahme werden nicht weniger	212
3.3.9 CPC als Durchbruch in den kasachischen exportinfrastrukturellen Bemühungen	217
3.4 Die Entwicklung russisch-kasachischer Transitbeziehungen im Zuge des CPC-Bauprozesses ...	219
3.4.1 Der Wandel der russischen Einstellung gegenüber kasachischen Transitlieferungen	219
3.4.2 Der Abschluss des langfristigen Transitvertrages	227
3.4.3 Stillstand bei der Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline	232
3.5 Das Streben nach der Erweiterung der CPC-Pipeline	233
3.5.1 Erste Pläne für die Steigerung der Pipelinekapazität	233
3.5.2 Das russische Streben nach der Aufnahme der CPC in die Liste natürlicher Monopole	235
3.5.3 Differenzen über den Produktionsausbau von TCO verzögern die CPC-Expansion	239
3.5.4 Die Einigung über die Notwendigkeit der Pipelineerweiterung	243
3.5.5 Die Lösung des Problems der Nutzung der russischen Transportquote	247
3.5.6 Das russische Streben nach der regulativen Kontrolle über die CPC-Leitung	249
3.5.7 Russland konkretisiert seine Verhandlungsposition	252
3.5.8 Die Missstände im russischen Verwaltungsapparat in Bezug auf das CPC-Projekt	255
3.5.9 Erste Überlegungen kasachischer Ölproduzenten zu Alternativen zur CPC	256
3.5.10 Aufnahme russischer Ölexporte über die CPC-Leitung	259
3.5.11 Erste Kompromissvorschläge der Produzenten stoßen auf Moskaus Ablehnung	261
3.5.12 Russlands Haltung fördert Kasachstans Diversifizierungsstreben	265
3.5.13 Die Verhandlungsposition der Ölproduzenten stößt auf russischen Widerstand	269
3.5.14 Kasachstans Initiativen zur Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline	276
3.5.15 Bedingung der CPC-Erweiterung durch den Bau einer Bosphorus-Bypass-Pipeline	278
3.5.16 Ein Durchbruch in den Verhandlungen der letztendlich keiner war	282
3.5.17 Russland verschärft den Druck auf das Konsortium	286
3.5.18 Die Verhandlungen über das Burgas-Alexandroupolis-Pipelineprojekt	292
3.5.19 Astana akzeptiert Lieferungen über die Burgas-Alexandroupolis-Pipeline	295
3.5.20 Kasachstans Loyalitätsbekundung gegenüber Russland	299
3.5.21 Transneft als Verhandlungsführer – Produzenten lenken auf Moskaus Forderungen ein .	303
3.5.22 Die Geduld der Produzenten und Kasachstans reist – drohende Abkehr von der CPC	307
3.5.23 Russland verzichtet auf die Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem B-A-Projekt	313
3.5.24 Transneft, KMG und Chevron einigen sich auf Bedingungen der CPC-Erweiterung	317
3.5.25 Omans Austritt aus dem Konsortium	319
3.5.26 BPs Austritt aus dem Konsortium	321

3.5.27 Die Verabschiedung des CPC-Expansionsprojekts und die Verbesserungen der russischen Transitbedingungen	329
3.5.28 Das CPC-Expansionsprojekt als „window of opportunity“ für Russland	333
3.6 Zusammenfassende Betrachtung	337
IV Der westliche Exportvektor	352
4.1 Die frühe Phase – Ankara als treibende Kraft hinter der westlichen Exportroute	353
4.1.1 Erste Überlegungen zu Exportrouten für aserbajdschanisches Öl.....	353
4.1.2 Das Streben Ankaras nach politischem Einfluss und Energieversorgungssicherheit.....	355
4.1.3 Die Türkei bietet sich als Exportroute für kasachisches Öl an	357
4.1.4 Initiativen zur Bündelung kasachischer und aserbajdschanischer Ölexporte.....	361
4.1.5 Kein Wandel der Transportpräferenzen nach den politischen Umbrüchen in Baku	368
4.1.6 Die Türkei erhöht den Druck – Astana hält an der russischen Hauptexportroute fest.....	372
4.1.7 Russland intensiviert sein Interesse an der kaspischen Region	374
4.1.8 Das Werben um eine westliche Exportroute für Kasachstan nach dem aserbajdschanischen Jahrhundertvertrag.....	377
4.2 Die USA treten dem Pipelinepoker bei	379
4.2.1 Das Werben um Astanas Teilnahme an der westlichen Exportroute hält an	383
4.2.2 Der Rechtsstatus des Kaspischen Meers als Hindernis transkaspischer Pipelinerouten	386
4.2.3 Der Projektvorschlag von Oil Capital stößt auf allgemeine Ablehnung	388
4.2.4 Die Doppel-Routen-Lösung für den Export der frühen ACG-Produktion	390
4.2.5 Chevrons Suche nach kurzfristigen Exportalternativen	394
4.2.6 Ankaras Sorgen um das Schicksal der Baku-Ceyhan-Route: Kasachstan als Reservelieferant?	395
4.2.7 EU-Initiativen zur energiepolitischen Anbindung des kaspischen Raumes und die Grenzen des Vorgehens der Gemeinschaft.....	398
4.3 Transkaukasische Route I: der Kaukasus wird zur Exportroute für kasachisches Öl	400
4.4 Hoffen auf Kasachstans Zusage zur westlichen Exportroute und die Schaukelpolitik Astanas..	406
4.5 Die USA steigern ihr regionales Engagement	409
4.5.1 Nasarbajew verweigert den Verzicht auf die iranische Exportroute	414
4.5.2 Das Treffen von Istanbul – Astanas mangelnde Unterstützung für die westliche Route	418
4.5.3 Das Interesse an Kasachstans Teilnahme an der Baku-Ceyhan-Leitung ist Ungebrochen ...	419
4.5.4 Das Werben Washingtons um die Unterstützung der EU	421
4.5.5 Die kasachisch-russische Einigung über die Offshore-Grenzziehung.....	422
4.5.6 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen sprechen gegen die Baku-Ceyhan-Route	424
4.5.7 Ankara-Deklaration und die Verschiebung der Entscheidung über die Hauptexportroute..	430
4.5.8 Die Entscheidung zugunsten der Baku-Ceyhan-Exportroute und die Istanbul-Deklaration .	435
4.5.9 Astanas diplomatischer Balanceakt im Zuge der Fortschritte der BTC-Route	438
4.5.10 Russland steigert sein regionales Engagement.....	440
4.5.11 Die Lobby-Arbeit um Kasachstan – unveränderte Einstellung nach dem Kashagan-Fund .	442
4.5.12 Die EU hält sich aus dem kaspischen Ölpipelinepoker raus.....	445
4.5.13 Der BTC-Prozess schreitet trotz offizieller kasachischer Zurückhaltung voran.....	448
4.6 Transkaukasische Route II: Entwicklung vor der Inbetriebnahme der CPC.....	454
4.7 Einbeziehung kasachischer Produzenten in das BTC-Projekt	462
4.8 Transkaspischer Streckenabschnitt: Tankertransport statt Unterwasserpipeline	467
4.8.1 Verzögerungen bei Kashagan verschieben die transkaspischen Exportpläne	474
4.9 Militärische Kooperation als Aspekt der (Energie-)Beziehungen im kaspischen Raum	474
4.10 Die Suche nach einer Hauptexportroute für Kashagan	476
4.11 Die Entscheidung für die westliche Route als Hauptexportlösung für Kashagan.....	480
4.12 Baku und Astana können sich nicht über die Nutzung der BTC einigen.....	486
4.13 Unterschiede in Zielsetzungen amerikanischer und europäischer Energiestrategien für die Region	488
4.14 Die kasachisch-aserbajdschanische Einigung über die BTC-Nutzung	492

4.15 Chevron interessiert sich für das transkaspische Exportsystem	495
4.16 Transkaukasische Route III: Missstände der transkaukasischen Route.....	497
4.17 Langsame Fortschritte bei der KCTS-Entwicklung	504
4.18 Washingtons Interesse am Bau der Unterwasserpipeline hält an; konzeptionelle Unterschiede zwischen der EU- und US-Infrastrukturpolitik.....	508
4.19 Transkaukasische Route IV: Kasachstans Infrastrukturpläne im Kaukasus	514
4.19.1 Auswirkungen des georgisch-russischen Krieges auf Astanas Transportziele im Kaukasus	516
4.20 Zahlreiche Differenzen behindern die KCTS-Konzipierung	521
4.21 Transkaspische Route V: Beginn kasachischer Ölexporte über die BTC.....	525
4.22 Verzögerungen bei Kashagan und die Restrukturierung von Agip KCO	526
4.23 Generelle Einigung über den maritimen Teil von KCTS und das Bandwagoning Astanas gegenüber Moskau	532
4.24 Differenzen bezüglich der Umsetzung von KCTS bestehen weiter.....	535
4.25 Astanas Position gegenüber privaten Produzenten verschärft sich.....	540
4.26 Scheinbare Fortschritte bei der Konzipierung von KCTS	541
4.27 Transkaukasische Route VI: Baku und Astana konkurrieren im Transportgeschäft.....	545
4.27.1 Einstellung kasachischer Exporte über die BTC.....	550
4.28 KCTS, ein Projekt für die Zukunft	551
4.29 Zusammenfassende Betrachtung	558
V Der östliche Exportvektor.....	570
5.1 Kasachische Pläne zum Bau einer West-Ost-Pipelineverbindung	570
5.2 Chinas Eintritt in den kasachischen Ölsektor.....	576
5.2.1 Erste Annäherung.....	576
5.2.2 Die Übernahme von Aktobemunaigas durch CNPC	579
5.2.3 Erfolg von CNPC im Bieterverfahren um Uzenmunaigas	581
5.2.4 Der kasachisch-chinesische Jahrhundertvertrag.....	583
5.2.5 Chinas Eintritt in den kasachischen Ölsektor als Herausforderung für die US- Pipelinepolitik; Scheitern der Verhandlungen um Uzenmunaigas	589
5.3 Der lange Weg zur Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline	593
5.3.1 Verzögerungen bei der Entwicklung der Machbarkeitsstudie	593
5.3.2 Aufnahme von Eisenbahnexporten nach China	596
5.3.3 Erste Zweifel an der Umsetzbarkeit des Pipelineprojektes und mögliche Lösungsansätze .	599
5.3.4 CNPC verliert das Interesse am Pipelineprojekt	602
5.3.5 Keine Veränderung der Einstellung nach dem Kashagan-Fund	605
5.3.6 Auseinandersetzungen zwischen CNPC und Kasachstan über Aktobemunaigas.....	607
5.3.7 Exportengpässe von Aktobemunaigas als Impuls zur Umsetzung der Kenkiyak-Atyrau- Leitung	609
5.3.8 Einbeziehung von CNPC in den Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline	611
5.3.9 Kasachische Pläne zum Bau der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline	616
5.3.10 Die Suche nach der Reservenbasis für die Kasachstan-China-Pipeline.....	619
5.3.11 Der fehlgeschlagene Einstieg chinesischer Unternehmen ins Kashagan-Konsortium.....	623
5.3.11.1 Ein Nachwort zu Kashagan – der Wiedereinstieg Kasachstans in sein größtes Feld.	625
5.3.12 Peking stimmt dem Bau der Kasachstan-China-Pipeline zu.....	628
5.3.13 Steigerung der chinesischen Präsenz im kasachischen Ölsektor	633
5.3.14 Atasu-Alashankou-Pipeline als Alternative zu russisch-chinesischen Infrastrukturplänen?	635
5.3.15 Verhandlungen über die Realisierungsbedingungen des Atasu-Alashankou-Abschnittes .	639
5.3.16 Suche nach kasachischen und russischen Nutzern der Atasu-Alashankou-Pipeline	645
5.3.17 Die Übernahme von PetroKazakhstan – ein entscheidender Schritt zur Auslastung der Atasu-Alashankou-Leitung	651
5.3.17.1 Übernahmeschlacht Teil I: CNPC vs. ONGC Videsh	655
5.3.17.2 Übernahmeschlacht Teil II: CNPC vs. Kasachstans Renationalisierungsstreben	658

5.3.17.3 Übernahmeschlacht Teil III: CNPC vs. Lukoil	661
5.3.18 Die Inbetriebnahme des Atasu-Alashankou-Abschnittes – die geoökonomische Teilung des kasachischen Ölsektors	665
5.3.19 Schwierigkeiten beim Zugang russischer Produzenten zur Pipeline.....	668
5.3.20 Übernahme von Nations Energy/Karazhanbasmunai	677
5.3.21 Entscheidung zum Bau der Kenkiyak-Kumkol-Pipeline	681
5.3.22 Übernahme von Central Asia Petroleum/MangistauMunaiGas	684
5.3.23 Kasachische Vorbehalte gegenüber der wachsenden chinesischen Präsenz	687
5.3.24 Kleinere Akquisitionen im kasachischen Ölsektor durch chinesische Unternehmen	693
5.3.25 Die Fertigstellung der Kumkol-Kenkiyak-Pipeline	695
5.4 Zusammenfassende Betrachtung	699
VI Der südliche Exportvektor	708
6.1 Erste Annäherung – iranische Route als mögliche Exportalternative für Tengiz.....	708
6.2 Suche nach Übergangslösungen vor der Fertigstellung der CPC – Swaps statt Pipelines	714
6.3 Die US-Sanktionspolitik als limitierender Faktor südlich ausgerichteter Diversifizierungsbemühungen	717
6.4 Der Versuch zur Beteiligung von Chevron an Swaps mit dem Iran	720
6.5 Das erste kasachisch-iranische Swap-Abkommen und sein Scheitern	722
6.6 Der Eintritt von CNPC in den kasachischen Ölsektor als Chance für den Bau der Kasachstan- Iran-Pipeline	726
6.7 Divergierende Einstellungen innerhalb der USA zu Ölexporten über den Iran	729
6.8 CNPC zeigt Interesse an tankerbasierten Swaps mit dem Iran.....	735
6.9 Irans Pläne zum Ausbau des Landes zum Hauptexportkorridor für kaspisches Öl.....	736
6.10 Europäische Unternehmen zeigen Interesse an der südlichen Route.....	739
6.11 Der steinige Weg zur Auftragsvergabe für die Neka-Teheran-Pipeline.....	741
6.12 Die versuchte Wiederaufnahme des kasachisch-iranischen Swap-Handels	744
6.13 Irans Infrastrukturinitiativen zum Export der Kashagan-Produktion	746
6.14 Totals Interesse an der südlichen Exportroute.....	748
6.15 Wettbewerb um die Hauptexportroute für Kashagan	751
6.16 Scheitern der Initiative zum Bau der Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline	754
6.17 Kasachisch-iranischer Swap-Handel im Zeitraum 2001-2009.....	758
6.18 Irans Reaktion auf Astanas maritime Exportstrategie	766
6.18.1 Das Neka-Jask-Pipelineprojekt	767
6.18.2 Irans Streben nach der Beteiligung kasachischer Produzenten am Neka-Jask-Projekt	770
6.18.3 Neka-Jask-Pipeline als Zukunftsprojekt?.....	772
6.19 Das Ende des iranischen Swap-Handels im Jahr 2010.....	776
6.20 Zusammenfassende Betrachtung	781
VII Zusammenfassung	788
Literaturverzeichnis	837
Anhang.....	935

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Ölförderung in der Kasachischen SSR im Zeitraum 1965-1991 (in Mt)	67
Abbildung 2: Sowjetisches ErdölförderungspipelineNetz.....	69
Abbildung 3: Kasachisches PipelineNetz und Projekte zur Steigerung der Versorgungssicherheit (Stand 1992)	70
Abbildung 4: Druzhba-Exportsystem.....	79
Abbildung 5: Ölpreisentwicklung auf dem russischen Binnenmarkt	84
Abbildung 6: Sedimentbassins in Kasachstan	96
Abbildung 7: Verteilung der kasachischen Erdölproduktion nach Regionen (in 1.000 t)	97
Abbildung 8: Kasachische Ölbilanz (in 1.000 t)	102
Abbildung 9: Projektion der künftigen Entwicklung der kasachischen Ölbilanz	104
Abbildung 10: Anteile ausgewählter Produzenten an der kasachischen Ölförderung (in t; Beteiligungen in Prozent)	110
Abbildung 11: Ölpipelineinfrastruktur in der nordkaspischen Region (1992)	117
Abbildung 12: Erster Entwurf der CPC-Route (Oktober 1992).....	124
Abbildung 13: Modifizierter CPC-Streckenverlauf (Mai 1993).....	128
Abbildung 14: Kompromissvorschlag von Nasarbajew - Erneuerung und Erweiterung bestehender Pipelinessegmente.....	132
Abbildung 15: Zweiphasenplan von OOC.....	144
Abbildung 16: CPC-Pipeline - endgültiger Streckenverlauf	187
Abbildung 17: Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline und Tschetschenien-Bypass.....	206
Abbildung 18: Grenzkosten für Ölexporte aus Kasachstan vor und nach der CPC-Inbetriebnahme (in USD/b; Mio. Barrel)	218
Abbildung 19: Durchschnittlicher Verkaufspreis für kasachische Ölexporte (USD/t).....	231
Abbildung 20: TCO: Ölförderung und Anteil an der kasachischen Gesamtproduktion (in Mt).....	242
Abbildung 21: Bosphorus-Bypass-Pipelineprojekte	281
Abbildung 22: Eisenbahnexporte aus Kasachstan (in 1.000 t)	312
Abbildung 23: CPC-Expansionsprojekt (Zubau von Pumpstationen)	336
Abbildung 24: Transportprojekte in der kaspischen Region	366
Abbildung 25: Vorschläge von Brown & Root zum Export kasachischen Öls.....	385
Abbildung 26: Mögliche Aufteilung des Kaspischen Meeres – Kondominium-Model (45-Meilen exklusive Zone).....	388
Abbildung 27: Mögliche Aufteilung des Kaspischen Meeres –nationale Sektoren nach Medianlinie	388
Abbildung 28: „Early Oil“-Exportpipelines: „Südliche Route“ (Baku-Supsa) und „Nördliche Route“ (Baku-Noworossiysk, inklusive Tschetschenien-Bypass)	393
Abbildung 29: Transkaukasischer Eisenbahnkorridor	402
Abbildung 30: Chevrons Pläne zur Modernisierung der Pipelineinfrastruktur in Aserbaidschan und Georgien.....	405
Abbildung 31: Offshore-Grenzziehung zwischen Russland und Kasachstan.....	424
Abbildung 32: Pläne zur Dubendi–Dashgil–Ali Bairamli–Kashuri–Batumi–Route (bestehende und geplante Segmente)	456
Abbildung 33: Kashagan Exportoptionen.....	480
Abbildung 34: Aserbaidschanische Ölexportpipelineinfrastruktur	484
Abbildung 35: EU-Erdölimporte aus ausgewählten Lieferländern (in 1.000 Barrel).....	491
Abbildung 36: Kazakhstan Caspian Transport System (KCTS) und die BTC-Pipeline.....	494
Abbildung 37: Pläne zur Eskene-Kuryk-Pipeline (EKP; mit Anschluss an das Tengiz-Feld)	496
Abbildung 38: Beteiligungen und Kontrolle an aserbaidschanischen Öltransporteinrichtungen.....	501
Abbildung 39: Ziel kasachischer Ölexporte von Aktau (in Mt)	502
Abbildung 40: Kosten auf der Route Aktau-Baku-Batumi (USD/t).....	502
Abbildung 41: Auswirkungen des russisch-georgischen Krieges und der Unterbrechung der BTC auf den Öltransport.....	519

Abbildung 42: Lizenzgebiete (inklusive Vorkommen) von Agip KCO	529
Abbildung 43: Aufgabenverteilung im Kashagan-Konsortium nach der Restrukturierung 2008.....	532
Abbildung 44: KCTS mit Anschluss an Tengiz und Aktau, Exportmöglichkeiten von Baku.....	543
Abbildung 45: West-Ost-Pipeline (Westkasachstan-Kumkol-Pipeline)	572
Abbildung 46: Kasachstan-China-Pipeline (Skizze der ersten Idee) und Kasachstan-Turkmenistan-Iran- Pipeline.....	581
Abbildung 47: Kasachstan-China-Pipelineroute (bestehende und neu zu bauende Abschnitte)	594
Abbildung 48: Kasachisches Eisenbahnnetz (Stand 2002)	597
Abbildung 49: Ölexporte aus Kasachstan nach China per Eisenbahn (in Mt)	599
Abbildung 50: Ölpreisentwicklung im Zeitraum 1996-2004 (WTI; USD/b; Wochendurchschnitt)	601
Abbildung 51: Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline und KAM-Pipeline	617
Abbildung 52: KAM-Pipeline (Detail).....	619
Abbildung 53: Chinesische Ölbilanz (in Mt).....	621
Abbildung 54: Optionen für die Einspeisung russischen Öls in die Kasachstan-China-Pipeline	632
Abbildung 55: Explorationsblöcke von FIOC, North Buzachi Feld, Bars-Block	634
Abbildung 56: Big Sky Energy Lizenzgebiete	635
Abbildung 57: Russisch-chinesische Pipelinepläne (Angarsk-Daqing; Taishet-Nachodka, inklusive Arm nach China).....	639
Abbildung 58: Chinesisches Öl- und Gaspipelinennetz	642
Abbildung 59: PetroKazakhstan: Felder und Explorationsgebiete	654
Abbildung 60: Kasachische Ölexportbilanz, 2006 (in Mt)	673
Abbildung 61: Central Asia Petroleum (MMG) und Nations Energy (Karazhanbasmunai).....	686
Abbildung 62: Prognose der Förderentwicklung für Produzenten mit chinesischer Beteiligung (in 1.000 t)	690
Abbildung 63: Netback-Preise auf ausgewählten Transportrouten, 2010 (Ausgangspunkt Atyrau) ..	697
Abbildung 64: Pipelines und Terminals im Nordiran, KTI-Pipelineprojekt.....	728
Abbildung 65: Iranische Öl- und Gasinfrastruktur.....	737
Abbildung 66: Maritime Transportrouten im Kaspischen Meer	757
Abbildung 67: Ausbauphasen der Neka-Teheran/Rey Swap-Pipeline (revidierte Pläne)	759
Abbildung 68: Preisentwicklung der Ölsorten Brent, Iranian Light und Urals (Monatsdurchschnitt, USD/b)	763
Abbildung 69: Entwicklung des kasachisch-iranischen Ölswap-Handels (in Mt)	766
Abbildung 70: Neka-Jask-Pipelineprojekt.....	768
Abbildung 71: Verständnis und Dimensionen des Begriffes „Diversifizierung“ im Kontext kasachischer Erdölexportpolitik.....	796
Abbildung 72: Kaspische Region: Infrastrukturzubau seit 1991, inklusive Projektvorschlägen.....	817
Abbildung 73: Erdölexport aus Kasachstan nach Routen (in Mt).....	818
Abbildung 74: Anteil einzelner Exportrouten am kasachischen Erdölexport	819
Abbildung 75: Anteil „geopolitischer“ und „geoökonomischer“ Diversifizierung am kasachischen Gesamlexport.....	820
Abbildung 76: „Geopolitische“ und „Geoökonomische“ Diversifizierung (in Mt)	820
Abbildung 77: Anteil einzelner Routen an der „geoökonomischen Diversifizierung“	821
Abbildung 78: Anteil einzelner Routen an der „geopolitischen Diversifizierung“	822
Abbildung 79: Aufteilung kasachischer Erdölexporte nach geografischen Korridoren - absolut (in Mt)	824
Abbildung 80: Aufteilung kasachischer Erdölexporte nach geografischen Korridoren - relativ	824
Abbildung 81: Prognose zur Entwicklung des kasachischen Öllexportpotenzials und der Transportkapazitäten (in Mt)	835

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Der politische Transformationsprozess in Kasachstan (Freedom House)	28
Tabelle 2: Ölproduktion ausgewählter Sowjetrepubliken (in Mt).....	61
Tabelle 3: Rohöltransportmittel in der UdSSR	68
Tabelle 4: Technische Beschaffenheit kasachischer Raffinerien (1999; in Mt).....	72
Tabelle 5: Kasachische Ölbilanz laut IMF (1989-1992) und Weltbank (1990-92) (in Mt)	73
Tabelle 6: Kasachische Ölexporte per Pipeline außerhalb der GUS (1991-97; in Mt).....	87
Tabelle 7: Kasachische Rohölexportbilanz im Jahr 1996 nach IEA (in Mt)	88
Tabelle 8: Transportkosten von Transneft auf ausgewählten Routen (2003; USD/t ohne MwSt.)	89
Tabelle 9: Export-/Importinfrastruktur in Kasachstan nach dem Zerfall der UdSSR.....	92
Tabelle 10: Schematische Darstellung der Herausforderungen der kasachischen Erdölexportpolitik.	95
Tabelle 11: Ausländische Direktinvestitionen in den kasachischen Öl- und Gassektor (in Mio. USD)..	99
Tabelle 12: Szenarien zur Entwicklung des kasachischen Ölproduktionspotenzials (in mb/d).....	105
Tabelle 13: Kasachstan: ausgewählte ökonomische Kennzahlen	111
Tabelle 14: Angedachte CPC-Struktur gemäß der Positionen von OOC und Russland (in Prozent) ...	125
Tabelle 15: Vorschlag von OOC zur Restrukturierung des CPC für Phase I	145
Tabelle 16: Entwicklung der Anteilsstruktur von TengizChevroil (in Prozent).....	170
Tabelle 17: Aufteilung der Anteile, jährlicher Transportrechte und Kosten an der CPC-Pipeline	189
Tabelle 18: Am Bau der CPC-Pipeline beteiligte Unternehmen	203
Tabelle 19: CPC-Pipeline: bestehende und neue Segmente	204
Tabelle 20: Tatsächliche kasachische Exporte auf „Far-Abroad“-Märkte via Transneft-Netz (in Mt)	225
Tabelle 21: Exporttarife für russische Produzenten (erhoben von regionalen Subunternehmen von Transneft) vs. Transittarife für kasachische Produzenten (Stand Dezember 2005)	230
Tabelle 22: Ausbauphasen der CPC-Kapazität (in Mt/Jahr)	236
Tabelle 23: Russische Forderungen vs. Kompromissvorschläge der Produzenten (Stand Juni 2005)	270
Tabelle 24: KMG: durchschnittliche Preise beim Export über die CPC- und Atyrau-Samara-Pipeline	277
Tabelle 25: Anteile am CPC nach dem Austritt von BP und Oman (in Prozent).....	328
Tabelle 26: Kasachische Transitvolumina über Russland im Zeitraum 2010-2020 (in Mt)	332
Tabelle 27: Phasen des CPC-Expansionsprojektes (Kapazität in Mt/Jahr)	335
Tabelle 28: Kasachischer Ölexport auf über Russland führenden Pipelinerouten (in Mt).....	349
Tabelle 29: Kasachische Erdölexporte nach Aserbaidschan (in t)	353
Tabelle 30: Anteile an der BTC Co. (in Prozent; hervorgehoben Mitglieder von Agip KCO)	467
Tabelle 31: Anteile von Agip KCO-Mitgliedern an regionalen Pipelineprojekten (2002; in Prozent) .	470
Tabelle 32: Veränderungen der Eigentumsstruktur des Kashagan-Konsortiums (in Prozent)	530
Tabelle 33: Kasachische Ölexporte nach Routen, 2010 (in Mt)	556
Tabelle 34: PetroKazakhstan: Aufschlüsselung der Produktion und Reserven nach Feldern.....	654
Tabelle 35: Förderrate der von CNPC Ende 2005 kontrollierten Produzenten (in Klammern Anteilsproduktion)	663
Tabelle 36: Transportvolumen und Relevanz der Kasachstan-China-Pipeline.....	696
Tabelle 37: Chinesische Beteiligungen an kasachischen Produzenten (2011, in Klammern Anteilsproduktion)	698
Tabelle 38: Iranische Raffineriekapazität (2000).....	748
Tabelle 39: Klassifizierung kasachischer Exportoptionen im Kontext der außenpolitischen Strategien des Landes und der entwickelten Diversifizierungskategorien	798
Tabelle 40: Ölexportrouten aus dem kaspischen Raum (Kapazität Ende 2011 in Mt/Jahr)	816
Tabelle 41: Erdölexport aus Kasachstan – einzelne Routen und geografische Vektoren (in Mt)	935

Abkürzungsverzeichnis

ABTC	Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan
ACG	Azeri-Chirag-Guneshli (aserbaidshische Offshore-Felder)
ADB	Asian Development Bank
ADDY	Azerbaycan Doövlet Demir Yolu (Aserbaidshische staatliche Bahngesellschaft)
AG	Aktiengesellschaft
Agip KCO	Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company (Betreiber von Kashagan)
AIOC	Azerbaijan International Operating Company (Betreiber der ACG-Felder)
AMBO	Albanian Macedonian Bulgarian Oil Corporation
ANZUS	Australia, New Zealand, United States Security Treaty
API	American Petroleum Institute Gravity (Messwert für die relative Dichte von Rohöl)
ARCO	Atlantic Ritchfield Company
ATC	American Trade Consortium
b	Barrel
b/d	Barrel pro Tag
B-A	Burgas-Alexandroupolis-Pipeline
BAPC	Burgas Alexandroupolis Pipeline Consortium
BG	British Gas
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMB	Birlesmis Muhendisler Burosu
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BOT	Build-operate-transfer
BOTAS	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (Petroleum Pipeline Corporation)
BP	British Petroleum
BPS	Baltic Pipeline System
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BTC Co.	Baku-Tbilisi-Ceyhan Company (Besitzer und Betreiber der BTC-Pipeline)
BTC	Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline
CAC	Central-Asia-Center-Gaspipelinesystem
CALM	Catenary Anchor Leg Mooring
CAP	Central Asia Petroleum (Besitzer von MangistauMunaiGas)
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CASPAR	Caspian Shipping Company
CCO	Caspian Cooperation Organization
CCPG	Cross Caspian Producers Group
CDB	China Development Bank
CENTCOM	United States Central Command
CENTO	Central Treaty Organization
CERA	Cambridge Energy Research Associates
CEVC	Chinese Energy Ventures Corporation
CGES	Center for Global Energy Studies
CIA	Central Intelligence Agency
CICA	Conference on Interaction and Confidence-Building Measures in Asia
Cif	Cost insurance freight
CIPC	Caspian International Pipeline Consortium
CIPCO	Caspian International Petroleum Company
CISADA	Comprehensive Iran Sanctions, Accountability, and Divestment Act
CITIC	China International Trust and Investment Corporation
CNODC	China National Oil Development Corporation
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation

CNPC	China National Petroleum Company
COFACE	Compagnie Française d'Assurance pour le Commerce Extérieur
CPC	Caspian Pipeline Consortium
CPC-K	Caspian Pipeline Consortium – Kazakhstan
CPC-R	Caspian Pipeline Consortium – Russia
cts	Cents
DDR	Deutsche Demokratische Republik
DRA	Drag Reducing Agents
DWK	Demokratische Wahl Kasachstans
dwt	Deadweight tonnage (Ladefähigkeit von Schiffen)
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
ECO	Economic Cooperation Organization
ECU	European Currency Unit
EIA	Energy Information Administration
EK	Europäische Kommission
EKP	Eskene-Kuryk-Pipeline
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (National Hydrocarbons Authority)
ESPO	Eastern Siberia Pacific Pipeline
ETPM Ent.	Entrepot Grands Travaux de Marseille pour les Travaux Pétroliers Maritimes
EU	Europäische Union
FDI	Foreign Direct Investment
FEC	Federal Energy Commission
FEED	Front End Engineering and Design Study
FIOC	First International Oil Company
Fn	Fußnote
Fob	Free on board
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GOGC	Georgian Oil and Gas Corporation
Gt	Gigatonne
GTN	Glavtransneft
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
ha	Hektar
HH	Hurricane Hydrocarbons
IEA	International Energy Agency
ILF	Ingenieurgesellschaft Lässer-Feizlmayr
ILSA	Iran Libya Sanction Act
IMF	International Monetary Fund
ING	Internationale Nederlanden Groep
INOGATE	Interstate Oil and Gas Transportation to Europe
ISA	Iran Sanction Act
ISAF	International Security Assistance Force
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JNOC	Japan National Oil Company
JV	Joint Venture
KAM	Kyzylkiya-Aryskum-Maybulak-Pipeline
KAZBAT	Kazakhstan Peacekeeping Battalion
KCTS	Kazakhstan Caspian Transport System
KIOGE	Kazakhstan International Oil & Gas Exhibition
KITC	Kazakhstan Iran Transport System
km	Kilometer
KMG E&P	KazMunayGas Exploration and Production
KMG	KazMunayGas

KMTF	Kazmortransflot (Kasachisches staatliches Schiffstransportunternehmen)
KP	Kommunistische Partei
KPC	Kazakhstan Pipeline Company
KPO	Karachaganak Petroleum Operating
KPV	Kazakhstan Pipeline Ventures
KSZE	Konferenz für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa
KTI	Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline
KZT	Kasachischer Tenge
LAD	Republican Public Slavonic Movement
LIBOR	London Interbank Offered Rate
LLP	Limited Liability Partnership
LNG	Liquefied Natural Gas
Ltd	Limited Company (nicht-börsennotierte Kapitalgesellschaft)
LukArco	Gemeinschaftsunternehmen zwischen Lukoil und ARCO
m	Meter
MAPNA	Iran Power Plant Projects Management Company
mb	Million Barrel
Mboe	Million barrels of oil equivalent
MENA	Middle East and North Africa
MEP	Middle East Petroleum
MEPCO	Main Export Pipeline Company
mm	Millimeter
MMG	MangistauMunaiGas
MOL	Magyar Olaj- és Gázipari Nyilvánosan működő Részvénytársaság (Hungarian Oil and Gas Public Limited Company)
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
MwSt.	Mehrwertsteuer
NATO	North Atlantic Treaty Organization
NCOC	North Caspian Operating Company
NCPOC	North Caspian Production Operations Company
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance
NICO	Naftiran Intertrade Company
NIOC	National Iranian Oil Company
NIORDC	National Iranian Oil Refining and Distribution Company
NITC	National Iranian Tanker Company
NOC	National Oil Company
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OKIOC	Offshore Kazakhstan International Operating Company
OMV	Österreichische Mineralölverwaltung
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation (Indisches staatliches Öl- und Gasunternehmen)
OOC	Oman Oil Company
OOO	Obschtschestvo s ogranitschennoj otvetstvennostju (GmbH)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OPIC	Overseas Private Investment Corporation (US-Regierungsagentur)
OSZE	Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa
OVKS	Organisation des Vertrages für kollektive Sicherheit
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A.
PERN	Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (Oil Pipeline Operation Co.)
PfP	Partnership for Peace/Partnerschaft für den Frieden
PK	PetroKazakhstan

PKN Orlen	Polski Koncern Naftowy Orlen
PNEK	Partei der Volkseinheit
ppm	Parts per Million
PSA	Production Sharing Abkommen
Psi	Pound-force per square inch (Pfund pro Quadratzoll, entspricht $6,8948 \times 10^{-2}$ Bar)
RMB	Renminbi
RWG	Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCO	Shanghai Cooperation Organization
SEATO	Southeast Asia Treaty Organisation
SGI	Second Generation Plant (Tengiz-Expansionsprojekt)
SGP	Sour Gas Injection (Tengiz-Expansionsprojekt)
SNEK	Union der Nationalen Einheit
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic
SSR	Sozialistische Sowjetrepublik
t	Tonne
T&D	Trade and Deficiency Agreement
TAL	Transalpine-Pipeline
TBP	Trans-Balkan-Pipeline
TCO	TengizChevroil
TDA	Trade and Development Agency (US-Regierungsagentur)
TEN	Trans-European Networks
TEN-E	Trans-European Energy Networks
TEOC	Techniko-ekonomitscheskoje obosnovanie stroitelstva (Construction feasibility study)
TEOI	Techniko-ekonomitscheskoje obosnovanie investicij (Economic feasibility study)
TNK	Tuymen Oil Company
TON	Taimys-Omsk-Novosibirsk-Pipeline
TOO	Towarischtschestwo s ogranitschennoj otwetstvennostju (GmbH)
TP	Turgai Petroleum
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (Turkish Petroleum Corporation)
TRACECA	Transport Corridor Europe – Caucasus – Asia
UdSSR	Union der Sozialistischen Sowjetrepubliken
UNDP	United Nations Development Programme
USA	United States of America
USD	United States Dollar
VAE	Vereinte Arabische Emirate
VTO	Soyuzneftexport
WB	Weltbank
WTI	West Texas Intermediate
WTO	World Trade Organization
ZAO	Zakrytoe aktcionerhoe obschtschestvo (Geschlossene Aktiengesellschaft)

I Einleitung

1.1 Annäherung an das Thema und Problemdarstellung

Am 8. Dezember 1991 erklärten Russland, Weißrussland und die Ukraine den Vertrag über die Gründung der UdSSR aus dem Jahr 1922 für nichtig und beschlossen die Schaffung der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS), wodurch sie praktisch im Alleingang das Schicksal der gesamten Sowjetunion besiegelten. Der Kollaps der UdSSR stellte ein geopolitisches Großereignis dar, das einerseits einen Paradigmenwechsel in der Struktur des internationalen Systems nach sich zog und andererseits, angesichts einhergehender Auflösungsprozesse auf dem Territorium des geografisch größten staatlichen Gebildes der Welt, die politische Karte der eurasischen Landmasse neu gestaltete. Aus geopolitischer Sicht entstand im Herzen des Kontinents, das seit über einem Jahrhundert unter direkter Hoheitskontrolle einer einzigen Groß- bzw. Supermacht gelegen hatte, eine neue Region. Die dort angesiedelten zentralasiatischen² Unionsrepubliken, die bis dahin kaum mehr als administrative Einheiten innerhalb der UdSSR darstellten, waren kaum auf die plötzlich gewonnene Unabhängigkeit vorbereitet, der, anders als in vielen europäischen Teilen des sozialistischen Riesenreichs, keine nationalen Freiheitsbewegungen vorangegangen waren. Deren Staatsführer mussten im „*crash course in nation building*“³ Fundamente der neuen Staatlichkeit legen, wobei sie sich mit einer Extremform des in der Transformationsforschung als „Dilemma der Gleichzeitigkeit“⁴ formulierten Phänomens konfrontiert sahen. Mit der Konsolidierung staatlicher Souveränität, der Formung nationaler Identitäten, dem Aufbau stabiler politischer Institutionen und der Schaffung funktionierender wirtschaftlicher Strukturen mussten parallel mehrere Entwicklungsprozesse bestritten werden, die in westlichen industrialisierten Demokratien schrittweise und über lange Zeitspannen erreicht wurden.

Die enge ökonomische Integration in die zentral gestaltete Sowjetwirtschaft stellte hierbei ebenso ein Problem dar wie die in vielen Republiken mangelnde ethnonationale Kohärenz. Die noch auf Stalin zurückgehende Grenzziehung, die ethnische Gruppen und Siedlungsgebiete scheinbar willkürlich in mehrere Verwaltungseinheiten aufteilte, um somit die Entwicklung territorial basierter und gegen den sowjetischen Zentralstaat gerichteter Nationalismen oder Sezessionsbemühungen zu untergraben, schuf in den neu entstandenen politischen Gebilden, die ihre Staatstauglichkeit erst unter Beweis stellen mussten, Voraussetzungen für ethnisch motivierte Konflikte.⁵ Alle Republiken betrachteten sich dabei als Nationalstaaten der jeweiligen Titularnation, wobei es dieser Sichtweise an geschichtlicher und oft sogar an einer ethnischen Grundlage ermangelte. Obwohl historische Verbin-

¹ Zit. in: The Scramble For Oil's Last Frontier, in: Businessweek, 11.1.1993.

² Als Zentralasien wird in der vorliegenden Arbeit der geografische Raum bezeichnet, der die fünf Nachfolgestaaten der UdSSR Kasachstan, Kirgistan, Tadschikistan, Turkmenistan und Usbekistan einschließt. Aufgrund des Untersuchungsschwerpunktes wird zum Teil auch eine auf die drei energierohstoffreichen Staaten – Kasachstan, Turkmenistan, Usbekistan – eingeeengte Betrachtungsweise angewandt.

³ Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, John Hopkins University, 2008, S. 15.

⁴ Vgl. Offe, Claus: Das Dilemma der Gleichzeitigkeit. Demokratisierung und Marktwirtschaft in Osteuropa, in: Merkur, Jg. 45, Nr. 4, April, 1991, S. 279-292.

⁵ Vgl. Gleason, Gregory: Inter-State Cooperation in Central Asia from the CIS to the Shanghai Forum, in: Europe-Asia Studies, Vol. 53, No. 7, 2001, S. 1077-1095, hier S. 1090.

dungen zwischen einzelnen zentralasiatischen Ländern und Khanaten des 15.-18. Jahrhunderts sowie verschiedenen Stämmen und Horden früherer Perioden hergestellt wurden, konnten diese proto-staatlichen Einheiten kaum als Vorbilder stabiler moderner staatlicher Strukturen dienen, wobei die im Auftrag der nationalen Identitätsstiftung von Politikern und Historikern herangezogenen bedeutenden geschichtlichen Persönlichkeiten zum Teil von mehreren Ländern zugleich als Vorfahren beansprucht wurden. Dies war keinesfalls verwunderlich, denn die ethnonationale Identität der „Staaten“ war zum Großteil lediglich das Produkt sowjetischer Nationalitätspolitik gewesen.⁶

Der Präsident von Kasachstan, Nursultan Nasarbajew, war aufgrund der engen wirtschaftlichen und demografischen Verflechtung seiner Republik mit Russland so sehr über die Konsequenzen der Teilung besorgt, dass er die parlamentarische Abstimmung über die Unabhängigkeit bis zum 16. Dezember 1991 hinauszögern ließ und unterdessen in intensiven Verhandlungen eine Rekonstruktion der bereits aufgelösten UdSSR zu erreichen versuchte.⁷ Letztendlich gelang es ihm jedoch lediglich, die ursprünglich als „slawischer Klub“ angedachte GUS für den Beitritt aller sowjetischen Nachfolgestaaten zu öffnen. Die Reintegration in eine neue Unionsstruktur sollte aus seiner Sicht die Lösung des kasachischen Sicherheitsdilemmas bieten, denn als Teil einer größeren politischen Einheit wäre die Frage der nationalen Definition für die Einwohner weniger relevant gewesen. Vor allem die große und kompakte russische Minderheit hätte sich in diesem Fall weiterhin mit dem supranationalen Gebilde identifizieren und befürchtete Sezessionsgelüste ablegen können.⁸ Kasachstan stellte nämlich weltweit eines der wenigen Länder dar, in denen die Titularnation keine Bevölkerungsmehrheit besaß und sah sich zur damaligen Zeit der Einschätzung führender Regionalexperten zufolge wie kaum ein anderer Nachfolgestaat der UdSSR mit einer ethnopolitischen Zerreißprobe konfrontiert, die in den Zerfall in einen kasachisch geprägten Südteil und einen slawisch dominierten Nordteil hätte münden können, wobei letzterer den Anschluss an Russland angestrebt hätte.⁹

Initiativen zur politischen Integration der postsowjetischen Staatenwelt wurden anfänglich auch von externen Akteuren unterstützt. Insbesondere in Washington sah man unmittelbar nach dem Zerfall der UdSSR Russland weiterhin als Garanten der politischen Stabilität in den von ethnoterritorialen Konflikten bedrohten, neu entstandenen Ländern der südlichen Flanke der ehemaligen Supermacht. Der Raum befand sich in direkter Nachbarschaft zur bereits in den 1970er- und 80er-Jahren als „arc

⁶ Vgl. Laruelle, Marlène: Wiedergeburt per Dekret. Nationsbildung in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 139-154, hier S. 146-148; Baldauf, Ingeborg: Tradition, Revolution, Adaption. Die kulturelle Sowjetisierung Zentralasiens, in: ebenda, S. 99-119, hier S. 105-107.

⁷ Vgl. Olcott, Martha Brill: Central Asia's New States. Independence, Foreign Policy, and Regional Security, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 4.

⁸ Tatsächlich riefen nationalistische russische Politiker wie W. Schirinowskij oder Intellektuelle wie A. Solschenizyn wiederholt zur Veränderung der kasachisch-russischen Grenze auf, um die Provinzen mit überwiegend russischem Bevölkerungsanteil an Russland anzuschließen. Auch in Kasachstan selbst waren einige nationalistisch orientierte russische Parteien tätig (z. B. Edinstvo, LAD), denen Verbindungen mit nationalistischen russischen Gruppierungen außerhalb Zentralasiens nachgesagt wurden. Befürchtet wurde, dass die Anwesenheit ethnischer Russen nach dem Vorbild der Serben in Jugoslawien zur Konflikt- und Gewaltquelle werden könnte. Einige kasachische Vertreter (z. B. O. Suleimanow) waren daher sogar bereit, die Unabhängigkeit aufzugeben, falls eine stabile Union oder Konföderation mit Russland gegründet werden könnte. Vgl. Brubaker, Rogers: Nationhood and the National Question in the Soviet Union and Post-Soviet Eurasia: an Institutionalist Account, in: Theory and Society, Vol. 23, Issue 1, 1994, S. 47-78.

⁹ Vgl. Halbach, Uwe: Der „nicht mehr postsowjetische“ Raum? Russland in der Wahrnehmung kaukasischer und zentralasiatischer Staaten vor und nach dem 11. September, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2002, S. 17.

of crisis“¹⁰ identifizierten Krisenregion, die vom indischen Subkontinent bis zum Horn von Afrika reicht und heute als „Greater Middle East“ bekannt ist. Eine eventuelle „postsowjetische Union“, die wirtschaftlichen Wohlstand und demokratische Prinzipien fördern würde, könnte, so die Auffassung einiger Administrationsvertreter, auch eine stabilisierende Wirkung auf die Umgebung ausstrahlen. Nasarbajew gelang es jedoch nicht, andere politische Führer im Raum der ehemaligen UdSSR für die Idee einer starken supranationalen GUS bzw. der von ihm später vorgeschlagenen Eurasischen Union zu gewinnen, und er scheiterte auch bei der Gründung einer, regional enger definierten, Zentralasiatischen Union.¹¹ Nicht einmal Russland selbst war bereit, sich an derartigen Integrationsexperimenten zu beteiligen. Zwischen kasachischen und russischen Vorstellungen über die Stellung einzelner Länder sowie über Entscheidungsfindung und Kompetenzverteilung in einem Staatenbund bestanden nämlich erhebliche Unterschiede. Moskau strebte nach Dominanz in jeder Integrationsstruktur, die aus der Konkursmasse der Sowjetunion entstehen würde, und war gleichzeitig keinesfalls bereit, aus Rücksicht auf Partnerländer eigene Interessen zurückzustellen. Die GUS-Institutionen sollten der Durchsetzung eigener politischer und wirtschaftlicher Ziele dienen, wobei der Kreml zu keiner Zeit bereit war, sich seine Handlungsfreiheit durch die von Nasarbajew angedachte Abgabe eines Teils der Souveränität an supranationale Organe einschränken zu lassen.¹²

Die Lösung vorliegender Herausforderungen musste somit im Alleingang bewältigt werden, wobei die Ausstattung zentralasiatischer Administrationen mit den dazu erforderlichen fiskalischen, militärischen, politischen und wirtschaftlichen Instrumenten an vielen Stellen nur unzureichend war. Darüber hinaus besaßen die Eliten dieser Länder kaum Erfahrungen mit selbständiger Politikgestaltung, die bis dahin überwiegend in Moskau erfolgte und von lokalen Organen lediglich ausgeführt wurde. Der wirtschaftliche Entwicklungsstand lag in weiten Teilen Zentralasiens deutlich hinter dem anderer Unionsrepubliken, was in Sowjetzeiten durch budgetäre Überweisungen ausgeglichen wurde. Die Einstellung dieser Subventionen und der Zusammenbruch traditioneller interner Handelsbeziehungen führten schlagartig zu enormen wirtschaftlichen und sozialen Einschnitten.¹³ Für die Länder entstand somit der Bedarf der Transformation vom einheitlichen politischen, wirtschaftlichen und nicht zuletzt sozialen Gebilde in unabhängige staatliche Einheiten. Diese Entwicklung konnte jedoch nicht losgelöst von außenpolitischen Prozessen stattfinden. Die zentralasiatischen Nachfolgestaaten fanden sich nach der Unabhängigkeitserlangung inmitten eines geopolitischen Kampfes um Einfluss wieder, im Rahmen dessen ihnen verschiedene Entwicklungsmodelle angeboten wurden, wobei sie auch selbst versuchten, ethnische, religiöse oder geografische Zugehörigkeiten zum Anlocken ausländischer Finanzhilfen und Investitionen auszuspielen. In wissenschaftlichen Diskursen ging man anfänglich davon aus, dass die neu entstandenen überwiegend muslimischen Länder sich von der unter sowjetischer Herrschaft unterdrückten islamischen Identität angezogen fühlen könnten. Diese Entwicklung könnte eine militante anti-westliche Ausprägung annehmen und die regionale Rolle Irans sowie den weltweiten Einfluss des Fundamentalismus stärken. In diesem Szenario eines Kampfes der

¹⁰ Vgl. Lenczowski, George: The Arc of Crisis: Its Central Sector, in: Foreign Affairs, Vol. 57, No. 4, Spring 1979, S. 796-820.

¹¹ Vgl. Rumer, Boris Z.: The Potential of Political Instability and Regional Conflicts, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 68-87.

¹² Vgl. Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 6, 36-38.

¹³ In der gesamten Region konnte ein Rückgang des BIP beobachtet werden. Im Vergleich zum Jahr 1989 betrug dieses im Jahr 1999 in Kasachstan und Kirgistan 63 Prozent, in Turkmenistan 64 Prozent, in Tadschikistan 44 Prozent und in Usbekistan 94 Prozent. Vgl. Pomfret, Richard: The Central Asian Economies Since Independence, Princeton: Princeton University Press, 2006, S. 8.

Kulturen würden sowohl Russland als auch der Westen aufgrund ihrer unterschiedlichen religiös-kulturellen Zugehörigkeiten nur wenig Erfolg bei der Einflussnahme in der Region haben. Jedoch könnte die Türkei als säkular-muslimisches Land, bekräftigt durch die ethno-linguistische und kulturelle Verwandtschaft zum Großteil der zentralasiatischen Bevölkerung in Verbindung mit der Abneigung urbaner Eliten der Region gegenüber der Einflusssteigerung des fundamentalistischen Islams, in der Lage sein, das entstandene Vakuum als Regionalmacht auszufüllen und stabilisierenden Einfluss auszuüben. Analytiker schrieben in diesem Zusammenhang bereits vom Wettbewerb zwischen dem säkularen türkischen und dem theokratischen iranischen Modell, die sich in einer neuen, jedoch kleineren Auflage des „Great Games“ einen ideologischen Konkurrenzkampf um den Einfluss in der Region liefern würden.¹⁴

Die Rolle deklariertes ethnischer, religiöser, linguistischer oder kultureller Gemeinsamkeiten für die Außenpolitikgestaltung zentralasiatischer Länder wurde jedoch weitgehend überschätzt. Weder die Türkei noch der Iran konnten für die neuen Republiken ausreichende Anziehungskraft entfalten, wobei keines der beiden Länder fähig oder bereit war, sicherheitspolitische Garantien zu übernehmen, die Russland als dominante „auswärtige“ Macht in der Region eventuell ersetzen oder gar verdrängen würden. Das in westlichen Diskursen vorgebrachte Modell gemeinsamer kulturell-religiöser Wurzeln stellte sich in der Praxis als viel zu vereinfacht heraus. Zwar verliehen sich zentralasiatische Staaten nach der Unabhängigkeit teilweise einen islamischen „Anstrich“¹⁵, jedoch bestanden zwischen der Religion in Zentralasien und der im Mittleren Osten erhebliche Unterschiede in Ausprägung, Tiefe und Einfluss auf die Gesellschaft.¹⁶ Auch ethno-linguistische Ähnlichkeiten zeigten sich in der Realität als deutlich geringer, als vorerst angenommen wurde, und die vermeintliche Verwandtschaft reichte nicht aus, um ein Fundament für eine Vertiefung ökonomischer und politischer Kooperationen zu schaffen. Die politischen Eliten der neuen unabhängigen Länder zeigten sich darüber hinaus nicht bereit, die kürzlich gewonnene Souveränität dem Einfluss eines weiteren „großen Bruders“ zu unterstellen¹⁷, wobei ebenfalls schnell ersichtlich wurde, dass weder die Türkei noch der Iran über Kapazitäten verfügten, welche die für die Modernisierung und Neuausrichtung der maroden Wirtschaftsstrukturen dringend notwendigen Investitionsströme generieren konnten.

Insbesondere in Kasachstan, wo keine eindeutigen Mehrheitsverhältnisse herrschten¹⁸, wurden mit Rücksicht auf die innergesellschaftliche Kohäsion ethnisch oder religiös motivierte politische Mani-

¹⁴ Vgl. Rumer, Boris Z.: The Potential of Political Instability and Regional Conflicts, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 68-87, hier S. 69; Halbach, Uwe: Das Erbe der Sowjetunion. Kontinuität und Brüche in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 77-98, hier S. 78.

¹⁵ Krämer, Annette: Islam in Zentralasien. Blüte, Unterdrückung, Instrumentalisierung, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 53-76, hier S. 53.

¹⁶ Vgl. Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 11.

¹⁷ Symbolisch zeigte sich dies, als sie das Angebot der Türkei zurückwiesen, sie im Ausland durch türkische Botschaften zu vertreten, und weiterhin auf Russland zurückgriffen.

¹⁸ Im Jahr 1989 setzte sich die kasachische Bevölkerung aus folgenden Nationalitäten zusammen: 39,7 Prozent Kasachen; 37,8 Prozent Russen; 5,8 Prozent Deutsche; 5,4 Prozent Ukrainer; 2 Prozent Usbeken; 2 Prozent Taren; 1,1 Prozent Weißrussen; 0,6 Prozent Koreaner; 5,6 Prozent andere (offiziell weitere 124 Nationalitäten). Vgl. Zimovina, E. P.: Динамика численности и состава населения Казахстана во второй половине XX века („Populationsdynamik und Zusammensetzung der Bevölkerung Kasachstans in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts“), in: Demoskop Weekly, No. 103-104, 3.-16. März 2003.

festationen möglichst vermieden.¹⁹ Die von Ankara in den frühen 1990er Jahren geäußerten pantürkischen Vorstellungen stimmten darüber hinaus nicht mit kasachischen außenpolitischen Visionen überein. Nasarbajew sah sein Land nämlich als „Bindeglied zwischen Zentralasien und Russland“²⁰ und in seiner „eurasischen“ Vision auch als Brücke zwischen Asien und Europa. Dieses Verständnis prägte ebenfalls seine Außenpolitik, in der er die Position eines Brückenstaates der einer islamischen oder türkischen Republik vorzog. Auf große türkische Erwartungen folgte nach kurzer Zeit eine erste Ernüchterung, die im Anschluss durch eine pragmatische wirtschaftliche Kooperation, in der ethnische Gemeinsamkeiten nur noch eine ergänzende Rolle spielten, ersetzt wurde.²¹ Somit setzte sich auch in Ankara, wenngleich etwas später als in Teheran, die Erkenntnis durch, dass gute Beziehungen mit Moskau im Vergleich zu Zentralasien höher auf der Prioritätenliste anzusiedeln seien.²² Vor dem Hintergrund dieser Tendenzen sprachen Politikberater in der Folgezeit von der möglichen Vorbildfunktion fernöstlicher Tigerstaaten, die beeindruckende Wirtschaftsentwicklungen mit starken politischen Institutionen kombinierten, oder des kuwaitischen Modells, in dem im Austausch gegen mangelnde politische Rechte weitreichende materielle und finanzielle Transaktionen an die Bevölkerung getätigt wurden.²³ In der Tat spiegeln sich einzelne Aspekte dieser Regime in den politischen Strukturen insbesondere der rohstoffreichen Länder Zentralasiens wider.²⁴

Kasachstan war im Streben nach der Konsolidierung seiner politischen Souveränität und ökonomischen Neuorientierung im besonderen Ausmaß von der Erblast der Sowjetunion betroffen. Geopolitische Gegebenheiten, die u. a. durch die lange offene gemeinsame Grenze, den ethnischen Faktor, die militärstrategische Bedeutung und die im Vergleich zu anderen zentralasiatischen Staaten deutlich längere gemeinsame Geschichte mit Russland begründet wurden, verstärkten dies zusätzlich. Die industrielle und transportinfrastrukturelle Verflechtung machte das Land wie kaum ein anderes von Russland abhängig.²⁵ Die kasachische Wirtschaft war zwar deutlich diversifizierter als die anderer

¹⁹ Innenpolitisch führte dies u. a. zum Verbot von Parteien auf ethnischer oder religiöser Grundlage.

²⁰ Olcott, Martha Brill: Central Asia's Catapult To Independence, in: Foreign Affairs, Vol. 71, No. 3, Summer 1992, S. 108-130, hier S. 111.

²¹ Vgl. Freitag-Wirminghaus, Rainer: Vom Panturkismus zum Pragmatismus. Die Türkei und Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 339-355, hier S. 339.

²² So betrug das Handelsvolumen der Türkei mit Russland Anfang der 1990er Jahre etwa das Zehnfache dessen mit ganz Zentralasien.

²³ Vgl. Pinar, Akçalı: Nation-State Building in Central Asia: A lost Case? in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden: Brill, 2005, S. 95-115, hier S. 96-97; Akiner, Shirin: Political Processes in Post-Soviet Central Asia, in: ebenda, S. 117-144, hier S. 118.

²⁴ Obwohl Nasarbajew die erreichten Fortschritte der asiatischen Tigerstaaten in der strategischen Vision für sein Land „Kasachstan 2030“ an einer Stelle explizit zum Vorbild nahm, wurde von ihm vor dem Hintergrund der Diskussion über verschiedene mögliche „Entwicklungsmodelle“ (Nasarbajew nannte hierbei das liberal-individualistische angelsächsische, das kollektivistische russische, das durch gemäßigten Islam geprägte türkische und das kommunitaristische Model der Tigerstaaten) auf den besonderen Charakter Kasachstans hingewiesen, der eine einzigartige Entwicklungsstrategie erfordern würde. *„We are a Eurasian country having its own specific history and specific future. That's why our model would bear likeness to neither model. ... Our model would govern our own path of development combining elements of other models, but resting mostly on our specific conditions, history, new civic motivation and strivings, taking into consideration specifics of each stage of development.“* Vgl. Nazarbayev, Nursultan: Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhstanis, 1997, http://www.akorda.kz/en/kazakhstan/kazakhstan2030/strategy_2030 (Zugriff 21.2.2012).

²⁵ Im Jahr 1987 betrug der Anteil der Russischen SSR am kasachischen Handelsumsatz 64,4 Prozent. Lediglich die Ukrainische SSR (72,9 Prozent) und Litauische SSR (64,9 Prozent) zeichneten sich durch einen höheren rus-

zentralasiatischer Republiken und besaß neben einem großen landwirtschaftlichen Sektor auch eine breite Industrie- und Fertigungsbasis, jedoch waren die einzelnen Betriebe meist als Glieder eines grenzüberschreitenden Produktionszyklus konzipiert, dessen Kern, insbesondere die Endfertigung, in Russland lag und der kasachischen Industrie somit überwiegend die Rolle des Rohstoff- und Halbfertigwaren-Lieferanten zufiel. Die Industriezentren Nordkasachstans waren daher wirtschaftlich enger mit denen in Sibirien verbunden als mit dem Süden des eigenen Landes.²⁶ Ähnlich galt für die Transport-, Energie- und Kommunikationsinfrastruktur, dass sie mehr der Integration Kasachstans in das sowjetische Unionsgebilde dienten als den Bedürfnissen der Republik als wirtschaftlicher und politischer Einheit. Eisenbahn- und Straßenverbindungen wurden hauptsächlich in Nord-Süd-Ausrichtung entwickelt und sollten den Warenaustausch mit Russland gewährleisten. Die Schieneninfrastruktur, die ost- und westkasachische Regionen mit dem Rest des Landes verband, verlief dagegen über russisches Territorium. Das Stromnetz bestand aus zwei separaten Einheiten, von denen die eine Bestandteil des russischen und die andere des zentralasiatischen Verbundes war.²⁷

Auch bei der Erdöl- und Erdgasversorgung war das Land trotz ausreichender heimischer Ressourcen nicht eigenständig. Die Erdölproduktionsüberschüsse der westlichen Gebiete Kasachstans wurden zum Verarbeiten nach Russland oder in roher Form ins Ausland exportiert, wobei kasachische Raffinerien im Osten und Süden auf Lieferungen aus Sibirien angewiesen waren. Die Anlagen wurden dabei so konzipiert, dass sie nicht für die Verarbeitung einheimischer Ölsorten ausgelegt waren und von ihrer Produktstruktur nicht den gesamten Binnenbedarf der Republik decken konnten. Somit war Kasachstan zwar ein Netto-Erdölexporteur, musste jedoch gleichzeitig beträchtliche Mengen Rohöl und Ölprodukte einführen. Kasachisches Erdgas wurde im russischen Orenburg veredelt oder über das Zentralasien-Zentrum-Pipelinesystem in westliche Richtung geleitet, wobei der Süden des Landes mit usbekischem oder turkmenischem und der Norden mit russischem Gas versorgt werden musste.

Vor dem Hintergrund dieser historisch gewachsenen Verzahnung schienen aus kasachischer Sicht der weitere Verbleib in einem wirtschaftlichen Zusammenschluss mit Russland und eine enge gegenseitige Abstimmung ökonomischer Reformen zwischen Almaty und Moskau von größter Bedeutung zu sein. Der Zusammenbruch der UdSSR brachte jedoch auch das Ende sozialistischer Solidarität, an deren Stelle nationalstaatliche Interessen und Egoismen traten. Russland scheute dabei nicht davor zurück, die wirtschaftliche Abhängigkeit seines Nachbarn auszunutzen. Als Kasachstan im Dezember 1991 finanzielle Autonomie erreichte, begann Moskau den Handel mit dem Land zu boykottieren. Nur einen Monat später, nachdem viele kasachische Schlüsselbetriebe mit Produktionsschwierigkeiten konfrontiert waren, kam es zur bilateralen Einigung, die eine vollständige Koordinierung der Finanz- und Handelspolitiken unter russischer Führung vorsah. Unter anderem wurde vereinbart, dass Transitgebühren in harter Währung beglichen werden mussten, was Russland aufgrund des höheren Volumens kasachischer Transitleistungen deutlich bevorteilte. Die finanzielle Lage in Kasachstan war zu der Zeit so prekär, dass die Regierung mit dem Einschmelzen nationaler Goldreserven beginnen musste, um die Entgelte überhaupt zahlen zu können. Dies verdeutlichte eine weitere entscheidende Herausforderung, mit der sich die junge Republik bei der Integration in den kapitalisti-

sischen Anteil aus. Vgl. Hatipoğlu, Esra: Turkey in the Eurasian area, in: Marmara Journal of European Studies, Vol. 3, No. 1-2, 1993/94, S. 86-113, S. 95.

²⁶ Die Verflechtung mit Russland zeigte sich auch in der Verwaltungskontrolle über die Industriebetriebe. Im Sommer 1991 befanden sich lediglich 8 Prozent dieser Betriebe unter direkter Kontrolle der Republik, 43 Prozent wurden direkt von Moskau verwaltet, 48 Prozent standen unter gemeinsamer Aufsicht.

²⁷ Vgl. Brukoff, Patricia A.: The Unwilling State. Exploring Kazakhstan's Resistance to Economic Autonomy in the Post-Soviet Period, Santa Monica: Rand, 1995, S. 62-64.

schen Weltmarkt konfrontiert sah. Die landgeschlossene Lage machte den Zugang zu maritimen Exportterminals vom Transit über Nachbarländer, allen voran Russland, abhängig. Auch im Falle einer unabhängigen Wirtschaftsentwicklung auf der Grundlage ausländischer Investitionen wäre man daher beim Export der Erzeugnisse weiterhin auf die russische Kooperationsbereitschaft angewiesen. Die enge ökonomische Verflechtung beider Länder stellte letztendlich den entscheidenden Faktor dar, der Nasarbajew vorerst zum Verbleib in der gemeinsamen Rubel-Zone bewegte und das Einführen einer nationalen Währung im Vergleich zu den meisten anderen postsowjetischen Republiken hinauszögerte. Der Versuch, die eigene Wirtschaft durch eine gemeinsame Währung zu schützen, scheiterte jedoch an der rücksichtslosen russischen Geldpolitik und der Forderung Moskaus nach gänzlicher Unterordnung unter seine finanzpolitische Entscheidungshoheit, die automatisch erhebliche Einschränkungen kasachischer Souveränität in anderen Politikbereichen begründen würde. Darüber hinaus wurde ersichtlich, dass Russland selbst mit enormen wirtschaftlichen und politischen Schwierigkeiten konfrontiert war, sich daher mehr auf seine inneren Angelegenheiten konzentrieren musste und Kasachstan kaum die Perspektive für eine schnelle wirtschaftliche Genesung bot.²⁸

Auf kasachischer Seite wurde man sich daher schnell bewusst, dass der für die innenpolitische Stabilität und den sozialen Wohlstand benötigte ökonomische Aufschwung nur durch ausländische Investitionen generiert werden konnte, wobei bei externen Geldgebern insbesondere die Bodenschätze des Landes großes Interesse weckten. Einnahmen aus dem Rohstoffexport sollten der Regierung als Garantien für die Rückzahlung internationaler Kredite dienen und die wirtschaftliche Entwicklung in weiteren Sektoren stimulieren. Diese Strategie wurde nicht nur von kasachischer Seite anvisiert, sondern, mit Vermerk auf mögliche Gefahren und die Notwendigkeit politischen Eingreifens, auch von führenden internationalen Wirtschaftsinstitutionen befürwortet.²⁹ Bereits zu Sowjetzeiten war bekannt, dass das Land über Rohstoffvorkommen nahezu der gesamten Elemente-Tabelle verfügt, es waren jedoch vor allem die Erdölreserven, mit denen die politische Führung die größten Hoffnungen verband. Die Erschließung der bereits Ende der 1970er Jahre entdeckten Felder Tengiz und Karachaganak, die an der Spitze der weltweit größten Funde der letzten Dekaden rangierten, konnte wegen ihrer Komplexität nicht auf der Grundlage vorhandener sowjetischer Technologie erfolgen, sodass sie sich bereits vor dem Zusammenbruch der UdSSR im Fokus internationaler Ölkonzerne befanden. Im Land befanden sich auch zahlreiche kleine und mittelgroße Onshore-Lagerstätten, deren

²⁸ Ohne Rücksicht auf seine Partner führte Russland ab Januar 1993 eine partielle Preisliberalisierung ein. Kasachstan musste folgen, da es sonst zu einer Verschlechterung der ohnehin angespannten Versorgungslage gekommen wäre. Im Juli zog Russland den sowjetischen Rubel aus dem Umlauf, wobei Kasachstan kein Recht auf eigene Geldausgabe besaß und Moskau sich weigerte, dem Land neues Geld zur Verfügung zu stellen. Da Kasachstan weiterhin sowjetische Rubel akzeptierte, kam es zur Flutung seines Marktes mit Rubeln aus anderen Republiken, die entweder bereits über eigene Währungen verfügten oder deren Einführung bevorstand. Zusammen mit der Preisliberalisierung führte dies zu einer enormen Inflation (3.305 Prozent im Jahr 1992, 1.013 Prozent im Jahr 1993, 2.532 Prozent im Jahr 1994). Im November verlangte Russland als Bedingung für den weiteren kasachischen Verbleib in der Rubel-Zone die Überweisung der Goldreserven des Landes. Daraufhin stieg Kasachstan aus dem Verbund aus, gründete am 15. November seine eigene Währung und entschied sich, in wirtschaftlichen Fragen näher mit internationalen Institutionen zusammenzuarbeiten. Vgl. Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States. Independence, Foreign Policy, and Regional Security*, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 47, 56-57; Olcott, Martha Brill: *Central Asia's Catapult To Independence*, in: *Foreign Affairs*, Vol. 71, No. 3, Summer 1992, S. 108-130, hier S. 120; *Промышленность Республики Казахстан за 1990-1997 годы, Статистический сборник*, Almaty: Национальное Статистическое Агентство Республики Казахстан, 1998, S. 108.

²⁹ The World Bank: *Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study*, Washington D.C.: The World Bank, 1993, S. ix, 29.

Ausbeutung zu Sowjetzeiten aufgrund der Konzentration auf große Vorkommen Westsibiriens und der Ural-Wolga-Region entweder gänzlich vernachlässigt wurde oder durch den Einsatz westlicher Technologien deutlich gesteigert werden konnte. Darüber hinaus sollten in kasachischen Küstengewässern weitere riesige Reserven lagern, die vom Kreml in Hinblick auf technologische und finanzielle Herausforderungen ihrer Erschließung vorerst zur „strategischen Reserve“³⁰ deklariert wurden und als Basis zukünftiger sowjetischer Produktionssteigerungen galten.

Beschränkte Zugangsmöglichkeiten zu Ölsektoren in anderen Teilen der Welt, die zunehmend von nationalen Ölgesellschaften versperrt wurden, und der Kapital- und Knowhow-Bedarf in den neuen unabhängigen und erdölreichen Ländern der kaspischen Region³¹, die die Erschließung ihrer Lagerstätten nicht aus eigener Kraft bewerkstelligen konnten und auf ausländische Hilfe angewiesen waren, führten unter internationalen Ölkonzernen zu einem regelrechten Wettlauf ums kaspische Öl. Die Erwartungen sowohl im In- als auch im Ausland waren nicht gering. Die Region wurde als „*the last great unexplored frontier of the hydrocarbon industry*“³² deklariert und sollte nicht nur den ständig wachsenden Erdölbedarf der Welt decken helfen, sondern auch eine Diversifizierung der globalen Produktion ermöglichen, deren befürchtete zunehmende Konzentration auf den Nahen Osten mit erheblichen sicherheitspolitischen Herausforderungen verbunden wäre. Die vermuteten Vorkommen, deren Größenangaben nicht zuletzt auch von Vertretern aus der Region beflügelt wurden, verglichen einige Experten bereits mit denen des Persischen Golfs³³, wobei Kasachstan insgeheim als „neues Saudi Arabien“³⁴ gehandelt wurde. Getrieben durch ausländische Investitionen sollte das Land zusammen mit Aserbaidschan zu einem der aussichtsreichsten Erdölproduzenten der kommenden Dekaden aufsteigen. Von der kasachischen politischen Führung wurden in der Folgezeit in der Tat Rahmenbedingungen geschaffen, die eine auf extraktiver Industrie basierende wirtschaftliche Entwicklung sicherstellen sollten. So war Kasachstan das erste Land der GUS, das ein Gesetz über ausländische Investitionen³⁵ erließ, inklusive der Möglichkeit zur Repatriierung der Profite. Die Kombination aus Rohstoffreichtum, wirtschaftlicher Reformbereitschaft und vergleichsweise hoher politischer und legaler Stabilität führte dazu, dass die Republik schnell zum attraktivsten Investitionsgebiet für ausländische Unternehmen im postsowjetischen Raum aufstieg³⁶ und als erstes GUS-Mitglied von der EU (2001) und den USA (2002) den Marktwirtschaftsstatus anerkannt bekam.³⁷

³⁰ Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, John Hopkins University, S. 13.

³¹ Aus geografischer Perspektive gehören zur kaspischen Region die fünf Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres – Aserbaidschan, Iran, Kasachstan, Russland, Turkmenistan. In der vorliegenden Arbeit wird jedoch überwiegend eine reduzierte Sichtweise angenommen, die unter dem Begriff lediglich Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan einschließt.

³² Delay, Jennifer: The Caspian Oil Pipeline Tangle: A Steel Web of Confusion, in: Croissant, Michael/Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, Westport: Praeger, 1999, S. 43-82, hier S. 44.

³³ Vgl. Babak, Vladimir: Kazakhstan: Big Politics Around Big Oil, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 181-207, hier S. 181.

³⁴ Vgl. Olcott, Martha Brill: Central Asia's New States. Independence, Foreign Policy, and Regional Security, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 57.

³⁵ Law of the Republic of Kazakhstan of 27th December, 1994 „On Foreign Investments“. Aktuelle Fassung unter: Invest in Kazakhstan, <http://invest.gov.kz/upload/docs/en/bc1349944fb05dec7fec0578fd9b50da.pdf> (Zugriff 26.7.2012).

³⁶ Gemessen auf Per-Capita-Basis. Vgl. Shiells, Clinton R.: FDI and the Investment Climate in the CIS Countries, IMF Policy Discussion Paper, PDP/03/5, Washington D.C.: International Monetary Fund, 2003, S. 9, 31.

³⁷ Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, John Hopkins University, 2008, S. 64.

Der Einstieg ausländischer Investoren in den kasachischen Ölsektor löste jedoch nicht das Problem der Vermarktung der geförderten Rohstoffe und sowohl die kasachische Elite als auch internationale Konzerne mussten bald erkennen, dass „*oil and gas reserves are nearly worthless if transportation cannot be arranged*“³⁸. Die landgeschlossene Lage und die während der Sowjetzeit geschaffenen infrastrukturellen Rahmenbedingungen machten Kasachstan bei der Kapitalisierung seiner Erdölreserven von der Interessenslage, Kooperationsbereitschaft und internen Stabilität der Nachbarstaaten, insbesondere Russlands, abhängig und verhinderten die Integration in den globalen Markt auf der Grundlage einer „*tabula rasa*“.³⁹ Früh musste festgestellt werden, dass hinsichtlich der erwarteten Zusammenarbeit beim Öltransport kein Automatismus bestand, insbesondere weil russische Interessen gänzlich im Widerspruch zu den kasachischen standen. Moskau war keinesfalls daran interessiert, einen Konkurrenten auf seine Absatzmärkte vordringen zu lassen, sondern wollte das in Sowjetzeiten etablierte Modell aufrechterhalten, wonach kasachisches Öl für den russischen Binnenraum bestimmt war, auf dem auch nach der Liberalisierung Preise weit unter Weltmarktniveau herrschten. Darüber hinaus erhob Moskau aufgrund der zu Sowjetzeiten getätigten Investitionen in die Entwicklung kasachischer Ölfelder Anspruch auf Kompensierungen in Form von Projektbeteiligungen.⁴⁰ Die Kontrolle über die Pipelineinfrastruktur ermöglichte es Russland dabei, Umfang sowie kommerzielle Rahmenbedingungen kasachischer Ölexporte zu bestimmen, was nicht selten politisch und wirtschaftlich instrumentalisiert wurde.⁴¹ Kasachstan und die ausländischen Ölkonzerne sahen sich somit gezwungen, beim Zugang zum internationalen Markt nicht nur auf die traditionelle Infrastruktur zurückzugreifen, sondern auch alternative Routen zu entwickeln. Jede der vorgeschlagenen Lösungen sah sich dabei im unterschiedlichen Ausmaß mit geografischen, politischen oder wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert, sodass die Gesamtlage von Industrievertretern als „*a feast of bad choices*“ charakterisiert wurde.⁴²

Der Prozess der Integration in den globalen Energiemarkt musste (und muss weiterhin) dabei im Rahmen einer zunehmend komplexen geopolitischen Konstellation stattfinden, mit der sich die kaspische und zentralasiatische Region nach dem Zusammenbruch der UdSSR konfrontiert sah und die durch ihre strategische geografische Lage weiter verschärft wurde. Der Raum nimmt aus geopolitischer Sicht die Doppelrolle einer klassischen Puffer- und Transitzone ein, die als Landbrücke zwischen wirtschaftlich entwickelten (Europa, Ostasien) und ressourcenreichen (Persischer Golf, Russland) Gebieten Eurasiens liegt und in der sich somit die Interessen direkter Nachbarstaaten, externer Mächte und der Länder der Region treffen. Der kurzfristige strategische Rückzug Russlands auf sein Kernterritorium hinterließ im Zentrum des Kontinents dabei ein geopolitisches Machtvakuum, welches das Eindringen zahlreicher Akteure ermöglichte. Energiepolitische und infrastrukturelle Fragen stellten (und stellen) dabei im Handeln der jeweiligen Staaten entweder das primäre Ziel oder einen Teilaspekt einer weiter reichenden regionalen oder globalen Strategie mit geo- und ordnungspolitischen

³⁸ Crandall, Maureen S.: *Energy, Economics, and Politics in the Caspian Region. Dream and Realities*, Westport: Praeger, 2006, S. 26.

³⁹ Westphal, Kirsten: *Wettlauf um Energieressourcen. Markt und Macht in Zentralasien*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 463-478, hier S. 463.

⁴⁰ Vgl. Manning, Robert A.: *The Myth of the Caspian Great Game and the „New Persian Gulf“*, in: *The Brown Journal of World Affairs*, Vol. VIII, Issue 2, Summer/Fall 2000, S. 15-33, hier S. 25.

⁴¹ Vgl. Amineh, Mehdi Parvazi: *Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region*, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 88.

⁴² Zit. in: *United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States*, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 27.

Zielsetzungen dar. Das Handeln privater und nationaler Ölonternehmen findet hierbei nicht losgelöst von strategischen Interessen ihrer Heimatregierungen statt, sondern bildet oft einen Teil der machtpolitischen Konfrontation um regionalen Einfluss und Kontrolle, die nicht mehr wie in früheren Zeiten auf direkter territorialer Herrschaft, sondern eher auf wirtschaftlicher Durchdringung von Räumen und Märkten basiert.

Einzelne politische Akteure besaßen (und besitzen) dabei nicht nur positiv ausgerichtete Zielsetzungen, sondern verfolgten auch negativ definierte Strategien, die sich gegen einen oder auch mehrere Konkurrenten richteten. Darüber hinaus versucht Kasachstan selbst, ähnlich wie andere Staaten der Region, seine eigenen Interessen durchzusetzen und bestreitet eine zunehmend aktive auf alle Seiten ausgerichtete („multivektorielle“) Außenpolitik. Denn das Land möchte sich nicht auf die Rolle des passiven Objektes eines geopolitischen Spieles reduziert sehen, sondern als aktives Subjekt seine Vorteile maximieren. Das Einbeziehen möglichst vieler politischer und wirtschaftlicher Akteure soll dabei einseitige Dominanzverhältnisse vermeiden, zur größeren Manövrierfähigkeit beitragen und somit letztendlich auch die politische Souveränität stärken. Vor diesem Hintergrund wurden außenpolitische und wirtschaftliche Kooperationen nicht nur mit Russland, sondern auch mit anderen regionalen (China, Iran) und externen Akteuren (USA, EU u. a.) aufgebaut. Die energiepolitische Komponente und insbesondere die Schaffung von Exportrouten mit Anschluss an internationale Energiemärkte stellten dabei auf beiden Seiten ein entscheidendes Element des verfolgten Interessenspakets dar. Die Vielzahl involvierter politischer und wirtschaftlicher Akteure mit divergierenden Präferenzen erhöht dabei die Komplexität der Lösungsfindung und nicht zuletzt auch das Konfliktpotenzial. In der vorliegenden Arbeit soll anhand mehrerer exemplarischer Beispiele, eingebettet in herrschende geopolitische Rahmenbedingungen und Interessenskonstellationen der zentralasiatisch-kaspischen Region, das Streben der kasachischen Regierung und im Land tätiger Unternehmen nach der Schaffung einer Transportinfrastruktur zur internationalen Vermarktung der Erdölproduktion untersucht werden.

1.2 Forschungsstand

In der deutsch- und englischsprachigen wissenschaftlichen Literatur kann keine Studie gefunden werden, die sich kohärent, vertieft und zeitlich umfassend dem Thema der Dissertation widmet. Dies soll jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Fachliteratur eine Vielzahl von Publikationen aufweist, die sich mit der Problematik der Energieexportrouten aus der zentralasiatischen bzw. kaspischen Region auseinandersetzen und somit im unterschiedlichen Ausmaß auch Kasachstan einbeziehen.⁴³ Diese überwiegend geopolitisch verankerten Analysen nehmen meist eine gesamtregionale

⁴³ Z. B. Forsythe, Rosemarie: *The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia: Prospecting for Oil Exploitation and Export in the Caspian Basin*, Adelphi Paper No. 300, Oxford: Oxford University Press, 1996; Lloyd, Sarah J.: *Pipelines to prosperity?* in: *The International Spectator*, Vol. 32, No. 1, January-March 1997, S. 53-70; Engerer, Hella/Hirschhausen, Christian von: *Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen – unsichere Perspektiven*, Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 1998; Menon, Rajan: *Treacherous Terrain: The Political and Security Dimensions of Energy Development in the Caspian Sea Zone*, NBR Analysis, Vol. 9, No. 1, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998; Soligo, Ronald/Myers Jaffe, Amy: *Unlocking the Assets: Energy and the Future of Central Asia and the Caucasus. The Economics of Pipeline Routes: The Conundrum of Oil Exports from the Caspian Basin*, Rice University: James A. Baker III Institute for Public Policy, 1998; Olcott, Martha Brill: *Pipelines and Pipe Dreams: Energy Development and Caspian Society*, in: *Journal of International Affairs*, Vol. 53, No. 1, 1999, S. 305-324; Amineh, Mehdi Parvazi: *Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region*, New York: St. Martin's Press, 1999; DeLay, Jennifer: *The Caspian Oil Pipeline Tangle: A Steel Web of Confusion*, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, London: Praeger, 1999, S. 43-81; Gorvett, Jon: *Pipeline wrangle continues*, in: *The Middle East*,

Perspektive ein und untersuchen einzelne Pipelineprojekte im Kontext eines weiter gefassten Rahmens des Ringens internationaler Mächte um Einfluss im kaspischen Raum. Sie ähneln sich in der Auffassung, dass der Verlauf bzw. die Kontrolle der Exporttrassen als Schlüsselfaktoren der politischen Einflussnahme auf die rohstoffreichen Länder der Region gelten und somit auch über deren strategische Ausrichtung bzw. außenpolitische Zugehörigkeit mitentscheiden. Die postsowjetischen Staaten versuchen in der entstandenen Konkurrenzsituation durch geschicktes Schaukelverhalten eigene Interessen durchzusetzen. Die kasachische „multivektorielle“ Außen- und Pipelinepolitik wird in diesem Zusammenhang als Paradebeispiel für solches Handeln hervorgehoben.⁴⁴

Einzelne wichtige Exportoptionen werden auch im Rahmen von Untersuchungen behandelt, die sich mit dem kasachischen Energie- bzw. Erdölsektor auseinandersetzen.⁴⁵ Diese Werke bieten meist eine allgemeine Übersicht über den aktuellen Status ausgewählter Transportprojekte, betrachten jedoch nicht genauer die politischen Prozesse ihrer Entstehungsgeschichte und bieten somit oft eine vereinfachte und nur unzureichend erklärende Darstellung des Istzustandes. Kasachische Handlungsmotive und Interessen werden dabei, entgegen der zuvor deklarierten Auffassung über die aktive Rolle des Landes, eher latent wahrgenommen, wobei ihnen meist ein allgemein definiertes Ziel der Maximierung der Diversifizierung von Russland unterstellt wird. Gemein ist den Studien die Auffassung, dass der kontinuierliche Produktionsanstieg, der durch die in den kommenden Jahren zu erwartende Inbetriebnahme großer Offshore-Lagerstätten eine weitere Beschleunigung erfahren soll, zusammen mit dem regionalen politischen Umfeld eine Herausforderung für die Schaffung ausreichender Transportkapazitäten präsentiert. Vor diesem Hintergrund wird die Problematik der kasachischen Erdölexport-Diversifizierungspolitik weiterhin als wichtiges Untersuchungsfeld dargestellt, das trotz vorhandener Erfolge bei der Umsetzung einzelner Pipelineprojekte, nach wie vor nicht an politischer und wissenschaftlicher Relevanz verloren hat. Dies wird von der vorliegenden Arbeit aufgegriffen, wobei die ge-

No. 287, February 1999, S. 19-20; Roberts, John: Energy Reserves, pipeline routes and the legal regime in the Caspian Sea, in: Chufrin, Gennady (ed.): *The Security of the Caspian Sea Region*, SIPRI, Oxford University Press, 2001, S. 33-68; Morse, Edward L./Richard, James: *The Battle for Energy Dominance*, in: *Foreign Affairs*, Vol. 81, No. 2, March-April 2002, S. 16-31; Andrianopoulos, Andreas: *The Economics and Politics of Caspian Oil*, in: *Journal of Southeast European and Black Sea Studies*, Vol. 3, Issue 3, 2003, S. 76-91; Kalicki, Jan H./Elkind, Jonathan: *Eurasian Transportation Futures*, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): *Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Washington D.C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 149-174; Amineh, Mehdi Parvazi/Houweling, Henk: *Caspian Energy: Oil and Gas Resources and the Global Market*, in: Amineh, Mehdi Parvazi/Houweling, Henk (eds.): *Central Eurasia in Global Politics. Conflict Security and Development*, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 77-92; Bahgat, Gawdat: *Prospects for energy cooperation in the Caspian Sea*, in: *Communist and post-Communist Studies*, Vol. 40, Issue 2, June 2007, S. 157-168; Raballand, Gaël/Esen, Ferhat: *Economics and politics of cross-border oil pipelines – the case of the Caspian basin*, in: *Asia Europe Journal*, Vol. 5, No. 1, 2007, S. 133-146; LeVine, Steve: *The Oil And The Glory. The Pursuit of Empire and Fortune on the Caspian Sea*, New York: Random House, 2007; Westphal, Kirsten: *Wettlauf um Energieressourcen. Markt und Macht in Zentralasien*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 463-478.

⁴⁴ Hanks, Reuel R.: 'Multi-vector politics' and Kazakhstan's emerging role as a geo-strategic player in Central Asia, in: *Journal of Balkan and Near Eastern Studies*, Vol. 11, No. 3, September 2009, S. 257-267.

⁴⁵ Z. B. Dorian, James P./Zhansetov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: *The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia*, in: *Energy Policy*, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698; Crandall, Maureen S.: *Energy, Economics, and Politics in the Caspian Region. Dream and Realities*, Westport: Praeger, 2006; Kaiser, Mark J.: *A review of the oil and gas sector in Kazakhstan*, in: *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 2, 2007, S. 1300-1314; İpek, Pınar: *The role of oil and gas in Kazakhstan's foreign policy: Looking east or west?* in: *Europe-Asia Studies*, Vol. 59, Issue 7, 2007, S. 1179-1199; Cohen, Ariel: *Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008; Babali, Tuncay: *Prospects of export routes for Kashagan oil*, in: *Energy Policy*, Vol. 37, No. 4, 2009, S. 1298-1308.

nannten Missstände bzw. Versäumnisse aufgearbeitet werden sollen, um somit ein besseres Verständnis über Projekthintergründe, Beweggründe zur Teilnahme an einzelnen Vorhaben sowie deren Relevanz aus kasachischer Sicht zu erreichen.

Kandiyoti betrachtet in einem geopolitischen Kontext zahlreiche bestehende bzw. noch in Planung befindliche internationale Pipelineprojekte, die er in mehrere geografische Gruppen aufteilt (Naher Osten, Südasien, Russland und Osteuropa, den kaspischen und zentralasiatischen Raum und Ostasien). Es ist jedoch gerade der weit gefasste Untersuchungsrahmen, der nahezu den gesamten eurasischen Kontinent abzudecken versucht, der eine tiefgehende, chronologisch detaillierte und empirisch präzise Analyse einzelner Projekte verhindert. Hinsichtlich kasachischer Ölexportmöglichkeiten gelangt Kandiyoti zum Ergebnis, dass der Charakter der Beziehungen zu Russland die Einbeziehung Kasachstans in die BTC-Pipeline verhinderte, wobei der Zeitplan und die Produktionsentwicklung kasachischer Vorkommen dies zusätzlich erschwerten. Die CPC-Pipeline wird von ihm dagegen einseitig als politisches Entgegenkommen Kasachstans gegenüber Russland interpretiert, das durch die russische Machtposition in der Region im Allgemeinen und gegenüber Kasachstan im Besonderen bedingt wurde. Unterstrichen werden von ihm vor allem die vermeintlichen Nachteile der Leitung in Form vergleichsweise hoher Transportkosten und der (in Wirklichkeit nicht gegebenen) Kontrolle durch Transneft. Aufgrund der anstehenden Steigerung der kasachischen Ölförderung rechnet er, im gewissen Widerspruch zur Auffassung über die russischen Einflussmöglichkeiten auf Kasachstan, zukünftig jedoch mit einer scharfen Konkurrenz zwischen beiden Leitungen um Exportvolumen. Im Bezug auf die Kasachstan-China-Pipeline hebt er hauptsächlich die Herausforderung ihrer zukünftigen Auslastung hervor. Exporte über den Iran werden als kostengünstig bezeichnet, deren Ausweitung wurde (und wird) jedoch durch die ablehnende Haltung der US-Administration verhindert. Abschließend wird von Kandiyoti festgehalten, dass die einseitige Blockierung iranischer Routen durch die USA, ohne den Ländern Zentralasiens Alternativen anzubieten, Kasachstan und Turkmenistan keine Wahl zur Nutzung russischer Pipelines ließen.⁴⁶

Shaffer gelangt in ihrer auf die BTC-Pipeline fokussierten geopolitischen Untersuchung zur Erkenntnis, dass im kaspischen Raum letztendlich das Eingreifen der politischen Ebene ein erfolgreiches Zustandekommen grenzüberschreitender Pipelineprojekte bedingt. Geopolitische Faktoren, wie das Streben nach Kontrolle und Einflusssteigerung in einer strategisch und sicherheitspolitisch wichtigen Region, spielen dabei eine entscheidende Rolle.⁴⁷ Im Widerspruch zu den zahlreichen geopolitisch geprägten Studien argumentieren Raballand/Esen aus wirtschaftswissenschaftlicher Perspektive, dass Entscheidungen von Unternehmen über den Bau von Pipelineprojekten im kaspischen Raum, trotz Bemühungen der Regierungen zur Unterstützung ökonomisch weniger attraktiver jedoch strategisch vorteilhafter Alternativen, mehr durch ökonomische als politische Aspekte geprägt werden.⁴⁸ Zu einer ähnlichen Erkenntnis gelangt auch Nanay. Demnach muss jedes Projekt rentabel sein, sodass über den Erfolg seiner Umsetzung letztendlich wirtschaftliche Faktoren bestimmen.⁴⁹

Nabiyev widmet sich in seiner Studie einer Vielzahl von Öl- und Gasexportpipelineprojekten aus dem gesamten kaspischen Raum. Obwohl der Untersuchungsschwerpunkt auf die Rohstoffevakuierung

⁴⁶ Kandiyoti, Rafael: *Pipelines: Flowing Oil and Crude Politics*, London: I.B. Tauris, 2008.

⁴⁷ Shaffer, Brenda: *From Pipedream to Pipeline: A Caspian Success Story*, in: *Current History*, Vol. 104, Issue 684, October 2005, S. 343-346.

⁴⁸ Raballand, Gaël/Esen, Ferhat: *Economics and politics of cross-border oil pipelines – the case of the Caspian basin*, in: *Asia Europe Journal*, Vol. 5, No. 1, 2006, S. 133-146.

⁴⁹ Nanay, Julia: *U.S. Energy Security: Russia and the Caspian*, in: *Federal Document Clearing House Congressional Testimony*, 30.4.2003.

aus Aserbaidschan gelegt wird, werden auch primär für andere Länder bestimmte Vorhaben betrachtet. Unter Berücksichtigung umweltpolitischer Herausforderungen der Bosphorus-Passage, der damit verbundenen Tankergrößenbeschränkungen sowie des Bedarfs einer Bypass-Pipeline, wird von ihm die BTC im Vergleich zu den in den Schwarzmeerraum mündenden Projekten als gesamtregional vorteilhafteste Exportalternative identifiziert. Hervorgehoben wird auch, dass die BTC-Route, anders als die CPC oder mögliche Iran-Alternativen, über erdölimportierende Länder verläuft. Für diese stellt der beförderte Rohstoff im Gegensatz zu Russland oder Iran kein Wettbewerbsgut dar, sodass keine Gefahr der Sabotage des Pipelinebetriebs durch Transitstaaten besteht. Die CPC wird vor diesem Hintergrund von Nabiyeu eindeutig als geopolitischer Hebel Russlands gegenüber Kasachstan verstanden. Die Ausweitung tankerbasierter Swaps mit dem Iran oder der Bau einer direkten Pipelineverbindung verstoßen trotz angeblicher Kostenvorteile gegen die Interessen der USA, Türkei und Russlands und seien daher kaum umsetzbar. Hinsichtlich einer Exportleitung nach China werden von ihm die Vorteile für die Versorgung des kasachischen Binnenmarktes hervorgehoben, denen die hohen Bau- und Transportkosten entgegenstehen.⁵⁰

Crandall stellt fest, dass für die anstehende kasachische Produktionssteigerung infolge der Inbetriebnahme des offshore liegenden Kashagan-Feldes vorerst keine neuen Pipelineexportkapazitäten benötigt werden, da die bestehenden Transportmöglichkeiten hierzu ausreichen würden.⁵¹ Sie ignoriert jedoch das Fehlen einer Verbindung zwischen Kasachstan und Aserbaidschan, die die Nutzung der BTC durch kasachische Produzenten bedingt, und lässt auch die Auseinandersetzungen um die Erweiterung der CPC-Leitung außer Acht. Demgegenüber verweist Roberts darauf, dass in Abhängigkeit von der Aufteilung der Ölexportströme zwischen den vorhandenen Routen zukünftig zumindest der Bedarf an einer neuen Leitung zur Entlastung türkischer Meerengen bestehen könnte.⁵² Beide Analysen ähneln sich in der Einschätzung, dass einzelne Pipelinerouten in der Region nicht nur unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Kriterien entstehen bzw. genutzt werden, sondern insbesondere strategische Interessen einflussreicher staatlicher Akteure reflektieren. Laut Nuriyeu schrecken diese auch nicht vor der Instrumentalisierung regionaler Konflikte zur Unterstützung infrastruktureller Präferenzen zurück.⁵³

Obwohl die meisten Untersuchungen der Exportoptionen aus Kasachstan die BTC-Leitung als mögliche Alternative einbeziehen,⁵⁴ wird von den Autoren ähnlich wie bei Crandall eine genauere Analyse der Einbindung des Landes in das Projekt vernachlässigt und bedarf somit weiterer Erörterung. Eine verstärkte zukünftige Inanspruchnahme der Pipeline für kasachische Exporte wird aufgrund paralleler

⁵⁰ Nabiyeu, Rizvan.: Erdöl- und Erdgaspolitik in der kaspischen Region, Berlin: Verlag Dr. Köster, 2003.

⁵¹ Crandall, Maureen S.: Energy, Economics, and Politics in the Caspian Region. Dream and Realities, Westport: Praeger, 2006.

⁵² Roberts, John: Caspian oil and gas. How far have we come and where are we going? in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 143-160.

⁵³ Nuriyeu, Elkhan: Conflicts, Caspian Oil and NATO. Major Pieces of the Caucasus Puzzle, in: Bertsch, Gary K./ Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 140-151.

⁵⁴ Kalicki, Jan H./Elkind, Jonathan: Eurasian Transportation Futures, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington D.C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 149-174; Crandall, Maureen S.: Energy, Economics and Politics in the Caspian Region: Dreams and Realities. Westport: Praeger, 2006; LeVine, Steve: The Oil And The Glory. The Pursuit of Empire and Fortune on the Caspian Sea, New York: Random House, 2007; Nabiyeu, Rizvan.: Erdöl- und Erdgaspolitik in der kaspischen Region, Berlin: Verlag Dr. Köster, 2003; DeLay, Jennifer: The Caspian Oil Pipeline Tangle: A Steel Web of Confusion, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 43-81.

Beteiligung mehrerer Unternehmen an aussichtsreichen kasachischen Förderprojekten und der BTC prinzipiell vorweggenommen. Dies spiegelt sich z. B. im Beitrag von Babali wider, der darüber hinaus (ausschließlich quantitativ betrachtet) auch das Bestehen einer breiten politischen Akteurskoalition hinter der BTC-Pipeline als Grund für ihre perspektivische Nutzung durch Kasachstan anführt.⁵⁵ Interessant ist, dass kasachische Bemühungen zur Schaffung eines transkaspischen Transportsystems (sog. Kazakhstan Caspian Transport System), das die Verdingung mit der BTC gewährleisten soll und daher überhaupt als Voraussetzung für das Zustandekommen großvolumiger kasachischer Exporte über diese Leitung gilt, in Monografien oder Fachartikeln kaum genauer analysiert werden. Zwar findet das geplante System in den Beiträgen Erwähnung, jedoch wird dessen Umsetzung aufgrund der oben geäußerten Rahmenbedingungen weitgehend als gegeben angenommen. Auch auf die seit der Aufnahme der Verhandlungen über den Bau bestehenden Auseinandersetzungen, die neuerlich zur Entscheidung über die kurz- bis mittelfristige Bauverschiebung beitragen, wird nicht näher eingegangen. Genauere Informationen darüber liefern außer Meldungen von Nachrichtenagenturen lediglich kurze analytische Beiträge verschiedener Denkfabriken, wie des Center for Global Energy Studies (CGES)⁵⁶ oder The Jamestown Foundation (Onlinepublikation „Eurasia Daily Monitor“).⁵⁷

Vor dem Hintergrund des wissenschaftlichen Mainstreams, der hinsichtlich der westlichen Exportroute für kasachisches Öl vor allem die BTC in den Mittelpunkt der Aufmerksamkeit rückt, nehmen die Untersuchung von Guliyev/Akhrarkhodjaeva⁵⁸ und eine im Auftrag der Weltbank erstellte Studie von Lawrence et. al.⁵⁹ eine besondere Stellung ein. Beide fokussieren den transkaukasischen Eisenbahnkorridor, der von kasachischen Produzenten seit der zweiten Hälfte der 1990er Jahre als erste Russland-vermeidende Exportroute genutzt wird und bis heute (2013) eine weitaus wichtigere Rolle für den kasachischen Erdöllexport einnimmt als die BTC. Im Unterschied zu den geopolitisch ausgerichteten und daher meist überregionale Faktoren einbeziehenden Analysen bezüglich der BTC lenken diese beiden Arbeiten den Fokus ausschließlich auf direkt beteiligte staatliche Akteure (Aserbaidschan, Kasachstan, in geringem Umfang auch Georgien). Sie gelangen zu der Erkenntnis, dass die im Vergleich zum Potenzial des Korridors verhältnismäßig geringe Inanspruchnahme vor allem auf intransparente wirtschaftliche Strukturen, gravierende Korruption, Rentiermentalität sowie monopolistische Praktiken insbesondere aufseiten aserbaidshischer jedoch auch kasachischer Geschäftspartner zurückzuführen ist. Darüber hinaus verweisen sie auf enge Verflechtungen der auf der Route aktiven Transportdienstleister mit den politischen Eliten der jeweiligen Länder. Laut Guliyev/Akhrarkhodjaeva spiegelt sich dies insbesondere in Aserbaidschan wider und trägt zur Verfestigung des dortigen Klientel-Kapitalismus bei („crony capitalism“).

⁵⁵ Babali, Tuncay: Prospects of export routes for Kashagan oil, in: *Energy Policy*, Vol. 37, No. 4, 2009, S. 1298-1308.

⁵⁶ Z. B. Lee, Julian: The expansion of Kazakhstan's oil export capacity begins, in: FSU Advisory Service, CGES, July 2008; Lee, Julian: Raising the capacity to export Caspian crude, in: FSU Advisory Service, CGES, April 2008; Lee, Julian: Kazakhstan's Caspian transport squeeze, in: FSU Oil & Gas Advisory Service, CGES, September 2009; o. V.: A tale of two pipelines – CPC and Iskene-Kuryk, in: *Global Insight*, CGES, May 2010.

⁵⁷ Z. B. Socor, Vladimir: Kazakhstan-Azerbaijan Oil Transport Agreement: Not Yet Historic, But Might Become So, in: *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 3, Issue 118, 19.6.2006; Socor, Vladimir: Western Majors Sign Agreement of Intent on Trans-Caspian Oil Transport System, in: *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 4, Issue 18, 25.1.2007.

⁵⁸ Guliyev, Farid/Akhrarkhodjaeva, Nozima: The Trans-Caspian energy route: Cronyism, competition and cooperation in Kazakh oil export, in: *Energy Policy*, Vol. 37, No. 8, 2009, S. 3171-3182.

⁵⁹ Lawrence, Martha et al.: *Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products*, Washington D.C.: The World Bank, December 2008.

Eine Studie im Auftrag des UNDP und der Weltbank⁶⁰ zu Risiken von Lieferunterbrechungen und Steigerungsmöglichkeiten der Versorgungssicherheit untersucht im Rahmen mehrerer Einzelfallstudien ausgewählte grenzüberschreitende Öl- und Gaspipelineprojekte auf der gesamten Welt, u. a. auch das russische Ölpipelinesystem und die CPC-Leitung. Anders als in geo- bzw. realpolitisch eingebetteten Analysen gelangen die Autoren zum Ergebnis, dass die CPC nicht unter politischem Druck Moskau, sondern wegen ihrer wirtschaftlichen Attraktivität als kasachische Hauptexportleitung gewählt wurde. Das Zustandekommen der Leitung wurde letztendlich durch das Einlenken Russlands ermöglicht, das private Ölproduzenten nicht nur als Nutzer, sondern auch als Eigentümer und Betreiber akzeptierte. Im Gegensatz zu anderen Untersuchungen wird hier auch näher auf die vertraglichen Grundlagen der Pipelinebetriebe eingegangen. Die Ergebnisse der Analyse des Transneft-Pipelinesystems machen wiederum ersichtlich, dass die Kombination staatlicher Kontrolle und regulierter Transporttarife lange Zeit eine Steigerung kasachischer Öltransitvolumen verhinderte. Das bestehende russische Quotensystem, das die Zuweisung von Pipelineexportkapazitäten regelt, untergräbt dabei aufgrund von Trittbrettfahrer-Effekten auch die Bereitschaft privater Ölunternehmen zur Beteiligung am Ausbau der Infrastruktur. Dies führt wiederum zu Engpässen in einigen relevanten Bereichen des Systems und verschärft somit auch den Wettbewerb unter den Ölproduzenten um freie Transportkapazitäten.

Dellecker lässt in seiner Analyse der CPC ihre Entstehungsgeschichte außer Acht und konzentriert sich ausschließlich auf Ursachen der Verzögerungen ihrer Erweiterung. Er argumentiert aus geopolitischer Perspektive, dass diese Ursachen grundsätzlich im russischen Streben nach einer größeren Kontrolle der Pipeline liegen, da diese die einzige Exportleitung auf dem Territorium des Landes darstellt, die nicht direkt von Transneft betrieben wird. Dellecker schlussfolgert, dass Moskau durch eine eventuelle Einflusssteigerung im Pipelinekonsortium ein mächtiges Instrument erhalte, das es sowohl in Verhandlungen mit Kasachstan als auch mit internationalen Ölproduzenten mit Anteilen an russischen Vorkommen einsetzen könnte.⁶¹ Obwohl es sich hierbei um ein überwiegend kasachisches Projekt handelt, liegt der Fokus des Autors primär auf Russland, sodass Verhandlungstaktische Maßnahmen aufseiten der kasachischen Produzenten bzw. Regierung vernachlässigt werden.

Die kasachisch-chinesischen Energiebeziehungen werden in einer Vielzahl von Studien untersucht.⁶² Diese ähneln sich oft im Aufbau und analysieren meist aus geopolitischer Perspektive das zunehmende Vordringen chinesischer Unternehmen in den Energiesektor Kasachstans. Im Zusammenhang mit Übernahmen von Rohstofflagerstätten werden einzelne Pipelineprojekte behandelt, die den Öl-

⁶⁰ Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003.

⁶¹ Dellecker, Adrian: Caspian Pipeline Consortium, Bellwether of Russia's Investment Climate? Russia/NIS Center, Brussels/Paris: IFRI, 2008.

⁶² Jiang, Julia/Sinton, Jonathan: Overseas Investments by Chinese National Oil Companies. Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011; Lee, Julian: Kazakhstan strengthens Chinese links, in: FSU Oil & Gas Advisory Service, CGES, 2009; Saurbek, Zhanibek: Kazakhstan-Chinese Energy Relations: Economic Pragmatism or Political Cooperation? in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 6, No. 1, 2008, S. 79-93; Kevin, Sheives: China Turns West: Beijing's Contemporary Strategy towards Central Asia, in: Pacific Affairs, Vol. 79, No. 2, Summer 2006, S. 205-224; Downs, Erica Strecker: China's Quest for Energy Security, Santa Monica: Rand Corporation, 2006; Ziegler, Charles E.: The energy factor in China's foreign policy, in: Journal of Chinese Political Science, Vol. 11, No. 1, Spring 2006, S. 1-23; Liao, Janet Xuanli: A Silk Road for Oil: Sino-Kazakh Energy Diplomacy, in: Brown Journal of World Affairs, Vol. 7, Issue 2, Winter 2005/Spring 2006, S. 39-52; Zweig, David/Jianbai, Bi: China's Global Hunt for Energy, in: Foreign Affairs, Vol. 84, No. 5, Sept.-Oct. 2005, S. 25-38; Swanström, Niklas: China and Central Asia: A new Great Game or traditional vassal relations? in: Journal of Contemporary China, Vol. 14, Issue 45, 2005, S. 569-584.

und Gasexport in Richtung Osten gewährleisten sollen. Festgehalten wird dabei, dass das rasante Wirtschaftswachstum verbunden mit dem enormen Anstieg des Energiebedarfs Chinas und die traditionell (d. h. geopolitisch und strategisch) geprägte Wahrnehmung des Konzeptes der Versorgungssicherheit, die durch die Position eines Späteinsteigers in den Weltenergiemarkt ergänzt wird, auf chinesischer Seite zur Entwicklung einer (wirtschaftlich) aggressiven auswärtigen Rohstoffpolitik führten. In ihren Schlussfolgerungen ähneln sich die Analysen in der Einschätzung, dass Zentralasien und insbesondere Kasachstan für China eine willkommene Möglichkeit zur Verringerung der wachsenden Ölimportabhängigkeit vom politisch instabilen Persischen Golf bietet, die für das Land gleichzeitig mit strategischen Herausforderungen des maritimen Transports verbunden ist. Aus kasachischer Perspektive eröffnet der chinesische Markt wiederum eine Alternative zum traditionellen und weiterhin dominanten russischen Exportkorridor. China wird in den Untersuchungen ebenfalls als Gegengewicht zu Russland stilisiert, das den außenpolitischen Handlungsspielraum Kasachstans erweitert und daher seine Souveränität stärkt. Die Beiträge stellen jedoch meist lediglich aktuelle Bestandsaufnahmen dar und befassen sich kaum detailliert und kontinuierlich mit der Evolution von Pipelineprojekten oder politischen Strategien, die zur Lösung einzelner Herausforderungen bei deren Umsetzung entwickelt wurden.

Eine Ausnahme stellt hierbei die Arbeit von Adolf⁶³ dar, der im Rahmen einer dezidierten Länderstudie die historische Entwicklung der chinesischen Energieversorgungsstrategie betrachtet. Eingebettet in regionale geopolitische und geoökonomische Rahmenbedingungen wird von ihm chronologisch auch der Politikprozess der Entstehung der Kasachstan-China-Pipeline untersucht. Adolf identifiziert in seiner Analyse neben Differenzen zwischen den am Projekt direkt beteiligten Parteien auch Interessen externer Akteure als Gründe für die Verzögerung der Umsetzung. Die mangelnde kasachische Reservenbasis, die die Pipeline aus chinesischer Sicht lange unwirtschaftlich machte, bildet jedoch laut Adolf den entscheidenden Faktor, der verantwortlich für die lange Bauverschiebung ist. Vor diesem Hintergrund verweist er darauf, dass letztendlich erst die Einbeziehung russischer Produzenten den ausschlaggebenden Impuls für die Schaffung vorteilhafter Rahmenbedingungen der Projektumsetzung darstellte. Darüber hinaus argumentiert Adolf, dass geopolitische Hebel in Form der amerikanischen Sanktionspolitik gegenüber dem Iran und der russischen Haltung in Fragen des Rechtsstatus des Kaspischen Meeres den Export in Richtung China unterstützen. Trotz empirischer Tiefe analysiert die Arbeit den Entstehungsprozess der Pipeline primär aus chinesischer Perspektive und lässt somit – ähnlich wie die meisten anderen Beiträge zu kasachisch-chinesischen Energiebeziehungen – einige innerkasachische Beweggründe und eigenständige Initiativen außer Acht. Die vorliegende Arbeit wird hier anknüpfen und eine ergänzende Darstellung einzelner Politikprozesse bieten, womit das wissenschaftliche Gesamtbild vervollständigt werden soll.

Vernachlässigt wird in wissenschaftlichen Publikationen vor allem eine genauere Untersuchung der mangelnden Umsetzung der iranbasierten kasachischen Exportinitiativen.⁶⁴ Zwar wird das Bestehen

⁶³ Adolf, Matthias: Energiesicherheitspolitik der VR China in der Kaspischen Region. Erdölversorgung aus Zentralasien, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2011.

⁶⁴ DeLay, Jennifer: The Caspian Oil Pipeline Tangle: A Steel Web of Confusion, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 43-81; Nabiyeu, Rizvan: Erdöl- und Erdgaspolitik in der kaspischen Region. Berlin: Verlag Dr. Köster, 2003; Crandall, Maureen S.: Energy, Economics and Politics in the Caspian Region: Dreams and Realities. Westport: Praeger, 2006; Fishelson, James: From the Silk Road to Chevron: The Geopolitics of Oil in Central Asia, in: Vestnik The Journal of Russian and Asian Studies, Vol. 1, Issue 7, Winter 2007, S. 22-53; Kandiyoti, Rafael: Pipelines: Flowing Oil and Crude Politics, London: I.B. Tauris, 2008; Babali, Tuncay: Prospects of export routes for Kashagan oil, in: Energy Policy, Vol. 37, No. 4, 2009, S. 1298-1308.

solcher Optionen erwähnt, jedoch werden diese meist nur in Form einer Randnotiz behandelt. Unabhängig davon, ob es sich hierbei um den Swap-Handel oder den Bau direkter Pipelineverbindungen handelt, wird die südliche Route in den Analysen als konkurrenzfähige, wenn nicht sogar wirtschaftlichste Exportoption beschrieben. Deren geringe Entwicklung und Nutzung wird dabei einseitig durch das internationale Sanktionsumfeld begründet. Wiederholte kasachische Initiativen den Transportkorridor auch gegen das Interesse Washingtons mit unterschiedlichen externen Partnern zu entwickeln, die sich in ihrem Handeln nicht durch die US-Sanktionsbedingungen eingeschränkt sahen, werden nicht näher untersucht und stellen somit aus wissenschaftlicher Sicht einen „weißen Fleck“ dar. Somit kann festgehalten werden, dass die Fachliteratur noch zahlreiche Forschungslücken bezüglich der Analyse kasachischer Beteiligung bzw. Nichtbeteiligung an einzelnen regionalen Erdöltransportmaßnahmen aufweist und eine – mit Hinsicht auf ein politikwissenschaftlich korrektes Gesamtverständnis der Energieinfrastrukturpolitik im zentralasiatischen Raum – tiefgründige, zusammenführende und chronologisch erschöpfende Untersuchung der Exportdiversifizierungsbemühungen des Landes fraglos relevant ist. Ähnlich fehlt eine ausreichende Einbettung einzelner Transportvorhaben in den allgemeinen Kontext der kasachischen Außenpolitik, was empirischen Aufschluss über das Verhalten bzw. die praktischen Strategien eines verhältnismäßig schwachen internationalen Akteurs bei der Umsetzung seiner Interessen in einem von Großmächten dominierten Umfeld geben kann. Vernachlässigt wurde auch das Abwägen des Beitrages einzelner Routen zur Lösung der kasachischen Exportproblematik, die wiederum wegen des von der Regierung eingeschlagenen wirtschaftlichen Entwicklungsmodells entscheidend für das Gelingen der deklarierten Ziele der gesellschaftlichen Wohlstandssteigerung und – vor dem Hintergrund des rentierstaatlichen Charakters der politischen Herrschaftsform – auch für das Weiterbestehen des Regimes an sich ist.

Die aktuelle energiepolitische Relevanz Kasachstans und der kaspischen Region, die zwar keinesfalls in Konkurrenz zum Nahen Osten zu betrachten ist, jedoch einen durchaus wertvollen Beitrag zur Importdiversifizierung einiger großer Verbraucherzentren leisten kann, erhöht den Bedarf an einem besseren Verständnis politischer Prozesse, die zur Umsetzung bzw. zum Scheitern einzelner Exportrouten aus dem Raum führen. Der anhaltende Anstieg der Energierohstoffproduktion, der durch den anstehenden Förderbeginn auf Feldern im kasachischen Offshore-Sektor weiter beflügelt werden soll, und die sich abzeichnenden Kapazitätsengpässe einzelner kasachischer Transporttrassen machen die Problematik der Erdölexportpolitik weiterhin aktuell und relevant. Darüber hinaus führen der permanente Wandel der innen- und außenpolitischen Situation sowie die komplexe sicherheitspolitische Lage, in der sich die Länder der Region befinden, dazu, dass kontinuierliche wissenschaftliche Forschungen zur transparenten Darstellung einzelner politischer und wirtschaftlicher Prozesse erforderlich sind. Dies ist nicht zuletzt auch für eine aus politischer und unternehmerischer Sicht relevante Identifizierung von Einflussfaktoren auf die Entwicklung von regionalen Energieprojekten sowie die Einschätzung ihrer Erfolgsaussichten von Bedeutung.

1.3 Fragestellung und Hypothesen

Die vorliegende Arbeit untersucht die infrastrukturelle Integration des kasachischen Ölsektors in den internationalen Erdölmarkt und analysiert anhand ausgewählter Projekte die Diversifizierungsbemühungen der kasachischen Regierung und der im Land tätigen Ölproduzenten.

Die zentrale Fragestellung der Dissertation lautet: *Wie erfolgreich waren/sind die kasachische Erdölexportpolitik und die Bemühungen der Regierung und der Unternehmen zum Aufbau eines Erdölexportsystems, das einen verlässlichen Zugang zu internationalen Absatzmärkten bieten und eine Diversifizierung der aus den Sowjetzeiten stammenden monopolistischen Transportinfrastruktur gewähr-*

leisten soll? Welche Faktoren bedingten den Erfolg bzw. Misserfolg bei der Umsetzung einzelner Exportprojekte?

Hieraus leiten sich mehrere sekundäre Fragen ab:

- Welche Rolle spielten konkrete Unternehmen bzw. die kasachische Regierung bei der Initiierung und Umsetzung einzelner Projekte? Welche Strategien und Prioritäten verfolgte die kasachische Seite im Rahmen ihrer Diversifizierungspolitik?
- Wie wichtig waren geopolitische Rahmenbedingungen für die Realisierung einzelner Infrastrukturprojekte? Folgen einzelne Exportprojekte eher strategischen oder ökonomischen Gesichtspunkten?
- Welche internationalen Konkurrenzsituationen können im Zusammenhang mit Erdölexporttrassen aus Kasachstan beobachtet werden bzw. welche Rolle spielten ausgewählte internationale Akteure (Russland, USA, China, EU) bei der Umsetzung/Verhinderung einzelner Projekte?

Im Rahmen der Analyse der Transportvorhaben sollen folgende Hypothesen überprüft werden, die entweder spezifisch für ein konkretes Projekt, einen der vier geografischen Korridore (Nord, Süd, West, Ost), die als Cluster zur Bündelung einzelner Projekte dienen und mit den Transit- bzw. Bestimmungsländern Russland, China, Iran sowie der Transitregion Kaukasus übereinstimmen, oder übergreifend zu betrachten sind.

1. a) *Die kasachische Diversifizierungspolitik muss die in der Region geltenden geopolitischen Rahmenbedingungen respektieren, insbesondere hinsichtlich russischer Interessen. Dies hat Auswirkungen auf die Entwicklung einzelner Transportprojekte bzw. die Verteilung der Exportvolumen zwischen den jeweiligen geografischen Korridoren und sichert Russland eine dominante Stellung im kasachischen Öltransportgeschäft zu.*

b) *Die Einbeziehung Kasachstans in das BTC-Konsortium und die Nutzung der Pipeline wurde durch den Widerstand Russlands verhindert, der auf das geopolitisch motivierte Streben nach der Maximierung der Kontrolle über die Energieexportströme aus der Region und Vorbehalte gegen das Vordringen westlicher Mächte in die russische Einflussosphäre zurückzuführen ist.*

Russland strebt in seiner unmittelbaren Nachbarschaft, die im eigenen Verständnis das sog. „nahe Ausland“ – also eine den GUS-Raum umfassende geopolitische Pufferzone – bildet, aus strategischen, sicherheits- und wirtschaftspolitischen Gründen eine Vormachtstellung an. Kasachstan stellt dabei aufgrund seiner geografischen Lage für Russland ein Bindeglied zu den zentralasiatischen Republiken dar, was ihm zusammen mit seiner Größe, seinem Rohstoffreichtum, seiner Bevölkerungsstruktur und seiner wirtschaftlichen Verflechtung mit Russland in der außenpolitischen Strategie des Kremls eine besondere Rolle verleiht. Dies führt dazu, dass Moskau an einer möglichst engen Anbindung seines südlichen Nachbarn interessiert ist. Energiepolitik gilt dabei nicht nur seit Putins erster Amtszeit als integraler Bestandteil russischer Macht- und Einflusspolitik, die neben Beteiligungen russischer Unternehmen an der Rohstoffförderung (aber auch Stromerzeugung) insbesondere durch die Kontrolle der Transportinfrastruktur und somit der Exportströme betrieben wird. Aufgrund der erheblichen Bedeutung des Erdölsektors für die kasachische Wirtschaft⁶⁵ verleiht dies Moskau automatisch einen Hebel, der bei Bedarf politisch instrumentalisiert werden kann. Russland kann darüber hinaus

⁶⁵ Der Öl- und Gassektor besaß im Jahr 2010 einen Anteil von 28,3 Prozent am kasachischen BIP. Der Anteil der Ölexporte an den Gesamtausfuhren betrug 57 Prozent. Ölförderung und -export hatten im selben Jahr einen Anteil von 46,5 Prozent an den Haushaltseinnahmen. Vgl. Ernst & Young: Kazakhstan oil and gas tax guide, 2011, S. 1; Coronel, Ana Lucía/Rozhkov, Dmitriy/Al-Eyd, Ali/Raman, Narayanan: Republic of Kazakhstan: Selected Issues, IMF Country Report No. 11/151, Washington D.C: International Monetary Fund, June 2011, S. 28.

durch Transporttarife an kasachischen Rentenflüssen partizipieren, was sein Interesse an der Maximierung der Transitvolumina über sein Territorium steigern dürfte. Der russische Widerstand richtet sich insbesondere gegen westlich ausgerichtete Infrastrukturprojekte. Einerseits visieren diese traditionelle russische Absatzmärkte in Europa an und verstärken daher dort den Wettbewerb. Andererseits werden diese Projekte als Teil einer geopolitischen Einkreisungsstrategie betrachtet, die von westlichen Mächten, insbesondere den USA, gegen Russland betrieben wird.

Im Kampf gegen die Teilnahme zentralasiatischer Länder an westlich ausgerichteten Exportvorhaben instrumentalisiert Russland insbesondere den Status des Kaspischen Meeres, das somit zu einer geopolitischen Grenze/Barriere stilisiert wird. Kasachstan muss aufgrund der russischen Stellung und Einflussmöglichkeiten in seiner Diversifizierungspolitik Moskaus Vorbehalte berücksichtigen, was Auswirkungen auf die Entwicklung der Exportprojekte und -volumina haben dürfte.

2. a) *Die West-Ost-Pipelineverbindung ist für die kasachische Regierung in Hinsicht auf die Versorgung des Binnenmarktes von zentraler Bedeutung, sodass sie aus innenpolitischen Gründen, wenngleich in eingeschränkter Form, auch ohne chinesische Beteiligung gebaut werden sollte.*
- b) *Die Kasachstan-China-Pipeline stellt für beide beteiligte Länder ein strategisches Projekt dar, was ihre Umsetzung trotz vergleichsweise geringer wirtschaftlicher Attraktivität bedingte und durch eine Subventionierung begleitet werden muss.*

Das in Sowjetzeiten aufgebaute Pipelinenetz ließ Kasachstan bei der Versorgung seines Binnenmarktes von russischen Erdöllieferungen abhängig sein, obwohl Kasachstan über ausreichende Ressourcen zur Deckung seines Eigenbedarfs verfügte und gleichzeitig beträchtliche Teile der Produktion exportierte. Der Zusammenbruch des gemeinsamen sowjetischen Austauschsystems führte im Land zu erheblichen Versorgungsproblemen, die eine Verbindung der westlich liegenden Produktionsgebiete mit den östlichen Verbraucherzentren erforderlich machte. Die Verlängerung der geplanten Infrastruktur zu Exportzwecken bis zur chinesischen Grenze bildete dabei für Kasachstan eine aus Sicht des Diversifizierungsgebots attraktive Ergänzung des ursprünglichen Konzepts, die durch den Einstieg chinesischer Unternehmen in den kasachischen Ölsektor und ihr Interesse an kontinentalen Importen ermöglicht wurde. Trotz beidseitiger strategischer Vorteile war die wirtschaftliche Grundlage der Pipeline insbesondere aufgrund der unsicheren Reservenbasis nicht gegeben, sodass ein Einschreiten der politischen Ebene zur Unterstützung ihres Baus und Betriebs erforderlich war. Da die Umsetzung des Projektes mit chinesischer Beteiligung lange unsicher blieb, mussten auf kasachischer Seite auch alternative Lösungskonzepte entwickelt werden, die das Land gegen einen eventuellen gänzlichen Ausstieg Chinas absichern und das Erreichen der versorgungspolitischen Ziele garantieren würden.

3. *Die US-Sanktionspolitik erschwert zwar maßgeblich die Entwicklung südlich ausgerichteter Exportinfrastrukturvorhaben aus dem zentralasiatischen Raum, dieses Argument reicht jedoch nicht aus, um die mangelnde Ausweitung kasachischer Erdölexporte über den Iran zu erklären. Das heißt, es existieren weitere relevante Faktoren, die auf den Misserfolg bei der Entwicklung bzw. Beanspruchung dieser Route Einfluss nahmen.*

Die landgeschlossene Lage zentralasiatischer Staaten macht diese im Rahmen ihres Strebens nach einem infrastrukturellen Zugang zum Weltmarkt von Transitländern und deren Kooperationsbereitschaft abhängig. Der Exportkorridor zum Persischen Golf über den Iran zeichnet sich dabei im Vergleich zu mehreren Alternativen durch teilweise erhebliche Vorteile (Länge, Topografie, Bau- und Betriebskosten, Erreichbarkeit von Zielmärkten, politische Stabilität usw.) aus, die ihn aus Sicht der kasachischen Regierung und der im Land tätigen Produzenten sehr attraktiv erscheinen lassen, wobei auch der Iran selbst großes Interesse an der Übernahme der Transitrolle für den Rohstoffexport aus Zentralasien besitzt. Die US-amerikanischen Sanktionsbestimmungen dienen jedoch dazu, ausländische Investitionen in den iranischen Ölsektor zu verhindern, und erschweren somit den Ausbau von

Transitleitungen. Dessen ungeachtet agieren auf dem internationalen Ölmarkt aber auch Akteure, die vom (im Untersuchungszeitraum) geltenden Sanktionsumfeld nicht in Mitleidenschaft gezogen werden, was sich nicht zuletzt in der beträchtlichen Präsenz ausländischer Investoren im iranischen Energiesektor widerspiegelt. Diese Akteure waren (und sind) dabei zum Teil auch als Produzenten im kasachischen Ölsektor tätig, haben Interesse an einer möglichst kostengünstigen Evakuierung ihrer Förderanteile und könnten daher auch den Bau von Infrastrukturprojekten über den Iran vorantreiben.

1.4 Aufbau der Arbeit und Vorgehensweise

Zur Beantwortung der Forschungsfrage und Überprüfung der formulierten Hypothesen ist die vorliegende Arbeit in insgesamt fünf empirische Hauptkapitel gegliedert. Der einführende Abschnitt, der den allgemeinen Rahmen der Untersuchung bildet, wird in einem separaten Unterkapitel durch eine kurze Skizze der innenpolitischen Landschaft und der Beschaffenheit des kasachischen Regimes ergänzt, wodurch Voraussetzungen für ein besseres Verständnis politischer Prozesse und Besonderheiten der Entscheidungsfindung im kasachischen Erdölsektor sowie seine Bedeutung für die Stabilität und Funktionsweise der politischen Strukturen geschaffen werden sollen. Angeschlossen daran ist eine kurze Darstellung der Außenpolitik des Landes, deren Grundprinzipien ebenfalls das Fundament für die Konzipierung seiner Exportinfrastrukturpolitik bilden.

Im Kapitel zwei erfolgt die Untersuchung der Geschichte der kasachischen Ölindustrie, die mehrere Jahrzehnte als integraler Bestandteil der einheitlichen Energiewirtschaft der UdSSR konzipiert war. Besonders ausgearbeitet wird die während der Sowjetzeit stattgefundene transportinfrastrukturelle Verflechtung mit Russland, die pfadabhängige Auswirkungen auf die Exportproblematik nach dem Kollaps der Union besitzt. Die historische Darstellung wird im Anschluss durch die Analyse transportpolitischer Herausforderungen ergänzt, mit denen sich Kasachstan unmittelbar nach dem Erlangen der Unabhängigkeit konfrontiert sah, und die den Ausgangspunkt der anschließenden Untersuchung der Diversifizierungsbemühungen bilden. Abgeschlossen wird dieser Abschnitt durch eine kurze Darstellung der Fundamentaldaten des kasachischen Ölsektors und seiner allgemeinen Entwicklung im Verlauf des Untersuchungszeitraums.

Im Anschluss an dieses Kapitel erfolgt die Analyse einzelner, für den Export kasachischen Öls bestimmter Infrastrukturprojekte. Wegen ihrer verhältnismäßig hohen Anzahl findet eine Bündelung in vier geografisch definierte Korridore bzw. Vektoren statt. Dieses Vorgehen bietet sich an, da mit der Entwicklung der jeweiligen Exportkorridore besondere Interessen aufseiten Kasachstans bzw. auswärtiger Akteure verbunden waren (und sind) und die in ihnen angesiedelten Projekte mit teilweise ähnlichen Herausforderungen konfrontiert waren oder aufeinander aufbauten. Die Untersuchung der Vorhaben in den jeweiligen Clustern erfolgt geschichtlich-chronologisch, wobei es im Falle parallel verlaufender bzw. überlappender Entwicklungen zu deren thematischer Bündelung und getrennten Darstellung einzelner Prozesse in separaten Unterkapiteln kommt. Die Betrachtung erfolgt zwar überwiegend aus kasachischer Perspektive, sie wird jedoch im internationalen Kontext eingebettet, im Rahmen dessen auch die Interessen, Instrumente und Strategien relevanter außenpolitischer Akteure betrachtet werden. Darüber hinaus werden gesondert wichtige Entwicklungen in den für den Bau einzelner Exportrouten relevanten Förderprojekten berücksichtigt.

Im dritten Kapitel der Arbeit erfolgt die Analyse des sog. nördlichen bzw. russischen Exportkorridors. Detailliert wird hier vor allem der Politikprozess zur Umsetzung der Leitung des CPC (Caspian Pipeline Consortium) untersucht. Dabei wird im ersten Schritt die Initiierung und Entstehung ihrer ersten Ausbauphase betrachtet, die im Jahr 2001 in Betrieb genommen werden konnte. Von besonderer

Bedeutung sind hierbei die von der kasachischen Regierung und dem US-Konzern Chevron unternommenen Maßnahmen zur Formung einer Unternehmenskoalition, die das Projekt schließlich mit russischer Beteiligung, jedoch gegen einzelne russische Interessen in einer unternehmensfreundlichen Form realisierte. Anschließend werden Schwierigkeiten und Herausforderungen untersucht, welche die Zustimmung zur Erweiterung der Pipeline auf ihre anfänglich vorgesehene Maximalkapazität begleiteten und die überwiegend auf das russische Streben nach der Revision der in der ersten Phase vereinbarten Projektbedingungen zurückgingen. Im Zuge dessen werden auch russische Versuche zur Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit der kasachischen Beteiligung am Bau einer Bosphorus-Bypass-Leitung beachtet. Parallel zur Analyse des CPC-Prozesses wird in separaten Unterkapiteln auf die Entwicklung der Transitbedingungen für das von Transneft kontrollierte Leitungsnetz eingegangen, wobei sowohl die Verbesserung der Zugangsregelung (Quotensystem) als auch die Ausweitung der Transportkapazität in relevanten Teilen des Systems (Atyrau-Samara-Pipeline, Machatschkala-Noworossijsk-Pipeline) betrachtet werden.

Im Kapitel vier wird die Einbeziehung Kasachstans in den sog. westlichen bzw. transkaukasischen Exportkorridor untersucht. Im ersten Schritt wird die insbesondere in den frühen 1990er Jahren auf internationaler Ebene stilisierte Konkurrenzsituation zwischen der BTC- und CPC-Pipeline dargestellt, in der beide als Hauptexportrouten für den gesamten kaspischen Raum gehandelt wurden. Dabei wird nicht der gesamte BTC-Entstehungsprozess analysiert, da dieser bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Abhandlungen ausreichend dokumentiert wurde, sondern werden verstärkt politische Initiativen der US-Administration und der Türkei zur Beteiligung Kasachstans betrachtet. Relevant sind dabei vor allem unterschiedliche Konzepte zur Überquerung des Kaspischen Meeres, das nicht nur eine geografische, sondern auch geopolitische Barriere zwischen Kasachstan und dem kaukasischen Raum darstellt und von einzelnen Akteuren zur Verhinderung der Integration des Landes in westlich gerichtete Infrastrukturprojekte instrumentalisiert wurde. Besonderes Augenmerk wird in diesem Zusammenhang auf die Untersuchung des sog. Kazakhstan Caspian Transport System (KCTS) gelegt, das künftig ein auf Tankertransporten basierendes Bindeglied zwischen beiden Ufern des Kaspischen Meeres schaffen soll. Hierbei wird sowohl auf die außenpolitischen als auch auf die auf kasachischer Seite bestehenden Dimensionen der Auseinandersetzung um das Transportsystem eingegangen. Letzteres enthält die Betrachtung der Differenzen zwischen kasachischer Regierung und privaten Unternehmen über die Form der Umsetzung des Projektes sowie der Verzögerungen bei der Inbetriebnahme des Kashagan-Feldes, das als Hauptquelle für seine Auslastung dienen soll.

Parallel zu den Bemühungen zur Einbindung Kasachstans in die BTC werden in mehreren Unterkapiteln Initiativen zur Schaffung kleinerer Exportkanäle untersucht, die kasachisches Öl über den Kaukasus in den Schwarzmeerraum bringen sollen (transkaukasische Eisenbahnroute, kleinere transkaukasische Pipelineprojekte). Dies umfasst sowohl private Vorstöße von Chevron in den 1990er Jahren als auch von Kazmunaigas vorangetriebene Projekte, die in den letzten Jahren die Etablierung eines eigenständigen kasachischen Exportkanals bis zum europäischen Markt zum Ziel haben. Einen Bestandteil der Untersuchung des westlichen Korridors bildet in separaten Unterkapiteln auch die Aufdeckung intransparenter Bedingungen auf der transkaukasischen Eisenbahnroute sowie die Darstellung der Auswirkungen des russisch-georgischen Krieges im Jahr 2008 auf die kasachischen Ölexporte über den Kaukasus. Im Rahmen der Analyse wird auch verstärkt auf das geringe Interesse und mangelnde politische Initiativen der EU bezüglich der Nutzung kasachischen Erdöls zur Diversifizierung eigener Importstrukturen eingegangen. Ferner werden punktuell Unterschiede zwischen europäischen und amerikanischen transportpolitischen Zielsetzungen aufgezeigt.

Im Kapitel fünf (östlicher bzw. chinesischer Exportkorridor) folgt die Analyse politischer Prozesse, die zur Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline führten. Dabei wird nicht nur auf die letztendlich erfolgreichen intergouvernementalen Verhandlungen zwischen beiden Ländern eingegangen, intensiv werden auch eigenständige kasachische Initiativen zur Schaffung einer internen Verbindung zwischen westlichen Produktionsgebieten und östlichen Verbraucherzentren beachtet. Da die Sicherung einer ausreichenden Reservenbasis die entscheidende Herausforderung für die Umsetzung des bilateralen Pipelinevorhabens darstellte, wird in separaten Unterkapiteln verstärkt das chinesische Vordringen in den kasachischen Ölsektor sowie kasachisch-chinesische Initiativen zur Beteiligung russischer Produzenten an seiner Nutzung beleuchtet. Im Rahmen der erstgenannten Problematik werden insbesondere der gescheiterte Einstieg von Sinopec und CNOOC in das Kashagan-Konsortium, aber auch die erfolgreiche Übernahme von PetroKazakhstan und weiterer größerer kasachischer Produzenten durch CNPC bzw. andere chinesische Konzerne analysiert.

Anschließend erfolgt im sechsten Kapitel die Untersuchung der politischen Prozesse im Rahmen des sog. südlichen Exportkorridors, der Kasachstan über den Iran mit dem Persischen Golf verbinden sollte. Hierbei werden sowohl gescheiterte Initiativen zum Bau einer direkten Pipelineverbindung zwischen beiden Ländern (Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline) als auch der auf maritimen Lieferungen zwischen dem kasachischen Exporthafen Aktau und dem iranischen Importhafen Neka basierende Swap-Handel betrachtet. In separaten Unterkapiteln werden schrittweise kasachische Initiativen zur Einbeziehung amerikanischer, chinesischer und europäischer Unternehmen in die Etablierung des Exportkorridors beleuchtet sowie die Auswirkungen des Sanktionsumfeldes auf die Zusammenarbeit mit einzelnen wirtschaftlichen Akteuren analysiert. Näher untersucht wird auch das iranische Projekt der Neka-Teheran-Pipeline, die als Voraussetzung für die Etablierung der Swap-Geschäfte galt und in Zusammenarbeit mit chinesischen Unternehmen umgesetzt wurde. Zum Abschluss werden neueste iranische Initiativen zum Aufbau von Transportstrukturen beleuchtet, die das Land eventuell zur Partizipation an transkaspischen Exporten im Rahmen des KCTS befähigen könnten. In diesem Kontext wird auch das Projekt der Neka-Jask-Leitung näher untersucht.

Im letzten Kapitel erfolgt die Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse und auf deren Grundlage die Beantwortung der Fragestellung sowie die Diskussion der Hypothesen. Die Arbeit wird durch einen kurzen Ausblick über die mögliche künftige Entwicklung des kasachischen Exportdiversifizierungsprozesses abgeschlossen.

Der Untersuchungszeitraum der Arbeit beginnt mit dem Zusammenbruch der UdSSR und dem Erlangen der staatlichen Unabhängigkeit Kasachstans Ende des Jahres 1991 und endet am 31. Dezember 2011. Eine Ausnahme bildet hier Kapitel zwei, das die historische Entwicklung des kasachischen Ölsektors aufzeigt und bis in die Vorsowjetzeit Ende des 19. Jahrhunderts reicht.

1.5 Methodologische und theoretische Hinweise

Die vorliegende Arbeit basiert auf einer kritischen qualitativen Inhaltsanalyse von Primär- und Sekundärliteraturquellen, die im Rahmen einer hermeneutischen induktiven Vorgehensweise zum verstehenden Erkenntnisgewinn⁶⁶ über den Untersuchungsgegenstand eingesetzt wird. Zur verwendeten Primärliteratur gehören u. a. Deklarationen des kasachischen Präsidenten und kasachischer Regierungsvertreter; online zugängliche Protokolle von Ausschusssitzungen oder Anhörungen des US-

⁶⁶ Vgl. Welzel, Christian: Methoden und Arbeitsweisen. Wissenschaftstheoretische und methodologische Grundlagen, in: Lauth, Hans-Joachim/Wagner, Christoph (Hrsg.): Politikwissenschaft: Eine Einführung, 6. grundlegend überarbeitete Auflage, Paderborn: Schöningh UTB, 2009, S. 389-422, hier S. 392.

Senats bzw. Kongresses; offizielle Dokumente der Europäischen Union, insbesondere der Europäischen Kommission, wie Grünbücher, Mitteilungen der Kommission an das Europäische Parlament und den Europäischen Rat usw.; online zugängliche Machbarkeitsstudien zur Modernisierung ausgewählter kasachischer Infrastrukturanlagen; internationale Verträge und Deklarationen; online zugängliche Depeschen, Sitzungsprotokolle und aktuelle Lageeinschätzungen von Mitarbeitern der US-Botschaft in Kasachstan; ausgewählte Verträge zur Vergabe von Förderrechten oder Pipelinebaukonzessionen abgedruckt im Sammelband der Barrows Co.; Unternehmensberichte; jährliche Berichte des Internationalen Währungsfonds zur Lage in Kasachstan; statistische Publikationen und Datenbanken der Statistischen Behörde Kasachstans, des kasachischen Finanzministeriums, der Internationalen Energieagentur, der Weltbank, der Asian Development Bank und von British Petroleum; Pressemitteilungen und Nachrichtenagenturmeldungen. Sekundärquellen bilden Monografien, Beiträge in Sammelbänden, wissenschaftliche Abhandlungen in Fachzeitschriften oder analytische Studien verschiedener deutsch- und englischsprachiger Denkfabriken.

Um möglichst detaillierte und ungefilterte Erkenntnisse über politische und wirtschaftliche Prozesse zu erhalten, die die Umsetzung einzelner Infrastrukturvorhaben in Kasachstan und der kaspischen Region begleiteten, wurde bei der Informationssammlung verstärkt auf Presse- und Nachrichtenagenturmeldungen zurückgegriffen. Diese wurden anhand einer umfangreichen schlagwortgeleiteten Recherche, die den gesamten Untersuchungszeitraum abdeckte, über die Datenbank LexisNexis gewonnen. Die gesammelten Ergebnisse beinhalteten Meldungen chinesischer, europäischer, iranischer, kasachischer, russischer, US-amerikanischer u. a. Agenturen in englischer, deutscher und zum Teil russischer Sprache, die in die anschließende komparative Auswertung hinsichtlich ihrer Herkunft neutral einbezogen wurden. Somit konnten nicht nur verschiedene Betrachtungsweisen der untersuchten Problematik gewonnen, sondern auch vorhandene politische Prägungen einzelner Themen herausgefiltert werden. Darüber hinaus sollte durch diese Vorgehensweise die oftmals mangelnde Datentransparenz und populistische Prägung ausgewählter Themen umgangen werden, die teils ihrem strategischen Charakter und/oder der mangelnden Presse- und Meinungsfreiheit in Kasachstan sowie anderen für die Untersuchung relevanten Ländern geschuldet war. Ausführliches Zurückgreifen auf Agentur- und Pressemeldungen war auch wegen der Aktualität einzelner Prozesse, bestehender Forschungslücken in vorhandenen wissenschaftlichen Publikationen und des oft selektiven Anwendens der Informationen durch einzelne Autoren erforderlich. Nicht zuletzt sollte der vorliegenden Arbeit durch den Umfang der Recherche eine empirische Tiefe verliehen werden, die in vielen wissenschaftlichen Beiträgen aufgrund der gesamtregionalen oder zeitlich beschränkten Betrachtungsweise fehlt. Damit sollen auch neue Einblicke bzw. Details analytisch bereits erfasster Prozesse geboten werden.

Wertvolle Informationen und Einsichten, die insbesondere zum besseren Verständnis der kasachischen innenpolitischen Lage beitrugen, konnten im Rahmen einer vom Berlin Center for Caspian Region Studies in Zusammenarbeit mit der Deutsch-Kasachischen Universität in Almaty organisierten „Autumn School“ in Kasachstan gewonnen werden. Durch die Teilnahme an zahlreichen Konferenzen, Workshops und Fachdiskussionen konnten in Gesprächen mit Regional- und Energieexperten vertiefende Erkenntnisse gewonnen werden, die eine bessere Interpretation der gesammelten Daten ermöglichten. Vorläufige Ergebnisse der Arbeit wurden u. a. im Rahmen jährlich stattfindender Konferenzen der Reform Group vorgestellt und mit den anwesenden Teilnehmern kritisch diskutiert.

Die Analyse politischer und wirtschaftlicher Prozesse, die zum Umsetzen oder Scheitern einzelner Infrastrukturvorhaben führten, erfolgt in der vorliegenden Arbeit aus historisch-chronologischer Perspektive. Dabei werden neben der innen- und außenpolitischen Dimension der kasachischen Energie-

und Transportinfrastrukturpolitik zum Teil auch innen- und außenpolitische Aspekte der Energiepolitik weiterer relevanter staatlicher Akteure in Betracht gezogen. Ereignisse auf substaatlicher, staatlicher und regionaler Ebene werden dabei im überregionalen und globalen Kontext eingebettet. Neben Interessen, Strategien und Handlungen nationalstaatlicher Akteure wird verstärkt auch auf das Agieren privater und nationaler Ölkonzerne eingegangen. Berücksichtigung finden teilweise ebenfalls persönliche Interessen und Handlungen ausgewählter kasachischer und ausländischer politischer oder wirtschaftlicher Vertreter, die in bestimmten Phasen entscheidend für die Entwicklung einzelner Projekte waren. Die unterschiedlichen horizontalen und vertikalen Ebenen, die in die Analyse einfließen, und die divergierende Natur der dort agierenden Akteure verhindert dabei das Heranziehen einer einzelnen Theorie mit holistischer Erklärungskraft. Versuche, dies zu unternehmen, würden notwendigerweise zur unerwünschten analytischen Einschränkung des Untersuchungsgegenstandes und somit auch zur Vereinfachung des gegebenen Sachverhaltes führen, und daher im Resultat lediglich limitierten Aussagecharakter besitzen. Aus diesem Grund wurde bewusst auf die Wahl einer einzelnen Theorie verzichtet. Die gesammelten qualitativen und quantitativen empirischen Erkenntnisse werden im hermeneutischen Vorgehensprozess interpretiert und analytisch verarbeitet. In der Arbeit wird dabei auf einen Theoriemix zurückgegriffen, der ein besseres Verständnis einzelner Facetten des Forschungsgegenstandes bieten soll. Herangezogen werden insbesondere Konzepte der neorealistischen, geopolitischen, geoökonomischen und rentierstaatlichen Denkschule aber auch wirtschaftswissenschaftliche Ansätze, auf die an entsprechenden Stellen kurz Bezug genommen wird.

Hinsichtlich der statistischen Daten über die Entwicklung des kasachischen Ölsektors ist anzumerken: Die empirische Datenerhebung stellt im Kontext autoritärer Regime eine beträchtliche Herausforderung dar, besonders wenn es sich um Sektoren handelt, denen eine strategische Bedeutung zugeschrieben wird. So werden einzelne Kennzahlen häufig geschönt, teilweise sogar verschwiegen. Obwohl man diesem Missstand in den letzten Jahren durch internationale Transparenzinitiativen entgegenzuwirken versucht, offenbart der Vergleich einzelner Datenbanken weiterhin erhebliche Diskrepanzen. Zugleich muss insbesondere für die ersten Jahre nach dem Zusammenbruch der UdSSR für gewisse Bereiche eine nur ungenügende statistische Abdeckung konstatiert werden. Insbesondere bei Angaben über den Ölexport, weniger über die Produktion, wurden während der Recherche einerseits relevante Abweichungen zwischen den Angaben einzelner internationaler Organisationen bzw. kasachischen Behörden und andererseits Lücken in Datenreihen festgestellt. Aus diesem Grund wurden elektronisch, postalisch und/oder telefonisch mehrere relevante kasachische und internationale Institutionen (Hafen Aktau, Ministerium für Erdöl und Erdgas, IEA, Energiecharta-Sekretariat), Unternehmen (Kazmunaigas, KazTransOil, Caspian Pipeline Consortium - Kazakhstan) wie auch die aserbaidzhanische, die kasachische und die russische Botschaft in Berlin mit der Bitte um Zusammenarbeit bei der Datenbeschaffung mit dem Ziel kontaktiert, Ungenauigkeiten möglichst auszuschließen. Leider führten diese Bemühungen nur zu partiellen Erfolgen, sodass für die Analyse der Exportströme primär offiziell zugängliche Angaben des kasachischen statistischen Amtes, des Ministeriums für Finanzen, des Ministeriums für Erdöl und Erdgas, der Internationalen Energieagentur, des Internationalen Währungsfonds, teilweise auch von Inogate und Traceca sowie des IHS CERA herangezogen wurden. Die letztendlich verwendeten Daten wurden nach sorgfältiger Auswertung und Gegenüberstellung einzelner Angaben gewählt, ihre Korrektheit kann aber dennoch nicht gewährleistet werden. Dies wird durch die Tatsache bekräftigt, dass die Angaben vieler Institutionen nachträglich verändert werden.

Die Mengenangaben über aktuelle oder für gewisse Zeiträume berechnete Durchschnittswerte für Erdölproduktion, -export, -import, -verarbeitung, -verbrauch und Kapazität der Pipelines (gegebenenfalls auch der Eisenbahnrouen) erfolgen in der Arbeit sowohl in Gewichtseinheiten – Tonnen (t), Megatonnen (Mt), Megatonnen pro Jahr (Mt/Jahr) – als auch in Volumeneinheiten – Barrel (b), Millionen Barrel (mb) bzw. Barrel pro Tag (b/d). Im postsowjetischen Raum stellen Darstellungen in Gewichtseinheiten die Standardform dar, was sich in offiziellen Angaben der Behörden und der Unternehmen widerspiegelt, aber auch verbreitet Einzug in sekundäre Literaturquellen fand. Im internationalen Gebrauch stellen demgegenüber Angaben in Volumeneinheiten die gängigere Form dar. Der verwendete Koeffizient liegt meist bei 7,33 Barrel pro Tonne⁶⁷, wobei es bei Umrechnungen häufig zu Aufrundungen kommt.⁶⁸ In der vorliegenden Arbeit wurden Angaben der jeweils verwendeten Literaturquellen übernommen, wobei für ein besseres Verständnis und Kohärenz bei Bedarf in Klammern auch der jeweilige umgerechnete Wert angeführt wird.

1.6 Ein Einblick in die innenpolitischen Verhältnisse Kasachstans

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Analyse der Umsetzung einzelner Erdölexportrouten aus Kasachstan, wobei die innenpolitischen Strukturen des Landes und die Verfasstheit des Regimes nicht untersucht werden. Da diese jedoch als Teil des allgemeinen Rahmens verstanden werden müssen, in dem die Entscheidungsfindung über einzelne Projekte erfolgte, sollen an dieser Stelle das kasachische politische System und die Machtkonsolidierungsmechanismen der herrschenden Elite kurz skizziert werden. Damit soll ein besseres Verständnis sowohl der internen Gegebenheiten, insbesondere der Eigenheiten des Entscheidungsfindungsprozesses, als auch der Rolle des Ölsektors und der Ölexporte für die politische Stabilität des Landes geschaffen werden. Gleichzeitig dient dies zur Einbettung der im weiteren Verlauf der Arbeit punktuell eingebrachten Hinweise auf innenpolitische Machtkämpfe.

1.6.1 Semi-autoritäres Präsidialsystem

Kasachstan wird häufig als autoritärer Staat eingestuft, wobei sich die Auffassungen über die genaue Ausprägung des Regimes unterscheiden. Die gewählten Bezeichnungen reichen von „gelenkter Demokratie“, „enlightened authoritarianism“, „dominant power system“ bis hin zur Diktatur.⁶⁹ Die Unterschiede in der Einstufung gehen nicht zuletzt auf den kontinuierlichen Wandel der innenpolitischen Rahmenbedingungen zurück, die sich seit dem Erlangen der Unabhängigkeit durch eine zunehmende Machtkonzentration in den Händen des ununterbrochen amtierenden Präsidenten Nursultan Nasarbajew und seiner Familie, begleitet durch eine permanente Einschränkung politischer Freiheiten der Opposition und Zivilgesellschaft, auszeichnen. Olcott fasst die Entwicklung seit den frühen 1990er Jahren auf folgende Weise zusammen: „*In its first years the country's ruling elite at*

⁶⁷ Dieser wird z. B. von BP im Statistical Review of World Energy verwendet. Der Koeffizient stellt jedoch lediglich einen internationalen Durchschnittswert dar, der von vielen kasachischen Ölsorten weit über- oder untertroffen wird (er schwankt zwischen 6,3 bis über 8 Barrel/Tonne) und somit insbesondere bei Umrechnungen für konkrete Felder bzw. Ölsorten keine präzisen Ergebnisse liefert.

⁶⁸ Eine Produktion bzw. Pipelinekapazität von 1 mb/d wird daher mit 50 Mt/Jahr statt 49,8 Mt/Jahr angegeben. Die Faustregel lautet, dass 20.000 b/d 1 Mt/Jahr entsprechen.

⁶⁹ Vgl. Satpajew, Dosym: An Analysis of the Internal Structure of Kazakhstan's Political Elite and an Assessment of Political Risk Levels, in: Tomohiko, Uyama (ed.): Empire, Islam, and Politics in Central Eurasia, Sapporo: Slavic Research Center, 2007, S. 283-300; Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 1, 151; Satpajew, Dosym: Die Politik Kasachstans, in: Krumm, Reinhard (Hrsg.): Zentralasien: Eine Innenansicht, Bischkek: Friedrich Ebert Stiftung, 2006, S. 89-102, hier S. 91.

*least flirted with the idea of transition to democracy and supported a thoroughgoing macroeconomic reform. But these promising beginnings were abandoned over time, and now the country shows every sign of developing into a family-run state.*⁷⁰

Ottaway klassifiziert das kasachische Regime als „semi-autoritär“. Diese Herrschaftsform zeichnet sich durch das formelle Bestehen demokratischer Institutionen aus, inklusive einer konstitutionell verankerten Gewaltentrennung, sowie ziviler und politischer Freiheiten. So finden beispielsweise regelmäßige Wahlen im Rahmen eines Mehrparteiensystems statt, es existiert eine funktionierende Legislative und den Bürgern wird zumindest im eingeschränkten Ausmaß die Vereinigungs- und Versammlungsfreiheit gewährt. Formell demokratische Merkmale werden jedoch durch die autoritäre Ausprägung der politischen Herrscher und die Bedeutung informeller Beziehungsnetzwerke eingeschränkt, sodass die Opposition oder politisch Außenstehende – die grundsätzlich auch nicht immer demokratischen Idealen verschrieben sind – prinzipiell keine Möglichkeit besitzen, auf legalem Wege die Macht der etablierten Elite herauszufordern. Semi-autoritäre Systeme werden von Ottaway dabei nicht als Regime im Transformationsprozess bezeichnet. Es handelt sich vielmehr um sorgfältig konstruierte und verwaltete Alternativsysteme, an deren Veränderung (bzw. Demokratisierung) die herrschende Elite kein Interesse besitzt. Das Bestehen prozeduraler demokratischer Mechanismen wird von den etablierten Machthabern vielmehr als Ende des Entwicklungsprozesses und nicht als Anfangsphase der Demokratisierung verstanden und dient letztendlich als Teil des Instrumentariums zur Legitimierung der Herrschaft.⁷¹

Bereits die erste kasachische Verfassung vom Januar 1993 erteilte dem Präsidenten weitreichende Kompetenzen⁷², wobei das geschaffene System in seinen Grundzügen noch eher einer parlamentarischen Demokratie ähnelte. In der Folgezeit kam es aber im Zuge einer kontinuierlichen parlamentarischen Krise, die im Grunde eine Spiegelung des internen Machtkampfs über die wirtschaftliche Ausrichtung des Landes darstellte, zur graduellen Verstärkung der Position des Staatsoberhauptes und der Ausweitung seiner Rechte.⁷³ Spätestens mit der Verfassungsänderung aus dem Jahr 1995, die

⁷⁰ Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 2.

⁷¹ Vgl. Ottaway, Marina: Democracy Challenged: The Rise of Semi-Authoritarianism, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2003, S. 3, 7.

⁷² Beispielsweise sollte sich die Regierung dem Präsidenten verantworten und nicht dem Parlament, dieses besaß auch kein Recht, den Präsidenten anzuklagen. Dieser sollte das ordentliche Funktionieren der drei Gewalten überwachen und erhielt somit eine systemübergreifende bzw. garantierende Rolle. Vgl. Anderson, John: Constitutional Change in Central Asia, in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 75-83, hier S. 79.

⁷³ Erhebliche Differenzen bestanden vor allem in der Frage der Privatisierung. Die Handlungsfähigkeit des Parlaments wurde durch die Gegensätze zwischen den Befürwortern der von Nasarbajew angestrebten Privatisierung und ihren Gegnern blockiert. Ein Teil kritisierte die intransparente Durchführung der Privatisierung, ein anderer forderte eine partielle Rückkehr zum sowjetischen Wirtschaftsmodell. Die Befürworter Nasarbajews stimmten im Dezember 1993 für die Auflösung des Parlaments, wobei der Präsident bis zur Neuformung der Legislative das Recht erhielt, durch Dekrete zu regieren. Die Neuwahlen fanden im März 1994 statt. Nach der Anzweiflung der Ergebnisse in einem der Wahlbezirke befand das Verfassungsgericht die gesamten Wahlen für ungültig, sodass das Parlament im März 1995 aufgelöst wurde. Der Präsident erhielt abermals das Recht, per Dekret zu regieren, wobei die erneuten Neuwahlen erst im Dezember 1995 abgehalten wurden. In der Zwischenzeit (August) wurde per Referendum eine neue Verfassung angenommen, die von der Präsidentschaft ausgearbeitet und vor der Abstimmung vom sog. „Kazakh Assembly of People“, einem zum Großteil vom Präsidenten zusammengestellten Organ, diskutiert wurde. Darüber hinaus wurde die Amtszeit von Nasarbajew in einem Referendum (April) bis zum Jahr 2000 verlängert, wodurch der reguläre Wahltermin (1996) umgangen wurde. Vgl. Cummings, Sally N.: Independent Kazakhstan: managing heterogeneity, in: ebenda, S. 25-35, hier S.

definitiv das Ende des von Satpajew als Phase „demokratischer Romantik“⁷⁴ bezeichneten Zeitabschnitts unmittelbar nach der Unabhängigkeitserlangung markierte und das politische System nun auch offiziell in eine „Präsidentialdemokratie“ restrukturierte, wurde konstitutionell das Fundament für die Dominanz des Präsidenten gelegt. Das Parlament wurde durch die Änderungen als Machtfaktor abgeschafft und zum mehr oder weniger konsultativen Organ herabgestuft. Dessen Funktion kann grundsätzlich als akklamatorisch bezeichnet werden und besteht vor allem in der Annahme der von der Präsidentialadministration vorgelegten Gesetzesvorschläge.⁷⁵ Ein starkes präsidentiales System wurde von Nasarbajew dabei zur entscheidenden Grundlage der innenpolitischen Stabilität des Landes stilisiert, das auf seinem Territorium zahlreiche religiöse und über hundert ethnische Gruppen beherbergt, von denen zum Zeitpunkt der Staatsgründung keine über eine absolute Mehrheit verfügte. *„Kazakhstan needed ... and now needs strong power with a presidential form of administration. The*

29; Gleason, Gregory: *Markets and Politics in Central Asia. Structural reform and political change*, London, New York: Routledge, 2003, S. 54-55.

⁷⁴ Satpajew, Dossym: *An Analysis of the Internal Structure of Kazakhstan's Political Elite and an Assessment of Political Risk levels*, in: Uyama, Tomohiko (ed.): *Empire, Islam and Politics in Central Eurasia*. Sapporo: Hokkaido University, 2007, S. 283-300, hier S. 284; Diese Liberalisierungsphase wird in der Fachliteratur nicht durch eine eventuelle pro-demokratischen Haltung Nasarbajews erklärt, sondern der Notwendigkeit zugeschrieben, in einem durch erhebliche Destabilisierungspotenziale geprägten Transformationsabschnitt Koalitionen und Kompromisse mit verschiedenen Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft einzugehen. In dieser Phase wurde von Nasarbajew durch die gesteuerte Besetzung entscheidender Posten mit loyalen Personen die Grundlage für die neopatrimoniale Herrschaftsstruktur der Folgejahre gelegt. Vgl. Eschment, Beate: *Elitenrekutierung in Kasachstan. Nationalität, Klan, Region, Generation*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 175-193, hier S. 177.

⁷⁵ Der Präsident erhielt durch die neue Verfassung das Recht, Dekrete mit Gesetzeskraft zu erlassen. Er darf das Parlament auflösen, wenn es einen Misstrauensantrag gegen die Regierung erlässt oder zweimal hintereinander einen vom Präsidenten vorgeschlagenen Kandidaten für den Posten des Premierministers ablehnt. Das Parlament erhielt eine zweite Kammer (Senat), deren Zusammensetzung stark unter dem Einfluss des Präsidenten stand (u. a. wurden sieben der 47 Senatsmitglieder direkt vom Präsidenten bestimmt). Ein Veto des Präsidenten bzw. ein Misstrauensantrag gegen die Regierung konnte nur durch eine 2/3 Mehrheit in beiden Kammern überwunden bzw. verabschiedet werden. Jedoch gewährleistete der Einfluss des Präsidenten auf die Formung des Senats, dass eine solche Mehrheit in der zweiten Kammer unwahrscheinlich blieb. Der Präsident erhielt auch das Recht, zahlreiche Schlüsselposten in der staatlichen Administrative selbst zu besetzen, darunter den Premierminister, die Minister und Gouverneure (Akime) der Regionen sowie die Vorsitzenden der Nationalbank, des Nationalen Sicherheitsrates, der Generalstaatsanwaltschaft usw. Das Verfassungsgericht wurde durch einen Verfassungsrat ersetzt, in dem der Präsident ein Vetorecht erhielt und drei der sieben Mitglieder bestimmen konnte. Das Parlament konnte zwar ein Amtsenthebungsverfahren gegen den Präsidenten initiieren, dieses wurde jedoch durch eine Verfassungsmehrheit bedingt. Im Falle des Misserfolges sollten Abgeordnete, die für den Antrag stimmten, ihre Ämter verlieren. In der Folgezeit kam es zu weiteren Verfassungsänderungen, die die Macht des Präsidenten weiter stärkten, z. B. müssen durch den Präsidenten unterzeichnete internationale Verträge nicht dem Parlament zur Ratifizierung vorgelegt werden. 1998 wurde die Höchstaltersbeschränkung (65) für das Amt des Präsidenten aufgehoben (Nasarbajew ist im Jahr 1940 geboren), die Amtszeit von fünf auf sieben Jahre verlängert (später erneut auf fünf Jahre zurückgesetzt) und die Beschränkung der Anzahl der Amtsperioden für den ersten Präsidenten abgeschafft. Kurz darauf wurde per Erlass die Bewerbung von Kandidaten verboten, die im Jahr vor den Wahlen ein legales Vergehen begingen. Somit wurde die Kandidatur des einzigen relevanten Gegners von Nasarbajew, des ehemaligen Premierministers A. Kaschegeldin, verhindert, da dieser an einer unerlaubten Zusammenkunft seiner Anhänger teilnahm. Vgl. Akiner, Shirin: *Emerging Political Order in the New Caspian States, Azerbaijan, Kazakhstan, and Turkmenistan*, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): *Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia*, New York: Routledge, 2000, S. 90-125, hier S. 109; Anderson, John: *Constitutional Change in Central Asia*, in: Cummings, Sally N. (ed.): *Oil, Transition and Security in Central Asia*, London, New York: Routledge, 2003, S. 75-83, hier S. 79-80.

*presidential administration unites the nation, preventing it from plunging into interethnic and interreligious feud ... ensures the building and strengthening of an independent state, economic and political reform, and transition from a totalitarian regime to freedom and democracy, and guarantees political stability in the country.*⁷⁶ Die nationale Sicherheit wurde letztendlich zum Synonym der Regimebeständigkeit erhoben, wobei Letzteres aus Sicht des bestehenden Establishments dem Machterhalt des herrschenden Präsidenten entspricht.⁷⁷ Das wirtschaftlich bedingte Interesse an einem stabilen politischen System sowie die Angst vor der Möglichkeit eines „Tadschikistan-Szenarios“, das sich aus einem innenpolitischen Machtkampf ergeben könnte, führte dazu, dass der mangelnde Transformationsfortschritt auch auf internationaler Ebene weitgehend toleriert wurde.⁷⁸

Tabelle 1: Der politische Transformationsprozess in Kasachstan (Freedom House)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Wahlprozess	6,25	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,75	6,75	6,75	6,75
Zivilgesellschaft	5,50	5,50	5,50	5,50	5,75	5,75	5,50	5,50	5,50	5,75
Freie Medien	6,00	6,25	6,50	6,50	6,75	6,75	6,75	6,50	6,75	6,75
Governance	5,75	6,25	6,25	-	-	-	-	-	-	-
Governance auf Zentralebene	-	-	-	6,50	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Governance auf Lokalebene	-	-	-	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
Unabhängigkeit der Justiz	6,00	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	5,25	6,00	6,25	6,25
Korruption	6,25	6,25	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Demokratie-Wert	5,96	6,17	6,25	6,29	6,39	6,39	6,39	6,32	6,43	6,43

Skala von 1 bis 7; 1 stellt den besten Wert dar

Quelle: Dave, Bhavna: Kazakhstan, in: Nations in Transit, New York: Freedom House, 2011, S. 263-283, hier S. 263.

1.6.2 Nasarbajew als zentrale politische Figur des Landes

Nursultan Abischewitsch Nasarbajew⁷⁹ besetzt den Posten des Staatsoberhauptes seit dem Erlangen der kasachischen Souveränität, wobei er sich durch diverse Verfassungsänderungen die Option auf unbegrenzte Wiederwahl sicherte. Darüber hinaus wurden ihm – als erstem Präsidenten des Landes – besondere Rechte verliehen, die er auch nach einem möglichen Rücktritt genießen darf.⁸⁰ Während seiner Amtszeit gelang es Nasarbajew, ein zunehmend personalisiertes Präsidialsystem mit einem

⁷⁶ N. Nasarbajew, zit. in: Cummings, Sally N.: Independent Kazakhstan: managing heterogeneity, in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, New York: Routledge, 2003, S. 25-35, hier S. 30.

⁷⁷ Vgl. Akiner, Shirin: Political Processes in Post-Soviet Central Asia, in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 117-144, hier S. 120.

⁷⁸ Vgl. Müller, Friedemann: Der Ressourcenfluch: Rohstoffexporte als Krisenfaktor, SWP Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Oktober 2004; Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 5.

⁷⁹ Ähnlich wie in anderen postsowjetischen Ländern übte auch Nasarbajew vor der Auflösung der UdSSR die Funktion des ersten Vorsitzenden der KP seines Landes aus. Er trat den Posten im Juni 1989 an und ersetzte den ethnischen Russen Gennady Kolbin (seit 1986 im Amt), gegen den sich eine Welle ethnisch motivierter Proteste erhob. Nasarbajew wurde anschließend im März 1990 zum Präsidenten der Kasachischen SSR gewählt. Im Dezember 1991 wurde er in allgemeinen Wahlen, ohne Gegenkandidaten, zum kasachischen Präsidenten gewählt (98 Prozent der Stimmen).

⁸⁰ Im Jahr 2001 wurde das „Law on First President“ angenommen, das Nasarbajew das Recht gab, Ansprachen im Parlament und nationalen Medien auch nach seinem Rücktritt zu halten. Zudem erhielt er Immunität gegen jegliche strafrechtliche Verfolgungen für Handlungen, die er während seiner Amtszeit beging bzw. begeht. Im Jahr 2010 erhielt Nasarbajew den Titel „Leader of the Nation“. Das in diesem Zusammenhang angenommene Gesetz erweiterte die bestehende Immunität auch auf materielle Besitztümer des Präsidenten und seiner Verwandten. Derzeit deutet nichts darauf, dass Nasarbajew das Amt verlassen möchte. In den vorgezogenen Präsidialwahlen im April 2011 erhielt er 95,5 Prozent der Stimmen. Vgl. Dave, Bhavna: Kazakhstan, in: Nations in Transit, New York: Freedom House, 2011, S. 263-283, hier S. 268-270.

weitreichenden Patronage-Netzwerk aufzubauen, das sich über die wichtigsten politischen Institutionen, Medien⁸¹, Justiz und den Wirtschaftssektor erstreckt. Die bestehende kasachische Herrschaftsstruktur wird somit durch personelle Beziehungen und informelle Praktiken geprägt, die innerhalb formeller Institutionen und Strukturen operieren. Freedom House konstatiert vor diesem Hintergrund, dass *„Kazakhstan’s political system is a hybrid of Soviet-era institutions and practices that formally endorse democracy and rule of law but are entrenched within a patriarchal authority structure.“*⁸²

Nasarbajew steht in seiner Funktion als Präsident über den Gewalten und bestimmt prinzipiell uneingeschränkt über die kasachische Politikgestaltung, obwohl diese offiziell auch im Zuständigkeitsbereich der Regierung liegt.⁸³ Entscheidungen über die wichtigsten politischen und wirtschaftlichen Fragen, insbesondere auch die der Ölwirtschaft, werden direkt vom Präsidenten und seinen engsten Beratern getroffen und unterliegen keiner parlamentarischen oder öffentlichen Kontrolle.⁸⁴ Der sog. „innere Kreis“, der an der Beschlussfassung partizipiert und aus Personen mit direktem Zugang und großem Einfluss auf den Präsidenten besteht, wurde im Verlauf der 1990er Jahre im Vergleich zu 1991 deutlich eingeschränkt und zunehmend durch Familienangehörige oder enge Wegbegleiter aus den früheren Zeiten besetzt, wobei Nasarbajew selbst eindeutig die zentrale Rolle behielt und auch von seinen Familienmitgliedern absolute Loyalität verlangte.⁸⁵ *„The key political force in Kazakhstan is the president, Mr. Nazarbayev, and his closest advisers. The president’s inner circle tends to change, but few question his authority or his position. Mr. Nazarbayev is treated as being above politics or criticism, and any personal attacks on him or his integrity are generally not tolerated.“*⁸⁶

Die Entscheidungsfindung, insbesondere über strategisch wichtige Fragen, erfolgt somit hinter verschlossenen Türen und unterliegt keinen transparenten Prozeduren. Darüber hinaus führt der perso-

⁸¹ Zunehmend wird auch die Nutzung von Internetquellen kontrolliert. Dies geht insbesondere auf das neue Mediengesetz aus dem Jahr 2009 zurück. Vor dem Hintergrund der Einschränkungen der Meinungsfreiheit und der Repression gegenüber in- und ausländischen Journalisten führt die internationale Organisation „Reporter ohne Grenzen“ (RSF) Nasarbajew seit 2003 auf der weltweit vierzig Personen umfassenden Liste „Predators of press freedom“. Vgl. Schmitz, Andrea/Wolters, Alexander: Politischer Protest in Zentralasien. Potentiale und Dynamiken, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2012, S. 23; RSF: Predators: Nursultan Nazarbayev, President, Kazakhstan, <http://en.rsf.org/predator-abdallah-ibn-al-saud,37208.html> (Zugriff 2.3.2012).

⁸² Vgl. Dave, Bhavna: Kazakhstan, in: Nations in Transit, New York: Freedom House, 2011, S. 263-283, S. 268.

⁸³ Vgl. Schmitz, Andrea: Kasachstan: neue Führungsmacht im postsowjetischen Raum? Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2009, S. 9.

⁸⁴ Vgl. Dorian, James P./Zhansaitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: Energy Policy, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 688; Nasarbajew, Nursultan: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 85-89.

⁸⁵ Cummings nennt als Mitglieder der Kernelite im Jahr 1997/1998 u. a. die älteste Tochter von Nasarbajew, Dariga, ihren Ehemann Rakhat Alijew (Leiter der Steuerinspektionsbehörde) und einen entfernten Verwandten Akhmetzhan Esimov (Leiter der Staatlichen Investitionskommission, ab Februar 1998 Leiter der Präsidialadministration). Gestärkt wurde auch die Stellung von Timur Kulibajew (Finanzdirektor und Vizepräsident des staatlichen Ölunternehmens Kazakoil), des Ehemannes der zweiten Tochter von Nasarbajew, Dinara. Nach dem Alijew eigene Machtaspirationen zeigte, wurde er vom Präsidenten verdrängt. Auch Sarybaj Kalmurzajew, Aslan Musin oder Kanar Sadubajew, die alle zu den alten Wegbegleitern des Präsidenten zählen, werden derzeit dem inneren Kreis zugerechnet. Vgl. Cummings, Sally N.: Kazakhstan: An Uneasy Relationship – Power and Authority in the Nazarbayev regime, in: Cummings, Sally N. (ed.): Power and Change in Central Asia, London: Routledge, 2002, S. 63; Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe-Asia Studies, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140, hier S. 114; Kazakhstan Money and Power, 25.01.2010, <http://cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA72&q> (Zugriff 14.4.2012).

⁸⁶ EIU: Country Profile Kazakhstan, London: The Economist Intelligence Unit, 2007, S. 11.

nalisierte Charakter der kasachischen Politikgestaltung dazu, dass informelle Netzwerke mehr Gewicht besitzen als formale durch politisch-institutionelle Rahmenbedingungen vorgegebene Verfahren, und dass die offizielle Bedeutung eines Amtes nicht unbedingt der tatsächlichen Bestimmungsmacht des Inhabers entspricht.⁸⁷ Somit sind es nicht selten die Stellvertreter der Amts- oder Unternehmensleiter, die faktisch für strategische Entscheidungen zuständig sind.⁸⁸ Posten in der Exekutive, z. B. der Premierminister oder einzelne Ressortminister, besitzen oft nur begrenzte Macht zur eigenständigen Politikformulierung, da diese meist gänzlich von Mitarbeitern der Präsidialadministration übernommen wird. Sie werden vom Präsidenten als ausführende Organe zur Implementierung präsidialer Richtlinien eingesetzt und lenken somit nicht zuletzt auch eine mögliche gesellschaftliche Unzufriedenheit oder Kritik von Nasarbajew ab. Das Kabinett wird vor diesem Hintergrund zum Sprachrohr für Politikentscheidungen degradiert, die ihren Ursprung in der Präsidialadministration haben.⁸⁹ Die Kontrollfunktion der Legislative wird zusätzlich zu den auf konstitutioneller Ebene verankerten Einschränkungen durch die dominante Stellung propräsidialer Parteien marginalisiert, die prinzipiell keine Kritik an der offiziellen Linie Nasarbajews ausüben.⁹⁰ Insbesondere die Etablierung der „Super-

⁸⁷ Vgl. Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 9.

⁸⁸ Dies kann gut an der Karriere von T. Kulibajew beobachtet werden, der als eine der einflussreichsten Persönlichkeiten im kasachischen Ölsektor gilt, jedoch oft nur stellvertretende Positionen einnahm: 1997-1999 Vizepräsident für Finanzen und Wirtschaft von Kazakoil, 1999-2001 Präsident von KazTransOil, 2001-2002 Generaldirektor der Staatlichen Öl- und Gastransportgesellschaft Transneftegas, 2002-2005 erster Vizepräsident von Kazmunaigas, 2006-2007 stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrates von Samruk-Kazyna (Holdinggesellschaft, beauftragt mit der Verwaltung staatlicher Anteile in Schlüsselunternehmen), seit April 2011 Vorsitzender des Aufsichtsrates von Samruk-Kazyna, usw. Vgl. Timur Kulibaev, in: Gazprom, Management, Board of Directors, <http://www.gazprom.com/about/management/directors/kulibaev/> (Zugriff 14.4.2012); Timur Askarovich Kulibaev Ph.D., in: Bloomberg Businessweek, <http://investing.businessweek.com/research/stocks/private/person.asp?personId=26282920&privcapId=51981064&previousCapId=5828266&previousTitle=GAZPROM%20OAO> (Zugriff 14.4.2012).

⁸⁹ Vgl. Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 88.

⁹⁰ Die Geschichte propräsidialer Parteien in Kasachstan reicht bis in die letzten Monate des Bestehens der UdSSR zurück. Nasarbajew versuchte seit dem Staatsstreich im August 1991, der zur Auflösung der KP führte, eine präsidiale Partei zu gründen, die ein Äquivalent zur KP darstellen und ihm die Kontrolle über die Legislative sichern würde. Die ersten Versuche scheiterten jedoch, da sich die Parteien entweder seiner Kontrolle entzogen (so die im August 1991 gegründete Sozialistische Partei Kasachstans) oder deren Anführer selbst zu möglichen Rivalen aufstiegen (Volkskongress-Partei gegründet im Oktober 1991). Im Oktober 1992 unterstützte Nasarbajew die Gründung der Union der Nationalen Einheit (SNEK), die später in die Partei der Volkseinheit (PNEK) umbenannt wurde. Darüber hinaus wurde die Gründung weiterer pro-Regime Parteien gefördert, die besondere Belange bzw. gesellschaftliche Gruppen ansprechen sollten. So wurde im Jahr 1998 die Bürgerpartei und im Jahr 1999 die Agrarpartei gegründet, die selbständige Unternehmer und Vertreter der Landwirtschaft repräsentieren sollten. Im Jahr 1999 wurde als Zusammenschluss mehrerer propräsidialer Parteien bzw. Bewegungen (PNEK, Liberale Bewegung Kasachstans, Bewegung für „Kasachstan – 2030“) die Partei Otan (Vaterland) gegründet. Darüber hinaus bestanden in der Folgezeit neben mehreren oppositionellen Parteien auch weitere propräsidiale Parteien, wie Rukhaniyat, Partei der Patrioten, Asar (Partei von Nasarbajews Tochter Dariga), die nicht in der Otan vereint wurden. Durch den Zusammenschluss von Otan, Asar und der Koalition Agrarpartei-Bürgerpartei im Jahr 2006 entstand schließlich die Nur Otan Partei (Strahlendes Vaterland). Diese erhielt in den darauffolgenden Wahlen im Jahr 2007 88,5 Prozent der Stimmen und besetzte alle Plätze im parlamentarischen Unterhaus. In den Neuwahlen im Januar 2012 erreichte sie 80,99 Prozent der Stimmen (83 Sitze), wobei auch die Demokratische Partei Kasachstans (Ak Zhol) mit 7,47 Prozent (8 Sitze) und die Kommunistische Partei Kasachstans mit 7,19 Prozent (7 Sitze) ins Parlament einzogen. Vgl. EIU: Country Profile Kazakhstan, London: The Economist Intelligence Unit, 2007, S. 10; Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 93-95; Kazakhstan CEC announces final results of

partei“ Nur Otan (2006), an deren Spitze Nasarbajew selbst steht und die nicht nur das Parlament beherrscht, sondern zunehmend auch soziale und gesellschaftliche Funktionen übernimmt, zementiert zusätzlich die zentrale Rolle des amtierenden Staatsoberhauptes im politischen Leben des Landes und verhindert die Etablierung der Legislative als politischen Gegenpols.⁹¹

Zwar besteht in Kasachstan durchaus ein Mehrparteiensystem, jedoch kann dieses als schwach und unkonsolidiert bezeichnet werden.⁹² Die Parteien sind durch eine starke Personalisierung ohne substantielle programmatische Verankerung geprägt und bilden somit keine bürgerlichen Interessenvertretungen, sondern vielmehr Seilschaften einflussreicher Persönlichkeiten bzw. Kapitalgruppen. Die Opposition rekrutiert sich dabei sehr oft aus ehemaligen Angehörigen der herrschenden politischen Klasse, wodurch sich ihre gesellschaftliche Glaubwürdigkeit teilweise verringert. Restriktive Parteiengesetze⁹³, ungleicher Zugang zu staatlichen Medien, Unterdrückung oppositioneller Medien und eine permanente Repression einzelner Vertreter seitens des Regimes verringern zusätzlich die Entfaltung einer effektiven Opposition. Darüber hinaus behindern interne Streitigkeiten ihre Vereinigung. Das Ergebnis der bestehenden verfassungsrechtlichen Struktur und parteipolitischen Landschaft ist laut Zhovtiz, dass *„the powers of the president as well as the activity of the government cannot be controlled by the society. The legislative and representative branches ... are deprived of any control and functions.“*⁹⁴ Zum ähnlich frustrierenden Ergebnis kommt auch von Gumpfenberg: *„Er [Nasarbajew] kontrolliert die Gewalten, jedoch [kann] er nicht von den Gewalten kontrolliert werden.“*⁹⁵

1.6.3 Techniken der Machtkonsolidierung

Abgeleitet von Webers Typologie, wird die in Kasachstan bestehende Herrschaftsstruktur als neopatrimonial charakterisiert.⁹⁶ Dieses heuristische Konzept zeichnet sich (1.) durch die bereits dargestellte

elections, 17.1.2012, <http://kazelection2012.canalblog.com/archives/2012/01/17/23303112.html> (Zugriff 30.3.2012).

⁹¹ Vgl. Bowyer, Clive Anthony: Parliament and Political Parties in Kazakhstan, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, Washington D.C.: John Hopkins University, 2008, S. 12-20.

⁹² Kasachische Oppositionsparteien können in „weiche“ (Kommunistische Volkspartei, Kommunistische Partei, Adilet, Ak-Zhol, Auyl) und „harte“ (Azat, Landesweite Sozialdemokratische Partei) gegliedert werden. Vgl. Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 93-95; EIU: Country Profile Kazakhstan, London: The Economist Intelligence Unit, 2007, S. 10.

⁹³ Das 2002 erlassene Parteigesetz verschärfte formale Bedingungen für die Parteigründung. Eine registrierte Partei muss demnach Büros in allen 14 Provinzen sowie den Städten Astana und Almaty besitzen und mindestens 50.000 Mitglieder (statt 3.000), davon in jeder Provinz mindestens 700, nachweisen. An der Gründungskonferenz müssen mindestens 1.000 Mitglieder teilnehmen, die 2/3 der Provinzen vertreten usw. Die Zahl der Parteien sank daraufhin auf sieben, von denen nur zwei als oppositionell zu bezeichnen waren. Vgl. Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 19.

⁹⁴ Zhovtiz, Evgeny A.: Freedom of Association and the Question of its Realization in Kazakhstan, in: Holt, Ruffin M./Waugh, Daniel (eds.): Civil Societies in Central Asia, Seattle: University of Washington Press, 1999, S. 57.

⁹⁵ Gumpfenberg, Maria-Carin von: Staats- und Nationsbildung in Kasachstan, Opladen: Leske und Budrich, 2002, S. 198.

⁹⁶ Webers Herrschaftssoziologie setzt verschiedene Herrschaftstypen (legal, traditional, charismatisch) mit korrespondierenden Legitimitätsquellen zueinander. Herrschaft kann entsprechend seiner Auffassung nur dann dauerhaft etabliert werden, wenn sie seitens der Beherrschten als legitim wahrgenommen wird. Patrimonialismus stellt dabei laut Webers Typologie eine traditionelle Herrschaft (basierend auf dem Glauben, dass die von alters geltenden Werte und Traditionen heilig sind und an der Autorität des Herrschenden nicht zu zweifeln ist) mit einer weitgehenden Konzentration politischer, ökonomischer und militärischer Macht in den Händen einer Einzelperson dar. Eisenstadt unternahm in den 1970er Jahren als erster den Versuch der Abgrenzung des modernen Neopatrimonialismus vom traditionellen Patrimonialismus. Neopatrimonialismus bildet demnach ein Hybrid-Regime, das zwei Typen der politischen Herrschaft, die traditionell-patrimoniale und legal-

Konzentration der Macht in Händen eines dominanten politischen Akteurs (Präsidialismus) aus, der sich weigert Entscheidungskompetenzen, ausgenommen für triviale Bereiche, abzugeben. Darüber hinaus wird es (2.) durch einen systematischen Klientelismus⁹⁷ und Patronage⁹⁸ geprägt, deren Ausmaße implizieren, dass die Stabilität des Systems und die Stellung des Machthabers unmittelbar auf der Vergabe persönlicher Gefälligkeiten beruhen. Eng mit diesem Aspekt verbunden ist (3.) die Aneignung und Verwendung staatlicher Ressourcen zur Legitimierung der Herrschaft. Patron-Klient-Beziehungen (ob nun auf individueller oder kollektiver Basis) werden in diesem Zusammenhang allgemein als zentrales Element des Machterhalts der herrschenden politischen Klasse identifiziert. Laut Timm stellt der Klientelismus „*nicht nur eine einfache Überlebensstrategie, sondern die komplexe Grundlage neopatrimonialer Herrschaft dar.*“⁹⁹ Ähnlich spricht Ruth, der Neopatrimonialismus synonymisch für „*personal rulership*“ verwendet, davon, dass dieser auf der Basis „*of loyalties that do not require any belief in the ruler’s unique personal qualifications, but are inextricably linked to material incentives and rewards*“ funktioniert.¹⁰⁰ Da Nasarbajew als dominanter Machthaber sowohl im Zentrum formeller als auch informeller Entscheidungsprozesse steht und somit praktisch den ge-

rationale bürokratische, vereint. Anders als im Patrimonialismus, in dem alle Machtbeziehungen zwischen dem Herrscher und den Beherrschten personell sind und kein Unterschied zwischen dem privaten und öffentlichen Bereich besteht, ist die Teilung zwischen diesen Sphären im Neopatrimonialismus zumindest formell vorhanden. Neopatrimoniale Herrschaft findet daher im Rahmen legal-rationaler Bürokratie bzw. moderner staatlicher Strukturen statt. Öffentliche Normen in einem solchen Regime sind formal und rational, die soziale Praxis jedoch oft personell und informal. Der patrimoniale Charakter durchdringt letztendlich das legal-rationale System und verändert dessen funktionale Logik. Informelle Politik besetzt formelle Institutionen, wobei der entstandene Charakter institutionalisiert und gesellschaftlich akzeptiert wird. Vgl. Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006; Timm, Christian: Jenseits von Demokratiehoffnung und Autoritarismusverdacht: Eine herrschaftssoziologische Analyse post-transformatorischer Regime, in: Albrecht, Holger/ Frankenberg, Rolf (Hrsg.): Autoritarismus Reloaded. Neue Ansätze und Erkenntnisse der Autokratieforschung, Baden-Baden: Nomos, 2010, S. 95-118, hier S. 109; Hohlen Dieter/Schultze, Rainer-Olaf: Lexikon der Politikwissenschaft Band 2 N-Z, 4., aktualisierte und ergänzte Auflage, München: Verlag C.H. Beck, 2010, S. 650.

⁹⁷ Erdmann und Engel definieren Klientelismus als „*exchange or brokerage of specific services and resources for political support in the form of votes.*“ Klientelismus in neopatrimonialen Herrschaftsformen zeichnet sich im Vergleich zu dem in patrimonialen Systemen durch eine höhere Komplexität aus. Anstelle einer dyadischen Beziehung treten hier meist Broker ein, die den Austausch vermitteln. Dabei handelt es sich nicht um private oder persönliche, sondern um öffentliche Güter bzw. Dienstleistungen, die durch den Patron überwiesen werden. Vgl. Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006, S. 20.

⁹⁸ Erdmann und Engel definieren Patronage als „*politically motivated distribution of ‘favours’ not to individuals but essentially to groups*“. Impliziert Klientelismus ein duales persönliches Verhältnis zwischen dem Patron und dem Klienten, bezieht sich Patronage auf eine Beziehung zwischen einer Person und einer größeren Gruppe. Die Differenz zwischen beiden Formen spiegelt sich auch auf Ebene der verteilten Güter wider. Handelt es sich im Klientelismus um individuelle Vorteile (z. B. Amt, Land, besondere Rechte), geht es bei Patronage um kollektive Vorteile (Straßen, Schulen usw.). Vgl. ebenda, S. 21.

⁹⁹ Timm, Christian: Jenseits von Demokratiehoffnung und Autoritarismusverdacht: Eine herrschaftssoziologische Analyse post-transformatorischer Regime, in: Albrecht, Holger/Frankenberg, Rolf (Hrsg.): Autoritarismus Reloaded. Neue Ansätze und Erkenntnisse der Autokratieforschung, Baden-Baden: Nomos, 2010, S. 95-118, hier S. 109.

¹⁰⁰ Zit. in: Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006, S. 9, 23-24.

samten staatlichen Machtapparat dominiert, kann in Kasachstan grundsätzlich vom „präsidialen Neopatrimonialismus“¹⁰¹ gesprochen werden.

Herausforderungen, die sich für die Stabilität des Regimes aus der Möglichkeit der Entstehung einer systembedrohenden Opposition ergeben, wird durch verschiedene Strategien begegnet. Hierzu gehört insbesondere das Kooptieren von Oppositionsvertretern in die Herrschaftskaste (1. a), wodurch nicht nur das kurzfristige Bedrohungspotenzial verringert, sondern auch die langfristige Unterbindung einer authentischen Opposition erzielt werden kann. Neben der personellen kann auch eine ideologische Kooptation (1. b) stattfinden, die sich durch die Übernahme gesellschaftlich populärer und potenziell herrschaftsdestabilisierender oppositioneller Forderungen in den Themenkatalog der Machthaber auszeichnet, wobei diese im Kontext der Bedürfnisse der Regimestabilität adaptiert werden.¹⁰² Sie werden im Rahmen von Reformprogrammen eingeführt und dienen als Bestätigung der Handlungsbereitschaft bzw. des Willens zur kontinuierlichen Transformation, tragen aber gleichzeitig zur inhaltlichen Marginalisierung der Opposition bei. Daneben wird (2.) die Grenze zwischen Insidern und Outsidern (bezogen auf den Zugang zur Entscheidungsfindung) durch eine hohe Rotation bürokratischer, politischer und wirtschaftlicher Ämter fließend gehalten, womit zugleich die Etablierung alternativer Machtzentren mit eigenen starken Klientelnetzen verhindert wird. Bestehende Aufstiegschancen führen dazu, dass politische Unternehmer zur Nutzung existierender (informeller) Zugangskanäle bewegt werden und deren Motivation zur Veränderung der Systemregeln verringert wird. Auch der (3.) Einsatz diverser repressiver Strategien in Form juristischer Verfahren (z. B. Antikorruptionskampagnen oder Steuerverfahren), strukturell-organisatorischer Maßnahmen (z. B. Verweigerung staatlicher Behörden in Bezug auf infrastrukturelle Belange¹⁰³ oder mediale Präsenz), legislativer Handlungen (z. B. Verschärfung des Wahl- und Parteiengesetzes) bis hin zur physischen Gewalt wird gegen politische Herausforderer genutzt. Unter der Sammelkategorie „dirty tricks“ (4.) werden Taktiken zusammengefasst wie: bewusste Schaffung überlappender Kompetenzbereiche in staatlichen Agenturen, Aufspaltung staatlicher Organisationen zum Ziel einer künstlichen Konkurrenzbildung, Ad-hoc-Gesetzesänderungen oder gezielte Verabschiedung widersprüchlicher Gesetze. Diese Taktiken dienen primär der Aufrechterhaltung zentraler Kontrolle und wirken der Etablierung alternativer Machtpole entgegen. Darüber hinaus untergraben sie das Vertrauen in formelle Institutionen, da durch die unterschiedliche Interpretationsmöglichkeit geltender Gesetze Unsicherheit geschaffen und somit Klientelismus gefördert wird.¹⁰⁴

Nasarbajew war entscheidend an der Agenda-Gestaltung der wirtschaftlichen Transformation und daher auch der Privatisierung beteiligt, sodass er bereits in den frühen 1990er Jahren seinen Einfluss zur Schaffung von Patronage-Strukturen nutzte und unterstützende Loyalitätsnetzwerke aufbaute.

¹⁰¹ Vgl. Timm, Christian: Jenseits von Demokratiehoffnung und Autoritarismusverdacht: Eine herrschaftssoziologische Analyse post-transformatorischer Regime, in: Albrecht, Holger/Frankenberger, Rolf (Hrsg.): Autoritarismus Reloaded. Neue Ansätze und Erkenntnisse der Autokratieforschung, Baden-Baden: Nomos, 2010, S. 95-118, hier S. 113, 116.

¹⁰² So können ursprünglich oppositionelle Forderungen nach der Stärkung des Parlamentarismus durch formale Kompetenzzuwächse der Legislative oder formalen Parteipluralismus überschattet werden, die jedoch nur im Dienste der Systemstabilität stehen (z. B. künstlicher Wettbewerb mehrerer propräsidialer Parteien). Ähnlich können vom Regime loyale NGOs gegründet werden, um zivilgesellschaftlichen Pluralismus zu simulieren.

¹⁰³ Verweigerung von Räumlichkeiten für Versammlungen, administrative Schikane durch Behörden (z. B. in Form häufiger Brandschutzkontrollen oder Steuerfahndungen).

¹⁰⁴ Vgl. ebenda, S. 110-112; Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006, S. 21; Franke-Schwenk, Anja: Autoritäre Herrschaftsstrategien. Die Legende vom kasachischen Schneeleoparden, Wiesbaden: Springer VS, 2012, S. 93-100.

Ähnlich wie in Russland konnte auch in Kasachstan im Zuge des Privatisierungsprozesses im Öl- und Bergbausektor sowie in anderen wichtigen Industriezweigen eine kontinuierliche „Oligarchisierung“ der Wirtschaft und Politik beobachtet werden. Dominante Persönlichkeiten mit Zugang zum Präsidenten oder seinem engsten Beraterkreis wurden hierbei zu Zentren von Business-Klans,¹⁰⁵ die sich große Teile der kasachischen Wirtschaft aufteilten. Diese Gruppen dürfen nicht als fest abgegrenzte Einheiten wahrgenommen werden, die in gegenseitiger Isolation fungieren, sondern stehen in permanenter Interaktion, sind durch Geschäftsbeziehungen verflochten und gehen oft strategische Allianzen ein.¹⁰⁶ Der im Zuge positiver ökonomischer Entwicklungen zu beobachtende, rasante Zuwachs des Wirtschaftseinflusses einer jüngeren reformorientierten Generation, deren Interessen vom bestehenden Establishment ungenügend berücksichtigt wurden, erforderte einen Eingriff in die etablierten Machtstrukturen, in denen sich – nach dem Aufstieg der Familienmitglieder des Präsidenten und seiner engen Wegbegleiter in führende Positionen des Landes in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre – unverkennbar patrimoniale Grundzüge herauskristallisierten. Das somit verschobene innenpolitische Machtgleichgewicht erzeugte Spannungen innerhalb der Elite, die leicht in einen gesellschaftlichen Unmut hätten münden können, und zwang Nasarbajew in den Jahren nach der Jahrtausendwende zum Kooptieren eines Teils der Vertreter der neuen Wirtschaftsklasse. Dieser Schritt muss letztendlich als Reaktion auf den Synchronismus mehrerer Faktoren verstanden werden, zu denen die Gründung einer lagerübergreifenden oppositionellen Bewegung¹⁰⁷, der wachsende öffentliche Unmut über die direkt den Präsidenten und seine Familie betreffenden Korruptionsskandale, aber auch die sich im postsowjetischen Raum dominoartig ausbreitenden, farbigen Revolutionen zählten.

In der Folgezeit wurde zwischen Industrie und Politik ein symbiotisches Verhältnis etabliert, das sich derzeit durch die faktische Vereinigung beider Ebenen auf der Plattform der Nur-Otan-Partei widerspiegelt. Diese stellt im Grunde ein politisch-wirtschaftliches Konglomerat dar, das zur Festigung des bestehenden Regimes beiträgt. *„Business and power constitute a single monolith in Kazakhstan,*

¹⁰⁵ Vgl. Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 14.

¹⁰⁶ Zu diesen Persönlichkeiten gehören neben dem Schwiegersohn des Präsidenten, T. Kulibajew, auch K. Satybaldy (Nasarbajews Neffe), B. Utemuratov, N. Abykajew, M. Tazhin, A. Maskevich, I. Tasmagambetov, N. Subkhanberdin, M. Ablyazov, W. Kim u. a. Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe-Asia Studies, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140, hier S. 116, 126; Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 14; Bezüglich der Verbindung zwischen Wirtschaftsgruppen und politischen Vertretern Vgl. Kjærnet, Heidi/Satpaev, Dosym/Torjesen, Stina: Big Business and High-level Politics in Kazakhstan: An Everlasting Symbiosis? In: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 6, No. 1, 2008, S. 95-107.

¹⁰⁷ Die Unzufriedenheit der reformorientierten wirtschaftlichen Elite kulminierte im Jahr 2001 in der Gründung der neuen Oppositionspartei Demokratische Wahl Kasachstans (DWK), der sich auch Teile der politischen Opposition und sogar der Regierung anschlossen. Der Schritt kann zum einen als Reaktion auf das entstandene Ungleichgewicht zwischen den einzelnen Wirtschaftsgruppen betrachtet werden, da es der Gruppierung um R. Alijew gelang, unproportional an Einfluss zu gewinnen, wogegen Nasarbajew nur halbherzig einschritt. Zum anderen richtete sich der Widerstand auch gegen die politischen Praktiken des herrschenden Systems und somit gegen Nasarbajew selbst. Das Bündnis wurde jedoch kurz nach der Gründung durch seine Spaltung in einen radikalen und einen moderaten, auf wirtschaftliche Reformen orientierten Flügel (Ak Zhol) geschwächt. Nasarbajew gelang es in der Folgezeit, prominente Mitglieder und Forderungen der moderaten Gruppe zu kooptieren, wogegen die radikale DWK mit Repressionen unterdrückt wurde. Vgl. Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 56; Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 15-17.

*whose unconditional leader is Nursultan Nazarbayev.*¹⁰⁸ Die Aufgabe des Präsidenten liegt hier vor allem darin, das Gleichgewicht zwischen den einzelnen Gruppen zu halten und die Entstehung eines Herausforderers zu verhindern. Häufige Personalwechsel in politischen und wirtschaftlichen Strukturen sollen beides gewährleisten. Der Einfluss der ursprünglichen Elite oder unbequemer Persönlichkeiten auf entscheidende Wirtschaftsbereiche und die Politikgestaltung wird von Nasarbajew durch eine geschickte Personalpolitik limitiert, die in letzten Jahren wichtige Posten in Regierung und staatlichen Konzernen zunehmend in die Hände junger, gut (nicht selten im Ausland) ausgebildeter Technokraten legt. Insbesondere im Ölsektor ermöglicht dies auch das Kooptieren von Personen, die keine Verbindung zu traditionell einflussreichen Ölfamilien besitzen.¹⁰⁹ Um einen offenen Konflikt mit der etablierten Elite zu vermeiden, moderiert der Präsident zugleich entweder deren Übergang in die Privatwirtschaft oder in andere, weniger prominente politische Ämter. Darüber hinaus konnte infolge der Instabilitätsphase nach der Jahrtausendwende ein im Vergleich zur Vorperiode deutlich aktiveres und repressiveres Vorgehen gegen potenzielle Gefahrenquellen verzeichnet werden. Medien, politische Parteien und gesellschaftliche Gruppen, die sich gegen die offizielle Politiklinie stellen, werden nicht nur kooptiert, sondern auch administrativ schikaniert, zerlegt, gesetzlich verboten, wobei deren Mitglieder juristisch verfolgt und teilweise auch physisch eingeschüchtert werden.¹¹⁰ Im Kontext der postsowjetischen Nationalstaatsbildung konnte darüber hinaus eine deutliche Tendenz zur „Ethnokratie“¹¹¹ bzw. kontinuierlichen „Kasachisierung“ wichtiger Bereiche der Politik¹¹² und Industrie beobachtet werden, die unmittelbar nach der Unabhängigkeit noch von ethnisch russischen Kadern kontrolliert wurden.¹¹³ Obwohl dieses Vorgehen als nicht geschlossen bezeichnet werden

¹⁰⁸ Yermukhamet Yertysbajew, ehemaliger Sprecher von Nasarbajew und Minister für Information und Kultur, zit. in: Dave, Bhavna: *Kazakhstan. Ethnicity, Language and Power*, Central Asia Studies Series 8, Abingdon: Routledge, 2007, S. 148.

¹⁰⁹ Zwar befanden sich in Kasachstan seit mehreren Jahrzehnten einige Ausbildungseinrichtungen für Berufe in der Ölindustrie, jedoch blieb deren Bedeutung meist hinter der in anderen historischen Fördergebieten (Baku, Grosny) zurück. Die Arbeit in der Ölindustrie wurde somit oft als Familienangelegenheit angesehen, die von Vater auf Sohn weitergegeben wurde. Somit blieb die Gruppe der Ölmänner verhältnismäßig gering und gut definiert. Zu den wichtigsten Ölfamilien zählen die Balgimbajews, Cherdabajews, Mamyrbajews, Utebajews, Karabalins, Khasanows, Saghingalijews, Batyrbajews, Dauletows, Zhumagazijews, Nursultanows, Atchibajews, Akhmetows, Kilibajews, Salikows. Vgl. Ostrowski, Wojciech: *Politics and Oil in Kazakhstan*, London: Routledge, 2010, S. 49-50, 72-75, 151.

¹¹⁰ Zwei der Führungspersonen der DWK, G. Zhakiyanov und M. Ablayzov, wurden der Korruption beschuldigt und zu sieben bzw. sechs Jahren Haft verurteilt. Im Januar 2005 wurde die DWK per Gerichtsbeschluss verboten, wobei es der kurz darauf gegründeten Nachfolgepartei (Alga) nicht gelang, die offizielle Registrierung zu erhalten. Sogar politisch motivierte Morde wurden in der Folgezeit verzeichnet. Hierbei handelte es sich um die Oppositionellen Z. Nurkadilow (getötet im November 2005) und A. Sarsenbajew (Februar 2006). Jedoch wurden in keinem der beiden Fälle glaubhafte Anhaltspunkte genannt, die eine direkte oder indirekte Beziehung zu Nasarbajew vermuten ließen. Vgl. EIU: *Country Profile Kazakhstan*, London: The Economist Intelligence Unit, 2007, S. 10.

¹¹¹ Vgl. Franke-Schwenk, Anja: *Autoritäre Herrschaftsstrategien. Die Legende vom kasachischen Schneeleoparden*, Wiesbaden: Springer VS, 2012, S. 148.

¹¹² Dies spiegelte sich erstmals in der Reorganisation der Regierung im Oktober 1994 wider. Fünf der sechs Vizepremierministerposten sowie ein Großteil der Ministerposten wurden durch ethnische Kasachen besetzt. Russen spielten jedoch weiterhin eine wichtige Rolle als politische Berater, wobei einige Persönlichkeiten auch bedeutende politische und wirtschaftliche Funktionen behielten. Vgl. Sarsembayev, Azamat: *Imagined communities: Kazak nationalism and Kazakification in the 1990s*, in: *Central Asia Survey*, Vol. 18, No. 3, 1999, S. 319-346, hier S. 333; Olcott, Martha Brill: *Kazakhstan. Unfulfilled Promise?* Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 57.

¹¹³ Verbreitet ist die Auffassung, dass kasachische Behörden absichtlich bestimmte slawische Unternehmen oder landwirtschaftliche Betriebe in den Bankrott trieben, um deren Privatisierung bzw. Übernahme durch ka-

kann, sodass in den Führungsriegeen weiterhin auch Angehörige anderer Ethnien vertreten blieben, bekräftigt beispielsweise die personelle Ausstattung der staatlichen Ölgesellschaft auf unverkennbare Weise die Bedeutung des ethnischen Faktors als Bestandteil des informellen Instrumentariums zur Stärkung der politischen Herrschaft.¹¹⁴

Trotz der eng mit dem Präsidenten personalisierten Entscheidungsfindung und seiner Stilisierung zur paternalistischen Führungsfigur („Vater der Nation“) können auch weitere Akteure identifiziert werden, die eine wichtige Rolle im politischen Leben des Landes einnehmen und in relevante Fragen, u. a. der Erdölindustrie, eingreifen. Deren Herkunft kann in mehrere Gruppen kategorisiert werden: Familienmitglieder des Präsidenten, alte Weggefährten bzw. (partei-)politische Mitstreiter und zunehmend auch einflussreiche Vertreter der Wirtschaft. Insbesondere Timur Kulibajew, der Ehemann von Nasarbajews zweiter Tochter Dinara, hat sich in den letzten Jahren als tonangebende Persönlichkeit im kasachischen Erdölsektor etabliert und wird von vielen Kommentatoren bereits als möglicher Nachfolger seines Schwiegervaters gehandelt. Kulibajew steht dabei selbst an der Spitze einer Businessgruppe, die weite Teile der kasachischen Ölwirtschaft, des Bankwesens und zum Teil auch der Medienlandschaft kontrolliert.¹¹⁵ Dies darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass auch sein Einfluss letztendlich auf bedingungsloser Loyalität gegenüber dem Präsidenten fußt. Gerade das Schicksal der politischen Partei (Asar) von Nasarbajews ältester Tochter, die zum Zusammenschluss mit der präsidentialen Partei Otan gezwungen und somit unter direkte Kontrolle gestellt wurde, zeigt augenfällig, dass nicht einmal Mitgliedern der Präsidentenfamilie erlaubt ist, als unabhängige Machtzentren zu agieren. Nichtsdestotrotz können weiterhin auch einzelne funktionierende politische Gruppierungen identifiziert werden, die Interesse an der Veränderung der bestehenden Verhältnisse deklarieren. Sie stellen jedoch in ihrer derzeitigen Form keine direkte Bedrohung für das Machtzentrum dar, wobei ihr Bestehen nach außen zur politischen Legitimität des Regimes beiträgt. Das geschickte innerpolitische Agieren des Präsidenten und die außen- sowie wirtschaftspolitischen Erfolge des Lan-

sachisch kontrollierte Investitionsgruppen zu geringen Preisen zu erleichtern. Vgl. Borh, Annette: *The Central Asian States As Nationalising Regimes*, in: Bhavna, Dave: *Politics of Modern Central Asia. Critical Issues in Modern Politics, Volume II State – Society Relations: Stability and Transformation*, London, New York: Routledge, 2010, S. 215-243, hier S. 225.

¹¹⁴ Vgl. Ostrowski, Wojciech: *Politics and Oil in Kazakhstan*, London: Routledge, 2010, S. 49-50, 72-75, 151; Cummings, Sally: *Kazakhstan Power and the Elite*, London: I.B. Tauris, 2005, S. 31, 59.

¹¹⁵ Nasarbajew hat drei Töchter. Die älteste – Dariga – war früher mit Rakhat Alijew verheiratet, der hochrangige Posten in der Regierung (Außenminister) und im Sicherheitsapparat des Landes bekleidete. Gemeinsam standen beide hinter einem der mächtigsten Business-Klans des Landes. Nach einer Entführungsaffäre um zwei Mitarbeiter der Nurbank, in der Alijew Anteile besaß, wurde er zuerst als Botschafter nach Österreich geschickt. Nachdem gegen ihn im Zuge innenpolitischer Machtkämpfe ein Haftbefehl erlassen wurde, beantragte er in Österreich Asyl. In der Folgezeit musste sich Dariga von Alijew scheiden lassen. Ihre Aktivitäten konzentrieren sich vor allem auf den Medien- (Khabar Medienkonzern) und Immobiliensektor. Sie ist auch politisch aktiv und bekleidet einen Abgeordnetenposten im Unterhaus. 2003 formte sie die propräsidentiale Partei Asar, die im Jahr 2006 mit der präsidentialen Partei Otan zusammengeschlossen wurde. Die jüngste Tochter von Nasarbajew, Aliya, heiratete im Jahr 1998 den ältesten Sohn des damaligen kirgisischen Präsidenten Askar Akajew (die Scheidung erfolgte nach vier Jahren; Aliya ist seit 2007 mit dem Unternehmer Danijar Chassenov verheiratet). Sie kontrolliert angeblich Teile der Bau-, Wasser- und Gasindustrie. Die mittlere Tochter übt nur eine repräsentative Rolle aus. Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: *Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes*, in: *Europe-Asia Studies*, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140, hier S. 116, 126; Schmitz, Andrea: *Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 14.

des führen dazu, dass Nasarbajews Rolle trotz bestehender Versäumnisse von der Mehrheit der Elite und Gesellschaft als sehr positiv angesehen wird.¹¹⁶

1.6.4 Bedeutung traditioneller Gesellschaftsstrukturen für die politische Stabilität

Die neopatrimoniale Ausrichtung des bestehenden politischen Systems reflektiert laut einigen Autoren die im hohen Ausmaß traditionell strukturierte kasachische Gesellschaft.¹¹⁷ Nasarbajew instrumentalisiert demnach für die Legitimierung und Konsolidierung seiner politischen Stellung auch die historisch gewachsene, noch aus der vorsowjetischen Zeit stammende gesellschaftliche Aufteilung in Horden.¹¹⁸ Schatz bezeichnet diese als „*political-communal aggregates that were also understood through kinship, although their origins owed little to blood relations.*“¹¹⁹ Die traditionellen sozialen Gebilde existierten laut ihm während der Sowjetzeit parallel zu den formellen staatlichen Strukturen und wurden in diese vom kommunistischen Regime teilweise inkorporiert, um deren Legitimität zu steigern. Die kasachische Kommunistische Partei stellte somit mehr oder weniger eine Fassade dar, hinter der weiterhin Klan-Vertreter Kontrolle über politische Entscheidungen ausübten. Das sowjetische System schuf demnach die traditionellen Strukturen nicht ab, sondern zwang diese lediglich, sich neuen formellen Institutionen anzupassen. In Zeiten wirtschaftlicher und politischer Transformation nach dem Zerfall der UdSSR, in denen der kasachische Staat mit Schwierigkeiten bei der Ausübung sozialer Grundfunktionen konfrontiert war, stieg erneut auch die Rolle traditioneller Gesellschaftsstrukturen, die das hinterlassene Vakuum füllten. Laut Autoren, die die Rolle der Horden-Zugehörigkeit im innenpolitischen Machtgefüge hervorheben, besteht die Stärke von Nasarbajew vor allem darin, deren politischen Einfluss im Gleichgewicht zu halten und sich aus internen Machtkämpfen herauszuhalten.¹²⁰ Diese Auffassung impliziert, dass die politische Führung auf informelle Techni-

¹¹⁶ Vgl. Olcott, Martha Brill: *Central Asia's Second Chance*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005, S. 140, 143.

¹¹⁷ Vgl. Meissner, Hannes: *The Resource Curse and Rentier States in the Caspian Region: A Need for Context Analysis*, GIGA Working Papers No. 133, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, May 2010, S. 7.

¹¹⁸ Die traditionelle nomadische kasachische Gesellschaft teilte sich in drei Horden (Ordu, Zhus bzw. Schusy) auf, die sich weiter in Stämme (Taip) und Klans (Ru) gliederten. Horden dürfen nicht als Verwandtschaftsgruppen, sondern eher als getrennte Konföderationen nomadischer Stämme verstanden werden. Sie stellten Produktionsgemeinschaften mit festgelegten Wandergebieten dar, sodass deren Mitgliedschaft eng auf gewisse geografische Regionen zurückzuführen ist. Jede wurde durch einen von der Oberschicht gewählten Khan beherrscht, wobei sie untereinander keine Unterschiede in Sprache, Kultur oder Wirtschaftsweise aufwiesen. Die jüngere bzw. niedrigere Horde (kischi) ist in den westlichen und zentralen Regionen Kasachstans verbreitet (etwa 25 Prozent der heutigen Bevölkerung), die mittlere Horde (orta) in den nördlichen und zentralen Regionen (35 Prozent) und die ältere bzw. große Horde (uli) in den östlichen und südöstlichen Gebieten (40 Prozent). Vgl. Eschement, Beate: *Elitenrekrutierung in Kasachstan, Nationalität, Klan, Region, Generation*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 175-193, hier S. 181; siehe auch: Collins, Kathleen: *Clan Politics and Regime Transition in Central Asia*, New York: Cambridge University Press, 2006.

¹¹⁹ Schatz, Edward: *State Constructivism and Clans in Central Asia*, Davis Center for Russian Studies, Harvard University, 2001, S. 20.

¹²⁰ Aus der Perspektive der Hordenzugehörigkeit wurden Ende der 1990er Jahre die wichtigsten politischen Funktionen im Land unter folgenden Personen aufgeteilt: N. Nasarbajew (ältere Horde), Vorsitzender des Senats O. Baigeldi (ältere Horde), Premierminister N. Balgimbajew (jüngere Horde), sein Vorgänger A. Kaschegeldin (mittlere Horde), Vorsitzender des Parlaments (Majilis) M. Ospanov (mittlere Horde), Staatssekretär A. Kekilbajew (jüngere Horde). Vgl. Ostrowski, Wojciech: *Politics and Oil in Kazakhstan*, London: Routledge, 2010, S. 17; Neben Schatz kann als führender Vertreter der Klanthese N. Masanov genannt werden. z. B. Masanov, Nurbulat: *The Role of Clans in Kazakhstan today*, in: Prism, Vol. 4, Issue 3, 1998, [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=20207&tx_ttnews\[backPid\]=220](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=20207&tx_ttnews[backPid]=220) (Zugriff 2.3.2012).

ken der Regimeaufrechterhaltung setzen muss, die auf sozio-kulturellen Traditionen des Landes fußen.

Andere Autoren verweisen demgegenüber darauf, dass die Rolle der Horden bzw. Stämme im post-sowjetischen politischen System Kasachstans erheblich überbewertet wird, wobei die Zugehörigkeit zu diesen für Teile der Elite gar nicht bekannt ist bzw. nachverfolgt werden kann. Laut Nazpary wurden traditionelle Strukturen im Verlauf der sowjetischen Herrschaft in einem solchen Ausmaß entwertet, dass sie keine Macht mehr ausüben und nur auf einer informellen, privaten Ebene weiter bestehen. Demgegenüber entstanden in der Zwischenzeit „neue Klans“, basierend auf Beziehungen aus der Schulzeit, Wirtschaft, Militär, Region oder Partei.¹²¹ Ähnlich argumentiert Roy, dass aufgrund des im Vergleich zu anderen zentralasiatischen Republiken stärker und länger anhaltenden russischen Einflusses, kasachische Stammesstrukturen deutlich mehr geschwächt wurden und die derzeitige Machtallokation daher eher auf ethnischer Basis erfolgt (Kasachen versus Russen).¹²² Auch Akçalı übernimmt diese Auffassung, obgleich er an anderer Stelle darauf hinweist, dass Angehörige der „großen“ Horde (Ulu Zhuz), der auch Nasarabajew anhört, angeblich ein größeres politisches Gewicht besitzen als Mitglieder anderer Horden.¹²³

Ostrowski deutet wiederum darauf, dass ungeachtet des eventuellen tatsächlichen Einflusses traditioneller gesellschaftlicher Strukturen – den er als eher gering einschätzt – kasachische innenpolitische Verhältnisse wie auch die Kontrolle über die Ölwirtschaft durch die dominante Rolle informeller Netzwerke auf Basis von Patron-Klient-Beziehungen bestimmt werden. Deren Etablierung und Verbreitung wurde durch die im Zuge des postsowjetischen Transformationsprozesses unterentwickelten politischen Institutionen sowie die noch aus den sowjetischen und vorsowjetischen Zeiten innerhalb der kasachischen Gesellschaft weit verbreitete klientelistische Kultur unterstützt.¹²⁴ Ähnlich warnen auch Olcott und Schmitz vor der Überbewertung der Rolle der Klanzugehörigkeit im Kontext des innenpolitischen Machtkampfes. Es sind weniger traditionelle Gesellschaftsstrukturen, sondern eher die Loyalität gegenüber dem Präsidenten, Patronage-Netzwerke und nicht zuletzt auch die notwendige Expertise, die entscheidend für die Vergabe von Posten sind. Klanzugehörigkeit wird von beiden lediglich als sekundärer Aspekt dargestellt, wobei Olcott mehr als Schmitz ethnische Gesichtspunkte bei der Zuweisung von Ämtern hervorhebt.¹²⁵ Auch Franke-Schwenk bestreitet nicht, dass die „*traditionellen Ordnungsmechanismen die Denomadisierungs- bzw. Russifizierungs- und Sowjetisierungspolitik überdauerten*“, sie führt jedoch fort, dass „*schwer messbar [ist], welche identitäts- und strukturbildende Kraft dem Hordensystem heute noch inne wohnt.*“¹²⁶ Vor diesem Hintergrund greift sie auf die analytische Kategorie „Generation“ zurück, die eine Klassifizierung bzw. Zuordnung der Eliten auf der Grundlage verschiedener politischer und gesellschaftlicher Sozialisierungs-

¹²¹ Vgl. Nazpary, Joma: *Post-Soviet Chaos: Violence and Dispossession in Kazakhstan*, London: Pluto Press, 2002; Olcott, Martha Brill: *Kazakhstan. Unfulfilled Promise?* Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 184.

¹²² Vgl. Roy, Oliver: *The New Central Asia: The Creation of Nations*, London: I.B. Tauris, 2000, S. 114.

¹²³ Vgl. Pinar, Akçalı: *Nation-State Building in Central Asia: A lost Case?* in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): *Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development*, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 95-115, hier S. 109.

¹²⁴ Vgl. Ostrowski, Wojciech: *Politics and Oil in Kazakhstan*, London: Routledge, 2010, S. 28.

¹²⁵ Vgl. Olcott, Martha Brill: *Kazakhstan. Unfulfilled Promise?* Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 173, 187; Schmitz, Andrea: *Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 31.

¹²⁶ Franke-Schwenk, Anja: *Autoritäre Herrschaftsstrategien. Die Legende vom kasachischen Schneeleoparden*, Wiesbaden: Springer VS, 2012, S. 147-148.

phasen erlaubt. Obwohl innerhalb dieser Gruppierungen auf horizontaler und vertikaler Ebene teils auch traditionelle Strukturen als Verbindungselemente zwischen einzelnen Mitgliedern eine gewisse Gültigkeit haben, werden diese durch moderne Sozialisierungsmechanismen (Bildung, Parteizugehörigkeit usw.) überlagert und somit von Franke-Schwenk als relevante Rekrutierungsfaktoren zum Großteil verworfen.¹²⁷ Junisbai verzichtet bei der Erklärung des bestehenden innenpolitischen Gefüges sogar gänzlich auf traditionelle Hordenzuordnungen und spricht davon, dass moderne Eliten innerhalb von dynamischen und interessenbasierten finanzindustriellen Gruppen organisiert sind, die sich in einem von Nasarbajew moderierten Konkurrenzumfeld um Zugang zur Macht und Ressourcen bemühen.¹²⁸

Vor dem hier skizzierten Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass, obwohl sich die kasachische Gesellschaft in ihren Grundzügen durch traditionelle vorsowjetische Stammesstrukturen auszeichnet, die Hordenzuordnung lediglich eine von mehreren für die Gruppenzugehörigkeit relevanten Identifikationsfolien bildet und bei Entscheidungen über den Zugang zu politischen oder wirtschaftlichen Ämtern von anderen Faktoren übertroffen wird. Entscheidend ist hierbei letztendlich die Loyalität gegenüber dem eigenen Patron, wobei Nasarbajew klar an der Spitze der Machtpyramide steht. *„Der Präsident ist die Instanz, welche die Elite konsolidiert, dominiert und kontrolliert.“*¹²⁹

1.6.5 Rentierismus und sowjetische Gesellschaftsgrundzüge als systemstabilisierende Elemente

Der Rohstoffreichtum Kasachstans bietet in Verbindung mit der geschilderten Machtkonzentration und den schwach ausgeprägten politischen und gesellschaftlichen Kontrollinstitutionen eine hervorragende Möglichkeit zur persönlichen Bereicherung der Elite. Hinsichtlich der hier betrachteten innenpolitischen Verhältnisse ist jedoch relevanter, dass er darüber hinaus einen entscheidenden Faktor darstellt, der von der politischen Führung zur Konsolidierung der existierenden Herrschaftsstruktur instrumentalisiert wird und somit auch eine demokratische Transformation erschwert. Die wachsenden Einnahmen aus dem Rohstoffsektor, die als „Renten“¹³⁰ bezeichnet werden können, lie-

¹²⁷ Franke-Schwenk unterscheidet drei Generationen: 1. Apparāčiki (Akteure, geboren in den 1930-50er Jahren, die bereits in den 1970-80er Jahren Karriere in den sowjetischen politischen oder wirtschaftlichen Strukturen machten), 2. Perestroika (Akteure, geboren in den 1960er Jahren, deren Aufstieg insbesondere mit der sowjetischen Reformperiode verbunden ist), 3. Bolašak (jüngere Jahrgänge, die nach dem Zerfall der UdSSR ausgebildet wurden und erst in den letzten Jahren Ämter übernehmen). Eine nahezu identische generationsbasierte Klassifizierung (1. Generation Parteinomenklatura und rote Direktoren; 2. Generation Gorbatschow; 3. Post-sowjetische Generation) lässt sich bereits bei Eschment finden. Vgl. ebenda, S. 150-154; Eschment, Beate: Elitenrekrutierung in Kasachstan. Nationalität, Klan, Region, Generation, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 175-193.

¹²⁸ Vgl. Junisbai, Barabara: A Tale of Two Kazakhstans: Sources of Political Cleavage and Conflict in Post-Soviet Period, in: Europe-Asia-Studies, Vol. 62, Issue 2, 2010, S. 235-269.

¹²⁹ Eschment, Beate: Elitenrekrutierung in Kasachstan. Nationalität, Klan, Region, Generation, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 175-193, hier S. 176.

¹³⁰ Renten können als „*revenues in excess of those required by an efficient enterprise to remain in business after covering all costs of production, including a risk related return on capital*“ definiert werden. Diese zusätzlichen Einnahmen können vom Produzentenstaat zum Teil abgeschöpft werden (z. B. über Steuern und Abgaben), ohne dass die Initiative zu weiteren Investitionen bzw. Produktionen beeinträchtigt wird. Renten können daher auch als Bonus für die Wirtschaft eines Landes verstanden werden, der sich aus dem Besitz eines besonderen Gutes ergibt. Sie können für Investitionen oder Technologieimporte zur Beschleunigung der Entwicklung des wirtschaftlichen und sozialen Wohlstandes genutzt oder von „räuberischen“ politischen Eliten für die eigene Bereicherung missbraucht werden, wobei durch das Entstehen klientelistischer Netzwerke auch Personen außerhalb des engeren Machtkreises in ihre Verteilung einbezogen werden können. Die Initiative für die Imple-

ßen Kasachstan nämlich in die Kategorie von sog. Rentierstaaten¹³¹ aufsteigen. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie aufgrund hoher externer Einkünfte von der Notwendigkeit der Entwicklung effektiver Steuersysteme befreit werden, was der politischen Führung wiederum ein gewisses Ausmaß an Autonomie gegenüber der eigenen Gesellschaft verschafft. Laut Luciani müssen Steuerzahler in einem „Produktionsstaat“ (verstanden als Gegenpol zum Rentierstaat; siehe Fn 131) mehr in die Entscheidungsfindung der Regierung involviert werden, da sie direkt für die staatlichen Einnahmen verantwortlich sind. Diese Art der Verbindung zwischen gesellschaftlicher und politischer Ebene, die gleichzeitig die Basis für die politische Rechenschaft der herrschenden Klasse gegenüber dem Volk begründet, fehlt jedoch in einem Rentierstaat bzw. ist substanzial geschwächt.¹³²

Loewe konstatiert vor diesem Hintergrund, dass Rentierstaaten ihren Bürgern politische Mitspracherechte verweigern können, da diese keine Steuern zahlen und die Regierungen daher auch nicht von ihnen abhängig sind.¹³³ Die politische Loyalität entsteht in diesem System dagegen auf der Grundlage von Patron-Klient-Netzwerken, die der Regierung die benötigte Legitimität und Stabilität verschaffen. Die in Kasachstan schwach ausgeprägten politischen Institutionen und formellen Kontrollmechanismen, zusammen mit den traditionellen klientelistischen Grundzügen der Gesellschaft und der im Verlauf der Sowjetzeit tief verwurzelten Korruption, fördern dabei nur noch zusätzlich den Wettbewerb

mentierung politischer Reformen und die Etablierung transparenter wirtschaftlicher Bedingungen werden in diesem Fall als verhältnismäßig gering eingeschätzt, da sich somit die Möglichkeiten zur persönlichen Aneignung von Renten verringern würden. Vgl. Auty, Richard M.: Transition to mid-income democracies or to failed states? in: Auty, Richard M./de Soysa, Indra (eds.): Energy, Wealth and Governance in the Caucasus and Central Asia, London and New York: Routledge, 2006, S. 3-16, hier S. 4, 7.

¹³¹ Die theoretische Konzipierung des Begriffes „Rentierstaat“ wird in der Fachliteratur auf H. Mahdavy und seine Arbeiten zur Verfasstheit des politischen Systems des vorrevolutionären Irans zurückgeführt. Seine Überlegungen basieren auf der Prämisse, dass sich Staaten, deren Einkünfte primär aus externen Einnahmequellen (überwiesen von Unternehmen, Privatpersonen, Regierungen) bezogen werden, in ihrem innenpolitischen Charakter grundsätzlich von denen unterscheiden, deren Einkünfte überwiegend aus der Besteuerung einheimischer Bevölkerung fließen. Beblawi und Luciani bieten in Abhängigkeit davon, ob sie die politische oder wirtschaftliche Ebene betrachten, mehrere Definitionen des Rentierstaates an. Im Falle der Fokussierung auf politische Faktoren ist ein Rentierstaat „any state that derives a substantial part of its revenue from foreign sources and under the form of rent (i.e. ... income derived from selling goods or services at prices well above their production costs)“. Im Falle der Hervorhebung wirtschaftlicher Faktoren sprechen sie von einer Rentierwirtschaft, „which is either an economy substantially supported by expenditure from the state, while the state itself is supported from rent accruing from abroad; or ... an economy in which rent plays a major role.“ In diesem Fall ist der Rentierstaat ein aus der Rentierwirtschaft ergehendes politisches Subsystem, das primär für die Verteilung externer Einkünfte verantwortlich ist („Allokationsstaat“). Dabei gilt, dass nur eine Minderheit der Bevölkerung an der Generierung der Renten beteiligt ist, wobei die Mehrheit lediglich passiv in die Distribution und Nutzung einbezogen wird. Von einem Rentier-/Allokationsstaat sprechen sie, wenn Renten über 40 Prozent der staatlichen Einkünfte ausmachen. Dabei werden von den Autoren „reine Rentierstaaten“ von „Semi-Rentierstaaten“ unterschieden. Erstere beziehen ihre Einnahmen aus dem Rohstoffverkauf, letztere nicht. Renten können grundsätzlich verschiedene Formen besitzen und neben Einnahmen aus Rohstoffausfuhren auch aus ausländischen Finanzhilfen (sog. politische Rente), Transiteinnahmen aus Pipelines, Heimatüberweisungen im Ausland arbeitender Bürger (sog. Migrantenrente) usw. bestehen. Als Gegenpol zum Rentierstaat wird von Luciani der „Produktionsstaat“ hervorgehoben, der die Einkünfte aus der Besteuerung seiner Bevölkerung und des produzierenden Gewerbes bezieht. Vgl. Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World, London: Croom Helm, 1987, S. 10-13.

¹³² Dies wird auch unter dem Motto „no taxation no representation“ zusammengefasst. Vgl. Luciani, Giacomo: Allocation vs. Production States: A Theoretical Framework, in: ebenda, S. 63-83.

¹³³ Loewe, Markus: Soziale Sicherung in den arabischen Ländern: Determinanten, Defizite und Strategien für den informellen Sektor, Baden-Baden: Nomos, 2010, S. 56.

um die Beteiligung an den Renteneinnahmen des Staates. Dieses Streben nach persönlicher Bereicherung wird auch als sog. „rent-seeking“ Verhalten¹³⁴ oder „Rentiermentalität“¹³⁵ bezeichnet.¹³⁶ In der wissenschaftlichen Literatur werden grundsätzlich drei Techniken identifiziert, die in Rentierstaaten von der herrschenden Elite gegenüber der Gesellschaft zur Verringerung des sozialen Drucks bzw. der Unzufriedenheit mit den bestehenden politischen Umständen eingesetzt werden können und die gleichzeitig der Aufrechterhaltung des Status quo dienen. Diese sind im kasachischen Kontext im engen Zusammenhang mit den oben genannten Mechanismen der Machtkonsolidierung in neopatrimonialen Herrschaftssystemen zu sehen. Es handelt sich um den „Steuer-Effekt“¹³⁷, den „Ausgaben-Effekt“¹³⁸ und den „Gruppenformung-Effekt“¹³⁹, die unter dem Sammelbegriff „Rentier-Effekt“ zusammengefasst werden. Beck und Schlumberger beschreiben die mit der Anwendung dieser Maßnahmen verbundene politische Strategie als „*Kooptation statt Partizipation und Alimentierung statt Besteuerung*“.¹⁴⁰ Ergänzt werden diese Instrumente durch den „Repression-Effekt“.¹⁴¹ Das in Kasachstan durch neopatrimoniale Strukturen gefestigte, autokratische Präsidialsystem, wird zusätzlich durch diverse pre- und postsowjetische gesellschaftliche Merkmale ergänzt. Letztere manifestieren sich beispielsweise im verhältnismäßig geringen politischen Interesse bzw. allgemeiner Passivität der Bevölkerung sowie der weit verbreiteten, tief verwurzelten Korruptionsmentalität. Ersteres zeigt sich wiederum in der hierarchischen und auf starke Führungspersönlichkeiten ausgeprägten Orientierung der Gesellschaft, die während der Sowjetzeit weiter gestärkt wurde. Die Kombination dieser Faktoren mit den in der Praxis längst zu beobachtenden klassischen Rentierelementen lässt einige Autoren von einer besonderen Ausprägung der kasachischen Rentierstaatlichkeit sprechen,

¹³⁴ Auch als „Rentierismus“ bekannt, wird von Boone als „*politically mediated opportunities for obtaining wealth through non-productive economic activity*“ bezeichnet. Zit. in: Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006, S. 26.

¹³⁵ Beblawi spricht davon, dass „*the basic assumption of the rentier mentality ... is that it embodies a break in the work-reward causation. Reward is not related to work and risk bearing rather to chance or situation. ... it becomes a windfall gain, an isolated fact, situational or accidental...*“ Beblawi, Hazem: The Rentier State in the Arab World, in: Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World, London: Croom Helm, 1987, S. 49-62, hier S. 52.

¹³⁶ Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe-Asia Studies, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140, hier S. 111-112.

¹³⁷ Hohe Einkünfte aus dem Rohstoffexport erlauben der Regierung, die Steuerbelastung der Gesellschaft zu verringern. Im Gegenzug sinkt die Forderung der Gesellschaft an die Regierung zur Verantwortung.

¹³⁸ Ihre Legitimierung bezieht die Regierung nicht aus freien Wahlen, sondern erkauft sich diese durch soziale Wohlfahrtsmaßnahmen, Subventionen (Treibstoff, Nahrungsmittel usw.), die Schaffung von Arbeitsplätzen im öffentlichen Sektor usw.

¹³⁹ Richtet sich anders als der „Ausgaben-Effekt“ nicht an die gesamte Gesellschaft, sondern lediglich an ausgewählte soziale Gruppen, Bewegungen oder Individuen, die die größte Unzufriedenheit aufweisen. Die Machthaber nutzen die Renten zum Kooptieren oder Kauf von Führungspersönlichkeiten der Protestbewegung.

¹⁴⁰ Vgl. Beck, Martin/Schlumberger, Oliver: Der Vordere Orient – ein entwicklungspolitischer Sonderfall? Rentenökonomie, Markt und wirtschaftliche Liberalisierung, in: Wehling, Hans-Georg (Hrsg.): Der Vordere Orient an der Schwelle zum 21. Jahrhundert, Der Bürger im Staat, Jg. 48, Heft 3, Stuttgart: Landeszentrale für politische Bildung Baden-Württemberg, 1998, S. 128-134, hier S. 129.

¹⁴¹ Die Renteneinnahmen erlauben der politischen Führung den Aufbau eines effektiven Sicherheitsapparates, der wiederum gegen demokratische Aspirationen oder die politische Opposition eingesetzt werden kann. Vgl. Meissner, Hannes: The Resource Curse and Rentier States in the Caspian Region: A Need for Context Analysis, GIGA Working Papers No. 133, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, May 2010, S. 11.

dem sog. „postsowjetischen Rentierstaat“.¹⁴² In diesem Regimetyp verstärken die postsowjetischen autokratischen und neopatrimonialen Charakteristika die rentierstaatlichen Grundzüge, wobei das hohe Niveau der Ressourceneinkünfte im Gegenzug die neopatrimonialen, autokratischen Machtmechanismen stabilisiert (bzw. auch Maßnahmen erlaubt, die in rohstoffarmen Autokratien nicht möglich sind) und somit eine Regimetransformation behindert.¹⁴³

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der amtierende Präsident, N. Nasarbajew, die mächtigste politische Figur des Landes darstellt und entscheidenden Einfluss auf alle relevanten Fragen der innen-, außen- und wirtschaftspolitischen Ausrichtung Kasachstans ausübt. Formale politische Institutionen und Mechanismen des Landes werden dabei durch diverse informelle Strukturen unterwandert und von diesen in ihrer Bedeutung bzw. in ihrem Einfluss überschattet. Als wichtigste Renteneinnahmequelle, die der persönlichen Bereicherung, der Sicherung der Regimestabilität und der damit verflochtenen wirtschaftlichen Entwicklung des Landes sowie sozialen Wohlfahrtssteigerung dient, wird der Energiesektor von Nasarbajew und loyalen Mitgliedern seiner Familie bzw. seines engsten Vertrautenkreises maßgeblich beeinflusst und entsprechend instrumentalisiert. Dies hat auch Einfluss auf die Entscheidungsfindung über den Bau der Exportinfrastruktur, die zwar aufgrund wirtschaftlicher (z. B. Baukosten, Auslastung, Absatzmarkt) und außenpolitischer Faktoren – immer in Abstimmung mit ölproduzierenden Unternehmen und mit Rücksicht auf die Interessen einzelner externer Akteure – erfolgt, in der aber einflussreiche Eliten durch eigene Präferenzen entscheidende Impulse geben und Projektrahmenbedingungen mitgestalten können.

1.6.6 Die multivektorielle Außenpolitik Kasachstans

Die gesellschaftliche Position Nasarbajews wird durch sein hohes internationales Ansehen und durch seine diplomatischen Fähigkeiten zusätzlich gestärkt.¹⁴⁴ Die ethnokulturelle und religiöse Vielfalt des

¹⁴² Dieser zeichnet sich durch folgende Merkmale aus: 1. Direkte Kontrolle der Machthaber über den Abschluss von Öl- und Gasverträgen; 2. Permanente, korrupte und durch Rent-Seeking-Verhalten geprägte Elite; 3. Erkaufen der politischen und gesellschaftlichen Unterstützung durch Rentenallokation; 4. Defizite bei der Regulierung wirtschaftlicher Strukturen bzw. fehlende Unterstützung wirtschaftlicher Entwicklung außerhalb des Rohstoffsektors; 5. Fehlen eines Konzepts im Bereich der Wohlfahrtsverteilung; 6. Fehlende Transparenz; 7. Mittlere Legitimität bzw. gesellschaftliche Akzeptanz der staatlichen Ressourcenpolitik. Die genannten Merkmale, die grundsätzlich auch bei Rentierstaaten in anderen Regionen der Welt anzutreffen sind, werden durch einige aus Sowjetzeiten stammende gesellschaftliche, politische und wirtschaftliche Grundzüge verstärkt. Hierzu gehört die politische Passivität der Bevölkerung und ihre Angst vor bzw. mangelnde Bereitschaft zur Kritikäußerung; das Fehlen politischer und gesellschaftlicher Kontrollmechanismen; Intransparenz bei der Entscheidungsfindung und enorme innere Loyalität des Verwaltungsapparates; weit verbreitete Korruptionsmentalität; die politische Kultur der Wohlfahrtstaatlichkeit; ineffiziente Wirtschaft. Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/ Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe-Asia Studies, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140; Auch andere Autoren versuchen, besondere Merkmale sowjetischer Nachfolgestaaten in Bezug zu Herrschaftsformen zu setzen. Sie verfolgen diese jedoch nicht im Zusammenhang mit dem Rentierstaat. Z. B. spricht Junisbai vom postsowjetischen neo-patrimonialen Regime. Vgl. Junisbai, Barbara/Junisbai, Azamat: The Democratic Choice of Kazakhstan: A Case Study on Economic Liberalization, Intra-elite Cleavage, and Political Opposition, in: Demokratizatsiya, Vol. 13, No. 3, Summer 2005, S. 373-392.

¹⁴³ Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resources Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe-Asia Studies, Vol. 61, No. 1, January 2009, S. 109-140, hier S. 133; Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003, S. 7; Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006, S. 27, 28.

¹⁴⁴ Der Präsident trägt laut der Verfassung die Verantwortung für die Formung der Hauptrichtlinien der Außenpolitik. Art. 40 Abs. 1 legt fest: „*The President of the Republic of Kazakhstan shall be the head of state, its high-*

Landes, ergänzt durch historische Erfahrungen sowie die zentrale geografische Lage, machen Kasachstan laut eigener Aussage zum wahren „Eurasischen Land“¹⁴⁵ und dienen als Fundament der seit den ersten Tagen der Unabhängigkeit konsequent verfolgten multivektoriellen Außenpolitik. Diese soll sowohl die internationale Sicherheit und die politische Souveränität gewährleisten als auch positive Impulse für die wirtschaftliche Entwicklung des Landes bieten. Sie bildet somit einen Bestandteil der allgemeinen Rahmenbedingungen, die zur langfristigen Regimestabilität beitragen.

Deren Grundprinzipien wurden erstmals in der „*Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Staates*“ im Mai 1992 präsentiert und verdeutlichten, dass Nasarbajew für sein Land keinesfalls die Rolle eines „postkolonialen Appendix“ Russlands vorsah, sondern vielmehr die eines in friedlicher Interaktion mit anderen außenpolitischen Akteuren, eigenständig nach der Erfüllung eigener nationaler Interessen strebenden, vollwertigen Mitglieds der internationalen Staatengemeinschaft. Kasachstan sollte ihm zufolge künftig die Funktion einer kontinentalen Brücke zwischen Europa und der asiatisch-pazifischen Region wie auch zwischen Russland und den südasiatischen Randgebieten einnehmen, woraus Stimuli für den gesamten zentralasiatischen Raum bezogen werden könnten. In der Strategie wurde jedoch auch vor den Herausforderungen gewarnt, die mit der instabilen sicherheitspolitischen Lage in der direkten Nachbarschaft und dem aufgrund der landgeschlossenen Lage erschwerten Zugang zu internationalen Absatzmärkten verbunden waren. Deren Überwindung konnte, ähnlich wie die Umsetzung der Vision einer kontinentalen Drehscheibe, keinesfalls im Alleingang, sondern nur in Kooperation mit den Nachbarn und ausgewählten extraregionalen Akteuren erreicht werden. Obwohl der Beziehung zu Russland hierbei „*aufgrund geografischer, politischer, ethnischer und historischer [wie auch kommerzieller] Faktoren*“ weiterhin eine zentrale Funktion zukommen sollte bzw. musste, wurde der Notwendigkeit der Diversifizierung politischer, wirtschaftlicher aber auch militärischer¹⁴⁶ Kooperationspartner somit von Beginn an eine besondere Stellung zugeteilt. Auf diese Weise sollten aus kasachischer Sicht einseitige Abhängigkeitsverhältnisse, die leicht zur politischen und wirtschaftlichen Erpressung instrumentalisiert werden könnten, möglichst vermieden und Handlungsspielräume, die zur Maximierung der Vorteile dienen würden, gewonnen werden. „*Ethnic composition of our country is too motley, our interests are too important and the prospects too bright for us to afford dependence on the relations with some certain country*

est official determining the main directions of the domestic and foreign policy of the state and representing Kazakhstan within the country and in international relations.“ Der Regierung kommt dagegen laut Art. 66 nur eine ausführende Rolle zu. „*The Government shall develop measures for the conduct of the foreign policy of the Republic of Kazakhstan.*“ Vgl. Constitution of the Republic of Kazakhstan, <http://www.constcouncil.kz/eng/norpb/constrk/> (Zugriff 21.2.2012).

¹⁴⁵ Der einzigartige eurasische Charakter Kasachstans wurde von Nasarbajew in seinen Ansprachen (z. B. der „Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“ aus dem Jahr 1992 oder der programmatischen Rede „Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of All the Kazakhstanis“ aus dem Jahr 1997, die auch als „Strategie zur Entwicklung Kasachstans bis zum Jahr 2030“ bekannt ist) symbolisch durch den Vergleich mit dem Schneeleoparden stilisiert. Dieser vereint die „westliche Eleganz“ mit der „orientalischen Weisheit“, wobei er in seinem Handeln unabhängig ist, jedoch niemals zuerst angreift. Vgl. Nasarbajew, Nursultan: Стратегия становления и развития Казахстана как суверенного государства („Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“), 16.5.1992, www.bureau.kz/lib/download/515.doc; Nazarbayev, Nursultan: Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhstanis, 1997, http://www.akorda.kz/en/kazakhstan/kazakhstan2030/strategy_2030 (Zugriff 21.2.2012).

¹⁴⁶ In der Strategie wird für den sicherheitspolitischen und militärischen Bereich neben der Zusammenarbeit mit Russland als Ziel explizit auch der Aufbau engerer Beziehungen zwischen Kasachstan und NATO sowie die Integration in die Konferenz für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa (KSZE) genannt. Vgl. Nasarbajew, Nursultan: „Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“, 16.5.1992.

*or reliance thereon.*¹⁴⁷ In der Strategie wurden daher mehrere sowohl in unmittelbarer Nachbarschaft liegende als auch geografisch entfernte, strategisch wichtige Regionen (GUS, Asien-Pazifik, Mittlerer Osten, Nordamerika und (West-)Europa) genannt, mit denen engere Beziehungen aufgebaut werden sollten. Mit China und den USA wurden neben Russland gleich drei Länder identifiziert, die für Kasachstan künftig die Rolle vitaler Partner einnehmen sollten. Auch der aktiven Teilnahme an globalen und regionalen Integrationsprozessen, multilateralen Organisationen und Regimen wurde eine besondere Bedeutung zugesprochen.¹⁴⁸

Diese Zielsetzungen verblieben nicht nur auf deklaratorischer Ebene, sondern fanden auch Einzug in die praktische Politikgestaltung. Den ersten großen Test für die kasachische Außenpolitik stellte der Umgang mit dem atomaren Arsenal dar, das sich nach dem Zerfall der UdSSR auf dem Gebiet der jungen Republik befand.¹⁴⁹ Obwohl sich Nasarbajew früh für dessen Abzug ausgesprochen und bereits im August 1991 ein Dekret über das Verbot von Atomversuchen auf dem Territorium Kasachstans und die Schließung der Testanlage in Semipalatinsk unterzeichnet hatte, versuchte er, die Aufmerksamkeit der westlichen Mächte für Fragen der Nonproliferation zu nutzen, um den internationalen Status sowie die politische Souveränität und Sicherheit seines Landes zu stärken. Die Abzugsverhandlungen wurden daher gezielt nicht nur mit Moskau geführt, sondern schlossen auch Washington mit ein. Nasarbajew gelang es schließlich, im Gegenzug für den Verzicht auf Atomwaffen, im Dezember 1994 formelle Sicherheitsgarantien von Russland, den USA und Großbritannien zu erhalten. Im Februar 1995 legte auch China Garantien vor, wonach der Einsatz von Atomwaffen gegen Kasachstan ausgeschlossen wurde. Diese dienten, zusammen mit der späteren Lösung der noch aus Sowjetzeiten stammenden Differenzen über den Grenzverlauf, als Vertrauensbasis bzw. Grundstein für den Aufbau freundschaftlicher Beziehungen zwischen beiden Staaten.¹⁵⁰ Bereits zwei Monate später wurde der Abzug aller atomaren Sprengköpfe sowie der strategischen Trägersysteme abgeschlossen, sodass Kasachstan die erste ehemalige Sowjetrepublik darstellte, die ihr nukleares Arsenal aufgab. Das geschickte diplomatische Handeln und die kooperative Haltung Nasarbajews in dieser Frage¹⁵¹ legten das Fundament für ausgezeichnete Beziehungen zu den USA, die aufgrund des strate-

¹⁴⁷ Nazarbayev, Nursultan: *Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhstans*, 1997.

¹⁴⁸ Vgl. Nasarbajew, Nursultan: „Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“, 16.5.1992.

¹⁴⁹ In Kasachstan befanden sich 1.410 nukleare Sprengköpfe, die 104 interkontinentale Raken (RS-20) und 40 strategische Bomber (TU-95 MS) mit insgesamt 370 Langstreckenmarschflugkörpern bestückten. Dieses Arsenal machte Kasachstan nach den USA, Russland und der Ukraine zum weltweit viertgrößten Atomwaffenhalter. Vgl. Cohen, Ariel: *Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 30.

¹⁵⁰ Im Jahr 2002 unterzeichneten beide Länder das Abkommen über gute nachbarschaftliche Beziehungen, Freundschaft und Kooperation, das Abkommen über das Vorbeugen gefährlicher militärischer Aktivitäten und das Abkommen über Zusammenarbeit gegen Terrorismus, Separatismus und Extremismus.

¹⁵¹ Parallel zu den Verhandlungen über den Waffenabzug kauften die USA von Kasachstan im Rahmen des Projektes Sapphire etwa 600 kg hochangereichertes, waffenfähiges Uran und darüber hinaus 30 kg Plutonium. Nasarbajew unterzeichnete mit den USA im Jahr 1997 ebenfalls ein Abkommen, wonach der verwendete Brennstoff aus dem einzigen kasachischen Atomkraftwerk in Aktau, dem Monitoring der IAEA unterliegen sollte. Die Anlage (Reaktortyp BN-350) war sowohl für die Stromproduktion und Meerwasserentsalzung als auch für die Erzeugung von Plutonium für das sowjetische Atomwaffenprogramm konzipiert. Kasachstan und die USA kooperierten auch bei der Zerstörung biologischer und chemischer Kampfstoffe. Vgl. Weitz, Richard: *Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 57-64; National Nuclear Security Administration: *NNSA Secures 775 Nuclear Weapons Worth of Weapons-Grade Nuclear Material from BN-350 Fast Reactor in Kazakhstan*, 18.11.2010, <http://nnsa.energy.gov/me>

gischen Interesses Washingtons an der Region kontinuierlich vertieft und auf andere Felder ausgedehnt wurden und Kasachstan letztendlich zum wichtigsten amerikanischen Kooperationspartner in Zentralasien machten.¹⁵²

Die kasachische Außen- und Sicherheitspolitik zeichnete sich auch in der Folgezeit durch einen multi-vektoriellen Charakter aus. Die generelle Instabilität der Region, die sich nach außen seit den frühen 1990er-Jahren am deutlichsten durch Bürgerkriege in Tadschikistan und Afghanistan gezeigt hatte, stellte für Kasachstan eine Herausforderung dar, der es nicht alleine begegnen konnte. Der Aufbau eines effizienten Sicherheitssystems, das Schutz vor der Ausbreitung klassischer, aber auch neuartiger Risiken (grenzüberschreitende Kriminalität, Drogen- und Menschenhandel, Fundamentalismus usw.) bieten würde, bildete daher ein zentrales Element der kasachischen Außenpolitik. Neben der Zusammenarbeit mit Russland – die aufgrund geografischer Bedingungen (einer langen und ungesicherten gemeinsamen Grenze), des noch aus Sowjetzeiten stammenden grenzüberschreitenden militärisch-industriellen Komplexes, der Beschaffenheit der kasachischen Ausrüstung, der Präsenz strategischer militärischer Einrichtungen in Kasachstan, die durch Russland genutzt werden, und anderer Faktoren eine dominante Position einnimmt – wurden hierbei auch engere Beziehungen zu China und den USA¹⁵³ geknüpft, die Waffenlieferungen, gemeinsame Manöver, militärisches Training und Ausbildung von Personal sowie Hilfszahlungen oder den Austausch von Geheimdienstinformationen einschließen. Die Partnerschaften werden einerseits auf bilateraler Basis und andererseits im Rahmen multilateraler Sicherheitsorganisationen bzw. Programme verfolgt, in denen die jeweiligen Großmächte präsent sind. Kasachstan engagiert sich somit sowohl in der von Russland dominierten OVKS, der von China und Russland geprägten SCO und nimmt auch aktiv am Euro-Atlantic Partnership Council¹⁵⁴ und dem damit verbundenen Programm Partnerschaft für den Frieden (PfP) der NATO teil.¹⁵⁵ Obwohl den ersten beiden Organisationen allein schon aufgrund der geografischen Ausprägung und der direkten Nachbarschaft zu ihren Führungsmitgliedern in den kasachischen strategischen Dokumenten eine zentralere Position zugeschrieben wird, werden die USA und die NATO als elementare Bestandteile eines komplexen internationalen Netzwerks gesehen, das die Sicherheit in

diaroom/pressreleases/bn35011.18.10 (Zugriff 27.6.2012); Sublette, Carey: Nuclear Weapons Frequently Asked Questions, 2001, <http://nuclearweaponarchive.org/Nwfaq/Nfaq0.html> (Zugriff 23.3.2012).

¹⁵² US-Experten schienen dabei zuerst damit zu rechnen, dass diese Rolle Usbekistan zukommen sollte. Siehe hierzu z. B. Starr, Frederick S.: Making Eurasia Stable, in: Foreign Affairs Vol. 75, Issue 1, January-February 1996, S. 80-92; Anderson, Liam/Beck, Michael: U.S. Political Activism in Central Asia. The Case of Kyrgyzstan and Uzbekistan, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York: Routledge, 2000, S. 75-89.

¹⁵³ Mit den USA erfolgt die militärischen Kooperation z. B. im Rahmen der Programme Caspian Guard oder U.S. Export Control and Related Border Security Assistance Program.

¹⁵⁴ Kasachstan trat bereits im Jahr 1992 dem North Atlantic Cooperation Council bei, der als Vorgänger des Euro-Atlantic Partnership Council gilt, und unterschrieb im Mai 1994 das Rahmenabkommen über das PfP. Vgl. Ambassade de la Republique du Kazakhstan: <http://www.kazakhstanembassy.be/index.php/en/relations/with-nato> (Zugriff 23.05.2012).

¹⁵⁵ 2002 trat Kasachstan als erstes zentralasiatisches Land dem Partnership for Peace Planning and Review Process bei, dessen Ziel in der Verbesserung der Fähigkeit der kasachischen Armee zur Zusammenarbeit mit NATO-Truppen ist. Die Interoperabilität soll auch durch die Mitgliedschaft in der NATO Maintenance and Supply Agency (seit 2003) und den seit Anfang 2004 geführten 19+1 Prozesses vorangetrieben werden. Als einziges zentralasiatisches Land besitzt es einen Individual Partnership Action Plan (2006), der zusätzliche Möglichkeiten für die Kooperation mit NATO-Experten, Zugang zum militärischen Training und die Teilnahme an diversen Aktivitäten der Allianz eröffnet. Die Kooperation und der Austausch von Geheimdienstinformationen erfolgt auch im Rahmen des Partnership Action Plan on Terrorism. Vgl. Weitz, Richard: Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 37-42.

der weiteren Nachbarschaft gewährleisten soll.¹⁵⁶ Astana besitzt daher Interesse an einem langfristigen Engagement Washingtons in Zentralasien und spricht sich auch gegen eine Steigerung der Rivalitäten zwischen den Machtblöcken aus bzw. weigert sich, in diesen als Spielball geopolitischer¹⁵⁷ Am-

¹⁵⁶ Die wichtigeren Positionen der OVKS und SCO sind auch dadurch gegeben, dass Kasachstan in diese als vollwertiges Mitglied integriert ist, was nicht für die NATO gilt.

¹⁵⁷ Der Begriff der Geopolitik besitzt im deutschsprachigen Raum eine negative Konnotation und wurde inhaltlich von der Denkschule um K. Haushofer, aufbauend auf den Werken von F. Ratzel und R. Kjellén, geprägt. Haushofer sah Geopolitik als geografisch-deterministische Lehre „von der geografischen Bedingtheit der Politik“ bzw. „von der Erdgebundenheit politischer Vorgänge“ und verband sie mit dem biologischen Staatskonzept sowie einer sozialdarwinistischen Deutung zwischenstaatlicher Beziehungen als Kampf um Lebensraum. Im Zweiten Weltkrieg bediente sich das NS-Regime dieser Ideen als Legitimationstheorien seiner offensiven Großraumpolitik, was hierzulande für mehrere Dekaden zur Diskreditierung und Tabuisierung der gesamten Disziplin führte. Im angelsächsischen Raum wurden geopolitische Konzepte dagegen ohne eine ähnliche Zäsur von zahlreichen Autoren wie A. T. Mahan, H. J. Mackinder, N. Spykman, H. Kissinger, Z. Brzezinski u. a. entwickelt und basierten allen voran auf der Notion eines planetarischen Dualismus zwischen der Land- und Seemacht, die auf globaler Ebene um Vorherrschaft ringen und hierzu die Kontrolle gewisser geografischer Räume von strategischer Bedeutung suchen. Die geopolitische Denkweise wird stark von der neorealistischen Theorieschule der Internationalen Beziehungen geprägt bzw. von einigen Autoren sogar als Teil des realistischen Paradigmas gesehen und teilt mit dieser einige Grundprämissen (z. B. dass Staaten als uniforme Akteure zu verstehen sind, die als zentrale Elemente des anarchisch strukturierten internationalen Systems um das Überleben bzw. die Maximierung ihrer Vorteile streben). Im wissenschaftlichen Gebrauch können heutzutage diverse Definitionen des Begriffes Geopolitik vorgefunden werden. So bezeichnet Webster's New Encyclopedic Dictionary Geopolitik als „a study of the influence of such factors as geography, economics, and demography on the politics and especially the foreign policy of a state.“ Y. Lacoste sieht sie als Analyse der „Rivalität um Macht und Territorium“, H. Brill als „Lehre vom Einfluss des geografischen Raumes auf die Politik eines Staates“ und S. Cohen als Analyse „of the geographical factors underlying international relations and guiding political interactions“ bzw. „of the interactions between ... geographical settings ... and political processes.“ K.-A. Boesler bemerkt, dass „[d]er Begriff der Geopolitik ... heute nicht mehr als Bezeichnung für eine wissenschaftliche Disziplin [erscheint], sondern für einen Politikbereich, der sich mittel- oder langfristig mit räumlich-strategischen Zielen befasst. Sehr oft wird unter diesem Begriff die reale, auf den Raum und seine Ressourcen gerichtete Politik von Staaten und Staatengruppen verstanden, z. B. bei der Rohstoffsicherung ...“ In der vorliegenden Arbeit soll gerade auf dieses Begriffsverständnis zurückgegriffen werden, sodass der Terminus „Geopolitik“ bzw. „geopolitisch“ in Anlehnung an ten Brink zur allgemeinen Bezeichnung unterschiedlich konzeptualisierter territorialer Kontrollstrategien moderner Staaten genutzt wird, die durch offene oder latente Gewaltpraxis die Verteidigung, Festigung bzw. Ausweitung ihrer Macht anstreben. Entscheidend ist in diesem Zusammenhang, dass konkreten geografischen Gebieten besondere Relevanz für Sicherheit, Wohlstand, Interessensdurchsetzung etc. gewisser Staaten zugeschrieben und deren Kontrolle bzw. Beeinflussung von diesen daher als strategische Notwendigkeit wahrgenommen wird. Gerade dieser Aspekt ist im Verhältnis einzelner Großmächte (z. B. Russland, China, USA, EU) gegenüber Zentralasien und Kasachstan zu erkennen, die den Raum als Pufferzone, Verbindungskorridor, Brückenkopf, Rohstoffbasis, Absatzmarkt, ethnische Siedlungsgebiet, Quelle sicherheitspolitischer Herausforderungen (z. B. Terrorismus, Drogenhandel, Migration, Kriminalität, ethnische Unruhen) usw. verstehen. Die geopolitischen Kontrollstrategien lassen sich dabei laut ten Brink in formelle Expansion (mehr oder weniger direkte Beherrschung vormals fremder Räume) und informelle Expansion (in der starke Staaten etwa Regeln des Wirtschaftsverkehrs oder des politischen Zusammenlebens gegenüber schwächeren Staaten durchsetzen, wobei eine direkte politische Herrschaft über betroffene Gebiete nicht vorliegt) unterscheiden. Deren Umsetzung erfolgt sowohl durch harte als auch weiche Machtmittel, wovon die Differenzierung in „harte“ bzw. „weiche Geopolitik“ abgeleitet wird. Gritsch bezeichnet Erstere als von staatlicher Hand eingesetzter „militarism, organized violence, and war to competitively acquire, control, and defend territory; access strategic natural resources; promote national security; and achieve military-political hegemony within the competitive inter-state system.“ Letztere definiert sie demgegenüber als „states' competitive and coercive interaction, using political-economic tactics to exercise and increase their political clout and maximize their individual economic gain.“ Weiche Geopolitik bezieht somit eine breite Palette von Maßnahmen ein wie den Aufbau bzw. die Beeinflussung internationaler politischer Institutionen, rechtlicher Regime und ausländischer Märkte durch starke Staaten, ihre Funktion als wirtschaftliche oder sicherheitspolitische Leitbilder, eventuell sogar Geldgeber bis hin

bitionen einzelner Mächte aufzutreten. „*Kazakhstan sees purely practical interest... We are planning to attack anybody or satisfy somebody's geopolitical ambitions. We have a simple task - we must create conditions for secure development of our country...*“¹⁵⁸ Diese Position spiegelte sich beispielsweise im Jahr 2005 wider, als kasachische Diplomaten, trotz der zuvor von der SCO herausgegebenen Aufforderung zum möglichst schnellen Rückzug (bzw. Aufstellung eines Zeitplans für das Verlassen der Militärbasen) der USA aus der Region, die Verhandlungen zwischen Washington und Bischkek über die Bedingungen der Pachtung des Luftwaffenstützpunktes Manas in Kirgistan unterstützten und die antiamerikanischen Gemüter innerhalb der Organisation zu kühlen versuchten.¹⁵⁹

Fokussierte Kasachstan zuerst vor allem den Aufbau militärischer Kapazitäten zum Schutz seines Territoriums bzw. strategischer Anlagen vor Übergriffen regionaler Terrorgruppen, wurde in den letzten Jahren zunehmend erkannt, dass bereits deren Aktivitäten in breiterer Nachbarschaft weitreichende negative Auswirkungen auf das Investitionsklima und die innenpolitische Stabilität im eigenen Land haben können. Vor diesem Hintergrund versucht Astana, in Zusammenarbeit mit ausländischen Partnern nun auch Fähigkeiten zu entwickeln, die bei Bedarf die Projektion militärischer Macht außerhalb eigener Grenzen zur Unterstützung gesamtregionaler Sicherheitsziele ermöglichen würden und beteiligt sich ebenfalls aktiv an internationalen Militäreinsätzen im Ausland.¹⁶⁰ Flankiert werden diese

zum soziokulturellen Einfluss. Beide Formen sind schwer zu trennen und können parallel auftreten, wobei die informelle Expansion meist auch ein wirksames militärisches Potenzial voraussetzt. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird an ausgewählten Stellen kurz auf einige relevante geopolitische Konzepte eingegangen. Vgl. Hyden, Günter: Kritik der deutschen Geopolitik, Berlin: Dietz Verlag, 1958, zit. S. 74; Brill, Heinz: Geopolitik heute. Deutschlands Chance? Frankfurt/M., Berlin: Ullstein, 1994, zit. S. 20-21, 184; Lacoste, Yves: Geographie und politisches Handeln. Perspektiven einer neuen Geopolitik, Berlin: Wagenbach Verlag, 1990; Cohen, Saul Bernard: Geopolitics of the World System, Lanham u.a.: Rowman&Littlefield Publishers, 2003, hier zit. S. 11-12; Jacobsen, Hans-Adolf: Karl Haushofer Leben und Werk, Band I Lebensweg 1869-1946 und ausgewählte Texte zur Geopolitik, Boppard am Rhein: Harald Boldt Verlag, 1979, S. 486; Oskar, Krejčí: Mezinárodní politika, Praha: Ekopress, 2001, S. 493-505; Brink, Tobias ten: Geopolitik. Geschichte und Gegenwart kapitalistischer Staatenkonkurrenz, Münster: Westfälisches Dampfboot, 2008, hier zit. S. 16, 128; Gritsch, Maria: The Nation-State and Economic Globalization: Soft Geo-Politics and Increased State Autonomy? In: Review of International Political Economy, Vol. 12, No. 1, February 2005, S. 1-25, hier zit. S. 2; Merriam-Webster Dictionary, <http://www.merriam-webster.com/dictionary/geopolitics> (Zugriff 2.3.2012).

¹⁵⁸ Nasarbajew, Nursultan: Jahresbotschaft 2000, 24.10.2000, <http://www.botschaft-kasachstan.de> (Zugriff 23.5.2012).

¹⁵⁹ Vgl. Weitz, Richard: Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 36, 125-126.

¹⁶⁰ Nach den Terrorangriffen vom 11. September 2001 baute Kasachstan im Rahmen seiner Zusammenarbeit mit der NATO ein 500 Mann starkes Peacekeeping-Bataillon (KAZBAT) auf, das in regionalen und extraregionalen Operationen eingesetzt werden kann und von der Ausbildung und Ausrüstung kompatibel mit NATO-Standards ist. Kasachstan entsandte in diesem Rahmen 27 Minenräumer in den Irak, obwohl der Krieg im Irak unter vorgehaltener Hand kaum als Beitrag zur Verringerung der Terrorgefahr wahrgenommen und die kasachische Unterstützung eher als Beweis der Freundschaft zu den USA präsentiert wurde. Zukünftig soll das Bataillon in eine Brigade ausgebaut werden. Daneben nimmt Kasachstan mit zwei Einheiten (37. Luftlandebrigade, Marine-Bataillon) an der von der OVKS geformten Collective Rapid Deployment Force teil, die ebenfalls Peacekeeping-Aufgaben übernehmen soll. Die parallele Kooperation mit der NATO bzw. USA und OVKS bzw. Russland beim Aufbau der Peacekeeping-Kapazitäten stellt, trotz der zweifellos wichtigeren Rolle Russlands für die Sicherheit des Landes, ein einschlägiges Beispiel für den kasachischen Multivektoralismus dar. Vgl. McDermott, Roger: Kazakhstan Downplays NATO's Role in Central Asia, in: European Dialogue, 17.10.2012; Olikier, Olga: Kazakhstan's Security Interests and Their Implications for the U.S.-Kazakh Relationship, in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 5, No. 2, 2007, S. 63-72, hier S. 68.

Anstrengungen durch diplomatische Initiativen mit den zentralasiatischen Nachbarländern sowie durch kooperative Beziehungen mit den Staaten der islamischen Welt.¹⁶¹

Darüber hinaus betreibt Kasachstan auch eigenständige multilaterale Initiativen, die die Verbesserung der regionalen Sicherheitslage zum Ziel haben. Nasarbajew sprach sich bereits im Rahmen seiner Rede in der UN-Vollversammlung im Oktober 1992 für die Gründung der Conference on Interaction and Confidence-Building Measures in Asia (CICA) aus, die zur Steigerung der Kooperation, Stabilität, Sicherheit und friedlicher Konfliktlösung in Asien beitragen sollte. Die Organisation wurde schließlich im Jahr 2002 von sechzehn Ländern durch die Unterzeichnung des sog. Almaty-Aktes gegründet und soll laut kasachischen Vorstellungen perspektivisch als Mechanismus kollektiver Sicherheit im gesamten asiatischen Raum dienen.¹⁶² Das diplomatische Geschick Nasarbajews bei der Gründung der Organisation spiegelt sich auch darin wider, dass es sich hierbei um eines der wenigen multilateralen Foren handelt, an denen Israel und Iran zugleich teilnehmen.¹⁶³ Kasachische Vertreter nutzen dabei dieses, aber auch andere Gremien wiederholt dazu, um vor dem Hintergrund der eigenen Erfahrung Iran zur Zusammenarbeit mit der internationalen Gemeinschaft in Fragen seines Atomprogrammes aufzurufen, unterstreichen jedoch gleichzeitig das Recht des Irans auf die Entwicklung dieser Energieform für friedliche Zwecke und versuchen ebenfalls, aktive Lösungsvorschläge zur Deeskalation der Lage zu präsentieren.¹⁶⁴

Die wirtschaftliche Sphäre und die damit eng einhergehende Transportproblematik stellen weitere Politikbereiche dar, in denen der multivektorielle Charakter der kasachischen Handlungsweise auf besondere Weise zum Vorschein kommt. Bereits in der Strategie aus dem Jahr 1992 hielt Nasarbajew fest, dass *„der fehlende direkte Zugang zum offenen Meer und die Entfernung von Transportkanälen die Teilnahme des Landes am internationalen Markt erschweren. Aus diesem Grund ist von herausragender Bedeutung gegenseitig freundschaftliche Beziehungen auf der Grundlage absoluten Vertrauens mit den Nachbarstaaten, allen voran Russland und China, zu unterhalten, die als unsere Tore zu internationalen Handelswegen dienen werden.“*¹⁶⁵ Hervorgehoben wurde auch die Notwendigkeit der Entwicklung des Zugangs zum Mittelmeer- und Schwarzmeerraum über das Kaspische Meer sowie der südlichen Transportrichtung über den Iran.

Bei der wirtschaftlichen Zusammenarbeit sollten laut dem Dokument im Grunde alle vorhandenen Optionen genutzt werden, wobei anfänglich – neben der Schaffung eines funktionierenden Modus Vivendi mit Russland – besondere Aufmerksamkeit der Entwicklung partnerschaftlicher Beziehungen mit den USA, Japan und westeuropäischen Ländern gewidmet werden sollte. Diese sollten Ka-

¹⁶¹ Vgl. Sultanov, B. K.: Kazakhstan's Multi-Vector Foreign Policy, in: Sultanov, B. K. (ed.): Kazakhstan Today, Almaty: The Kazakhstan Institute for Strategic Studies under the President of the Republic of Kazakhstan, 2010, S. 127-137, hier S. 128.

¹⁶² Bereits im Jahr 1999 kam es in Almaty zum Treffen der Außenminister interessierter Länder (insgesamt fünfzehn), die die *Declaration on the Principles Guiding Relations among the CICA Member States* unterschrieben. Diese bildet neben dem Almaty-Akt eines der beiden Gründungsdokumente der Organisation. Zusammen mit dem Almaty-Akt wurde auch die *Declaration about the Elimination of Terrorism and Promotion of Dialogue between Civilizations* verabschiedet.

¹⁶³ Vgl. Secretariat of the Conference on Interaction and Confidence Building Measures in Asia, http://www.cica.org/page.php?page_id=7&lang=1 (Zugriff 23.5.2012).

¹⁶⁴ Vgl. Lillis, Joanna: Kazakhstan: Is Astana Aiming To Broker US-Iran Nuclear Deal? in: Eurasianet, 5.7.2009; Donahue, Patrick: Kazakh President Nazarbayev Urges Iran to Renounce Nuclear Arms, in: Bloomberg, 7.2.2012, <http://www.bloomberg.com/news/2012-02-07/kazakh-president-nazarbayev-urges-iran-to-renounce-nuclear-arms.html> (Zugriff 23.5.2012).

¹⁶⁵ Nasarbajew, Nursultan: „Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“, 16.5.1992.

sachstan neben dem Knowhow-Transfer und langfristigen Investitionen auch den aus kurzfristiger Sicht dringend benötigten Zugang zu Hilfszahlungen und Krediten internationaler Finanzinstitute (Weltbank, IMF, EBRD, ADB usw.) verschaffen.¹⁶⁶ Die rasante ökonomische und technologische Entwicklung Chinas, die einerseits durch einen wachsenden Rohstoffbedarf und andererseits durch eine zunehmend expansive Außenwirtschaftsstrategie begleitet wurde, spiegelte sich in der Folgezeit auch in den kasachischen programmatischen Dokumenten wider, in denen der östliche Nachbar nicht mehr nur als Transitkorridor, sondern ebenfalls als Investitionspartner identifiziert wurde. „*Our strategy on utilization of fuel resources is directed to the attraction of interests of large countries to Kazakhstan and its role as a world fuel supplier. In this case companies and countries which will be involved in investing the development of our oil and gas business include the USA, Russia, China, Japan, and West European countries. Economic interests of these companies and countries to our resources exporting on the regular and stable basis will stimulate the development of independent and prosperous Kazakhstan.*“¹⁶⁷

Die auf diese Weise formulierte und praktizierte multivektorielle Politik kann in Anlehnung an Hanks als politischer Ansatz bezeichnet werden, der die Entwicklung außenpolitischer und wirtschaftlicher Beziehungen auf pragmatischer, nicht-ideologischer Grundlage vorantreibt und sich ausschließlich durch die wahrgenommenen Interessen Kasachstans leiten lässt.¹⁶⁸ Die Beschaffenheit der Regierungen bzw. der internen politischen Rahmenbedingungen potenzieller Partnerländer, oder deren (geo-)politische Beziehungen zu anderen Staaten stellen keine Variablen dar, die eine eventuelle Zusammenarbeit per se verhindern würden.¹⁶⁹ Deren Grundlage leitet sich exklusiv von potenziellen Kosten und Vorteilen ab, die Kasachstan daraus beziehen könnte.

In seinem theoretischen Kern reflektiert der Multivektoren-Ansatz somit zum Teil das im politischen Neorealismus angesiedelte rationale Modell des staatlichen Verhaltens. Dies gilt insbesondere für die damit verbundene Annahme, dass das Eigeninteresse und das Selbsterhaltungsstreben die primären Treibkräfte jeder außenpolitischen Interaktion darstellen. Anders als im Neorealismus, der den Fokus auf die internationale Systemebene und die dort herrschende ungleiche Machtverteilung samt der sich daraus ergebenden Gefahren für die Sicherheit der Länder legt, müssen politische Entscheidungen im Rahmen des kasachischen Multivektoralismus jedoch nicht ausschließlich durch externe Einflüsse motiviert werden, sondern können auch durch innenpolitische¹⁷⁰ oder wirtschaftliche Faktoren bzw. Interessen bedingt sein.¹⁷¹ Die von der kasachischen Regierung vor diesem Hintergrund einge-

¹⁶⁶ Vgl. ebenda.

¹⁶⁷ Nazarbajew, Nursultan: *Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhstans*, 1997.

¹⁶⁸ Vgl. Hanks, Reuel R.: 'Multi-vector politics' and Kazakhstan's emerging role as a geo-strategic player in Central Asia, in: *Journal of Balkan and Near Eastern Studies*, Vol. 11, No. 3, 2009, S. 257-267, hier S. 259.

¹⁶⁹ In der Strategie „Kasachstan 2030“ wird daher als Leitlinie der kasachischen Außenpolitik explizit der Grundsatz der Nichteinmischung in die internen Angelegenheiten anderer Länder akzentuiert.

¹⁷⁰ So verweist Cummings darauf, dass Nasarbajew Teile der Außenpolitik (z. B. Initiativen zur Formung der Eurasischen Union) gezielt mit Rücksicht auf die russische Minderheit gestaltet und sie somit als Teil des Instrumentariums zur Steigerung seiner innenpolitischen Legitimität wie auch zur Gewährleistung der Loyalität dieser Volksgruppe nutzt. Vgl. Cummings, Sally N.: *Eurasian Bridge or Murky Waters between East and West? Ideas, Identity and Output in Kazakhstan's Foreign Policy*, in: Fawn, Rick (ed.): *Ideology and National Identity in Post-communist Foreign Policies*, London, Portland: Frank Cass Publishers, 2005, S. 137-152, hier S. 146-148.

¹⁷¹ Vgl. Hanks, Reuel R.: 'Multi-vector politics' and Kazakhstan's emerging role as a geo-strategic player in Central Asia, in: *Journal of Balkan and Near Eastern Studies*, Vol. 11, No. 3, 2009, S. 257-267, hier S. 260; Cutler, Robert M.: *The sources of Kazakhstani conduct*, in: Gervers, Michael/Schlepp, Wayne (eds.): *Continuity and Change in Central and Inner Asia*, Toronto: University of Toronto Asian Institute, 2002, S. 63-76.

gangene Beziehung zu Akteuren, die aufgrund ihrer Interessen und Kapazitäten maßgeblichen Einfluss auf die Gestaltung politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf dem eurasischen Kontinent im Allgemeinen und in Zentralasien im Besonderen haben, spiegelt dabei zwei von der neorealistischen Theorie als gegensätzlich beschriebene Strategien wider. Zum einen handelt es sich hierbei um Bandwagoning, das die Wahrung der Sicherheit und die effektivste Interessensdurchsetzung durch ein Bündnis mit dem stärksten, einflussreichsten bzw. gefährlichsten Akteur vorsieht, zum anderen um Balancing, das wiederum auf den Aufbau von Partnerschaften bzw. Allianzen setzt, die die Macht bzw. den Einfluss des dominanten Akteurs ausgleichen sollen.¹⁷² Beide Strategien, die

¹⁷² Die von K. Waltz geprägte neorealistische Auffassung des internationalen Systems basiert auf der Grundannahme, dass dieses aus zwei Elementen (den Akteuren und der Struktur) besteht, die getrennt voneinander zu begreifen sind. Unter Akteuren werden Staaten verstanden, die als uniform bzw. einheitlich gesehen werden, d. h. deren innere Verfasstheit (z. B. politisches System, Regime) für die neorealistische Theorieformulierung nicht von Bedeutung ist. Diese soll laut Waltz nämlich nicht konkrete Inhalte oder den Formungsprozess der Außenpolitik einzelner Länder erklären, sondern vielmehr allgemein geltende systemische Zwänge identifizieren, die im außenpolitischen Handeln von allen Staaten gleichermaßen zu berücksichtigen sind. Obwohl die spezifischen Interessen einzelner Akteure divergieren, wird von der Theorie unterstellt, dass das zentrale Bedürfnis eines jeden sein Überleben (verstanden als Erhalt der Souveränität bzw. politischer und geografischer Integrität) ist. Um dies zu erreichen, gehen Staaten pragmatisch nach dem Kriterium der Zweck-Mittel-Rationalität vor. Die Struktur des internationalen Systems zeichnet sich durch ein anarchisches Ordnungsprinzip aus, d. h. anders als im nationalen System fehlt hier eine übergeordnete Instanz mit Sanktionsgewalt (Gewaltmonopol), die das Zusammenleben der Akteure durch das Kodifizieren allgemein gültiger Normen regeln und diese bei Bedarf mit Gewalt durchsetzen würde. Die somit entstandene Ordnung wird als „Selbsthilfesystem“ bezeichnet, in der eine funktionale Arbeitsteilung zwischen einzelnen Einheiten (d. h. dass jeder Staat eine besondere Funktion erfüllt) nach dem Vorbild einer Gesellschaft nicht zustande kommen kann. Jeder Akteur zeichnet sich dabei durch eine spezifische Machtfülle aus, die im internationalen System ungleich verteilt ist. (Obwohl die Bemessung der staatlichen Macht von den Neorealisten nicht klar definiert wird und diese somit „als abstraktes Konzept im Raum stehen bleibt“, werden hierzu nicht nur militärische Fähigkeiten sondern auch wirtschaftliche und soziale Faktoren, die politische Stabilität, wissenschaftliche Kompetenz usw. zugerechnet.) Gerade die sich durch die heterogene Machtdistribution auszeichnende anarchische Struktur des internationalen Systems wird von Waltz als unabhängige Variable bzw. Erklärungsansatz für das außenpolitische Handeln der Akteure herangezogen. Die Ausgangsüberlegung der neorealistischen Theorie lautet dabei, dass Staaten gezwungen sind, ihre Sicherheit zu maximieren. Dies kann laut Waltz am besten durch Schaffung eines Machtgleichgewichtes gewährleistet werden, da in diesem Zustand jeder Angriff mit unsicherem Ausgang verbunden ist, was potenzielle Angreifer abschrecken soll. Machtungleichgewichte müssen demnach kompensiert werden, wobei dieser Prozess als „Balancing“ bezeichnet wird. Dies kann sowohl durch den Ausbau eigener Machtkapazitäten, was jedoch aufgrund begrenzter Ressourcen meist nur im beschränkten Ausmaß möglich ist, oder durch Bündnisbildung – also den Zusammenschluss mehrerer schwächerer Akteure gegen einen mächtigeren Gegner – erreicht werden. Das gegensätzliche Verhalten in Form des Alliiierens mit der stärkeren Partei, das jedoch laut Waltz wegen der Gefahr für die eigene Souveränität und Sicherheit lediglich eine Ausnahme bildet, wird als „Bandwagoning“ bezeichnet.

Die „Balance-of-power“-These von Waltz, wonach sich Staaten allein aufgrund von Systemzwängen zu Allianzen zusammenschließen, um so ihre Sicherheit gegenüber stärkeren Akteuren zu maximieren, wurde von zahlreichen Autoren kritisch betrachtet und fand mehrere Modifikationen. So spricht Walt davon, dass sich Staaten in ihrem Koalitionsverhalten nicht zwingend an objektiven Machtmitteln, sondern anhand wahrgenommener Bedrohungen und Absichten anderer Akteure orientieren. Laut der von ihm formulierten „Balance-of-threat“-These gilt, dass „*states ally to balance against threats rather than against power alone*“. Das Gefahrenpotenzial eines Akteurs ergibt sich dabei aus der Gesamtsumme seiner Macht, der geografischen Nähe, den offensiven Fähigkeiten und der perzipierten Aggressivität. Walt verlässt somit aber die Systemebene und zieht anders als Waltz auch subsystemische Faktoren heran. Balancing wird von ihm dabei als „*allying with others against the prevailing threat*“ definiert. Vorstellbar ist ebenfalls, dass sich bedrohte Staaten mehr oder minder freiwillig der Gefahrenquelle anschließen und auf die Bildung ausgleichender Koalitionen verzichten. Das Bandwagoning-Verhalten wird von Walt ähnlich wie von Waltz jedoch als Ausnahme dargestellt und als „*alignment with the source of danger*“ definiert. Es kann entweder durch defensive oder offensive Absichten motiviert werden und

wird hauptsächlich von schwachen Staaten praktiziert. Beispielsweise in geografischen Räumen, wo das Potenzial eines übermächtigen Gegners nicht durch den Zusammenschluss mit anderen Akteuren ausgeglichen werden kann (bzw. relevante Allianzpartner gar nicht erst zur Verfügung stehen), was zur Entstehung von Einflusssphären führt. Es kann auch als Appeasement-Politik eingesetzt werden, von der sich ein Land die Vermeidung des Angriffes erhofft bzw. diesen auf andere lenken will. Im Krieg kommt es ebenfalls zur Gruppenbildung um die stärkere Koalition mit dem Ziel, „to share in the spoils of victory.“ In einem seiner späteren Werke präzisiert Walt die Definition von Bandwagoning, dieses „involves unequal exchange; the vulnerable state makes asymmetrical concessions to the dominant power and accepts a subordinate role. ... Bandwagoning is an accommodation to pressure (either latent or manifest). ... Most important of all, Bandwagoning suggests a willingness to support or tolerate illegitimate actions by the dominant ally.“ Walt gibt ebenfalls zu, dass die direkte militärische Eroberung staatlicher Gebiete zunehmend durch andere, weichere Formen der Macht- und Kontrollausübung ersetzt wird, die sich in wirtschaftlicher Dominanz und politischem Einfluss widerspiegeln und die Souveränität eines Landes auf eine subtilere Weise untergraben. Diese Faktoren haben je nach perzipierten Absichten ebenfalls Einfluss auf das Allianzverhalten. Dabei gilt: „The more valuable the asset offered and the greater the degree of monopoly that the supplier enjoys, the more effective the asset will be as an instrument of alliance formation. ... Leverage will be enhanced if the supplier enjoys an asymmetry of dependence vis-à-vis the recipient.“

Dagegen argumentiert Schweller, dass Bandwagoning deutlich häufiger auftritt als von Waltz und Walt angenommen. In seinem als „balance of interest“ bezeichneten Ansatz weist er die Position ab, wonach Bandwagoning und Balancing gegensätzliche Verhaltensweisen darstellen, die durch denselben Auslöser – das Verlangen nach Sicherheit bzw. Reaktion auf Gefahr – verursacht werden. Ihm zufolge streben Staaten ebenfalls nach „Profit“ bzw. „Gewinnmaximierung“ und koalieren auch in Fällen, wenn sie nicht unmittelbar durch externe Gefahren bedroht werden. „The most important determinant of alignment decisions is the compatibility of political goals, not imbalances of power or threat.“ Balancing stellt laut ihm dabei eine Strategie dar, die der Selbsterhaltung und dem Schutz bereits erreichter Werte dient, wogegen Bandwagoning auf „Selbsterweiterung“ bzw. den Zugang zu begehrten Werten ausgerichtet ist. Das Inaussichtstellen einer Belohnung bildet in diesem Fall eine viel bessere Grundlage für eine Bandwagoning-Koalition als das Androhen von Gewalt. „Balancing is driven by the desire to avoid losses; bandwagoning by the opportunity for gain. The presence of a significant external threat, while required for effective balancing, is unnecessary for states to bandwagon. ... The bandwagon gains momentum through the promise of reward, not the threat of punishment.“

Darüber hinaus argumentieren zahlreiche Autoren, dass Waltz' Theorie die Bedeutung innerstaatlicher Faktoren für Allianzentscheidungen unterschätzt und erweitern die These von Walt um die Kategorie interner Gefahren. So verweist David darauf, dass die auf die Systemebene zentrierte Perspektive den besonderen Charakter der innenpolitischen Landschaft von Entwicklungsländern ignoriert. Die ungleiche Machtverteilung auf internationalem Niveau bildet für deren Herrscher nämlich meist eine deutlich geringere Bedrohung, als die Herausforderungen im eigenen Land. Er führt daher die Kategorie des „omnibalancing“ ein, mit der er das Streben politischer Führer dieser Länder beschreibt, Allianzen gegen interne Gefahren zu schließen, um so den eigenen Machterhalt zu gewährleisten. Fragile Staaten bzw. politische Eliten können sich demnach zum Bandwagoning mit großen, oft auch gefährlichen bzw. in ihre Souveränität eingreifenden Mächten entscheiden, um einen Verbündeten zu gewinnen, der sie durch militärische oder wirtschaftliche Ressourcen und politische Unterstützung beim Vorgehen gegen heimische politische Gegner stärkt bzw. ihnen bei der Verbesserung der sozioökonomischen Lage im Inland hilft. Dieses Argument wird auch von Levy und Barnett herangezogen, die insbesondere die „Resource-providing“-Funktion der Allianzen hervorheben. Es findet sich in eingeschränkter Form sogar bei Walt wider. Dieser verweist darauf, dass „for regional powers the question is not ‘which superpower is stronger?’ but rather ‘which is most willing to help?’“

Unter Balancing werden im Folgenden Maßnahmen verstanden, die im Alleingang oder durch das Heranziehen externer Kooperationspartner die kasachische politische und wirtschaftliche Unabhängigkeit von Russland steigern bzw. Kasachstan Alternativen zum Umgang mit Russland verschaffen sollen. Unter Bandwagoning werden wiederum Handlungen subsumiert, die letztendlich zur Vertiefung der Verflechtung und daher auch der Abhängigkeit von Russland führen. Impulse für die Wahl der jeweiligen Strategie bzw. des Kooperationspartners können dabei auf inner- oder extrastaatlicher Ebene liegen und sowohl positiv als auch negativ motiviert sein. Die politische Führung versucht pragmatisch vorzugehen und orientiert sich an der Maximierung der Vorteile bzw. Minimierung der Nachteile, die sich aus der Zusammenarbeit sowohl für Kasachstan als auch die Stabilität ihrer Herrschaft ergeben können. Vgl. Levy, Jack S./Barnett, Michael M.: Alliance Formation, Domestic Political Economy, and Third World Security, in: The Jerusalem Journal of International Relations, Vol. 14, No. 4, De-

auch bei der Entwicklung des Rohstoffsektors sowie der Erdölexportinfrastruktur erkannt werden können und in der Untersuchung daher Berücksichtigung finden, überlappen und ergänzen sich in der Praxis.

Kasachstan versucht auf diese Weise im komplexen regionalen Zusammenspiel die eigenen strategischen Ziele zu erreichen und Vorteile zu maximieren, muss dabei aber gleichzeitig die Präferenzen der einzelnen Großakteure, auf deren Kooperation es angewiesen ist, berücksichtigen, um somit ein auch aus langfristiger Sicht funktionsfähiges Beziehungsgeflecht zu unterhalten. Dies gelang dem Land bis dato auf eine eindrucksvolle Weise, worauf sowohl die außenpolitischen als auch wirtschaftlichen Erfolge deuten.

Der behutsame Umgang Nasarbajews mit Russland, das – ungeachtet des Verlustes der direkten Hoheitskontrolle über Zentralasien nach dem Zerfall der UdSSR und interner Probleme als Folge politischer und wirtschaftlicher Transformationsprozesse – weiterhin den Akteur mit dem größten Einfluss auf die externe Sicherheit, die innenpolitische Stabilität und im erheblichen Ausmaß auch auf die wirtschaftliche Entwicklung Kasachstans darstellt (und im Folgenden daher als Bandwagoning-Partner verstanden wird), führte trotz des Bestehens mehrerer Streitpunkte mit signifikantem Eskalationspotenzial (z. B. Status der russischen Minderheit, Kontrolle über strategische Anlagen wie Baikonur) zum Aufbau einer „special relationship“, die Kasachstans innenpolitische Souveränität respektiert und es zu einem der wichtigsten außenpolitischen Partner Moskaus überhaupt macht.¹⁷³ Hierzu trug nicht zuletzt das sehr gute persönliche Verhältnis zwischen dem kasachischen und den einzelnen russischen Präsidenten bei.¹⁷⁴

Parallel dazu kam es entsprechend der 1992 formulierten strategischen Vorgaben zum kontinuierlichen Ausbau der Beziehungen zu China und den USA, die ähnlich wie die mit Russland das Prädikat „strategisch“¹⁷⁵ tragen und Kasachstan für jeden der Akteure zum zentralen Partner in Zentralasien

cember 1992, S. 19-40; David, Steven R.: Explaining Third World Alignment, in: World Politics, Vol. 43, No. 2, January 1991, S. 233-256; Walt, Stephen M.: The Origins of Alliances, Ithaca and London: Cornell University Press, 1987, hier zit. S. 5, 17, 21, 43, 162; Walt, Stephen M.: Alliance Formation in Southwest Asia: Balancing and Bandwagoning in Cold War Competition, in: Jervis, Robert/Snyder, Jack (eds.): Dominoes and Bandwagons: Strategic Beliefs and Great Power Competition in the Eurasian Rimland, New York: Oxford University Press, 1991, S. 51-84, hier S. 55; Waltz, Kenneth N.: Theory of international politics, New York: McGraw-Hill, 1979; Schörnig, Niklas: Neorealismus, in: Schieder, Siegfried/Spindler, Manuela (Hrsg.): Theorien der Internationalen Beziehungen, 2. überarbeitete Auflage, Opladen & Farmington Hills: Verlag Barbara Budrich, 2006, S. 65-92, hier zit. S. 72; Schweller, Randall L.: Bandwagoning for Profit: Bringing the Revisionist State Back, in: International Security, Vol. 19, No. 1, Summer 1994, S. 72-107, hier zit. S. 74, 79, 88.

¹⁷³ Nasarbajew beschrieb das bilaterale Verhältnis mit den Worten: „*I think that nowhere in the world can we see such close and fraternal relations as those between Kazakhstan and Russia...*“ Zit. in: Beginning of Russian-Kazakhstani Talks in Expanded Format, in: Ministry of Foreign Affairs of The Russian Federation, 22.5.2008, http://www.mid.ru/brp_4.nsf/e78a48070f128a7b43256999005bcbb3/0b95f9340bf2587fc325745200217fbf?OpenDocument (Zugriff 23.3.2012).

¹⁷⁴ Nasarbajew wurde beispielsweise als persönlicher Gast Putins zum G8-Treffen nach St. Petersburg im Juli 2006 eingeladen. Allein im selben Jahr trafen sich beide Staatsmänner 13-mal. Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 87.

¹⁷⁵ Die Präsidenten Kasachstans und Chinas unterzeichneten die Deklaration über die strategische Partnerschaft im Juli 2005. Die amerikanisch-kasachischen Beziehungen werden im Rahmen der Kazakh-American Strategic Partnership Commission/Dialogue vertieft, deren Gründung beim Treffen der Außenminister beider Länder im Februar 2012 beschlossen wurde. Vgl. Weitz, Richard: Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 110; Arystanov, Nurgali: Kazakhstan-U.S. Strategic Partnership Commission's Inaugural Meeting Opens a New Avenue for Bilateral Cooperation, in: News Bulletin of the Embassy of the Republic of Kazkahstan, Special Issue No. 48, 16.4.2012,

machen. Gute Beziehungen wurden auch mit der EU und (trotz des politischen Widerstandes aus Washington) ebenfalls mit dem Iran etabliert. Aufgrund seiner außenpolitischen Erfolge und des internationalen Status wird Nasarbajew daher von Olcott zu Recht als größte „unconventional weapon“ Kasachstans bezeichnet, wobei in diesem Zusammenhang sogar einige seiner größten Kritiker einräumen, dass Kasachstan ohne ihn in den frühen 1990er Jahren sehr wahrscheinlich Opfer interethnischer Konflikte geworden wäre, wie es in vielen Teilen der ehemaligen UdSSR der Fall war.¹⁷⁶ Das gute Verhältnis zum Westen und Russland wie auch die herausragende Stellung im zentralasiatischen Raum materialisierten sich insbesondere im kasachischen Vorsitz in der OSZE (2010). Dieser wurde jedoch weniger als Ansporn für neue Demokratisierungsbemühungen verstanden, sondern von der Führung des Landes eher für innenpolitische Propagandazwecke als Beweis der Anerkennung bereits geleisteter positiver politischer Entwicklungen durch das westliche Ausland instrumentalisiert. Grundsätzlich kann somit festgehalten werden, dass die Außenpolitik im kasachischen Kontext neben ihren klassischen Funktionen auch als Bestandteil des komplexen Instrumentariums herrschaftsstabilisierender Maßnahmen dient. Gegenüber der eigenen Bevölkerung werden die gegen den Herrschaftsstil geäußerten internationalen Vorbehalte als Teil eines „konstruktiven Dialoges“ dargestellt, wobei sowohl nach innen als auch außen gerne darauf hingewiesen wird, dass ethnische, kulturelle, historische u. a. Besonderheiten des Landes keine einfache Übernahme westlicher Demokratievorstellungen ermöglichen, sondern eher nach einem Regime „sui generis“ verlangen. Eine demokratische Herrschaftsform könnte laut dieser Auffassung nationalistische, demagogische, secessionistische, kommunistische oder islamisch fundamentalistische Strömungen hervorrufen und die Realisierung der Idee von Nasarbajew verhindern, wonach Kasachstan eine stabile Brückenfunktion zwischen Europa und dem asiatisch-pazifischen Raum einnehmen soll.¹⁷⁷

http://www.kazakhembus.com/archived_article/kazakhstan-u-s-strategic-partnership-commissions-inaugural-meeting-opens-a-new-aven (Zugriff 23.5.2012).

¹⁷⁶ Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States. Independence, Foreign Policy, and Regional Security*, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 83.

¹⁷⁷ Vgl. Schmitz, Andrea/Somfalvy, Esther: *Falsche Erwartungen. Die innenpolitische Dimension des kasachischen OSZE-Vorsitzes*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2011.

II Die historische Entwicklung des kasachischen Erdölsektors

2.1 Die Anfänge der Erdölgewinnung in Kasachstan

Die Geschichte der Erdölgewinnung in Kasachstan beginnt nicht erst mit der Entdeckung des Tengiz-Feldes im Jahr 1979. Erste schriftliche Hinweise über natürlich austretendes Öl auf dem Gebiet des heutigen Kasachstans lassen sich bereits in Berichten von Händlern und Reisenden, welche die Seidenstraße bereisten, finden. Diese verwendeten das Öl im Karamai-Gebiet (Zaissan Bassin; Abbildung 6) als Schmiermittel für die Räder ihrer Fuhrwerke. Die Legende über das heilige Feuer in der Auketai-Shagyla-Region (Ural-Wolga-Zusammenfluss), wie auch zahlreiche Bezeichnungen in kasachischer Sprache, die für diverse orographische und hydrographische Objekte verwendet werden, deuten darauf hin, dass der einheimischen Bevölkerung lokale Ölausscheidungen bereits in ferner Vergangenheit bekannt waren.¹

Das geopolitische Vordringen des zaristischen Russlands in das Gebiet Zentralasiens war auch von wissenschaftlichen Expeditionen begleitet. Erste Angaben über Ölvorkommen in der heutigen Atyrau-Region können in den Notizen von A. Bekovich-Cherkassky gefunden werden, der auf Veranlassung von Peter I. im Jahr 1717 eine militärisch-topographische Expedition entlang des Flusses Emba nach Chiva (im heutigen Usbekistan) durchführte. Nach der Untersuchung natürlich austretenden Öls in den Gebieten von Karaschangul, Dossor und Imankara notierte der russische Geologe D. Kirpichnikov im Jahr 1874: „*Without any doubts, there are big accumulations of oil. It is hard to use this wealth, due to absence of fresh water, means of communication with urban centers, no grasslands and steppes convenient for haymaking.*“² Er verwies somit u. a. auf die Entfernung und die mangelnde infrastrukturelle Anbindung der Region an mögliche Absatzmärkte, was die kommerzielle Nutzung vorhandener Ressourcen maßgeblich behinderte. Beides sind auch heute noch, allerdings im grenzüberschreitenden Maßstab, wichtige Determinanten der Ölgewinnung in Kasachstan.

Die im Rahmen zahlreicher weiterer Forschungsreisen in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts gesammelten Erkenntnisse förderten die Aufmerksamkeit damaliger Ölkreise, sodass im Jahr 1892 erste russische Unternehmer offiziell Lizenzen zur Erkundung der Vorkommen in Westkasachstan beantragten. Nachfolgend kam es zur Gründung mehrerer Ölgesellschaften mit oftmals ausländischen Kapitalgebern, meist aus Großbritannien oder Frankreich.³ Im Jahr 1894 erhielt schließlich eine Gruppe von Geschäftsleuten aus St. Petersburg die erste Konzession für Ölbohrungen in Kasachstan. Es dauerte jedoch weitere fünf Jahre, bis im November 1899 die unter der Leitung des russischen Unternehmers, S. Leman, tätige Emba-Kaspiskoje Towarischestwo auf der Lagerstätte Karaschangul (Gebiet Atyrau) im Bohrloch Nr. 7 in einer Tiefe von 40 Metern auf Öl stieß. Dieses Ereignis wird allgemein als Anfangspunkt der Ölförderung in Kasachstan bezeichnet.⁴ In den folgenden Jahren wurde eine Vielzahl von Bohrungen in den westlichen Gebieten des heutigen Kasachstans durchgeführt. Einer der Gründe für das gestiegene Interesse an der Erschließung weiterer, wenn auch abgelegener Vorkommen rund um das Kaspische Meer waren durch bewaffnete Aufstände begleitete ethnische

¹ Zum Beispiel: Maitobe (Ölberg), Karaarna (schwarzes Bett), Maikomgen (Ölbegräbnisstätte), Zhaksymai (gutes Öl), Karamai (schwarzes Öl), Karaton (schwarzer gehärteter Boden), Munaily (Petroleum). Vgl. KazMunaiGas: Industry History, Initial Stage, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

² Zit. in: ebenda.

³ Ural-Caspian Oil Corporation – UCOC, Emba-Caspian Oil. Co., Nobel bothers' partnership, Emba Petroleum & Trading Co., West Ural Petroleum, Emby, Ural-Emba Oil Fields usw. Vgl. ebenda.

⁴ Ausstoß von etwa 20-25 t/Tag (146-183 b/d). Insgesamt wurden 21 Bohrlöcher mit einer Tiefe von 38-275 m errichtet. Vgl. Nasarbajew, Nursultan: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 80-81.

und soziale Unruhen in Baku, die im Jahr 1905 die wichtigsten aserbaidischen Förderstätten devastierten. Beispielsweise kam es durch Brände in Folge der Ausschreitungen zur Zerstörung von 118 der etwa 200 Bohrtürme, die auf dem Feld Bebi-Heybat betrieben wurden. Als Konsequenz begannen die Ölgesellschaften mit einer systematischeren Erkundung von Gebieten außerhalb von Baku, um so ihre Produktionsmöglichkeiten zu diversifizieren.⁵

Bis zum Jahr 1917 wurden auf dem Gebiet des heutigen Kasachstans Erkundungsarbeiten im Emba-Distrikt (Vorkommen Dossor, Makat, Karaschangun, Eskene), im Gebiet zwischen den Flüssen Wolga und Ural (Nowobogatinsk, Chernaya Rechka), in der westlichen Predmugodzharije-Region (Mortyk, Itassai), im zentralkaspischen Gebiet (Matenkozha) und in der Aktjubinsk-Transural-Region (Zhussa) durchgeführt. Insgesamt wurden zwanzig Strukturen untersucht sowie 166 Explorations- und 177 Produktionsbohrlöcher errichtet. Erste Erfolge führten zunehmend auch zum Einstieg kapitalstarker ausländischer Investoren wie Henry Deterding (Royal Dutch) oder der Brüder Nobel. Zu Beginn wurde Öl durch die sog. „open flow“-Methode produziert, in deren Rahmen der austretende Rohstoff einfach aus den Senken an den Bohrlochmündungen abgeschöpft wurde, nachdem der Sprudel nachgelassen hatte. Diese primitive Förderpraktik wurde in Westkasachstan mehr als zwanzig Jahre verwendet. Im Jahr 1911 kam es zur kommerziellen Erschließung des Dossor-Feldes durch Ural-Caspian Oil.⁶ Zwei Jahre später wurden dort bereits etwa 72.900 Tonnen Öl produziert (etwa 1.500 b/d). 1913 begann das von den Nobels kontrollierte Unternehmen Emba-Caspian mit Bohrungen auf dem Feld Makat. Beide Vorkommen bildeten in der Folgezeit das Fundament der kasachischen Ölproduktion.⁷ Der Anstieg der Förderraten generierte auch den Bedarf an einer Weiterentwicklung der Erdöltransportinfrastruktur. Im Jahr 1914 wurde die erste kasachische Pipeline mit einer Länge von 96 km von Dossor zum Hafen Bolschaija Rakuscha (in der Nähe des Hafens Gurjew, heutiges Atyrau) verlegt, von wo das Öl mit Kähnen über das Kaspische Meer oder über die Wolga weiter befördert werden konnte. Die Leitung besaß sogar ein 16 km langes Unterwassersegment.⁸

⁵ Im Jahr 1905 fiel die gesamtrussische Produktion auf 7,47 Mt von 10,76 Mt im Vorjahr. Vgl. Peck, Anne E.: *Economic Development in Kazakhstan: The Role of Large Enterprises and Foreign Investment*, London: Routledge Curzon; 2004, S. 19; Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 13.

⁶ Hierbei handelte es sich um das ursprüngliche Unternehmen von S. Leman, das nach dem Einstieg britischer Geldgeber (Royal Dutch Shell) umbenannt wurde.

⁷ Die Produktion in Kasachstan betrug im Jahr 1914 etwa 273.000 t, demgegenüber lag die gesamtrussische Produktion bei 9,66 Mt. Etwa 200.000 t stammen von den Feldern Dossor und Makat. Im Jahr 1916 fiel die Förderung auf etwa 255.000 t. Vgl. Gurushina, Natalia: *The Free-standing company in the world economy, 1830-1996*, New York: Oxford University Press, 1998, S. 171-172; Lewery, J. Leonard: *Foreign Capital Investments in Russian Industries and Commerce*, U.S. Department of Commerce, Bureau of Foreign and Domestic Commerce, Miscellaneous Series No. 124 Washington D.C., 1923, in: Wilkins, Mira (ed.): *European Foreign Investments as seen by the U.S. Dept. of Commerce*, New York: Arno Press, 1977, S. 18-19; Atyrau Region: *Mineral deposits extraction: Oil Fields*, <http://www.spk-caspiy.kz/eng/index.php?pn=76&id=110> (Zugriff 2.2.2012).

⁸ Die lokalen Kosaken, welche die Gebiete um das Feld kontrollierten, weigerten sich, ihre Zustimmung für den Bau einer direkten Pipeline zum Hafen Gurjew zu erteilen. Aus diesem Grund musste diese nach Rakuscha verlegt werden, einen ungeeigneten Hafen etwa 40 Meilen von Gurjew entfernen. Aufgrund des niedrigen Wasserstandes wurden die Kähne nur zum Teil im Hafen selbst beladen und erst auf dem Meer endgültig gefüllt. Auch der Wassermangel bereitete den Unternehmen auf Dossor Probleme. Ural-Caspian schlug den Bau einer Pipeline vor, die Wasser vom Fluss Ural zum Feld leiten sollte. Die Kosaken weigerten sich jedoch, diesem Vorhaben zuzustimmen. Deshalb musste Dossor mit Wasser aus 25 Kilometer entfernten Brunnen versorgt werden. Dies verärgerte die lokale kasachische Bevölkerung, welche die Brunnen für ihre Herden nutzte und nun an Wassermangel litt. Nobel (Emba Caspian) gelang es schließlich, die Zustimmung der Kosaken zur begrenzten Wasserentnahme aus dem Ural zu erhalten. Vgl. Peck, Anne E.: *Economic Development in Kazakhstan: The Role of Large Enterprises and Foreign Investment*, London: Routledge Curzon, 2004, S. 19; Elliot, Iain F.: *The Soviet En-*

2.2 Eingliederung Kasachstans in die sowjetische Ölindustrie vor dem Zweiten Weltkrieg

Die Entwicklung der Erdölindustrie in Kasachstan litt in den folgenden Jahren unter den Auswirkungen des Ersten Weltkrieges, der darauffolgenden ausländischen Intervention sowie des russischen Bürgerkrieges.⁹ Im Rahmen der Kampfhandlungen wurden von der „Weißen Armee“ auf ihrem Rückzug die Fördereinrichtungen auf Dossor nahezu vollständig zerstört.¹⁰ Noch im Jahr 1920, nur kurz nach der Vertreibung der antikommunistischen Truppen, wurde von V. I. Lenin das Ziel der industriellen Erschließung des Ural-Emba-Distriktes festgelegt. Hierzu sollte es u. a. zum Bau einer Pipeline kommen, die die Region mit Saratow verbinden würde. Jedoch führte der andauernde Mangel an importierten Pipelines in der Folgezeit zur Aufgabe des Vorhabens.¹¹ Die Machtübernahme durch die Bolschewiki wurde auch durch die Nationalisierung der bestehenden Erdölunternehmen begleitet, was die Ölgewinnung weiter beeinträchtigte. Auf dieser Grundlage wurde im selben Jahr eine Verwaltungsstelle (Ural-Emba-Administration) eingesetzt, die mit der Betreuung der westkasachischen Ölvorkommen beauftragt wurde. Die Behörde wurde im Jahr 1922 als Embaneft-Trust reorganisiert, der anschließend alle Erkundungs- und Förderaufgaben in dem Gebiet übernahm. Das Unternehmen betrieb auch Raffinerien in den russischen Städten Jaroslawl und Sormovo, sodass kasachische Vorkommen bereits sehr früh auf institutioneller Ebene mit russischen Verarbeitungsanlagen verbunden wurden. Dies reflektiert prinzipiell die während der Sowjetzeit bestehende Auffassung, wonach Kasachstan, insbesondere sein nördlicher Teil, geografisch und historisch eine Erweiterung der südsibirischen Region darstellte und deswegen in seiner wirtschaftlichen Entwicklung in einem deutlich engeren Verhältnis zum Kernland der UdSSR stand.¹² Um die Anbindung der abgelegenen Emba-Region an die industriellen Zentren Russlands zu ermöglichen, wurde zur selben Zeit mit dem Bau der Eisenbahnlinie Alexandrow-Gai-Emba begonnen. In der Folgezeit kam es darüber hinaus zu einer kurzfristigen wirtschaftlichen Liberalisierungswelle, die sich positiv auf die kasachische Ölproduktion auswirkte. Im Rahmen der Neuen Ökonomischen Politik (NEP) wurde vom sowjetischen Konzessionskomitee eine Vielzahl von Lizenzen an ausländische Unternehmen verteilt. So erhielt die französische Duverger-Gruppe im Jahr 1923 Rechte für die Exploration und Rehabilitierung der wichtigsten Vorkommen in der Emba-Region (Dossor, Makat), wozu ein Gemeinschaftsunternehmen mit Embaneft gegründet wurde. Das Interesse am Öl des Dossor-Feldes war vor allem deswegen hoch, weil es nach der Verarbeitung extrem kältebeständige Schmieröle lieferte, die in den harten russischen Wintern sehr begehrt waren. Die Rehabilitierung der Felder konnte nach etwa zwei Jahren erfolgreich abge-

ergy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 73; Leeuw, Charles van der: Oil and Gas in the Caucasus & Caspian, New York: St. Martin's Press, 2000, S. 82-83.

⁹ Die Produktion im kasachischen Emba-Gebiet fiel in den Jahren 1920/21 auf lediglich 57 400 t.

¹⁰ Etwa 90 Prozent der Anlagen wurden vernichtet. Vgl. Peck, Anne E.: Economic Development in Kazakhstan: The Role of Large Enterprises and Foreign Investment, London: Routledge Curzon, 2004, S. 19.

¹¹ Vgl. Elliot, Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 73.

¹² Diese Auffassung ging nicht zuletzt auf die im Vergleich zu den verbleibenden Gebieten Zentralasiens frühere Einbeziehung des kasachischen Territoriums in das russische Zarenreich zurück. Sie spiegelte sich auch in der begrifflichen Trennung Kasachstans von den übrigen zentralasiatischen Republiken (Kirgistan, Usbekistan, Tadschikistan und Turkmenistan), die während der Sowjetzeit einheitlich als Mittelasien („Srednaja Azija“) bezeichnet wurden. Der heutige Terminus Zentralasien entsprach im sowjetischen Gebrauch der Bezeichnung „Mittelasien und Kasachstan“ („Srednaja azija i Kazachstan“). Vgl. Zardykan, Zharmukhamed: Kazakhstan and Central Asia: regional perspectives, in: Central Asia Survey, 2002, Vol. 21, No. 2, S. 167-183, hier S. 167; Stadelbauer, Jörg: Mittelasien – Zentralasien. Raumbegriffe zwischen wissenschaftlicher Strukturierung und politischer Konstruktion, in: Petermanns Geographische Mitteilungen, Band 147, Heft 5, 2003, S. 58-63.

geschlossen werden.¹³ Der andauernde Wassermangel und die schwierige Anbindung an Raffinerien und Absatzmärkte blieben dabei weiterhin die wichtigsten Herausforderungen für die Entwicklung der lokalen Ölindustrie.¹⁴ Die sowjetische Führung war aber entschlossen, die landesweiten Förderkapazitäten deutlich zu erweitern. So sprach sich das Zentralkomitee der Kommunistischen Partei im November 1930 für die Intensivierung der geologischen Erkundungsarbeiten aus, die sowohl in bekannten als auch in neuen Regionen erfolgen sollten. Besondere Aufmerksamkeit sollte dabei vor allem den vielversprechenden östlicheren Gebieten der UdSSR, wie der Wolga-Ural-, Sachalin- und auch der Emba-Region, gewidmet werden. Zusammen mit den Gebieten im Nordkaukasus (Maikop, Benoi und Neftechala) sollten sie eine bevorzugte Stellung bei der Zuweisung von Personal, Material und Anlagen genießen.¹⁵

Die Entfaltung der Erdölproduktion in der kasachischen Unionsrepublik blieb jedoch trotz kontinuierlicher Zuwächse durch die Einführung technologischer Innovationen¹⁶ und der Ausweitung der Explorationsfläche vergleichsweise verhalten.¹⁷ Eine erhebliche Verbesserung konnte aber im Transportbereich erzielt werden, nachdem im Jahr 1936 die Verlegung einer 709 km langen Pipelineverbindung abgeschlossen wurde, die den Emba-Distrikt mit der neu gebauten russischen Raffinerie in Orsk verband. Die Bauarbeiten an der Leitung, die etwa 65 Prozent der Produktion der Emba-Region aufnehmen konnte und somit zum Großteil die Eisenbahn- und Tankerbeförderung ersetzte, dauerten drei Jahre.¹⁸ Gleichzeitig bildete sie den Grundstein der transportinfrastrukturellen Anbindung kasachischer Ölgebiete an russische Verarbeitungszentren.

Der Bedarf der sowjetischen Industrie an einer weiteren Steigerung der Ölproduktion konnte nicht mehr durch die traditionellen Gebiete im Kaukasus gewährleistet werden und veranlasste die politische Führung im Rahmen des 18. Parteitag (März 1939) zur Entscheidung über den Ausbau einer

¹³ Die Produktion stieg im Zeitraum 1924/25 auf etwa 194 400 t.

¹⁴ Vgl. Peck, Anne E.: *Economic Development in Kazakhstan: The Role of Large Enterprises and Foreign Investment*, London: Routledge Curzon, 2004, S. 31; KazMunaiGas: *Industry History, Initial Stage*, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

¹⁵ Vgl. Elliot, Iain F.: *The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources*, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 72.

¹⁶ 1926-27 wurden auf den von Embaneft betriebenen Feldern Bohrlochpumpen und Kompressoren installiert, man begann mit der Nutzung von Erdgas zur Wärmeabgewinnung und für den Haushaltsgebrauch. Ende der 1920er Jahre wurde mit dem Einsatz des „rotary drilling“-Bohrverfahrens begonnen, das eine enorme Steigerung der Bohrtiefe und -geschwindigkeit ermöglichte. Die Durchschnittstiefe der Bohrungen stieg somit von 196,7 m im Jahr 1929 auf 637,7 m im Jahr 1932. Auf den Feldern Dossor und Makat wurden erstmalig in der Sowjetunion auch extrem tiefe Bohrungen von 2.500-2.800 m durchgeführt. Im Jahr 1929 wurden geoelektrische Explorationsmethoden getestet. Ab 1930 wurde in Zusammenarbeit mit Schlumberger Co. die „vertical electric sounding“-Methode zur Erkundung von Feldern eingesetzt usw. Die Produktion des Ural-Emba-Distriktes erreichte im Jahr 1931 417.536 t. Vgl. KazMunaiGas: *Industry History, Establishment Stage*, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

¹⁷ Im Jahr 1925 wurde festgelegt, dass in den nächsten fünf Jahren 3.500 km² des Temirskii-Distriktes in der Region Aktjubinsk nach Öl- und Gasvorkommen erkundet werden. Die Ausdehnung der Erkundungsarbeiten verlangte nach einer erneuten funktionalen Reorganisation, die zur Gründung territorialer Einheiten im Rahmen von Embaneft (Aktobenefterazvedka und später auch Kaznefterazvedka) führte. Die Erschließung neuer Vorkommen in der Region Aktjubinsk und die Notwendigkeit einer effektiveren Verwaltung der Felder in der Emba-Region führten daraufhin zur Aufspaltung von Embaneft, sodass im Jahr 1936 aus dem Zuständigkeitsbereich des Trusts die nördliche Aktjubinsk-Region ausgenommen wurde. Für diesen Zweck wurde aus Aktobenefterazvedka Aktobeneft als eigenständiges Unternehmen geformt. Embaneft wurde anschließend in Kazakhstanneft umbenannt. Vgl. ebenda.

¹⁸ Es handelte sich um zwei Pipelinesegmente. Das erste verband das Feld Dossor mit Gurjew, das zweite führte von Gurjew nach Orsk („Kaspij-Orsk Pipeline“). Ihr Durchmesser betrug 325 mm. Vgl. ebenda.

zusätzlichen Produktionsbasis in der Ural-Wolga-Region („Zweites Baku“). Der Entschluss wurde jedoch nicht nur vor dem Hintergrund der zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung getroffen, sondern auch im Hinblick auf die nationale Sicherheit, die durch die bevorstehende Möglichkeit einer deutschen Invasion bedroht wurde. In der Tat spielten Ölvorkommen im Kaukasus in der deutschen Kriegsplanung eine entscheidende Rolle.¹⁹ In Folge des Vordringens der Wehrmacht nach dem Beginn des Feldzugs gegen die UdSSR und des drohenden Verlustes der Produktionsgebiete im Nordkaukasus wurde von der sowjetischen Führung der Abbau eines Teils der vorhandenen Förderanlagen sowie die Zerstörung zahlreicher Bohrlöcher (Maikop) angeordnet.²⁰ Die militärischen Handlungen bekräftigten somit zusätzlich die Entscheidung Moskaus zur geografischen Verlagerung eines Teils der Förderungs- und Verarbeitungskapazitäten. Vor diesem Hintergrund gewannen auch kasachische Vorkommen in den Planungsbüros zunehmend an Bedeutung.²¹ Dies wurde auf symbolische Weise dadurch bestätigt, dass das Treffen des Zentralkomitees der Kommunistischen Partei Kasachstans im Jahr 1942 in Dossor stattfand. Intensivere Explorationsarbeiten führten in den Kriegsjahren in Kasachstan zur Entdeckung und zügigen Erschließung mehrerer kleinerer Felder, die bis zum Anfang der 1960er Jahre einen bedeutenden Bestandteil der lokalen Produktionsbasis bildeten.²² Die Anstrengungen der sowjetischen Führung zur Kompensierung des Ausfalls der nordkaukasischen Lagerstätten führten dazu, dass im Jahr 1943 mit 979.000 t (UdSSR 18,0 Mt) ein vorläufiger kasachischer Förderhöhepunkt erreicht werden konnte. Im selben Jahr wurde auch mit dem Bau der Raffinerie in Gurjew (Atyrau) begonnen, die zwei Jahre später in Betrieb ging und die Grundlage der kasachischen Ölverarbeitungsindustrie bildete. Zuvor wurde kasachisches Öl entweder per Pipeline nach Orsk oder von Gurjew per Tanker über die Wolga an Raffinerien im russischen Binnenraum befördert. Lieferungen konnten jedoch auch an Verarbeitungsanlagen auf der gegenüberliegenden Küste des Meeres (Machatschkala, Baku) erfolgen.²³

¹⁹ Nichtsdestotrotz unterstützte die UdSSR in Folge des Molotow-Ribbentrop-Paktes Deutschland im Zeitraum zwischen Januar 1940 und Juni 1941 mit Öllieferungen im Umfang von 16 Mio. Barrel. Vgl. Tugendhat, Christopher: *Oil, the Biggest Business*, New York: Putman, 1968, S. 115.

²⁰ Die Produktion in Baku musste aufgrund der erschwerten Transportbedingungen im Zuge der Kämpfe in der Wolga-Region und im nördlichen Kaukasus zurückgefahren werden. Der traditionelle Transport auf der Wolga kam wegen des deutschen Vorstoßes zum Stillstand und wurde durch eine neu gebaute Pipeline ersetzt.

²¹ In den Nachkriegsjahren bezeichneten sowjetische Offiziere die „defence citadel“ der UdSSR als Dreieck, das durch die Eckpunkte Moskau-Omsk-Baku gebildet wurde. Neben der Wolga-Ural-Region lagen auch die an Erdöl reichen Gebiete Kasachstans innerhalb des Dreiecks. Vgl. Hodgkins, Jordan A.: *Soviet Power: Energy Resources, Production and Potentials*, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1961, S. 106; Zur geopolitischen Motivation der sowjetischen Entscheidung zur Verlagerung der Ölproduktionsbasis siehe auch: Hooson, David: *A New Soviet Heartland?* Princeton: Van Nostrand, 1964 (z. B. S. 34). In der Nachkriegszeit wurde im Zusammenhang mit dem demografischen, industriellen, landwirtschaftlichen, ressourcenbasierten usw. Bedeutungszuwachs der Region zwischen Wolga und dem See Baikal und ihrer zunehmenden verkehrstechnischen Erschließung auch von der Formung eines neuen russischen Kernlandes – der sog. „Wolga-Baikal-Zone“ – gesprochen. In Anlehnung an H. Mackinder sahen darin einige Autoren eine enger definierte Heartland-Region. Vgl. Hooson, David, J. M.: *A New Soviet Heartland?* in: *The Geographical Journal*, Vol. 128, No. 1, March 1962, S. 19-29.

²² So wurden z. B. im Zeitraum 1941-42 die Vorkommen Narmondanak, Bekbike und Gholdybai erschlossen. Weitere kommerzielle Vorkommen wurden in Munaily und Kulsary entdeckt. 1943 wurde das Feld South Koshkar und im Jahr 1944 das Feld Tentensor entdeckt. Jedoch wurden zu dieser Zeit nur 38 der etwa 400 bekannten perspektivischen Strukturen durch Explorationsbohrungen untersucht.

²³ Die kasachische Produktion betrug im Verlauf der Kriegsjahre durchschnittlich etwa 800.000 t/Jahr (16.000 b/d). Russische Raffinerien, in denen kasachisches Öl verarbeitet werden konnte, lagen z. B. in Saratow, Gorki oder Jaroslawl. Die Raffinerie in Atyrau sollte auch Öl aus Baku verarbeiten. Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D. C.: V. H. Winston & Sons, 1979, S.

2.3 Die kasachische Erdölindustrie in der Nachkriegszeit

Im Jahr 1945 kam es zur Neuorganisation der kasachischen Erdölindustrie. Alle bestehenden Unternehmen und Institutionen, die auf dem Gebiet der Unionsrepublik in Exploration, Produktion und Verarbeitung von Erdöl eingebunden waren, wurden in Kazakhstanneft zusammengeschlossen.²⁴ Neue Technologien und eine Veränderung der Explorationsstrategie²⁵ führten in der Folgezeit zur Entdeckung und Erschließung zahlreicher kleinerer Felder, welche die kasachische Produktionskapazität in den kommenden zehn Jahren etwa verdoppelten (Tabelle 2) und zu einer Vervielfachung der nachgewiesenen Reserven führten.²⁶ Neben traditionellen Gebieten (Emba und Aktjubinsk) wurde ab Mitte der 1950er Jahre auch mit der systematischen Erforschung der Mangyschlak-Halbinsel (Region Mangistau) begonnen. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen von Kazakhstanneft im Jahr 1957 die Division Mangyschlakneftegasrazvedka gegründet. Die zunehmende Bedeutung der Erdölindustrie führte bereits ein Jahr zuvor zur Gründung des eigenständigen Ministeriums für Geologie der Kasachischen SSR. Trotz mehrerer neuer Funde in den Regionen Aktjubinsk²⁷ und Emba²⁸ wurde die Position der bedeutendsten kasachischen Erdölprovinz seit den 1960er Jahren gerade durch die Halbinsel Mangyschlak beansprucht. Im Jahr 1961 wurden hier die Felder Uzen und Zhetybay entdeckt, welche die nachgewiesenen Reserven der Unionsrepublik schlagartig um ein Zwanzigfaches ansteigen ließen.²⁹ Erste Produktionsvorhersagen rechneten mit einer deutlichen Steigerung der kasachischen Ölgewinnung, sodass diese zum Ende des kommenden Fünfjahresplanes (1965-1970) 15 Mt/Jahr (300.000 b/d) erreichen und im Verlauf des darauffolgenden Planungszeitraums auf 30 Mt/Jahr (600.000 b/d) wachsen sollte.³⁰ Somit sollte auch ein Beitrag zur Erfüllung der strategischen Vorstellungen des Kremls geleistet werden. In der Planungszentrale war man zu dieser Zeit nämlich auf der Suche nach neuen Produktionsgebieten, die die wachsende Konzentration der sowjetischen Erdöl-

54, 64; Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 331.

²⁴ Hierbei handelte es sich z. B. um Kazakhstanneftestroi, Kazakhstannefterazvedka, Aktyubnefterazvedka, Abteilung für Kasachstan im staatlichen geophysischen Trust. Vgl. KazMunaiGas: *Industry History, Establishment Stage*, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

²⁵ Zuvor konzentrierten sich die Explorationsarbeiten auf die Umgebung bestehender Material- und Technologiestandorte, später wurden auch aussichtsreiche entfernt liegende Regionen berücksichtigt.

²⁶ 1947 wurde das Feld South Toles, 1948 das Feld Karaton, 1951 die Felder Karsak und Terenezek, 1956 das Feld Taghigali, 1957 das Feld Karaarna und 1958 das Feld Toles entdeckt. Vgl. ebenda.

²⁷ Im Zeitraum 1959-1960 wurden in der Aktjubinsk-Region u. a. die Ölfelder Kenkiyak, Zhanazhol, Prorva, Kumssai, Kokzhide, Mortyk und die Gasfelder Bostagaiskoye und Kyzylloiskoye entdeckt. Die Untersuchung von Sedimenten unterhalb der Salzschieben ermöglichte zudem den Zugang zu tieferliegenden Kohlenwasserstoff führenden Schichten auf bereits bekannten Vorkommen. Vgl. ebenda.

²⁸ Im Jahr 1962 wurden die Felder Martyshi und South-West Kamysht, im Jahr 1964 Ghanatalap und im Jahr 1969 Gran und Oktyabrskoye entdeckt. Vgl. ebenda.

²⁹ Vor allem das Feld Uzen war hier von besonderer Bedeutung. Seine geologischen Reserven betragen 1,13 Mrd. Tonnen (7,3 Mrd. Barrel), wovon etwa 496 Mt als förderbar galten. Zhetybay besaß geologische Reserven von etwa 285 Mt (2,1 Mrd. Barrel). Optimistische Schätzungen sowjetischer Geologen über die Ressourcen beider Felder lagen dabei noch kurz nach deren Entdeckung in Größenordnungen, welche denen einiger Riesenvorkommen in der Wolga-Ural und der westsibirischen Region entsprachen (z. B. das 1948 entdeckte Feld Romashkino besaß geologische Reserven von 16-17 Mrd. Barrel). Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D. C.: V. H. Winston & Sons, 1979, S. 50-56.

³⁰ Dem Plan zufolge sollten 1970 nahezu 83 Prozent der kasachischen Produktion von den Mangyschlak-Vorkommen stammen, in der Folgezeit sollte der Anteil sogar auf 90 Prozent steigen. Vgl. ebenda.

förderung auf die Wolga-Urals-Region verringern und gleichzeitig möglichst nahe an bereits aufgebauten Verarbeitungszentren liegen sollten.³¹

2.3.1 Das Uzen-Feld – Kasachstans Aufstieg zur sowjetischen Erdölrepublik

Zur kommerziellen Erschließung der neu entdeckten Vorkommen auf der Halbinsel Mangyschlak wurde im Januar 1964 das Subunternehmen Mangyshlakneft gegründet. Darüber hinaus wurden in der Region in der Folgezeit weitere Explorationsarbeiten realisiert, die zu mehreren aussichtsreichen Funden führten.³² Erst der Beginn der Ölgewinnung auf Mangyschlak ließ Kasachstan in die Liga der bedeutenden ölfördernden Republiken der UdSSR aufsteigen (Tabelle 2) und führte aufgrund von Skaleneffekten letztendlich auch zur deutlichen Senkung der durchschnittlichen lokalen Produktionskosten, die jedoch weiterhin über dem Gesamtdurchschnitt der Union blieben.³³ Die mit den neuen Funden einhergehenden Hoffnungen waren enorm. Anfänglich gingen einige optimistische Schätzungen sogar von der Möglichkeit zukünftiger Produktionssteigerungen allein auf der Halbinsel auf 100 Mt/Jahr (2 mb/d) aus. Jedoch führten die unzureichende infrastrukturelle Anbindung der entlegenen Region, vor allem aber technische Probleme und extremes Missmanagement auf Seiten von Kazachstanneft bei der Entwicklung des Uzen-Feldes dazu, dass die geförderten Volumina nicht einmal die Vorgaben der Fünfjahrespläne erreichen konnten. Die Erfahrungen mit der Erschließung des Vorkommens wurden in westlichen Publikationen in der Folgezeit oft als Paradebeispiele für negative Auswirkungen des Strebens nach einer kurzfristigen Maximierung der Fördererträge auf die Gesamtausbeute eines Feldes zitiert.³⁴ Beginnend mit einer Förderung von 335.000 t im ersten Produktions-

³¹ 1960 produzierte die UdSSR 148 Mt, wovon 104,3 Mt aus der Wolga-Ural-Region stammten. Zu dieser Zeit war das Potenzial der westsibirischen Region noch nicht gänzlich bekannt bzw. erschlossen. Vgl. ebenda.

³² Bis 1970 wurden z. B. die Felder Tenge, Tabolat, Karanmandymas, Eastern Zhetybay entdeckt. Zu Beginn der 1970er Jahren wurden die verhältnismäßig großen Vorkommen Karazhambas, North Buzachi, Kalamkas und Ghalgiztobe nachgewiesen. Zu den in den 1970er Jahren in der Mangistau-Region und der kaspischen Senke entdeckten kleineren Feldern zählen Kansu, Karakuduk, South Alamurnyn, Rakushechnoye, Bekturly, Kenbai, Oraskazgan, Kisimbai, Rovnoe u. a. Vgl. KazMunaiGas: Industry History, Establishment Stage, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

³³ Lagen diese in Kasachstan im Jahr 1950 bei 11,21 Rubel/t, 1960 bei 8,84 Rubel/t, 1965 bei 8,97 Rubel/t, sanken sie im Jahr 1970 auf 5,32 Rubel/t. Im Vergleich dazu lagen die durchschnittlichen Förderkosten für die gesamte UdSSR 1950 bei 6,24, 1960 bei 3,30, 1965 bei 2,99 und 1970 bei 4,29 Rubel/t. Die Kosten in Aserbaidschan betragen 1950 6,85, 1960 7,17, 1965 7,56 und 1970 sogar 10,72 Rubel/t. Vgl. Campbell, Robert W.: Trends in the Soviet Oil and Gas Industry, Baltimore: The John Hopkins University Press, 1976, S. 34, 103.

³⁴ Unter anderem wurde in den ersten Jahren kaltes Meerwasser in die Bohrlöcher injiziert, wodurch man die Ausbeutungsrate erhöhen wollte. Dies verursachte jedoch einerseits das Erstarren des hochparaffinhaltigen Öls im Reservoir und in den Bohrlöchern, andererseits führte es zur Korrosion an der Ausrüstung. Mindestens 90 der 210 Bohrlöcher wurden verstopft und die Produktion sank erheblich. Spätere Untersuchungen ergaben, dass nur zehn Bohrlöcher ordnungsgemäß fertiggestellt wurden. Begleitgas wurde in den ersten drei Produktionsjahren gänzlich abgefackelt (bis zu 0,237 Mrd. m³/Jahr), ohne es einzufangen und zu reinjizieren. Erst 1969 wurden erste Experimente mit der Gasinjizieren durchgeführt, wobei das System erst 1975 fertiggestellt wurde. 1968 mussten 93 Bohrlöcher aufgrund geringen Druckes oder fehlenden Anschlusses an die Stromversorgung geschlossen werden. Erst im Jahr 1970 wurde eine Anlage zur Entsalzung und Erhitzung von Meerwasser installiert, das über ein 90 km langes Aquädukt vom Kaspischen Meer zum Feld befördert wurde. Die Energie hierzu wurde durch ein eigens für diese Zwecke in Schewtschenko/Aktau errichtetes Kernkraftwerk geliefert. Das warme Wasser sollte das Öl erneut verflüssigen. Die langsame Implementierung von Entscheidungen führte jedoch dazu, dass auch noch sechs Jahre später nur etwa 10-15 Prozent des in das Reservoir gepressten Wassers erhitzt waren. Die in dieser Zeit in der Lagerstätte aufgebaute Paraffinmenge war bereits so groß, dass ein beträchtlicher Teil der Reserven gänzlich verloren ging. Anfang der 1980er Jahre bemühten sich die Sowjets sogar um den Erwerb von Gasinjizierungsanlagen aus den USA oder Japan, sie konnten jedoch diese Pläne wahrscheinlich aufgrund fehlender Devisen nicht umsetzen. Vgl. Jensen, Robert G./Shabad, Theodore/Wright,

jahr (1965) stieg die Ölgewinnung in der Mangyschlak-Region auf 10,4 Mt im Jahr 1970 und 20,1 Mt im Jahr 1975,³⁵ wobei der vorgesehene Plan mit 26,5 Mt rechnete.³⁶ Im selben Jahr wurde mit 23,9 Mt (480.000 b/d) auch der vorläufige gesamtkasachische Produktionshöhepunkt erreicht.³⁷ In den nachfolgenden Jahren verzeichnete die Förderrate der Mangyschlak-Region aufgrund der Misstände auf dem Uzen-Feld einen deutlichen Rückgang.³⁸ Ähnlich negative Auswirkungen auf den gesamtkasachischen Ölausstoß konnten nur dank der Erschließung neuer Vorkommen in den Regionen Aktjubinsk und Emba verhindert werden, welche die Einbußen jedoch nicht gänzlich kompensierten.³⁹

Tabelle 2: Ölproduktion ausgewählter Sowjetrepubliken (in Mt)

	1930	1937	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990
Aserbaidshan	10,6	21,4	22,2	11,5	14,8	15,3	17,8	21,5	20,2	17,2	14,7	13,1	12,5
Kasachstan	0,35	0,49	0,70	0,79	1,06	1,4	1,6	2,0	13,2	23,9	18,7	22,8	25,8
Russland	7,4	5,7	7,0	5,7	18,2	49,3	118,8	199,9	285	411	546,7	542,3	516,2
Ukraine	-	-	0,35	0,25	0,29	0,53	2,2	7,6	13,9	12,8	7,5	5,8	5,3
Usbekistan	0,05	0,39	0,12	0,48	1,3	1,0	1,6	1,8	1,8	1,4	1,3	2,0	2,8
Turkmenistan	0,01	0,45	0,59	0,63	2,0	3,1	5,3	9,6	14,5	15,6	8,0	6,0	5,6
Weißrussland	-	-	-	-	-	-	-	0,04	4,2	8,0	2,6	2,0	2,1
UdSSR	18,5	28,5	31,1	19,4	37,9	70,8	147,8	242,9	353	490,8	603,2	595,3	570,8
Netto-Export	4,71	1,93	0	-0,54	-0,04	2,33	16,63	43,4	63,5	89,6	115,5	104,6	-

Quellen: Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: The Soviet Energy System: Resource Use and Policies, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 46-47, 66; Ebel, Robert E.: Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc, New York: Praeger Publishers, 1970; Campbell, Robert W.: Trends in the Soviet Oil and Gas Industry, Baltimore: The John Hopkins University Press, 1976, S. 100; Gustafson, Thane: Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 122; Sagers, Matthew J.: Review of the Energy Industries in the Former USSR in 1991, in: Post-Soviet Geography, Vol. 33, No. 4, 1992, S. 237-268, S. 241; International Energy Agency, IEA Oil Information Statistics, OECD iLibrary.

Die massive, wenn auch hinter den Plänen liegende Produktionszunahme in Kasachstan verlangte nach einem infrastrukturellen Anschluss an entsprechende Verarbeitungsanlagen oder Exportleitungen. In den ersten Jahren wurde die Produktion der Mangyschlak-Vorkommen per Eisenbahn nach Russland befördert, wobei Teile davon in der lokalen Raffinerie in Gurjew verarbeitet wurden. Im Jahr 1966 erfolgte der Bau einer Pipeline, welche die Felder Uzen und Zhetybay mit dem Hafen Schewtschenko verband. Von dort konnte der Weitertransport mit Kähnen nach Baku, Machatschkala oder Wolgograd erfolgen. Nach zwei Jahren Bauzeit wurde 1969 der erste Strang der unterirdisch verlegten Uzen-Gurjew-Leitung (700 km) in Betrieb genommen. Ein Jahr später wurde auch die Verlängerung bis zu dem etwa 1.600 Kilometer entfernten Raffinerie-Komplex in Kuibyschew (Samara)

Arthur W.: Soviet natural resources in the world economy. Chicago: The University of Chicago Press, 1983, S. 322; Wilson, David: Soviet Oil & Gas to 1990, London: The Economist Intelligence Unit, 1980, S. 98; CIA: Uzen Oilfield: A Case Study of Soviet Mismanagement, CIA Research Paper, 1982; Gumpel, Werner: Energiepolitik in der Sowjetunion, Köln: Verlag Wissenschaft und Politik, 1970, S. 78-79, 190, 207-209.

³⁵ Etwa 16 Mt kamen vom Uzen-Feld – Peak Produktion von 340 000 b/d, etwa 4 Mt von Zhetybay.

³⁶ Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: The Soviet Energy System: Resource Use and Policies, Washington D. C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 55; Elliot, Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 104-105; Gumpel, Werner: Energy Policy Of The Soviet Union, Stanford: Hoover Institution Press, 1979, S. 6.

³⁷ Vgl. Dorian, James P./Zhansaitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia; in: Energy Policy Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 687.

³⁸ Im Jahr 1976 sank die Produktion auf 19,3 Mt, im Jahr 1977 auf 17 Mt und im Jahr 1978 auf 15 Mt.

³⁹ Dort wurden 1967-1968 die Ölfelder Kenkiyak, Kokghide, Mortyk und Kumsai in Betrieb genommen. Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: The Soviet Energy System: Resource Use and Policies, Washington D. C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 55.

eröffnet. Hier wurde das Rohöl aus Mangyschlak mit leichteren Ölsorten vermischt, teils um es vor Ort zu raffinieren, teils um den Weitertransport, inklusive Export über die Druzhba-Pipeline, zu ermöglichen. Der hohe Paraffingehalt (bis zu 30 Prozent) im Öl der neu erschlossenen kasachischen Vorkommen, der bereits bei Temperaturen um 30-32°C zum Gerinnen des Rohstoffs führte, erforderte für die Beförderung besondere technische Lösungen. Das Öl musste daher während des Pipelinetransportes nach Samara durch „Erhitzer“ ständig auf einer Temperatur von etwa 60-65°C gehalten werden (sog. „heiße Pipeline“). Nach der Erschließung zusätzlicher Vorkommen in der im Nordwesten Kasachstans liegenden Aktjubinsk-Region (Kenkiyak-Feld) in der zweiten Hälfte der 1960er Jahre wurden diese im Jahr 1968 mittels einer 411 km langen Leitung mit der russischen Raffinerie Orsk verbunden (Kenkiyak-Orsk-Pipeline).⁴⁰ Wegen des kontinuierlichen Anstiegs der Produktion auf dem Uzen-Feld sowie technischer Probleme am bestehenden Leitungsstrang, der stark korrodierte und unter dem Transport des erhitzten Öls litt, wurde im Jahr 1975 ein zweiter Strang der Uzen-Gurjew-Pipeline eröffnet. Die Verlängerung nach Kuibyschew konnte mit Verspätungen gegenüber dem ursprünglichen Plan erst 1979 abgeschlossen werden. Nach seiner endgültigen Fertigstellung besaß das 1.232 km lange Uzen-Gurjew-Kuibyschew (Uzen-Atyrau-Samara) - System auf dem ersten Streckenabschnitt eine Transportkapazität von bis zu 25 Mt/Jahr, zwischen Gurjew und Samara konnten etwa 10,5 Mt/Jahr befördert werden. In der Zwischenzeit (1974) wurde der Knotenpunkt Kuibyschew durch eine fast 1.500 km lange Leitung mit dem Schwarzmeerhafen Noworossiysk verbunden, von wo das angelieferte Öl aus den Regionen Wolga-Ural, Westsibirien und Mangyschlak per Tanker auf internationale Märkte exportiert wurde. Durch Abzweigungen in den nordkaukasischen Raum ermöglichte die Leitung jedoch auch die Versorgung von Raffinerien in Südrussland oder Grosny.⁴¹

2.3.2 Die Ausweitung der Reservenbasis – Kasachstan erhält einen Platz auf der Weltölkarte

Parallel zu den erwähnten infrastrukturellen Maßnahmen erfolgten in Kasachstan weitere Erkundungsarbeiten in bereits bekannten Bassins sowie neuen Gebieten. Anfang der 1970er Jahre führten diese im Süden der Republik zur Entdeckung des Chu-Sarysu-Gasbassins.⁴² Die dort liegenden Felder enthielten im Vergleich zu turkmenischen und usbekischen Vorkommen jedoch relativ geringe Gasreserven, was sie für Moskau unattraktiv machte. Sie wurden auch nicht für die Versorgung des kasachischen Binnenmarktes genutzt. Dieser war infrastrukturell in zwei getrennte Segmente geteilt, wobei das westliche sowohl an die einheimischen Vorkommen als auch das russische Netz angeschlossen war und zum Teil Produktionsüberschüsse in Richtung Norden exportierte (aber gleichzeitig auch

⁴⁰ Im Jahr 1986 wurde sie durch einen zweiten Strang ergänzt. Die Leitungen ermöglichten auch Lieferungen an die russischen Raffinerien in Salawat und Ufa, wo das in Orsk vorverarbeitete Öl weiter raffiniert wurde. Die Pipeline wurde als Sammelsystem konstruiert. Zum Beispiel wurde die Produktion aus dem Feld Zhanazhol mittels einer 56 km langen Leitung eingespeist. In Bestamak wurde wiederum eine Eisenbahnverladungsanlage installiert, wo Öl von weiteren Vorkommen angeliefert wurde. Die Kapazität der Kenkiyak-Orsk-Leitung wird mit 130.000 b/d (6,5 Mt/Jahr) angegeben. Vgl. KazMunaiGas: Industry History, The stage of the formation of geological prospecting industry, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

⁴¹ Zum Beispiel wurde 1977 die Grosny-Rostow-Leitung gebaut, die die Kuibyschew-Noworossiysk-Pipeline in Tichorezk kreuzt. Vgl. Elliot, Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 118; Wilson, David: Soviet Oil & Gas to 1990, London: The Economist Intelligence Unit, 1980, S. 34; Ebel, Robert E.: Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 336; Hutchison, David I.: Central Asian FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: Oil & Gas Journal, S. 27, 3.9.1998.

⁴² Enthält die Felder Amangeldy, Airakty, Anabai, Kumyrlı, Ortalyk, Pridorodnoye, Usharal-Kempirtobe, usw. Vgl. KazMunaiGas: Industry History, The stage of the formation of geological prospecting industry, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

Gas aus Russland importierte), das südliche dagegen gänzlich auf Lieferungen aus den zentralasiatischen Nachbarrepubliken angewiesen blieb. Nach der Auflösung der UdSSR wurden von Kasachstan die zuvor etablierten Versorgungsbeziehungen beibehalten, jedoch verliefen diese in der Folgezeit keinesfalls störungsfrei. Insbesondere in den bevölkerungsreichen südlichen Regionen des Landes wurden in den Wintermonaten wiederholt Unterbrechungen der Lieferungen aus Usbekistan verzeichnet, da das Land in der kalten Jahreszeit nicht genügend Gas für den Bedarf der eigenen Bevölkerung und den Export produzieren konnte. Vor diesem Hintergrund gewannen die kleinen einheimischen Gasfelder aus Gründen der Versorgungssicherheit für die kasachische Führung enorme Bedeutung.⁴³ Die geografische Lage der Vorkommen im Chu-Sarysu-Bassin, nahe den großen südlichen Industriezentren, prädestiniert sie zur Versorgung des lokalen Marktes.⁴⁴

Explorationsarbeiten mit neuen Technologien in den südlichen und zentralen Gebieten Kasachstans im Verlauf der 1970er und 1980er Jahre bestätigten auch die Präsenz von Kohlenwasserstoffvorkommen im Südturgai-Bassin (Abbildung 6). Das bedeutendste von diesen ist das 1984 entdeckte Kumkol-Öl- und -Gasfeld.⁴⁵ Die entscheidenden Funde, die Kasachstan in der Folgezeit das Interesse großer multinationaler Ölkonzerne einbrachten und nicht zuletzt auch die Zukunft des Landes als wichtiger Ölproduzent vorbestimmten, lagen jedoch erneut in den westlichen Regionen. Der technologische Fortschritt, der eine bessere Erkundung und Erschließung von Sedimentschichten in großen Tiefen und sogar unter starken Salzschieben ermöglichte, führte im Jahr 1979 in Karachaganak, unweit der russischen Grenze, zur Entdeckung eines der weltweit größten Gaskondensat-Felder⁴⁶. Die Testförderung wurde im Jahr 1984 aufgenommen, wobei die Verarbeitung nicht in Kasachstan, sondern auf der russischen Seite in Orenburg erfolgte. Das Kondensat wurde dort mittels eines 150 km langen Leitungssystems befördert, das ein Jahr später in Betrieb genommen wurde.⁴⁷ Im Jahr 1979 wurde in der Nähe der Küste des Kaspischen Meeres auch das Tengiz-Ölfeld gefunden, das unter den zehn größten Ölvorkommen der Welt rangiert.⁴⁸ Das onshore liegende Reserven- und Ressourcenpotenzial der Republik wurde durch die Erkundungsarbeiten der 1970er bis 1980er Jahre deutlich erweitert, sodass die förderbare Ölmenge im Jahr 1991 nach internationalen Standards etwa 1,6-2,1 Gt

⁴³ Wegen des beträchtlichen Anstiegs bekannter kasachischer Gasreserven verabschiedete das Kabinett der KazSSR im Oktober 1991 das Dekret Nr. 601 „On Kazakh state gas production, transport and processing of natural gas and gas condensate“, das die Entwicklung der lokalen Gasindustrie forcieren sollte. Hierzu wurde das staatliche Unternehmen Kazakhgas gegründet, das später zu einer Holding umgewandelt wurde, in der mehr als zehn Aktiengesellschaften integriert waren (die größten waren Karachaganakgasprom und Batyrstrangas). Vgl. KazMunaiGas: Industry History, The stage of the formation of geological prospecting industry, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

⁴⁴ Aus diesem Grund wurde die Erschließung des Feldes Amangeldy (48-50 Mrd.m³) beschlossen. Vgl. ebenda.

⁴⁵ Weitere kleinere Öl- und Gasfelder in dem Bassin sind: Maibulak, Akshabulak, South Kumkol, Aryskum, Konys, South Konys, North-West Konys, Kyzylkiya, Nuraly, Aksai, Akshabulak, Bektas u. a. Vgl. ebenda.

⁴⁶ Kondensat stellt eine flüssige Gasform (auch Flüssiggas oder Natural Gas Liquids/NGL bezeichnet) dar, die von ihren physikalischen Eigenschaften leichter als Öl ist (die Grenze zwischen Öl und Kondensat wird von der BGR mit 7,98 Barrel pro Tonne, bzw. einem API von 45° angegeben), jedoch grundsätzlich in Pipelines zusammen mit Öl befördert werden kann. Vgl. Cramer, Bernhard/Andruleit, Harald et al.: Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009, S. 19.

⁴⁷ Es handelt sich um drei Pipelines mit einer Gesamtkapazität von etwa 5 Mt/Jahr (100.000 b/d). Das instabile Kondensat wurde in Orenburg stabilisiert und in den Raffinerien Ufa oder Salawat weiter verarbeitet. Darüber hinaus wurden zwei Gaspipelines gebaut, die saures Gas vom Feld zur Veredlung nach Orenburg brachten.

⁴⁸ Neben Tengiz wurde auch sein Satellitenfeld Korolev entdeckt. Zu weiteren wichtigen Funden zählen die Felder Alibekmola, Urikhtau Kozhassai, Sineilnikovskoye und die Entdeckung von Subsalt-Schichten auf den bereits bekannten Vorkommen Kenkiyak und Zhanazhol. In der nördlichen kaspischen Senke wurden mehrere kleinere Lagerstätten (Teplov, Tokarev, Chinarev, Kamen, Dariya usw.) gefunden. Vgl. ebenda.

(12-15 Mrd. Barrel) betrug.⁴⁹ Darüber hinaus deuteten in den 1980er Jahren durchgeführte sowjetische Untersuchungen der kaspischen Offshore-Gebiete auf die Präsenz zahlreicher Strukturen hin, von denen einige ähnliche Größen wie Tengiz besitzen sollten. Absehbare technische Herausforderungen bei der Erschließung dieser Vorkommen führten jedoch dazu, dass die Behörden einer genaueren Erkundung vorerst abgeneigt waren. Die knappen finanziellen Ressourcen sollten vorerst für die weitere Ausbeutung der bereits erschlossenen Regionen genutzt werden, wobei der nordkaspische Raum als „Kronjuwel“ bzw. „strategische Reserve“ betrachtet wurde, die zusammen mit der Barents- und Karasee die Basis für die (zukünftige) vierte Generation der sowjetischen Ölindustrie bilden sollte.⁵⁰ Schätzungen vom Anfang der 1990er Jahre zufolge sollten dabei allein vor der kasachischen Küste förderbare Reserven zwischen 40 und 100 Mrd. Barrel (5,5-13,5 Gt) lagern.⁵¹ Mit der gründlichen Untersuchung der Offshore-Gebiete wurde erst nach dem Zerfall der UdSSR begonnen. Hierzu wurde im Jahr 1993 von Kasachstan ein internationales Konsortium gegründet, dessen Mitglieder im Gegenzug Rechte für die Erschließung ausgewählter Blöcke erhielten.⁵² Dies führte schließlich zur Entdeckung des Kashagan-Feldes (2000), des größten bekannten Vorkommens außerhalb der Persischen Golf - Region. Ungeachtet dessen sollten bereits die vor der Erkundung der Küstengewässer bekannten Felder zu einem massiven Förderanstieg im Land führen.⁵³ Internationale Schätzungen aus dem Zeitraum unmittelbar vor bzw. nach dem Erlangen der kasachischen Unabhängigkeit sprachen von einem Anstieg der Produktion auf den bekannten Onshore-Vorkommen auf 52 Mt im Jahr 2000 und 67 Mt im Jahr 2010. Das von der kasachischen Regierung im Jahr 1992 verabschiedete Programm zur Steigerung der Ölgewinnung rechnete für das Jahr 2010 sogar mit einer Förderung von 75 Mt. Der Produktionsbeginn in Offshore-Gebieten, der eine weitere beträchtliche Steigerung der Förderraten nach sich ziehen sollte, wurde zu diesem Zeitpunkt zum Anfang des neuen Jahrhunderts erwartet. Nur ein Jahr später sprach Nasarbajew daher bereits von einer erwarteten Produktionsrate von 1,65 mb/d (82,5 Mt/Jahr) im Jahr 2005.⁵⁴

⁴⁹ Die kasachische Regierung sprach 1992 sogar davon, dass die 160 bereits bekannten Felder Reserven von insgesamt 6,2 Gt (45,5 Mrd. Barrel) enthalten. Vgl. The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D. C.: The World Bank, 1993, S. 108; Sagers, Matthew J.: Long-term plans for oil and gas sector in Kazakhstan, in: International Geology Review, Vol. 35, No. 4, 1993, S. 398-399.

⁵⁰ Als „erste Generation“ wird die Erschließung der Vorkommen im Nordkaukasus betrachtet (Baku, Grosny), als „zweite“ die Wolga-Ural-Region und als „dritte“ die westsibirischen Lagerstätten. Die „vierte Generation“ sollte laut Plänen möglicherweise zum Ende der 1990er Jahre in Anspruch genommen werden. Vgl. Gustafson, Thane: Crisis amid Plenty: The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 64; Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, John Hopkins University, 2008, S. 13, 116.

⁵¹ Vgl. Dorian, James P./ Zhanseitov, Shakarim F./ Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: Energy Policy Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 690.

⁵² Der Vertrag über die Gründung des Konsortiums wurde im Dezember 1993 mit Shell, Mobil, Total, Agip, BG und BP/Statoil geschlossen, wobei die kasachische Seite durch Kazakhstankaspiyshelf vertreten war. Nach dem Abschluss der Erkundungsarbeiten im Jahr 1996 wurde im Folgejahr das OKIOC-Konsortium (Offshore Kazakhstan International Operating Company) gegründet. Vgl. KazMunaiGas: Industry History, The stage of the formation of geological prospecting industry, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 22.2.2012); Gustafson, Thane: Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 215 u. 224.

⁵³ Zum Zeitpunkt der Unabhängigkeitserklärung waren insgesamt 153 Vorkommen bekannt, davon 80 Erdölfelder, 24 Erdöl-Gas-Felder, 21 Erdöl-Gaskondensat-Felder, fünf Gaskondensat-Felder und 19 Gasfelder.

⁵⁴ Schätzungen zum Binnenverbrauch gingen von einem deutlichen Anstieg aus. Wurden 1992 noch etwa 16,9 Mt verbraucht, sollten im Jahr 2000 bereits 37,8 Mt und im Jahr 2010 41,5 Mt verbraucht werden. Die Pläne sahen aber auch vor, dass die kasachische Erdölverarbeitungsindustrie einen beträchtlichen Teil ihrer Erzeug-

Der nach dem Jahr 1975 im Zuge der Schwierigkeiten auf dem Uzen-Feld eingesetzte Produktionsrückgang konnte im Verlauf der 1980er Jahre durch die Erschließung mehrerer kleinerer und mittelgroßer Vorkommen in den traditionellen westkasachischen Förderregionen umgekehrt werden. Im letzten Jahr des Bestehens der Sowjetunion konnte somit zusammen mit der Aufnahme der Ölförderung auf dem Tengiz-Feld (April 1991) auch ein erneuter vorläufiger Produktionshöhepunkt gefeiert werden (26,6 Mt).⁵⁵ Die Kasachische SSR stellte somit den zweitgrößten Rohölproduzent innerhalb der UdSSR dar, obwohl ihr Anteil an der Gesamtförderung mit etwa 6,2 Prozent deutlich hinter der Russischen SSR (88 Prozent) zurück blieb. Trotz Anstiegs der Ölgewinnung seit dem Jahr 1980 litt der kasachische Ölsektor unter fehlenden Investitionen und einer mangelnden technologischen Ausstattung. Vor allem die neu entdeckten Vorkommen, die in großen Tiefen lagen, sich durch enormen Druck und hohe Temperaturen auszeichneten und einen hohen Schwefel- und Merkaptan-Gehalt aufwiesen, konnten durch die vorhandene sowjetische Technik nicht erschlossen werden.⁵⁶ Ein ehemaliger sowjetischer Ölminister bemerkte hierzu skeptisch: „*exploration and production equipment stood frozen in time, with few technological advances after the 1960s.*“⁵⁷ Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund sah man sich bereits vor dem Zusammenbruch der UdSSR zu Verhandlungen mit westlichen Unternehmen über die Beteiligung an der Entwicklung von Erdölfeldern gezwungen. In diesem Zusammenhang nahmen die Gespräche mit Chevron über das Tengiz-Feld, dem größten Ölfund seit der Entdeckung von Prudhoe Bay in Alaska im Jahr 1968, eine zentrale Stellung ein.⁵⁸ Aber

nisse exportieren wird. Vgl. Dorian, James P./Zhansaitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: *Energy Policy*, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 687, 690, 696; Sagers, Matthew J.: Long-term plans for oil and gas sector in Kazakhstan, in: *International Geology Review*, Vol. 35, No. 4, 1993, S. 398-399; United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 5.

⁵⁵ Die entscheidenden Produktionszuwächse kamen von den drei Feldern Karazhambas, North Buzachi und Kalamkas, die auf der Mangyschlag-Halbinsel liegen. Dort wurden u. a. auch die Vorkommen Tasbulat, Zapadnaya Tenga, Dunga, Yuzhnyi Zhetybay und Rakushechnoe erschlossen. In der Emba-Region wurden z. B. die Strukturen Zarubune, Severo-Zhaldybay, Tartai entdeckt. In der Aktjubinsk-Region begann die Produktion auf Zhanazhol, Oktyabrskoye usw. Vgl. Wilson, David: *Soviet Energy to 2000*, Special Report No. 231, London: The Economist Intelligence Unit, 1986, S. 46-52.

⁵⁶ Die im Jahr 1982 aufgenommenen sowjetischen Maßnahmen zur Erschließung des Tengiz-Feldes führten zu einer riesigen Umweltkatastrophe und verdeutlichten gleichzeitig die Rückständigkeit der eingesetzten Förder-technik. Am 24.6.1985 verloren Ölarbeiter wegen des hohen Drucks die Kontrolle über eines der Bohrlöcher. Dies führte zum Austritt eines 200 m hohen Öl-Strahls mit giftigem Gas, der anschließend in Brand gesetzt werden musste, um das Gas in weniger gefährliches Sulfurdioxid zu verwandeln. Geschätzte 34 Mio. Barrel Öl gingen verloren, bevor das Bohrloch nach etwa 400 Tagen unter Kontrolle gebracht werden konnte. Bereits vor der Explosion war man sich der mit dem hohen Schwefelgehalt verbundenen technischen Herausforderungen bewusst. Die sowjetische Führung bemühte sich daher um die Einbeziehung westlicher Unternehmen. Im Jahr 1983 nahmen Konzerne aus Frankreich (Technip, Lurgi-France), der BRD (Mannesmann), Kanada (Partec Lavallin), Japan (Marubeni, Chiyoda) und USA (Fluor) an einer Ausschreibung über die Beteiligung an der ersten Tengiz-Entwicklungsphase (Öl 3 Mt/Jahr; Gas 2 Mrd. m³/Jahr) mit dem geplanten Produktionsbeginn im Jahr 1988 teil. Als Ergebnis wurde im Jahr 1985 ein Abkommen mit einem Konsortium bestehend aus Lurgi, Lavallin und Litwin über den Bau einer Entschwefelungsanlage unterzeichnet (Wert 1,3 Mrd. Franc). Vgl. ebenda, S. 47; *Western Firms Seek Pact To Develop USSR Heavy-Oil Field*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 61, No. 82, S. 2, 28.4.1983.

⁵⁷ Zit. in: LeVine, Steve: *The Oil and the Glory. The Pursuit of Empire and Fortune on the Caspian Sea*, New York: Random House, 2007, S. 92.

⁵⁸ Chevron zeigte spätestens seit dem Jahr 1987 Interesse an Vorkommen in der UdSSR und entsandte dorthin auch seine Spezialisten. Der Einstieg des Konzerns in den sowjetischen Ölsektor sollte im Rahmen der von J. Giffen (Präsident des US-USSR Trade and Economic Councils) entwickelten Idee des sog. American Trade Consortiums (ATC) erfolgen. Das ATC-Konzept bestand in der Bündelung unterschiedlicher amerikanischer Un-

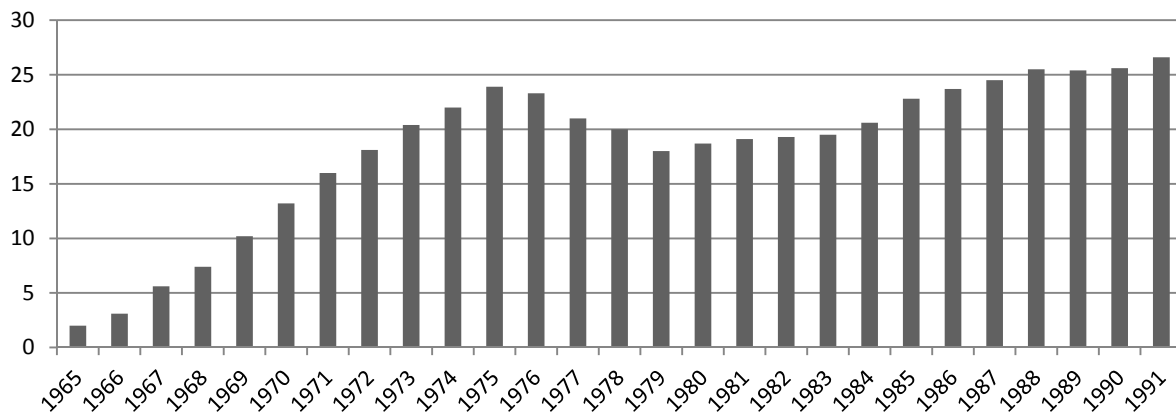
auch die Infrastruktur auf älteren Vorkommen verlangte nach massiven Investitionen und neuen Technologien, denn nur so konnte aufgrund des natürlichen Produktionsrückgangs zumindest die Aufrechterhaltung ihrer Förderraten garantiert werden. Etwa 10 Prozent der kasachischen Bohrlöcher waren im Jahr 1992 erschöpft und eine beträchtliche Zahl war aufgrund schlechter Wartung bzw. fehlender Ausstattung außer Betrieb. Der Krieg zwischen Armenien und Aserbaidschan erschwerte die Lage Anfang der 1990er Jahre zusätzlich, da Aserbaidschan in einigen Bereichen bis zu 80 Prozent der Ausrüstungsteile für die Ölindustrie der Sowjetunion lieferte.⁵⁹ Die Einbindung westlicher Unternehmen war von der kasachischen Führung im Zuge des Erlangens der staatlichen Unabhängigkeit aber nicht nur wegen mangelnder heimischer oder russischer finanzieller und technologischer Kapazitäten anvisiert. Sie galt gleichzeitig als integraler Bestandteil der pragmatischen Außenpolitik, die die duale Herausforderung durch den Staatsaufbau und die wirtschaftliche Modernisierung begleiten sollte. Die Anwesenheit westlicher Ölkonzerne wurde von der Führung des Landes als außenpolitisch stabilisierender Faktor angesehen, denn man erhoffte sich von ihr implizit die Unter-

ternehmen (Ford - stieg später aus, Eastman Kodak, RJR Nabisco, Johnson & Johnson, Archer-Daniels-Midland, Mercator, Chevron), die Investitionen in verschiedenen Bereichen der sowjetischen Wirtschaft tätigen wollten. Chevron weigerte sich zwar anfänglich, über Mittelsmänner zu verhandeln, das Unternehmen ließ sich jedoch von den guten persönlichen Beziehungen Giffens zur sowjetischen Führung überzeugen (Giffen war am ATC über seine Handelsbank Mercator beteiligt, die relativ hohe Vermittlungsgebühren verlangte). Eine der wichtigsten Bedingungen der US-Unternehmen bei der Zusammenarbeit mit der UdSSR war die freie Konvertibilität der Rubel-Gewinne in USD. Die ATC-Idee bestand darin, dass am Konsortium auch ein Ölunternehmen teilnehmen sollte. Die Dollar-Erlöse aus dem Öllexport sollten zwischen Chevron und einem russischen Partnerunternehmen aufgeteilt werden. Dieses sollte einerseits den Hartwährungsbedarf für die Investitionen in weiteren Projekten decken, andererseits sollte somit in einer Art Währungsbörse auch die Repatriierung der Profite anderer ATC-Partner ermöglicht werden. Um die Investitionen in einer politisch riskanten Umgebung rechtfertigen zu können, verlangte Chevron nach einem Super-Giant-Feld (mindestens 5 Mrd. Barrel förderbare Reserven). Schnell wurde man dabei auf Tengiz und die kaspischen Offshore-Gebiete aufmerksam, wohingegen die Sowjets zuerst ein Vorkommen in der nordrussischen Timan-Pechora Provinz vorschlugen. Der US-Konzern lehnte jedoch dieses Angebot ab. Daraufhin wurde Chevron im Jahr 1988 das Vorkommen Korolev angeboten (ein Satellitenfeld von Tengiz, etwa 1/6 seiner Größe). Zu seiner Erschließung sollte ein gemeinsames Unternehmen („Sovschovoil“) gegründet werden. Im Januar 1990 wies Giffen in einem Brief Gorbatschow darauf hin, dass das Korolev-Feld zu klein wäre, um die Finanzierung der geplanten ATC-Projekte und die Repatriierung ihrer Gewinne zu erlauben. Er schlug vor, das Chevron-Geschäft auszuweiten, sodass es auch kaspische Offshore-Gebiete oder Tengiz beinhalten würde. Auch Vertreter von Chevron äußerten sich ganz klar, dass sie Korolev alleine als unattraktiv ansahen. Falls der Konzern nicht auch Rechte entweder für Tengiz oder die Offshore-Gebiete erhalten sollte, wollte man sich aus ATC gänzlich zurückziehen. Der neue Präsident von Chevron Overseas, R. Matzke, äußerte sich bei seinem ersten Treffen mit den Sowjets nach seiner Amtsübernahme im Jahr 1990 deutlich: „*Keep the off-shore. Give us Tengiz.*“ Gorbatschow akzeptierte das Argument von Giffen. Mit Chevron wurde kurz darauf (2. Juni 1990) ein Protokoll unterschrieben, das dem Unternehmen Exklusivrechte zu Verhandlungen über Tengiz verlieh. Die Gespräche wurden bis Juli 1991 unter der Leitung des sowjetischen Ministeriums für Erdöl und Erdgas geführt, wobei in diese auch kasachische Vertreter einbezogen wurden. Im Zuge des Zusammenbruchs der UdSSR kam es in der Folgezeit zur Aufgabe der ATC-Idee. Chevron löste daraufhin auch seinen Beratungsvertrag mit Giffen auf. Der Konzern blieb jedoch weiterhin verpflichtet, Giffen eine Vermittlungsgebühr zu zahlen (7,5 Cent für jedes Barrel Öl, das es von Tengiz zukünftig vermarktet würde). Vgl. ebenda, S. 82-102; Wallace, Charles P.: 7 Firms Negotiate for Soviet Trade: Consortium Holds Exploratory Talks on Joint Ventures, in: Los Angeles Times, 14.4.1988; Deutsch, Claudia H.: Taking a Team Approach to Soviet Trade, in: The New York Times, S. 4, 31.7.1988; Kraar, Louis/Deutschman, Alan: Top U.S. Companies Move Into Russia In a novel consortium, oil exports by Chevron can pay profits earned by Kodak. The corporations are betting that Gorbatschow's reform will succeed – eventually, in: Fortune Magazine, 31.7.1989; Nasarbajew, Nursultan: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 85-86.

⁵⁹ Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 18, 30.

stützung durch deren Heimatregierungen.⁶⁰ Somit konnte das politische Gewicht des Herkunftslandes eines Unternehmens durchaus auch eine Rolle bei der endgültigen Entscheidung bezüglich der Vergabe von Großprojekten spielen.⁶¹

Abbildung 1: Entwicklung der Ölförderung in der Kasachischen SSR im Zeitraum 1965-1991 (in Mt)



Quellen: Russell, Jeremy: Energy as a foreign factor in Soviet foreign policy, Westmead: Saxon House, 1976, S. 43; Campbell, Robert W.: Trends in the Soviet Oil and Gas Industry, Baltimore: The John Hopkins University Press, 1976, S. 32-33; Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: The Soviet Energy System: Resource Use and Policies, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 46; Gustafson, Thane: Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 122; Odling-Smee, John/Ishan, Kapur et al.: Kazakhstan: IMF Economic Review 1993, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1993, S. 89.

2.4 Der kasachische Ölsektor als Bestandteil der gesamtsowjetischen Ölindustrie

Historisch betrachtet spielte die Eisenbahn bei der Rohölbeförderung in der UdSSR lange eine entscheidende Rolle, wobei sie in Russland (aber auch Kasachstan) auch heute noch den Transport im Ölproduktbereich dominiert. Solange die sowjetischen Hauptproduktionszentren im kaukasischen Raum konzentriert waren und die transportierten Volumina verhältnismäßig gering blieben, konnten Investitionen in den Ausbau eines ausgedehnten Leitungsnetzes vermieden werden. Pipelines erfordern zwar hohe Anfangskapitalkosten, sie stellen jedoch aufgrund der verhältnismäßig geringen Betriebs- und Wartungskosten grundsätzlich das kosteneffizienteste Mittel für den landgebundenen Transport großer Ölvolumina dar. Dieser Effekt wird durch die Erhöhung des Pipelinedurchmessers weiter verstärkt.⁶² Der erhebliche sowjetische Produktionsanstieg in den Nachkriegsjahren ging mit einer Schwerpunktverlagerung der Fördergebiete vom Kaukasus in die Wolga-Ural-Region einher und wurde durch einen wesentlichen Ausbau der Raffineriekapazitäten begleitet, die gleichzeitig weiter entfernt von den neuen Lagerstätten und näher an den großen Verbraucherzentren situiert waren. Dies führte zwangsläufig auch zu einem kontinuierlichen Ausbau des Binnenerdölpipelinetzes.⁶³

⁶⁰ Vgl. Hansen, Sander: Pipeline Politics; The struggle for control of the Eurasian energy resources, Clingendael International Energy Programme, The Hague: The Clingendael Institute, 2003, S. 55.

⁶¹ Vgl. BP Interested in Tenghiz, in: Chemical Week, 25.7.1990, S. 44.

⁶² Vgl. Congress of the United States Office of Technology Assessment: Technology & Soviet Energy Availability, Washington D. C. 1982, S. 55.

⁶³ Die sowjetische Strategie sah zuerst die Konzentration der Raffinerien in den Produktionsgebieten vor. Nach dem Anstieg der Förderung Anfang der 1950er Jahre kam es daher zuerst zum Ausbau der Verarbeitungskapazitäten in diesen Regionen (z. B. Ufa, Salawat, Kuibyschew, Perm). Mit zunehmendem Zuwachs der Förderraten erkannte man jedoch, dass es effizienter war, Raffinerien in der Nähe der Absatzmärkte zu bauen und diese per Pipeline mit den Lagerstätten zu verbinden. Vor diesem Hintergrund begann 1957 der Bau der transsibirischen

Tabelle 3: Rohöltransportmittel in der UdSSR

	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Pipelinelänge (1.000 km)	3,2	-	3,9	7,4	13,0	22,1	30,7	46,1
Transport per Pipeline	6,8	4,0	12,6	45,3	115	205	315	458
Transport per Eisenbahn	5,3	-	14,1	15,6	36	50	59,3	58,3
Flusstanker	0,6	-	-	2,7	2,1	2,2	-	-
Seetanker (Binnenhandel)	3,0	-	6,8	9,4	11,6	-	-	-

Quelle: Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 62.

Die zunehmende Entfernung zwischen den Verarbeitungszentren und den Lagerstätten wurde durch die kontinuierliche geografische Verlagerung der Fördergebiete in nordöstliche Richtung weiter vergrößert, was insbesondere mit der wachsenden Rolle Westsibiriens für die sowjetische Ölgewinnung im Verlauf der 1970er Jahre einherging (Abbildung 2). Entscheidungen über die Gestaltung des Binnenpipelinennetzes der UdSSR, die Lokalisierung der einzelnen Raffineriestandorte und ihre Versorgungsbasen wurden dabei nicht auf der Grundlage einzelner territorialer Einheiten getroffen. Sie wurden ungeachtet der administrativen Grenzverläufe vielmehr als Bestandteil eines einheitlichen Systems geplant.⁶⁴ Wie zuvor beschrieben, dienten somit kasachische Vorkommen bereits zu einem frühen Zeitpunkt der Versorgung von Raffinerien in Russland oder auch im kaukasischen Raum, die zum Teil auf die besonderen Eigenschaften dieser Ölsorten ausgerichtet wurden (Orsk). Zu diesem Zweck wurden Pipelines aufgebaut, die Gurjew (Atyrau) mit Orsk oder dem Knotenpunkt Kuibyschew (Samara) verbanden. Nur ein geringer Anteil der zunehmend steigenden lokalen Produktion wurde in der im Verlauf der 1960er und 1980er Jahre kontinuierlich ausgebauten, jedoch weiterhin verhältnismäßig kleinen Raffinerie in Gurjew verarbeitet. „Irrationale Ölbewegungen“, verursacht durch verpasste Zeitvorgaben sowie fehlerhafte oder politisch beabsichtigte Planungsvorgaben, stellten in diesem Austauschsystem keinesfalls Ausnahmen dar.⁶⁵ Die während der Sowjetzeit geschaffene Infrastruktur führte somit an einigen Stellen zur Entstehung von Verbindungen zwischen einzelnen Unionsrepubliken, die ökonomisch ineffizient waren und eher beschäftigungs-, entwicklungs- und nicht zuletzt, ähnlich wie die absichtlich ethnische Siedlungsgebiete missachtende administrative Grenzziehung⁶⁶, machtpolitischen Zwecken dienten. Einige Autoren bezeichnen diese Strukturen auch als „planned loss-making enterprises“.⁶⁷ Interne Differenzen zwischen den einzelnen Unionsteilen über diese Praktiken stellten dabei keine Ausnahme dar. Kasachische Vertreter beschwerten sich lange Zeit über die Vernachlässigung beim Ausbau der Ölverarbeitungskapazitäten, der nicht in Einklang

Ölpipeline (3.682 km), die ab 1964 Tuimazy über Omsk mit Irkutsk verband. Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 62.

⁶⁴ Kasachisches Territorium wird daher im Norden sowohl von Öl- als auch Gaspipelines durchquert, die prinzipiell für die Versorgung russischer Gebiete aus russischen Lagerstätten dienen (z. B. die TON-2 Ölpipeline bzw. Taimys-Omsk-Novosibirsk; die Orenburg-Novoposkov-Gaspipeline).

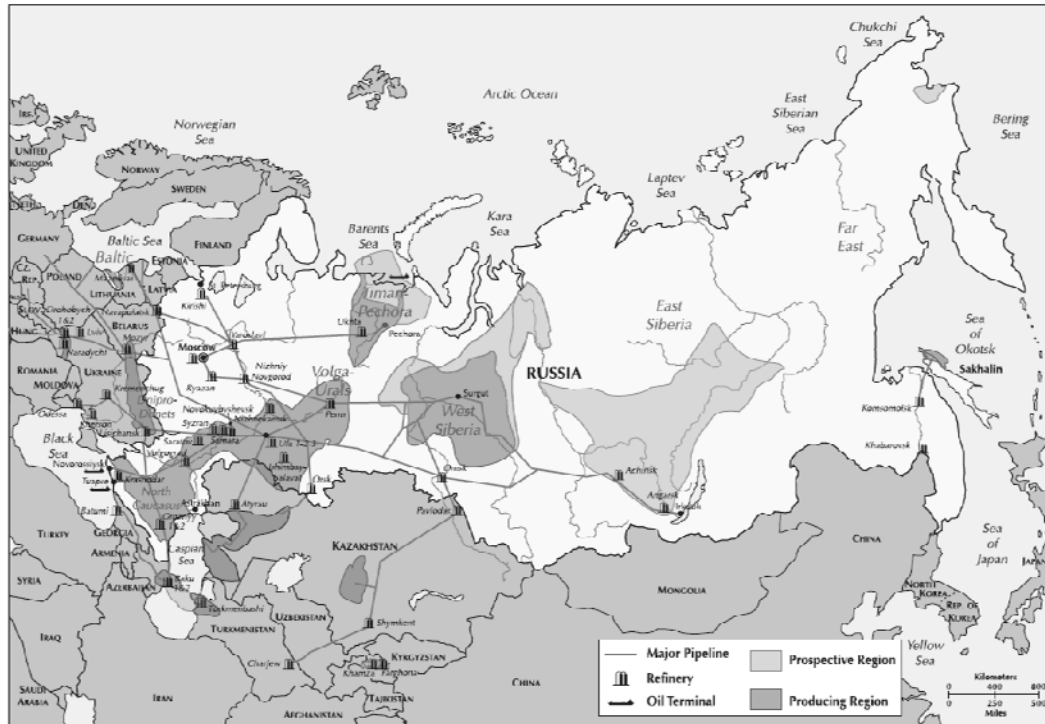
⁶⁵ Artikel in der sowjetischen Presse aus dem Jahr 1968 beschreiben, dass die Raffinerie in Gurjew nicht auf die Verarbeitung lokaler Ölsorten mit höherer Viskosität ausgelegt war und daher Öl aus dem Wolga-Gebiet einführen musste. Im Gegenzug wurde kasachisches Öl teilweise in die Regionen Ural und Zentrum ausgeführt. Durch die Erweiterung der Raffinerie in Gurjew, die ohne Abstimmung hinsichtlich des Kapazitätsausbaus der Raffinerie in Orsk durchgeführt wurde, kam es in der Folgezeit zur weiteren Forcierung dieser Missstände. Vgl. Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 321-322.

⁶⁶ Vgl. Farrant, Amanda: *Mission impossible: the politico-geographical engineering of Soviet Central Asia's republican boundaries*, in: *Central Asia Survey*, Vol. 25, No. 1-2, March-June 2006, S. 61-74, hier S. 65-66.

⁶⁷ Vgl. Paramonov, Vladimir/Strokov, Aleksey: *Russia and Central Asia: Current and Future Economic Relations*, Central Asian Series 06/31(E), Defence Academy of the United Kingdom, 2006, S. 1.

mit der Entwicklung der lokalen Ölgewinnung vorangetrieben wurde. Beispielsweise wurden im Jahr 1968 lediglich 14 Prozent des kasachischen Bedarfs durch die einzige Raffinerie in Gurjew gestellt. Bemängelt wurde dabei vor allem, dass die heimische Produktion stattdessen in weit entfernten und zur Russischen SSR gehörenden Standorten verarbeitet wurde.⁶⁸

Abbildung 2: Sowjetisches Erdölpfipelinennetz



Quelle: Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 11; eigene Bearbeitung.

Die kontinuierliche geografische Verlagerung des sowjetischen Produktionsschwerpunktes hatte auch Auswirkungen auf die Planung kasachischer Raffineriestandorte bzw. ihrer Versorgungsbasis. Im Zuge dieser Entwicklung wurden mit erheblicher Verzögerung gegenüber den ursprünglichen Vorgaben die Raffinerien Pawlodar (1978) und Schymkent (1985) errichtet. Sie wurden jedoch nicht an die westkasachischen Vorkommen, sondern aufgrund der geografischen Nähe an den Knotenpunkt Omsk angebunden, wohin Pipelines von den west- und ostsibirischen Lagerstätten führten (Abbildung 2).⁶⁹ Die Raffinerien wurden im nördlichen und südlichen Industriegebiet Kasachstans situiert und übernahmen die bis dahin per Eisenbahn aus Russland erfolgende lokale Versorgung mit Ölerzeugnissen. Im Zuge der späteren Erschließung der Kumkol-Vorkommen in Zentralkasachstan (1991)⁷⁰ wurde auch eine Pipelineanbindung (Kumkol-Karakoiyn-Pipeline⁷¹) an die Omsk-Pawlodar-

⁶⁸ Vgl. Gumpel, Werner: Energiepolitik in der Sowjetunion, Köln: Verlag Wissenschaft u. Politik, 1970, S. 20, 123.

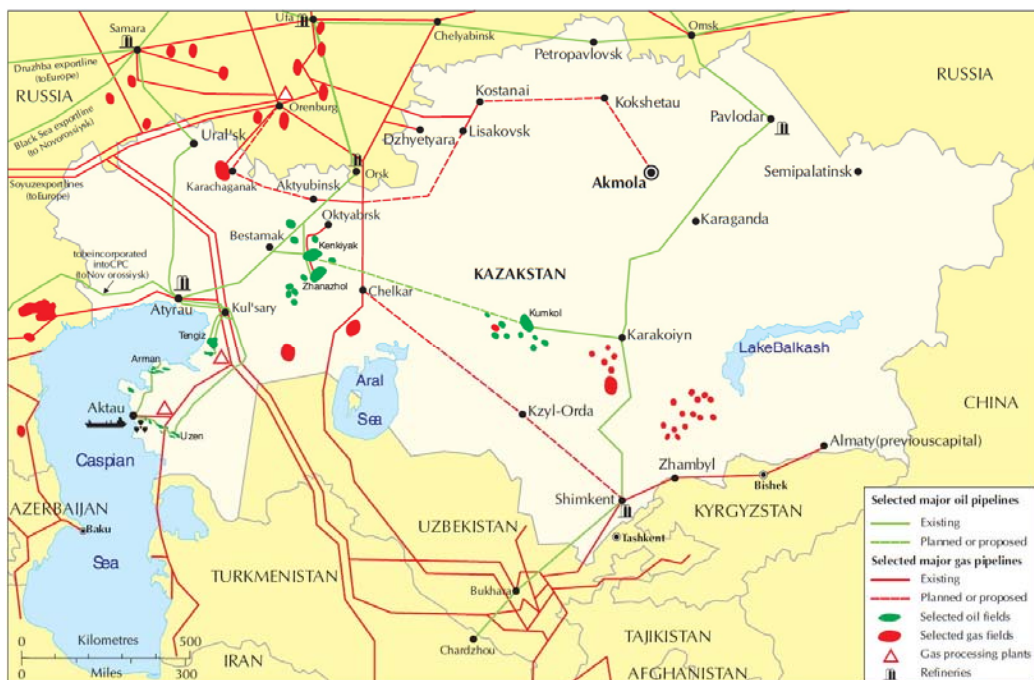
⁶⁹ Das Omsk-Pawlodar-Segment ist 450 km lang und wurde Ende 1977 abgeschlossen. Die Pipeline wurde in der Folgezeit weiter südlich nach Schymkent verlängert. Bis 1989 erfolgte eine weitere Verlängerung, die auch die Versorgung von Raffinerien in Usbekistan (Fergana) und Turkmenistan (Chardzhou) ermöglichen sollte. Der Abschnitt zwischen Omsk und Pawlodar besaß ursprünglich eine Kapazität von 42 Mt/Jahr (840.000 b/d), zwischen Pawlodar und Schymkent 22 Mt/Jahr (440.000 b/d) und zwischen Schymkent und Chardzhou 7 Mt/Jahr (140.000 b/d). Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: The Soviet Energy System: Resource Use and Policies, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 64-67; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 210.

⁷⁰ Vgl. Kumkol Oilfield in Kazakhstan Onstream, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 118, S. 2, 19.6.1991.

⁷¹ Fertiggestellt im Jahr 1990. Sie besteht aus zwei Strängen, deren Gesamtkapazität je nach Quelle entweder 13 Mt/Jahr bzw. 260.000 b/d oder 17,5 Mt/Jahr bzw. 350.000 b/d betrug. Vgl. Hutchison, David I.: Central Asian

Schymkent-Leitung geschaffen, die eine Teilversorgung der Raffinerie in Schymkent mit einheimischer Produktion ermöglichte (zu etwa 20 Prozent) und somit eine totale Abhängigkeit Südkasachstans von russischen Ölimporten verhinderte.⁷² Westkasachisches Öl wurde dagegen in der Zwischenzeit zunehmend auch für die Versorgung der Raffinerien in Baku eingesetzt, da diese wegen der Erschöpfung der aserbaidjanischen Onshore-Vorkommen nicht mehr aus lokaler Produktion ausgelastet werden konnten. Hierzu wurden die im Norden der Mangyschlak Halbinsel situierten Felder Karazhambas, North Buzachi und Kalamkas im Jahr 1979 mittels einer 202 km langen Leitung mit dem Hafen Schewtschenko (Aktau) verbunden, von wo per Tanker transkaspische Lieferungen nach Baku erfolgten. Teile ihrer Produktion wurden wiederum über ein bereits im Jahr 1969 fertiggestelltes Verbindungsglied in die Uzen-Gurjew-Kuibyschew (Uzen-Atyrau-Samara) - Pipeline eingespeist und nach Russland befördert (Abbildung 3).⁷³

Abbildung 3: Kasachisches Pipelinennetz und Projekte zur Steigerung der Versorgungssicherheit (Stand 1992)



Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 24; eigene Bearbeitung.

Ähnlich wie im Fall der Verarbeitung der Kondensat-Produktion von Karachaganak im russischen Orenburg rechneten die Planer in Moskau ebenfalls nicht mit der Raffination der künftigen Produktion des Tengiz-Feldes in Kasachstan, deren Höhepunkt mit bis zu 1 mb/d (50 Mt/Jahr)⁷⁴ erwartet wur-

FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: Oil & Gas Journal, S. 27, 3.9.1998; Wood MacKenzie Country Overview Kazakhstan 2009, Woodmac Live Site.

⁷² Die Raffinerie wurde so konzipiert, dass sie zu 80 Prozent auf westsibirisches Öl ausgelegt war.

⁷³ Die drei Felder wurden im Zeitraum von 1978 bis 1981 erschlossen. Aufgrund der Flutungsgefahr durch den schwankenden Meeresspiegel wurde Kalamkas durch einen 30 km langen Damm geschützt. Die Kalamkas-Aktau-Pipeline besaß eine Kapazität von 125.000 b/d, die Leitung zwischen Aktau und Uzen 115.000 b/d (142 km). Vgl. Wilson, David: Soviet Oil & Gas to 1990, London: The Economist Intelligence Unit, 1980, S. 17, 32.

⁷⁴ Sowjetische und kasachische Experten rechneten Anfang der 1990er Jahre mit größeren Ressourcen als es derzeit der Fall ist. Die geologischen Ressourcen wurden auf 29-34 Mrd. Barrel geschätzt, wovon elf möglicherweise sogar 15 Mrd. Barrel als förderbar angesehen wurden. Derzeit rechnet Chevron mit geologischen Ressourcen von 26 Mrd. Barrel (plus 1,5 Mrd. Barrel für das Satellit-Feld Korolev), wovon im Vertragszeitraum 6-9 Mrd. Barrel förderbar sind. Vgl. Tengizchevroil: About TCO, The TCO Field in: http://www.tengizchevroil.com/en/about/the_tco_field.asp (Zugriff 15.3.2012); Dorian, James P. et al.: The

de. Das bevorzugte Konzept sah auch nicht vor, dass Chevron, das mit dem Kreml seit Ende der 1980er Jahre kontinuierliche Gespräche über die Beteiligung an der Erschließung des Vorkommens führte, das geförderte Rohöl direkt zur Vermarktung erhält. Angedacht war, den Konzern stattdessen durch die Produktion anderer Lagerstätten zu kompensieren, die an bestimmten Exportterminals in korrespondierenden Mengen entgegengenommen werden sollte (sog. Swap). Das von Tengiz gewonnene Öl sollte dagegen innerhalb der UdSSR verbraucht werden. Hierzu wurde im Jahr 1988 mit dem Bau einer Leitung über Gurjew nach Astrachan begonnen, von wo das Öl weiter in die Raffinerie in Grosny transportieren werden sollte. Dieses Konzept befand sich jedoch im Widerspruch zu den zunehmend eigenständig formulierten kasachischen Interessen. Denn es war gerade das Streben nach größerer Kontrolle über die eigenen Bodenschätze, deren Produktion, Verarbeitung und nicht zuletzt auch internationale Vermarktung, was eine zentrale Rolle in den – insbesondere im Vergleich zum Baltikum – weiterhin sehr vorsichtigen und eingeschränkten emanzipatorischen Bemühungen der zentralasiatischen Republiken spielte.⁷⁵ Als Rohstofflieferanten der Union sahen Kasachstan und seine südlichen Nachbarn die einzige Möglichkeit für den Ausbau einer größeren wirtschaftlichen Autonomie in der direkten Beteiligung an Erträgen aus der Vermarktung ihrer Bodenschätze bzw. Agrarproduktion (Baumwolle), ohne die sie weiterhin in völliger Abhängigkeit von finanziellen Überweisungen aus Moskau bleiben würden. Jedoch betrachtete auch der Kreml gerade die riesigen Ressourcen seines Reiches als wichtigsten Baustein des gesamtsojjetischen wirtschaftlichen Reformprogrammes. Gorbatschow strebte das Anlocken großer ausländischer Investoren an, die Kapital und Technologie in die UdSSR bringen sollten, wobei Zentralasien im Rohstoffsektor über eine ganze Reihe attraktiver Investitionsmöglichkeiten verfügte. Somit überrascht es nicht, dass die Anliegen der Lokalvertreter bei den Zentralorganen anfänglich keinen Zuspruch fanden und die Investitionsstrategien vorerst weiterhin in Moskau ausgearbeitet und verabschiedet wurden. Die Konfrontation zwischen dem Kreml und den Republiken verschärfte sich jedoch im Zuge des allgemeinen politischen und wirtschaftlichen Niedergangs zunehmend und den lokalen Behörden gelang es im Verlauf des Jahres 1990 als Repräsentanten souveräner⁷⁶ – nicht unabhängiger – politischer Einheiten erstmalig auch in Verhandlungen mit ausländischen Unternehmen einzugreifen.⁷⁷ Die veränderten politischen Rahmenbedingungen führten schließlich dazu, dass die ursprünglichen Vorstellungen über die Verarbeitung der Tengiz-Produktion gänzlich fallen gelassen wurden. Nach dem Zerfall der UdSSR lag die von kasachischer Seite verfolgte Zielsetzung eindeutig in der Errichtung einer direkten Exportroute zur Küste eines offenen Meeres. Einige Segmente der in den letzten Monaten des Bestehens der Sowjetunion erbauten Tengiz-Astrachan-Pipeline wurden in der Folgezeit kurzfristig für Binnentransporte im umgekehrten Modus eingesetzt, die Infrastruktur blieb jedoch grundsätzlich bis zur Einbe-

Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: *Energy Policy*, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 686.

⁷⁵ Vgl. Cohen, Ariel: *Kazakhstan: The Road to Independence*. Energy Policy and the Birth of a Nation, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, John Hopkins University, 2008, S. 12.

⁷⁶ Kasachstan erklärte seine Souveränität als Republik innerhalb der UdSSR am 25.10.1990.

⁷⁷ Auch in den Verhandlungen über die Reform der UdSSR gelang es den Republiken, von Moskau Zugeständnisse bezüglich der Kontrolle über die Rohstoffeinnahmen zu erlangen. Der im Juni 1990 ausgearbeitete Entwurf des Unionsvertrages sah erstmalig vor, dass Teile der Hartwährungseinnahmen aus Energie- und Rohstoffexporten an die Haushalte der Republiken fließen würden. Vgl. Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States, Independence, Foreign Policy and Regional Security*, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 11-12.

ziehung in die Tengiz-Noworossijsk-Leitung⁷⁸, die im Jahr 2001 vom Caspian Pipeline Consortium fertiggestellt wurde, ungenutzt.

Tabelle 4: Technische Beschaffenheit kasachischer Raffinerien (1999; in Mt)⁷⁹

	Pawlodar	Schymkent	Atyrau/Gurjew
Inbetriebnahme	1978	1984	1945
Gesamtkapazität	7,5	7,5	5,2
Katalytisches Cracken	2,0	-	-
Katalytisches Reformieren	1,0	1,0	0,3
Hydroentschwefelung von Brennstoffen	2,6	2,6	-
Hydroentschwefelung für katalytisches Cracken	2,4	-	-
Vakuumdestillation	4,0	4,0	1,5
Koken	0,6	0,6	0,7
Kalzinierung	0,12	-	0,14
Bitumen-Erzeugung	0,5	-	-
Schwefelproduktion	0,02	0,005	-
Raffinerungsgrad, in %	80	68	56

Quelle: Traceca: Rehabilitation of Crude Oil and Oil Product Transportation Networks, Country Report Kazakhstan, Inogate, 1999, Appendix; Dorian, James P./Zhansaitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: Energy Policy, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 697; JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2010, Astana, 2011, S. 37-39.

Das in der Sowjetunion bestehende Austauschsystem führte dazu, dass Kasachstan einen Großteil (etwa 4/5) der eigenen Produktion exportieren sollte, jedoch für die Versorgung seiner Raffinerien auf beträchtliche Rohölimporte aus dem westsibirischen Teil Russlands angewiesen war.⁸⁰ Aufgrund der Beschaffenheit der Raffinerien, die überwiegend auf die primäre Ölverarbeitung ausgerichtet waren (ausgenommen Pawlodar; Tabelle 4), mussten darüber hinaus beträchtliche Mengen leichter Ölprodukte eingeführt werden (Tabelle 5).⁸¹ Dies erfolgte sowohl per Eisenbahn als auch über Produktpipelines, die die nördlichen Provinzen mit russischen Raffinerien verbanden.⁸² Die bestehende infrastrukturelle Verflechtung mit dem nördlichen Nachbarn machte Kasachstan nach dem Zerfall der

⁷⁸ Nur der Tengiz-Atyrau-Astrachan-Komsomolsk-Abschnitt wurde in die CPC-Pipeline eingegliedert.

⁷⁹ Zusätzlich befand sich im Land noch eine sog. Miniraffinerie in Karachaganak (14.000 b/d; 0,7 Mt/Jahr), die im Jahr 1998 gebaut wurde. Weitere Miniraffinerien in Petropawlowsk (10.000 b/d; 0,5 Mt/Jahr), Taras (200 b/d; 0,01 Mt/Jahr) und Ust-Kamenogorsk (10.000 b/d; 0,5 Mt/Jahr) waren in Planung.

⁸⁰ Im Jahr 1991 wurden 74 Prozent des in den kasachischen Raffinerien verarbeiteten Öls aus Russland eingeführt. Vgl. Kalyuzhnov, Andrei/Nanay, Julia: Caspian area refineries struggle to overcome Soviet legacy, in: Oil & Gas Journal, Special Report: Caspian Sea Activity, S. 62, 21.8.2000.

⁸¹ Zur Produktpalette der kasachischen Raffinerien siehe: Traceca: Rehabilitation of Crude Oil and Oil Product Transportation Networks, Country Report Kazakhstan, Inogate, 1999. Auch nach dem Zusammenbruch der UdSSR blieb Kasachstan, trotz kontinuierlicher Modernisierungen seiner Raffinerien, bei der Deckung der heimischen Nachfrage (insbesondere bei leichten Treibstoffen) auf Ölproduktimporte aus Russland angewiesen und sah sich auf seinem Markt teilweise mit Engpässen konfrontiert. Im Jahr 2009 verabschiedete die Regierung daher den „Comprehensive Plan of the Oil Refineries Development“ für den Zeitraum 2009-2015. Dieser sieht vor, dass die Binnennachfrage nach Ölprodukten im Jahr 2014 gänzlich durch einheimische Raffinerien gedeckt werden soll. Durch Ausbaumaßnahmen soll nicht nur die Verarbeitungskapazität, sondern auch der Raffinerungsgrad der Anlagen auf 90 Prozent gesteigert werden. Vgl. Editorial: Plans delayed, Ambitions not Forgotten, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/549.html> (Zugriff 2.3.2012).

⁸² Es handelte sich um zwei Importproduktpipelines. Die Omsk-Petropawlowsk-Kokchetav-Astana-Leitung mit einer Länge (in Kasachstan) von 540 km und einer Kapazität von 44.000 b/d (2,2 Mt/Jahr) und die Ufa-Tranvniki-Kustanai-Amankaragai-Leitung mit einer Länge von 215 km und einer Kapazität von 46.000 b/d (2,3 Mt/Jahr). Zusätzlich dazu besteht eine Exportproduktpipeline, die vom kasachischen Schymkent nach Taschkent in Usbekistan führt (112 km; 36.000 b/d bzw. 1,8 Mt/Jahr).

UdSSR somit (nicht nur) im Ölsektor zum Prototyp einer offenen Wirtschaft mit Ausrichtung auf Russland. „Kazakhstan is an archetypal open economy with the modification that its reference point is the Russian market rather than the world market.“⁸³ Die Abhängigkeit von russischen Ölimporten führte nach dem Zusammenbruch des gemeinsamen sowjetischen Binnenmarktes zu Bestrebungen der kasachischen Führung zur Verbesserung der nationalen Versorgungssicherheit.⁸⁴ Dieses Interesse wurde einerseits durch die Aufhebung der gemeinsamen Preisgestaltung bekräftigt, die zu Unterschieden (zuungunsten Kasachstans) zwischen kasachischen Rohölexporten nach Russland und russischen Rohölexporten nach Kasachstan führte. Darüber hinaus fanden die Lieferungen aus Russland auch nicht immer reibungslos statt und konnten jederzeit leicht für politische Zwecke instrumentalisiert werden. Nicht zuletzt sahen sich kasachische Raffinerien (insbesondere Pawlodar) auch einer zunehmenden Konkurrenz westsibirischer Verarbeitungsanlagen (Omsk) ausgesetzt, die auf den bereits durch den deutlichen Nachfragerückgang im Zuge des ökonomischen Transformationsprozesses geprägten kasachischen Markt eindringen.⁸⁵ Zum Schutz wirtschaftlicher und politischer Interessen des Landes wurde daher der Bau einer transkasachischen Pipeline angestrebt, welche die westlichen Fördergebiete mit den östlich liegenden Raffinerien verbinden und somit die nationale Selbstversorgung mit Öl garantieren sollte (Abbildung 3; dieser Prozess wird in Kapitel V untersucht).

Tabelle 5: Kasachische Ölbilanz laut IMF (1989-1992) und Weltbank (1990-92) (in Mt)

	1989	1990	1991	1992	1990	1991	1992
Rohölproduktion	25,4	25,6	26,6	26,0 ⁸⁶	25,6	26,6	25,7
Rohöl- und Produktimport gesamt	-	21,1	19,3	16,1	21,1	18,1	15,5
Rohölimport	14,9	13,0	12,5	12,0	13,0	11,2	11,3
Ölproduktimport gesamt	-	8,1	6,9	4,2	8,1	6,9	4,2
Benzin	-	2,2	1,7	1,1	2,2	1,7	1,0
Diesel	-	3,7	3,2	2,1	3,7	3,2	1,9
Heizöl	-	1,7	1,6	0,9	1,7	1,6	1,2
Kerosin und andere Produkte	-	0,5	0,3	0,0	0,5	0,4	0,2

⁸³ The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D.C.: The World Bank, 1993, S. 115.

⁸⁴ In der Fachliteratur kann eine Vielzahl unterschiedlich akzentuierter Definitionen des Konzeptes der Versorgungssicherheit („security of supply“) angetroffen werden. Darüber hinaus wird Versorgungssicherheit von vielen Autoren synonymisch zum Begriff bzw. Konzept der Energiesicherheit („energy security“) verwendet. In den letzten beiden Jahrzehnten ist dabei aufgrund des zunehmenden Bewusstseins über umweltpolitische Auswirkungen des Energieverbrauchs eine konzeptionelle Ausweitung des Begriffes der Energiesicherheit zu beobachten, sodass dieser aufgrund seiner Breite mittlerweile als eigenständige Kategorie wahrgenommen werden muss. In der vorliegenden Arbeit wird Versorgungssicherheit (bzw. Energieversorgungssicherheit) in Anlehnung an die Definition der IEA als „adequate, affordable and reliable supplies of energy“ verstanden. Demgegenüber wird Energiesicherheit im Sinne der Definition der Vereinten Nationen als „availability of energy at all times in various forms, in sufficient quantities, and at affordable prices, without unacceptable or irreversible impact on the environment“ verstanden. Im Unterschied zum Konzept der Versorgungssicherheit ist in diesem auch der Aspekt der Umweltverträglichkeit bzw. Nachhaltigkeit eingeschlossen. Versorgungssicherheit kann somit als Unterkategorie bzw. Teilbereich der Energiesicherheit wahrgenommen werden. Ihre Hauptaspekte sind die Verlässlichkeit bzw. Kontinuität („reliability“) der Lieferungen, die preisliche Angemessenheit bzw. Erschwinglichkeit („affordability“) der Energieträger und deren Verfügbarkeit in ausreichenden Mengen und Formen („adequacy“). Vgl. Goldemberg, José/Johansson, Thomas B. et al.: World Energy Assessment: Overview 2004 Update, New York: UNDP, 2004, S. 42; IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 559.

⁸⁵ Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass potenzielle russische Öllieferanten an kasachische Raffinerien zugleich Eigentümer sibirischer Raffinerien waren und somit Anreize zur Bevorteilung eigener Werke besaßen.

⁸⁶ Schätzungen von PlanEcon, CIA und Weltbank, die sich alle auf Angaben kasachischer Behörden berufen, schwanken zwischen 27,831 Mt (553.000 b/d) und 25,6 Mt (509.000 b/d). Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, 1994, S. 4.

Raffinerungsverluste	-	1,6	1,6	1,5	2,8	2,7	2,3
Binnenverbrauch	-	19,5	18,3	15,5	19,6	18,3	15,6
Rohöl- und Produktexport gesamt	-	25,6	26,0	25,1	24,3	23,6	23,2
Rohölexport (Brutto)	19,7	20,4	20,8	20,3	20,4	20,7	16,2
UdSSR/GUS	19,2	19,9	20,3	14,8	20,4	20,7	16,2
Andere Länder	0,5	0,5	0,5	5,5 ⁸⁷	0,0	0,0	6,0
Ölproduktexport	-	3,9	2,9	1,1	3,9	2,9	1,1
Benzin	-	1,3	0,9	0,5	1,3	0,9	-
Diesel	-	1,1	1,1	0,6	1,1	1,1	-
Heizöl	-	1,5	0,9	0,8	1,5	0,9	-
Kerosin und andere Produkte	-	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	-
Unspezifische Ölproduktexporte	-	1,2	2,3	2,9	-	-	-
Netto Rohöl- und Produktexport	-	3,2	5,5	7,8	3,2	5,5	7,8
Rohölexport (Netto)	4,8	7,4	8,3	8,3	7,4	9,5	10,9
UdSSR/GUS	4,3	6,9	7,8	2,8	7,4	9,5	4,9
Andere Länder	0,5	0,5	0,5	5,5	0,0	0,0	6,0
Ölprodukte	-	-2,9	-2,6	0,7	-4,2	-4,0	-3,3

Quelle: Odling-Smee, John/Ishan, Kapur et al.: Kazakhstan: IMF Economic Review 1993, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1993, S. 89; The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D.C.: The World Bank, 1993, S. 110.

2.5 Die Ölexportinfrastruktur der UdSSR

2.5.1 Das Druzhba-Pipelinesystem

Ähnlich wie bei der Binnenversorgung griff die UdSSR auch beim Export ihrer Ölproduktion aufgrund verhältnismäßig geringer Volumen (Tabelle 2) lange primär auf die Eisenbahn zurück, die das Öl entweder direkt an Abnehmer im Ausland oder in Kombination mit lokalen Pipeline-segmenten zu den Exportterminals am Schwarzen Meer beförderte.⁸⁸ Die stetig steigenden Volumina und die wachsende Entfernung der Lagerstätten zu potenziellen Absatzmärkten bzw. Exportterminals verlangten jedoch auch hier nach der Entwicklung von Lösungen, welche die verhältnismäßig hohen Frachtkosten senken und die benötigten Transportkapazitäten sichern würden. Es waren letztendlich mehrere Faktoren, die die Rahmenbedingungen für die Entscheidung zugunsten des Baus eines großen sowjetischen Pipelinesystems wie auch seiner endgültigen konzeptionellen Ausgestaltung legten. Hierzu gehörte neben der steigenden Nachfrage nach Öl in den osteuropäischen Sattellitenstaaten (insbesondere DDR und Tschechoslowakei), die nicht mehr durch die rumänische Ölproduktion abgedeckt werden konnte⁸⁹, auch der Bedarf der ständig wachsenden sowjetischen Raffinerie- und Chemieindustrie, die aus den neu erschlossenen Vorkommen der Wolga-Ural-Region versorgt werden sollte. Darüber hinaus wollte Moskau auch infrastrukturelle Voraussetzungen für eine Steigerung der Ölexporte auf die westlichen Hartwährungsmärkte schaffen, wo dringend benötigte Deviseneinnahmen erzielt werden sollten. Der Leitung sollte somit neben der Exportfunktion auch eine ent-

⁸⁷ Schätzungen bewegen sich zwischen 4,9 Mt (97.500 b/d) und 6,484 Mt (129.000 b/d). Vgl. ebenda, S. 27.

⁸⁸ Nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges blieb die UdSSR bis 1950 ein Nettorohölimporteur, obwohl auch in dieser Zeit durchaus Ölexporte stattfanden (diese schwankten im Zeitraum 1946-1950 zwischen 0,5 und 2,3 Mt). Noch während des Zarenregimes wurden Pipelineanbindungen zwischen den Produktionszentren in Baku und dem Hafen Batumi in Georgien verlegt. Hier wurde 1906 eine 883 km lange Kerosinleitung und ab 1930 auch eine 823 km lange Erdölleitung gebaut. 1912 wurde der Hafen Tuapse über Jekaterinburg mit Shirvanskaya verbunden (223 km). 1928 wurde eine Leitung zwischen Grosny und Tuapse errichtet (618 km). Vgl. Elliot, Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 72-73.

⁸⁹ Rumänien war das einzige Land Osteuropas, das über größere Ölvorkommen verfügte und Erdöl exportierte.

scheidende Rolle bei der Versorgung des sowjetischen Binnenmarktes zukommen. Zur Realisierung dieser Ziele wurde die Druzhba-Pipeline („Freundschaft“) konzipiert. Die entsprechenden Abkommen über die Schaffung des Transportsystems wurden von der UdSSR mit der DDR, Polen, der Tschechoslowakei und Ungarn im Dezember 1958 geschlossen. Neben der enormen Bedeutung für die wirtschaftliche Entwicklung Osteuropas hatte die Leitung aus Moskauer Sicht jedoch auch eine wichtige politische Funktion, denn die infrastrukturelle Integration ermöglichte auch eine bessere Instrumentalisierung der Energie(abhängigkeits)beziehungen und konnte somit zur Steigerung der Loyalität beitragen. Der geopolitische und geoökonomische⁹⁰ Hintergedanke des Infrastrukturausbaus spiegelte

⁹⁰ Der geoökonomische Ansatz wurde erstmalig von E. N. Luttwak in dem im Jahr 1990 erschienenen Artikel *From Geopolitics to Geo-Economics* formuliert und bot eine auf modifizierten neorealistischen Prämissen basierte Weiterentwicklung der geopolitischen Sichtweise. Er ist als Reaktion auf die reduktionistische und nach dem Ende des Kalten Krieges zunehmend unzureichende Erklärungskraft der internationalen Praxis durch klassische geopolitische sowie neorealistische Thesen zu verstehen, die durch eine auf die militärische Sphäre und somit offene Gewaltausübung fokussierte Sicht zwischenstaatlicher Konkurrenz geprägt sind. In Luttwaks Verständnis bleiben Staaten zwar weiterhin als zentrale Akteure des internationalen Systems bestehen, jedoch verläuft der Wettbewerb zwischen modernen Industrienationen auf dem „*Hauptschauplatz des Weltgeschehens*“ nicht mehr in militärischen Kategorien zum Zwecke räumlicher Eroberungen, sondern wird in die ökonomische Dimension verlagert und als Kampf um Marktanteile bzw. wirtschaftliche Einflussphären geführt. (Er gibt jedoch zu, dass in einigen „*bedauernswerten Regionen*“ wie dem Nahen Osten, Balkan usw., die jedoch nur als „*Nebenschauplätze der Weltgeschichte*“ gelten, weiterhin territoriale Konflikte nach alten Mustern verlaufen.) Als Geoökonomie bezeichnet er demnach verschiedene Formen staatlichen Eingreifens in wirtschaftliche Aktivitäten bzw. den Wettbewerb der Unternehmen (z. B. durch Steuer- oder Creditsubventionen, Handelsbarrieren, Forschungsförderung, Währungs- und Geldpolitik, Staatskredite) mit dem Ziel, eine „*erstrebenswerte Rolle innerhalb der Weltwirtschaft zu behaupten oder erobern*.“ Luttwak erklärt den Hintergrund dieser Konfrontationsform durch den neorealistisch verankerten Verweis auf systemimmanente Zwänge. „*Grundsätzlich aber werden Staaten nach geo-ökonomischen Prinzipien handeln, weil es in der Natur der Sache liegt: Staaten sind territorial definierte Entitäten, die in Konkurrenz miteinander auf der Weltbühne agieren*.“ Es ist somit der anarchische Charakter (d. h. Fehlen einer übergeordneten Instanz mit Gewaltmonopol) der internationalen Struktur, der zur Entstehung eines durch staatliche Egoismen geprägten Selbsthilfesystems führt, in dem jeder Akteur zur Wahrung seiner Interessen zum Ausüben eigener Machtpolitik gezwungen ist. Da diese zwischen Industriestaaten nicht zuletzt aufgrund der unzumutbaren Zerstörungskraft moderner Waffen eine ökonomische Ausprägung hat, ist Geoökonomie folglich als Fortsetzung „*[of the] logic of conflict in the grammar of commerce*“ zu sehen. Eine andere Erklärung geoökonomischer Triebkräfte – die parallel zur harten, auf direkte Gewaltausübung ausgerichteten Geopolitik bestehen – lässt sich bei ten Brink finden, der dazu das neorealistische Paradigma verlässt und die durch den wettbewerbsgetriebenen Zwang zur Kapitalakkumulation bzw. Steigerung der Profitabilität geprägte kapitalistische Natur der internationalen Wirtschaft heranzieht. Die Grundlage für sein Verständnis geoökonomischen Handelns – dieses ist gemeinsam mit anderen gewaltfreien Formen zwischenstaatlichen Umgangs unter weicher Geopolitik subsumiert und bildet zusammen mit harter Geopolitik die „*kapitalistische Geopolitik*“ – liegt in der strukturellen Interdependenz zwischen „*Ökonomie*“ und „*Politik*“. Demnach regelt der Staat durch seine Gesetzgebung nicht nur die interne Organisation und Handlungsweise der Unternehmen, sondern muss bei seinem Agieren auch deren Aktivitäten und Interessen berücksichtigen, da er zur Wahrung seiner nach innen und außen gerichteten Funktionen letztendlich auf sie als seine Besteuerungsgrundlage angewiesen ist. „*Weil der Akkumulationsprozess die entscheidende dynamische Antriebskraft der kapitalistischen Produktionsweise ist, muss der Staat, um handlungsfähig zu bleiben, der Tatsache Rechnung tragen, dass seine Einkünfte und damit Mittel, staatliche Politik zu gestalten, letztendlich von einer einigermaßen reibungslosen Kapitalakkumulation abhängen. ... jede Staatsmacht [ist daher] grundsätzlich daran interessiert, jene Bedingungen zu begünstigen, welche dem privaten Akkumulationsprozess förderlich sind*.“ Nicht zuletzt hängt auch die Militärmacht eines Landes und somit seine Sicherheit von der Entwicklung kapitalistischer Techniken und Organisationsstrukturen ab („*Industrialisierung des Krieges*“). Gleichzeitig ist der Staat für die Unternehmen wegen der raumzeitlichen Fixiertheit der Kapitalakkumulation, die im umfangreichen Maße politischer Regulierung bedarf, von maßgeblicher Bedeutung. Im Streben nach der Steigerung ihrer Profitabilität im globalen Konkurrenzumfeld sind diese ebenfalls oft auf direkte unterstützende Interventionen des Staates angewiesen, sodass der kommerzielle Wettbewerb eine politische Komponente erhält und sich auf

sich nicht zuletzt auch in Äußerungen führender Politikeliten wider. „*We value trade least for economic reasons and most for political purposes.*“⁹¹ Gleichzeitig galt jedoch auch die Aussage des sowjetischen Ministers für Außenhandel N. Patolichev, dass wenn „*a certain element of politics does come into Soviet foreign trade. This does not mean, [...] that the commercial activities of Soviet foreign trade organizations are entirely subordinate to political interests.*“⁹²

staatlicher Ebene reproduziert. Diese Faktoren führen dazu, dass die Akteure kongruente Handlungsstrategien entwickeln müssen. „*Die Handlungsfähigkeit eines Staates hängt von der Masse und Stärke der Unternehmen bzw. einer gelingenden Kapitalakkumulation auf seinem Territorium ab, genauso sind die Einzelkapitalien ... von diversen staatlichen Aktivitäten abhängig.*“ Die globalisierte Wirtschaft führt somit nicht zur Auflösung des Staates, sondern stellt vielmehr ein „*durch eine komplexe Beziehung von Herrschaft und Unterordnung strukturiertes Weltsystem vieler lokaler Staaten*“ dar, die auf verschiedene Weise in den Wettbewerb einzugreifen und diesen zum Zwecke der eigenen Machtsteigerung zu steuern versuchen. Als Geoökonomie kann folglich auch die Schaffung internationaler ökonomischer Institutionen verstanden werden, die als „*Verdichtungen von Kräfteverhältnissen zweiter Ordnung*“ an nationale Kräfteverhältnisse und Wirtschaftsentwicklungen rückgebunden sind, zur Gestaltung der Spielregeln des globalen Wettbewerbs durch bzw. zugunsten starker Staaten dienen und somit die internationale Machthierarchie reproduzieren. Im anarchisch strukturierten internationalen System bedeutet das Militärpotenzial eines Staates dabei politische Macht und bildet als „*diskrete Hintergrundinformation über die Kräfteverhältnisse*“ die Bedingung für internationales Mitspracherecht und Interessensdurchsetzung, sodass Geoökonomie eng mit Macht- bzw. Geopolitik verflochten ist.

In der vorliegenden Arbeit wird unter dem Begriff „Geoökonomie“ bzw. „geoökonomisch“ eine breite Palette staatlich gelenkter Strategien und Maßnahmen verstanden, die unterhalb der Schwelle offener Gewaltausübung liegen und darauf abzielen, eigene kommerzielle Akteure gegenüber Konkurrenten zu protegieren, die Steigerung der Präsenz eigener Unternehmen in fremden geografischen Räumen zu erreichen, fremde geografische Räume an die eigene Wirtschaft zu koppeln bzw. in regionale oder internationale Regime, auf deren Gestaltung man maßgeblichen Einfluss nimmt, einzugliedern. Die primäre Motivation dieses Handelns kann dabei wirtschaftlicher und/oder machtpolitischer Natur sein, sodass als Geoökonomie gleichermaßen Maßnahmen bezeichnet werden können, die vorrangig zur Stärkung bzw. Gewinnmaximierung eigener Unternehmen dienen, als auch Strategien, die über die Schaffung ökonomischer Abhängigkeiten in erster Hinsicht den eigenen Machtstatus steigern oder politischen Einfluss über gewisse Gebiete bzw. Staaten erhöhen sollen, ohne dabei diese direkt zu besetzen. Letzteres kann durch die Instrumentalisierung der Unternehmen und eventuell auch gegen deren kommerzielle Präferenzen erfolgen. Vgl. Luttwak, Edward N.: *From Geopolitics to Geo-Economics: Logic of Conflict, Grammar of Commerce*, in: *The National Interest*, Summer 1990, S. 17-23; Luttwak, Edward N.: *Weltwirtschaftskrieg. Export als Waffe – aus Partnern werden Gegner*, Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verlag, 1994, zit. S. 36-38; Luttwak, Edward N.: *Turbo-Kapitalismus. Gewinner und Verlierer der Globalisierung*, Hamburg, Wien: Europa Verlag, 2000, zit. S. 219, 225; Brink, Tobias ten: *Geopolitik. Geschichte und Gegenwart kapitalistischer Staatenkonkurrenz*, Münster: Westfälisches Dampfboot, 2008, zit. S. 74, 100, 122, 124, 183.

⁹¹ Nikita Chruschtschow, zit. in: Kovner, Milton: *The Challenge of Coexistence: A Study of Soviet Economic Diplomacy*, Washington: Public Affairs Press, 1961, S. 54; Ähnlich sprach auch Anastas Mikojan, Vorsitzender des Präsidiums des Obersten Sowjets während der Breschnew-Ära. „*Just as economics are inseparable from politics, so the USSR's foreign political relations are inseparable from its foreign trade relations.*“ Zit. in: Frumkin, Abram: *Modern Theories of International Economic Relations*, Moscow: Progress Publishers, 1969, S. 477; In der Tat schien die UdSSR in mehreren Einzelfällen Energieexporte nach Osteuropa als politisches Instrument zu nutzen. Dies zeichnete sich in den Beziehungen zu Jugoslawien und Albanien ab. Auch gegen andere sozialistische Energieimporteure wie Kuba und China wurden Energieexporte instrumentalisiert. Demgegenüber blieben im Verlauf des Prager-Frühlings im Jahr 1968 die Lieferungen an die Tschechoslowakei unbeeinträchtigt, was zum Teil auch durch den Misserfolg der Handlungen in den vorangegangenen Fällen erklärt werden kann. Ein ähnliches Verhalten konnte gegenüber Hartwährungskunden nicht beobachtet werden, hier wurden stabile Deviseneinnahmen politischen Belangen vorgezogen. Vgl. Gustafson, Thane: *Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev*, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 279-281; Klinghoffer, Arthur Jay: *The Soviet Union & International Oil Politics*, New York: Columbia University Press, 1977, S. 195-209; Stern, Jonathan P.: *Soviet Oil and Gas Exports to the West: Commercial Transaction or Security Threat?* Aldershot: Gower, 1987, S. 48-52.

⁹² Zit. in (aus dem Jahr 1966): Klinghoffer, Arthur Jay: *The Soviet Union & International Oil Politics*, New York: Columbia University Press, 1977, S. 19; Zur politischen Ökonomie und Motiven der Handelsbeziehungen der

Mit der Realisierung der Druzhba-Leitung wurde bereits im Jahr 1959 begonnen. Jeder Projektpartner war für die Finanzierung und den Bau der Sektion auf seinem eigenen Territorium selbst verantwortlich. Das insgesamt 5.327 km lange Transportsystem beginnt im russischen Almetjewsk und verläuft nach Mosyr in Weißrussland, wo eine Gabelung in zwei Stränge erfolgt. Der nördliche Teil führt über Polen in die DDR, der südlichen über die Ukraine in die Tschechoslowakei, mit einer Abzweigung nach Ungarn.⁹³ Erste Lieferungen an die Tschechoslowakei wurden im Februar 1962 und an Ungarn im September desselben Jahres durchgeführt. Exporte nach Polen und die DDR wurden im November bzw. Dezember 1963 aufgenommen, wobei zu diesem Zeitpunkt noch Arbeiten an einigen Segmenten in der UdSSR erfolgten. Die Leitung beförderte in der Folgezeit eine Mischung von Ölsorten aus den Regionen Wolga-Ural, Westsibirien und Mangyschlak. Letztere konnten über die Uzen-Gurjew-Kuibyschew-Pipeline eingespeist werden. Darüber hinaus wurde in Mosyr weißrussisches Öl hinzugefügt. Die Exportkapazität des Transportsystems betrug zuerst etwa 29 Mt/Jahr. Um die wachsende Nachfrage der RWG-Länder zu befriedigen, wurde im Jahr 1965 der Bau eines zweiten, größeren Stranges beschlossen („Druzhba 2“), der entlang der bestehenden Leitung verläuft, eine technische Kapazität von etwa 53 Mt/Jahr besaß und 1974 fertiggestellt wurde.⁹⁴ Da das Primärziel des Transportsystems in der Versorgung der RWG-Länder, der westlichen Unionsrepubliken der UdSSR und der europäischen Teile Russlands bestand, wurde es nach dem „Teleskop“-Prinzip gebaut. Dies bedeutet, dass der Durchmesser der Röhren und somit auch die Durchleitungsfähigkeit mit zunehmender Entfernung von den Lagerstätten kontinuierlich sanken.⁹⁵ Anders als beim Ausbau der späteren Gasexportinfrastruktur, waren *direkte* Lieferungen über die Pipeline nach Westeuropa nicht vorgesehen, sodass sie in ihrer Konzeption grundsätzlich die durch die Blockteilung Europas bestehenden politischen Rahmenbedingungen reflektierte. Exporte in die Länder der EWG bzw. auf den Weltmarkt waren jedoch über den baltischen Hafen Ventspils möglich, der durch eine im Jahr 1968 fertiggestellte Gabelung von der Hauptroute (Unecha-Polotsk-Ventspils) versorgt wurde. Die Kapazität der Druzhba an der Grenze zwischen Weißrussland und Russland betrug etwa 82 Mt/Jahr. Nach der Teilung im weißrussischen Mosyr, wo ein Teil des Öls für die Versorgung der lokalen Raffinerie entnommen wurde, betrug die Durchleitung des nördlichen Stranges (Polen und DDR) etwa 35 Mt/Jahr, die des

UdSSR siehe z. B. Kovner, Milton: *The Challenge of Coexistence: A Study of Soviet Economic Diplomacy*, Washington: Public Affairs Press, 1961; Wilczynski, Jozef: *The Economics and Politics of East-West Trade*, New York: Praeger Publishers, 1969; Freedman, Robert: *Economic Warfare in the Communist Bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970; Wiles, Peter: *Communist International Economics*, New York: Praeger Publishers, 1969; Klinghoffer, Arthur Jay: *The Soviet Union & International Oil Politics*, New York: Columbia University Press, 1977.

⁹³ 3.688 km lagen in der UdSSR, 826 km in der Tschechoslowakei, 656 km in Polen, 130 km in Ungarn und 27 km in der DDR. 1968 erfolgte eine Verlängerung um 350 km von Schwedt nach Leuna, ein Jahr später wurde eine 250 km lange Verbindung nach Rostock gebaut. Bei der Herstellung der Pipelinebestandteile kam es zur Arbeitsteilung. Die Röhren wurden zum Teil in der UdSSR und Polen, die Verbindungsteile in der Tschechoslowakei, die Pumpen in der DDR, die Automatisierungs- und Kommunikationsanlagen in Ungarn hergestellt. Die Pipeline sollte somit auch die wirtschaftliche Kooperation der Länder stärken. Vgl. Elliot, Iain F.: *The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources*, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 114-115; Kolar, Peter: *The COMECON Pipeline, RPE Evaluation and Analysis Department*, 1960, S. 3; <http://www.osaarchivum.org/files/holdings/300/8/3/text/122-1-92.shtml> (Zugriff 16.6.2011).

⁹⁴ Phase 2 ist 4.412 km lang. Vgl. Druzhba Pipeline, in: Pipelines International, September 2009, http://pipelinesinternational.com/news/druzhba_pipeline/008045/ (Zugriff 15.6.2011); Gorneltransneft Druzhba: Historical excursus, <http://www.transoil.by/en/about/history/> (Zugriff 15.6.2011).

⁹⁵ Beim ersten Strang der Druzhba Pipeline verringert sich der Durchmesser der Röhren von anfangs 1.020 mm, auf 820 mm, 720 mm, 529 mm und 426 mm. Vgl. Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 335.

südlichen Stranges (Tschechoslowakei, Ungarn) etwa 25 Mt/Jahr.⁹⁶ Auch nach dem Ausbau der Leitung wurden an die angeschlossenen RWG-Länder weiterhin geringere Ölvolumina per Eisenbahn oder mit Flusstankern auf der Donau geliefert. Dies geschah u. a. zur Aufrechterhaltung der Eigenschaften einzelner Ölsorten, die für spezifische Zwecke verwendet wurden. Bulgarien, das nicht an die Druzhba angebunden war, wurde weiterhin per Tanker über das Schwarze Meer versorgt.⁹⁷

Die Arbeiten am Transportsystem wurden teilweise durch das von den USA im Jahr 1962 erzwungene Embargo der NATO-Mitglieder und Japans auf den Export von Stahlröhren großen Durchmessers (über 19 Zoll) an sozialistische Staaten beeinträchtigt. Noch zwischen 1959-62 wurden etwa 40 Prozent der für den Bau der Druzhba verwendeten Röhren durch Exporte westlicher Länder, überwiegend der BRD, Italiens, Schwedens und zum geringeren Teil Japans, gedeckt. Laut offizieller Position Washingtons wurde der Entschluss aufgrund strategischer Überlegungen getroffen, da die Leitung zur Steigerung der Mobilität der Warschauer-Pakt-Armeen beitragen und somit gegen die sicherheitspolitischen Interessen der NATO-Partner verstoßen würde. Zahlreiche Wissenschaftler verwiesen jedoch darauf, dass wirtschaftliche Überlegungen bei der Entscheidung eine nicht zu unterschätzende Rolle spielten. Die etablierten anglo-amerikanischen Ölkonzerne („sieben Schwestern“⁹⁸), die zur damaligen Zeit in Kartellform einen Großteil des internationalen Ölmarktes kontrollierten, befürchteten nämlich, dass die Ausweitung sowjetischer Exporte die Ölpreise unter Druck setzen könnten und sie besaßen ebenfalls kein Interesse an einem zusätzlichen Wettbewerber auf ihren traditionellen Absatzmärkten in Westeuropa. Das Embargo sollte aus ihrer Sicht daher nicht nur den Bau der Druzhba-Leitung, sondern grundsätzlich die Entwicklung des gesamten sowjetischen Ölproduktion- und Exportpotenzials verlangsamen. Dieses war gerade vom Ausbau des Binnenpipelinennetzes abhängig, wobei die Sowjetunion selbst zu diesem Zeitpunkt nur begrenzte Kapazitäten zum Bau von Rohrleitungen großen Durchmessers besaß und diese auch qualitativ nicht den westlichen Standards entsprachen. Gewisse Bedenken herrschten auch darüber, dass die neue Leitung zukünftig möglicherweise bis in die BRD und weiter westlich verlängert werden könnte, sodass billiges sowjetisches Erdöl bis nach Westeuropa gelangen würde.⁹⁹ Vor diesem Hintergrund betrieben die Ölkonzerne intensive Lobbyarbeit bei ihren Heimatregierungen.¹⁰⁰ Die Einschränkung der Erdölexporte aus der

⁹⁶ Vgl. Murray, Isabel et al.: *Russia Energy Survey 2002*, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 95; Stevens, Paul: *Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 67.

⁹⁷ Zu den Gründen und Motiven der UdSSR zur Ausweitung der Ölexporte, die als „sowjetische Öloffensive“ bezeichnet wurde, siehe Klinghoffer, Arthur Jay: *The Soviet Union & International Oil Politics*, New York: Columbia University Press, 1977, S. 65-69.

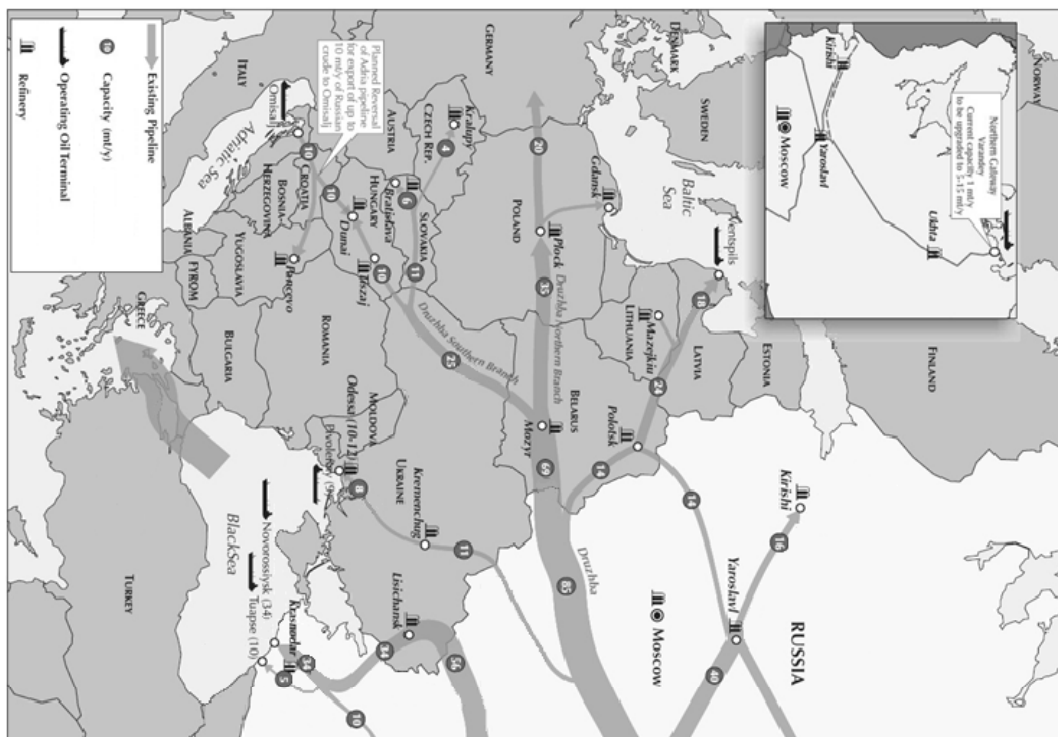
⁹⁸ Ein Begriff, der vom Vorsitzenden des italienischen Staatskonzerns ENI, Enrico Mattei, geprägt wurde. Dieser bezog sich auf die Unternehmen Anglo-Persian Oil Company (später BP), Gulf Oil, Royal Dutch Shell, Standard Oil of California (Socal, später Chevron), Standard Oil of New Jersey (Esso, später Exxon), Standard Oil Co. of New York (Socony, später Mobil) und Texaco. Insbesondere Italien versuchte, die Marktmacht der internationalen Ölkonzerne zu verringern und sah in der Zusammenarbeit mit der UdSSR ein Instrument, um ihre monopolistischen Praktiken zu durchbrechen. Hierzu siehe: Sampson, Anthony: *The Seven Sisters: The Great Oil Companies and the World They Shaped*, New York: Viking Press, 1975.

⁹⁹ Tatsächlich lagen die Preise für sowjetische Ölexporte an nichtsozialistische Länder zu dieser Zeit unter dem Weltmarktwert und auch deutlich unter dem Wert, der sozialistischen Ländern berechnet wurde, z. B. zahlte Westdeutschland im Jahr 1960 1,39 USD/b für russisches Öl, Ostdeutschland dagegen 2,69 USD/b. Nichtsozialistische Länder zahlten im selben Jahr im Durchschnitt 1,57 USD/b, sozialistische 3,01 USD/b. Der Weltmarktpreis lag im selben Jahr bei etwa 1,90 USD/b. Vgl. Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970, S. 61.

¹⁰⁰ Argumente über Auswirkungen der Druzhba-Pipeline auf die militärischen Fähigkeiten des Warschauer Paktes wurden selbst in internen NATO-Berichten angezweifelt. Vgl. Stent, Angela E.: *From Embargo to Ostpolitik*.

UdSSR stand dabei im Widerspruch zu den strategischen Interessen vieler europäischer Länder, die nach der Suez Krise im Jahr 1956 ein stärkeres Bewusstsein bezüglich der Notwendigkeit der Ölimportdiversifizierung entwickelten. Da das Embargo letztendlich nicht von allen Staaten umgehend angewandt wurde, einige davon gänzlich verschont blieben (Schweden) oder Sonderregelungen beanspruchten (Großbritannien), fanden auch weiterhin Exporte von Röhren von Westeuropa in den Osten statt.¹⁰¹ Die Handelseinschränkungen führten letztendlich dazu, dass der Bauprozess an der Leitung gegenüber den ursprünglichen Plänen um etwa ein Jahr verlängert wurde und diese eine geringere Kapazität besaß als zuvor geplant. Der Druck der BRD und Frankreichs, die damit argumentierten, dass die UdSSR zwischenzeitlich ohnehin ihre Fähigkeiten zum Bau großer Röhren erweitert hätte, führte im Jahr 1966 letztendlich zur Aufhebung des Ausfuhrverbotes. Der Export von Leitungsegmenten wurde daraufhin intensiviert und erreichte seinen Höhepunkt Anfang der 1980er Jahre im sog. „Erdgas-Röhrengeschäft“.¹⁰²

Abbildung 4: Druzhba-Exportsystem



Quelle: Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 12; eigene Bearbeitung.

The Political Economy of West German-Soviet Relations 1955-1980, Cambridge: Cambridge University Press, 1981, S. 98 f.

¹⁰¹ Insbesondere deutsche Konzerne haben unter dem Embargo gelitten, da sie etwa 2/3 der westlichen Exporte von Röhren großen Durchmessers an die UdSSR bestritten. Hinsichtlich der Druzhba wurde am 5. Oktober 1962 ein Vertrag über die Lieferung von 163.000 t 40-Zoll-Stahlröhren im Wert von 28 Mio. USD zwischen der UdSSR und den Unternehmen Mannesmann, Hoesch und Phoenix-Rheinrohr geschlossen. Der US-Präsident J. F. Kennedy deklarierte jedoch die Einhaltung des Embargos, zumindest in Bezug auf Deutschland, zur Chefsache und verband diese mit der Bereitschaft der USA zur Verteidigung der BRD und Westberlins. Frankreich behielt sich vor, im Falle der Umgehung des Embargos durch Großbritannien von diesem entbunden zu sein. Vgl. Engels, Markus/Schwarz, Petra: Alliierte Restriktionen für die Außenwirtschaftspolitik der Bundesrepublik Deutschland. Das Röhrenembargo von 1962/63 und das Erdgas-Röhren-Geschäft von 1982, in: Haftendorn, Helga/Riecke, Henning (Hrsg.): „...die volle Macht eines souveränen Staates ...“ Die Alliierten Vorbehalte als Rahmenbedingung westdeutscher Außenpolitik 1949-1990, Baden-Baden: Nomos Verlag, 1996, S. 227-242.

¹⁰² Vgl. Klinghoffer, Arthur Jay: The Soviet Union & International Oil Politics, New York: Columbia University Press, 1977, S. 216-219.

Die blockübergreifende Beteiligung am Ausbau der sowjetischen Erdöltransportinfrastruktur stand somit am Anfang der Vision einer wirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen Westeuropa und der UdSSR über das Medium Energie. Der gemeinsame Handel und die infrastrukturelle Verflechtung sollten neben wirtschaftlichen Vorteilen für beide Seiten aus westeuropäischer Perspektive auch zur Verringerung politischer Spannungen beitragen. Die anschließende Ölkrise im Jahr 1979 verschärfte zusätzlich das europäische Streben nach Diversifizierung der Energieversorgung, wobei Importe aus der UdSSR zur Senkung der Abhängigkeit vom Nahen Osten beitragen sollten. Die westeuropäische Energiepolitik stellte zugleich nicht nur eine Facette der Entspannungspolitik dar, sondern war gleichzeitig Ausdruck eines geopolitischen Emanzipierungsprozesses einiger Mächte gegenüber den USA und der amerikanischen energiesicherheitspolitischen Konzeption für den „Alten Kontinent“.¹⁰³

2.5.2 Maritime Ölexportmöglichkeiten

Für den Export auf Hartwährungsmärkte¹⁰⁴, aber auch in entferntere sozialistische Partnerländer oder Entwicklungsstaaten wurden von der UdSSR kontinuierlich maritime Exportkapazitäten entwickelt. Hierzu kam es zum Aufbau bzw. Erweiterung der Häfen Noworossijsk, Tuapse, Odessa und Feodosia an der russischen und ukrainischen Schwarzmeerküste, die schrittweise mit Pipelines an das Binnenleitungsnetz angeschlossen wurden (ausgenommen Feodosia).¹⁰⁵ Eine besondere Stellung nahm hier der Hafen Noworossijsk ein, der noch vor Mitte der 1960er Jahre zum sowjetischen Hauptexportterminal ausgebaut wurde. Seine Ölverladekapazität stieg während der Sowjetzeit kontinuierlich auf bis zu 35 Mt/Jahr.¹⁰⁶ Im Jahr 1974 wurde der Hafen mittels einer etwa 1.500 km langen Pipeline mit dem Knotenpunkt Kuibyschew (Samara) verbunden, wodurch auch der Export kasachischer Öls ermöglicht wurde. Parallel kam es auch zu Umbauarbeiten am Hafen Tuapse (ca. 5

¹⁰³ Vgl. Congress of the United States Office of Technology Assessment: *Technology & Soviet Energy Availability*, Washington D.C. 1982, S. 62-64; Wilson, David: *Soviet Oil & Gas to 1990*, London: The Economist Intelligence Unit, 1980, S. 27; Tugendhat, Christopher: *Oil, The Biggest Business*, New York: Putman, 1968; Müller, Friedemann: Voraussetzungen einer europäischen Zusammenarbeit mit den Republiken der Sowjetunion im Energiesektor, in: Müller, Friedemann (Hrsg.): *Rußlands Energiepolitik: Herausforderungen für Europa*, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 1992, S. 151-162, hier S. 151.

¹⁰⁴ Der Bedarf an Hartwährungseinnahmen stellte den wichtigsten Faktor im sowjetischen Ölexport in die nicht-sozialistischen Länder dar. Eine Studie des Oxford Institute for Energy Studies, die das Ölexportverhalten der UdSSR in den 1970er Jahren untersuchte, kam zu dem Ergebnis, dass die sowjetischen Planer Ölexporte als wichtigsten „swing fuel“ zum Ausgleich der Hartwährungshandelsbilanz einsetzten. Die Studie kam zu drei Schlüsselergebnissen: 1. Anpassungen bei Ölexportvolumen wurden oft ad hoc getätigt, um auf überplanmäßige Importausgaben (insbesondere beim Weizen) zu reagieren; 2. Obwohl prinzipiell auch andere Hebel zum Ausgleich der Handelsbilanz vorhanden waren (Goldexporte, Anpassungen externer Kreditaufnahmen), verließ man sich auf Ölexporte als Hauptinstrument; 3. Das Verhalten blieb meist antimerkantilistisch, sodass bei steigenden internationalen Ölpreisen und in Fällen, in denen die Handelsbilanz keiner Anpassungen bedurfte, die Ölexporte entweder stagnierten oder fielen. Vgl. Gustafson, Thane: *Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev*, Princeton: Princeton University Press, 1989, S. 269.

¹⁰⁵ Feodosia diente primär für den Ölproduktexport und wurde per Eisenbahn beliefert. Nach dem Zerfall der UdSSR wurden auch größere Mengen kasachischer Rohöls über den Hafen exportiert. Vgl. Stevens, Paul: *Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 55; Kolar, Peter: *The COMECON Pipeline*, RPE Evaluation and Analysis Department, 1960, S. 3; <http://www.osaarchivum.org/files/holdings/300/8/3/text/122-1-92.shtml> (Zugriff 6.6.2011); Theodosia Oil Terminal: About Us, History, <http://www.en.fponp.gov.ua/about/history/history.html> (Zugriff 27.2.2012).

¹⁰⁶ Der im Jahr 1956 beschlossene Bau des maritimen Exportterminals in der Tsemesskaya-Bucht nahe Noworossijsk gilt als erstes großes sowjetisches Erdölexportprojekt. Nach längeren Vorbereitungsarbeiten wurde der Bau des ersten Ankerplatzes im Jahr 1964 abgeschlossen. Die dazugehörigen Ölspeicheranlagen Sheskhari und Grushovaya wurden jedoch erst im Jahr 1969 fertiggestellt.

Mt/Jahr), dessen Ölexportgeschichte bis zum Anfang des 20. Jahrhunderts zurückreicht und der nun auch für die Beladung größerer Tanker ausgestattet wurde. Noch vor Ende der 1970er Jahre wurde der Bau einer Pipelineverbindung zwischen Kuibyschew und dem ukrainischen Hafen Odessa (ca. 9 Mt/Jahr) abgeschlossen.¹⁰⁷ Exporte nach Westeuropa konnten auch über Terminals an der baltischen Küste erfolgen, die entweder an die Druzhba angeschlossen waren (Ventspils 16 Mt/Jahr) oder per Eisenbahn beliefert wurden (Klaipėda, Tallin u. a.). Begrenzte Exportkapazitäten bestanden auch an der fernöstlichen Küste, diese war jedoch nicht an das Hauptpipelinennetz angeschlossen.¹⁰⁸

2.5.3 Der Verwaltungsapparat des sowjetischen Pipelinennetzes

Die Verwaltung des sowjetischen Binnenerdölpipelinennetzes inklusive der Produktpipelines fiel vor dem Jahr 1970 in die Zuständigkeit von Glavneftesnab (Hauptadministration für die Versorgung mit Öl und Ölprodukten), das direkt dem Ministerrat der Russischen SSR unterstand. Im Prinzip handelte es sich hierbei um ein Ministerium auf der Ebene der russischen Unionsrepublik, das jedoch diverse regional definierte Pipelineunternehmen kontrollierte, die wiederum für den täglichen Betrieb der Leitungen in den einzelnen Republiken der UdSSR verantwortlich waren. Im Jahr 1970 wurde die Zuständigkeit für die Verwaltung des Erdölpipelinennetzes an das Ministerium für Öl und Gas übertragen, in dessen Rahmen für diesen Zweck Glavtransneft (GTN) gegründet wurde. GTN erfüllte in der sowjetischen Planwirtschaft die Funktion eines Ölhändlers, es kaufte Rohöl von Produzenten¹⁰⁹, verkaufte dieses zu regulierten Preisen an Industrieabnehmer und war auch für die Implementierung des Gosplan-Planes für die Erdöldistribution an Raffinerien und einzelne Exportpunkte verantwortlich. Für die Realisierung des Erdölexports aus der UdSSR in die RWG-Länder oder andere internationale Absatzdestinationen war hingegen Soyuzneftexport (VTO) zuständig, das dem Ministerium für Außenhandel unterstellt war. Ähnlich wie die einzelnen Fördergesellschaften in diesem System keinen Einfluss auf den Bestimmungsort ihrer Produktion nahmen, entschieden auch die Raffinerien bzw. Importeure nicht über den genauen Ursprung des bezogenen Rohstoffs. Allein GTN übernahm die Verantwortung für die Vermischung (Blending) der verschiedenen Ölsorten und deren anschließende Zustellung.¹¹⁰ Das sowjetische Erdölpipelinesystem¹¹¹ war dabei auf die Verbindung von vier Hauptproduktionsgebieten – die russischen Regionen Westsibirien, Wolga-Urals und Timan Pechora und Kasachstan – mit den einheimischen Raffinerie- und Petrochemie-Zentren, den osteuropäischen RWG-Ländern und den maritimen Exportterminals (Noworossijsk, Tuapse, Odessa, Ventspils) ausgerichtet. Es befand sich überwiegend auf russischem Territorium (74,9 Prozent), wobei ein Großteil

¹⁰⁷ Vgl. Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D.C.: V.H. Winston & Sons, 1979, S. 67.

¹⁰⁸ Vgl. North, Robert N.: *The Impact of Recent Trends in Soviet Foreign Trade on Regional Economic Development in the USSR*, in: Jensen, Robert G./Shabad, Theodore/Wirght, Arthur W. (eds.): *Soviet Natural Resources in the World Economy*, Chicago: The University of Chicago Press, 1983, S. 97-124, hier S. 100-101.

¹⁰⁹ „Gosplan Erdöl“, eine Unterabteilung von Gosplan (Zentrale Sowjetische Planungsagentur), legte basierend auf den erwarteten Produktionskosten und Förderraten die Preise für jedes Förderunternehmen fest.

¹¹⁰ Die Öllieferungen an die RWG-Länder waren meist Teil multilateraler Austauschprogramme und erfolgten im Gegenzug für Rohstoffe, Halberzeugnisse und Konsumgüter. Üblicherweise wurden sie mit einer Laufzeit von fünf Jahren abgeschlossen. Der Ölpreis wurde als Funktion internationaler Ölmarktpreise festgelegt und in „konvertierbaren Rubeln“ berechnet. Der durchschnittliche Öl-Weltmarktpreis der letzten fünf Jahre galt meist als theoretische Basis der Transaktionen. Die Zahlungen erfolgten nur für die Exportvolumen, wobei der jeweilige Staat die Transportkosten übernahm. Vgl. Burger, Ethan S.: *Eastern Europe And Oil: The Soviet Dilemma*, The Rand Paper Series, Santa Monica, 1979, S. 13-35.

¹¹¹ Zum Ende der UdSSR besaß es eine Länge von 63.900 km, 570 Pumpstationen und eine Speicherkapazität von 16,735 Mrd. m³.

der verbleibenden Pipelines in Kasachstan (10,67 Prozent), der Ukraine (5,24 Prozent) und Weißrussland (4,51 Prozent) lag. Das Netz wurde ohne Rücksicht auf die bestehenden administrativen Grenzen geschaffen und von GTN als Einheit betrieben.¹¹² Dies führte dazu, dass Kasachstan trotz des zweitlängsten Erdölpipelinennetzes der Union (über 6.300 km) keine Leitungen besaß, die eine interne Selbstversorgung ermöglichen würden. Darüber hinaus gab es auch keine direkten Verbindungen zwischen Kasachstan und den maritimen Terminals am Schwarzen Meer. Obwohl grundsätzlich die physische Möglichkeit zum Export kasachischen Öls bestand¹¹³, war dies jedoch im Rahmen des einheitlichen Systems, in dem allein GTN über die Verteilung der Ölvolumen entschied, nicht relevant. Beide Aspekte bildeten die Grundlage der infrastrukturellen Abhängigkeit Kasachstans von Russland. Ein typisches Merkmal des sowjetischen Transportsystems, das auch nach dem Zerfall der UdSSR weiterhin bestehen blieb, war das Fehlen der Möglichkeit der Trennung einzelner Ölsorten während des Transportprozesses, was zu deren Vermischung und zur Entstehung einer allgemeinen „Export Blend“ führte.¹¹⁴ Solange die sowjetische Ölindustrie zentral geplant wurde, stellte dies für die Produzenten kein grundsätzliches Problem dar. Nach dem Zusammenbruch des einheitlichen Systems und der Privatisierung der Ölgesellschaften wurde man sich jedoch der Unterschiede im Wert der einzelnen Rohölsorten schlagartig bewusst, denn sowohl für russische als auch für kasachische Produzenten hochwertiger Öle führte (und führt) die Vermischung zu deutlichen Wertverlusten.¹¹⁵

2.6 Herausforderungen für Ölexporte aus Kasachstan nach dem Zerfall der UdSSR

2.6.1 Die Missstände des russischen Binnenmarktes

Nach dem Zerfall der Sowjetunion wurde das GTN-System auf der Grundlage der neuen politischen Grenzen geteilt. In Russland übernahm in der Folgezeit Transneft die Funktion des Netzbetreibers, der Dienstleitungen an alle Produzenten auf Tarifbasis anbieten sollte.¹¹⁶ Die Kontrolle über das Pipelinesystem wurde dabei vom Staat sehr früh als strategisches Instrument erkannt, mit dessen Hilfe entscheidender Einfluss auf die gesamte Ölwirtschaft, eine der wichtigsten budgetären Einnahmequellen, ausgeübt werden konnte. Vor diesem Hintergrund fand anders als im Downstream- (Produktion) und Upstream-Sektor (Verarbeitung und Vermarktung) im Transportbereich keine Privatisierung statt. Im Gegensatz zu seiner Vorgängerorganisation trug Transneft keine Verantwortung mehr für die Ölvermarktung. Die Fördergesellschaften waren nun für den Verkauf ihrer Produktion selbst zu-

¹¹² Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 56-59.

¹¹³ Zuerst mussten Lieferungen von Gurjew (Atyrau) zum Knotenpunkt Kuibyschew (Samara) erfolgen. In Kuibyschew konnte Öl in die Druzhba eingespeist oder nach Noworossijsk befördert werden.

¹¹⁴ Je nach Exportpunkt bestanden jedoch gewisse Unterschiede in Schweregrad (API) und Schwefelgehalt.

¹¹⁵ Seit den frühen 1990er Jahren wurden mehrere erfolglose Versuche unternommen ein Kompensierungssystem einzuführen, das einen Ausgleich unter den Produzenten für die Unterschiede in der Qualität ihrer Ölsorten ermöglichen würde. Dieses könnte grundsätzlich auch zur Verbesserung der Qualität der russischen Exportmischung beitragen und somit deren Preis und nicht zuletzt auch die Exportsteuereinnahmen des Staates erhöhen. Im Falle der Einführung angemessener Anreize würden Produzenten minderwertigerer Rohölsorten nämlich die Initiative verlieren, Öl in den allgemeinen Exportstrom einzuspeisen und sich eher auf die Belieferung spezialisierter lokaler Raffinerien umorientieren. Vgl. Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002 S. 88; Die Probleme mit der Einführung eines Qualitätsausgleichsmechanismus werden noch im weiteren Verlauf der Arbeit diskutiert.

¹¹⁶ Transneft wurde offiziell durch das Präsidialdekret Nr. 1403 vom 17. November 1992 und den Erlass des Ministerrates der Russischen Föderation Nr. 810 vom 14. August 1993 gegründet. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 63-64.

ständig, wobei die russische Regierung auf dem Binnenmarkt kontinuierlich Einschränkungen einführte, um sozial-, industrie- und steuerpolitische Ziele zu erreichen. Vor allem das Agieren des Staates führte letztendlich dazu, dass das russische Ölpreisniveau dauerhaft unter dem des internationalen Marktes blieb. Zu den wichtigsten Faktoren, die dafür verantwortlich waren, zählten u. a. die fehlende Umsetzung der Preisliberalisierung (bis zum 1.1.1995), die Verrechnungspreispraktiken der vertikal integrierten russischen Ölkonzerne (mindestens bis zum Jahr 2002)¹¹⁷, die Exportsteuerpolitik des Staates¹¹⁸ sowie sein Agieren als direkter Marktteilnehmer,¹¹⁹ aber vor allem diverse Maßnahmen der Regierung zur quantitativen Regelung bzw. Einschränkung der Exporte¹²⁰, die letztendlich zur Überversorgung des Binnenmarktes führten.¹²¹

Neben dem allgemein niedrigen Ölpreisniveau, das die Exporte nach Russland für kasachische Ölproduzenten im Vergleich zum Weltmarkt generell weniger attraktiv machte, sahen sich diese in den Verhandlungen mit russischen Raffinerien meist einer offenen Diskriminierung ausgesetzt. Trotz seines Bestehens wurde das kurz nach dem Zusammenbruch der UdSSR unterzeichnete Protokoll über

¹¹⁷ Die für die Ölproduktion zuständigen Subunternehmen konnten auf diese Weise ihre Gewinne verringern und sie an Konzernsparten weiterreichen, die geringer besteuert wurden. Russische Schätzungen sprachen davon, dass 1999 lediglich 8 Mt bzw. 4,7 Prozent der im Inland verbrauchten Ölmenge unter kommerziellen Bedingungen verkauft wurden. Um dieser Praxis vorzubeugen, wurde die Steuergesetzgebung zum Januar 2002 verändert, sodass nicht die erzielten Gewinne, sondern die geförderten Mengen besteuert wurden. Der Satz wurde auf der Grundlage des Weltmarktpreises angepasst.

¹¹⁸ Diese wurde bereits im Januar 1992 eingeführt und diente als Puffer, durch das die Differenz zwischen dem Binnen- und Exportpreis dem Staat zukam. Auf der Grundlage der Einigung mit dem IMF wurde sie im Juli 1996 abgeschafft. Im Januar 1999 wurde sie jedoch erneut eingeführt. Die Steuer unterliegt kontinuierlichen Anpassungen, die vom Weltmarktpreis abhängen.

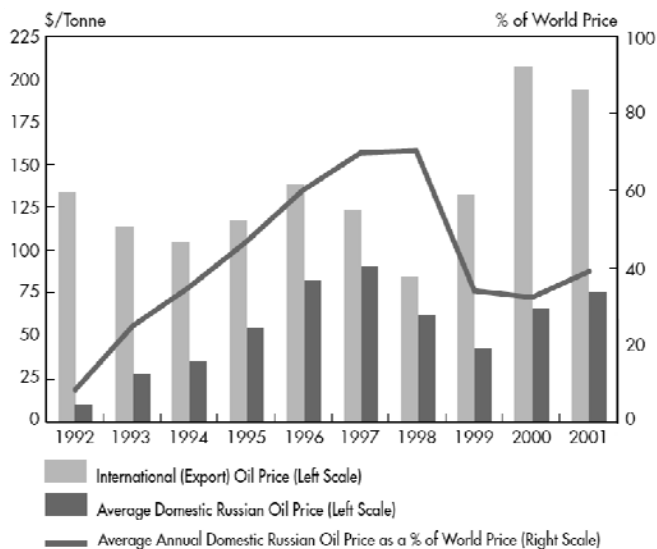
¹¹⁹ Der russische Staat trat bis Juli 1997 selbst als größter Erdölkäufer auf und war durch sein Agieren maßgeblich an der Aufrechterhaltung des geringen Ölpreisniveaus verantwortlich. Staatliche Exporte machten in dieser Zeit einen beträchtlichen Teil der russischen Ölausfuhren aus. Als Teil eines Abkommens mit dem IMF wurde dieses System im geringeren Umfang Ende 1998 erneut eingeführt. Staatliche Exporte sollten dabei zur Finanzierung spezieller Projekte dienen. Im Rahmen des Programmes wurde eine festgeschriebene Exportkapazität an Regierungsagenten überwiesen. Diese kauften Öl von Produzenten zu geringen Binnenpreisen und exportieren es anschließend auf den Weltmarkt.

¹²⁰ In der ersten Phase wurde von Moskau eine sog. direkte Exportquotenregelung eingeführt. In ihrem Rahmen wurden Ausfuhren nicht direkt von den Produzenten, sondern durch rechtlich bevollmächtigte Handelsunternehmen, sog. „special exporters“, realisiert. Dieses System galt bis zum Jahr 1995, als es aufgrund von Auflagen des IMF und der Weltbank bezüglich ihrer Kreditvergabe aufgehoben wurde. Im Jahr 1998 wurde eine neue Regelung eingeführt, welche die Erteilung von Exportquoten an Produzenten durch die Erfüllung von vorgeschriebenen Lieferverpflichtungen (Versorgungsquoten) gegenüber dem Binnenmarkt bedingte.

¹²¹ Die Regierung besaß (und besitzt weiterhin) das Interesse an der Aufrechterhaltung und Auslastung des einheimischen Ölverarbeitungssektors, der die eigenständige Versorgung des Binnenmarktes gewährleisten sollte und auch eine wichtige Beschäftigungsrolle übernahm. Aufgrund seiner Überdimensionierung, der falschen Produktpalette (russische Raffinerien wurden in der Sowjetzeit so ausgelegt, dass der Anteil leichter und schwerer Produkte jeweils etwa die Hälfte ausmachte, wobei Letztere auf dem Binnenmarkt oft nicht gebraucht wurden) und der gesunkenen Binnennachfrage, mussten jedoch große Teile der Erzeugnisse exportiert werden. Da die durchschnittlichen Gewinne der Unternehmen aus dem Export der Ölprodukte unter dem Niveau der Ölexporte liegen, muss die Regierung Erstere durch ihre Exportsteuerpolitik begünstigen. Die geringeren Gewinne gehen dabei darauf zurück, dass ein großer Anteil (bis zu 50 Prozent) der Exporte minderwertiges Mazut einnimmt. Darüber hinaus ist die Beförderung per Eisenbahn, die den Produkttransport dominiert, deutlich teurer als der Erdöltransport per Pipeline. Die Ausfälle des russischen Staates durch die Unterstützung der Ölproduktexporte wurden im Jahr 1999 auf 956 Mio. USD geschätzt. Vgl. Murray, Isabel et al.: *Russia Energy Survey 2002*, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 76-92, 107; Dodsworth, John R./Mathieu, Paul H./Shiells, Clinton R.: *Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries*, IMF Policy Discussion Paper, PDP/02/13, 2002, S. 15.

die Ölpreisparität im Handel zwischen Kasachstan und Russland nicht eingehalten.¹²² Dies führte dazu, dass der Durchschnittspreis russischer Ölexporte nach Kasachstan deutlich über dem Preis lag, den kasachische Produzenten für Lieferungen an russische Raffinerien erzielen konnten. Die Differenz konnte dabei kaum durch Qualitätsunterschiede zwischen den Ölsorten erklärt werden und ging hauptsächlich auf die Monopsonstellung russischer Ölabnehmer zurück. Denn die geografischen und während der Sowjetzeit geschaffenen infrastrukturellen Rahmenbedingungen machten kasachische Produzenten grundsätzlich von russischen Raffinerien abhängig. Letztere hatten aufgrund der Quoten- und Preispolitik ihrer Regierung kein Problem damit, Öl zu Preisen deutlich unter dem Weltmarktniveau von russischen Lieferanten zu erhalten, und konnten somit in Verhandlungen mit kasachischen Anbietern Forderungen diktieren. Trotz mehrerer intergouvernementaler Abkommen, die die Missstände im kasachisch-russischen Ölhandel beseitigen sollten, zeigten diese kaum eine praktische Wirkung. Kasachische Produzenten blieben aufgrund der fehlenden Abnehmeralternativen auch in der Folgezeit gegenüber russischen Raffinerien in einer schwachen Verhandlungsposition.¹²³ Deswegen ungeachtet konnte der russische Binnenmarkt im Hinblick auf das dort herrschende Preisniveau (Abbildung 5) den kasachischen Produzenten auch im Falle der Abschaffung der diskriminierenden Praktiken kaum eine attraktive Alternative zu Exporten auf den Weltmarkt bieten. Aus diesem Grund bedingten die meisten ausländischen Ölkonzerne die Realisierung ihrer Investitionen im kasachischen Ölsektor durch die Schaffung entsprechender Pipelineverbindungen, die Exporte auf den Weltmarkt ermöglichen würden, und verfolgten aus diesem Grund in der Phase unmittelbar nach der kasachischen Unabhängigkeit einen „wait and see“-Ansatz.¹²⁴

Abbildung 5: Ölpreisentwicklung auf dem russischen Binnenmarkt



Quelle: Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 77.

¹²² Kasachstan zahlte für Erdölimporte aus Russland im September 1992 zwischen 2.816 und 6.000 Rubel/Tonne (inklusive MwSt.), bekam für seine Exporte nach Russland jedoch lediglich 2.560 Rubel (2.000 + 28 Prozent MwSt.)/Tonnen. Davon gingen lediglich 650 Rubel/t an die kasachischen Produktionseinheiten, die Differenz wurde an das Ministerium für auswärtige Wirtschaftsbeziehungen abgetreten. Der Preis, der für Exporte auf den Weltmarkt erzielt werden konnte, lag bei etwa 24.000 Rubel/Tonne (200 Rubel = 1 USD). Vgl. The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D.C.: The World Bank, 1993, S. 106, 118.

¹²³ Vgl. Odling-Smee, John/Ishan, Kapur et al.: Kazakhstan: IMF Economic Review 1994, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1995, S. 31.

¹²⁴ Vgl. Dorian, James P./Zhansaitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: Energy Policy, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 694.

2.6.2 *Infrastrukturengpässe, Konkurrenzdenken und Diskriminierungspraktiken behindern die Nutzung des russischen Transportsystems*

Unabhängig von der Preisentwicklung war der ausschlaggebende Faktor, der nach dem Zerfall des einheitlich geregelten Erdölbinnenmarktes der UdSSR die Exporte kasachischer Produzenten nach Russland und den Transit kasachischen Erdöls über das russische Pipelinenetz zu den maritimen Exportterminals oder über die Druzhba-Pipeline bestimmte, die Bereitschaft Moskaus zur Erteilung entsprechender Durchleitungsrechte im Transneft-System. Entsprechende Entscheidungen traf die russische Führung teils vor dem Hintergrund der Sorge über die kasachische Konkurrenz auf ausländischen Absatzmärkten, teils mit Rücksicht auf die herrschenden Kapazitätsengpässe in einigen Segmenten des russischen Pipelinenetzes. Letzteres bezog sich weniger auf das Durchleitungsvermögen der Druzhba, denn die Leitung besaß aufgrund des deutlichen Nachfragerückgangs in den an sie angeschlossenen ehemaligen Mitgliedsstaaten der UdSSR (Ukraine, Weißrussland, Litauen)¹²⁵ an der westrussischen Grenze große freie Kapazitäten,¹²⁶ die jedoch nicht für die Steigerung des Exportvolumens genutzt werden konnten. Der Grund dafür war einerseits die begrenzte Aufnahmefähigkeit des mittelosteuropäischen Marktes (Ostdeutschland, Tschechoslowakei, Polen, Ungarn), der auch mit wirtschaftlichen Transformationsprozessen konfrontiert war, andererseits die teleskopische Ausführung der Pipeline, die ihre Verlängerung nach Westeuropa wenig attraktiv machte (Abbildung 4).¹²⁷ Nach dem Zusammenbruch des Absatzmarktes an der östlichen Grenze konzentrierten sich die russischen Exportströme daher verstärkt auf die maritimen Terminals. Das sowjetische Pipelinenetz war jedoch nicht auf diese neue Verteilung ausgelegt, sodass das Exportvolumen sowohl durch die Verladefähigkeiten der Terminals als auch das Transportvermögen der Zubringerpipelines limitiert wurde. Die Kapazitätsengpässe wurden zusätzlich dadurch verstärkt, dass es wiederholt zu politisch oder wirtschaftlich motivierten Einschränkungen bei der Nutzung der baltischen Häfen seitens der russischen Regierung kam.¹²⁸ Der Mangel an freien Exportkapazitäten führte gleichzeitig dazu, dass die Pipeline- und Terminal-Betreiber im GUS-Raum (Ukraine und Baltikum) vergleichsweise hohe

¹²⁵ Die kombinierte Nachfrage fiel in diesen drei Ländern von etwa 95 Mt im Jahr 1990 auf etwa 67 Mt im Jahr 1992 und 43 Mt im Jahr 1993. In der Folgezeit hielt der Rückgang der Nachfrage weiter an. Im Jahr 1996 betrug diese lediglich etwa 27 Mt. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011.

¹²⁶ Zum Beispiel wurden 1995 von der maximalen Exportkapazität von 60 Mt lediglich etwa 42,1 Mt genutzt (davon 24,1 Mt nach Polen und Deutschland und 18,1 Mt nach Tschechien, Slowakei, Ungarn und Jugoslawien). Vgl. Energy Charter Secretariat: Energy Transit, The Multilateral Challenge, Brussels, 1998, S. 34.

¹²⁷ An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass die Betreiber der Pipelinesegmente in den osteuropäischen Ländern kaum bereit wären, eine Verlängerung oder Ausweitung der von ihnen verwalteten Infrastruktur durchzuführen, ohne die finanzielle Beteiligung der Ölproduzenten oder zumindest die Erteilung von Durchleitungszusagen, welche die Auslastung der Leitung und somit die Rückzahlung der Investitionen garantieren würden. Gleichzeitig konnten russische Exporteure derartige Zusagen nicht erteilen, da sie wegen des staatlichen Einschreitens nicht frei über die Größe und Richtung ihrer Exportvolumen bestimmten. Eventuelle Zusagen einzelner Unternehmen würden darüber hinaus zu Trittbrettfahreffekten führen, da grundsätzlich alle Produzenten von der Steigerung der gesamten Exportkapazität profitieren würden, unabhängig von der direkten Beteiligung am jeweiligen Projekt. Ein weiteres Problem bestand auf der Abnehmerseite, da potenzielle Verbraucher in Westeuropa kaum Interesse an der Aufgabe bestehender flexibler (auf Tankern basierender) Lieferstrukturen und an der Bindung an Pipelinelieferanten besaßen. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 61-63.

¹²⁸ Differenzen herrschten auch bezüglich der Eigentumsrechte über die Pipelineinfrastruktur, die Russland für sich beanspruchte. Moskau zeigte sich aber auch unzufrieden mit den verhältnismäßig hohen Pipeline- und Hafengebühren. Darüber hinaus wurden Öllieferungen oft auch bei politischen Streitigkeiten instrumentalisiert. Vgl. Balmaceda, Margarita M.: Energy Dependency, Politics and Corruption in the Former Soviet Union. Russia's power, oligarch's profits and Ukraine's missing energy policy, 1995-2006, New York: Routledge, 2008, S. 143.

Transport-, Hafen- und Verladegebühren erheben konnten. Die russische Regierung weigerte sich in der Folgezeit, einheimischen oder ausländischen privaten Ölunternehmen den Bau unabhängiger Exportpipelines und Terminals zu ermöglichen und lehnte auch Initiativen baltischer Länder zum Ausbau bestehender Exportterminals ab, was deutlich günstiger wäre als die von ihr aus strategischen Motiven bevorzugte Schaffung eines eigenen maritimen Terminals im Baltikum, der jedoch aus finanziellen Gründen nur langsam umgesetzt werden konnte (Hafen Primorsk unweit von St. Peterburg).¹²⁹ Hinsichtlich des Zugangs zu den limitierten Pipelinekapazitäten stand kasachisches Transitöl dabei in direkter Konkurrenz zu russischen Ausfuhren. Aus russischer Sicht kam dies einem „Null-Summen-Spiel“ gleich, in dem jede Steigerung der Durchleitung kasachischer Ölvolumen die Exportmöglichkeiten eigener Unternehmen verringern müsste. Russische Produzenten bekräftigten gleichzeitig den im Ministerium für Treibstoff und Energie ohnehin herrschenden Unmut darüber, dass es falsch sei, einen Wettbewerber auf den wichtigsten Absatzmarkt (Westeuropa) zuzulassen, insbesondere wenn dies auf eigene Kosten geschehen müsste. Ähnlich wie die Pipelinekapazität wurde auch der europäische Markt als „fixed pie“ betrachtet. Demnach würden kasachische Exporte automatisch zur Senkung des russischen Anteils führen und auch zur Preiskonkurrenz beitragen.¹³⁰ Die Ölkonzerne zeigten sich auch unzufrieden damit, dass ihre eigenen Exportquoten durch Lieferverpflichtungen gegenüber dem russischen Binnenmarkt bedingt wurden, wo geringere Gewinne erzielt werden konnten, wobei kasachische Produzenten das Pipelinesystem lediglich für Transitzwecke nutzen wollten. Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen und Bedenken wurden kasachische Öllieferungen über das Transneft-System von der russischen Regierung durch Quotenregelungen beschränkt. Wichtig war hierbei, dass die Quoten aufgrund der staatlichen Kontrolle über das Pipelinennetz nicht allein von wirtschaftlichen Akteuren und daher auf der Grundlage von Marktsignalen getroffen wurden, sondern durch jährlich ausgehandelte intergouvernementale Protokolle bestimmt waren und daher auch politischen Instrumentalisierungen unterlagen.¹³¹ Hierbei wurden zwei Kategorien vereinbart: 1. Ex-

¹²⁹ Erwägungen über den Bau des Hafens wurden bereits im Jahr 1993 bekannt. Die erste Phase des Transportsystems (sog. Baltic Pipeline System) wurde jedoch erst im Jahr 2001 in Betrieb genommen. Vgl. Murray, Isabel et al.: *Russia Energy Survey 2002*, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 95, 98; Dodsworth, John R./Mathieu, Paul H./Shiells, Clinton R.: *Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries*, IMF Policy Discussion Paper, PDP/02/13, December 2002, S. 22; Gray, Dale: *Reforming the Energy Sector in Transition Economies: Selected Experience and Lessons*, Discussion Paper No. 296, Washington D.C.: The World Bank, 1995, S. 12.

¹³⁰ Vgl. Stevens, Paul: *Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 69.

¹³¹ Dies zeigt sich deutlich am Beispiel des Tengiz-Feldes. Durften 1992 noch 65.000 b/d von Tengiz über russische Pipelines ins Ausland exportiert bzw. in Russland vermarktet werden, wurde diese Quote nach der Übernahme des Feldes durch Chevron und der Gründung des TCO-Konsortiums im April 1993 auf 20.000-25.000 b/d reduziert. Offizielle Begründung hierfür war die Anwesenheit von Merkaptanen (schwefelhaltige Verbindungen, die Korrosion verursachen und stark riechen). Diese kontaminierten das Öl im Jahr 1993 jedoch genauso wie im Jahr zuvor, wobei einige russische Ölsorten ähnlich hohe Werte aufwiesen. Die Restriktionen wurden auch nach dem Bau von Reinigungsanlagen durch Chevron nicht wie versprochen aufgehoben. Ein weiteres Beispiel für ein wirtschaftlich irrationales, jedoch durch politische Interessen durchaus begründbares Verhalten war, dass die kasachische Exportquote in gewissen Zeiträumen trotz bestehender freier Kapazitäten in einzelnen Exportpipelinesegmenten nicht erhöht wurde. Zum Beispiel wurden im Jahr 1995 insgesamt 29,3 Mt Öl über Noworossijsk exportiert, wobei die Kapazität der Infrastruktur mit 32 Mt angegeben wurde, über Tuapse wurden 4,5 Mt geleitet (Kapazität 5 Mt). Wenn auch der Export russischer Eigenproduktion aufgrund der Verpflichtungen zur Versorgung des Binnenmarktes eingeschränkt wurde, könnte Transneft unter kommerziellen Gesichtspunkten zumindest versuchen, seine Einnahmen durch die Steigerung der Transitvolumen zu erhöhen (auch der russische Staat würde von den höheren Transiteinnahmen profitieren). Dies war jedoch nicht der Fall. Im selben Zeitraum verliefen nämlich Verhandlungen über den Eintritt russischer Unternehmen (Lukoil) in das Tengiz-Projekt und Analytiker sahen die Zuweisung der Pipelinequoten als wichtiges Druckmittel gegenüber Chevron

portmengen in den GUS-Raum („near abroad“), die wegen des dort bestehenden deutlich niedrigeren Preisniveaus grundsätzlich unattraktiver waren¹³² (Abbildung 19); 2. Transitvolumen für den internationalen Markt („far abroad“). Nur ein Teil der gesamten ausgeführten Ölvolumen stellten dabei „direkte“ Exporte dar.¹³³ Einen weiteren Teil bildeten verschiedene Arten von Swap-Vereinbarungen, in deren Rahmen kasachische Produzenten Rohöl an russische Abnehmer im Gegenzug für russische Lieferungen an bestimmte Exportterminals oder kasachische Verarbeitungsanlagen schickten. Hierbei kam es aufgrund der Unterschiede zwischen den Ölsorten zu quantitativen Ausgleichregelungen, die Kasachstan benachteiligten,¹³⁴ wobei kasachische Produzenten, wie bereits besprochen, für ihr Öl gleichzeitig Preise unter dem russischen Niveau hinnehmen mussten. Darüber hinaus bestanden auch Vereinbarungen über Rohöllieferungen an russische Raffinerien, die Kasachstan zur Abnahme von Ölerzeugnissen verpflichteten (ein Beispiel für eine Öllexportbilanz zeigt Tabelle 7). Almaty strebte aufgrund der bestehenden Preisunterschiede zwischen dem GUS-Raum und dem Weltmarkt verständlicherweise die Maximalisierung der Exportquote für „far abroad“ an, stieß mit dieser Forderung jedoch in Moskau lange auf Widerstand. In Kreml war man grundsätzlich an der Aufrechterhaltung des noch aus den Sowjetzeiten stammenden Verteilungsprinzips interessiert, wonach kasachische Vorkommen aufgrund geografischer Bedingungen für den Verbrauch auf dem Binnenmarkt der UdSSR bestimmt waren (Tabelle 6). Eine Veränderung der russischen Einstellung gegenüber den Transitleistungen konnte erst Ende der 1990er Jahre im Zuge der zunehmenden Zahl alternativer Öltransportprojekte im kaspischen Raum erkannt werden, nicht zuletzt aufgrund amerikanischer Initiativen zur Einbeziehung Kasachstans in die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline (Kapitel 3.4.1). Diese Entwicklungen werden im Folgenden analysiert.

Tabelle 6: Kasachische Ölexporte per Pipeline außerhalb der GUS (1991-97; in Mt)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Produktion	26,6	25,8	23,0	20,3	20,6	23,0	25,8
Bruttoexport per Pipeline	21,1	21,8	20,2	17,4	12,9	13,5	16,8
davon „far abroad“ (außerhalb GUS)	0	6,2	4,4	3,5	3,7	4,2	3,5

Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 212.

Die tatsächlichen Durchleitungsmengen wurden von Transneft auf Monats- oder Quartalsbasis in Abhängigkeit von technischen Faktoren und Produktionsschwankungen bestimmt, wobei das Unternehmen die exakte Route und den Exportpunkt auf der Grundlage der bestehenden infrastrukturellen Auslastung festlegte. Auch hierbei sahen sich kasachische Produzenten mit diskriminierenden

und der kasachischen Regierung. Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 26-27; Energy Charter Secretariat: Energy Transit, The Multilateral Challenge, Brussels, 1998, S. 34.

¹³² Der Hauptabnehmer kasachischer Öllieferungen im GUS-Raum (außer Russland) war die Ukraine. Studien des IMF verwiesen darauf, dass die von kasachischen Produzenten im GUS-Raum erzielten Preise lediglich ½ bis ⅔ des Weltmarktpreises betragen. Vgl. Dodsworth, John R./Mathieu, Paul H./Shiells, Clinton R.: Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries, IMF Policy Discussion Paper, PDP/02/13, 2002, S. 10; Russia has reserve facilities to transport Azerbaijani, Kazakh oil – deputy minister, in: Interfax Russian News, 6.4.2000.

¹³³ Aufgrund der Beschaffenheit des russischen Pipelinenetzes konnten kasachische Produzenten nicht dasselbe Öl am vereinbarten Export-/Entnahmepunkt erhalten, das von ihnen in das System eingespeist wurde. Somit handelte es sich auch bei direkten Exporten grundsätzlich um Swaps, bei denen Erdöl mit konkreten Eigenschaften an einem bestimmten Punkt (z. B. Samara) in das Transneft-Netz eingespeist wurde und die Produzenten an einem vereinbarten Exportpunkt (z. B. Noworossijsk) eine allgemeine Ölmischung entnahmen.

¹³⁴ Kasachstan war verpflichtet, etwa 7,3 Prozent mehr Öl an Russland zu liefern als es im Gegenzug erhielt. Die Differenz entstand dadurch, dass das kasachische Öl im Durchschnitt leichter war als das russische, die Verrechnung jedoch in Gewichtseinheiten (Tonnen) und nicht in Volumeneinheiten (Barrel) erfolgte. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 212.

Praktiken konfrontiert. Diese bestanden einerseits darin, dass ein unverhältnismäßig großer Anteil kasachischer Ölexporte an Exportterminals gelenkt wurde, die höhere Hafen- und Verladegebühren erhoben (z. B. Odessa).¹³⁵ Andererseits berechnete Transneft für die Beförderung kasachischen Erdöls deutlich höhere Transport- bzw. Dienstleistungsgebühren als im Falle russischer Öllieferungen (Tabelle 8). Kasachische Produzenten qualitativ hochwertigerer Ölsorten sahen sich darüber hinaus aufgrund der gegenseitigen Vermischung verschiedener Öle und des Fehlens eines Kompensierungsmechanismus mit dem Wertverlust ihrer Produktion konfrontiert.¹³⁶

Tabelle 7: Kasachische Rohölexportbilanz im Jahr 1996 nach IEA (in Mt)

Produktion	23,0 Mt
Bruttoexport über alle Transportoptionen	17,9 Mt
Brutto-Pipelineexport	15,6 Mt
Davon:	
Swap Rohöl für Rohöl (mit Russland)	3,4 Mt Exportiert (3,16 Mt Importiert)*
Swap Rohöl für Ölprodukte (mit Russland)	3,9 Mt
Direktexport „Far Abroad“	3,5 Mt (Hauptsächlich über Noworossijsk, Odessa, Ventspils)
Direktexport „Near Abroad“	4,8 Mt
Netto-Pipelineexport	8,5 Mt (schließt Differenz beim Rohölswap ein)
Export per Eisenbahn, Tanker	2,3 Mt (internationaler Markt)
Nettoexport alle Transportoptionen	10,8 Mt

* Aufgrund qualitativer Unterschiede musste Kasachstan vertraglich 7,3 Prozent mehr liefern. Die Pawlodar-Raffinerie erhielt 2,85 Mt und die Schymkent Raffinerie 0,31 Mt.

Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 212.

Neben den Ergebnissen der intergouvernementalen Vereinbarungen war anfänglich jeder in Kasachstan tätige Produzent ebenfalls berechtigt, separate Verträge mit Transneft über zusätzliche Transitmengen abzuschließen (galt bis 2002).¹³⁷ Diese Option bestand jedoch wegen geltender russischer Quotenpraxis und limitierter Kapazitäten des Netzes mehr oder weniger nur auf dem Papier.¹³⁸ Aufgrund der quantitativen Einschränkungen sahen sich kasachische Produzenten (insbesondere

¹³⁵ Laut IEA-Angaben stellte Odessa die teuerste Alternative unter den wichtigsten per Pipeline erreichbaren Exportmöglichkeiten dar. Zusätzlich lagen die ukrainischen Pipelinegebühren deutlich über den russischen. Sie waren so hoch, dass sich Transneft später sogar zum Bau einer 252 km langen Umgehungsleitung (Sukhodolnaya-Rodionovka) gezwungen sah, die eine bis dahin über die Ukraine verlaufende Verbindung nach Noworossijsk ersetzte. Zeitweise wurden bis zu 70 Prozent der gesamten kasachischen Transitquote über Odessa gelenkt. Vgl. Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 95.

¹³⁶ Hierbei handelte es sich z. B. um die Berechnung von sog. „deemed losses“, also vermeintlichen Ölverlusten, die im Verlauf des Transportprozesses auftreten sollten und von den Produzenten in natura, d. h. durch Lieferungen über das vereinbarten Volumen, ausgeglichen werden mussten. Die von Transneft berechneten Verluste beim Transport kasachischen Öls lagen deutlich über den üblichen, auch für russische Produzenten, festgelegten Koeffizienten. Vgl. Dodsworth, John R./Mathieu, Paul H./Shiells, Clinton R.: Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries, IMF Policy Discussion Paper, PDP/02/13, December 2002, S. 22; Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, 2003, S. 65; Raballand, Gaël/Esen, Ferhat: Economics and politics of cross-border oil pipelines – the case of the Caspian basin, in: Asia Europe Journal, Vol. 5, No. 1, 2006, S. 133-146, S. 136.

¹³⁷ Nach 2002 war nur noch KazTransOil zu Verhandlungen mit der russischen Seite berechtigt.

¹³⁸ In einigen Fällen gelang es TCO, zusätzliche Transitrechte zu erhalten. Dies erfolgte auf der Grundlage von Gegenleistungen, die mit russischen Unternehmen vereinbart wurden und daher auf Kosten ihrer Transportkontingente erfolgten. Beispielsweise bot TCO für das Jahr 1997 an, Öl an einige russische Raffinerien zu liefern, die Probleme mit der Auslastung besaßen, wobei man sich auch an der Vermarktung der Produkte beteiligen wollte. Vgl. Salpukas, Agis: Market Place; Chevron's Bet On Kazakh Oil, A Long Shot, Is Paying Off, in: The New York Times, S. 1, 12.2.1997.

Tengizchevroil) im Zuge kontinuierlicher Produktionssteigerungen in den Folgejahren daher zunehmend gezwungen, auch andere, deutlich kostspieligere Transportmethoden zu entwickeln,¹³⁹ die außerhalb der Bestimmungen der intergouvernementalen Transitvereinbarungen lagen. Anfänglich beschränkten sich diese Lösungen aufgrund geografischer und infrastruktureller Vorteile auf das russische Territorium. Hierzu gehörten vor allem Eisenbahnexporte an Terminals in der Ukraine, den baltischen Ländern oder Finnland.¹⁴⁰ Zusätzlich dazu wurden im beschränkten Ausmaß auch Tankerlieferungen über den Wolga-Don-Kanal in den Schwarzmeerraum unternommen. Ab Ende 1996 wurde schließlich auch mit der regulären Nutzung von Exportrouten begonnen, die nicht über Russland führten. Hierzu gehörte eine kombinierte Tanker-Eisenbahn-Trasse, auf der Öl von Aktau über Baku zum georgischen Schwarzmeerhafen Batumi befördert wurde. Im folgenden Jahr wurden auch Eisenbahnlieferungen nach China und (vorläufig erfolglos) Tankerexporte in Richtung Iran aufgenommen.¹⁴¹ Die geschilderten Transportoptionen konnten jedoch entweder aufgrund ihrer hohen Kosten (Eisenbahn) und/oder limitierten Kapazitäten (Swap, Eisenbahn) nur eine zeitlich begrenzte Übergangslösung bis zum Bau neuer bzw. der Erweiterung bestehender Pipelines bieten. Aus diesem Grund nannte auch die Weltbank bereits früh als entscheidende Bedingung für die Entwicklung des kasachischen Energiesektors „*the construction of an oil export pipeline with non-discriminatory access and standard international tariffs.*“¹⁴²

Tabelle 8: Transportkosten von Transneft auf ausgewählten Routen (2003; USD/t ohne MwSt.)

	Russisches Öl	Kasachisches Öl
Samara – Noworossijsk	7,12	14,81
Samara – Adamowa Zastawa* (Polnische Grenze)	3,59	11,68
Samara - Odessa*	2,59	7,96

* Nur russischer Streckenabschnitt; hierbei handelt es sich um die Druzhba-Pipeline

Quelle: Keller, Peter M. et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2003, S. 13.

2.6.3 Zusammenfassende Betrachtungen – der Zwang zur Diversifizierung

Vor dem Hintergrund der geschilderten Ausgangslage Kasachstans nach dem Zerfall der UdSSR und dem Erhalt der staatlichen Souveränität kann zusammenfassend festgestellt werden, dass das Land beim Öltransport in höchstem Ausmaß auf Russland angewiesen war. Die enge infrastrukturelle Verflechtung kam einer einseitigen Abhängigkeit gleich, die sich sowohl bei der Binnenversorgung als auch beim Zugang zu Absatzmärkten widerspiegelte. Ungeachtet der gewählten Exportroute sollte die Infrastruktur in erster Hinsicht den Zugang zum Markt außerhalb Russlands und der GUS gewährleisten, wo sowohl aus Sicht der Ölproduzenten als auch der kasachischen Regierung unattraktive

¹³⁹ Hierzu gehörte insbesondere die Eisenbahn. Die Transportkosten waren dabei je nach Route etwa dreimal teurer als bei Pipelinelieferungen. Im Jahr 1997 kam es durch kombinierte Maßnahmen von Russland (Tarifreduktion um 25 Prozent) und Kasachstan (Tarifreduktion für die Rückkehr leerer Tankwagons um 50 Prozent) dazu, dass diese auf einigen Routen auf durchschnittlich das Doppelte der Pipelinekosten sanken. Die höheren Eisenbahntransportkosten wurden jedoch teilweise dadurch aufgehoben, dass das somit exportierte Öl seine Qualität beibehielt. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 213

¹⁴⁰ Eisenbahnlieferungen wurden von TCO im Juli 1995 begonnen. Ende 1996 erreichte ihr Anteil an seinen Ausfuhren bereits 60 Prozent. Im Jahr 2000 exportierte das JV 8,2 Mt von 10,5 Mt Öl per Eisenbahn. Vgl. Tengizchevroil, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 2.3.2012).

¹⁴¹ Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 211-213.

¹⁴² The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D.C.: The World Bank, 1993, S. v.

Preisbedingungen herrschten. Damit konnte gleichzeitig auch das von Tsygankov in Anlehnung an Buzan/Waever/de Wilde als „economic security dilemma“¹⁴³ bezeichnete Phänomen vermieden werden, mit dem sich nach dem wirtschaftlichen Kollaps der UdSSR zahlreiche kasachische Industriezweige inklusive der Erdölbranche konfrontiert sahen. Ausländische Investoren, deren Know-how und Kapitalstärke für die Entwicklung des kasachischen Ölsektors dringend benötigt wurden, würden im Falle der Einschränkung der Exportmöglichkeiten auf den nördlichen Nachbarmarkt kaum Anreize zum Einstieg in kostenintensive Projekte besitzen. Ausfuhren auf den lokalen bzw. regionalen Markt in Zentralasien, der keine ausreichenden Absatzperspektiven bot und auch nicht infrastrukturell an die kasachischen Produktionsgebiete angeschlossen war, konnten von Kasachstan bzw. westlichen Investoren ebenfalls nicht als Alternative in Betracht gezogen werden.¹⁴⁴

In Bezug auf die nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion bestehende Ölexportinfrastruktur sollen an dieser Stelle zwei Aspekte unterschieden werden. Einerseits verfügte Kasachstan über keine *eigenständige* über russisches Territorium verlaufende, jedoch ausschließlich bzw. zum Großteil für kasachisches Öl bestimmte Verbindung zu einem maritimen Terminal, die dem Land direkte Exporte auf den internationalen Ölmarkt erlauben würde.¹⁴⁵ Andererseits zeichnete sich der Zugang zum russi-

¹⁴³ Vgl. Tsyngakov, Andrei P.: The Culture of Economic Security: National Identity and Political-Economic Ideas in the Post-Soviet World, in: International Politics, Vol. 39, No. 2, June 2002, S. 153-173, hier S. 155. Anders als beim klassischen, in der realistischen Denkschule verankerten „Sicherheitsdilemma“, zeichnet sich dieses Phänomen normalerweise nicht durch einen Null-Summen-Charakter aus. Der Wohlstand bzw. die wirtschaftliche Entwicklung eines Akteurs führt daher nicht unbedingt zur Verarmung eines anderen bzw. bedroht auch nicht seinen Wohlstand. Entscheidend ist in diesem Fall jedoch, dass der ökonomische Zusammenbruch eines wirtschaftlich wichtigen Akteurs im System große negative Auswirkungen auf die mit ihm eng verbundenen Staaten haben kann. Eine überproportionale ökonomische Abhängigkeit von einem Partner stellt somit für jedes Land eine Gefahr dar. Hiermit sah sich auch die kasachische Ölindustrie konfrontiert, die zuvor den Großteil der Produktion innerhalb der UdSSR, insbesondere Russlands, absetzte. Der Kollaps der Ölnachfrage im gesamten postsowjetischen Raum bei gleichzeitig beschränkten Exportquoten über das Transneft-Netz stellte sie daher vor enorme Vermarktungsprobleme. Hierzu siehe Buzan, Barry/Waever, Ole/de Wilde, Jaap: Security a new framework for analysis, London: Lynne Rienner Publishers, Inc., 1998, S. 99.

¹⁴⁴ An dieser Stelle soll nur in Kürze darauf verwiesen werden, dass Zentralasien für Kasachstan und ausländische Unternehmen keinesfalls als Absatzmarkt in Frage kommen konnte. Die Länder der Region besaßen aufgrund ihrer wirtschaftlichen Unterentwicklung ohnehin einen vergleichsweise geringen Ölverbrauch, wobei die Transformationsprozesse zu einem weiteren deutlichen Nachfragerückgang führten. Einige der Länder waren nach dem Zusammenbruch der UdSSR selbst Nettoölexporteur (Turkmenistan) oder strebten eine Energieversorgungsunabhängigkeit an (Usbekistan steigerte nach der Unabhängigkeit kurzfristig deutlich seine Produktion und war ab Mitte der 1990er Jahre sogar netto-Ölexporteur). Kirgistan und Tadschikistan gehörten zu den wirtschaftlich am wenigsten entwickelten Republiken der UdSSR und verfügten nicht zuletzt wegen der geringen Bevölkerungszahl über ein nur sehr kleines Absatzpotenzial. Darüber hinaus fand in Tadschikistan Anfang der 1990er Jahre ein Bürgerkrieg statt, der die Wirtschaft zusätzlich belastete. Auch die Zahlungsfähigkeit dieser Länder konnte als unzureichend angesehen werden. Vor diesem Hintergrund stießen Exportprojekte, wie z. B. der Vorschlag zum Bau der Kasachstan-Usbekistan-Kirgistan-Tadschikistan-Pipeline, auf kein Interesse westlicher Unternehmen. Im Untersuchungszeitraum fanden nur geringe kasachische Ölexporte an Verbraucher innerhalb der Region statt. An Turkmenistan wurden 59.000 t bzw. 50.000 t in den Jahren 1993 und 1994 geliefert, an Kirgistan 4.209 t im Jahr 2004, 3.740 t im Jahr 2005 und 650 t im Jahr 2009. An Usbekistan wurde seit dem Jahr 2003 kontinuierlich Öl exportiert. Die Volumen schwankten zwischen 0,244 Mt und 0,667 Mt. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011; Внешняя торговля и совместное предпринимательство Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2004, S. 108; Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам Jahrgänge 2005-2012, Abrufbar unter: <http://www.minfin.kz/index.php?uin=1120287940&lang=rus> (Zugriff 1.2.2012).

¹⁴⁵ In Hinblick auf den Erdöltransport soll an dieser Stelle kurz auf unterschiedliche Methoden hingewiesen werden, die den Produzenten zur Verfügung stehen. Generell kann Öl per Tanker, Pipeline, Eisenbahn und teilweise sogar Lastwagen befördert werden. Grundsätzlich stellen Tanker die günstigste Transportoption dar, wo-

schen Erdölpipelinennetz als der zur damaligen Zeit einzigen Verbindung zum Weltmarkt durch eine restriktive Quotenregelung aus. Diese ging auf die geschilderten Kapazitätsengpässe in einigen Netzsegmenten und maritimen Terminals zurück, wobei Russland auch kaum Anreize zur Durchleitung kasachischer Ölvolumen besaß, die als direkte Konkurrenz zu eigenen Ausfuhren angesehen wurden. Darüber hinaus sah sich Transneft als Betreiber des russischen Öltransportsystems dazu verleitet, seine Monopolstellung in Form diskriminierender Tarifpraktiken und Routenallokation auszunutzen, wobei Exporte über sein Netz für Produzenten hochwertigerer Ölsorten zusätzlich durch Qualitäts- und damit einhergehende Preisverluste pönalisiert wurden.

Vor dem Hintergrund dieser Unterscheidung können für die kasachische Erdölexportpolitik mehrere Herausforderungen abgeleitet werden. Einerseits sollten die Bedingungen für die Nutzung des Transneft-Systems so gestaltet werden, dass sie den kasachischen Ansprüchen bezüglich der Zugangsrechte, Tarifbestimmungen und Qualitätsanforderungen entsprechen bzw. zumindest entgegenkommen würden. Nur die Lösung dieser Problematik allein würde jedoch aus kasachischer Perspektive nicht ausreichend sein, denn obwohl somit Rahmenbedingungen für eine transparentere und wirtschaftlich attraktivere Nutzung bestehender Transportkapazitäten geschaffen wären, waren diese sehr limitiert (Tabelle 9) und genügten daher nicht für die Aufnahme der angestrebten Produktionszuwächse.¹⁴⁶ Die zusätzlichen Volumina konnten auch nicht durch eine einfache Erweiterung existierender Exportleitungen aus Kasachstan aufgefangen werden, da diese dafür weder aus technischen noch

bei der Vorteil gegenüber Pipelines mit zunehmender Distanz und durch Skaleneffekte (größere Schiffe) zunimmt. Exporte auf dem Seeweg zeichnen sich auch durch einen weiteren entscheidenden Vorzug aus, ihre Flexibilität. Denn das Zusammenspiel aus vergleichsweise geringen Frachtkosten und der Existenz einer globalisierten Marktstruktur erlaubt Produzenten auch die Durchführung kurzfristiger Anpassungen bei der Belieferung der Verbraucher. Damit kann nicht nur auf Nachfrage-, sondern auch auf Preisschwankungen reagiert werden. Demgegenüber sind Pipelines, die die zweitgünstigste Transportmöglichkeit darstellen, völlig unflexibel. Einmal gebaut, können sie nicht mehr verlegt werden. Deren Bau ist zwar sehr kapitalintensiv, sie weisen jedoch auch hohe Skaleneffekte aus. (Da Terrainarbeiten unabhängig von der Größe der Leitung durchgeführt werden müssen, geht der Vorteil insbesondere auf die für den Bau der Röhren benötigte Materialmenge (insbesondere Stahl) zurück. Die Größenvorteile ergeben sich aus dem exponentiellen Verhältnis zwischen Oberfläche, die entscheidend für die Menge des benötigten Materials ist, und Durchmesser, der über die Transportkapazität entscheidet. Können Pipelines mit einem Durchmesser von 530 mm jährlich nur 4-9 Mt Öl befördern, steigt die Kapazität beim Durchmesser von 820 mm auf 15-27 Mt/Jahr, bei 1.020 mm auf 23-50 Mt/Jahr und bei 1.220 mm sogar auf 41-78 Mt/Jahr.) Aus wirtschaftlichen Gründen wird daher die Bündelung der Exporte über eine große Pipeline, dem Bau mehrerer kleiner Leitungen vorgezogen, was gleichzeitig eine kommerzielle Einschränkung für Diversifizierungsbemühungen darstellt. Falls die Leitung vom Produzenten direkt zum Verbraucher verlegt wird, entsteht zwischen beiden Parteien ein gegenseitiges Abhängigkeitsverhältnis. Aufgrund langer Bauzeiten und hoher Baukosten können Pipelines bei Störungen der Handelsbeziehungen nur mit großem Aufwand und nur in längeren Zeiträumen ersetzt werden. Falls der Verbraucher auch Erdöl aus anderen Quellen importieren kann, besteht für den Produzenten gleichzeitig die Gefahr monopsonischer Praktiken. Aus diesem Grund bevorzugen Produzenten die Verlegung von Pipelines zur Küste eines offenen Meeres, um Vorteile des maritimen Transports nutzen zu können. Eisenbahnlieferungen, die im postsowjetischen Raum häufig eingesetzt werden, zeichnen sich durch deutlich höhere Betriebskosten als Pipeline- und Tankerexporte sowie eine komplizierte Logistik (Anzahl der Tankwagens) aus. Daher eignen sie sich nicht für Transporte auf längeren Strecken bzw. für große Volumina. Der Einsatz von Lastwagen stellt die kostspieligste Alternative dar, die nur für die Beförderung von sehr geringen Ölmengen auf kurzen Distanzen, meist im Falle von kurzfristigen Störungen anderer Transportkanäle, eingesetzt werden kann. Vgl. z. B. Kanai, Miharū/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market. Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, 2007, S. 36.

¹⁴⁶ Allein die Produktion des Tengiz-Feldes wurde für das Jahr 2010 mit 700.000 b/d (35 Mt/Jahr) erwartet. Vgl. Dorian, James P./Zhanseitov, Shakarim F./Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia, in: Energy Policy, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 687.

konzeptionellen Gründen¹⁴⁷ ausgelegt waren und parallel erhebliche Anpassungen des russischen Systems bedürfen würden (Abbildung 2), sondern erforderten die Schaffung gänzlich neuer Verbindungen zum Weltmarkt – mit anderen Worten eine (wirtschaftliche) Diversifizierung bzw. Vermehrung der Transportoptionen.¹⁴⁸ Obwohl ihr Bau prinzipiell auch in Zusammenarbeit mit Transneft vorstellbar war, entsprach dies keinesfalls den Interessen der kasachischen Regierung und der ausländischen Produzenten. Denn vorausgesetzt, dass sich die zukünftigen kasachischen Exportoptionen ausschließlich oder zumindest zum Großteil auf die Nutzung des Transneft-Systems beschränken sollten, wäre die Entwicklung der kasachischen Ölindustrie grundsätzlich von der Kooperationsbereitschaft des Konzerns abhängig. Wesentlich war hierbei, dass Transneft keinesfalls als klassischer wirtschaftlicher Akteur bzw. unabhängiger Pipelinebetreiber mit rein kommerziellen Zielsetzungen betrachtet werden konnte, sondern auch die Rolle eines geoökonomischen Vehikels Russlands übernahm, das zur Wahrung nationalstaatlicher Interessen eingesetzt werden und in einzelnen Fällen auch ohne Rücksicht auf ökonomische Kriterien handeln konnte. Eine Instrumentalisierung der kasachischen Abhängigkeit vom Transneft-Netz konnte somit jederzeit erfolgen. Dies war nicht nur für Almaty politisch ungewollt, sondern auch für ausländische Investoren kaum akzeptabel. Dessen ungeachtet stellte die Abhängigkeit von dem Konzern auch aus ausschließlich kommerziellen Gesichtspunkten keinen gewünschten Zustand dar. Neben den bereits thematisierten Nachteilen, die sich aus seiner Monopolstellung ergaben, schienen ebenfalls die finanziellen Fähigkeiten des Unternehmens zur Verwaltung des bestehenden Netzes und des parallelen Aufbaus zusätzlicher Transport- und Exportkapazitäten eingeschränkt zu sein.

Tabelle 9: Export-/Importinfrastruktur in Kasachstan nach dem Zerfall der UdSSR

Pipeline	Fertigstellung	Länge in Kasachstan (km)	Kapazität (Mt/Jahr)	
Ayrau-Samara	1974	535	10,2	Export und Swap mit Russland
Tengiz-Aktau-Astrachan	1990	452	15	Teilweise genutzt für Binnentransport
Kenkiyak-Orsk Strang I	1968	411	1,7	Swap mit russischen Raffinerien Orsk, Salawat, Ufa; Kapazität deutlich geringer
Kenkiyak-Orsk Strang II	1986	411	5,0	
Karachaganak-Orenburg	1985	150	5	Export von instabilem Kondensat an die russische Raffinerie Orenburg
Omsk-Pawlodar-Schymkent	1978-1983	1.859	25	Import aus Russland
Andere				
Hafen Aktau	-	-	ca. 5	Exporte im kaspischen Raum (Baku, Machatschkala und über den Wolga-Don-Kanal; betroffen vom Meeresspiegelanstieg)
Eisenbahn	-	-	ca. 5	Konkurrenz mit Binnerversorgung; Limitiert durch die Anzahl der Wagons ¹⁴⁹

Quelle: Traceca: Rehabilitation of Crude Oil and Oil Product Transportation Networks, Country Report Kazakhstan, Inogate, 1999, S. 23.

¹⁴⁷ Zum Beispiel diente die Infrastruktur zwischen Karachaganak und Orenburg ausschließlich für den Export des Kondensats oder Gases vom Feld an das russische Verarbeitungswerk. Die Kenkiyak-Orsk-Pipeline war wiederum von der Kapazität auf die Anforderungen der Raffinerie Orsk ausgelegt und besaß keinen Anschluss an das Ferntransportnetz von Transneft. Die Tengiz-Astrachan-Pipeline war an keinen Exportterminal angeschlossen.

¹⁴⁸ In Hinblick auf den Erdöltransport wird Diversifizierung aus wirtschaftlicher Perspektive hier als Ausweitung der Anzahl verfügbarer Transportoptionen verstanden, wodurch der Anstieg der Beförderungskapazitäten und/oder die Verringerung der Transportrisiken erreicht werden soll.

¹⁴⁹ Eisenbahnlieferungen wurden auch für die Versorgung der Raffinerien Schymkent und Pawlodar eingesetzt.

Eine weitere Herausforderung der kasachischen Exportpolitik bestand somit in der „geoökonomischen Diversifizierung“, also im Bau eigenständiger Exportsysteme, die ungeachtet der genauen Streckenführung nicht unter Kontrolle von Transneft oder russischer Regulierungsbehörden stehen und somit auch im Falle des Verlaufs über russisches Territorium eine autonome Betreuung ermöglichen würden. Diese Infrastruktur würde nicht nur von den Missständen des russischen Leitungsnetzes (Quoten, Tarifiediskriminierung, Qualitätsverlust) ausgenommen sein, zur Ausweitung kasachischer Exportkapazitäten beitragen und zumindest eine partielle Verringerung von Transportrisiken¹⁵⁰ nach sich ziehen, sie würde ebenfalls eine Wettbewerbssituation schaffen, die letztendlich auch durchaus positive Auswirkungen auf die von Transneft angebotenen Transportbedingungen für kasachische Nutzer seines Systems haben könnte. Unter vielen ausländischen Ölkonzernen herrschte dabei Zu-

¹⁵⁰ Als Transportrisiken können grundsätzlich alle Faktoren bezeichnet werden, die die Verbringung einer Ware zum Bestimmungsort verhindern bzw. diese negativ beeinträchtigen können. Prinzipiell können Transportrisiken in zahlreiche Kategorien aufgeteilt werden: technische (Leckagen, Explosionen, technisch bedingte Verringerung der Durchleitungskapazität usw.), wirtschaftliche (z. B. hohe Transportkosten, die im Umfeld niedriger Absatzpreise die Wirtschaftlichkeit der Produktion untergraben), umweltpolitische (Auswirkungen von Erdbeben, Überschwemmungen bzw. anderer Naturereignisse auf die Pipeline; Behinderung der Tankerbeladung durch schlechtes Wetter – stellt insbesondere in den Wintermonaten ein häufiges Problem in Noworossijsk dar), administrative (Fehlen eines klaren regulativen Rahmens, der den Zugang zur Pipeline oder die Gestaltung der Tarife abdeckt), sicherheitspolitische (Kriege/Aufstände in der Transitregion; terroristische Anschläge) und politische (Instrumentalisierung von Abhängigkeiten, sodass diverse Gegenleistungen für Transitrechte bzw. die Zustimmung zum Ausbau der Leitung verlangt werden). Viele davon können unabhängig davon auftreten, ob die Pipeline nur über das Territorium des Produzentenstaates oder auch weiterer (Transit-)Länder verläuft, einige sind aber explizit an die Existenz eines Transitverhältnisses gebunden. Transitrisiken stellen somit eine besondere Unterkategorie der Transportrisiken dar und ergeben sich aus der Notwendigkeit der Passage über das Hoheitsgebiet eines oder mehrerer Staaten, der/die nicht Eigentümer des Rohstoffs ist/sind, aber aufgrund der geografischen Position die Möglichkeit zur direkten oder indirekten politischen Einflussnahme auf den Transport erhält/erhalten. Die IEA bezeichnet Transitrisiken als „*possibility that transit flows are interrupted, or become prohibitively expensive, or that requests to expand transit capacity or gain access to existing capacity are turned down.*“ (IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 556.) Die Steigerung der Transportsicherheit bzw. die Vorbeugung gegen Auswirkungen einer Lieferunterbrechung auf den Produzenten kann insbesondere durch Diversifizierung, d. h. die Schaffung mehrerer alternativer Transportoptionen, erzielt werden, die idealerweise über freie Kapazitäten verfügen, welche bei Störungen auf einer Route als Ausweichoptionen genutzt werden können. Die aufgeführte Klassifizierung der Risiken macht deutlich, dass durch den Bau mehrerer Pipelines, die über dasselbe Transitland verlaufen, zwar durchaus ein Beitrag zur Risikoverringerung geleistet werden kann (z. B. gegen technische, umweltpolitische Risiken), jedoch nicht alle Herausforderungen vermieden werden können. Insbesondere politische, administrative oder sicherheitspolitische Risiken können erst durch eine Streuung der Exporttrassen in verschiedene geografische Richtungen bzw. Transitkorridore verringert werden. In der Praxis wird der Aufbau mehrerer Routen mit „Reservekapazitäten“ von den Unternehmen aufgrund hoher Infrastrukturkosten gemieden. Im Gegenteil, um Skaleneffekte nutzen zu können, wird die Bündelung der Exporte auf einer möglichst großvolumigen Pipelinerroute bevorzugt. Um die Auslastung und wirtschaftlich effiziente Betreuung von Pipelines zu gewährleisten, wird deren Bau meist im Voraus mit Durchleitungsverpflichtungen verbunden („ship-or-pay“) und deren Kapazität an die erwartete Produktionsentwicklung der Lagerstätten angepasst. Hohe Kapitalkosten, die den dominanten Anteil an der Gesamtstruktur der Pipelinetransportkosten besitzen, führen dazu, dass eine vom Unternehmen bereits gebaute Leitung auch dann genutzt wird, wenn Möglichkeiten zur Schaffung neuer Alternativen mit günstigeren Betriebskosten entstehen würden. Da Pipelines nach ihrer Fertigstellung völlig unflexibel sind, sollten langfristig stabile Rahmenbedingungen für ihre Nutzung geschaffen werden, die insbesondere politischen oder administrativen Risiken vorbeugen. Auf individueller Ebene wird dies durch den Abschluss von Verträgen mit Einbeziehung der Regierungen aller beteiligten Länder angestrebt. Die nachträgliche Politisierung bzw. Instrumentalisierung kann aber auch in diesem Fall nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Auch die Schaffung eines internationalen Regimes, das die Transitfragen regelt, kann zur Steigerung der Sicherheit beitragen. Versuche zum Aufbau eines solchen Rahmens wurden zwar in Form des Energiecharta-Vertrages gestartet, sie scheiterten bis jetzt jedoch am politischen Widerstand einzelner Schlüsselländer (siehe folgende Kapitel, z. B. Kapitel 3.2.6).

rückhaltung gegenüber Investitionen in den kasachischen Upstream-Bereich¹⁵¹, bevor ausreichende Exportkapazitäten oder zumindest glaubhafte Aussichten auf ihre rechtzeitige Verfügbarkeit unter transparenten marktkonformen Bedingungen bestünden. Die Schaffung eines oder mehrerer neuer Transportsysteme würde somit aus Sicht von Almaty auch die Attraktivität des kasachischen Ölsektors steigern und zusätzliches ausländisches Kapital anlocken. Bezüglich des möglichen Streckenverlaufs waren dabei sowohl Russland einbeziehende als auch das Land meidende Alternativen vorstellbar. Letztere waren für Kasachstan aus strategischen Gründen durchaus wünschenswert, denn Moskau besäße auch im Falle, dass Transneft nicht als Betreiber einer über russisches Territorium verlaufenden kasachischen Exportpipeline fungieren würde, weiterhin ausreichende Optionen zur potenziellen Störung des Transportflusses und somit auch der Renteneinnahmen der Regierung. Neben dem direkten militärischen Vorgehen bzw. Sabotageakten gegen die Infrastruktur, die als extreme Maßnahmen nur in Ausnahmesituationen drohen würden, waren auch die Instrumentalisierung der Zustimmung zum Bau bzw. zur Erweiterung (z. B. im Gegenzug für die Beteiligung an Vorkommen), verschiedene politische oder administrative Einschränkungen des Transitbetriebes (z. B. aus Umweltgründen) bis hin zur Möglichkeit der späteren Nationalisierung vorstellbar. Nachdem die Pipeline einmal verlegt worden wäre, könnte dabei bereits die Androhung gewisser Handlungen seitens Russlands ausreichend sein, um von Kasachstan diverse wirtschaftliche Zugeständnisse zu erzwingen bzw. politische Verhaltenskonformität zu erreichen. Kasachstan war jedoch in der Wahl der Transportrouten nicht gänzlich frei. Neben kommerziellen Faktoren mussten bei der Planung insbesondere auch die in der Region bestehenden geopolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Dabei stand fest, dass der Kreml mit keinen politischen Herausforderungen konfrontiert werden durfte, die ihn möglicherweise zum Eingreifen in die inneren Angelegenheiten der jungen Republik mit ihrer großen russischen Minderheit und der engen wirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Ausrichtung auf Russland bewegen könnten. Eine weitere Herausforderung in der kasachischen Exportpolitik bestand somit in der „geopolitischen Diversifizierung“ bzw. Schaffung von Russland unabhängigen Transportkanälen¹⁵², ohne jedoch hiermit ein Zerwürfnis mit Moskau zu provozieren. Solche Exportrouten würden aus kasachischer Perspektive die in Bezug auf Russland bestehenden Transitriskos (zu Transitriskos siehe Fn 150) senken und daher einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der wirtschaftlichen und letztendlich auch politischen Souveränität des Landes leisten. Obwohl diese Optionen von der politischen Elite mit Rücksicht auf Moskaus Interessen vorerst hinter den russischen Alternativen eingeordnet wurde (wie in Kapiteln III, IV und VI gezeigt wird), sollten sie jedoch insbesondere im Hinblick auf die erwarteten massiven Produktionszuwächse perspektivisch zunehmend fokussiert werden. Nicht zuletzt konnten einzelne von ihnen auch für die Lösung einheimischer Versorgungsprobleme eingesetzt werden (Exportpipeline nach China; siehe Kapitel V). Im Rahmen der Diversifizierungsüberlegungen war dabei nicht nur der Faktor der multiplen Routen (zu einem Absatzmarkt) relevant, sondern auch die Erschließung verschiedener Verbrauchermärkte, wo-

¹⁵¹ Als Upstream-Bereich wird die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen bezeichnet.

¹⁵² Hier soll noch einmal der Unterschied im Verständnis der „geoökonomischen“ und „geopolitischen“ Diversifizierung verdeutlicht werden. Erstere beschränkt sich ausschließlich auf die Schaffung von Transportoptionen, die nicht von russischen Staatskonzernen betrieben bzw. deren Nutzungsbedingungen (Zugangsmöglichkeiten, Kosten, Transportmenge) nicht von russischen Regulierungsbehörden festgelegt werden. Diese *können* prinzipiell auch über russisches Territorium verlaufen. Geopolitische Diversifizierung schließt dagegen Transportlösungen über Russland aus. Da Routen, die in die Kategorie der geopolitischen Diversifizierung fallen, wegen des Russland umgehenden Streckenverlaufes automatisch nicht von russischen Behörden bzw. Transneft verwaltet werden, tragen diese folglich auch zur geoökonomischen Diversifizierung bei. Dagegen kann jedoch nicht jede Route, die als geoökonomische Diversifizierung gilt, auch als geopolitische Diversifizierung verstanden werden.

durch die Nachfragesicherheit¹⁵³ erhöht und möglicherweise auch Preisprämien gesichert werden konnten.

Tabelle 10: Schematische Darstellung der Herausforderungen der kasachischen Erdölexportpolitik

Herausforderung	Beitrag zur „...“ Diversifizierung		
	wirtschaftlichen	geoökonomischen	geopolitischen
Verbesserung der Nutzungsbedingungen und Erweiterung bestehender russischer Routen	Nein	Nein	Nein
Schaffung neuer Transneft-Routen	Ja	Nein	Nein
Schaffung neuer Routen, die nicht von Transneft/russischen Behörden verwaltet wären	Ja	Ja	Nein
Schaffung neuer Routen, die nicht über russisches Territorium verlaufen würden	Ja	Ja	Ja

2.7 Kasachischer Ölsektor nach der Unabhängigkeit

2.7.1 Überblick über die Reserven- und Ressourcenlage

Kasachstan besitzt laut BP nachgewiesene Ölreserven in einer Höhe von 30 Mrd. Barrel (2011), was etwa 1,8 Prozent der globalen Reserven¹⁵⁴ entspricht und das Land damit zum zwölftgrößten Reserverhalter der Welt macht.¹⁵⁵ Schätzungen über mögliche Ressourcen¹⁵⁶ sind oft spekulativ und variieren deutlich, wobei kasachische Angaben dazu neigen, die Zahlen ausländischer Industrievertreter

¹⁵³ Proniska bezeichnet Absatzsicherheit („security of demand“) als „security of revenues from the energy market.“ Vgl. Proniska, Kamila: Energy and security: regional and global dimensions, in: SIPRI Yearbook 2007: Armaments, Disarmament and International Security, Stockholm International Peace Research Institute, Oxford University Press, 2007. S. 213-240, hier S. 213. Das Konzept der Nachfrage- bzw. Absatzsicherheit kann aus Sicht der Rohstoffproduzenten als Pendant zum Konzept der Versorgungssicherheit („security of supply“) betrachtet werden, das überwiegend die Herausforderungen der Energieverbraucher reflektiert. Ähnlich wie die Versorgungssicherheit kann auch die Nachfragesicherheit sowohl auf makro- als auch mikroökonomischer Ebene Anwendung finden. So wie einzelne Unternehmen auf den Absatz ihrer Produktion angewiesen sind, sind viele rohstoffproduzierende Länder von Einnahmen aus dem Export und der Besteuerung der Förderunternehmen abhängig. Daher muss aus ihrer Sicht auch der ununterbrochene bzw. verlässliche Zugang zu Verbrauchermärkten gewährleistet werden, auf denen die angebotenen Rohstoffe von zahlungsfähigen Abnehmern zu vernünftigen Preisen gekauft werden. Festgehalten werden kann auch, dass Exporte über maritime Terminals den Kriterien der Absatzsicherheit besser dienen als Pipelineexporte an einen konkreten Abnehmer. Erstere vermeiden nämlich nicht nur monopsonische Praktiken, sondern ermöglichen im Falle wirtschaftlicher Probleme eines Abnehmers eine flexible Umlenkung der Exporte.

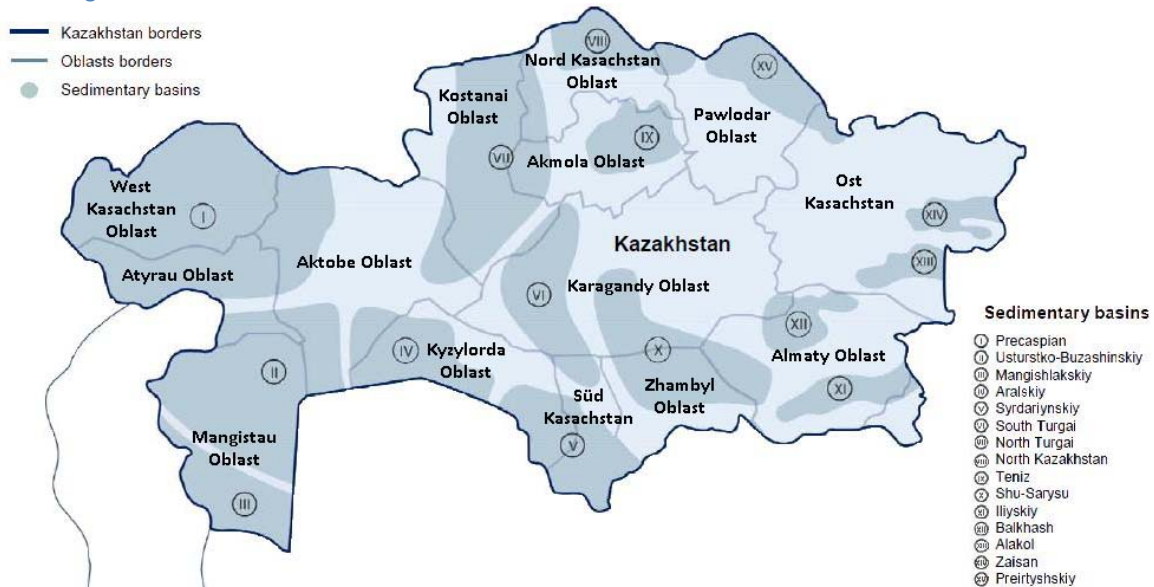
¹⁵⁴ Die BGR definiert Reserven als „die Mengen eines Energierohstoffes, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können.“ Vgl. Cramer, Bernhard/Andruleit, Harald et al.: Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009, S. 23.

¹⁵⁵ BP gab die kasachischen Erdölreserven für das Jahr 2010 in der Ausgabe des *BP Statistical Review* aus dem Jahr 2011 noch mit 39,828 Mrd. Barrel an (2,9 Prozent der globalen Reserven; Rang neun). In der Ausgabe der Statistik aus dem Jahr 2012 wurden nicht nur die Angaben für das Jahr 2011 sondern auch die Daten für die zurückliegenden Jahre nach unten korrigiert. Auch die US-Regierungsagentur EIA, die sich in ihren Angaben auf das Oil & Gas Journal beruft, gibt kasachische Reserven mit 30 Mrd. Barrel (zum 1.1.2011) an, was 2,04 Prozent der globalen Reserven entspricht. Kasachstan nimmt demnach den 11. Rang im weltweiten Vergleich ein. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011, BP Statistical Review of World Energy 2012; EIA: International Energy Outlook 2011, Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration, September 2011, S. 38.

¹⁵⁶ Die BGR definiert Ressourcen als „die Mengen eines Energierohstoffes, die geologisch nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können und die Mengen, die nicht nachgewiesen sind, aber aus geologischen Gründen in dem betreffenden Gebiet erwartet werden können.“ Vgl. Cramer, Bernhard/Andruleit, Harald et al.: Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009, S. 24.

oder Agenturen zu überschreiten. Laut der BGR besitzt Kasachstan ein Gesamtpotenzial¹⁵⁷ an Rohöl von 17.414 Mt (127,993 Mrd. Barrel¹⁵⁸), von dem jedoch bis zum Jahr 2010 bereits 1.377 Mt (10,121 Mrd. Barrel) gefördert wurden. Von den noch verbleibenden 16.037 Mt (117,872 Mrd. Barrel) werden 5.337 Mt (39,227 Mrd. Barrel) als Reserven und 10.700 Mt¹⁵⁹ (78,645 Mrd. Barrel) als Ressourcen klassifiziert.¹⁶⁰

Abbildung 6: Sedimentbassins in Kasachstan



Quelle: JSC KazMunaiGas Exploration Production, Goldman Sachs Third Annual EEMEA One-on-One Conference, November 2011; eigene Bearbeitung.

Auf kasachischem Territorium befinden sich insgesamt 15 unterschiedlich große und ergiebige Sedimentbassins, die zusammen über 60 Prozent der Staatsfläche bedeckten (Abbildung 6). Die bekannten kasachischen Ölreserven liegen zum Großteil im Westen des Landes und im Offshore-Sektor (Precaspian-Bassin, Mangyschlak-Bassin, Ustyurt-Bassin), lediglich ein kleiner Anteil befindet sich in den zentralen Regionen (South Turgai-Bassin).¹⁶¹ Die vier westlichen administrativen Verwaltungseinheiten West-Kasachstan, Atyrau, Mangistau und Aktjubinsk (Aktobe) stellen somit auch die wich-

¹⁵⁷ Laut BGR, „die gesamte gewinnbare Menge, also die Summe aus den bisher insgesamt geförderten Mengen, den Reserven und Ressourcen.“ Vgl. ebenda.

¹⁵⁸ Die BGR benutzt einen Umrechnungsfaktor von 7,35 Barrel pro Tonne.

¹⁵⁹ Davon 4.000 Mt konventionelles und 6.700 Mt nicht konventionelles Öl in Form von Ölsanden. Bei den Angaben für unkonventionelles Öl handelt es sich lediglich um Reserven. In ihrer Untersuchung aus dem Jahr 2009 gab die BGR für Kasachstan in der Kategorie unkonventionelles Öl Vorkommen in einer Gesamtgröße „in-place“ von 66.886 Mt an, davon wurden 21.072 Mt als Ressourcen und 6.679 Mt als Reserven bezeichnet. Zum Vergleich, kanadische Ölsande „in-place“ wurden mit 272.000 Mt, davon 81.853 Mt als Ressourcen und 27.450 Mt als Reserven angegeben. Venezolanisches Schweröl wird mit 240.360 Mt „in place“, 46.750 Mt Ressourcen und 6.400 Mt Reserven geführt. („In-place“ ist die Gesamtmenge des ursprünglich vorhandenen Erdöls in einer Lagerstätte, davon kann jedoch lediglich ein gewisser Anteil tatsächlich gefördert werden.)

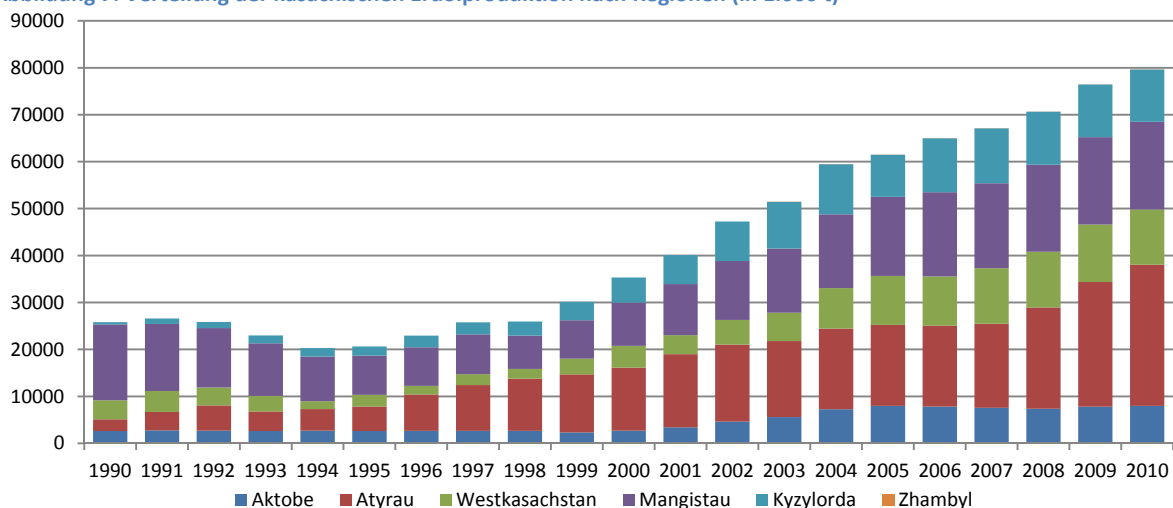
¹⁶⁰ Vgl. Andruleit, Harald et al.: Kurzstudie. Reserven Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2011, S. 38, 42; Tabellenanhang S. 41.

¹⁶¹ Das Precaspian-Bassin ist das mit Abstand reichste des Landes. Laut Wood MacKenzie, das die kasachischen förderbaren Reserven mit 30,201 Mrd. Barrel deutlich geringer beziffert als die BGR, besaß das Bassin (zum 1.1.2009) Reserven in Höhe von 25,997 Mrd. Barrel, wobei es noch enormes Explorationspotenzial aufweist. Reserven im Mangyschlak-Bassin (2,304 Mrd. Barrel), Ustyurt-Bassin (1,157 Mrd. Barrel) und South Turgai-Bassin (0,734 Mrd. Barrel) folgen mit deutlichem Abstand. In den verbleibenden Bassins lagern lediglich 9 Mio. Barrel Öl. Vgl. Wood MacKenzie Country Overview Kazakhstan 2009, Woodmac Live Site.

tigste Produktionsgebiete des Landes dar (Abbildung 7). Im Jahr 2010 waren in Kasachstan insgesamt 172 Öl- und 42 Kondensatfelder registriert, von denen 80 aktiv entwickelt wurden. Dabei lagerten über 90 Prozent der Reserven in fünfzehn Feldern und etwa 50 Prozent in lediglich drei – Kashagan, Tengiz, Karachaganak.¹⁶²

Die kasachischen Onshore-Gebiete können als weitgehend gut erkundet bezeichnet werden, sodass Erwartungen bezüglich neuer Großfunde dort als sehr gering anzusehen sind. Dagegen werden die Schelfgebiete nicht nur von der kasachischen Regierung, sondern auch von Produzenten und anerkannten Energieinstituten mit beträchtlichen Hoffnungen auf die Präsenz weiterer großer Felder verknüpft. Wie bereits beschrieben wurde, hatte die geografische Lokalisierung der Vorkommen zusammen mit politischen und wirtschaftlichen Überlegungen im Rahmen der UdSSR erheblichen Einfluss auf die historische Entwicklung der Export- und Binneninfrastruktur der Kasachischen Unionsrepublik, sie bestimmte jedoch auch im Zeitraum nach dem Erlangen der Eigenständigkeit die Präferenzen einzelner wirtschaftlicher Akteure hinsichtlich der bevorzugten Transportoptionen und bildete einen Bestandteil der allgemeinen Rahmenbedingungen, die die Entscheidung über deren Errichtung beeinflussten. Vor dem Hintergrund der geografischen Rahmenbedingungen kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass östlich ausgerichtete Exportrouten für einen Großteil der kasachischen Lagerstätten vergleichsweise weniger attraktiv erscheinen.

Abbildung 7: Verteilung der kasachischen Erdölproduktion nach Regionen (in 1.000 t)



Quelle: Промышленность Республики Казахстан за 1990-1997 годы, Алматы: Национальное Статистическое Агентство Республики Казахстан, 1998, S. 34, 44, 58, 68, 78; Региональный статистический ежегодник Казахстана, Статистический сборник, Алматы: Национальное Статистическое Агентство Республики Казахстан, 1998, S. 244; Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 1990, 1995-1998, Алматы: Агентство Республики Казахстан по статистике, 1999, S. 51; Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 1998-2001, Алматы: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2002, S. 60; Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 2002-2005, Алматы: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2006, S. 76; Регионы Казахстана в 2010 году, Статистический сборник, Astana: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2011, S. 211; Alle Publikationen erhältlich unter: <http://www.stat.kz/PUBLISHING/Pages/publications.aspx>.

2.7.2 Kasachische Erdölproduktion nach der Unabhängigkeit und ihre Perspektiven

Die Entwicklung der kasachischen Ölförderung verzeichnete in den ersten drei Jahren nach der Unabhängigkeit einen etwa 20-prozentigen Rückgang (Abbildung 8). Kapitalmangel und fehlende Technologie verhinderten eine Steigerung oder zumindest Aufrechterhaltung sowjetischer Produktionsni-

¹⁶² Weitere wichtige Felder sind: Uzen, Zhetybai, Zhanazhol, Kalamkas, Kenkiyak, Karazhambas, Kumkol, North Buzachi, Alibekmola, Central und Eastern Prorva, Kenbai, Korolevskoye. Vgl. Ernst & Young: Kazakhstan oil and gas tax guide, 2011, S. 3.

veaus. Der Zusammenbruch des einheitlichen sowjetischen Binnenmarktes samt der Austauschbeziehungen zwischen den Unionsrepubliken, der Rückgang der Nachfrage nach Ölprodukten im gesamten postsowjetischen Raum im Zuge des allgemeinen wirtschaftlichen Niederganges und die Einführung restriktiver Exportquoten für das Transneft-Netz erschwerten kasachischen Fördergesellschaften vor dem Hintergrund der bestehenden infrastrukturellen Verflechtung mit dem nördlichen Nachbarn zusätzlich den Absatz ihrer Produktion und verschärfen somit auch ihre finanzielle Notlage. Der Entschluss der kasachischen Regierung zur Einleitung einer rohstoffexportbasierten Wirtschaftsentwicklung, die jedoch nicht aus eigener Kraft bewerkstelligt werden konnte, führte zu einer schnellen Öffnung des Ölsektors für ausländische Ölunternehmen.¹⁶³ Die Attraktivität des Landes als Investitionsstandort wurde in der Folgezeit durch eine kontinuierliche Verbesserung des legislativen Umfelds und die wahrgenommene politische Stabilität untermauert.¹⁶⁴ Neben internationalen „Majors“ wie Chevron, Exxon, Mobile, Royal Dutch/Shell, ENI/Agip, Total, BP, BG, ConocoPhillips strömten zunehmend auch nationale bzw. seminationale Konzerne wie die russischen Lukoil und Rosneft, die japanischen Inpex und JNOC, die türkische TPAO, die rumänische Petrom, die malaysische Petronas usw. nach Kasachstan. Auch eine Vielzahl spezialisierter Unternehmen, die im Vergleich zu den Großkonzernen eine größere Bereitschaft zur Entwicklung kleiner technologisch anspruchsvoller oder zur Rehabilitierung teilweise erschöpfter bzw. durch unsachgemäße Produktionspraktiken beschädigter Lagerstätten zeigten, betrat den Ölsektor. Der massive Einstieg ausländischer Investoren, der durch die Formung von Joint Ventures mit einheimischen Produzenten, den Erwerb von Lizenzen zur Exploration und anschließenden Produktion noch unerschlossener Vorkommen sowie auch im Rahmen eines großangelegten Privatisierungsprogramms der Regierung (Höhepunkt 1996-1997¹⁶⁵)

¹⁶³ Der erste PSA-Vertrag wurde bereits im April 1992 mit Elf Aquitaine abgeschlossen (Temir Block in der Aktjubinsk (Aktobe) Region). Elf teilte sich die Lizenz mit Veba Oil (60:40).

¹⁶⁴ Eine Umfrage im Auftrag des US General Accounting Office ergab, dass die politische Stabilität Kasachstans von den Unternehmen Anfang der 1990er Jahre höher eingeschätzt wurde als die Russlands. Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 30 f.

¹⁶⁵ Die legale Basis hierfür wurde durch das am 23. Dezember 1995 erlassene präsidiale „Dekret über die Privatisierung“ gelegt. Anschließend wurde von der Regierung das *Programm über die Restrukturierung und Privatisierung des Öl- und Gassektors für den Zeitraum 1996-98* angenommen, in dem das ambitionierte Ziel ausgerufen wurde, bis zum 1. Juli 1997 die vollständige Privatisierung des Ölsektors zu erreichen. Die notwendige Grundlage für den Verkauf wurde bereits im Verlauf des Jahres 1995 gelegt, in dem die meisten staatlichen Produktionseinheiten in Aktiengesellschaften umgewandelt wurden. Kasachstan weigerte sich dabei, dem russischen Model zu folgen und große integrierte Öl- und Gasunternehmen zu formen, sondern entschied sich für kleinere Einheiten. In der Praxis erhielten die zum Verkauf angebotenen Produzenten bei ausländischen Investoren nicht immer die von der Regierung erhoffte Aufmerksamkeit. Die hohe Verschuldung, zahlreiche meist schwer quantifizierbare Verpflichtungen im sozialen Bereich, aber auch Auflagen zur Beseitigung bestehender Umweltschäden schreckten die Investoren ab. Im März 1997 erreichte der Anteil kasachischer Reserven in privaten Händen etwa 60 Prozent. Im April 1997 kam es im Grunde zum Halt der Privatisierung, als Tender für Embamunaigaz und Tengizmunaigaz verschoben und beide Produzenten anschließend in das kurz zuvor geformte staatliche Öl- und Gasunternehmen Kazakhoil integriert wurden. Die Führung des Konzerns setzte sich aus ehemals hochrangigen Mitarbeitern des Öl- und Gasministeriums (inklusive des Ministers N. Balgimbajew) zusammen, die sich strikt gegen eine weitere Privatisierung und für eine Stärkung von Kazakhoil aussprachen und bei Nasarbajew diesbezüglich Lobbyarbeit betrieben. Daraufhin wurden die Verkaufsbedingungen deutlich verschärft. Die Forderungen an Bonuszahlungen und Investitionssummen wurden erhöht, die Lizenzlaufzeiten verkürzt, wobei gleichzeitig auch die Höhe der angebotenen Beteiligungen von zuvor etwa 85-90 Prozent auf etwa 60 Prozent sank. Die offizielle Aussetzung der Privatisierung erfolgte dann im Februar 1998. Zu den wichtigsten privatisierten Betrieben gehörten: die Raffinerie Schymkent (Vitol 85 Prozent), Yuzhneftegas (Hurricane Hydrocarbons 89,5 Prozent), MangistauMunaiGas (Central Asia Petroleum 85 Prozent), Aktobemunaigas (CNPC 60 Prozent), Karazhanbasmunai (Triton-Vuko Energy Group 94,5 Prozent). Die Privatisierung sowie die Formung

erfolgte, führte zuerst zur Stabilisierung und ab Mitte der 1990er Jahre zu einem langsamen jedoch kontinuierlichen Wachstum der Produktionsraten (1995-1998; Abbildung 8). Die Bemühungen der Regierung waren so erfolgreich, dass viele der Ölkonzerne ihr ursprüngliches Interesse von Russland auf Kasachstan lenkten, wo sie auf ein deutlich freundlicheres Investitionsumfeld trafen. In der zweiten Hälfte der 1990er Jahre stieg das Land somit zum größten Bezieher von ausländischen Direktinvestitionen auf per Capita Basis im GUS-Raum auf.¹⁶⁶ Der durch den wirtschaftlichen Einbruch und anschließenden Transformationsprozess verursachte Rückgang der einheimischen Ölnachfrage, die trotz des ab Ende der 1990er Jahre einsetzenden Wirtschaftsaufschwungs auch heute noch deutlich unter dem Niveau der Sowjetzeit liegt, führten dazu, dass ein Großteil des gewonnenen Öls für Exportzwecke zur Verfügung stand (und steht) (Abbildung 8). Das Tempo der Entwicklung der kasachischen Ölförderung wurde jedoch von Beginn an maßgeblich durch den Mangel an Exportkapazitäten und die schwierigen Zugangsbedingungen zum russischen Pipelinenetz beeinträchtigt, was die Unternehmen zeitweilig sogar zur deutlichen Einschränkung ihrer Investitionspläne zwang (Tabelle 11). Solche Einschnitte hatten auch eine große innenpolitische Bedeutung, denn sie besaßen erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Staatseinnahmen und somit auch die Stabilität des Regimes, und bekräftigten die Regierung in der Auffassung über die Notwendigkeit des Aufbaus einer „geoökonomisch“ und „geopolitisch“ diversifizierten Exportinfrastruktur.¹⁶⁷

Tabelle 11: Ausländische Direktinvestitionen in den kasachischen Öl- und Gassektor (in Mio. USD)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Gesamt	28,6	316,7	644,6	499,2	409,6	627
Davon Tengiz	0	165	472	231	99,2	346

Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 228.

Die harte Transitquotenpolitik Russlands führte dazu, dass etablierte Produzenten ab Mitte der 1990er Jahre zunehmend auch kostspielige Alternativen, wie Eisenbahnlieferungen an Terminals an der ukrainischen Schwarzmeerküste (Odessa, Feodosia), im Baltikum (Ventspils) oder sogar Finnland (Hamina, Porvoo), Exporte in kleinen Binnentankern über den Wolga-Don-Kanal oder die kombinierte Tanker-Eisenbahn-Route über das Kaspische Meer und den Kaukasus entwickeln mussten. Insbesondere Chevron, seit 1993 an der Entwicklung des wichtigsten kasachischen Vorkommens Tengiz beteiligt, war im erheblichen Ausmaß negativ von der russischen Quotenvergabe beeinträchtigt, entwickel-

von Kazakhoil müssen auch im innenpolitischen Machtzusammenhang gesehen werden. Erstere diente im Sinne der neopatrimonialen Herrschaftslogik auch der Umverteilung von Reichtümern bzw. dem Protegieren ausgewählter Eliten durch deren Beteiligung am Ölsektor. Sie wurde aber ebenfalls als Strategie zur Marginalisierung möglicher konkurrierender Machtaspiranten insbesondere in ölreichen Regionen des Landes genutzt, indem sie durch ausländische Investoren ersetzt wurden. Die Gründung von Kazakhoil sollte wiederum die Hoheit des Zentrums über den zuvor dezentralisierten (bzw. in regionale Produktionseinheiten zersplitterten), jedoch aus rentierstaatlicher Perspektive entscheidenden Sektor aufrechterhalten. Vor diesem Hintergrund konnte in der Folgezeit (nach der Stabilisierung der Produktion infolge der Auslandsinvestitionen und dem Anstieg der internationalen Ölpreise) eine kontinuierliche Stärkung von Kazakhoil bzw. Kazmunaigas beobachtet werden, die auch auf Kosten der zuvor privatisierten Bereiche erfolgte. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 235-238.

¹⁶⁶ Vgl. Murthi, Mamta et al.: Kazakhstan: Living Standards During the Transition, No. 17520-KZ, Human Development Unit Europe and Central Asia Region, Washington D.C.: The World Bank, 1998, S. 4.

¹⁶⁷ Durch das Privatisierungsprogramm der Regierung sollte nicht zuletzt auch ein Beitrag zur Lösung der in den 1990er Jahren oft prekären Lage der Staatsfinanzen geleistet werden. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 203.

te jedoch zunehmend kreative Transportlösungen.¹⁶⁸ Vor allem kleinere Gesellschaften besaßen aber nicht die finanziellen Kapazitäten zur Entwicklung eigener Exportkanäle. Viele Unternehmen entschieden sich daher im Zuge schleppend verlaufender Verhandlungen um den Bau neuer Exportsysteme oder die Ausweitung russischer Transitquoten, die von Kasachstan bereits seit den ersten Monaten nach der Unabhängigkeit geführt wurden, für eine Verzögerungstaktik und machten ihren Einstieg bzw. die Investitionsausweitung von der Lösung der Transportfrage abhängig. Auch die teuren Überbrückungsalternativen von Chevron waren keinesfalls für die Evakuierung großer Ölvolumen geeignet. Die Schaffung einer Erdölexportinfrastruktur, die zu transparenten marktwirtschaftlichen Bedingungen und ohne politische oder wirtschaftliche Zugeständnisse zugänglich wäre, stellte somit im Verlauf der 1990er Jahre die absolute Priorität der kasachischen Regierung dar und war mit beträchtlichen diplomatischen Anstrengungen verbunden (siehe folgende Kapitel). Erst im Zuge der Fortschritte bei der Umsetzung der Tengiz-Noworossijsk-Pipeline (CPC), die nicht zuletzt auch durch zunehmende Erfolge bei der Entwicklung alternativer Exportrouten begünstigt und parallel durch kontinuierliche Verbesserungen der Zugangsbedingungen zum russischen Pipelinennetz begleitet wurden, verzeichnete die kasachische Ölförderung ab Ende der 1990er Jahre einen regelrechten Boom mit zweistelligen Zuwachsraten (Abbildung 8). Durch die Etablierung der Swap-Ölgeschäfte mit dem Iran (Seit Ende 2001) und den phasenweisen Ausbau der Transportinfrastruktur zwischen Kasachstan und China konnten in der Folgezeit weitere Exportkapazitäten geschaffen werden, die zudem auch neue Absatzmärkte ansteuerten. Erhebliche Verzögerungen bei der Erweiterung der wichtigsten kasachischen Transportarterie, der Tengiz-Noworossijsk-Pipeline, die auf Differenzen mit Russland über die Projektbedingungen zurückzuführen waren, führten jedoch spätestens seit dem Jahr 2007 zur erneuten Verschärfung der Exportsituation und verstärkten das Streben der kasachischen Regierung und der Produzenten nach einer zusätzlichen „geopolitischen Diversifizierung“. Diese soll sich zukünftig im sog. Kazakhstan Caspian Transport System materialisieren, das Kasachstan einen maritimen Anschluss an den westlichen Exportkorridor inklusive der Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline bieten soll.

Neben infrastrukturellen Engpässen waren es jedoch auch das spätestens seit dem Jahr 2002 zu beobachtende selbstbewusstere Auftreten der kasachischen politischen Führung gegenüber ausländischen Unternehmen, ergänzt durch eine kontinuierliche Verschärfung der nationalen Investitions- und Steuergesetzgebung, die sowohl Einfluss auf die Investitionsbereitschaft als auch auf das Tempo der Umsetzung einzelner Projekte hatten. Im Umfeld steigender Ölpreise wurden die im Verlauf der 1990er Jahre eingegangenen langfristigen Förderverträge von Kasachstan als zu großzügig und somit zunehmend kritisch betrachtet. Die immer lauter werdenden kasachischen Forderungen betrafen jedoch nicht nur die Revision finanzieller Rahmbedingungen¹⁶⁹, sondern zielten auch auf eine stärker-

¹⁶⁸ TengizChevroil begann mit den Eisenbahnexporten im Juli 1995 und im Verlauf des Jahres 1996 stellten diese in einigen Monaten bereits bis zu 60 Prozent Exporte dar. Der Konzern war auch für die Entwicklung der Aktau-Baku-Batumi-Exportroute verantwortlich. Im Jahr 2001 wurden 39 Prozent (12,6 Mt) der gesamten kasachischen Exporte (32,378 Mt) per Eisenbahn durchgeführt (52 Prozent per Pipeline, 9 Prozent auf dem Seeweg). Die Aktivitäten von Chevron werden im Folgenden näher untersucht. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 213, 237; Editorial Overview: The Oil and Gas Complex of Kazakhstan: Basic Results in 2001, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 3, 2002, <http://www.investkz.com/en/journals/32/243.html> (Zugriff 3.2.2012).

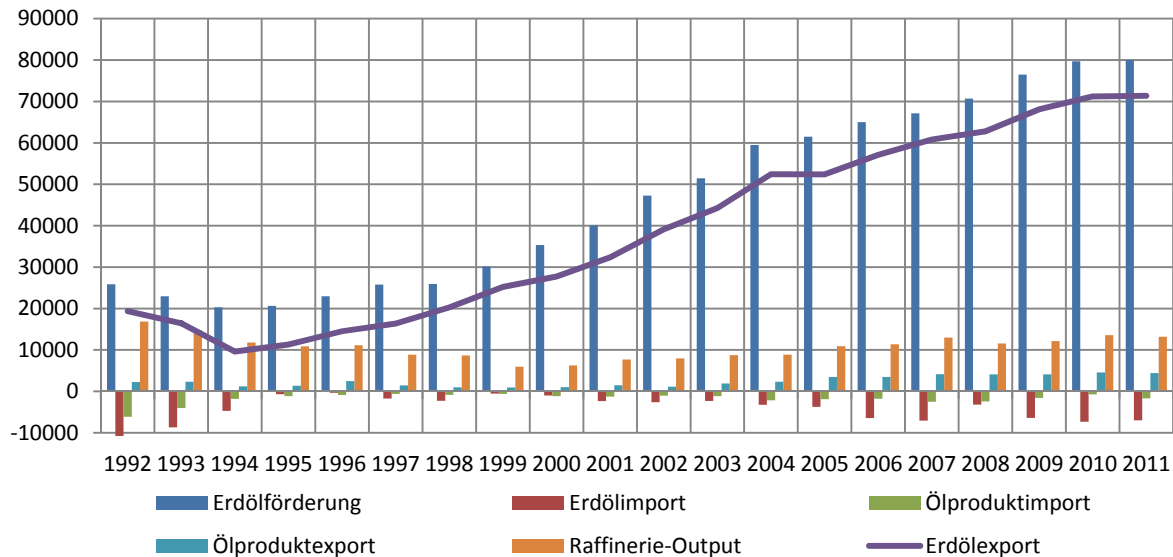
¹⁶⁹ Hierbei muss zwischen Projekten mit sog. Steuerstabilitätsklauseln oder festen Fiskalregimen und denen ohne eine solche Regelung unterschieden werden. Erstere können grundsätzlich nur durch eine Neuverhandlung der Abkommen zusätzlich belastet werden, Letztere dagegen auch durch einfache Reformen der Steuergesetzgebung. Ein wichtiges Instrument zur Erhöhung der Einnahmen der Regierung stellte insbesondere die Ex-

re Rolle des nationalen Ölunternehmens Kazmunaigas (KMG) im einheimischen Ölsektor ab. Im Zuge des „Renationalisierungsstrebens“ der Regierung sollte der Konzern nicht nur Beteiligungen an allen bedeutenden Feldern erhalten, sondern zukünftig auf Kosten ausländischer Partner auch eine wichtigere Rolle an der Betreibung ausgewählter Projekte übernehmen. Dies sollte der Regierung größeren Einfluss auf die Gestaltung und zeitliche Entwicklung des Ölsektors und somit auch auf die aktuellen und zukünftigen Renteneinnahmen ermöglichen. Dieser Prozess, der in mehreren Phasen durch kontinuierliche Anpassungen des legislativen Rahmens begleitet wurde, kann u. a. am Beispiel von PetroKazakhstan oder Kashagan beobachtet werden und findet in folgenden Kapiteln (insbesondere Kapitel 4.22; 5.3.11.1; 5.3.17.2;) Berücksichtigung.¹⁷⁰

portsteuer dar, die im Mai 2008 eingeführt, nach dem Fall der Ölpreise im Februar 2009 ausgesetzt und im August 2010 erneut eingesetzt wurde (sie betrug zuerst 109,91 USD/t, stieg im Oktober 2008 auf 203,8 USD/t und sank im Januar 2009 auf 139,79 USD/t. Nach der Wiedereinführung betrug sie 20 USD/t und stieg ab Januar 2011 auf 40 USD/t). Die Regierung versuchte dabei auch Projekte mit Steuerstabilitätsklauseln der Exportsteuer zu unterstellen (z. B. Karachaganak). Für Projekte, die nicht im Rahmen von PSA-Verträgen (Fn 174) realisiert werden, sind weitere Steuern relevant, die zusätzlich zu allgemeinen Steuern (Einkommenssteuer 20 Prozent; MwSt. 12 Prozent usw.) gezahlt werden müssen. Hierzu gehört z. B. die sog. Mineral extraction tax (Volumenbasierte Royalty-Abgabe; 5-18 Prozent), „Rent-Tax“ (Ölpreisabhängige Steuer; 7-32 Prozent; anwendbar ab einem Ölpreis von 40 USD/b), „Excess profit tax“ (Progressive Steuer, die auf Gewinne, die über 25 Prozent des Abschreibungswertes liegen, Anwendung findet; 10-60 Prozent). Die Steuersätze wurden kontinuierlich angepasst, um die Einnahmen der Regierung zu steigern. Die ab Juni 2010 geltende Gesetzgebung schaffte die PSA-Vertragsform für neue Projekte ab. Die kasachische Regierung erhielt auch das Recht, das Steuerregime neuer Verträge jederzeit verändern zu können und Kontrakte einseitig zu kündigen, wenn sie im Widerspruch zu den Interessen der nationalen Sicherheit stünden. Bereits abgeschlossene PSA-Verträge sollten grundsätzlich weiterhin bestehen bleiben und Steuerstabilität genießen, vorausgesetzt sie wurden einer Steuerexperten-Evaluierung unterzogen. Vgl. IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 508; Ernst & Young: Kazakhstan oil and gas tax guide, 2011.

¹⁷⁰ Auch im Fall des Karachaganak-Konsortiums, des lange Zeit einzigen Großprojektes ohne direkte kasachische Beteiligung, übte die Regierung mehrere Jahre erheblichen Druck aus, um einen Einstieg zu erzwingen. Hierzu gehörten diverse Gerichtsverfahren über ausstehende Steuerzahlungen, Verletzungen der Arbeitsrechts- und Umweltbestimmungen, administrative Übertretungen, unerlaubte Exporte usw., wobei das Konsortium selbst gegen unrechtmäßig erhobene Exportsteuern der Regierung klagte. Darüber hinaus weigerte sich die Regierung, die Erlaubnis zur Umsetzung weiterer Projektausbaustufen zu erteilen (sog. Phase III). Im Dezember 2011 lenkten schließlich die Konsortialmitglieder ein und stimmten dem Einstieg von KMG in Höhe von zehn Prozent zu. Der Gesamtwert der Transaktion (vor Steuern) betrug 3 Mrd. USD. Die Einigung bestand aus zwei Teilen: Für einen Anteil von fünf Prozent sollten die bestehenden vier Projektpartner (BG, Agip, ChevronTexaco, Lukoil) 1,5 Mrd. USD (vor Steuern) in Bar erhalten. Für den verbleibenden Anteil von fünf Prozent im Wert von 1,5 Mrd. USD, sollten lediglich 500 Mio. USD in Bar ausgezahlt werden. Der Non-cash-Anteil enthielt erstens die Beilegung aller Streitigkeiten über ausstehende Steuerzahlungen bzw. finanzielle Ungereimtheiten (bis 31.12.2009; Kasachische Behörden beschuldigten das Konsortium u. a. der absichtlichen Kostenübertreibung von 1,3 Mrd. USD und verlangen Steuerrückzahlungen in einer Gesamthöhe von 844 Mio. USD für angebliche Verletzungen der Produktionsquoten, Umweltbestimmungen und Steuermissstände), zweitens die Erteilung einer zusätzlichen Transportquote für die Nutzung der CPC-Pipeline in einer Höhe von 2 Mt/Jahr. Die Partner mussten jedoch auf den Gesamtwert der Transaktion Steuern in Höhe von 1 Mrd. USD zahlen, sodass der Nettopreis für Kasachstan lediglich 1 Mrd. USD betrug. Die Summe sollte in voller Höhe durch einen Kredit der Projektpartner an KMG finanziert werden (Zinssatz LIBOR +3 Prozent). Die Rückzahlung soll innerhalb von drei Jahren aus dem Anteil von KMG am Öl- und Gasverkauf des Konsortiums erfolgen. Kasachstan stimmte auch zu, die zuvor blockierte Produktionserweiterung zu unterstützen (sog. Phase III; die jährliche Förderrate soll dadurch von 11,4 Mt Kondensat und 15 Mrd. m³ Gas auf 16 Mt Kondensat und 38 Mrd. m³ Gas steigen). Das Konsortium muss auch zukünftig keine Exportsteuern auf seine Produktion zahlen. Der Einstieg von KMG erfolgte zum 30. Juni 2012. Vgl. BG Group plc Agreement reached with RoK on Karachaganak, in: News Release, 14.12.2011; Kazakhstan continues peaceful takeover of oil and gas assets, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 14.12.2011; Daly, Tom: Kazakh Finally Claim Karachaganak Stake, in: International Oil Daily, 15.12.2011.

Abbildung 8: Kasachische Ölbilanz (in 1.000 t)



Quellen: Datenbank von OECD/IEA (Zugriff über die Online-Bibliothek der FU Berlin); Online-Datenbank der Weltbank, <http://databank.worldbank.org/data/Home.aspx>; Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, Jahrgänge 2004-2012; Внешнеэкономическая деятельность Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике 1999; Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике Jahrgänge 2001-2004, Zugriff unter: <http://www.stat.kz/PUBLISHING/Pages/publications.aspx>; Elektronische Statistiken des Kasachischen Ministeriums für Finanzen, Publikation: Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам, Jahrgänge 2005-2012, Zugriff unter: <http://www.minfin.kz/index.php?uin=1120287940&lang=rus> (21.5.2012).

Generell betrachtet wird der kasachische Ölsektor durch drei große Ölförderprojekte dominiert – Tengiz¹⁷¹, Karachaganak¹⁷² und Kashagan¹⁷³, die von internationalen Konsortien im Rahmen langjäh-

¹⁷¹ Das Tengiz-Feld besaß ursprünglich geologische Gesamtreserven von 3.100 Mt (26 Mrd. Barrel) von denen, 1.300 Mt als förderbar angegeben werden. Davon werden 750-1.100 Mt (6-9 Mrd. Barrel) als buchbare bzw. im Verlauf des geltenden Produktionsvertrages gewinnbare Reserven bezeichnet. Das bereits vor dem Zusammenbruch der UdSSR in Betrieb genommene Feld wird seit 1993 durch das Joint Venture TengizChevroil erschlossen, das im Rahmen eines PSA-Vertrages mit einer Laufzeit von 40 Jahren operiert. Dessen ursprüngliche Mitglieder waren auf Paritätsbasis Chevron und die kasachische Seite (Tengizmunaigaz). 1995 erwarb Mobil 25 Prozent der Anteile von der kasachischen Regierung, 1997 erwarb Lukoil fünf Prozent der Anteile von Chevron. 2000 verkaufte die kasachische Regierung fünf Prozent ihrer Anteile an Chevron und behielt einen Blockierungsanteil von 20 Prozent. Vgl. KazMunaiGas: History Chronology, <http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/> (Zugriff 2.3.2012).

¹⁷² Das Kondensat-Feld wurde bereits zu Sowjetzeiten (1984) in Betrieb genommen. Die anfänglichen geologischen Ressourcen wurden auf 9 Mrd. Barrel Kondensat und 1.344 Mrd.m³ Erdgas geschätzt. Davon gelten 2,4 Mrd. Barrel und 450 Mrd. m³ als in der Vertragslaufzeit (1997-2038) förderbar. Im Jahr 1992 gewannen BG und Agip (50:50) die internationale Ausschreibung für exklusive Verhandlungsrechte über das Feld. Um die Verarbeitung des geförderten Gases und Kondensats zu erleichtern, die im russischen Orenburg erfolgen sollte, wie auch einen Zugang zum russischen Pipelinennetz für anschließende Exporte in Richtung Europa zu erhalten, wurde eine Kooperation mit Gazprom eingegangen. 1994 schloss die kasachische Regierung hierzu einen Vertrag ab, der dem russischen Konzern 15 Prozent der Anteile sicherte. Im März 1995 schlossen BG, Agip und Gazprom (42,5:42,5:15) mit der kasachischen Regierung ein temporäres Production Sharing Principles Agreement ab, in dessen Rahmen sie erste Maßnahmen für die Ausweitung der Produktion finanzieren sollten. Gazprom entschloss sich jedoch im Sommer 1996, das Projekt zu verlassen. Grund waren unterschiedliche Vorstellungen über die Verteilung der Finanzierungslast, da Gazprom die Anerkennung der bereits zu Sowjetzeiten geleisteten Investitionen (geschätzter Wert 8 Mrd. USD) und die komplette Übernahme seines Kostenanteils durch die westlichen Partner forderte. Daraufhin erwarb Lukoil den Anteil von Gazprom und Texaco auf Paritätsbasis insgesamt 20 Prozent von Agip und BG. Im November 1997 wurde schließlich mit den vier Unternehmen ein endgültiges PSA mit einer Laufzeit von 40 Jahren abgeschlossen (Agip und BG jeweils 32,5 Prozent,

riger Production Sharing Abkommen (PSA¹⁷⁴) erschlossen werden. Die beiden Erstgenannten befinden sich bereits im Produktionsstadium und waren im Jahr 2011 für etwa 47 Prozent der gesamten Ölförderung des Landes verantwortlich. (Abbildung 10) Da sie sich in verhältnismäßig frühen Ausbeutungsphasen befinden, können ihre Produktionsraten (insbesondere bei Tengiz) in den kommenden Jahren noch weiter gesteigert werden.¹⁷⁵ Kashagan stellt das derzeit größte bekannte Ölfeld außer-

Texaco 20 Prozent, Lukoil 15 Prozent). Kasachstan besaß lange Zeit keine direkte Beteiligung am Konsortium, übte jedoch zunehmend Druck auf die Konsortialpartner aus, um einen Einstieg zu erzwingen. Im Dezember 2011 konnte diesbezüglich schließlich eine Einigung erreicht werden. Die ab 30. Juni 2012 gültige Aufteilung ist: Agip und BG jeweils 29,25 Prozent, ChevronTexaco 18 Prozent, Lukoil 13,5 Prozent, KMG zehn Prozent. Vgl. Agreement reached with Republic of Kazakhstan on Karachaganak, 14.12.2011, <http://www.bg-group.com/MediaCentre/PressArchive/2011/Pages/14Dec2011.aspx> (Zugriff 1.5.2012).

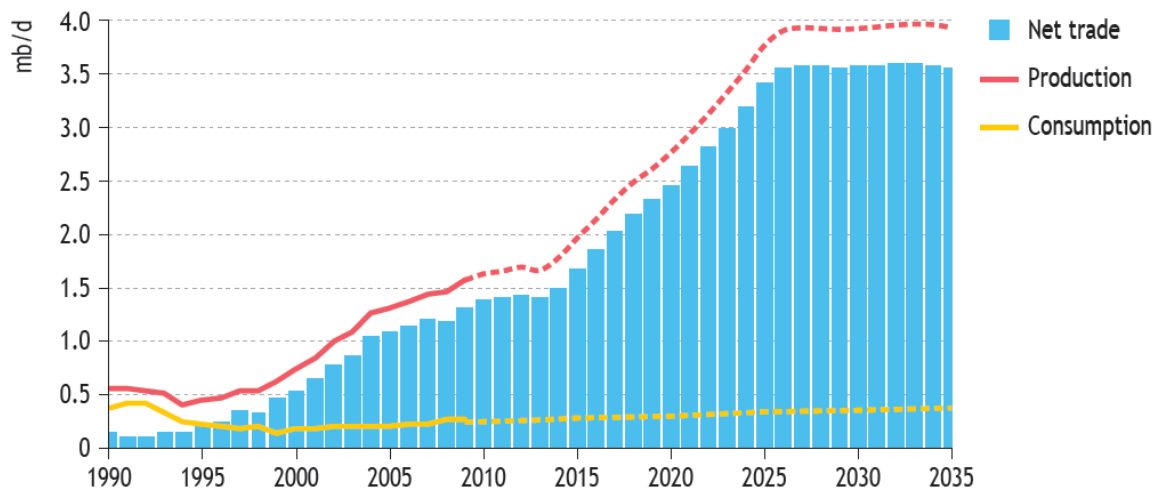
¹⁷³ Für die Erkundung des etwa 100.000 km² großen kasachischen Offshore-Gebietes wurde im Dezember 1993 ein internationales Konsortium (Agip, BP/Statoil, BG, Mobil, Royal Dutch/Shell, Total, KazakhstanCaspishelf) gegründet. Dieses führte die Arbeiten im Zeitraum September 1994 – Dezember 1996 durch. Die Schelf-Region wurde von der kasachischen Regierung in 200 Blöcke von jeweils 500 km² aufgeteilt, wobei die Mitglieder des Explorationskonsortiums das Recht der ersten Wahl für insgesamt zwölf Blöcke erhielten (jedes ausländische Mitglied jeweils zwei Blöcke). Die Unternehmen entschieden sich, nach Abschluss der Erkundungsarbeiten die Blöcke nicht im Alleingang, sondern gemeinsam zu erschließen. Im Dezember 1997 wurde diesbezüglich ein PSA-Vertrag mit einer Laufzeit von 40 Jahren eingegangen (Laufzeit ab dem Fund „kommerzieller“ Ölreserven), der die Offshore Kazakhstan International Operating Company (OKIOC) gründete. An dieser nahmen alle ursprünglichen Partner teil (jeweils 14,285 Prozent). Im Zuge der russischen Finanzkrise, die auch Auswirkungen auf die finanzielle Lage Kasachstans hatte, sah sich die Regierung im Jahr 1998 gezwungen, ihren Anteil am Konsortium für 500 Mio. USD jeweils zur Hälfte an ConocoPhillips und Inpex zu verkaufen. Im Jahr 2000 wurde das Kashagan-Feld entdeckt und dessen Wirtschaftlichkeit im Jahr 2002 bestätigt. Seine geologischen Ressourcen (Oil in place) werden auf 35 Mrd. Barrel (4.850 Mt) geschätzt, von denen 7-9 Mrd. Barrel förderbar sind. Durch Gasinjektion kann dies auf 13 Mrd. Barrel gesteigert werden (laut KMG sogar 2.023 Mt bzw. 14,8 Mrd. Barrel). Im Lizenzgebiet wurden in der Folgezeit weitere Felder entdeckt (Kalamkas-More, Aktoty, Karain, Kashagan South-West, Abbildung 42), deren gesamten geologischen Reserven betragen 598 Mt, von denen 218 Mt als förderbar gelten (2011). Auf weitere Veränderungen der Anteilsstruktur des Konsortiums wird in folgenden Kapiteln (4.22; 5.3.11.1; 6.14) eingegangen. Vgl. JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2010, Astana, 2011; Kazmunaigas: Kashagan, <http://www.kmg.kz/en/manufacturing/upstream/kashagan/> (Zugriff 22.5.2012).

¹⁷⁴ Hierbei handelt es sich um eine in der Erdölwirtschaft sehr verbreitete Vertragsform, in deren Rahmen der Staat als Eigentümer des Rohstoffes ein ausländisches Ölunternehmen als Auftragnehmer für die Finanzierung und technische Durchführung von Explorations- und Erschließungsarbeiten auf einer gewissen geologischen Struktur engagiert. Das Unternehmen trägt die Kosten und die gesamten Risiken der Exploration. Im Falle eines Fundes und des Übergangs in die Produktionsphase, bleibt die Regierung sowohl Eigentümer des Rohstoffs als auch der gebauten Anlagen. Der Kern des Abkommens besteht in der Aufteilung des gewonnenen Öls zwischen dem Unternehmen und der Regierung. Im ersten Schritt kann das Unternehmen durch eine Royalty-Zahlung, berechnet auf die Bruttoproduktion, belegt werden (entweder in natura oder in Geldzahlungen). Im zweiten Schritt darf das Unternehmen die Betriebskosten und einen Teil der Kapitalkosten durch sog. Cost Oil kompensieren. Das verbleibende Öl, sog. Profit Oil, wird im dritten Schritt zwischen der Regierung und dem Unternehmen aufgeteilt, wobei der Unternehmensanteil meist der Einkommenssteuer unterliegt (vertraglich können jedoch auch Steuerferien bzw. Ausnahmen festgelegt werden). Um der Regierung auch im Amortisierungszeitraum Einnahmen in ausreichender Höhe zu ermöglichen, wird der Cost-Oil-Anteil meist gedeckelt („Cost Oil Limit“). Auch die Aufteilung des Profit Oil kann an sog. „Performance-“ bzw. Leistungsrichtwerte (z. B. Höhe der Produktion, interner Zinsfluss) gebunden werden und sich im Verlauf der Produktionsphase des Feldes verändern. In der Praxis enthalten PSAs darüber hinaus zahlreiche weitere Variablen (z. B. Verpflichtungen zur Belieferung des Binnenmarktes, Einstellung von heimischen Arbeitskräften, Bonuszahlungen beim Erreichen gewisser Produktionsgrenzen). Vgl. Bindemann, Kirsten: Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis, Oxford Institute for Energy Studies, 1999, S. 13-18.

¹⁷⁵ Die Produktionskapazität von Tengiz betrug 2012 etwa 540.000 b/d (24,5 Mt/Jahr) und könnte nach dem Bau des sog. „Future Growth Project“ um weitere 265.000 b/d (12 Mt/Jahr) auf 788.500 b/d (36,1 Mt/Jahr) steigen. Die IEA rechnet sogar mit einem weiteren Steigerungspotenzial auf bis zu 950.000 b/d (43,1 Mt/Jahr). (Der hier angewandte Umrechnungskoeffizient von Barrel in Tonne wurde von der Machbarkeitsstudie von

halb des Persischen Golfs und das weltweit fünftgrößte Vorkommen überhaupt dar. Es sollte Ende des Jahres 2013 in Betrieb gehen und könnte laut bestehenden Plänen im Verlauf der dritten Dekade dieses Jahrhunderts eine Peak-Produktion von 75 Mt/Jahr (1,5 mb/d) erreichen.¹⁷⁶ Die drei Projekte sind als Rückgrat der zukünftigen Ölproduktion des Landes anzusehen. Das Steigerungspotenzial der verbleibenden bekannten Onshore-Vorkommen wird aufgrund der überwiegend fortgeschrittenen Produktionsstadien als verhältnismäßig gering bewertet, wogegen jedoch große Erwartungen auf neue Funde in den Küstengewässern gelegt werden. Die vollständige Entwicklung des kasachischen Förderpotenzials würde das Land nach Angaben der EIA innerhalb von zwanzig Jahren unter die fünf größten globalen Ölproduzenten aufsteigen lassen.¹⁷⁷ Die kasachische Regierung rechnet im Zuge der Inbetriebnahme von Kashagan und weiterer noch unbestätigter Offshore-Vorkommen¹⁷⁸ mit einem zukünftigen Produktionsanstieg auf 150-180 Mt/Jahr (3-3,6 mb/d, abhängig von der zeitlichen Entwicklung der Felder), wobei diese Erwartungen von der IEA sogar übertroffen werden. Kasachstan soll, so Projektionen der Agentur, in den kommenden beiden Dekaden den viertgrößten Beitrag zum Anstieg der globalen konventionellen Ölproduktion leisten und sich somit als einer der wichtigsten globalen Ölexporture etablieren (Abbildung 9, Tabelle 12).¹⁷⁹

Abbildung 9: Projektion der künftigen Entwicklung der kasachischen Ölbilanz



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 507.

Chevron übernommen.) Auch Karachaganak besitzt ein Wachstumspotenzial, das durch die Umsetzung weiterer Ausbaustufen bedingt wird. Hiermit soll zwar vor allem die Gasgewinnung (von etwa 15 auf 38 Mrd. m³/Jahr) gesteigert werden, jedoch sollte sich auch die Kondensatförderung laut einigen Angaben um bis zu 90.000 b/d (4,5Mt/Jahr) erhöhen. Vgl. TengizChevroil LLP, Caspian Engineering & Research LLP: Future Growth Project Declaration of Intent To Invest in Construction, Executive Summary Volume 2, Atyrau 2010 S. 19; IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 511; Hedegard, Tom: After Kashagan, Kazakh Ambitions Turn to Tengiz and Karachaganak, in: Nefte Compass, 31.1.2013.

¹⁷⁶ Ursprüngliche Pläne sahen die Inbetriebnahme im Jahr 2005 vor. Technische Herausforderungen (große Tiefe, hoher Druck, Begleitgas mit hohem Schwefelgehalt, flache Gewässer im Kaspischen Meer) und strikte umweltpolitischen Bestimmungen führten dazu, dass besondere Lösungen gefunden (Bau von künstlichen Inseln) und ursprüngliche Pläne verändert werden mussten. Dies führte neben Zeitverzögerungen auch zu enormen Budgeterhöhungen. Auf diese Entwicklungen wird im späteren Verlauf der Arbeit eingegangen.

¹⁷⁷ Vgl. EIA: Country Analysis: Kazakhstan, Washington D.C.: U.S. Department of Energy, November 2010, S. 3.

¹⁷⁸ Hoffnungen werden insbesondere mit dem Pearls bzw. Zhemchuzhina Projekt (Shell, KMG, Oman Oil), dem Nursultan Block bzw. „N Block“ (ConocoPhillips, KMG, Mubadala) und der Kurmangazy-Struktur (Rosneft, KMG; hier erfolgten bereits zwei erfolglose Bohrungen) verbunden.

¹⁷⁹ Hinter Saudi Arabien, Irak und Brasilien. Vgl. IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 501, 502, 558.

Tabelle 12: Szenarien zur Entwicklung des kasachischen Ölproduktionspotenzials (in mb/d)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
IEA						
Produktion (2010 „Reference“)	1,59	2,0	2,8	3,8	3,9	3,9
Netto-Export (2010 „Reference“)	1,39	1,69	2,47	3,42	3,57	3,55
Produktion (2008 „Reference“)	1,59	2,4	-	-	4,3	-
EIA						
Produktion (2011 „Reference“)	1,59	2,0	2,2	2,6	2,9	3,1
Produktion (2011 „High oil price“)		2,0	2,2	2,5	2,9	3,3
Produktion (2011 „Low oil price“)		2,1	2,4	2,9	3,1	3,2
Produktion (2011 „Traditional high oil price“)		2,1	2,2	2,5	2,9	3,1
Produktion (2011 „Traditional low oil Price“)		2,0	2,4	2,8	3,2	3,5
Produktion (2010 „Reference“)		1,9	2,3	2,6	2,9	3,1
Produktion (2010 „High Oil Price“)		1,7	1,7	1,8	2,0	2,2
Produktion (2010 „Low Oil Price“)		2,0	2,5	3,0	3,4	3,7
Produktion (2010 „High Economic Growth“)		2,0	2,4	2,8	3,2	3,5
Produktion (2010 „Low Economic Growth“)		1,9	2,2	2,4	2,6	2,7
KazMunaiGas						
Produktion	1,59	1,92	2,66	-	-	-
Export	1,39	1,72	2,46	-	-	-

Quelle: IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 501, 502; IEA: World Energy Outlook 2008, Paris: OECD/IEA, 2008, S. 267; EIA: International Energy Outlook 2011, Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration, 2011, S. 231, 235, 239, 243, 247; EIA: International Energy Outlook 2010, Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration, 2010, S. 251, 255, 259, 263, 267; Darbayev, Arman: Export Routes of Kazakh Oil Transportation from Caspian Region, JSC NC KazMunaiGas, Astana, June 2011.

2.7.3 Verwaltungsstrukturen des kasachischen Ölsektors

Die Verwaltungsstruktur des kasachischen Öl- und Gassektors erlebte seit dem Zerfall der Sowjetunion zahlreiche Veränderungen, die sowohl auf das Streben nach effektiverer Gestaltung und Regulierung der Branche als auch auf Machtkämpfe innerhalb der kasachischen Elite und das Interesse Nasarbajews an der Stärkung und Aufrechterhaltung seines Einflusses auf den wichtigsten Wirtschaftsbereich des Landes zurückzuführen sind.¹⁸⁰ Unmittelbar nach dem Erlangen der staatlichen Unabhängigkeit wurden zur Kontrolle der Ölindustrie drei Institutionen geschaffen, deren Jurisdiktion sich durch teilweise überlappende Zuständigkeitsbereiche auszeichnete – das Ministerium für Geologie und Schutz von Bodenschätzen, das Ministerium für Energie und Treibstoffe und das nationale Holdingunternehmen Kazakhstanmunaigaz, das die kasachischen ölproduzierenden und ölverarbeitenden Anlagen verwaltete und der Regierung unterstellt war (im Sommer 1994 wurde es in Munaigaz umbenannt). Im Juni 1994 wurde das Ministerium für Energie und Treibstoffe per Dekret des Präsidenten in das Ministerium für Energie und Kohleindustrie und das Ministerium für Öl- und Gasindustrie geteilt. Im März 1997 wurden die drei Ministerien wiederum durch das Ministerium für Energie und Bodenschätze ersetzt.¹⁸¹ Im selben Monat kam es auch zur Auflösung von Munaigaz¹⁸²,

¹⁸⁰ Auf einige dieser Prozesse und die politischen Zusammenhänge wird im weiteren Verlauf der Arbeit eingegangen, sodass die Entwicklung hier lediglich skizziert werden soll. Zur detaillierten Darstellung siehe z. B. Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010; Kuznir, Julia: Energiepolitik in Kasachstan, in: Osteuropa-Wirtschaft, Jg. 56, Nr. 1-2, 2011, S. 18-33.

¹⁸¹ Im Mai 2010 kam es zur Gründung des branchenspezialisierten Ministeriums für Öl und Gas. Dieses übernahm Teile der Kompetenzen von KazMunaiGas (z. B. im Bereich der Regulierung von Investitionsprojekten). Vgl. Kazmunaigaz: History Chronology, <http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/> (Zugriff 3.2.2012).

wobei große Teile der Holding bereits zuvor privatisiert und die verbleibenden Produktionseinheiten¹⁸³ an die neu gegründete staatliche Ölgesellschaft Kazakhoil übertragen wurden. Der Konzern erhielt u. a. das Recht, Kasachstan im Rahmen von Explorations- und Produktionsprojekten zu vertreten, was bis zu diesem Zeitpunkt durch eine Vielzahl kleinerer staatlicher Gesellschaften erfolgte, und sollte als vertikal integriertes Unternehmen aufgebaut werden. Aus den beiden bis dahin getrennten geografisch definierten Pipelinetransporteinheiten Yuzhnefteprovod (Verwaltung des westlichen Netzes; Sitz in Aktau) und Kazak&Central Asian Trunk Pipeline Association (Verwaltung des östlichen Netzes; Sitz in Pawlodar) wurde im April 1997 das staatliche Pipelineunternehmen KazTransOil geformt.¹⁸⁴ Dieses gründete im Februar 2000 das für die Gasbeförderung verantwortliche Subunternehmen KazTransGas. Beide wurden anschließend in die im Mai 2001 geformte nationale Gesellschaft für die Verwaltung der Öl- und Gastransportinfrastruktur (TransNefteGaz) eingegliedert. Durch das Präsidialdekret Nr. 811 vom 20. Februar 2002 und die Regierungsresolution Nr. 248 vom 25. Februar 2002 wurde am 27. Februar 2002 durch den Zusammenschluss von Kazakhoil und TransNefteGaz schließlich die Aktiengesellschaft KazMunaiGaz (KMG) gegründet, deren Anteile vollständig vom Staat gehalten werden.¹⁸⁵ Ziel war die Schaffung einer zentralen Kontroll- und Leitungsinstanz, die eine effektivere Umsetzung nationaler Interessen und Vorstellungen über die Entwicklung des Energiesektors gewährleisten und dem Staat einen besseren Zugriff auf Rentenströme ermöglichen würde.¹⁸⁶ Das Unternehmen wird zugleich zur Umsetzung innenpolitischer Ziele eingesetzt, die neben der Belieferung des Binnenmarktes mit Öl zu subventionierten Preisen auch die Unterstützung des regionalen Infrastrukturaufbaus und zahlreiche weitere soziale und gesellschaftliche Verpflichtungen einschließen.¹⁸⁷ Die Gründung von KMG muss daher auch als Bestandteil einer vom Nasarbajew einge-

¹⁸² Munaigaz besaß 34 Subunternehmen.

¹⁸³ Die wichtigsten waren Uzenmunaigaz, EmbaMunaigaz, Tengizmunaigaz.

¹⁸⁴ Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 201-202; Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 32-42.

¹⁸⁵ Die Verwaltung der Anteile wurde im Juni 2006 der staatlichen Holding Samruk („Kazakhstan Holding Company for State Assets Management“) unterstellt, die im Oktober 2008 mit dem Nationalen Fonds für nachhaltige Entwicklung – Kazyna – zum Samruk-Kazyna National Welfare Fund zusammenschlossen wurde. Die wichtigsten Subunternehmen von KMG sind KazMunaiGas Exploration & Production (KMG E&P), das einen Teil der Öl- und Gasproduktionseinheiten des Mutterkonzerns kontrolliert (KMG E&P entstand im Jahr 2004 durch den Zusammenschluss der Produktionseinheiten Uzenmunaigas und Embamunaigas, es übernahm in den folgenden Jahren jedoch auch zahlreiche weitere Förderunternehmen. Die Anteile werden seit 2006 an der Kasachischen und Londoner Börse gehandelt); KazTransOil (verwaltet das Ölpipelinennetz); KazTransGas (verwaltet das Gaspipelinennetz); Kazmortransflot (betreibt die nationale Tankerflotte) u. a. Vgl. Kazmunaigaz: History Chronology, <http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/> (Zugriff 3.2.2012).

¹⁸⁶ Die KMG-Unternehmensgruppe zahlte im Jahr 2010 an den Staatshaushalt Steuern und Abgaben im Umfang von 2,9 Mrd. USD, was etwa ein Viertel der gesamten Haushaltseinnahmen darstellte. Etwa 70 Prozent der Einnahmen des Nationalen Ölfonds kamen von KMG. Vgl. JSC Kazmunaigaz: Annual Report 2010, Almaty, S. 4, 10.

¹⁸⁷ Im Jahr 2005 schloss KMG E&P mit KMG Trade House einen Vertrag über die Lieferung von 1,9 Mt/Jahr (im Zeitraum 2006-2010) an die Raffinerie Atyrau ab. Der Preis sollte den Kosten für Produktion und Transport entsprechen und eine Marge von drei Prozent beinhalten. Die Regierung besaß zudem das Recht, jeder Zeit zusätzliches Öl für die Versorgung einheimischer Raffinerien zu subventionierten Preisen anzufordern. In den Jahren 2007-2010 wurden insgesamt 21-23 Prozent der Produktion von KMG E&P auf dem Binnenmarkt verkauft. Der dortige Netback-Preis (Preis nach Abzug von Steuern und Transportkosten) lag dabei deutlich unter dem Weltmarktpreisniveau (im ersten Quartal 2011 erreichte der Netback-Preis dort 24,71 USD/b; demgegenüber lag er beim Export über die CPC bzw. Atyrau-Samara-Pipeline bei 69,27 bzw. 63,59 USD/b). Soziale Verpflichtungen von KMG beinhalten z. B. kostenlose Kohlelieferungen (3 t) an ehemalige Angestellte ohne Zentralwärmeversorgung, diverse finanzielle Zahlungen zu Feiertagen und Jubiläen usw. Vgl. JSC KazMunaiGas Exploration Production 15th Annual Investor Conference Renaissance Capital, June 2011, <http://www.kmgep.kz/details/>

schlagenen Strategie wahrgenommen werden, die im Einklang mit dem neopatrimonialen Charakter des kasachischen Rentierstaates den Öl- und Gasreichtum zur Alimentierung breiterer Bevölkerungsschichten instrumentalisiert und somit zur Unterstützung des Regimes beiträgt. Der Konzern steht unter direktem Einfluss des Präsidenten bzw. seiner engsten Vertrauten, was diesen sowohl die Lenkung seiner Aktivitäten als auch die Partizipation an den Öleinkünften erlaubt, wobei er gleichzeitig auch eine wichtige Funktion bei der Bedienung des breitgefächerten Patronage-Netzwerks von Nasarbajew hat.¹⁸⁸ Einige Autoren bezeichnen KMG daher als „Selbstbedienungsladen“ für die politische Elite.¹⁸⁹ Der Konzern agiert vor diesem Hintergrund nicht als unabhängiger kommerzieller Akteur, sondern beugt sich politischen Vorgaben, was sich auch in Bezug auf transportpolitische Entscheidungen oder die strategische Ausrichtung gegenüber ausländischen Partnern zeigt. Olcott hält in diesem Zusammenhang fest: *„While KMG has often been the voice through which the Kazakhs speak, its leadership has not been the source of these policy decisions; it simply has become the vehicle for executing them. There is no evidence that KMG has any sort of independent position in terms of who they would prefer to work with among the various production or transportation partners that Kazakhstan can work with.“*¹⁹⁰ Die Rolle von KMG im kasachischen Energiesektor wurde seit seiner Gründung und insbesondere im Zuge der Renationalisierungsbestrebungen der Regierung kontinuierlich gestärkt. Dies spiegelt sich u. a. im Recht auf einen Anteil von mindestens 50 Prozent an allen neuen Offshore-Projekten wider, das dem Unternehmen im Rahmen der Veränderung der PSA-Gesetzgebung im Juli 2005 erteilt wurde, wobei es selbst eine aktive Rolle bei der Gestaltung der Tender für die Explorations- und Produktionsblöcke übernehmen kann. Darüber hinaus darf es prioritäre Vorkaufsrechte bei jeglichen Transaktionen von Anteilen an Unternehmen im Öl- und Gassektor ausüben, was in den letzten Jahren zu zahlreichen Akquisitionen und einer kontinuierlichen Ausweitung seiner Produktionskapazitäten führte.¹⁹¹ Das strategische Ziel der Regierung besteht dabei darin, den Konzern bis zum Jahr 2015 unter die „Top 30“ Öl- und Gasunternehmen der Welt aufsteigen zu lassen, sodass er sowohl die finanzielle Stärke als auch das Know-how zur eigenständigen Durchführung größerer Förderprojekte besitzen würde. Dies soll nicht zuletzt eine auswärtige Expansion

ndownload.php?fn=164&lang=kaz (Zugriff 16.6.2012); Olcott, Martha Brill: Kazmunaigaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company, Rice University: The James A. Baker III Institute for Public Policy, 2007, S. 41-46.

¹⁸⁸ Obwohl Personalentscheidungen und Nominierungen offiziell durch den Minister für Energie und Rohstoffe getroffen werden, wird der Präsident in diesen Fragen konsultiert. Der Ministerposten selbst ist dabei durch eine dem Präsidenten loyale Person besetzt. KMG wird darüber hinaus von Kontrollorganen überwacht, deren Besetzung Nasarbajew unterliegt. Gleichzeitig besetzen Mitglieder der Präsidentenfamilie (z. B. T. Kulibajew) oder seines engen Beratungskreises einflussreiche Posten im Konzern und der staatlichen Holding Samruk-Kazyna. Vgl. ebenda, S. 8, 23, 27, 50.

¹⁸⁹ Vgl. Heinrich, Andrea/Pleines, Heiko: Weder Fluch noch Segen – Die politischen Herausforderung des Erdölbooms in Kasachstan, in: Zentralasien-Analysen, Nr. 57, September 2012, S. 2-6, hier S. 4.

¹⁹⁰ Olcott, Martha Brill: Kazmunaigaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company, Rice University: The James A. Baker III Institute for Public Policy, 2007, S. 56-57.

¹⁹¹ Die Produktion des Konzerns stieg von 12,920 Mt im Jahr 2005 auf 21,971 Mt im Jahr 2010. Das Unternehmen hielt zum 1.1.2011 Ölreserven im Umfang von 791,3 Mt, was laut eigenen Angaben etwa 14 Prozent der landesweiten Reserven darstellte, und bestritt 27,6 Prozent der kasachischen Ölförderung. Die Kernproduktionsseinheiten von KMG (Uzenmunaigaz, Embamunaigas) befanden sich in fortgeschrittenen Ausbeutungsstadien, was keine weitere Steigerung ihrer Förderraten ermöglichte. Die Produktionszuwächse der letzten Jahre gingen somit prinzipiell auf Übernahmen zurück. Zu den Akquisitionen gehörten u. a. 50 Prozent an Ural Group Limited (2011), 100 Prozent an Karpovskiy Saverniy (2011), 100 Prozent an NBK (2010), 100 Prozent an SapaBarlauService (2010), 50 Prozent an MangistauMunaiGas (2009), 50 Prozent an Karazhanbasmunai (2007), 50 Prozent an Kazgermunai (2006), 33 Prozent an PetroKazakhstan (2006). Dieser Prozess wird im Kapitel V näher betrachtet. Vgl. JSC National Company KazMunayGas: Consolidated financial statements, 2011; JSC KMG Annual Report 2010, Almaty, 2011, S. 25.

ermöglichen, die kurz- und mittelfristig auf Anteilsübernahmen in Upstream-Projekten in den Nachbarländern (Aserbaidschan, Russland, Usbekistan und Turkmenistan) ausgerichtet ist.¹⁹²

Neben KMG dient der im Juni 2000 nach norwegischem Modell geschaffene und von der Nationalbank verwaltete Nationale Ölfonds als weiteres Instrument, das den Rohstoffreichtum des Landes zur Sicherung der wirtschaftlichen Entwicklung und des sozialen Wohlstandes nutzen soll. In diesen fließt ein Großteil der fiskalischen Einnahmen (Steuern, Royalties, Exportsteuern) aus dem Ölsektor, wobei er grundsätzlich drei Funktionen erfüllt: 1. Investitionen in den öffentlichen Sektor (z. B. Gesundheitswesen, Bildung, öffentliche Infrastruktur); 2. Sicherung makroökonomischer Stabilität (kompensiert Einnahmeausfälle aufgrund von Preisfluktuationen auf Rohstoffmärkten, verhindert übermäßige Währungsaufwertung); 3. Absicherung zukünftiger Generationen für die Zeit nach dem Rückgang der Ölproduktion.¹⁹³ Darüber hinaus verfolgt die Regierung durch sog. „local content“-Bestimmungen¹⁹⁴ das Ziel, den Ölsektor direkt als Motor für die Entwicklung der einheimischen Zulieferindustrie einzusetzen, wobei seine höhere Besteuerung gleichzeitig indirekt zur Entlastung weiterer Wirtschaftszweige beitragen soll.¹⁹⁵ Obwohl die Regierung diese ebenfalls direkt durch diverse aus den Rohstofflösen finanzierte bzw. durch Ölproduzenten mitgetragene Programme zu unterstützen versucht, um somit eine Diversifizierung und insbesondere Modernisierung der kasachischen Wirtschaft zu erreichen¹⁹⁶ und möglichen negativen ökonomischen Auswirkungen des sog. Ressourcenfluchs¹⁹⁷

¹⁹² KMG lag im Jahr 2010 auf Rang 36 der globalen Öl- und Gasunternehmen (Verbesserung um fünf Plätze gegenüber 2009). Vgl. ebenda, S. 10, 16, 20.

¹⁹³ Die Einnahmen aus dem Öl- und Gassektor werden in langfristige erstklassige („blue chip“-) Anlagen im Ausland investiert. Hier handelt es sich hauptsächlich in liquide Instrumente wie sog. „G3 sovereign debt securities“. Der kasachische Staatshaushalt erhält jährlich 8 Mrd. USD aus dem Fonds, unter der Bedingung, dass dessen Vermögen nicht unter 20 Prozent des BIP fällt. Im Dezember 2011 betrug sein Gesamtvolumen 43,625 Mrd. USD. Vgl. Coronel, Ana Lucía/Rozhkov, Dmitriy/Al-Eyd, Ali/Raman, Narayanan: Republic of Kazakhstan: Selected Issues, IMF Country Report No. 11/151, Washington D. C.: International Monetary Fund, June 2011, S. 35.

¹⁹⁴ Es handelt sich hierbei um gesetzliche Verpflichtungen zur Einbindung einheimischer Unternehmen in die Auftragsketten. Rohstofffördernden Gesellschaften werden obligatorische prozentuelle Anteile für Produkte und Dienstleistungen vorgegeben, die durch kasachische Unternehmen hergestellt bzw. erbracht werden müssen. Quoten beziehen sich auch auf den Anteil einheimischer Angestellter in den jeweiligen Ölunternehmen. Vgl. Local Content: Legal Aspects, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/547.html> (Zugriff 2.3.2012).

¹⁹⁵ Vgl. Republic of Kazakhstan: 2008 Article IV Consultation – Staff Report, IMF Country Report No. 08/288, Washington D.C.: International Monetary Fund, August 2008, S. 13.

¹⁹⁶ Zum Beispiel wurde im Jahr 2009 das „State Program on Forced Industrial Innovative Development“ ausgerufen, das den Ausbau von High-tech-Sektoren fördern soll. Vgl. Economy Diversification: Investors Are Ready to Help, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009; Editorial: Mission Is Possible, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2012, <http://www.investkz.com/en/journals/78/638.html> (Zugriff 2.3.2012).

¹⁹⁷ Der Ressourcenfluch („resource curse“) bzw. auch „paradox of plenty“ stellt ein Phänomen dar, das den Ressourcenreichtum eines Landes mit negativen Folgen für seine innenpolitische, gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung verbindet. Einige gesellschaftspolitische Auswirkungen wurden bereits im Kapitel 1.6 diskutiert und können mit den Stichwörtern „bad governance“, mangelnde politische Repräsentanz („no taxation – no representation“), Rentierismus und übermäßige Korruption benannt werden. Die negativen wirtschaftlichen Auswirkungen des Ressourcenreichtums werden meist unter dem Begriff „Holländische Krankheit“ („Dutch Disease“) zusammengefasst, der mehrere Phänomene einschließt. Durch Rohstoffexporte verursachte hohe Deviseneinnahmen führen zur Währungsaufwertung, die sowohl die Exportwettbewerbsfähigkeit anderer Wirtschaftsbereiche des Landes als auch die Konkurrenzfähigkeit einheimischer Produkte im Vergleich zu importierten Waren verschlechtert. Zusätzlich dazu führen die hohen Exporteinnahmen auch zur Steigerung der Inflation. Gleichzeitig zieht der Rohstoffsektor aufgrund hoher Profitabilität einen großen Teil der Kapitalinvestitionen an, wodurch andere Branchen vernachlässigt und in ihrer Wettbewerbsfähigkeit weiter geschwächt werden. Darüber hinaus werden im Rohstoffsektor meist verhältnismäßig hohe Löhne gezahlt, die hochqualifi-

entgegenzuwirken, bleiben die Ergebnisse dieser Maßnahmen zumindest vorerst noch weit hinter den Erwartungen zurück, sodass der Ölsektor in den letzten Jahren eine zunehmend dominante Rolle sowohl im fiskalischen Bereich als auch im Außenhandel einnahm und Kasachstan somit in diesen Kategorien die Parameter eines Rentierstaates erfüllt (Tabelle 13).¹⁹⁸ Die für die Regimestabilität wichtige Erhaltung bzw. weitere Anhebung des sozialen Wohlstandes¹⁹⁹, ebenso wie die Erfüllung der politischen Vorgaben zum Aufbau einer modernen wettbewerbsfähigen Wirtschaft²⁰⁰ müssen daher weiterhin in enger Verbindung mit der Entwicklung des Erdölsektors und somit insbesondere auch mit der Schaffung ausreichender Exportmöglichkeiten betrachtet werden.

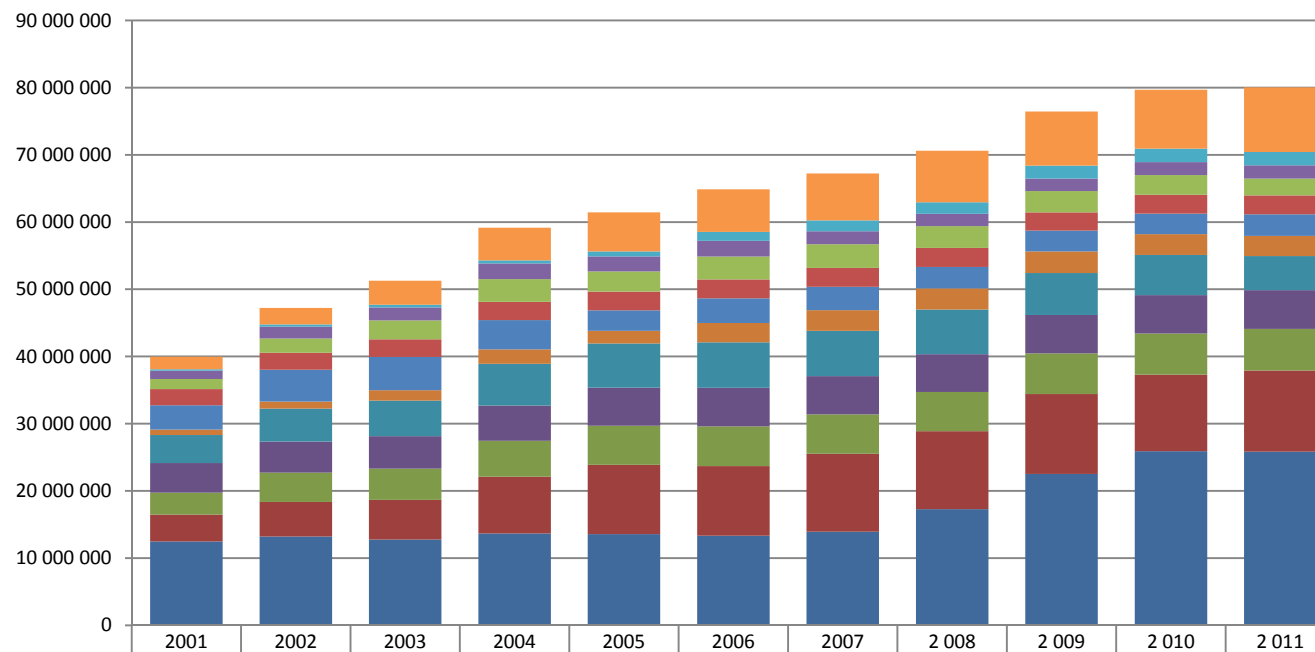
zierte Arbeitskräfte aus anderen Sektoren anziehen. Um diesem Trend entgegenzuwirken, müssen auch Löhne in anderen Wirtschaftsbranchen angepasst werden, was ebenfalls nachteilig für deren Export- und Importwettbewerbsfähigkeit ist. Zusammengefasst können diese Entwicklungen zur Deindustrialisierung weiter Teile der Wirtschaft führen. Weil der Rohstoffsektor zwar kapital-, jedoch nicht arbeitsintensiv ist, können die freigesetzten Arbeitskräfte nicht absorbiert werden, was zur hohen Arbeitslosigkeit und sozialen Problemen führt. Vgl. Müller, Friedemann: Der Ressourcenfluch: Rohstoffexporte als Krisenfaktor, SWP Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Oktober 2004.

¹⁹⁸ In der Fachliteratur können verschiedene quantitativ basierte Definitionen des Rentierstaates vorgefunden werden, die meist den Anteil der Renteneinkünfte am Staatsbudget fokussieren. Teilweise werden auch der Anteil der für die Rentengenerierung zuständigen Sektoren (z. B. Öl, Gas, Bergbau) am BIP bzw. entsprechender Rohstoffe an den Ausfuhren als ergänzende Kategorien herangezogen. Beblawi/Luciani sprechen vom Rentierstaat, wenn dieser über 40 Prozent seiner Einkünfte aus Renten bezieht. Gause unterscheidet zwischen Rentiers hohen (über 50 Prozent des Budgets) und mittleren Grades (20-49 Prozent). In Anlehnung daran differenziert Beck zwischen Rentierstaaten mit starker (mindestens 40-50 Prozent), mittlerer (30-40 Prozent) und schwacher Ausprägung (mindestens 20 Prozent). Nankani verwendet anstelle des Begriffes „Rentierstaat“ synonymisch die Bezeichnung „mineral economies“, in denen der Rohstoffsektor über zehn Prozent des BIP und über 40 Prozent der Exporteinnahmen bildet. Vgl. Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): *The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World*, London: Croom Helm, 1987, S. 10-13; Gause III, Gregory F.: *Regional Influences on Experiments in Political Liberalization in the Arab World*, in: Brynen, Rex/Korany, Bahgat/Noble, Paul (eds.): *Political Liberalization and Democratization in the Arab World. Volume 1: Theoretical Perspectives*, Boulders: Lynne Rienner Publishers, 1995, S. 283-306, hier S. 291; Beck, Martin: *Der Rentierstaats-Ansatz und das Problem abweichender Fälle*, in: *Zeitschrift für Internationale Beziehungen*, Jg. 14, Heft 1, 2007, S. 43-70, hier S. 47; Nankani, Gobind: *Development Problems of Mineral-Exporting Countries*, World Bank Staff Working Paper No. 354, Washington D.C.: The World Bank, 1979, S. 2.

¹⁹⁹ Tatsächlich wurde der unter der Armutsgrenze lebende Bevölkerungsanteil in den letzten Jahren deutlich reduziert. Er fiel von nahezu 50 Prozent Mitte der 1990er Jahre (1999 waren es noch 35 Prozent) auf lediglich 6,5 Prozent im Jahr 2010. (Das Existenzminimum wurde von der Regierung im selben Jahr mit 15.338 KZT bzw. 105 USD/Monat angegeben.) Gleichwohl besteht in Kasachstan ein erhebliches Wohlstandsgefälle zwischen einzelnen Regionen sowie zwischen städtischen und ländlichen Gebieten. Vgl. Coronel, A.L./Al-Eyd, A./Rozhkov, D./Raman, N./Saker, N./Owen, D./Sazanov, K.: *Republic of Kazakhstan: 2011 Article IV Consultation – Staff Report; Supplement; and Public Information Notice*, IMF Country Report No. 11/150, Washington D.C.: International Monetary Fund, June 2011, S. 6.

²⁰⁰ Nasarbajew deklarierte im Jahr 2006 in seiner Ansprache an das Volk das Ziel, dass Kasachstan bis zum Jahr 2015 unter den „Top 50“ der wettbewerbsfähigsten Volkswirtschaften der Welt stehen soll. Vgl. Nasarbajew, Nursultan: *2006 State-of-the-Nation Address. Kazakhstan to join the world's 50 most competitive countries and to further enhance democracy and stability*, http://www.kazembassy.org.uk/img/Country%20Profile%202007_1.pdf (Zugriff 3.2.2012).

Abbildung 10: Anteile ausgewählter Produzenten an der kasachischen Ölförderung (in t; Beteiligungen in Prozent)



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Andere	1 856 800	2 450 900	3 586 700	4 861 900	5 813 500	6 327 700	6 989 300	7 674 700	8 061 700	8 763 700	9 619 900
Buzachi Operating (CNPC 50, Sinopec 25, Lukoil 25)	226 100	319 800	396 600	465 400	744 000	1 335 800	1 609 200	1 710 200	1 917 100	1 990 000	1 970 600
Karazhanbasmunai (CITIC 50, KMG 50)	1 248 400	1 780 600	1 922 100	2 325 900	2 238 200	2 328 300	1 942 000	1 828 800	1 867 000	1 940 600	1 980 800
Turgai Petroleum (Lukoil 50, PetroKazakhstan 50)	1 500 200	2 124 000	2 804 400	3 378 700	3 003 500	3 410 100	3 512 400	3 255 300	3 180 100	2 939 000	2 493 800
Embamunaigas (KMG)	2 400 300	2 513 700	2 631 500	2 712 800	2 792 600	2 801 200	2 806 000	2 824 000	2 711 300	2 800 000	2 816 000
PetroKazakhstan-Kumkol Resources* (CNPC 67, KMG 33)	3 617 000	4 751 400	4 946 000	4 365 000	3 054 900	3 685 800	3 499 200	3 194 700	3 098 000	3 044 800	3 217 500
Kazgermunai (KMG 50, PetroKazakhstan 50)	807 300	1 033 300	1 565 300	2 146 100	1 873 000	2 882 800	3 052 800	3 140 000	3 202 000	3 102 200	2 999 100
Uzenmunaigas (KMG)	4 169 800	4 902 700	5 283 500	6 208 100	6 571 300	6 749 600	6 742 300	6 646 000	6 250 800	5 965 800	5 081 700
Mangistaumunaigas (CNPC 50, KMG 50)	4 409 000	4 618 100	4 824 000	5 255 000	5 660 000	5 741 800	5 707 800	5 616 100	5 711 800	5 720 400	5 750 000
CNPC-Aktobemunaigas (CNPC 85,42, Belegschaft 5,07, Andere 9,53)	3 258 200	4 367 400	4 650 000	5 321 200	5 833 000	5 901 500	5 856 800	5 844 700	6 050 000	6 120 800	6 209 200
Karachaganak P.O. (BG 32,5, Agip 32,5 Chevron 20, Lukoil 15)	3 995 200	5 157 900	5 916 900	8 465 300	10 311 700	10 380 000	11 587 900	11 611 000	11 883 700	11 386 000	12 060 000
TengizChevroil (Chevron 50, ExxonMobil 25, KMG 20, Lukoil 5)	12 480 900	13 199 000	12 748 600	13 660 900	13 558 400	13 318 800	13 931 100	17 273 600	22 526 400	25 912 600	25 839 900

* Beinhaltet auch die Produktion von Kolzhan

Quelle: Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, in: Nefte Compass, Jahrgänge: 2001-2011.

Tabelle 13: Kasachstan: ausgewählte ökonomische Kennzahlen

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BIP nominell (Mrd. USD)	24,907	23,409	21,251	20,374	21,035	22,166	22,135	16,871	18,292	22,153	24,637	30,834	43,190	57,127	81,002	104,854	133,472	114,826	148,040	186,235
BIP Wachstum (%)	-5,3	-9,2	-12,6	-8,2	0,5	1,7	-1,9	2,7	9,8	13,5	9,8	9,3	9,6	9,7	10,7	8,9	3,3	1,2	7,3	7,5
BIP/Capita (nominell)	1515	1434	1320	1288	1350	1446	1469	1130	1229	1491	1658	2068	2874	3771	5292	6772	8514	7165	9070	11245
Anteil Öl- und Gassektor am BIP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,9	12,1	12,7	13,9	17,5	19,3	20,5	21,8	22,3	28,3	-
Oil rents* (% BIP)	10,1	8,3	8,1	9,1	12,6	12,3	7,5	16,0	29,6	23,8	25,5	26,1	28,2	31,0	28,3	24,5	28,1	20,8	22,4	
Inflation (%)	-	2169,1	1160,3	60,4	28,6	11,3	1,9	17,8	9,8	6,4	6,6	6,8	6,7	7,5	8,4	18,8	9,5	6,2	7,8	7,4
Arbeitslosenquote (%)	-	-	7,5	11,0	13,0	13,0	12,7	13,5	12,8	10,4	9,3	8,8	8,4	8,1	7,8	7,3	6,6	6,6	5,8	5,4
Brutto Verschuldung (% BIP)	0,1	7,4	13,1	23,4	27,6	46,9	54,6	71,9	68,0	67,2	73,0	73,8	75,7	76,0	91,4	92,4	80,9	98,3	79,9	67,2
Leistungsbilanz (% BIP)	-	-	-7,6	-1,3	-3,6	-3,6	-5,6	-1,4	2,0	-6,3	-4,2	-0,9	0,8	-1,8	-2,5	-7,9	4,7	-3,6	1,6	7,6
Handelsbilanz (% BIP)	-	-	-7,7	0,7	-1,6	-1,2	-3,6	2,0	11,9	4,4	8,1	11,9	15,7	18,1	18,1	14,4	25,1	13	19,4	25,4
Ölexportanteil (%)	-	-	19,4	15,1	21,3	25,7	30,3	39,3	48,2	49,3	52	54,3	56,8	62,5	61,7	58,9	60,4	60,7	64,9	68,5
Budgetsaldo (% BIP)	-	-	-1,3	-7,5	-2,7	-3,8	-4,2	-3,7	-0,1	-0,4	0,03	-1,0	-0,3	0,6	0,8	-1,7	-2,1	-1,4	1,4	5,5
Ölanteil an Budgeteinnahmen (%)	-	-	-	-	-	-	-	5,4	15,2	25,8	19,5	23,5	28,6	37,7	37,1	32,6	44,6	41,5	46,4	53,7
Währungsreserven (in Mrd. USD)	-	0,456	0,838	1,129	1,294	1,767	1,460	1,480	1,595	1,998	2,555	4,236	8,473	6,084	17,751	15,777	17,871	20,591	25,223	25,177
Ölfond (in Mrd. USD) zum 31.12.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,24	1,915	3,663	5,131	8,074	14,092	21,006	27,486	24,368	30,980	43,625
FDI (Mrd. USD)	-	1,271	0,66	0,984	1,674	2,107	1,233	1,852	2,781	4,557	4,106	4,624	8,317	6,619	10,624	18,453	19,760	19,017	18,144	19,850
Anteil Öl- und Gassektor an FDI (%)	-	72,5	62,2	19,5	15,4	30,4	41,1	74,1	80	67,1	50,4	45,7	60,9	22,9	18,9	27,4	13,9	20,5	15,7	9,1

* Die Weltbank definiert „oil rents“ in ihrer Datenbank als „the difference between the value of crude oil production at world prices and total costs of production“.

Quellen: ADB Online-Datenbank, <http://www.adb.org/data/sdbs>; World Bank Online-Datenbank, <http://databank.worldbank.org/data/Home.aspx>; The National Bank of Kazakhstan Datenbank, <http://nationalbank.kz/index.cfm?docid=158>; Hansen, Leif et al.: Republic of Kazakhstan: Recent Economic Developments, IMF Staff Country Report No. 98/84, Washington D.C.: IMF, 1998; IMF: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, Washington D.C.: International Monetary Fund, Jahrgänge 1999-2005; IMF: Republic of Kazakhstan: Article IV Consultation – Staff Report, Washington D.C.: International Monetary Fund, Jahrgänge 2006-2011 (für genaue Angaben siehe Quellenverzeichnis); Внешнеэкономическая деятельность Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 1999, S. 142, 175; Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2002, S. 59; Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2004, S. 108, Zugang unter: <http://www.stat.kz/PUBLISHING/Pages/publications.aspx>; Elektronische Statistiken des Kasachischen Ministeriums für Finanzen, Publikation: Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам, Jahrgänge 2005-2012, Zugang unter: <http://www.minfin.kz/index.php?uin=1120287940&lang=rus>; Ernst & Young: Kazakhstan oil and gas tax guide, 2011, S. 1; eigene Berechnungen.

III Der nördliche Exportvektor

3.1 Der Weg zur Entstehung des Caspian Pipeline Consortiums

3.1.1 Verhandlungen über die Erschließung des Tengiz-Feldes

Noch vor dem offiziellen Zusammenbruch der Sowjetunion und der Unabhängigkeitserklärung Kasachstans kam es am 14. November 1991 beim Treffen zwischen dem stellvertretenden kasachischen Premierminister und Minister für auswärtige Angelegenheiten, Kalyk Abdullayev, und dem stellvertretenden omanischen Premierminister für Finanzen und wirtschaftliche Angelegenheiten, Qias Bin Abdul Munim Al-Zawawi, in Muskat zur Unterzeichnung mehrerer intergouvernementaler Abkommen über die Zusammenarbeit beider Länder. Die finanzielle Lage in Kasachstan war prekär² und Oman zeigte sich bereit, einen dringend benötigten Kredit in Höhe von 200 Mio. USD zur Verfügung zu stellen, dessen Rückzahlung aus zukünftigen kasachischen Ölverkäufen erfolgen sollte. Im Rahmen der Abkommen wurde auch vereinbart, dass das Sultanat Kasachstan bei der Untersuchung und Förderung von Ölressourcen sowie bei der generellen Entwicklung seiner Ölindustrie unterstützen wird. Darüber hinaus wurde Oman die zukünftige Beteiligung am möglichen Bau einer Pipeline von Kasachstan zum Persischen Golf in Aussicht gestellt.³ Hierbei handelte es sich mehr um eine Projektidee im frühen Planungsstadium als um ein ausgereiftes Konzept. Ursprüngliche sowjetische Pläne sahen nämlich den Abtransport der anstehenden kasachischen Ölproduktion vom frisch erschlossenen Tengiz-Feld mittels einer neu gebauten Pipeline in Richtung Astrachan und Grosny (Abbildung 11) und deren anschließende Verarbeitung in Russland vor. Die kasachische politische Führung strebte im Zuge der von Gorbatschow eingeleiteten Reformen jedoch bereits spätestens seit dem Jahr 1987, also lange vor der Auflösung der UdSSR, nach einer Redefinition der Beziehungen zwischen Zentrum (Moskau) und Peripherie (Almaty), die primär im Bereich der Kontrolle über ausgewählte Wirtschaftssektoren ausgefochten wurde. Die angestrebte größere wirtschaftliche Autonomie sollte sich insbesondere in der stärkeren Beteiligung bzw. eigenständigen Kontrolle über die Vermarktung der eigenen Rohstoffvorkommen widerspiegeln, die für die Republik als wichtigste Deviseneinnahmequelle galten. Die von Moskau vorhergesehene Verarbeitung des gewonnenen Öls in Russland lief

¹ Anonymer hochrangiger Mitarbeiter von Chevron, zit. in: Klebnikov, Paul: LUKoil: Kingpin Of the Caspian, in: The Moscow Times, No. 907, 27.2.1996.

² Das Regierungstreffen wurde von John Deuss, einem engen Mitarbeiter von Al-Zawawi, eingeleitet, der zuvor beim zufälligen Treffen in Moskau Abdullayev kennengelernt hatte. Dieser informierte Deuss über die schlechte Ernte und die daraus resultierenden Probleme mit der Futtermittelversorgung der kasachischen Rinderherden. Da das Land akute Probleme bei der Beschaffung von Devisen auf Finanzmärkten hatte, drohte die Schlachtung der Bestände und möglicherweise auch eine Hungersnot der Bevölkerung.

Die Beziehung zwischen Oman und Deuss fand ihren Ursprung in den Handelsaktivitäten des Niederländers. Dieser schmuggelte in den 1980er Jahren omanisches Erdöl mittels seines Ölhandelsunternehmens nach Südafrika, das zu der Zeit wegen des Apartheid-Regimes mit einem Ölembargo belegt war. Oman konnte durch den Handel enorme Gewinne erzielen (Südafrika zahlte eine Prämie von 2,5 bis 4,5 USD/b). Aufgrund der Erschöpfung der eigenen Vorkommen suchte Oman in der Folgezeit verstärkt nach Möglichkeiten, sich an ausländischen Energieprojekten zu beteiligen. 1991 wurde zu diesem Zweck die Oman Oil Company (OOC) gegründet, in der Deuss aufgrund enger Beziehung zum Herrschaftskreis (insbesondere Al-Zawawi) die Leitung übernahm. OOC zeichnete sich daraufhin auch über enge Verflechtungen mit Unternehmen von Deuss aus. Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 128-131.

³ Vgl. Oman oil and financial co-operation with Kazakhstan, in: BBC Summary of World Broadcasts, 22.11.1991.

somit gänzlich gegen kasachische Interessen und stellte auch nur bedingt eine Alternative für ausländische Ölkonzerne dar⁴, die wegen technologischer und finanzieller Herausforderungen, die mit der Erschließung des Tengiz-Feldes aber auch anderer Lagerstätten verbunden waren, herangezogen werden mussten.⁵ Vor diesem Hintergrund sah man sich in Almaty gezwungen, auch alternative Ölvermarktungskonzepte zu entwickeln, nicht zuletzt um die eigene Verhandlungsposition gegenüber Russland zu verbessern bzw. sich möglicherweise sogar gegen eventuelle innenrussische Zerwürfnisse abzusichern, die den Bau einer Leitung über Russland verhindern würden. Somit wurden nicht nur bestehende sowjetische Pläne aufgegriffen und weiterentwickelt, sondern auch gänzlich neue Exportkonzepte in Betracht gezogen.

Neben dem Vertrag über die Kreditvergabe wurde mit dem Sultanat auch eine Einigung über Beratungstätigkeiten im Ölsektor erreicht. Zusammen mit JP Morgan und der britischen Anwaltskanzlei Slaughter & May sollte die auf den Bermudas registrierte Oman Oil Company Ltd. (OOC), an deren Spitze der internationale Ölhändler John Deuss stand, die kasachische Regierung in den schleppend verlaufenden Verhandlungen über die Gründung eines Joint Ventures (JV) zur Entwicklung des Tengiz-Feldes unterstützen, die seit Sommer 1991 unter kasachischer Führung mit Chevron geführt wurden.⁶ Anfang des Jahres 1992 war das Beratungsteam zusammengestellt. OOC und Deuss spielten

⁴ Aufgrund der hohen Qualität des Tengiz-Öls war dessen direkte Vermarktung auf internationalen Märkten für Chevron vorteilhafter als die von russischer Seite vorgeschlagenen Swaps.

⁵ Vgl. Olcott, Martha Brill: *Emerging Political Elites*, in: Banuazizi, Ali/Weiner Myron (eds.): *The New Geopolitics of Central Asia*, London: Tauris, 1994, S. 44-67, hier S. 44; Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States, Independence, Foreign Policy and Regional Security*, Washington D. C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 10-11.

⁶ Im Juli 1991 wurde die Vollmacht für die Verhandlungen über die Erschließung von Tengiz von Moskau an den Ministerrat der Kasachischen SSR übertragen. Wenig später kam es zur Verstaatlichung der kasachischen Bodenschätze. Die kasachische Führung ließ im Zuge dieser Entwicklungen die zwischen Chevron und der sowjetischen Führung zuvor erzielte vorläufige Übereinkunft prüfen (die meisten Quellen sprechen von einer Teilung der Profite im Verhältnis 28:72 zugunsten der UdSSR, in Nasarbajews Memoiren wird ein Verhältnis von 38:62 angegeben; Chevron verlangte auch nach einer fünfjährigen Aussetzung der sowjetischen Einkommenssteuer). Nicht nur in Kasachstan, sondern auch in Russland sahen viele Offizielle die Verhandlungsergebnisse als zu großzügig an (angeblich enthielt die ursprüngliche sowjetische Delegation keinen einzigen Juristen und der Text des Vertrages wurde gänzlich von Chevron-Juristen aufgesetzt). Vor diesem Hintergrund wurde bereits im Frühjahr von der zentralen Planungskommission eine Untersuchung angeordnet. Mit der Leitung wurde J. Gaidar, späterer russischer Premierminister und Anhänger von B. Jelzin, beauftragt, der die Vertragsbedingungen von der internationalen Rechtskanzlei Cleary Gottlieb untersuchen ließ und auf dieser Grundlage einen sehr kritischen Bericht schrieb. Der politische Zusammenhang dieser Entwicklungen war aufgrund der anstehenden Präsidentschaftswahlen und des zunehmenden Machtkampfes innerhalb der sowjetischen Führung durchaus vorhanden und wurde auch von Chevron-Mitarbeitern kritisiert. Die Ereignisse führten dazu, dass die zuvor erreichten Bedingungen von kasachischen Vertretern nach der Übernahme der Verhandlungen mit Chevron abgelehnt wurden. Daraufhin wurde ein internationales Beratungsteam geformt, das die Regierung aufgrund mangelnder Erfahrungen in den Verhandlungen unterstützen sollte. Die Möglichkeit eines kompletten Scheiterns der Gespräche schien wegen der Differenzen zwischen Chevron und der kasachischen Seite sehr nahe zu liegen. Im März 1992 drohte die kasachische Führung zusammen mit den Beratern, die Verhandlungen einzustellen und die Erschließung des Feldes im offenen Bieterverfahren auszuschreiben, wenn sich Chevron nicht zu Zugeständnissen bereit erklären würde. Zwar stellte Chevron wegen des Zeitaufwandes, der mit der Ausschreibung eines Bieterverfahrens verbunden wäre, auch weiterhin den präferierten Verhandlungspartner dar, jedoch sollte ein klares Signal gesetzt werden, dass man auch Alternativen besäße. *„We would not have approached another company until we received a final rejection from Chevron. But we were prepared to do so“*, so der kasachische Vizepremierminister K. Abdullayev. Vgl. Lelyveld, Michael S.: *BP said vying with Chevron for Soviet oil exploration*, in: *Journal of Commerce*, S. 11, 15.10.1991; Lelyveld, Michael S.: *British experts will review Chevron pact with republic*, in: *Journal of Commerce*, S. 9, 6.11.1991; Uchitelle, Louis: *Givebacks By Chevron In*

bei den Verhandlungen eine entscheidende Rolle und waren maßgeblich an der im Mai 1992 erreichten Zusammenführung beider Parteien beteiligt.⁷ Bereits zuvor deuteten Vertreter von Chevron auf erhebliche Herausforderungen hin, die mit dem Export des gewonnen Öls verbunden waren. Explizit wurde auf mögliche politische Schwierigkeiten des Transports über das russische Pipelinennetz und die Gefahr der Erhebung unverhältnismäßig hoher Transportabgaben hingewiesen. Gerade aufgrund der hohen Transportrisiken verlangte der US-Konzern bei der Profitteilung bessere Bedingungen, als sie im internationalen Vergleich bei ähnlichen Projekten üblich waren. Die Exportfrage war so bedeutend, dass einige Mitglieder des Verhandlungsteams von Chevron forderten, die Verpflichtung Kasachstans zum Bau eines Exportsystems zum integralen Bestandteil des Abschlussvertrages zu machen. Die entscheidenden Vertreter sprachen sich jedoch letztendlich dagegen aus, da es die bereits übermäßig langen und komplizierten Verhandlungen lediglich weiter verzögert hätte. Das Unternehmen signalisierte dabei zwar die Bereitschaft, sich potenziell am Konsortium zum Bau einer Exportinfrastruktur für das Tengiz-Feld zu beteiligen, es wollte jedoch in dieser Hinsicht nicht die Führungsrolle und keinesfalls den Hauptkostenanteil übernehmen. Chevron überließ somit die Verantwortung für die Lösung der Transportfrage der kasachischen Seite.⁸

Oil Deal, in: The New York Times, S. 35, 23.5.1992; LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 128-144; Nasarbajew, Nursultan: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 87.

⁷ Die kasachische Position wurde in Kooperation mit den Beratern konzipiert und orientierte sich am Durchschnitt von 22 ähnlichen internationalen Projektverträgen. Chevron strebte zuerst eine Aufteilung der Profite im Einklang mit den Ergebnissen der vorherigen Verhandlungen mit den sowjetischen Vertretern an. Demgegenüber verlangte die kasachische Seite zuerst eine Profitbeteiligung von 87 Prozent. Uneinigkeit bestand auch über die Größe des Explorationsgebietes, das Chevron zusätzlich zum Tengiz-Korolev-Produktionsgebiet verlangte. Das Unternehmen forderte zuerst 23.000 km², wogegen die kasachische Führung auf 2.000 km² beharrte. Weitere Differenzen bezogen sich auf den Wert der bereits auf dem Feld getätigten Investitionen (diese betrugen 1,5 Mrd. Rubel, mussten jedoch in USD umgerechnet werden), Höhe der Royalty-Abgaben (Chevron beharrte auf sieben Prozent, Kasachstan auf 17), Aufteilung der Investitionskosten, Bonuszahlungen usw. Kasachstan war, trotz der angestrebten Gründung eines 50:50 JV, insbesondere an einer möglichst hohen finanziellen Beteiligung von Chevron interessiert. Hier sollten Lösungen gefunden werden, wie der kasachische Kostenanteil möglichst von der amerikanischen Seite mitgetragen würde. Die Gesamtdifferenz der beiden Positionen summierte sich über die Laufzeit des Vertrages gerechnet auf etwa 17 Mrd. USD. Die omanische Seite bzw. Deuss spielten insofern eine entscheidende Rolle, weil sie Nasarbajew davon überzeugen konnten, dass die von Chevron als Kompromisslösung vorgeschlagene Aufteilung der Profite im Verhältnis von 20:80 (zugunsten von Kasachstan) angemessen und im Einklang mit weltweiten Standards wäre. Hierzu wurde vom Sultanat Oman eine offizielle Erklärung mit folgendem Wortlaut veröffentlicht. „[Oman] considers that the terms and conditions of the transaction between the Republic of Kazakhstan and Chevron Corporation (to be) fair and equitable judged by world standards and represent a proper distribution of the balance of interests between the parties.“ Daraufhin traf sich am 5. Mai der Stellvertretende Präsident von Chevron R. Matzke im Ritz Hotel in Paris mit Deuss, der ihn darüber informierte, dass Nasarbajew ein letztes Angebot habe. Nach einem Übernachtfahrt nach Almaty kam es am nächsten Tag zu Verhandlungen, in denen Kompromisse über die wichtigsten Fragen erreicht werden konnten. Die letztendlich vereinbarte Aufteilung der Profite (nach Steuern) lag bei 19,6:80,4 (die Aufteilung der Verkaufserlöse sollte 50:50 betragen, durch Royalties und Besteuerung sollte jedoch der Anteil der Regierung auf 80,4 Prozent steigen). Chevron erhielt zudem eine Explorationslizenz für 4.000 km². Vgl. Ali, Arif: Oman, Kazakhstan form pipeline consortium, in: Moneyclips, 18.6.1992; Nasarbajew, Nursultan: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 87; Sneider, Daniel: US Firm's Offer Stirs Controversy in C. Asia State, in: Christian Science Monitor, S. 1, 24.4.1991; Savicheva, Yelena: Chevron's Kazakh Oil: Better Late, Than Never (Kommersant), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 11.5.1992; Chevron/Kazakhstan Deal is Praised Described by Company as a "Breakthrough", in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 91, S. 1, 11.5.1991; Chevron And Republic of Kazakhstan Sign Joint Venture Foundation Agreement, in: Financial News, 18.5.1992.

⁸ Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 141, 237.

In Almaty wurden zu dieser Zeit bereits Pläne zum Bau eigenständiger, nicht direkt unter Kontrolle von Transneft stehender Exportleitungen entwickelt, wobei die präferierte Lösung eine Verbindung zum Schwarzmeerhafen Noworossiysk vorsah. Hierzu sollten Teile der kürzlich fertiggestellten Pipelineinfrastruktur (Abbildung 11) von Tengiz über Atyrau und Astrachan bis nach Grosny genutzt werden.⁹ Die Pläne stellten nicht zuletzt eine Reaktion auf die von Russland Ende des Jahres 1991 eingeführte verhältnismäßig hohe Hartwährungskomponente in Transporttarifen dar, die für die Nutzung seines Leitungsnetzes gezahlt werden musste. Dieser Schritt folgte unmittelbar auf die Unterzeichnung des russisch-kasachischen Vertrages über die wirtschaftliche Kooperation und war aus kasachischer Perspektive diskriminierend.¹⁰ Der kasachischen Führung wurde somit sehr früh vor Augen geführt, dass die geerbte infrastrukturelle Abhängigkeit insbesondere im Umfeld verhältnismäßig niedriger Ölpreise erhebliche Auswirkungen auf die Profitabilität des eigenen Ölsektors und somit auch die Beteiligungsbereitschaft ausländischer Investoren haben könnte, und dass Russland gewillt war, diese Lage zum eigenen Vorteil zu nutzen und nach dem Zerfall der UdSSR keinesfalls altruistisch vorgehen würde. Darüber hinaus sollte die direkte Anbindung an einen maritimen Exportterminal die Möglichkeit zur internationalen Vermarktung kasachischen Rohöls ohne Vermischung mit minderwertigeren russischen Sorten schaffen. Die mangelnde Zahlungsfähigkeit der Abnehmer im GUS-Raum, die Kasachstan oft zu Barter-Geschäften zwang, unterstützte das Streben nach einer eigenständigen Exportpipeline zusätzlich, denn ausländische Ölkonzerne waren kaum für die Beteiligung am Tauschhandel zu begeistern. Darüber hinaus lag das dort bestehende Preisniveau deutlich unter dem Weltmarktwert.¹¹

Nach der Unterzeichnung des *Joint Enterprise Foundation Agreement*¹² bezüglich der Entwicklung des Tengiz-Feldes am 18. Mai 1992 verkündete Chevron, dass es den Bau einer Exportpipeline unterstüt-

⁹ Vgl. Exxon-Sodeco due Sakhalin Contract, in: Oil & Gas Journal, S. 30, 28.10.1991.

¹⁰ Die Vereinbarung beschränkte sich nicht nur auf den Ölsektor, sondern betraf den gesamten Handel. Zwar konnte auch Kasachstan Transitgebühren für russische Güter in harter Währung erheben, jedoch lag das Volumen russischer Transitleistungen über Kasachstan deutlich unter dem der kasachischen Lieferungen über Russland. Kasachstan sah sich zudem mit einem extremen Mangel an Hartwährungsreserven konfrontiert, der die Zahlung der Tarife erschwerte. Angaben bezüglich der Höhe des russischen Pipelinetarifes unterscheiden sich. Quellen geben sowohl 15c/t/100km als auch 12 USD/t an. Vgl. Berdniker, Mark D.: New Russian energy policy sparks controversy, in: Calgary Herald, S. 3, 12.11.1991; Berdniker, Mark D.: Russia to squeeze other republics on oil, pipeline, in: Journal of Commerce, S. 7, 12.11.1991.

¹¹ Ein Abkommen zwischen der Ukraine und Kasachstan vom Ende des Jahres 1992 sah z. B. kasachische Öllieferungen von 2 Mt im Austausch für Röhren vor. Vgl. Kazakhstan and Ukraine reach agreement on mutual trade (ITAR-Telegraph Agency of the Soviet Union news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 1.1.1993.

¹² Hierbei handelte es sich um ein Rahmenabkommen, das lediglich grundsätzliche Punkte regelte. Weitere Details sollten in anschließenden Verhandlungen bis Ende des Jahres 1992 geklärt werden. Vereinbart wurde, dass die Profitaufteilung in Abhängigkeit von der Anteilsverteilung am JV erfolgen sollte (d. h. 50:50). Darüber hinaus wurde vereinbart, welche Steuern vom JV gezahlt werden sollten (Profitsteuer von 30 Prozent; Steuer auf Einkünfte aus Zinsen 20 Prozent; Steuer auf Dividenden 15 Prozent), wobei auch eine Meistbegünstigungsklausel eingebaut wurde. Royalty-Zahlungen in den ersten vier Jahren sollten pauschale Abgaben in einer Höhe von 20 Mio. USD im ersten, 30 Mio. USD im zweiten und 40 Mio. USD im dritten und vierten Projektjahr darstellen. Danach sollte die Royalty 18 Prozent betragen, solange die interne Rendite von Chevron im Rahmen des JV nicht mehr als 17 Prozent betragen würde; bei einer höheren Rendite sollte sie auf 25 Prozent steigen. Im Falle einer internen Rendite von Chevron in einer Höhe von 20, 25 oder 30 Prozent, sollte das JV eine zusätzliche progressive Royalty von jeweils 5, 15 oder 25 Prozent entrichten. Die zusätzliche Royalty sollte aber erst nach der Rückerstattung der gesamten Investitionskosten von Chevron anfallen. Kasachstan konnte zudem wählen, ob es die Royalty-Zahlungen in Bar oder in natura erhält. In Jahren, in denen der sog. spezifische Nettoprofit (berechnet als Nettoprofit/Gesamterträge) des JVs den Koeffizienten von 0,2 überschreiten und der sog. Nettoinvestitionskoeffizient unterhalb von 0,3 liegen würde, sollte Chevron zwei Prozent seiner Gewinne aus dem JV in

zen würde. Zwar wurde in dem erreichten Abkommen explizit keine genaue Exportroute genannt, jedoch ließen Vermerke darauf schließen, dass diese zum Schwarzen Meer führen sollte.¹³ Das Unternehmen besaß hierbei eine klare Präferenz und sprach sich für die Verlegung einer etwa 400-500 km langen Verbindung zwischen Grosny und Noworossijsk aus, die an die bereits zwischen Tengiz und Grosny bestehenden Pipelinesegmente angeschlossen wäre. Nähere Angaben über die Form der Projektbeteiligung wurden zu diesem Zeitpunkt jedoch nicht gemacht. Im Zeitraum bis zur Fertigstellung der Exportinfrastruktur, der vom Chevron-Geschäftsführer auf etwa fünf Jahre geschätzt wurde, sollte der Großteil der Produktion ins russische Pipelinesystem eingespeist und im GUS-Raum verbraucht werden. Im Gegenzug dafür sollte der US-Konzern auf Swap-Basis entsprechende Volumina der russischen Urals-Ölmischung erhalten.¹⁴ Das Übereinkommen zwischen Chevron und Kasachstan sah vor, dass Kasachstan für das Arrangieren des Austausches für die gesamte Ölproduktion des zukünftigen JVs zu den günstigsten kommerziellen Bedingungen verantwortlich sein wird.¹⁵ Beide Parteien einigten sich auch darauf, dass bis zum Abschluss der Verhandlungen über die noch ausstehenden JV-Details (angedacht bis Anfang 1993) auch konkrete Pläne für die zukünftige Exportinfrastruktur ausgearbeitet werden sollten. Schließlich war von ihr die kommerziell profitable Entwicklung des Feldes maßgeblich abhängig.¹⁶ Das Interesse der kasachischen Regierung an einer möglichst schnellen Umsetzung des Transportsystems war zusätzlich dadurch gegeben, dass es Chevron gelang, in den Vertrag eine Klausel einzubauen, wonach die Erstattung eines Großteils der Bonuszahlungen durch die Schaffung eines dezidierten Exportsystems bedingt wurde (von der Gesamtbonushöhe von 450 Mio. USD sollten 420 Mio. USD erst nach der Inbetriebnahme des Transportsystems gezahlt werden).¹⁷

gewinnerzeugende Unternehmen in Kasachstan investieren. Vgl. Joint Enterprise Foundation Agreement Dated 18 May 1992 Between Chevron Overseas & Kazakhstan (Tengiz), in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 343-343.6.

¹³ Art. 10 des Vertrages besagt: „*The barter shall be made through the completion of the construction and putting into operation the Joint Enterprise export facilities on the Black Sea.*“ Gleichzeitig wurde davon gesprochen, dass den Zielmarkt für die Produktion Europa und der Mittelmeerraum bilden würden. Vgl. ebenda, S. 343.5.

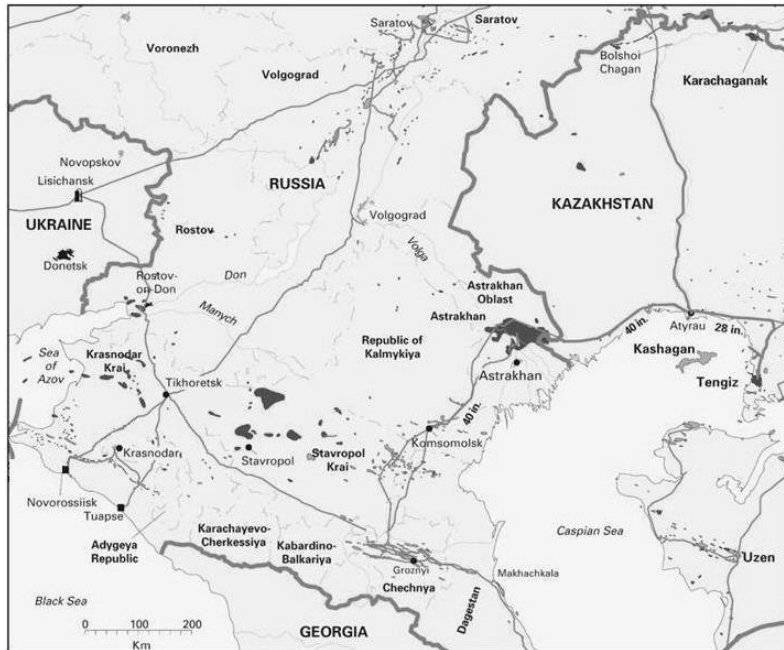
¹⁴ Vgl. Lippman, Thomas W.: Chevron, Kazakhstan Sign \$ 20 Billion Oil Agreement; Record-Setting Pact Comes After Oman Aid, in: The Washington Post, S. 1, 19.5.1992; Work on Tengiz to start in '93; \$ 1.5B investment, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 97, S. 1, 19.5.1992.

¹⁵ Der Vertrag regelt dies folgendermaßen: „*Kazakhstan arranges barter of all volumes of produced crude oil by the Joint Enterprise for Ural oil blend export on the most favourable commercial terms but not worse than on barter terms equal volumes („barrel for barrel“).* The barter shall be made through the completion of the construction and putting into operation the Joint Enterprise export facilities on the Black Sea.“ Vgl. Joint Enterprise Foundation Agreement Dated 18 May 1992 Between Chevron Overseas & Kazakhstan (Tengiz), in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 343-343.6.

¹⁶ Vgl. Work on Tengiz to start in '93; \$1.5B investment, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 97, S. 1, 19.5.1992.

¹⁷ Laut dem Joint Enterprise Foundation Agreement zwischen Chevron Overseas und Kasachstan sollte Chevron folgende Zahlungen an Kasachstan tätigen: 1. *Signature Bonus* in Höhe von 5 Mio. USD direkt nach der Unterzeichnung; 2. 25 Mio. USD nach der Aushandlung aller ausstehenden Details und dem Abschluss des endgültigen Gründungsabkommens; 3. 350 Mio. USD an ein Treuhandkonto, diese Mittel sollten für einen Teil der Investitionsverpflichtungen von Tengizneftegaz (Kasachischer Partner im JV) im Rahmen des Konsortiums genutzt werden und mussten nicht zurückgezahlt werden (das JV sollte in den ersten drei Jahre 1,5 Mrd. USD investieren, wobei die Kosten paritätär getragen werden sollten); 4. nach neunzigtäglichem kontinuierlichem Betrieb eines für das JV bestimmten Exportsystems sollte die Zahlung von 210 Mio. USD (+ Zinsen) erfolgen, 12 Monate nach der ersten Zahlung sollten weitere 210 Mio. USD (+ Zinsen) überwiesen werden („Kontinuierlicher Betrieb“ bedeutete in diesem Zusammenhang, dass die durchschnittliche tägliche Transportkapazität, die das JV im Rahmen des Exportsystems nutzen könnte, entweder 260.000 b/d betragen oder der durchschnittlichen täglichen Produktion des JVs entsprechen würde); 4. Chevron sollte in den ersten fünf Jahren 10 Mio. USD/Jahr für die

Abbildung 11: Ölpipelineinfrastruktur in der nordkaspischen Region (1992)



Quelle: McCafferty, Mark/Kretschmar, Valentina: CPC, BTC pipelines make current Caspian area oil export capacity adequate, in: Oil & Gas Journal, S. 52, 5.10.2004; eigene Bearbeitung.

3.1.2 Die Gründung des Pipelinekonsortiums durch Kasachstan und Oman

Zwar wurden zu diesem Zeitpunkt von der kasachischen Führung laut offiziellen Angaben weiterhin mehrere mögliche Exportrouten bedacht, jedoch ähnlich wie bei Chevron zeichnete sich auch hier eine deutliche Präferenz für die russische Option ab. „Various projects can be looked at. For example, one could study the option of putting the pipeline through the Caspian and Azerbaijan. There is a possibility of using the territory of Iran and going through Turkey to the Mediterranean. We, of course, will choose the optimum solution, however, I think we would prefer the Russian option because it is economically more beneficial.“¹⁸ Nasarbajew ging sogar noch einen Schritt weiter. Während eines Treffens der GUS-Länder, in dessen Rahmen die Schaffung eines Wirtschaftsrates zur Koordinierung des Außenhandels der Mitglieder diskutiert wurde, schlug er für die ölproduzierenden Nachfolgerstaaten der Sowjetunion die Gründung von „our own OPEC“ zur Koordinierung ihrer Ölexportpolitiken vor.¹⁹ Auch wenn der Vorschlag von ihm nicht weiter konkretisiert wurde, zeigte er aufgrund der sich notwendigerweise ergebenden Dominanz Russlands in einer derartigen Struktur deutlich, dass Kasachstan bereit war, mit seinem nördlichen Nachbarn im Bereich der Ölexporte eng zusammenzuarbeiten und somit die vorhandenen geopolitischen und geoökonomischen Tatsachen zu

Finanzierung sozialer Entwicklungsprojekte in der Region Atyrau zahlen (insgesamt 50 Mio. USD, diese konnten als Projektkosten abgeschrieben werden). Vgl. Joint Enterprise Foundation Agreement Dated 18 May 1992 Between Chevron Overseas & Kazakhstan (Tengiz), in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 343-343.6; zu Details über die Profitaufteilung nach dem Tengiz-PSA siehe: Johnston, Daniel/Johnston, David: Kashagan and Tengiz – Castor and Pollux, PetroMin Magazine, December 2001; Bis 1999 wurden von Tengizchevroil und Chevron durch das „TCO Atyrau Bonus Program“ 120 Mio. USD in die lokale Infrastruktur in Atyrau investiert. Im Jahr 1999 wurde verkündet, dass das JV weitere 150 Mio. USD für den Ausbau der Infrastruktur in der Stadt Atyrau zur Verfügung stellt. Vgl. Atyrau to become oil capital of Kazakhstan – PM, in: Interfax Russian News, 3.9.1999.

¹⁸ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakh president concludes deal with Chevron corporation (ITAR-TASS), in: BBC Summary of World Broadcasts, 21.5.1992.

¹⁹ Vgl. Second ex-Soviet republic joins pipeline project, in: United Press International, 6.7.1992.

akzeptieren, die durch seine geografische Lage, Bevölkerungsstruktur, infrastrukturelle und wirtschaftliche Verflechtung, sicherheitspolitische Abhängigkeit usw. gegeben waren. Denn Moskau war nach M. B. Olcott weiterhin „*the center of the geopolitical universe that the Central Asian leaders inhabit.*“²⁰ Die transportpolitische Zusammenarbeit mit Russland befand sich dabei auch im Einklang mit den Empfehlungen der Weltbank, die sich für eine engere Koordinierung der Investitionen im kasachischen Öl- und dem russischen Infrastruktursektor aussprach.²¹ Die Initiative von Nasarbajew sollte aus kasachischer Sicht sicherstellen, dass auch nicht-russische Produzenten zu transparenten nicht-diskriminierenden Bedingungen Zugang zu den beschränkten Exportkapazitäten des ehemaligen sowjetischen Leitungsnetzes erhalten würden, wobei aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit gleichzeitig auch die Aufrechterhaltung russischer Öllieferungen an ostkasachische Raffinerien sichergestellt werden musste. Kasachische Vorstellungen im Energie- und Infrastrukturbereich stellten dabei grundsätzlich eine sektorale Konkretisierung der bestehenden Bereitschaft des Landes zur möglichst engen wirtschaftlichen und politischen Kooperation mit Russland dar, die durch die integrationspolitischen Initiativen Nasarbajews (konföderativ gestaltete GUS bzw. die spätere Idee der Eurasischen Union) und den Verbleib in der gemeinsamen Rubel-Zone bestätigt wurden.²² Im Kern entsprach diese Haltung dem neorealistischen Bandwagoning- Ansatz, wonach ein schwächerer Akteur seine außen- und wirtschaftspolitischen Vorteile zu wahren versucht, indem er sich einem dominanten Akteur anschließt, da er die Kosten des politischen Widerstandes höher einschätzt als die Vorteile kooperativen Verhaltens.

Nichtdestotrotz wurde jedoch im Verlauf von Sondierungsgesprächen auch auf türkische Initiativen bezüglich des Baus eines Transportsystems für den Export kasachischen Öls über Aserbaidschan und die Türkei zu einem Mittelmeerhafen (Yumurtalik/Ceyhan oder Dortyol) eingegangen, die im April 1992 zur Unterzeichnung eines allgemeinen Rahmenabkommens führten.²³ Parallel wurden auch generelle Gespräche mit iranischen Vertretern über die Möglichkeit des Baus einer Exportleitung zum Persischen Golf geführt. Obwohl sich in beiden Prozessen zu einem frühen Zeitpunkt klar abzeichnete, dass es sich hierbei aus kasachischer Sicht lediglich um „Zweitrouten“ handeln sollte, die eine Ergänzung und nicht Ersetzung einer über Russland führenden Hauptroute darstellen würden,²⁴ wurde die primär auf Russland orientierte Infrastrukturpolitik somit bereits wenige Monate nach der Erklärung der kasachischen politischen Unabhängigkeit auch durch eine Diversifizierungskomponente ergänzt, die im Sprachgebrauch anschließend mit dem Schlagwort „multivektorielle Pipelinepolitik“ („multi-vector pipeline/export policy“) bezeichnet wurde. Diese befand sich im Einklang mit den Grundsätzen der von Nasarbajew im Mai 1992 formulierten „multivektoriellen Außenpolitik“ (Kapitel 1.6.6) und entsprach aus theoretischer Perspektive dem neorealistischen Konzept des „balancing“, demzufolge die Sicherheit und die Durchsetzungskapazitäten eines Staates im Verhältnis zu einer dominanten Macht durch die Bildung von Bündnissen bzw. Kooperationsbeziehungen mit anderen Akteuren vergrößert werden können. Aus kasachischer Sicht stand fest, dass ohne die Schaffung al-

²⁰ Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States. Independence, Foreign Policy, and Regional Security*, Washington D. C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 6.

²¹ Vgl. The World Bank: *Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study*, Washington D. C.: The World Bank, 1993; *Turks in Kazakh gasline talks*, in: *FT Energy Newsletter – International Gas Report*, S. 12, 26.6.1992.

²² Vgl. Olcott, Martha Brill: *Central Asia's Second Chance*, Washington D. C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005, S. 55.

²³ Vgl. *Kazakhstan seeks to step up crude oil export capabilities*, in: *Oil & Gas Journal*, S. 27, 22.6.1992.

²⁴ Vgl. *Conference Report: Kazakhstan express interest in Azeri/Turkish pipeline link*, in: *FT Energy Newsletters - East European Energy Report*, S. 23, 11.5.1993.

ternativer (d. h. der Verwaltungshoheit von Transneft und rusischer Behörden entzogener) Verbindungen zum Weltmarkt die politische Desintegration der Sowjetunion aus geopolitischer und geökonomischer Perspektive aufgrund der gegebenen wirtschaftlichen und infrastrukturellen Verflechtungen lediglich zu einer de jure Unabhängigkeit des Landes führen würde. Die Republik bliebe jedoch weiterhin sowohl in ihrer wirtschaftlichen als auch innen- und außenpolitischen Handlungsfähigkeit im höchsten Maße von Moskau abhängig und könnte sich u. a. dem bereits thematisierten Phänomen des „economic security dilemma“²⁵ ausgesetzt sehen.

Ähnlich wie bei Verhandlungen mit Chevron über Tengiz fehlten der jungen Republik auch in Bezug auf Gespräche über den Pipelinebau jedoch die notwendigen Erfahrungen, allem voran aber auch die für deren Realisierung benötigten Finanzmittel. Da Chevron zu diesem Zeitpunkt, abgesehen von der Bekundung seiner Präferenzroute, nicht bereit schien, die Planung und Finanzierung eines Exportsystems zu übernehmen, benötigte Kasachstan die Unterstützung einer weiteren Partei. Es war erneut Oman, das Kasachstan zur Hilfe kam. Das vom Sultanat in den Tengiz-Verhandlungen eingesetzte Beraterteam erklärte sich bereit, die notwendigen Experteneinschätzungen bezüglich wirtschaftlicher, politischer und technischer Aspekte des Pipelinebaus sicher zu stellen.²⁶ Omanische Regierungsvertreter verkündeten darüber hinaus, dass sie die diplomatischen Kompetenzen ihres Landes zur Unterstützung der Schaffung des grenzüberschreitenden Exportsystems einbringen werden. *„Oman enjoys good inter-government relations with these states [potenzielle Transitländer] and is willing to use these ties to obtain the consent of each for construction of the system.“*²⁷

Almaty nahm das Angebot dankend an. Etwa einen Monat nach der vorläufigen Einigung zwischen Chevron und Kasachstan über Tengiz wurde somit am 17. Juni 1992 in Muskat zwischen Kasachstan und Oman ein Rahmenabkommen über die Gründung eines Pipelinekonsortiums, zuerst als Caspian Area Pipeline Consortium bezeichnet²⁸, unterschrieben. Das neugegründete Gemeinschaftsunternehmen erhielt von der kasachischen Regierung Exklusivrechte zur Sicherstellung der Finanzierung, zum Bau und Betrieb eines Pipelinesystems, das für den Export der Produktion vom Tengiz-Feld und möglicherweise auch anderer Vorkommen in Kasachstan dienen sollte. Deuss spielte erneut eine wichtige Rolle bei den Verhandlungen und stellte sicher, dass die omanische Seite am Konsortium durch OOC vertreten wurde.²⁹ Das Unternehmen sollte die Projektorganisation und später auch die Rolle des Pipelinebetreibers übernehmen.³⁰ Die Aufteilung der Stimmrechte im Konsortium sollte

²⁵ Tsyngakov, Andrei P.: The Culture of Economic Security: National Identity and Political-Economic Ideas in the Post-Soviet World, in: International Politics, Vol. 39, Nr. 2, June 2002, S. 153-173, hier S. 155; Im Bezug auf den kasachischen Ölsektor könnte dies z. B. im Fall der von Moskau angestrebten Beibehaltung der noch zu Sowjetzeiten aufgebauten Lieferbeziehungen problematisch sein, in deren Rahmen kasachisches Öl überwiegend in Russland bzw. auf dem sowjetischen (jetzt GUS) Binnenmarkt verbraucht wurde.

²⁶ Vgl. Pereira, Oswald: Oman will seek fund for Kazakhstan pipeline, in: Moneyclips, 18.6.1992.

²⁷ Qais bin Abdul Munim Al-Zawawi, stellvertretender omanischer Premierminister für Finanzen und Wirtschaft, zit. in: Ali, Arif: Oman, Kazakhstan form pipeline consortium, in: Moneyclips, 18.6.1992.

²⁸ Vgl. Oman-Kazakhstan pipeline consortium agreement signed, in: Agence France Presse, 17.6.1992.

²⁹ Die besondere Rolle von John Deuss zeigt sich u. a. darin, dass er der einzige Unterzeichner des Vertrages war, der zu keiner Regierung gehörte. Für Kasachstan unterzeichneten der Premierminister Sergei Tereschenko und der stellvertretende Premierminister und Minister für Energie und Rohstoffe Kadyr Baikenow, für Oman der stellvertretende Premierminister für Finanzen und Wirtschaft Quais bin Abdul Munim Al-Zawawi und der Minister für Öl und Rohstoffe Said bin Ahmed Al-Shanfari.

³⁰ Dies galt unter der Bedingung, dass keine Einwände seitens möglicher Finanzierungspartner erhoben würden. OOC sollte der exklusive Berater in technischen und finanziellen Fragen bezüglich des Projektes sein, vorläufige Machbarkeitsstudien für das Pipelinesystem erstellen, für die Organisation von Materialeinkäufen, den Zugang zu benötigten Technologien und die allgemeine Verwaltung der Pipeline verantwortlich sein. Zusätzlich sollte es auch für Verhandlungen zwischen Gründungsmitgliedern und Regierungen anderer Länder, über deren

zwischen den Gründungsmitgliedern auf Paritätsbasis erfolgen. Oman erhielt darüber hinaus Rechte zur Förderung von Kohlenwasserstoffen auf dem Dunga Feld und eine Explorationslizenz für ein 16.000 km² großes Gebiet in der Atyrau-Region.³¹

Trotz der von Nasarbajew zuvor geäußerten Präferenzen wurde zu diesem Zeitpunkt noch keine offizielle Entscheidung über den endgültigen Routenverlauf getroffen und auch der Gründungsvertrag des Konsortiums beinhaltete diesbezüglich keine Spezifizierung. Ihm zufolge *konnte* das Transportsystem Teile bestehender Pipelines auf der Route Tengiz-Guryev (Atyrau)-Grosny beinhalten und sollte eine Verbindung zu bestehenden oder neu zu bauenden Exportanlagen am Persischen Golf, Mittelmeer und/oder Schwarzen Meer schaffen. Die Streckenführung konnte über die Territorien der Russischen Föderation, Aserbaidschans, Georgiens, Turkmenistans, Irans oder der Türkei erfolgen. Das System sollte nicht ausschließlich für den Transport kasachischen Öls bestimmt sein, sondern konnte auch aus Produktionsgebieten in Ländern entlang der Route gespeist werden. Auch die Belieferung von Raffinerien und Verarbeitungsanlagen entlang der Pipeline konnte erfolgen. Im Anhang des Gründungsvertrags befanden sich Karten mit acht möglichen Routenalternativen,³² deren Machbarkeit in der Folgezeit von OOC untersucht werden sollte. Die Baukosten wurden vorläufig in Abhängigkeit von der Route auf 700 Mio. – 1,6 Mrd. USD geschätzt. Angestrebt wurde, dass das System innerhalb von drei Jahren in Betrieb geht und nach zwölf Jahren die volle Kapazität von 1,5 mb/d (75 Mt/Jahr) erreicht.³³ Das Konsortium stand dem Beitritt neuer Mitglieder grundsätzlich offen gegenüber, es musste sich dabei jedoch entweder um (1.) Produzentenländer handeln, die die Nutzung der Pipeline anstrebten, oder Transitländer, die den Verlauf der Pipeline über ihr Territorium erlauben würden³⁴; oder (2.) einheimische oder internationale Unternehmen, die Öl auf den Territorien der Mitgliedsländer produzierten würden. Oman verpflichtete sich über OOC die für die Projektfinanzierung notwendigen Kredite zu organisieren. Kasachstan sollte sich durch Arbeitskräfte, Materialien, Anlagen, Ausrüstungen, Eigentumsrechte, Steuervergünstigungen usw. an der Projektfinanzierung beteiligen. Zusätzlich sollte Kasachstan und mögliche weitere Nutzer der Pipeline durch die Erteilung von Durchleitungszusagen die Kreditvergabe unterstützen.³⁵ Die Registrierung des Konsortiums in

Territorium die Pipeline verlaufen sollte, zuständig sein. Es sollte auch Vermarktungsdienstleistungen als exklusiver Agent für den Verkauf von Öl auf internationalen Märkten zur Verfügung stellen. Vgl. Pipeline Consortium Agreement Dated 17 June 1992 Between The Republic Of Kazakhstan And The Sultanate Of Oman, in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 367-374.

³¹ Vgl. Pereira, Oswald: Oman will seek fund for Kazakhstan pipeline, in: Moneyclips, 18.6.1992; Ali, Arif: Oman, Kazakhstan form pipeline consortium, in: Moneyclips, 18.6.1992.

³² Die vier Hauptrouten waren: 1. Tengiz – Turkmenistan – Iran/Kharg; 2. Tengiz – Russland/Noworossijsk; 3. Tengiz – Turkmenistan – Unterwassersektion (Krasnovodsk-Baku) – Aserbaidschan – Georgien/Poti; 4. Tengiz – Turkmenistan – Unterwassersektion – Aserbaidschan – Iran – Türkei/Ceyhan. Weitere Routen stellten deren Kombinationen dar. (Tengiz – Russland – Aserbaidschan – Iran/Kharg; Tengiz – Turkmenistan – Unterwassersektion – Aserbaidschan – Iran/Kharg; Tengiz – Russland – Aserbaidschan – Georgien/Poti; Tengiz – Russland – Aserbaidschan – Georgien – Türkei/Ceyhan). Vgl. Oman, Kazakhstan Set Pipeline Project; Will Take Tengiz To as-yet Undetermined Site, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 118, S. 1, 18.6.1992.

³³ Vgl. Oman, Kazakhstan set pipeline project; Will Take Tengiz Crude To as-yet Undetermined Site, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 118, S. 1, 18.6.1992.

³⁴ Explizit genannt wurden hierbei die Russische Föderation, Aserbaidschan, Turkmenistan und Georgien, nicht jedoch der Iran.

³⁵ Kasachstan und jedes weitere staatliche Mitglied sollte zusätzlich Folgendes gewähren: 1. Erteilung von allen notwendigen Wegerechten, Pachtverträgen und Lizenzen; 2. Zugang und Nutzung der Infrastruktur, die für die Instandhaltung, Sicherheit und Kommunikation notwendig wäre; 3. Versorgung mit Strom, Wasser und Gas an allen Baustellen; 4. Rechte zur Nutzung bestehender Pipelines, Terminals, Lagervorrichtungen; 5. gesetzliche Befreiung von allen Steuern. Vgl. Pipeline Consortium Agreement Dated 17 June 1992 Between The Republic Of

Form einer GmbH mit dem Namen *Caspian Pipeline Consortium* (CPC) erfolgte am 17. Juli auf den Bermudas. Die Führung des Konsortiums übernahmen von John Deuss eingesetzte OOC-Vertreter.³⁶

3.1.3 Die Ausweitung der Konsortialmitgliedschaft

Chevron zeigte von Beginn an Interesse an dem Pipeline-Projekt. Am 22. Juni unterzeichnete der Präsident des Konzerns, R. Matzke, in Muskat ein Memorandum, in dem die Absicht erklärt wurde, einen Prioritätszugang zur Pipeline für die Produktion des Konzerns von den Feldern Tengiz und Korolev zu erlangen. „*That pipeline system would be the primary way for us to transport oil produced at Tengiz to an export location.*“³⁷ Das US-Unternehmen verkündete jedoch gleichzeitig, dass es dem Konsortium erst nach der Fertigstellung der Pipeline beitreten wolle und es zu diesem Zeitpunkt keine Investitionsbeteiligung am Projekt plane.³⁸

Wenige Tage später wurde am 6. Juli in Baku ein Abkommen zwischen OOC und aserbaidischen Vertretern erreicht, wonach sich das Land bereit erklärte, als Gründungsmitglied dem Pipelinekonsortium beizutreten. Politische Umbrüche in Aserbaidschan führten jedoch dazu, dass sich die Ratifizierung des Vertrages verzögerte. Der neu gewählte pro-türkische Präsident, Abulfaz Elcibey, strebte eine Abkehr von Russland und eine engere wirtschaftliche und politische Zuwendung zur Türkei an. Die im Zusammenhang mit dem Konflikt um Bergkarabach auftretenden Spannungen zwischen Russland und Aserbaidschan, dessen neue politische Führung sich auch gegen die Mitgliedschaft in der GUS aussprach, führten u. a. zur zeitweiligen Unterbrechung des Zugangs aserbaidischer Öl- und Gasunternehmen zum russischen Pipelinennetz. Diese Erfahrung wirkte sich auch negativ auf die Bereitschaft des Landes zur Kooperationen im Bereich von Ölexportprojekten mit Moskau aus, wobei Elcibey kurz nach seiner Amtsübernahme klar machte, dass er eindeutig eine Exportroute über die Türkei präferierte. Aserbaidschan trat daher in Verhandlungen mit türkischen Vertretern und der neue Präsident erteilte bereits im Juli 1992 grünes Licht für die Untersuchung türkischer Pläne zum Bau einer Exportpipeline zum bestehenden Mittelmeer-Terminal in Yumurtalik (Ceyhan). Eine engere Zusammenarbeit mit CPC wurde in der Folgezeit durch den Beitritt Russlands und die Präferenz des Konsortiums für einen Streckenverlauf über das Land verhindert, die der strategischen Ausrichtung Aserbaidschans auf die Türkei entgegenstanden. Im November 1992 wurde zwischen den an der Entwicklung aserbaidischer Vorkommen interessierten Konzernen BP, Statoil, Amoco, Pennzoil, Ramco und der türkischen Botas eine Einigung über die Untersuchung einer gemeinsamen Exportroute erreicht. Diese Schritte mündeten schließlich im März 1993 in die Unterzeichnung eines Rahmenabkommens zwischen Baku und Ankara über den zukünftigen Bau einer Pipeline, die über die Türkei zum Mittelmeer verlaufen würde.³⁹ Die Ratifizierung des CPC-Abkommens, die Aserbaidschan

Kazakhstan And The Sultanate Of Oman, in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 367-374.

³⁶ Als Präsident des OOC wurde Deuss Mitglied des CPC-Aufsichtsrates. Zum Generaldirektor des Konsortiums wurde Edward Smith, enger Mitarbeiter von Deuss und Angestellter von OOC, ernannt. Das Grundkapital sollte 36 Mio. USD betragen und von den Mitgliedern in gleichen Teilen erbracht werden. Vgl. Azerbaijan agrees to become partner with Kazakhstan and Oman in oil pipeline, in: Business Wire, 6.7.1992; Salimov, Marat: Parliament Finds Registration in Bermudas Suspicious (Kommersant), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.2.1993.

³⁷ Larry Shushan, Sprecher von Chevron, zit. in: Chevron Says it Wants to Join Pipeline Consortium, in: The Associated Press, 22.6.1992.

³⁸ Vgl. Tahmancioglu, Eve: Chevron may become part of Kazakhstan pipeline consortium, in: United Press International, 22.6.1992; Pipeline next plan of Oman, Chevron Kazak Triumvirate, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 121, S. 1, 23.6.1992; Another Kazakh megaproject lined up, in: Oil & Gas Journal, S. 24, 13.7.1992.

³⁹ Insbesondere die Verbindung zwischen Aserbaidschan und der Türkei war problematisch. Erste Pläne sahen hierzu mehrere Alternativen vor. Eine Variante rechnete mit einer Route über Südarmenien, eine weitere mit

zum Mitglied des Konsortiums machen würde, blieb somit in der Folgezeit trotz durchaus bestehender Differenzen in der Einstellung einzelner Regierungsmitglieder aus.⁴⁰

Am 23. Juli verkündete der amtierende russische Vizepremierminister, Viktor Tschernomyrdin, den Beitritt seines Landes zum CPC-Konsortium. Russland wurde von OOC-Vertretern als „vital link“ zum Schwarzen Meer bezeichnet und auch Chevron begrüßte die Beteiligung, da es sich davon eine schnellere Umsetzung des Projektes versprach.⁴¹ Die Entscheidung der russischen Führung unterlag sowohl politischen als auch wirtschaftlichen Überlegungen. Einerseits sollte dadurch der Einfluss über den Ölexport aus Kasachstan und somit auch über die Renteneinnahmen des Landes garantiert werden. Andererseits schloss Transneft im Januar 1992⁴² Arbeiten an Pipelinesegmenten zwischen Astrachan und Grosny ab, die Teil der noch zu Sowjetzeiten geplanten Transportinfrastruktur für das Tengiz-Feld darstellten. Die Teilnahme am Konsortium würde ihre Nutzung ermöglichen und somit zur Monetarisierung einer Investition beitragen, die kaum ohne die Einbeziehung kasachischen Öls erfolgen konnte. Die Ratifizierung der Mitgliedschaft durch das russische Parlament verzögerte sich jedoch deutlich. Kritisch betrachtet wurde einerseits die Registrierung des Konsortiums im Ausland (Bermudas), die es der russischen Jurisdiktion entzog. Andererseits erhob sich Widerstand gegen die vorgesehene Teilung der Rechte zum Betrieb der Pipeline unter mehreren Projektmitgliedern, zu denen auch private Unternehmen gehören konnten, wodurch die bestehende staatliche Monopolstellung im Pipelinetransport (Transneft) untergraben würde.⁴³ Russische Bedenken führten im Rahmen des Konsortiums schließlich zu einer Veränderung der Auffassung bezüglich der Mitgliedschaft. Der Vertrag zwischen Oman und Kasachstan sah noch vor, dass der Status eines Gründungsmitgliedes, der automatisch Stimmrechte beinhaltet, sowohl Staaten als auch den auf ihren Territorien produzierenden Unternehmen offen stünde.⁴⁴ In der Folgezeit wurde jedoch vereinbart, dass mit Stimm-

einem etwa 60 km langen Segment über den Iran. In der Türkei sollte die bestehende Irak-Türkei-Pipeline genutzt werden. Angeblich wurden sogar Pläne über den Tausch von Territorien zwischen Aserbaidschan und Armenien besprochen, wodurch eine direkte Grenze zwischen Aserbaidschan und der Türkei geschaffen werden sollte (im Gegenzug sollte ein Korridor zwischen Armenien und Bergkarabach entstehen). Vgl. Azeris looking at Turkish pipeline as export route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 148, S. 1, 31.7.1992; Azeri State Oil Co. Bringing Together Three West Firms, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 220, S. 1, 11.11.1992; Olcott, Martha Brill: Russia, Central Asia, and the Caspian: How Important is the Energy and Security Trade-off? Rice University: James A. Baker III Institute for Public Policy, March 2006, S. 12.

⁴⁰ Die Uneinigkeit in der aserbaidshianischen Regierung bezüglich der Teilnahme am CPC zeigte sich, als am 11. September der erste stellvertretende Premierminister Aserbaidschans, Vagit Akhmetov, ein Dokument zur Formalisierung der Teilnahme seines Landes am CPC unterschrieb. Die gänzliche Ratifizierung erforderte jedoch auch noch die Unterschrift des Präsidenten. Dieser Schritt blieb jedoch aus. Vgl. Azerbaijan confirms Caspian oil project, in: TASS, 11.9.1992; Caspian Consortium Switches PL Route; Line to Skirt Troubled Russian Region, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 97, S. 1, 19.5.1993.

⁴¹ Vgl. Russia becomes newest partner in Caspian Pipeline Consortium; New Venture Incorporated by Founding Members, in: PR Newswire, 23.7.1992.

⁴² Vgl. Skibinskaya, Irina: New Participants Join the Oman-Kazakhstan Project (Business MN, No. 35, S. 11), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 23.9.1992.

⁴³ Die russische Gesetzgebung sah nicht vor, dass Pipelines auf russischem Territorium auch von privaten Unternehmen betrieben werden konnten.

⁴⁴ Das Gründungsabkommen des CPC sah vor, dass der Status eines „Gründungsmitgliedes“, der zum Besitz von Stimmrechten und der Beteiligung an der Kontrolle des Konsortiums berechtigen würde, durch einstimmigen Beschluss bestehender Gründungsmitglieder erteilt werden konnte. Als weitere Kategorie wurden „einfache Mitglieder“ genannt, die lediglich Durchleitungsrechte erhalten sollten. Im Abkommen war aber keine explizite Einschränkung der Gründungsmitgliedschaft auf Staaten enthalten. Vgl. Pipeline Consortium Agreement Dated 17 June 1992 Between The Republic Of Kazakhstan And The Sultanate Of Oman, in: Barrows Company (ed.): World Petroleum Arrangements, New York: The Barrows Company Inc., 1995, S. 367-374.

rechten verbundene Konsortialbeteiligungen, die durch sog. A-Klasse-Anteile repräsentiert werden sollten, zukünftig ausschließlich auf staatliche Mitglieder beschränkt werden sollten (OOC wurde als Repräsentant von Oman angesehen). Privaten Unternehmen sollten vom Konsortium lediglich sog. B-Klasse-Anteile, die keine Stimmrechte beinhalten und lediglich zur Durchleitung entsprechender Ölvolumen und der Beteiligung an Konsortialgewinnen berechtigen würden, zum Kauf angeboten werden. Das Recht zur Öldurchleitung kam jedoch grundsätzlich einer Pflicht gleich, da Unternehmen durch den Erwerb von Anteilen gleichzeitig „ship-or-pay“-Verpflichtungen eingehen würden. Im Zuge dieser Anpassungen erfolgte schließlich auch die parlamentarische Ratifizierung der russischen Mitgliedschaft am 30. Juni 1993.⁴⁵

3.1.4 Entscheidung über den Routenverlauf und der Ursprung der Auseinandersetzung zwischen Chevron und OOC

Parallel zu den Verhandlungen über die Konsortialmitgliedschaft erfolgte die Evaluierung der im kasachisch-omanischen Vertrag enthaltenen Streckenalternativen. Der Aufsichtsrat des Konsortiums traf am 23. Oktober 1992 wenig überraschend die Entscheidung zugunsten der russischen Exportroute, die von Tengiz über Grosny und Tichorezk zum Hafen Noworossijsk am Schwarzen Meer verlaufen sollte (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**). Die Route stellte laut der offiziellen Begründung die politisch und wirtschaftlich attraktivste Alternative dar und erlaubte die schnellstmögliche Fertigstellung der Pipeline. Sie verlief über die Territorien vorhandener Konsortialmitglieder und zeichnete sich wegen der relativ flachen Landschaft durch sehr vorteilhafte topographische Eigenschaften aus, was positive Auswirkungen auf die Bau- und Betriebskosten nach sich ziehen sollte.⁴⁶ Darüber hinaus konnten Teile bereits bestehender Pipelineinfrastruktur, technische Anlagen und zum Teil auch Wegerechte genutzt werden. Ohne eine vorhergehende öffentliche Ausschreibung beauftragte der CPC-Aufsichtsrat gleichzeitig ein *Project Development Consortium*, bestehend aus Bechtel Group Inc., Willbros Overseas Ltd. und OOC mit der Entwicklung und Umsetzung des Projektes. Hierzu sollte zuerst ein Vertrag zur schlüsselfertigen Übergabe des Exportsystems zum Festpreis ausgearbeitet (bis Oktober 1993) und im zweiten Schritt der Bau realisiert werden.⁴⁷ Das Auftragsvolumen für den Bau eines insgesamt 800 km langen Leitungsabschnittes (Durchmesser 42 Zoll), die Instandsetzung der bestehenden Infrastruktur zwischen Tengiz und Grosny und den Bau von Tankerladeanlagen in Noworossijsk sollte bei etwa 850 Mio. USD liegen. Die neue Pipeline sollte in Grosny an existierende Pipelines von Tengiz und Baku angeschlossen werden und somit ein integriertes Exportsystem für Kasachstan und Aserbaidschan mit einem eigenständigen Exportterminal in Noworossijsk bilden. Durch die Verlegung neuer Leitungssegmente parallel zum Verlauf einer bestehenden Pipeline zwischen Grosny und Tichorezk sollte die Nutzung vorhandener Wegerechte und Anlagen ermöglicht und damit eine zusätzliche Kostenersparnis erreicht werden. Die Konsortialführung strebte die Um-

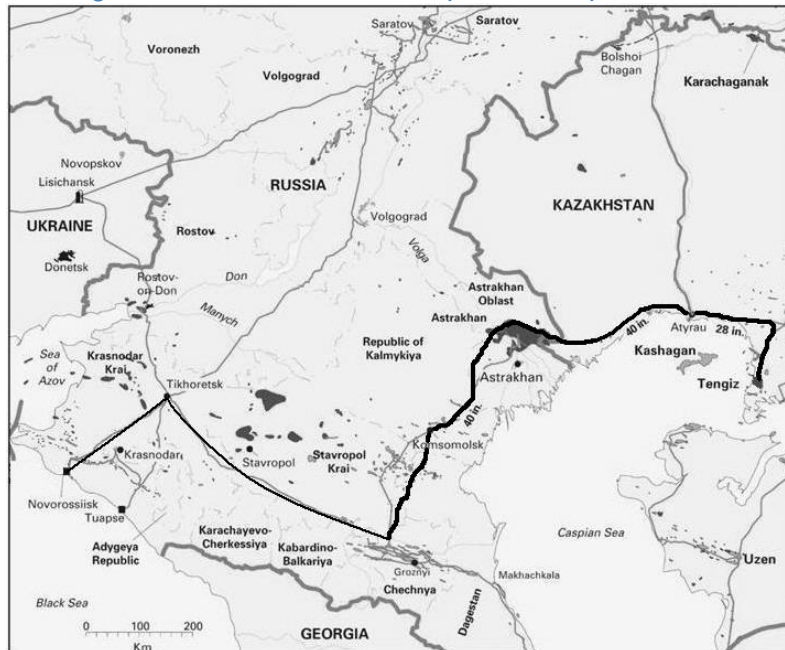
⁴⁵ Vgl. Mably, Richard: Russian Parliament OKs Participation in Caspian Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 136, S. 1, 15.7.1993; Druzhinin, Dmitry: Undependable Partners Will End Up Watching Things From The Sidelines (Business MN, No. 3-4, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 24.1.1996.

⁴⁶ Die Auffassung, dass Noworossijsk den „most logical port for the Tengiz oil“ und die Tengiz-Noworossijsk-Route die kürzeste und direkteste Alternative darstellen, spiegelt sich auch in offiziellen Dokumenten der US-Administration wider. Das strategische Interesse der US-Regierung bestand zu diesem Zeitpunkt allein darin, dass die Pipeline nicht über den Iran verläuft. Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 28.

⁴⁷ Vgl. Russia wins Kazakh-Azeri crude PL routing contest over Turkey, Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 209, S. 1, 27.10.1992; Mably, Richard: Russian Parliament OKs Participation in Caspian Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 136, S. 1, 15.7.1993.

setzung der ersten Phase mit einer Kapazität von 300.000 b/d (15 Mt/Jahr) im Rahmen eines beschleunigten Realisierungszeitplans an, sodass sie bereits innerhalb von drei Jahren in Betrieb gehen konnte. Die Anforderungen an diese Phase orientierten sich lediglich an kasachischen Exportprognosen und berücksichtigten aserbaidische und russische Volumen vorerst nicht.⁴⁸

Abbildung 12: Erster Entwurf der CPC-Route (Oktober 1992)



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

Der bereits bestehende Abschnitt zwischen Tengiz und Grosny erforderte laut Einschätzungen lediglich geringe Erneuerungsarbeiten und sollte vom russischen Unternehmen Stroineft bis April 1993 fertiggestellt werden. Aufgrund der unruhigen Lage in der nordkaukasischen Region wurde vom Konsortium zugleich die Möglichkeit des Baus einer Umgehungspipeline um Tschetschenien bedacht, wodurch die Gesamtkosten des Transportsystems auf geschätzte 1 Mrd. USD steigen würden. Die CPC-Führung rechnete damit, dass 80 Prozent der Projektkosten durch Exportkreditanstalten, kommerzielle Banken und öffentliche Finanzinstitutionen finanziert werden sollten. Die verbleibenden 20 Prozent sollten aus dem Verkauf von B-Klasse-Anteilen an Ölproduzenten und Pipelinenutzer erworben werden.⁴⁹ Kasachstan (und im Falle der Teilnahme auch Aserbaidische) sollte seine Rohstoffressourcen als Kreditgarantien zur Verfügung stellen und sich zusammen mit Russland durch die Überweisung bestehender Anlagen (Pipelines und Pumpstationen), die Bereitstellung von Arbeitskräften, Materialien, lokaler Infrastruktur, Wegerechte und Steuererleichterungen an der Projektfinanzierung beteiligen.⁵⁰ OOC sollte die Verantwortung für die Koordinierung der Projektentwicklung inklusive der Vorbereitung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsstudien, die administrative Unterstützung und die Beschaffung der Finanzierungsmittel von internationalen Geldgebern übernehmen. Darüber hinaus sollte es später das Konsortium bei der Erdölvermarktung unterstützen. Die omanische Seite stimmte darüber hinaus zu, das „Startkapital“ für die frühe Entwicklungs- und Pla-

⁴⁸ Hauptsächlich wurde das Produktionspotenzial von TCO berücksichtigt, das im Jahr 1997 270.000 b/d erreichen sollte. Vgl. Bechtel gets \$850 million Caspian pipeline pact, in: United Press International, 23.10.1992.

⁴⁹ An der Vorstellung der Untersuchungsergebnisse am 23. Oktober nahmen Vertreter zahlreicher in der Region tätiger Ölkonzerne teil, u. a. Agip, Amoco, British Gas, British Petroleum, Chevron, Elf Aquitaine und Unocal.

⁵⁰ Vgl. Russia wins Kazakh-Azeri crude PL routing contest over Turkey, Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 209, S. 1, 27.10.1992.

nungsphase sowie für die tägliche Arbeit der Konsortialadministration zur Verfügung zu stellen. Laut CPC-Verantwortlichen zeigte sich OOC *angeblich* bereit, insgesamt eine Eigenkapitalbeteiligung in Höhe von 170-200 Mio. USD bereit zu stellen.⁵¹

Deuss und OOC nahmen an, dass die in der Region tätigen Ölproduzenten aufgrund bestehender Transportengpässe bereit sein würden, sog. „throughput and deficiency agreements“ (T&D)⁵² einzugehen. Auf deren Grundlage könnten wiederum Kredite von privaten Banken und multilateralen Finanzinstitutionen erworben werden. Das Hauptaugenmerk richtete sich natürlich auf Chevron, das für die geplante Erschließung von Tengiz auf eine sichere Exportroute angewiesen war. Aufgrund vertraglich garantierter Exklusivrechte zur Entwicklung der Exportroute aus Kasachstan waren sich OOC und Deuss sicher, Chevron früher oder später zum Einlenken bewegen zu können. Die Vertreter des Konsortiums verlangten auf der Grundlage der von OOC und Russland geprägten Verhandlungsposition vom US-Konzern die Erteilung von Durchleitungsgarantien und eine Kostenbeteiligung von 200 Mio. USD, wofür sie im Gegenzug 25 Prozent B-Klasse-Anteile abtreten würden (Tabelle 14). Chevron weigerte sich jedoch, unter den angebotenen Bedingungen jegliche Zusagen zu erteilen, da man nicht bereit war, finanzielle Risiken zu tragen, ohne dafür Mitspracherechte bei Entscheidungen über Projektdetails und den Betrieb der Pipeline zu erhalten.⁵³ *„We can tolerate any involvement providing it's consistent with traditional investment patterns. We won't be an equity contributor if we aren't an equity sponsor.“*⁵⁴

Tabelle 14: Angedachte CPC-Struktur gemäß der Positionen von OOC und Russland (in Prozent)

	A-Anteile (Stimmrechte)	B-Anteile (Eigentumsrechte)
Kasachstan	33,3	25
Russland	33,3	25
Oman/OOC	33,3	25
Chevron	-	25

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2 Das Scheitern der Umsetzung der CPC-Pipeline unter der Führung von OOC

3.2.1 Die Festlegung der Position von Chevron gegenüber dem Pipelinekonsortium

Unklarheiten bestanden weiterhin über die Anzahl der Pipelines, die für den Transport der kasachischen und aserbaidischen Ölproduktion benötigt würden. Dies spiegelte sich deutlich während

⁵¹ Vgl. No silk route for Central Asian exports, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 5, 1.11.1992.

⁵² Auch als „ship-or-pay“-Zusagen bekannt. Es handelt sich um Abkommen mit Produzenten, in denen sich diese verpflichten, eine gewisse Ölmenge während eines bestimmten Zeitraums über eine spezifische Pipeline zuleiten, um so ihren wirtschaftlichen Betrieb und somit auch die Kreditrückzahlung zu garantieren. In dem Fall, dass der Produzent dieser Verpflichtung nicht nachkommt, muss er dennoch Zahlungen an den Betreiber der Pipeline tätigen. Produzenten tragen somit enorme Risiken, u. a. da es bei der Entwicklung von Feldern zu Verzögerungen kommen kann bzw. der Ausbau der Pipeline nicht mit der Produktionsentwicklung ihrer Felder übereinstimmen muss. Da Exportpipelines entscheidend für den Erfolg von Upstream-Projekten sind, haben Ölunternehmen dementsprechend Interesse daran, sich in einer gewissen Form an Organisation, Zeitplan, Konstruktionsdetails und Betrieb der Transportinfrastruktur zu beteiligen. Ölproduzenten sehen sich daher meist nicht bereit, T&D-Zusagen zu tätigen, solange sie nicht direkt am Projekt beteiligt sind oder nicht die Sicherheit haben, dass ein stabiler und transparenter Regulierungsrahmen bzw. ein entsprechendes Rechtsregime den Betrieb der Pipeline regelt. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme, June 2003, S. 96.

⁵³ Vgl. Mably, Richard: Russia Parliament oks participation in Caspian pipeline; in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 136, S. 1, 15.7.1993.

⁵⁴ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Chevron Embrace of Tengiz Pipeline Not Overwhelming, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 79, S. 1, 23.4.1993.

der *Black Sea Oil & Gas Conference* im April 1993 wider, an der sowohl leitende Vertreter der in der Region tätigen Unternehmen als auch hochrangige Offizielle aus Ländern des kaspischen Raumes teilnahmen. Unter den meisten Teilnehmern schien lediglich Einhelligkeit darüber zu bestehen, dass es aus wirtschaftlichen und logistischen Gründen durchaus effizient wäre, den Export aus der Region gebündelt über „one super-pipeline and terminal“ abzuwickeln.⁵⁵ Über die optimale Route der Exportleitung konnte jedoch keine Einigung erreicht werden. Drei konkurrierende Gruppierungen standen sich hierbei mit ihren Konzepten gegenüber: 1. CPC, das ein Terminal am Schwarzen Meer bevorzugte; 2. Botas/SOCAR, mit der Präferenz für ein Terminal am Mittelmeer; 3. *Kazakhstan Pipeline Company* (KPC; siehe Kapitel 6.1 und 6.6), die für eine Pipeline zum Persischen Golf plädierte. Letztere ähnelte der türkisch-aserbajdschanischen Position in der gegen Schwarzmeer-Lösungen vorgebrachten Argumentation bezüglich der Umweltrisiken des Tankertransports über die Bosphorus-Meerenge. Im Einklang mit der CPC-Position kritisierte sie jedoch gleichzeitig die sicherheitspolitischen Herausforderungen und die hohen Bau- und Betriebskosten einer Pipeline über den Kaukasus zum Mittelmeer. Da sich die beiden ersten Vorschläge durch erhebliche Nachteile auszeichneten, wurde von KPC der Routenverlauf über den Iran vorgeschlagen. Trotz bestehender Vorteile handelte es sich hierbei jedoch aufgrund der us-amerikanischen Iranpolitik eher um eine hypothetische Option. Ähnliches galt auch für alle Vorschläge von Botas/Socar, die aufgrund der instabilen Lage in Georgien zur Verbindung Aserbajdschans und der Türkei Streckenverläufe über iranisches Territorium vorsahen. Vertreter westlicher Ölunternehmen verwiesen unmissverständlich darauf, dass jede Pipeline, die auch nur auf einem kurzen Teilstück über den Iran verlaufen würde, „completely out of the question“ wäre, da ihre Finanzierung aufgrund der Haltung Washingtons „near impossible“ war.⁵⁶ Um trotz bestehender Kosten- und Sicherheitsnachteile eine Zustimmung für die Pipelineroute nach Zeyhan zu gewinnen, verwies der türkische Transportminister Yasar Topcu auf der Konferenz auf die Umweltrisiken der Bosphorus-Durchfahrt und drohte sogar mit der Möglichkeit der zukünftigen Schließung der Meerenge für den Tankerverkehr.⁵⁷

Aus Sicht des CPC-Konsortiums bestand die größte Herausforderung zu diesem Zeitpunkt in der Sicherung der Projektfinanzierung, die nach der Teilnahme eines regionalen Produzenten verlangte, der die Auslastung der Leitung gewährleisten würde. Im Gegensatz zu seiner ursprünglichen Position zeigte Chevron mittlerweile die Bereitschaft zur Beteiligung an den Kosten für den Bau einer dezidierten Exportpipeline für Tengiz. Das Unternehmen weigerte sich jedoch vehement, die von CPC zuvor vorgebrachten Forderungen zu akzeptieren und verkündete auf der Black Sea Oil & Gas Conference eigene Bedingungen, unter denen es einem Projekt beitreten würde: 1. Verteilung von Eigentumsrechten proportional zur Finanzierungsbeteiligung, wobei nur eine Anteilskategorie bestehen durfte (keine Trennung der Stimm- und Besitzrechte); 2. Beteiligung an der Konsortialverwaltung und dem Pipelinebetrieb proportional zu den Eigentumsrechten; 3. Nichtdiskriminierender Zugang zur Pipeline; 4. Tarife, deren Niveau die Profitabilität der Ressourcenförderung nicht gefährden würde; 5. Schutz vor politischen Risiken. Gleichzeitig äußerte sich die Führung von Chevron unmissverständlich gegenüber dem CPC: „The CPC proposal doesn't meet any of our five business principles.“⁵⁸

⁵⁵ Vgl. Zaman, Amberin: Disagreement Fierce Over Caspian Line, At Conference in Turkey, Consensus is Fleeting, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 83, S. 1, 29.4.1993.

⁵⁶ Vgl. ebenda.

⁵⁷ Vgl. Mably, Richard/Sanders, Richard: Kazakh PL Route Decision is Elusive, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 100, S. 1, 24.5.1993.

⁵⁸ Espy Price, Vizepräsident von Chevrons GUS-Geschäftseinheit, zit. in: Mably, Richard: Chevron ships its first Tengiz crude. Pipeline conditions are outlined; in: Platt's Oilgram News Vol. 71, No. 100, S. 4; 24.5.1993.

Der Konzern signalisierte dabei, dass er im Notfall bereit wäre, auch abwartend vorzugehen und möglicherweise sogar bis zum Zusammenbruch des Konsortiums auszuharren. Um diese Haltung zu untermauern, wurde darauf hingewiesen, dass der mit Kasachstan abgeschlossene Vertrag über die Entwicklung des Tengiz-Feldes für Chevron keine Produktionsverpflichtungen festlegte, solange keine entsprechenden Exportmöglichkeiten bestehen würden.⁵⁹ Um den Druck auf CPC weiter zu erhöhen und seine Verhandlungsposition zu verbessern, deutete Chevron auch auf die Möglichkeit hin, sich zugunsten eines alternativen Exportprojektes entscheiden zu können. Zwar konnte CPC das zu diesem Zeitpunkt am weitesten fortgeschrittene Pipelineprojekt vorweisen, das gleichzeitig mit dem geringsten finanziellen Aufwand umgesetzt werden konnte, jedoch war die endgültige Entscheidung über die Hauptexportroute für Tengiz aus Chevrons Sicht weiterhin offen. „*Certainly, the Caspian Pipeline Consortium has some good points - and some bad. This is true also for the proposal of Kazakhstan Pipeline Co., which would pipe the oil to the Gulf. And it is true of the Turkish-Azerbaijan consortium, which would terminate the line on the Mediterranean. We at Chevron are very happy to talk to any group with any proposal, as we seek to find the critical factors that will result in an economically viable system. Without that, we won't have a pipeline; we'll have a pipe dream.*“⁶⁰

Die Verhandlungsposition von Chevron war jedoch keinesfalls einfach und die Situation verschlechterte sich zusätzlich in Folge des Abschlusses des endgültigen Gründungsvertrages über das TengizChevroil (TCO)⁶¹ Joint Venture (6. April 1993), im dessen Rahmen Chevron die Erschließung von Tengiz durchführen sollte. Der US-Konzern verließ sich zuvor darauf, dass die Produktion des Feldes bis zur Fertigstellung eines dezidierten Transportsystems im Rahmen von Swaps über die Atyrau-Samara-Pipeline nach Russland exportiert werden könnte. Noch im Jahr 1992 konnte Kasachstan auf diesem Weg 65.000 b/d (etwa 3,25 Mt/Jahr) von Tengiz ausführen und Chevron rechnete vorerst mit der Beibehaltung dieser Quote, die ausreichend war, um die laufenden Kosten zu decken. Unmittelbar nach der Übernahme des Feldes durch den US-Konzern verringerte Transneft jedoch wegen des zu hohen Merkaptans-Gehalts⁶² des Öls die zugelassene Durchleitungsquote für TCO auf lediglich etwa 20.000 b/d, sodass Chevron trotz eines nur wenige Wochen zuvor erreichten Übereinkommens mit dem russischen Pipelinemonopolisten auf seiner einzigen bestehenden Exportroute erheblich eingeschränkt wurde.⁶³ Darüber hinaus verlor das US-Unternehmen aufgrund von Qualitätsunter-

⁵⁹ Vgl. Mably, Richard/Sanders, Richard: Kazakh PL Route Decision is Elusive, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 100, S. 1, 24.5.1993.

⁶⁰ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Zaman, Amberin: Disagreement Fierce Over Caspian Line, At Conference in Turkey, Consensus is Fleeting, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 83, S. 1, 29.4.1993.

⁶¹ Das JV setzte sich auf Paritätsbasis aus Chevron Overseas und der kasachischen Produktionsassoziation Tengizneftegas zusammen. Die Laufzeit des Vertrages beträgt 40 Jahre.

⁶² Merkaptane, auch Thiole oder Schwefelkohlenwasserstoffe genannt, sind zum Teil giftige chemische Verbindungen mit einem extrem aufdringlichen Geruch, die Korrosion verursachen.

⁶³ Die russische Seite kündete bereits im Februar 1993 an, dass es zu Einschränkungen bei der Quotenvergabe kommen *könnte*, da sich der Merkaptan-Gehalt der kasachischen Ölmischung angeblich sehr stark erhöht hätte (Angeblich von 2-5 ppm auf 770 ppm). Argumentiert wurde damit, dass die Stoffe Korrosion an Pipelines und Ölspeichern verursachen. Interessant war jedoch der Zeitpunkt, zu dem die Reduzierung erfolgte. Im Jahr 1992 durften noch 65.000 b/d von Tengiz ins russische Netz eingespeist werden. Im März 1993 wurde eine Einigung zwischen Chevron und der russischen Seite getroffen, wonach Chevron 65.000 b/d exportieren dürfte, wenn es Maßnahmen zur Senkung des Merkaptan-Gehaltes trifft. Unmittelbar nach der Übernahme des Feldes wurde die Quote reduziert, obwohl das Unternehmen mit dem Bau von Reinigungsanlagen im Wert von etwa 200 Mio. USD begonnen hatte. Chevron argumentierte auch, dass einige russische Ölsorten ähnlich hohe Merkaptan-Werte aufwiesen. Die Restriktionen wurden auch nach der Fertigstellung der Anlagen im Verlauf der Jahre 1994 und 1995 nicht wie versprochen im vollen Ausmaß aufgehoben. Die Produktion von TCO betrug im Jahr 1993 nur 0,93 Mt (etwa 20.000 b/d) und stieg 1994 auf lediglich 1,94 Mt (etwa 40.000 b/d). Auch 1995 erreich-

schieden zwischen dem Tengiz-Öl und der russischen Ölmischungen Urals an den Swap-Geschäften etwa 15-20 Cent pro Barrel im Vergleich zum tatsächlichen Marktwert seines Öls.⁶⁴ Nichtsdestotrotz wollte man in Fragen der Transportinfrastruktur standhaft bleiben.

Abbildung 13: Modifizierter CPC-Streckenverlauf (Mai 1993)



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

Vor dem Hintergrund der sich abzeichnenden Schwierigkeiten bei der Sicherung der Projektfinanzierung durch die Einbeziehung von Chevron sprach der kasachische Energieminister, K. Baikenov, sogar von der Möglichkeit der Einführung von sog. C-Klasse-Anteilen, die grundsätzlich von jedem erworben werden könnten, der Interesse an einer finanziellen Projektbeteiligung besäße, aber nicht aktiv (d. h. als Nutzer) am Vorhaben partizipieren wollte. Die Idee bestand darin, eine Option für den Einstieg internationaler Geldinstitutionen zu schaffen, die somit zwar Dividenden aus dem Projekt beziehen könnten, jedoch keine direkte Beteiligung an der Entscheidungsfindung erhalten würden. A-Klasse-Anteile sollten weiterhin ausschließlich für staatliche Mitglieder und B-Klasse-Anteile für Unternehmen, die Durchleitungsgarantien erteilen würden, reserviert bleiben.⁶⁵

Kasachische Offizielle äußerten darüber hinaus zunehmend Bedenken hinsichtlich der politischen Stabilität im nordkaukasischen Raum und mögliche Auswirkungen auf die Pipelinesicherheit.⁶⁶ Die sich verschärfende sicherheitspolitische Lage in der Region führte letztendlich dazu, dass der Pipe-

te sie mit 2,54 Mt (etwa 50.000 b/d) nicht das Niveau vor der Übernahme des Feldes durch Chevron. Die ursprünglichen Produktionspläne des Konzerns sahen dabei bereits für das Ende des Jahres 1994 das Erreichen einer Förderkapazität von 130.000 b/d vor. Vgl. United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, S. 26-27; Helmer, John: Moscow to block oil flow from Kazakhstan, in: Business Times, S. 6, 8.2.1993; Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 163-164.

⁶⁴ Vgl. Mably, Richard: Chevron ships its first Tengiz crude; Pipeline conditions are outlined, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 100, S. 4, 24.5.1993.

⁶⁵ Vgl. Chevron Embrace of Tengiz Pipeline Not Overwhelming, in: Platt's Oilgram News, Vo. 71, No. 79, S. 1, 23.4.1993.

⁶⁶ Vgl. News: Kazakhs voice concern over regional instability, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 18, 16.12.1992.

lineverlauf vom Konsortium im Mai 1993 korrigiert wurde. Die neue Route sollte von Tengiz über Astrachan nach Komsomolsk (bestehende Pipelinesegmente) und weiter vorbei an Tichorezk bis nach Noworossiysk führen. Auch wirtschaftliche Gründe sprachen durchaus für diese Alternative. Die neue Route sollte etwa 50 km kürzer sein als der ursprüngliche Vorschlag und geringere Betriebskosten aufweisen. Im Falle des von den Konsortialpartnern weiterhin angestrebten und sporadisch verhandelten aserbaidischen Beitritts zur CPC sollte ein existierender Leitungsabschnitt von Baku über Grosny in der Nähe von Komsomolsk an das Exportsystem angeschlossen werden (Abbildung 13).⁶⁷

3.2.2 Differenzen in den Verhandlungspositionen von OOC und Chevron

Im Oktober 1993 wurde von Bechtel und Willbros, den Mitgliedern des vom CPC-Aufsichtsrat zusammengestellten *Project Development Consortiums*, die Machbarkeitsstudie für die CPC-Pipeline vorgestellt. Diese sah vor, dass eine neue Leitung von der Pumpstation Komsomolskaja über Tichorezk zum Hafen Noworossiysk verlegt und in Noworossiysk ein neuer Exportterminal gebaut werden sollte. Zwischen Tengiz und Komsomolskaja sollten 750 km bereits bestehender Leitungen genutzt werden. Die erste Phase des Exportsystems, deren Kosten vorläufig auf 1,15 Mrd. USD berechnet wurden, sollte eine Kapazität von 28 Mt/Jahr (560.000 b/d) besitzen und im Zeitraum 1995-1996 umgesetzt werden. Eine spätere Erweiterung auf 62 Mt/Jahr (1,24 mb/d) war möglich. Auf der Grundlage einer Studie von Ernst & Young wurden vom CPC-Aufsichtsrat Tarife für die Nutzung der Leitung festgelegt. Präferenztarife für die beteiligten Staaten, staatliche oder staatlich kontrollierte Unternehmen und die an der Finanzierung der Pipeline beteiligten Lieferanten sollten demnach 3,25 USD/b (in Preisen von 1992) betragen (bei Einspeisung in Kasachstan). Für alle anderen Nutzer sollten die Transportkosten bei 3,50 USD/b liegen. Zusätzlich war ein jährlicher Inflationsausgleich der Tarife um drei Prozent vorgesehen.⁶⁸

Damit die Bauarbeiten aufgenommen werden konnten, musste jedoch zuerst die weiter ungelöste Frage der Projektfinanzierung geklärt werden. Die Kluft zwischen der Position von Chevron und der durch OOC/Deuss und Russland geprägten Position des Pipelinekonsortiums vertiefte sich jedoch zunehmend. Der US-Konzern kritisierte in Verhandlungen mit Vertretern des Konsortiums erstens die auf Moskaus Druck eingeführte Aufteilung in A- und B-Klasse-Anteile, die aus russischer Perspektive gewährleisten sollten, dass es zu keiner Beteiligung privater Unternehmen am Betrieb der Pipeline käme. Zweitens weigerten sich Chevron-Vertreter auch die aus ihrer Sicht diskriminierenden Unterschiede in der Behandlung von OOC und Chevron zu akzeptieren, wonach OOC lediglich einen Bruchteil der Kosten tragen, dafür aber mit anderen staatlichen Mitgliedern gleichgestellt werden sollte, Chevron dagegen einen größeren Kostenanteil und wegen der Erteilung von „ship-or-pay“-Garantien auch enorme Risiken übernehmen müsste, jedoch keine Kontrolle am Pipelinemanagement erhalten sollte.⁶⁹

⁶⁷ Der russische Öl- und Energieminister, J. Schafranik, lud beim Treffen mit dem Vorsitzenden des aserbaidischen Parlaments, Rasul Gulijew, im Frühjahr 1993 Aserbaidshan zur Teilnahme am CPC ein. Anfänglich könnten auf dieser Route 1,5-2 Mt/Jahr (30.000-40.000 b/d) exportiert werden. Vgl. Caspian Consortium Switches PL Route; Line to Skirt Troubled Russian Region, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 97, S. 1, 19.5.1993; Merkulov, Vladimir: Exported Tengiz-Produced Oil To Bypass Chechnya (Business MN, No. 34, S. 6), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 22.8.1993; Smirnov, Konstantin/Lapin, Yevgeny: Russia Invites Azerbaijan To Join Caspian Consortium (Kommersant, No. 78, S. 3), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 29.4.1994.

⁶⁸ Vgl. Russia Speeding Up Tengiz-Novorossiysk Oil Pipeline Construction (Biznes Segodnya, No. 24), in: RusData Dialine - BizEkon News, 22.3.1994; Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President; in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.

⁶⁹ Vgl. Roberts, John: Central Asia: Oil Industry Waits for elusive pipeline decision; in: IPS-Inter Press, 30.4.1993.

In der Tat konnte zwischen der angedachten finanziellen Belastung von Chevron und OOC eine deutliche Differenz erkannt werden. Die von OOC und Deuss vertretene Position sah vor, dass die Kapitalbeteiligung von Russland und Kasachstan durch die Übergabe von etwa 750 km ungenutzter Leitungsabschnitte erfolgen wird. Laut Deuss sollte Oman mittels OOC direkt lediglich 25 Mio. USD zur Verfügung stellen, woraus die Kosten des Konsortiums für die Planung der Pipeline und Verwaltungsausgaben bis zum Baubeginn gedeckt werden sollten. Von Chevron wurde dagegen zusätzlich zu den Transportgarantien auch noch eine finanzielle Beteiligung von 200 Mio. USD verlangt. Die verbleibenden Mittel sollten von OOC, auf der Grundlage der „ship-or-pay“-Verpflichtungen von Chevron in Verhandlungen mit kommerziellen Banken und staatlichen bzw. internationalen Kreditanstalten sichergestellt werden. Eine Schlüsselrolle kam hierbei der EBRD zu, deren Beteiligung von kommerziellen Banken als Zeichen für die politische Unterstützung des Projektes durch westliche Länder gedeutet würde. Der Vorstand des Konsortiums schien dabei anfänglich sogar durchaus zuversichtlich zu sein, Kredite auch ohne Lieferzusagen von Chevron erhalten zu können. Hierbei verließ man sich auf die bestehenden Transportengpässe in der Region, die die Produzenten automatisch zur Nutzung der CPC-Pipeline zwingen würden. Der von OOC/Deuss der EBRD vermittelte Vorschlag sah vor, dass der CPC-Vorstand jederzeit absolutes Recht über die Gestaltung der Tarife besitzen würde und somit den wirtschaftlichen Betrieb der Leitung und die Rückzahlung der Kredite sicherstellen könnte. Hochrangige EBRD-Mitarbeiter sahen ein solches Konzept jedoch als „not bankable“⁷⁰ an, da es auf fundamentale Weise die Normen der Tarifgestaltung bei Ölpipelines verletzen würde. Tarife sollen nach der vertretenen Auffassung nur so hoch angesetzt werden, dass sie die Deckung der Zinszahlungen, Operationskosten, Amortisierung und einen *angemessenen* Profit ermöglichen würden. Die Gefahr des OOC-Konzeptes bestand darin, dass die Tarife vom Konsortium jederzeit verändert und „erpresserisch“ hoch angesetzt werden könnten. Da Chevron bzw. andere Pipelinennutzer aufgrund der vorgeschlagenen Stimmrechteaufteilung keine Mitsprachemöglichkeiten an deren Gestaltung besäßen und gleichzeitig keine Transportalternativen zur Verfügung hätten, könnten sie sich leicht in einer „take-it-or-leave-it“-Position widerfinden. Kein privates Unternehmen wäre unter solchen Umständen bereit, Transportgarantien zu erteilen, was gleichzeitig die Finanzstabilität des Pipelinekonsortiums gefährden würde. In der Tat reflektierten die Einwände der EBRD die bereits zuvor von Chevron in Verhandlungen mit OOC/Deuss vorgetragenen Sorgen über die Gefahr einer unkontrollierten Tarifentwicklung. Der US-Konzern fühlte sich somit in seiner Haltung bestätigt und setzte auf ein baldiges Einlenken des Konsortiums, das ohne seine Transportzusagen nur geringe Chancen auf Bankkredite besaß.⁷¹

Chevron zeigte sich dabei weiterhin bereit, dem Konsortium beizutreten und legte während einer weiteren Verhandlungsrunde mit OOC und Deuss einen Gegenvorschlag vor. Demnach sollte der US-Konzern 25 Mio. USD an CPC zahlen, um so die vom OOC bereits zur Verfügung gestellte Summe auszugleichen, und im Gegenzug einen Anteil (mit Stimmrechten) von 25 Prozent erhalten. An weiteren Projektkosten sollten sich Chevron und OOC jeweils in gleichem Maße beteiligen. *„We are willing to participate under the right conditions. ... Owners should participate in proportion with their contribu-*

⁷⁰ Ronald Freeman, Stellvertretender Leiter der EBRD, zit. in: LeVine, Steve: *The Oil And The Glory*, New York: Random House, 2007, S. 244.

⁷¹ *„The banks want guarantees that if you quit using the pipeline, you will still have the cash to pay them off. In the case of CPC, the other shareholders will not guarantee the debt, they are counting on the shippers to provide that debt.“* Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Roberts, John: *Central Asia: Oil Industry Waits For Elusive Pipeline Decision*, in: IPS-Inter Press Service, 30.4.1993.

tion to the pipeline.“⁷² Hinsichtlich der vereinbarten Beteiligung von Kasachstan und Russland durch Infrastrukturanlagen besaß Chevron keine Einwände. Zusätzlich sprach sich das Unternehmen auch gegen die vorgeschlagenen Transporttarife aus, die wegen der von Deuss kalkulierten Risikodividende aus Sicht der Amerikaner zu hoch lagen. Deuss lehnte diese Forderungen jedoch ab.⁷³

3.2.3 Suche nach Auswegen aus dem Verhandlungsstillstand

Der andauernde Stillstand bei der Umsetzung des CPC-Projektes beunruhigte die kasachische Führung und zwang sie, eine aktivere Position zu ergreifen. Im Februar 1994 schlug Nasarbajew vor, dass die russische Regierung die Rehabilitierung bestehender Pipelinesegmente zwischen Kasachstan und dem Schwarzen Meer vorläufig dem Bau einer neuen Pipeline vorziehen könnte. Der Vorschlag des Präsidenten sollte eine Kompromisslösung darstellen, die nicht nur den Zeitdruck aus den stockenden Verhandlungen zwischen CPC und Chevron nehmen, sondern aus kasachischer Sicht auch einen schnellen Ausweg aus dem bestehenden Exportengpass im russischen Pipelinetz bieten würde, der von Transneft als Hauptgrund für die gegenüber kasachischen Produzenten angewandte restriktive Exportquotenregelung angegeben wurde. Der Vorstoß wurde im Vorfeld sehr wahrscheinlich mit Chevron abgesprochen und entsprach in seinen Grundzügen den vom US-Konzern geäußerten Vorstellungen. In der Tat begrüßten Vertreter von Chevron die Initiative und bezeichneten sie als „*rational and responsible*.“⁷⁴ Der Plan konnte laut Nasarbajew sehr schnell realisiert werden (innerhalb eines Jahres), wäre günstiger als die erste Phase des CPC-Systems (die Hälfte der Kosten⁷⁵) und für Russland und Kasachstan „*politically satisfying*“. Im Detail sah der Vorschlag vor, dass die bestehende Pipeline großen Durchmessers zwischen Tengiz und Grosny sowie eine kleinere Pipeline zwischen Grosny und Tichorezk erneuert⁷⁶ und mittels einer kurzen Umgehungspipeline um Tschetschenien verbunden werden (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**). Somit könnte zeitnah eine Exportkapazität von 15-17 Mt/Jahr entstehen, die zwar deutlich unter der geplanten Anfangskapazität der vorgeschlagenen CPC-Pipeline liegen würde (28 Mt/Jahr),⁷⁷ jedoch in der Folgezeit durch den Bau einer neuen Leitung ergänzt werden könnte. Auch die US-Administration setzte sich verbal für eine schnelle Lösung des Exportproblems zwischen Kasachstan und Russland ein, wobei im Einklang mit dem Vorschlag von Nasarbajew zu diesem Zeitpunkt hauptsächlich eine effizientere Nutzung bestehender Pipelines anvisiert werden sollte. Neben der Unterstützung von Chevron lag das amerikanische Augenmerk primär darauf, dass Schwierigkeiten in Transportbeziehungen mit Russland Kasachstan nicht zur Intensivierung seiner Bemühungen zum Aufbau einer iranischen Exportroute bewegen würden.⁷⁸

⁷² Espy Price, Vizepräsident von Chevron Overseas, zit. in: Gralla, Joan: Chevron May Join Pipeline Consortium, in: Calgary Herald, S. 4, 3.9.1993.

⁷³ Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 243-245.

⁷⁴ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, kommentierte es mit den Worten: „*That’s music to my ears.*“ Zit. in: Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.

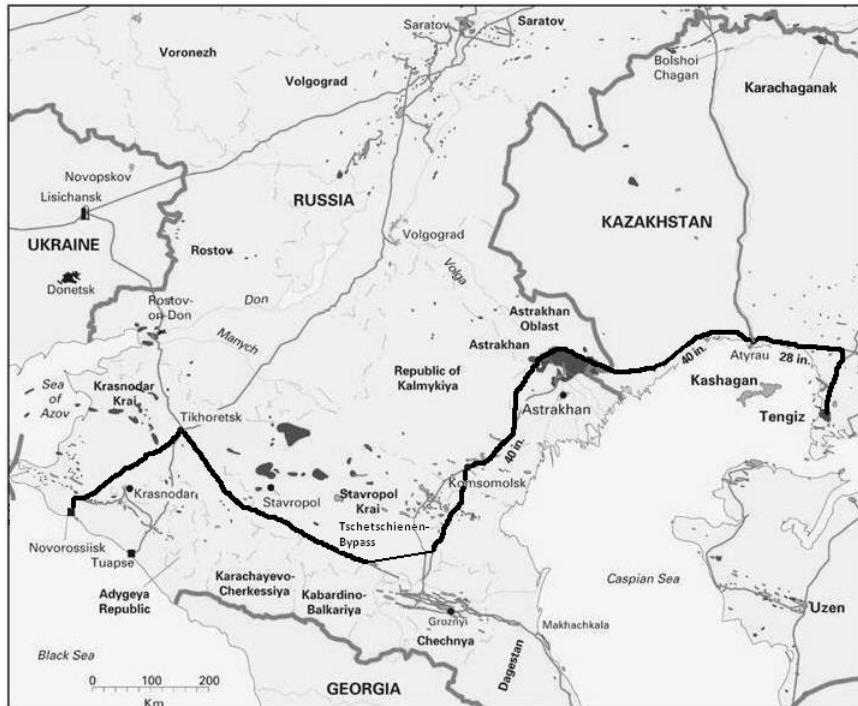
⁷⁵ Nasarbajew bezifferte die Kosten des CPC-Systems auf 1,5 Mrd. USD. Gängige Schätzungen lagen zu dieser Zeit jedoch bei 1,2 Mrd. USD. Die Kosten seines Vorschlages würden daher etwa 600-750 Mio. USD betragen.

⁷⁶ Die bestehende Pipeline zwischen Tichorezk und Grosny sollte im umgekehrten Modus genutzt werden.

⁷⁷ Vgl. Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.

⁷⁸ Vgl. Upperton, Jane: Kazakh minister sees Caspian Sea boosting output, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 72, No. 37, S. 1, 23.2.1994.

Abbildung 14: Kompromissvorschlag von Nasarbajew - Erneuerung und Erweiterung bestehender Pipelinesegmente



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

In anschließenden Verhandlungen versuchte Chevron das Konsortium für die „Rehabilitierungsoption“ zu gewinnen. Aufgrund der von Transneft auferlegten Quoteneinschränkungen sah sich das Unternehmen bereits gezwungen, das Förderniveau auf Tengiz zurückzuhalten und Investitionspläne für eine weitere Produktionssteigerung zu verschieben.⁷⁹ Deshalb sollte eine möglichst zeitnahe Lösung gefunden werden. Chevron betonte, dass es den Bau einer neuen Leitung keinesfalls ablehne, jedoch ein stufenweises Vorgehen für vorteilhaft hielt. Die Instandsetzung bestehender Infrastruktur könnte seinen Exportbedarf schnell befriedigen und Zeit für die Umsetzung längerfristiger Pipelinepläne schaffen. Jedoch konnte sich der US-Konzern zu diesem Zeitpunkt nicht einmal auf die volle Unterstützung der kasachischen politischen Führung und ihrer Vertreter im Konsortium verlassen, die zwischen der Position von Deuss und Chevron schwankten.⁸⁰ Auch Russland sprach sich aufgrund bestehender Kapazitätsengpässe für den Bau einer neuen Leitung aus und inklinierte somit zur Position von Deuss. Aus russischer Perspektive war entscheidend, dass es zu keiner weiteren Belastung der bereits stark beanspruchten Pipelineinfrastruktur zwischen Tichorezk und Noworossijsk sowie des Hafens Noworossijsk selbst kommen würde, gegen die der Vorschlag von Nasarbajew keine Abhilfe schaffte. Darüber hinaus war man nicht bereit, dem Konsortium weitere Pipelineabschnitte zu überlassen, insbesondere da man diese perspektivisch für den Export aserbaidchanischen Öls einsetzen wollte. Vor diesem Hintergrund lehnte der CPC-Aufsichtsrat im Rahmen seiner Sitzung im März 1994

⁷⁹ Laut Beobachtern konnte im Falle vorhandener Exportkapazitäten die Produktion auf Tengiz im Jahr 1994 etwa 6 Mt (120.000 b/d) betragen und im Verlauf der folgenden drei Jahre um weitere 3-4 Mt gesteigert werden. Tatsächlich produzierte TCO im selben Jahr nur 1,94 Mt.

⁸⁰ Dem amtierenden kasachischen Premierminister, Sergei Tereschenko, wurde eine enge Beziehung zu John Deuss nachgesagt. Auch mehrere seiner Kabinettsmitglieder zeichneten sich durch eine Pro-Deuss-Haltung aus. Dies ging nicht zuletzt auf dessen positive Rolle bei den Verhandlungen über Tengiz zurück. Darüber hinaus schien er einen Teil der kasachischen Führung weiterhin davon überzeugen zu können, dass er die notwendigen Finanzmittel mit omanischer Hilfe sicherstellen könne. Vgl. Kazakhstan – Nurlan Balgimbayev, in: APS Review Downstream Trends, 3.8.1998.

den Vorschlag von Chevron ab. Das Konsortium unterstützte weiterhin den Bau einer neuen Pipeline (28 Mt/Jahr), deren Inbetriebnahme für Anfang 1997 geplant war.⁸¹

Kasachstan befand sich in einer schwierigen Position zwischen Forderungen der Konsortialpartner, denen von Chevron und dem eigenen Streben nach der schnellstmöglichen Inbetriebnahme einer Exportpipeline gefangen. Diese sollte zur Steigerung der Planungssicherheit und somit auch zur Verbesserung der Investitionsaussichten für zahlreiche ausländische Ölunternehmen beitragen, die weiterhin besorgt um den Export ihrer zukünftigen Ölproduktion aus Zentralasien waren und daher größere Investitionen verzögerten. Die Pipeline würde jedoch nicht nur die Entwicklung des einheimischen Ölsektors gewährleisten, sondern gleichzeitig auch Garant stabiler Renteneinnahmen sein und somit die prekäre finanzielle Lage der Regierung verbessern. Nachdem der Vorschlag zur Rehabilitation bestehender Pipelinesegmente keine Zustimmung fand, stellte der Bau der neuen Pipeline aus kasachischer Sicht die am schnellsten umsetzbare Alternative dar und sollte umgehend angegangen werden. Einige Regierungsmitglieder versuchten, Chevron vor diesem Hintergrund vor offene Tatsachen zu stellen und das CPC-Projekt als einzige verbliebene Option zu präsentieren. Vor diesem Hintergrund kam es sogar zu separaten Verhandlungen zwischen Vertretern von CPC und der kasachischen Seite des TengizChevroil JVs (Tengizmunaigaz). Am 22. März 1994, im Vorfeld einer weiteren Verhandlungsrunde mit der EBRD über die Beteiligung an der Projektfinanzierung, verkündete der kasachische Öl- und Energieminister Baikenov, dass Kasachstan allen Bedingungen des vom CPC ausgearbeiteten Transportvorschlages zustimmen würde. In der offiziellen Erklärung wurde darauf verwiesen, dass die frühestmögliche (1997) Inbetriebnahme der Pipeline nicht nur für das Tengiz-Projekt von Bedeutung wäre, sondern auch für die zeitnahe Entwicklung einer Vielzahl anderer Projekte in Kasachstan. Im Rahmen des Abkommens sollte sich TCO insbesondere zur Erteilung von Durchleitungsgarantien verpflichten und somit die kreditbasierte Finanzierung der Pipeline ermöglichen.⁸² Chevron wartete nicht einmal das für den 30. März angesetzte Treffen zwischen TCO und Vertretern der kasachischen Regierung ab und verkündete bereits zwei Tage nach den Äußerungen von Baikenov, dass es ein solches Abkommen keinesfalls unterstützen würde.⁸³

Im Verlauf einer weiteren Verhandlungsrunde im Mai bot der CPC-Vorstand Chevron den Erwerb eines Anteils von 25 Prozent im Gegenzug für eine Finanzierungsbeitragung in Höhe von etwa 300 Mio. USD und die Erteilung von Transportgarantien an.⁸⁴ Vertreter des US-Konzerns äußerten sich jedoch wie bereits zuvor unzufrieden mit dem Verhältnis zwischen der Höhe der finanziellen Forderungen und dem angebotenen Projektanteil und verlangten nach einer Gleichbehandlung beteiligter Unter-

⁸¹ Vgl. Zipf, Peter: Kazakh pipeline rehabilitation stalled; Chevron Pushes Option First Raised by President, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 55, S. 1, 21.3.1994.

⁸² Vgl. Republic of Kazakhstan and Caspian Pipeline Consortium Reach Agreement on Transport Terms for Tengiz and Korolev Oil, in: PR Newswire, 22.3.1994.

⁸³ Vgl. Just Wait: Chevron denies deal on Kazakh pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 58, S. 1, 24.3.1994.

⁸⁴ Angaben bezüglich der Summe, die Chevron für den Anteil zahlen sollte, schwanken in den Meldungen zwischen 280-450 Mio. USD. Der Präsident von Chevron Overseas, R. Matzke, sprach davon, dass Chevron 300 Mio. USD zahlen und die verbleibenden Investitionskosten (von etwa 900 Mio. USD) durch die Vergabe von „ship-or-pay“-Zusagen garantieren müsste. OOC Vertreter sprachen davon, dass Chevron 280 Mio. USD zahlen und Transportgarantien in Höhe von 190.000 b/d erteilen sollte. Damit sollten die benötigten Kredite in einer Höhe von etwa 1 Mrd. USD garantiert werden. Interfax vermeldete nach dem Treffen, dass Chevron angeboten wurde, die Anteile für 450 Mio. USD zu erwerben. Vgl. Podolsky, Paul: Pipeline Row Mars Chevron Plan, in: The Moscow Times, 7.5.1994; Upperton, Jane: Oman Oil Blasted Over its Kazakh Role; Chevron's Matzke Assails PI Gambit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 192, S. 1, 4.10.1994; Howe, Kenneth: Chevron Struggling in Tengiz, Plenty of Oil in Kazakhstan – but it is hard to get out, in: The San Francisco Chronicle, S. 1, 25.9.1995.

nehmen. Chevron formulierte daraufhin seinen eigenen Finanzierungsvorschlag. Demnach zeigte sich der Ölproduzent bereit, 50 Prozent der Projektkosten zu tragen, wenn er im Gegenzug einen Anteil von 25 Prozent erhalten würde. Chevron sollte jedoch selbst über die Finanzierungsmethode entscheiden dürfen und sprach sich explizit gegen die Erteilung von Durchleitungsgarantien aus. Kasachstan und Russland sollten im Gegenzug für Infrastrukturanlagen und Wegerechte jeweils 25 Prozent am Konsortium erhalten. Der verbleibende Anteil von 25 Prozent sollte im Gegenzug für die Übernahme der ausstehenden 50 Prozent der Projektfinanzierung erworben werden können.⁸⁵ Im Fall des Beitritts zum Konsortium verlangte Chevron angeblich auch nach Garantien, die ihm den Export seiner gesamten Produktion über die Pipeline sichern würden. Gleichzeitig forderte der Konzern eine Senkung der vorgeschlagenen Transportgebühren, was laut dem russischen Energieminister, J. Schafranik, zu jährlichen Einnahmeverlusten für sein Land in Höhe von 100 Mio. USD führen und sich im Verlauf der Projektlaufzeit auf 4 Mrd. USD summieren würde. Vor diesem Hintergrund bezeichnete Moskau die Forderung von Chevron als „unakzeptabel“.⁸⁶ Vertreter von Chevron beschuldigten nach den gescheiterten Gesprächen sowohl Russland als auch OOC der Behinderung des Verhandlungsfortschritts. Demnach befürchte Russland durch den Bau einer Pipeline, die sich der staatlichen Kontrolle entziehen würde, Einfluss über kasachische Ölexporte zu verlieren und versuchte durch seine Forderungen bezüglich der Stimmrechteaufteilung seine Macht über die Gestaltung der kasachischen Ausfuhren und ihrer finanziellen Rahmenbedingungen aufrechtzuerhalten. „*Russia is trying to control exports from Kazakhstan to maximize profits for Russia.*“⁸⁷ OOC wurde von Chevron wie bereits mehrmals zuvor vorgeworfen, sich nicht proportional zum Konsortialanteil an den Projektkosten beteiligen zu wollen.⁸⁸

Nach dem erneuten Verhandlungsfehlschlag verkündete der Vorstand des Konsortiums, dass OOC mit der Suche nach einem alternativen Finanzierungspartner für das Projekt, der möglicherweise aus dem Nahen Osten stammen könnte, beauftragt wurde.⁸⁹ Parallel dazu sprachen Berichte aus Almaty und Moskau davon, dass einzelne hochrangige kasachische Regierungsvertreter (wie z. B. der Energieminister K. Baikenov) Chevron angeblich ein Ultimatum gestellt hätten, um den Konzern zum Einlenken zu bewegen. Demnach könnte die Zukunft von TCO in Frage gestellt werden, falls sich Chevron bis zum 1. Juni nicht den Bedingungen von CPC unterordnen würde. Es handelte sich um einen verzweifelten Versuch, den plangemäßen Baubeginn des Pipelineprojektes zu gewährleisten, dessen Erfolg aus kasachischer Sicht vor dem Hintergrund der Investitionsbereitschaft mehrerer ausländischer Unternehmen zunehmend wichtiger wurde.⁹⁰ Branchenkenner und Industrievertreter verwie-

⁸⁵ Vgl. Zipf, Peter: Quantities At Centre of Kazakh Standoff; Chevron Refuses Guarantees; Ultimatum Threatened, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 89, S. 1, 9.5.1994.

⁸⁶ Vgl. Kazakhstan Values Cooperation With Chevron But Cannot Part Ways With Russia (Segodnya, No. 204, S. 11), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 25.10.1994; Podolsky, Paul: Pipeline Row Mars Chevron Plan, in: The Moscow Times, No. 457, 7.5.1994.

⁸⁷ Anonymer Mitarbeiter von Chevron in Kasachstan, zit. in: ebenda.

⁸⁸ Vgl. Conference Report: Chevron criticises Oman on Caspian pipeline financing, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 19, 1.10.1994.

⁸⁹ Vgl. Zipf, Peter: Quantities At Centre of Kazakh Standoff; Chevron Refuses Guarantees; Ultimatum Threatened, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 89, S. 1, 9.5.1994.

⁹⁰ Es ist zu bezweifeln, dass dies der Haltung von Nasarbajew entsprach. Vielmehr spiegelte sich hierin die innenpolitische Spaltung kasachischer Vertreter zwischen der Pro-Deuss- und Pro-Chevron-Position wider. Diese Situation wurde durch den Umstand bekräftigt, dass zu diesem Zeitpunkt der Prozess der Machtkonsolidierung von Nasarbajew noch nicht abgeschlossen war und der Ölsektor sich in der Zuständigkeit von mehreren Institutionen mit zum Teil konkurrierenden Auffassungen befand. Einzelne Personen versuchten dabei durchaus, gegenüber dem Präsidenten konkurrierende Machtzentren und Patronagenetzwerke aufzubauen. Baikenov ver-

sen darauf, dass viele potenzielle Großinvestoren die Situation um Chevron und CPC mit großer Aufmerksamkeit verfolgen würden und erst auf der Grundlage der Ergebnisse endgültige Entscheidungen über Investitionszusagen treffen wollten. TCO wurde von anderen Unternehmen dabei als eine Art Lackmus-Test betrachtet, sodass sich die kasachische Regierung aufgrund potenzieller negativer Auswirkungen auf die Investitionsattraktivität kein willkürliches Vorgehen erlauben durfte. Vor allem Agip und British Gas (BG), die sich mit der kasachischen Regierung aktuell in Verhandlungen über das zweitwichtigste Vorkommen des Landes – Karachaganak – befanden, schienen durchaus Rücksicht auf die Entwicklung der Lage zu nehmen. Dies spiegelte sich laut Analytikern u. a. im unerwarteten Entschluss der Konzerne wider, die Durchführung der geplanten Machbarkeitsstudie für das Karachaganak-Projekt vorerst zu verschieben. „If Chevron fails to complete the deal in Tengiz, it will certainly impact the other oil companies that are here. It would be a very negative situation for foreign investment in Kazakhstan.“⁹¹

Chevron zeigte sich von den verbalen Drohungen unbeeindruckt und verwies darauf, dass es diesbezüglich von der kasachischen Regierung keine offizielle Stellungnahme erhalten hätte. Die von Baikenov angedrohte Frist verstrich in der Tat ohne jegliche Konsequenzen. Der Konzern versuchte anschließend jedoch deutlich aktiver vorzugehen, um so zu zeigen, dass er nicht für den Verhandlungsstillstand verantwortlich gemacht werden kann. In einem an den russischen Premierminister, V. Tschernomyrdin, adressierten Brief wiederholte Chevron seine Verhandlungsposition und unterstrich die Bereitschaft zur Übernahme der Hälfte der Projektkosten, wenn OOC bzw. ein anderer Investor die verbleibende Hälfte der Kosten decken würde.⁹² Darüber hinaus versicherten Chevron-Vertreter trotz der problematischen Lage, dass sie die Exportroute über Russland weiterhin als präferierte Option wahrnehmen und somit auch die bestehende (geo-)politische Interessenskonstellation akzeptieren würden.⁹³

3.2.4 Der Weg zur Interessenskoalition zwischen Kasachstan und Chevron

Im Juli 1994 kam es zum Treffen zwischen Nasarbajew und einer Chevron-Delegation, angeführt vom Vorstandsvorsitzenden, K. Derr. Letzterer bekräftigte gegenüber dem Präsidenten erneut die Bereitschaft, dem Konsortium auf der Grundlage der Proportionalität bei der Kostenübernahme beizutreten.⁹⁴ Im Einklang mit der zuvor formulierten Position akzeptierte das Unternehmen, dass staatliche Akteure durch die Überweisung bestehender Infrastruktur und Wegerechte Anteile von jeweils 25 Prozent erhalten würden, obwohl der kombinierte Wert der Anlagen lediglich etwa 525 Mio. USD betrug und somit nicht der Hälfte des Projektwertes entsprach. Entscheidend für Chevron war jedoch, dass die verbleibenden Konsortialanteile proportional zur finanziellen Lastentenübernahme verteilt werden sollten, wobei Chevron weiterhin bereit war, 50 Prozent der Kosten zu tragen. Abgelehnt wurde ferner die Erteilung von Durchleitungsgarantien. Kritisiert wurde erneut die Position von

ließ den Posten des Ministers nur einige Tage später, nach der Restrukturierung des Ministeriums im Juni 1994. Siehe auch Kapitel 2.7.3 und Fn 98 im Kapitel III. Vgl. Podolsky, Paul: Pipeline Row Mars Chevron Plan, in: The Moscow Times, No. 457, 7.5.1994; Russia seeks further oil outlets any may bring in Western JVs, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 2, 27.9.1994.

⁹¹ Anonymer Vertreter des Agip/BG Konsortiums in Kasachstan, zit. in: Artykova, Nadira: Chevron Row Poses Threat to Oil Deals, in: The Moscow Times, No. 463, 18.5.1994.

⁹² Vgl. Energy Briefs, in: Journal of Commerce, S. 48, 31.3.1994.

⁹³ Vgl. Matzke, Richard H.: Challenges of Tengiz oil field and other FSU joint ventures, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 4.7.1994.

⁹⁴ Vgl. Brusilovskaya, Yelena: Chevron representatives report to the president that the problem of oil treatment is practically solved (Panorama, S. 5), in: BBC Summary of World Broadcasts, 5.8.1994.

OOO, das trotz beträchtlicher Anteilsansprüche lediglich bereit war, Mittel für die Planungsphase zur Verfügung zu stellen (zu dieser Zeit auf 25-50 Mio. USD geschätzt).⁹⁵

Die Position des Konzerns wurde darüber hinaus auch auf außenpolitischer Ebene flankiert. Im September trafen sich Chevron-Vertreter mit B. Clinton, um ihn um Unterstützung zu bitten. In der Tat legte Clinton Ende desselben Monats beim Besuch von B. Jelzin im Weißen Haus seinem Gegenüber nahe, dass „*it's in your interest to take another look at this [Chevrons Vorschlag] and show a little flexibility.*“⁹⁶ Darüber hinaus sollte Russland seine Einwände gegenüber Förderprojekten im Kaspischen Meer ablegen, eine Forderung, die hauptsächlich den kürzlich zwischen Aserbaidschan und einem internationalen Konsortium unterzeichneten Vertrag zur Entwicklung der Felder Azeri, Chirag und Guneshli betraf, gegen den Moskau massiven Widerstand erhob.⁹⁷

Von herausragender Bedeutung für den Erfolg des Pipelineprojektes war die in den folgenden Wochen stattgefundenen Konsolidierung der kasachischen Verhandlungsposition. Denn einzelne kasachische Regierungsvertreter zeichneten sich noch bis zum Sommer 1994 durch unterschiedliche Vorstellungen bezüglich der Realisierung des Pipelineprojektes und der Rolle der jeweiligen Akteure im Rahmen des Konsortiums aus. Dies spiegelte sich nach außen in den oft zu beobachtenden Schwankungen verschiedener kasachischer Offizieller zwischen den Positionen von Chevron und OOO/Deuss und den teils widersprüchlichen Signalen bezüglich der vertretenen Präferenzen wider. Diese Tatsache erschwerte letztendlich Kasachstan bzw. seinen Vertretern im Konsortium die Ausübung einer aktiven und glaubhaften Rolle in den Verhandlungen über die Umsetzung des Projektes. Dieser Zustand wurde durch die komplizierte Verwaltungsstruktur des kasachischen Ölsektors mitverursacht, die sich nach Erlangen der politischen Unabhängigkeit des Landes und der Auflösung des sowjetischen administrativen Apparates weiterhin im Entstehungsprozess befand (Kapitel 2.7.3). Darüber hinaus war die Konsolidierung der Machtposition von Nasarbajew an der Spitze der Republik zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, sodass sich das politische System durch ein größeres Ausmaß an Pluralismus und eine Mehrzahl konkurrierender Machtzentren auszeichnete. Zwischen einzelnen Vertretern der Regierung und dem Präsidenten konnten somit durchaus beträchtliche Unterschiede in der Auffassung über einige Kernfragen der zukünftigen Ausrichtung der kasachischen Ölindustrie beobachtet werden.⁹⁸

Zur Veränderung der Lage kam es schließlich im Herbst 1994. Die Entlassung der Regierung von Premierminister Sergei Tereschenko (im Oktober 1994)⁹⁹, dem eine enge Beziehung zu Deuss nachge-

⁹⁵ Vgl. Conference Report: Chevron criticizes Oman on Caspian pipeline financing, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 19, 1.10.1994.

⁹⁶ Zit. in: Balman, Sid: Clinton presses Yeltsin on oil deals, in: United Press International, 28.9.1994.

⁹⁷ Vgl. ebenda.

⁹⁸ Insbesondere in der Frage der Privatisierung von Kazakhstanmunaigas. Differenzen zwischen dem Ministerium für Geologie und dem Ministerium für Energie bestanden nicht nur darüber, wer den Prozess überwachen sollte, der Minister für Energie (K. Baikenov) stellte die Privatisierung sogar gänzlich in Frage. Somit reflektierte er die Meinung nationalistischer Strömungen, die insbesondere in der Organisation Zheltoksan vereint wurden. Die Privatisierungsgegner vertraten die Auffassung, dass kasachische Unternehmen auch ohne ausländische Beteiligung bzw. Mehrheitsbeteiligung profitabel sein könnten, wenn ihnen dieselben Vorteile gewährt würden, wie denen unter ausländischer Kontrolle. Vor dem Hintergrund der zunehmend politisch unterlegten Spannungen löste Nasarbajew das Ministerium für Energie im Sommer 1994 auf und ersetzte es durch zwei neue Ministerien – Ministerium für Energie und Kohleindustrie, Ministerium für Öl und Gas. Zur kritischen Betrachtung der Privatisierung kasachischer Unternehmen siehe: Esentugelov, Arystan: Kazakhstan: The Prospects and Perils of Foreign Investment, in: Rumer, Boris/Zhukov, Stanislav (eds.): Central Asia. The Challenges of Independence, Delhi: Aakar Books, 2003, S. 237-258.

⁹⁹ Den Impuls gab ein Korruptionsskandal, der zwei der Minister betraf.

sagt wurde und der zusammen mit einigen Regierungsmitgliedern (z. B. Energieminister K. Baikenov) die Position von Deuss/OOC unterstützte, gefolgt durch die Ernennung von Nurlan Balgimbajew zum Öl- und Gasminister unter dem neuen Premierminister Akezhan Kaschegeldin, stellten entscheidende Schritte in Richtung einer stärkeren Zusammenarbeit mit Chevron und somit auch zur Bildung einer Gegenkoalition gegenüber der von Russland unterstützten Position von OOC dar.¹⁰⁰ Der neue Ölminister verstand seinen Auftrag und sprach sich kurz nach der Amtsübernahme klar für ein engeres Vorgehen mit dem US-Konzern aus. Darüber hinaus versuchte er, die sich bereits mehrenden Spekulationen über mögliche politische Hintergründe der Verzögerungen des Verhandlungsprozesses zu entkräften. „*There are no politics here - just no money. Russia wants us to go through Russia, but has no money to build the pipeline. Kazakhstan also wants to go through Russia but doesn't have any money either. Oman promised to give money, but set terms which did not suit my close partner Chevron. Chevron is working on my land on a 50-50 basis, and I am obliged to support it.*“¹⁰¹ In Folge der politischen Rochade konnte in der Tat eine engere Kooperation zwischen Chevron und Kasachstan beobachtet werden, in der auch nicht vor Lösungsvorschlägen zurückgeschreckt wurde, die den Rahmen bestehender CPC-Strukturen umgehen würden.

Die personelle Restrukturierung der Regierung war letztendlich Ausdruck eines Machtkampfes innerhalb der kasachischen politischen Elite, der weit über das Pipelineprojekt hinausreichte und laut verschiedenen Analytikern um die Kontrolle des gesamten Ölsektors (möglicherweise sogar Staates) ausgefochten wurde.¹⁰² Die Restrukturierung konnte somit als Bestandteil einer Strategie zur Festigung der politischen Position von Nasarbajew verstanden werden, die neben der zunehmenden Zentralisierung und Personalisierung der Entscheidungsfindung in allen politisch und wirtschaftlich relevanten Fragen auf die Person des Präsidenten¹⁰³ auch durch die Besetzung politischer Ämter mit ihm loyalen Gefolgsleuten (wie Balgimbajew) begleitet wurde (siehe Kapitel 1.6). Dies führte in der Folgezeit auch zum geschlosseneren Auftreten der kasachischen politischen Führung in Energieangelegenheiten und stärkte letztendlich in diesem Bereich auch die Handlungsfähigkeit des Regimes.

¹⁰⁰ Balgimbajew war ein erfahrener Ölfachmann aus der Region Atyrau und gehörte zu einer traditionellen Ölfamilie. Seine Karriere begann in der kasachischen Ölindustrie, wobei er zwischen 1986-1992 im sowjetischen Ministerium für Öl und Gas tätig war. Im Zeitraum 1993-1994 war er für Chevron in den USA u. a. als Berater für kasachische Angelegenheiten aktiv und war somit mit dem Unternehmen eng verbunden. Vgl. Kazakhstan – Nurlan Balgimbayev, in: APS Review Downstream Trends, 3.8.1998.

¹⁰¹ Nurlan Balgimbayev, kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Kazakhs confirm Mobil's role as pipeline partner sought, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 5, 27.11.1995.

¹⁰² Die zentrale Rolle in diesem Machtkampf kam angeblich dem entlassenen kasachischen Öl- und Gasminister, Ravil Cherdabajew, zu. Dieser übernahm den Posten erst im Juni 1994 nach der Teilung des Ministeriums für Energie und Treibstoffe in das Ministerium für Energie und Kohleindustrie und das Ministerium für Öl- und Gasindustrie. Cherdabajew schlug die Transformation der nationalen Ölholdinggesellschaft Munaigas in ein vertikal integriertes Unternehmen vor. Obwohl er dessen partielle Privatisierung vorgeschah, sollte es mehrheitlich unter staatlicher Kontrolle bleiben. Entscheidend war dabei, dass die Kontrolle über das Unternehmen in den Händen ihm loyaler Personen konzentriert werden sollte, was von Nasarbajew nicht erwünscht war. Aufgrund der guten Beziehungen zu einflussreichen Kreisen in der Ölindustrie, ehemaligen hochrangigen Parteimitgliedern, ausländischen Ölgesellschaften sowie der starken Position seiner Familie in der kasachischen Ölindustrie (seine Brüder kontrollierten die Unternehmen Mangistaumunaigas und Embavedoil), wurde der neue Ölminister zu einer Herausforderung für Nasarbajew. Vor diesem Hintergrund sah sich der Präsident gezwungen, ihn bereits im Oktober durch Balgimbajew zu ersetzen. Der entscheidende persönliche Unterschied zu Cherdabajew bestand laut den Aussagen von Balgimbajews ehemaligen Kollegen aus dem sowjetischen Ministerium für Öl und Gas darin, dass „[w]herever he went, Balgimbayev seemed to rise no higher than second-in-command.“ Vgl. Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 32-42.

¹⁰³ Unter anderem durch eine Verfassungsänderung im Jahr 1995 legitimiert.

3.2.5 Versuche zur Isolierung und Verdrängung von OOC aus dem Pipelinekonsortium

Gestärkt durch die veränderten politischen Rahmenbedingungen attackierte R. Matzke, Präsident von Chevron Overseas, auf der KIOGE-Konferenz in Almaty im Oktober 1994 öffentlich OOC in einer bis dahin nie dagewesenen Härte. Er beschuldigte es, die Hauptverantwortung für den fehlenden Fortschritt bei der Umsetzung des Pipelineprojektes zu tragen und forderte es auf, sich entweder proportional an den Kosten zu beteiligen oder das Projekt gänzlich zu verlassen.¹⁰⁴ Unter den von OOC vorgeschlagenen Projektbedingungen, die laut Matzke von keinem einzigen Investor zu keiner Zeit akzeptiert werden könnten¹⁰⁵, würde das Konsortium lediglich „a money generator for those who would like it to be a money generator“ sein. Nach Chevrons Auffassung versuchte Deuss somit, das Pipelinekonsortium ohne Rücksicht auf die Folgen für die Entwicklung des gesamten kasachischen Ölsektors lediglich zur eigenen Bereicherung zu nutzen. In einem geografischen Umfeld, in dem die Exportproblematik die wichtigste Herausforderung für die Ölonternehmen darstellte, konnte ein solches Vorgehen nicht akzeptiert werden, denn „risky pipeline deals make oil production risky.“¹⁰⁶

Um schnellstmöglich einen Ausweg aus dem bestehenden akuten Exportengpass¹⁰⁷ zu erreichen und gleichzeitig mehr Zeit für die Umsetzung des Projektes zum Bau des neuen dezidierten Exportsystems zu gewinnen, sprach sich Matzke erneut für ein stufenweises Vorgehen aus, das in der ersten Phase den Ausbau der Kapazität der bestehenden russischen Infrastruktur beinhalten würde. Im Gegensatz zur Idee, die noch im Februar/März präsentiert wurde und grundsätzlich im Rahmen von CPC realisiert werden sollte, wurde diesmal vorgeschlagen, direkt mit Transneft bei der Steigerung der Durchleitung der Atyrau-Samara-Pipeline zu kooperieren. Das Projekt wäre somit nicht von der Zustimmung des CPC-Aufsichtsrates (und daher auch nicht vom OOC) abhängig und würde den Zeitdruck auf Chevron bei Verhandlungen über die Bedingungen des CPC-Beitritts verringern. Gleichzeitig erhoffte sich Chevron, dass der Vorstoß für Russland aus geopolitischen Gesichtspunkten interessant wäre, da es die vollständige Kontrolle über den kasachischen Ölexport beibehalten würde. Aus der Sicht von Transneft war der Vorschlag jedoch gänzlich uninteressant. Für den Pipelinemonopolisten lag das größte Problem im bestehenden Kapazitätsmangel in den Leitungsabschnitten zwischen Tichorezk und Noworossiysk. Die Ausweitung der Atyrau-Samara-Pipeline würde nur noch mehr Öl in sein Netz befördern und somit die bereits angespannte Lage weiter verschärfen. Transneft äußerte

¹⁰⁴ OOC wollte laut Matzke lediglich drei Prozent der Kosten übernehmen (im Rahmen der Vorabfinanzierung). „Does this look like a fair and equitable deal? You bet it does not, and that is precisely why there is no pipeline. As Kazakhstan has recognized, you can't build a pipeline without money. And the promoter, Oman, has not provided any - it is clearly time for Oman to back off or back out.“ Zit. in: Conference Report: Chevron criticizes Oman on Caspian pipeline financing, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 19, 1.10.1994.

¹⁰⁵ „No investor will accept these terms. In fact, no bank will loan money on such terms - not to Kazakhstan and not to any other country... Banks know very well that any partnership has to provide equity in proportion to contribution. Any other arrangement is inherently unstable, making their loans too risky.“ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Upperton, Jane: Oman Oil Blasted Over its Kazakh Role; Chevron's Matzke Assails PI Gambit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 192, S. 1, 4.10.1994.

¹⁰⁶ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: ebenda.

¹⁰⁷ Chevron sah sich zu diesem Zeitpunkt bereits gezwungen, sein Investitionsprogramm um fünf Prozent zu verringern und plante weitere massive Einschränkungen, was sich im Abzug eines Teils der Projektbelegschaft (30 Prozent) widerspiegelte. Die Exportmenge über das Transneft-Netz betrug im Jahr 1993 aufgrund des Merkaptan-Problems lediglich 930.000 t. Die vereinbarte Quote sollte dabei 3 Mt (60.000 b/d) betragen und bis 1995 schrittweise 6 Mt (120.000 b/d) erreichen. 1994 betrug die Exportquote in den ersten acht Monaten statt geplanter 250.000t/Monat (60.000 b/d) lediglich 115.000t/Monat (27.600 b/d) und wurde erst ab September auf 200.000t/Monat erhöht (48.000 b/d). Vgl. Tengiz pipeline dispute casts long shadows in Kazakhstan, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 1, 24.5.1994; Upperton, Jane: Tengiz Production Cuts Are Planned; Chevron Links Move to PI Snag, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 193, S. 1, 5.10.1994.

somit keine Zustimmung für die Initiative von Chevron und befürwortete eher den Bau einer neuen Pipeline für den Export kasachischen Öls. Vor diesem Hintergrund sahen sich Chevron-Vertreter gezwungen, auch auf die Möglichkeit der Beteiligung an alternativen, d. h. Russland meidenden Exportprojekten hinzuweisen.¹⁰⁸

Neben der harten Kritik von Chevron an OOC waren es vor allem Äußerungen des stellvertretenden kasachischen Ministers für Öl und Gas, Anatoly Lobajew, die auf der Konferenz für Aufsehen sorgten. Ihm zufolge befand sich die kasachische Regierung nämlich bereits auf der Suche nach neuen Partnern, die bereit wären, zusammen mit Chevron die Kosten für den Bau des Exportsystems zu teilen. Dies richtete sich explizit gegen die Funktion von OOC, das hierzu die entsprechenden Exklusivrechte besaß. Konkrete Gespräche wurden insbesondere mit Agip und BG geführt, für welche die Pipeline eine Lösung des Problems des Kondensat-Exports vom Karachaganak-Feld darstellen würde.¹⁰⁹ Als mögliche weitere Partner wurden darüber hinaus Mitglieder des KazakhstanCaspishelf-Konsortiums¹¹⁰ und Elf Aquitaine¹¹¹ genannt.¹¹²

Ende Oktober ging Nasarbajew sogar noch einen Schritt weiter und verkündete, dass Kasachstan einen Plan unterstützen würde, wonach Chevron dem CPC-Konsortium beitreten sollte, um den Platz von OOC einzunehmen. Die Reaktion des russischen Öl- und Energieministeriums ließ nicht lange auf sich warten. „*We believe that any drastic changes in the consortium are undesirable for the successful implementation of the project.*“¹¹³ Da das Pipelineprojekt seit Monaten keine relevanten Fortschritte aufwies und das Konsortium unter den bestehenden Bedingungen kaum Aussichten auf Erfolg bei der Sicherung der Projektfinanzierung hegen konnte, kam die russische Position grundsätzlich einer Blockadehaltung gegenüber dem Bau einer kasachischen Exportleitung gleich. Dies befand sich gänzlich im Einklang mit der zu diesem Zeitpunkt ablehnenden Haltung Moskaus gegenüber Steigerungen kasachischer Transit- bzw. Exportvolumina, die aus russischer Sicht auf traditionellen Absatzmärkten im Konkurrenzverhältnis zu eigenen Ölexporten standen. Darüber hinaus versuchte Moskau, die Frage der Exportinfrastruktur anscheinend auch im Rahmen seines Strebens nach einer Beteiligung an den wichtigsten kasachischen Energieprojekten (Tengiz, Karachaganak) zu instrumentalisieren. Ein wachsender Druck in diesem Bereich wurde von Analytikern spätestens seit Anfang des Jahres 1994 wahrgenommen.¹¹⁴ Russland stellte sich somit weniger aus Überzeugung sondern ausschließlich aufgrund eigener wirtschaftlicher Interessen auf die Seite des omanischen Unternehmens. Dabei musste man sich im Kreml dessen bewusst sein, dass Chevron unter den weiterhin unveränderten Beitritts-

¹⁰⁸ In diesem Zusammenhang wurde sogar auch auf die Iran-Route hingewiesen. Vgl. ebenda; Upperton, Jane: Oman Oil Blasted Over its Kazakh Role; Chevron's Matzke Assails PI Gambit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 192, S. 1, 4.10.1994.

¹⁰⁹ Agip und BG sahen sich mit Schwierigkeiten bei der Einigung mit Gazprom über die Abnahme des auf dem Feld gewonnen Kondensats konfrontiert. Darüber hinaus lag der Verkaufspreis in Russland deutlich unter dem Weltmarktniveau.

¹¹⁰ Es wurde im Dezember 1993 zur Exploration der kasachischen Offshore-Gebiete geformt und vereinte Agip, BP/Statoil, BG, Mobil, Royal Dutch/Shell, Total und das gleichnamige kasachische Unternehmen KazakhstanCaspishelf.

¹¹¹ Elf Aquitaine schloss im April 1992 einen PSA-Vertrag ab, der ihm Rechte für die Exploration und Entwicklung eines über 19.000 km² großen Gebietes in der Aktobe-Region erteilte.

¹¹² Vgl. Conference Report: Chevron criticizes Oman on Caspian pipeline financing, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 19, 1.10.1994.

¹¹³ Sprecher des Ministeriums, zit. in: Russia against changes to Kazakh pipeline deal – Fuel Ministry (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.11.1994.

¹¹⁴ Vgl. Moscow seeks Kazakh oil share as production declines, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 2, 25.3.1994.

bedingungen das Konsortium meiden würde.¹¹⁵ Da OOC jedoch vertragliche Exklusivrechte für die Schaffung einer Exportpipeline aus Kasachstan besaß, konnte an ihm kein Weg vorbeiführen.

Um Russland doch zum Umdenken zu bewegen, traf sich Anfang November der Vorsitzende von Chevron, K. Derr, mit dem russischen Premierminister, V. Tschernomyrdin. Derr betonte erneut die Bereitschaft seines Unternehmens, 50 Prozent der Kosten im Gegenzug für 25 Prozent der Anteile zu übernehmen.¹¹⁶ Der Konzern erhielt dabei erneut auch Unterstützung seitens der US-Administration. Beim Treffen zwischen dem US-Vizepräsidenten, Al Gore, und dem russischen Premierminister sprach sich Gore dafür aus, dass internationale Finanzinstitutionen die von Chevron vorgeschlagenen Bedingungen zu seiner Teilnahme am Konsortium evaluieren sollten.¹¹⁷ Der russische Regierungschef zeigte sich von den Vorstößen zu diesem Zeitpunkt jedoch wenig beeindruckt und beharrte weiterhin auf der russischen Position, die insbesondere den doppelten Mitgliederstatus fokussierte.¹¹⁸

Die unterstützende Einbeziehung der US-Regierung (nicht nur) in Fragen der kasachischen Ölwirtschaft erfolgte dabei keinesfalls auf ad hoc Basis. Im Verlauf des Jahres 1994 kam es zur Institutionalisierung des amerikanisch-kasachischen politischen Dialoges durch die Gründung der sog. Gore-Nasarbajew-Kommission. Diese ermöglichte der kasachischen Führung den Zugang zur Clinton-Administration auf gleicher Ebene, die auch Russland über die Gore-Tschernomyrdin-Kommission genoss und stellte somit einen sehr effektiven Kanal zur Ausübung ihrer multivektoriellen Außenpolitik dar. Die hohe politische Ebene, auf der die amerikanisch-kasachischen Konsultationen stattfanden, bestätigte dabei gleichzeitig die im Vergleich zu anderen Ländern der Region bedeutende Stellung Kasachstans in der amerikanischen Regionalstrategie. Denn im Gegensatz dazu wurde die für den Austausch mit Usbekistan zuständig bilaterale Kommission von US-Seite lediglich auf Ebene des GUS-Koordinators besetzt, der sich mit dem usbekischen Außenminister traf.¹¹⁹

Parallel zu den Verhandlungen zwischen Chevron und Tschernomyrdin versuchten kasachische Vertreter Druck auf OOC auszuüben und dem Unternehmen deutlich zu machen, dass seine Rolle im Konsortium keinesfalls unersetzlich sei. Der neue Öl- und Gas-Minister, N. Balgimbajew, vermeldete im November, dass die EBRD sogar bereit wäre, für den Fall, dass OOC unfähig wäre, für seinen Anteil am Konsortium aufzukommen bzw. seine Funktion zu erfüllen, als Koordinator des Projektes zu agieren und möglicherweise auch Anteile am Konsortium zu übernehmen. Hierbei stützte er sich u. a. auf die Ergebnisse des Treffens zwischen dem kasachischen Premierminister, A. Kaschegeldin, und dem Leiter der kasachisch-usbekischen Abteilung der EBRD, Rolf Westling, am 17. November, in deren Rahmen Westling die Bereitschaft der Bank verkündete, sich bei Bedarf maßgeblich am Projekt zu

¹¹⁵ Der Vizepräsident von Transneft, Sergei Venichenko, sprach davon, dass von Chevron Durchleitungsgarantien in Höhe von 9 Mt in den ersten beiden Jahren und 12 Mt im dritten Jahr des Pipelinebetriebes verlangt wurden. Zudem sollte laut Interfax eine finanzielle Beteiligung von 400 Mio. USD erfolgen. Vgl. Russia seeks further oil outlets any may bring in Western JVs, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 2, 27.9.1994; Russia against changes to Kazakh pipeline deal – Fuel Ministry (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.11.1994.

¹¹⁶ Interfax vermeldete nach dem Treffen, dass Derr Tschernomyrdin angeblich sogar anbot, dass Chevron 100 Prozent der Kosten im Gegenzug für einen Anteil von 50 Prozent tragen würde. Die russische Seite soll jedoch auch dieses Angebot abgelehnt haben. Chevron-Vertreter bestritten, ein solches Angebot gemacht zu haben. Vgl. Upperton, Jane: Derr, Russian PM Hold Pipeline Meet, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 221, S. 1, 14.11.1994.

¹¹⁷ Vgl. Narzikulov, Rustam: Gore Upholds Chevron Interests In Kazakhstan (Segodnya, S. 1), in: Russian Press Digest, 16.12.1994.

¹¹⁸ Vgl. Steven, Gutterman: Azerbaijan parliament ratifies oil deal, in: United Press International, 15.11.1994.

¹¹⁹ Vgl. Olcott, Martha Brill: Central Asia's Second Chance, Washington D. C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005, S. 70.

beteiligen.¹²⁰ Tatsächlich stand die Entscheidung der Bank zu diesem Zeitpunkt jedoch noch keinesfalls fest und die Aussagen müssen somit auch im Kontext der kasachischen Verhandlungsstrategie gegenüber OOC gedeutet werden. Auf Anfrage der Presse bestätigten zwar EBRD-Mitarbeiter, dass die Bank die Kombination einer Kreditvergabe und Anteilsbeteiligung untersuche, sie verwiesen jedoch auch darauf, dass sich dieser Prozess lediglich in einem sehr frühen Stadium befände und somit keine Aussagen über den Ausgang getroffen werden könnten.¹²¹

3.2.6 Gescheiterte Hoffnungen auf den Vertrag über die Energiecharta

Hoffnungen bezüglich einer deutlichen Verbesserung kasachischer Aussichten auf die Nutzung des russischen Pipelinennetzes zu Transitzielen sowie des russischen Territoriums zum Bau neuer Leitungen verband man in Almaty anfänglich mit dem im Dezember 1994 unterzeichneten *Vertrag über die Energiecharta*, der auf der Basis der im Jahr 1991 angenommenen Europäischen Energiecharta¹²² entstand. Stellte Letztere lediglich eine politische Absichtserklärung dar, bildete das neue Abkommen zusammen mit den parallel unterzeichneten Protokollen¹²³ ein verbindliches multilaterales Instrument zur Stärkung rechtlicher Grundsätze und der Sicherheit im Energiebereich dar. Die Charta sollte insbesondere zur Risikominderung im Bereich der Investitionen und des Handels mit Energieträgern und -produkten beitragen.¹²⁴

Prinzipiell handelte es sich hierbei um eine von westeuropäischen Ländern angestoßene Initiative, die zur langfristigen Verbesserung ihrer Energieversorgungssicherheit auf der Grundlage der Etablierung eines internationalen Regimes mit Energieproduzenten und Transitstaaten beitragen sollte. Der Grundgedanke des Vertrages zeigt neben dem für die Zeit nach dem Ende des Kalten Krieges typischen Vertrauen in das Aufleben eines internationalen Multilateralismus auch den inklusiven Charakter der (west-)europäischen Denkweise gegenüber der Russischen Föderation. In dessen Rahmen kann das Streben nach engerer Verflechtung und Vertiefung der energiepolitischen Kooperation mit dem mit Abstand wichtigsten europäischen Energielieferanten beobachtet werden, was im Gegensatz zum amerikanischen Interesse an einer Maximierung der europäischen Importdiversifizierung stand (u. a. Kapitel 4.5; 4.5.4; 4.5.12; 4.13). Aus geoökonomischer Sicht sollte die Charta zur Aufhebung der wirtschaftlichen Teilung des Kontinents beitragen, eine Verflechtung des europäischen Abnehmer- mit dem postsowjetischen Produzentenmarkt vorantreiben und durch die Schaffung trans-

¹²⁰ Interfax zitierte Westling mit den Worten: „*The EBRD is ready to become a co-ordinator of the Caspian Pipeline Consortium project and join its shareholders with an equal share of capital.*“ Zit. in: Kazakhs pipeline options remain a headache for all, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 25.11.1994.

¹²¹ Vgl. Kazakh official is bullish on Tengiz despite a stand-off on financing, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 225, S. 1, 18.11.1994.

¹²² Die Energiecharta wurde von insgesamt 56 Staaten unterzeichnet und stellte das erste internationale Dokument überhaupt dar, das von Kasachstan unterschrieben wurde.

¹²³ Protokoll über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte

¹²⁴ Der Vertrag sollte vier Ziele sicherstellen: 1. Sicherung ausländischer Investitionen durch die Anwendung derselben Bestimmungen, die auch für einheimische Unternehmen galten bzw. durch die Anwendung der Meistbegünstigungsklausel; Schutzmaßnahmen gegen die wichtigsten nicht-kommerziellen Risiken; 2. nicht-diskriminierende Bedingungen beim Handel mit Energieträgern, -produkten und -anlagen auf der Grundlage von WTO-Standards, wodurch ein verlässlicher grenzüberschreitender Energietransit gesichert werden sollte; 3. Konfliktresolution zwischen Staaten und Investoren; 4. Unterstützung von Energieeffizienz und Minderung von Umweltauswirkungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs. Vgl. Energy Charter Secretariat: Energy Charter Annual Report 2006, Brussels, 2007, S. 4; Kanai, Miharu/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, S. 7.

parenter Normen und WTO-ähnlicher Standards die wirtschaftliche Penetration der Energiesektoren der Länder des postsowjetischen Raumes durch westeuropäische Unternehmen erleichtern.

Vor dem Hintergrund prekärer Transitbedingungen, die mit der Nutzung des russischen Pipelinenetzes verbunden waren, waren für Kasachstan und andere rohstoffreiche Nachfolgestaaten der UdSSR vor allem die im Rahmen des Vertrages festgelegten Bestimmungen bezüglich des Transports von Primärenergieträgern (Öl und Gas) entscheidend. Im Einklang mit dem Grundsatz der Transitfreiheit sollten sich die Vertragsparteien verpflichten, ohne Unterscheidung, unangemessene Verzögerungen, diskriminierende Beschränkungen oder Abgaben den Transit von Primärenergieträgern zu erleichtern. Die Parteien wurden darüber hinaus im Art. 7 aufgefordert, bei der Modernisierung und dem Ausbau bestehender Energietransportanlagen zusammenzuarbeiten. Vor dem Hintergrund des kasachischen Strebens nach der Schaffung einer eigenständigen (d. h. nicht unter Kontrolle von Transneft stehenden) Exportpipeline war insbesondere die Bestimmung im Art. 7 Abs. 4 wichtig. Dieser legte fest, dass, wenn der Transit von Energieträgern nicht zu marktüblichen Bedingungen mittels bestehender Infrastruktur sicher gestellt werden konnte, die Vertragsparteien der Schaffung neuer Kapazitäten keine Hemmnisse in den Weg legen sollten, sofern Rechtsvorschriften über Umweltschutz, Sicherheit oder technische Normen nicht etwas anderes bestimmen würden.¹²⁵

Der Vertrag wurde von insgesamt 51 Ländern und der Europäischen Gemeinschaft unterzeichnet, jedoch weigerten sich einige der Parteien, inklusive Russlands, ihn in der Folgezeit zu ratifizieren. Die russischen Bedenken richteten sich insbesondere gegen die Bestimmungen des Transitprotokolls, die für ausländische Unternehmen oder andere Produzentenländer einen diskriminierungsfreien Zugang zum russischen Pipelinenetz gewährleisten sollten. Russland besaß jedoch kein Interesse daran, die eigene Kontrolle über die Zugangsbedingungen zu seinem Pipelinenetz, das aus innen- und außenpolitischen Gründen als strategisches Gut wahrgenommen wurde, einzuschränken. Insbesondere wollte Moskau vermeiden, dass andere Produzenten über russische Leitungen Zugang zu seinem wichtigsten Absatzmarkt (Europa) erhalten und auf diesem mit russischen Produzenten in direkte Konkurrenz um Marktanteile und Preise treten würden. Unterschiede zwischen der russischen und europäischen Auffassung bestanden jedoch auch in anderen Fragen, wie z. B. bei der Konfliktresolution. Russland schien nicht bereit zu sein, auf das Recht zu verzichten, Lieferungen einseitig unterbrechen zu können, wenn Abnahmebedingungen nicht eingehalten werden. Da das Öl- und Gaspipelinesystem von der russischen politischen Führung als Teil ihres Instrumentariums zur Aufrechterhaltung des politischen Einflusses im postsowjetischen Raum wahrgenommen wurde, würde seine Unterstellung einem internationalen Regime die außenpolitische Handlungsfähigkeit Russlands untergraben. Politische Instrumentalisierungen von Liefer- oder Transitabhängigkeiten wären somit kaum möglich.¹²⁶ Da Russland eine Schlüsselrolle für den Transit von Energieträgern aus dem zentralasiatischen Raum spielt, konnte Kasachstan aus den Transportbestimmungen des Vertrages auch nach seinem formel-

¹²⁵ Vgl. Energy Charter Secretariat: *The Energy Charter Treaty and Related Documents, A legal Framework for international energy cooperation*, Brussels, 2004; Janusz-Pawletta, Barbara: *Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres*, Dresden: Neise Verlag, 2007, S. 164-165.

¹²⁶ Hingewiesen werden muss auch auf die innenpolitische Dimension der Kontrolle der Öl- und Gaspipeline-netze. Diese gewährleistet u. a. die Versorgungssicherheit des Landes und durch verschiedene Quotenregelungen auch ein vergleichsweise niedriges Preisniveau. Dies ist aus sozialen und industriepolitischen Gründen wichtig. Darüber hinaus kann durch die Kontrolle der Netze auch der Einfluss über privatisierte Teile der Öl- und Gasindustrie aufrechterhalten werden. Vgl. Kolchin, Sergei: *Why Russia refuses to ratify Energy Charter*, in: RIA Novosti, 7.4.2006, <http://en.rian.ru/analysis/20060407/45451331.html> (Zugriff 4.6.2011).

len Inkrafttreten im Jahr 1998 (nachdem die Ratifizierung durch 30 Unterzeichnerstaaten erfolgte) keine entscheidenden Vorteile ziehen.¹²⁷

3.2.7 Der Zweiphasenplan von OOC zum Bau der CPC-Pipeline

Nicht nur Chevron, sondern auch OOC unternahm Schritte, die den Stillstand bei der Projektumsetzung durchbrechen sollten. Hierzu legte Deuss dem CPC-Aufsichtsrat im Dezember 1994 Pläne für ein Zwei-Phasen-Vorgehen vor. Die erste Phase mit einer Exportkapazität von 15 Mt/Jahr (300.000 b/d) sollte den Bau eines 250 km Pipelinesegments (40 Zoll) von Kropotkin nach Noworossijsk, eines neuen Tiefwasserterminals und entsprechender Speicheranlagen an der russischen Schwarzmeerküste beinhalten.¹²⁸ Die Gesamtkosten für den Bau des Transportsystems sollten bis zu 400 Mio. USD¹²⁹ betragen und der Transporttarif wurde vorläufig auf 1,75 USD/b berechnet.¹³⁰ Bis zur Vollendung von Phase II sollte es durch eine bereits bestehende Verbindung von Kropotkin nach Tichorezk (28 Zoll) gespeist werden. In Phase II sollte eine Verbindungsleitung zwischen Kropotkin und Komsomolsk verlegt werden, die an die bestehende 750 km lange Pipeline von Komsomolsk nach Tengiz angeschlossen und somit die direkte Beförderung kasachischen Öls erlauben würde (Abbildung 15). Die Kapazität des Systems sollte in Abhängigkeit davon, ob in Komsomolsk nur kasachisches oder auch aserbaidjanisches Öl eingespeist würde, entweder 62 oder 75 Mt/Jahr betragen, wobei die Kosten auf 1,5 Mrd. USD beziffert wurden. OOC wollte sich an der Finanzierung von Phase I maßgeblich beteiligen, wofür es im Gegenzug 25 Prozent der bis dahin an Chevron angebotenen B-Klasse-Anteile erhalten sollte. Russland und Kasachstan sollten weiterhin jeweils 25 Prozent der B-Klasse-Anteile behalten, wobei die Aufteilung der A-Klasse-Anteile unverändert auf Paritätsbasis bestünde (Tabelle 15). Das CPC-Gremium stimmte dem Vorschlag zu und entschied darüber hinaus über den Ausschluss von Chevron aus der ersten Projektphase. Bei der angenommenen Umstrukturierung handelte es sich mehr oder weniger um eine Scheinveränderung, da Chevron zu keinem Zeitpunkt Mitglied des Konsortiums war und die neue Aufteilung lediglich B-Klasse-Anteile und somit nicht die Stimmrechte betraf. Darüber hinaus sollte sie nur für Phase I des Projektes gelten und für Phase II in Abhängigkeit von der Beteiligung weiterer Partner neu ausgehandelt werden. Entscheidend war, dass die Pläne von Deuss in der ersten Phase nicht die Schaffung einer direkten Exportverbindung für Kasachstan vorsahen, sondern primär auf die Verringerung der russischen Kapazitätsengpässe beim Zugang zu Noworossijsk ausgerichtet waren.¹³¹ Kasachisches Öl könnte somit lediglich indirekt über die von Transneft verwaltete Anbindung Kropotkin-Tichorezk-Samara eingespeist werden, womit es weiter-

¹²⁷ Vgl. Energy Charter Secretariat: Energy Charter Annual Report 2006, Brussels, 2007, S. 4.

¹²⁸ Tanker mit Kapazitäten von bis zu 150.000 dwt sollten dort beladen werden können. Die Kapazität der Onshore-Speicheranlagen sollte 1,5 Mio. Barrel betragen.

¹²⁹ Angaben über die Kostenhöhe unterscheiden sich und liegen zwischen 300 und 400 Mio. USD. Vgl. Tolkacheva, Julia: CPC Ready to Start New Pipeline in '96, in: The Moscow Times, No. 633, 20.1.1995; Upperton, Jane: CPC, Sans Chevron, Sets Line's Phase 1; Work Can Proceed Without ist Agreement – For Now, Vol. 73, No. 14, S. 1, 20.1.1995; Gutterman, Steven: Consortium to build Russian pipeline, in: United Press International, 19.1.1995; Russia, Kazakhstan and Oman Agree to Start Construction of Phase One of the Caspian Oil Pipeline, in: PR Newswire, 19.1.1995.

¹³⁰ Vgl. Upperton, Jane: CPC, Sans Chevron, Sets Line's Phase 1; Work Can Proceed Without ist Agreement – For Now, Vol. 73, No. 14, S. 1, 20.1.1995; Während einer Pressekonferenz im April sprach der russische Minister für Öl und Energie von 1,72-1,73 USD/b. Vgl. Press Conference with Yuri Shafranik, Fuel and Energy Minister, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.4.1995.

¹³¹ Hauptsächlich handelte es sich um die Entlastung der Tichorezk-Noworossijsk-Verbindung. Tichorezk stellt einen Knotenpunkt dar, wo Pipelines aus Lisichansk in der Ukraine und Samara in Russland münden. Öl aus westsibirischen Feldern, der Wolga/Ural Region und Kasachstan fließt dort zusammen und wird weiter nach Noworossijsk befördert.

hin von der russischen Transitquotenregelung abhängig wäre.¹³² Gleichzeitig wurde von OOC vorgeschlagen, erneut die Aktivitäten des Konsortiums in Bezug auf den Transport aserbaidjanischen Öls zu intensivieren. Russland sollte in diesem Zusammenhang neben Teilen der Infrastruktur zwischen der kasachischen Grenze und Komsomolsk, die zukünftig als Zulieferarm für kasachisches Öl für Phase II dienen sollten, auch den Pipelineabschnitt von Baku über Grosny nach Komsomolsk an das Konsortium übertragen.¹³³ Wenige Tage nach der Aufsichtsratssitzung entschied die russische Regierung jedoch, dass sie kein Interesse an der Implementierung der „aserbaidjanischen“ Variante im Rahmen von CPC besäße und beschloss lediglich die Übertragung der Eigentumsrechte für die ungenutzten Pipelineabschnitte von der kasachischen Grenze nach Komsomolsk.¹³⁴ Da für den Transport aserbaidjanischen Öls auf der Route zwischen Baku und Noworossijsk lediglich geringfügige Bauarbeiten an der bereits zum Großteil bestehenden Infrastruktur notwendig waren, war Moskau in diesem Bereich an keiner Zusammenarbeit mit externen Partnern interessiert.

Abbildung 15: Zweiphasenplan von OOC



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

Noch im selben Monat bereiste Tschernomyrdin die Länder des Persischen Golfs. Während seines Aufenthaltes im Oman erteilte der russische Premierminister eine verbale Zusage über Durchleitungsgarantien für russisches Öl in Höhe von 9 Mt/Jahr für Phase I des CPC-Projektes.¹³⁵ Der omani-

¹³² Kasachisches Öl müsste zuerst über die Atyrau-Samara-Pipeline nach Samara befördert werden. Von dort würde es nach Tichorezk und Kropotkin weiter geleitet werden müssen. Die Quotenregelung betraf die Menge des kasachischen Öls, das Transneft in Samara in sein System einzuspeisen bereit war.

¹³³ Vgl. Upperton, Jane/DiNardo, Robert: Chevron reportedly cut from pipeline ownership, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 240, S. 1, 13.12.1994; Vinogradov, Boris: In Search Of Roundabout Routes For Caspian Oil To The World Market (Izvestia, No. 246, S. 3), in: RusData DiaLine- BizEkon News, 23.12.1994.

¹³⁴ Die Übertragung erfolgte auf der Grundlage der Regierungsentscheidung „On Transferring the Assets of Part of an Oil Pipeline Running Through the Territory of the Russian Federation as the Federation's Contribution to Constructing the System of the Caspian Pipeline Consortium“. Der Aufsichtsrat unterschrieb daraufhin Abkommen mit russischen Unternehmen, die auf Kosten von CPC (bzw. OOC) für die Wartung der Pipeline verantwortlich sein sollten. Vgl. Russia to transfer pipeline assets to Caspian consortium for export Kazakh oil (Interfax), in: BBC Summary Of World Broadcasts, 29.12.1994.

¹³⁵ Vgl. Russia, Kazakhstan, Oman to begin oil pipeline, in: Interfax news agency, 19.1.1995; First phase of Caspian pipeline by year-end, in: Moneyclips, 26.1.1995.

sche Finanzminister, Al Zawawi, sicherte im Gegenzug die Bereitschaft seines Landes zu, im Fall des Scheiterns von Verhandlungen mit externen Kreditgebern die gesamten Kosten von Phase I zu übernehmen.¹³⁶ Beim anschließenden Besuch im Kuwait wurde von Tschernomyrdin sogar die Möglichkeit einer Beteiligung Kuwaits am CPC angesprochen.¹³⁷

Tabelle 15: Vorschlag von OOC zur Restrukturierung des CPC für Phase I

	A-Klasse-Anteile (Stimmrechte)	B-Klasse-Anteile (Eigentumsrechte)
Kasachstan	33,3	25
Russland	33,3	25
Oman	33,3	50

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Januar 1995 wurde zwischen Russland, Oman und Kasachstan ein trilaterales Protokoll unterzeichnet, das die zuvor erreichten Ergebnisse der bilateralen russisch-omanischen Verhandlungen und des CPC-Aufsichtsratstreffens im Dezember bekräftigte. Angestrebt wurde dabei, dass Phase I im Januar 1997 in Betrieb gehen sollte. Russland und Kasachstan stimmten in einem Zusatzprotokoll zu, die zukünftige Auslastung des CPC-Systems zu garantieren. Zumindest in Bezug auf Phase I konnte die kasachische Seite jedoch keine verbindlichen Zusagen erteilen. Aufgrund bestehender Regelungen beim Zugang zum russischen Netz war das Land nämlich von der Transitquotenzuweisung von Transneft abhängig.¹³⁸ Für die Auslastung von Phase I stütze sich CPC somit hauptsächlich auf die von Tschernomyrdin zuvor erteilte Zusage über russische Durchleitungsgarantien. OOC sollte auf deren Grundlage für die Sicherung der Projektfinanzierung verantwortlich sein. Das Unternehmen stimmte dabei zu, sich durch eine Vorabfinanzierung selbst mit 100 Mio. USD an den Kosten von Phase I zu beteiligen.¹³⁹ Darüber hinaus wurde die Zusage Al Zawawis bekräftigt, wonach Oman im Falle von Problemen bei der Sicherstellung externer Kredite die gesamte Finanzierung übernehmen wollte.¹⁴⁰ Vor diesem Hintergrund verlangten Deuss und der russische Öl- und Energieminister, J. Schafranik, von Kasachstan die schnellstmögliche Übertragung seiner Pipelineabschnitte ans Konsortium. Zwar spielten diese für den Bau von Phase I grundsätzlich keine Rolle, jedoch sollte dadurch vor den Banken die Kreditwürdigkeit des Gesamtprojektes erhöht und der Zusammenhalt der Mitglieder demonstriert werden. Der Minister drohte angeblich sogar damit, dass Russland bereit wäre, die kasachischen Ölexporte auszusetzen, wenn Kasachstan nicht entsprechend handeln würde. Daraufhin sagte Nurlan Balgimbajew verbal zu, dass die kasachische Infrastruktur zum 1. März 1995 an das Konsortium überwiesen werde.¹⁴¹

Im Rahmen der Gespräche einigten sich alle Parteien darauf, dass sie sich zur Implementierung des gesamten CPC-Projektes (inklusive Phase II) verpflichtet fühlten, was insbesondere aus kasachischer

¹³⁶ Vgl. And to the North; in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995.

¹³⁷ Vgl. Kuwait/Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 228, S. 6, 23.11.1994; Chernomyrdin on Russian debt to Kuwait, reported arms sales (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 29.11.1994.

¹³⁸ Die Erteilung kasachischer Garantien wäre durch die vorhergehende Zuweisung entsprechender Transitquoten durch Russland bedingt gewesen. Da die damalige Regelung vorsah, dass die jährliche Gesamttransitquote zwischen den Regierungen jährlich ausgehandelt und im Anschluss von Transneft auf monatlicher Basis zugewiesen wird, könnte eine kasachische Zusage für mehrere Jahre im Voraus gar nicht erfolgen. Somit sind Meldungen nicht plausibel, die davon sprechen, dass Kasachstan angeblich 4,5 Mt/Jahr für Phase I zur Verfügung stellen sollte. Im März 1995 tauchten jedoch auch Meldungen über die kasachische Bereitschaft zur Erteilung von Garantien für 11 Mt/Jahr für Phase II auf. Vgl. Stage 2 Doubts Lead Kazakhs To Hold Pipe Assets, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 51, S. 1, 15.3.1995.

¹³⁹ Vgl. Oman: Green light for Caspian oil pipeline, in: Middle East Economic Digest, S. 26, 3.2.1995.

¹⁴⁰ Vgl. And to the North; in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995.

¹⁴¹ Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 267-268.

Sicht von entscheidender Bedeutung war. Die Inbetriebnahme von Phase II sollte dabei laut Vertretern des Konsortiums unter optimalen Bedingungen angeblich bereits im Jahr 1998 erfolgen. Jedoch verkündete Schafranik direkt nach dem Treffen, dass die Umsetzung von Phase II nur mit Transportgarantien von Kasachstan, Chevron¹⁴² oder eines bzw. mehrerer anderer Produzenten realisiert werden könne und somit „an open topic“ bliebe. Ihm zufolge zeigte sich Chevron dabei nicht nur mit den Lieferverpflichtungen unzufrieden, sondern auch mit den vorgeschlagenen Tarifen, die als zu hoch angesehen wurden. Diese sahen vor, dass Pipelinenutzer mit Durchleitungsgarantien zukünftig 3,25 USD/b zahlen sollten und alle anderen 3,50 USD/b.¹⁴³ Ähnlich wie Schafranik versuchten auch OOC-Vertreter die Verantwortung für den Erfolg des gesamten Projekts von Chevron abhängig zu machen und betonten, dass lediglich der US-Konzern über ausreichende Produktionskapazitäten verfügte, um die benötigte Auslastung des Systems zu gewährleisten. Im Klartext bedeutete dies, dass Phase II des CPC-Systems nicht ohne die Teilnahme des US-Konzerns umgesetzt werden könnte.¹⁴⁴ Chevron verharnte jedoch weiterhin auf seinem ursprünglichen Standpunkt. In einer offiziellen Mitteilung, die der Konzern als Reaktion auf die Aufrufe von OOC und die Ergebnisse des trilateralen Treffens veröffentlichte, wurde die Teilnahme am Projekt unter den von OOC vorgeschlagenen Bedingungen entschieden abgelehnt. „We recognise that Russia and Kazakhstan need additional export capacity and Chevron remains willing to participate under terms that would ensure the project's viability to attract financing and also ensure its long-term viability. To date, however, we have not been satisfied that the terms to make such a pipeline successful have been worked out.“¹⁴⁵

Dessen ungeachtet versuchte die CPC-Führung, Phase I des Transportsystems voranzutreiben. In einer bereits im Vorfeld durchgeführten Pre-Qualifizierungsstudie wurden zehn internationale Unternehmen¹⁴⁶ ermittelt, die Einladungen erhielten, um in einem ab Ende Januar ausgeschriebenen geschlossenen Bieterverfahren Angebote für Phase I vorzulegen. Die Erteilung des Auftrages für den Bau des schlüsselfertigen Systems sollte nach der Auswertung der Angebote und der Sicherung der Projektfinanzierung im dritten Quartal 1995 erfolgen. Der Beginn der Bauarbeiten an Phase I war für Januar 1996 vorgesehen.¹⁴⁷

CPC-Vertreter¹⁴⁸ traten daraufhin auch in Verhandlungen mit dem AIOC-Konsortium, das die Offshore-Felder Azeri, Chirag und Guneschli (ACG) vor der aserbaidischen Küste entwickelte, über die

¹⁴² CPC bat Chevron in diesem Zusammenhang angeblich um Lieferzusagen auf „ship-or-pay“-Basis in Höhe von 65 Mio. Barrel/Jahr für die ersten beiden Jahre des Pipelinebetriebes (178.000 b/d) und 88 Mio. Barrel (240.000 b/d) im Jahr danach. Vgl. Gottschalk, Arthur: Phase I of Caspian oil project under way but Chevron could snag Phase II, in: Journal of Commerce, S. 1, 16.8.1995.

¹⁴³ Vgl. Upperton, Jane: CPC, Sans Chevron, Sets Line's Phase 1; Work Can Proceed Without its Agreement – For Now, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 14, S. 1, 20.1.1995; Upperton, Jane/Steward, Peter/McQuaill, Margaret: Breakthrough for Tengiz Line Looming; Overhaul at Black Sea Port Part of Project; in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 12, S. 1, 18.1.1995; Russia, Kazakhstan and Oman Agree to Start Construction of Phase One of the Caspian Oil Pipeline, in: PR Newswire, 19.1.1995.

¹⁴⁴ Vgl. Gutterman, Steven: Consortium to build Russian pipeline, in: United Press International, 19.1.1995.

¹⁴⁵ Zit. in: Oman: Green light for Caspian oil pipeline, in: Middle East Economic Digest, S. 26, 3.2.1995.

¹⁴⁶ Bouygues Offshore, Spie-Capag (Frankreich), SNC-Lavalin (Kanada), Willbros Contracting, John Brown Engineering & Contracting (Großbritannien), Bechtel, Fluor Daniel (USA), Marubeni Tubulars (Japan), Saipem (Italien), Mannesmann Anlagenbau (Deutschland). Vgl. ebenda.

¹⁴⁷ Vgl. Russia, Kazakhstan and Oman Agree to Start Construction of Phase One of the Caspian Oil Pipeline, in: PR Newswire, 19.1.1995; Gutterman, Steven: Consortium to build Russian pipeline, in: UPI, 19.1.1995.

¹⁴⁸ An dieser Stelle soll daran erinnert werden, dass es sich beim CPC um eine auf den Bermudas registrierte GmbH handelte, deren Angestellte hauptsächlich aus Mitarbeitern bzw. Nominanten von OOC bestanden. Diese handelten somit oft in eigenem Interesse (d. h. dem von OOC bzw. John Deuss), was nicht mit den russischen oder kasachischen Vorstellungen gleichzusetzen war.

Möglichkeit der zukünftigen Nutzung des Transportsystems.¹⁴⁹ Aus der Sicht der CPC-Mitarbeiter spielte die Herkunft des transportierten Öls keine Rolle und die geplante Infrastruktur eignete sich gleichermaßen für den Anschluss einer Leitung aus Kasachstan und/oder Aserbaidschan. CPC schlug vor, die bestehenden Pipelinesegmente zwischen Tichorezk, Grosny und Baku¹⁵⁰ im umgekehrten Modus zu nutzen, um Öl in die geplante Phase I seines Systems einzuspeisen (Abbildung 15). Auch für Moskau schien die Umsetzung von Phase I im Hinblick auf das Interesse an einer russischen Exportroute für aserbaidschanisches Öl vorteilhaft zu sein. Sogar für den Fall, dass sich die in Aserbaidschan tätigen Produzenten gegen eine direkte Verbindung beider Transportsysteme (d. h. CPC und Baku-Noworossiysk-Pipeline) aussprechen sollten, würde Phase I allein schon aufgrund der Entlastung bestehender Kapazitätsengpässe um Noworossiysk die Transportsituation deutlich verbessern und einen der Nachteile der russischen Exportroute verringern. Im Rahmen der Verhandlungen konnten jedoch vorerst keine Ergebnisse erreicht werden, da AIOC die Exportoptionen für seine Produktion noch weiter auswerten wollte.¹⁵¹

3.2.8 Der kasachische Unmut über den Zweiphasenplan

Aufgrund der weiterhin andauernden ablehnenden Haltung Chevrons gegenüber den von OOC geforderten Teilnahmebedingungen am CPC und der entscheidenden Bedeutung des Unternehmens für die Auslastung der Pipeline schienen die Aussichten auf die zeitnahe Umsetzung des gesamten Transportsystems (Phase I + II) sehr gering zu sein. Aus kasachischer Sicht würde jedoch Phase I nicht im Einklang mit der ursprünglichen Zielsetzung des CPC-Konsortiums liegen, die nach dem Gründungsvertrag aus dem Jahr 1992 in der Schaffung einer direkten (vom Transneft-Netz unabhängigen) Exportverbindung zwischen Kasachstan und einem (näher nicht bestimmten) Küstenterminal bestand. Gleichzeitig würde Phase I auch nicht die Bedingungen erfüllen, die Chevron für die Überweisung der noch ausstehenden TCO-Vertragsbonuszahlungen in Höhe von 420 Mio. USD festlegte.¹⁵² Aus kasachischer Sicht stellte CPC-Phase I somit lediglich ein Mittel zur Lösung innerrussischer Kapazitätsengpässe dar, das trotz Hinweise auf die russische Bereitschaft zur Teilung der neuentstandenen Transportkapazitäten keine prinzipielle Verbesserung der kasachischen Exportlage gewährleisten würde.¹⁵³ Denn Kasachstan wäre weiterhin von alljährlichen Verhandlungen mit Russland über die

¹⁴⁹ Vgl. Upperton, Jane/Steward, Peter/McQuaill, Margaret: Breakthrough for Tengiz Line Looming; Overhaul at Black Sea Port Part of Project, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 12, S. 1, 18.1.1995; Russia, Kazakhstan and Oman Agree to Start Construction of Phase One of the Caspian Oil Pipeline, in: PR Newswire, 19.1.1995; Upperton, Jane: CPC, Sans Chevron, Sets Line's Phase 1; Work Can Proceed Without its Agreement – For Now, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 14, S. 1, 20.1.1995.

¹⁵⁰ Diese wird üblicherweise als Baku-Noworossiysk-Pipeline bezeichnet. Tatsächlich handelt es sich um eine Verbindung zwischen dem russischen Knotenpunkt Tichorezk und Baku. Die Nutzung der Pipeline für Ölexporte aus Aserbaidschan erfolgte erst im Zuge der Produktionssteigerungen Ende der 1990er Jahre. In der Sowjetzeit und Anfang der 1990er Jahre wurde die Leitung für Öllieferungen aus dem Ural-Wolga-Gebiet in Richtung Kaukasus genutzt. Eine Verbindung zwischen der Baku-Tichorezk-Leitung und CPC-Phase I wäre in Kropotkin möglich, wo sich beide Pipelines kreuzen sollten.

¹⁵¹ Vgl. Zipf, Peter: Lines to Black Sea Pushed for Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 92, S. 1, 12.5.1995.

¹⁵² Entsprechend dem TCO-Gründungsvertrag war die Auszahlung der Mittel dadurch bedingt, dass das Transportsystem dem JV Exporte in einer Höhe von mindestens 260.000 b/d (13 Mt/Jahr) oder aber der durchschnittlichen täglichen Produktion erlauben würde (falls diese unter dem genannten Niveau liegen sollte).

¹⁵³ Nach Pressemeldungen sollte die Kapazität (15 Mt/Jahr) zwischen Russland (10,5 Mt) und Kasachstan (4,5 Mt) aufgeteilt werden. Dies garantierte jedoch grundsätzlich nicht die Erhöhung der kasachischen Exportquote, denn kasachische Exportvolumen, die zuvor über andere Teile des Transneft-Systems geleitet wurden, könnten

Höhe der Transportquote abhängig. Gleichzeitig würde nach der Realisierung von Phase I durchaus die Gefahr bestehen, dass Phase II gar nicht erst umgesetzt würde. Da das russische Interesse durch Phase I grundsätzlich abgedeckt wäre, könnte Moskau die Verlängerung der Leitung einfach blockieren. Moskau vertrat zu diesem Zeitpunkt weiterhin die Auffassung, dass kasachische Ölproduzenten auf den traditionellen Absatzmärkten in Europa und im Mittelmeerraum direkte Konkurrenten für russische Ölkonzerne darstellten. Bestrebungen zur Einschränkung der Ölexporte aus der kaspischen Region wurden somit im Einklang mit den wirtschaftlichen Interessen der russischen Unternehmen und Regierung gesehen. Russland schien daher lediglich bereit zu sein, die nicht auf Kosten eigener Produzenten gehenden Projekte voran zu treiben. Die mangelnde kasachische Unterstützung für das neue Vorhaben von CPC zeichnete sich u. a. daran ab, dass der kasachische Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, nicht an der offiziellen Verkündung der Pläne zum Bau von Phase I teilnahm.¹⁵⁴

Nur wenige Tage nach der Vorstellung des CPC-Vorhabens sprach Nasarbajew Anfang Februar seine volle Unterstützung für den Beitritt von Chevron zum CPC-Konsortium aus.¹⁵⁵ Chevron sah sich aufgrund mangelnder Exportmöglichkeiten, die bereits zur deutlichen Reduzierung seiner Investitionsausgaben und Verschiebungen des Entwicklungszeitplans für das Tengiz-Feld führten, zu einem weiteren Vorstoß bewegt.¹⁵⁶ Der Konzern schlug noch im selben Monat vor, insgesamt 700 Mio. USD für die Finanzierung eines Exportsystems zur Verfügung zu stellen und auch die Unterstützung anderer Investoren und Nutzer zu gewinnen. Er weigerte sich jedoch weiterhin, dem CPC unter den Bedingungen von OOC beizutreten.¹⁵⁷ Wie bereits mehrmals zuvor unterstützte die US-Administration auch diesmal Chevron in seiner Haltung. „No company is likely to offer a throughput guarantee, which makes the company liable for the pipeline's loans, under the conditions offered [by CPC].“¹⁵⁸

Für Chevron schien sich dabei aus Sicht einiger Kommentatoren aus längerfristiger Perspektive durchaus die Option auf eine Transportalternative zu eröffnen. Das harte Vorgehen Russlands in Tschetschenien, das Ende des Jahres 1994 in einen offenen Krieg mündete, bewegte das US State Department definitiv zum Umdenken in der Einstellung bezüglich des amerikanischen Engagements im russischen „Nahen Ausland“.¹⁵⁹ Nach dem Zusammenbruch der UdSSR konnte eine „romantische“

eventuell auf diese Leitung konzentriert werden. Vgl. Kozlov, Sergei: Caspian Oil Still An Object Of Bargain (Nezavisimaya Gazeta, No. 19, S. 2), in: RusData Dialine- BizEkon News 3.2.1995.

¹⁵⁴ Vgl. Gutterman, Steven: Consortium to build Russian pipeline, in: United Press International, 19.1.1995.

¹⁵⁵ Vgl. President Nazarbajev supports Chevron joining Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 2.2.1995.

¹⁵⁶ Das TCO-Investitionsbudget für das Jahr 1995 sollte lediglich 45 Mio. USD betragen. Im Zeitraum 1993-1994 wurden noch 712 Mio. USD in Tengiz investiert. Vgl. Kulagin, Gennady: President Says Chevron On Track To Develop Tengiz Oil Field, in: TASS, 22.2.1995.

¹⁵⁷ Vgl. Kulagin, Gennady: Kazakhstan To Become Major Exporter Of Oil And Gas (Kazakhstanskaya Pravda, No. 22-23, S. 1), in: RusData Dialine - BizEkon News, 2.2.1995.

¹⁵⁸ Glan Race, Leiter der Abteilung für globale Energiefragen im US State Department, zit. in: McQuaile, Margaret: U.S. Official Pans Iran Pipeline Route, but Caspian Role Stance Finessed, in: Platt's Oilgram News, Vo. 73, No. 39, S. 1, 27.2.1995.

¹⁵⁹ Das politische Konzept des „Nahen Auslands“, das aus russischer Sicht eine Zwischenkategorie zwischen der russischen Innen- und (wirklichen) Außenpolitik bildete und somit ein Politikverständnis im Sinne konzentrischer Kreise impliziert, entwickelte sich in Russland bereits 1992 und wurde ab 1993 Teil der offiziellen außenpolitischen Linie. Die ehemaligen Sowjetrepubliken werden in dieser Sichtweise als russische Einflussphäre definiert, was teilweise durch die Anwesenheit einer großen Anzahl ethnischer Russen begründet wird. Der Raum wird darüber hinaus als strategische Pufferzone angesehen, die für Russland aus sicherheitspolitischen Gründen relevant ist. Dabei spielt eine direkte militärische Bedrohung im Vergleich zu modernen Herausforderungen der grenzüberschreitenden Kriminalität (Drogen-, Waffen-, Menschenhandel) oder der Ausweitung fundamentalistisch-religiöser Strömungen eine geringere Rolle. Lange offene Grenzen, deren Sicherheit von

Phase der amerikanischen Russlandpolitik beobachtet werden. Washingtons Haltung wurde maßgeblich durch den Under Secretary of State, Strobe Talbot, geprägt, der sich für die Stärkung des russischen Präsidenten Jelzin und die Akzeptanz der russischen Perzeption des „nahen Auslandes“ als seines ausschließlichen Einflussgebietes aussprach. Die Auffassung der US-Administration darüber, dass die dominante Stellung Russlands als stabilisierender Faktor für die regionale Sicherheit dienen würde, erfuhr jedoch im Verlauf des Jahres 1994 einen kontinuierlichen Wandel. Der Kreml selbst wurde zunehmend als Quelle regionaler Instabilität identifiziert, was aus Sicht Washingtons letztendlich durch die Intervention in Tschetschenien (Dezember 1994) bestätigt wurde. Die Stärkung der politischen und wirtschaftlichen Unabhängigkeit postsowjetischer Länder von Russland wurde von der US-Administration daraufhin in ihrer neudefinierten Regionalpolitik zum elementaren strategischen Ziel erhoben. Die ökonomische Penetration des kaspischen Raumes, insbesondere der Öl- und Gassektoren rohstoffreicher Republiken wurde dabei von Washington als eines der geoökonomischen Instrumente zur Steigerung des eigenen politischen Einflusses und der Verdrängung Russlands wahrgenommen und sollte daher auch auf politischer Ebene unterstützt werden. „*We considered it to be in our national interest for oil companies to invest there, and we didn't want anything to get in the way.*“¹⁶⁰ Investitionen amerikanischer und anderer ausländischer Unternehmen sollten die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung unterstützen, die Integration in westliche Marktstrukturen fördern und somit auch einen Beitrag zur Stabilität und Konsolidierung der nationalen Unabhängigkeit leisten (siehe Kapitel 4.2). Aus energie- und transportpolitischer Perspektive äußerte sich die neue regionale Strategie Washingtons in der eindeutigen Befürwortung türkisch-aserbaidschanischer Pläne zum Bau einer Pipeline von Baku nach Ceyhan. Diese Entscheidung wurde Ende Januar 1995 vom US-Botschafter in Ankara, Marc Grossman, verkündet und signalisierte die Geburt der amerikanischen Politik der „*multiple pipeline routes*“.¹⁶¹

Im Zuge dieser Entwicklung wurde von der US-Administration plötzlich sogar Kritik am Grundkonzept des CPC-Konsortiums geäußert, das im Bau einer Pipeline mit einem Terminal am Schwarzen Meer bestand. US-Vertreter akzeptierten zwar, dass die Route die kürzeste Alternative darstellen und der Pipelinebau somit vergleichsweise günstig ausfallen würde, sie verwiesen jedoch im Gegenzug auf verhältnismäßig hohe Investitionen für die Ausweitung des überlasteten Hafens Noworossiysk und argumentierten auch damit, dass dieser wegen schlechter Wetterbedingungen an bis zu 45 Tagen im Jahr nicht genutzt werden könnte. Zusätzlich wurden die Risiken des Öltransfers über die Bosphorus-Meerenge hervorgehoben, der auch mit Größenbeschränkungen für Tanker verbunden ist. Als größ-

vielen Ländern oft nicht selbst gewährleistet werden kann, erleichtert die Mobilität krimineller Banden. Die fragile Staatlichkeit in Teilen der russischen Nachbarschaft (z. B. Tadschikistan, Afghanistan, Georgien) mit möglichen dominoeffektartigen Auswirkungen auf andere Länder der Region und auch auf Russland selbst erfordert aus russischer Sicht ein direktes sicherheitspolitisches Engagement. Darüber hinaus besitzt der Raum geoökonomische Bedeutung, denn er stellt u. a. einen wichtigen Absatzmarkt für die sonst im internationalen Maßstab kaum konkurrenzfähige russische Industrie dar, dient teilweise als wichtige Transitzone, aber auch als relevanter Rohstofflieferant. Vgl. Buzan, Barry/Waeber, Ole: *Regions and Powers. The Structure of International Security*, Cambridge: Cambridge University Press 2003, S. 405; Matveeva, Anna: Traditionen, Kalküle, Funktionen. Russlands Rückkehr nach Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 277-294, hier S. 293.

¹⁶⁰ Robert Baer, ehemaliger CIA-Angestellter zuständig für die kaspische Region, zit. in: Silverstein, Ken: *Oil Adds Sheen to Kazakh Regime*, in: *Los Angeles Times*, 12.5.2004.

¹⁶¹ Vgl. *Turks get U.S. backing on Baku-MED line*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 73, No. 23, S. 4, 2.2.1995; Bodgener, Jim/Roberts, John: *While we were marching through Georgia*, in: *FT Energy Newsletter – Energy Economist*, S. 8, 1.2.1995.

tes Hindernis, das die Umsetzung des Pipelineprojektes und generell die Zusammenarbeit mit Russland an sich erschwerte, wurden jedoch die im Land vorherrschenden politischen, administrativen und rechtlichen Rahmenbedingungen genannt. Diese stellten für potenzielle Investoren kaum kalkulierbare Risiken dar. Ein Mitarbeiter des US State Departments fasste dies mit den Worten zusammen: „*The Russian Federation has done a poor job of positioning itself to be the route of first choice for oil and gas export pipelines.*“¹⁶² Die unnachgiebige Haltung Russlands in den Verhandlungen über die Beteiligung von Chevron am CPC-Konsortium verringerte den Zuspruch der US-Administration für die Tengiz-Noworossijsk-Exportlösung zusätzlich. Aus amerikanischer Sicht unterstützte dabei die Tatsache, dass die Produktion des Tengiz-Feldes weiterhin an keine Exportpipeline gebunden war, die wirtschaftliche Grundlage der von ihr präferierten transkaukasischen Leitung. Denn nach der zu diesem Zeitpunkt herrschenden Auffassung konnten die bekannten aserbaidischen Ölressourcen alleine nicht die für einen wirtschaftlichen Betrieb der Baku-Ceyhan-Pipeline benötigte Produktionsmenge gewährleisten. Vor diesem Hintergrund wurden von der amerikanischen und türkischen Seite bereits Studien für die Schaffung einer Verbindung zwischen kasachischen Produktionsgebieten und Aserbaidschan in Auftrag gegeben. Eine der Alternativen sah vor, kasachisches Öl entlang der nördlichen Küste des Kaspischen Meeres und weiter über Astrachan und Dagestan nach Baku zu befördern, eine weitere rechnete mit dem Bau einer transkaspischen Unterwasserpipeline (siehe Kapitel 4.2.1; Abbildung 25).¹⁶³

Anfang März 1995 verschob die kasachische Regierung den zuvor von Balgimbajew für den 1. März zugesagten Transfer kasachischer Pipelinesegmente an CPC auf ungewisse Zeit. Offiziell wurde das Vorgehen damit begründet, dass diesbezüglich noch zusätzliche Beratungsgespräche mit internationalen Finanzinstitutionen geführt werden müssten.¹⁶⁴ Angeblich spielte hierbei aber die US-Administration eine entscheidende Rolle, die Kasachstan zuvor gebeten hatte, keine Infrastruktur an das von Deuss kontrollierte Konsortium zu übertragen. Washington wollte nicht zulassen, dass ein unabhängiger internationaler Ölhändler mit zweifelhafter Reputation die Kontrolle über ein Projekt von so großer strategischer und wirtschaftlicher Bedeutung ausüben würde. Um die Position von Chevron und Kasachstan im weiteren Verlauf der Verhandlungen zu stärken, wurde das US Treasury Department angeblich beauftragt, „*to make life difficult for the Dutchman [Deuss]*“¹⁶⁵ Dies sollte insbesondere die Haltung amerikanischer Repräsentanten in internationalen Kreditinstituten, wie der EBRD, betreffen. Darüber hinaus erhob man in Almaty unter vorgehaltener Hand ohnehin erhebliche Zweifel daran, dass CPC-Phase I positive Auswirkungen auf die Lösung kasachischer Exportprobleme haben könnte, wobei man gleichzeitig befürchtete, dass Phase II des Projektes gar nicht erst umgesetzt würde. Die Übergabe der Infrastruktur, die aus verhandlungsstrategischen Gründen noch eine durchaus relevante Rolle spielen konnte, sollte daher laut Nasarbajew erst erfolgen, wenn die Aus-

¹⁶² „*[Russia] is not always perceived as a reliable business partner... Anyone doing business in Russia will testify to an unsettled legal environment, a lack of clarity in business arrangements and the government of Russia's willingness to direct non-Russian firms to undertake unprofitable operations without consultations.*“ Glan Race, Leiter der Abteilung für globale Energiefragen im US State Department, zit. in: McQuaile, Margaret: U.S. Official Pans Iran Pipeline Route, but Caspian Role Stance Finessed, in: Platt's Oilgram News, Vo. 73, No. 39, S. 1, 27.2.1995.

¹⁶³ Vgl. ebenda.

¹⁶⁴ Vgl. Kazakhstan has second thought about Caspian pipeline deal, in: Interfax news agency 5.3.1995; Serov, Andrei: Russia, Oman Confirm Intention to Lay Caspian Pipeline, in: TASS, 10.3.1995.

¹⁶⁵ LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 269.

sichten auf die Umsetzung von Phase II konkreter würden.¹⁶⁶ Parallel auftretende Probleme in Verhandlungen bezüglich der Zuweisung bzw. Erhöhung der russischen Transitquote unterstützten die skeptische Einstellung der kasachischen Führung gegenüber dem Zwei-Phasen-Plan des Konsortiums bzw. gegenüber den Umsetzungschancen der zweiten Phase. „*If there is trouble over the Samara line, what guarantee is there that we would get fair treatment in the [15-million t/yr] Novorossiysk extension line? Kazakhstan's export capacity won't be expanded - we don't stand to gain anything except a lot of risk.*“¹⁶⁷ Die Position Moskaus in den vorangegangenen Transitverhandlungen wurde von westlichen Industrievertretern als „*economic neo-imperialism*“¹⁶⁸ bezeichnet und Analytiker sprachen längst offen von einer politisch motivierten Blockadehaltung, durch die Russland u. a. eine Beteiligung seiner Konzerne an der Entwicklung wichtiger Vorkommen in Kasachstan zu erreichen versuchte. Parallel dazu bestätigte der russische Öl- und Energieminister, J. Schafranik, der sein Land im Rahmen von CPC-Angelegenheiten vertrat, dass die Finanzierung und Betreuung der ersten Phase nicht von der Übergabe kasachischer Infrastrukturanlagen abhängen würde und unterstrich somit den ausschließlich russischen Charakter dieses Projektes.¹⁶⁹

Die zunehmend skeptische Einstellung Kasachstans gegenüber den CPC-Plänen spiegelte sich auch darin wider, dass kein Gesandter des Landes am Treffen zwischen den Vertretern Russlands und Omans in Moskau am 9.-10. März teilnahm, in dessen Rahmen weitere Aspekte des Baus der ersten Projektphase besprochen wurden.¹⁷⁰ Russland und Oman schlossen die Verhandlungen mit der Unterzeichnung eines Protokolls über die Zusammenarbeit zwischen Russland, Kasachstan und Oman beim Bau der kaspischen Exportinfrastruktur ab, die Öl vom Tengiz-Vorkommen zu einem neuen russischen Terminal am Schwarzen Meer befördern sollte.¹⁷¹ Die omanische Regierung erhöhte dabei laut Pressemeldungen das für die erste Projektphase zugesagte Investitionsvolumen auf 250-300 Mio. USD und bekräftigte erneut, dass sie auch die verbleibende Finanzierung durch eigene Kredite sichern würde, falls sich die internationalen Finanzinstitutionen weigern sollten, Kredite für den Bau von Phase I zur Verfügung zu stellen.¹⁷²

Der kasachische Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, traf erst einen Tag nach den bilateralen russisch-omanischen Verhandlungen in Moskau ein.¹⁷³ Er bekräftigte zwar die Bereitschaft seines Landes, weiterhin am Projekt teilzunehmen, äußerte jedoch vor der nachträglichen Unterzeichnung des Protokolls deutliche Vorbehalte. Auf Druck der kasachischen Seite wurden daraufhin in das Dokument Fristen eingebaut, die die zeitplangerechte Umsetzung des Projektes sicherstellen sollten. Diesen zufolge sollte der CPC-Aufsichtsrat bis zum 1. Oktober nachweisen, dass er in der Lage war, vorläufige Zusagen für Kredite von externen Geldgebern zu sichern, oder eingestehen, dass seine Bemühungen gescheitert waren. Der endgültige Finanzierungsplan sollte bis zum 15. Dezember 1995 ver-

¹⁶⁶ Vgl. Bourne, James: Oman Oil's Money Contribution To Caspian Doubted, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 4, 12.4.1995.

¹⁶⁷ Anonyme Quelle mit engen Verbindungen zum Präsidenten, zit. in: Stage 2 Doubts Lead Kazakhs To Hold Pipe Assets, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 51, S. 1, 15.3.1995.

¹⁶⁸ Vgl. Bourne, James: Oman Oil's Money Contribution To Caspian Doubted, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 4, 12.4.1995.

¹⁶⁹ Vgl. Press Conference with Yuri Shafranik, Fuel and Energy Minister, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.4.1995.

¹⁷⁰ Vgl. Serov, Andrei: Russia, Oman Confirm Intention To Lay Caspian Pipeline, in: TASS, 10.3.1995.

¹⁷¹ Vgl. Protocol on Caspian Pipeline Consortium signed in Moscow, in: TASS, 11.3.1995.

¹⁷² Vgl. Kazakhstan joins Caspian oil pipeline accord, in: Interfax news agency, 14.3.1995.

¹⁷³ Angeblich aufgrund schlechter Wetterbedingung, die zu Flugverzögerung führten. Seine Abwesenheit löste deutliche Irritationen innerhalb der omanischen Delegation aus.

abschiedet werden und die Bauphase sollte bis zum 1. Januar 1996 beginnen. Russland sollte bis zum 1. Mai schriftliche Garantien für die Öldurchleitung erteilen und Kasachstan seine Infrastrukturanlagen übertragen.¹⁷⁴ Dies wurde von OOC und seinen Finanzberatern (Morgan Stanley und European Capital) als Voraussetzung für den Erfolg der Verhandlungen über eine externe Kreditfinanzierung angesehen.¹⁷⁵

Wenige Tage später stellte Balgimbajew klar, dass die geplante Übertragung kasachischer Infrastruktur, die zwar für den Betrieb von Phase I gegenstandslos war, jedoch die kasachische Kapitalbeteiligung am Konsortium und einen Teil der Kreditsicherheitsgarantien bilden sollte, erst durchgeführt würde, wenn auch die Finanzierung der zweiten Projektphase sichergestellt sei.¹⁷⁶ Dies kam im Grunde einer Aufforderung nach einer Einigung von OOC mit Chevron gleich, dessen Einbeziehung ins Projekt die kasachische Regierung eindeutig befürwortete. Darüber hinaus wurden auch Mobil, BG und Agip von der kasachischen Regierung zur Teilnahme an Phase II eingeladen.¹⁷⁷ Während des Treffens der CPC-Partner im April 1995 bekräftigten Deuss und der omanische Vize-Premierminister, Al-Shanfari, erneut die Bereitschaft zur Übernahme der Finanzierung der ersten Pipeline-Phase. Jedoch wurde diese von ihnen für die nächste Phase offen gelassen. Im abschließenden Protokoll der Sitzung wurde Kasachstan daher autorisiert, Gespräche bezüglich der Finanzierung von Phase II zu übernehmen, was effektiv eine Lizenz zur Umgehung von OOC bzw. Deuss darstellte. Deren Machtposition, die u. a. im Besitz der Exklusivrechte zur Führung finanzieller Verhandlungen lag, wurde somit verwässert.¹⁷⁸

3.2.9 Negative Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Projektes durch die EBRD

Parallel kam es zu mehreren Treffen zwischen kasachischen und amerikanischen Regierungsvertretern, die im selben Monat in die Unterzeichnung einer gemeinsamen Erklärung zur Kooperation in Energieangelegenheiten mündeten. Während der Verhandlungen wurden vorrangig Möglichkeiten zur Lösung des CPC-Problems, auf amerikanische Initiative hin aber auch potenzielle Alternativen zur russischen Route des Konsortiums besprochen.¹⁷⁹ Trotz der klaren Präferenz der US-Administration für die Baku-Ceyhan-Option betrachteten sowohl kasachische Regierungsvertreter als auch Chevron die Verbindung zum Schwarzen Meer aus geopolitischen und kommerziellen Gründen weiterhin als „priority direction“. Zwar wurden Alternativen zur russischen Route von der kasachischen Regierung keinesfalls ausgeschlossen, jedoch sollte eine Teilnahme an ihnen erst im Anschluss an die Fertigstellung der Verbindung über Russland erfolgen.¹⁸⁰ Almaty verdeutlichte somit unmissverständlich, dass

¹⁷⁴ Russland übertrug seine Anlagen bereits im Dezember 1994.

¹⁷⁵ Vgl. And to the North; in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995; Kazakhstan joins Caspian oil pipeline accord, in: Interfax news agency, 14.3.1995.

¹⁷⁶ Vgl. Russia emphasises oil export pipeline but EBRD reticent, in: FT – Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 4, 27.3.1995.

¹⁷⁷ Zhdanov, Andrei: In America We Discussed Specific Economic Projects (Kazakhstanskaya Pravda, No. 66, S. 1), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 7.4.1995.

¹⁷⁸ Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 271.

¹⁷⁹ Vgl. Kirinitsyanov, Yuri: Eurasia Plus America, Plus..., (Kazakhstanskaya Pravda, No. 63, S. 1), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 1.4.1995; Mobil Prepared To Sign Onshore Deal In Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 1, 12.4.1995; Mobil signs dollars 80m deal in Kazakhstan as US boosts ties, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 26.4.1995.

¹⁸⁰ Vgl. Zhdanov, Andrei: In America We Discussed Specific Economic Projects (Kazakhstanskaya Pravda, No. 66, S. 1), in: RusData DiaLine- BizEkon News, 7.4.1995; Chevron Holding To Stance On Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 68, S. 1, 7.4.1995; Kazakhstan overcomes reservation about pipeline project, in: Interfax news agency, 17.4.1995.

die Diversifizierung kasachischer Ölexportrouten zwar von größter Bedeutung sei, diese jedoch auch mit Rücksicht auf die Interessen Russlands erfolgen müsse.

Derweilen wurden auch von Moskau Schritte unternommen, die den Bau von Phase I erleichtern sollten. Mitte April sprach der russische Öl- und Energieminister, J. Schafranik, etwas übereifrig davon, dass die Projektfinanzierung angeblich bereits beschlossene Sache wäre. Ihm zufolge sollten zwei russische Banken (Incombank und Imperial Bank) zugesagt haben, Kredite zur Verfügung zu stellen und möglicherweise sogar Beteiligungen am Konsortium zu erwerben. Von Bedeutung war jedoch vor allem sein abschließender Hinweis darauf, dass zuerst noch Verhandlungen über die Beteiligung westlicher Geldgeber geführt werden müssten, wobei Russlands Hoffnungen vor allem mit der EBRD verbunden waren. Deren Engagement am Projekt sollte als positives Signal für private Investoren gelten.¹⁸¹ Somit erschien es als wahrscheinlich, dass die angeblichen Zusagen russischer Banken durch die finanzielle Beteiligung internationaler Kreditinstitute bedingt waren.

Es wurde jedoch zunehmend deutlich, dass das Konsortium unter der bestehenden Struktur und den angestrebten Projektrahmenbedingungen kaum Chancen auf die Kreditvergabe seitens internationaler Geldgeber hatte. „*Kazakhstan has got the same message, no international financial institution will touch CPC.*“¹⁸² In Finanz- und Industriekreisen konnte kaum jemand nachvollziehen, warum OOC ohne eine entsprechende Eigenkapitalbeteiligung 33 Prozent der Stimmrechte am Konsortium besitzen sollte. Potenzielle Geldgeber bevorzugten demgegenüber den von der kasachischen Regierung und Chevron verfolgten Vorschlag, der die Finanzierung des Projektes durch eine Allianz im Land tätiger Ölunternehmen vorsah. Darüber hinaus herrschte auf internationaler Ebene allgemeine Verwunderung darüber, warum Russland so vehement hinter dem Konzept von OOC stand. Die herrschende Lage bestätigte somit die auch in CPC-Protokollen implizit¹⁸³ geäußerten Sorgen bezüglich des schwierigen Umfelds bei der Sicherung der Projektfinanzierung. Dies unterstrichen nicht zuletzt kritische Aussagen von EBRD-Vertretern in Richtung des Konsortiums. „*We have been approached by the consortium. They have a proposal and we are looking at that. It's one thing to announce a project and another thing to get it done. Nothing has been seriously launched yet. Pipeline routes, tariffs and assets still have to be sorted out. They need willing shippers and a stated tariff and volume. Nobody's really showed me if they have that yet.*“¹⁸⁴ Welche Bedeutung dabei gerade der EBRD für die erfolgreiche Umsetzung des Pipelinevorhabens zukam, fasste der kasachische Außenminister zusammen: „*The crux of the matter is that the keys to the project are kept in the European Bank for Reconstruction and Development.*“¹⁸⁵

Russische Medien berichteten in diesem Zusammenhang davon, dass die skeptische Einstellung der EBRD gegenüber dem vom OOC vorgelegten Projekt hauptsächlich auf die Lobby-Arbeit von Chevron bei der US-Regierung zurückzuführen war, die daraufhin die Gremien der Bank beeinflusste. Der US-

¹⁸¹ Vgl. Press conference with Yuri Shafranik, fuel and energy minister, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.4.1995; Russian banks may help fund Caspian oil pipeline, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 18, 26.4.1995.

¹⁸² Anonyme westliche Quelle in Almaty, zit. in: Bourne, James: Oman Oil's Money Contribution to Caspian Doubted, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 4, 12.4.1995.

¹⁸³ In diesen wurde wiederholt darauf verwiesen, dass Oman bereit sei, im Falle des Scheiterns der Bemühungen zur Beschaffung internationaler Kredite die Projektfinanzierung zu übernehmen.

¹⁸⁴ Ronald Freeman, EBRD-Mitarbeiter, zit. in: Russia emphasises oil export pipelines but EBRD reticent, in: FT Energy Newsletter - East European Energy Report, S. 4, 27.3.1995.

¹⁸⁵ Zit. in: Kirinitsyanov, Yuri: Eurasia Plus America, Plus... (Kazakhstanskaya Pravda, No. 63, S. 1), in: RusData DiaLine – BisEkon News, 1.4.1995; Zhdanov, Andrei: In America We Discussed Specific Economic Projects (Kazakhstanskaya Pravda, No. 66, S. 1), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 7.4.1995.

Konzern stellte dabei nicht nur die kommerziellen Bedingungen des Projektes, sondern insbesondere auch die Reputation des Präsidenten von OOC, John Deuss, in Frage.¹⁸⁶ Tatsächlich sahen auch viele Branchenkenner und westliche Offizielle gerade in Deuss die Schlüsselfigur für die unnachgiebige Position von OOC und CPC gegenüber Chevron und gaben ihm die Schuld am andauernden Stillstand der Verhandlungen über den Projektbeitritt von Chevron.¹⁸⁷ Darüber hinaus mehrten sich zunehmend auch Zweifel daran, ob OOC bzw. die omanische Seite überhaupt bereit waren, die versprochene Eigenkapitalbeteiligung zur Verfügung zu stellen.¹⁸⁸

Da Chevron nicht bereit war dem Pipelinekonsortium beizutreten, wandten sich CPC-Vertreter im Mai 1995 erneut an AIOC, das sich gerade auf der Suche nach einer Exportroute für seine Anfangsproduktion befand (sog. „early oil route“), um über Möglichkeiten der Auslastung der CPC-Pipeline durch aserbaidzhanisches Öl zu verhandeln. Nicht nur der dazu erforderliche Transit über die Kriegsprovinz Tschetschenien, sondern auch die schlechte internationale Reputation von CPC, die auf die Unfähigkeit zur Einigung mit Chevron zurückzuführen war, stellten jedoch eine Zusammenarbeit aus der Sicht von AIOC in Frage.¹⁸⁹

3.2.10 Der erneute Versuch Washingtons, Kasachstan für die westliche Route zu gewinnen

Die US-Administration versuchte, Kasachstan bei der Lösung des Exportengpasses tatkräftig zu unterstützen. Dabei wurde der in der Vergangenheit bereits von Chevron und Nasarbajew öfters vorgebrachte Gedanke aufgegriffen, im ersten Schritt eine kleinvolumige und schnell umzusetzende Exportlösung für die Anfangsproduktion („early oil“) des Tengiz-Feldes bzw. anderer bereits produzierender Vorkommen im Land zu schaffen, wodurch Zeit für die Umsetzung einer Hauptexportpipeline gewonnen werden sollte. Dies würde der kasachischen Regierung gleichzeitig eine zeitnahe Steigerung der Einnahmen aus dem Ölsektor ermöglichen und die prekäre finanzielle Lage mildern. In Anlehnung an die von Chevron bereits im Verlauf des Jahres 1994 vorgelegte „early oil“-Lösung warb daher auch der US Deputy Energy Secretary, William White, während seiner Reise nach Russland im April 1995 in Verhandlungen mit Vertretern der russischen Regierung und Transnefts für die Erweiterung der Kapazität der bestehenden Atyrau-Samara-Pipeline, sodass diese bis Januar 1997 eine Exportsteigerung von Tengiz auf 260.000 b/d ermöglichen würde. Dies sollte laut White eine kurzfristige und günstige Lösung für bestehende kasachische Kapazitätsengpässe darstellen, bevor eine definitive Umsetzung einer großvolumigen Exportpipeline zwischen Kasachstan und Noworossijsk erfolgen würde.¹⁹⁰

¹⁸⁶ Die Reputation von Deuss war u. a. durch die Rolle, die er und die von ihm geführten Unternehmen bei der Verletzung des gegen das südafrikanische Apartheid-Regime in den 1980er Jahren verhängten Erdölembargos spielten, schlecht. Vgl. Vinogradov, Boris: Why Chevron Is Not Able To Leave Kazakh Tengiz Oil Field (Finansovye Izvestia, No. 19, S. 2), in: RusData DialLine- BizEkon News, 21.3.1995.

¹⁸⁷ Deuss reagierte auf die Forderungen von Chevron nach einer größeren Eigenkapitalbeteiligung, die proportional zum Konsortialanteil von OOC wäre, mit den Worten: „How can they ask Oman to pay for a part of a consortium it already owns?“ Zit. in: Reifenberg, Anne: Dream clashes with pipeline politics Enigmatic millionaire John Deuss had a vision of turning cash-strapped Kazakhstan's crude into pay dirt until human nature entered the picture, in: The Globe and Mail, 30.10.1995.

¹⁸⁸ Vgl. Bourne, James: Oman Oil's Money Contribution to Caspian Doubted, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 4, 12.4.1995.

¹⁸⁹ Vgl. Zipf, Peter: Lines to Black Sea Pushed for Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vo. 73, No. 92, S. 1, 12.5.1995; Russia offers sweetener for exporting Azeri oil, in: Interfax news agency, 4.9.1995.

¹⁹⁰ Vgl. White sees progress on Tengiz exports, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 12, 22.5.1995.

Tatsächlich schien man in Washington jedoch gänzlich andere Hintergedanken zu hegen, denn für die US-Administration würde sich durch die Schaffung einer „early oil“-Lösung gleichzeitig ein Zeitfenster öffnen, in dem die Entwicklung nicht-russischer Exportalternativen voran getrieben werden könnte. Nach seiner Rückkehr verkündete White, dass in naher Zukunft ein Konkurrenzvorschlag für den Export kasachischen Öls zum bestehenden Plan vom CPC vorgelegt würde. Die Regierung setzte darauf, dass die erste realisierte großvolumige Exportpipeline aus dem kaspischen Raum klare Vorteile gegenüber nachfolgenden Konkurrenzprojekten besäße. Man rechnete damit, dass die Leitung auch Ölexporte aus anderen Ländern der Region anziehen und somit die kommerziellen Bedingungen für den Bau weiterer Routen untergraben könnte. Dies spiegelte sich u. a. in den bereits während der *Black Sea Oil & Gas Conference* im April 1993 vorgestellten konkurrierenden Konzepten für die „Evakuierung“ der kaspischen Ölproduktion wider, die die Bündelung der Exporte aus Kasachstan und Aserbaidschan in einer einzigen Hauptexportpipeline vorsahen. Die Bündelung würde aufgrund von Skaleneffekten auch den Bau und Betrieb vergleichsweise kostenintensiver Projekte, wie der von der US-Regierung bevorzugten Baku-Ceyhan-Pipeline, attraktiver machen. Darüber hinaus verfügte Aserbaidschan laut geltender Auffassung nicht über ausreichende Reserven, um aus eigener Kraft die Auslastung einer Hauptexportleitung zu gewährleisten. Wenig überraschend war somit, dass alle Projekte bezüglich des Exports aserbaidchanischen Öls zum Mittelmeer auch mit der Einbindung kasachischer Ölvolumen rechneten. Vor dem Hintergrund der neuen regionalen Strategie, die auf die Stärkung der politischen und wirtschaftlichen Unabhängigkeit kaukasischer und zentralasiatischer Länder von Russland und eine Steigerung der eigenen Präsenz in diesem Raum ausgerichtet war, schien das Ziel der US-Regierung somit darin zu liegen, die Realisierung der Tengiz-Noworossiysk-Pipeline durch die Schaffung einer kurzfristigen kleinen Exportalternative möglichst zu verschieben und in der Zwischenzeit mittels der Einbindung Kasachstans, die Baku-Ceyhan-Leitung auf den Weg zu bringen. Einmal entstanden, würde der westliche Exportkorridor auch bei anschließenden Entscheidungen über die Verlegungen weiterer Pipelines erhebliche Vorzüge gegenüber anderen geografischen Richtungen genießen, denn die Erweiterung bereits verlegter Infrastruktur bzw. deren Ergänzung durch parallele Leitungsstränge würde für die Produzenten Kostenvorteile bringen.

Im Einklang mit den Ankündigungen von White stellte im Mai 1995 eine amerikanisch-türkische Unternehmensgruppe¹⁹¹ ein Projekt zur Anbindung des Tengiz-Feldes an die Baku-Ceyhan-Pipeline vor. Der Zulieferarm sollte eine Gesamtlänge von 1.040 km (30 Zoll) und eine Durchleitung von 400.000 b/d (20 Mt/Jahr) besitzen. Zuerst sollte eine 330 km lange Unterwasserleitung Tengiz mit Machatschkala verbinden. Von dort sollte eine neue Verbindung nach Tiflis verlegt werden, wo der Anschluss an die Baku-Ceyhan-Pipeline erfolgen würde. Das Transportsystem mit Gesamtkosten von 2,6 Mrd. USD könnte bereits Mitte 1998 in Betrieb gehen und Aserbaidschan und Kasachstan eine Gesamtexportkapazität von 900.000 b/d (45 Mt/Jahr) bieten.¹⁹² Die Umsetzung des Projektes war jedoch von der Lösung der Rechtsfrage des Kaspischen Meeres abhängig und setzte somit eine Einigung aller Anrainerstaaten inklusive Russlands voraus.

Obwohl man sich der Notwendigkeit der Rücksichtnahme auf russische Interessen bewusst war, zeigte sich Kasachstan deutlich unzufrieden mit der bestehenden Situation, in der man beim Ölexport allein vom Wohlwollen Moskaus abhängig war. Auch der langsame Fortschritt und die generelle Frustration über die Entwicklung des CPC-Projektes, die sich u. a. in häufiger Abwesenheit kasachi-

¹⁹¹ Bestehend aus Brown & Root (Tochter von Halliburton), dem Bauunternehmen Bayinder und der türkischen Pipelinegesellschaft Botas.

¹⁹² Vgl. Zipf, Peter: Early Azeri Output of 80,000 b/d studied, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 96, S. 1, 18.5.1995.

scher Vertreter an Treffen der Konsortialgremien widerspiegeln¹⁹³, zwangen die kasachische Führung, deutlich aktiver nach alternativen Exportmöglichkeiten zu suchen. Dies stellte nicht zuletzt aus verhandlungstaktischen Gründen ein Gebot dar. Vor diesem Hintergrund einigten sich im Juni 1995 Nasarbajew und der türkische Präsidenten, S. Demirel, auf eine verstärkte Zusammenarbeit beider Länder beim Export kaspischen Öls. In einer gemeinsamen Absichtserklärung wurde die Gründung eines Konsortiums zum Bau einer Exportpipeline von Zentralasien über die Türkei vorgeschlagen.¹⁹⁴ Aufbauend darauf unterzeichneten der kasachische Minister für Öl und Gas und der türkischen Energieminister am 15. August eine Absichtserklärung über den Bau einer Pipeline zum Transport kasachischen Öls über die Türkei zum Mittelmeer. Die Arbeiten an der Leitung sollten dem Dokument zufolge 1997 beginnen und spätestens bis 2003 abgeschlossen werden.¹⁹⁵

Nachrichten über die Initiative verursachten in Russland verständlicherweise großes Aufsehen, so dass sich kasachische Vertreter nur wenige Tage später gezwungen sahen, Moskau zu beruhigen. Der kasachische Premierminister, A. Kaschegeldin, unterstrich, dass die Absichtserklärung keinesfalls die Implementierung des CPC-Projektes beeinträchtigen und sein Land weiterhin Mitglied des Konsortiums bleiben würde. „*The second pipe through Turkey is a question of indefinite future while the Caspian pipeline consortium is definite reality.*“¹⁹⁶ Auch der kasachische Minister für Öl und Gas, N. Balgimbajew, bekräftigte, dass es keine Alternative zur Kasachstan-Noworossiysk-Pipeline gäbe, und verdeutlichte, dass diese Route als erste gebaut werden sollte. Er ergänzte jedoch gleichzeitig, dass sich Kasachstan vor dem Hintergrund des erwarteten Produktionsanstiegs auf der Suche nach „*additional outlets to the world market*“ befände, wobei die in diesem Zusammenhang als am realistischsten erscheinende Transportoption eine Verbindung über Aserbaidschan und die Türkei zum Mittelmeer bildete.¹⁹⁷ Die kasachisch-türkische Initiative entwickelte in der Folgezeit keine weitere Dynamik (siehe Kapitel 4.2.4) und Almaty präferierte weiterhin primär die Umsetzung der Exportroute zum Schwarzen Meer. Die kasachische politische Führung schien fest davon überzeugt zu sein, dass die erste große Exportroute aus geopolitischen Gründen definitiv über Russland verlaufen müsse, was gleichzeitig zumindest vorerst eine klare Absage an alle westlich gerichteten US-Vorschläge bedeutete. Diese Auffassung wurde grundsätzlich durch die wirtschaftlichen Vorteile der russischen Route unterstützt, die nicht zuletzt dazu führten, dass auch Chevron trotz bestehender Schwierigkeiten diese Option als beste Exportalternative betrachtete und nicht auf die Seite der amerikanischen bzw. türkischen Regierung wechselte. Darüber hinaus galt für die kasachisch-türkische Initiative ähnlich wie für den amerikanischen Vorstoß, dass die Frage der transkaspischen Transporte entweder von einer Lösung des rechtlichen Status des kaspischen Meeres oder von der Schaffung nicht-tankerbasierter Exportsysteme abhängig war. Nichtsdestotrotz stellten kasachische Initiativen zur Schaffung von Partnerschaften, die die Entwicklung alternativer Exportmöglichkeiten anvisierten, ein wichtiges verhandlungstaktisches Instrument gegenüber der russischen Seite dar. Sie signalisierten nämlich, dass man durchaus in der Lage war, außenpolitische Koalitionen einzugehen, die letztend-

¹⁹³ So zum Beispiel beim Treffen des Vorstandes im September 1995. Vgl. Chevron not caught in Russia squeeze, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 171, S. 1, 6.9.1995.

¹⁹⁴ Vgl. Kazakhstan, Turkey Sign Pipeline Deal, in: Associated Press Worldstream, 13.6.1995.

¹⁹⁵ Die Kosten für den Anschluss an Aserbaidschan wurden auf 1,5-1,7 Mrd. USD geschätzt. Vgl. Crimea; Kazakhstan and Turkey agree on oil pipeline to Mediterranean, in: Interfax news agency, 15.8.1995.

¹⁹⁶ Zit. in: Premier Kazhegeldin gives Russia assurances over Turkish pipeline project, in: Interfax news agency, 21.8.1995.

¹⁹⁷ Vgl. Kazakhstan hedges its bets on oil export pipelines, in: Interfax news agency, 25.8.1995.

lich den russischen Einfluss schwächen und langfristig auch zur Veränderung der Exportrahmenbedingungen führen könnten.

3.2.11 Schwierigkeiten von OOC mit der Sicherstellung der Finanzierung für CPC-Phase I

Unbeeindruckt von den Entwicklungen auf internationaler Ebene trat der CPC-Vorstand nach Auswertung vorliegender Angebote des Ende Januar ausgeschriebenen geschlossenen Bieterverfahrens im August 1995 in exklusive Verhandlungen mit einem JV, bestehend aus Willbros und Saipem, über einen schlüsselfertigen Bauauftrag für CPC-Phase I. Zur Kostenersparnis wurden an den ursprünglichen Plänen gewisse Änderungen vorgenommen. Demnach sollte neben dem Bau eines etwa 250 km langen Pipelinesegments (40 Zoll) zwischen Noworossijsk und Kropotkin nicht mehr die Erweiterung bestehender Hafenanlagen in Noworossijsk erfolgen, sondern ein separater Offshore-Verladeterminale („single point mooring“)¹⁹⁸ errichtet werden. Diese Veränderungen führten zu Kosteneinsparungen in einer Höhe von 150-200 Mio. USD und sollten aufgrund bestehender Herausforderungen bei der Sicherstellung der Kreditfinanzierung aus Sicht von OOC entscheidend für das Überleben des Vorhabens sein. Die Gesamtkosten des Projektes wurden nun auf etwa 450 Mio. USD geschätzt, wovon der Auftrag für Willbros und Saipem etwa 350-400 Mio. USD ausmachen sollte. Zwar sah der Projektzeitplan vor, dass die Bauarbeiten im Januar 1996 beginnen sollten, jedoch blieb die Frage der Finanzierung zu diesem Zeitpunkt weiterhin offen. Entscheidend hierfür war, dass Kasachstan, aber vor allem Russland, die im März-Protokoll vereinbarte Frist (1. Mai) zur Erteilung von Durchleitungsgarantien (Russland) und Übertragung der Infrastruktur (Kasachstan) nicht erfüllten. Vertreter von CPC befanden sich somit immer noch in intensiven Verhandlungen mit der russischen Regierung und Rosneft, um die bis dahin lediglich verbal zugesagten Durchleitungsgarantien (von 9 Mt/Jahr) in eine verbindliche, für potenzielle Kreditgeber akzeptable, Form zu bringen.¹⁹⁹ Nach Angaben des OOC zeigten sich einige Banken dabei durchaus bereit, das Projekt zu unterstützen, forderten jedoch zusätzlich zu den Durchleitungsgarantien auch die Vergabe staatlicher Kreditgarantien seitens der russischen Regierung.²⁰⁰ Das russische Finanzministerium besaß jedoch inoffizielle Vorgaben, wonach es solche Zusagen für kommerzielle Projekte nicht ausstellen durfte. Auch die Verhandlungen über die Transportverpflichtungen von Rosneft gestalteten sich als äußerst problematisch. Das Unternehmen konnte lediglich unverbindliche Zusagen über seine Lieferbereitschaft tätigen und benötigte für jede verbindliche Garantie über konkrete Mengen die Zustimmung seiner Regierung. Denn auch Rosneft war aufgrund geltender russischer Exportbestimmungen von der Erteilung von Exportquoten abhängig. Darüber hinaus war Rosneft auf Transneft bei der Zuweisung von Kapazitäten in entsprechenden Pipelinesegmenten angewiesen, die das Öl zum CPC-System leiten würden.²⁰¹ Trotz der weiterhin ausstehenden Lösung des Problems der Durchleitungsgarantien trat die Konsortialführung in Sondierungsgespräche mit Exportkredit-Agenturen ein, wie mit der amerikanischen

¹⁹⁸ Die Verladeanlagen sollten etwa 3-4 km offshore lokalisiert sein, die Ölspeicher im Inland etwa 7 km von der Küste entfernt. Das System sollte die Beladung von Tankern mit einer Kapazität bis 150.000 dwt ermöglichen.

¹⁹⁹ Zwar verpasste auch Kasachstan die Frist zur Übertragung seiner Infrastruktur, jedoch waren die kasachischen Pipelinesegmente grundsätzlich erst für Phase II notwendig. Für den Erfolg von Phase I waren vor allem russische Durchleitungsgarantien relevant. Vgl. Russian newspaper describes Dagestan pipeline plan as „political“ (Segodnya), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 30.10.1999; Narzikulov, Rustam: Caspian Pipeline Consortium Out On A Limb (Business Segodnya, No. 34), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 5.9.1995.

²⁰⁰ Die russische Regierung würde damit sicherstellen, dass bei Schwierigkeiten mit der Rückzahlung der Kredite durch das Konsortium die Zahlungen von Russland übernommen würden.

²⁰¹ Vgl. ebenda; Lysova, Tatyana: CPC Enters 1997 with New Deal, in: Moscow News, 16.1.1997.

Exim-Bank oder ähnlichen Anstalten in Japan, Italien und Deutschland.²⁰² Die US-Regierung unterstütze jedoch die Position von Chevron und die Verhandlungsführer des Konsortiums mussten auch in den Gesprächen mit nicht-amerikanischen Einrichtungen erkennen, dass „*they tend to look back to the US for guidance.*“²⁰³ Darüber hinaus erschwerte die zwischenzeitlich getroffene Entscheidung der EBRD, das Projekt mit der bestehenden Konsortialstruktur und Phasenkonzipierung nicht zu unterstützen sowie die gleichzeitige Warnung an andere Geldgeber, aufgrund hoher Risiken für die Kreditrückzahlung von einer Beteiligung abzusehen, die Verhandlungsposition von OOC gegenüber potenziellen Finanzierungspartnern nochmals deutlich.²⁰⁴ Im Umfeld hoher innen- und außenpolitischer Unsicherheiten, durch die sich der postsowjetische Raum und insbesondere die zentralasiatische und kaspische Region auszeichneten, blieb die Bereitschaft kommerzieller Banken zur Beteiligung an Infrastrukturprojekten, ohne dass hierzu Garantien seitens staatlicher oder multilateraler Finanzeinrichtungen vorliegen würden, nur äußerst gering. „*It is an incorrect assumption that projects in this part of the world are in trouble for lack of money. Most issues blocking finance were political.*“²⁰⁵ Edward Smith, Generaldirektor von CPC, musste dabei in Bezug auf die Verhandlungen mit den Banken offen bekennen, dass das Konsortium gegen die in internationalen Finanzkreisen verbreitete negative Auffassung über OOC und seinen Präsidenten ankämpfen musste. Die fragwürdige Vergangenheit von Deuss und die unnachgiebige Haltung in den Verhandlungen mit Chevron stellten OOC in den Mittelpunkt der negativen öffentlichen Wahrnehmung. Die Beziehungen zwischen Chevron und OOC/Deuss waren so schlecht, dass der US-Konzern mit diesem grundsätzlich keine Gespräche über Phase II führen wollte. Chevron weigerte sich ebenfalls, an jeglichen Verhandlungen mit Vertretern von CPC teilzunehmen und ignorierte seit über einem Jahr auch alle Einladungen zu Treffen des CPC-Aufsichtsrates. Bezüglich seiner Vorschläge zur Lösung der Exportfrage führte der Konzern somit lediglich direkte Gespräche mit Russland und Kasachstan. Vor diesem Hintergrund wurde zunehmend klar, dass die Finanzierung von Phase I auf der Grundlage externer Kredite nicht fristgerecht (1. Oktober) gesichert werden konnte. Zweifelhaft blieb auch, ob die Mittel vor dem geplanten Beginn der Bauphase (1. Januar) überhaupt vorliegen würden. Smith musste daher zugeben, dass das Konsortium für die Einhaltung des vereinbarten Zeitplans gänzlich auf die Bereitschaft Omans angewiesen war, die als Eigenkapitalbeteiligung zugesagten Gelder für den Anfang der Bauphase zur Verfügung zu stellen.²⁰⁶ Der Generaldirektor von CPC zeigte sich dabei immer noch zuversichtlich, dass Oman

²⁰² Vor dem Hintergrund harscher internationaler Kritik am Konsortium erscheinen die Äußerungen von CPC-Vertretern über die vorhandene Kooperationsbereitschaft mehrerer Banken als wenig glaubwürdig. Hiernach sollten angeblich japanische Banken bereit sein, die Kosten der Rohrleitungen und anderer Zubehöriteile in Höhe von bis zu 300 Mio. USD zu garantieren. Die Kosten für die Verlegung der Leitungen durch Willbros in Höhe von 100 Mio. USD sollten von der US Exim-Bank gesichert werden. Der Bau des Terminals durch Saipem (100 Mio. USD) sollte von italienischen Banken gesichert werden. Vgl. ebenda.

²⁰³ Ed Smith, Managing Direktor von CPC und Direktor von OOC, zit. in: Upperton, Jane: Chevron-CPC Pipeline Rift Remains Wide, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 191, S. 1, 4.10.1995.

²⁰⁴ Der kasachische Premierminister, A. Kazhegeldin, äußerte sich bezüglich der Position der Bank wie gefolgt: „*The EBRD decided the project was non-viable and warned everybody off the project.*“ Zit. in: Roberts, John: Kazakhstan-Britain: Energy Exports Are Tops, in: IPS-Inter Press Service, 24.11.1995.

²⁰⁵ Neil Pike, Managing Direktor der Citibank, zit. in: Upperton, Jane: Chevron-CPC Pipeline Rift Remains Wide, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 191, S. 1, 4.10.1995.

²⁰⁶ Vgl. Zipf, Peter: CPC Nears Engineering Deal on Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 152, S. 1, 9.8.1995; News: Oil Industry News in Brief, in: FT Energy Newsletters – North Sea Letter, S. 21, 9.8.1995; Reifenberg, Anne: Dream clashes with pipeline politics. Enigmatic millionaire John Deuss had a vision of turning cash-strapped Kazakhstan's crude into pay dirt until human nature entered the picture, in: The Globe and Mail, 30.10.1995.

seine vorherigen Zusagen einhalten und bei Bedarf auch die gesamte Projektfinanzierung übernehmen würde.²⁰⁷

Insidermeldungen sprachen jedoch davon, dass Kasachstan in Verhandlungen mit der russischen Regierung längst darum bemüht war, Moskau von der Notwendigkeit der gänzlichen Auflösung von CPC zu überzeugen. Die Aufhebung des CPC-Vertrages und die Zerschlagung der bestehenden Konsortialstruktur waren aus rechtlicher Sicht notwendig, da dem Konsortium von Kasachstan Exklusivrechte für den Bau der Exportroute verliehen wurden. Nach diesem Schritt würde der Weg für Chevron zur Formung eines neues Konsortium offen stehen. Die juristische Grundlage für das Vorgehen gegen CPC war aus kasachischer Sicht durchaus gegeben, da das im März unterzeichnete Protokoll gerade auf Drängen kasachischer Vertreter mit mehreren „performance deadlines“ versehen wurde,²⁰⁸ die bei Nichterfüllung prinzipiell als Grundlage für eine Auflösung des Konsortiums bzw. die Entziehung der Exklusivrechte dienen könnten. OOC berief sich jedoch seinerseits darauf, dass die Verzögerungen bei der Sicherstellung der Finanzierung darauf zurückzuführen waren, dass sowohl Kasachstan als auch Russland eigene Verpflichtungen und Fristen verpasst hatten. Den wichtigsten Grund bildete dabei laut Smith das russische Versäumnis zur Erteilung der zugesagten Transportgarantien in Höhe von 9 Mt/Jahr. Vor diesem Hintergrund wurde die Nichteinhaltung der eigenen Verpflichtungen zum 1. Oktober die Finanzierung von Phase I sicherzustellen von OOC-Vertretern als „meaningless“ bezeichnet. Dabei war auch Oman nicht bereit, die in Aussicht gestellte Eigenkapitalbeteiligung zur Finanzierung von Phase I zur Verfügung zu stellen, bevor die verbleibenden CPC-Partner ihre Verbindlichkeiten erfüllen würden.²⁰⁹ Die Aussichten dafür waren jedoch sehr gering. Smith sprach vor Journalisten offen darüber, dass Kasachstan seine Anlagen ans Konsortium aufgrund des Druckes der US-Regierung und von Chevron gar nicht erst überweisen wolle.²¹⁰ Ein weiterer Grund für zusätzliche Komplikationen und Verzögerungen bei Verhandlungen über die Projektfinanzierung war der Tod von Al Zawawi bei einem Autounfall im September, da sein Ministerium und er persönlich maßgeblich hinter OOC und Deuss standen. In den omanischen Regierungsstrukturen kam es anschließend zu personellen Veränderungen, die auch die Handlungsfähigkeit von OOC beeinträchtigten.²¹¹

Im September wurden auch Hoffnungen auf die mögliche Durchleitung aserbaidjanischer Ölexporte über die CPC-Pipeline enttäuscht, als aserbaidjanische Regierungsvertreter und das AIOC-Konsortium die Nutzung des Systems „kategorisch“ ablehnten. Der Grund der Ablehnung bestand dabei nicht darin, dass es sich hierbei um eine über russisches Territorium verlaufende Route handeln sollte. Denn die aserbaidjanische Regierung wählte zusammen mit der Baku-Supsa-Pipeline auch die Baku-Noworossiysk-Pipeline als „early oil“-Transportlösung und betrachtete die russische Option zumindest offiziell auch weiterhin als eine der möglichen Hauptexportrouten. Baku und AIOC entschlossen sich somit explizit gegen die Zusammenarbeit mit dem CPC.²¹²

²⁰⁷ Vgl. Gottschalk, Arthur: Phase I of Caspian oil project under way but Chevron could snag Phase II, in: Journal of Commerce, S. 1, 16.8.1995.

²⁰⁸ Diese sahen vor, dass die Projektfinanzierung bis zum 1. Oktober gesichert, die erste Abschöpfung der Mittel vor dem 15. Dezember und der Beginn der Bauphase vor dem 1. Januar 1996 erfolgen sollten.

²⁰⁹ Vgl. Howe, Kenneth: Chevron Struggling in Tengiz, Plenty of oil in Kazakhstan – but hard to get out, in: The San Francisco Chronicle, S. 1, 25.9.1995.

²¹⁰ Vgl. Upperton, Jane: Chevron-CPC Pipeline Rift Remains Wide, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 191, S. 1, 4.10.1995.

²¹¹ Vgl. And to the North, in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995.

²¹² Vgl. Russia offers sweetener for exporting Azeri oil, in: Interfax news agency, 4.9.1995.

3.2.12 Vorstöße zur Formung eines alternativen Konsortiums

Parallel zu den erfolglosen Bemühungen von OOC zur Sicherung der Projektfinanzierung konkretisierte Chevron seinen eigenen Vorschlag für die Realisierung der Exportpipeline. Die Verbindung zwischen Tengiz und Noworossijsk stellte dabei für den Konzern trotz der bis dahin wenig kooperativen russischen Haltung weiterhin die mit Abstand präferierte Exportoption dar. Die Aufgabe des Unternehmens bestand jedoch darin, die Koalition zwischen OOC und Russland zu zerschlagen und Moskau für den Bau der gesamten Pipeline (d. h. ohne die Aufteilung in zwei Phasen) zu begeistern. Im September kam es diesbezüglich zum Treffen zwischen Vertretern von Chevron und der russischen Regierung, bei dem das Unternehmen die Umstrukturierung des Konsortiums vorschlug. Chevron bestätigte erneut seine Bereitschaft, für einen Anteil von 25 Prozent an der neuen Struktur 700 Mio. USD, also die Hälfte der zu der Zeit geschätzten Projektkosten, beizutragen. Eine Hälfte davon sollte direkt aus internen Mitteln des Konzerns stammen, die andere aus Krediten, die man garantieren würde. Die verbleibende Hälfte der Projektkosten sollten durch andere Investoren zur Verfügung gestellt werden. Bei diesen sollte es sich um Produzenten handeln, an deren Anwerbung sich Chevron beteiligen wollte. Um die Auslastung zu gewährleisten, bot Chevron angeblich an, dass TCO für mindestens zehn Jahre bis zu 80 Prozent seiner Produktion über die Pipeline transportieren würde. Die Höhe der Transporttarife wurde von Chevron vorläufig mit 3,25 USD/b kalkuliert. Um das Angebot für Moskau schmackhafter zu machen, wurde sogar vorgeschlagen, dass das neue Pipelinekonsortium in Russland und Kasachstan nicht-diskriminierende Einkommenssteuern zahlen sollte. Dies würde eine Abkehr von der im bestehenden CPC-Abkommen festgelegten Steuerbefreiung bedeuten und Russland deutlich höhere Einnahmen ermöglichen. Daneben stellte Chevron in Aussicht, dass der gesamt-russische Anteil an der neuen Struktur vergrößert werden könnte, indem auch russische Konzerne als Teilnehmer einbezogen würden.²¹³

Ein Wandel zeichnete sich auch in der Position von OOC ab, wenngleich Oman nach dem Tod von Al Zawawi noch keine klare Linie bezüglich des weiteren Vorgehens im Rahmen von CPC besaß. Das Unternehmen schien jedoch nach dem Scheitern bzw. erheblichen Schwierigkeiten in den Verhandlungen mit der EBRD, den kommerziellen Banken, den Exportkreditanstalten, aber auch mit Russland über die Durchleitungsgarantien zunehmend einzusehen, dass die Pipelinepläne ohne die Beteiligung von Ölproduzenten schlechte Realisierungsaussichten besaßen. Angeblich war man auch zu Zugeständnissen in Fragen der Konsortialstruktur bereit. Der CPC-Generaldirektor, E. Smith, sprach davon, dass sich die omanische Seite offen dafür zeigen würde, seine Bedingungen für den Eintritt von Chevron zu mildern, sie verlangte jedoch eine adäquate Berücksichtigung bereits getätigter Investitionen. Diese sollten sich zu diesem Zeitpunkt auf etwa 50 Mio. USD summiert haben. Andere Quellen aus dem Umfeld von CPC deuteten sogar auf die Möglichkeit, dass OOC nach dem Tod von Al Zawawi bereit sein könnte, nach entsprechender Kompensierung seiner Ausgaben das Konsortium gänzlich zu verlassen.²¹⁴

Am 2. Oktober, einen Tag nach dem Ablauf der Frist für die Sicherung der Projektfinanzierung für Phase I, deutete Balgimbajew an, dass seine Regierung Schritte unternehmen würde, um eine alternative Umsetzung der Exportpipeline zwischen Kasachstan und Russland zu gewährleisten. *„We are taking measures that I don't want to discuss just now. But I can say that Russia supports Kazakhstan's*

²¹³ Vgl. And to the North, in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995; Narzikulov, Rustam: Caspian Pipeline Consortium Out On A Limb (Business Segodnya), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 5.9.1995.

²¹⁴ Ed Smith, Managing Direktor von CPC und Direktor von OOC, zit. in: Upperton, Jane: Chevron-CPC Pipeline Rift Remains Wide, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 191, S. 1, 4.10.1995.

*initiatives. The pipeline will go through Russian territory and Kazakhstan will participate.*²¹⁵ Kasachische Regierungsvertreter reisten daraufhin nach Moskau, um Verhandlungen über den Bau einer durchgehenden Pipeline von Tengiz zur Schwarzmeerküste zu führen (ohne den Phasenansatz). Die Vorstellung der kasachischen Regierung bestand zu diesem Zeitpunkt darin, dass die existierende CPC-Struktur komplett aufgegeben werden sollte. An dem danach neu geformten Konsortium sollten neben Russland und Kasachstan auch in der Region tätige private Ölfunkternehmen beteiligt werden. Neben westlichen Konzernen, von denen Chevron, Mobil, Agip und BG namentlich genannt wurden, sollte es sich auch um das russische Lukoil handeln.²¹⁶ Nach den Verhandlungen verkündete Nasarbajew optimistisch: „*We have reached an agreement ... on a more realistic, implementable pipeline project.*“²¹⁷ Er ging jedoch nicht näher auf Details ein und da sich auch russische Vertreter mit Bekundungen zurückhielten, konnte noch von erheblichen Differenzen in den Auffassungen beider Parteien ausgegangen werden.

Die kasachische Regierung und Chevron sprachen sich in ihrem Vorgehen in Bezug auf das CPC und ihr Handeln mit der russischen Regierung ab, wobei das Hauptanliegen die Lösung der Frage der zukünftigen Konsortialstruktur war. Von entscheidender Bedeutung war insbesondere die Notwendigkeit der Erweiterung der Unternehmensgruppe, die den Bau der Exportpipeline finanzieren und deren Auslastung gewährleisten würde. Dabei wurde, in Abhängigkeit von der zukünftigen Kooperationsbereitschaft von OOC, neben der Möglichkeit der Schaffung einer gänzlich neuen Struktur auch die Option der Vergrößerung des bestehenden Konsortiums in Betracht gezogen.²¹⁸

3.2.13 Die Einbeziehung von Mobil in das TengizChevroil JV

Aus Sicht der Projektfinanzierung war die Beteiligung mindestens eines weiteren großen finanzkräftigen Unternehmens, das Chevron bei der Deckung der Kosten unterstützen und somit auch zur Aufteilung der Investitionsrisiken beitragen würde, von enormer Bedeutung. Dies galt insbesondere deshalb, da mit zunehmender Zeit ersichtlich wurde, dass OOC weder fähig war, die benötigten Mittel auf internationalen Kapitalmärkten²¹⁹ zu beschaffen, noch die Bereitschaft zeigte, sich mit eigenen Mitteln entsprechend der Höhe seines Projektanteiles an den Kosten zu beteiligen. Bereits im Frühjahr 1994 machte Nasarbajew Lucio Noto, dem Vorsitzenden des amerikanischen Ölkonzerns Mobil, das Angebot, sich an der Finanzierung einer kasachischen Exportpipeline zu beteiligen. Mobil zeigte sich jedoch nur unter der Bedingung zur Teilnahme an einem solchen Projekt bereit, wenn es zuvor Rechte für ein kasachisches Vorkommen erhalten würde, dessen Ressourcenbasis dies rechtfertigen würde. Da zu diesem Zeitpunkt jedoch in Kasachstan keine geeigneten Felder für eine Beteiligung offen standen, wurden die Gespräche bezüglich der Pipelinebeteiligung bald abgebrochen.²²⁰

²¹⁵ Nurlan Balgimbajew, kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Caspian Group's Finance date Goes By, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 190, S. 1, 3.10.1995.

²¹⁶ Vgl. Lukoil In Talks On Joining Kazakhstan-Chevron Joint Venture, in: Associated Press Worldstream, 18.10.1995; Tutushkin, Alexandr: Re-division Of Kazakh Oil Is Imminent (Kommersant-Daily, No. 194, S. 1), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 19.10.1995.

²¹⁷ Zit. in: Southerland, Daniel/Lippman, Thomas W.: Mobil Nears Deal on Kazakhstan Oil Field; Bid Would Make Firm a Major Player for One of Last Big Reserves, in: The Washington Post, S. 1, 27.10.1995.

²¹⁸ Vgl. Nazarbayev to discuss pipeline project with Chevron, in: Interfax news agency, 4.10.1995.

²¹⁹ Kommerzielle Banken zeigten sich aufgrund hoher politischer Risiken generell sehr zögerlich gegenüber Beteiligungen an Projekten in der kaspischen Region. Bis Ende des Jahres 2001 wurden in der gesamten Region Investitionen in Energieprojekte in Höhe von etwa 13 Mrd. USD getätigt, davon wurden nur etwa 400 Mio. USD auf Kapitalmärkten beschaffen. Der Rest erfolgte durch die Selbstfinanzierung der Unternehmen. Vgl. Adams, Terry: Not the new Middle East, in: Petroleum Economist, December 2001.

²²⁰ Vgl. LeVine, Steve: The Oil And The Glory, New York: Random House, 2007, S. 257-259.

Seit Dezember 1994 war James Giffen als Hauptberater des kasachischen Öl- und Gasministers, N. Balgimbajew, tätig und nahm auch an Verhandlungen bezüglich des CPC-Konsortiums teil. Wegen der Unzufriedenheit mit dem Fortschritt bei der Entwicklung des Exportprojektes befand sich die kasachische Regierung zu diesem Zeitpunkt bereits auf der Suche nach möglichen Alternativen zum CPC und potenziellen Partnern, die Chevron bei der Realisierung seines eigenen Vorhabens unterstützen könnten (Kapitel 3.2.5). Giffen nahm in diesem Zusammenhang erneut auch Kontakt zu Mobil auf. In den darauf folgenden Verhandlungen wurde der Beitritt des Konzerns in ein bereits bestehendes JV besprochen, wobei zuerst alles darauf hindeutete, dass es sich hierbei um das Karachaganak-Projekt handeln sollte.²²¹ Mobil strebte jedoch nicht zuletzt aufgrund der Unsicherheiten, die für das Karachaganak-Konsortium beim Export seiner Kondensat- und Gasproduktion nach Russland bestanden, nach Tengiz. Im April 1995 unterzeichneten die kasachische Regierung und Mobil das Abkommen über die Gründung von Tulpar Munai Ltd. Der US-Konzern erhielt 50 Prozent an diesem JV, dessen verbleibende Anteile von drei kleineren kasachischen Unternehmen²²² gehalten wurden. Das JV sollte 80 Mio. USD in die Erkundung des 17.759 km² großen Tulpar-Blocks in der Nähe des Karachaganak-Feldes investieren. Der Explorationszeitraum sollte fünf Jahre betragen und im Falle eines kommerziellen Fundes in eine 25-jährige Produktionsphase münden.²²³ Zwar sprach sich Mobil in offiziellen Stellungnahmen optimistisch bezüglich der Möglichkeit eines größeren Fundes aus, jedoch waren die lokalen Teilnehmer aufgrund früherer negativer Bohrungsergebnisse sehr zurückhaltend und sahen diesbezüglich nur geringe Erfolgchancen. Der Vertrag über Tulpar stellte in der Realität vielmehr ein Lockangebot der kasachischen Regierung dar, das die Bereitschaft des US-Konzerns zur Übernahme von Verpflichtungen im Land testen sollte.²²⁴ Darüber hinaus zeigte sich Mobil auch zur Teilnahme an kontroversen Exportgeschäften zwischen Russland und Kasachstan bereit, die letztendlich notwendig waren, um die Unterstützung einflussreicher russischer Eliten für gewisse kasachische Projekte sicherzustellen. Das Unternehmen war dabei auch bereit, kurzfristige Verluste in Kauf zu nehmen um an sein Ziel – Tengiz – zu gelangen.²²⁵

²²¹ Mobil beteiligte sich an einem komplizierten Swap-Geschäft, in dem Kondensat aus Karachaganak an die Raffinerie in Orenburg verkauft wurde.

²²² Aktyubinskneft 25 Prozent, Aktyubmunaigasgeologia und Uralskneftegasgeologia jeweils 12,5 Prozent. Die Unternehmen werden in anderen Quellen auch als Aktyubinsk, Tulpar und Poisk bezeichnet. Vgl. Mobil to take Shell and JKPC as partners in Tulpar joint venture in Kazakstan, in: Business Wire, 12.8.1996.

²²³ Im Falle eines Ölfundes von über 140 Mt sollten Investitionen von 9 Mrd. USD folgen, überschritten die Vorkommen 370 Mt, sollten 18 Mrd. USD investiert werden.

²²⁴ Die Vergabe von Lizenzen war in Kasachstan meist auch mit der Übernahme gewisser Verpflichtungen in sozialen und gesellschaftlichen Bereichen der jeweiligen Region verbunden. Zum Teil musste die Belegschaft bestehender Unternehmen übernommen und mögliche Lohnschulden beglichen werden. Mobil verpflichtete sich durch den Einstieg in Tulpar zusätzlich zu den Explorationsausgaben jährlich 750.000 - 1 Mio. USD für soziale Projekte auszugeben. Vgl. Kazakh PM, On US Swing, Is Hopeful On Tengiz Future, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 56, S. 1, 22.3.1995; Mobil signs Kazakhstan Joint Venture, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 74, S. 3, 18.4.1995; Kuzmenko, Boris: More Oil Expected To Get More Cash (Delovoi Mir, No. 259, S. 7), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 17.5.1997.

²²⁵ Eine der mächtigsten russischen Persönlichkeiten, die auch Entscheidungen mit weitreichendem Einfluss auf zahlreiche kasachische Projekte treffen konnte, stellte der damalige Premierminister und ehemalige sowjetische Öl- und Gasminister, V. Tschernomyrdin, dar. Kenner der Verhältnisse sprachen sogar davon, dass jede Bemühung von Mobil zum Einstieg in das Tengiz-Feld inoffiziell den Segen von Tschernomyrdin benötige, wobei dasselbe auch für den Bau jeder kasachischen Exportpipeline über Russland galt. Im Mittelpunkt der inoffiziellen Vereinbarung, an der sich Mobil beteiligte, stand ein Schema zum Transport der Kondensatproduktion von Karachaganak an das Verarbeitungswerk im russischen Orenburg. An der Anlage, die Mitte der 1990er Jahre nur mit Schwierigkeiten in Betrieb gehalten werden konnte, besaßen Tschernomyrdin und seine Familie Kontrollbeteiligungen. Von einem hochrangigen Mitarbeiter von Mobil (Bryan William) wurde dabei ein Geschäfts-

Kurz darauf wurden mit Mobil Verhandlungen über den Eintritt in das TCO JV aufgenommen, der auf der Grundlage des Erwerbs kasachischer Regierungsanteile erfolgen sollte. Dieser Schritt muss ungeachtet bestehender finanzieller Probleme des Landes primär vor dem Hintergrund der Lösung des Exportdilemmas betrachtet werden²²⁶ und wurde von kasachischen Regierungsvertretern klar als solcher bestätigt. „Mobil has agreed to take part in building a pipeline to Novorossiysk. That is why Kazakhstan sees it as necessary to sell part of its share in Tengiz to Mobil.“²²⁷ In der Tat beteiligte sich der Konzern bereits parallel zu den Verhandlungen bezüglich der Übernahme von Anteilen am Feld auch an Gesprächen mit Chevron über die Möglichkeiten der Finanzierung einer Transportlösung. Die Verhandlungen über den Beitritt von Mobil zum Tengiz-Projekt verliefen vergleichsweise schnell und ohne nennenswerte Komplikationen²²⁸ und wurden bereits im Mai 1996 durch den Verkauf eines Anteils von 25 Prozent am TCO für 1,05 Mrd. USD abgeschlossen.²²⁹ Das Geld, das von Mobil über Schweizer Bankkonten an die kasachische Regierung gezahlt wurde, fand aber nur zum Teil seinen Weg in den kasachischen Staatshaushalt und floss mit Hilfe von Giffen auch auf private Konten hochrangiger kasachischer Offizieller, insbesondere von Nasarbajew und Balgimbajew. Die Financial Times berichtete daraufhin mit dem Verweis auf kasachische Regierungsstellen, dass *“it has proved impossible to pinpoint the final destination of five hundred million dollars of Mobil’s Tengiz payment. The*

model entwickelt, dass die Versorgung des Werkes mit kasachischem Kondensat sicherstellen sollte. Hierzu wurde ein zusätzliches Unternehmen – Vaeko Europe Limited – eingebracht, das von einem ehemaligen Mobil-Mitarbeiter (F. Eronat) kontrolliert wurde. Dieses besaß gleichzeitig einen Vertrag mit der von Giffen kontrollierten Bank Mercator. Vaeko sollte im Kondensatgeschäft als ein von Mobil finanzierter Zwischenhändler auftreten. Das Model sah vor, dass Vaeko Gelder von Mobil erhält, um den Rohstoff in Kasachstan aufzukaufen und ihn nach Orenburg zu liefern. Nach der Verarbeitung sollten die Erzeugnisse zurück nach Kasachstan zum Verkauf geschickt werden. Interne Mobil-Unterlagen belegten, dass deutlich mehr Kondensat nach Russland geliefert wurde als in raffinierter Form zurückfloss. Die Anlagen von Tschernomyrdin und seiner Familie wiesen in derselben Zeit enorme Gewinne auf. Es wurde schlussfolgert, dass sie nicht für den gesamten kasachischen Rohstoff bezahlten und Teile der raffinierten Produkte anderweitig verkauften. Auch hochrangige kasachische Offizielle bereicherten sich an dem Handel. Die Verluste von Mobil an dem Geschäft beliefen sich nach seiner Einstellung im Oktober 1997 auf 76 Mio. USD. Die Anwälte von Mobil, die später mit der internen Untersuchung der angewandten Praktiken beauftragt wurden, kamen zu dem Ergebnis: *„Mobil had long-term projects and interests—Tengiz—in mind when it entered this transaction.“* Vgl. Hersh, Seymour M.: The price of oil. What was Mobil up in Kazakhstan and Russia? in: The New Yorker, July 9, 2001.

²²⁶ „Bringing in Mobil gives them a new ally.“ John Hervey, Ölanalytiker bei Donaldson, Lufkin & Jenrette, zit. in: Mobil in talks to buy part of Kazakhstan’s stake in oil venture, in: The Houston Chronicle, S. 3, 13.10.1995; ähnliche Meinung siehe auch Howe, Kenneth: Chevron May Get a Boost in Tengiz From Mobil, in: The San Francisco Chronicle, S. 1, 17.10.1995.

²²⁷ Nurlan Balgimbajew, kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Kazakhs confirm Mobil’s role as pipeline partner sought, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 5, 27.11.1995.

²²⁸ Dies kann insbesondere im Vergleich zu Verhandlungen über den Einstieg von Lukoil konstatiert werden, die seit Mitte 1995 geführt, jedoch erst im Januar 1997 abgeschlossen wurden. Siehe folgendes Kapitel.

²²⁹ Der Abschluss des Grundsatzvertrages zwischen Mobil und Kasachstan über den Erwerb der Hälfte der Regierungsanteile am TCO wurde am 17. April verkündet. Der abschließende Kaufvertrag wurde am 3. Mai unterzeichnet und führte auch zu Änderungen bei der Aufteilung der JV-Profite. Kasachstan sollte nach Steuern und Royalty-Zahlungen eine Profitbeteiligung von 72 Prozent erhalten, die beteiligten Privatunternehmen 28 Prozent (bis dahin lag die Aufteilung bei 80,4:19,6). Mobil zahlte für den Anteil 1,05 Mrd. USD. Davon sollten 500 Mio. USD sofort und die verbleibende Summe in Raten bis zum Jahr 2000 gezahlt werden (bedingt durch das Erreichen gewisser Exportgrenzwerte). Darüber hinaus erhielt Mobil die Option auf den Erwerb einer weiteren Explorations- oder Produktionsstätte in Kasachstan. Vgl. Mobil announces the terms of its acquisition of a 25 % interest in Tengiz, in: Business Wire, 16.5.1996; ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 3.5.1996.

money, which amounted to three per cent of Kazakhstan's gross domestic product, did not make it into the Kazakh budget."²³⁰

Die Suche nach Partnern für den Bau der kasachischen Exportinfrastruktur beschränkte sich jedoch längst nicht auf Mobil. Parallel zu den Verhandlungen zwischen der kasachischen Regierung und Mobil über den Einstieg in TCO führte Chevron Gespräche mit den an der Entwicklung des Karachaganak-Vorkommens beteiligten Konzernen Agip und BG.²³¹ Nasarbajew traf sich darüber hinaus mit Vertretern von Exxon und Oryx und verhandelte auch mit in Kasachstan tätigen türkischen Unternehmen.²³² Die Einbindung mehrerer Großkonzerne in das Pipelineprojekt besaß aus kasachischer Sicht auch eine klare politische Komponente. Denn dadurch sollte automatisch auch das Interesse der Heimatregierungen der jeweiligen Unternehmen am Gelingen des Vorhabens geweckt werden, was zur Steigerung ihrer außenpolitischen Lobbyarbeit und zur Stärkung der kasachischen Verhandlungsposition gegenüber Russland führen sollte. Ähnliches galt auch für den Einstieg von Mobil ins TCO, denn durch diesen Schritt stieg der amerikanische Anteil am Konsortium auf 75 Prozent.²³³ Entsprechend groß war auch das Interesse der US-Administration an einem wirtschaftlichen Erfolg des Projektes, der wiederum maßgeblich von der Lösung der Exportfrage abhängig war. Dies zeigte sich in der Tat durch ein aktives Engagement von US-Vertretern zugunsten der kasachischen Position. Die Beteiligung von Mobil am wichtigsten kasachischen Förderprojekt und die Schritte zur Formung einer breiten Unternehmenskoalition zur Unterstützung kasachischer Pipelinepläne stellen daher auch einen Aspekt der außen- und infrastrukturpolitischen multivektoriellen Strategie der kasachischen Regierung dar und können daher als Ausdruck einer Schaukel- bzw. „balancing“-Politik gegenüber Russland verstanden werden.

3.2.14 Die Einbeziehung von Lukoil in das TengizChevroil JV

Der kasachischen politischen Führung und Chevron wurde im Verlauf ihrer gemeinsamen Bemühungen zur Entwicklung einer Alternative zum CPC zunehmend bewusst, dass die Einbeziehung eines russischen Unternehmens in das Tengiz-Feld einen wichtigen Beitrag zur Lösung der Herausforderungen, die mit dem Export seiner Produktion verbunden waren, darstellen würde. Hierbei ging es nicht

²³⁰ Zit. in: Hersh, Seymour M.: The price of oil. What was Mobil up in Kazakhstan and Russia? in: The New Yorker, July 9, 2001; Giffen nahm eine wichtige Vermittlungsposition beim Zugang ausländischer Unternehmen zum kasachischen Ölsektor und zu Nasarbajew ein. Der US-Botschafter in Kasachstan konstatierte in diesem Bezug: „Nazarbayev had inserted Giffen as an indispensable go-between for some key projects.“ Giffen beteiligte sich über seine Bank Mercator an zahlreichen finanziellen Transaktionen zwischen Unternehmen und der kasachischen Regierung, die zur persönlichen Bereicherung hochrangiger kasachischer Offizieller führten. Hierzu gehörten neben dem TCO-Vertrag mit Mobil auch das Kondensat-Geschäft von Mobil, der Einstieg von Amoco in das CPC-Konsortium im Jahr 1997, der Einstieg von Texaco in das Karachaganak-PSA im selben Jahr oder der Einstieg von Phillips in das OKIOC-Konsortium im Jahr 1998. Die Entdeckung von Konten von Nasarbajew und Balgimbajew bei schweizerischen Banken im Zuge der Beschuldigungen gegen den entlassenen Premierminister, A. Kaschegeldin, führten im Jahr 2000 auch zu Ermittlungen amerikanischer Behörden über die Praktiken beim Abschluss von Geschäften im kasachischen Ölsektor und mündeten anschließend in die Anklage gegen Giffen wegen der Verletzung amerikanischer Antikorruptionsbestimmungen. Vgl. ebenda.

²³¹ Vgl. Mobil in talks to buy part of Kazakhstan's stake in oil venture, in: The Houston Chronicle, S. 3, 13.10.1995.

²³² Vgl. Caspian Pipeline Consortium To Be Expanded (Kommersant-Daily, No. 198, S. 9), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 25.10.1995.

²³³ Zwar verkaufte Chevron im Jahr 1997 fünf Prozent seiner Anteile an Lukoil, wodurch der amerikanische Anteil auf 70 Prozent sank, jedoch erwarb der Konzern im Jahr 2000 fünf Prozent der Anteile der kasachischen Regierung. Zudem wurden die Anteile von Lukoil durch das JV LukArco erworben, an dem der US-Konzern Arco 46 Prozent hielt (siehe Kapitel 3.2.14). Somit lag der amerikanische Anteil an TCO sogar über 75 Prozent.

nur um die Frage des Baus einer Hauptexportleitung, sondern auch um aktuelle Schwierigkeiten, mit denen sich Chevron wegen der russischen Transitquotenregelungen konfrontiert sah.²³⁴ Diese zwangen den Konzern bereits zu Beginn des Jahres 1995 zur deutlichen Reduzierung seiner Investitionsausgaben.²³⁵ Die Transportsituation verschärfte sich im weiteren Verlauf des Jahres so dramatisch, dass die kasachische Regierung Chevron sogar zur Aufnahme von Gesprächen mit dem iranischen Staatskonzern NIOC über die Option von Exporten über den Iran auf Swap-Basis aufforderte.²³⁶ Moskau zeigte sich – und dies beschränkte sich nicht nur auf das Tengiz-Projekt – nämlich mit zunehmender Konsequenz bereit, die infrastrukturelle Abhängigkeit Kasachstans zur Durchsetzung eigener wirtschaftlicher Interessen zu instrumentalisieren, wobei diese keinesfalls in der einfachen Reduzierung der russischen Rolle auf einen Transitkorridor zum westlichen Absatzmarkt bestanden. *„Russia doesn't want a transport fee. It wants a piece of the action. The Russians want an equity share, and they're going to squeeze till they get it.“*²³⁷ Die russische Regierung stützte ihre Ansprüche auf Beteiligungen an Energieprojekten im kaspischen Raum dabei auf der Grundlage historisch getätigter Investitionen, die ihr aus eigener Perspektive legitime Rechte auf die Übergabe von Anteilen verschafften. *„Russia must have access to the resources of the CIS. We, by virtue of our labor, mind, and energy, have created all this.“*²³⁸ In Verhandlungen mit Moskau über die Möglichkeit zur Erhöhung der kasachischen Transitquote wurde Chevron und kasachischen Vertretern von hochrangigen russischen Offiziellen daher nahe gelegt, dass *„it would be a good idea to have some Russian content in Tengiz ... that it might be wise to make sure the Russian interest is somehow represented.“*²³⁹ Der US-Konzern und die kasachische Führung akzeptierten die Botschaft. Die Überlegung bestand darin, dass durch die Einbeziehung russischer Unternehmen in kasachische Produktionsprojekte die Frage der mangelnden Exportmöglichkeiten auch für die russische Regierung von direkter Bedeutung werden sollte. Man versprach sich davon sowohl eine kooperative Haltung Moskaus in Bezug auf den Bau einer neuen kasachischen Exportinfrastruktur als auch eine Veränderung in der Position bei der Zuweisung von Transitquoten, die für die kurzfristige Entlastung der Lage dringend benötigt wurde. *„What happens here [in Tengiz] will be influenced by Russian interests. Having a Russian partner should be to the advantage of everybody. It is important to see Russia having an economic interest...“*

²³⁴ Russland senkte im September 1995 die kasachische Exportquote, die in den vorherigen Monaten noch bei 300.000 t (etwa 72.000 b/d) lag auf etwa 150.000 t (36.000 b/d) (einige Quelle sprechen auch von 125.000 t). Chevron erhielt davon 80 Prozent. Das Unternehmen rechnete dabei nach vorheriger Absprache für das Jahr 1995 mit einer durchschnittlichen Monatsquote von 250.000 t (3 Mt/Jahr). Die Produktionskapazität des Feldes lag zu dieser Zeit bereits bei 90.000 b/d (4,5 Mt/Jahr) und musste daher erheblich gedrosselt werden. Vgl. Chevron not caught in Russia squeeze, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 171, S. 1, 6.9.1995.

²³⁵ Anfang 1995 erwog Chevron aufgrund der mangelnden Exportmöglichkeiten das Einfrieren weiterer Investitionen ins Feld. Im selben Jahr sollten laut Berichten lediglich 45 Mio. USD investiert werden, wobei die endgültige Summe von der Entwicklung der Exportvolumen abhängig gemacht wurde. Chevron dementierte die Meldungen und sicherte die Einhaltung seiner Investitionszusagen zu (in den ersten drei Jahren sollten 1,5 Mrd. USD investiert werden). Vgl. Lumpkin, C. Jeffrey: Investing in Kazakhstan's Energy Sector: The Geopolitical Environment, NBR Executive Insight Nr. 10, February 1998, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998, S. 27; Kulagin, Gennady: President Says Chevron on Track to Develop Tenghiz Oil Field, in: ITAR-TASS, 22.2.1995.

²³⁶ Vgl. McQuaile, Margaret: Chevron Talking Tengiz-For-Iran Swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 176, S. 3, 13.9.1995.

²³⁷ Westlicher Analytiker in Almaty, zit. in: LeVine, Steve: Moscow Pressures Its Neighbors To Share Their Oil, Gas Revenues, in: The Washington Post, S. 24, 18.3.1994.

²³⁸ Juri Schafranik, russischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Schofield, Clive/Pratt, Martin: Claims to the Caspian Sea, in: Jane's Intelligence Review, Vol. 8, No. 2, 1996, S. 75-78, hier S. 77.

²³⁹ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Morgan, Dan/Ottaway, David B.: Vast Kazakh Field Stirs U.S.-Russian Rivalry; Pipelines Are Key to American Exports, in: The Washington Post, S. 1, 6.10.1998.

the more Russian content in what we're doing, the better it will be."²⁴⁰ Dies stellte einen klaren Wandel in der politischen Einstellung gegenüber russischen Beteiligungen an kasachischen Großprojekten dar, verkündete Nasarbajew doch erst ein Jahr zuvor: „*Russia will not get an equity share in Tengiz or Karachaganak.*“²⁴¹ Gleichzeitig kam dies jedoch, ähnlich wie es die kasachische Führung bereits von Beginn an im Bereich der Pipelineexportrouten getan hatte, einer Anerkennung geopolitischer und geoökonomischer Tatsachen in der Region gleich und lag somit aus theoretischer Perspektive im Einklang mit der im Infrastrukturbereich längst betriebenen Bandwagoning-Strategie. Kasachische Vertreter versuchten daher in der Folgezeit zu verdeutlichen, dass sie nicht nur gänzlich hinter einer durch Russland führenden Exportalternative ständen, sondern auch in anderen Gebieten der Energiepolitik auf russische Interessen eingehen wollten. „*We are not going to do anything to bypass Russia's interests in the region. Why bring in the United States to develop the local oil fields while Russia is at hand?*“²⁴²

Das russische Unternehmen, das für den Einstieg ins Tengiz-Projekt am besten qualifiziert schien, war Lukoil. Der Konzern verkündete zuvor bereits selbst starkes Interesse am Erwerb von Anteilen am TCO und bekundete auch seine Bereitschaft zur Unterstützung des JVs in Verhandlungen über die Transitquote, was von Chevron mit Freuden begrüßt wurde. „*Lukoil should be considered cooperative. They have offered assistance, along with Transneft.*“²⁴³ Lukoil stellte nicht nur den größten, sondern zur damaligen Zeit auch den politisch einflussreichsten russischen Ölkonzern dar.²⁴⁴ Die herausragende Stellung im kaspischen Raum, die dem Unternehmen auch den Ruf als „Ambassador“ russischer Interessen in der Region bescherte, spiegelte sich u. a. darin wider, dass es von Jelzin zum Koordinator für alle russischen Projekte im Kaspischen Meer ernannt wurde.²⁴⁵ Sondierungsgespräche mit Lukoil über den Beitritt zum TCO wurden Mitte 1995 begonnen, wobei das Unternehmen anfänglich eine Beteiligung von 20 Prozent anvisierte.²⁴⁶ Häufige Veränderungen bei der Transitquotenzuweisung (zeitweilig sogar deren gänzliche Aussetzung), die zu Beginn die Verhandlungen begleiteten, wurden Beobachtern zufolge von Moskau als Druckmittel eingesetzt, um die Verhandlungsposition des Konzerns zu stärken.²⁴⁷ Äußerungen von Lukoil-Vertretern bestätigten diese Annahmen.

²⁴⁰ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Upperton, Jane: Caspian/Kazakh Deal Slowed on Profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

²⁴¹ Zit. in: Conference Report: Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.

²⁴² Nursultan Nasarbajew, zit. in: Russia and Kazakhstan to cooperate on Caspian oil project, in: Interfax news agency, 23.1.1995.

²⁴³ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Upperton, Jane: Caspian/Kazakh Deal Slowed on Profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

²⁴⁴ Lukoil besaß ein sehr gutes Verhältnis zur politischen Führung des Landes. Der Präsident des Unternehmens, Vagit Alekperow, pflegte enge Beziehungen zu Jelzin und Tschernomyrdin sowie zu anderen einflussreichen Eliten (z. B. zum späteren Energieminister Viktor Kaljuschnyj, den Bürgermeistern von Moskaus und St. Petersburg Juri Luschkow und Vladimir Jakowlew). Vor allem der amtierende Premierminister, Tschernomyrdin, galt als starker Befürworter (und möglicherweise Anteilseigentümer) des Konzerns. Zu Beziehungen zwischen Lukoil und der politischen Elite Russlands siehe z. B. Relations with large oligarchic groups strengthen influence of Lukoil on Russian economy (Novoye Vremya), in: What The Papers Say (Russia), 18.10.1999; Gorst, Isabel: Lukoil: Russia's Largest Oil Company, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, 2007.

²⁴⁵ Vgl. ebenda, S. 1.

²⁴⁶ Vgl. Upperton Jane: Lukoil, Chevron Set \$ 200-Mil Deal For Tengiz Stake, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 12, S. 1, 17.1.1997.

²⁴⁷ Nachdem Russland Kasachstans monatliche Transitquote bereits für September und Oktober 1995 von 300.000 t auf 150.000 t/Monat halbierte (36.000 b/d), wurde Kasachstan für November und Dezember keine

„[W]orking in Kazakhstan without such a company as Lukoil in the next five years will not be effective, seeing that export possibilities from there are so limited.“²⁴⁸ Der Lukoil-Präsident gab dabei auch implizit zu, dass die russische Regierung die erfolgreiche Umsetzung gewisser strategischer Projekte gänzlich verhindern würde, solange diese keine russischen Unternehmen einschließen würden.²⁴⁹

Die russische Regierung schaltete sich aber nicht nur indirekt, sondern auch direkt in den Verhandlungsprozess ein. In wiederholten Treffen zwischen hochrangigen Regierungsvertretern beider Länder wurden Konditionen des Eintritts von Lukoil in das Tengiz-Projekt besprochen. Der Präsident von Lukoil beschrieb die Beziehung zwischen seinem Unternehmen und der Regierung in diesem Zusammenhang als gegenseitig vorteilhafte Partnerschaft. „We [Lukoil] are given recommendations, but there is no severe pressure. On the contrary, we feel support from the Russian government in nearby foreign countries. Lukoil is the second largest taxpayer in Russia. And why should the government not defend our interests abroad?“²⁵⁰ Und auch hochrangige Quellen aus Moskauer Regierungskreisen bestätigten, dass der größte russische Ölproduzent eine besondere Stellung genösse. „There is no formal program between Lukoil and the Russian government, so it is perhaps not accurate to say that Lukoil represents Russia in Azerbaijan and Kazakhstan. But for as long as Lukoil's and the government's interests coincide, as they do now, the relationship is mutually beneficial.“²⁵¹

Dass Moskau seinem größten (überwiegend) privaten²⁵² Ölunternehmen politische Unterstützung zukommen ließ, stellte dabei keinesfalls eine russische Besonderheit dar. Wie bereits besprochen zeigte sich auch die US-Administration bereit, das Handeln amerikanischer Ölkonzerne in der Region zu fördern, was von hochrangigen Offiziellen wiederholt offen bestätigt wurde. „We're very much advocates for American companies in that part of the world.“²⁵³ Und auch Mitarbeiter von US-Ölunternehmen verwiesen auf enge Beziehungen zwischen der Politik und Wirtschaft in der Region. „They're really putting the flag behind American companies. Boy, is there a close partnership.“²⁵⁴ Zwar bestanden in der Instrumentenwahl beider Länder zum Teil deutliche Unterschiede, jedoch zeigten sich sowohl Russland als auch die USA durchaus bereit, eigene kommerzielle Akteure bei Bedarf auch wirtschaftlichen Verlusten bzw. Opportunitätskosten auszusetzen, um ihre politischen Ziele durchzusetzen.²⁵⁵ Unternehmen wurden (und werden) dabei von beiden Regierungen im Einklang

Exportquote zugewiesen. Vgl. Upperton, Jane: Kazakhstan is frozen out of Russia Nov. Exports, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 207, S. 1, 27.10.1995.

²⁴⁸ Leonid Fedun, Vizepräsident von Lukoil, zit in: Upperton, Jane: Fedun Sees Little Means For Firms To Avoid A Lukoil Role, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 206, S. 1, 26.10.1995.

²⁴⁹ Vgl. Narzikulov, Rustam: Oil is always politics (Nezavisimaya Gazeta), in: What The Papers Say, 20.1.1997.

²⁵⁰ Vagit Alekperow, Präsident von Lukoil, zit. in: ebenda.

²⁵¹ Zit. in: Upperton, Jane: Fedun sees little means for firms to avoid a Lukoil role, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 206, S. 1, 26.10.1995.

²⁵² 39 Prozent von Lukoil befanden sich zur damaligen Zeit im Staatsbesitz.

²⁵³ Jan Kalicki, Beauftragter für die Energiepolitik in der kaspischen Region im US Department of Commerce, zit. in: Borget, Carrol/Powell, Bill/Levine, Steve: Black Gold, Blue Sea, in: Newsweek, S. 36, 12.5.1997.

²⁵⁴ Zit. in: ebenda.

²⁵⁵ Im Falle der USA kann hierunter z. B. die antiiranische Sanktionspolitik genannt werden. Dabei geht es nicht nur um die Verhinderung direkter Investitionen in den iranischen Ölsektor durch US-Konzerne oder Verbote für Güter- und Technologielieferungen, sondern auch um die Blockierung von Swaps. Deren kommerzieller Vorteil für den Iran ist deutlich geringer als im Fall direkter Investitionen in die Infrastruktur, der Vorteil für US-Produzenten in Zentralasien wäre dabei aufgrund der geringen Transportkosten enorm. Ein weiteres Beispiel stellt die Unterstützung der Baku-Ceyhan-Route dar, die aus Sicht einiger amerikanischer Unternehmen (Exxon) so unvorteilhaft war, dass sie sich für die Option der Eisenbahnexporte über Aserbaidschan und Georgien entschieden. Im Fall von Russland können z. B. Preissubventionen für Energielieferungen an bestimmte ausländische Abnehmer genannt werden, die für Gazprom mit enormen entgangenen Einnahmen verbunden sind. Auch

mit geoökonomischen Prämissen als Instrumente und integrale Bestandteile eines weitgefassten strategischen Vorgehens angesehen, das ordnungspolitische Zielsetzungen²⁵⁶ für den gesamten eurasischen Raum besaß. Die geografische Nähe, demografische Faktoren oder historisch bedingte infrastrukturelle Verflechtungen erweiterten dabei das russische Instrumentarium und erleichtern somit die Durchsetzung von Moskaus Interessen.

Im Verlauf der Verhandlungen mit Lukoil machte Chevron unmissverständlich klar, dass es nicht bereit wäre, auf eigene Anteile an seinem weltweit wichtigsten Produktionsprojekt zu verzichten, ohne im Gegenzug von der russischen Seite in Form einer Zusage über die Kooperation bei der Schaffung einer Exportleitung kompensiert zu werden. Denn Lukoils Beteiligung am TCO sollte nicht etwa aufgrund finanzieller Engpässe der Amerikaner erfolgen, sondern folgte aus Sicht des US-Konzerns mit einer klaren Zielsetzung – sie sollte die Einstellung der russischen Regierung gegenüber der direkten Beteiligung privater Unternehmen am CPC bzw. einem möglichen alternativen Konsortium zum Bau der kasachischen Exportleitung positiv beeinflussen.²⁵⁷ Lukoil zeigte sich mit den Geschäftsbedingungen einverstanden. „*We received an invitation from the Kazakh government to participate in developing Tengiz, and we confirmed our desire to take part in the CPC. We are interested in the realization of this project as soon as possible.*“²⁵⁸ Für die *Moscow Times* äußerte sich der Präsident des russischen Ölproduzenten noch deutlicher: „*If we are included in the Tengiz consortium, we are obligated to resolve the pipeline issue.*“²⁵⁹ Noch vor Ende des Jahres 1995 wurde daher zwischen den in Kasachstan tätigen westlichen Ölkonzernen, mit denen Chevron an der Formung eines alternativen Vorschlages zum bestehenden CPC-Konzept kooperierte (Agip, BG, Mobil), auch eine Einigung darüber erreicht, dass Lukoil einen Anteil an der zukünftigen Exportpipeline erhalten würde.²⁶⁰

Im Zuge der voranschreitenden Beitrittsverhandlungen mit Lukoil kam es auch zu einer deutlichen Verbesserung der Exportsituation für TCO. Einerseits begann Chevron ab Juli 1995 sein Öl per Eisenbahn zu exportieren und entwickelte in der Folgezeit eine Vielzahl von Routen insbesondere in Richtung Ukraine, Baltikum, aber auch Finnland. Andererseits zeigte Lukoil noch vor der Einigung über die Bedingungen des Eintritts in das Tengiz-Projekt eine sehr kooperative Haltung und half Chevron bei der Minderung der Engpässe, indem es TCO einen Teil seiner eigenen Transportquote im Transneft-System überließ.²⁶¹ Auch die Einstellung der russischen Regierung gegenüber kasachischen Forderungen

das Investitionsbenehmen russischer Unternehmen in Aserbaidschan wurde durch die Haltung der Regierung geprägt usw.

²⁵⁶ Aus US-Perspektive gehören dazu z. B. die Einkreisung Russlands, die Verhinderung der Entstehung einer Koalition zwischen mächtigen Akteuren des Kontinents, die die USA aus Eurasien verdrängen bzw. ihre dominante Stellung in der Welt herausfordern könnte, wie auch die Etablierung einer möglichst dauerhaften Präsenz auf dem Kontinent, die sich nicht nur auf Europa beschränken soll. Diese Interessen werden im Kapitel IV näher betrachtet. Vgl. Brzezinski, Zbigniew: *Die einzige Weltmacht: Amerikas Strategie der Vorherrschaft*, Frankfurt am Main: Fischer Taschenbuch Verlag GmbH, 1999.

²⁵⁷ Vgl. Tutushkin, Alexandr: *Re-division Of Kazakh Oil Is Imminent* (Kommersant-Daily, No. 194, S. 1), in: *RusData DiaLine - BizEkon News*, 19.10.1995; *Kazakhs ready to give Russian firm stake in Tengiz oil deal*, in: *Interfax news agency*, 2.11.1995.

²⁵⁸ Vagit Alekperow, Präsident von Lukoil, zit. in: Gulyayev, Michael: *Russia, Azerbaijan Sign Pipeline Deal*, in: *The Moscow Times*, No. 880, 19.1.1996.

²⁵⁹ Vagit Alekperow, zit. in: *LUKoil: Kingpin Of the Caspian*, in: *The Moscow Times*, No. 907, 27.2.1996.

²⁶⁰ Vgl. Gottschalk, Arthur: *Pipeline deal nears completion; Caspian venture took 4 years to develop*, in: *Journal of Commerce*, S. 1, 19.2.1997.

²⁶¹ Lukoil sicherte Chevron nach dem Beginn der Verhandlungen zu, dass TCO Teile seiner Exportquote in einer Größe von bis zu 150.000 t/Monat nutzen dürfte. Bereits im November 1995 begannen die Exporte von TCO im Rahmen der Lukoil-Quote, überwiegend an Terminals in Litauen. Vgl. Upperton, Jane/Bourne, James: *New Ka-*

gen nach einer Erweiterung der Exportquote wurde plötzlich deutlich kooperativer. Dies spiegelte sich in dem im April 1996 erreichten Übereinkommen bezüglich einer substantiellen Erweiterung der Ölexportquote wider.²⁶² Der Präsident von Chevron bestätigte nach dem Beitritt von Lukoil zum TCO JV die positive Rolle, die das Unternehmen in Transportfragen bereits während der Verhandlung spielte. „[A]t the end of 1995, everything started to move quickly. That's when our oil started to flow through the Russian system. Life became good in Tengiz ...“²⁶³

Nachdem zwischen den bestehenden TCO-Partnern geklärt war, dass der Eintritt von Lukoil auf Kosten des Anteils von Chevron erfolgen würde²⁶⁴, stellte der US-Konzern auch klar, dass der Verkauf der Anteile unter Marktbedingungen stattfinden müsste. Das Verständnis dafür musste sich bei Lukoil erst im Verlauf der anschließenden Verhandlungen entwickeln, denn auf russischer Seite herrschte lange die Auffassung, dass Anteile am Tengiz-Feld zu einem Vorzugspreis erworben werden sollten. Das Vorkommen, dessen Entdeckung und Erschließung in den 1980er Jahren durch sowjetische (daher überwiegend russische) Fachleute und Gelder erfolgte, wurde nämlich als Bestandteil des gemeinsamen sowjetischen Erbes betrachtet.²⁶⁵

Eine Einigung über den Kauf von fünf Prozent der TCO-Anteile durch Lukoil von Chevron wurde am 16. Januar 1997 erreicht. Der vereinbarte Kaufpreis von 200 Mio. USD reflektierte den bestehenden Marktwert und stellte für Lukoil eine beträchtliche finanzielle Herausforderung dar. Die Finanzierung des Einstieges in das Tengiz-Feld wurde daher letztendlich nur durch die im Verlauf des Jahres 1996 zwischen Lukoil und dem US-Ölunternehmen Atlantic Ritchfield Co. (ARCO) eingegangene Allianz ermöglicht, die sich in der Gründung des Partnerschaftsunternehmens LukArco im Februar 1997 widerspiegelte.²⁶⁶ Das JV, dessen Tätigkeitsbereich auf den kaspischen Raum fokussiert wurde, sollte ARCO

zakh Pipeline Group Is A Reality, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 211, S. 1, 2.11.1995; Upperton Jane: Lukoil, Chevron Set \$ 200-Mil Deal For Tengiz Stake, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 12, S. 1, 17.1.1997.

²⁶² Nach deutlicher Reduzierung der Exportquote in der zweiten Hälfte des Jahres 1995 (siehe Fn 234 und 247) erlaubte die neue Regelung einen Transit von 4,5 Mt/Jahr (90.000 b/d) über die Atyrau-Samara-Pipeline. Vgl. Kazakhstan: 1996, Business Intelligence Report World Information, October 1996.

²⁶³ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Gottschalk, Arthur: Pipeline deal nears completion; Caspian venture took 4 years to develop, in: Journal of Commerce, S. 1, 19.2.1997.

²⁶⁴ Zuerst wurde angenommen, dass Lukoil einen Teil der kasachischen Anteile am JV angeboten bekommt. Zeitweise wurde auch die Möglichkeit diskutiert, dass Lukoil gleich große Anteile (jeweils bis zu zehn Prozent) von Chevron und Kasachstan erwirbt. Im November wurde jedoch nach Verhandlungen zwischen Chevron, Mobil und Kasachstan deutlich, dass der Eintritt durch den Erwerb von Chevron-Anteilen erfolgen würde. Die kasachische Regierung, die bereits die Hälfte ihrer Anteile an Mobil verkaufen sollte, wollte zu dieser Zeit keine weitere Anteilsreduzierung eingehen. Vgl. Lukoil In Talks On Joining Kazakhstan-Chevron Joint Venture, in: Associated Press Worldstream, 18.10.1995; Chevron Sells 5 Percent Stake in Tengiz Joint Venture, in: PR Newswire, 16.1.1997.

²⁶⁵ Noch im April 1996 sprach der Präsident von Lukoil, V. Alekperow, davon, dass sein Unternehmen für einen TCO-Anteil von fünf Prozent lediglich 30 Mio. USD an Chevron zahlen würde. Vgl. Upperton, Jane: Lukoil, Chevron Set \$ 200-Mil Deal For Tengiz Stake, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 12, S. 1, 17.1.1997; Lukoil to buy stake in Chevron deal, in: United Press International, 16.4.1996; Lysova, Tatyana: CPC Enters 1997 with New Deal, in: Moscow News, 16.1.1997.

²⁶⁶ Die Kooperation zwischen Lukoil und Arco ging auf den Einstieg des US-Unternehmens bei Lukoil im Jahr 1995 zurück. Arco kaufte in zwei Tranchen Wandelanleihen von Lukoil auf, die insgesamt einer Beteiligung von 7,99 Prozent entsprachen (5,2 Prozent im September 1995, den Rest im März 1996). Beide Konzerne planten zuerst eine zehnjährige Allianz, wobei der Schwerpunkt der Zusammenarbeit im kaspischen Raum liegen sollte. Im März 1996 einigten sie sich auf die Gründung des JVs LukArco (54 Prozent Lukoil, 46 Prozent Arco). Arco zeigte sich bereit, einen Großteil der Projektfinanzierung des JVs zu übernehmen und versprach, Kredite in Höhe von 3 Mrd. USD zur Verfügung zu stellen. Im September 1996 einigten sich die Partner auf eine Ausweitung der Zusammenarbeit. Die Laufzeit des JV-Vertrages sollte demnach 18 Jahre betragen und Arco erweiterte die Zusage über Niedrigzinskredite auf 5 Mrd. USD. Die endgültige Gründung von LukArco erfolgte am 8.

den Eintritt in den postsowjetischen Raum erleichtern und Lukoil einen finanzkräftigen Partner für geplante kostspielige Projekte in der kaspischen Region verschaffen. Der Kauf der TCO-Anteile stellte dabei die erste von LukArco eingegangene Verpflichtung dar. Lukoil wurde somit nicht direkt, sondern über seine Beteiligung an dem Partnerschaftsunternehmen zum Eigentümer der TCO-Anteile.²⁶⁷ Nach dem Abschluss der Verhandlungen mit Chevron trat der Konzern auch in Verhandlungen mit dem kasachischen Öl- und Gasministerium über eine potenzielle Erweiterung der Beteiligung (möglicherweise um weitere 5 Prozent), die jedoch diesmal auf Kosten des kasachischen Anteils erfolgen sollte. Die kasachische Regierung war aber aufgrund der deutlichen Anteilsreduzierung im Zuge des Eintritts von Mobil nicht zum Verkauf weiterer Beteiligungen bereit.²⁶⁸

Tabelle 16: Entwicklung der Anteilsstruktur von TengizChevroil (in Prozent)

	April 1993	Mai 1996	Januar 1997	August 2000
Chevron	50	50	45	50
Kasachstan/KMG	50	25	25	20
Mobil*	-	25	25	25
LukArco (Lukoil 54, Arco 46)**	-	-	5	5
Preis der Transaktion	-	1,05 Mrd. USD	200 Mio. USD	450 Mio. USD

* Seit 30. November 1999 ExxonMobil; ** seit 2009 ist Lukoil alleiniger Inhaber

Quelle: Eigene Zusammenstellung; TengizChevroil: About TCO, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 2.3.2011).

3.2.15 Der schwierige Weg zur Neustrukturierung des Pipelinekonsortiums²⁶⁹

Im Anschluss an die Verhandlungen zwischen Nasarbajew und Tschernomyrdin im Oktober 1995, in denen Möglichkeiten zum Umbau des CPC besprochen wurden, legte Chevron der russischen Regierung zwei Vorschläge zur Neustrukturierung des Konsortiums vor. Chevron agierte mittlerweile nicht im Alleingang, sondern organisierte hinter sich eine Unternehmenskoalition, die als Kern eines Alternativkonsortiums zum CPC auftrat. Die Gruppierung bezeichnete sich selbst als *Caspian International Pipeline Consortium* (CIPC) und wurde vom CPC-Generaldirektor, E. Smith, in Anspielung auf deren

Februar 1997. Vgl. Upperton, Jane: Caspian Group Seen Taking Shape in Next Few Weeks, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996; McQuaile, Margaret: Cash-Rich Arco Sees Lukoil As Good Match, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996; Upperton, Jane: Blessings from on high for the new CPC protocol, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 84, S. 1, 30.4.1996; Arvedlund, Erin: LUKoil Gets \$ 5 Billion U.S. Partner, in: The Moscow Times, No. 1051, 20.9.1996.

²⁶⁷ Nachdem BP, welches Arco im Jahr 2000 übernahm, im Jahr 2009 seine Anteile an LukArco an Lukoil verkauft hatte, wurde Lukoil zum alleinigen Inhaber der TCO-Anteile.

²⁶⁸ Vgl. Upperton Jane: Lukoil, Chevron Set \$ 200-Mil Deal For Tengiz Stake, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 12, S. 1, 17.1.1997. Im August 1999 verkündete die kasachische Regierung Pläne für den Verkauf von bis zu zehn Prozent der Anteile am TCO. Dies war notwendig, da Kasachstan im selben Jahr Rückzahlungen für internationale Kredite von etwa 900 Mio. USD tätigen musste, diese Mittel jedoch nicht zur Verfügung hatte. Zusätzlich betrug die Inlandschulden in Form ausstehender Sozial-, Renten- und Lohnzahlungen etwa 30-40 Mrd. KZT (225-300 Mio. USD). Im Mai 2000 bestätigte Chevron die Einigung über den Kauf von fünf Prozent am TCO von der kasachischen Regierung. Der abschließende Vertrag wurde Ende August unterzeichnet. Der Kaufpreis betrug 450 Mio. USD. Zusätzlich dazu versprach Chevron, die Zahlung der Boni vorzuziehen (siehe Fn 17), die im Rahmen des TCO-Gründungsvertrages zugesagt worden waren, und 20 Mio. USD für den Bau von Astana zu stiften. Kasachstan verringerte seinen Anteil an TCO durch den Verkauf auf 20 Prozent. Dies stellte jedoch weiterhin eine Blockierungsminderheit dar. Vgl. Planned sale of state shares in Tengizchevroil called undesirable, in: Interfax Russian News, 1.9.1999; Chevron Hikes Stake in Tengizchevroil to 50 %, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 167, S. 4, 30.8.2000; US oil giant Chevron increases stake in Tengizchevroil, in: Agence France Presse, 29.8.2000.

²⁶⁹ Das Kapitel schließt chronologisch und inhaltlich an Kapitel 3.2.12 an.

Mitglieder – Chevron, Mobil, Agip, BG – „gang of four“ genannt.²⁷⁰ Die erste, von Chevron bevorzugte Alternative, sah den Abschluss eines neuen Vertrages mit Russland und Kasachstan vor, der CPC auflösen und OOC nach Entschädigung bereits getätigter Ausgaben aus dem Pipelineprojekt gänzlich ausschließen würde.²⁷¹ Die zweite Option sah die Übernahme des bestehenden CPC-Konsortiums in eine neu geschaffene Struktur vor. Der Anteil von OOC an dem Projekt würde folglich in Abhängigkeit vom Verhältnis der bereits getätigten Ausgaben zu den noch zu ermittelnden Gesamtprojektkosten auf drei bis zehn Prozent fallen. Der Transporttarif sollte, wie bereits in frühen Vorschlägen von Chevron festgehalten wurde, bei 3,25 USD/b liegen. Vor dem Hintergrund des zur damaligen Zeit herrschenden niedrigen Ölpreisniveaus sollte jedoch auch eine Zusatzregelung einbaut werden. Danach sollte der Tarif nicht mehr als 15 Prozent des Ölpreises überschreiten. Das neue Pipelineunternehmen sollte, anders als es für CPC vorgesehen war, keine Steuerausnahmen genießen und somit für Russland und Kasachstan höhere Einnahmen ermöglichen.²⁷² Nach der Vorlage dieses Angebotes forderten kasachische Vertreter Moskau auf, sich auf ernsthafte Verhandlungen über eine Alternative zum bestehenden Konsortium einzulassen, wobei die neue Struktur u. a. Chevron, Mobil, Agip, BG und Lukoil beinhalten sollte.²⁷³

Die Umsetzung der Vorschläge vom CIPC wäre jedoch laut dem Generaldirektor von CPC mit erheblichen Herausforderungen konfrontiert. Beispielsweise sahen diese die direkte Beteiligung privater Unternehmen an dem Pipelineprojekt vor, was jedoch in der russischen Gesetzgebung keine rechtliche Grundlage besaß. Die alte CPC-Struktur wurde von drei Regierungen auf der Grundlage eines intergouvernementalen Abkommens vereinbart, das anschließend vom obersten Sowjet der Russischen Föderation ratifiziert wurde. Jede Restrukturierung des Konsortiums würde eine erneute Zustimmung des russischen Parlamentes erfordern, was aufgrund der komplizierten russischen Gesetzes- und Interessenlage – nicht nur laut CPC-Vertretern – mit großen Schwierigkeiten verbunden wäre. Darüber hinaus übertrug Russland seine Infrastrukturanlagen bereits an das CPC, sodass das bestehende Konsortium aus Verhandlungen über die Restrukturierung nur schwer herausgehalten werden konnte. Nicht zuletzt würde der Bau einer neuen Exportpipeline ohne die Beteiligung von OOC die geltende Vereinbarung über Exklusivrechte für den Bau eines Exportsystems verletzen. Bezüglich der zukünftigen Beteiligung von OOC am restrukturierten Konsortium zeigte sich dabei Chevron durchaus kompromissbereit. Der US-Konzern bestand diesbezüglich jedoch weiterhin auf der Einhaltung seines Grundsatzes, wonach jede Eigentumsbeteiligung proportional zur Übernahme der Projektfinanzierung stehen sollte. In diesem Zusammenhang zeigte Chevron dabei die Bereitschaft, bereits getätigte Ausgaben in Form von Anteilen anzuerkennen.²⁷⁴

²⁷⁰ Kasachische Vertreter bezeichneten die Gruppierung demgegenüber auch als „alternative consensus“. Vgl. Mobil/Kazakhstan deal set to boost pipeline options, in: FT Energy Newsletters - East European Energy Report, S. 7, 27.10.1995; Resolution to Caspian mess in sight? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 236, S. 1, 8.12.1995.

²⁷¹ CPC führte seit der Übertragung der russischen Pipelinesegmente im Dezember 1994 an diesen gewisse Wartungsarbeiten durch und bezahlte das Personal, welches mit der Verwaltung beauftragt war.

²⁷² Vgl. Upperton, Jane: New Chevron Plan Seeks To Dislodge Oman From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 201, S. 1, 19.10.1995.

²⁷³ Vgl. Kazakhstan to table alternative Caspian oil pipeline project, in: Interfax news agency, 26.10.1995.

²⁷⁴ Vgl. Upperton, Jane: New Chevron Plan Seeks To Dislodge Oman From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 201, S. 1, 19.10.1995; Reifenberg, Anne: Dream clashes with pipeline politics Enigmatic millionaire John Deuss had a vision of turning cash-strapped Kazakhstan's crude into pay dirt until human nature entered the picture, in: The Globe and Mail, 30.10.1995; Resolution to Caspian mess in sight? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 236, S. 1, 8.12.1995.

Die Restrukturierung von CPC war auch Thema kasachisch-amerikanischer Regierungsverhandlungen beim USA-Besuch von Nasarbajew Ende Oktober 1995.²⁷⁵ Im Anschluss daran deklarierte der kasachische Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, am 30. Oktober euphorisch, dass es zu einer Einigung zwischen Kasachstan und CIPC über die Bedingungen der Gründung des alternativen Konsortiums gekommen sei.²⁷⁶ Diese wurden von kasachischer Seite zuvor bereits im Rahmen bilateraler Verhandlungen Nasarbajew-Tschernomyrdin und Nasarbajew-Gore diskutiert und erhielten angeblich sowohl die volle Unterstützung der russischen als auch der amerikanischen Seite. Laut Balgimbajew sollten Kasachstan und Russland jeweils 25 Prozent am neuen Konsortium erhalten. Die verbleibenden Anteile sollten zwischen acht Unternehmen²⁷⁷ aufgeteilt werden, wofür diese die gesamten Projektkosten tragen sollten. Als offiziellen Grund für die Notwendigkeit der Abkehr vom bestehenden CPC nannte Balgimbajew das Verpassen der Frist für die Sicherung der Projektfinanzierung.²⁷⁸ Das Schicksal der zukünftigen omanischen Beteiligung blieb laut dem Minister offen. Er deklarierte einerseits, dass OOC aus dem Konsortium suspendiert wäre, schloss jedoch gleichzeitig an, dass das Unternehmen am Konsortium grundsätzlich auf der Grundlage von Proportionalität weiter teilnehmen dürfte.²⁷⁹

Wenig später stellte sich heraus, dass die von Balgimbajew gefeierte Einigung lediglich eine Deklaration der Bereitschaft darstellte und die verkündeten Bedingungen zwar mit Moskau besprochen, jedoch von russischen Vertretern noch nicht abgesegnet worden waren. Private Ölkonzerne verwiesen darauf, dass zu diesem Zeitpunkt weder ein formelles Abkommen über die Aufteilung der Anteile noch über die Formung eines Konsortiums bestünde. Als Bedingung für die Gründung eines alternativen Projektunternehmens wurde von ihnen weiterhin der formelle Kollaps des bestehenden CPC angeführt, was vor allem eine klare Positionierung Moskaus erforderte. *„The key is not the international oil companies, and even the Kazakhs government, the key lies in Moscow right now.“*²⁸⁰

Moskaus Entscheidung war jedoch keinesfalls gewiss. Tatsächlich schien zu diesem Zeitpunkt ein Kampf um die Gunst der russischen Regierung zwischen Kasachstan und OOC zu bestehen. Aus kasachischer Sicht bestand die Herausforderung darin, Russland endgültig für die Projektbeteiligung privater Unternehmen mit Entscheidungsrechten zu überzeugen, eine Einigung über die zukünftige Rolle von OOC zu erreichen und das Schicksal der bestehenden CPC-Struktur, die bereits russische Pipelinesegmente verwaltete, zu klären. OOC versuchte wiederum, Russland weiterhin von der Möglichkeit der Umsetzung des Zweiphasenplans, insbesondere von Phase I, im Rahmen des ursprünglichen Konsortiums zu überzeugen.²⁸¹ Der aus OOC-Vertretern bestehende CPC-Vorstand dementierte dabei die vorangegangenen Äußerungen von Balgimbajew über die Suspendierung des Unternehmens aus dem Konsortium. Tatsächlich wurden von diesem sogar weitere Verhandlungen mit Russland über die Erteilung finanzieller Garantien geführt, die den Beginn der Bauphase am 1. Januar 1996 ermögli-

²⁷⁵ Vgl. Kazakh Chief Was Busy Talking In US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 208, S. 1, 30.10.1995.

²⁷⁶ Vgl. Ledener, Edith M.: Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 22.11.1995.

²⁷⁷ Namentlich wurden lediglich Chevron, Mobil, Agip, BG und Lukoil genannt. Vgl. ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 1.11.1995.

²⁷⁸ *„The new consortium is necessary because Oman failed to fulfill its obligations on financing the construction of the Caspian oil pipeline.“* Nurlan Balgimbajew, kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Kazakhstan minister on new consortium with Russian and US oil companies, in: Interfax news agency, 31.10.1995.

²⁷⁹ Vgl. ebenda.

²⁸⁰ Mitarbeiter eines der CIPC-Unternehmen, zit. in: Upperton, Jane/Bourne, James: New Kazakh Pipeline Group Is A Reality, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 211, S. 1, 2.11.1995.

²⁸¹ Vgl. Upperton, Jane: Lukoil's Kazakh Program Exploring Every Option, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 213, S. 1, 6.11.1995.

chen sollten. OOC legte zuständigen russischen Behörden zwischenzeitlich sogar alle notwendigen Unterlagen vor, die für die offizielle Projektbewilligung und die Erteilung von Wegerechten für Phase I notwendig waren und befand sich angeblich in der abschließenden Verhandlungsphase mit Willbros und Saipem über den Auftrag für den Bau der Pipeline für Phase I und des Terminals. Darüber hinaus wurden nach eigenen Angaben auch Gespräche mit lokalen Behörden und Bodenbesitzern über den Verkauf von Grundstücken für den Bau der Pipeline und der Speicheranlagen geführt.²⁸²

In den Gesprächen mit OOC behielt sich die russische Regierung jedoch vor, vor der endgültigen Entscheidung über Phase I, die mit der Erteilung von Lieferzusagen und Kreditgarantien verbunden sein müsste, zuerst die von Chevron und Kasachstan vorgelegten Vorschläge zu untersuchen. Nachdem sich Balgimbajew bereits öffentlich vom OOC distanzierte, die kasachische Regierung sich ähnlich wie Chevron zunehmend weigerte mit OOC zu kommunizieren und kasachische Vertreter regelmäßig bei den Treffen des CPC-Konsortiums fehlten, wurde der russischen Führung bewusst, dass das Konsortium zum bilateralen russisch-omanischen Vorhaben zu degenerieren drohte.²⁸³ Der Druck auf die russische Regierung stieg zusätzlich, als Chevron im November 1995 in Verhandlungen mit dem AIOC-Konsortium über die Möglichkeit kasachischer Ölexporte über Aserbaidschan auf den Weltmarkt trat. Kurz zuvor trafen das von BP geführte aserbaidische Konsortium und die Regierung in Baku die Entscheidung zugunsten der Nutzung von zwei Exportrouten²⁸⁴ für die „early oil“-Produktion der ACG-Feldgruppe. Da die anfängliche aserbaidische Produktion nicht die Auslastung beider Pipelines gewährleisten konnte, öffnete sich die Möglichkeit für die Einspeisung kasachischen Öls.²⁸⁵ Eine Kooperation beim Export der frühen Ölproduktion hätte leicht in eine langfristige Zusammenarbeit in Kasachstan und Aserbaidschan tätiger Ölproduzenten münden können, womit letztendlich Russland umgangen würde.²⁸⁶ Denn die Präferenzen in Baku und Ankara für eine Hauptexportroute nach Zypern waren in Moskau wohl bekannt und die Unterstützung der US-Regierung für das Vorhaben steigerte zusätzlich seine Realisierungschancen.

Am 14. November kam es in Moskau zum Treffen zwischen Tschernomyrdin und Nasarbajew, bei dem erneut mögliche Alternativen zur bestehenden CPC-Struktur besprochen wurden. Das Interesse der russischen Regierung bestand dabei eindeutig darin, die Einbeziehung eigener Unternehmen in kasachische Förderprojekte zu erreichen und die Verhandlungen über die Exportinfrastruktur wurden hierzu als praktisches Instrument genutzt. Während des Treffens wurden somit auch Bedingungen der russischen Beteiligung an Tengiz und Karachaganak diskutiert.²⁸⁷ Eine entscheidende Rolle in Bezug auf die russische Haltung gegenüber kasachischen Infrastrukturplänen schienen letztendlich auch

²⁸² Vgl. Caspian Pipeline presses ahead, in: Middle East Economic Digest, S. 23, 8.12.1995.

²⁸³ Vgl. Resolution to Caspian mess in sight? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 236, S. 1, 8.12.1995.

²⁸⁴ Im Oktober 1995 entschied man sich für die Baku-Noworossiysk- und Baku-Supsa-Route zum Export des „early oils“.

²⁸⁵ Vgl. Chevron seeks route for Kazakh oil, in: United Press International, 1.12.1995.

²⁸⁶ Russland bemühte sich zu diesem Zeitpunkt weiterhin auch um die Sicherung der Hauptexportroute für die ACG-Felder. Transneft und das Energieministerium wollten dem AIOC-Konsortium in diesem Zusammenhang entsprechende Vorschläge unterbreiten. Vgl. Upperton, Jane: Oman Denies Exit From Caspian Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 28, S. 1, 8.2.1995.

²⁸⁷ Die Verhandlungen über den Einstieg von Lukoil in Tengiz waren zu diesem Zeitpunkt gerade erst angelauten, demgegenüber wurde zwischen Agip, BG (jeweils 42,5 Prozent), Gazprom (15 Prozent) und der kasachischen Regierung bereits im März ein vorläufiges Abkommen (Production Sharing Principles Agreement) über die Verwaltung von Karachaganak erreicht. Verhandlungen über konkrete Bedingungen liefen jedoch weiter, wobei Gazprom die Übernahme einer proportionalen Kostenbeteiligung mit dem Verweis auf historisch getätigte Investitionen ablehnte. Vgl. Velichko, Oleg: Russia and Kazakhstan discuss economic cooperation, in: TASS, 14.11.1995.

die guten persönlichen Beziehungen zwischen den Präsidenten beider Länder zu spielen. Als Ergebnis des auf die Gespräche mit Tschernomyrdin anschließenden Krankenhausbesuches von Nasarbajew bei Jelzin²⁸⁸ instruierte der russische Präsident seine Regierung, „to study and approve“ das Projekt zur Gründung einer Alternative zum bestehenden CPC. Jelzin übernahm die Argumente seines Partners und begründete seine Entscheidung offiziell mit den finanziellen Schwierigkeiten des Konsortiums, wobei diese zum Großteil gerade auf die fehlende Bereitschaft der russischen Regierung zur Erteilung von Transportgarantien zurück zu führen waren.²⁸⁹ Nasarbajew beschrieb die Ereignisse in seinen Memoiren folgendermaßen: „Ich gab ihm [Balgimbajew] den Auftrag, ein kurzes, sogar für eine Küchenfrau verständliches Schreiben aufzusetzen, in dem Anhand einer Tabelle anschaulich gezeigt wurde, wie viel Geld Russland für die Durchleitung durch russisches Territorium einbüßen würde, wenn es sich nicht am Bau der Trasse beteiligen würde. B. Jelzin lag im Kreml-Krankenhaus. Ich fuhr zu ihm. Nach einem zweistündigen Gespräch war das Problem gelöst.“²⁹⁰ Kasachstan führte zu dieser Zeit bereits eine breite diplomatische Offensive und verhandelte parallel zu Russland auch mit der EBRD und der britischen Regierung. Die Bank zeigte sich bereit, die Pläne zur Gründung eines alternativen Konsortiums zu unterstützen. Und ähnlich äußerten sich auch die britische Regierung und BG während des Besuches von Kaschegeldin in London Mitte November.²⁹¹

Nun reagierte auch die omanische Seite. Hochrangige Offizielle schalteten sich direkt in den Verhandlungsprozess um das Weiterbestehen des Konsortiums ein und unternahmen Schritte zur „Depersonalisierung“ von OOC, in dessen Hintergrund bis dahin John Deuss und das von ihm eingesetzte Führungspersonal eine entscheidende Rolle spielten. Nach dem Tod von Al Zawawi, des wichtigsten Verbündeten von Deuss innerhalb der omanischen Führungselite, schien auch die omanische Seite zunehmend zu verstehen, dass die Einbeziehung von Deuss (und seiner Unternehmen) aufgrund seiner Vergangenheit und der unnachgiebigen Haltung die Kooperation mit anderen Partnern und somit den wirtschaftlichen Erfolg des Projektes verhinderte.²⁹²

Beim Treffen der zuständigen Minister Russlands, Kasachstans und Omans in Moskau Anfang Dezember 1995 konnte nach langer Zeit eine Annäherung der Positionen aller beteiligten Parteien beobachtet werden. Die kasachische Seite stimmte zu, auch weiterhin auf der Plattform von CPC vorzugehen, wodurch die zukünftige Teilnahme Omans am Projekt gesichert wäre. Zwar wurde keine konkrete Einigung über die künftige Zusammensetzung des Konsortiums erreicht, jedoch zeichnete sich sowohl bei Russland als auch bei Oman ein Verständnis darüber ab, dass private Ölkonzerne am neu strukturierten Gemeinschaftsunternehmen in größerem Umfang beteiligt werden sollten. Ein Konsens bestand auch darüber, dass die zukünftige omanische Anteilsbeteiligung in einem angemessenen Verhältnis zur finanziellen Beteiligung am Projekt stehen würde. Die Parteien einigten sich darauf, dass Details der Struktur in einem Protokoll festgelegt werden, das noch vor dem nächsten trilateralen Treffen ausgearbeitet werden sollte. Darüber hinaus wurde vereinbart, dass die Aktivitäten vom OOC im Konsortium zukünftig von omanischen Vertretern geführt würden, sodass John Deuss nicht mehr in die Handlungen des Konsortiums involviert wäre.²⁹³

²⁸⁸ Dieser erholte sich gerade von einem Herzinfarkt.

²⁸⁹ Vgl. EBRD agrees to allocate over 2bn dollars to Kazakhstan, in: ITAR-TASS news agency, 23.11.1995.

²⁹⁰ Nursultan, Nasarbajew: Kasachstans Weg, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008, S. 99.

²⁹¹ Vgl. EBRD agrees to allocate over 2bn dollars to Kazakhstan, in: ITAR-TASS news agency, 23.11.1995.

²⁹² Vgl. Resolution to Caspian mess in sight? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 236, S. 1, 8.12.1995.

²⁹³ Kurz darauf wurde am 19.1.1996 verkündet, dass John Deuss vom Posten des Präsidenten von OOC zurücktreten und auch seinen Posten im Aufsichtsrat von CPC aufgeben würde. Der Schritt wurde von omanischen Offiziellen als Teil eines „Nationalisierungsprogramms“ der OOC-Struktur präsentiert und sollte zur stärkeren

Die einzelnen Positionen bezüglich der Umsetzung der Pipelinepläne und der Restrukturierung des Konsortiums schienen jedoch im Detail weiterhin deutlich zu divergieren. So bemühte sich OOC zu diesem Zeitpunkt weiter um die Realisierung des ursprünglichen doppelstufigen Konzeptes, das im ersten Schritt die ausschließlich russische Phase I des Exportsystems vorsah, wohingegen Kasachstan gänzlich auf den Bau einer direkten Pipelineverbindung zwischen Tengiz und dem Schwarzen Meer ohne ein Phasenvorgehen setzte. OOC versuchte vor diesem Hintergrund noch im Januar und Februar 1996 schriftliche Garantien für die von Tschernomyrdin verbal zugesagten Öldurchleitungsmengen sowie für die Kreditrückzahlung zu erhalten, um so die Finanzierung von Phase I zu ermöglichen. Nach dem Rücktritt von Deuss schien sich OOC in dieser Hinsicht gegenüber der russischen Regierung dabei etwas „flexibler“ zu zeigen.²⁹⁴

Zwar war OOC mit einer Erweiterung des Konsortiums einverstanden, jedoch stützte es sich zumindest in Bezug auf Phase I weiterhin auf die bereits unter Deuss entworfene Struktur, die lediglich ein privates Unternehmen ergänzend zu den drei staatlichen Mitgliedern vorsah. Diesbezüglich führte es auch Verhandlungen mit Lukoil²⁹⁵ und mit mindestens einem weiteren russischen Unternehmen (wahrscheinlich Rosneft) über den Einstieg ins CPC.²⁹⁶ Weitere Unternehmen sollten erst für Phase II des Projektes herangezogen werden. Das Interesse der omanischen Seite war ersichtlich. Im Rahmen dieser Doppelstruktur könnte OOC zumindest an einem Teil des Projektes einen deutlich größeren Anteil behalten als in Falle der Aufgabe des Zweiphasenplanes. Denn dies würde von Beginn an zur Beteiligung einer größeren Zahl privater Unternehmen und der Erweiterung der Bemessungsgrundlage für die Anteilsverteilung auf die Kosten der gesamten Verbindung zwischen Tengiz und Noworosysk führen, was wiederum automatisch die relative Bedeutung des bereits geleisteten Beitrags von OOC verringern würde.²⁹⁷ Diese Position war für Kasachstan inakzeptabel. Almaty bestand auf einem

Kontrolle des Unternehmens durch omanische Vertreter führen. Nicht nur die Rolle von Deuss, sondern auch die des von ihm kontrollierten Unternehmens Transworld Oil, das einige der OOC-Mitarbeiter auf der Gehaltsliste hatte, sollte durch die stärkere Einbeziehung omanischen Personals und von Regierungsinstitutionen in das Handeln von OOC ersetzt werden. Im Rahmen dieses Strebens wurde zudem der Sitz von OOC von Houston nach Oman verlegt. Die personelle Umstrukturierung von OOC spiegelte jedoch auch inneromanische Restrukturierungsprozesse und politische Machtkämpfe wider, bei denen Verbündete des verstorbenen omanischen Finanzministers, Al-Zawawi, ersetzt werden sollten. So musste beispielsweise auch der Minister für Erdöl und Bergbau, Said bin Ahmed al-Shanfari, der in enger Beziehung zu Al-Zawawi und Deuss stand, seinen Posten im OOC verlassen. Vgl. Upperton, Jane: Caspian Group At Work On Restructuring, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 243, S. 3, 19.12.1995; Upperton, Jane/Zipf, Peter: Deuss at Oman oil, Caspian group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 15, S. 1, 22.1.1996; Upperton, Jane: Oman Minister Shanfari Steps Down From Oman Oil, As Another Deuss Ally Departs, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 31, S. 5, 13.2.1996.

²⁹⁴ Statt Regierungsgarantien („sovereign guarantees“) forderte das Unternehmen nun einen Bürgschaftsbrief.

²⁹⁵ An den Verhandlungen war auch Arco beteiligt, da es mit Lukoil im JV LukArco engagiert war.

²⁹⁶ OOC behauptete, dass seine Ausgaben bis Ende März 1996 100 Mio. USD betragen würden (seit der Gründung von CPC). 80 Prozent davon wurden für die Vorbereitung von Phase I ausgegeben. Der vierte CPC-Partner sollte 150 Mio. USD zu den Kosten der Phase I beitragen, die auf insgesamt 550 Mio. USD geschätzt wurden. 300 Mio. USD sollten auf Kreditbasis geliehen werden und durch Durchleitungsgarantien russischer Unternehmen und eine Bürgschaftserklärung der russischen Regierung gesichert werden. Vgl. Oman Oil Looks To Russia PM For Help, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 20, S. 1, 29.1.1996.

²⁹⁷ OOC gab zu dieser Zeit tatsächlich etwa 80 Mio. USD für das Projekt aus, wobei die Kosten für Phase I auf etwa 550 Mio. USD geschätzt wurden. In einem Konsortium, das lediglich Phase I realisieren würde, hätte somit OOC leichter und ohne eine deutliche Mehrbelastung seinen Anteil von 25 Prozent wahren können. Wenn jedoch als Grundlage für die Aufteilung der Anteile im neuen Konsortium die Kosten für Phase I + II zugrunde gelegt würden (Anfang 1995 auf etwa 1,9 Mrd. USD geschätzt), würden die bereits geleisteten Beiträge nur für einen deutlich geringeren Anteil von OOC ausreichen (falls nicht weitere Mittel zur Verfügung gestellt würden).

weitreichenden Umbau des Konsortiums, wonach das bestehende CPC in eine neue Struktur integriert und entsprechend der bereits geleisteten Zahlungen beteiligt werden sollte.²⁹⁸

Die Hoffnungen von OOC, dass Tschernomyrdin einschreitet und Phase I durch die Formalisierung der Durchleitungsgarantien rettet, zeigten sich jedoch als illusorisch, denn Vertreter der russischen Regierung und Transnefts führten bereits Gespräche mit den Mitgliedern des CIPC. Die US-Administration lieferte hierbei aus kasachischer Sicht auf politischer Ebene wertvolle Impulse, die das Umdenken Moskaus unterstützt haben. Anfang Februar kam es zum Treffen der Gore-Tschernomyrdin-Kommission, an dem auch der russische Energieminister, J. Schafranik, und der Präsident von Transneft, Valerij Tschernajew, teilnahmen. Direkt im Anschluss an die Gespräche unterschrieb Schafranik einen von Balgimbajew an OOC adressierten Brief, in dem das Unternehmen aufgefordert wurde, seine Bemühungen aufzugeben und auf die neuen Bedingungen einzugehen oder das Konsortium zu verlassen. Auch in dieser Hinsicht setzte sich Washington entscheidend ein. Eine amerikanische Regierungsdelegation besuchte Oman, um Vertreter des Sultanats zum Einlenken in Fragen der kasachischen Exportinfrastruktur zu bewegen.²⁹⁹

Das Gore-Tschernomyrdin-Treffen markierte einen wichtigen Durchbruch im CPC-Prozess und führte zur stärkeren Annäherung Russlands an die kasachische Position. Anfang Februar informierte schließlich der kasachische Premierminister, A. Kaschegeldin, die Öffentlichkeit über den Rücktritt der von Deuss eingesetzten OOC-Mitarbeiter von den Posten der CPC-Aufsichtsratsmitglieder. Gleichzeitig kündigte er an, dass in naher Zukunft ein erneuertes Konsortium mit Beteiligung privater Unternehmen, das von ihm als CPC-2 bezeichnet wurde, entstehen würde.³⁰⁰ Wenige Tage später verkündete der kasachische Außenminister, K. Tokajew, öffentlich, dass Russland die kasachische Position gegenüber OOC unterstütze. Dies bedeutete einerseits die definitive Abkehr vom Zweiphasenplan und bestätigte andererseits auch die Bereitschaft zur Beteiligung einer größeren Zahl privater Unternehmen (inklusive Stimmrechten) am Projekt. In den folgenden Wochen verliefen zwischen Russland, Kasachstan und der CIPC-Gruppe intensive Verhandlungen über die zukünftige Struktur des Konsortiums, in denen vor allem das Ausmaß der Beteiligung privater Unternehmen eine entscheidende Rolle spielte. Neben Chevron, das bereits als „definite“-Partner gehandelt wurde, sollten auch andere westliche (wie Mobil, BG, Agip) und russische Unternehmen aufgenommen werden.³⁰¹

Eine der Bedingungen von Chevron war, dass das neue Konsortium bei der Konzipierung des Pipelineprojektes frei sein musste. Hierunter verstand das Unternehmen vor allem die offizielle Aufhebung des im Januar 1995 vereinbarten Protokolls, das zuerst den Bau eines Verbindungstückes zwischen Kropotkin und Noworossiysk vorsah. Getreu des bereits hinsichtlich der Beteiligung von OOC geäußerten Grundsatzes „*equity in proportion to contribution*“ versuchte Chevron nun aber auch in den Verhandlungen mit Russland die Proportionalität bezüglich der staatlichen Beteiligungen im Rahmen der neuen Konsortialstruktur zu erreichen. Unternehmensvertreter sprachen davon, dass

²⁹⁸ Die kasachische Position ähnelte somit der zweiten Alternative, die von Chevron/CIPC im Oktober 1995 der russischen Regierung vorgelegt wurde. Der Anteil von OOC an der somit geschaffenen Struktur würde dem kasachischen Vorschlag zur Folge lediglich etwa 2-4 Prozent betragen. Vgl. ebenda.

²⁹⁹ Vgl. Upperton, Jane: Oman Denies Exit From Caspian Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 28, S. 1, 8.2.1996; Kalicki, Jan H. /Elkind, Jonathan: Eurasian Transportation Futures, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington D. C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 149-174, hier S. 173.

³⁰⁰ Vgl. Oman oil representatives resign from Caspian pipeline consortium, in: Interfax news agency, 6.2.1996.

³⁰¹ Vgl. Upperton, Jane: ... While in Kazakhstan, CPC board will meet on various menu of choices, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 40, S. 1, 27.2.1996; Looming showdown at meeting of CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 42, S. 1, 29.2.1996.

Kasachstan und Russland zusammen *maximal* 50 Prozent der Anteile erhalten sollten, wobei man in Wirklichkeit offensichtlich eine deutlich geringere Beteiligung bevorzugte. „*We would prefer less, to have equity in proportion to the contribution.*“³⁰² Verwiesen wurde in dieser Hinsicht vor allem darauf, dass der Wert der staatlichen Infrastrukturanlagen (und Wegerechte) mit etwa 550 Mio. USD lediglich einem Viertel des geschätzten Gesamtprojektwertes entsprach.³⁰³ Die Unternehmen sollten dabei nicht nur die Gesamtkosten für den Bau neuer Anlagen, sondern auch die mit der Instandsetzung der bestehenden Infrastruktur verbundenen erheblichen Ausgaben übernehmen.³⁰⁴

3.2.16 Die Einigung über die CPC-Umformung durch die Aufnahme privater Produzenten

Anfang März kam es in Moskau zu dem mit Spannung erwarteten Treffen der Vertreter Russlands, Kasachstans und Omans. Während viertägiger Verhandlungen einigten sich die Parteien schließlich auf die wichtigsten Bedingungen der Restrukturierung des Konsortiums.³⁰⁵ Die Beteiligung der staatlichen Konsortialpartner sollte demnach auf 50 Prozent reduziert werden, wobei der omanische Anteil auf „etwa“ zehn Prozent³⁰⁶ fallen sollte. Die verbleibenden 50 Prozent der Anteile sollten neuen Investoren angeboten werden. Darüber hinaus wurde auch der bis dahin geltende Phasenansatz offiziell aufgegeben. Stattdessen sollte von Beginn an ein integriertes Exportsystem geschaffen werden, das nicht nur für den Transport russischen, sondern auch kasachischen und möglicherweise sogar aserbaidsschanischen Öls ausgelegt wäre. Die an der Übernahme von Anteilen der neuen Konsortialstruktur interessierten Unternehmen sollten sich am 15. März in London treffen, um über die Bedingungen der Teilnahme zu verhandeln. Beobachter vermerkten, dass Russland großes Interesse an einem schnellstmöglichen Abschluss der Unternehmensverhandlungen und einer zeitnahen Umsetzung des Projektes zeigte. Dabei handelte es sich jedoch kaum um ein Zeichen der Rücksichtnahme auf bestehende kasachische Exportprobleme. Der Wunsch musste vielmehr im Kontext laufender russischer Bestrebungen zur Sicherung einer möglichst guten Ausgangslage im Kampf um die Exportroute für aserbaidsschanisches Öl interpretiert werden. Dies wurde auch vom CPC-Direktor bestätigt: „*Timely completion [of the CPC pipeline] would also facilitate Russia's existing commitment to move Azeri oil.*“³⁰⁷ Die sich abzeichnenden Fortschritte im aserbaidsschanischen Streben nach einer nicht-russischen Exportroute drohten nämlich das Pipelinetransportmonopol von Transneft zu durchbrechen und setzten die politische Führung in Moskau somit unter zunehmenden Zugzwang.³⁰⁸

³⁰² Jeet Binda, Vize-Präsident von Chevron Overseas, zit. in: ebenda.

³⁰³ Der zusätzliche Investitionsbedarf wurde konservativ auf etwa 1,5 Mrd. USD beziffert.

³⁰⁴ Vgl. ebenda.

³⁰⁵ Angeblich standen sich während der Verhandlungen zwei Konzepte gegenüber. Oman legte mit Unterstützung von Lukoil und Arco einen Vorschlag zum Bau von Phase I vor. Das Projekt sollte von Arco finanziert und später durch eine Verlängerung ergänzt werden. Dagegen stand der Vorschlag von Kasachstan, Chevron, Mobil, Agip und BG. Dieser sah den Bau der gesamten Pipeline vor, wobei die Anteile 50:50 zwischen Staaten und Unternehmen aufgeteilt, die Kosten jedoch ausschließlich von den Unternehmen getragen werden sollten. Der Alternativvorschlag gewann schließlich sowohl die Zustimmung von Tschernomyrdin als auch die von Arco und Lukoil. Vgl. LeVine, Steve: *The Oil And The Glory*, New York: Random House, 2007, S. 283-284.

³⁰⁶ In dieser Frage wurde bei den Verhandlungen keine Einigung erreicht.

³⁰⁷ Edward Smith, Generaldirektor von CPC, zit. in: Upperton, Jane: *Oman Oil down to 10% of consortium*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 74, No. 49, S. 1, 11.3.1996; *Caspian pipeline plans get going*, in: *FT Energy Newsletter – East European Energy Report*, S. 1, 19.3.1996.

³⁰⁸ Vgl. Gottschlak, Arthur: *Mobil buys share in Tengiz oil field*, in: *Journal of Commerce*, S. 7, 20.5.1996.

Am angekündigten Treffen in London nahmen Vertreter von insgesamt 19 Unternehmen³⁰⁹ und der drei staatlichen Gründungsmitglieder teil. Neben der Frage nach dem generellen Interesse an der Teilnahme am neuen Konsortium sollten hauptsächlich Anteilsvorstellungen und die Bereitschaft zur Kostenübernahme der einzelnen Firmen geklärt werden. Die CIPC-Gruppe arbeitete daraufhin einen eigenen Vorschlag aus, der als Verhandlungsgrundlage für das Folgetreffen interessierter Unternehmen mit dem CPC-Aufsichtsrat in Moskau am 28. und 29. März diente. In diesem sah sich Chevron aufgrund der großen Anzahl der Interessenten gezwungen, seine ursprüngliche Forderung von 25 Prozent zu reduzieren. Der Konzern beanspruchte jedoch weiterhin 20 Prozent der Anteile. Mobil verlangte zehn Prozent und die Karachaganak-Partner (BG und Agip) insgesamt ebenfalls zehn Prozent. Aus den verbleibenden zehn Prozent sollte nach dem Vorschlag ein unbestimmter Anteilsblock zwischen den russischen Unternehmen Lukoil, Rosneft und Transneft aufgeteilt werden und der Rest den Firmen Kazakhoil und Oryx angeboten werden. Die Beteiligung von Arco, das durch seine Kooperation mit Lukoil auf zukünftige Produktionsgebiete im kaspischen Raum hoffte, blieb noch offen.³¹⁰ Die vier CIPC-Partner machten darüber hinaus deutlich, dass sie bereit wären, jegliche Beteiligungen zu übernehmen, die von anderen Unternehmen nicht wahrgenommen würden.³¹¹ Der Vorschlag der CIPC-Gruppierung rechnete damit, dass russische Unternehmen aufgrund der Kostenbelastung und der geringen Beteiligungen an kasachischen Förderprojekten kein ernsthafteres Interesse an der Teilnahme am Konsortium hegen würden. Dies war jedoch eine Fehleinschätzung und in den folgenden Verhandlungen bildeten gerade die wachsenden Anteilsforderungen russischer Konzerne den wichtigsten Streitpunkt. Beflügelt durch die kürzlich vereinbarte Allianz mit Arco³¹² zeigten sich Lukoil-Vertreter bereit, 15 Prozent der Anteile am Konsortium zu übernehmen und eine Kostenbeteiligung von bis zu 500 Mio. USD zu tragen.³¹³ Die russische Regierung unterstützte diese Bestrebungen, sodass sich Energieminister, J. Schafranik, für eine Aufteilung der Anteile von 27,5 Prozent für kasachische und 22,5 Prozent für russische Pipelinennutzer aussprach.³¹⁴ Aufgrund fehlender russischer Produktionskapazitäten in Kasachstan bzw. der kaspischen Region, die die Auslastung der geforderten Transportkapazität rechtfertigen würden, kann hinter diesem Handeln eine klare politische Motivation erkannt werden. Russland strebte auf direktem (über Regierungsanteile) und indirektem (Anteile russischer Unternehmen) Wege nach der Sicherung eines größtmöglichen Einflusses im Konsortium und somit auch nach der Aufrechterhaltung der Kontrolle über die kasachischen Exportvolumen.³¹⁵ Als problematisch betrachteten westliche Unternehmen dabei insbesonde-

³⁰⁹ Namentlich erwähnt wurden Agip, Amoco, Arco, BP, BG, Chevron, Kazakhoil, Lukoil, Mobil, Oryx, Rosneft, Shell, Sumitomo, Transneft und TransCanada. Vgl. Caspian Talks Move On, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 56, S. 6, 20.3.1996; Upperton, Jane: CPC Reorganization Misses A Deadline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 78, S. 1, 22.4.1996.

³¹⁰ Vgl. Gulyaev, Michael: Caspian Pipeline Talks Make Tentative Progress, in: The Moscow Times, No. 922, 20.3.1996; McQuaile, Margaret: No Firm Decision Made As CPC Meeting Closes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 55, S. 1, 19.3.1996.

³¹¹ Vgl. McQuaile, Margaret: Splitting up CPC to be decided this week, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 60, S. 4, 26.3.1996.

³¹² Siehe hierzu Fn 266.

³¹³ Vgl. Lukoil seeks to buy stake in Chevron field pipeline, in: The Houston Chronicle, 13.4.1996.

³¹⁴ „kasachisch“ bezieht sich hier auf das Land, in dem die Unternehmen Öl fördern, „russisch“ bezieht sich demgegenüber direkt auf das Heimatland der Unternehmen.

³¹⁵ Lediglich Lukoil besaß zu diesem Zeitpunkt die Aussicht auf Produktionskapazitäten in Kasachstan (es hielt Anteile am TCO und am Kumkol-Feld), die jedoch deutlich unter der angestrebten Transportquote liegen würden. Darüber hinaus besaß der Konzern Pläne zur Entwicklung der russischen Offshore-Gebiete, wobei keine Sicherheit über die Größe der Vorkommen und den Zeitplan ihrer Entwicklung bestand. Rosneft besaß demge-

re die Fähigkeit russischer Konzerne, zeitnah entsprechende Mittel für die Finanzierung der von ihnen angestrebten Anteile sicher zu stellen. Denn Verzögerungen bei der Sicherung der Finanzierung würden zwangsläufig zu Verschiebungen bei der Umsetzung des Pipelineprojektes führen.³¹⁶ Um die Verhandlungen zu beschleunigen und die westlichen Unternehmen zum Einlenken zu bewegen, setzte die russische Regierung eine Frist fest. Die Einigung über die Aufteilung der Anteile sollte demnach bis zum 19. April erreicht werden. Andernfalls wurde angedroht, dass das gesamte Projekt zurückgestellt und lediglich eine russische Variante (d. h. ursprüngliche Phase I) realisiert würde.³¹⁷ Am 12. April konnte schließlich zwischen den Regierungsvertretern der beteiligten Länder und acht Unternehmen eine vorläufige Einigung über die Aufteilung der Anteile am Konsortium erreicht werden. Vom Unternehmensanteil, der bereits zuvor auf insgesamt 50 Prozent vereinbart wurde, sollten Chevron 15 Prozent, Mobil 7,5 Prozent, BG und Agip jeweils zwei Prozent, Oryx 1,75 Prozent, die russischen Unternehmen Lukoil und Rosneft 12,5 bzw. 7,5 Prozent und Kazakoil die verbleibenden 1,75 Prozent erwerben dürfen.³¹⁸ Der Anteil von Russland sollte 24 Prozent, der von Kasachstan 19 Prozent und der von Oman sieben Prozent betragen. Die Aufteilung staatlicher Anteile erfolgte auf der Grundlage des Dollar-Wertes getätigter Ausgaben bzw. des Wertes infrastruktureller Beteiligungen. Russland und Kasachstan sollten ihre Anteile im Gegenzug für die Übertragung bestehender Anlagen erhalten. Deren Wert wurde auf der Grundlage einer unabhängigen Evaluierung auf 292 Mio. USD (Russland) bzw. 232 Mio. USD (Kasachstan) berechnet und sie sollten an das Konsortium in Form eines sog. nachrangigen Darlehens vergeben werden.³¹⁹ Der Anteil von Oman ergab sich aus den bereits getragenen Projektkosten von 87 Mio. USD.³²⁰

genüber keine Produktionskapazitäten in Kasachstan. Dass die Beteiligung von Rosneft am Konsortium eher einen politisch motivierten Zug darstellte, der nicht mit dem tatsächlichen Bedarf des Unternehmens an Transportkapazitäten aus der Region verbunden war, verdeutlichte sich in der Folgezeit. Im Februar 2000 signalisierte der Konzern vor dem Hintergrund finanzieller Schwierigkeiten die Bereitschaft, seine Anteile am CPC (bzw. zumindest die Transportrechte) verkaufen zu wollen, da es kein Öl besaß, um seine Quote zu erfüllen. Der Verkauf erfolgte jedoch nicht. Vgl. Rosneft ready to sell part of CPC stake, in: Interfax Russian News, 23.2.2000; Rosneft negotiates the re-assignment of its quota for oil transportation via Tengiz-Novorossiysk pipeline (Vedomosti), in: What The Papers Say (Russia), 28.2.2000; „Rosneft“ willing to sell part of its stake in the CPC, in: IPR Strategic Business Information Database, 15.3.2000.

³¹⁶ Vor allem Rosneft und Transneft wurden als wenig kreditwürdig betrachtet. Obwohl auch die finanzielle Lage von Lukoil zu diesem Zeitpunkt nicht gut aussah, zeigte sich hier Arco bereit, Lukoil durch das gemeinsame JV LukArco zu unterstützen. Die Einigung über die Gründung des JVs (54 Prozent Lukoil, 46 Prozent Arco) erfolgte lediglich wenige Tage vor den Verhandlungen über CPC. Sowohl der von Lukoil angestrebte Kauf der TCO-Anteile als auch der CPC-Anteile sollte über LukArco abgewickelt werden, sodass nicht direkt Lukoil, sondern LukArco Besitzer der Anteile wäre. Vgl. Upperton, Jane: Caspian Group Seen Taking Shape in Next Few Weeks, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996; McQuaile, Margaret: Cash-Rich Arco Sees Lukoil As Good Match, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996; Upperton, Jane: Blessings from on high for the new CPC protocol, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 84, S. 1, 30.4.1996; Arvedlund, Erin: LUKoil Gets \$ 5 Billion U.S. Partner, in: The Moscow Times, No. 1051, 20.9.1996.

³¹⁷ Vgl. Upperton, Jane: Russian Deadline Set for CPC Move, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 68, S. 4, 8.4.1996.

³¹⁸ Vgl. Thoenes, Sander: Initial Agreement Reached On Caspian Pipeline Deal, in: The Moscow Times, No. 946, 12.4.1996.

³¹⁹ Sog. „subordinated debt“. Die Nachrangigkeit bezog sich dabei auf die Reihenfolge, die die Kapitalgeber bei der Rückzahlung einnehmen sollten. Im Fall von CPC bedeutete dies, dass die Rückzahlung der Kredite bzw. der Darlehen (d. h. des Wertes der überwiesenen Anlagen) an die Länder erst nach der Rückzahlung der Kredite an die Unternehmen erfolgen sollte.

³²⁰ Vgl. Kazakhstan Caspian Consortium Assets Transfer, in: Interfax, 25.2.1998; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 217.

Nur wenige Tage nach der Einigung über die Anteilsverteilung am CPC steigerte die russische Regierung plötzlich auch die Transitberechtigung für kasachische Ölproduzenten über das Transneft-Netz. Am 17. April wurde von Moskau eine Anhebung der kasachischen Exportquote, die im ersten Quartal 1996 noch bei lediglich 20.000 b/d (aufs Jahr gerechnet 1 Mt/Jahr) lag, auf 90.000 b/d (4,5 Mt/Jahr) verkündet.³²¹ Den politischen Hintergrund der vorherigen Quotenrestriktionen, die nicht zuletzt auch als Druckmittel in den parallel verlaufenden Verhandlungen über den Einstieg von Lukoil ins TCO und die Aufteilung im CPC eingesetzt wurden, bestätigte Tschernomyrdin offen beim Treffen mit Al Gore in Moskau. „*This is not about a shortage of pipeline space. I have plenty of pipeline space. It’s about you [USA] going around us.*“³²²

Das abschließende Protokoll mit den Bedingungen der Neustrukturierung von CPC wurde am 27. April 1996 in Almaty angenommen. Neben den Vertretern Russlands, Kasachstans, Omans und der am Konsortium beteiligten Unternehmen wurde es auch von Transneft unterzeichnet. Der Konzern sollte zukünftig als technischer Betreiber der Pipeline agieren, womit jedoch keinerlei Kompetenzen bezüglich der Tarifgestaltung oder Zuweisung von Durchleitungsmengen verbunden waren.³²³ Das Protokoll setzte einen Übergangszeitraum fest, in dessen Verlauf einzelne Unternehmen das Exklusivrecht zum Erwerb der ihnen zugewiesenen Konsortialanteile besaßen (bis 27. September 1996).³²⁴ Die Parteien einigten sich auch darauf, dass im selben Zeitraum ein formelles Abkommen ausgehandelt wird, in dem Projektparameter, Tarife und Steuerangelegenheiten geregelt würden.³²⁵ Für die Projektfinanzierung sollten ausschließlich die beteiligten Unternehmen verantwortlich sein, wobei die Mitgliedstaaten zu keinen finanziellen Garantien verpflichtet wurden. Laut Protokoll sollten alle Anstengungen unternommen werden, damit die Pipeline im Jahr 1998 in Betrieb gehen konnte.³²⁶

3.3 Die Umsetzung des Tengiz-Noworossijsk-Pipelineprojektes

3.3.1 Verhandlungen über Projektdetails und das Streben Transnefts nach der Beteiligung

Die bei Kasachstan und westlichen Ölproduzenten im Zuge der Unterzeichnung des Protokolls über die Restrukturierung des Konsortiums geweckten Hoffnungen auf eine schnelle Umsetzung des Pipelinevorhabens wurden jedoch enttäuscht. Die Verhandlungen über die Projektdetails, die Tarifmethodologie und vor allem die Steuerbedingungen verliefen in der Folgezeit nur sehr schleppend. Dies wurde neben den divergierenden Interessen der zahlreichen beteiligten Akteure auch durch die aus

³²¹ Vgl. EIU Country Report Kazakhstan 2nd quarter 1996, London: The Economist Intelligence Unit, 1996, S. 28.

³²² Interview von Steve LeVine mit Sheila Heslin, der ehemaligen Leiterin der Abteilung des National Security Councils zuständig für die kaspische Region, die über das Treffen informiert wurde, zit. in: LeVine, Steve: *The Oil and The Glory*, New York: Random House, 2007, S. 228.

³²³ Vgl. US oil companies welcome new Caspian pipeline agreement, in: RIA news agency, 29.4.1996.

³²⁴ Die Frist betrug drei Monate, verlängerbar um weitere zwei (letzter Termin sollte der 27. September sein).

³²⁵ Die beteiligten Unternehmen strebten Ausnahmeregelungen für einige Steuern an und verlangten aufgrund zahlreicher willkürlicher Änderungen in der Steuergesetzgebung Russlands die Einigung auf einen festen „Steuerkorb“, der auf CPC Anwendung finden würde. Vgl. Upperton Jane: Blessings from on high for the new CPC protocol, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 74, No. 84, S. 1, 30.4.1996; Upperton, Jane: Chevron Sees CPC Resolution Shortly, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 74, No. 96, S. 1, 16.5.1996; Yeltsin brings home copious fruits from Chinese, Kazakh trips, in: TASS, 27.4.1996.

³²⁶ Vgl. Ivantsov, Igor: New Pipeline To Stretch From Kazakhstan To Black Sea, in: TASS, 30.4.1996; Caspian pipeline route and schedule detailed, in: Interfax news agency, 30.4.1996; Kazakh pipeline to start operations in 1998: Oman, in: Agence France Presse, 28.4.1996.

drei Kommissionen³²⁷ bestehende komplizierte Verhandlungsstruktur und die anstehenden russischen Präsidentschaftswahlen (16. Juni 1996), die zur Verschiebung einiger Verhandlungsrunden beitrugen, verstärkt. Differenzen im Bereich der Steuerangelegenheiten bestanden dabei nicht nur zwischen Regierungs- und Konzernvertretern, sondern auch unter den westlichen Konzernen selbst. US-Unternehmen bevorzugten die Registrierung des Konsortiums in Russland, um somit vom amerikanisch-russischen Steuerabkommen zu profitieren.³²⁸ Die nicht-amerikanischen Unternehmen Agip, BG und OOC, denen das Abkommen keine Vorteile verschaffte, wie auch die kasachische Regierung zeigten sich gegenüber dieser Forderung kritisch. Erhebliche Verzögerungen traten auch bei der Ausstellung des Bürgschaftsbriefes der russischen Regierung auf, der die Sicherheit der Investition garantieren sollte.³²⁹

Negative Auswirkungen auf die Verhandlungsgeschwindigkeit hatte auch die weitgehende Einbeziehung Transnefts in den Verhandlungsprozess, die prinzipiell gegen den Willen westlicher Konzerne zustande kam. In dem zuvor vereinbarten Protokoll war vorgesehen, dass das Unternehmen grundsätzlich keine direkte Beteiligung am Projekt erhalten dürfe, jedoch aufgrund seiner Erfahrungen als Betreiber der Pipeline agieren sollte. Jegliche Anteilsbeteiligung Transnefts (inklusive der Verwaltung) am Konsortium wurde seitens westlicher Unternehmen kritisch betrachtet, da diese einen klaren Interessenskonflikt darstellen würde.³³⁰ Die Einbeziehung des Konzerns in den Verhandlungsablauf erfolgte durch die Personalpolitik der russischen Regierung. Der Vorsitz des sog. „transition committees“³³¹, das mit der Zusammenführung der Positionen beteiligter Regierungen und Unternehmen sowie der Ausarbeitung einer gemeinsamen Vertragsgrundlage beauftragt war, sollte eigentlich vom stellvertretenden russischen Energieminister, Anatolij Schalatow, geführt werden. Dieser nominierte jedoch als seinen Stellvertreter den Vizepräsidenten von Transneft, Sergei Ter-Sakisyants, der anschließend selbst den Großteil der Sitzungen leitete und somit auch deren Agenda bestimmen konnte. Dies führte zu erheblichen Verzögerungen. „*They [Transneft] could have been a champion and a lead participant but have made a shamble of many of the meetings.*“³³²

Der russische Pipelinemonopolist besaß gleich mehrere Ziele, die er in den Verhandlungen umzusetzen versuchte. So wollte Transneft beispielsweise erreichen, dass bestimmte von ihm präferierte Unternehmen Aufträge bei der Projektrealisierung erhalten.³³³ Anfänglich herrschten zwischen Transneft und den westlichen Unternehmen auch erhebliche Differenzen über die eigentliche Gestaltung des Transportsystems. Transneft präferierte weiterhin den unter Deuss ausgearbeiteten Phasenansatz. Das Hauptinteresse des Konzerns bestand in der schnellstmöglichen Entlastung des russischen

³²⁷ Die Verhandlungen wurden in drei separaten Ausschüssen geführt. Der erste bestand aus den Vertretern staatlicher Gründungsmitglieder; der zweite aus den acht Unternehmen; der dritte, auch als „transition committee“ bezeichnet, vereinte die beiden anderen.

³²⁸ Um von den Steuerentlastungen zu profitieren, musste der Anteil der US-Konzerne jedoch mindestens 30 Prozent betragen. Somit waren diese auch auf die Beteiligung von Arco (im Rahmen von LukArco) angewiesen. Dies war wiederum vom Abschluss der noch laufenden Verhandlungen mit Lukoil über die Gründung von LukArco abhängig.

³²⁹ Vgl. Upperton, Jana: Final Structure, Deadline Eluding Partners in CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 188, S. 1, 27.9.1996; Upperton, Jane: Arco to Provide Backing For Lukoil's Stake In CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 114, S. 1, 12.6.1996.

³³⁰ Vgl. Almaty autumn? In: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 4, 1.10.1996.

³³¹ Siehe Fn 327.

³³² Edward Smith, CPC-Direktor, zit. in: CPC Restructuring Near, But A Bit Late, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 223, S. 1, 15.11.1996.

³³³ Vgl. Upperton, Jane: Arco to Provide Backing For Lukoil's Stake In CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 114, S. 1, 12.6.1996.

Pipelinenetzes durch die Schaffung zusätzlicher Transportkapazitäten zwischen Tichorezk und Noworossijsk sowie neuer Terminalkapazitäten in Noworossijsk. Kasachisches Öl müsste somit zuerst weiterhin über die Atyrau-Samara-Pipeline exportiert werden und wäre weiterhin russischen Quotenregelungen ausgesetzt. Erst im Anschluss sollte eine Anbindung der ersten Phase an das noch aus Sowjetzeiten stammende Tengiz-Komsomolsk-Segment geschaffen werden, was direkte Exporte von Kasachstan nach Noworossijsk erlauben würde.³³⁴ Demgegenüber sprachen sich die in Kasachstan tätigen Unternehmen eindeutig für eine „nahtlose“ Verbindung zwischen Tengiz und Noworossijsk aus und wurden hierbei auch von der kasachischen Regierung unterstützt. Zusätzlich dazu schien Transneft zumindest eine Zeit lang die Integration der Baku-Noworossijsk- und der Tengiz-Noworossijsk-Pipeline zu bevorzugen. Erstere sollte aufgrund der instabilen Lage in Tschetschenien zukünftig durch einen Bypass ergänzt werden, der die separatistische Provinz umgehen würde. Beide Leitungen könnten sich nach den Plänen von Transneft in Komsomolsk treffen, von wo eine Großpipeline nach Tichorezk verlaufen würde, um in die erste Phase des Systems zu münden (Abbildung 15). Da der Bau der Umgehungsleitung die Baku-Noworossijsk-Route für Transneft zusätzlich verteuerte, erhoffte sich der russische Pipelinebetreiber, durch die Integration beider Transportsysteme eine kostengünstigere Lösung für den bereits vereinbarten Export aserbaidchanischen Öls zu schaffen. Entgegen den Interessen der beteiligten Unternehmen versuchte Transneft darüber hinaus Einfluss auf wirtschaftliche Aspekte und die Verwaltung des Konsortiums auszuüben und nicht zuletzt auch eine direkte Beteiligung an diesem zu erhalten, indem es die Verwaltung des russischen Regierungsanteils anstrebte. In dieser Frage stand Transneft im Wettbewerb mit Lukoil und Rosneft.³³⁵ Der russische Pipelinemonopolist wurde in der Forderung nach einer stärkeren Stellung im neustrukturierten CPC anfänglich auch vom russischen Energieministerium unterstützt. Dies spiegelte sich nicht zuletzt auch in der Rolle wider, die das Ministerium Transneft-Vertretern im Rahmen des „transition committees“ überließ. Moskau besaß jedoch auch ein klares Interesse am möglichst schnellen Abschluss der Verhandlungen. Zusammen mit personellen Veränderungen auf Regierungsebene im Verlauf des Verhandlungsprozesses ließ sich somit auch ein Wandel in der Haltung der russischen Regierung gegenüber den Forderungen von Transneft erkennen, was letztendlich die Position des Konzerns schwächte. Der neuernannte Energieminister Pyotr Rodionov machte deutlich, dass Russland den Bau der Tengiz-Noworossijsk-Pipeline gänzlich befürwortet und dass ein positives Ergebnis der Verhandlungen auch positive Auswirkungen hinsichtlich der Bereitschaft ausländischer Investoren zum Eintritt in den russischen Energiesektor haben könnte.³³⁶ Darüber hinaus hoffte die russische Führung insbesondere darauf, dass sich das aserbaidchanische AIOC-Konsortium bei der Entscheidung bezüglich der Hauptexportroute für die ACG-Felder zugunsten der Baku-Noworossijsk-Route entscheiden würde. Hierbei ging es nicht nur um die Möglichkeit der Integration der Leitung in das CPC-System, die nach neuesten Verhandlungserfolgen bei der Restrukturierung des CPC-Konsortiums in gewissen Kreisen erneut als Option in Betracht gezogen wurde³³⁷, sondern auch um

³³⁴ Transnefts Version sah vor, dass in der ersten Phase das Verbindungssegment zwischen Kropotkin und Noworossijsk inklusive eines neuen Hafenterminals gebaut würde (Kapazität des Terminals 15 Mt/Jahr; Kapazität der Pipeline 28 Mt/Jahr). In der zweiten Phase sollte Kropotkin mit der bestehenden Tengiz-Komsomolsk-Leitung verbunden werden (Kapazität 50 Mt/Jahr). Die Gesamtkosten sollten laut Transneft bei 1,95 Mrd. USD liegen. Vgl. Ivantsov, Igor: New Pipeline To Stretch From Kazakhstan To Black Sea, in: TASS, 30.4.1996.

³³⁵ Vgl. Upperton, Jane: Lengthy Talks Begin To Set A New CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 172, S. 1, 5.9.1996.

³³⁶ Vgl. CPC Restructuring Near, But A Bit Late, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 223, S. 1, 15.11.1996.

³³⁷ AIOC untersuchte Ende 1996 als mögliche Exportrouten: 1. Baku-Ceyhan; 2. Baku-Noworossijsk (mit möglicher Anbindung an CPC); 3. Baku-Georgien; 4. Baku-Iran, wobei diese Route aufgrund der Sanktionspolitik pri-

das Setzen eines Zeichens, dass Verhandlungen mit Russland pragmatisch, konstruktiv und möglichst unkompliziert verlaufen können. Vor diesem Hintergrund führten kasachische und westliche Sicherheitsexperten die kooperativere Haltung der russischen Regierung vor allem auf die Besorgnis über die Gefahr der Realisierung alternativer Infrastrukturprojekte zurück, die zum Verlust der russischen Monopolstellung bei Exporten aus der Region führen würden. Umirsek Kasenov, Leiter des Institute for Strategic Research in Almaty, fasste diesen Gedanken mit folgenden Worten zusammen: „*Projects in the Caspian region are getting on line, and Russian businesses and oil ministry officials felt that Russia would miss the boat. Russia started to understand that all that oil should go through Russia, because serious talks had started about alternative routes. It's in Russia's interest to have the CPC built. Whoever builds the pipeline controls the oil exports from the Caspian region.*“³³⁸

Auch die kasachische Regierung bemühte sich um einen schnellstmöglichen Abschluss der Verhandlungen und unterstützte klar die Position der westlichen Ölproduzenten. Der Bau der direkten Verbindung nach Noworossijsk würde aus ihrer Sicht nicht nur eine Lösung bestehender Exportengpässe bedeuten, sondern auch ein positives Signal für ausländische Investitionen im Ölsektor schaffen. Zunehmende Herausforderungen auf innenpolitischer Ebene verstärkten nur noch zusätzlich das Streben der Regierung nach einer möglichst schnellen Inbetriebnahme eines neuen Transportsystems, das die Unsicherheiten der russischen Quotenvergabepraxis vermeiden und ihr somit stabile Renteneinnahmen garantieren würde, die zur Befriedigung der Lage benötigt wurden.³³⁹

Erfreulich aus Sicht der kasachischen Regierung und der westlichen Unternehmen war insbesondere, dass sich die Lösung der Frage bezüglich der Beitragsfinanzierung der am Konsortium beteiligten russischen Konzerne weniger kompliziert gestaltete, als zuerst befürchtet worden war. Bereits während der Verhandlungen über die Anteilsaufteilung im April 1996 zeichnete sich klar ab, dass die Zusammenarbeit mit Arco Lukoil bei der Finanzierung seiner Beteiligung helfen sollte. Am 10. Juni bestätigten Quellen aus dem Umfeld der CPC-Verhandlungen schließlich endgültig, dass sich Arco durch das kürzlich mit Lukoil vereinbarte JV LukArco an den Kosten des Anteils von Lukoil am CPC beteiligen wird.³⁴⁰ Dies war aus Sicht der US-Projektpartner umso relevanter, da der amerikanische Anteil am

mär unter dem Aspekt des Kostenvergleichs betrachtet wurde; 5. eine wenig realistische Anbindung über Afghanistan und Pakistan zum Indischen Ozean. Anfang 1997 wurden die beiden letzten Optionen definitiv ausgemustert. Für die Baku-Noworossijsk-Route waren mehrere Optionen vorstellbar, u. a. eine Verbindung mit der CPC. Vgl. McQuaile, Margaret: Iran and Afghanistan remain options for AIOC line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 229, S. 1, 25.11.1996; Chirag-1 well blows out; Output slowed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 87, S. 1, 6.5.1997; Iran-Turkey ties include Caspian line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 3, S. 4, 6.1.1997; Laurence Peter: Azerbaijan considers three routes for „main“ Caspian oil, in: Agence France Presse, 10.6.1997.

³³⁸ Zit. in: Thoenes, Sander: Agreement Reached on Caspian Oil Pipeline, in: The Moscow Times, No. 1092, 19.11.1996; Ein westlicher Beobachter konstatierte: „*They [Russians] cannot have it both ways. They can't block the Georgian pipeline and stall on CPC as well.*“ Zit. in: Upperton, Jane: Russia & The Republics, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 224, S. 3, 18.11.1996.

³³⁹ Die Regierung sah sich im Verlauf des Jahres 1996 einem steigenden gesellschaftlichen Druck ausgesetzt. Probleme bei der Energieversorgung, wachsende Ausfälle bei Lohn- und Pensionszahlungen, Beschwerden über Korruption in den Reihen der Regierung und die steigende soziale und regionale Disparität führten zu einer Reihe von öffentlichen Demonstrationen, Arbeiter- und Angestelltenprotesten und sogar Hungerstreiks. Einige davon wurden von der Oppositionsbewegung Azamat (Bürgerschaft) organisiert. Der Unmut der Bevölkerung war so groß, dass sich das kasachische Parlament gezwungen sah, am 23. Dezember 1996 einen Antrag abzulehnen, der die Verleihung des Titels „peoples' hero of Kazakhstan“ an Nasarbajew vorsah. Vgl. Kazakhstan, EIU Country Report, 1st quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997, S. 11.

³⁴⁰ Vgl. Upperton, Jane: Arco to Provide Backing For Lukoil's Stake In CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 114, S. 1, 12.6.1996.

CPC-Projekt dadurch 30 Prozent überschritt und sie somit für die unter dem amerikanisch-russischen Steuerabkommen geltenden Begünstigungen qualifizierte. Nur wenige Tage später, am 14. Juni, unterschrieben Rosneft und Shell ein Absichtsprotokoll über die Gründung eines JVs (51:49), das die Finanzierung des Anteils von Rosneft sichern sollte.³⁴¹ Die Vereinbarung sah vor, dass Shell im Rahmen des JVs die Projektkosten von Rosneft übernehmen würde und im Gegenzug seine Transportquote nutzen dürfte. Dies bestätigte den politischen Charakter des Beitritts von Rosneft zum CPC, denn das Unternehmen verfügte grundsätzlich über keine Produktionskapazitäten, die Anteile an der Pipeline rechtfertigen würden. Da der endgültige Vertrag über die Gründung des JVs Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd. jedoch erst am 13. November abgeschlossen werden konnte, kam es auch zu Verzögerungen bei der Einhaltung der Frist (27. September) bezüglich der Übernahme der CPC-Anteile durch die Unternehmen und der damit einhergehenden Unterzeichnung des abschließenden Abkommens über die Restrukturierung des Konsortiums.³⁴²

Daraufhin konnte am 14. November 1996 zwischen den beteiligten Parteien eine Einigung über alle noch ausstehenden Vertragsfragen erreicht werden. Die Projektpartner beschlossen die Gründung zweier identischer Unternehmenseinheiten, von denen eine in Russland und die andere in Kasachstan registriert sein sollte. Somit wurden nicht nur Voraussetzungen geschaffen, dass US-Konzerne nach dem amerikanisch-russischen Doppelbesteuerungsabkommen für Steuererleichterungen qualifiziert wären,³⁴³ sondern auch Differenzen zwischen Kasachstan und Russland bezüglich der zukünftigen Steuerzuständigkeit gelöst.³⁴⁴ Zwei Tage später stimmte das „transition committee“ endgültig der Restrukturierung des CPC-Konsortiums zu. Vereinbart wurde auch, dass den Posten des ersten Direktors ein Vertreter von Lukoil übernehmen sollte, seinen Stellvertreter sollte Chevron stellen. In Bezug auf die weiterhin ungeklärte Frage der Verwaltung der russischen Regierungsanteile sprachen sich sowohl westliche als auch russische Unternehmen entschieden gegen deren Übergabe an Transneft aus. Der Pipelinemonopolist sollte nach dem Wunsch der Ölproduzenten aus allen strategischen Entscheidungen ausgeschlossen bleiben und lediglich technische Aspekte des alltäglichen Pipelinebetriebs überwachen dürfen.³⁴⁵

Transneft weigerte sich jedoch weiterhin die Rolle eines reinen technischen Operators zu akzeptieren und verlangte nach einer Beteiligung am Konsortium.³⁴⁶ Der endgültigen Einigung über den Vertrag

³⁴¹ Mehrere westliche Unternehmen (u. a. Amoco) zeigten sich zuvor bereit, mit Rosneft zusammen zu arbeiten. Nach nur zweimonatigen Verhandlungen wurde eine erste Einigung mit Shell über die Gründung des JVs erreicht. Das Abkommen sah vor, dass Rosneft verpflichtet wäre, die zugewiesene Quote (3 Mt/Jahr) auszuschöpfen, falls Shell über keine ausreichenden Ölvolumen verfügen sollte. Da Rosneft deutlich machte, selbst nicht über das Öl zu verfügen, sollte die Quote dann dritten Parteien angeboten werden. Vgl. Upperton, Jane: Rosneft Enlists Shell's Help in Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 117, S. 1, 17.6.1996; Rosneft And Shell Come Together In A Joint Venture (Kommersant-Daily), in: RusData DiaLine BizEkon News, 15.6.1996.

³⁴² Vgl. Shell unit, Russia's Rosneft form joint venture for stake in Caspian pipeline, in: AFX News, 14.11.1996.

³⁴³ Vgl. CPC Restructuring Near, But A Bit Late, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 223, S. 1, 15.11.1996.

³⁴⁴ Diese Regelung bot eine Lösung für die Zahlung verschiedener Steuern auf nationaler und lokaler Ebene, die sowohl im Verlauf der Projektumsetzung als auch des Pipelinebetriebes anfallen sollten. Sie vereinfachte auch die Übertragung russischer und kasachischer Infrastrukturanlagen. Sie ermöglichte auch, dass die Teilsubjekte im Einklang mit den geltenden rechtlichen Regelungen beider Länder bezüglich der Gründung und Funktionsweise von Aktiengesellschaften existieren konnten. Darüber hinaus erleichterte sie den Umgang mit staatlichen Behörden.

³⁴⁵ Vgl. Caspian Pipeline Consortium agrees on final shares, in: Interfax news agency, 15.11.1996; Upperton, Jane: Caspian Group Reaches Deal On Restructuring, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 225, S. 1, 19.11.1996; CPC members continue jockeying amid new structure, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 4, 20.12.1996.

³⁴⁶ Vgl. Russians query Caspian pipe, in: Middle East Economic Digest, S. 18, 29.11.1996.

zur Restrukturierung von CPC (sog. shareholders agreement) am 6. Dezember 1996 in Moskau gingen somit noch elfstündige Marathonverhandlungen über die zukünftige Rolle des russischen Pipeline-monopolisten voran. Letztendlich hat sich jedoch in deren Verlauf an den bereits im November vereinbarten Bedingungen nichts geändert, sodass Transneft zumindest zeitweilig keine Beteiligung am Konsortium erhielt.³⁴⁷ Parallel zur Unterzeichnung des Restrukturierungsvertrages verkündete der stellvertretende russische Premierminister auch die Bereitschaft seines Landes, die kasachische Transitquote über das Transneft-System in den kommenden Jahren kontinuierlich zu erhöhen, ohne jedoch diesbezüglich konkrete Zahlen zu nennen.³⁴⁸ Russland signalisierte somit, dass es gewillt war, notwendige Schritte zu unternehmen, um eine „geopolitische Diversifizierung“ kasachischer Exportströme zu vermeiden bzw. zumindest zu minimieren.

3.3.2 Die Ergebnisse des Vertrages über die CPC-Restrukturierung vom 6. Dezember 1996

Das Abkommen über die Restrukturierung des Konsortiums stellte den Abschluss eines seit Frühjahr 1996 andauernden Verhandlungsprozesses dar und bestätigte auf offizieller vertraglicher Ebene die zuvor in mehreren Runden erreichten Kompromisse. Hierzu gehörte insbesondere die Aufteilung der Konsortialanteile zwischen Regierungen und Unternehmen auf 50:50-Basis, wobei Letztere im Gegenzug die gesamten noch anstehenden Baukosten tragen sollten. Bestätigt wurde auch die zuvor vereinbarte Aufteilung der Anteile zwischen den Unternehmen (Tabelle 17), wobei festgelegt wurde, dass diese von den einzelnen Partnern bis zum 6. Februar 1997 erworben werden sollten. Das Abkommen führte eine einzigartige Regelung in Bezug auf die Organisationsstruktur der Projektgesellschaft ein. CPC sollte grundsätzlich als einheitliches Unternehmen funktionieren, obwohl es aus administrativen, steuerlichen und rechtlichen Gründen in Russland und Kasachstan zukünftig durch separate und eigenständig registrierte Körperschaften (CPC-R in Russland und CPC-K in Kasachstan) repräsentiert werden sollte.³⁴⁹ Die Unternehmen stimmten zu, dass sie dem Konsortium bis zum Tag der Anteilsübernahme Barzahlungen bzw. Kreditbriefe von internationalen Banken in einer Gesamtsumme von 350 Mio. USD vorlegen würden, die proportional zu ihrer Anteilsgröße aufgeteilt werden sollte. Von dieser Summe, die den Grundstein für die Projektfinanzierung bilden würde, sollten 315 Mio. USD an CPC-R und 35 Mio. USD an CPC-K fließen. Die Unternehmen akzeptierten auch, dass sie im Falle, wenn die Projektfinanzierung durch Kredite internationaler Finanzinstitutionen bestritten werden sollte, bei Bedarf alle erforderlichen Sicherheiten erteilen werden, die von den Geldgebern als Kreditgarantien verlangt würden.³⁵⁰ Der Baubeginn der ersten Projektstufe, deren Kosten auf 2,1 Mrd. USD geschätzt wurden, sollte Anfang 1998 erfolgen. Das Transportsystem sollte im September

³⁴⁷ Transneft-Vertreter waren sehr unzufrieden mit den Ergebnissen der Verhandlungen. Laut anwesenden Beobachtern verließen wenige Minuten vor dem geplanten Beginn der feierlichen Unterzeichnungszeremonie Vertreter von Lukoil und Rosneft den Konferenzsaal und führten an der Lobbybar des Hotels eine etwa halbstündige Unterhaltung mit dem Chef von Transneft, V. Tschernajew. Später kam noch der stellvertretende russische Premierminister, V. Serov, hinzu. Dieser schloss im späteren Interview die Möglichkeit nicht aus, dass Transneft in Zukunft doch die Verwaltung des russischen Anteils übernehmen könnte. Vgl. Lukianov, Sergey: Caspian Partners Sign Pipeline Deal, in: The Moscow Times, No. 1106, 7.12.1996; Upperton, Jane: The road is clear for a Caspian pipeline, as 13 entities put signatures on a deal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 238, S. 1, 9.12.1996.

³⁴⁸ Vgl. ebenda.

³⁴⁹ Alle leitenden Manager im CPC-R halten äquivalente Posten im CPC-K, eine Ausnahme bildet die leitende Verbindungsperson zur jeweiligen Gastregierung. Das Restrukturierungsabkommen unterlag englischem Recht.

³⁵⁰ Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 99; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 217.

1999 in Betrieb gehen und eine Durchleitung von 28,2 Mt/Jahr ermöglichen. Die Exportkapazität aus Kasachstan sollte 21,7 Mt/Jahr betragen und ab dem Knotenpunkt Kropotkin, wo der Anschluss an das Transneft-System vorgesehen war, um 6,5 Mt/Jahr steigen.³⁵¹ Nach Fertigstellung der ersten Phase sollte eine stufenweise Erhöhung des Durchleitungsvermögens auf 67 Mt/Jahr erfolgen. Die Erweiterungsverpflichtung wurde im Vertrag von einem bestehenden Transportbedarf abhängig gemacht, der ausreichend zur Auslastung der zusätzlichen Pipelinekapazität wäre. Dies sollte sicherstellen, dass die Kosten der Expansion grundsätzlich auch aus den laufenden Betriebseinnahmen finanziert werden konnten. Schätzungen zufolge sollte der Ausbau bis spätestens 2014 abgeschlossen werden. Einige Unternehmensvertreter sprachen jedoch davon, dass die zu erwarteten Produktionsanstiege in Kasachstan die volle Kapazität der Pipeline bereits im Jahr 2010 rechtfertigen würden. Die Gesamtkosten der Ausbauphase wurden auf etwa 2 Mrd. USD geschätzt. Der Tarif für den Öltransport von Kasachstan nach Noworossijsk sollte 25 USD/t betragen, wovon 5,25 USD/t für den kasachischen und 19,75 USD/t für den russischen Abschnitt entrichtet werden sollten. Die Transportgebühr für in Kropotkin eingespeistes (russisches) Öl sollte 31 Prozent des Gesamtbetrages erreichen (7,75 USD/t). Die Tarife sollten an den US-Verbraucherpreisindex gebunden sein, um einen jährlichen Inflationsausgleich zu gewährleisten, sie dürften jedoch keinesfalls über 38 USD/t steigen.³⁵² Die Regierungen stimmten gleichzeitig zu, dass die Tarifgestaltung nicht den staatlichen Regulierungsbehörden unterliegen wird. Darüber hinaus wurde vereinbart, dass russische und kasachische Firmen bei der Vergabe von Bau- und Dienstleistungsaufträgen bevorzugt werden.³⁵³ Die Regierungen beider Länder verpflichteten sich wiederum dazu, alle notwendigen Schritte zu unternehmen, um die erfolgreiche Umsetzung des Projektes zu unterstützen.³⁵⁴ Aus finanzieller Sicht sollte das Projekt für beide Länder äußerst lukrativ sein. Russland und Kasachstan sollten vorliegenden Berechnungen zufolge während seiner Laufzeit Einnahmen in Höhe von 23,3 Mrd. USD bzw. 8,2 Mrd. USD erhalten.³⁵⁵

³⁵¹ Von Tengiz bis nach Kropotkin sollte eine 40-Zoll-Pipeline bestehen, zwischen Kropotkin und Noworossijsk eine 42-Zoll-Pipeline mit höherer Transportleistung. Als weiterer möglicher Anschlusspunkt ans Transneft-Netz galt die Pumpstation Komsomolskaja. Vgl. Speech by Ian MacDonald General Director of the Caspian Pipeline Consortium, CERA Conference, Houston, February 12, 2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3388/DesktopDefault.aspx>, (Zugriff 2.3.2001).

³⁵² Es sollte sich dabei um den Preisindex für Endprodukte handeln, der vom Bureau of Labor Statistics des U.S. Department of Labor veröffentlicht wird. Die Tarife galten für Konsortialmitglieder und Pipelinennutzer, die im Auftrag eines Mitgliedes seine Quote beanspruchen würden. Konkrete Tarife für dritte Parteien wurden nicht festgelegt. Das Abkommen sah lediglich vor, dass diese marktbasiert berechnet werden sollten. Vgl. Upperton, Jane: The road is clear for a Caspian pipeline, as 13 entities put signatures on a deal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 238, S. 1, 9.12.1996; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 215.

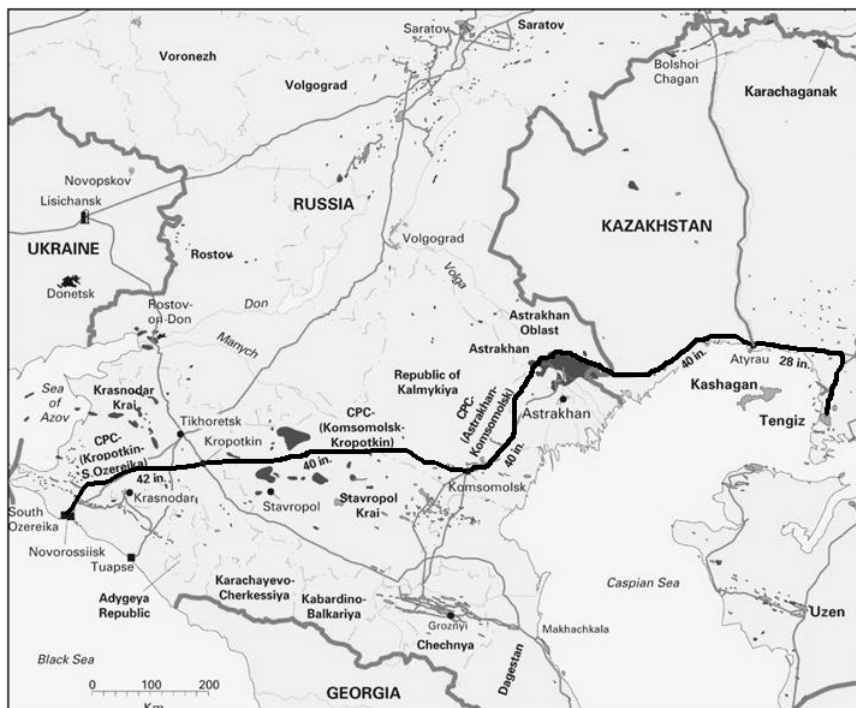
³⁵³ Vgl. Mobil signs CPC restructuring agreement in Moscow, in: Business Wire, 6.12.1996; Upperton, Jane: Fresh Start for Caspian Pipeline Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 96, S. 1, 19.5.1997.

³⁵⁴ Die russische Regierung verpflichtete sich zum Erlass eines Dekrets, in dem sie die Unterstützung Russlands für das CPC-Projekt deklarieren und die Ausführung des CPC-Vertrages bestätigen würde. Die Regierung sollte laut dem Abkommen auch die zuständigen Behörden zur Einhaltung der staatlichen Verpflichtungen aus dem Vertrag instruieren. Zusätzlich sollte ein Präsidialdekret erlassen werden, der CPC-R von bestehenden Bestimmungen bezüglich des Währungsumtausches ausschließen würde. Ähnliche Verpflichtungen ging auch Kasachstan ein. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 97.

³⁵⁵ Russland sollte 5,5 Mrd. USD in Form von Dividenden und 18,4 Mrd. USD durch Steuern einnehmen, Kasachstan 4,4 Mrd. USD bzw. 3,8 Mrd. USD. Vgl. Caspian pipeline consortium project set to begin in October, in: Interfax, 19.3.1998 Vgl. CPC deal finally settled, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 28.5.1997; Upperton, Jane: Fresh Start for Caspian Pipeline Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 96, S. 1, 19.5.1997; Final accord signed to finance Caspian pipeline scheme, in: Interfax news agency, 16.5.1997.

Das Abkommen verlieh den Unternehmensmitgliedern und Oman das Recht, auf der Grundlage ihrer Durchleitungsquote eigenes Öl oder die Produktion jedes teilnehmenden Unternehmens zu befördern. Russland und Kasachstan erhielten das Recht, die Nutzung ihrer Kapazitätsrechte jeder beliebigen Rechtsperson zu erteilen, die flüssige Kohlenwasserstoffe auf dem Territorium eines der beiden Länder fördern würde. Bei der Verteilung möglicher freier/ungenutzter Kapazitäten sollte das Konsortium die sog. „Wasserfall“-Allokationsprozedur anwenden. In diesem Rahmen sollten Anteilseigentümer in einem schrittweisen Prozess die Möglichkeit erhalten, Zugang zu freien Kapazitäten proportional zu deren Beteiligung am Konsortium zu erlangen. Nur im Fall, dass die Anteilseigentümer kein Interesse an der Nutzung möglicher freier Kapazitäten besitzen würden, sollten diese dritten Parteien angeboten werden. Die teilnehmenden Ölunternehmen verpflichteten sich darüber hinaus, die Produktion spezifischer Vorkommen über die Pipeline zu befördern (z. B. Chevron sollte Tengiz-Öl befördern). Festgelegt wurde auch, dass Anteilseigentümer mit existierenden bzw. verfügbaren Exportvolumen verpflichtet sein werden, ihr Öl bis zur Höhe ihrer jeweiligen Durchleitungsquote über die Pipeline zu befördern. Im Falle, dass dieser Verpflichtung nicht nachgekommen würde, müsste vom Anteilseigentümer eine Entschädigung in Höhe des Tarifes entrichtet werden, der vom ihm sonst gezahlt würde („ship-or-pay“). Diese Verpflichtung sollte jedoch dadurch aufgehoben bzw. reduziert werden, dass die freie Kapazität an andere Parteien realloziert und von diesen genutzt würde. Produzenten wurden auch zu sog. Ausfallzahlungen verpflichtet. Diese sollten dann Anwendung finden, wenn für ungenutzte Kapazitätsrechte für Langstreckentransporte Ersatznutzer gefunden würden, die lediglich Kurzstreckentransporte benötigen würden.³⁵⁶

Abbildung 16: CPC-Pipeline - endgültiger Streckenverlauf



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

³⁵⁶ Dieser Fall würde eintreten, wenn ein Produzent die Rechte für den Öltransport von Atyrau nach Noworossijsk besitzen, seine Quote jedoch erst ab Kropotkin (Russland) beanspruchen würde. Die Ausfallzahlung müsste in diesem Fall für den Abschnitt Atyrau-Kropotkin entrichtet werden. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 106.

3.3.3 Verzögerungen bei der Ratifizierung des CPC-Restrukturierungsabkommens

Die durch das Erreichen des Restrukturierungsabkommens geweckten Hoffnungen auf Seiten privater Unternehmen über eine möglichst schnelle Umsetzung des Pipelineprojektes wurden jedoch in der Folgezeit enttäuscht. Trotz vertraglich eingegangener Zusagen verspätete sich die russische Seite bei der Verabschiedung der benötigten Regelungen zur Befreiung teilnehmender Unternehmen von den geltenden Währungsumtauschverpflichtungen sowie zahlreicher weiterer Dokumente, die den Umgang des Konsortiums mit russischen Behörden erleichtern sollten.³⁵⁷ Dies führte wiederum dazu, dass sich die Projektteilnehmer weigerten, die vereinbarten Zahlungen von insgesamt 350 Mio. USD fristgerecht zu tätigen. Als Grund für die Verzögerungen wurde von Moskau die immer noch ungeklärte Frage der Verwaltung des russischen Konsortialanteils genannt. Anstatt hierbei ein Machtwort zu sprechen, schoben sowohl Jelzin als auch Tschernomyrdin die Lösung des Problems einzelnen Ministerien zu und verschoben inzwischen wiederholt die Unterzeichnung der geforderten Dokumente.³⁵⁸ Transneft hegte dabei weiterhin den Anspruch auf die Funktion des russischen Anteilverwalters und wollte sich trotz des massiven Widerstandes seitens der Ölproduzenten nicht mit der Rolle eines einfachen technischen Pipelinebetreibers abfinden. Ähnliche Absichten wurden aber auch von Lukoil und Rosneft verfolgt, sodass sich die Konzerne in einem Lobby-Kampf um die Gunst der Regierung wiederfanden.³⁵⁹ Aus Sorge, dass sich diese doch für Transneft entscheiden könnte, sprachen sich die am CPC beteiligten Ölproduzenten zu Gunsten der Annahme einer Regelung zur Gewährleistung des Ausschlusses von Transneft bei allen Abstimmungen aus, bei denen es zu Interessenskonflikten aufgrund seiner Rolle als Betreiber der Pipeline kommen könnte.³⁶⁰

Auch Unklarheiten über die Finanzierung des für den kasachischen Staatskonzern bestimmten Projektanteils verzögerten die Übernahme der Konsortialbeteiligungen durch einzelne Ölproduzenten und somit auch den formellen Abschluss der CPC-Restrukturierung.³⁶¹ Die im kasachischen Ölsektor parallel stattfindenden Umstrukturierungsprozesse, die sowohl die ministeriale Verwaltungsebene als auch die staatliche Ölholding Munaigaz betrafen, verkomplizierten und verlangsamten dabei die Problemlösung zusätzlich.³⁶² Erst im März kam es schließlich zur Einigung zwischen Amoco und dem neu gegründeten kasachischen Staatskonzern Kazakhoil³⁶³ über die Formung eines JVs (50,02:49,98), in dessen Rahmen der US-Konzern die Finanzierung des kasachischen Anteils an den CPC-Projektkosten übernehmen und im Gegenzug Rechte zur Nutzung eines Teils der von Kazakhoil verwalteten Transportquote erhalten sollte.³⁶⁴ Parallel dazu erhielt Amoco auch Exklusivrechte für Ver-

³⁵⁷ Die russische Regelung sah vor, dass Unternehmen 50 Prozent der Einnahmen in Rubel umtauschen sollten.

³⁵⁸ Vgl. Upperton, Jane: Shift in CPC Equity Held Off Until March, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 26, S. 3, 6.2.1997; Upperton, Jane: New Delay For CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 78, S. 1, 23.4.1997.

³⁵⁹ Vgl. Upperton, Jane: The road is clear for a Caspian pipeline, as 13 entities put signatures on a deal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 238, S. 1, 9.12.1996.

³⁶⁰ Vgl. CPC members continue jockeying amid new structure, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 4, 20.12.1996.

³⁶¹ Kasachstan sollte nicht nur über einen Regierungsanteil von 19 Prozent verfügen, sondern erhielt auch einen Anteil von 1,75 Prozent, der der staatlichen Ölgesellschaft (Munaigaz) zugewiesen wurde. Der Regierungsanteil sollte durch die Überweisung der Pipelinesegmente beglichen werden, der Anteil von Munaigaz war jedoch mit Verpflichtungen zur Beteiligung an den Baukosten verbunden.

³⁶² Siehe hierzu Kapitel 2.7.3.

³⁶³ Kazakhoil wurde am 4. März gegründet und sollte neben Produktionseinheiten auch den kasachischen Regierungsanteil im CPC-Konsortium verwalten.

³⁶⁴ Amoco erhielt das Recht, 3 Mt/Jahr Öl über CPC zu transportieren. Die CPC-Quote von Kazakhoil setzte sich aus zwei Teilen zusammen. Einer Quote, die das Unternehmen direkt im Gegenzug für die Beteiligung an der Projektfinanzierung erhielt (3 Mt/Jahr), und einer Quote, die Kasachstan zusätzlich zur Regierungsquote erhielt

handlungen mit der kasachischen Regierung über die Übernahme des Vorkommens Juschnaija Emba.³⁶⁵ Nach der Klärung der Finanzierungsfrage verabschiedete die kasachische Regierung am 20. März einen Beschluss zur Überweisung von Pipeline- und Infrastrukturanlagen an das CPC-Konsortium. Daraufhin erließ Nasarbajew am 3. April ein Präsidialdekret, durch welches das Abkommen über die Restrukturierung von CPC von kasachischer Seite ratifiziert wurde.³⁶⁶

Tabelle 17: Aufteilung der Anteile, jährlicher Transportrechte und Kosten an der CPC-Pipeline

	Konsortialanteil	Kapazität Phase I	Kapazität Endstufe	Kostenanteil Phase I
Kasachische Regierung ¹	19 %	0,76 Mt (2,7 %)	3,8 Mt (5,67 %)	Infrastrukturanlagen 232 Mio. USD
Russische Regierung ¹	24 %	0,96 Mt (3,4 %)	4,8 Mt (7,16 %)	Infrastrukturanlagen 292,57 Mio. USD
Omanische Regierung/OOC ¹	7 %	0,28 Mt (1 %)	1,4 Mt (2,09 %)	87 Mio. USD (1992-96)
Kazakhstan Pipeline Ventures ² (JV Kazakoil und Amoco)	1,75 %	3 Mt + 2 Mt (17,73 %)	3 Mt + 7,5 Mt (15,67 %)	93,8 Mio. USD
LukArco (JV Lukoil und Arco)	12,5 %	4 Mt (14,18 %)	10 Mt (14,93 %)	670 Mio. USD
Rosneft (JV mit Shell)	7,5 %	3 Mt (10,64 %)	5 Mt (7,46 %)	402 Mio. USD
Chevron	15 %	4 Mt (14,18 %)	15 Mt (22 %)	804 Mio. USD
Mobil	7,5 %	2 Mt (7,09 %)	7,5 Mt (11,19 %)	402 Mio. USD
Oryx	1,75 %	2,7 Mt (9,57 %)	3 Mt (4,48 %)	93,8 Mio. USD
BG	2 %	2,75 Mt (9,75 %)	3 Mt (4,48 %)	107,2 Mio. USD
Agip	2 %	2,75 Mt (9,75 %)	3 Mt (4,48 %)	107,2 Mio. USD
Zusammen		28,2 Mt	67 Mt	2.680 Mio. USD ³

¹ Die Gesamtquote für staatliche Teilnehmer betrug 2 Mt.

² Die kasachische Regierung erhielt zusätzlich zur allgemeinen Regierungsquote weitere 2 Mt für Phase I resp. 7,5 Mt nach der Erweiterung. Diese Quote sollte von Kazakoil im Rahmen von Kazakhstan Pipeline Ventures verwaltet werden.

³ Endgültige Baukosten nach Abschluss von Phase I (2002), das Projektbudget (1998) sah Kosten von 2,236 Mrd. USD vor. Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 216; Eigene Berechnungen und Anpassungen.

Um den Fortschritt bei der Umsetzung des Pipelineprojektes nicht weiter zu behindern, wurde wenige Tage später von der russischen Regierung als Übergangslösung beschlossen, mit der Verwaltung des russischen Regierungsanteiles am CPC den Föderalen Vermögensfond zu beauftragen. Zwar wurden in Bezug auf die Lösung der Verwaltungsfrage in der Folgezeit noch einige weitere Vorschläge vorgelegt, jedoch führten diese zu keiner Veränderung der Lage.³⁶⁷ Der russische Präsident akzeptierte die Lösung und unterzeichnete schließlich am 25. April die noch ausstehenden Unterlagen, die von russischer Seite für die formelle Zustimmung zur Restrukturierung des Konsortiums erforderlich

(2 Mt/Jahr) und Kazakoil zur Verwaltung übergab (siehe Tabelle 17). Vgl. Kazakhstan, EIU Country Report 2nd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997, S. 35; Amoco takes a slice of CPC, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 9, 31.3.1997.

³⁶⁵ Das Vorkommen Juschnaija Emba (Reserven 486 Mio. Barrel; Produktion im Jahr 1996 34.800 b/d) wurde vom kasachischen Produzenten Embamunaigaz gehalten. Die Verhandlungen mit Amoco wurden jedoch in der Folgezeit von N. Balgimbajew abgebrochen. Dieser Schritt ist auch mit der Veränderung der Einstellung der kasachischen politischen Führung gegenüber der Privatisierung der eigenen Ölindustrie zu bewerten (siehe z. B. Kapitel 5.2.5). Embamunaigaz war einer der wenigen größeren Produzenten, die sich zu dieser Zeit noch unter staatlicher Kontrolle befanden und sollte zusammen mit Uzenmunaigaz den Produktionskern des nationalen Ölkonzerns Kazakoil bilden. Durch den Verkauf würde der kasachische Anteil an der Ölförderung des Landes marginalisiert werden. Dies befand sich jedoch nicht im Einklang mit der neuen Vision des kontinuierlichen Ausbaus von Kazakoil zu einem starken vertikal integrierten Ölonternehmen. Vgl. Amoco takes a slice of CPC, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 9, 31.3.1997.

³⁶⁶ Vgl. Presindet Nazarbayev clears way for final approval of Caspian pipeline deal, in: Interfax news agency, 3.4.1997.

³⁶⁷ Beispielsweise schlug der russische Energieminister, Viktor Ott, vor, dass der Anteil zwischen Transneft, Rosneft und Lukoil aufgeteilt werden könnte. Vgl. Upperton, Jane: Fresh Start for Caspian Pipeline Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 96, S. 1, 19.5.1997.

waren und die Überweisung erster Zahlungen der Unternehmen bedingten.³⁶⁸ Dieser Schritt öffnete schließlich die Tür für den Erwerb der Konsortialanteile durch die Unternehmen am 15. Mai 1997, wodurch der Prozess der CPC-Restrukturierung formell abgeschlossen wurde.³⁶⁹ Unmittelbar im Anschluss wurde vom neuen CPC das Konsortium bestehend aus dem US-Unternehmen Flour&Daniel und der russischen Giprovostokneft mit der Durchführung der Planungs- und Designarbeiten für das Pipelinesystem beauftragt.³⁷⁰

3.3.4 Lokaler Widerstand, schlechter Führungsstil und Differenzen bei der Gewinnaufteilung behindern die Projektumsetzung

Kurz nach Abschluss der Restrukturierung des Konsortiums wurden in den betroffenen Regionen Umweltgruppen aktiv, die gegen die Pipeline bzw. deren geplanten Streckenverlauf, der teilweise auch durch Naturschutzgebiete erfolgen sollte, demonstrierten.³⁷¹ Die lokale Bevölkerung befürchtete darüber hinaus mögliche Auswirkungen auf deren wirtschaftliche Existenzgrundlage, da die Pipeline Stör-Laichgebiete im Wolgadelta, landwirtschaftlich wertvolle Schwarzerdböden (Stawropol und Krasnodar) oder touristische Gebiete (Schwarzmeerküste) durchquerte. Auch Vertreter zahlreicher Gemeinden und Städte äußerten sich kritisch und forderten die Durchführung öffentlicher ökologischer Überprüfungen. Das Konsortium versuchte, die Gemüter zu beruhigen und sicherte zu, dass die Pipeline höchsten Umweltstandards entsprechen würde. Verwiesen wurde darauf, dass von den Projektkosten insgesamt 395 Mio. USD für Umweltsicherheit und Schutz von Wasser- und Landressourcen bestimmt waren.³⁷² Regionale russische Verwaltungen instrumentalisieren dabei den lokalen Widerstand in den Verhandlungen über die Vergabe von Wegerechten und forderten vom Konsortium die Beteiligung am Aufbau lokaler Infrastruktur, diversen sozialen Aktivitäten bzw. verfolgten in

³⁶⁸ Hierzu gehörten u. a. eine Regelung, die dem Konsortium eine Ausnahme von den Bestimmungen über den Umtausch von Hartwährungseinnahmen in Rubel erteilte (gilt bis 2013); ein Dekret, das die russische Zentralbank instruierte, dem Konsortium den Erwerb notwendiger Lizenzen und Genehmigungen zu erleichtern; eine Regelung bezüglich der Verwaltung des russischen Regierungsanteils durch den Föderalen Vermögensfond; ein Regierungsdekret, das bestätigte, dass CPC die alleinigen Rechte zur Entscheidung über Tariffragen und Zugangsbedingungen besitzt. Dies war enorm wichtig, da das Konsortium somit der Zuständigkeit der russischen Regulierungsbehörde entzogen wurde, die die Tätigkeit aller natürlichen Monopole auf russischem Territorium regelte. Die im Vergleich zum Verwaltungsprozess in Kasachstan aufgetretenen Verzögerungen auf russischer Seite wurden auch durch die Neuformung der russischen Regierung während dieser Zeit bedingt. Konsortialmitglieder lobten dabei insbesondere die positive Rolle des neu ernannten stellvertretenden russischen Premierministers, Boris Nemtsov, bei der Vorbereitung der noch ausstehenden Dokumente. Zusätzlich dazu erließ die Regierung am 30. April eine Regelung zur Befreiung der Importe des Konsortiums von der Zahlung der Mehrwertsteuer, was auch als Bedingung für die Überweisung der Gelder galt. Vgl. Yeltsin signs decree to advance Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 25.4.1997; May 15 Restructuring is on Track, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 84, S. 4, 1.5.1997.

³⁶⁹ Vgl. Mobil acquires interest in Caspian Pipeline Consortium, in: Business Wire, 16.5.1997.

³⁷⁰ Vgl. Oil pipeline from Tengiz field to Novorossiisk, in: Middle East News items, 21.12.1998; CPC deal finally settled, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 28.5.1997.

³⁷¹ Befürchtungen von Umweltaktivisten über Risiken des Pipelinetransportes wurden durch wiederkehrende Leckagen im russischen Netz bekräftigt. Zum Beispiel traten im Mai 1997 400 t Öl aus einer neuen Pipeline nahe Noworossiisk aus, ein Viertel davon floss ins Meer. Vgl. Environmentalists fight oil giants on Russian coast, in: Associated Press Worldstream, 7.12.1997.

³⁷² Vgl. Styazhkin, Nikolai: Kazakh-Russian oil pipeline to boast environmental safety, in: TASS, 11.10.1997; CPC – one of most successful projects in energy sector in ex-USSR, in: SKRIN Market & Corporate News, 18.7.2011.

den Verhandlungen eigene finanzielle Interessen.³⁷³ Dies drohte nicht nur die Kosten des Projektes in die Höhe zu treiben, sondern bremste auch dessen Umsetzung.

Die Schwierigkeiten waren so groß, dass sich kasachische Offizielle bereits wenige Wochen nach der Umstrukturierung des Konsortiums lautstark über die Verzögerungen seitens russischer regionaler Behörden beschwerten. „*All of the work may be considerably delayed because of the position of local Russian authorities and their intractable stand regarding the route.*“³⁷⁴ Vor diesem Hintergrund musste der ursprüngliche Zeitplan für die Inbetriebnahme der Pipeline im Oktober 1997 um ein Jahr auf September 2000 verschoben werden. Westliche Anteilseigentümer zeigten sich darüber hinaus zunehmend unzufrieden mit der Arbeit des von Lukoil nominierten Konsortialdirektors, Wladimir Stanew, der nur wenig Initiative zur Beschleunigung des Verhandlungsprozesses zeigte. „*They [Russian representatives] are more concerned about what cars they are driving than building a pipeline.*“³⁷⁵

Das Restrukturierungsabkommen vom Dezember 1996 sah vor, dass die neue Konsortialführung bis zum 31. Dezember 1997 alle Wegerechte sowie die von föderalen und lokalen Behörden benötigten Genehmigungen zum Bau der Pipeline sicherstellen sollte. Die Freigabe weiterer Mittel für die Finanzierung des Projektes wurde von westlichen Unternehmensmitgliedern daher durch den Besitz dieser Dokumente bedingt. Die CPC-Partner mussten jedoch im Dezember 1997 feststellen, dass ein Großteil der Unterlagen zu diesem Zeitpunkt noch nicht vorlag.³⁷⁶ Beim Treffen des Konsortiums im selben Monat, bei dem auch über das Budget für das kommende Jahr entschieden wurde, sahen sich die westlichen Unternehmen somit gezwungen, die Vergabe neuer Mittel vorerst einzufrieren.³⁷⁷ Inoffiziell wurde von einigen Teilnehmern der Verhandlungen bereits eine weitere Verschiebung der Pipelineeröffnung auf das Jahr 2001 befürchtet.³⁷⁸

Einige Vertreter der beteiligten Unternehmen deuteten sogar auf einen möglichen politischen Hintergrund der Verzögerungen hin. „*If the Russians have a political agenda that they don't want to get it done, it will never get done.*“³⁷⁹ Analytiker sprachen in diesem Zusammenhang davon, dass Lukoil die CPC-Verhandlungen als indirektes Druckmittel gegenüber Kasachstan einsetzen würde, um somit möglicherweise einen größeren Anteil am TCO oder Beteiligungen an den von der kasachischen Regierung ausgeschriebenen Offshore-Blöcken zu erpressen. Auch der Unmut russischer Unternehmen

³⁷³ Zum Beispiel musste CPC allein in Noworossijsk 7 Mio. USD für den Ausbau lokaler Infrastruktur zahlen. Noworossijsk besaß auch großes Interesse daran, dass der Terminal im Stadtgebiet gebaut wird, da man sich davon Hafeneinnahmen versprach. Die Stadt schlug vor, dass statt des Baus eines neuen Offshore-Terminals in Juschnaja Ozerejka ein neuer Terminal mit stationären Ladevorrichtungen im bestehenden Hafen gebaut werden könnte. Dies würde jedoch zusätzliche Kosten von 490 Mio. USD bedeuten und die Flexibilität der Beladung verringern. Vgl. Whitehouse, Mark: Block Window On the Black Sea, in: The Moscow Times, No. 1355, 16.12.1997; Environmentalists protest against the Caspian Pipeline Consortium (Segodnya), in: What The Papers Say (Russia), 14.7.1997; Zhilyakov, Viktor: Conference demands expert examination of new oil route, in: TASS, 5.10.1997.

³⁷⁴ Kairgeldy Kabyldin, Vizepräsident von Kazakhneftprovod, zit. in: Kazakhstan says Russia holding up 2 billion dollar pipeline, in: Agence France Presse, 25.7.1997.

³⁷⁵ Anonyme Quelle aus dem Umfeld von CPC, zit. in: Target Date For Caspian Line Is 2000, Official Says, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 193, S. 5, 6.10.1997.

³⁷⁶ Vgl. Fritsch, Peter/Pope, Hugu: Western partners seek Caspian pipeline shakeup Oil companies fault Russian managers and freeze funds, in: The Globe and Mail, S. 6, 2.2.1998.

³⁷⁷ Vgl. Hopes for CPC's Moscow talks, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 5.2.1998.

³⁷⁸ Vgl. ebenda; Zipf, Peter: Partners Freeze Funds For Kazakh Export Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 22, S. 1, 3.2.1998.

³⁷⁹ Richard Matzke, Präsident von Chevron Overseas, zit. in: Zipf, Peter: CPC Unlocks Funding For Tengiz Pipeline Work, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 33, S. 1, 19.2.1998.

über die zusätzliche Konkurrenz für die Urals-Ölmischung auf dem europäischen Markt wurde in diesem Kontext erwähnt.³⁸⁰ Darüber hinaus traten Spannungen in russisch-kasachischen Beziehungen bezüglich der Grenzziehung im Kaspischen Meer auf, was laut einigen Beobachtern auch die Frage der möglichen Instrumentalisierung des CPC-Prozesses aufwarf. Lukoil gewann im Dezember 1997 nämlich ein von der russischen Regierung ausgeschriebenes Bieterverfahren über Rechte zur Erschließung von Produktionsgebieten im nördlichen Kaspischen Meer (Severny Block). Diese enthielten potenzielle Vorkommen³⁸¹, die jedoch teilweise in kasachischen Gewässern lagen und über deren Zukunft deswegen aus kasachischer Sicht gemeinsam entschieden werden sollte. Astana verlangte somit die Annullierung des russischen Tenders. Moskau bot im Verlauf anschließender Verhandlungen zur Klärung des Streites den Rückzug an, bedingte diesen jedoch angeblich durch eine größere Beteiligung von Lukoil am TCO. Nasarbajew lehnte das Angebot ab und verlangte seinerseits die Ersetzung des von Lukoil gestellten CPC-Präsidenten. Ein Abkommen über die Prinzipien der Grenzziehung im Kaspischen Meer und die Nutzung der Bodenschätze konnte zwischen beiden Parteien schließlich im Juli 1998 unterzeichnet werden (siehe auch Kapitel 4.5.5, Abbildung 31).³⁸²

³⁸⁰ Lukoil strebte nach dem Erwerb des Fünfprozentanteils von Chevron eine Steigerung der Beteiligung am Tengiz-Feld um mindestens weitere fünf Prozentpunkte zulasten der kasachischen Regierung an. Vgl. Rao, Sujata: Caspian Pipeline Plan Hinges on Shareholders, in: The Moscow Times, No. 1395, 19.2.1998; Fritsch, Peter/Pope, Hugu: Western partners seek Caspian pipeline shakeup Oil companies fault Russian managers and freeze funds, in: The Globe and Mail, S. 6, 2.2.1998.

³⁸¹ Im Verlauf des Jahres 2000 wurde von Lukoil in diesem Gebiet die Entdeckung der Felder Kvalinskoje (322 Mrd. m³ Gas, 18 Mt Kondensat, 36 Mt Öl) und Juri Korschagin (Gesamtreserven 570 Mboe) vermeldet. Später wurden im russischen Offshore-Gebiet u. a. die Felder Rakuschchnoje, Sarmatskoje, Filanovsky entdeckt.

³⁸² Russland behauptete, dass die Ausschreibung des russischen kaspischen Offshore-Gebietes als Reaktion auf die unilaterale Entscheidung seitens Kasachstans bezüglich der Aufteilung der kasachisch-russischen Offshore-Gebiete erfolgte. Als kasachische Behörden im Jahr 1993 die „Map of the Geological Exploration and Utilization Blocks of Hydrocarbons in Kazakh's Sector of the Caspian Sea“ annahmen, auf deren Grundlage auch die Zuweisung von Blöcken erfolgen sollte, wurde eine unilaterale Entscheidung über die Aufteilung des nördlichen Kaspischen Meeres in Sektoren getroffen, die jedoch nicht die russische Position berücksichtigte. Nach dem Abschluss seismischer Untersuchungen durch das Kazachstancaspiishelf-Konsortium im Jahr 1997 wurden ohne eine Einigung mit Russland über die Grenzziehung mehrere Blöcke an ausländische Unternehmen vergeben, die an den Untersuchungen beteiligt waren. Zusätzlich plante Kasachstan unter der Regierungsresolution vom 3. Juli 1997 das Kurmangazy-Gebiet (geschätzte Reserven bis zu 150 Mt Öl) an der russisch-kasachischen Offshore-Grenze mit Hilfe ausländischer Unternehmen zu erkunden und zu erschließen. Als Reaktion darauf schrieb das russische Energie- und Ölministerium die russischen nördlichen Gebiete im Tender aus, wo Lukoil den Zuschlag bekam. Eine Einigung zwischen beiden Ländern über die Prinzipien der Teilung des nördlichen Kaspischen Meeres wurde am 6. Juli 1998 erreicht. Diese sollte auf dem Prinzip der Äquidistanz von der Küstenlinie bzw. modifizierten Medianlinie basieren („modifiziert“ geht darauf zurück, dass an einigen Abschnitten Anpassungen erfolgten, sodass der Verlauf der Grenze nicht gänzlich dem Äquidistanzprinzip entspricht). Die Parteien erkannten in diesem Zusammenhang ihre souveränen Rechte bei der Förderung von Bodenschätzen in den jeweiligen nationalen Sektoren an, wogegen die Wassermassen gemeinsam genutzt werden sollten. Der Bau von sektorenüberschreitenden Pipelines wurde durch die Einigung aller Anrainerstaaten bedingt. Im Mai 2002 wurde ein ergänzendes Protokoll angenommen, das den genauen Verlauf der russisch-kasachischen Seegrenze festlegte (Anfang: Breitengrad 46° 13,3' Längengrad 49° 26,4'; Ende: 42° 33,6' und 49° 53,3') und die gemeinsame Entwicklung des grenzübergreifenden Feldes Khvalynskoje und der Strukturen Kurmangazy und Tsentralnoje regelte. Kurmangazy sollte unter kasachischer Jurisdiktion liegen und gemeinsam mit russischen Unternehmen erschlossen werden (Kasachstan sollte 50 Prozent an Kurmangazy besitzen, Russland 25 Prozent und eine Option für den Erwerb weiterer 25 Prozent innerhalb von sechs Monaten nach der Verkündung kommerzieller Vorkommen haben. Bei der Vertragsform sollte es sich um ein PSA handeln.). Tsentralnoje (314 Mt Öl, 119 Mrd. m³ Gas) und Khvalynskoje sollten unter russischer Jurisdiktion liegen und auf Paritätsbasis zusammen mit Kasachstan erschlossen werden. Bei der Aufteilung der Anteile an Tsentralnoje sollte die umgekehrte Regelung von Kurmangazy Anwendung finden. Bei Khvalynskoje sollte der kasachische Projektpartner bis zu 50 Prozent erhalten. Das Protokoll legte auch fest, dass im Falle der zukünftigen Entdeckung weiterer

Erheblichen negativen Einfluss auf den Verlauf der Verhandlungen hatten auch innerrussische Differenzen zwischen den Regionaladministrationen und der Zentralregierung in Moskau, bei denen es generell um Finanztransfers innerhalb des föderalen russischen Staates und konkret um die Aufteilung der CPC-Projekteinnahmen ging. Vor diesem Hintergrund wurde die Vergabe notwendiger Genehmigungen von den lokalen Behörden durch eine vorangehende Einigung über die Beteiligung an den Projekterträgen bedingt. Die Regierungen der Regionen brachten ihre Forderung nicht zuletzt aufgrund fehlender bzw. unzureichend funktionierender Verhandlungsmechanismen im Rahmen der russischen Föderalismusstrukturen direkt in den Verhandlungsprozess mit dem Konsortium ein, obwohl dieses prinzipiell keine Zuständigkeit für die Aufteilung der Zahlungen besaß.³⁸³ CPC fand sich somit als Geisel der Unzulänglichkeiten des russischen Föderalismus wieder. „*Russia is still defining the relationship between the centre and the regions. There is no role model for them to follow and they operate in a country not used to target dates.*“³⁸⁴

Der Präsident von Chevron Overseas, R. Matzke, traf sich zwischen Januar und März 1998 viermal mit dem Präsidenten von Lukoil, V. Alekperow, um den langsamen Fortschritt bei der Umsetzung des Projektes aufgrund der schlechten Führungsarbeit von W. Stanew zu besprechen. Er machte deutlich, dass die westlichen Partner gegebenenfalls bereit wären, die Finanzierung auch länger einzufrieren, wenn es zu keiner Veränderung im Führungsstil des Konsortiums kommen sollte.³⁸⁵ Zusätzlich fanden auch mehrere Treffen zwischen ausländischen Projektmitgliedern und hochrangigen russischen Regierungsvertretern statt, welche eine stärkere Unterstützung der Regierung in Verhandlungen mit lokalen Behörden sichern und die Erteilung von Wegerechten beschleunigen sollten.³⁸⁶ Sie wandten

grenzüberschreitender Strukturen ein zusätzliches Abkommen geschlossen werden sollte. Dies betraf z. B. das Vorkommen Imaschewskoje (128,7 Mrd.m³ Gas, 20,7 Mt Gaskondensat), dessen Status im Rahmen einer Deklaration Anfang 2005 geklärt wurde. Auch hier wurde das Prinzip der gemeinsamen Beteiligung angewandt. Vgl. Koshkareva, Tatiana/Narzikulov, Rustam: Kazakhstan is unsatisfied with Russia's position in the northern Caspian and would like to replace the leadership of the Caspian Pipeline Consortium with Americans (Nezavisimaya Gazeta, S. 1), in: What The Papers Say (Russia), 26.1.1998; KazMunaiGaz: Khvalynskoe, Centralnaya Projects http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1441/09.00_Alexander_Denyakin_Eng.pdf (16.8.2011); Russia, Kazakhstan reach agreement on disputed Caspian oil field, in: Interfax news agency, 29.11.2001; Russia, Kazakhstan agree on principle for dividing Caspian Sea, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 21.5.2002; Janusz-Pawletta, Barbara: Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres, Dresden: Neise Verlag, 2007, S. 45-46; Gorst, Isabel: Solving the export puzzle, in: Petroleum Economist, November 2002.

³⁸³ Die vom Projekt betroffenen russischen Regionen sahen im CPC eine Möglichkeit zur größeren finanziellen Unabhängigkeit von den oft unsicheren bzw. unregelmäßigen Finanzüberweisungen aus dem Zentralhaushalt. Die ausstehenden Überweisungen für Pensions- und Sozialzahlungen und das finanzielle Chaos in Moskau führten im Verlauf der 1990er Jahre zum Teil auch zur Stärkung der Legitimität regionaler Behörden, deren Vertreter sich für die Belange ihrer Einwohner einsetzten. In einigen Gebieten (wie der CPC-Region Kalmückien) führte dies sogar zu Androhung der Sezession durch die jeweiligen Gouverneure. Der Gouverneur der Krasnodar-Region (auch CPC-Region), N. Kondratenko, drohte wiederum damit, dass er im Fall von weiteren Unterbrechungen der Stromlieferungen an die Unternehmen in seiner Region durch den russischen Stromerzeuger UES den Öltransport über die CPC unterbrechen könnte. Vgl. Dion, Richard, R.: Long view of Caspian oil export options tilts to Kazakhstan-China, Oil & Gas Journal S. 21, 7.6.1999; Lelyveld, Michael S.: Chevron freezes Kazak pipeline funds, in: Journal of Commerce, S. 3, 26.1.1998; Newspaper interviews chief of Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: BBC monitoring Former Soviet Union – Economic, 9.9.2000.

³⁸⁴ Anonymer Vertreter eines US-Ölunternehmens, zit. in: Corzine, Robert: Survey – Kazakhstan 98: CPC: More than a pipe dream, in: Financial Times, 17.6.1998.

³⁸⁵ Vgl. Morgan, Dan/Ottaway, David B.: Vast Kazakh Field Stirrs U.S.-Russian Rivalry; Pipelines Are Key to American Exports, in: The Washington Post, S. 1, 6.10.1998.

³⁸⁶ Im Januar und Februar 1998 kam es zu mehreren Treffen zwischen Vertretern westlicher Unternehmen mit J. Primakov (Außenminister), V. Tschernomyrdin (Premierminister) und I. Rybkin (Leiter des Sicherheitsrates).

sich auch an die kasachische Führung und versuchten diese zum aktiveren Engagement gegenüber Moskau zu bewegen. Tatsächlich forderte Nasarbajew in der Folgezeit bei Treffen mit russischen Vertretern die Neubesetzung des Postens des CPC-Generaldirektors durch den Kandidaten eines US-Mitglieds. Zwar bestritten westliche Konsortialpartner russische Meldungen, dass sie eine Ersetzung Stanews durch einen Vertreter aus den eigenen Reihen verlangten, da Lukoil offiziell das Recht besaß, während der ersten fünf Jahre den CPC-Vorsitz zu stellen, sie waren jedoch zweifellos an größerer Kontrolle interessiert, um so die Projektumsetzung zu beschleunigen.³⁸⁷

Die seit Dezember ausstehende Verabschiedung des Projektbudgets für das Jahr 1998 erfolgte letztendlich am 18. Februar 1998 nach harten Verhandlungen³⁸⁸ über eine neue Aufteilung der Managementkontrolle und Kompetenzen im Rahmen des Konsortiums sowie der Erstellung eines neuen Zeitplans.³⁸⁹ Dieser sah vor, dass bis Anfang September alle Wegerechte vorliegen müssten und bis zum 1. Oktober von den Behörden die Begutachtungen der Machbarkeitsstudien abgeschlossen werden sollten, sodass noch im selben Monat mit der Vergabe von Bauaufträgen begonnen werden könnte. Die dafür benötigten Bieterverfahren sollten noch vor August ausgeschrieben werden. Der offizielle Beginn der Projektbauphase sollte Anfang 1999 erfolgen.³⁹⁰ Den Unternehmen war jedoch gleichzeitig bewusst, dass sie kaum Druckmittel gegenüber der russischen Regierung besaßen, um die Einhaltung der Fristen zu erzwingen.³⁹¹

Zur Unterstützung der Projektumsetzung versuchte Nasarbajew zumindest verbalen Druck auszuüben und deutlich zu machen, dass sein Land auch nach anderen Routen Ausschau hielt und bei weiteren Verzögerungen auf Alternativen zurückgreifen könnte. *„Kazakhstan will search for alternative routes for transporting oil from its Caspian deposits, if the construction of the Russian pipeline is delayed. ... if the Russian pipeline is not built on time, then the Chinese pipeline will be.“*³⁹² Aufgrund des im Vergleich zu anderen Projekten deutlich fortgeschrittenen Realisierungsstadiums des CPC und den geäußerten Präferenzen der Teilnehmer bezüglich des Zielmarktes konnten solche Äußerungen jedoch kaum eine ernsthafte Drohung darstellen. Dies spiegelte sich auch in Reaktionen westlicher Pro-

³⁸⁷ Vgl. Krylov, Nikolai: Oil sensation in Russia, in: What The Papers Say (Russia), 22.1.1998; Upperton, Jane: CPC Says on Pace to Start Line Construction in 1998, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 39, S. 1, 27.2.1998.

³⁸⁸ Angeblich musste sich Nasarbajew selbst einschalten und Jelzin direkt um Unterstützung für das Projekt bitten, bevor eine Lösung gefunden werden konnte. Vgl. Tengiz-Novorossiisk Pipeline Construction To Begin By The End Of 1998 (Panorama, S. 9), in: What The Papers Say (Russia), 6.4.1998.

³⁸⁹ Das angenommene Budget besaß für die ersten drei Quartale des Jahres ein Volumen von 140 Mio. USD. Davon sollten 50 Mio. für die Sicherstellung der Wegerechte und 90 Mio. USD für Ingenieursarbeiten ausgegeben werden (1997 wurden etwa 40 Mio. USD ausgegeben). Das erst in der Folgezeit angenommene Budget für das 4. Quartal 1998 betrug 89 Mio. USD. Vgl. Caspian pipeline consortium agrees on budget, work plan, in: Associated Press Worldstream, 19.2.1998; Zipf, Peter: CPC Unlocks Funding For Tengiz Pipeline Work, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 33, S. 1, 19.2.1998; Fritsch, Peter/Pope, Huger: Western partners seek Caspian pipeline shake up Oil companies fault Russian managers and freeze funds, in: The Globe and Mail, S. 6, 2.2.1998; Zipf, Peter: Partners Freeze Funds For Kazakh Export Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 22, S. 1, 3.2.1998.

³⁹⁰ Fluor Daniel Inc. und Giprovoostokneft sollten bis zum 1. August die Machbarkeitsstudie vorlegen. Die russische Regierung versprach deren Begutachtung bis zum 1. Oktober durchzuführen, sodass zu diesem Tag die gesamte Vorbereitungsarbeit abgeschlossen und die komplette Dokumentation vorliegen würde. Vgl. Four options for completing Caspian pipeline, in: Interfax news agency, 26.3.1998.

³⁹¹ Vgl. ebenda; Timetable for Caspian Pipeline Consortium May be moved up, in: Middle East News Items, 19.10.1998; Kazakhstan Caspian Consortium Assets Transfer, in: Interfax, 25.2.1998; Upperton, Jane: CPC Says on Pace to Start Line Construction in 1998, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 39, S. 1, 27.2.1998; Timetable for Caspian Pipeline Consortium may be moved up, in: Middle East News Items, 19.10.1998.

³⁹² Vgl. Kazakhstan is nervous about Russia's oil pipeline construction for Caspian oil (Russky Telegraph, S. 2), in: What The Papers Say (Russia), 27.1.1998.

jektpartner gegenüber der russischen Regierung wider, in denen wiederholt die Verbundenheit mit dem Projekt bekräftigt wurde. „Chevron is fully committed to the Caspian Pipeline Consortium. We view it as the primary export route for crude from the Tengiz field.“³⁹³ Die Aussagen des Präsidenten sollten daher eher die Bereitschaft Kasachstans verdeutlichen, im Falle weiterer negativer Erfahrungen bei der Umsetzung der CPC-Pipeline bei Entscheidungen über zukünftige Exportrouten diejenigen zu präferieren, die Russland umgehen würden.

3.3.5 Herausforderungen für den Ölexport aus Kasachstan vor dem Bau der CPC-Leitung

Die Bedeutung der Pipeline und ihrer schnellstmöglichen Umsetzung für die Entwicklung der kasachischen Ölindustrie, die Einhaltung der damit einhergehenden finanziellen Planungen der Regierung und der sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die politische Stabilität des Regimes waren kaum zu überschätzen. Schon die große Zahl involvierter Unternehmen verdeutlichte, dass das CPC-Projekt nicht nur für die Entwicklung des Tengiz-Feldes maßgebliche Bedeutung hatte, sondern auch eine herausragende Stellung für andere Produktionsvorhaben einnahm. Dies spiegelte sich beispielsweise darin wider, dass der Zeitplan für die Entwicklung des zweitgrößten kasachischen Vorkommens – Karachaganak – mit der Fertigstellung der CPC-Pipeline koordiniert werden sollte.³⁹⁴ Darüber hinaus führte der massive Preisverfall bei Erdöl der letzten Jahre³⁹⁵ dazu, dass die von mehreren Unternehmen angesichts der unkooperativen russischen Quotenpolitik entwickelten Nicht-Pipelinetransportoptionen zunehmend unwirtschaftlich wurden. Die aufgrund der geografischen Lage Kasachstans im Vergleich zu vielen anderen erdölreichen Regionen der Welt deutlich höher liegenden Transportkosten zum Weltmarkt erwiesen sich in diesem Zeitraum daher für viele ausländische Investoren durchaus als prohibitiver Faktor. Tatsächlich sahen sich einige Produzenten zur vorübergehenden Einstellung ihrer Förderung oder sogar zum Rückzug aus dem Land gezwungen.³⁹⁶ Die Lösung der Transportproblematik wurde somit für die kasachische Ölindustrie einmal mehr zur existenziellen Herausforderung.

TCO war der Produzent, der aufgrund seiner Förderkapazitäten im Transportbereich enorme Handlungsbereitschaft und nicht zuletzt Kreativität beweisen musste. Das JV produzierte im Jahr 1997 et-

³⁹³ Mike Libbey, Sprecher von Chevron, zit. in: Oil Majors Stand By Tengiz Field Pipeline, in: The Moscow Times, No. 1385, 5.2.1998.

³⁹⁴ Das am 18. November 1997 zwischen Agip, BG, Texaco, Lukoil und der kasachischen Regierung unterzeichnete PSA über Karachaganak sah vor, dass Phase I der Feldentwicklung mit der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline koinzidiere sollte. Im Jahr 2001 sollte auf dem Feld demnach eine Kondensatproduktion von 175.000 b/d (ca. 9 Mt/Jahr) erreicht werden (Erdgasproduktion 5,1 Mrd.m³/Jahr). Später sollte die Produktion auf 260.000 b/d (13 Mt/Jahr) und 14,3 Mrd. m³/Jahr steigen. Der Export des Kondensats, das bis dahin zu einem sehr geringen Preis an die Orenburg-Raffinerie verkauft werden musste, sollte mittels einer Pipelineanbindung an die CPC erfolgen. Die enorme Abhängigkeit von Russland und der sich daraus ergebende Bedarf an Diversifizierung der Exportwege für Karachaganak zeigten sich im Jahr 1998. Aufgrund der russischen Finanzkrise und der damit verbundenen Zahlungsunfähigkeit vieler Unternehmen musste die Produktion auf dem Feld von zuvor über 60.000 b/d auf unter 20.000 b/d verringert werden. Vgl. Karey, Gerald/DiNardo, Robert: Two giant Kazak contracts signed in US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 225, S. 1, 19.11.1997; Karachaganak Output Cut, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 6.10.1998.

³⁹⁵ Der durchschnittliche jährliche Spotpreis für Brent lag im Jahr 1998 bei lediglich 12,72 USD/b. 1997 betrug er noch 19,09 USD/b, 1996 sogar 20,67 USD/b. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011.

³⁹⁶ In der Tat stagnierte die Entwicklung der landesweiten Produktion im Jahresvergleich. Stieg diese zwischen 1996 und 1997 noch von 22,96 Mt auf 25,778 Mt, erreichte sie im Jahr 1998 25,945 Mt. Der Zuwachs zwischen 1997 und 1998 ging dabei ausschließlich auf TCO zurück. Das JV steigerte seine Förderung von 6,9 Mt auf 8,46 Mt und konnte somit auch den Rückgang auf anderen Feldern kompensieren. Vgl. Kazakhstan – High Transit Fees, in: APS Oil Market Trends, August 2006.

wa sieben Mt Öl, erhielt jedoch für das Transneft-System lediglich eine Transitquote für 3,3 Mt. Um einen kontinuierlichen Anstieg der Förderrate auf dem Tengiz-Feld bis zum Start der CPC-Pipeline zu gewährleisten,³⁹⁷ mussten somit auch kostspieligere Alternativen entwickelt werden. Bereits im Juli 1995 wurde von TCO mit ersten Exporten per Eisenbahn begonnen, die für den Produzenten in der Folgezeit zur bedeutendsten Transportoption aufstiegen. Hierzu wurden auf dem Tengiz-Feld im folgenden Jahr eigenständige Verladeanlagen errichtet und allein im Jahr 1997 etwa 200 Mio. USD in den Ausbau benötigter Infrastruktur investiert.³⁹⁸ Die darauffolgende Ausweitung der Eisenbahnexporte führte dazu, dass das Unternehmen im Jahr 2000 das weltweit größte schienenbasierte Öltransportsystem betrieb und auf diesem Weg 8,2 Mt Öl bzw. 78 Prozent seiner Produktion vermarktete.³⁹⁹ Zu vergleichsweise deutlich höheren Transportkosten⁴⁰⁰, die auf einigen Routen mehr als das Dreifache der Pipelinegebühren ausmachten, wurde von TCO Öl in die Ukraine (Odessa, Feodosia), ins Baltikum (Ventspils) oder nach Finnland (Porvoo) verfrachtet. Über den Wolga-Don-Kanal erfolgten darüber hinaus zeitweilig Exporte mit kleinen Flusstankern in den Schwarzmeerraum. Testlieferungen per Zug wurden Ende 1997 auch nach China durchgeführt, wobei diese Option aufgrund

³⁹⁷ Aus wirtschaftlichen Gründen sollte die Pipeline möglichst von Beginn an gut ausgelastet sein. TCO sagte daher zu, im Juni 2000 ein Produktionsniveau von 240.000 b/d (12 Mt/Jahr) zu erreichen. Da der Anstieg der Produktion nicht sprunghaft erfolgen konnte, musste eine kontinuierliche Heranführung erfolgen.

³⁹⁸ Im Jahr 1997 wurden von TCO etwa 4 Mt (80.000 b/d) per Zug exportiert, 3,3 Mt (66.000 b/d) per Pipeline. Die Zugtransporte erreichten im Jahr 1995 etwa 50.000 t (1.000 b/d). Im Jahr 1996 bewegten sie sich zwischen 14.000-20.000 b/d, stiegen jedoch nach der Inbetriebnahme eines neuen Tankwagonterminal (im November) im Dezember auf 60.000 b/d (die Produktion betrug im selben Monat 160.000 b/d). Insgesamt wurden im Jahr 1996 etwa 1 Mt (20.000 b/d) von den Gesamtexporten von etwa 5 Mt (100.000 b/d) per Eisenbahn realisiert. Im Mai 1998 wurde von TCO der zweite Tankwagonterminal fertiggestellt, wodurch die Gesamtkapazität der Eisenbahnbeladung auf 14.000 t/Tag (5,1 Mt/Jahr; 110.000 b/d) stieg. Im Verlauf des Jahres 1998 wurden etwa 5 Mt (inklusive der Route Baku-Batumi) per Tankwagon exportiert, wobei die Tengiz-Produktion 8,46 Mt (170.000 b/d) betrug. TCO war zu dieser Zeit für 90 Prozent des Zugfrachtverkehrs im Westen Kasachstans verantwortlich. 1999 stiegen die Tankwagonexporte sogar auf nahezu 8 Mt (160.000 b/d), bei einer Produktion von 9,6 Mt (192.000 b/d). Im Jahr 2000 wurden 8,2 Mt (164.000 b/d) der von TCO produzierten 10,5 Mt (210.000 b/d) per Eisenbahn exportiert. Vgl. Tengizchevroil Completes Five Years of Operation at the Tengiz Oil Field In Kazakhstan, in: PR Newswire, 6.4.1998; DiNardo, Robert: Chevron, While Upbeat On Kazakh Line, Aiming At Rail, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 31, S. 1, 13.2.1997; Pronina, Lyuba: Chevron on Tract With Kazakh Investment, in: The Moscow Times, No. 2067, 17.10.2000; Kazakhstan, in: Petroleum Economist, 1.11.2000; Gorst, Isabel: Tengiz Partners To Provide Cash Influx, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 97, S. 1, 21.5.1998.

³⁹⁹ TCO pachtete zu dieser Zeit etwa 7.000 Öl- und 3.000 LNG-Tankwagons. Vgl. Gorst, Isabel: CPC Gearing Up to Fill Oil Line From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 22, S. 3, 1.2.2001; Tengizchevroil to increase production capacity as CPC opens, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 30.7.2001.

⁴⁰⁰ Höhere Transportkosten bei Eisenbahnexporten wurden zum Teil durch Qualitäts- und Mengenvorteile aufgehoben, die im Vergleich zu Exporten über das Transneft-Netz zu verzeichnen waren. Der Wertverlust (pro Barrel) beim Transport durch das russische Pipelinennetz betrug für TCO zu dieser Zeit etwa 25 Prozent im Vergleich zum tatsächlichen Marktwert seines Öls. Dies ging einerseits darauf zurück, dass Tengiz-Öl aufgrund besserer Raffinierungseigenschaften wertvoller ist als die russische Urals-Mischung. Da die Kompensierung im Swap-Handel mit Russland auf Gewichts- und nicht Volumenbasis ablief, war TCO zusätzlich benachteiligt. Tengiz-Öl besitzt ein Verhältnis von etwa 7,9 Barrel/Tonne, Urals lediglich 7,3 Barrel/Tonne. TCO erhielt somit für 7,9 Barrel, die es in das Transneft-Netz einspeiste, lediglich 7,3 Barrel zurück. Laut Chevron lag der Netback-Preis für Eisenbahnexporte im Jahr 1996 bei 120-130 USD/t und war somit nahezu gleich hoch wie beim Export auf „far abroad“-Märkte über das Transneft-Netz. In einigen Fällen waren die Netback-Preise bei Pipelineexporten in den GUS-Raum sogar geringer als bei Schienenexporten auf internationale Märkte. Vgl. DiNardo, Robert: Chevron, While Upbeat On Kazakh Line, Aiming At Rail, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 31, S. 1, 13.2.1997.

mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht weiter verfolgt wurde.⁴⁰¹ Zunehmende Bedeutung gewann für Chevron die transkaukasische Route von Baku nach Batumi an der georgischen Küste des Schwarzen Meeres, die durch den Einsatz von Tankern zwischen Aktau und Baku erreicht werden konnte. Der Transport zwischen den beiden kaukasischen Häfen erfolgte entweder per Eisenbahn oder mittels einer kombinierten Pipeline-Eisenbahn-Route, wobei Chevron auch Pläne zum Erwerb und zur anschließenden Rehabilitierung bestehender ungenutzter Pipelinesegmente in Georgien besaß, um so die Kapazität des Korridors deutlich auszubauen.⁴⁰² Zwar bemühte sich TCO auch um eine Steigerung der Transitquote fürs russische Netz, es konnte hierbei für das Jahr 1998 jedoch lediglich eine geringfügige Ausweitung auf 3,5 Mt erreichen.⁴⁰³ Somit sah sich der Produzent grundsätzlich durch das Handeln der russischen Seite selbst zur Diversifizierung seiner Exportoptionen gezwungen.

Die wirtschaftliche Bedeutung der CPC-Pipeline für TCO und andere kasachische Produzenten lag dabei neben ihrem Beitrag zur Steigerung der reinen Exportkapazität aus dem Land auch in der erwarteten Transportkostensparnis, die mit ihrer Nutzung einhergehen sollte. Für TCO sollte diese in einer Größenordnung von etwa 3 USD/b, bzw. nahezu der Hälfte seiner durchschnittlichen Transportkosten liegen. Im Vergleich zu anderen kleineren Produzenten konnte das Unternehmen dabei aufgrund der Größe seiner Exportvolumen bei der Nutzung von Eisenbahnrouen auch von erheblichen Mengenrabatten profitieren. Die Auswirkung der genannten Einsparung auf die Rentabilität der Ölförderung des JVs wird deutlich, wenn man sie dem im Jahr 1998 herrschenden durchschnittlichen Brent-Preis von 12,72 USD/b gegenüberstellt. Die kombinierten Produktions- und Transportkosten von TCO betragen nämlich im selben Zeitraum fast 10 USD/b.⁴⁰⁴ Im befürchteten Umfeld niedriger Ölpreise und der im kaspischen Raum bestehenden hohen Transportkosten (diese bewegten sich für kasachische Produzenten je nach Standort zwischen 5-15 USD/b; Abbildung 18) würde für viele kasachische Produzenten somit jede zusätzliche Verzögerung des CPC-Projektes beträchtliche Herausforderungen für das Weiterbestehen ihrer Vorhaben nach sich ziehen. Aus Sicht der kasachischen Regierung sollte durch die projizierten Transportkostensparnisse eine erhebliche Steigerung der Unternehmensgewinne erreicht werden, was wiederum zum Anstieg der Renteneinkünfte aus dem Ölsektor und zur Verbesserung der Haushaltlage führen würde.

3.3.6 Außenpolitische und strategische Faktoren beschleunigen die Projektimplementierung

Parallel zu der nur langsam fortschreitenden Umsetzung des CPC-Projektes stiegen die diplomatischen Bemühungen der US-Regierung, Kasachstan für die Teilnahme an der Baku-Ceyhan-Pipeline zu gewinnen. Im November 1997 wurde das Konzept des „Eurasian Transport Corridor“ vorgestellt, in

⁴⁰¹ Abnehmer an der kasachisch-chinesischen Grenze war Sinochem.

⁴⁰² Erste Testlieferungen von TCO auf der Baku-Batumi-Route erfolgten im Jahr 1996. Reguläre Transporte wurden im März 1997 aufgenommen und erreichten im selben Jahr etwa 800.000 t. Hierzu siehe Kapitel 4.3. Vgl. Chevron and Caspian TransCo Announce Transportation Agreement With Republic Of Georgia, in: PR Newswire, 2.3.1998; Tengiz Oil Will Bypass Russia (Kommersant-Daily), in: What The Papers Say (Russia), 13.3.1998.

⁴⁰³ Vgl. President Nazarbaev, Chevron executive discuss oil export problems, in: Interfax news agency, 3.10.1997; Upperton, Jane: CPC Says On Pace To Start Line Construction in 1998, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 39, S. 1, 27.2.1998.

⁴⁰⁴ Die Eisenbahntransportkosten von TCO zum Schwarzen Meer wurden mit etwa 6 USD/b angegeben, sie lagen aber auf anderen Routen deutlich höher. Die Produktionskosten von Chevron betragen 1997 3,10 USD/b. 1999 sanken sie auf etwa 2 USD/b. Dies stellte eine deutliche Reduzierung zum Jahr 1993 dar, als sie noch etwa 7 USD/b erreichten. Vgl. Mobil Chairman Sees Tengiz Oil Output Up By Early 2000, in: New Europe On-Line, 23.12.1998; Gorst, Isabel: Tengiz Partners To Provide Cash Influx, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 97, S. 1, 21.5.1998; Tengiz Crude Reaches Output Cost of US\$ 2/BBL, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 40, 11.10.1999; Kazakhstan – High Transit Fees, in: APS Oil Market Trends, August 2006.

dem sich das Streben Washingtons nach dem Aufbau multipler Pipelinerouten für Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan widerspiegelte.⁴⁰⁵ Das Hauptanliegen stellte die Vermeidung von Transportoptionen dar, die iranisches Territorium in Anspruch nehmen würden. Jedoch sollte gleichzeitig auch einer weiteren „Monopolisierung“ der Exporte aus der Region entgegen gewirkt werden. Dieser integrale Bestandteil der amerikanischen regionalen Energiepolitik richtete sich eindeutig gegen Russland. Zwar wurde von zahlreichen US-Vertretern wiederholt bekräftigt, dass der Bau der CPC von der US-Administration völlig unterstützt wird, jedoch sollten durch das Engagement der USA auch Lösungen geschaffen werden, die es Kasachstan ermöglichen würden, Russland zu umgehen. Im April 1998 besuchte eine US-Delegation Kasachstan, um in Gesprächen für eine transkaspische Leitung mit Anschluss an die Baku-Ceyhan-Pipeline zu werben. Nach den Verhandlungen verkündete Robert Lee, Stellvertretender Energiesekretär der US-Regierung, optimistisch, dass Kasachstan die transkaspische Route als „top priority“ betrachte, und dass bis zum Ende des Jahres aus US-Mitteln finanzierte Machbarkeitsstudien bezüglich möglicher kasachischer Zulieferarme für die Baku-Ceyhan-Pipeline vorgelegt würden.⁴⁰⁶

Hochrangige russische Regierungsvertreter protestierten gleich im Anschluss an das Treffen gegen die Pläne zum Bau von Unterwasserleitungen oder Vorschläge amerikanischer Senatoren⁴⁰⁷ zur direkten Beteiligung der USA an den Kosten der Baku-Ceyhan-Pipeline und drohten, dass „*the Americans are moving toward an open confrontation with Russia.*“⁴⁰⁸ Russische Medien sprachen vom amerikanischen Imperialismus und Präsident Jelzin verurteilte in geopolitisch geladener Rhetorik öffentlich die regionalen Penetrationsversuche der USA.⁴⁰⁹ Offiziell wurden von russischer Seite hauptsächlich Umweltbedenken in Verbindung mit seismischen Risiken als Gründe für den Widerstand gegenüber transkaspischen Pipelineverbindungen erhoben. Die Entscheidung über deren Bau müsste laut Moskau aufgrund der Auswirkungen auf das gesamte Ökosystem des Gewässers von der Zustimmung aller Anrainerstaaten abhängig sein.⁴¹⁰ Tatsächlich wurden die amerikanischen infrastrukturellen Vorhaben aber als geoökonomischer Bestandteil einer geopolitischen Strategie zur Verdrängung Russlands aus seiner traditionellen Einflussosphäre sowie der Einkreisung des Landes wahrgenommen und sollten daher unbedingt verhindert werden. Zwar versuchte die US-Diplomatie, Russland in einer Serie von Treffen⁴¹¹ zu beruhigen und davon zu überzeugen, dass der „eurasische Korridor“ mit der CPC- und Baku-Noworossijsk-Pipeline auch mit russischen Interessen komplementär wäre, jedoch zeigte man sich in Moskau von dieser Charmeoffensive kaum überzeugt. Die CPC- und die Baku-Ceyhan-Pipeline, wobei Letztere von heimischen Medien und Politikern bereits als „*most dangerous rival*“ für den Bau der Ersteren bezeichnet wurde, wurden in Russland eindeutig als Konkurrenzprojekte verstanden. Der Eindruck der amerikanisch-russischen Rivalität wurde auf der Mikroebene zusätzlich durch die Auseinandersetzungen über den Führungsstil des von Lukoil nominierten CPC-

⁴⁰⁵ Vgl. Morgan, Dan/Ottaway, David B.: Vast Kazakh Field Stirs U.S.-Russian Rivalry; Pipelines Are Key to American Exports, in: The Washington Post, S. 1, 6.10.1998.

⁴⁰⁶ Vgl. Kazakhstan Sees Trans-Caspian Oil Pipeline Route As Top Priority, in: Interfax Russian News, 15.4.1998.

⁴⁰⁷ Zum Beispiel Bob Livingston, Vorsitzender der US Senate Allocation Commission.

⁴⁰⁸ Valery Garipov, stellvertretender Minitser für Öl und Energie, zit. in: Russian officials state that the US is moving towards a confrontation with Moscow (Russky Telegraf), in: What The Papers Say (Russia), 29.4.1998.

⁴⁰⁹ Vgl. Morgan, Dan/Ottaway, David B.: Vast Kazakh Field Stirs U.S.-Russian Rivalry; Pipelines Are Key to American Exports, in: The Washington Post, S. 1, 6.10.1998.

⁴¹⁰ Vgl. Moscow Protests The Transcaspian Pipeline Project, in: Interfax news agency, 13.4.1998.

⁴¹¹ Zum Beispiel reiste Jan Kalicki vom US Department of Commerce in Januar 1998 nach Moskau, Gore und Tschernomyrdin besprachen die Pipeline-Frage im März, der Energiebeauftragte Federico Pena besuchte Moskau im April usw.

Generaldirektors und das Streben nach seiner Ersetzung bekräftigt. Da sich die Umsetzung der Route zum Mittelmeer in einem deutlich früheren Stadium befand als das CPC-Projekt, an dessen schnellstmöglichem Bau sowohl Kasachstan als auch zahlreiche westliche Unternehmen stark interessiert waren, ging es hier weniger um die aktuelle Konkurrenz beider Projekte, sondern eher um die Aussichten auf die Maximierung zukünftiger Exportströme. Moskau war dabei kaum von der Idee begeistert, dass ein bedeutender Teil kasachischer Ölexporte in Richtung Europa, dem wichtigsten russischen Absatzmarkt, gänzlich unabhängig von russischem Einfluss erfolgen könnten. Gleichzeitig sah man die Aufrechterhaltung einer möglichst hohen infrastrukturellen Abhängigkeit Kasachstans – ähnlich wie auch anderer Rohstoffproduzenten im GUS-Raum – als integralen Bestandteil der eigenen strategischen Ziele zur Kontrolle des „Nahen Auslandes.“ Vor diesem Hintergrund erhöhte Moskau daraufhin den Druck auf die lokalen Behörden, die immernoch um einen größeren Anteil an den Projekteinkünften rangen. Diese erhielten eine Vorgabe, wonach sie bis zum 1. Juni alle notwendigen Baugenehmigungen erteilen sollten. *„There are many who are anxious to prevent Russia from completing this huge international project, and we must not fail to meet our obligations in order to deprive them of any arguments.“*⁴¹² Russland wollte sich als verlässlicher Transportpartner präsentieren, mit dem auch große internationale Projekte umgesetzt werden können.

Zusätzlich dazu führten Streitigkeiten zwischen Russland und Lettland über den Status der russischen Minderheit und die Nutzungsbedingungen der Ölexportinfrastruktur dazu, dass russische Ölproduzenten von Jelzin zum Boykott des Exporthafens Ventspils aufgefordert wurden. Russische Vertreter kritisierten bereits seit Längerem die vergleichsweise hohen Transport- und Hafengebühren, die von baltischen Ländern und der Ukraine für russische Ölexporte erhoben wurden. Diese konnten grundsätzlich als Ergebnis mangelnder russischer Exportkapazität in Noworossijsk interpretiert werden.⁴¹³ Einige russische Vertreter schienen in diesem Zusammenhang erkannt zu haben, dass die CPC-Leitung auch als Alternative zu Exportterminals außerhalb Russlands und somit aus strategischer Sicht als Möglichkeit zur Senkung der Abhängigkeit von Transitländern dienen könnte (die Leitung sollte anfänglich 6,5 Mt/Jahr und später bis zu 15 Mt/Jahr russisches Öl befördern können). *„In the case with the Caspian Pipeline Consortium, we are re-distributing rather than increasing the export volumes of oil from difficult to more optimal lines.“*⁴¹⁴ Dabei konnten aus russischer Perspektive zusätzlich Skalen- und Synergie-Effekte aus dem gemeinsamen Transport russischen und kasachischen Öls und der höheren Qualität der CPC-Ölmischung genutzt werden.⁴¹⁵

Auseinandersetzung mit Transitländern leiteten in der russischen Ölexportpolitik somit bereits ab Ende der 1990er Jahre einen Prozess ein, der im Gassektor erst nach der Zuspitzung der ukrainisch-russischen Differenzen im neuen Jahrhundert fokussiert wurde und seinen Ausdruck im Bau der

⁴¹² Boris Nemtsov, erster russischer Vizepremierminister, zit. in: Boris Nemtsov Discusses The Tengiz-Novorossiysk Oil Pipeline (Russky Telegraf, S. 3), in: What The Papers Say (Russia), 14.4.1998.

⁴¹³ Die Hafengebühren in Ventspils und Odessa betragen bis zu 7 USD/t, wobei die Gebühren in Noworossijsk bis dahin zu keiner Zeit 3,50 USD/t überschritten. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 121.

⁴¹⁴ Vagit Alekperow, Präsident von Lukoil, zit. in: Commencement of Baltic pipeline won't boost Russia's oil exports – Alekperov, in: News Bulletin, 13.12.2001.

⁴¹⁵ Vorteilhaft war, dass die CPC-Pipeline eine Entlastung der Engpässe in der Pipelineinfrastruktur um Noworossijsk bringen konnte. CPC sollte auch zusätzliche Verladeanlagen bauen, die wiederum den Hafen Noworossijsk entlasten würden. Die höhere Qualität der beförderten kasachischen Ölmischung könnte dazu genutzt werden, dass hochwertigere russische Ölsorten (z. B. Siberian light) über die CPC exportiert würden, wodurch deren Vermischung mit minderwertigeren russischen Sorten im Transneft-Netz vermieden würde.

Northstream-Pipeline und der Konzipierung des Southstream-Projektes fand. Dieser verfolgte die Steigerung der russischen Absatzsicherheit und die Verringerung wirtschaftlicher Erpressbarkeit im Umgang mit Transitländern durch deren infrastrukturelle Umgehung und die Schaffung direkter Verbindungen zu Absatzmärkten bzw. Exportterminals.⁴¹⁶ Dieses Streben fand nach Auffassung involvierter Akteure auch Einzug in die russische Wahrnehmung der Vorteile der CPC-Leitung und unterstützte ihre Umsetzung. „*This crisis [with Latvia] has helped to jump-start the project again.*“⁴¹⁷

Die seit Anfang des Jahres 1998 intensivierte Lobbyarbeit westlicher Unternehmen bei der russischen Regierung, die Aktivitäten der US-Diplomatie bezüglich der Einbeziehung Kasachstans in das Baku-Ceyhan-Projekt, die zunehmende Erkenntnis Moskaus über durchaus vorhandene strategische Vorteile der CPC-Leitung bei der Senkung der eigenen Transitabhängigkeit und nicht zuletzt auch das Bewusstsein über die wirtschaftlichen Vorteile des Projektes für Russland⁴¹⁸, das eine gewisse Beteiligung an Renteneinnahmen des kasachischen Erdölsektors ohne finanzielle Risiken der Exploration und Produktion ermöglichen würde⁴¹⁹, ebneten schließlich den Weg zu einem deutlich kooperative-

⁴¹⁶ In der Folgezeit fokussierte Transneft den Bau des bereits seit 1995 in Planung befindlichen Baltic Pipeline Systems (BPS) mit einer Anfangskapazität von 12 Mt/Jahr (noch vor der Fertigstellung wurde ein weiterer Ausbau auf 18 Mt und später 30 Mt beschlossen) und den kontinuierlichen Ausbau bestehender Terminals in Noworossiysk (von etwa 35 Mt auf etwa 45 Mt/Jahr) und Tuapse. Im ersten Schritt sollte damit die Abhängigkeit von Transitländern verringert werden, im zweiten Schritt sollte die russische Gesamtexportkapazität gesteigert werden. Das BPS wurde im Dezember 2001 fertiggestellt, wobei seine Kapazität anschließend durch kontinuierliche Erweiterungen auf 75 Mt/Jahr stieg. Als direkte Reaktion auf wiederkehrenden Transitstreitigkeiten mit Weißrussland wurde im Jahr 2008 der Bau des BPS II mit einer Kapazität von 50 Mt/Jahr beschlossen (Fertigstellung der ersten Phase von BPS II mit einer Kapazität von 30 Mt/Jahr sollte im Dezember 2011 stattfinden). Ein weiteres Beispiel für das Streben nach der Verringerung der Transitabhängigkeit stellt die 252 km lange Sukhodolnaja-Rodionovskaja-Bypass-Pipeline dar, die das ukrainische Territorium umgeht (fertiggestellt im September 2001, Kapazität 26 Mt/Jahr; Kosten 240 Mio. USD). Dieser Schritt richtete sich gegen die vergleichsweise hohen ukrainischen Transitgebühren, über deren Senkung lange keine Einigung erreicht werden konnte. Die Ukraine verlangte für die Nutzung eines über ihr Territorium verlaufenden 364 km langen Teilstücks, das das russische Netz mit Noworossiysk verband, Transitgebühren von 2,35 USD/t. Diese lagen etwa 2,5-mal höher als der durchschnittliche Tarif von Transneft. Russische Nutzer mussten für die Nutzung des Abschnittes jährlich etwa 70 Mio. USD an Transitgebühren zahlen. Vgl. Commencement of Baltic pipeline won't boost Russia's oil exports – Alekperov, in: News Bulletin, 13.12.2001; Amerco International: Overview of the Baltic Pipeline System (BPS), http://www.amercointernational.com/baltic_pipeline_system.asp (Zugriff 16.6.2011); Transneft: BPS-2, <http://www.transneft.ru/projects/119/10028/> (Zugriff 16.6.2011).

⁴¹⁷ Anonyme Quelle aus dem Umfeld des CPC-Konsortiums, zit. in: Upperton, Jane: CPC Director To Come From Russia's LUKoil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 70, S. 4, 14.4.1998.

⁴¹⁸ Laut vorliegenden Berechnungen sollten jährliche Steuer- und Gebühreneinnahmen Russlands durch das Konsortium im Jahr 2008 300 Mio. USD erreichen. Ab 2014 (volle Kapazität der Pipeline) sollten diese auf 800 Mio. USD steigen. Im April 1998 vorgelegte Ergebnisse der Studie „Assessment of CPC Construction and Operation Influence on RF Economy“ der Russischen Akademie der Wissenschaften zeigten, dass Russland während der Projektlaufzeit (1996-2035) Einnahmen in einer Höhe von etwa 33 Mrd. USD erhalten sollte (davon 23,3 Mrd. USD Steuer- und Gebühreneinnahmen). Jeder Dollar an Bestellungen im Land sollte zudem 2,15 USD für das BIP generieren. Über die Projektlaufzeit sollte die Pipeline einen Beitrag zum russischen BIP von 88 Mrd. USD leisten. Während der Bauzeit sollten bis zu 4.000 direkte Arbeitsplätze entstehen. 566 Arbeitsplätze sollten im Rahmen der Pipelinebetriebsführung dauerhaft geschaffen werden. Während der Bauzeit sollten indirekt über 100.000 Arbeitsplätze von der Pipeline abhängig sein bzw. von ihr profitieren. Vgl. Caspian Pipeline Consortium Shareholders Approve Pipeline Construction Cost Estimate and Schedule, in: PR Newswire, 8.9.1998; CPC Facts and Figures, in: CPC News, Vol. 1, Issue 1, November 1998, S. 2; Consortium: Russian government will earn billions in pipeline revenues, in: Associated Press Worldstream, 20.6.2001.

⁴¹⁹ Eine Studie der Russischen Akademie der Wissenschaften unter Führung von A. Arbatov kam zu dem Ergebnis, dass die Pipeline eine Beteiligung Russlands an den wirtschaftlichen Effekten der kasachischen Erdölindustrie ermöglichen würde. „*A major part of the benefits is generated by the fact that the pipeline happens to cross the territory of Russia, which enables Russia to receive a certain share of the economic effect from the sales of*

ren und engagierteren Verhalten der russischen Seite. Vor diesem Hintergrund musste der unter großer Kritik stehende CPC-Generaldirektor, W. Stanew, im April 1998 seinen Posten verlassen. Die Stelle wurde im Mai durch Viktor Fedotow (Vizepräsident von Lukoil) besetzt. Die bereits während der Budgetverhandlungen im Februar neu vereinbarten Kompetenzregelungen statteten seinen Stellvertreter zugleich mit größeren Entscheidungsbefugnissen aus, wodurch Verzögerungen bei der Projektimplementierung verhindert werden sollten.⁴²⁰

Die neue Konsortialführung und das stärkere Engagement der russischen Regierung führten in der Tat zur spürbaren Beschleunigung der zuvor nur schleppend verlaufenden administrativen Prozesse.⁴²¹ Bereits im Mai wurde von den russischen Behörden die erste der zwei Machbarkeitsstudien (sog. TEOI⁴²² bzw. Investment/economic feasibility study) bewilligt, wobei gleichzeitig eine positive Entscheidung über die aufgrund zahlreicher gesellschaftlicher Proteste mit Spannung erwarteten Umweltverträglichkeitsstudie getroffen wurde. Besonders wichtig war auch die definitive Regelung der Aufteilung der Projekteinkünfte, wodurch die immer wiederkehrenden Auseinandersetzungen zwischen den regionalen Verwaltungen und Moskau endgültig beigelegt wurden.⁴²³ Zusätzlich wurden von der russischen Regierung Treffen mit Repräsentanten betroffener Regionen organisiert, um somit eine fristgerechte Erteilung benötigter Wegrechte und Genehmigungen sicherzustellen. Auch die Präsidenten von Chevron und Lukoil, R. Matzke und V. Alekperow, reisten im Juni durch die vier betroffenen russischen Regionen, um für die schnelle Bereitstellung entsprechender Dokumente zu werben.⁴²⁴ Kurz darauf erteilten Ende Juni die ersten beiden – Oblast Astrachan und Stadt Noworos-sijsk – und wenige Tage später auch die verbleibenden beiden Regionen – Krasnodar und Stawropol –

the crude oil produced in the Republic of Kazakhstan and Russia (including the Tengiz field) without being exposed to essential financial risk normally connected with the development of a large oil field.” Zit. in: CPC Facts and Figures, in: CPC News, Vol. 1, Issue 1, November 1998, S. 2.

⁴²⁰ Vgl. Upperton, Jane: CPC Director To Come From Russia’s LUKoil, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 76, No. 70, S. 4, 14.4.1998.

⁴²¹ Ein Teilnehmer der CPC-Aufsichtsratssitzungen kommentierte es mit den Worten: „*There is a completely new spirit now that the old guard is gone.*” Zit. in: Corzine, Robert: Survey – Kazakhstan 98: CPC: More than a pipe dream, in: Financial Times, 17.6.1998.

⁴²² Die Abkürzung ergibt sich aus der russischen Bezeichnung „Techniko-ekonomitscheskoje obosnowanie investicij“ („технико-экономическое обоснование инвестиций“).

⁴²³ Einnahmen aus Dividenden sollten 50:50 zwischen föderalen und lokalen Haushalten aufgeteilt werden; Steuereinkünfte sollten im Verhältnis von 1/3:2/3 zwischen Zentrum und Regionen aufgeteilt werden. Über die gesamte Projektlaufzeit sollten die Region Krasnodar 6,7 Mrd. USD, die Region Astrachan 1,8 Mrd. USD, die Region Kalmückien 1,7 Mrd. USD und die Region Stavropol 1,5 Mrd. USD erhalten. Vgl. Newspaper interviews chief of Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: BBC monitoring Former Soviet Union – Economic, 9.9.2000; CPC: General Information about CPC, in: CPC News, Vol. 0, Issue 0, August 1998, S. 1.

⁴²⁴ Vgl. Kazakh CPC Pipeline Plan Gets Off Ground, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 6, 1.5.1998; Upperton, Jane: Russia Approves CPC Economic Study, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 76, No. 94, S. 4, 18.5.1998.

die für die Bauarbeiten benötigten Wegerechte ans Konsortium.⁴²⁵ Somit konnte am 17. Juli 1998 der erste Tender für die Lieferung von Röhren ausgerufen werden.⁴²⁶

Zeitplangemäß wurde den zuständigen russischen Lokalbehörden Anfang August vom Konsortium die zweite Machbarkeitsstudie (sog. TEOC⁴²⁷ bzw. Construction feasibility study) vorgelegt.⁴²⁸ Ohne Verzögerungen erteilten ihr diese noch im selben Monat die Zustimmung.⁴²⁹ Ende Oktober akzeptierten auch kasachische Organe die Machbarkeitsstudie bezüglich der Modernisierung des kasachischen Pipelineabschnittes, wobei sich das Konsortium zur Einhaltung gewisser Auflagen seitens der kasachischen Umweltbehörden verpflichtete.⁴³⁰ Wenige Tage später stimmte am 12. November 1998 auch die russische Zentralregierung der Machbarkeitsstudie zum Bau der CPC-Pipeline zu. Westliche Vertreter hoben in diesem Zusammenhang vor allem die Leistung des neuen CPC-Generaldirektors, V. Fedotow, hervor, der großes Engagement im Umgang mit dem russischen Staatsapparat zeigte und erheblichen Anteil an der Beschleunigung der Verwaltungsprozesse hatte.⁴³¹ Am 24. November 1998 erteilten schließlich auch die Konsortialmitglieder ihre offizielle Zustimmung zu den Machbarkeitsstudien und verabschiedeten das Projektbudget fürs Jahr 1999.⁴³² Dieser Schritt markierte den Abschluss der Planungs- und Vorbereitungsphase und gleichzeitig den Beginn der praktischen Implementierung des Projektes. Noch im selben Monat konnte somit die Vergabe erster Projektaufträge erfolgen.

Der Zeitplan für die Realisierung der Bauphase sah vor, dass die Arbeiten am Projekt im Februar 2001 abgeschlossen werden und die Testbeladung des ersten Tankers Ende Juni stattfinden wird. Bis Oktober 2001 sollten noch abschließende Arbeiten an den Terminalanlagen durchgeführt werden. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Transportsystems wurde für den 30. Oktober 2001 geplant. Das in der Machbarkeitsstudie vereinbarte Projektbudget sah Gesamtkosten in einer Höhe von 2,236 Mrd.

⁴²⁵ Die Gesamtzahl der betroffenen Landbesitzer (private und juristische Personen) lag bei über 300. Die Kompensationszahlungen von CPC betragen über 500 Mio. Rubel. Das Land sollte nach der Verlegung der Pipeline technisch und biologisch rehabilitiert werden, sodass die Qualität und Fruchtbarkeit der Böden vollständig wiederhergestellt würde und sie anschließend zur landwirtschaftlichen Nutzung zurückgegeben werden könnten. Vgl. Chevron Overseas and LUKoil Presidents Tour Caspian Pipeline Route in Russia, in: PR Newswire, 29.6.1998; CPC Pipeline Tender Due, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 7.7.1998; Caspian Pipeline Consortium Received the Land For Construction of the Russia Part of the Pipeline (Vremya MN, S. 4), in: What The Papers Say (Russia), 3.2.1999.

⁴²⁶ Vgl. Bids Invited To Supply Pipes For Tengiz-Novorossiisk-Pipeline, in: Interfax Russian News, 17.7.1998.

⁴²⁷ Die Abkürzung ergibt sich aus der russischen Bezeichnung „Techniko-ekonomitscheskoje obosnowanie stroitelstva“ („технико-экономическое обоснование строительства“).

⁴²⁸ Vgl. Caspian oil pipeline consortium submits feasibility study, in: Associated Press World Stream, 3.8.1998.

⁴²⁹ Die Regionalverwaltungen legten Listen mit lokalen Unternehmen bei, die in Ausschreibungsverfahren für Bauarbeiten bzw. Dienstleistungen als Subvertragspartner empfohlen wurden. Vgl. Committee of the producing companies of the Caspian Pipeline Consortium approved the estimate of Tengiz-Novorossiysk oil pipeline construction (Russky Telegraf, S. 4), in: What The Papers Say (Russia), 27.8.1998.

⁴³⁰ Vgl. CPC Pipeline Creeps Forward, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 29.10.1998.

⁴³¹ Auf russischer Seite untersuchten folgende vier Behörden die Machbarkeitsstudie: State Ecological Expert Council; Main State Expert Council at State Construction Committee (Glargosexpertiza); State City Technical Inspection (Gosgortekhnadzor); Ministry of Emergencies. Vgl. Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 221, S. 6, 16.11.1998; Chevron Chairman Hails Major Milestone in Development of Caspian Pipeline Through Russia and Kazakhstan, in: PR Newswire, 24.11.1998.

⁴³² Dieses sollte 854 Mio. USD betragen. Das Budget für das Jahr 2000 betrug 1,33 Mrd. USD und für das Jahr 2001 680 Mio. USD. Vgl. Moscow Approves Feasibility Study of Caspian Pipeline, in: Interfax Russian News, 24.11.1998; Kazakhstan-Russia oil pipeline project „going well“, in: Interfax news agency, 28.10.1999; Budget Approved of the Caspian pipe laying consortium, in: Russian Economic News, 4.11.1999; Gorst, Isabel: Caspian Pipeline Group Sets \$ 680-mil Budget, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 232, S. 3, 4.12.2000.

USD vor und lag somit nur leicht über den groben Kostenberechnungen von 2,1 Mrd. USD aus dem Jahr 1996.⁴³³

Tabelle 18: Am Bau der CPC-Pipeline beteiligte Unternehmen⁴³⁴

Auftragnehmer	Auftragsinhalt	Wert
Starstroy Consortium (Bouygues Offshore SA, Spie Capag, Kubaneftegazstroy, Stavropoltruboprovodstroy) ⁴³⁵	Bau des Terminals und der Anlagen in Juschnaja Ozerejka	360 Mio. USD
	Rehabilitierung russischer Pipelinesegmente zwischen der kasachischen Grenze und Komsomolsk; Verlegung neuer Röhren zwischen Komsomolsk und Noworossijsk	270 Mio. USD
Ingosstrakh und SK Lukoil ⁴³⁶	Versicherung der Bauphase in Höhe von etwa 2 Mrd. USD (1,5 Mrd. USD für Bau- und Konstruktionsrisiken; 550 Mio. USD für Seetransportrisiken; 10 Mio. USD Haftung für Schäden ziviler Personen gegenüber dritten Parteien), Dauer drei Jahre	
Ilva ⁴³⁷	Anfertigung von Röhren	69 Mio. USD
Volzhskij trubnij zavod ⁴³⁸	Anfertigung von Röhren	86,6 Mio. USD
Saratov Stahlwerke ⁴³⁹	Stahllieferungen für Anlagen in Noworossijsk	1,1 Mio. USD
Chicago Bridge & Iran Co., Koksokhimmontazh ⁴⁴⁰	Bau von vier Ölspeichern in Noworossijsk (jeweils 100.000 m ³)	36 Mio. USD
Bredero Price	Polyethylenummantelung für Röhren	
Single Buoy Mooring Inc. ⁴⁴¹	Andockungsbojen für die Tankerbeladung	
Siemens ⁴⁴²	Telekommunikationsinfrastruktur	54 Mio. USD
SBM ⁴⁴³	zwei CALM Systeme	
TeleRoss, Global Tele Systems ⁴⁴⁴	Satellitenkommunikationssystem	2,5 Mio. USD
ABB Alstrom Power ⁴⁴⁵	Gasturbinen (sieben Typhoon Gasturbinenpumpen; zehn Typhoon Generatoren)	
Neles Automation's Sage Systems ⁴⁴⁶	SCADA-System (Pipelinesimulationssystem)	
Rosneftegazstroi, MAN GHH Oil and Gas GmbH ⁴⁴⁷	Bau der Pumpstationen Komsomolsk und Kropotkin, Modernisierung der Pumpstation Astrachan	80 Mio. USD

⁴³³ Vgl. Tengiz Pipeline Costs Rise, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 17, 1.8.1998; CPC Costs Jump US \$200M, in: Hart's Petroleum Monitor, 31.7.1998; Caspian Pipeline Consortium Shareholders Approve Pipeline Construction Cost Estimate and Schedule, in: PR Newswire, 8.9.1998.

⁴³⁴ Die Tabelle beinhaltet lediglich die im Verlauf der Recherche erfassten Meldungen über Aufträge. Sie bietet jedoch keinesfalls eine vollständige Übersicht der an den Bauarbeiten beteiligten Unternehmen.

⁴³⁵ Das Konsortium überzeugte durch die enge Partnerschaft mit russischen Subauftragnehmern (Volgogradbeftegasstroi, Stavropoltruboprovodstroi, Kubaneftegasstroi, Vostoknefteprovodstroi, Sibtruboprovodstroi, Leasingstroimash, Tatneftprovodstroi, ECMOS), die für 70 Prozent der Aufträge zuständig sein sollten. Vgl. Caspian Pipeline Consortium signs contract with Russian-French consortium, in: ITAR-TASS, 22.4.1999; Bouygues wins Russian terminal contract, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 33, March 1999.

⁴³⁶ Vgl. Ingosstrakh, Lukoil to insure pipeline consortium for \$ 2 BLN, in: Interfax news agency, 25.2.1999.

⁴³⁷ Vgl. Italian company to supply pipes for Caspian consortium, in: TASS, 24.11.1998.

⁴³⁸ Vgl. Russian Pipe Makers Signs \$ 86,6 mln Contract with CPC, in: Interfax news agency, 21.12.1998.

⁴³⁹ Vgl. ebenda.

⁴⁴⁰ Vgl. Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 64, S. 6, 6.4.1999.

⁴⁴¹ Vgl. Consortium to build terminal near Russian Black Sea port, in: Interfax news agency, 16.6.1999.

⁴⁴² Vgl. CPC Awards Siemens In GBP 54M Telecom Deal, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 40, May 1999.

⁴⁴³ Vgl. ICH Caland wins 3 orders worth „tens of millions“ usd, in: AFX News, 14.7.1999.

⁴⁴⁴ Vgl. Russia to supply 2,5 Million kwt/h of electric power to Byelorussia before the year is out, in: Russian Economic News, 15.7.1999.

⁴⁴⁵ Vgl. ABB Alstrom's Double Asian Success, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 38, 27.9.1999

⁴⁴⁶ Vgl. Pipelines, in: Oil & Gas Journal, S. 40, 22.11.1999.

⁴⁴⁷ Vgl. CPC signs contracts on Russian substation construction, in: Interfax Russian News, 29.12.1999.

Industrial Data Systems Corp. ⁴⁴⁸	Programmierung von Computerkontrollsystemen der Pumpstationen	2,4 Mio. USD
FAB GmbH ⁴⁴⁹	Bohrtechnologie, Flussunterführung	
Tekfen Conctruction and Installation Co., Intergazstroj, Kvaerner E&C ⁴⁵⁰	Modernisierung des kasachischen Pipelineabschnittes und der Hochspannungsleitungen, Bau einer neuen Pumpstation in Atyrau, Modernisierung einer bestehenden Pumpstation auf Tengiz	45 Mio. USD
Industrial Data Systems Corp. ⁴⁵¹	Kontrollhardware für die Pumpstationen Tengiz und Astrachan	1,1 Mio. USD
Ural Fire Truck Plant ⁴⁵²	Lieferung von 59 Feuerwehrfahrzeugen	3 Mio. USD
Honeywell ⁴⁵³	Sicherheitsanlagen	
Northern Power Systems ⁴⁵⁴	Stromversorgungssystem	

3.3.7 Die Bauphase und die Herausforderungen vor der Inbetriebnahme der Pipeline

Anfang März 1999 wurde mit den Vorbereitungsmaßnahmen für die Bauarbeiten begonnen.⁴⁵⁵ Am 12. Mai startete schließlich mit dem feierlichen ersten Spartenstich der Bau des Exportterminals in Juschnaja Ozerejka nahe Noworossijsk⁴⁵⁶ und am 17. November wurde parallel an vier Abschnitten mit der Verlegung der Röhren begonnen.⁴⁵⁷

Tabelle 19: CPC-Pipeline: bestehende und neue Segmente

Gebiet	Pipelinesegment ⁴⁵⁸ (km x bis km y)	Segmentlänge (in km)
Kasachstan	0 – 452	452 (bestehend)
Russland	452 – 1.503	1.051
Region Astrachan	452 – 674	222 (bestehend)
Region Kalmückien	674 – 949	275 (davon 197 neu zu bauen)
Region Stawropol	949 – 1.201	252 (neu zu bauen)
Region Krasnodar	1.201 – 1.503	302 (neu zu bauen)

Quelle: Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 2003, S. 102.

Wichtig blieb weiter auch die Frage der Sicherung der Auslastung der zukünftigen Pipeline. Zusammen mit der Produktion vom Tengiz-Feld sollte das auf dem Karachaganak-Vorkommen gewonnene

⁴⁴⁸ Vgl. Caspian Pipeline Contracts Awarded to IDS Corporation Subsidiary, in: PR Newswire, 7.2.2000.

⁴⁴⁹ Vgl. Caspian Pipeline Consortium started using the new drilling technology, in: Economic News, 14.2.2000.

⁴⁵⁰ Vgl. Contract for Caspian oil pipeline's upgrading signed in Alma Ata, in: RIA Novosti, 29.3.2000.

⁴⁵¹ Vgl. Two Additional Caspian Pipeline Contracts Awarded to IDS Engineering, in: PR Newswire, 29.6.2000.

⁴⁵² Vgl. Consortium Pays \$3M for Fire Trucks, in: The Moscow Times, No. 2037, 5.9.2000.

⁴⁵³ Vgl. News in Brief, in: Petroleum Economist, December 2000.

⁴⁵⁴ Vgl. Caspian crude oil line gets power systems, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 18.6.2001.

⁴⁵⁵ Vgl. Construction of Caspian Pipeline Started (Vesti), in: What The Papers Say (Russia), 5.3.1999.

⁴⁵⁶ Vgl. Caspian Pipeline Progress Settles Consortium Nerves, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 18, 1.5.1999.

⁴⁵⁷ Die Arbeiten wurden vom Starstroy Konsortium beaufsichtigt und von vier russischen Subunternehmen durchgeführt: Volgogradneftegasstroj (242 km), Stravropoltruboprovodstroj (211 km), Kubaneftegasstroj (173 km) und Vostoknefteprovodstroj (119 km). Die Erneuerung der bestehenden Abschnitte sollte von Volgogradneftegasstroj durchgeführt werden. Vgl. CPC begins pipeline construction, in: Interfax Russian News, 17.11.1999; Prutkovskaya, Natalia: The first pipes are being laid in Southern Russia, in: CPC Press Release, 17.11.1999, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3412/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

⁴⁵⁸ Die existierende Leitung Tengiz-Komsomolskaja (752 km) bestand überwiegend aus 40-Zoll (1.020 mm) - Röhren, auf dem Abschnitt Tengiz-Atyrau befand sich jedoch auch ein 88 km langes 28-Zoll (720 mm) - Segment. Der neu zu bauende Abschnitt Komsomolskaja-Kropotkin (480 km) sollte 40-Zoll-Röhren besitzen. Zwischen Kropotkin und der Speicheranlage (257 km) sollte der Durchmesser 42 Zoll (1.070 mm) betragen und von den Speicheranlagen zu den Küstenanlagen (9 km) 56 Zoll (1.420 mm). Die Tankerbeladungspipelines von den Küstenanlagen zu den Offshore-Terminals (5 km) sollten 42 Zoll besitzen.

Kondensat einen Großteil der Leitungskapazität beanspruchen. Im Juni 1999 wurde zwischen den an der Entwicklung von Karachaganak beteiligten Unternehmen (Agip, BG, Texaco, Lukoil) und der kasachischen Regierung daher ein Memorandum über den Bau einer 450 km langen Pipeline von Bolschoi Chagan nach Atyrau mit Anschluss an die CPC unterzeichnet. Deren Anfangskapazität sollte 7 Mt/Jahr betragen und die Kosten wurden auf etwa 400 Mio. USD geschätzt.⁴⁵⁹ (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**) Der Bau der Pipeline wurde im Dezember offiziell in Form eines Zusatzes zum bestehenden Karachaganak-PSA zwischen der kasachischen Regierung und dem Karachaganak Petroleum Operating JV (KPO) beschlossen.⁴⁶⁰ Dies war nicht nur für die zukünftige Auslastung der CPC und somit ihren wirtschaftlichen Betrieb relevant, sondern stellte auch einen wichtigen Schritt zur Diversifizierung der Exportoptionen für das zweitgrößte produzierende kasachische Vorkommen dar, das bis dahin mittels der noch aus Sowjetzeiten stammenden Infrastruktur ausschließlich an das Verarbeitungswerk in Orenburg angeschlossen war und sich somit mit einem Monopson-Abnehmer konfrontiert sah.⁴⁶¹

Darüber hinaus schlug im November 1999 Transneft dem Konsortium den Bau einer Verbindung zwischen seinem neu errichteten Tschetschenien-Bypass der Baku-Noworossijsk-Route (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**) und der CPC-Pipeline vor. Auch Lukoil sprach sich positiv bezüglich dieser Möglichkeit aus, da dadurch die Vermischung seines hochwertigeren aserbaidischen Öls mit schwereren russischen Sorten verhindert werden könnte.⁴⁶² Der Vorschlag wurde anschließend auch beim Treffen zwischen Putin und den Vertretern von Chevron und Lukoil am 1. Dezember 1999 diskutiert. Der russische Präsident unterstrich während der Gespräche die große wirtschaftliche und geopolitische Bedeutung der CPC für sein Land. Quellen aus dem Umfeld der Regierung verkündeten zugleich, dass die Leitung weiterhin als eine der von Russland bedachten Optionen für den Transport der Hauptproduktion von den aserbaidischen ACG-Vorkommen in Betracht gezogen wurde und konnte daher eine Rolle in der russischen Strategie zur Verhinderung der Baku-Ceyhan-Route spielen.⁴⁶³ Jedoch wurden die Vorschläge zur Integration der beiden Transportsysteme vom CPC-Konsortium aufgrund von technischen Schwierigkeiten abgelehnt und auch die aserbaidische Regierung zeigte aufgrund ihrer strategischen Ausrichtung auf die Türkei keine Bereitschaft, auf der-

⁴⁵⁹ Zusammen mit der Anbindung zwischen Karachaganak und Bolschoi Chagan sollte die Gesamtlänge der Pipeline 635 km erreichen. Die endgültige Kapazität sollte 12 Mt/Jahr betragen. Vgl. Foreign firms sign memorandum to build Kazakhstan pipeline, in: Interfax Russian News, 18.6.1999.

⁴⁶⁰ Der Bau der Pipeline wurde als Bestandteil von Phase II der Entwicklung des Karachaganak-Feldes vereinbart. Phase II sollte in zwei Hauptaufträgen durchgeführt werden. Der erste beinhaltete neben dem Bau der Leitung auch den Bau einer Kondensatverarbeitungsanlage (7 Mt/Jahr), mehrerer Gasreinigungsanlagen (6-6,5 Mrd. m³ Erdgas) und eines 120-MW-Kraftwerks in einem Gesamtwert von 900 Mio. USD. Der Auftrag wurde im Oktober 2000 an das griechisch-italienische Konsortium CCC/Saipem vergeben. Der zweite Auftrag enthielt die Lieferung von Bohranlagen und die Rehabilitierung von 100 Bohrlöchern zur Steigerung der Produktion auf dem Feld. Dies sollte von Parker Drilling/Saipem realisiert werden (500 Mio. USD). Beide Aufträge sollten innerhalb von drei Jahren umgesetzt werden. Die Kondensatförderung sollte nach dem Abschluss der Arbeiten von etwa 3,3 Mt im Jahr 1999 auf 9-10 Mt steigen, zusätzlich sollten 7,1 Mrd. m³ Erdgas gefördert werden. Vgl. Major developments planned for Kazakh gas-condensate deposit, in: Interfax news agency, 4.10.2000; European oil companies conclude USD 1.4 Billion Deals in Kazakhstan, in: European Energy, No. 567, 13.10.2000.

⁴⁶¹ Im selben Monat einigte sich CPC mit der kasachischen Regierung über eine unbefristete Pachtung von Landflächen, auf denen die Pumpstationen gebaut werden sollten (Für jährlich 10 Mio. KZT bzw. über 70.000 USD.). Vgl. CPC signs agreement on pipeline land lease, in: Interfax Russian News, 29.12.1999.

⁴⁶² Vgl. Lukoil backs Baltic Pipeline System, in: Interfax Russian News, 12.11.1999.

⁴⁶³ Vgl. Caspian pipeline important for Russia, in: Interfax news agency, 1.12.1999; Export Pipelines, in: Petroleum Economist, S. 38, 14.1.2000.

artige russische Angebote einzugehen.⁴⁶⁴ Somit scheiterte auch der letzte Anlauf zur Nutzung der CPC-Leitung für den Export aserbaidischen Öls.

Abbildung 17: Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline und Tschetschenien-Bypass



Quelle: McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: o. a.; eigene Bearbeitung.

Transneft sah sich auch mit einem weiteren Rückschlag konfrontiert. Anders als es noch im Verlauf der Restrukturierungsverhandlungen angedacht war, stimmten die CPC-Mitglieder im Juli 2000 gegen die Betreibung ihres Transportsystems durch den Konzern. Dies ging auf das Scheitern der Verhandlungen mit dem russischen Pipelinemonopolisten zurück, der weiter kein Interesse an der Rolle eines ausschließlich technischen Betreibers besaß und auch Einfluss auf die Bedingungen des Transports ausüben wollte.⁴⁶⁵ Das Konsortium entschied daraufhin, dass die Betreibung des russischen Pipelineabschnittes vom CPC selbst übernommen wird, wobei KazTransOil für den kasachischen Pipelineabschnitt zuständig sein sollte.⁴⁶⁶ Die Betreibung der Exportterminals und die Aufsicht über die Tankerbeladung wurde dagegen auf der Grundlage einer Ausschreibung im September an Smit-Occo-Luktrans (ein JV bestehend aus der Lukoil Tochter Luktrans und Smit-Occo-Marine) vergeben.⁴⁶⁷

⁴⁶⁴ Vgl. Caspian Pipeline Consortium Director, „Juncture of Pipeline Round Chechnya Is Technically Impossible“, in: SKRIN market and corporate news, 2.12.1999.

⁴⁶⁵ Vgl. Headline News, in: Interfax Russian News, 28.7.2000; Transneft will not take part in the Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: What The Papers Say (Russia), 31.7.2000.

⁴⁶⁶ KazTransOil war seit Juni 1999 auch mit der Verwaltung der kasachischen Regierungsanteile am Konsortium beauftragt. Vgl. Newspaper interviews chief of Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: BBC monitoring Former Soviet Union – Economic, 9.9.2000; Kazakhstan transfers CPC stake to Kaztransoil, in: Interfax Russian News, 2.6.1999.

⁴⁶⁷ Der Wert des Auftrages betrug 50 Mio. USD, die Laufzeit war sieben Jahre. Das Konsortium wollte zuerst das holländische Unternehmen Smit-Occo-Marine auswählen, Lukoil hat aber aktiv sein Branchenunternehmen unterstützt, das über „good connections“ in Noworossijsk verfügte und dem Konsortium daher bei Behördengängen behilflich sein konnte. Letztendlich gründeten die beiden Hauptbewerber ein JV. Vgl. Management of Caspian Pipeline Consortium to sign contract with Smit-Occo-Luktrans (Kommersant), in: What The Papers Say (Russia), 11.9.2000; KTK signs first contract for use of future pipeline, in: Interfax Russian News, 14.9.2000.

Die Verlegung der Rohrleitungen wurde einen Monate vor dem vorgesehenen Termin am 22. November 2000 abgeschlossen.⁴⁶⁸ Im Januar 2001 wurde jedoch vermeldet, dass der ursprünglich für diesen Monat geplante Beginn der Pipelinebefüllung mit technischem Öl um drei Monate auf den 1. März verschoben werden müsse.⁴⁶⁹ Der Grund waren mehrere Probleme auf dem kasachischen Streckenabschnitt. Ermittlungen ergaben, dass Paraffinablagerungen an fünf Stellen zur Verstopfung der Röhren führten, darüber hinaus befanden sich noch von Hydrodrucktests stammende Wasserreste in der Leitung. Auch die Installation von Messstationen, die eine Voraussetzung für die Erteilung der Durchleitungserlaubnis seitens der russischen Zollbehörde darstellten, wurde nicht rechtzeitig abgeschlossen.⁴⁷⁰ Letztendlich konnte erst am 26. März mit der Beladung der Pipeline, die plangemäß drei Monate dauern sollte, begonnen werden, wobei für das laufende Jahr zu diesem Zeitpunkt noch Exporte in einer Höhe von 7-8 Mt erwartet wurden.⁴⁷¹ Das Ereignis koinzidierte zufällig mit dem zehnten Jahrestag der kasachischen Souveränitätserklärung.⁴⁷² Entsprechend wurde es bei dieser Gelegenheit von der kasachischen Führung als Auftakt einer aktiven Exportpolitik im Sinne des Multivektorenansatzes deklariert, deren zukünftiges Ziel im Ausbau einer diversifizierten Exportinfrastruktur lag. *„This is just the beginning. In principle Kazakhstan stands for having as many pipelines as possible. We think that in addition to this project we could work on the realisation of such important projects as Baku-Ceyhan and others.“*⁴⁷³ Aus kasachischer Perspektive wurde durch die Fertigstellung der Leitung die geopolitische „Bringschuld“ gegenüber Russland erfüllt. Die Pipeline sollte u. a. für den Export der Produktion der beiden zu diesem Zeitpunkt wichtigsten kasachischen Vorkommen dienen und legte Moskau somit ein Instrument in die Hände, mit dem es über deren Schicksal und somit auch über die Entwicklung eines großen Teils kasachischer Renteneinnahmen mitbestimmen bzw. sich an Letzteren durch Tarifeinnahmen sogar selbst beteiligen konnte. Aus kasachischer Sicht galt dies als Loyalitätsbeweis, sodass die Diversifizierung der Exportrouten zukünftig aktiver vorangetrieben werden konnte, ohne dass in Moskau gleich der Eindruck entstehen müsste, man wolle sich aus dem russischen Machtorbit entfernen.

Die Befüllung der Pipeline verlief jedoch nicht reibungslos. Sie musste bereits am 10. April aufgrund von Auseinandersetzung mit der russischen Zollbehörde ausgesetzt werden. Denn das Konsortium erreichte mit dieser zu diesem Zeitpunkt noch keine Übereinkunft über Bedingungen, auf deren Grundlage die Überquerung der kasachisch-russischen Grenze erfolgen sollte.⁴⁷⁴ Darüber hinaus mussten sich die Konsortialpartner noch auf den Mechanismen der vorgesehenen „Quality Bank“ einigen. Die russische Zollbehörde erhob dabei den Anspruch, dass auch die Regelungen der „Quality

⁴⁶⁸ Vgl. Linear segment of Caspian pipeline to be build by early November, in: Interfax Russian News, 14.9.2000; Russia completes construction of key Kazakh oil pipeline, in: Agence France Presse, 22.11.2000.

⁴⁶⁹ Das System sollte mit 960.000 t Öl befüllt werden (davon 820.000 t in der Pipeline, 140.000 t in den Ölspeichern an der Küste), das ausschließlich von Tengiz stammen sollte.

⁴⁷⁰ Vgl. Filling of western Kazakh export oil pipeline postponed for 3 months, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.1.2001; New Kazakh oil pipeline to be put in use with „at least“ a month delay (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.2.2001.

⁴⁷¹ Am 9. Mai unterzeichnete TCO den ersten Liefervertrag für Ölexporte über die CPC. Die deutsche Raffinerie Veba sollte beginnend ab Juli 2 Mio. Barrel/Monat mit einer Laufzeit von sechs Monaten abnehmen. Vgl. McCracken, Ross: Tengizchevroil JV inks export contract, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 90, S. 3, 10.5.2001

⁴⁷² Vgl. First major news pipeline opens from oil-rich Caspian region, in: Agence France Presse, 26.3.2001.

⁴⁷³ Kasymzhomart Tokajew, kasachischer Premierminister, zit. in: Yuldasheva, Aida: First major new pipeline opens from oil-rich Caspian region, in: Agence France Presse, 26.3.2001.

⁴⁷⁴ Zu dieser Zeit befanden sich 120.000 t Öl in der Pipeline. Vgl. Kazakh oil hits further export obstacles – TV, (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 19.5.2001; CPC says Kazakh oil flowing again to Novorossiisk: AFP, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 100, S. 8, 24.5.2001.

Bank“ von ihr untersucht und bewilligt werden müssten.⁴⁷⁵ In Erwartung einer schnellen Einigung wurde die Befüllung der Pipeline durch das Konsortium am 23. Mai fortgesetzt. Sie musste jedoch am 27. Mai, noch bevor das Öl die russische Grenze erreichte, erneut unterbrochen werden.⁴⁷⁶ Die Schwierigkeiten mit der russischen Zollbehörde führten dazu, dass das Thema auch beim Treffen der Premierminister Russlands und Kasachstans besprochen wurde, wobei die russische Seite ihre Unterstützung zusagte. Die Parteien einigten sich gleichzeitig darauf, dass die offizielle Inbetriebnahme der Leitung am 6. August erfolgen sollte.⁴⁷⁷ Kurz nach dem Treffen, am 8. Juni, erteilte die Zollbehörde dem Konsortium die Erlaubnis für die Grenzüberquerung und den Transport über das russische Territorium, sodass die Befüllung fortgesetzt werden konnte.⁴⁷⁸

Die Inbetriebnahme des Systems musste jedoch trotz des offiziell vereinbarten Termins erneut verschoben werden. Grund war die weiterhin fehlende Einigung zwischen russischen Behörden und dem Konsortium über steuerrelevante Bedingungen der „Quality Bank“.⁴⁷⁹ Die kasachische Regierung zeigte sich wegen des Umgangs russischer Organe sehr verstimmt und das Problem musste erneut beim Treffen hochrangiger Regierungsvertreter besprochen werden. Erst daraufhin beschloss die russische Regierung bei einer Kabinettsitzung Ende Juli, dass die Regelung der „Quality Bank“ eine interne Angelegenheit des Konsortiums darstelle und dieses den Behörden daher keine weiteren Unterlagen vorlegen müsse.⁴⁸⁰ Dies ebnete schließlich den Weg für die endgültige Einigung der Konsortialpartner über die Regelungen der „Quality Bank“ und die noch ausstehenden Transportmodalitäten am 3. August.⁴⁸¹

⁴⁷⁵ Die Regelung zur Errichtung einer „Quality Bank“ war Bestandteil des Restrukturierungsabkommens. Durch die „Quality Bank“ sollten (1.) gewisse Qualitätsmerkmale der neuen Ölmischung (sog. „CPC-Blend“) garantiert werden. (Anfänglich war angedacht, dass die CPC-Ölmischung einen API zwischen 41° und 44°, einen Schwefelgehalt von 0,7-0,8 Prozent und ein Pourpoint zwischen -20°C bis -30°C besitzen sollte. Später wurde die minimale Qualität auf 43,3° API und einen Schwefelgehalt von 0,59 Prozent festgelegt.) Darüber hinaus sollte (2.) durch die Quality Bank ein Kompensationssystem entstehen, das jedem Produzenten den tatsächlichen Marktwert seiner Ölsorte zuweisen würde. Produzenten hochwertiger Ölsorten sollten für den Wertverlust ihres Öls durch die Vermischung mit minderwertigeren Ölsorten durch Zahlungen seitens der Produzenten minderwertigerer Sorten kompensiert werden. Problematisch war dabei vor allem, dass sich russische Behörden weigerten zu akzeptieren, dass die Kompensierung der Pipelinenutzer mit besserer Ölqualität im Ausland (offshore) erfolgen sollte. Eine solche Lösung war jedoch notwendig, um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden. Die Behörden warfen dem Konsortium vor, dass solche Mechanismen korruptionsverdächtig wären. Darüber hinaus ermöglicht (3.) die Quality Bank kleineren Produzenten, Öl über die Pipeline zu transportieren, ohne dass sie dazu eine volle Tankerladung akkumulieren müssten. Vgl. Kazakh minister reports stoppage on Caspian pipeline, in: Interfax news agency, 10.3.2001; Gorst, Isabel: CPC Negotiates Terms of Quality Bank, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 110, S. 2, 8.6.2001.

⁴⁷⁶ Vgl. Pumping of Kazakh oil into Tengiz-Novorossiysk pipeline suspended, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.5.2001.

⁴⁷⁷ Vgl. Project of Caspian Pipeline Consortium to be Commissioned in August, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 9.6.2001; Trans-Caspian oil pipeline to be launched in August, in: ITAR-TASS, 5.6.2001.

⁴⁷⁸ Vgl. Gorst, Isabel: CPC Gets Russian Border Approval For Oil Transport, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 111, S. 1, 11.6.2001.

⁴⁷⁹ Vgl. Opening of key Kazakstan-Russia oil pipeline postponed, in: Associated Press Worldstream, 26.7.2001; Caspian Pipeline Consortium system launch postponed „indefinitely“, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.7.2001.

⁴⁸⁰ Vgl. No additional govt decision on oil quality for CPC required – Khristenko, in: Business Report, 26.7.2001; Kazakh, Russian premiers discuss oil pipeline commissioning delay, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.7.2001.

⁴⁸¹ Vor allem russische Teilnehmer waren zuerst mit den vorgeschlagenen Bedingungen der Quality Bank unzufrieden. Aufgrund der hohen Qualität des Tengiz-Öls (ähnliches galt auch für das Kondensat von Karachaganak) würden nämlich fast alle anderen Nutzer zu Nettobeitragszahlern werden. Neben der Quality-Bank-Regelung

Bereits vor der Inbetriebnahme des Exportsystems zeichneten sich unter den Projektpartnern erste Differenzen in Bezug auf die Höhe der angewandten Transportgebühren ab. Diese wurden im Restrukturierungsvertrag aus dem Jahr 1996 auf 25 USD/t⁴⁸² vereinbart (Preise 1996) und sollten lediglich durch einen jährlichen Inflationsausgleich angepasst werden.⁴⁸³ Zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit sah der Vertrag jedoch eine Neuberechnung der Tarife vor, wenn die tatsächlichen Baukosten deutlich über den in der Machbarkeitsstudie bezifferten Projektkosten liegen sollten (über 20 Prozent). Genau auf diese Bestimmung berief sich die russische Regierung und verlangten im Juli 2001 beim Treffen der Konsortialmitglieder eine Anpassung des Entgeltes.⁴⁸⁴ Die letztendlich erreichte Einigung sah vor, dass eine potenzielle Neuberechnung erst nach dem Vorlegen endgültiger Kosten für den Bau und die Inbetriebnahme der Pipeline erfolgen würde.⁴⁸⁵ Da diese jedoch trotz Steigerungen (von 2,236 Mrd. USD auf 2,65 Mrd. USD) gegenüber den ursprünglichen Plänen unterhalb des festgelegten Grenzwertes blieben, war keine Anpassung des Basistarifs notwendig. Die im November vorgenommene Erhöhung auf 26,32 USD/t berücksichtigte somit lediglich den Inflationsausgleich der letzten Jahre.⁴⁸⁶

Auch auf außenpolitischer Ebene sahen sich die Konsortialmitglieder mit Herausforderungen konfrontiert. Zwei Tage nach dem Beginn der Pipelinebeladung warnte der türkische Minister für Schifffahrt, Ramazan Mirzaoglu, vor den umwelt- und sicherheitspolitischen Risiken des Öltransports über die Bosphorus Meerenge. Vor diesem Hintergrund kündigte er die Einführung von neuen Sicherheitsregelungen ein, die das Unfallrisiko verringern, gleichzeitig jedoch zu Verzögerungen bei der Schifffahrt führen sollten.⁴⁸⁷ Sowohl die kasachische als auch die russische Regierung zeigten sich empört und verwiesen darauf, dass die Auslastung der Meerengen durch die Inbetriebnahme der CPC-Leitung keinesfalls den von der Türkei dargestellten kritischen Punkt erreichen würde. Sie verwiesen auch darauf, dass auf türkischer Seite enormes Potenzial zur effektiveren Regelung der Durchfahrt bestand und dass die bestehenden Verzögerungen somit mehr auf türkisches Missmanagement als auf die hohe Schiffszahl zurückzuführen waren.⁴⁸⁸ Dies wurde bereits in einer Studie von

betrifft die Einigung u. a. auch Modalitäten der Nominierungen für die Erteilung von Durchleitungskapazitäten und technische Normen des Pipelinebetriebes. Vgl. CPC shareholders confirm oil transportation agreement, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 6.8.2001; Gorst, Isabel: CPC oil export terminal sees start-up delays, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 146, S. 5, 31.7.2001.

⁴⁸² Einschließlich der Nutzung des Ladeterminals.

⁴⁸³ Vgl. Upperton, Jane: The road is clear for a Caspian pipeline, as 13 entities put signatures on a deal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 238, S. 1, 9.12.1996; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 215.

⁴⁸⁴ Vgl. CPC shareholders confirm oil transportation agreement, in: Petroleum Report, 8.8.2001.

⁴⁸⁵ Vgl. Kazakhstan: Premier says CPC problems resolved, in: InfoProd, 10.9.2001; Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 103.

⁴⁸⁶ Die russische Regierung strebte nach der Anhebung des Basistarifs von 25 USD/t, der als Grundlage für den regelmäßigen Inflationsausgleich galt und von dem auch die Maximalrate abhängig war (diese war vertraglich auf 38 USD/t festgelegt). Hierzu müssten die Baukosten jedoch 2,683 Mrd. USD übersteigen. Vgl. CPC shareholders set price for oil transportation from Tengiz to Novorossiisk, in: News Bulletin, 30.11.2001; Remarks by Ian MacDonald, Russian-American Commercial Energy Summit, St. Petersburg, 23.9.2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3393/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011).

⁴⁸⁷ Unter anderem sollten Doppelhüllentanker eingesetzt und Altersbestimmungen für Schiffe eingehalten werden. Vgl. Zaman, Amberin: Kazakh exports threaten Bosphorus: Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 61, S. 3, 29.3.2001.

⁴⁸⁸ Vor allem die russische Reaktion war sehr kritisch. Hauptsächlich wurde darauf hingewiesen, dass die Türkei durch die Einführung moderner Navigationssysteme und die Verbesserung der Lotsen- und Schlepperdienste

Lloyds Register of Shipping aus dem Jahr 1996 bestätigt, wonach das Hauptproblem der Bosphorus Meerenge nicht das Öltransportvolumen, sondern das von den türkischen Behörden genutzte veraltete „Vessel Tracking System“ war. Ergebnissen der Studie zufolge wurden Aufrüstungen im Wert von etwa 20 Mio. USD benötigt, um das türkische System auf ein Niveau zu bringen, das den Standards ähnlicher internationaler Nadelöhre entsprechen würde. Als zukünftiger Hauptnutzer der CPC-Pipeline verkündete Chevron, dass es lediglich größere Tanker mit Kapazitäten zwischen 80.000 und 150.000 dwt zu nutzen plante. Dadurch sollte es sogar zur Verringerung der Tankerzahl kommen, die zum Transport seines Öls eingesetzt werden müssten (von 160 auf 100). Chevron versuchte jedoch auch aktiv auf die Bedenken türkischer Behörden einzugehen und zur Entspannung der Lage beizutragen. Das Unternehmen schlug vor, auf seinen Tankern nur türkische Lotsen einzusetzen, die es selbst in seinem Maritimen College in Tulsa ausbilden wollte. Darüber hinaus wollte der Konzern nur Doppelhüllentanker verwenden und sich an der Ausarbeitung zusätzlicher Programme zur Verbesserung des Navigationssystems der Meerenge beteiligen.⁴⁸⁹ Das Ziel der türkischen Regierung lag dabei weniger in der Blockierung der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline, vielmehr wurde versucht, die kasachische Regierung für die Teilnahme an der Baku-Ceyhan-Pipeline zu gewinnen.

Einen viel größeren Eklat als die Äußerungen des türkischen Ministers verursachten aus Sicht des Konsortiums die in einem Brief von Transneft-Präsident, Semjon Wainschtok, an den stellvertretenden russischen Premierminister, V. Christenko, genannten Bedenken bezüglich der wirtschaftlichen und finanziellen Auswirkungen der Inbetriebnahme des CPC-Systems. Wainschtok argumentierte, dass seinem Unternehmen und dem russischen Staat durch die neue Pipeline bedeutende Verluste entstehen würden, da aus dem Transneft-Netz nach ihrer Eröffnung schlagartig 15-16 Mt Öl abfließen würden.⁴⁹⁰ Die jährlichen Einnahmeausfälle des Konzerns bedingt durch das gesunkene Transitvolumen wurden auf 70 Mio. USD beziffert, wodurch seine Zahlungen an den Staatshaushalt um 20,2 Mio. USD fallen würden. Darüber hinaus würde sich die Qualität der exportierten russischen Ölmischung verringern, da das leichte Tengiz-Öl nun nicht mehr eingespeist würde. Jährliche Verluste russischer Produzenten durch den unkontrollierten Eintritt kasachischen Öls in den Schwarzmeerraum und die damit verursachte Konkurrenzsituation sollten angeblich etwa 200 Mio. USD betragen.⁴⁹¹ Wenig überraschend reagierte das Pipelinekonsortium mit großer Empörung, denn die Argumente von Transneft waren teilweise kaum haltbar.⁴⁹²

deutliche Verbesserungen bei der Sicherheit und Schnelligkeit erzielen könnte. Vgl. *Transporting Kazakh Oil by Sea Could Create Traffic Problems*, in: *Petroleum Report*, 4.4.2001.

⁴⁸⁹ Etwa drei Prozent des jährlichen Schiffsverkehrs (ca. 48.000) durch die Meerengen stellten Tanker dar. Vgl. *Chevron wants to carry oil through the Turkish straights*, in: *News Bulletin*, 18.6.2001; *Chevron says when Caspian Pipeline Consortium becomes operational tanker traffic in Bosphorus will decrease* (rusenergy.com), in: *What The Papers Say (Russia)*, 25.6.2001.

⁴⁹⁰ Die Einspeisung kasachischen Öls über die Atyrau-Samara-Pipeline in das Transneft-Netz sollte angeblich um 5-6 Mt sinken. Darüber hinaus würden durch den vorgesehenen Bau von russischen Verbindungspipelines zwischen CPC und dem Transneft-System weitere 9-10 Mt weniger über Noworossijsk exportiert werden. Vgl. *Russian pipeline operator sounds warning over Caspian plan*, in: *Interfax news agency*, 31.5.2001; *Transneft does not question expediency of CPC project – Vainshtok*, in: *News Bulletin*, 5.6.2001.

⁴⁹¹ Vgl. *Transneft executives are unprepared for appearance of competitor in form of Caspian Pipeline Consortium (VolgaNet Communications)*, in: *What The Papers Say (Russia)*, 8.6.2001.

⁴⁹² Die Einwände von CPC waren vielfältig. Russland sollte während der Laufzeit des Projektes über 20 Mrd. USD erhalten. Die geringeren Einnahmen aus der Besteuerung von Transneft würden daher durch Einkünfte, die der Regierung aus der CPC zukommen sollten, kompensiert. Allein im Jahr 2000 zahlte das Konsortium etwa 200 Mio. USD an Steuern in russische Haushalte auf verschiedenen Ebenen und schaffte 6.000 Arbeitsstellen (90 Prozent durch Russen besetzt). Die Pipeline stellte ein strategisches Projekt dar, für das sich die russische Regierung bereits 1992 ausgesprochen hatte, da der Öllexport sonst über alternative Routen (Türkei) erfolgen

Trotz des bestehenden Bedarfs an zusätzlicher Exportkapazität und des Interesses russischer Ölproduzenten an der Öleinspeisung in das CPC-System verkündete Transneft im September, dass es keine Bereitschaft zum Bau des vereinbarten Interkonnektors zwischen seinem Netz und der CPC-Leitung besäße. Laut Auffassung des Konzerns machte es keinen Sinn, eine Verbindung herzustellen, die Öltarifzahlender Kunden aus seinem System hinaus leiten und somit lediglich zu Einnahmeeinbußen führen würde.⁴⁹³ Vor dem Hintergrund der vorhandenen Exportengpässe im russischen Netz war diese Argumentation nur sehr schwer nachvollziehbar. Die Entscheidung von Transneft sollte jedoch auch beträchtliche finanzielle Folgen für das Konsortium haben. Aufgrund der geringeren Auslastung der CPC-Leitung (das System sah vor, dass 6,5 Mt in Russland eingespeist werden) und der sich daraus ergebenden Einnahmeausfälle mussten negative Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Aspekte des Pipelinebetriebs erwartet werden. Die verringerte Profitabilität würde gleichzeitig die Rückzahlung der Kredite verzögern sowie die Steuer- und Dividendeneinnahmen staatlicher und kommerzieller Mitglieder verringern. Darüber hinaus würde der Vorteil des Transportsystems für die beiden teilnehmenden russischen Unternehmen sinken, da sie nicht mehr in vollem Umfang ihre Transportquoten nutzen könnten.⁴⁹⁴

Parallel zu den Differenzen mit Transneft traten auch Probleme mit der Stadtverwaltung von Noworossijsk auf, was die Inbetriebnahme der Pipeline erneut verzögerte. Die Stadt weitete ihre Zuständigkeit kurzerhand auf die Küstengebiete aus, auf denen sich die Ölspeicher des CPC-Systems befanden. Zwar stellten diese Anlagen nicht die Ladeterminale an sich dar, da die Abfertigung der Tanker mehrere Kilometer offshore erfolgen sollte, die Stadtbehörden verlangten vom Konsortium nun dennoch für jedes Schiff die Zahlung von Hafengebühren.⁴⁹⁵ Den Behörden gelang es dabei aufgrund einer Rechtslücke eine Resolution der russischen Regierung zu umgehen, die das CPC zuvor im Einklang

müsste. Transneft beteiligte sich an der Planung der Pipeline und hätte daher seine Investitionen im Einklang mit der erwarteten neuen Kapazität anpassen können. Es wurden lediglich 3,3 Mt Tengiz-Öl über die Atyrau-Samara-Pipeline ins Transneft-Netz eingespeist, wobei laut CPC auch im Jahr 2002 weiter 2 Mt eingespeist werden sollten. Chevron war zudem bereit, auch zukünftig Öl über das russische Netz zu leiten, bedingte dies jedoch mit der Einführung einer Quality Bank. Tengiz-Öl bildete jedoch weniger als ein Prozent der von Transneft transportierten Ölmenge und konnte daher kaum Auswirkungen auf die Gesamtqualität der Ölmischung haben. Zusätzlich war mit einer kontinuierlichen Zunahme kasachischer Ölproduktion zu rechnen, die auch weiter über die Atyrau-Samara-Pipeline exportiert werden sollte. Geklagt wurde auch darüber, dass sich Transneft weigerte, die vertraglich vereinbarte Verbindungspipeline zwischen Tichorezk und Kropotkin zu bauen, die die Einspeisung russischen Öls in die CPC erlauben würde. Vgl. CPC Accuses Transneft of Trying to Mislead Government, in: Business Report, 4.6.2001.

⁴⁹³ Vgl. Gorst, Isabel: Hopes fade for Russian access to CPC oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 183, S. 1, 21.9.2001; Caspian Pipeline Consortium starts competing against Transneft (Vremya Novostey), in: What The Papers Say (Russia), 24.12.2001.

⁴⁹⁴ Die Wirtschaftlichkeit der Pipeline, die Zeiträume für die Rückzahlung der Kredite (diese wurden von den beteiligten Unternehmen in Form von Geldern und von den Staaten in Form von Anlagen gestellt), wie auch die berechneten Einnahmen der Staatshaushalte wurden auf der Grundlage der Vollausslastung der Pipeline ermittelt. Diese konnte aufgrund der Konzipierung des Systems nicht allein durch die Einspeisung kasachischen Öls gewährleistet werden. Die Pipeline konnte nur bis Kropotkin allein durch kasachisches Öl voll ausgelastet werden, ab Kropotkin besaß sie jedoch eine größere Kapazität, da man dort mit der Einspeisung russischen Öls rechnete. Die negativen Auswirkungen auf Lukoil waren im Vergleich zu Rosneft geringer, da das Unternehmen auch eigene Produktionsstätten im Kasachstan besaß (u. a. Tengiz, Karachaganak, Kumkol) und auch Felder im russischen Offshore-Gebiet erschließen wollte. Rosneft besaß demgegenüber keine eigene Produktion im kaspischen Raum und war auf die Einspeisung in Kropotkin angewiesen. Darüber hinaus würden beide Konzerne ähnlich wie alle anderen Anteilseigner durch niedrigere Dividendenzahlungen betroffen sein. Vgl. Gorst, Isabel: Hopes fade for Russian access to CPC oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 183, S. 1, 21.9.2001.

⁴⁹⁵ Vgl. Pala, Christopher: Caspian pipeline opens; Conduit of Kazakh oil symbol of cooperation, in: The Washington Times, S. 14, 3.12.2001.

mit den Bestimmungen des Restrukturierungsabkommens von der Zahlung jeglicher Hafengebühren befreit hatte.⁴⁹⁶ Um den Gebühren zu entgehen und vollständige Unabhängigkeit von den Behörden in Noworossijsk zu erlangen, musste CPC für seine Terminals bei der russischen Regierung den Status eines „spezialisierten“ bzw. „unabhängigen“ Hafens beantragen. Bis zu seiner Erteilung mussten die Anlagen jedoch unter den Bestimmungen des Hafens Noworossijsk betrieben werden.⁴⁹⁷

Verhandlungen zwischen dem Konsortium und der Stadt führten vorläufig nur zu einer Teillösung. Da die Anlagen von CPC selbst gebaut und verwaltet wurden, stimmten die Behörden der Forderung zu, wonach das Konsortium selbst keine Hafengebühren zahlen sollte. Diese Regelung sollte jedoch nicht auf die Eigentümer der beladenen Tanker zutreffen. Argumentiert wurde damit, dass die Einnahmen für die sichere Durchfahrt im Hafen von Noworossijsk genutzt werden sollten. Das Konsortium protestierte,⁴⁹⁸ sah sich jedoch gezwungen, seine Terminals vorerst unter dem bestehenden Regime zu betreiben. Darüber hinaus verschwanden auf unerklärliche Weise wichtige Bestandteile, die für die Ladeanlagen des Konsortiums bestimmt waren. Diese wurden erst mehrere Tage später 150 km entfernt von Noworossijsk entdeckt. Letztendlich bestand die Abteilung für Navigation und Ozeanografie des Verteidigungsministeriums darauf, dass es noch vor der Inbetriebnahme der Terminals, die durch die Bauarbeiten entstandenen Veränderungen im Verlauf der Küstenlinie und der Meerestiefe in seine Karten einträgt.⁴⁹⁹ Aufgrund der geschilderten Probleme konnte die Testbeladung des ersten Tankers, der eine Ladung von 35.000 t Erdöl nach Italien verschiffen sollte, erst am 13. Oktober 2001 erfolgen.⁵⁰⁰ Die offizielle feierliche Eröffnung des Exportsystems fand am 27. November 2001 statt. Bis zur Klärung der noch ausstehenden Fragen bezüglich des Status des Terminals sollte es jedoch vorerst nur im Testregime betrieben werden.⁵⁰¹

3.3.8 Die Probleme nach der Inbetriebnahme werden nicht weniger

Die Frage bezüglich der Einspeisung russischen Öls in das neue Transportsystem blieb weiterhin ungelöst. Russische Unternehmen betrieben bei ihrer Regierung intensive Lobbyarbeit, um den Bau der von Transneft im September 2001 abgelehnten Verbindungsleitung zwischen seinem Pipelinenetz

⁴⁹⁶ Die russische Regierung verpflichtete sich in dem Restrukturierungsvertrag dazu, dass CPC-Anteilseigner und ihre Partnertransportunternehmen keine Transport- bzw. Hafengebühren oder ähnliche Gebühren sowie Steuern oder andere Zahlungen leisten müssten.

⁴⁹⁷ In diesem Zusammenhang mussten russische Behörden dem Konsortium Lizenzen zum Mooring (Ankern), Beladen, Schleppen und Lotsen von Schiffen erteilen. Vgl. CPC may name launch date at start of October, in: News Bulletin, 20.9.2001.

⁴⁹⁸ Die Forderungen waren nicht nur deswegen schwer zu begründen, weil sich der CPC-Terminal in Juschnaja Ozerejka mehrere Kilometer vom Hafen Noworossijsk und gänzlich außerhalb der Hafenbucht befand, sondern auch weil der Betrieb der Anlagen nicht von den Hafenbehörden, sondern von Smit-Octo-Luktrans durchgeführt wurde. Vgl. Russian govt fulfils its obligations to CPC – Transport Ministry, in: News Bulletin, 15.10.2001; Pala, Christopher: Caspian pipeline opens; Conduit of Kazakh oil symbol of cooperation, in: The Washington Times, S. 14, 3.12.2001.

⁴⁹⁹ Es handelte sich um besondere Schlauchleitungen, die für die Befüllung von Tankern notwendig waren. Vgl. Russia: CPC delay blamed on missing hoses, in: InfoProd, 1.10.2001.

⁵⁰⁰ Vgl. Trial operation of Kazakh-Russian oil pipeline launched, agency, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 15.10.2001.

⁵⁰¹ Zum Zeitpunkt der feierlichen Eröffnung wurde bereits der siebte Tanker beladen. Teilnehmer: Stellvertreter Premierminister und Minister für Energie und Bodenschätze Kasachstans, V. Schkolnik, US Assistant Energy Secretary, V. Bailey, stellvertretender russischer Energieminister, I. Matlaschow, u. a. Zuerst sollten auch die Präsidenten Russlands und Kasachstans an der Zeremonie teilnehmen. Die wiederholte Verschiebung der Zeremonie vereitelte dies jedoch. Vgl. US, official attends opening of Kazakh-Russian oil pipeline, in: Interfax news agency, 27.11.2001.

und dem CPC-System durchzusetzen.⁵⁰² Im Januar 2002 informierte der Pipelinemonopolist schließlich darüber, dass er zum Bau des Tichorezk-Kropotkin-Interkonnektors bereit sei, bedingte dies jedoch mit der Erteilung von Durchleitungsgarantien auf „ship-or-pay“-Basis durch Lukoil und Rosneft.⁵⁰³ Die Kosten der etwa 50-60 km langen Leitung mit einer Kapazität von 9 Mt/Jahr (Erweiterung auf 17 Mt nach Expansion der CPC), die für die Auslastung des CPC-Systems zwischen Kropotkin und Juschnaja Ozerejka notwendig war und gleichzeitig auch russischen Unternehmen ohne eigene Produktionsstandorte in Kasachstan bzw. der nördlichen kaspischen Küstenregion die Nutzung der CPC ermöglichen würde, sollten laut Transneft 60 Mio. USD betragen. Unter den vorherrschenden russischen Exportbestimmungen, die auf zugewiesenen Exportquoten basierten, bezeichnete der Rosneft-Präsident, Sergei Bogdanchikov, die von Transneft und der russischen Regierung angebotenen Nutzungsvoraussetzungen jedoch als „inakzeptabel“. Sie wären für die beteiligten russischen Unternehmen lediglich mit höheren Transportkosten verbunden und würden nicht zum Anstieg ihrer Exportvolumina führen.⁵⁰⁴

Im Mai legte Transneft einen Alternativvorschlag vor. Demzufolge wollte der Konzern eine eigene 4 Mt/Jahr-Pipeline direkt zum CPC-Exportterminal in Juschnaja Ozerejka verlegen, um die Speicher- und Verladeanlagen des Konsortiums zu nutzen. Diese Lösung würde laut Transneft die Trennung der russischen Ural-Sorte von der hochwertigeren CPC-Ölmischung erlauben und somit die Ausgleichzahlungen russischer Produzenten im Rahmen der Quality Bank vermeiden. Gleichzeitig könnten die Unternehmen somit auch den im Vergleich zum CPC-Tarif günstigeren Transneft-Tarif zahlen. Der Vorteil für das Pipelinekonsortium sollte dabei darin bestehen, dass die Kapazität der CPC-Ladeterminale ausgelastet würde.⁵⁰⁵ Verständlicherweise weigerten sich die CPC-Partner, dieses Angebot anzuneh-

⁵⁰² Vgl. Lukoil oil transport through Tikhoretsk-Kropotkin Pipeline, in: Petroleum Report, 6.2.2002.

⁵⁰³ Vgl. Gorst, Isabel: Transneft Agrees To Link its Russian Oil Transport Network to CPC Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 17, S. 1, 25.1.2002; Rosneft expects to sign PSA on Kazakh offshore field soon, in: News Bulletin, 4.9.2003.

⁵⁰⁴ Russische Unternehmen durften ihr Öl nur auf der Grundlage von Exportquoten ausführen. Lukoil und Rosneft wollten die von Transneft geforderten Durchleitungsgarantien für das Verbindungsstück jedoch nicht aus ihren existierenden Quoten erteilen, sondern verlangten von der Regierung deren Erhöhung um insgesamt 8 Mt (davon 5 Mt für Lukoil und 3 Mt für Rosneft). Die Forderung wurde damit begründet, dass die vorgeschlagenen Transportkosten für den neuen Interkonnektor und den anschließenden CPC-Abschnitt zwischen Kropotkin und dem Terminal in Juschnaja Ozerejka insgesamt etwa das Zweifache der Transportkosten des parallel verlaufenden Transneft-Systems betragen sollten. In Falle, dass die Konzerne die Auslastung lediglich aus vorhandenen Exportquoten garantieren müssten, würden sie beim gleichen Exportvolumen höhere Transportkosten in Kauf nehmen müssen und daher geringere Einnahmen erzielen. Da die von Transneft gewährleistete Einspeisung in Kropotkin nur in Form der Ural-Mischung erfolgen sollte, würden die Unternehmen auch nicht ihre eigenen hochwertigeren Ölarten einspeisen und somit auch keinen Nutzen aus der Quality Bank der CPC beziehen können. Im Gegenteil, sie müssten negative Ausgleichzahlungen tätigen. Deswegen würde es bei Exporten über den Interkonnektor und das CPC-System zu einer Verschlechterung ihrer Netback-Lage kommen. Die russische Regierung weigerte sich jedoch, auf die Forderung nach höheren Quoten einzugehen und begründete dies damit, dass es somit zur Aufhebung des im russischen Ölsektor geltenden „Gleichbehandlungsprinzips“ der Produzenten käme. Moskau präferierte für beide Konzerne die Beibehaltung der bestehenden Gesamtexportquoten, sodass deren Transneft-Quoten entsprechend der über die CPC-Pipeline exportierten Mengen reduziert werden sollten. Vgl. Gorst, Isabel: Transneft offer on connecting to CPC line unacceptable: Rosneft, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 27, S. 1, 8.2.2002; Extra Helping: Major Demand Allocation For CPC Link, in: Nefte Compass, 19.2.2002; Lukoil, Rosneft Hope For 8-Mln Tonne Additional Export Quota, in: Petroleum Report, 27.2.2002; Rohlfs, Doug: Leap Forward: TNK Deal Presents Huge Marketing Leap For BP, in: Nefte Compass, 11.2.2003.

⁵⁰⁵ Vgl. Missing Link: Transneft Suggests CPC Linkup, in: Nefte Compass, 22.5.2002.

men.⁵⁰⁶ Es würde zwar die Auslastung der Terminals erhöhen, jedoch nicht die der Pipeline und würde für das Konsortium somit im Vergleich zum Öltransport mit Einnahmeverlusten verbunden sein. Entscheidend war zugleich, dass sich durch die Abgabe eines Teils der Speicherkapazität an Transneft auch die Flexibilität und somit ebenfalls die Gesamtexportkapazität des CPC-Systems verringern würden. Das Konsortium verlangte daher weiterhin den Bau einer Pipelineverbindung zur Schnittstellen Kropotkin.⁵⁰⁷ Ohne Durchleitungsgarantien russischer Produzenten weigerte sich aber Transneft dieser Forderung nachzukommen. Ohne russische Ölvolumen konnten jedoch auch nicht die vom Konsortium kalkulierten wirtschaftlichen Parameter erfüllt werden. Durch das Verhalten von Transneft und der russischen Regierung wurde somit die Grundlage für die anschließenden wirtschaftlichen Probleme des Konsortiums gelegt.

Problematisch war weiterhin auch die Beziehung des Konsortiums zu den Stadtbehörden von Noworossijsk. CPC bemühte sich beim russischen Transportministerium für seine Ladeterminals den Status des sog. „independent marine port“ zu erhalten, um somit völlige Unabhängigkeit bei ihrer Betreuung zu erreichen. Dies sollte nicht nur Zahlungen diverser Gebühren an die Hafenverwaltung vermeiden, sondern auch die langwierigen FreigabeprozEDUREN für jeden Tanker durch die Behörden abschaffen, die die Exportkapazität des Systems beeinträchtigten.⁵⁰⁸ Die Stadtadministration in Noworossijsk verzögerte jedoch die Erteilung der dafür benötigten Unterlagen. Berichten zufolge waren es gerade die Auseinandersetzung zwischen dem Konsortium und der Stadt und nicht die als offizieller Grund genannten schlechten Wetterbedingungen, die zur Unterbrechung der Nutzung des CPC-Terminals in Juschnaja Ozerejka für etwa zwei Monate im Zeitraum Dezember 2001 – Januar 2002 führten.⁵⁰⁹

Vor dem Hintergrund dieser Behinderungen sah sich TCO als zu der Zeit einziger Nutzer des CPC-Systems auch weiterhin gezwungen, auf seine traditionellen jedoch teureren Exportrouten zurückzugreifen und nur sukzessive auf die neue Leitung umzusteigen. TCO verfrachtete somit weiterhin Teile seiner Produktion per Zug nach Odessa und bestätigte zur großen Enttäuschung vieler kasachischer Produzenten, die nach der Inbetriebnahmen des neuen Exportsystems auf zusätzliche Kapazitäten in der Atyrau-Samara-Pipeline hofften, für das Jahr 2002 auch die Nutzung seiner Transitquote über das russische Pipelinesystem (3 Mt). Darüber hinaus wurde vom TCO, wenn auch im verringerten Umfang, ebenfalls der Vertrag mit Spediteuren auf der transkaukasischen Eisenbahnroute verlängert.⁵¹⁰ Einer der wichtigsten Streitpunkte zwischen dem Konsortium und der russischen Seite, der auch in der Folgezeit immer wieder neu angesprochen wurde, war die Bemühung der russischen Federal Energy Commission (FEC), das CPC-System als natürliches Monopol zu registrieren. Die FEC würde somit nämlich das Recht erhalten, die Tarife und Zugangsbedingungen für den russischen Abschnitt

⁵⁰⁶ Vgl. ohne Titel (Vedomosti), in: Economic Press Review, 27.6.2002.

⁵⁰⁷ Vgl. Dracheva, Marina: Honor: CPC gins For Expansion To Pay Off Loans, in: Nefte Compass, 17.7.2002.

⁵⁰⁸ Von der Hafenverwaltung in Noworossijsk wurden für jeden Tanker Ladegebühren zwischen 30.000-50.000 USD erhoben.

⁵⁰⁹ Die von CPC eingesetzten Offshore-Anlagen („floating buoys“) sind grundsätzlich so ausgelegt, dass sie die Beladung von Schiffen in nahezu allen Wetterlagen erlauben. Die Annahme, dass es sich um eine Schikane der Stadt handelte, wird dadurch bekräftigt, dass der gegenüber schlechten Wetterbedingungen deutlich anfälligerer Hafen von Noworossijsk im Verlauf von Januar 900.000 b/d lud und nur zehn Tage außer Betrieb war. Vgl. Pala, Christopher: Bureaucrats bleed pipeline; Foreign investors pay to cut through Russian red tape, in: The Washington Times, S. 15, 15.5.2002.

⁵¹⁰ TCO beförderte im April 2002 etwa 30.000 t/Tag (240.000 b/d) von seiner Gesamtproduktion von etwa 37.000 t/Tag (289.000 b/d) über die CPC-Leitung. Vgl. Transit of Kazakh oil via Azerbaijan plunges, in: Turan news agency, 28.8.2002; ChevronTexaco to boost output and investment in Kazakhstan, in: Interfax news agency, 16.4.2002.

der Pipeline zu regulieren,⁵¹¹ wovon entscheidende Kompetenzen des CPC-Konsortium betroffen wären. Ein solcher Schritt würde jedoch einen klaren Bruch der Bestimmungen des Restrukturierungsvertrages bedeuten.⁵¹² Meldungen über solche Bemühungen der Behörde wurden erstmals im Februar 2002 bekannt und ließen einige kasachische Analytiker prompt davon sprechen, dass Russland die Kontrolle über die Pipeline zu ergreifen versuche.⁵¹³

Die Probleme mit der russischen Seite, die in den ersten Monaten nach der CPC-Eröffnung zu wiederholten Unterbrechungen des Pipelinebetriebes führten, wurden jedoch von Vertretern des Konsortiums vorerst nicht auf ein strategisches Interesse Moskaus bezüglich der Blockierung kasachischer Ölexporte bzw. der Usurpierung der Pipeline zurückgeführt. Vielmehr handelte es sich hierbei nach deren Auffassung um ein Zeichen der Missstände und generellen Schwerfälligkeit des russischen Verwaltungswesens und konkurrierender Interessen auf verschiedenen Ebenen des Staatsapparates⁵¹⁴, wobei diese Faktoren zusätzlich durch eine weit verbreitete Korruptionsmentalität⁵¹⁵ verstärkt wurden. „*It's not political, it's just part of the corruption and inefficiency.*“⁵¹⁶ Da es sich bei dem Transportsystem jedoch um das Vorzeigeprojekt⁵¹⁷ der russisch-kasachisch-amerikanischen Zusammenarbeit im Rahmen der kaspischen Infrastrukturpolitik handelte, muss die Tatsache, dass die zentrale Regierung in Moskau solche Rangeleien zuließ, sehr kritisch betrachtet werden. Darüber hinaus musste sich das Konsortium auch mit wiederholtem Anzapfen seiner Leitung auseinandersetzen.⁵¹⁸ Nicht die entnommenen Volumen, sondern die notwendigen Betriebsunterbrechungen ließen CPC-

⁵¹¹ FEC versuchte bereits früher, private Pipelines unter ihre Zuständigkeit zu bringen. Zum Beispiel eine Pipeline von Komineft in der Timan-Pechora-Provinz. Nach drei Jahren andauernden Versuchen endeten die Bemühungen jedoch erfolglos. Vgl. Autocracy: FEC Bids To Regulate CPC, in: Nefte Compass, 27.2.2002.

⁵¹² Das CPC Shareholder Agreement vom Dezember 1996 legte eindeutig fest, dass: „*Russia shall insure that all state bodies, including but not limited to those formed in Russia in compliance with the "Law on Natural Monopolies", shall not govern or create rules defining the users to be mandatorily served or establish the amount to be charged for any service rendered by CPC-R, and the rules governing access to the CPC Project and the amounts charged and collected by CPC-R shall be as set forth in this Agreement or as otherwise agreed by the Shareholders.*“ Festgelegt wurde auch, dass russische Unternehmen, die das Recht zum Transport über die CPC im Rahmen der russischen Regierungsquote erhielten, denselben Tarif wie die CPC-Anteilseigentümer zahlen sollten und nicht in der Zuständigkeit des FEC liegen würden. Zusätzlich wurde im Mai 1997 vom russischen Premierminister ein Dekret erlassen, das CPC-R das ausschließliche Recht erteilte, über die Transporttarife und Zugangsbedingungen für die Pipeline zu bestimmen. Vgl. Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit, London 31.3.2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/langlen-US/tabID!3389/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011); Giving CPC monopoly status will destabilize consortium, in: News Bulletin, 27.2.2002.

⁵¹³ Vgl. „*Serious row*“ brewing over Russian „*seizure*“ of Kazakh oil transit route (Kazakh Commercial Television), in: BBC Summary of World Broadcasts, 1.3.2002.

⁵¹⁴ Zum Beispiel besaß die Stadt Noworossijsk ein finanzielles Interesse daran, die CPC-Anlagen möglichst lange unter der Kontrolle der Hafenverwaltung zu behalten, da daraus beträchtliche Einnahmen aus Gebühren erzielt wurden.

⁵¹⁵ Beispielsweise mussten bereits installierte neue Wasserkanonen mit einem Stückwert von 1.500 USD gegen russische mit einem Stückwert von 22.000 USD getauscht werden. Zur Korruption in Verbindung mit CPC siehe u. a. Pala, Christopher: Bureaucrats bleed pipeline; Foreign investors pay to cut through Russian red tape, in: The Washington Times, S. 15, 15.5.2002.

⁵¹⁶ Anonymer CPC-Vertreter, zit. in: Matthews, Owen: The Next Move is Check, in: Newsweek, S. 44, 8.4.2002.

⁵¹⁷ Das US Department of State bezeichnete die Pipeline als „*premiere example*“ der gemeinsamen us-russischen Investitionsprojekte. Vgl. Johnson, Christine: U.S., Russia Hold Commercial Energy Summit, in: State Department, 30.9.2002.

⁵¹⁸ In den ersten sechs Monaten des Pipelinebetriebes wurden 14 illegale Einschnitte in die Pipeline festgestellt. Die Verluste aufgrund des Öldiebstals und der Betriebsaussetzung betrugen 9 Mio. Rubel (ca. 290.000 USD). Vgl. CPC Plans To Reach Design Capacity in Summer 2003, in: Petroleum Report, 26.6.2002.

Vertreter in diesem Bezug vom „*significant problem*“ sprechen.⁵¹⁹ Sie beschuldigten dabei vor allem die Verwaltung der Region Krasnodar, dass sie den Öldiebstal zu mild ahnden würden. Wegen der vielfältigen Probleme sah sich das Konsortium sogar gezwungen, im Mai Gespräche mit dem russischen Energieminister, Igor Jusufow, aufzunehmen.⁵²⁰ Dies führte tatsächlich zum Teilerfolg. Im Juli erhielt das Konsortium vom russischen Ministerium für Transport endlich die Lizenz für Lade- und Endladetätigkeiten, wodurch es von einem Teil der administrativen Zuständigkeit der Hafenbehörden von Noworossijsk befreit wurde. (Die Lizenz sollte alle fünf Jahre erneuert werden.) Jedoch blieben weiterhin mehrere Probleme offen. Neben der weiterhin ausstehenden Registrierung der Terminals als „spezialisierten Hafen“ waren es zum Beispiel auch rechtswidrige Forderungen bezüglich Mehrwertsteuerzahlungen auf Transporttarife seitens der russischen Steuerbehörde.⁵²¹

Neben rechtlich-administrativen Schwierigkeiten, die den Pipelinebetrieb behinderten, mussten vom Konsortium auch noch einige ausstehende Bauarbeiten abgeschlossen werden. Drei der insgesamt fünf Pumpstationen, die für das Erreichen der vollen Durchleitungskapazität der ersten Stufe (28,2 Mt/Jahr bzw. 565.000 b/d) notwendig waren, wurden erst im Verlauf der zweiten Jahreshälfte 2002 fertiggestellt. Die damit einhergehenden zusätzlichen Ausgaben von 29,7 Mio. USD ließen die Gesamtkosten für die erste Phase des Transportsystems auf etwa 2,68 Mrd. USD ansteigen.⁵²² Darüber hinaus mussten von KazTransOil auch noch entsprechende Verbindungspipelines für die Öleinspeisung aus dem kasachischen Netz verlegt werden. Die Verhandlungen über die Bedingungen der Durchleitungsgarantien für diese Leitungen verzögerten jedoch deren Bauprozess. In den ersten Monaten nach seiner Inbetriebnahme konnte somit nur Öl des TCO JVs über das CPC-System befördert werden.⁵²³ Ein Meilenstein für das Konsortium wurde im September 2002 erreicht, als durch die Einspeisung der Ölproduktion von Kerr-McGee Oryx bzw. des ersten Nicht-Tengiz-Öls erstmalig im postsowjetischen Raum der „Quality Bank“-Mechanismus⁵²⁴ zur Anwendung kam.⁵²⁵

⁵¹⁹ Vgl. Horse And Hound: Riders Roan The Pipeline Range, in: Nefte Compass, 17.4.2002.

⁵²⁰ Vgl. Missing Link: Transneft Suggests CPC Linkup, in: Nefte Compass, 22.5.2002.

⁵²¹ Der Status des „spezialisierten“ Hafens würde das Konsortium gänzlich von den Hafenbehörden von Noworossijsk unabhängig machen und ihm z. B. die Beladung von Schiffen in der Nacht ermöglichen. Vgl. Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 126, S. 6, 2.7.2002; Dracheva, Marina: Honor: CPC gins For Expansion To Pay Off Loans, in: Nefte Compass, 17.7.2002.

⁵²² Es handelte sich um die Pumpstationen Komsomolsk, Kropotkin und Atyrau. Die Stationen Atyrau und Kropotkin wurden im Juli fertiggestellt, die Station Komsomolsk im November 2002. Die CPC konnte daher noch im Juni lediglich mit einer Kapazität von etwa 220.000 b/d arbeiten (11 Mt/Jahr). Im Jahresdurchschnitt betrug die Transportkapazität etwa 300.000 b/d (15 Mt). Vgl. News in brief: In Petroleum Economist, August 2002; Missing Link: Transneft Suggests CPC Linkup, in: Nefte Compass, 22.5.2002; Ritchie, Michael: Rising Oil Production in Russia, Caspian Spurs Pipeline Projects, in: Oil Daily, 26.6.2002; Gorst, Isabel: Russian Pipelines Set Plans To Move More Kazakh Oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 123, S. 1, 27.6.2002.

⁵²³ Vgl. CPC Shipping Other Volumes, in: International Oil Daily, 13.9.2002; CPC Cap: Chevron Keeps Export Options Open, in: Nefte Compass, 6.2.2002.

⁵²⁴ Die Ausgleichszahlungen wurden über die ABN Amro Bank getätigt. Die Berechnungen schlossen einen Korb von elf verschiedenen an der Londoner Börse gelisteten Ölsorten ein und wurden vom technischen Berater und Betreiber der Quality Bank – Purvin & Gertz – durchgeführt (zur Funktion der Quality Bank und den Eigenschaften der CPC-Blend siehe Fn 475). Vgl. CPC Announces Start of Oil Quality Bank Operation, in: Petroleum Report, 18.9.2002; Teagarden, Michael/Sharushkina, Nelli: Karachaganak Joins Caspian Pipeline Consortium as Third Shipper, in: International Oil Daily, 30.12.2002.

⁵²⁵ Kerr-McGee-Oryx speiste Öl seines Arman JVs (mit Kazakhoil) ein. Bis Ende 2002 sollten 100.000 t transportiert werden. Erste geringe Volumen von Arman-Öl wurden im Oktober eingespeist, technische Probleme führten jedoch dazu, dass die regulären Lieferungen erst im Dezember begonnen wurden. Im November begann auch Kazakhoil mit dem Export der Produktion seiner Embamunaigaz-Tochter. Monatlich sollten vom Unternehmen 63.000 t exportiert werden. Vgl. CPC Shipping Other Volumes, in: International Oil Daily,

3.3.9 CPC als Durchbruch in den kasachischen exportinfrastrukturellen Bemühungen

Die Eröffnung der CPC-Pipeline stellte für Kasachstan und die dort tätigen Produzenten einen wichtigen Durchbruch in der Erdölexportinfrastrukturpolitik dar. Die Leitung verlief zwar über russisches Territorium, sie befand sich jedoch nicht unter der Kontrolle von Transneft und deren Durchleitungskapazität unterlag somit nicht den alljährlichen russisch-kasachischen Verhandlungen über Transitquoten. Im geopolitischen Sinne stellte sie somit zwar keine Diversifizierung von Russland dar, aus kommerzieller Sicht verringerte sie jedoch die kasachische Abhängigkeit von der Quotenwillkür der russischen Regierung und ihres Pipelinemonopolisten. Sie machte kasachische Produzenten auch unabhängiger von der Umsetzung infrastruktureller Vorhaben von Transneft und den generellen Entwicklungen im russischen Ölsektor. Westlichen Unternehmen und Kasachstan gelang es durch die Inbetriebnahme der CPC-Pipeline einen eigenständigen Zugang zum Weltmarkt zu etablieren, der nicht nur zur erheblichen Senkung der durchschnittlichen Transportkosten (dieses Kriterium spielte vor allem vor dem Hintergrund des zu der Zeit vergleichsweise deutlich niedrigeren Ölpreises eine sehr relevante Rolle), sondern auch zur Steigerung des durchschnittlich erzielten Verkaufspreises für kasachisches Öl führte, weil mit ihr keine Verpflichtungen zur Belieferung des wenig attraktiven GUS-Raums verbunden waren und sie wegen der Quality Bank die wertgerechte Vermarktung hochwertiger Ölsorten garantierte. Die zusätzliche und von Quoten unabhängige Exportkapazität verschaffte den in Kasachstan tätigen Produzenten mehr Planungssicherheit, beflügelte langfristig angelegte Großinvestitionen in die Erschließung mehrerer Felder (vor allem Tengiz und Karachaganak, jedoch auch anderer) und stellte somit insgesamt eine wichtige Voraussetzung für die weitere Entwicklung des kasachischen Ölsektors dar. Die Leitung steigerte nicht nur den Netback-Wert für Ölexporte aller Konsortialpartner, sondern führte auch zur generellen Senkung der Transportgrenzkosten⁵²⁶ und somit zur Verbesserung der kommerziellen Rahmenbedingungen für alle anderen Produzenten in Kasachstan bei (Abbildung 18). Für die kasachische politische Führung verbesserte sie die Aussichten auf kontinuierliche Rentenflüsse aus dem Ölexport, wobei die aufgrund gesunkener Transportkosten und gestiegener durchschnittlicher Absatzpreise gewachsene Profitabilität der Produktionsbedingungen im kasachischen Ölsektor auch höhere Steuer- und Dividendeneinnahmen für die Regierung bzw. den Staatshaushalt verursachte.

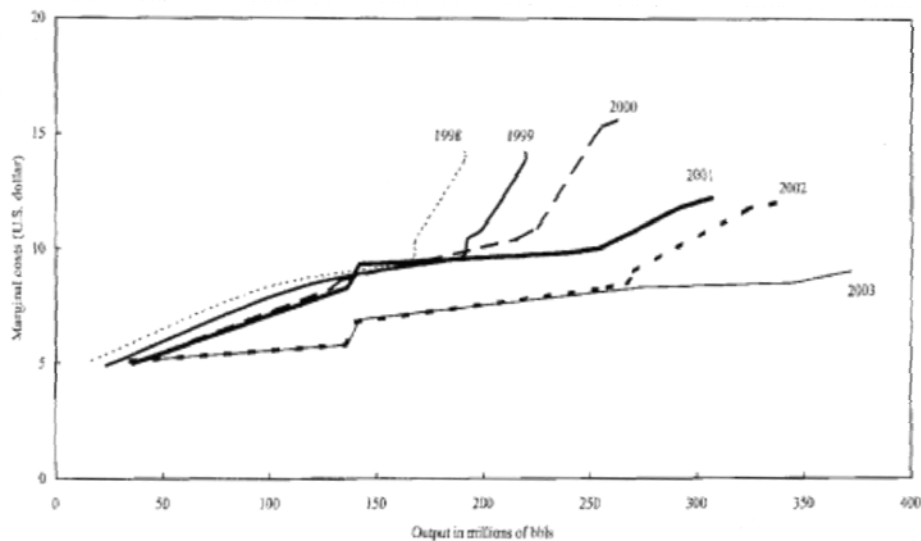
Für Russland war wichtig, dass letztendlich die direkte territoriale und somit auch geopolitische Kontrolle über die neue kasachische Exportroute erhalten blieb. Gleichzeitig sicherte sich Moskau durch die Beteiligung an den Transitzahlungen und der Besteuerung der Gewinne des Pipelinekonsortiums auch eine gewisse Partizipation an den Rentenströmen der kasachischen Erdölindustrie. Nicht nur für Kasachstan, sondern auch für Russland bot die CPC-Leitung eine Option zur Steigerung der Exportkapazität, wodurch wiederum höhere Einnahmen aus ölproduzierenden Projekten ermöglicht wurden. Die Pipeline begünstigte ebenfalls die Entwicklung von Feldern des nördlichen kaspischen Raumes, der bis dahin infrastrukturell ungenügend angeschlossen war. Beide Länder konnten durch die Übergabe von Leitungssegmenten an das Konsortium in der Vergangenheit getätigte, jedoch bis dahin ungenutzte Kapitalinvestitionen valorisieren. Aufgrund der Beteiligung am Bau profitierten zahlreiche regionale Firmen vom Technologietransfer, der Einführung internationaler Standards und der Zertifizierung inländischer Produzenten. Die Pipeline führte zu beträchtlichen Investitionen in mehreren

13.9.2002; Embamunaigaz plans to begin transporting oil through CPC, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 24.9.2002.

⁵²⁶ Nach der Inbetriebnahme der Pipeline verringerten sich die Konkurrenz um Kapazitäten auf anderen Routen und der Wettbewerb um Eisenbahntankwagen, wodurch die Transportgrenzkosten generell sanken.

russischen Regionen und hatte sehr positive Auswirkungen auf die lokalen Haushalte und Beschäftigungsraten. Darüber hinaus verpflichtete sich das Konsortium zur finanziellen Beteiligung an zahlreichen sozialen und infrastrukturellen Programmen.⁵²⁷

Abbildung 18: Grenzkosten für Ölexporte aus Kasachstan vor und nach der CPC-Inbetriebnahme (in USD/b; Mio. Barrel)



Quelle: Mensbrugge, Emmanuel van der et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 02/64, Washington D.C.: International Monetary Fund, March 2002, S. 6.

Der Preis, der an Russland in Form diverser Zugeständnisse westlicher Unternehmen (Einbeziehung Russlands in das CPC; Steuer- und Dividendenzahlungen des CPC an Russland; gänzliche Übernahme der Baukosten durch die Unternehmen; verhältnismäßig hohe Beteiligung russischer Konzerne am CPC; Übernahme der Projektkosten russischer Teilnehmer durch westliche Konzerne im Rahmen von JVs; Einstieg von Lukoil in TCO usw.) und der kasachischen Regierung (Teilung der Transportkosteinnahmen und der Transportkapazität mit Russland; die Übertragung der Sicherheit der Pipeline in russische Hände; Erhöhung der infrastrukturellen Verflechtung mit Russland; Einbeziehung russischer Konzerne in strategische kasachische Felder usw.) gezahlt wurde, kann als „geopolitische Rente“⁵²⁸

⁵²⁷ Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 104-105.

⁵²⁸ Der Termin findet in wissenschaftlichen Diskursen unterschiedliche Verwendung. R. Auty setzt ihn mit ausländischen Hilfszahlungen gleich: „geopolitical rent comprises aid and other forms of external assistance.“ T. Bierschenk et. al sehen darin Leistungen, die im Kalten Krieg Entwicklungsländern zukamen, um ihre Blockzugehörigkeit zu beeinflussen. Die geopolitische Rente ist in diesem Zusammenhang eine „rent which ... states had derived from the cold war, linked to the accessory role they were liable to play to the benefit of one block or the other and to their capacity to shift their alliances.“ Eine ähnliche Auffassung vertritt O. Bomsel: „geopolitical rent was paid to make ... (Zaire) a political client of the West.“ Eine Betrachtung, welche der in der vorliegenden Dissertation verwendeten Bedeutung ähnelt, jedoch ähnlich wie die vorherigen Ansichten als Zahlung eines mächtigeren Akteurs an einen schwächeren gedeutet wird, kann bei Le Billon gefunden werden. Demnach entspricht die geopolitische Rente der „ability to obtain political and economic gains from major international actors thanks to a strategic geographical position“. In der vorliegenden Arbeit wird „geopolitische Rente“ jedoch nicht als Zahlung eines stärkeren Akteurs an einen schwächeren verstanden, um somit seine Loyalität bzw. Kooperationsbereitschaft zu erkaufen. Es handelt sich vielmehr um die Zahlung eines schwächeren Akteurs an einen stärkeren, die von Letzteren wegen der geopolitischen (und geoökonomischen) Rahmenbedingungen erzwungen bzw. gefordert werden kann. Vgl. Le Billon, Philippe: The Geopolitical Economy of Resources Wars, in: Le Billon, Philippe (ed.): The Geopolitic of Resources Wars: Resources, Dependence, Governance and Violence, London: Frank Cass, 2005, S. 1-28, hier S. 2; Auty, Richard M. (ed.): Energy, wealth and governance in the Caucasus and Central Asia, London: Routledge, 2006, S. 4; Bierschenk, Thomas/Chauveau, Jean-Pierre/de Sardan, Jean-Piere Olivier: Local Development Brokers in Africa, The rise of a new social category,

betrachtet werden. Diese muss dabei nicht nur in ihrer direkten finanziellen bzw. ökonomischen sondern auch in ihrer politischen Dimension verstanden werden und stellt daher die Summe materieller und immaterieller Vorteile bzw. Werte dar, die Russland in Folge des Pipelineprozesses zukamen. Sie resultiert aus der geografischen Lage des Landes, seiner dominanten machtpolitischen Stellung in der Region, diverser Einflussmöglichkeiten auf die innen- und wirtschaftspolitische Situation Kasachstans und spiegelt somit die geopolitische Realität des zentralasiatischen Raumes in seiner ganzen Breite wider.

Die Pipeline kann jedoch auch als Erfüllung der impliziten geopolitischen Verpflichtung Kasachstans gegenüber Russland interpretiert werden, wonach die erste wichtige Exportleitung aus dem Land über russisches Territorium verlaufen müsste. Da sie unmittelbar mit der Entwicklung der wichtigsten kasachischen Vorkommen verbunden ist, erhielt Moskau durch die Beteiligung an der Verwaltung des Konsortiums ein weiteres Mittel zur Einflussnahme auf den kasachischen Ölsektor. Die Pipeline stellt somit im Sinne des Bandwagoning-Ansatzes auch einen Beweis kasachischer politischer Loyalität gegenüber dem nördlichen Nachbarn dar. Aus kasachischer Sicht sollte vor diesem Hintergrund ein Fenster eröffnet werden, das in der Folgezeit die Beteiligung an der Erschließung alternativer Exportrouten ermöglichen würde, ohne in Moskau Sorgen über mögliche emanzipatorische Bemühungen zu schüren. In der Tat fand nur drei Tage nach der offiziellen Inbetriebnahme der CPC-Leitung am 30. November 2001 ein Treffen zwischen Nasarbajew, dem aserbaidischen Präsidenten, H. Alijew, und dem US-Energiesekretär, S. Abraham, statt, bei dem es zur Unterzeichnung eines kasachisch-aserbaidischen Abkommens über die Teilung des Kaspischen Meeres entlang der Medianlinie kam. In diesem Zusammenhang bekräftigte der kasachische Präsident auch seine politische Unterstützung der Baku-Ceyhan-Pipeline. „I give my full backing to this project, but time is needed to implement it.“⁵²⁹ Er äußerte sich zuversichtlich darüber, dass sein Land in Zukunft 10-20 Mt/Jahr von Aktau nach Baku und anschließend über die BTC exportieren könnte.⁵³⁰ Im Sinne des pragmatischen Ansatzes der kasachischen multivektoriellen Außen- und Pipelinepolitik sollte das Streben nach Diversifizierung jedoch in der Darstellung des Präsidenten nicht als politisch bedingtes Streben nach einer Verringerung der Abhängigkeit von Russland betrachtet werden, sondern vielmehr als praktische Notwendigkeit, die der erwarteten kasachischen Produktionsentwicklung Rechnung tragen sollte.⁵³¹

3.4 Die Entwicklung russisch-kasachischer Transitbeziehungen im Zuge des CPC-Bauprozesses

3.4.1 Der Wandel der russischen Einstellung gegenüber kasachischen Transitleieferungen

Parallel zu Fortschritten bei der Entwicklung der CPC-Pipeline zeichneten sich auch Veränderungen in der Einstellung Moskaus zu kasachischen Ölexporten über das Transneft-Netz ab, was sich in der Aufgabe der bereits (Kapitel 2.6.2) beschriebenen „Null-Summen-Spiel“-Logik auszeichnete. Der Wandel kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden. Einerseits wurde Öltransit anders als noch in den früheren 1990er Jahren stärker unter kommerziellen Aspekten wahrgenommen. Andererseits wurde

Arbeitspapiere Nr. 13, Johannes Gutenberg Universität Mainz: Institut für Ethnologie und Afrikastudien, 2002, S. 7; Bomsel, Olivier: Collapse of the state and competitiveness, Evidence from African and post-socialist countries, in: Resource Policy, Vol. 18, Issue 4, December 1992, S. 270-281, hier S. 273.

⁵²⁹ Zit. in: Kazakh, Azerbaijani presidents sign Caspian Sea agreement, in: News Bulletin, 30.11.2001.

⁵³⁰ Vgl. ebenda.

⁵³¹ Vgl. Zardykhan, Zharmukhamed: Kazakhstan and Central Asia: regional perspectives, in: Central Asia Survey, Vol. 21, No. 2, 2002, S. 167-183, hier S. 174.

man sich in Moskau zunehmend dessen bewusst, dass in Bezug auf die russische Teilnahme am Transitgeschäft ein „window of opportunity“ besteht, das im Falle weiterer Verzögerungen bzw. unkooperativen Verhaltens durch alternative Transportlösungen geschlossen oder zumindest deutlich reduziert werden könnte. Die CPC-Pipeline, die hinsichtlich des Transports kasachischen Öls grundsätzlich eine direkte Konkurrenz zum russischen Netz darstellte, bekräftigte diese Erkenntnisse nur noch zusätzlich. Denn Transporteinnahmen, die sonst ausschließlich an Transneft fließen und u. a. auch für den Ausbau der russischen Infrastruktur eingesetzt werden könnten, wurden nun durch ein internationales Konsortium verwaltet, an dem Russland lediglich Minoritätsanteile besaß. Da die am CPC beteiligten Ölproduzenten prinzipiell an Gewinnen aus dem direkten Ölverkauf und nicht aus dem Transportgeschäft interessiert waren, war die Pipeline lediglich Mittel zum Zweck und die Partner versuchten, die Frachtgebühren daher dauerhaft möglichst niedrig zu halten. Dies spiegelte sich nicht zuletzt in der vereinbarten Gebührendeckelung wider (38 USD/t). Einen weiteren wichtigen Faktor, der den Handlungsdruck auf den Kreml in Transitfragen erhöhte, stellten kontinuierliche Fortschritte bei der Konzipierung Russland umgehender Transportprojekte dar, die nicht zuletzt auch durch eine von Moskau ungewollte geopolitische und geoökonomische Penetration der kaspischen Region durch anderer Mächte begleitet wurden. Dies spiegelte sich vor allem in den amerikanisch-türkischen Bemühungen zum Bau der Baku-Ceyhan-Leitung wider. Nicht nur dass die Befürworter der Route mit Kasachstan rechneten, ungeachtet des russischen Unmuts kokettierten die kasachische politische Führung und einzelne Produzenten im Land auch selbst mit der Beteiligung an dem Projekt. Kasachstan bzw. die dort tätigen Ölkonzerne konnten zudem bereits erste handfeste Diversifizierungserfolge vorweisen, die sich insbesondere in der Etablierung der transkaspisch-transkaukasischen Tanker-Eisenbahn-Route zwischen Aktau, Baku und Batumi widerspiegeln. Das von Moskau wahrgenommene Risiko, dass dies den ersten Schritt zu einer engeren Kooperation mit den Entwicklern der Baku-Ceyhan-Route darstellen könnte, war durchaus gegeben und wurde zusätzlich durch die Beteiligungen einzelner Unternehmen an Förderprojekten auf beiden Seiten des Kaspischen Meeres verstärkt. Durch die Bündelung kasachischer Ölexporte auf russischen Routen hoffte Moskau, nicht nur die Einbeziehung Kasachstans in das Projekt, sondern auch die gesamte wirtschaftliche Grundlage der Baku-Ceyhan-Pipeline zu untergraben.⁵³² Die Herausforderung für Russland bestand jedoch längst nicht mehr nur im Westen. Der Einstieg chinesischer Unternehmen in den kasachischen Ölsektor im Jahr 1997 und die damit einhergehenden infrastrukturellen Verpflichtungen erhöhten zusätzlich die Wahrscheinlichkeit der Entwicklung weiterer alternativer Exporttrassen (direkt nach China oder über den Iran zum Persischen Golf). Bei einem Erfolg würden diese Transportprojekte zusammengenommen einen beträchtlichen Teil der kasachischen Ölproduktion evakuieren können und die kasachische Abhängigkeit vom russischen Pipelinennetz deutlich reduzieren. Dies stellte vor allem deswegen eine strategische Herausforderung dar, da für Moskau neben kommerziellen Aspekten des Rohstofftransports auch das Streben nach der Aufrechterhaltung des politischen Einflusses in Kasachstan und der zentralasiatischen Region eine wichtige Rolle spielte. Dieser Aspekt konnte insbesondere nach dem Amtsantritt Putins⁵³³ verstärkt beobachtet werden. Energie- und insbesondere Pipelinepolitik übernahmen in der Moskauer Regierungszentrale eine entscheidende Funktion und waren Teil einer regionalen Machtstrategie, die (geo-)politische und (geo-)ökonomische Instrumente zusammenführen sollte. Erstere spiegelten sich beispielsweise in der Gründung der

⁵³² Ausgegangen wurde davon, dass Aserbaidshan über keine ausreichenden Reserven verfügt, die den Bau der Baku-Ceyhan-Pipeline rechtfertigen würden. Kasachisches Öl sollte daher eine entscheidende Rolle für die Auslastung der Leitung spielen.

⁵³³ Putin war seit August 1999 russischer Premierminister, im März 2000 wurde er zum Präsidenten gewählt.

Organisation des Vertrages über kollektive Sicherheit wider.⁵³⁴ In Moskau war man sich dabei vor allem dessen bewusst, dass aufgrund der Landgeschlossenheit der Region weiterhin galt (und gilt): „*The one who holds the infrastructure wins in the Caspian region.*“⁵³⁵ Die zwischen Russland und Kasachstan bereits bestehende Infrastruktur stellte dabei aufgrund von Pfadabhängigkeitseffekten und der mit dem Bau neuer Leitungen verbunden hohen Kosten eine hervorragende Ausgangslage zur Zementierung des Status quo dar.⁵³⁶ Hierbei handelte es sich weniger um ein neues Konzept, sondern

⁵³⁴ Die Organisation wurde im Oktober 2002 gegründet, sie basiert jedoch auf dem bereits im Jahr 1992 unterzeichneten Vertrag über kollektive Sicherheit der GUS-Länder.

⁵³⁵ Anonyme Quelle aus dem Umfeld der russischen Regierung, zit. in: Russia has strong position in the use of Caspian natural resources, in: Interfax Russian News, 12.2.2001.

⁵³⁶ Das Konzept der Pfadabhängigkeit stellt einen von B. Arthur und P. David geprägten wirtschaftshistorischen Erklärungsansatz dar, der zur Deutung geschichtlich bedingter Diffusionsprozesse bzw. der (Markt-)Verbreitung bestimmter Technologien dient und in den letzten Dekaden zunehmend auch Einzug in die politik- und sozialwissenschaftliche Forschung fand (als Vordenker kann hier insbesondere D. North genannt werden, der Pfadabhängigkeit zum Eckpfeiler seiner Theorie des institutionellen Wandels macht und sie zur Analyse von Governance-Phänomenen, vor allem der Stabilität und Veränderungsresistenz politischer Institutionen oder sich durch chronisch schlechte Leistungsfähigkeit auszeichnender Wirtschaftssysteme, einsetzt). Werle definiert Pfadabhängigkeit als „*vergangenheitsdeterminierten Prozess relativ kontinuierlicher bzw. inkrementeller Entwicklungen.*“ Sie engt potenzielle Handlungsalternativen ein und beeinflusst somit die zukünftige Entwicklungsrichtung in maßgeblicher Weise. Dabei gilt, dass der durch historische Ereignisketten erreichte Zustand durchaus ineffizient bzw. suboptimal sein kann, ohne dass der Prozess deshalb notwendigerweise zum Erliegen kommen oder radikal geändert werden muss. Von den Autoren werden in diesem Zusammenhang mehrere Kontinuitätssichernde bzw. selbstverstärkende Mechanismen identifiziert, die als Erklärungsgrundlage für den Verriegelungseffekt (sog. „Lock-in“) im Rahmen pfadabhängiger Vorgänge dienen und laut Arthur durch „*increasing returns*“ bzw. „*positive feedbacks*“ die eingeschlagene Entwicklungsrichtung forcieren. So spricht David beispielsweise von „*system scale economies*“ bzw. „*economies of scale*“ (Größendegression), „*technical interrelatedness*“ (im Sinne wechselseitiger Interdependenzen und Kompatibilitätserfordernissen, die insbesondere bei Netzwerktechnologien eine Rolle spielen) und „*quasi-irreversibility of investment*“ (d. h. hohe Kosten des Wechsels zur anderen Technologie). Einige dieser Aspekte spielen auch im Kontext der in dieser Arbeit untersuchten Materie eine wichtige Rolle. Da der Aufbau der Erdölexportinfrastruktur mit enormen Investitionskosten verbunden ist, bleibt beispielsweise das Zurückgreifen auf bereits in der Sowjetzeit errichtete Transportsysteme für zahlreiche Produzenten vorteilhafter als der Bau neuer Anlagen, obwohl die Nutzung Ersterer durchaus mit Einschränkungen bzw. Nachteilen (z. B. Ölqualitätsverlust, diskriminierende Tarife, Quotenregelungen) verbunden sein kann. Ähnlich wird möglichst an der Verwendung einmal gebauter, neuer (Entstehung nach 1991) Pipelinesysteme festgehalten, obwohl sich deren Nutzungsbedingungen im Verlauf der Zeit negativ verändern können (dies gilt z. B. für die CPC-Leitung und wird im Folgenden ersichtlich). Wie zuvor beschrieben (siehe Fn 145 im Kapitel II), zeichnet sich der Erdöltransport ebenfalls durch erhebliche Skalenvorteile aus, sodass die Kapazitätssteigerung zuerst errichteter Korridore aus wirtschaftlichen Gründen effizienter ist, als der Bau gänzlich neuer Routen. Vor diesem Hintergrund kann daher festgehalten werden, dass die in der Sowjetzeit aufgebaute Öltransportinfrastruktur auch eine wichtige Rolle bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen des kasachischen Rohstoffexports nach dem Zerfall der UdSSR behielt. Ferner gilt, dass die Eröffnung neuer Exportkorridore aus dem kaspischen Raum nach dem Zerfall der UdSSR (CPC, Kasachstan-China-Pipeline) wie auch im Untersuchungszeitraum getroffene Entscheidungen über den künftigen Bau neuer Transportsysteme (Kazakhstan Caspian Transport System; Kapitel IV) langfristige Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung bzw. Verteilung der Ölexportströme aus Kasachstan haben (werden), da eine flexible Umorientierung bzw. der Bau zusätzlicher neuer Routen aufgrund hoher Kapitalkosten und limitierter Ölreserven nur beschränkt möglich ist.

Beyer, der den von vielen Autoren vertretenen impliziten Konservatismus des Pfadabhängigkeitskonzeptes kritisch betrachtet, verweist jedoch gleichzeitig darauf, dass die Kontinuitätssichernden Mechanismen ebenfalls inhärente Möglichkeiten zum Wandel bzw. „intendierten Richtungswechsel“ bergen. Pfadabhängige Entwicklungen dürfen folglich keinesfalls als aussichtslos oder stark restringiert und Veränderungen nicht nur als Produkte zufälliger oder unvorhersehbarer Konstellationen bewertet werden. Obwohl die Gestaltung der Ölausfuhren als pfadabhängiger (Kausal-)Prozess verstanden werden kann, der bedingt durch Ereignisse früherer Entwicklungsphasen ist, sind „Pfadwechsel“ bzw. die Entwicklung von „Parallelpfaden“ somit aus theoretischer

vielmehr um die Wiederentdeckung und striktere Implementierung der bereits seit Oktober 1995 gesetzlich verankerten energiepolitischen Strategie, die explizit deklarierte „*to use the (Russian) energy system as a tool to integrate Russia's regions and the states of the CIS.*“⁵³⁷

Der Erdöltransit wurde von Kreml nicht nur politisch, sondern auch wirtschaftlich verstärkt unter Win-win-Gesichtspunkten wahrgenommen. Die Steigerung kasachischer Öldurchleitung infolge einer effektiveren Nutzung vorhandener Kapazitäten im russischen Netz konnte neben direkten Transiterlösen aufgrund von Skaleneffekten auch die Transportstückkosten für alle russischen Produzenten senken und darüber hinaus für die Optimierung der Binnenversorgung genutzt werden. Zusätzliche Einnahmen aus dem Transit könnten von Transneft für den angestrebten Ausbau interner Pipelines und insbesondere der Bypass-Infrastruktur verwendet werden, die die russische Abhängigkeit von baltischen und ukrainischen Exportterminals oder der Bosphorus-Passage verringern sollte.⁵³⁸ Somit würden kasachische Produzenten indirekt an der Finanzierung russischer strategischer Projekte beteiligt werden und die Belastung einheimischer Produzenten mindern. Darüber hinaus hätte eine kooperativere Einstellung in Transitfragen auch positive Auswirkungen auf die Wahrnehmung Russlands als zuverlässigen Partners im Energietransportgeschäft, sie würde dem Land eine größere Partizipation an kasachischen Rentenflüssen ermöglichen und seinen Einfluss weiter stärken.⁵³⁹

Nachdem die für kasachische Produzenten von der russischen Regierung erteilte Pipelineexportquote für den Weltmarkt („*far abroad*“) im Verlauf der 1990er Jahre meist bei 3,5 Mt/Jahr (70.000 b/d) verharrte⁵⁴⁰, wurde diese daher für das Jahr 1999 mehr als verdoppelt und betrug 7,5 Mt (150.000

Perspektive nicht nur möglich, sondern sogar zu erwarten. In der Tat können – wie in folgenden Kapiteln gezeigt wird – im Verlauf des Untersuchungszeitraums mehrere Gegebenheiten identifiziert werden, die der kasachischen Führung und den Unternehmen die Möglichkeit zur Erschließung neuer „Pfade“ eröffneten bzw. deren Entscheidung zum Verlassen bestehender Pfade (sog. „Lock-out“) begünstigten (z. B. chinesisches Interesse an Beteiligungen im kasachischen Ölsektor – Kapitel V; Interesse der USA am Bau einer Russland umgehenden Pipeline zum Mittelmeer – Kapitel IV; der Kashagan-Fund – Kapitel IV, V, VI; die russische Haltung bei der Erweiterung der CPC und der Exportquote für das Transneft-Netz). In Anlehnung an Beyer können die Beweggründe und Impulse zur Veränderung des Status quo dabei nicht nur auf unvorhersehbare Ereignisse zurückgeführt werden, die zum radikalen Wandel der Rahmenbedingungen im kasachischen Ölsektor führten. Sie unterlagen ebenso gezieltem strategischen Handeln der Akteure, die aufgrund „des Wissens um eine spezifische Anfälligkeit“ den Ausbruch bzw. die Ergänzung des eingeschlagenen Pfades selbst wünschten (z. B. das Streben der kasachischen Regierung und der Unternehmen nach Diversifizierung, um so die hohe politische Erpressbarkeit durch Russland zu verringern; das Interesse der Regierung am Bau einer östlich ausgerichteten Leitung, die auch die Versorgung des Binnenmarktes ermöglichen sollte – Kapitel V). Des Weiteren lassen sie sich auch auf implizite Einschränkungen einzelner kontinuierlich sichernder Mechanismen zurückführen, die die Vorteile des Verbleibens auf einem einzigen Pfad aufhoben (z. B. steigert die ausschließliche Konzentration auf einen Exportkorridor überproportional Transport- und Absatzrisiken; Kostenvorteile russischer Routen zum Schwarzen Meer werden durch den Bedarf der Lösung der Bosphorus-Passage limitiert). Vgl. Werle Raymund: Pfadabhängigkeit, in: Benz, Arthur et al.: (Hrsg.): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2007, S. 119-131; Wetzels, Anne: Das Konzept der Pfadabhängigkeit und seine Anwendungsmöglichkeiten in der Transformationsforschung, Arbeitspapiere des Osteuropa-Instituts der Freien Universität Berlin, Heft 52/2005; Beyer, Jürgen: Pfadabhängigkeit ist nicht gleich Pfadabhängigkeit! Wider den impliziten Konservatismus eines gängigen Konzepts, in: Zeitschrift für Soziologie, Jg. 34, Heft 1, Februar 2005, S. 5-21.

⁵³⁷ Zit. in: The Only Way Out, in: Petroleum Economist, S. 33, 12.8.1998.

⁵³⁸ Dies sollte insbesondere durch das Baltische Pipelinesystem erreicht werden, das nach Primorsk in der Nähe von St. Petersburg führt.

⁵³⁹ Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 69.

⁵⁴⁰ Die Quote wurde jährlich vereinbart, im Verlauf einzelner Quartale konnte es jedoch zu Anpassungen kommen, sodass der reelle Jahresexport meist von der Quote abwich. Vgl. Kazakhstan: Review 1997, in: Middle East

b/d). Die tatsächliche Exportmenge („far abroad“) erreichte im selben Jahr sogar 8,1 Mt (162.000 b/d).⁵⁴¹ Für das Jahr 2000 wurde zuerst eine weitere Steigerung der Quote auf 8,5 Mt (170.000 b/d) vereinbart.⁵⁴² In anschließenden Verhandlungen konnten jedoch zusätzliche Anpassungen erreicht werden, sodass die Transitmenge schließlich auf 11 Mt (220.000 b/d) angehoben wurde.⁵⁴³ Die Ausichten auf zukünftige Steigerungen blieben gut, denn auch auf höchster politischer Ebene wurden von russischen Vertretern weitere Quotenerhöhungen zugesichert.⁵⁴⁴

Der neue Aktivismus Moskaus in Fragen des Öltransits und die stärkere Politisierung der Transportinfrastruktur für ordnungspolitische Zwecke im regionalen Kontext durch Putin spiegelten sich auch darin wider, dass von russischen Vertretern Anfang des Jahres 2000 die von Nasarbajew bereits in den frühen 1990er Jahren skizzierte Idee einer OPEC-ähnlichen Struktur innerhalb der GUS aufgegriffen wurde. Im Februar diskutierte der russische Öl- und Energieminister, V. Kaljuschnyj, in Begleitung der Rosneft- und Transneft-Direktoren mit dem kasachischen Präsidenten die Möglichkeiten zur Gründung einer Energieallianz zwischen Russland, Kasachstan, Turkmenistan und Weißrussland. Moskaus Ziel bestand darin, die ursprünglich innerhalb der UdSSR bestehende einheitliche Energiebilanz im kleineren Rahmen wiederherzustellen. Entscheidender Bestandteil der Struktur sollte aus russischer Sicht die Umsetzung einer einheitlichen Exportpolitik bilden, die die Konkurrenz wichtiger GUS-Produzenten untereinander verringern und Exportprojekte und –volumen koordinieren würde. Aufgrund der bestehenden Größenordnungen der Transportinfrastruktur und der Produktion müsste das Bündnis verständlicherweise unter russischer Dominanz stehen. Aus Sicht Moskaus sollte in seinem Rahmen nicht nur die Koordinierung der Exportpolitik in Richtung Westen (Europa), sondern auch Osten (hauptsächlich China) erfolgen. Eine derart enge Integration in den genannten Bereichen lag jedoch kaum im Interesse der kasachischen Führung, da man somit nicht nur die Flexibilität bei der Gestaltung der Exportinfrastruktur verlieren, sondern Russland auch maßgeblichen Einfluss auf die zeitliche Entwicklung des Erdölsektors im eigenen Land einräumen würde. Kaljuschnyj und Nasarbajew konnten sich somit vorläufig nur auf der Gründung einer zwischenstaatlichen Arbeitsgruppe einigen, die eine gemeinsame Energiebilanz beider Länder für den Zweck der effektiveren Nutzung der Transportinfrastruktur ausarbeiten sollte.⁵⁴⁵ Aus kasachischer Sicht war es auch wichtig, dass mit

Review World of Information, 1997; Meanwhile in Kazakhstan, FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 4, 1.4.1996; EIU: Kazakhstan, Country Report 2nd quarter 1997, The Economist Intelligence Unit, 1997, S. 28.

⁵⁴¹ Die Transitquote für das Jahr 1998 betrug 7 Mt, wovon jeweils 3,5 Mt für „far abroad“ und GUS-Raum bestimmt waren. Für das Jahr 1999 wurde zuerst eine Erhöhung der Gesamtquote auf 9 Mt ausgehandelt, davon sollten 5 Mt nach „far abroad“ exportiert werden können. Im Februar 1999 wurde diese Quote um 1 Mt, im März um weitere 1,5 Mt erhöht und später auf 8 Mt angepasst. Vgl. Kazakhstan to increase oil exports, in: Interfax Russian News, 19.7.1999; Russian company want to bring more Kazakh oil to Russia, in: Interfax news agency, 20.1.1999; State to produce 28 mln tons of oil in 98, in: Middle East News Items, 19.10.1998; Kazakh exports to fall 10% in 1999, in: Interfax Russian News, 2.3.1999.

⁵⁴² Vgl. Kazakhstan: Oil and Gas Update Feb 2000, in: International Market Insight Reports, 20.3.2000.

⁵⁴³ Die Gesamttransitmenge (GUS + „far abroad“) betrug dabei 14 Mt. Laut IEA-Angaben wurden reell sogar 11,6 Mt nach „far abroad“ exportiert. Vgl. Focus; Company Results; Oil Find Re-Opens Debate About Export Routes, in: Petroleum Economist, S. 74, 13.6.2000; Russia, Kazakhstan to confirm economic commitments, in: ITAR-TASS news agency, 19.6.2000; Murray, Isabel et al.: Russia Energy Survey 2002, Paris: OECD/IEA, 2002, S. 99; Transneft suggests options for transport of Kazakh-Russian blend, in: Petroleum Report, 25.7.2001.

⁵⁴⁴ Zum Beispiel beim Treffen zwischen Putin und Nasarbajew im Juni 2000. Vgl. Statement by Vladimir Putin and Nursultan Nazarbayev, in: RIA Novosti, 20.6.2000.

⁵⁴⁵ Der russische Vorstoß im Erdölbereich wurde zwei Jahre später durch eine ähnliche Initiative im Erdgasbereich ergänzt. Im Januar 2002 wurden von Putin Pläne zur Schaffung einer „Eurasischen Gasallianz“ bestehend aus Russland, Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan vorgestellt. In deren Rahmen sollten Umfang, Richtung und Bedingungen des Transports von Erdgas aus Zentralasien über das Gazprom-Netz koordiniert werden. Vgl.

Russland eine Einigung bezüglich der von Astana seit Jahren geforderten Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline erreicht werden konnte, die bis zur Inbetriebnahme der CPC-Leitung die einzige kasachische Exportleitung darstellte. Vereinbart wurde, dass noch im selben Jahr mit dem Ausbau ihrer Kapazität von etwa 10,5 Mt (210.000 b/d) auf 15 Mt/Jahr (300.000 b/d) begonnen werden sollte. Dies wurde auch durch russische Zugeständnisse bezüglich einer weiteren Anhebung der Transitquote begleitet. Vertreter des russischen Energieministeriums bekräftigten zugleich lautstark, dass der Transport kasachischen Öls im eigentlichen Interesse Russlands wäre.⁵⁴⁶ Dieses sollte zukünftig im begrenzten Umfang auch über das von Transneft konstruierte „Baltic Pipeline System“ (BPS) zum Terminal in Primorsk fließen können.⁵⁴⁷ In Anspielung auf die aus russischer Sicht mangelnde Wirtschaftlichkeit der geplanten Baku-Ceyhan-Verbindung wurde im Verlauf der Verhandlungen mit Kasachstan wiederholt betont, dass der Transport kasachischen Öls „*by the most effective and most economical route*“ erfolgen sollte.⁵⁴⁸ Die russische Kooperationsbereitschaft im Bereich kasachischer Ölexporte war somit maßgeblich auf das Interesse Moskaus zurückzuführen, Kasachstans Beteiligung am Baku-Ceyhan-Projekt zu verhindern.⁵⁴⁹

In Kasachstan war man mit der neusten Entwicklung der Transitquoten grundsätzlich zufrieden, man hatte jedoch weiterhin großes Interesse am Abschluss eines langfristigen Transportabkommens, das die alljährlichen intergouvernementalen Verhandlungen mit Russland ersetzen und somit eine höhere Planungssicherheit für Investoren schaffen würde. Nasarbajew sprach in diesem Zusammenhang sogar von der Möglichkeit zur Regelung der Transitbeziehungen für einen Zeitraum von 50 Jahren. Dieses Interesse verstärkte sich vor allem wegen der Indizien bezüglich der Existenz massiver Ölvorkommen im kaspischen Offshore-Gebiet (Kashagan Block), deren Export vorausschauend geplant werden musste. „*We can't by negotiating every year. We have to have certainty concerning the Russian Route. If not, Kazakhstan will have to look for alternatives routes.*“⁵⁵⁰

Trotz der im Vergleich zur Vergangenheit deutlich kooperativeren Haltung in der Transitpolitik ging die russische Seite hierbei keinesfalls altruistisch vor und instrumentalisierte bei der praktischen Quotengestaltung die Kontrolle über ihr Pipelinenetz zur Wahrung eigener Interessen. Dies spiegelte sich beispielsweise in der Wahl von Exportterminals wider, an die kasachische Produzenten Öl liefern durften, wodurch nicht zuletzt kasachische Versuche zur Übernahme von Beteiligungen in den Ölverarbeitungssektoren anderer GUS-Länder behindert werden sollten.⁵⁵¹

Bardin, Vladimir: The Energy Foursome (Kommersant), in: Russian Press Digest, 23.2.2000; Götz, Roland: Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2002, S. 31.

⁵⁴⁶ Vgl. Russia, Kazakhstan to Discuss Energy Cooperation, in: Interfax Russian News, 14.2.2000; Kazakh president, Russian minister discuss oil, gas cooperation (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 23.2.2000; Press Briefing by Fuel and Energy Minister Viktor Kalyuzhny, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 24.2.2000; Zardykhan, Zharmukhamed: Kazakhstan and Central Asia: regional perspectives, in: Central Asia Survey, Vol. 21, No. 2, 2002, S. 167-183, hier S. 174.

⁵⁴⁷ Kasachstan begann mit Ölexporten über Primorsk nach der Fertigstellung des BPS im April 2002. Etwa 1 Mt der Anfangskapazität von 12 Mt/Jahr sollten aus Kasachstan stammen. Vgl. Winds Of Change: Ministry Shifts Control Over Export, in: Nefte Compass, 15.5.2002.

⁵⁴⁸ Viktor Christenko, stellvertretender Premierminister Russlands, zit. in: Russia, Kazakhstan discuss oil export routes, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.4.2000.

⁵⁴⁹ Vgl. Russia has reserve facilities to transport Azerbaijani, Kazakh oil – deputy minister, in: Interfax Russian News, 6.4.2000.

⁵⁵⁰ Nursultan Nasarbajev, zit. in: Kazakhstan considers export routes after oil find on Caspian shelf, in: Interfax Russian News, 6.7.2000.

⁵⁵¹ Strategische Interessen Russlands wurden bei Problemen ersichtlich, mit denen kasachische Ölexporte nach Litauen konfrontiert waren. Zwar unterzeichneten der kasachische Produzent Karazhanbasmunai und die litauische Mazeikiu Nafta im August 2000 ein Abkommen über monatliche Öllieferungen, die zuerst 70.000 t (im

Tabelle 20: Tatsächliche kasachische Exporte auf „Far-Abroad“-Märkte via Transneft-Netz (in Mt)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
„Far Abroad“	3,650	8,100	10,969	13,463	14,909	16,372	17,812	18,903	18,811	20,335	21,079	21,250	19,133	18,994
Kasachstans Export gesamt	20,289	23,674	27,713	32,378	39,334	44,265	52,419	52,405	57,100	60,796	62,803	68,100	71,200	71,360

Quelle: Petromarket, http://petromarket.ru/downloads/rob/Russia_Oil_Balances_6.pdf (Zugriff 20.6.2011); Nefte Compass: Russian Crude Oil Exports to Non-CIS Markets, Jahrgänge 2010 und 2011; Nefte Compass: Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Jahrgänge 2004-2009.

Auch für die Jahre 2001 und 2002 konnten, trotz beträchtlichen Widerstandes seitens einflussreicher russischer Produzenten⁵⁵² und Politikeriten⁵⁵³ sowie der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline, die grundsätzlich zur Entspannung der kasachischen Transportlage beitrug, weitere Zuwächse der Transitquote auf 17,3 Mt bzw. 17,5 Mt vereinbart werden. Davon durften 12,3⁵⁵⁴ Mt bzw. 16 Mt⁵⁵⁵ auf Märkte außerhalb der GUS geliefert werden. Gegner der Quotensteigerungen argumentierten in Anlehnung an die Linie der frühen 1990er Jahre damit, dass sie eine zunehmende Konkurrenz kasachischen Öls und

September) und später 100.000-120.000 t/Monat betragen sollten, jedoch konnten dieses aufgrund der restriktiven russischen Haltung nicht erfüllt werden. Obwohl 1999 noch 600.000 t Öl aus Kasachstan an die Raffinerie Mazeikiu geliefert wurden, erfolgten im Jahr 2000 praktisch keine Lieferungen. Die Schwierigkeiten gingen auf den Kampf zwischen kasachischen und russischen Unternehmen um die Kontrolle der litauischen Raffinerie zurück. Die Übernahme der Anteile war dabei mit der Gewährleistung der Ölversorgung verbunden. Letztendlich konnte Yukos in zwei Schritten die Kontrolle über 53,7 Prozent der Raffinerie erreichen. Ähnlich problematisch war auch der von Kasachstan angestrebte Export über den litauischen Terminal Butinge. Vgl. Russia not restricting transit of Kazakh oil, in: Interfax Russian News, 21.2.2001.

⁵⁵² Unter den lautstärksten Kritikern der Quotensteigerung befand sich bereits seit mehreren Jahren Yukos. Bereits 1999 verkündete M. Chodorkowski: „For every million tons (not exported), Russia loses about 50 million USD. And the Fuel and Energy Ministry is contributing to the losses by letting Kazakhstan use its pipeline.“ (zit. in: Gismatullin, Eduard: Yukos Opens Refinery, Eyes China, in: The Moscow Times, No. 1797, 18.9.1999.) Das Unternehmen kritisierte die Entscheidung der Regierung auch, weil sich Kasachstan nicht an der Produktionsenkung beteiligen sollte, die von der OPEC zusammen mit weiteren großen Produzentenländern zur Stabilisierung der globalen Ölpreise ausgerufen wurde. OPEC kündigte im November 2001 eine Produktionsenkung um 1,5 mb/d an (geltend ab Januar 2002), bedingte dies jedoch durch die parallele Fördersenkung anderer wichtiger Produzenten (Russland, Norwegen, Mexiko und Oman) im Gesamtumfang von 500.000 b/d. Russland bot zuerst eine Senkung um 30.000 b/d und später um 50.000 b/d an, stimmte jedoch nach Androhung eines Preiskrieges seitens der OPEC einer Senkung um 150.000 b/d zu. Diese sollte ab Januar 2002 erfolgen. Jedoch handelte es sich hierbei eher um ein Lippenbekenntnis, da die russischen Exporte in den Wintermontan aufgrund der Wetterbedingungen gewöhnlich ohnehin um etwa 200.000 b/d fielen. In Wirklichkeit kam es im Januar und Februar 2002 sogar zu einer deutlichen Erhöhung der russischen Produktion um 8,4 Prozent. Vgl. Kazakhstan increases oil production and export, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 4.2.2002; Gorst, Isabel: Awash with crude, one option for Russia is strategic reserve, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 22, S. 2, 1.2.2002.

⁵⁵³ Zum Beispiel der ehemalige Ministers für Öl und Energie, Sergei Kiriyyenko, der zu der Zeit stellvertretender Vorsitzender der Duma war. Vgl. Russia, Kazakhstan discuss oil export routes, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.4.2000.

⁵⁵⁴ 10,8 Mt als direkter Transit und 1,5 Mt unter einem Swap-Abkommen mit der Raffinerie Orsk. Vgl. Gorst, Isabel: CPC Gearing Up to Fill Oil Line From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 22, S. 3, 1.2.2001; Russia not restricting transit of Kazakh oil, in: Interfax Russian News, 21.2.2001.

⁵⁵⁵ Die Quote für das Jahr 2002 wurde im Dezember 2001 vorerst auf 15 Mt festgelegt. Die „far abroad“-Quote betrug 11,5 Mt. Anfang 2002 wurde die Gesamttransitquote auf 17,5 Mt (15 Mt über Atyrau-Samara + 2,5 Mt Machatschkala-Noworossijsk) erhöht, davon 13 Mt für „far abroad“. Diese Menge durfte um bis zu 3 Mt gesteigert werden. Hierzu sollten auf Swap-Basis 5 Mt Kondensat von Karachaganak nach Orenburg geliefert und im Gegenzug 3 Mt russisches Öl in Rechnung für Kasachstan exportiert werden. Vgl. Dracheva, Marina: Russia Keeps Exports High To Gain Competitive Edge, in: Energy Intelligence Briefing, 30.7.2002; Kazakhstan: Russia Argees To Enlarge Q4 Export Quota, in: Nefte Compass, 30.7.2002; Gorst, Isabel: Focus: Kazakh export, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 40, S. 7, 28.2.2002; Kazakhstan to transport 17m tonnes of oil via Russia in 2002, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 19.12.2001.

Verluste von Anteilen auf traditionellen Absatzmärkten⁵⁵⁶ befürchteten, und dass kasachische Exporte auf Kosten limitierter Pipeline- und Terminalkapazitäten erfolgen würden, die sonst russischen Unternehmen zukämen. Die Quotenerhöhungen wurden einerseits durch die schrittweise Steigerung der Kapazität der Atyrau-Samara-Pipeline auf 15 Mt/Jahr sowie durch die Inbetriebnahme einer neuen Verbindung zwischen Machatschkala und Noworossiysk durch Transneft im Verlauf des Jahres 2000 ermöglicht (siehe auch Kapitel 4.5.10).⁵⁵⁷

Forderungen der eigenen Ölindustrie nach der Zurückhaltung kasachischer Ölexporte mussten aus Sicht Moskaus hinter die strategischen Interessen des Landes gestellt werden. Diese waren vor allem durch den Verhandlungsfortschritt bei der Vorbereitung der Baku-Ceyhan-Verbindung und das Werben der US-Administration für die Einbeziehung Kasachstans in das Projekt bedingt. Vor diesem Hintergrund zeigte Russland plötzlich auch eine deutlich größere Bereitschaft, auf kasachische Forderungen nach einer Langzeitregelung des Öltransits einzugehen, die nach Auffassung der russischen Regierung auch mit einem Programm zur gemeinsamen Nutzung und dem Ausbau des bestehenden Pipelinenetzes verkoppelt werden sollte. Dies sollte zu einer langfristigen Bindung kasachischen Öls an russische Exportrouten führen. Russische Regierungsvertreter verkündeten nach einem Treffen der russisch-kasachischen intergouvernementalen Kommission für Energiefragen im Februar 2001, dass die Interessen beider Länder im Energiebereich koinzidieren und es grundsätzlich keine Restriktionen für die Durchleitung kasachischen Öls geben sollte.⁵⁵⁸ Die russische Kooperationsbereitschaft richtete sich dabei nicht nur an Kasachstan, sondern versuchte durch ein gesamtregionales Konzept die zunehmende Penetration des kaspischen Raumes durch ausländische Mächte möglichst einzuschränken. Der russische Beauftragte für die kaspische Region, V. Kaljuschnyj, verkündete im März 2001, dass sein Land Interesse an der Maximierung des Öltransits aus der ganzen Region besäße. Kaspische Produzenten könnten vor dem Hintergrund angeblicher - von ihm großzügig auf bis zu 40 Mt/Jahr bezifferter - freier russischer Exportkapazitäten mit Russland eine gemeinsame Öl- und

⁵⁵⁶ Tatsächlich stieg die Präsenz kasachischen Öls auf dem europäischen Markt im Verlauf der Jahre 2001/2002 deutlich an, wobei davon vor allem Produzenten aus der MENA-Region negativ betroffen waren. Zum Beispiel kam es in Deutschland im ersten Quartal 2002 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zum Anstieg kasachischer Lieferungen um 45 Prozent (auf 110.000 b/d). Das meiste kasachische Öl (82.500 b/d) wurde in Deutschland an die Bayerboil Raffinerie geliefert, die somit ein Drittel ihrer Kapazität bestritt. Kleinere Volumen (7.100 b/d) gingen an die Miro Raffinerie. Ersetzt wurde vor allem syrisches und libysches Öl. Die meisten Lieferungen (93.500 b/d) erfolgten über das Schwarze Meer an den Hafen Triest und dann über die TAL-Pipeline nach Deutschland. Nur etwa 15 Prozent der Lieferungen nach Deutschland kamen über die Druzhba. Vgl. Kazakh Crude Challenges Mideast In Europe, in: Petroleum Intelligence Weekly, 29.5.2002; Kazakhstan: German Refiners Get Hooked On Kazak Crude, in: Nefte Compass, 5.6.2002.

⁵⁵⁷ Die Machatschkala-Noworossiysk-Verbindung wurde von Transneft im Zuge des Baus des Tschetschenien-Bypasses der Baku-Noworossiysk-Leitung geschaffen. Die Bypass-Pipeline wurde hierfür durch ein etwa 20 km langes Segment mit dem Hafen Machatschkala verbunden. Somit wurde ab Mitte des Jahres 2000 die Einspeisung des per Tanker nach Machatschkala gelieferten kasachischen und turkmenischen Öls ermöglicht. Die Kapazität der Route betrug etwa 5 Mt/Jahr (100.000 b/d). Die Atyrau-Samara-Pipeline erreichte durch die Beimischung von DRA bereits im Dezember 2000 eine Kapazität von 15 Mt/Jahr (300.000 b/d). Nach dem Abschluss von Aufrüstungsarbeiten (Kosten zwischen 33,6-37,5 Mio. USD) im Verlauf des Jahres 2003 erreichte ihre Kapazität auch ohne den Einsatz von DRA 15 Mt/Jahr. Vgl. Gorst, Isabel: Russian Pipelines Set Plans To Move More Kazakh Oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 123, S. 1, 27.6.2002; Kazakhstan optimistic about oil export, in: Interfax Russian News, 3.6.1999; ZAO KazTransOil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.9.2001; Kazmunaigaz net profit rises 34% in 2004, in: Petroleum Report, 26.1.2005.

⁵⁵⁸ Vgl. Russia not restricting transit of Kazakh oil, in: Interfax Russian News, 21.2.2001; Russia and Kazakhstan have coinciding energy interests, in: RIA Novosti, 15.2.2001; KazTransOil transported record volume of oil through Atyrau-Samara pipeline in November, in: Interfax Russian News, 1.12.2000.

Transportbilanz ausarbeiten, um die Exportströme aus der Region zu optimieren.⁵⁵⁹ Die Initiative kam nur wenige Tage nach der Unterzeichnung eines Memorandums zwischen Aserbaidschan, Georgien, der Türkei und Kasachstan über die gemeinsame Unterstützung der Baku-Ceyhan-Pipeline zustande.⁵⁶⁰ In Astana erkannte man die Vorteile der zunehmenden Konkurrenzsituation zwischen verschiedenen Exportalternativen für die Verhandlungen mit Russland. Äußerungen führender Politikvertreter machten aber ebenfalls deutlich, dass man sich weiterhin auch der geopolitischen Rahmenbedingungen bewusst war. *„Aside from the economic aspects of our cooperation, the political side should also not be forgotten. Kazakhstan has other export routes available, but nonetheless we view the route through Russia as a priority for hydrocarbon exports. We are confident that corresponds to Russia's long-term interests.“*⁵⁶¹ Eine einfache Reduzierung der Entscheidung über den Verlauf einer Exportroute auf kommerzielle Aspekte war somit nicht möglich.

3.4.2 Der Abschluss des langfristigen Transitvertrages

Ein Bedarf an zusätzlichen Exportkapazitäten schien auf kasachischer Seite im mittelfristigen Zeitraum durchaus zu bestehen. Bekräftigt durch erste positive Bohrungsergebnisse auf der Kashagan-Struktur im Verlauf des Jahres 2000 ging die kasachische Führung von einem massiven Produktionsanstieg auf ein Niveau von bis zu 180 Mt/Jahr (3,6 mb/d) im Jahr 2015 aus, wovon 120-160 Mt/Jahr (2,4-3,2 mb/d) exportiert werden sollten.⁵⁶² Dies würde einer Verfünffachung der Produktionskapazität des Jahres 2000 (35,3 Mt) und einer ähnlich hohen Steigerung des Exportpotenzials (27,7 Mt im Jahr 2000) entsprechen. Zwar schien insbesondere der zeitliche Rahmen des Produktionsanstieges von kasachischer Seite nicht zuletzt wegen der Komplexität der Förderbedingungen im kasachischen Offshore-Sektor sehr optimistisch berechnet worden zu sein, jedoch zweifelten mittlerweile auch Experten nicht mehr am beträchtlichen Potenzial der nordkaspischen Küstenregion. Die zukünftige Entwicklung des kasachischen Ölsektors verlangte vor diesem Hintergrund zunehmend nach der Schaffung eines stabilen Transitrahmens, der die Unsicherheiten der jährlich wiederkehrenden kasachisch-russischen Verhandlungsrunden vermeiden würde. Die Erfolge bei der Erschließung neuer

⁵⁵⁹ Dies stellte eine politische Aussage dar, da das Transneft-Netz vor allem im südlichen Segment (um Noworossiysk) weiter mit Exportkapazitätsengpässen kämpfte. Die deklarierte „freie“ Kapazität stellte lediglich die Addition der beiden im Jahr 2001 eröffneten Pipelines CPC (28,2 Mt) und BPS (12 Mt) dar. Deren Auslastung war dabei entweder nicht von Russland abhängig (21,7 Mt der CPC sollten aus Kasachstan stammen) oder sie diente als Ersatz für politisch boykottierte baltische Terminals, sodass sie als dringend benötigte neue Exportkapazität für Märkte außerhalb der GUS bereits verplant war (BPS).

⁵⁶⁰ Auch Aserbaidschan sollte zum Umdenken bewegt werden. Im März 2001 verkündete Transneft, dass es bereit wäre, über die Transporttarife auf der Baku-Noworossiysk-Route zu verhandeln. Deren Kapazität könnte schnell von 5 auf 18 Mt/Jahr steigen und später weiter erhöht werden, sodass die BTC unnötig wäre. Vgl. Baturin, Andrei: Russia suggests Caspian states decide on joint oil balance, in: TASS, 11.3.2001; Russia Disapproves as Kazakhstan joins Baku-Ceyhan oil mainline project, in: RIA Novosti, 14.3.2001.

⁵⁶¹ Kasymzhomart Tokajew, kasachischer Premierminister, zit. in: Kazakh oil exports will not harm Russian producers – Tokayev, in: Interfax Russian News, 11.4.2000.

⁵⁶² Ein beträchtlicher Teil des Produktionsanstieges sollte offshore erfolgen, wo insgesamt 100 Blöcke angeboten werden sollten. Die Regierung plante, dass die erste Runde der Bieterverfahren 2005/6 abgeschlossen werden könnte. Im Rahmen des staatlichen Programmes zur Entwicklung des kasachischen Sektors des Kaspischen Meeres plante KMG zuerst die Erkundung von neun Strukturen (u. a. Kurmangazy, Zhambay South, Darkhan, Nursultan, Ulytao, Rakhushechnoye More, Abai, Isatai). Die von Kasachstan geschätzten Reserven dieser Gebiete beliefen sich auf 2 Gt. Bis 2015 sollte offshore (zusätzliche zu den bereits bekannten Onshore-Feldern) ein Produktionsanstieg um 55-60 Mt/Jahr (1,1-1,2 mb/b) erfolgen. Vgl. Kazakhstan government goes to Calgary in search of oilfield investments, in: The Standard, S. 2, 28.6.2003; Kazakhs Play Hard Ball With Investors, in: Petroleum Intelligence Weekly, 15.10.2003; Gorst, Isabel: Kazakhstan's State Company Maps Caspian E&P Plans, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 190, S. 5, 2.10.2003.

Transportrouten (Eisenbahnlieferungen über den Kaukasus seit 1996 und nach China seit 1997; Tankerexporte über den Iran seit Ende 2001) sowie die Eröffnung der CPC-Leitung verbesserten die kasachische Verhandlungsposition gegenüber Russland wesentlich. Und auch der Kreml war nicht bereit, auf den Transit zu verzichten bzw. durch die eigene Blockadehaltung indirekt den Ausbau alternativer Routen zu unterstützen. Dies mündete schließlich im Juni 2002 in die Unterzeichnung eines 15-jährigen Transitabkommens, in dem sich beide Parteien zusätzlich zu den von der Vereinbarung ausgeschlossen Exportvolumen über die CPC auf eine minimale jährlichen Durchleitung kasachischen Öls über das Transneft-System von 17,5 Mt (350.000b/d) einigten.⁵⁶³ Vorgesehen war, dass davon mindestens 15 Mt/Jahr über die Atyrau-Samara-Pipeline und 2,5 Mt/Jahr über die kürzlich fertiggestellte Verbindung zwischen Machatschkala und Noworossiysk (Tankerverbindung Aktau-Machatschkala) befördert werden sollten.⁵⁶⁴ Abhängig von aktuellen Produktionsentwicklungen sollten konkrete Transitmengen, die aber nicht unter dem vertraglich garantierten Niveau liegen durften, weiterhin auf Jahresbasis festgelegt werden. Beide Länder vereinbarten auch die Zusammenarbeit bei der Erweiterung bestehender Fernpipelines und beim Bau aussichtsreicher zukünftiger Exportrouten (insbesondere des BPS). Nach Auslaufen des Abkommens sollte dieses automatisch für weitere fünf Jahre verlängert werden. Im Gegenzug für die Nutzung des russischen Pipelinesystems stimmte Kasachstan dem Transit russischen Öls über sein Territorium zu. Bis zu 5 Mt/Jahr (100.000 b/d) sollten bei Bedarf über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Chardzhou-Pipeline fließen können. Hiermit wurde auf die aktuellen Pläne von Transneft zur Entwicklung einer südlichen Exportroute für russische Produzenten eingegangen, deren genaue Umsetzung jedoch noch unklar war. Bei bestehendem Interesse der Unternehmen und politischem Willen aller beteiligten Regierungen könnte russisches Öl demnach vom turkmenischen Chardzhou per Eisenbahn weiter in den Iran befördert werden. Darüber hinaus könnte russisches Öl von Pawlodar über Atasu und weiter per Eisenbahn nach Alashankou in China exportiert werden. Zugestimmt wurde auch der Nutzung der TON-2-Pipeline (Taimys-Omsk-Novosibirsk), die kasachisches Territorium im Norden durchquerte und Teil eines eigenständigen russischen Transportsystems ohne Anschluss an das kasachische Netz war.⁵⁶⁵ Zum Bedauern kasachischer Verhandlungsführer, die ursprünglich eine graduelle Steigerung der Transitmenge für die Atyrau-Samara-Pipeline auf 25 Mt/Jahr bis zum Jahr 2006 anstrebten, beinhaltete das erreichte Abkommen lediglich einen allgemeinen Verweis auf die Zusammenarbeit beider Parteien bei der Erweiterung bestehender Pipelineinfrastruktur, ohne in diesem Bereich konkrete Zusagen oder Zeitpläne zu nennen.⁵⁶⁶ Im Zuge der russisch-kasachischen Verhandlungen kam es auch zu Veränderungen in

⁵⁶³ Einen Monat zuvor wurde ein Abkommen über die Aufteilung des nordkaspischen Seebeckens und die gemeinsame Entwicklung von drei grenzüberschreitenden Offshore-Feldern erreicht. Parallel zum Öltransitabkommen wurde auch ein Abkommen über den Gastransit auf den europäischen Markt unterzeichnet. Dieses erlaubte es, im Verlauf der ersten fünf Jahre bis zu 3,5 Mrd. m³/Jahr kasachischen Gases zu exportieren. Vgl. News in brief, in: Petroleum Economist, July 2002; Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 69-70.

⁵⁶⁴ Vgl. Russia may allow Kazakhstan to export oil from Russia for Karachaganak gas condensate, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 28.1.2002.

⁵⁶⁵ Vgl. Kazakhstan: Russia Agrees On 15-Year Crude Transit, in: Nefte Compass, 11.6.2002; Russia approves draft agreement on Kazakh oil transit (Part 2), in: News Bulletin, 5.6.2002.

⁵⁶⁶ Der von der kasachischen Seite vorgelegte Entwurf des intergouvernementalen Abkommens über den Öltransit sah vor, dass das Transitvolumen im Zeitraum 2002-2003 für die Atyrau-Samara-Pipeline 15 Mt/Jahr betragen sollte, zusätzlich sollten 2,5 Mt über die Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline und weitere 1 Mt/Jahr von Kasachstan per Eisenbahn an die Station Grushevaya und von dort per Pipeline nach Noworossiysk geliefert werden können. Im Jahr 2004 sollten über die Atyrau-Samara-Pipeline 19 Mt, im Jahr 2005 22 Mt und im Jahr

kasachischen Ölexportbestimmungen. Die kasachische Regierung gründete das sog. Integrated-Routing-System, das den Ölexport überwachen und koordinieren sollte. In dessen Rahmen wurde KazTransOil zum exklusiven Transportagenten/Broker für alle Produzenten in Kasachstan ernannt, die Öl über existierende Routen über Russland (außer CPC) exportieren wollten. Das neue Verfahren schaffte somit das bis dahin parallel zu den intergouvernementalen Verhandlungen bestehende, jedoch aufgrund des Charakters der russischen Quotenpolitik von kasachischen Produzenten kaum genutzte Recht ab, separate Transportverträge mit Transneft abschließen zu können und zentralisierte somit die Kontrolle über den Ölexport.⁵⁶⁷

Die Erhöhung und langfristige Garantie der Durchleitungsquoten fiel jedoch nicht mit der Abschaffung weiterer bestehender Missstände in den russisch-kasachischen Öltransitbeziehungen zusammen. Die Hauptdifferenzen im Rahmen der Verhandlungen bestanden im Bereich der Regelung der Transporttarife, da Astana eine deutliche Senkung der Belastung eigener Produzenten anstrebte. Diese sollten aus kasachischer Sicht grundsätzlich gleiche Preise wie russische Unternehmen für die Transportdienstleistungen von Transneft zahlen. Russland weigerte sich aber auf diese Forderung einzugehen.⁵⁶⁸ Das erreichte Abkommen legte somit lediglich fest, dass sich die Transportgebühren im Einklang mit den von den zuständigen Behörden erlassenen Tarifen befinden müssten, wodurch Russland in seiner bestehenden Tarifpolitik in keiner Weise eingeschränkt wurde.⁵⁶⁹ Kasachische Produzenten sahen sich somit in der Folgezeit weiterhin einer Vielzahl monopolistischer Praktiken seitens Transnefts ausgesetzt, die auch in den Berichten des IMF kritisiert wurden. Hierunter befanden sich künstlich erhöhte Berechnungen technischer Verlustraten, willkürlich verlängerte Routenallokationen oder diskriminierende Preise für einzelne Transportdienstleistungen. Dies führte dazu, dass sich kumulierte Transportkosten auf denselben Routen für kasachisches Öl im Vergleich zu inländischen (russischen) Produzenten zeitweilig auf mehr als das Doppelte summierten (Tabelle 8).⁵⁷⁰ Die diskriminierenden Praktiken der Tarifberechnung wurden von kasachischen Verhandlungsführern in den folgenden Jahren wiederholt auf höchster Ebene angesprochen⁵⁷¹, ohne die Ratifizierung des Energiechartavertrages durch Russland fehlte es Kasachstan jedoch schlicht an internationalen rechtlichen Mechanismen, auf die man sich hierbei berufen könnte. Eine alle Dienstleistungskategorien umfassende Tarifparität für kasachisches Transitöl konnte, trotz kontinuierlicher Verringerung der

2006 25 Mt transportiert werden. Kasachisches Öl sollte von Samara an die Exporthäfen Odessa, Noworossijsk und Butinge sowie über die Druzhba und das Baltic Pipeline System befördert werden. Falls künftig neue Pipelinesysteme in Betrieb genommen würden, sollten die Parteien die Möglichkeit von kasachischen Ölexporten über diese besprechen. Vgl. Production Surge in Russia, Caspian Spurs Pipeline Plans, in: International Oil Daily, 26.6.2002; Kazakh oil transit via Russia up 6.8% on year in 2004, in: Prime-Tass, 3.2.2005; Kazakhstan plans to increase oil transit through Russia, in: News Bulletin, 27.12.2001.

⁵⁶⁷ Die im Memorandum erwähnten Routen, auf die sich die Zuständigkeit von KazTransOil bezog, waren: Atyrau-Samara, Machatschkala-Noworossijsk, Kenkiyak-Orsk. Insbesondere TCO gelang es zuvor auch separate Abkommen über den Ölexport mit russischen Akteuren zu schließen. Vgl. Kruf, Kare: An Overview of Oil and Gas Pipelines in Kazakhstan, in: Kazakhstan International Business Magazine No. 3/4, 2001, <http://www.investkz.com/en/journals/28/315.html> (Zugriff 20.8.2011).

⁵⁶⁸ Vgl. Russia, Kazakhstan to sign long-term oil transit deal (ITAR-TASS), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.5.2002.

⁵⁶⁹ Für die Atyrau-Samara-Pipeline betragen diese zu der Zeit 0,73 USD/t/100 km, für die Machatschkala-Noworossijsk-Verbindung pauschal 7,06 USD/t. Vgl. Kazakhstan: Russia Agrees On 15-Year Crude Transit, in: Nefte Compass, 11.6.2002.

⁵⁷⁰ Vgl. Keller, Peter M. et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2003, S. 11.

⁵⁷¹ Vgl. Kazakh president, Russian fuel minister discuss oil, gas cooperation (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.2.2000.

Unterschiede (Tabelle 21) und einer Annäherung der Positionen beider Länder im Zuge der Verhandlungen über die Gründung der gemeinsamen Zollunion im Verlauf des Jahres 2009, somit (im Untersuchungszeitraum) nicht erreicht werden.

Tabelle 21: Exporttarife für russische Produzenten (erhoben von regionalen Subunternehmen von Transneft) vs. Transit-tarife für kasachische Produzenten (Stand Dezember 2005)

Pipelinebetreiber (Transneft Subunternehmen)	Rubel/100 km/t	USD/100 km/t*	Versandpauschale USD/100 km/t*	Gesamttarif USD/100 km/t*
Druzhba	4,5338	0,16	0,31	0,47
Sibnefteprovod	6,0679	0,22		0,53
Centersibnefteprovod	5,9309	0,21		0,52
Transsibneft	7,6733	0,27		0,58
Uralsibnefteprovod	5,3966	0,19		0,50
Severo-Zapadnye	5,0752	0,18		0,49
Verkhnevolzhsknefteprovod	6,4792	0,23		0,54
Privolzhsknefteprovod	6,0733	0,22		0,53
Tshernomortransneft	12,2709	0,44		0,75
Severnye	12,9696	0,46		0,77
Baltnefteprovod	6,4791	0,23		0,54
Tarif für kasachisches Öl				
Transit allgemein**	-	-	-	0,73***
Transit via Machatschkala-Noworossijsk	-	-	-	0,91****
CPC (vom Konsortium selbst geregelt)	-	-	-	1,95

* Kurs 28,20 Rubel pro 1 USD

** Zusätzliche Tarife für die Nutzung von spezifischen Anlagen in Abhängigkeit von der Route: Tichorezk Tankanlage 0,10 USD/t; Grushovaya Tankanlage 0,61 USD/t; Sheskhari Tankanlage 0,61 USD/t; Nikolskoye Pumpstation 0,061 USD/t

*** Zusätzlich musste eine Pauschalgebühr in Höhe von 0,12 USD/t für die Verladung in Samara gezahlt werden

**** Pauschalpreis festgelegt für die gesamte Route 7,06 USD/t

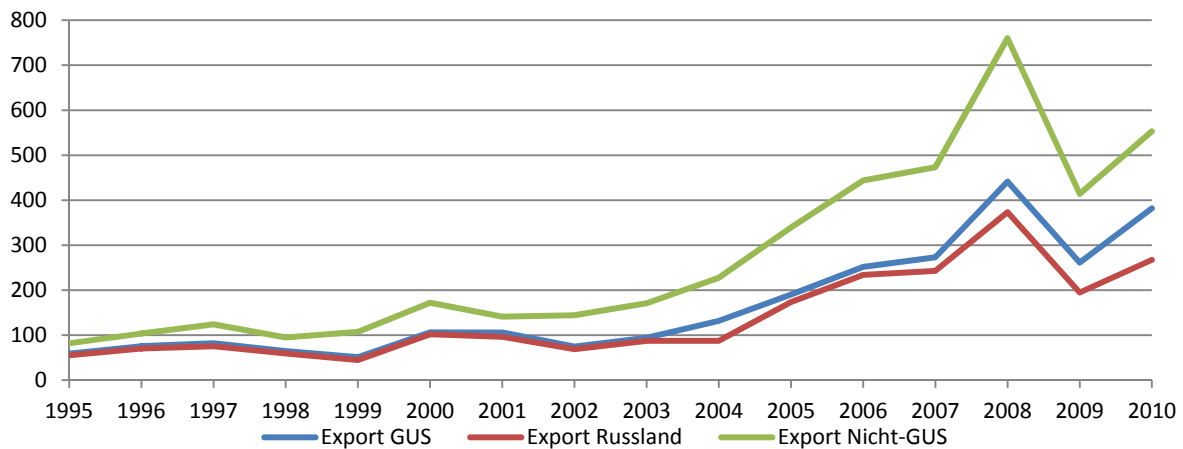
Quelle: Kanai, Miharū/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, S. 61, 64.

Darüber hinaus versuchte die kasachische Seite in den Transitverhandlungen mit Russland auch eine Lösung für das Problem des Wertverlustes beim Transport qualitativ unterschiedlicher Ölsorten zu finden. Kasachische Produzenten mit hochwertigem Öl strebten nach einem Ausgleichsmechanismus, der sie für die Vermischung mit schwereren russischen Sorten kompensieren würde. Chevron gehörte zu den lautstärksten Befürwortern der Einrichtung einer „Quality Bank“ auf der Atyrau-Samara-Route. Der Konzern deklarierte sein Interesse, auch nach der Inbetriebnahme der CPC über diversifizierte Exportmöglichkeiten verfügen zu wollen, bedingte jedoch die weitere Nutzung des russischen Pipelinenetzes mit der Schaffung eines Ausgleichsmechanismus.⁵⁷² Die kasachische Regierung übernahm diese grundsätzlich auch von mehreren anderen Produzenten geteilte Forderung und brachte sie in die Verhandlungen mit Russland ein. Sie blieb diesbezüglich jedoch aufgrund innerrussischer wirtschaftlicher und politischer Auseinandersetzungen erfolglos. Die Schaffung der „Quality Bank“ wurde bereits seit Jahren selbst von mehreren russischen Ölkonzernen gefordert und grundsätzlich auch von Transneft unterstützt. Der politische Widerstand einiger russischer Regionen, deren Produ-

⁵⁷² Eigenen Angaben zufolge verlor TCO 2001 aufgrund der Vermischung des Tengiz-Öls mit der Ural-Sorte etwa 7 USD/t (1 USD/b). Auch IMF-Berechnungen sprachen von einem Wertverlust von etwa zehn Prozent (bei einem Ölpreis von 20 USD/b würde dies 2 USD/b entsprechen). Vorläufige Berechnungen von TransNefteGas zeigten, dass TCO bei der Einführung der „Quality Bank“ eine Kompensierung von etwa 3,5 USD/t erhalten würde. Der Produzent hoffte angeblich auf etwa 5 USD/t. Vgl. Gorst, Isabel: Chevron-Texaco Union to create Kazakh power, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 193, S. 1, 5.10.2001.

zenten von dieser Regelung einseitig negativ betroffen wären und das Streben der Zentralregierung in Moskau nach einem politischen Konsensus im Land, verhinderten jedoch deren Einführung.⁵⁷³

Abbildung 19: Durchschnittlicher Verkaufspreis für kasachische Ölexporte (USD/t)



Quelle: Внешнеэкономическая деятельность Республики Казахстан („Außenwirtschaftliche Aktivitäten der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике 1999; Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан („Außenhandel und gemeinsames Unternehmertum der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, Jahrgänge 2001-2004. Ministry of Finance of the Republic of Kazakhstan: Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам („Exportvolumen bestimmter Waren der Republik Kasachstan an wichtigste Handelspartner“), Jahrgänge, 2005-2011; eigene Berechnungen.

Die kasachische Führung konnte somit in den Verhandlungen mit Russland nur einen Teil ihrer Ziele durchsetzen. Es gelang ihr jedoch grundsätzlich, einen Rahmen zu schaffen, der ihr und den Produzenten eine höhere Transportsicherheit bot und somit die zuvor herrschende generelle Unsicherheit über die Höhe der Quoten verringerte. Die bereits erzielten Erfolge bei der Diversifizierung kasachischer Exportrouten sowie die Chancen auf die Eröffnung weiterer Transportkorridore spielten dabei im Wandel der russischen Einstellung gegenüber der Transitproblematik eine wichtige Rolle. Neben der weiterhin bestehenden Transportdiskriminierung und dem Fehlen einer „Quality Bank“ waren kasachische Produzenten auch mit dem geringen Preisniveau unzufrieden, das auf dem russischen Binnenmarkt herrschte und ihre Einkünfte aus dem Ölverkauf in Russland minderte (Abbildung 19). Hierbei handelte es sich jedoch um ein inhärentes russisches Problem, das verständlicherweise nicht

⁵⁷³ Kategorischer Widerstand kam von Ölunternehmen aus Tatarstan und Baschkirien, die hauptsächlich schwere Ölsorten förderten und in diesem System die Rollen der Nettobeitragszahler übernehmen würden. Die Unternehmen waren stark mit den politischen Führungen ihrer Heimatregionen verbunden, für welche sie die wichtigsten Einnahmequellen darstellten. Einige Analysten sprachen davon, dass Moskau aus politischen Gründen vermeiden wollte, dass die Führungen dieser Republiken, die noch Anfang der 1990er Jahre starke Sezessionsbestrebungen aufwiesen, verärgert würden. Die Nichteinführung einer Quality Bank stellte angeblich sogar den Bestandteil eines Maßnahmenpaketes dar, das die Moskauer Zentralregierung in den frühen 1990er Jahren den Vertretern der Regionen im Gegenzug für politische Loyalität anbot. Vor allem Tatarstan nahm eine sehr kritische Position ein. Die Region deckte etwa 26 Prozent der föderalen Ölproduktion ab und die Bevölkerung setzte sich annähernd im Verhältnis 50:50 aus Slawen und turkstämmigen Einwohnern zusammen. Das Gebiet weigerte sich nach dem Zerfall der UdSSR dem Föderationsvertrag beizutreten und bestand darauf, die Beziehungen mit Moskau im Rahmen eines separaten Abkommens zu regeln. Vgl. Kazakhstan considers oil quality bank for Atyrau-Samara pipeline, in: Petroleum Report, 20.6.2001; ZAO Kaztransoil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.9.2001; Gorst, Isabel: Kazakhstan, Russia to sign long-term oil transit deal: Kaztransoil official, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 182, S. 1, 20.9.2001; Russia's Transneft captures transit business, in: Petroleum Economist, November 2001; Konarovskiy, Mikhail: Russia and the Emerging Geopolitical Order in Central Asia, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 235-258, hier S. 237.

Bestandteil der Verhandlungen um den langfristigen Transitvertrag war. Es bildete lediglich den generellen Rahmen, der Kasachstan und die Produzenten weiterhin zur Maximierung ihrer Exporte auf Zielmärkte außerhalb Russlands/GUS motivierte.⁵⁷⁴

3.4.3 Stillstand bei der Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline

Die bereits in den Verhandlungen über den Transitvertrag vorgetragenen kasachischen Forderungen zur Erweiterung der Kapazität der Atyrau-Samara-Pipeline konnten auch in der Folgezeit nicht umgesetzt werden. Laut einer Machbarkeitsstudie im Auftrag von KazTransOil aus dem Jahr 2002 sollten die Kosten einer Expansion von 15 Mt/Jahr (300.000 b/d) auf 30 Mt/Jahr (600.000 b/d) dabei lediglich etwa 200 Mio. USD betragen⁵⁷⁵, wobei die Bauarbeiten bereits 2006 abgeschlossen sein könnten.⁵⁷⁶ Transneft machte die Umsetzung des Projektabschnittes auf russischer Seite, die zusätzlich zum eigentlichen Ausbau der Leitung auch durch weitere Maßnahmen an seinem Netz verbunden war, jedoch von Transportzusagen kasachischer Produzenten auf „ship-or-pay“-Basis für einen Zeitraum von sieben Jahren abhängig. Darüber hinaus betonte der Konzern, dass auch ein neues intergouvernementales Abkommen abgeschlossen werden sollte, das eine Anhebung der Transitquoten vorsehen würde. Beides sollte die Auslastung der Pipeline gewährleisten. Über die Transportzusagen führte KazTransOil im Verlauf des Jahres 2003 Gespräche mit mehreren kasachischen Ölproduzenten, die sich jedoch wegen des langfristigen Charakters der Durchleitungsgarantien und bestehender Missstände im russischen Netz als sehr schwierig erwiesen.⁵⁷⁷ Wiederholt verhandelten daher auch Vertreter des kasachischen Ölministeriums mit Transneft, um den Konzern zur Veränderung seiner Bedingungen zu bewegen.⁵⁷⁸ Kasachstan schlug dabei vor, dass das Durchleitungsvermögen der Pipeline vorerst nur durch den Einsatz von Reibung vermindernenden Zusatzstoffen (sog. DRA⁵⁷⁹) erweitert werden könnte, was den Investitionsbedarf minimierte. Der russische Konzern weigerte sich jedoch dem Einsatz von DRA zuzustimmen und begründete dies mit technischen Schwierigkeiten, die da-

⁵⁷⁴ Zum Beispiel strebte Kasachstan im Jahr 2000 für Exporte nach Russland einen Verkaufspreis von 140 USD/t (19,2 USD/b) an, wobei der russische Marktpreis bei 111 USD/t (15,1 USD/b) lag. (Der WTI-Preis lag bei 30,4 USD/b.). Vgl. Russia has reserve facilities to transport Azerbaijani, Kazakh oil – deputy minister, in: Interfax Russian News, 6.4.2000.

⁵⁷⁵ Hierzu wurde das ukrainische Oil Transportation Institute beauftragt. Der im November 2003 vorgelegte Vorschlag sah eine dreistufige Kapazitätssteigerung vor: 1. Die Nutzung von DRA (reibungshindernde Chemikalien) sollte die Durchleitung von 15 auf 17 Mt/Jahr (340.000b/d) steigern; 2. Die Erneuerung bestehender Anlagen sollte die Kapazität auf 19 Mt/Jahr (380.000 b/d) erhöhen; 3. Der Bau neuer Pipelinesegmente würde die Kapazität auf 25-30 Mt/Jahr (500.000-600.000 b/d) bringen. 2/3 der Kosten sollten von KazTransOil, 1/3 von Transneft getragen werden. Die Arbeiten könnten 2005/2006 abgeschlossen sein. Vgl. McCafferty, Mark: CPC, BTC pipelines make current Caspian area oil export capacity adequate, in: Oil & Gas Journal, S. 52, 10.5.2004; Kaztransoil to increase oil transportation capacity, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.

⁵⁷⁶ Die russische Regierung sah die Erweiterung der Kapazität der Pipeline auf 25-30 Mt auch in der von ihr im September 2003 verabschiedeten Energiestrategie bis 2020 vor. Vgl. Govt Adjusts Oil, Gas Industry Forecasts To 2020, in: Petroleum Report, 10.9.2003; Kazakhstan wants Atyrau-Samara oil pipeline capacity doubled, in: Petroleum Report, 19.11.2003; Kazmunaigaz net profit rises 34% in 2004, in: Petroleum Report, 26.1.2005.

⁵⁷⁷ Vgl. Kazakhstan to increase capacity of Atyrau-Samara Pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 1.9.2003; Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004; Transneft and KazTransOil to study possibility of investment to Atyrau-Samara, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.2.2006.

⁵⁷⁸ So z. B. im September 2003. Die zusätzliche Kapazität sollte laut kasachischen Vertretern die erwarteten Produktionsanstiege auf den Feldern North Buzachi, Kumkol und in den Regionen Aktobe und Mangyschlak aufnehmen. Vgl. Kazakhstan to increase capacity of Atyrau-Samara pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 1.9.2003.

⁵⁷⁹ „Drag reducing agents“ oder auch „flow improvers“ sind chemische Zusatzstoffe, die die Reibung reduzieren und somit die Durchleitungskapazität von Pipelines erhöhen.

durch in seinem System entstehen würden sowie mit Auswirkungen auf die Ölqualität.⁵⁸⁰ Erst Anfang des Jahres 2004 gründeten die staatlichen Transportkonzerne beider Länder eine Arbeitsgruppe, die die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Pipelinemodernisierung und -erweiterung klären sollte. Dies war nicht zuletzt aufgrund des schlechten Zustandes der Leitung notwendig.⁵⁸¹

3.5 Das Streben nach der Erweiterung der CPC-Pipeline

3.5.1 Erste Pläne für die Steigerung der Pipelinekapazität

Bereits sechs Monate nach der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline wurden erste Überlegungen über die Notwendigkeit einer zeitnahen Erweiterung ihrer Kapazität bekannt. Hierzu begann das Konsortium im April 2002 mit einer internen Studie, die den anstehenden Exportbedarf seiner Mitglieder und anderer potenzieller Nutzer ermitteln sollte. Nach bestehenden Plänen sollte die Leitung im Jahr 2002 19 Mt (382.000 b/d) befördern. Nach dem Anschluss von Verbindungssegmenten zu kleineren kasachischen Lagerstätten und der Fertigstellung der geplanten Anbindung des Karachaganak-Feldes durch die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline, die für Juli 2003 vorgesehen war, sollte ihre Kapazität auf dem kasachischen Streckenabschnitt bereits vollständig ausgelastet werden können. Auch kleinere russische Produzenten entlang der Pipelinroute, wie z. B. das in der Region Kalmückien produzierende Unternehmen Kalmneft⁵⁸², zeigten Interesse an der Öleinspeisung, die durch den Bau einer direkten Anbindungen erfolgen sollte. Für das Jahr 2006 wurden von Interessenten vorläufige Transportnominierungen in einer Höhe von etwa 40 Mt (800.000 b/d) erhalten, diese sollten im Jahr 2009 sogar auf 48 Mt (960.000 b/d) steigen.⁵⁸³

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse wurden von der Konsortialführung im Mai erste Pläne zur Steigerung der Durchleitungskapazität verkündet, die vorläufig eine Umsetzung in zwei Phasen vorsahen. Die erste Ausbaustufe sollte einen Kapazitätsanstieg auf 38 Mt/Jahr (760.000 b/d) ermöglichen.⁵⁸⁴ Im folgenden Schritt sollte die Pipeline ihre vorgesehene volle Durchleitung von 67 Mt/Jahr (1,34 mb/d) erreichen (davon sollten 14,5 Mt/Jahr aus Russland stammen).⁵⁸⁵ Die Konsortialführung bekräftigte zudem in ihrer Begründung, dass die Steigerung der Pipelinekapazität gleichzeitig eine

⁵⁸⁰ Vgl. Ritchie, Michael: Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

⁵⁸¹ Dies wurde im Verlauf des Jahres 2004 zunehmend offensichtlich, als es wegen Korrosionen wiederholt zu Rohrbrüchen kam. Dabei traten im Februar 2.300 t und im Juli 3.000 t Öl aus. Vgl. Gas pipeline bursts, catches fire in western Kazakhstan, in: Associated Press Worldstream, 12.2.2004; Pipeline in Kazakhstan spills over 2,500 tonnes of oil, in: News Bulletin, 8.7.2004.

⁵⁸² Kalmneft führte Verhandlungen mit der russischen Regierung über die Nutzung der russischen Regierungsquote. Das Unternehmen wollte angeblich die gesamte Quote von 0,96 Mt/Jahr (ca. 20.000 b/d) verwalten. Da es selbst nur 0,18 Mt/Jahr (3.600 b/d) produzierte, wurde die Möglichkeit besprochen, dass es das Recht zum Erwerb zusätzlicher Ölmengen auf dem Binnenmarkt erhalten könnte, um dieses anschließend zu exportieren. Der Tarif von Kalmückien sollte die Hälfte des CPC-Gesamttarifes betragen (18,16 USD/t). Vgl. Kalming Influence: Kalmykia To Get CPC Payback, in: Nefte Compass, 19.2.2002.

⁵⁸³ Vgl. Caspian pipeline to double capacity, in: Energy Compass, 4.4.2002; MacDonald, Ian: Speech to MIOGE on June 25, 2002, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/langlen-US/tabID!3390/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 1.2.2010).

⁵⁸⁴ Davon sollten 30 Mt von den Feldern Tengiz und Karachaganak stammen, von anderen kasachischen Feldern würden weitere 2 Mt kommen. Einspeisungen sollten auch aus den russischen Regionen Astrachan und Kalmückien stammen. Tengiz produzierte im Jahr 2002 etwa 12,7 Mt, wobei TCO eine Ausweitung auf 20 Mt im Jahr 2005 plante. 2010 sollte TCO nach damaligen Plänen eine Produktion von 35 Mt erreichen. Karachaganak sollte ab Mitte 2003 120.000 b/d (6 Mt/Jahr) in die CPC einspeisen. Vgl. ChevronTexaco to boost output and investment in Kazakhstan, in: Interfax news agency, 16.4.2002; Russia supports proposal to increase CPC capacity – Yusufov, in: Business Report, 25.9.2002.

⁵⁸⁵ Vgl. CPC expects delivery of Karachaganak crude in mid-2003, in: News Bulletin, 16.7.2002.

wirtschaftliche Bedingung für die planmäßige Rückzahlung der Kredite bis zum Jahr 2012 darstellen würde.⁵⁸⁶ Darüber hinaus besaß diese Forderung eine rechtliche Grundlage, da der CPC-Vertrag festlegte, dass „*if the existing capacity is reasonably projected to be oversubscribed such that capacity increases are required, it is agreed by the Parties that construction and financing of the necessary future expansions by CPC-R and CPC-K shall be carried out.*“⁵⁸⁷ Parallel dazu zeigte sich die US Ex-Im Bank bereit, sich an der Finanzierung der Expansion zu beteiligen.⁵⁸⁸

Die bestehenden Mechanismen zur Entscheidungsfindung des Konsortiums sahen jedoch vor, dass alle Beschlüsse über wichtige Fragen einstimmig getroffen werden müssten, wodurch jedes Mitglied prinzipiell ein Vetorecht besaß. Tatsächlich sah die russische Regierung den Antrag auf Erweiterung der Transportkapazität als willkommene Möglichkeit zur Durchsetzung eigener Interessen, die zuvor von den Unternehmen ignoriert wurden. Im Gegenzug für ihre Zustimmung verlangte somit Moskau eine deutliche Erhöhung der Transportgebühren um nahezu 12 USD auf 38 USD/t, was der im CPC-Vertrag vorgesehenen Tarifobergrenze entsprach.⁵⁸⁹ Wenig überraschend wurde diese Forderung von den Unternehmensvertretern nicht positiv aufgenommen. Zwischen den Interessen Russlands und der beteiligten Produzenten bestand eine große Kluft. Zwar waren Letztere als Anteilseigentümer des Konsortiums durchaus an einem profitablen Betrieb der Pipeline interessiert, der einerseits die Rückzahlung ihrer Kredite und andererseits Dividendeneinnahmen ermöglichen würde, ihr Hauptanliegen lag jedoch in der Sicherung vergleichsweise geringer Transportkosten, da sie ihre Gewinne primär aus dem Ölverkauf erzielten. Im Gegenzug dazu trat die russische Regierung nicht selbst als Nutzer der Pipeline auf und wäre somit durch die Erhöhung der Transportkosten nicht negativ betroffen gewesen.⁵⁹⁰ Ihr Interesse lag prinzipiell in der Maximierung der Dividenden aus der Projektbeteiligung und der Einkommenssteuerzahlungen des Konsortiums. Vorgesehen war jedoch, dass diese Zahlungen erst nach der Rückerstattung der Projektkosten beginnen würden. Durch die Erhöhung der Tarife könnte aus russischer Sicht sowohl die Profitabilität erhöht als auch die Rückzahlung beschleunigt werden. Da Russland und Transneft trotz bestehenden Interesses einheimischer Unternehmen zu diesem Zeitpunkt den Bau von Anschlussleitungen verweigerten und somit keine Bereitschaft zur aktiven Nutzung der CPC-Pipeline zeigten, waren Argumente bezüglich der gefährdeten Wettbewerbsfähigkeit der Route aus russischer Sicht wenig relevant. Im Gegenzug bot Transneft Kasachstan sogar die Möglichkeit der Kapazitätssteigerung der Atyrau-Samara-Pipeline von 15 auf 30 Mt/Jahr an, wodurch mehr kasachisches Öl in sein Netz gelockt werden sollte. Der Konzern argumentierte, dass dies für alle Parteien (mit Ausnahme des CPC-Konsortiums) vorteilhaft wäre, da die Transportkosten über sein Pipelinesystem auf der Route Atyrau-Samara-Noworossijsk bei lediglich 17,5 USD/t lagen. Zwar befanden sich die reinen Transportkosten von Transneft in der Tat deutlich unter denen der CPC-Konkurrenz (26,32 USD/t), sie blieben jedoch für Produzenten hochwertigerer Ölsorten aufgrund des Fehlens eines Qualitätsausgleichsmechanismus im Vergleich zum CPC-Tarif weiterhin wenig attraktiv. Die Position von Transneft war offensichtlich, der Konzern betrachtete die

⁵⁸⁶ Vgl. Dracheva, Marina: Honor: CPC gins For Expansion To Pay Off Loans, in: Nefte Compass, 17.7.2002; Tengiz Partners to Approve \$3 Billion Expansion, in: International Oil Daily, 1.10.2002.

⁵⁸⁷ Vgl. Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit Paris, 2.6.2005, <http://www.cpc.ru/desktopdefault.aspx?alias=press&lang=En-US&tabid=3464> (Zugriff 1.2.2010).

⁵⁸⁸ Vgl. U.S. Ex-Im Bank looks into possible financing of CPC – Bank’s deputy chairman, in: News Bulletin, 17.7.2002.

⁵⁸⁹ Vgl. Oil Transportation Tariff of Caspian Pipeline Consortium May Be Raised (Izvestia), in: What The Papers Say (Russia), 28.8.2002.

⁵⁹⁰ Russland verfügte über eine Regierungsquote von 0,96 Mt/Jahr. Diese wollte die Regierung jedoch nicht selbst nutzen, sondern Unternehmen zur Verfügung stellen.

CPC als unwillkommenen Wettbewerber um kasachisches Transitöl in einem sonst von ihm kontrollierten Raum. Von der Steigerung des kasachischen Öltransits versprach sich der russische Monopolist dabei nicht nur eine direkte Erhöhung seiner Transitgebühreneinnahmen, sondern auch eine leichte Verbesserung der Qualität seiner Exportölmischung.⁵⁹¹

Nicht nur aus Sicht der beteiligten Ölproduzenten, sondern auch aus der des Konsortiums als kommerzieller Einheit war der russische Vorschlag unattraktiv. Der CPC-Generaldirektor, Ian MacDonald, sah einen so deutlichen Tarifanstieg vor dem Hintergrund der anstehenden Pipelinekonkurrenz in der Region sehr skeptisch. Seiner Auffassung nach würde der vorgeschlagene Tarif kasachische Pipeline-nutzer von der CPC abschrecken, da es für sie in diesem Fall attraktiver wäre, die Baku-Ceyhan-Route zu nutzen, deren Transportkosten vorläufig zwischen 2,58-3,30 USD/b (18,8-24,1 USD/t) angegeben wurden.⁵⁹² Die Pipeline sollte bestehenden Plänen zufolge im Jahr 2004 in Betrieb gehen und bei Bedarf auch eine deutliche Kapazitätserhöhung erlauben, wobei sie ähnlich wie die CPC über eine Quality Bank verfügen sollte. Die Transportkosten für den Export kasachischen Öls von Aktau über die Baku-Ceyhan-Route wurden dabei vorläufig auf etwa 30 USD/t (4,09 USD/b) geschätzt.⁵⁹³ Besorgt war man auch über die mangelnde Bereitschaft von Transneft und Russland, Verbindungspipelines zwischen dem russischen Netz und der CPC zuzulassen. Die Einnahmen aus dem Transport russischen Öls waren nämlich notwendig, um die ursprünglich angedachte Finanzierung der Pipelineerweiterung aus laufenden Kosten des Konsortiums überhaupt zu ermöglichen. Zwar konnten Lukoil und Rosneft die Kosten für den Bau der Tichorezk-Kropotkin-Verbindungsleitung leicht tragen und sie waren auch an ihrer Nutzung interessiert, jedoch war der Bau privater Pipelines in der russischen Gesetzgebung nicht vorgesehen. Die Regierung weigerte sich zudem weiterhin, den russischen Produzenten eine Erhöhung ihrer Exportquote für die CPC-Pipeline zu vergeben. Dies verhinderte wiederum die Erteilung von Durchleitungsgarantien, die von Transneft als Bedingung für den Bau der Verbindungs-pipeline verlangt wurden (siehe Fn 504).⁵⁹⁴

3.5.2 Das russische Streben nach der Aufnahme der CPC in die Liste natürlicher Monopole

Im September 2002 plädierte der CPC-Generaldirektor, Ian MacDonald, für eine rasche Umsetzung der Erweiterungspläne, deren modifizierte Fassung das mangelnde Interesse der russischen Regierung und Transnefts an der Schaffung eines Interkonnektors berücksichtigte. Die in zwei Stufen geplante Erweiterung sollte somit vorerst nur die Exportkapazität aus Kasachstan erhöhen. Der Beginn der Bauarbeiten an der ersten Expansionsphase sollte aufgrund des projizierten Transportbedarfs bereits im Jahr 2003 erfolgen, sodass für Exporte aus Kasachstan im Januar 2006 eine Kapazität von 38 Mt (720.000 b/d) bereit stehen würde. Die zusätzliche Kapazität sollte durch die Produktion der Felder in nordwestlichen kasachischen Provinzen ausgelastet werden und Tarifmehreinnahmen von 400 Mio. USD/Jahr einbringen.⁵⁹⁵ Somit könnten ebenfalls die russischen Ausfälle kompensiert werden. Die Konsortialführung reagierte mit dem Vorschlag auf kasachische Pläne zum Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline, die die Region Aktjubinsk samt der von CNPC betriebenen Vorkommen Kenkiyak und Zhanazhol mit dem Knotenpunkt Atyrau verbinden sollte (Kapitel 5.3.7-8). Die Steigerung der Durch-

⁵⁹¹ Vgl. Sharushkina, Nelli: Rattled: Russia Gives Caspian Pipeline A Rough Ride, in: Nefte Compass, 23.10.2002.

⁵⁹² Vgl. Regulator Asks Russian Govt. To Classify CPC As Natural Monopoly, in: Petroleum Report, 13.11.2002.

⁵⁹³ Vgl. Chevron Board Meets in Moscow, as Firm Looks for Softer Stance on Caspian Pipe, in: International Oil Daily, 26.9.2002; Gorst, Isabel: CPC to pursue plan to expand capacity of Kazakhstan crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 185, S. 1, 26.9.2002.

⁵⁹⁴ Vgl. ebenda.

⁵⁹⁵ Vgl. Kazakhstan: First Local Producer Joins The CPC Club, in: Nefte Compass, 25.9.2002.

leitung sollte durch die Installation von fünf zusätzlichen Pumpstationen und den Bau weiterer Speicheranlagen am Exportterminal erreicht werden.⁵⁹⁶ In Russland sollte im Falle der Schaffung einer Anbindung an das Transneft-Netz weiterhin die Möglichkeit zur Einspeisung von 6,5 Mt/Jahr (130.000 b/d) bestehen, sodass die Gesamtkapazität des CPC-Systems etwa 44-45 Mt (ca. 950.000 b/d) betragen würde. In der zweiten Phase sollte die Transportkapazität der Pipeline aus Kasachstan ihr maximales Niveau von 52,5 Mt (1,1 mb/d) erreichen. Die Entscheidung darüber sollte jedoch erst im Jahr 2004 erfolgen, um den Produzenten genügend Zeit zur Bestätigung entsprechender Transportnominierungen zu gewähren. Vor dem Hintergrund bestehender Produktionspläne der Unternehmen ging man jedoch davon aus, dass die zweite Erweiterungsstufe bereits 2008 abgeschlossen werden könnte. Falls sich Transneft für den Bau der Verbindung nach Kropotkin entscheiden würde, sollte die Gesamtkapazität der Pipeline daraufhin ihr vorgesehenes Maximum von 67 Mt/Jahr erreichen (Tabelle 22). Die Konsortialführung rechnete damit, dass dies bis zum Jahr 2010 erfolgen könnte.⁵⁹⁷ Um Russland zum Einlenken zu bewegen, unterstrich MacDonald erneut, dass die ökonomischen Aspekte des CPC-Betriebs und die Einnahmen der Projektteilnehmer sowohl auf der Grundlage des Bestehens einer Verbindung mit dem Transneft-System und der sich daraus ergebenden Vollauslastung der Leitung als auch dem Erreichen ihrer Maximalkapazität berechnet wurden.⁵⁹⁸ Die russische Position blieb jedoch unverändert. Zwar versprach der russische Energieminister, Jusufow, die Unterstützung des Vorhabens, er verlangte jedoch im Gegenzug eine Tarifierhöhung.⁵⁹⁹

Tabelle 22: Ausbauphasen der CPC-Kapazität (in Mt/Jahr)

	Kapazität bis Kropotkin (Export aus Kasachstan bzw. nordkaspischen Gebieten)	Zusätzliche Kapazität ab Kropotkin	Gesamtkapazität
Bestehend	21,7	6,5	28,2 (35 mit DRA)
Erweiterung Phase I	38 (bis zu 44 mit DRA)	6,5	44,5 (ca. 50 mit DRA)
Erweiterung Phase II	52,5	6,5	59
Volle Auslastung mit Transneft-Anschluss	52,5	14,5	67 (76 mit DRA)

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Die Forderung seiner Regierung begründete der stellvertretende russische Energieminister, Wladimir Stanew, im Einklang mit der früheren russischen Position damit, dass die endgültigen Baukosten über der für die Tarifberechnung vorgesehenen Projektkostenkalkulation lagen, woraus sich der Bedarf einer Tarifneuberechnung ergab. Darüber hinaus verwies er darauf, dass die bis dahin transportierten Volumen nicht den Zielsetzungen entsprachen, wodurch der Bedarf für die Erweiterung aktuell noch nicht gegeben wäre. „*When CPC members provide for the line's full-capacity operation then it will be the right time to raise the issue of further expansion.*“⁶⁰⁰ Die Pipeline sollte ihm zufolge bereits

⁵⁹⁶ Zwei der Pumpstationen sollten in Kasachstan und drei in Russland gebaut werden. Die Speicher sollten eine Kapazität von 600.000 m³ besitzen. Vgl. Gorst, Isabel: Delay of Tengiz project imperils CPC expansion, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 222, S. 1, 18.11.2002; Tengiz Troubles Damage Chevron, Kazakh Alike, in: Petroleum Intelligence Weekly, 19.11.2002.

⁵⁹⁷ Vgl. Gorst, Isabel: Solving the export puzzle, in: Petroleum Economist, November 2002.

⁵⁹⁸ Vgl. Speech by Ian MacDonald General Director of the Caspian Pipeline Consortium, CERA Conference, Houston, February 12, 2003 <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3388/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 2.3.2011).

⁵⁹⁹ Vgl. Russia supports proposal to increase CPC capacity – Yusufow, in: Business Report, 25.9.2002; Russia calls for higher oil transit tariffs on Caspian pipeline network, in: Prime-TASS, 9.9.2002.

⁶⁰⁰ Wladimir Stanew, stellvertretender russischer Energieminister, zit. in: Cool Hand: Russia Claims Wrong Timing For CPC Expansion, in: Nefte Compass, 13.11.2002.

im ersten Betriebsjahr 28 Mt Erdöl befördern, wobei die tatsächliche Menge bei lediglich etwa 12 Mt lag. Er erwähnte jedoch nicht, dass die Leitung erst nach Abschluss der Bauarbeiten im Verlauf des Jahres 2002 ihre volle Kapazität erreicht hatte und dass plangemäß ein beträchtlicher Teil der Auslastung (6,5 Mt) in Russland eingespeist werden sollte. Er ignorierte auch die Tatsache, dass sich die russische Regierung und Transneft weigerten, durch den Bau von Anschlussleitungen Bedingungen zu schaffen, die es russischen Produzenten überhaupt ermöglichen würden, die Pipeline zu nutzen, so dass Moskau selbst Schuld an der mangelnden Auslastung trug. Unbeachtet blieben von ihm auch die vorliegenden Nominierungen beteiligter Ölproduzenten, die auf einen deutlichen Anstieg der Nachfrage nach Pipelinekapazitäten in naher Zukunft hinwiesen. Stanew sprach sich sogar für den Vorschlag der Federal Energy Commission (FEC) aus, die CPC-Pipeline auf die Liste natürlicher Monopole zu setzen, und behauptete im offensichtlichen Widerspruch zur Auffassung aller anderen Konsortialmitglieder und den geltenden Vertragsbestimmungen sogar, dass „[t]his is fully in line with Russian legislation and doesn't violate any agreements with CPC members.“⁶⁰¹ Dies würde es der russischen Regierung ermöglichen, die Transporttarife zu regulieren und somit seiner Meinung nach die Interessen der Pipelinenutzer, der CPC-Anteilsbesitzer und des Pipelinebetreibers selbst zu schützen. Den westlichen Investoren warf Stanew zudem vor, dass sie als Pipelinenutzer kein Interesse an höheren Tarifen und daher auch einer höheren Profitabilität des Konsortiums besäßen.⁶⁰²

FEC untersuchte bereits seit einigen Monaten Optionen zur Ausweitung ihrer Regelungskompetenz auf die CPC-Pipeline. Die Kommission berief sich dabei darauf, dass sich das zwischen den CPC-Anteilsinhabern (inklusive Russland) unterzeichnete internationale Abkommen grundsätzlich im Konflikt mit geltenden russischen Regulierungsbestimmungen über den Transport russischen Öls befände. Bezüglich der Frage wurden Verhandlungen mit mehreren zuständigen russischen Behörden geführt, wobei der Regierung bis Mitte November eine Entscheidung über die Handlungsmöglichkeiten vorgelegt werden sollte. Der Kommission gelang es neben Teilen des russischen Energieministeriums angeblich auch, die betroffenen Regionalbehörden für den Vorstoß zu gewinnen. Die formelle Grundlage für ihr Handeln leitete FEC vom Antrag der autonomen russischen Republik Kalmückien zum Bau einer Anbindung an die CPC ab, die allein vom Unternehmen Kalmneft genutzt werden sollte. Solange die CPC-Pipeline lediglich Öl der Mitglieder befördern würde, bestünde für die Kommission kein Bedarf zur Einmischung in die Angelegenheiten des Konsortiums. Der Transport von Öl dritter Parteien würde jedoch angeblich russische Regulierungen bezüglich natürlicher Monopole verletzen, die gleiche Zugangsbedingungen zur Leitungsinfrastruktur für alle Subjekte garantierten. Das Vorgehen der Kommission war schon deswegen schwer nachvollziehbar, weil die russische Regierung das Recht zur Vergabe ihrer Pipelinequote nach eigenem Ermessen besaß und das Konsortium diesbezüglich keine Entscheidungen treffen konnte.⁶⁰³ Sogar einige Vertreter des russischen Außenministeriums sprachen davon, dass der CPC-Vertrag der russischen Gesetzgebung untergeordnet sein und die Pipeline daher in die Liste natürlicher Monopole aufgenommen werden sollte.⁶⁰⁴ Die westlichen Projektpartner zeigten sich durch diese Entwicklungen sehr beunruhigt und verlangten von der russischen

⁶⁰¹ Wladimir Stanew, stellvertretender russischer Energieminister, zit. in: ebenda.

⁶⁰² Vgl. Russia Hopes For Quick Resolution To Conflict Surrounding CPC, in: Petroleum Report, 23.10.2002.

⁶⁰³ Es war somit nicht CPC, sondern die russische Regierung, die letztendlich darüber entscheiden würde, ob Kalmneft die Quote nutzen dürfte. Paradoxerweise betrachtete FEC jedoch auch das Arman JV, das seit Oktober 2001 Öl über die CPC beförderte, als dritte Partei. Dabei handelte es sich um ein Gemeinschaftsunternehmen zwischen Kazakhoil und Kerr-McGee-Oryx, beides Partnerunternehmen des CPC. Vgl. Moscow Eyes CPC Tariffs, in: International Oil Daily, 11.10.2002.

⁶⁰⁴ Vgl. Sharushkina, Nelli: Rattled: Russia Gives Caspian Pipeline A Rough Ride, in: Nefte Compass, 23.10.2002.

Regierung klare Zusagen, dass ihre vertraglichen Rechte nicht verletzt würden. „Shareholders have stated that they consider the question of CPC being registered as a natural monopoly to be a fundamental question of contract sanctity.“⁶⁰⁵ Der CPC-Generaldirektor, Ian MacDonald, sprach im Zusammenhang mit der Vielzahl von Schwierigkeiten, denen sich das Konsortium in Russland ausgesetzt sah, von „*alarming tendencies*“⁶⁰⁶. Einige Marktanalytiker sahen im russischen Vorgehen eine Maßnahme, durch die dem zunehmenden Wettbewerb auf dem europäischen Ölabsatzmarkt entgegen gewirkt werden sollte.⁶⁰⁷ Indem die Transportkosten für kasachisches Öl angehoben würden, sollten kompetitive Vorteile einiger Produzenten mit geringen Produktionskosten verringert werden. Nicht zuletzt könnte somit Russland jedoch auch einen größeren Anteil der kasachischen Ölrente für sich beanspruchen.

Tatsächlich legte FEC im November der russischen Regierung eine Empfehlung vor, wonach der von CPC-R betriebene russische Teil der CPC-Leitung in das Register natürlicher Monopole aufgenommen werden sollte, falls es zu ihrer Anbindung an das russische Pipelinenetz kommen sollte, um Öl dritter Parteien zu befördern. Die Kommission kam in ihrem Bericht zu dem Ergebnis, dass eine Vielzahl der Bestimmungen des CPC-Abkommen geltendes russisches Recht verletzen würde und von der Regierung zum Zeitpunkt der Unterzeichnung rechtswidrig akzeptiert worden war. Es wurde behauptet, dass der Konsortialvertrag kein international verbindliches Abkommen mit Vorrang vor nationaler Gesetzgebung sei, sondern lediglich ein Abkommen zwischen Unternehmen und Regierungen, das für diesen Vorzug nicht qualifiziert war. FEC wurde in ihrer Position auch durch das Regierungsinstitut für Gesetzgebung und Rechtsprechung unterstützt.⁶⁰⁸ Sowohl die kasachische als auch die US-amerikanische Regierung zeigten sich über den Vorstoß der russischen Seite sehr besorgt.⁶⁰⁹ Aus kasachischer Sicht würden somit Teile der durch die CPC erworbenen Vorzüge der „geoökonomischen Diversifizierung“ revidiert werden. US-Vertreter bezeichneten die russischen Bemühungen sogar als „*virtual expropriation of property*“.⁶¹⁰ Die Einspeisung russischen Öls in die CPC-Leitung stand jedoch

⁶⁰⁵ Ian MacDonald, Generaldirektor des CPC, zit. in: CPC Shareholders Expect Additional Guarantees From Russia, in: Petroleum Report, 16.10.2002; Der Gründungsvertrag von CPC besagte klar, dass die Pipeline nicht als natürliches Monopol eingetragen werden soll. Darüber hinaus wurde im April 1997 von der russischen Regierung ein entsprechendes Dekret verabschiedet, das CPC die Rechte zuwies, Tarife und Zugangsbedingungen selbst zu regeln. Die Unterzeichnung des CPC-Gründungsvertrages im Dezember 1996 erfolgte zu einem Zeitpunkt, als das russische Gesetz über natürliche Monopole bereits in Kraft war und seit diesem Zeitpunkt kam es hierbei auch zu keinen relevanten Veränderungen, sodass potenzielle Einsprüche bereits zur Zeit der Unterzeichnung hätten eingebracht werden müssen.

⁶⁰⁶ Hierbei bezog er sich neben den Bemühungen die Pipeline ins Register der natürlichen Monopole einzutragen auch auf die immer noch ausstehende Einigung mit dem Transportministerium über den Status des Terminals in Juschnajja Ozerejka als „specialized port“. Das Ministerium erließ in diesem Zusammenhang eine Schiffsgebühr, die im Widerspruch zum CPC-Abkommen stand. Darüber hinaus musste das Konsortium nahezu monatlich vor Gericht ziehen, um russische Steuerbehörden daran zu hindern, für den Transporttarif der Pipeline eine Mehrwertsteuer zu berechnen. Im CPC-Abkommen verpflichtete sich Russland dabei eindeutig dazu, die Pipelinetransportdienstleistungen von der Zahlung der Mehrwertsteuer in Russland auszuschließen. Dies sollte unabhängig von jeglichen russischen Bestimmungen über die Mehrwertsteuererhebung, die mit den Regelungen des CPC-Vertrages im Widerspruch wären, gelten. Vgl. CPC chief announces difficulties with implementation of project in Russia, in: News Bulletin, 20.11.2002.

⁶⁰⁷ Vgl. Caspian States Still Divided, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 1.7.2003.

⁶⁰⁸ Vgl. Headline News, in: Business Report, 10.11.2002.

⁶⁰⁹ Vgl. CPC activity should be regulated in line with shareholder agreement – Kazakh PM, in: News Bulletin, 20.11.2002; U.S. deputy energy minister worried about registration of CPC as monopoly, in: News Bulletin, 20.11.2002.

⁶¹⁰ Andrew Somers, Leiter der American Chamber of Commerce, zit. in: Lavrentieva, Victoria: World Bank Arm Political Risk Insurance, in: The Moscow Times, No. 2583, 11.12.2002.

aus Sicht des russischen Energieministeriums vorerst nicht auf der Tagesordnung. Seine Vertreter sprachen sich daher vorläufig gegen die Aufnahme von CPC-R in die Liste natürlicher Monopole aus. Im Dezember 2002 wiederholte jedoch der Leiter der FEC, Georgij Kutovoi, dass die Aufnahme erfolgen würde, sobald durch die Pipeline Öl dritter Parteien transportiert werden sollte.⁶¹¹

3.5.3 Differenzen über den Produktionsausbau von TCO verzögern die CPC-Expansion

Der Erweiterungsbedarf der CPC war maßgeblich von der erwarteten Produktionssteigerung der Mitglieder des Konsortiums abhängig. Den Ausbauplänen von TCO kam dabei eine entscheidende Bedeutung zu, weil dieses für einen Großteil der Pipelineauslastung im Rahmen der ersten Expansionsstufe (Tabelle 22) verantwortlich sein sollte. Nach den Plänen des JVs sollte die Förderrate auf dem Tengiz-Feld durch die Installierung des sog. Second Generation Plant (SGP) und des Sour Gas Injection (SGI) Projektes bis zum Jahr 2005 von etwa 13 Mt auf bis zu 25 Mt/Jahr steigen. Die Grundlage für diese Produktionserweiterung wurde dabei bereits im JV-Abkommen aus dem Jahr 1993 gelegt. Nach mehrmonatigen erfolglosen Verhandlungen zwischen der kasachischen Regierung und den TCO-Partnern kam das Projekt im Herbst 2002 trotz bereits vergebener Aufträge zum Stillstand. TCO verkündete im November, dass die geplante Ausweitung der Förderkapazität vorerst verschoben werden müsste⁶¹², wobei die kasachische Regierung auch aus verhandlungstaktischen Gründen davor warnte, dass das Projekt möglicherweise gänzlich gestrichen werden könnte. Als offizielle Begründung wurden Differenzen der Parteien über die Finanzierungsbedingungen genannt. Analytiker deuteten jedoch darauf, dass das seit etwa eineinhalb Jahren zu beobachtende zunehmende Streben der kasachischen Regierung nach einer Revision der aus ihrer Sicht großzügigen Vertragsbedingungen aus den frühen 1990er Jahren auch eine wichtige Rolle in den Verhandlungen einnahm.⁶¹³

Die von der Regierung präferierte Projektfinanzierung sah von den privaten Projektpartnern gestellte langfristige Niedrigzinskredite zur Zahlung des gesamten Projekts inklusive des kasachischen Anteils vor. Diese Regelung sollte gleichzeitig gewährleisten, dass kasachische Steuereinnahmen aus dem Projekt konstant blieben. Letzteres stellte aufgrund der Bedeutung der Abgaben von TCO für den Staatshaushalt einen entscheidenden Punkt in den Forderungen der Regierung dar.⁶¹⁴ Diese Variante würde jedoch aus Sicht der privaten Unternehmen einen deutlich längeren Rückzahlungszeitraum

⁶¹¹ Vgl. German, Tracey: Russia Ups Pressure for Change to CPC Tariff Terms, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.12.2002.

⁶¹² TCO setzte bereits zwei Monate zuvor eine Frist, wonach eine Einigung über die Projektfinanzierung bis zum 14. November erreicht werden sollte. Als die Frist ablief, stoppte TCO nicht nur die Expansionsarbeiten, sondern auch einen Teil der Arbeiten, die nicht zum Ausbauprojekt gehörten.

⁶¹³ Die Gesamtprojektkosten sollten bei etwa 3 Mrd. USD liegen. Davon sollten die Ausgaben für das SGP etwa 2,2 Mrd. USD und für das SGI etwa 800 Mio. USD betragen. SGI sollte erlauben, assoziiertes Gas in die Lagerstätte zurückzuführen (acht Reinjizierungsbohrlöcher), um den Druck im Reservoir aufrechtzuerhalten und die Ausbeutungsraten zu erhöhen (der Druck im Reservoir fiel im Jahr 2004 von ursprünglich 12.000 psi auf, je nach Bohrloch, zwischen 8.500-10.000 psi). SGP sollte die Anzahl der Bohrlöcher erhöhen (von 53 um weitere 39) und die Exportinfrastruktur des Feldes verbessern. Hierzu sollte Pipelineinfrastruktur in einer Länge von etwa 120 km gebaut werden. Darüber hinaus sollten zusätzliche Verarbeitungskapazitäten für das geförderte Öl entstehen. Entscheidend war auch, dass die Installation der Gasreinjizierungsanlagen die enorme Akkumulation von Schwefel verringern würde, mit der sich TCO auseinandersetzen musste. Vgl. Gorst, Isabel: Delay of Tengiz project imperils CPC expansion, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 222, S. 1, 18.11.2002; Tengiz Troubles Damage Chevron, Kazakh Alike, in: Petroleum Intelligence Weekly, 19.11.2002; Fluor Joint Venture Reconfirmed Prime EPCM Contractor for Execution of \$2,6 Billion Oil Field Development Project in Kazakhstan, in: PR Newswire, 3.3.2003; Dinesh, Manimoli/Sampson, Paul/Ritchie, Michael: US Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: International Oil Daily, 20.11.2002.

⁶¹⁴ Vgl. Ritchie, Michael: Chevron Gets Kazakh Expansion Back on Track, in: International Oil Daily, 27.1.2003.

nach sich ziehen. Diese strebten dagegen eine Finanzierung des Ausbaus aus dem aktuellen Cashflow des JVs an, aus dem auch der kasachische Kostenanteil (20 Prozent; dies entsprach 600 Mio. USD) getragen werden sollte. Der im neuen kasachischen Steuerkodex festgelegte Amortisierungszeitraum würde eine Rückzahlung in lediglich fünf Jahren ermöglichen, wobei in diesem Zeitraum keine Einkommenssteuern gezahlt werden müssten. Aus der Sicht der Regierung würde dies jedoch mit erheblichen Einnahmeausfällen für den Staatshaushalt verbunden sein, die sich laut Berechnungen des Finanzministeriums im Zeitraum 2002-2006 auf jährlich etwa 200 Mio. USD belaufen würden. Da diese bereits in den Budgetplanungen berücksichtigt waren, müsste deren Ausfall durch beträchtliche Kürzungen auf der Ausgabenseite kompensiert werden.⁶¹⁵

Quellen aus dem Umfeld von TCO berichteten dabei, dass die US-Unternehmen durchaus bereit waren, sich mit der kasachischen Regierung auf eine Regelung zu einigen, die den ununterbrochenen Steuerfluss garantieren würde. Sie verlangten jedoch im Gegenzug, dass das JV nicht mehr mit Forderungen nach einer Modifizierung der Vertragsbestimmungen konfrontiert werden dürfe.⁶¹⁶ Dessen ungeachtet sah sich TCO bereits zahlreichen weiteren Kostensteigerungen ausgesetzt, die von Forderungen der kasachischen Regierung nach Rückzahlung vergangener Kapitalausgaben⁶¹⁷, angedrohten Umweltstrafzahlungen bis hin zu deutlichem Personalkostenanstieg aufgrund unberechenbarer bürokratischer Vorgaben der Staatsverwaltung reichten.⁶¹⁸ Vor allem das laufende Gerichtsverfahren zwischen TCO und regionalen Umweltbehörden über die Entsorgung bzw. Aufbewahrung des bei der Begleitgasverarbeitung anfallenden Schwefels verursachte dem JV eine ungewollte mediale Präsenz. Das regionale Gericht in Atyrau verurteilte TCO im Verlauf des Jahres 2002 zu einer Strafzahlung in Höhe von 71 Mio. USD für die Lagerung des Rohstoffs, der von den Behörden als Schadstoff angesehen wurde. Das JV betrachtete diesen dagegen als Produkt, um dessen Vermarktung es sich aktiv bemühte. Analytiker verwiesen ebenfalls auf den innenpolitischen Hintergrund der Auseinandersetzung. Das Gerichtsverfahren besaß demnach nur bedingt einen umweltpolitischen Hintergrund, da die Schwefellagerung bereits seit mehreren Jahren ohne Eingreifen der Behörden auf diese Weise erfolgte. Vielmehr war es die Reaktion der lokalen Verwaltung der Region Atyrau auf die Verände-

⁶¹⁵ 200 Mio. USD entsprachen etwa 3,5 Prozent der Budgeteinnahmen im Jahr 2001 (diese lagen bei 834 Mrd. KTZ bzw. 5,677 Mrd. USD). Vgl. Keller, Peter M. et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2003, S. 14; Karpishev, Oral: Kazakhstan looks for sources to finance TengizChevroil growth, in: TASS, 19.11.2002.

⁶¹⁶ Bereits seit längerem versuchten Balgimbajew und seine Nachfolger im Energieministerium, Chevron von einer Revision der TCO-Profitformel zu überzeugen. Die von der Regierung angestrebte Regelung sollte Kasachstan zusätzliche Einnahmen beim Ölpreis von über 17 USD/b garantieren. Ab dieser Marke sollte die Zahlung einer progressiven Abgabe (Rent Tax) vorgesehen sein. Bei einem Ölpreisdurchschnitt von etwa 25 USD/b (so wie er in den vergangenen zwei Jahren bestand) würde die kasachische Regierung im Projektverlauf Mehreinnahmen von 7,9 Mrd. USD erhalten. Vgl. Dinesh, Manimoli/Sampson, Paul/Ritchie, Michael: US Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: International Oil Daily, 20.11.2002.

⁶¹⁷ TCO und die kasachische Regierung stritten über die Größe der Originalschulden, die vom Konsortium an den Staat zurückgezahlt werden sollten. Die kasachische Regierung bezifferte diese auf über 925 Mio. USD. Darunter sollten sich u. a. Anlagen im Wert von 420 Mio. USD befinden, die das JV mit der Übernahme des Feldes erhalten hatte, sowie 288 Mio. USD, die von der Regierung für Wartungsausgaben auf dem Feld vor der endgültigen Projektunterzeichnung zur Verfügung gestellt wurden. Vgl. Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Knockout: ChevronTexaco Plays Hardball Over Tengiz, in: Nefte Compass, 20.11.2002.

⁶¹⁸ Untersuchungen der Weltbank ergaben, dass der bürokratische Aufwand und Schikanen, denen Investoren ausgesetzt waren, Kasachstan bis zu sechs Prozent der Bruttoeinnahmen aus dem Öl- und Gassektor kosteten.

rung der Steuerverteilungsmechanismen seitens der Zentralregierung und ein Versuch, auf diesem Wege die aufgetretenen Einnahmeausfälle zu kompensieren.⁶¹⁹

Erhebliche Differenzen zwischen der kasachischen Regierung und Chevron bestanden auch in der Frage der Überweisung der vertraglich vereinbarten Bonuszahlung von 210 Mio. USD, die nach TCO-Gründungsabkommen nach 90-tägigem kontinuierlichen Betrieb eines dezidierten Exportsystems erfolgen sollte (weitere 210 Mio. USD sollten innerhalb eines weiteren Jahres gezahlt werden, siehe Fn 17). Bei der Bonuszahlung handelte es sich im Prinzip um eine Kompensierung der kasachischen Regierung für den Wert der Anlagen, die sie dem JV im Jahr 1993 zusammen mit dem Feld übergeben hatte. Chevron versuchte dabei zum großen Unmut der kasachischen Seite, die Berechtigung der Zahlungsforderung anzuzweifeln. Der Konzern argumentierte damit, dass die CPC-Pipeline nicht die im TCO-Gründungsvertrag festgelegte Definition der „dedicated export pipeline“ erfüllte, da das TCO-JV nicht die vertraglich angeführte minimale Exportquote von 260.000 b/d über die gesamte Investitionsperiode (40 Jahre) des Tengiz-Vertrages garantiert hätte.⁶²⁰

Auch die US-Administration schaltete sich in den Disput ein und bezeichnete insbesondere die Forderungen der kasachischen Regierung nach einer Veränderung des geltenden JV-Vertrages als „*worrisome trend*“, der auf einen Mangel an „*rule of law, enforcement of contracts, and transparency*“ hinwies und negative Auswirkungen auf das Investitionsklima im Land haben würde. Daraufhin wurden im November auf Regierungsebene Gespräche mit kasachischen Vertretern über die Notwendigkeit der Einführung eines gesetzlichen Rahmens aufgenommen, der die langfristige Sicherheit von Investitionen garantieren würde.⁶²¹ Der Druck der Amerikaner war erfolgreich und führte dazu, dass von der kasachischen Regierung bereits im Dezember 2002 ein Gesetzesvorschlag ausgearbeitet wurde, der ausdrücklich die Unverletzlichkeit bestehender Verträge deklarierte. Seine Verabschiedung erfolgte im März 2003.⁶²²

Trotz Drohungen bezüglich der Einstellung der Investitionen seitens der Unternehmen bzw. der Blockierung der weiteren Entwicklung des Feldes seitens der kasachischen Regierung besaß keine der beteiligten Parteien ernsthaftes Interesse am Scheitern der Expansionspläne. Die Bedeutung des Tengiz-Projektes für Chevron und Kasachstan war einfach zu groß. Am 24. Januar 2003 wurde

⁶¹⁹ In der Vergangenheit wurde ein Teil der Steuereinnahmen vom TCO-Projekt direkt an die Region Atyrau gezahlt, in der das JV tätig ist. Ab 2002/2003 sollten alle Steuerzahlungen zuerst in den Zentralhaushalt fließen und anschließend umverteilt werden. Vgl. ebenda.

Das Gericht entschied, dass es sich bei dem vom assoziierten Gas getrennten Schwefel um Abfall handeln sollte, wenn dieser länger als 90 Tage gelagert würde. Da das Konsortium große Schwierigkeiten mit der Vermarktung solcher enormer Schwefelmengen besaß, konnte es den Großteil des Rohstoffes nicht rechtzeitig verkaufen. Durch die Entschwefelung des Gases entstanden täglich etwa 4.500 t Schwefel, wobei die meist unter freiem Himmel gelagerte Menge kumuliert bereits etwa 5 Mt betrug und aufgrund der Windeinwirkung zu erheblichen Belastungen von Mensch und Umwelt führte. Die im Rahmen des Expansionsprojektes vorgesehenen Anlagen sollten die Schwefelakkumulation etwa halbieren, da große Teile des Gases zurück in die Lagerstätte geleitet werden würden. Eine weitere Anlage sollte das Schwefelpulver in Pellets umwandeln, die leichter zu vermarkten waren und gleichzeitig zu geringeren Umweltbelastungen bei der Lagerung führen sollten. Vgl. Field of dreams; Caspian oil, in: Economist.com, 9.1.2003; TengizChevroil (TCO) Sour Gas Injection and Second Generation Project, Tengiz Oil Field, Kazakhstan, in: Hydrocarbons-technology.com, 2004, http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tengiz_chevr_oil/ (Zugriff 13.7.2011).

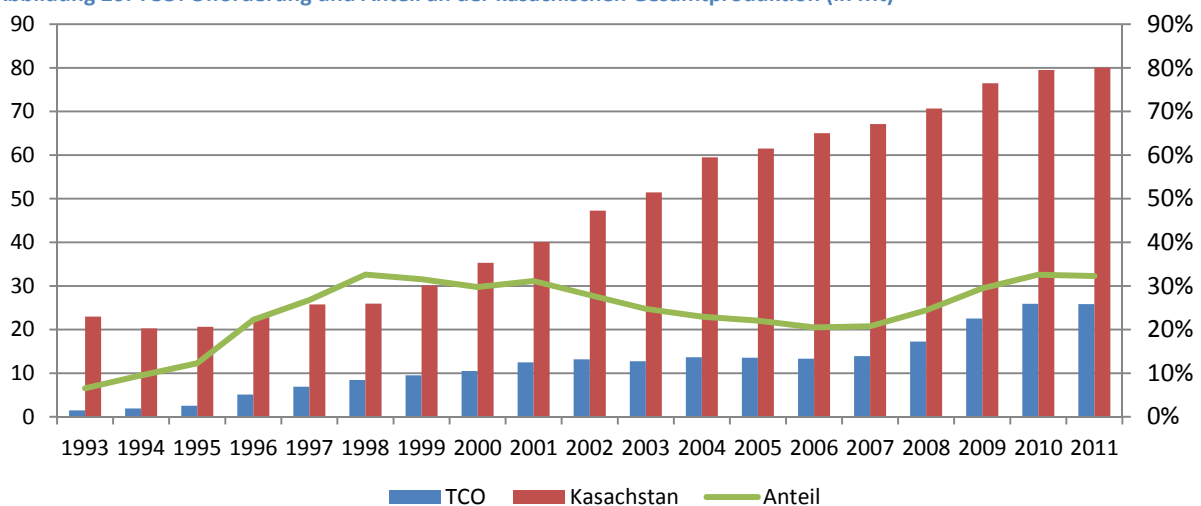
⁶²⁰ Vgl. 210 mln for assets acquired, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.4.2003.

⁶²¹ Samuel Bodman, stellvertretender Secretary of Commerce, zit. in: Bush Administration Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: Oil daily, 20.11.2002; Dinesh, Manimoli/Sampson, Paul/Ritchie, Michael: US Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: International Oil Daily, 20.11.2002.

⁶²² Vgl. Roberts, John: At the wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 3, S. 3, 6.1.2003; News in brief, in: Petroleum Economist, April 2003.

schließlich eine Einigung zwischen ChevronTexaco/TCO und der kasachischen Seite betreffend der Projektfinanzierung und finanzieller Ansprüche an das JV erreicht. Die Forderungen der kasachischen Regierung nach der Kreditfinanzierung des Projektes und der Beibehaltung der Zahlungen an den Staatshaushalt wurden im Grunde erfüllt, wobei das JV im Zeitraum 2003-2005 zusätzlich zu den regulären Steuer- und Dividendenabgaben weitere 810 Mio. USD an den Staat zahlen sollte. Davon sollten 210 Mio. USD die vertraglich vereinbarten Kompensierungszahlungen für die im Jahr 1993 übernommene Infrastruktur darstellen. Diese Summe sollte noch im Jahr 2003 überwiesen werden.⁶²³ Die verbleibenden 600 Mio. USD sollten Royalty-Zahlungen aus zukünftigen Gewinnen bilden, die in Raten von jeweils 200 Mio. USD verteilt auf drei Jahre zusätzlich zur laufenden Profitbeteiligung der Regierung und Steuererträgen gezahlt werden sollten.⁶²⁴ Darüber hinaus verpflichteten sich die ausländischen TCO-Partner (ChevronTexaco, ExxonMobil und LukArco), KazMunaiGas bei der Sicherung des kasachischen Anteils an den Projekterweiterungskosten durch die Vergabe von Niedrigzinskrediten zu unterstützen. Insgesamt sollten somit etwa 90 Prozent der Gesamtinvestitionskosten direkt durch ausländische Projektpartner übernommen werden. Die Unternehmen erreichten wiederum, dass die Regierung jegliche Forderungen nach Veränderungen des JV-Vertrages bzw. der Auferlegung neuer Steuern auf das TCO fallen ließ.⁶²⁵

Abbildung 20: TCO: Ölförderung und Anteil an der kasachischen Gesamtproduktion (in Mt)



Quelle: Kazakh Crude Oil and Condensate Production, in: Nefte Compass, Jahrgänge 2000-2011; TengizChevroil: About TCO, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 21.3.2012); eigene Berechnungen.

Nur einen Tag später, am 25. Januar 2003 nahm TCO den Finanzierungsplan für die Umsetzung der SGP und SGI Projekte an, wodurch die Expansionsphase auf dem Feld eingeleitet werden konnte.⁶²⁶ Der Zeitpunkt ihrer Fertigstellung musste jedoch wegen zwischenzeitlicher Arbeitsunterbrechungen

⁶²³ TCO zahlte diese Summe im April 2003.

⁶²⁴ Vgl. Karpishev, Oral: Chevron-Texaco pays disputed worth of assets to Kazakhstan, in: TASS, 24.4.2003; Neff, Andrew: ChevronTexaco Pays Kazakh Government US\$210m for Disputed 1993 Assets, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 28.4.2003; 210 mln for assets acquired, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.4.2003.

⁶²⁵ Vgl. Gorst, Isabel: ChevronTexaco reactivates Tengiz Project, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 18, S. 1, 28.1.2003; Kopytoff, Verne: Kazakhstan, oil firms end dispute; ChevronTexaco and partners can expand operations in Central Asian nation, in: The San Francisco Chronicle, 28.1.2003; TengizChevrOil (TCO) Sour Gas Injection and Second Generation Project, Tengiz Oil Field, Kazakhstan, in: Hydrocarbons-technology.com, 2004, http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tengiz_chevr_oil/ (Zugriff 13.7.2011); Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 141.

⁶²⁶ Diese sollte bis zur Regelung der Kreditvergabe aus dem Cashflow des JVs finanziert werden.

von Ende 2005 auf frühestens Mitte 2006 verschoben werden.⁶²⁷ Wenig später entschied das Oberste Gericht der Republik Kasachstan zudem über die Verringerung der Strafzahlung des JVs für die Schwefellagerung auf 7 Mio. USD.⁶²⁸ Im September unterzeichnete die Regierung mit TCO schließlich ein Zusatzabkommen, das die Anfang des Jahres erreichte Einigung bestätigte und einige ausstehende Finanzierungsaspekte klärte.⁶²⁹

3.5.4 Die Einigung über die Notwendigkeit der Pipelineerweiterung

Die Führung des CPC-Konsortiums wollte den Mitgliedern ursprünglich noch vor Jahresende 2002 detailliertere Pläne für die Expansion der Pipeline vorlegen, was sich aber wegen der Stockungen bei der Entscheidung über die Erweiterung der TCO-Produktion zwischenzeitlich verzögerte. Nach der Lösung der Differenzen über Tengiz wollten die privaten Konsortialpartner jedoch mit dem Pipelineausbau rasch voranschreiten. Im Februar 2003 wiederholte der CPC-Generaldirektor, MacDonald, die bereits im September vorgestellten Pläne zum Pipelineausbau.⁶³⁰ Die transportierte Ölmenge und das Interesse der Unternehmen an der Nutzung der Leitung wuchsen monatlich und ließen keine Zweifel an der Berechtigung des Vorhabens aufkommen.⁶³¹ Ein großer Schub für das Transportvolumen und die Auslastung der Pipelinekapazität wurde insbesondere durch den Anschluss des Karachaganak-Feldes an das CPC-System erwartet, der über die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline erfolgen sollte.⁶³² Das für die Entwicklung des Karachaganak Feldes zuständige KPO JV (Karachaganak Petroleum Operating), das über die neue Pipeline einen Großteil seiner Gaskon-

⁶²⁷ Vgl. Ritchie, Michael: Chevron Gets Kazakh Expansion Back on Track, in: International Oil Daily, 27.1.2003; Field of dreams; Caspian oil, in: Economist.com, 9.1.2003.

⁶²⁸ Vgl. News in brief, in: Petroleum Economist, June 2003.

⁶²⁹ Durch die Einigung im Januar 2003 wurden die vom TCO zuerst angedachten Bedingungen der Projektfinanzierung verändert. Einige Arbeiten wurden bereits vor der Einigung aus laufenden Einnahmen (Cashflow) finanziert. Darüber hinaus wurden auch nach der Einigung bis zur endgültigen Sicherung der Kredite weiterhin Ausgaben aus laufenden Einnahmen gedeckt. Die Partner einigten sich im September 2003 somit lediglich auf der Redistribution der bereits für das Erweiterungsprojekt getätigten Ausgaben. (Im Grunde sollten die bereits getätigten Ausgaben durch die Kredite zurückerstattet werden.) Hierbei handelte es sich um eine Summe von 400 Mio. USD. Der kasachische Staatshaushalt erhielt davon 77 Mio. USD, KMG als Projektpartner weitere 64 Mio. USD. Vgl. 1 Bln in added taxes from TengizChevroil, in: Petroleum Report, 1.10.2003; Kazakhstan, Tengizchevroil sign deal to expand Tengiz oil project, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.9.2003; Pala, Christopher: Kazakhstan concerned on TCO's taxes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 226, S. 2, 22.11.2002; Pala, Christopher: Tengiz consortium cancels expansion, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 221, S. 1, 15.11.2002.

⁶³⁰ Vgl. Speech by Ian MacDonald General Director of the Caspian Pipeline Consortium, CERA Conference, Houston, February 12, 2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3388/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 13.7.2011).

⁶³¹ Im Juni 2003 wurde ein Transportvertrag zwischen CPC und CNPC-Aktobemunaigaz unterzeichnet, durch den CNPC Teile der kasachischen Regierungsquote nutzen durfte. Im selben Monat folgte ein Vertrag mit PetroKazakhstan, das die Quote von Lukoil nutzen sollte. CNPC sollte ab Juli 150.000 t/Monat (37.000 b/d) über die Pipeline exportieren. PetroKazakhstan sollte zusammen mit Lukoil noch vor Jahresende mit Lieferungen von 80.000 t/Monat (20.000 b/d) beginnen, die bis 2005 graduell auf 125.000 t/Monat (31.800 b/d) ansteigen sollten. Hierbei sollte Öl aus dem gemeinsamen JV mit Lukoil, Turgai Petroleum (50:50) transportiert werden. Vgl. Gorst, Isabel: Lukoil Venture New Exporter On Kazakh Crude Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 204, S. 1, 22.10.2003; Sharushkina, Nelli: Russian Crude Set to Flow Down CPC Pipe After Deal With Kalmykiya, in: International Oil Daily, 20.11.2003; CPC signs oil transportation deal with CNPC-Aktobemunaigaz, in: News Buletin, 27.6.2003; PetroKazakhstan in CPC Deal, in: International Oil Daily, 27.6.2003; Teo, Karen: China's CNPC Sells First Oil on Kazakh Line, in: International Oil Daily, 7.7.2003.

⁶³² Die Pipeline besteht aus zwei Segmenten: Karachaganak-Bolschoi Chagan, 24 Zoll, 181 km (ermöglicht auch die Einspeisung in die Atyrau-Samara-Pipeline); Bolschoi Chagan-Atyrau, 24 Zoll, 454 km. Die Anfangskapazität der Leitung betrug 7 Mt/Jahr (140.000 b/d), sie konnte auf 12 Mt/Jahr (240.000 b/d) erweitert werden.

densat-Produktion exportieren und sich somit von der bis dahin monopsonischen Position der russischen Raffinerie in Orenburg emanzipieren wollte⁶³³, sollte nach TCO den zweitgrößten kasachischen Nutzer des CPC-Systems darstellen. Das entsprechende Transportabkommen zwischen dem CPC-Konsortium und den KPO-Partnern wurde Ende 2002 unterzeichnet. Die Nutzung des CPC-Systems sollte demnach ab Juli 2003 beginnen und bis zum Ende des Jahres etwa 540.000 t/Monat (6,5 Mt/Jahr) erreichen.⁶³⁴ Wiederholte technische Schwierigkeiten mit der Verbindungsleitung verzögerten jedoch den Beginn der Einspeisung in das CPC-System um insgesamt neun Monate, sodass reguläre Kondensat-Exporte erst im April 2004 begannen.⁶³⁵

Trotz der Schwierigkeiten bei der Einspeisung der Karachaganak-Produktion, deren Lösung jedoch absehbar war, verzeichnete das Konsortium im Verlauf des Jahres 2003 bereits Nominierungen für den Transport von 26 Mt im Jahr 2004, wobei der kasachische Pipelineabschnitt lediglich über eine Kapazität von 21,7 Mt/Jahr verfügte. Im Verlauf des Jahres mussten somit Maßnahmen eingeleitet werden, die den anstehenden Betrieb der Leitung über ihrer planmäßigen Kapazität ermöglichen würden.⁶³⁶ Eine beschränkte Lösung für den Nachfrageüberschuss sollte der Einsatz von reibungsre-

⁶³³ Das Kondensat wurde bis dahin nur nach Russland exportiert und in Orenburg verarbeitet. Die erreichbaren Netbacks beim Export über die CPC lagen etwa dreimal höher als beim Verkauf an Orenburg. Zukünftig sollten bis zu 7 Mt/Jahr Kondensat von Produktionsphase II des Feldes über die CPC-Leitung befördert werden. Die Produktion von Karachaganak sollte dabei künftig auf etwa 10,4 Mt/Jahr (möglicherweise bis zu 11,3 Mt) ansteigen. Unstabilisiertes Kondensat sollte weiterhin nach Orenburg zur Verarbeitung transportiert werden. Die Kapazität der noch aus Sowjetzeiten stammenden Leitungen betrug bis zu 5,5 Mt/Jahr. Die Pläne von KPO sahen vor, dass auf dieser Route maximal 3 Mt/Jahr exportiert werden. Bis zu 3,3 Mt/Jahr sollten bei Bedarf in die Atyrau-Samara-Pipeline eingespeist werden können, da die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Leitung auch einen Anschluss an diese Route ermöglichte. Etwa 0,4-0,6 Mt/Jahr sollten in einer kleinen lokalen Raffinerie verarbeitet werden. Von der geplanten Gasproduktion von bis zu 14,2 Mrd. m³/Jahr sollten 6,6 Mrd. m³ nach Orenburg fließen, 6,6 Mrd. m³ reinjiziert und etwa 1 Mrd. m³ lokal verbraucht werden. Vgl. Ritchie, Michael: BG, ENI Launch Kazakh Export Stream, in: International Oil Daily, 15.7.2003; Keller, Peter M. et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2003, S. 9; Karachaganak Project, in: IGM, <http://www.igem.org.uk/download/document/3%204%20Chris%20Circuit.pdf>; BG Group: Kazakhstan <http://www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/Kazakhstan.aspx> (Zugriff 20.8.2011).

⁶³⁴ Die Einspeisung sollte in den ersten zwei Monaten 180.000 t/Monat betragen und nachfolgend auf 540.000 t/Monat ansteigen. Vgl. Gorst, Isabel: CPC in deal to transport Karachaganak condensate, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 1, S. 6, 2.1.2003; Roberts, John: Karachaganak partners set to begin lengthy liquids shipping process, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 113, S. 5, 13.6.2003.

⁶³⁵ Die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline wurde nach einer Bauzeit von 14 Monaten im Januar 2003 drei Monate früher als geplant fertiggestellt und sollte vor der Inbetriebnahme noch Tests durchlaufen. Im August begann planmäßig die Einspeisung des Kondensats. Diese musste jedoch im September abgebrochen werden, da der Rohstoff durch Natriumhydroxid, einen Zusatzstoff zum Entfernen von Merkaptanen, verunreinigt war. KPO musste daraufhin das Kondensat (140.000 t) aus der Pipeline entfernen. Das Problem verärgerte die kasachische Regierung so sehr, dass sie juristische Maßnahmen gegen KPO prüfte, um auf diesem Weg eine Entschädigung für die durch die Verzögerung entstandenen finanziellen Verluste zu erhalten. Nach Beheben der Probleme mit der Rohstoffverunreinigung kam es zu weiteren technischen Schwierigkeiten durch fehlerhafte Schweißnähte an Leitungssegmenten innerhalb der Verarbeitungsanlagen von KPO. Der Austausch der Leitungen konnte erst im April 2004 beendet werden. Vgl. Sampson, Paul: Karachaganak Condensate Exports Halted After Quality Problem, in: International Oil Daily, 24.9.2003; Western Kazakh pipeline ready for final tests, in: Kazakhstan Today news agency, 7.1.2003; Sharushkina, Nelli/Glazov, Andrei: Russia Steps Up Pressure on Caspian Line, in: International Oil Daily, 5.12.2003; Neff Andrew: BG Lowers 2004 Output Forecast at Karachaganak, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.12.2003; BG Says Karachaganak Condensate Exports Restart After Nine-Month Delay, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.5.2004.

⁶³⁶ Vgl. CPC Stockholders Want Krasnodar-Kropotkin Link, in: Petroleum Report, 26.11.2003; Five Year Plan: TNK-BP Approves Five Year Plan, in: Nefte Compass, 17.12.2003.

duzierenden Zusatzstoffen (sog. DRA) bieten, durch den die Pipelinedurchleitung auch ohne zusätzliche infrastrukturelle Maßnahmen auf dem letzten Streckenabschnitt zwischen Kropotkin und Noworossijsk bis auf 35 Mt/Jahr (700.000 b/d) gesteigert werden konnte.⁶³⁷ Die privaten Konsortialpartner bestanden jedoch wegen der anstehenden Transportanforderungen (1 mb/d ab Ende des Jahres 2006) auch auf einem physischen Ausbau der Pipelinekapazität, der entsprechend der im Vorjahr vorgeschlagenen Pläne erfolgen sollte.⁶³⁸

Nicht nur die Ölkonzerne, sondern auch die kasachische Regierung war vor dem Hintergrund der erwarteten Produktionsentwicklung sehr stark an einer möglichst schnellen Pipelineerweiterung interessiert. Im Mai 2003 wurden durch ein Dekret des kasachischen Präsidenten Entwicklungspläne für den kasachischen Sektor des Kaspischen Meeres verabschiedet. Im Zuge dessen wurde von der kasachischen Führung mit einer kontinuierlichen Steigerung der Ölförderung auf 1,2 mb/d im Jahr 2005 (60 Mt/Jahr), 2 mb/d (im Jahr 2010 100 Mt/Jahr) und 3 mb/d im Jahr 2015 (150 Mt/Jahr) gerechnet. Dieser Optimismus bestand nicht nur auf Seiten der Regierung. Auch führende internationale Beratungseinrichtungen wie Wood Mackenzie bestätigten vor dem Hintergrund der bestehenden Investitionspläne der Ölunternehmen, dass die kasachische Produktion im Jahr 2011 bei 2,3 mb/d (115 Mt/Jahr) liegen könnte.⁶³⁹ Der Bedarf an zusätzlicher Transportleistung war somit nicht zu verleugnen.

Im Juni 2003 erreichten die CPC-Mitglieder ein vorläufiges Übereinkommen über die Notwendigkeit der Erweiterung der Pipelinekapazität, in dem auch Russland seine Zweifel an der Auslastung der Leitung ablegte. Die in diesem Zusammenhang diskutierten Pläne orientierten sich an den bereits im Vorjahr vorgestellten Vorgaben und rechneten mit einer Umsetzung in zwei Schritten (Tabelle 22). Nach Abschluss der ersten Bauetappe sollte die mechanische Durchleitungskapazität der Leitung Ende des Jahres 2006 auf 44-45 Mt/Jahr steigen, wobei durch den Einsatz von DRA tatsächlich bis zu 50 Mt/Jahr⁶⁴⁰ befördert werden könnten.⁶⁴¹ Nach der zweiten Phase, die zwei bis drei Jahre später beendet werden sollte, würde die endgültige Kapazität von 67 Mt/Jahr (76 Mt mit DRA) erreicht werden.⁶⁴² Im September wurde von den Konsortialmitgliedern schließlich die endgültige Entscheidung über den Bedarf der Erweiterung verabschiedet. Bis zum Ende des Jahres sollte der Gewinner der Ausschreibung für die Ausarbeitung der entsprechenden Machbarkeitsstudie⁶⁴³, die genaue technische Details und den Zeithorizont der Ausbauarbeiten bestimmen sollte, ermittelt werden. Un-

⁶³⁷ Die Kapazität auf diesem Abschnitt lag ohne DRA bei 28,2 Mt/Jahr. Angaben zur Kapazitätssteigerung im Abschnitt bis Kropotkin wurden nicht gemacht. Jedoch zeigen praktische Erfahrungen, dass durch den Einsatz von DRA aus Kasachstan bis zu 28,5 Mt/Jahr exportiert werden konnten.

⁶³⁸ Vgl. Caspian oil consortium pledges to increase throughput, in: Prime-TASS, 23.9.2003.

⁶³⁹ Im Jahr 2002 wurden 48,2 Mt produziert. Vgl. Kazakhstan needs new export pipelines by 2009, in: News Bulletin, 26.6.2003; Crandall, Maureen S.: Energy, Economics, and Politics in the Caspian Region. Dream and Realities, Westport: Praeger, 2006, S. 78.

⁶⁴⁰ Davon bis zu 44 Mt/Jahr für den Export aus Kasachstan.

⁶⁴¹ Hierbei sollten in Kasachstan 88 km bestehender Leitungen (28 Zoll) durch neue Röhren (40 Zoll) ersetzt, fünf neue Pumpstationen gebaut und die Leistung einiger bestehender Stationen erweitert sowie zusätzliche Speicheranlagen in Juschnaja Ozerejka errichtet werden.

⁶⁴² Bau weiterer fünf Pumpstationen (Gesamtzahl 15) und eines dritten Ladeterminals. Vgl. MacDonald, Ian: The Caspian Pipeline Consortium – Meeting the Challenge of Exporting Production, Kazakhstan Oil & Gas Conference, 1.7.2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3391/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 13.7.2011); Shareholders give preliminary consent to augment Caspian Pipeline capacity, in: News Bulletin, 25.6.2003; Gorst, Isabel: CPC signs transport deal with Kazakh-Chinese JV, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 124, S. 2, 30.6.2003.

⁶⁴³ So genannte Front End Engineering and Design for Expanding Study.

geachtet der bestehenden Einigung über die Notwendigkeit der Expansion herrschten jedoch zwischen den Konsortialmitgliedern erhebliche Differenzen über die Finanzierungsmodalitäten des Ausbauprojektes. Die russische Regierung signalisierte dabei bereits frühzeitig, dass eine Einigung in dieser Frage wahrscheinlich mehrere Monate erfordern würde, sodass optimistische Ankündigungen einiger Vertreter des Konsortiums, dass die Arbeiten an der ersten Erweiterungsphase bereits Mitte 2004 beginnen könnten, wenig realistisch erschienen.⁶⁴⁴

Der stellvertretende russische Außenminister und Sonderbeauftragte des Präsidenten für die Kaspische Region, Viktor Kaljuschnyj, wiederholte im Oktober 2003 lediglich die bereits zuvor von russischer Seite vorgebrachte Forderung bezüglich der Notwendigkeit einer Tarifierhöhung. Die russische Position basierte darauf, dass die Expansion der Leitung laut bestehenden CPC-Verträgen aus laufenden Erträgen des Konsortiums und nicht über externe Anleihen finanziert werden sollte, wie dies von den Produzenten vorgeschlagen wurde. Gefordert wurde zudem, dass das Konsortium die projizierten Dividenden und Steuereinnahmen für den russischen Staatshaushalt generieren und die angehäuften Schulden schnellstmöglich zurückzahlen sollte.⁶⁴⁵ Moskau befürchtete dabei, dass bei einer erneuten Kreditfinanzierung der Beginn der Dividenden- und Steuerzahlungen weiter verschoben werden müsste, da die Rückzahlung der neuen Kredite Vorrang hätte. Um eine weitere Verschuldung des Konsortiums zu verhindern und die interne Finanzierung der Erweiterung aus dem Cashflow zu ermöglichen, sah die russische Regierung als einzigen Ausweg eine Tarifierhöhung.⁶⁴⁶

Der CPC-Generaldirektor, Ian MacDonald, erwiderte, dass der CPC-Vertrag neben der Finanzierung aus internen Ressourcen grundsätzlich auch die Aufnahme externer Kredite vorsah, wobei die Entscheidung letztendlich von der Einigung der Anteilseigentümer abhängig war.⁶⁴⁷ Den Grund für die wachsenden Schulden des Konsortiums sah MacDonald zum Teil gerade darin, dass der Ausbauplan nicht eingehalten wurde, denn die ursprünglichen Berechnungen der Wirtschaftlichkeit der Pipeline, der Schuldenrückzahlung und der Größe der staatlichen Dividenden- und Steuereinnahmen basierten auf der Grundlage der vollen Systemkapazität von 67 Mt/Jahr und nicht auf der als „Initial Construction Project“ bezeichneten Anfangsphase (28,2 Mt/Jahr). Die Steigerung der Kapazität auf 67 Mt sollte eine Verdreifachung der bestehenden Einnahmen nach sich ziehen und die Schuldenrückzahlung leicht ermöglichen. Der CPC-Generaldirektor gab zwar zu, dass die Auslastung der Pipeline aufgrund von Verzögerungen bei der Einspeisung der Karachaganak-Produktion bis dahin deutlich unter den Plänen lag (siehe Fn 635), er unterstrich aber gleichzeitig, dass nicht zuletzt die russische Regierung selbst für einen großen Teil der Einnahmeausfälle verantwortlich war, da sie sich weigerte, Möglichkeiten zur Beförderung russischen Öls ab Kropotkin zu schaffen. Darüber hinaus besaß das Konsorti-

⁶⁴⁴ Vgl. MacDonald, Ian: The Caspian Pipeline Consortium – Meeting the Challenge of Exporting Production, Kazakhstan Oil & Gas Conference, 1.7.2003; Caspian Pipeline Consortium to more than double capacity, in: New Bulletin, 22.9.2003.

⁶⁴⁵ Die Schulden des Konsortiums bestanden ausschließlich gegenüber seinen eigenen Mitgliedern. Der Bau der CPC-Pipeline wurde aus Krediten finanziert, die von den beteiligten Privatunternehmen zur Verfügung gestellt wurden. Darüber hinaus wurde auch der Wert der von Russland und Kasachstan übertragenen Anlagen als Schulden verrechnet. Die Rückzahlung der Anlagenwerte sollte dabei erst nach der Rückzahlung der Kredite an die Privatunternehmen erfolgen. Die „finanziellen“ und „materiellen“ Kredite sollten mit 12,66 Prozent/Jahr verzinst werden. Da das Konsortium aufgrund der geringen Pipelineauslastung, die neben der ausstehenden Einspeisung russischen Öls (6,5 Mt) auch durch Verzögerungen beim Anschluss des Karachaganak-Feldes verursacht wurde, nicht einmal über die notwendigen Einnahmen zur Tilgung der Kreditzinsen verfügte, stieg die Verschuldung mit jedem Jahr an.

⁶⁴⁶ Vgl. CPC shareholders to hike tariffs – Kalyuzhny, in: News Bulletin, 8.10.2003.

⁶⁴⁷ Vgl. Unified Energy Space Key To Eurasian Integration, in: Petroleum Report, 15.10.2003.

um gegenüber Russland im Jahr 2003 Forderungen über Mehrwertsteuerrückzahlung in einer Gesamthöhe von über 100 Mio. USD, die noch während der Bauphase auftraten.⁶⁴⁸

3.5.5 Die Lösung des Problems der Nutzung der russischen Transportquote

Nicht nur westliche Unternehmen und die kasachische Regierung, sondern auch die russischen Mitglieder Lukoil und Rosneft sprachen sich engagiert für den CPC-Ausbau aus und versuchten, Transneft weiterhin auch von der Notwendigkeit der Schaffung einer Verbindung zwischen dem CPC-System und dem russischen Pipelinenetz zu überzeugen. Unterstützt wurden sie dabei von TNK-BP, das sich ebenfalls Vorteile vom Bau des Tichorezk-Kropotkin-Interkonnektors versprach, durch den die Einspeisung von etwa 6,5 Mt/Jahr ermöglicht werden sollte.⁶⁴⁹ Die russischen Produzenten legten in einer neuen Verhandlungsrunde mit Transneft zusätzlich einen Alternativvorschlag vor, der primär die zukünftigen Produktionspläne von Lukoil im russischen Sektor des Kaspischen Meeres berücksichtigte.⁶⁵⁰ Dieser sah die Verlegung eines lediglich 7 km langen Verbindungsstückes vor, das sich in Astrachan an die CPC-Leitung anschließen sollte. Zwar wären die Kosten des Projektes sehr gering, jedoch blieben die damit einhergehenden Forderungen der russischen Produzenten aus der Sicht der Regierung unakzeptabel. Denn diese verlangten weiterhin die Steigerung ihrer Exportquoten, womit sie die höheren Transportkosten für die Nutzung der CPC-Leitung kompensieren wollten.⁶⁵¹ Die Regierung weigerte sich jedoch vehement, einzelnen russischen Unternehmen zusätzliche Exportallokationen zu erteilen, da dies der Diskriminierung anderer Marktteilnehmer gleich käme, und bestand daher in Bezug auf den Zugang zu Exportpipelines weiterhin auf der „equal access“-Regel⁶⁵² (siehe auch Fn 504).

Neben großen Ölproduzenten waren durchaus auch andere auf dem russischen Ölmarkt tätige Akteure an der Nutzung des CPC-Systems interessiert. Hierbei handelte es sich insbesondere um Ölhan-

⁶⁴⁸ Vgl. Remarks by Ian MacDonald, Russian-American Commercial Energy Summit, St. Petersburg, 23.9.2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/langlen-US/tabID!3393/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011); Lukoil Makes CPC Pipe Debut, in: International Oil Daily, 21.10.2003; Gorst, Isabel: Lukoil Venture New Exporter On Kazakh Crude Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 204, S. 1, 22.10.2003; Sharushkina, Nelli: Russian Crude Set to Flow Down CPC Pipe After Deal With Kalmykiya, in: International Oil Daily, 20.11.2003.

⁶⁴⁹ Vgl. CPC Stockholders Want Krasnodar-Kropotkin Link, in: Petroleum Report, 26.11.2003; Five Year Plan: TNK-BP Approves Five Year Plan, in: Nefte Compass, 17.12.2003.

⁶⁵⁰ Besonders Lukoil sprach sich für die Ausweitung der CPC-Kapazität aus. Der Konzern benötigte auch eine Exportroute für zukünftige Produktionsgebiete im kaspischen Raum. Lukoil plante in den kommenden Jahren u. a. die Erschließung der Felder Juri Korchagin, Rakushechnaija und Khvalynskaija im russischen Sektor des Kaspischen Meeres. Die Förderung auf dem erstgenannten Feld sollte Plänen zufolge spätestens im Jahr 2008 beginnen. Im Jahr 2012 wollte Lukoil dort etwa 80.000 b/d (4 Mt/Jahr) produzieren. Der Konzern begann auch mit der Nutzung eines Teils seiner Quote durch die Einspeisung seiner kasachischen Produktion. Hierbei handelte es sich um Öl des JVs Turgai Petroleum, das zusammen mit PetroKazakhstan betrieben wurde. Exporte über die CPC wurden im Oktober 2003 begonnen und sollten im Jahr 2005 bis zu 1,5 Mt (30.000 b/d) erreichen. Lukoil besaß auch Anteile an der Tengiz-Produktion (fünf Prozent, d. h. etwa 0,6 Mt im Jahr 2003). Rosneft hatte keine Produktionsanlagen in Kasachstan und war daher lediglich auf die Einspeisung in Russland angewiesen. Vgl. Pied Piper: Lukoil seeks CPC expansion for its Caspian crude, in: Nefte Compass, 29.4.2004.

⁶⁵¹ Die Nutzung der CPC war nach russischen Produzenten etwa 3 USD/t teurer als die Nutzung des Transneft-Systems. Zusätzlich würde die Quality Bank dazu führen, dass russische Produzenten zu Ausgleichzahlungen verpflichtet wären. Vgl. ohne Titel (rusenergy.com), in: What The Papers Say (Russia), 24.9.2003.

⁶⁵² Diese Regelung betraf natürlich nur die in Russland eingespeisten Ölmengen. Das von Lukoil in Kasachstan in die CPC eingespeiste Öl unterlag nicht den Exportquotenregelungen der russischen Regierung. Vgl. Rohlfs, Doug: Russian Producers to Ship Crude Through CPC, in: International Oil Daily, 8.7.2003; CPC says started pumping oil for new shipped Tuesday, in: Prime-Tass, 21.10.2003; Sampson, Paul: Kazakhstan: Karachaganak Oil Exports Halted By Mercaptans, in: Nefte Compass, 24.9.2003.

delsgesellschaften, die unter der bestehenden Gesetzeslage nicht von der „equal access“-Bestimmung betroffen waren und somit im Grunde Öl im Auftrag der Produzenten in die Pipeline einspeisen konnten. Im Juli 2003 wurde eine vorläufige Einigung zwischen dem Konsortium und dem von der Region Kalmückien kontrollierten Ölhändler, KalmTek, über mögliche künftige Öllieferungen im Rahmen der russischen Regierungsquote erreicht. Aus technischen Gründen bot das CPC-System jedoch lediglich begrenzte Möglichkeiten zur Öleinspeisung in Kalmückien, die auf 300.000 t/Jahr (6.000 b/d) beschränkt waren und durch den Bau zusätzlicher Pumpstationen im Rahmen des Expansionsprojektes etwa verdoppelt werden konnten.⁶⁵³ Im November 2003 wurde zwischen CPC und dem Gouverneur der Region Kalmückien ein langfristiges Transportabkommen unterzeichnet, das durch KalmTek ausgeführt werden sollte. Die Einspeisung sollte nach der Errichtung einer Verbindung zur CPC-Leitung im Juni 2004 beginnen. Hierzu wollte KalmTek eine etwa 20 km lange Anschlusspipeline zwischen dem Zugverladeterminale in Ulan Khol und der Pumpstation Komsomolskaja verlegen.⁶⁵⁴ Die Baukosten von etwa 15 Mio. USD sollte die Region Kalmückien tragen.⁶⁵⁵ Die Transportkosten zwischen Komsomolskaja und Noworossijsk sollten etwa 18 USD/t betragen und den in der Region tätigen Produzenten im Vergleich zu den bis dahin genutzten Eisenbahnlieferungen nach Astrachan oder Wolgograd Ersparnisse von bis zu 10 USD/t ermöglichen.⁶⁵⁶ Da KalmTek lediglich ein Zwischenhändler ohne eigene Ölproduktion war, musste es zuerst Verträge mit den in der Provinz tätigen Produzenten schließen. Darüber hinaus musste ihm die russische Regierung auch das Recht zur Nutzung der russischen CPC-Quote erteilen.⁶⁵⁷

Beides erwies sich jedoch als äußerst schwierig. KalmTek interessierte insbesondere das Öl des lokalen Produzenten Kalmneft, der jedoch Öllieferungen an die Handelsgesellschaft ablehnte.⁶⁵⁸ Im März 2004 wandte sich Kalmneft mit der Bitte um Hilfe sogar direkt an den russischen Premierminister M. Fradkov. Der Produzent versuchte nämlich selbst seit längerem Zugang zum CPC-System zu erlangen, konnte dies jedoch aufgrund des fehlenden legislativen Rahmens und der „equal access“ Regelung nicht erreichen.⁶⁵⁹ Kalmneft war höchst unzufrieden mit der Gesetzeslage, die einem Zwischenhändler grundsätzlich den Zugang zur CPC-Pipeline ermöglichte, einem Ölproduzenten dies jedoch nicht gewährte. Dabei verlief eine von Kalmneft betriebene Pipeline nur etwa 80 m von einem der möglichen Einspeisungspunkte der CPC entfernt.⁶⁶⁰

KalmTek sah sich darüber hinaus mit erheblicher Konkurrenz einflussreicher politischer Eliten konfrontiert, die selbst Interesse an der Kontrolle der russischen CPC-Quote und den damit einhergehenden Einnahmemöglichkeiten besaßen. Die Rechte zu ihrer Verwaltung wurden schließlich im April 2004 unter intransparenten Bedingungen an die nur kurz zuvor gegründete Ölhandelsgesellschaft

⁶⁵³ Vgl. Caspian Pipeline Consortium, Russian company unify transport systems, in: Interfax news agency, 8.7.2003; Rohlf, Doug: Russian Producers to Ship Crude Through CPC, in: International Oil Daily, 8.7.2003.

⁶⁵⁴ Das CPC-System war zu der Zeit an zwei Stellen darauf ausgerichtet, mit dem russischen Netz verbunden zu werden, in Kropotkin und Komsomolskaja. Vgl. Rohlf, Doug/Teo, Karen: Kazakhstan: CPC Signs Up First Government-Nominated Shippers, in: Nefte Compass, 9.7.2003.

⁶⁵⁵ Die Kapazität des Systems sollte 716.000 t/Jahr (etwa 14.000 b/d) betragen, wobei diese aufgrund der bestehenden technischen Einschränkungen erst nach dem Ausbau der CPC voll genutzt werden könnte.

⁶⁵⁶ Vgl. Caspian Pipeline Consortium to transport oil from Kalmykia (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report, 24.11.2003.

⁶⁵⁷ In Kalmückien wurden zu der Zeit lediglich 4.000 b/d gefördert. Vgl. Sharushkina, Nelli: Russian Crude Set to Flow Down CPC Pipe After Deal With Kalmykiya, in: International Oil Daily, 20.11.2003.

⁶⁵⁸ KalmTek wandte sich an Kalmneft mit der Anfrage, 2 Mt Öl für die CPC-Einspeisung zur Verfügung zu stellen.

⁶⁵⁹ Vgl. Russia may change laws on CPC, in: Petroleum Report, 6.10.2004.

⁶⁶⁰ Vgl. Kalmneft appeal for CPC access, in: Petroleum Report, 31.3.2004.

NaftaTrans⁶⁶¹ überwiesen. Das Unternehmen erhielt von der Regierung darüber hinaus auch das Recht, die Quoten anderer russischer Konsortialmitglieder (Lukoil, Rosneft) als Dienstleister zu verwalten und in deren Namen bzw. Auftrag Öl in die CPC einzuspeisen. NaftaTrans legte den Behörden anschließend eigene Pläne zur Schaffung eines Anschlusses an die CPC-Pipeline vor, die den Bau eines Eisenbahnterminals in der Nähe der Pumpstation Kropotkin anvisierten. Der Beginn der Exporte wurde von dem Unternehmen vorläufig auf Oktober 2004 festgelegt.⁶⁶²

3.5.6 Das russische Streben nach der regulativen Kontrolle über die CPC-Leitung

Aussichten auf die künftige Einspeisung russischen Öls in die CPC brachten jedoch erneut auch die Frage der regulativen Zuständigkeit russischer Behörden hinsichtlich der Aktivitäten des Konsortiums auf den Tisch. Beim Treffen einer Regierungsarbeitsgruppe im Dezember 2003 zur Ausarbeitung einer einheitlichen russischen Position in Bezug auf CPC-Angelegenheiten sprach sich der russische Energieminister, Igor Jusufow, erneut für den Vorschlag der Federal Energy Commission (FEC) aus, CPC-R in das Register der natürlichen Monopole aufzunehmen und der Behörde somit die Zuständigkeit für die Tarif- und Zugangsregelung auf dem russischen Pipelineabschnitt zu erteilen.⁶⁶³ FEC-Vertreter beriefen sich in ihrer Argumentation weiterhin darauf, dass der im Jahr 1997 von Tschernomyrdin unterschriebene CPC-Restrukturierungsvertrag und die darauffolgende Regierungsresolution, die dem Konsortium Souveränität über die Gestaltung der Tarife und Zugangsbedingungen überließ, im Widerspruch zum damals geltenden Antimonopol-Recht standen. Um Rechtsgültigkeit zu erlangen, hätte deren Ratifizierung durch das Parlament erfolgen müssen, wozu es jedoch nie kam. Darüber hinaus verlangten die zwischenzeitlich abgeschlossenen Transportverträge mit NaftaTrans, eines Nichtmitgliedes des Konsortiums, eine allgemein verbindliche nichtdiskriminierende Regelung der Zugangsbedingungen zur CPC für russische Nutzer. Die Kommission bemängelte darüber hinaus lautstark den niedrig angesetzten Transporttarif, der zur hohen Verschuldung des Konsortiums und ausstehenden Dividendenzahlungen an den russischen Haushalt führte.⁶⁶⁴ Ihre Vertreter sprachen sich grundsätzlich dafür aus, dass die CPC-Tarife auf der Grundlage einer Empfehlung von FEC von der

⁶⁶¹ Diesem wurden enge Beziehungen zum stellvertretenden Leiter der russischen Energieagentur, Oleg Gordejew, nachgesagt, der die russische Regierung im Rahmen des CPC-Aufsichtsrates repräsentierte. Es besaß auch gute Beziehungen zu weiteren einflussreichen Personen in der russischen Energiewirtschaft, wie dem ehemaligen Leiter der zentralen Verteilungseinheit (TsDU Tek), Nikolai Bukhantsov. Auch Transneft stand dem Unternehmen angeblich sehr nahe. Auf die kontroversen und intransparenten Bedingungen der Vergabe der Rechte an NaftaTrans verwies sogar der im Juni 2005 veröffentlichte Bericht des russischen Rechnungshofes. Bemängelt wurde auch, dass die Vergabe ohne das Bestehen offizieller Regelungen bezüglich des Zugangs zur CPC-Pipeline oder der Übertragung der Rechte zur Nutzung der Regierungsquote auf Dritte stattfand. Vgl. Out: Russia, in: Nefte Compass, 22.9.2004; Sharushkina, Nelli: Dragging Feet: CPC Expansion Still Faces Hurdles As Moscow Drags Feet, in: Nefte Compass, 21.7.2005; CPC-R Net Loss Down 10% to 2,4 bln Rubles in 2004, in: Petroleum Report, 20.7.2005.

⁶⁶² Die von NaftaTrans gehaltenen Rechte beschränkten sich auf die Einspeisung russischen Öls über den Knotenpunkt Kropotkin. Das Unternehmen gründete für den Bau und den Betrieb des Verladeterminals die Tochtergesellschaft Andasta. Vgl. Start of Russian CPC Oil Supplies Postponed, in: Business Report, 27.4.2004; Sharushkina, Nelli: Trumpet: Rosneft Takes Control Over Russian CPC Exports, in: Nefte Compass, 2.2.2006.

⁶⁶³ Vgl. Caspian Pipeline Consortium to lower payments to Russia (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report, 10.12.2003.

⁶⁶⁴ Aussichten auf eine baldige Dividendenzahlung wurden dadurch getrübt, dass die Gesamtverschuldung des Konsortiums zwischen November 2001 und Dezember 2003 von 2,65 Mrd. USD auf 4,5 Mrd. USD anstieg (die tatsächliche Verschuldung, die auch den Wert der überwiesenen russischen und kasachischen Anlagen berücksichtigte, betrug im November 2001 3,261 Mrd. USD). Die Zinszahlungen des Konsortiums sollten nach russischen Angaben etwa 500 Mio. USD pro Jahr betragen, jedoch betrug die jährlichen Einnahmen zu dem Zeitpunkt lediglich etwa 300 Mio. USD. Vgl. CPC Debt Up 70% in Two Years, in: Business Report, 10.12.2003.

russischen Regierung verabschiedet werden sollten.⁶⁶⁵ Lediglich Vertreter des Außenministeriums, die neben Abgesandten anderer Ministerien (Transportministerium, Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung und Handel) und der Regionen (Astrachan, Stawropol, Krasnodar) am Arbeitsgruppentreffen teilnahmen, lehnten die Übertragung der regulativen Kompetenzen über CPC-R auf die FEC ab. Die Ergebnisse der Arbeitsgruppensitzung, deren Mitglieder mehrheitlich für die Aufnahme der Pipeline in das Register der natürlichen Monopole, aber gleichzeitig auch für die maximale Erweiterung ihrer Durchleitungskapazität plädierten, wurden anschließend als Empfehlung der russischen Regierung vorgelegt (die ablehnende Haltung des Außenministeriums wurde in der Empfehlung vermerkt).⁶⁶⁶

Wenig überraschend empörte der erneute russische Vorstoß zur Aufnahme der Leitung ins Register der natürlichen Monopole die Unternehmen und das CPC-Management und führte wie bereits zuvor auch diesmal zu kritischen Äußerungen aus Washington. Auch kasachische Vertreter sprachen sich vehement gegen die russischen Forderungen aus: „*In line with the agreement between shareholders, signed in 1996, including by the Russian and Kazakh government, Russia and Kazakhstan give up their sovereign right to regulate, control, regulate access and tariffs or take any actions regarding the Caspian Pipeline Consortium.*“⁶⁶⁷ Russische Behörden schlugen vor dem Hintergrund des Widerstandes dem US Department of Energy als Alibilösung die Errichtung einer gemeinsamen internationalen Expertenkommission vor, die den rechtlichen Rahmen für die Deklaration der CPC-Leitung als natürliches Monopol untersuchen sollte.⁶⁶⁸

Die FEC wiederholte ihre Forderung im Februar 2004 und verlangte von der russischen Regierung eine möglichst schnelle „political decision“ über den Status der Pipeline. Dem CPC-Management wurde vom FEC-Vorsitzenden, Georgij Kutovoi, sogar offen vorgeworfen, die Tarife vorsätzlich niedrig zu halten. Dadurch sollten seiner Auffassung nach Gewinne absichtlich gedrückt werden, um Steuerzahlungen an Russland zu umgehen.⁶⁶⁹ Auch der neu ernannte russische Premierminister, Viktor Christenko, bekräftigte, dass er mit der Profitabilität des Projektes unzufrieden sei, und dass eine Tarifierhöhung bedacht werden sollte.⁶⁷⁰ Dabei zeichneten sich im Vorfeld einer weiteren Verhandlungsrunde über die Pipelineerweiterung zwischen den Positionen der russischen Regierung und anderer CPC-Mitglieder durchaus auch Ansätze zur Annäherung ab.⁶⁷¹ Russische Vertreter schienen möglicherweise bereit zu sein, auf ihre ursprünglichen Forderungen zu verzichten und lediglich eine geringere Erhöhung der Tarife auf 32 USD/t zu akzeptieren (von 26,32 USD/t), wodurch die finanzielle Lage des Konsortiums kurzfristig stabilisiert werden sollte. Die Produzenten zeigten sich ihrerseits angeblich bereit, die Tarife auf 30 USD/t zu steigern.⁶⁷²

⁶⁶⁵ Vgl. Caspian Pipeline Consortium to be named a monopoly (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 5.12.2003.

⁶⁶⁶ Vgl. Energy Ministry Supports Inclusion of CPC-R On Natural Monopoly, in: Business Report, 2.12.2003; Russia wants CPC to achieve greater capacity – Gordeyev, in: TASS, 4.12.2003; Sharushkina, Nelli/Glazov, Andrei: Russia Steps Up Pressure on Caspian Line, in: International Oil Daily, 5.12.2003; Sharushkina, Nelli: Bombshell: Moscow Gets Tough Over Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 9.12.2003.

⁶⁶⁷ Kaigeldy Kabyldin, Managing Direktor KMG, zit. in: CPC Participants against listing pipeline as natural monopoly, in: Petroleum Report, 25.2.2004.

⁶⁶⁸ Vgl. Sharushkina, Nelli/Glazov, Andrei: Russia Steps Up Pressure on Caspian Line, in: International Oil Daily, 5.12.2003.

⁶⁶⁹ Vgl. Russia's FEC wants CPC to be considered natural monopoly, in: Prime-Tass, 18.2.2004.

⁶⁷⁰ Vgl. Khristenko reiterates Russia dissatisfaction with CPC profits, in: Prime-Tass, 27.2.2004.

⁶⁷¹ Vgl. Gorst, Isabel: Russia's New PM Critical of CPC's Performance, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 39, S. 1, 1.3.2004.

⁶⁷² Vgl. Raff, Anna: DJ Russia close to ending tariff row with CPC – oil minister, in: Prime-Tass, 20.2.2004.

Beim Treffen des Konsortiums im März stellte der russische Vorschlag zur Tarifierhöhung einen der wichtigsten Tagespunkte dar. Die Ölproduzenten weigerten sich jedoch, diesem ohne entsprechende Zugeständnisse der russischen Seite im Bereich der Pipelineerweiterung zuzustimmen, und wurden in ihrer Haltung auch von der kasachischen Regierung unterstützt. Im Verlauf der Sitzung wurde somit lediglich die inflationsbedingte Erhöhung der Transportrate um 3,3 Prozent auf 27,19 USD/t (geltend ab Juli 2004) beschlossen.⁶⁷³ Unzufrieden mit den Ergebnissen beauftragte die russische Regierung im Anschluss Transneft und die russischen CPC-Mitglieder Lukoil und Rosneft mit der bestehenden ministerialen Arbeitsgruppe zusammen zu arbeiten und Vorschläge vorzulegen, die zur Steigerung der finanziellen Effizienz des Konsortiums beitragen würden.⁶⁷⁴

Die Konfrontation zwischen den Ölproduzenten und Russland begrenzte sich zu diesem Zeitpunkt jedoch nicht nur auf die Frage der Tarifierhöhung oder die Modalitäten der Finanzierung der Pipelineerweiterung. Erstere strebten auch nach der Reduzierung des Wertes der russischen Infrastruktur und Anlagen, die dem Konsortium in Form eines Kredites übertragen wurden, von etwa 293 auf 148 Mio. USD. Dies würde gleichzeitig die Zinsverpflichtungen⁶⁷⁵ von CPC gegenüber dem russischen Staat verringern und zur allgemeinen Verbesserung der Schuldenlage beitragen. Die Unternehmen begründeten ihre Forderungen damit, dass an den Anlagen nach ihrer Überweisung weitreichende Reparatur- und Instandsetzungsarbeiten auf Kosten des Konsortiums durchgeführt werden mussten, die in ihrem Umfang der vorgeschlagenen Wertreduzierung entsprachen. Die rechtliche Grundlage ihrer Forderung leitete sich von den geltenden vertraglichen Bestimmungen ab, wonach der Bilanzwert russischer Anlagen verringert werden durfte, falls die Kosten für ihre Überholung 36 Mio. USD übersteigen würden.⁶⁷⁶ Russische Vertreter zeigten sich über die Forderungen empört und wehrten sich damit, dass sich der Zustand der Infrastruktur zum Zeitpunkt der Übergabe im Einklang mit bestehenden *russischen* Bau- und Sicherheitsnormen befand. Sowohl die Pipelinesegmente (272 km von der kasachischen Grenze nach Komsomolskaja) als auch die Pumpstation (Komsomolskaja) waren laut dem stellvertretenden russischen Energieminister, W. Stanew, in „*fully working condition*“ und das Konsortium führte die Modernisierung somit nur aus eigener Initiative durch.⁶⁷⁷ Einige Vertreter der FEC sahen hinter der Forderung sogar den Versuch der Ölproduzenten, den russischen Anteil am Konsortium zu halbieren, obwohl derartige Ansprüche nicht erhoben wurden.⁶⁷⁸ Auch der tat-

⁶⁷³ Vgl. CPC to increase tariffs 3.3% from July, in: Business Report, 16.3.2004; Glazov, Andrei: CPC to Increase Transportation Tariff in July, in: International Oil Daily, 17.3.2004; Gorst, Isabel: Tariffs to be increased on Caspian oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 52, S. 3, 18.3.2004.

⁶⁷⁴ Vgl. Glazov, Andrei: CPC to Increase Transportation Tariff in July, in: International Oil Daily, 17.3.2004; Lukoil, Rosneft, Transneft to make CPC more effective, in: Petroleum Report, 17.3.2004.

⁶⁷⁵ Die Schulden des Konsortiums, welche sich aus den Krediten der Unternehmen und dem Wert der Anlagen zusammensetzten, wurden jährlich mit 12,66 Prozent verzinst.

⁶⁷⁶ Im Vertrag wurde dies als sog. „Make Ready Cost Claim“ bezeichnet.

⁶⁷⁷ Das Konsortium musste die Pumpstation Komsomolskaja fertiggbauen und manuelle Verschlussklappen an den Rohrleitungen durch automatische ersetzen. Um die Transparenz zu wahren, legte das Konsortium alle notwendigen Unterlagen bezüglich der Kosten, die mit den Nachrüstungs- und Ausbauarbeiten verbunden waren, den zuständigen Behörden vor. Das Problem bestand offensichtlich in der unterschiedlichen Wahrnehmung technisch akzeptabler Standards. Das Konsortium erhob hierbei höhere Ansprüche als von der russischen Gesetzgebung gefordert wurde. Vgl. Caspian Pipeline Consortium to lower payments to Russia (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report, 10.12.2003; CPC: Caspian Pipeline Consortium a new global energy supplier, http://www.cpc.ru/_press/documents/cpc_a4_0303_en.pdf (Zugriff 20.7.2011).

⁶⁷⁸ Vgl. CPC Attempts To Cut Value of Russian Assets in Project Called Unfounded, in: Business Report, 5.12.2003; Neff, Andrew: CPC Shareholders Seek to Reduce Payments to Russia as Reimbursement for Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.12.2003; Sharushkina, Nelli: Bombshell: Moscow Gets Tough Over Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 9.12.2003.

sächliche Wert kasachischer Anlagen wurde von einigen Konsortialpartnern kritisch betrachtet, jedoch führte dies zu keiner öffentlichen Konfrontation.⁶⁷⁹

Die kasachische Regierung, die nicht nur vor dem Hintergrund der geplanten Aufnahme der Offshore-Förderung⁶⁸⁰, sondern auch im Hinblick auf zahlreiche Onshore-Projekte ein besonderes Interesse an einer zeitnahen Ausweitung der Exportkapazität besaß, steigerte ihre diplomatischen Bemühungen und versuchte in Zusammenarbeit mit Russland einen Ausweg aus den andauernden Streitigkeiten zu finden. Seit Frühjahr 2004 verhandelten kasachische Vertreter daher auf intergouvernementaler Ebene intensiv mit russischen Partnern über potenzielle Lösungsansätze. Im Rahmen der Treffen wurden mit der Möglichkeit der Senkung der Zinssätze auf Konsortialkredite, der Einführung von Maßnahmen zur Reduzierung interner Kosten oder Initiativen zur effektiveren Auslastung der Durchleitungskapazität der Pipeline gleichzeitig mehrere Vorschläge vorgelegt, die die finanzielle Position des Konsortiums verbessern sollten. Der kasachische Energieminister, Wladimir Schkolnik, unterstrich dabei insbesondere die Notwendigkeit der Nutzung der Pipelinekapazität durch Russland, wodurch er indirekt eine Teilschuld am bestehenden Zustand auf Moskau schob.⁶⁸¹ Zusammen mit parallel verlaufenden diplomatischen Bemühungen der US-Administration führte die kasachische Initiative zumindest zur Lösung des Konfliktes über die mögliche Aufnahme der CPC-Leitung in die Liste der natürlichen Monopole, indem die russische Regierung im Juni auf diese Forderung verzichtete.⁶⁸² Ein weiterer großer Erfolg bestand darin, dass dem CPC-Terminal in Juschnaja Ozerejka von zuständigen Behörden im Juli schließlich der Status eines „spezialisierten Hafens“ erteilt wurde. Das Konsortium wurde somit mehr als zweieinhalb Jahren nach der Inbetriebnahme der Anlagen bei ihrer Betreuung endlich gänzlich unabhängig von den Hafenbehörden von Noworossijsk.⁶⁸³

3.5.7 Russland konkretisiert seine Verhandlungsposition

Um zumindest verbal Druck auf die russische Seite auszuüben und sie zum Einlenken zu bewegen, deutete der CPC-Generaldirektor an, dass sich kasachische Produzenten bei weiteren Verzögerungen durchaus für alternative Routen entscheiden könnten. *„The risk of delay is now so serious, that unless critical decisions are taken when they need to be taken, the schedule will not be met and Kazakhstan producers will be forced to commit their volumes to alternative routes in order to ensure that their growing production can be exported.“*⁶⁸⁴ Der Beginn der Einspeisung des Karachaganak-Kondensats in die CPC-Leitung im April 2004 stärkte nach MacDonald die Erwartung bezüglich eines weiteren kontinuierlichen Anstiegs der Nachfrage nach Transportkapazitäten und ließ ihn eindringlich für die Einhaltung der im September 2003 von allen Konsortialmitgliedern getroffenen Erweiterungszusage plädieren.⁶⁸⁵ Tatsächlich wurde die Leitung im Juni 2004 auf dem kasachischen Streckenabschnitt erstmalig über ihrer technisch vorgesehenen Kapazität betrieben, wodurch der Bedarf nach zügiger Umsetzung

⁶⁷⁹ Vgl. Kazakhstan holds 12th Oil and Gas Conference KIOGE-2004, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.10.2004.

⁶⁸⁰ Der Beginn der Förderung auf Kashagan wurde zu dieser Zeit für das Jahr 2007/2008 erwartet.

⁶⁸¹ Allein die Einspeisung von 6,5 Mt Öl in Kropotkin würden dem Konsortium jährliche Mehreinnahmen von etwa 55 Mio. USD bescheren. Vgl. Kazakhstan, Russia want more effective CPC, in: Petroleum Report, 3.3.2004.

⁶⁸² Vgl. Gorst, Isabel: US may help fund study of Russian pipeline that may help US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 11, S. 2, 10.6.2004; Russia: Putin intends to discuss Russian-US energy cooperation at summit, in: World Stream Connection, 23.9.2003; Russian government's irrationality rankles U.S. business, in: Prime-Tass, English-language Business Newswire, 15.7.2004.

⁶⁸³ Vgl. Daly, John C. K.: UPI Energy Watch, in: United Press International, 26.7.2004.

⁶⁸⁴ Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit, London, 31.3.2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3389/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011)

⁶⁸⁵ Vgl. Ebenda; CPC says to increase pipe's capacity to 67 mln tns by 2008, in: Prime-Tass, 7.10.2004.

des Expansionsprojektes deutlich unterstrichen wurde.⁶⁸⁶ Der CPC-Generaldirektor war zuversichtlich, dass die Pipelineerweiterung trotz bereits bestehender Verzögerungen gegenüber dem Zeitplan immer noch vor Ende 2008 abgeschlossen werden könnte. Er sprach in diesem Zusammenhang von einem dreistufigen Vorgehen. Im ersten Schritt sollte es zur Leistungssteigerung bestehender Pumpstationen kommen. Diese könnte bereits Mitte des Jahres 2006 abgeschlossen sein und einen Kapazitätswachstum um 10 Mt/Jahr bringen. Im zweiten Schritt sollten bis Ende des Jahres 2007 fünf neue Pumpstationen gebaut werden, wodurch weitere 10 Mt/Jahr gewonnen würden. Im letzten Schritt, der ein weiteres Jahr beanspruchen würde, sollten weitere fünf Pumpstationen gebaut werden, die die volle Durchleitung von 67 Mt/Jahr erlauben würden (Abbildung 23).⁶⁸⁷

Im Juni 2004 vergab die Konsortialführung den Auftrag für die Ausarbeitung der Front End Engineering and Design Studie (FEED) für das Expansionsprojekt an eine Unternehmensgruppe, bestehend aus Gulf Interstate Engineering (USA), dem kasachischen Öl- und Gasinstitut, Giproostokneft (Russland) und John Brown E&C (Großbritannien). Die Vorlage der Studie mit einem detaillierten technischen Plan für die stufenweise Erweiterung der Pipeline im Einklang mit den Kapazitätsanforderungen der Produzenten sollte im Dezember 2004 erfolgen. Auf ihrer Grundlage sollten CPC-Mitglieder anschließend über einzelne Phasen, konkrete Baumaßnahmen und das Budget entscheiden. Parallel traten Vertreter des Konsortiums und der Ölproduzenten in intensive Gespräche mit dem russischen Minister für Industrie und Energie, V. Christenko, über die genauen Bedingungen der russischen Zustimmung für den Pipelineausbau.⁶⁸⁸

Beim Treffen mit den Konsortialmitgliedern im Juli legte Christenko schließlich sieben Bedingungen vor, von deren Erfüllung er die Zustimmung der russischen Regierung abhängig machte. Hierbei handelte es sich zum Teil um Aspekte, die die geltenden Vertragsbestimmungen auf fundamentale Weise zu verändern versuchten. 1. Reduzierung des Zinssatzes (12,66 Prozent⁶⁸⁹) auf Kredite, die von den Unternehmen für den Bau des Transportsystems zur Verfügung gestellt wurden, bei gleichzeitiger Beibehaltung seiner Höhe bei der Verzinsung des Wertes staatlicher Anlagen; 2. Die von den Produzenten in Aussicht gestellten Ölvolumen, die als Grundlage für die Pipelineerweiterung herangezogen wurden, sollten dem „ship or pay“-Prinzip unterliegen; 3. Forderungen der Unternehmen nach der Berücksichtigung der Instandsetzungskosten für die von Russland und Kasachstan überwiesenen Sachwerte sollten eingestellt werden; 4. Einführung eines sog. „Tarif Review Mechanism“, wonach die Transportkosten zukünftig nicht nur im Einklang mit dem Inflationsausgleichsmechanismus, sondern auch entsprechend der Betriebs- (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) des CPC-Systems regelmäßig angepasst werden konnten, um so eine entsprechende Profitabilität zu garantieren; 5. Abschaffung sog. „management secondees“⁶⁹⁰, die die Mitglieder im CPC-Entscheidungsgremium repräsentieren.

⁶⁸⁶ Die Pipeline beförderte im Juni 1,885 Mt (entspricht 22,6 Mt/Jahr; wobei die technische Kapazität bis Kropotkin bei 21,7 Mt/Jahr lag). Vgl. Caspian Pipeline Consortium: Crude oil shipment volumes from the CPC marine terminal, <http://www.cpc.ru/EN/shippers/Pages/volumes.aspx> (Zugriff 20.7.2011).

⁶⁸⁷ Phase II sollte auch den Bau neuer Speicheranlagen beinhalten und Phase III die Errichtung eines dritten Ladeterminals. Vgl. Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit, London, 31.3.2004.

⁶⁸⁸ Vgl. CPC signs contract for expansion survey, in: Business Report, 15.6.2004.

⁶⁸⁹ Der Zinssatz wurde zur Zeit der Unterzeichnung des CPC-Vertrages von den Unternehmen aufgrund des großen Investitionsrisikos in der Region und insbesondere in Russland verhältnismäßig hoch angesetzt. Die Kredite besaßen keine Sicherheits- bzw. Rückzahlungsgarantien.

⁶⁹⁰ Der Gründungsvertrag legte fest, dass jedes Konsortialmitglied durch jeweils einen Nominanten, dem sog. „management secondee“, im einzigen Entscheidungsgremium des Konsortiums, der Hauptversammlung bzw. „shareholders meeting“ vertreten werden sollte. Wichtige Entscheidungen wurden einstimmig beschlossen, so dass die Struktur verhältnismäßig schwerfällig handelte. Darüber hinaus wurde bei den Stimmrechten nicht der Unterschied in der Größe der Beteiligungen berücksichtigt.

tierten und die Schaffung eines Aufsichtsrates (board of directors) als übergeordneter Entscheidungsinstanz bzw. als Alternative könnte die Anzahl der „management secondees“ proportional zur Anteilsgröße der Mitglieder verteilt werden; 6. Externe Finanzierung des Expansionsprojektes; 7. Gleiche Priorität bei der Schuldentrückzahlung für alle Mitglieder.⁶⁹¹ Die Konsortialmitglieder errichteten daraufhin eine „Task force“, die sich mit den Forderungen auseinandersetzen und eine gemeinsame Position auszuarbeiten versuchen sollte.⁶⁹²

Parallel dazu verliefen weiterhin auch die von kasachischer Seite zuvor initiierten bilateralen kasachisch-russischen Verhandlungen, in deren Rahmen beide Parteien im August 2004 in einigen Punkten eine gemeinsame Position erreichten. Die Regierungen sprachen sich gemeinsam dafür aus, dass es noch vor dem Jahr 2005 zur Reduzierung der Kreditzinsätze von 12,66 auf 9 Prozent kommen und die Rückzahlung der Kredite an alle Gläubiger gleichzeitig erfolgen sollte. Beide bestanden auch darauf, dass jegliche Versuche zur Verringerung des Wertes der von den Staaten überwiesenen Sachwerte beigelegt werden müssten. Darüber hinaus sprachen sie sich auch dafür aus, dass hochrangige Mitarbeiter des Konsortiums zukünftig auf Ausschreibungsbasis angestellt werden sollten und nicht auf der Grundlage von Majoritätsbestimmungen.⁶⁹³ Um die kontinuierliche Profitabilität des Konsortiums zu gewährleisten, wurde auf russische Initiative hin auch die Möglichkeit einer jährlichen Anpassung der Transporttarife, die über das Ausmaß des Inflationsausgleiches hinausgehen würde, besprochen. In diesem Punkt bestand jedoch zwischen den Parteien keine Einigung. Die kasachische Seite lehnte eine deutliche Steigerung der Transporttarife grundsätzlich ab, da der daraus ergehende Vorteil höherer Konsortialeinnahmen geringer wäre als die Kosten der höheren Belastung der Pipelinenutzer. Ähnlich wie die Produzenten sah auch die kasachische Regierung trotz ihrer Beteiligung am Konsortium, die CPC-Pipelinegebühren nicht als Mittel zur Steigerung ihrer Einnahmen aus dem Ölsektor an. Die Leitung sollte primär zur Maximierung des Netback-Wertes der Ölverkäufe und der Gewinne der Unternehmen beitragen, an denen die kasachische Regierung durch Besteuerung oder Dividenden ganz ohne russische Beteiligung partizipieren konnte. *„The Russian Federation, which holds 24 % of CPC's shares, is pushing hard for raising the price of oil transit. On the whole, Kazakhstan is not interested in doing so. On the one hand, this benefits us as a holder of 19 % of CPC's stock; on the other, it does not since we own a 20 % stake in TengizChevroil.“*⁶⁹⁴

Mit der Hoffnung auf eine schnelle Einigung mit der russischen Regierung im Rahmen der eingerichteten „Task force“ und einer anschließenden zügigen Umsetzung des Erweiterungsprojektes trat die CPC-Leitung in der Zwischenzeit auch in Verhandlungen mit einzelnen russischen Regionen bezüglich der Bauarbeiten. Am 9. August wurde hierzu ein Kooperationsabkommen mit der Region Stawropol unterzeichnet. Auf Seiten des Konsortiums rechnete man damit, dass bereits im Jahr 2005 mit dem Bau einer neuen Pumpstation im Wert von 105 Mio. USD im Distrikt Ipatovsky der Region begonnen

⁶⁹¹ Die geltende Regelung sah vor, dass die Rückzahlung der Anlagenwerte an die Staaten, erst nachdem Abschluss der Kreditrückzahlung an die Konzerne erfolgen sollte. Erstere galten als sog. nachrangige Darlehen.

⁶⁹² Vgl. Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit Paris, 2.6.2005, <http://www.cpc.ru/desktopdefault.aspx?alias=press&lang=En-US&tabid=3464> (Zugriff 20.7.2011).

⁶⁹³ Hochrangige CPC-Posten wurden durch Anteilseigentümer auf Majoritätsbasis (neun von elf) besetzt. Vgl. Russia, Kazakhstan agree CPC expansion terms, in: Petroleum Report, 25.8.2004.

⁶⁹⁴ Vladimir Schkolnik, kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: CPC Pipeline Throughput Capacity May Be Stepped Up, in: RIA Novosti, 1.3.2005.

werden könnte.⁶⁹⁵ Im September erfolgte die Unterzeichnung eines ähnlichen Kooperationsabkommens mit der Region Krasnodar, wo ebenfalls eine Pumpstation errichtet werden sollte.⁶⁹⁶

3.5.8 Die Missstände im russischen Verwaltungsapparat in Bezug auf das CPC-Projekt

Im September 2004 kritisierte der russische Premierminister, Michail Fradkov, erneut die wachsende Verschuldung des Konsortiums, das er als „*loss-making structure*“ bezeichnete.⁶⁹⁷ Zugleich äußerte er aber ebenfalls große Unzufriedenheit mit der Arbeit einzelner Ministerien bei der Sicherung der Interessen des Staates in den CPC-Angelegenheiten. Laut internen Regierungsangaben wurde insbesondere bemängelt, dass die Ministerien kaum qualifizierte Spezialisten besaßen, die die im Zusammenhang mit der CPC-Leitung anfallenden Aufgaben kompetent erfüllen könnten. Fradkov hielt fest, dass die Schwierigkeiten bei der Nutzung der russischen Transportquote primär daher rührten, dass weiterhin keine rechtlichen Bestimmungen für die Regelung des Zugangs russischer Produzenten zur CPC-Pipeline bestanden. Entsprechende Dokumente lagen dabei trotz mehrjähriger Vorbereitungsarbeiten und wiederholter Aufforderungen immer noch nicht vor. Das langsame Vorgehen der Behörden verdeutlichte sich exemplarisch daran, dass trotz der für Anfang November anstehenden Inbetriebnahme des Transportsystems von NaftaTrans, das erstmalig die Einspeisung russischen Öls in die CPC-Leitung ermöglichen sollte, auch im Oktober diesbezüglich noch keine Regelungen vorlagen. NaftaTrans sah sich daher gezwungen, sich selbst an das russische Ministerium für Industrie und Energie mit der Bitte um eine möglichst schnelle Ausarbeitung der entsprechenden Richtlinie zu wenden.⁶⁹⁸ Ein weiteres Beispiel für chaotische Zustände im russischen Staatsapparat bot die Vertretung des Landes in CPC-Gremien. Die Verwaltung der russischen Anteile wurde ursprünglich dem Föderalen Vermögensfond übertragen, wobei die Vertretung Russlands in den Konsortialstrukturen auf der Grundlage eines Abkommens zwischen CPC und dem Fond erfolgen sollte. Die daraufhin erlassene Regierungsresolution Nr. 486 vom 25. April 1997 bevollmächtigte diesbezüglich explizit den damaligen stellvertretenden Energieminister, Viktor Ott. Dieser verließ jedoch bereits im Jahr 1998 seinen Posten. Darüber hinaus kam es in der Folgezeit zur Umstrukturierung des Vermögensfonds, wobei die Zuständigkeit für seine Vertretung an wechselnde Regierungsbehörden übertragen wurde. Russland wurde daraufhin in den Konsortialgremien durch Mitarbeiter des Ministeriums für Industrie und Energie repräsentiert. Dies erfolgte aber lediglich auf der Grundlage eines Beschlusses der Staatsanwaltschaft, der dem Ministerium das Recht zusprach, im Konsortium im Namen des bereits nicht mehr bestehenden Vermögensfonds zu handeln. Der Schritt wurde jedoch nicht durch einen entsprechenden Erlass zuständiger Regierungsbehörden begleitet, sodass keine klaren Regelungen hinsichtlich der Auswahlprozeduren und Handlungsbefugnisse der Regierungsvertreter bestanden. Der

⁶⁹⁵ Dieses sah auch vor, dass CPC 70 Mio. Rubel für Wohltätigkeitsaktionen und Sponsoring bereitstellt. Vgl. 105 mln on Stavropol pumping stations, in: Petroleum Report, 11.8.2004; Another 1.4bn dollars to be invested in Kazakh-Russian oil pipeline, in: ITAR-TASS news agency, 10.8.2004.

⁶⁹⁶ Vgl. Zhilyakov, Viktor: Caspian Oil Consortium expands pipeline network in Krasnodar, in: TASS, 8.9.2004.

⁶⁹⁷ Diese Auffassung spiegelte sich auch im russischen medialen Diskurs wider. Kommersant schrieb: „*However, it is not clear to which extent the latter project [CPC] can be considered an achievement and to which a defeat.*“ Vgl. Prospects for independent development of private oil and gas business in Russia (Kommersant-Dengi), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 18.10.2004; Iron Fist: Moscow To Increase Control Over CPC, in: Nefte Compass, 10.3.2005.

⁶⁹⁸ Vgl. Guidelines: Trader Seeks Ground Rules For CPC Access, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

Zustand förderte nicht nur Intransparenz (siehe auch Fn 661), sondern erschwerte auch deutlich die Ausübung staatlicher Interessen im Konsortium.⁶⁹⁹

Vor dem Hintergrund der bestehenden Missstände erteilte Fradkov den Ministerien für Industrie, Wirtschaft, Finanzen und Justiz, der Föderalen Antimonopolbehörde und der Föderalen Agentur zur Verwaltung des Staatseigentums den Auftrag zur Ausarbeitung gesetzlicher Vorschläge, die eine bessere Wahrung staatlicher Interessen im Konsortium gewährleisten würden. Darüber hinaus sollten Analysen der finanziellen und kommerziellen Aktivitäten von CPC, eine Auswertung der Gründungsdokumente und Kreditvereinbarungen sowie eine Bewertung ihrer Kompatibilität mit der russischen Gesetzgebung durchgeführt werden, auf deren Grundlage die russische Regierung in den folgenden Erweiterungsverhandlungen agieren könnte. Die Dokumente und Gesetzesänderungsvorschläge sollten bis zum 15. November vorgelegt werden.⁷⁰⁰ Die Lage bezüglich der Verwaltung der russischen Anteile und der Vertretung des Staates im Konsortium wurde letztendlich jedoch erst im folgenden Jahr geklärt. Am 21. März 2005 wurden Rechte zur Vertretung des Staates vom aufgelösten Föderalen Vermögensfond an das Rosimushevstvo (Föderale Agentur zur Verwaltung des Staatseigentums, bzw. Federal Agency for State Property Management) übertragen.⁷⁰¹

3.5.9 Erste Überlegungen kasachischer Ölproduzenten zu Alternativen zur CPC

Die sich im Verlauf der Erweiterungsverhandlungen auf russischer Seite häufenden Äußerungen bezüglich finanzieller Nachteile des Konsortiums für den russischen Staat wurden von der CPC-Führung und den Unternehmensvertretern mit Verwunderung entgegengenommen. Der Zentralhaushalt und die einzelnen Regionen erhielten seit der Inbetriebnahme der Pipeline im Oktober 2001 Einnahmen in einer Höhe von 475 Mio. USD (Stand September 2004).⁷⁰² 85 Prozent der Ausgaben des Konsortiums in Russland wurden an private oder öffentliche russische Auftragnehmer getätigt, wodurch diese jährliche Einnahmen von etwa 90 Mio. USD verbuchen konnten. Zusätzlich dazu schaffte allein der Pipelinebetrieb direkt etwa 1.500 Arbeitsstellen.⁷⁰³ Darüber hinaus war die russische Regierung maßgeblich für einen großen Teil der Einnahmeausfälle des Konsortiums verantwortlich und stellte daher auch einen der Verursacher der wachsenden Verschuldung dar.⁷⁰⁴ „Some of those who have been most disappointed in CPC's volumes have also been those that have not contributed their own expected levels of volumes of oil.“⁷⁰⁵ In Bezug auf die russischen Forderungen nach einer Tarifierhöhung verwies der Generaldirektor des Konsortiums darauf, dass die Pipeline bei voller Auslastung (67 Mt)

⁶⁹⁹ Zu dieser Zeit (2004) wurde Russland im CPC-Aufsichtsrat vom stellvertretenden Leiter der Föderalen Energieagentur, Oleg Gordejev, repräsentiert. Vgl. Iron Fist: Moscow To Increase Control Over CPC, in: Nefte Compass, 10.3.2005; Property Agency To Represent Russia in CPC, in: Petroleum Report, 1.12.2004.

⁷⁰⁰ Am 22. November sah sich die russische Regierung jedoch gezwungen, das Ministerium für Industrie und Energie daran zu „erinnern“, dass es die Frist (15. November) für die Ausarbeitung von Vorschlägen verpasst hatte. Zwar reichte das Ministerium noch im Oktober gewisse Unterlagen ein, jedoch wurden diese zur Überarbeitung zurückgegeben, da sie in vielen Bereichen unvollständig waren. Die neue Frist wurde daraufhin auf Mitte Dezember verschoben. Vgl. ebenda; Russia may change laws on CPC, in: Petroleum Report, 6.10.2004.

⁷⁰¹ Vgl. Govt. Confirms Transfer To Rosimushevstvo of CPC Interests, in: Business Report, 21.3.2005.

⁷⁰² Vgl. Prutkovskaya, Natalia: The benefits of the Russian Federation in taxes, fees and contributions from CPC have amounted to \$475 million, in: CPC Press Release, 10.9.2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3446/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 22.7.2011); CPC has shipped over 40 mln tones of oil, in: News Bulletin, 10.9.2004.

⁷⁰³ Vgl. Kazakhstan holds 12th Oil and Gas Conference KIOGE-2004, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.10.2004.

⁷⁰⁴ Vgl. CPC losses growing due to loan interest, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 16.8.2006.

⁷⁰⁵ Ian McDonald, CPC-Generaldirektor, zit. in: Ritchie, Michael: Caspian Pipeline Set to Advance With Expansion, After Delays, in: International Oil Daily, 8.10.2004.

auch bei unveränderter Gebührenstruktur ihre jährlichen Einnahmen auf 1,5 Mrd. USD verdreifachen könnte, was problemlos die Rückzahlung der Kredite und Schulden ermöglichen und zusätzlich attraktive Dividenden sichern würde.⁷⁰⁶ Erneut wurde von ihm auch auf die aus russischer Sicht enorm wichtige strategische Komponente der CPC-Pipeline hingewiesen, die in der Maximierung des Öltransportes über russisches Territorium bestand, wobei diese maßgeblich von ihrer Wettbewerbsfähigkeit abhängig war. „*The challenge for CPC’s Shareholders is to make sure that they do not lose their existing competitive edge and force regional oil producers to look elsewhere for their export routes.*“⁷⁰⁷ Vor diesem Hintergrund warb er für die möglichst schnelle Umsetzung der Ausbaupläne, die trotz bestehender Verzögerungen immer noch bis Ende 2008 abgeschlossen werden konnten.⁷⁰⁸ Bekräftigt wurde diese Forderung damit, dass das CPC-System seit Juni kontinuierlich über seiner technisch vorgesehenen Kapazität betrieben wurde.⁷⁰⁹ Dass es sich bei den Äußerungen bezüglich eines anstehenden Konkurrenzverhältnisses zu anderen Routen keinesfalls nur um leere Drohungen handelte, bestätigten zunehmend konkreter werdende Pläne einiger kasachischer Produzenten zur Nutzung alternativer Exportkanäle. Exemplarisch war vor allem das TCO JV, das sich mitten in den Arbeiten zur Produktionsausweitung des Tengiz-Feldes befand und somit dringend am Ausbau der CPC-Leitung interessiert war.⁷¹⁰ Das Agieren des Produzenten war insbesondere deswegen von großer Bedeutung, weil er einen beträchtlichen Teil der geplanten Zusatzkapazität auslasten sollte. Zwar blieb die Erweiterung des CPC-Systems für TCO weiterhin die eindeutig bevorzugte Option⁷¹¹, jedoch musste das JV aufgrund der sich zu diesem Zeitpunkt gegenüber den ursprünglichen Zeitplänen bereits auf etwa ein Jahr summierten Verzögerungen, damit rechnen, zukünftig über einen Zeitraum von mindestens 18 Monaten etwa 240.000 b/d (12 Mt/Jahr) über alternative Routen exportieren zu müssen.⁷¹² Neben der Aktivierung schon früher genutzter Eisenbahnexporte über die Ukraine bzw. das Baltikum⁷¹³ sowie der transkaukasischen Route, eröffneten sich dem Produzenten jedoch durchaus auch neue Optionen, die potenziell nicht nur als Überbrückung bis zum Abschluss der CPC-Erweiterung genutzt werden müssten. Hierzu gehörte insbesondere die bereits im Bau befindliche Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline (BTC). Chevron untersuchte zusammen mit anderen kasachischen Ölproduzenten schon seit 2002 Möglichkeiten zur Verbesserung transkaspischer Exportbedingungen, um u. a. attraktivere Möglichkeiten zur anschließenden Nutzung dieser Route zu schaffen (Kapitel 4.8). Trotz weit verbreiteter Skepsis über die Wirtschaftlichkeit,

⁷⁰⁶ Vgl. ebenda; CPC says to increase pipe’s capacity to 67 mln tns by 2008, in: Prime-Tass, 7.10.2004; Ritchie, Michael: Caspian Pipeline Set to Advance With Expansion, After Delays, in: International Oil Daily, 8.10.2004.

⁷⁰⁷ Remarks by Ian MacDonald, KIOGE, Almaty October 2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3456/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

⁷⁰⁸ Vgl. ebenda; Moscow-backed Kazakh pipeline to reach full capacity ahead of schedule, in: Agence France Presse, 7.10.2004.

⁷⁰⁹ Angaben zur Auslastung sind zugänglich unter: CPC: Crude oil shipment volumes from the CPC marine terminal, <http://www.cpc.ru/EN/shippers/Pages/volumes.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

⁷¹⁰ TCO rechnete nach dem Abschluss der Ausbauarbeiten (geplant im 3. Quartal 2006) mit einem raschen Produktionsanstieg auf 24-25 Mt/Jahr. Allein dieses Volumen könnte die bestehende Exportkapazität der CPC-Pipeline aus Kasachstan vollständig auslasten.

⁷¹¹ Dies bestätigte der Managing Direktor von ChevronTexaco Eurasia, Guy Hollingsworth, auch in einem schriftlichen Kommentar. „*ChevronTexaco is committed to the CPC Pipeline as our export route of first choice - expanding the CPC Pipeline to its full potential capacity for exporting TCO production is a key objective of ChevronTexaco.*“ Zit. in: ChevronTexaco says it will stick with Moscow-backed oil pipeline, in: AFX, 24.1.2005.

⁷¹² Vgl. Ritchie, Michael: Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

⁷¹³ TCO plante den Einsatz von etwa 11.500 Tankwagons. Vgl. Kazakhstan: Caspian Pipeline Set To Advance With Expansion, in: Nefte Compass, 14.10.2004.

wurden auch Lieferungen eines Teiles des geförderten Öls nach China über die ebenfalls im Bau befindliche Atasu-Alashankou-Pipeline bedacht.⁷¹⁴ „*We are considering the use of the Chinese pipeline in the future, and we hope we can find other ways to transport our oil to the world market.*“⁷¹⁵

Obwohl Analytiker die Äußerungen von TCO hauptsächlich als Teil der Verhandlungstaktik betrachteten, um eine schnellere Lösung der CPC-Erweiterung herbeizuführen, zeigten sich auch andere in Kasachstan tätige Unternehmen besorgt über das Exportpotenzial der bestehenden Infrastruktur und suchten verstärkt nach Transportlösungen. Lange Realisierungszeiten von Infrastrukturvorhaben in der Region, die meist zwischen sieben und neun Jahren in Anspruch nahmen, führten bei Planern vieler Upstream-Projekte zu großen Unsicherheiten und zwangen sie früh, Alternativen zu entwickeln. Eine besondere Stellung kam hierbei dem Kashagan-Projekt zu, das eine dominante Stellung in der zukünftigen kasachischen Ölproduktion einnehmen sollte. Ursprünglich wurde angedacht, dass der Export der Produktion aus der ersten Phase des Feldes (22,5 Mt/Jahr; 450.000 b/d), die etwa im Jahr 2008 in Betrieb genommen werden sollte, über bestehende Transportmöglichkeiten (Atyrau-Samara-Pipeline, erweiterte CPC-Leitung, Exporte vom Hafen Aktau in Richtung BTC) erfolgen sollte. Erst die weitere Produktionssteigerung auf 1,2 mb/d (60 Mt/Jahr), die nach den bestehenden Plänen etwa im Zeitraum 2011-2012 eingeleitet werden sollte, benötigte die Entwicklung zusätzlicher Exportkanäle. Die transkaspische Route mit Anschluss an die BTC-Leitung wurde von den Kashagan-Partnern dabei aufgrund ihrer Beteiligungen an der Pipeline sowohl für die Anfangs- als auch für die Hauptproduktionsphase ins Auge gefasst⁷¹⁶ und die Unternehmen verhandelten bereits seit etwa einem Jahr gemeinsam mit kasachischen und aserbaidzhanischen Vertretern über die Entwicklung eines entsprechenden Transportsystems. Die Aussicht, dass ein Teil der Kashagan-Produktion seinen Weg auf den Weltmarkt vorbei an Russland finden würde, lag somit auf der Hand. Eine endgültige Entscheidung über die zukünftige Hauptexportroute lag jedoch zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor, wobei die Produzenten mit Rücksicht auf die Verringerung der Transportrisiken durchaus zu Gunsten der Möglichkeit der gleichzeitigen Nutzung mehrerer Exportkanäle inklinierten. In diesem Zusammenhang wurden insgesamt vier Optionen untersucht, von denen zwei eine Streckenführung über Russland vorsahen.⁷¹⁷ Die zukünftige Bereitschaft zur Zusammenarbeit mit dem Land beim Transport der Produktion bzw. beim Bau der benötigten neuen Hauptexportroute war dabei verständlicherweise auch von der wahrgenommenen Kooperationsbereitschaft Moskaus in anderen Projekten (wie z. B. CPC) abhängig. Darüber hinaus würden weitere Verzögerungen bei der CPC-Erweiterung auch die Pläne für den Export der anfänglichen Kashagan-Produktion in Frage stellen und das Konsortium somit bereits früh zur Entwicklung alternativer Routen zwingen, die sich folglich durchaus zu dauerhaften Lösungen etablieren könnten. Auch das Karachaganak-Konsortium suchte im Rahmen der lau-

⁷¹⁴ Der offizielle Baubeginn der Atasu-Alashankou-Pipeline war der 28. September 2004. Die Inbetriebnahme sollte Mitte 2006 erfolgen. Analysen stellten jedoch fest, dass der Eisenbahntransport von Tengiz nach Atasu, von wo das Öl über die neue Pipeline nach China befördert werden sollte, nicht kosteneffektiv war. Vgl. Neff, Andrew: ChevronTexaco Interested in Alternative Export Routes for Kazakh Oil, in: Nefte Compass, 15.10.2004

⁷¹⁵ Alexander Kornelius, TCO-Generaldirektor, zit. in: TengizChevroil mulling use of various oil export routes, in: News Bulletin, 24.8.2004; TengizChevroil to boost investment 46%, in: Business Report, 25.8.2004.

⁷¹⁶ ENI, Total, ConocoPhillips und Inpex hielten Beteiligungen an der BTC-Pipeline, ExxonMobil und Shell nicht.

⁷¹⁷ Hierzu gehörte eine Pipeline, die parallel zur Atyrau-Samara-Leitung verlaufen und weiter entlang des Baltischen Pipelinesystems von Transneft führen sollte. Eine weitere Möglichkeit bestand im Bau einer Pipeline parallel zur CPC. Darüber hinaus wurden eine transkaspische Exportoption verbunden mit einer Erweiterung der BTC bzw. dem Bau einer neuen Pipeline über den Kaukasus sowie die Nutzung der Route nach China untersucht. Diese Entwicklungen werden im Kapitel IV analysiert. Vgl. Ritchie, Michael: Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

fenden Produktionserweiterung verstärkt nach zusätzlichen Exportoptionen. Aus russischer Sicht handelte es sich hierbei jedoch um keine direkte Herausforderung in Form einer Diversifizierung zur Verringerung der Abhängigkeit von russischen Routen, da das Konsortium primär die Möglichkeit zum Export eines Teils des geförderten Kondensats über die Atyrau-Samara-Pipeline und weiter über das Transneft-System in Betracht zog.⁷¹⁸ Die zusätzliche Auslastung bestehender Transportkanäle könnte jedoch andere Produzenten dazu zwingen, nicht im Interesse Moskaus liegende Alternativen in Anspruch zu nehmen.

Die Erweiterung der CPC-Pipeline blieb zwar für die Produzenten grundsätzlich weiterhin die attraktivste Möglichkeit zur Steigerung der Exportkapazität aus Kasachstan, sie stellte jedoch keinesfalls die einzige Alternative dar. Die zunehmenden Fortschritte bei der Entwicklung anderer Routen machten deutlich, dass die Dominanz Russlands im Öltransport aus dem kaspischen Raum bzw. Kasachstan im Falle eines weiterhin unkooperativen Verhaltens künftig untergraben werden könnte. Die kasachische Seite führte dabei bereits seit 2002 Gespräche mit Aserbaidschan über mögliche Optionen der Einspeisung kasachischen Öls in die BTC-Pipeline. Diese fanden zwar zuerst nur unregelmäßig und ohne nennenswerte Fortschritte statt, jedoch intensivierte Astana im Zuge der zunehmenden Schwierigkeiten bei der Umsetzung der CPC-Erweiterung im Verlauf der letzten Monate auch seine Bemühungen in dieser Richtung (siehe Kapitel 4.10).

3.5.10 Aufnahme russischer Ölexporte über die CPC-Leitung

Trotz Schwierigkeiten in den Verhandlungen über die CPC-Erweiterung konnten zur selben Zeit auch positive Entwicklungen verzeichnet werden. Aus Sicht der Konsortialführung wurde ein wichtiges Etappenziel im November 2004 erreicht, als nach der Fertigstellung des Eisenbahnverladeterminals von NaftaTrans erstmals die Einspeisung russischen Öls in das CPC-System aufgenommen werden konnte. Die damit einhergehenden Umstände verdeutlichten jedoch erneut die Probleme im russischen Verwaltungswesen. Der Terminal Kavkazskaya (Kapazität von 6,5 Mt/Jahr bzw. 130.000 b/d) in der Nähe der Pumpstation Kropotkin wurde von NaftaTrans am 29. Oktober offiziell fertiggestellt. Zu diesem Zeitpunkt existierten jedoch auf russischer Seite weiterhin keine Bestimmungen, die den Zugang zum CPC-System regeln würde. Erst am 31. Oktober wurde von der Regierung eine Verordnung erlassen, die dem Unternehmen und seinen Tochtergesellschaften Rechte zur Nutzung der Anlagen für die Öleinspeisung in das CPC-System erteilte. Hierbei handelte es sich lediglich um eine individuelle Regelung für NaftaTrans, nicht jedoch um die vom russischen Premierminister längst geforderte generelle Bestimmung über die Rahmenbedingungen, unter denen der Zugang russischer Unternehmen zur CPC-Leitung erfolgen sollte.⁷¹⁹ NaftaTrans wurde durch den Erlass autorisiert, die Transportquote der Russischen Föderation (960.000 t/Jahr) zu verwalten, und mittels seines Transportsystems auch als „Interkonnektor“ für die russischen CPC-Mitglieder Rosneft und Lukoil aufzutreten.⁷²⁰ Bei den Tätigkeiten sollte es zudem von Transneft unterstützt werden.⁷²¹

Die Konzipierung des Transportsystems von NaftaTrans demonstrierte die Irrationalität des russischen Vorgehens bei der Inanspruchnahme der CPC-Leitung. Die bestehende russische Exportquo-

⁷¹⁸ Die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Pipeline ermöglichte auch die Einspeisung in die Atyrau-Samara-Pipeline. Vgl. Karachaganak Consortium Eyes Gas Condensate Shipment Via Transneft, in: Business Report, 19.10.2004.

⁷¹⁹ Vgl. CPC: Russia Presses For Pipeline Changes, in: Nefte Compass, 24.11.2004; Russia presses to change CPC rules, in: Nefte Compass, 26.11.2004.

⁷²⁰ Vgl. Caspian Pipeline Consortium started transportation of Russian oil (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 12.11.2004; CPC starts to transport Russian oil, in: Business Report, 9.11.2004.

⁷²¹ Vgl. CPC to ship Russian Crude, in: International Oil Daily, 13.9.2004; Guidelines: Trader Seeks Ground Rules For CPC Access, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

tenregelung gegenüber seinen eigenen Ölonternehmen verhinderte den Bau eines Pipelineinterkonnektors durch Transneft, da die Produzenten die hierzu benötigten Durchleitungsgarantien verweigerten. Dies war darauf zurückzuführen, dass jede Einspeisung in die CPC-Pipeline nur auf Kosten der Transneft-Quote des potenziellen russischen CPC-Nutzers erfolgen konnte, was wegen den vergleichsweise höheren Transportkosten und Ausgleichzahlungen an die Quality-Bank automatisch zur Verschlechterung seiner Netback-Lage im Vergleich zur Inanspruchnahme des Transneft-Systems führen würde. Gleichzeitig würden aufgrund der Aufteilung der frei gewordenen Kapazitäten im Transneft-System für alle weiteren Produzenten Trittbrettfahrvorteile gegenüber dem CPC-Nutzer entstehen. Wichtig in diesem Zusammenhang war, dass sich Transneft und die russische Regierung trotz wiederholter Vorstöße seitens einzelner Produzenten vehement dem Bau privater Exportpipelines bzw. Anschlussleitungen an das CPC-System widersetzen.⁷²² Argumentiert wurde damit, dass diese Pipelines aufgrund ihres exklusiven Charakters den geltenden russischen Bestimmungen des „gleichen Zugangs“ zur Exportinfrastruktur widersprächen und somit ihren Erbauern einseitige Vorteile verschaffen würden. Der Grund für die Ablehnung war jedoch eher politischer Natur. Die monopolistische Kontrolle der Pipelineinfrastruktur durch Transneft war für die russische Regierung ein entscheidendes Instrument zur Regulierung und Gestaltung des Binnenölmarktes sowie der Einflussnahme auf die weitgehend privatisierte Ölindustrie, die die wichtigste Einnahmequelle des Staates darstellte.⁷²³ Die Liberalisierung des Pipelinetransportes sowie die Zulassung unabhängiger Exportleitungen würden somit ihre Einflussmöglichkeiten verringern, wobei der Bau von Anschlusspipelines an die CPC als möglicher Präzedenzfall gelten konnte. Die Kombination starrer Exportquotenregelungen mit der ablehnenden Haltung gegenüber privaten Leitungen war somit der entscheidenden Grund für die lange Zeit ausstehende Nutzung der russischen CPC-Quote. Dies führte zur deutlichen Unterauslastung der CPC-Leitung auf dem russischen Streckenabschnitt und bewirkte deren mangelnde Profitabilität, woraus eine wachsende Verschuldung und damit fehlende Dividenden und Steuerzahlungen des Konsortiums an den russischen Staat folgten. Der von NaftaTrans geschaffene Anschluss an die CPC erfolge jedoch auf der Basis von Eisenbahnlieferungen. Diese unterlagen weder der Exportquotenregelung der russischen Regierung noch der „equal access“-Bestimmung, die ausschließlich auf die Pipelineinfrastruktur Anwendung fanden. Die Nutzer des von NaftaTrans betriebenen Systems konnten somit ihr Öl in die CPC-Leitung einspeisen, ohne dass ihre Transneft-Quote betroffen wäre.⁷²⁴ Der daraus resultierende Schaden für die russische Ölindustrie bestand darin, dass

⁷²² Dies zeigt z. B. die fehlgeschlagene Initiative von Lukoil zum Bau einer privaten Pipeline von seinem Werk in Wolgograd zur CPC-Pumpstation Astrachan. Die Machbarkeitsstudie wurde im Dezember 2003 abgeschlossen. Die Verbindung sollte eine bestehende Pipeline des Transneft-Systems verlängern und eine Kapazität von 3 Mt/Jahr besitzen (Kosten 100 Mio. USD). Lukoil versprach sich davon die Reduktion eines Teiles der Eisenbahnxporte und die Halbierung der damit verbundenen Transportkosten. Das Unternehmen benötigte jedoch neben der Zustimmung des Konsortiums auch die von Transneft und der Regierung. Lukoil wollte die Verbindung ursprünglich bis 2005 fertigstellen und erhielt bereits entsprechende technische Unterlagen vom CPC. Die Regierung verhinderte jedoch das Projekt mit der Begründung: „*If Lukoil invests money in a new pipeline it will want to use it exclusively. However, no one has cancelled the principle of fairness of access to pipelines yet, and the government will not violate it.*“ Vgl. Lukoil intends to build a private export oil pipeline (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.6.2004; CPC Expects Pipeline Capacity to Hit 67 mIn TPY by 2008, in: Petroleum Report, 30.6.2004.

⁷²³ Dies wurde auch von russischen Industrievertretern geäußert: „*Transneft is an instrument of the government's control over the industry...*“ Leonid Fedun, stellvertretender Generaldirektor von Lukoil, zit. in: Pressured, Transneft Pitches New Pipeline, in: The Moscow Times, No. 2096, 21.4.2004.

⁷²⁴ Vgl. Rohlf, Doug/Knapp, David: Russia Q3 Export Cuts Scent Flagging Supply Growth, in: Energy Intelligence Briefing, 17.6.2005.

der Transport per Tankwagon teurer war als per Pipeline. Gleichzeitig wurden somit Anreize zur Bereicherung von NaftaTrans geschaffen, das nach eigenem Ermessen über die russische Quote verfügte. Analytiker verwiesen in diesem Zusammenhang auch auf die Möglichkeit, dass NaftaTrans einfach günstiges Öl auf dem russischen Binnenmarkt erwerben könnte, um dieses zum Weltmarktpreis zu verkaufen.⁷²⁵ Wegen enger Verbindungen des Unternehmens zu einflussreichen politischen Eliten war seine Funktion als Instrument zur Selbstbereicherung durchaus gegeben.

Trotz dieser Probleme und notwendiger Ausgleichszahlungen an die Quality Bank zeigten russische Unternehmen gleich nach der Inbetriebnahme des NaftaTrans-Systems großes Interesse an der Nutzung der CPC-Pipeline.⁷²⁶ Surgutneftegaz war das erste Unternehmen, das im November Öllieferungen von 125.000 t im Rahmen der russischen Regierungsquote durchführte. Noch im selben Monat speiste auch Lukoil 45.000 t ein, wobei die Exporte ab Dezember monatlich 100.000 t betragen sollten.⁷²⁷ Auch Yuganskneftegaz und Sibneft begannen bereits im November mit der Nutzung der Pipeline. NaftaTrans konnte somit im November 72.000 b/d und im Dezember bereits 95.000 b/d befördern.⁷²⁸ Rosneft plante für das Jahr 2005 den Transport von 2 Mt (40.000 b/d) über die Verbindung.⁷²⁹

3.5.11 Erste Kompromissvorschläge der Produzenten stoßen auf Moskaus Ablehnung

Die von Russland im Juli 2004 vorgelegten Bedingungen für seine Zustimmung zur CPC-Erweiterung machten deutlich, dass das Land als größter Anteilseigentümer neben finanziellen Zugeständnissen auch einen erheblich größeren Einfluss in der Managementstruktur des Konsortiums verlangte. Analytiker sprachen vor diesem Hintergrund offen davon, dass Moskau nach Dominanz und Kontrolle im Rahmen eines Infrastrukturprojektes strebt, das für die kasachische wirtschaftliche und daher auch politische Unabhängigkeit von entscheidender Bedeutung war. Alles deutete auf eine klare geoökonomische Motivation des russischen Vorgehens hin, wobei ähnliche Muster auch im Zusammenhang mit Gasexporten aus Karachaganak, russischen Forderungen nach Beteiligungen an kasachischen Vorkommen im kaspischen Offshore-Gebiet oder bei der Übernahme der Kontrolle des kasachischen Kraftwerks Ekibastuz durch den russischen Energieproduzenten United Energy Systems zu beobachten waren. Der Energiesektor wurde nach Putins Amtsübernahme in der Tat zum elementaren Bestandteil der durch die steigenden Rohstoffpreise beflügelten neuen russischen Großmachtstrategie,

⁷²⁵ Vgl. Not all participants of Caspian Pipeline Consortium will receive access to the pipeline (rusenergy.com), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.9.2004.

⁷²⁶ Die Ausgleichszahlungen an die Quality Bank orientierten sich am aktuellen Weltmarktpreis der Ölsorten. Für die Einspeisung von Urals musste z. B. im Mai 2005 eine Zahlung von etwa 21 USD/t (2,86 USD/b) getätigt werden. Auch beim Transport hochwertigerer Ölsorten wie Siberian Light, mussten Zahlungen an die Quality Bank erfolgen. Jedoch wurden diese zum Teil durch das größere Volumen der entnommenen Ölmenge in Norwosijsk kompensiert. (Der Effekt wird als „volumetric uplift“ bezeichnet und entsteht dadurch, dass die CPC-Blend leichter ist als Siberian light. Da der Transport in Gewichtseinheiten berechnet wird und die Tankerbeladung in Barrel, entstehen für Produzenten mit schwereren Ölsorten Vorteile.) Vgl. Slavneft Carve-Up Deal Finally Agreed, in: International Oil Daily, 22.6.2005.

⁷²⁷ Vgl. Lukoil begins sending Russian oil to CPC, in: News Bulletin, 18.11.2004.

⁷²⁸ Vgl. Surgutneftegas pumps 125,000 tonnes of oil via CPC pipeline, in: Business Report, 26.11.2004; CPC oil transport up 5% in November, in: Petroleum Report, 22.12.2004; Sharushkina, Nelli: Putin Refuses to Discuss CPC Expansion During Kazakh Trip, in: International Oil Daily, 13.1.2005.

⁷²⁹ Vgl. Chechen Oil to Be Pumped via the Caspian Pipeline Consortium System, in: Economic Press Review, 17.9.2004; Oil from Chechnya to be transported via the Caspian Pipeline Consortium System (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.9.2004; Rosneft-Shell venture to pump Russian oil through CPC, in: Business Report, 16.9.2004; Russia to Use Caspian Pipeline Consortium System (Izvestiya), in: Economic Press Review, 13.9.2004.

wobei die Öl- und Gasindustrie von Moskau zur Arena politischer Einflussnahme erhoben wurde und insbesondere in den machtpolitischen Projektionen Russlands in seiner Nachbarschaft eine entscheidende Rolle spielte. Dies wurde durch innenpolitische Komponenten ergänzt, sodass man innerhalb des Landes zunehmende Tendenzen zur Stärkung des staatlichen Einflusses auf die eigene Energiebranche beobachten konnte. Dies zehnete sich zum Teil auch im Rahmen der CPC-Verhandlungen ab, in denen Moskau versuchte, Lukoil und Rosneft in die Formulierung einer gemeinsamen russischen Position gegenüber anderen Konsortialmitgliedern einzubinden.⁷³⁰ Die russischen Unternehmen hatten dabei ähnlich wie auch die westlichen Konzerne erhebliche Vorbehalte gegenüber einigen Forderungen ihrer Regierung. Dies betraf insbesondere den Vorschlag zur Veränderung der bestehenden Struktur der Entscheidungsgremien und einer stärkeren Beteiligung staatlicher Vertreter in Schlüsselpositionen der Konsortialverwaltung. Nicht nur westliche Unternehmen, sondern auch der Präsident von Lukoil sprachen sich ausdrücklich gegen diese aus ihrer Sicht politisch motivierte Forderung aus. Die Produzenten zeigten sich jedoch bereit, Zugeständnisse in Fragen der Tarife und Zinssätze zu machen.⁷³¹

Beim Besuch seines russischen Amtskollegen im Januar 2005 bemängelte Nasarbajew den langsamen Fortschritt bei der Umsetzung der CPC-Ausbaupläne. Der Präsident bemühte sich durch eine Initiative auf höchster Ebene die Verhandlungen anzustoßen. Putin weigerte sich jedoch, Fragen bezüglich des Projektes zu besprechen und schlug vor, die Angelegenheit während eines separaten Treffens zu behandeln.⁷³² Als kurzfristige Lösung für die sich verschärfenden kasachischen Exportengpässe wurde die Erhöhung der Einspeisung in die Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline vorgeschlagen (von etwa 3 Mt auf 5 Mt/Jahr), die im Zuge der Inbetriebnahme der BTC-Leitung möglich sein sollte. Aufgrund des geringen Umfangs konnte dies jedoch für die kasachische Regierung und die im Land tätigen Produzenten kaum eine befriedigende Lösung darstellen.⁷³³

Am 1. März kam es in Astana zu erneuten Verhandlungen der CPC-Mitglieder über die Expansionspläne. Auf Initiative von Nasarbajew fanden parallel dazu auch separate bilaterale Verhandlungen zwischen dem russischen Minister für Industrie und Energie (V. Christenko) und dem kasachischen Minister für Energie und Rohstoffe (V. Schkolnik) statt, in denen Russland zu kooperativerem Vorgehen bewegt werden sollte. Festgehalten in diplomatischer Sprache konnten beide Parteien jedoch nur ein gegenseitiges Einverständnis über den bestehenden Bedarf der CPC-Erweiterung erreichen. Schkolnik versuchte dies vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich geäußerten russischen Bedenken bezüglich der Gefahr einer mangelnden Auslastung der Pipeline bereits als großen Erfolg zu verkünden, aber es handelte sich letztendlich lediglich um die Bestätigung der bereits im September 2003 erreichten Übereinkunft aller CPC-Teilnehmer.⁷³⁴ Viel wichtiger erschienen zu diesem Zeitpunkt je-

⁷³⁰ Die Yukos-Affäre gilt als bekanntestes Beispiel für das staatliche Streben nach mehr Kontrolle im Ölsektor. Daneben kann z. B. auch der Entzug der Sachalin-3-Lizenzen (erworben im Jahr 1993) genannt werden, wovon im Januar 2004 ExxonMobil und ChevronTexaco betroffen waren. Vgl. Neff, Andrew: Russia-Kazakhstan – Energy Ties That Bind, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 14.1.2005; Russian government's irrationality rankles U.S. business, in: Prime-Tass, 15.7.2004; CPC: Russia Presses For Pipeline Changes, in: Nefte Compass, 24.11.2004; Sharushkina, Nelli: Putin Refuses to Discuss CPC Expansion During Kazakh Trip, in: International Oil Daily, 13.1.2005.

⁷³¹ Vgl. CPC shareholders, Russian Minister to discuss CPC efficiency, in: Prime-Tass, 24.6.2004; Russia presses to change CPC rules, in: Nefte Compass, 26.11.2004.

⁷³² Vgl. Nazarbayev, Putin discuss energy cooperation, in: News Bulletin, 12.1.2005.

⁷³³ Vgl. Russia, in: Petroleum Intelligence Weekly, 17.1.2005.

⁷³⁴ Vgl. Caspian oil pipeline expansion planned – Kazakh minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 1.3.2005.

doch die Ergebnisse der großen Verhandlungsrunde. Hier wurden von den Unternehmen einige Zugeständnisse und Kompromisslösungen bezüglich der russischen Erweiterungsbedingungen vorgelegt und in der Form eines Memorandumentwurfes festgehalten. Die Ölproduzenten stimmten zu, dass die Ausweitung der Pipeline auf der Grundlage des „ship or pay“-Prinzips erfolgen sollte, wobei sich diese Verpflichtung nur auf die Transportquoten für die Erweiterungsphase beziehen und nach Rückzahlung der mit der ersten Pipelinestufe entstandenen Schulden auslaufen sollte. Die Unternehmen schlugen auch vor, den Zinssatz auf die von ihnen erteilten Kredite auf 10,5 Prozent zu verringern. Dieser sollte nach Verabschiedung des Expansionsprojektes Anwendung finden. Ab diesem Augenblick sollte es auch zu einer einmaligen Tarifierhöhung um 2,5 USD/t kommen, die jedoch nur bis zur Rückzahlung der Kredite bestehen sollte. Darüber hinaus verzichteten alle Parteien auf Forderungen bezüglich der Neubewertung der russischen und kasachischen Anlagenwerte.⁷³⁵

Einige Problemfelder blieben jedoch weiterhin ungelöst. Fragen der Finanzierung des Ausbauprojektes wurden von den Parteien grundsätzlich offen gelassen und mussten daher noch in weiteren Verhandlungen geklärt werden.⁷³⁶ Keine Einigung wurde auch bezüglich der russischen Forderung nach der Veränderung der Managementstruktur erreicht. Russland bevorzugte die Schaffung eines Aufsichtsrates, in dem die Sitzverteilung proportional erfolgen würde und in dem es somit als größter Anteilseigentümer eine führende Rolle übernehmen könnte. In diesem Zusammenhang sollte es auch zur Änderung der Entscheidungsprozeduren kommen, wobei sich Moskau gegen die bestehende Regelung aussprach, wonach wichtige Beschlüsse einstimmig getroffen werden mussten.⁷³⁷ Die privaten Unternehmen lehnten diese Forderung ab, da sie den Verlust der Betriebskontrolle befürchteten.⁷³⁸ Grundsätzlich zeigten sich die Produzenten jedoch sehr zuversichtlich über den weiteren Verlauf der Verhandlungen und sprachen davon, dass das endgültige Memorandum, in dem alle noch ausstehende Fragen bezüglich der Bedingungen der Projekterweiterung festgehalten würden, bereits beim Treffen der CPC-Mitglieder im April in Moskau unterzeichnet werden könnte.⁷³⁹ Der kasachische Energieminister verkündete vor diesem Hintergrund euphorisch, dass die Ausbauarbeiten bereits im dritten Quartal 2005 beginnen könnten.⁷⁴⁰ Die russische Regierung dämpfte jedoch nach dem Treffen die Erwartungshaltung und deutete an, dass sie auf keine Teilzugeständnisse der Unternehmen eingehen würde. „*We have expressed our position and if CPC's shareholders do not agree to it, there will be no expansion.*“⁷⁴¹ Vor diesem Hintergrund stellten die Ergebnisse des Treffens aus russischer Sicht kaum einen wirklichen Durchbruch dar, sondern lediglich einen ersten Vorschlag der Produzenten. Diese erhofften sich wiederum ein Entgegenkommen der russischen Seite.⁷⁴²

⁷³⁵ Vgl. Kazakh minister says CPC participants agree on pipeline expansion, in: Petroleum Report, 2.3.2005.

⁷³⁶ Die im Memorandumentwurf gewählte Formulierung ließ im Prinzip alle Möglichkeiten offen. „*Financing for the expansion project means optimum use of external financing, secured by the net cash flows of the CPC, including qualified, competitive local sources, if this is profitable for the CPC, and part of any external loan for the expansion project may be used to pay off existing shareholders' debts.*“ Vgl. Kazakh minister says CPC participants agree on pipeline expansion, in: Petroleum Report, 2.3.2005.

⁷³⁷ Vgl. CPC Looks for Compromise, in: International Oil Daily, 10.2.2005.

⁷³⁸ Die Befürchtungen der Unternehmen richteten sich hierbei nicht explizit gegen Russland, sondern allgemein gegen den Verlust der Kontrolle an staatliche Mitglieder.

⁷³⁹ Vgl. Caspian oil pipeline expansion planned- Kazakh minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 1.3.2005.

⁷⁴⁰ Vgl. Caspian Consortium to boost oil pipeline capacity, in: RIA Novosti, 1.3.2005.

⁷⁴¹ Sergei Oganessian, Leiter der russischen föderalen Energieagentur, zit. in: CPC Conflab: CPC Moves In Right Direction For Expansion, in: Nefte Compass, 10.2.2005.

⁷⁴² Vgl. Capacity of Caspian Pipeline Consortium to be increased to 67 million tons (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.3.2005.

Moskau war jedoch keinesfalls zur Aufgabe seiner Position bereit und sah die Expansionsverhandlungen als willkommenes Instrument zur Durchsetzung aller seiner Vorstellungen bezüglich der Korrektur der aus russischer Sicht bestehenden „Projektmissstände“. Die Maximierung finanzieller Vorteile und die Sicherung einer stärkeren Einflussnahme⁷⁴³ auf das einzige zur damaligen Zeit bestehende kasachische Exportsystem, das nicht unter russischer Kontrolle stand, waren dabei unzertrennlich. Mitte März wurde vermeldet, dass Russland beim nächsten Treffen der Konsortialmitglieder einen Vorschlag über die Änderung der CPC-Charta zur Abstimmung vorlegen werde. Durch diese sollte der Status der Hauptversammlung entsprechend der russischen Forderung nach proportionaler Vertretung der Mitglieder verändert werden.⁷⁴⁴ Sergei Oganesyjan, Leiter der Föderalen Energieagentur und Vertreter Russlands in Rahmen der CPC, forderte darüber hinaus, dass der russische Staat als größter Anteilsinhaber das Recht erhalten sollte, den Posten des Generaldirektors des Konsortiums zu stellen.⁷⁴⁵ Nicht nur westliche, sondern auch russische Unternehmen zeigten sich diesen Forderungen gegenüber sehr skeptisch. Der Präsident von Lukoil, V. Alekperow, sprach sich deutlich gegen die Ernennung eines staatlichen Vertreters zum CPC-Direktor aus und bezeichnete ähnliche Ansprüche als unzumutbar. *„Governmental representatives must be present in the CPC Board of Directors to exercise control and ensure maximum benefits for the country, but they must not take part in technological processes.“*⁷⁴⁶ Darüber hinaus machte Oganesyjan deutlich, dass die von den Unternehmen angebotene Tarifierhebung um 2,5 USD/t keinesfalls den festgelegten russischen Forderungen entsprechen würde. Russland bestand weiterhin auf der Einführung einer neuen Methode zur Tarifierhebung, die deren Höhe auf der Grundlage der internen Ertragsrate des Konsortiums flexibel gestalten könnte, um so die gewünschte Profitabilität zu garantieren.⁷⁴⁷ Die Produzenten waren von diesem Vorschlag grundsätzlich wenig begeistert, da die meisten einen schnellen Anstieg der Tarife auf ihre maximale Obergrenze von 38 USD/t befürchteten. Es bestanden jedoch auch zwischen ihnen unterschiedliche Auffassungen, wobei vor allem Chevron eine deutlich größere Kompromissbereitschaft zu zeigen schien als die meisten anderen.⁷⁴⁸ Darüber hinaus verlangten einige Unternehmen (z. B. ExxonMobil) von der russischen Regierung Garantien dafür, dass nach der Erweiterung keine weiteren Anstrengungen bezüglich der Aufnahme der Leitung in die Liste natürlicher Monopole unternommen würden. Die Befürchtungen schienen durchaus angebracht zu sein, da sich die im Jahr 1997

⁷⁴³ Viktor Christenko, russischer Minister für Industrie und Energie, kommentierte dies mit den Worten: *„Russia is a minority shareholder in this project, and it proceeds from the logic of the working process, relying, in the first place, on its own business interests. ... [T]he exclusive rights of the oil extracting companies should be replaced with equal rights for all shareholders.“* Zit. in: Russia insists on equal rights for all CPC shareholders, in: TASS, 2.6.2005.

⁷⁴⁴ Vgl. CPC shareholders to supplement charter, in: Business Report, 14.3.2005.

⁷⁴⁵ Vgl. Lukoil CEO speaks out against govt official heading CPC, in: Prime-Tass, 14.4.2005.

⁷⁴⁶ Vagit Alekperow, Präsident von Lukoil, zit. in: Govt. representatives should not be in charge of CPC – Lukoil CEO, in: News Bulletin, 14.4.2005.

⁷⁴⁷ Russland plante darüber hinaus die Steigerung der Zahl staatlicher Vertreter im CPC-R auf fünf. Vgl. Russia calls for change in CPC tariffs before expansion, in: Petroleum Report, 30.3.2005

⁷⁴⁸ Flexible Tarife wurden von den Unternehmen grundsätzlich sehr skeptisch betrachtet, obwohl einige Vertreter diesbezüglich in Gesprächen mit Mitarbeitern der US-Botschaft eine gewisse Kompromissbereitschaft zeigten. ExxonMobil war bereit, eine Tarifierhebung zu akzeptieren, die den Anstieg der CAPEX-Kosten abfangen würde. Tarifierhebung im Bezug auf OPEX-Kosten war inakzeptabel, da somit Nutzer der Pipeline auf Kosten der Nichtnutzer bestraft würden und Raum für Machinationen entstehen würde. Demgegenüber könnte sich angeblich Chevron auch mit einem variablen Tarif auf OPEX-Basis abfinden, da man maximal mit Tarifierhöhungen im Bereich von 1-2 USD/b rechnete. Hierzu müssten jedoch auch Sicherheitsmechanismen eingebaut werden, um einen übermäßigen Anstieg zu verhindern. Vgl. Caspian Pipeline Consortium: State Of Play Kazakhstan, 6.5.2005, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=05ALMATY1774&q> (Zugriff 15.2.2012).

verabschiedeten russischen Ausnahmeregelungen lediglich auf die erste Pipelinephase erstreckten. Wegen der Vielzahl der Differenzen wurde die für April vorgesehene Verhandlungsrunde, die eigentlich zur Unterzeichnung des endgültigen Memorandums über die Bedingungen der Erweiterung münden sollte, vorläufig auf Mai verschoben.⁷⁴⁹

Moskau enttäuschte jedoch die Hoffnungen der Produzenten auf ein Entgegenkommen und die russische Haltung blieb auch in der folgenden Verhandlungsrunde unverändert. Nach dem Treffen der Konsortialpartner im Mai 2005, das ähnlich wie das vorherige durch parallele Gespräche zwischen Schkolnik und Christenko begleitet wurde, verkündeten die Unternehmen, dass aus ihrer Sicht fünf der sieben russischen Bedingungen als erfüllt betrachtet und bei den verbleibenden zwei partielle Übereinkünfte erreicht werden konnten. Die weiterhin ausstehenden Fragen betrafen die Struktur der Konsortialführung und den Tarifregelungsmechanismus. Russland bestand unverändert auf der Einführung einer profitabhängigen Tarifgestaltung und der Gründung eines neuen übergestellten Leitungsgremiums in Form eines Aufsichtsrates mit beträchtlichen Kompetenzen, wobei es sich in diesen Fragen auf keine Kompromissposition einlassen wollte.⁷⁵⁰ Ohne positive Auswirkungen auf den Verhandlungsprozess blieben auch die Versuche der US-Administration, in direkten Gesprächen mit russischen Offiziellen Moskau zum Einlenken zu bewegen.⁷⁵¹

3.5.12 Russlands Haltung fördert Kasachstans Diversifizierungsstreben

Einen Tag nach den fehlgeschlagenen Verhandlungen in Moskau verkündete Nasarbajew im Rahmen eines Gesprächs mit dem aserbaidischen Präsidenten, İlham Aliev, dass sein Land dem BTC-Projekt beitreten möchte. „*The Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline should now be called Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan.*“⁷⁵² Nach seiner Meinung sollten auch weitere Routen, wie die östliche nach China und die südliche über den Iran, zukünftig stärker ausgebaut werden. Anlass des Treffens beider Staatsmänner war die feierliche Einweihung des ersten kasachischen Öltankers „Astana“ in Aktau. Die angestrebte Kooperation beider Länder beim künftigen Öltransport wurde in einem symbolischen Akt inszeniert. Der kasachische Tanker ankerte direkt neben dem aserbaidischen Tanker „Haidar Aliev“, wobei beide Schiffe nach der Beladung gemeinsam nach Baku aufbrachen, wo zwei Tage später am 25. Mai die feierliche Eröffnung der BTC-Pipeline stattfand.⁷⁵³ An dieser nahm auch der kasachische Präsident teil. Von den Außenministern Aserbaidschans, Georgiens, Kasachstans, der Türkei und dem US-Energiesekretär, S. Bodman, wurde im Anschluss an die Zeremonie eine intergouvernementale Deklaration unterzeichnet („*Baku Declaration*“), die auf politischer Ebene die Errichtung des Ost-West-Energietransportkorridors unterstützte, in dessen Rahmen künftig auch der Transport kasachischen Öls erfolgen sollte.⁷⁵⁴ Der kasachische Außenminister sprach in diesem Zusammenhang

⁷⁴⁹ Vgl. Russia Demands Increase of Tariffs by Caspian Pipeline Consortium (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 30.3.2005; Sharushkina, Nelli: Blocked Artery: Russia Turns The Screw On Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 21.4.2005.

⁷⁵⁰ Vgl. CPC says about to complete talks on Caspian pipe expansion, in: Prime-Tass, 20.5.2005; Shareholders of CPC Achieved Progress at Negotiations on the Terms for Broadening of the Pipeline System (AK&M agency), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 23.5.2005; Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Nears Deal on Expansion; Two Issues Outstanding, in: International Oil Daily, 23.5.2005.

⁷⁵¹ Samuel Bodman (Secretary of Energy) und Carlos Gutierrez (Secretary of Commerce) führten Verhandlungen mit russischen Partnern. Vgl. Bodman tries to revive US-Russia energy dialogue, in: Energy Compass, 27.5.2005; Khristenko says Russia wants equal rights for all CPC shareholders, in: Petroleum Report, 1.6.2005.

⁷⁵² Zit. in: Kazakhstan announces affiliation to Baku-Tbilisi-Ceyhan project, in: TASS, 24.5.2005.

⁷⁵³ Vgl. Sampson, Paul: Milestones: Kazakhstan Pushes The Boat Out For BTC Pipeline, in: Nefte Compass, 26.5.2005.

⁷⁵⁴ Vgl. Antonov, Oleg: Kazakh president embarks on 2-day state visit to Azerbaijan, in: TASS, 24.5.2005.

davon, dass in den kommenden Jahren bis zu 30 Mt/Jahr aus Kasachstan in die BTC eingespeist werden könnten. Bis Ende des Jahres sollte dabei ein formelles Abkommen mit Aserbaidschan über die Einbindung Kasachstans in das BTC-Projekt abgeschlossen werden.⁷⁵⁵

Vor dem Hintergrund der neuen Offshore-Funde und des geplanten Produktionsbeginns auf dem Kashagan-Feld erwarteten nicht nur die kasachische Regierung, sondern auch westliche Industrievertreter eine deutliche Steigerung der landesweiten Förderung, die den offiziellen Prognosen entsprechend 2015 150-180 Mt (3-3,6 mb/d) erreichen sollte.⁷⁵⁶ Der kasachische Minister für Energie und Rohstoffe, V. Schkolnik, sprach davon, dass sein Land im Jahr 2011 eine zusätzliche Exportkapazität von 300.000-400.000 b/d (15-20 Mt/Jahr) benötigen würde, wobei er in seinen Berechnungen bereits von der erfolgreichen Umsetzung der CPC-Erweiterung ausging. Auch laut Chevron sollte die Kapazität der bestehenden bzw. in naher Zukunft in Betrieb gehenden Transportoptionen (CPC, BTC, Kasachstan-China-Pipeline) kaum für die erwarteten Exportvolumen ausreichen. Vor diesem Hintergrund sah sich die Regierung gezwungen, nicht nur über Lieferungen via BTC zu verhandeln, sondern auch mit Kiew die Möglichkeiten zur Nutzung der Odessa-Brody-Pipeline zu sondieren (Abbildung 21). Die Leitung wurde von der Ukraine als natürliche Verlängerung der Baku-Supsa „early oil“-Leitung (des AIOC-Konsortiums) und der CPC-Pipeline konzipiert und sollte den Öltransport aus dem kaspischen Raum auf die mittel- und osteuropäischen Märkte ermöglichen, wo es über einen Anschluss an das Druzhba-System gelangen konnte. Zur damaligen Zeit wurde sie jedoch entgegen ihrer ursprünglichen Bestimmung nicht zum Transport kaspischen Öls nach Europa genutzt, sondern umgekehrt zur Beförderung russischen Öls zum Schwarzen Meer.⁷⁵⁷ Kasachstan zeigte seit längerem

⁷⁵⁵ Vgl. Yelovsky, Konstantin/Kirilchenko, Yuri: Kazakhstan seeks to involve in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: TASS, 10.9.2005.

⁷⁵⁶ Von einem Produktionsniveau von 150 Mt/Jahr sollten etwa 130 Mt/Jahr (2,6 mb/d) exportiert werden. Für 2010 wurde eine Förderung von 90-100 Mt (1,8-2 mb/d) erwartet. Das im Mai 2003 verabschiedete Programm zur Entwicklung der Offshore-Gebiete im Kaspischen Meer rechnete damit, dass allein auf diesen im Jahr 2015 eine Produktion von 100 Mt Erdöl und 63 Mrd. m³ Erdgas erreicht würde. Vgl. Kazakhstan aims to export 130 million tonnes of crude a year by 2015, in: Agence France Presse, 28.6.2005.

⁷⁵⁷ Die 674 km lange Odessa-Brody-Pipeline (1.020 mm) wurde im Dezember 2001 fertiggestellt (der Verladeterminale in Pivdenny, 35 km von Odessa, wurde im Mai 2002 in Betrieb genommen). Ihre Kapazität betrug in der ersten Phase bis zu 14,5 Mt/Jahr. Die Projektkosten wurden durch keine Durchleitungsgarantien gedeckt und ausschließlich von ukrainischer Seite getragen. Das ursprüngliche Konzept sah eine Verlängerung der Leitung von Brody, wo die Einspeisung in den südlichen Strang der Druzhba-Leitung erfolgt, nach Plock vor, wo der Anschluss an den nördlichen Strang der Druzhba stattfinden sollte. Dies würde einerseits Lieferungen nach Deutschland und andererseits über eine bereits bestehende Leitung zum Export/Importterminal in Gdansk ermöglichen. Zusammen mit der Verlängerung könnte auch eine Steigerung der Kapazität der gesamten Leitung auf bis zu 40 Mt/Jahr durchgeführt werden. Die Ukraine erwartete, dass Produzenten im kaspischen Raum großes Interesse an der Nutzung der Route für Russland umgehende Exporte in Richtung Europa besitzen würden. Im April 2001 luden ukrainische Vertreter diesbezüglich im kaspischen Raum tätige Ölunternehmen zu Gesprächen ein. Zur Betreibung der Pipeline schlug die Ukraine die Gründung eines internationalen Öltransportkonsortiums vor, das neben dem ukrainischen Pipelinebetreiber Ukrtransnafta auch aus internationalen Ölproduzenten bestehen sollte. Letztere sollten die Auslastung der Pipeline gewährleisten. Eine aus Vertretern der Ukraine, Polens, der USA und der EBRD gegründete Arbeitsgruppe sollte die Bedingungen für Betrieb und Verlängerung untersuchen. Für die entsprechenden Studien erteilte die US-Regierung im Oktober 2001 Ukrtransnafta eine Fördersumme von 125.000 USD. Chevron als einer der potenziellen Hauptkunden der Pipeline untersuchte zwar die Möglichkeit der Inanspruchnahme, entschied sich jedoch wegen der Transportkosten und der bestehenden Markt- und Absatzbedingungen in Ost- und Mitteleuropa für den Tankertransport über den Bosphorus, da der Mittelmeerraum deutlich bessere Vermarktungsmöglichkeiten für leichte Ölsorten bot, als die zentral-europäischen Raffinerien, die auf schwerere Ölsorten eingestellt waren. Auch das Interesse anderer Ölproduzenten blieb in der Folgezeit aus, sodass die Pipeline mehrere Jahre ungenutzt blieb und die Verlängerung nicht umgesetzt wurde. Ab September 2004 wurde die Leitung von russischen Produzenten zum Export in Richtung

Interesse an der Nutzung der Verbindung, wobei die Lieferungen auf einer komplizierten Tanker-Eisenbahn-Tanker-Route von Aktau über Baku und Batumi nach Odessa erfolgen sollten.⁷⁵⁸ Sogar die Möglichkeit der Schaffung einer parallelen Leitung zur BTC für den Export kasachischen Öls wurde nicht gänzlich ausgeschlossen. Darüber hinaus wurden nicht nur seitens der Regierung insgeheim weiterhin Hoffnungen mit der Entwicklung der iranischen Option gehegt. Insbesondere das an der Erschließung des Kashagan-Feldes beteiligte Total zeigte nämlich ungeachtet des amerikanischen Widerstandes Interesse an Exporten über den Iran.⁷⁵⁹

Die Lösung des Problems der künftigen Exportroute für Kashagan war zu dieser Zeit eine ernsthafte Herausforderung für die kasachische Regierung und die an der Erschließung des Feldes beteiligten Unternehmen. Die Zeit drängte, denn laut aktuellem Zeitplan sollte der Förderbeginn bereits im Zeitraum 2007/2008 erfolgen. Zum Export des in der Anfangsphase gewonnenen Öls (22,5 Mt/Jahr) wurde ursprünglich mit der Nutzung existierender Leitungen inklusive der ausgebauten CPC gerechnet. Die zunehmenden Verzögerungen zwangen Agip KCO aber mittlerweile zur Konzipierung einer Überbrückung. Geplant wurde der massive Einsatz von Eisenbahnlieferungen, die jedoch aufgrund höherer Transportkosten keinesfalls als ideale Lösung bezeichnet werden konnten. Für die drei bis fünf Jahre nach der Inbetriebnahme des Feldes erwartete Hauptproduktionsphase sollte neben existierenden auch mindestens eine zusätzliche Transportoption geschaffen werden. Aufgrund der Größe der Produktion und der divergierenden Transportpräferenzen einzelner Unternehmen, von denen einige Beteiligungen an der BTC und andere an der CPC besaßen (Tabelle 31), wurde dabei eine Zeit lang durchaus auch die Möglichkeit mehrerer Hauptexportrouten in Betracht gezogen. Der Verlauf der Verhandlungen mit Moskau über die CPC-Erweiterung beeinflusste jedoch schließlich Agip KCO bei der Entscheidungsfindung. Die Verhärtung der russischen Position und die mangelnde Kompromissbereitschaft in der CPC-Frage trugen letztendlich dazu bei, dass sich die Kashagan-Partner nur für eine transkaspische Hauptexportroute entschieden und den ursprünglich ernsthaft bedachten Bau einer neuen Pipeline über Russland aufgaben.⁷⁶⁰ Parallel zu den misslungenen Verhandlungen über die CPC-Expansion verkündeten somit kasachische Vertreter im Mai Pläne zum Bau eines neuen Exporthafens in Kuryk, der durch den Ausbau des bestehenden Hafens Aktau begleitet werden sollte.

Odessa genutzt. Dies geschah nicht gänzlich ohne Druck seitens der russischen Führung, die zuvor die Ölexporte über ukrainische Terminals reduzierte und somit Kiew zum Einlenken bewegte. Vgl. Khartukov, Eugene/Starostina, Ellen: Russia's new pipelines will debottleneck exports, production, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 6.10.2003; Neff, Andrew: Additional Oil Export Routes Needed, Says Kazakh Energy Minister, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.6.2005; Kazakhstan will need another oil pipe after 2011 – Energy minister, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.6.2005.

⁷⁵⁸ Per Tanker von Aktau nach Baku, per Eisenbahn von Baku nach Batumi und erneut per Tanker von Batumi nach Odessa. Besprochen wurde auch die Nutzung der bestehenden Pipelineinfrastruktur zwischen Aserbaidschan und Georgien, sodass Öl von Baku nach Supsa (Schwarzmeerhafen) per Pipeline befördert werden könnte. Die Odessa-Brody war an den südlichen Strang der Druzhba angeschlossen, der aus zwei Leitungen bestand: 720 mm mit einer Kapazität von etwa 19 Mt/Jahr; und 520 mm mit einer Kapazität von 5,3 Mt/Jahr. Durch die Installation neuer Pumpstationen konnte die Kapazität der kleineren Leitung auf 9 Mt/Jahr erweitert werden. Die zwei Stränge würden prinzipiell die Trennung leichter kaspischer Ölsorten von der russischen Urals-Mischung ermöglichen, wodurch die Qualität und Preisvorteile aufrechterhalten werden konnten. Vgl. ebenda.

⁷⁵⁹ Auch Chevron-Vertreter sprachen über die Iran-Route als „an excellent route“. Sie verwiesen jedoch gleichzeitig auf die mit ihr verbundenen politischen Hindernisse. „[US State Department] shows me at the door the moment I start talking about it.“ Guy Hollingsworth, Managing Director Chevron Eurasia, zit. in: Kazakhstan: More Export Routes Needed For Crude Potential, in: Nefte Compass, 9.6.2005.

⁷⁶⁰ Bedacht wurde entweder die Nutzung der CPC, die durch eine parallele Pipeline ergänzt werden sollte, oder der Bau einer neuen Pipeline entlang der Atyrau-Samara-Route, die weiter in Richtung Baltikum verlaufen sollte. Vgl. 1 Bln in to North Caspian Project, in: Business Report, 4.5.2005.

Der Bau von Kuryk sollte mit der Produktionsentwicklung auf dem Kashagan-Feld koordiniert werden, sodass Kasachstan bis zum Jahr 2016 eine Hafenskapazität von 36-38 Mt/Jahr (720.000-760.000 b/d) zur Verfügung stehen sollte. Dies wäre ein deutlicher Zuwachs zur derzeit bestehenden maritimen Exportkapazität, die knapp unterhalb von 10 Mt/Jahr lag.⁷⁶¹ Der kasachische Premierminister, D. Akhmetov, unterstrich dabei als einen der ausschlaggebenden Gründe für die Entscheidung seiner Regierung explizit die bestehenden Probleme bei der CPC-Erweiterung. „*Further development of the CPC is getting fraught with certain complications; and therefore development of our maritime infrastructure is to be intensified.*“⁷⁶² Der von ihm deklarierte „*shift of vector*“ in der Logistik des kasachischen Ölexportes und die seit Monaten deutlich intensiveren kasachischen Bemühungen um einen Zugang zur BTC-Pipeline wurden somit maßgeblich von der russischen Haltung gegenüber der CPC-Leitung sowie der mangelnden Kooperationsbereitschaft beim Ausbau der zweitwichtigsten Exportroute – der Atyrau-Samara-Pipeline, deren Aufrüstung von KazTransOil wiederholt erfolglos angeregt wurde, beeinflusst.⁷⁶³ Obwohl der russische Transportkorridor im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie laut kasachischen Vertretern auch zukünftig eine der wichtigsten Exportoptionen für kasachisches Öl darstellen sollte und der nördliche Nachbar in Fragen des Öltransports weiter als „strategischer Partner“⁷⁶⁴ wahrgenommen wurde, sah sich die kasachische politische Führung vor dem Hintergrund der zunehmenden infrastrukturellen Engpässe und der mangelnden russischen Kooperationsbereitschaft gezwungen, verstärkt alternative Möglichkeiten zu bedenken.⁷⁶⁵

Die stärkere Forcierung des bereits seit den frühen 1990er Jahren von der kasachischen politischen Führung deklarierten und auch von der amerikanischen Seite wiederholt geforderten Ansatzes einer „Multivektoren“-Pipelinepolitik wurde durch das aktuelle russische Verhalten somit förmlich erzwungen. Die kasachische Führung bemühte sich seit Längerem um den Ausbau der südlichen Route über den Iran und konnte bereits erste greifbare Erfolge bei der Entwicklung des östlichen Pipelinevektors nach China vorweisen, Initiativen zur Schaffung eines in westliche Richtung führenden Exportkorridors, der über den Kaukasus Russland umgehen würde, wurden jedoch lange Zeit ausschließlich privaten Unternehmen (insbesondere Chevron) überlassen. Neu in der kasachischen Infrastrukturstrategie war somit das aktive Engagement der Regierung bei der Entwicklung dieser Exportalternative, das weit über die einfache Schaffung der intergouvernementalen rechtlichen Rahmenbedingungen hinausreichte.⁷⁶⁶ Anders als die auf Märkte außerhalb Europas ausgerichteten

⁷⁶¹ Vgl. Kazakh government considers building new Caspian oil terminal, in: The Associated Press, 5.5.2005; A New Seaport to Export Caspian Crude; Kazakhstan Plans A new Port On The Caspian Sea As An Outlet For Oil Production From The Kashagan Oilfield, in: PR Newswire US, 13.5.2005.

⁷⁶² Danial Akhmetov, kasachischer Premierminister, zit. in: A New Seaport to Export Caspian Crude; Kazakhstan Plans A new Port On The Caspian Sea As An Outlet For Oil Production From The Kashagan Oilfield, in: PR Newswire US, 13.5.2005.

⁷⁶³ Vgl. Kazakh government plans new Caspian Port (Ekspress-K), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.5.2005, Ritchie, Michael: As Russia Drags Heels, Kazakhs Hatch New Route for Caspian Oil, in: International Oil Daily, 19.5.2005.

⁷⁶⁴ „Russia has been and will remain one of the main transport routes for Kazakh oil.“ Lyazzat Kiinov, stellvertretender Minister für Energie und Rohstoffe Kasachstans, zit. in: Kazakhstan still views Russia as a main oil transport route, in: Petroleum Report, 5.10.2005.

⁷⁶⁵ Vgl. Yelovsky, Konstantin/Kirilchenko, Yuri: Kazakhstan seeks to involve in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: TASS, 10.9.2005.

⁷⁶⁶ Um kasachischen Produzenten überhaupt die Möglichkeit der Einspeisung in die BTC zu eröffnen, musste erst ein intergouvernementales Abkommen zwischen Kasachstan und Aserbaidschan unterzeichnet werden. Aufbauend darauf konnte die Entwicklung der transkaspischen Infrastruktur erfolgen. Diese konnte grundsätzlich auch alleine von den Unternehmen geschaffen werden. Die kasachische Regierung wollte sich jedoch auch aktiv am Ausbau der Infrastruktur beteiligen (siehe Kapitel IV).

östlichen und südlichen Routen stellte die westliche Route über den Kaukasus eine direkte Konkurrenz für russische Exporte nach Europa dar und war somit aus geoökonomischer Sicht für Moskau unerwünscht. Der mit der Route, die als Bestandteil des weit definierten eurasischen Transportkorridors⁷⁶⁷ konzipiert war, einhergehende politische Einflussgewinn der USA und der EU im postsowjetischen Raum stellte darüber hinaus eine unerwünschte geopolitische Herausforderung für Russland dar. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund zeigte man sich in Astana lange sehr zurückhaltend und vermied es trotz amerikanischen Drängens, eine stärkere Rolle bei der Entwicklung einer großvolumigen transkaspischen Transportlösung zu übernehmen. Die russische Haltung schien Kasachstan jedoch angesichts der erwarteten Produktionsentwicklung keine andere Wahl zu lassen. Die *offizielle* kasachische Begründung für die Notwendigkeit des Anschlusses an die BTC blieb trotz des durchaus bestehenden Frustes über Moskaus Verhalten in Infrastrukturfragen aber weiterhin pragmatisch. Es gab somit (zumindest offiziell) kein geopolitisch motiviertes Streben nach einer Verringerung der einseitigen Abhängigkeit von Russland im Bereich der Ölexporte bzw. des Einflusses des Nachbarn auf den kasachischen Erdölsektor und somit auch die Renteneinnahmen Astanas. Stattdessen wurde allein die wirtschaftliche Notwendigkeit der Schaffung neuer Exportwege für die anstehenden Produktionszuwächse betont.

3.5.13 Die Verhandlungsposition der Ölproduzenten stößt auf russischen Widerstand

Anfang Juni 2005 verkündete der CPC-Generaldirektor, Ian MacDonald, der den Vorsitz der mit den Verhandlungen bezüglich der russischen Forderungen beauftragten „Task Force“ einnahm, dass die Unternehmen nach eigener Auffassung sechs der sieben Bedingungen erfüllt hätten und bezüglich der letzten Bedingung einen Vorschlag vorlegten, der die Wahrung russischer Interessen garantieren würde. Die Unternehmen schlugen demnach weiterhin eine zeitlich begrenzte Steigerung der Tarife um 2,5 USD/t vor,⁷⁶⁸ wobei ergänzend dazu mögliche Kostenüberschreitungen bei der Umsetzung des Expansionsprojektes durch anschließende Tarifierpassungen ausgeglichen werden sollten. Der von Russland verlangte flexible Tarifmechanismus, der sich an den Betriebskosten des Konsortiums orientieren würde, wurde von den Unternehmen mit der Begründung abgelehnt, dass sich daraus beträchtliche Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Höhe der Tarife ergeben würden und somit die Planungssicherheit der Produzenten gefährdet wäre. Bei der von Russland geforderten Veränderung der Verwaltungsstrukturen sprachen sich die Unternehmen für eine proportionale Aufteilung der Posten im bestehenden Entscheidungsgremium (Hauptversammlung bzw. „shareholder meeting“) aus. Dies sollte dazu führen, dass die staatlichen Vertreter 50 Prozent der Positionen einnehmen würden und Russland gemäß seiner Forderung verhältnismäßig zu seiner Anteilsgröße vertreten wäre.⁷⁶⁹ Die Ölproduzenten verwiesen darauf, dass die von ihnen gewählte Option von Russland selbst als eine der akzeptablen Alternativen angeboten wurde und dass die Schaffung eines gänzlich neuen Gremiums entsprechend den russischen Forderungen (d. h. Aufsichtsrat) das Gleichgewicht zwischen den Mitgliedern beeinträchtigen könnte.⁷⁷⁰

⁷⁶⁷ Hierbei handelt es sich um ein Netz von Eisenbahn-, Straßen-, Pipeline- und Kommunikationsverbindungen, das den nordatlantischen bzw. europäischen Raum über den Kaukasus mit Zentralasien und dem fernen Osten (China) verbinden sollte. Russland sollte durch den Korridor umgangen werden.

⁷⁶⁸ Der Mitte 2005 geltende Transporttarif betrug aufgrund des neuerlichen Inflationsausgleichs 28,33 USD/t. Bei einer möglichen Anhebung würde er daher auf 30,83 USD/t steigen.

⁷⁶⁹ Jeweils elf Vertreter der Unternehmen und der Regierungen. Davon sollten fünf auf Russland entfallen.

⁷⁷⁰ Problematisch war vor allem die Disparität in der Größe der Anteile einzelner Konsortialmitglieder, die zwischen 1,75 und 24 Prozent variierte. Dies erschwerte zusätzlich die Erfüllung der russischen Forderung nach einer proportionalen Vertretung in den Gremien. Ian MacDonald konstatierte: „[Existing] governance structure

Die Unternehmen zeigten sich vor dem Hintergrund der vorgelegten Kompromissvorschläge (Tabelle 23) sehr zuversichtlich und erwarteten die Verabschiedung des endgültigen Abkommens über die Erweiterung der Pipeline (sog. „Final Investment Decision“) in den kommenden Wochen, sodass die Bauarbeiten Anfang 2006 beginnen könnten.⁷⁷¹ Auch der CPC-Generaldirektor sprach optimistisch davon, dass er sehr überrascht wäre, wenn das Abkommen beim Konsortial-Treffen Ende September nicht unterzeichnet werden sollte. Das Schicksal des Projektes war ihm nach nun allein von Russland abhängig. *„Having persuaded shareholders to agree to 6 out of the 7 conditions set by the Russian government for agreeing to expansion, and having partially agreed the final outstanding item, the onus is now on the Russian government to show flexibility.“*⁷⁷²

Tabelle 23: Russische Forderungen vs. Kompromissvorschläge der Produzenten (Stand Juni 2005)

Forderungen der russischen Regierung	Verhandlungsposition der Unternehmen
1. (A) Reduzierung bestehender Zinssätze (12,66 Prozent) auf Unternehmenskredite. (B) Beibehaltung der Zinssätze auf den Wert staatlicher Anlagen.	(A) Bereitschaft zur Reduzierung auf 10,5 Prozent (B) Akzeptiert
2. Transport auf der Grundlade von „ship or pay“	Akzeptiert; Anwendung bis zur Rückzahlung der Kredite und Schulden für Phase I; geltend nur für Volumen der Erweiterungsphase
3. Verzicht auf sog. „Make Ready Costs“-Forderungen zur Reduzierung des Wertes staatlicher Anlagen	Akzeptiert
4. Einführung eines „Tarif Review Mechanism“ - flexible Tarifgestaltung in Abhängigkeit von OPEX- und CAPEX-Kosten	Kompromissvorschlag: einmalige Tarifsteigerung um 2,5 USD/t bis zur Rückzahlung der Schulden; Möglichkeit der Tarifierhöhung bei CAPEX-Kostenüberschreitungen des Expansionsprojektes
5. Abschaffung sog. „management secondees“ und entweder (A) Einrichtung eines Aufsichtsrates oder (B) proportionale Vertretung der Mitglieder in Gremien	Akzeptiert (B) proportionale Vertretung der Mitglieder in den Gremien
6. Externe Finanzierung des Expansionsprojektes	Akzeptiert
7. Gleichheit bei der Rückzahlung der Schulden des Konsortiums an Regierungen und Unternehmen	Akzeptiert

Quelle: Eigene Darstellung.

Laut neusten Berechnungen des Konsortiums, die die erteilten Tarif- und Zinszusagen der Unternehmen einschlossen, sollten alle getätigten Investitionen und die bestehenden Schulden beim Einhalten des aktuellen Zeitplans⁷⁷³ spätestens im Jahr 2014 zurückgezahlt werden können. Die voll ausgebaute Pipeline sollte jährliche Tarifeinnahmen von nahezu 2 Mrd. USD garantieren und somit auch ohne den von Russland angestrebten flexiblen Tarifmechanismus hoch profitabel sein. Um Russland einen Anreiz für eine möglichst schnelle Zusage zu geben, wurde auch auf die entgangenen Einnahmen hingewiesen. Jeder Monat, um den die Erweiterung verschoben würde, sollte für das Konsortium

is best suited to building and maintaining trust among shareholders and undermining this carefully constructed balance will be the surest way to destroy that trust and stop progress to expansion.“ Zit. in: Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Nears Deal on Expansion; Two Issues Outstanding, in: International Oil Daily, 23.5.2005; Broadening of capacity of Caspian Pipeline Consortium postponed again (Gazeta), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.5.2005.

⁷⁷¹ Vgl. CPC owners raise oil-pumping tariff to \$30,83/ton, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005; Greater part of issues to enlarge Caspian Pipeline Consortium coordinated with Russian authorities-CEO, in: RIA Novosti, 3.6.2005; CPC Clears Some Hurdles, in: International Oil Daily, 8.6.2005.

⁷⁷² Ian McDonald, CPC-Direktor, zit. in: CPC shareholders suggest Russia to show flexibility in determining tariffs, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005.

⁷⁷³ Der angepasste Zeitplan sah vor, dass die erste Ausbauphase (10 Mt/Jahr) Anfang 2007 und die zwei (weitere 10 Mt/Jahr) Anfang 2008 abgeschlossen sein könnten. Die volle Kapazität der Pipeline sollte Anfang 2009 erreicht werden können.

Einnahmeausfälle von 25 Mio. USD/Monat im Jahr 2007, 50 Mio. USD/Monat im Jahr 2008 und über 80 Mio. USD/Monat im Jahr 2009 bedeuten. Dies würde sich verständlicherweise auch auf die Steuer- und Dividendenzahlungen an den russischen Haushalt auswirken.⁷⁷⁴

Die positive Erwartungshaltung der Unternehmen wurde jedoch erneut enttäuscht. Bei der nächsten Verhandlungsrunde am 27. Juli, die aus ihrer Sicht die Klärung aller noch ausstehenden Fragen herbeiführen sollte, konnten keine Fortschritte erzielt werden.⁷⁷⁵ Um die Verzögerungen zum Zeitplan möglichst gering zu halten, versuchte die Konsortialführung parallel zu den laufenden Verhandlungen auch die Projektdokumentation für die Expansionsphase vorzubereiten. Auch in den folgenden Wochen kam es jedoch zu keiner weiteren Annäherung der Positionen. Anfang Oktober 2005 unterzeichneten die sechs westlichen Konsortialpartner ChevronTexaco, ExxonMobil, BP, ENI BG und Shell⁷⁷⁶ eine Deklaration zur CPC-Erweiterung, in der sie ihre vorgelegten Kompromissvorschläge bekräftigten.⁷⁷⁷ Die Unternehmen stimmten in dieser sogar zu, dass Russland zukünftig den Generaldirektor des Konsortiums stellen dürfe.⁷⁷⁸ Moskau behielt sich weiterhin vor, das Angebot zu untersuchen, wobei angeblich noch auf die für das Jahresende erwarteten Ergebnisse der Machbarkeitsstudie bezüglich der Details des Expansionsprojektes gewartet wurde. Es wurde jedoch gleichzeitig angemahnt, dass nicht alle russischen Forderungen erfüllt wurden.⁷⁷⁹ Das Ausbleiben der Unterschriften russischer Projektpartner, die sich ebenfalls für die Pipelineexpansion einsetzten und im Verlauf der Verhandlungen grundsätzlich auf Seite westlicher Konzerne standen, verdeutlichte den gestiegenen Einfluss der russischen Regierung im eigenen Energiesektor. Dieser zwang die Unternehmen, sich in Fragen von strategischer Bedeutung teils auch im Gegensatz zu ihren kommerziellen Interessen zu verhalten.⁷⁸⁰

⁷⁷⁴ Russland sollte über die Laufzeit des Projektes Einnahmen von etwa 14 Mrd. USD erhalten. Im April 2006 vorgelegte Berechnungen sprachen sogar von 16-18 Mrd. USD. Vgl. Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit Paris, 2.6.2005, <http://www.cpc.ru/desktop/default.aspx?alias=press&lang=en-US&tabid=3464> (Zugriff 21.7.2011); Caspian Pipeline Consortium Loaded Its 800th Tanker, CPC Press Release, 7.4.2006, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/langlen-US/tabID!3474/Default.aspx> (Zugriff 21.7.2011); Lugovina, Olga: CPC says about to complete talks on Caspian pipe expansion, in: Prime-Tass, 20.5.2005; Shareholders of CPC Achieved Progress at Negotiations on the Terms for Broadening of the Pipeline System (AK&M agency), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 23.5.2005; Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Nears Deal on Expansion; Two Issues Outstanding, in: International Oil Daily, 23.5.2005.

⁷⁷⁵ Vgl. CPC expansion still dogged by problems, in: Energy Compass, 22.7.2005.

⁷⁷⁶ Kerr-McGee-Oryx war zu diesem Zeitpunkt nicht mehr CPC-Anteilseigentümer. Shell Kazakhstan Development BV übernahmen in der Zwischenzeit alle kasachischen Beteiligungen von Kerr-McGee. Dazu gehörten neben Anteilen am CPC (1,75 Prozent) auch Anteile am Arman Feld (50:50 JV mit KMG) und die Explorationslizenz für den Mertvyi Kultuk Block (100 Prozent). Shell zahlte hierfür im Jahr 2003 165 Mio. USD. Der CPC-Anteil stellte das Hauptziel der Akquisition dar. Shell versuchte somit Kapazitäten für den zukünftigen Export seines Produktionsanteils von Kashagan zu sichern (Kerr-McGee kaufte Oryx im Jahr 1998). Vgl. Shell acquires Kerr-McGee assets in Kazakhstan, in: PennEnergy, 2.6.2003.

⁷⁷⁷ Vgl. Chevron-led group bows to Moscow, in: The Calgary Herald (Alberta), S. 4, 7.10.2005.

⁷⁷⁸ Vgl. Neff, Andrew: CPC Shareholders Agree to Russian Demands in Exchange for Capacity Expansion, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.10.2005.

⁷⁷⁹ Die Unternehmensgruppe (Gulf Interstate Engineering, Kazakh Oil and Gas Institute, Giprovtokneft; John Brown E&C) sollte bis dahin die Unterlagen des „capacity expansion project“ vorlegen. Vgl. CPC expansion project will be ready by year-end, in: News Bulletin, 6.10.2005; Not all Russian proposals reflected in CPC memorandum, official says, in: Business Report, 11.10.2005; Western shareholders of Caspian Pipeline Consortium are ready to make concession to Russia (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 10.10.2005.

⁷⁸⁰ Lukoils Präsident, V. Alekperow, machte wiederholt deutlich, dass sein Unternehmen Interesse an der Ausweitung der Pipeline besitze. „Today the second stage of the Caspian Pipeline Consortium is facing hurdles and those oil companies which invested big funds to guarantee their product supply are in a quandary.“ Nicht zuletzt vor dem Hintergrund bestehender kasachischer Diversifizierungsmöglichkeiten riet er daher auch seiner

Den westlichen Partnern und der CPC-Führung blieb keine andere Wahl, als erneut auf die vertragliche Verpflichtung zur Pipelineexpansion im Falle begründeter Überzeichnung ihrer Kapazität⁷⁸¹ zu appellieren und damit zu drohen, dass es andernfalls zur Diversifizierung kommen müsste, die durchaus auch dauerhaft ausfallen könnte. „CPC is the principal export route for Kazakh oil. However, it is no longer the only route. The completion of BTC and the construction of a China pipeline mean that Caspian producers have choices. ... The delay in approving the expansion of CPC has already meant that Kazakh producers are looking to temporary alternatives to meet their short-term export requirements. If CPC shareholders fail to take a decision to expand CPC in the next few months, those short-term solutions are likely to become long term.“⁷⁸² Dass dies längst keine leere Worte mehr waren, bewiesen laufende Aktivitäten von TCO im Rahmen des sog. „Crude export projects“, das kurzfristige Lösungen für den Export von Öl liefern sollte, das nicht in die CPC-Pipeline aufgenommen werden konnte.⁷⁸³ TCO unterzeichnete hierzu im Oktober entsprechende Verträge zur Nutzung der Baku-Batumi-Eisenbahnroute, wobei die Dokumente auch auf die Möglichkeit der Einspeisung in die BTC-Pipeline verwiesen. Da Chevron nach der Übernahme von Unocal im Frühjahr 2005 eine direkte Beteiligung an der Leitung erhielt (8,9 Prozent; Quote 40.000 b/d), stellte diese Option keinesfalls eine Spekulation dar.⁷⁸⁴ Obwohl Chevron die CPC-Pipeline weiterhin als primäre Exportroute für Tengiz präferierte, versuchte man Russland auch aus verhandlungstaktischen Gründen klar zu machen, dass im Falle von weiteren Rückschlägen durchaus auch dauerhafte Alternativen gefunden werden könnten. „We hope that the decision to expand the CPC will be reached soon and the temporary solution to the export problem will not become permanent. If the expansion of the CPC is postponed further, Tengizchevroil will have to find long-term solutions to the oil export problem, as alter-

Regierung, aus strategischen Gründen die schnellstmögliche Pipelineerweiterung zu unterstützen, „to keep the priority of the export route from Kazakhstan to Russian Black Sea coast.“ Zit. in: Lukoil head pleased with business environment created in Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2006; Western shareholders of Caspian Pipeline Consortium are ready to make concession to Russia (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 10.10.2005.

⁷⁸¹ Das Konsortium fragte die Unternehmensmitglieder jedes Jahr nach Vorausberechnungen für die von ihnen benötigte Pipelinekapazität für einen Zeitraum von fünf Jahren. In den kommenden vier Jahren sollte der Kapazitätsmehrbedarf mindestens 12 Mt erreichen. Allein TCO rechnete, dass seine Förderung nach dem Abschluss der Ausbaurbeiten (SGP, SGI) im Jahr 2007 von 13,5 Mt im Jahr 2005 auf etwa 25 Mt im Jahr 2008 und auf bis zu 27 Mt im Jahr 2010 ansteigen sollte. Vgl. Tengizchevroil to produce 27 mln tones annually by 2010, in: Business Report, 16.11.2005.

⁷⁸² Ian MacDonald, CPC-Generaldirektor, zit. in: Ritchie, Michael: CPC Confident of Expansion Breakthrough, in: International Oil Daily, 7.10.2005.

⁷⁸³ Das Ziel waren Exporte in Richtung Ukraine, die mit einem enormen Ausbau der kasachischen Eisenbahninfrastruktur und Tankwagenflotte verbunden sein sollten, wie auch über die kaukasische Exportroute. Diesbezüglich wurden im Oktober Verträge für den Transport auf der Baku-Batumi-Route unterschrieben, wobei auch die BTC anvisiert wurde. Insgesamt sollten bis zu 5 Mt/Jahr (100.000 b/d) über Aserbaidschan nach Georgien transportiert werden. Konkrete Angaben zu Transportvolumen über die BTC wurden vorerst nicht gemacht. Vgl. Chevron to transport Kazakhstani oil to Georgia via Azerbaijan in 2007, in: Petroleum Report, 12.10.2005; TCO signed agreements on oil exports by Caspian Sea, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.11.2005.

⁷⁸⁴ Chevron erhielt durch die Übernahme von Unocal auch 10,27 Prozent am AIOC-Konsortium, das die ACG-Felder entwickelte. Deren Produktion sollte zum Großteil über die BTC exportiert werden. Die Felder sollten die Pipeline jedoch nur wenige Jahre gänzlich füllen können. Vor und nach der Peak-Produktion würde Chevron somit über freie Kapazitäten in der BTC verfügen, wobei der Konzern damit rechnete, dass er zu Vorzugstarifen auch auf die freien Quoten anderer BTC-Mitglieder zurückgreifen könnte. Darüber hinaus sollte die BTC zukünftig bei Bedarf von 1 mb/b (50 Mt/Jahr) auf etwa 1,7 mb/d (85 Mt/Jahr) erweitert werden können. Vgl. Caspian Merger: Chevron Broadens Caspian Reach With Unocal Buy, in: Nefte Compass, 7.4.2005; Sharushkina, Nelli: Blocked Artery: Russia Turns The Screw On Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 21.4.2005.

natives to the CPC.“⁷⁸⁵ Darüber hinaus versuchten westliche CPC-Partner, an die von Russland oft vorgehaltene Glaubwürdigkeit als verlässlicher Energiepartner zu appellieren. „*Moving forward with CPC Expansion will provide a real and tangible demonstration that Russia is a reliable, long term global energy partner.*“⁷⁸⁶ Unterstützt wurden die Ölproduzenten auch weiterhin von der US-Administration. Beim Treffen mit dem russischen Minister für Energie und Industrie sprach sich der US-Energiesekretär, S. Bodman, Ende Oktober mit Nachdruck für eine schnellstmögliche Umsetzung der Erweiterung aus.⁷⁸⁷ Der Einfluss dieser Äußerungen auf die russische Regierung blieb jedoch vorerst fraglich.

Russland zeigte sich weiterhin nicht bereit, auf Kompromissvorschläge einzugehen und verlangte die vollständige Erfüllung seiner Forderungen. „*We insist on our position to be accepted unconditionally.*“⁷⁸⁸ Die enormen Schulden des Konsortiums von mittlerweile etwa 5 Mrd. USD rückten die Frage der Tarifierhöhung mittlerweile auch aus objektiven Gründen in den Mittelpunkt der Verhandlungen. Hierbei ging es sowohl um die einmalige temporäre Erhöhung der Gebühren, die zur schnelleren Rückzahlung der Schulden beitragen sollte, als auch um die Frage des von Russland verlangten flexiblen Tarifmechanismus, der aus langfristiger Perspektive ein aus russischer Sicht akzeptables Niveau an Profitabilität garantieren sollte. In der ersten Frage schienen sich die Parteien durchaus näher zu kommen, wobei noch gewisse Uneinigkeiten bezüglich des Zeitraums der Tarifierhöhung bestanden. Russland verlangte die vorgeschlagene einmalige Erhöhung um 2,5 USD/t bereits direkt nach der Verabschiedung des Memorandums über die Erweiterung der Pipelinekapazität durch die Konsortialmitglieder vorzunehmen. Die Unternehmen wollten sich absichern, sodass die Erhöhung erst nach der offiziellen Bewilligung des Expansionsprojektes (inklusive der Einigung über das Projektbudget und der Zustimmung aller Behörden zu den technischen Aspekten des Projektes⁷⁸⁹) erfolgen sollte. Differenzen herrschten auch in der Frage, bis wann die erhöhte Rate bestehen sollte. Die Unternehmen beharrten auf ihrer Position, wonach der Tarif bereits nach der Rückzahlung der Schulden der ersten Pipelinephase zurückgesetzt werden sollte. Russland wollte ihn dagegen bis zur Rückzahlung der Gesamtschulden (d. h. inklusive der Ausgaben im Rahmen des anstehenden Expansionsprojektes) aufrechterhalten. Absolute Uneinigkeit bestand jedoch weiterhin in der Frage des Tarifregulierungsmechanismus, der von den Unternehmen in der von Moskau verlangten Form gänzlich abgelehnt wurde.⁷⁹⁰

Äußerst bedenklich war aus Sicht der Unternehmen und der kasachischen Regierung auch, dass Moskau die Liste seiner Forderungen zu erweitern schien. Der russische Energieminister, V. Christenko, verwies während seines Besuches in Washington im Oktober 2005 darauf, dass Russland neben „domestic“ auch „external“ Bedenken bezüglich der Pipelineerweiterung besäße. Neu auf der Agen-

⁷⁸⁵ Anonymer Mitarbeiter des TCO-Konsortiums, zit. in: TCO southern export route a temporary solution, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 29.11.2005.

⁷⁸⁶ Ian MacDonald, CPC-Generaldirektor, zit. in: CPC preparing to grow, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005.

⁷⁸⁷ Vgl. Kafanov, Lucy: Energy Policy: Bodman urges Russia to clarify rules for foreign investors, in: E&E News PM, 24.10.2005.

⁷⁸⁸ Sergei Oganessian, Leiter der Föderalen Energieagentur, kommentierte die Haltung der Unternehmen weiter: „*There are more intentions than formal responsibilities there. You can't say the proposals have been accepted - they have been accepted conditionally and must be accepted definitely. Our position is that we can't allow Russia to end up in the situation in which we are today.*“ Zit in: Russia wants formal processing of CPC rate hike, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 25.1.2006.

⁷⁸⁹ Wie die Verhandlungen über den Bau der ersten Phase der Pipeline zeigten, konnten zwischen beiden Zeitpunkten durchaus auch mehrere Jahre liegen.

⁷⁹⁰ Vgl. ebenda.

da war die Erkenntnis, dass das zunehmende Tankeraufkommen den Druck auf die türkischen Meerengen erhöhte, wodurch für russische Exporteure vor allem in den Wintermonaten erhebliche Verzögerungen und zusätzliche Kosten entstanden. Die CPC-Erweiterung sollte daher aus russischer Sicht in gewissem Ausmaß mit einem der Projekte zur Umgehung der Meerengen verbunden sein. „*Therefore, for us it is also to a certain extent linked with the implementation of the project of Bosphorus bypass routes. We hope that the CPC shareholders will not be indifferent to the issue, that they understand our concerns. Otherwise we will create unhealthy competition in the straits.*“⁷⁹¹ Bereits beim Treffen einer russisch-kasachischen Regierungskommission im Februar 2001 wurde vom damaligen stellvertretenden russischen Premierminister die Frage der kasachischen Beteiligung am Bau der von Russland bevorzugten Burgas-Alexandroupolis-Bypasspipeline vorgebracht, diese Problematik wurde zur damaligen Zeit jedoch an keine Zugeständnisse in anderen Bereichen geknüpft und schien in der Folgezeit auch keine wichtige Rolle in den bilateralen Beziehungen zu spielen.⁷⁹² Eine weitere besorgniserregende Entwicklung aus Sicht der Ölproduzenten zeichnete sich ab, als bekannt wurde, dass innerhalb der russischen Regierung Gespräche über die Übertragung der Treuhandverwaltung ihres CPC-Anteils auf Transneft geführt wurden. Diese Initiative ging auf die Veröffentlichung eines Berichtes des russischen Rechnungshofes über die russische Position innerhalb des CPC-Konsortiums zurück. Neben der Kritik an den finanziellen Umständen der russischen Beteiligung, bemängelte dieser auch die intransparente Lage bei der Vergabe der Rechte zur Verwaltung der staatlichen Transportquote an NaftaTrans und insbesondere auch die mangelnde Effektivität bei der Wahrung staatlicher Interessen im Projekt.⁷⁹³ Transneft wurde von der Regierung daraufhin schnell als bestes zur Verfügung stehende Mittel zur erfolgreichen Durchsetzung russischer kommerzieller und strategischer Interessen im CPC identifiziert. Der Präsident des Pipelinemonopolisten zeigte sich eilends bereit, die Vertretung des Landes im Konsortium zu übernehmen und äußerte sich unmissverständlich darüber, dass er die Nationalinteressen mit voller Kraft verteidigen würde. „*At the mo-*

⁷⁹¹ Viktor Christenko, russischer Minister für Industrie und Energy, zit. in: Sitov, Andrei: Russian questions on Caspian Consortium mainly removed-minister, in: TASS, 25.10.2005.

⁷⁹² Vgl. Economics ministry agrees on tax documents for subsurface law, in: Petroleum Report, 16.11.2005; Russia and Kazakhstan to discuss joint energy and military efforts, in: Russian Economic News, 14.2.2001.

⁷⁹³ Der russische Rechnungshof verwies in seinem Bericht vom Juni 2005 einerseits auf die Diskrepanz zwischen dem russischen Anteil am Konsortium (24 Prozent) und dem Anteil an der Kapazität der Pipeline (aktuelle Quote 3,4 Prozent, nach der Expansion 7,2 Prozent). Andererseits wurde auf die mangelnde Auslastung der Quote hingedeutet, die im Zeitraum 2001-2003 gar nicht und im Jahr 2004 nur zu 42,5 Prozent (434.000 t) in Anspruch genommen wurde. Der Bericht kam zu dem Ergebnis, dass der russische Beitrag in Form von Anlagewerten (292,57 Mio. USD) aus wirtschaftlicher Sicht keine lohnenswerte Investition darstellte. Darüber hinaus wurde die aktuelle finanzielle Lage des Konsortiums als instabil bezeichnet, da es seit der Inbetriebnahme der Pipeline kontinuierlich Verluste verzeichnete. Der russische Haushalt erhielt zudem bis dahin keine Einkünfte aus den von der Regierung an NaftaTrans verliehenen CPC-Transportrechten, weil der Zugang zur Pipeline und die Übertragung der Rechte auf dritte Parteien nicht geregelt waren. Der Rechnungshof wertete darüber hinaus die intransparente und zu kontroversen Bedingungen vorgenommene Übertragung der Rechte an NaftaTrans als sehr kritisch. Auch die russische Vertretung in den Managementstrukturen des Konsortiums war laut dem Bericht ineffektiv, da die für die Verwaltung der Anteile zuständige Föderale Agentur zur Verwaltung des Staatseigentums den russischen Vertretern keine konkreten Empfehlungen zum Abstimmungsverhalten in einzelnen Fragen erteilte. Vgl. Russia's Accounting Chamber critical about Russia's participation in CPC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 13.6.2005; Sharushkina, Nelli: Dragging Feet: CPC Expansion Still Faces Hurdles As Moscow Drags Feet, in: Nefte Compass, 21.7.2005; CPC-R Net Loss Down 10% to 2,4 bln Rubles in 2004, in: Petroleum Report, 20.7.2005.

ment, participation in the CPC is humiliating for Russia. We realize that it is a free ticket to war, but we are ready to protect Russia's interests and change the situation."⁷⁹⁴

CPC-Vertreter äußerten umgehend Kritik an der Initiative und wandten sich im November 2005 in einem Brief an den russischen Premierminister. In diesem verwiesen sie wie bereits im Verlauf der Verhandlungen über die Restrukturierung des Konsortiums im Jahr 1997 darauf, dass eine Teilnahme Transnefts am Projekt zu einem eindeutigen Interessenskonflikt führen würde.⁷⁹⁵ Man sorgte sich auch, dass ein derartiger Schritt die Verhandlungsfortschritte der letzten Monate negativ beeinträchtigen würde und es somit zu weiteren Verzögerungen im Prozess der Pipelineexpansion kommen könnte. Die russische Seite war von diesen Bedenken unbeeindruckt und zeigte kein Verständnis für die Sorgen der Produzenten. *„The Western partners are categorically against this [transfer of Russia's stake to Transneft for trustee management] and say that this will lead to a conflict of interests. I do not think so. There is currently more of a conflict of interests at production companies that are also suppliers of oil and shareholders in the consortium. This is a real conflict of interests.*"⁷⁹⁶

Daneben zeigte die Regierung auf der Grundlage des Berichtes des Rechnungshofes plötzlich auch Entschlossenheit bei der Beseitigung der intransparenten Lage, die mit der Verwaltung der russischen Zugangsrechte zur CPC durch NaftaTrans verbunden war, von denen der Staatshaushalt bis dahin auf keine Weise profitierte, und übertrug diese auf ein Tochterunternehmen von Rosneft. Dieses Vorgehen befand sich grundsätzlich im Einklang mit der seit mehreren Jahren verfolgten Politik der Festigung des staatlichen Einflusses im Ölsektor, die grundsätzlich durch die Stärkung von Rosneft begleitet wurde.⁷⁹⁷

⁷⁹⁴ Semjon Wainschok, Präsident von Transneft, zit. in: Transneft ready to protect Russia's CPC interests, in: Kazakhstan General Newswire, 9.2.2006.

⁷⁹⁵ Vgl. Transneft may manage Russia's stake in Caspian Pipeline Consortium, in: SKRIN Market & Corporate News, 13.1.2006.

⁷⁹⁶ Sergei Oganessian, Direktor der Föderalen Energieagentur, zit. in: Russia mulls transferring CPC stake to Transneft, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 19.1.2006.

⁷⁹⁷ Rosneft stand unter staatlicher Kontrolle und profitierte durch die Übernahme der größten Produktionseinheit von Yukos - Yuganskneftgas - am meisten von der Zerschlagung des Konzerns. Die Rosnefttochter Trumpet Ltd. übernahm zuerst die Rechte von NaftaTrans zur Verwaltung der russischen Quote am Einspeisepunkt Kropotkin, der mit dem Eisenbahnterminal Kavkazskaya verbunden war. Im Februar 2006 übernahm Trumpet auch die Kontrolle über die Nutzung des zweiten möglichen Einspeisepunktes Komsomolskaja. Dieser konnte mittels des von KalmTek im Dezember 2005 fertiggestellten Tankwagonterminals in Ulan Khol (Kalmückien) beliefert werden (maximale Kapazität nach der CPC-Erweiterung 700.000 t/Jahr; davor 300.000 t/Jahr). In beiden Fällen verdrängte Trumpet die eigentlichen Erbauer der Anlagen, die daraufhin nur für ihre technische Betreuung zuständig blieben und keine Kompetenzen bezüglich der Verwaltung bzw. Zuweisung der russischen Quote besaßen. Zuvor besaß NaftaTrans das Recht, Öl im Rahmen der russischen Zugangsquote einzuspeisen und zudem als Vermittler beim Öltransport anderer russischer Unternehmen mit eigener CPC-Quote aufzutreten (Lukarco, Rosneft-Shell Caspian Ventures). Erst im Dezember 2006 erlaubte Rosneft KalmTek, Öl in die CPC einzuspeisen, wobei das von dem Unternehmen erbaute System bis dahin ungenutzt blieb. Da KalmTek über keine eigene Produktion verfügte und Rosneft sich weigerte, die Anlagen in Kalmückien selbst zu nutzen (die Verbindung war für Rosneft unattraktiv), sollte KalmTek Öl auf dem freien Markt kaufen. Der Beginn der Nutzung des KalmTek-Systems verzögerte sich jedoch in der Folgezeit weiter, da benötigte Bewilligungen von Transneft nicht erteilt wurden. Vgl. Rosneft allowed to distribute Russian quotas for CPC, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 8.2.2006; Sharushkina, Nelli: Trumpet: Rosneft Takes Control Over Russian CPC Exports, in: Nefte Compass, 2.2.2006; Rosneft gets right to distribute Russian quotas for CPC, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 6.2.2006; TNK-BP reduces, Rosneft increases supplies to CPC, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.9.2006; Calm Down: Kalmykia To Send Crude Via CPC, in: Nefte Compass, 28.12.2006; Kalmykia To Export Via CPC and Sell Kalmneft, in: Nefte Compass, 15.3.2007.

3.5.14 Kasachstans Initiativen zur Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline

Parallel versuchten auch kasachische Regierungsvertreter Russland in bilateralen Verhandlungen für eine schnellstmögliche Pipelineexpansion zu gewinnen. Neben der für Mitte 2007 angestrebten Inbetriebnahme der beiden Tengiz-Expansionsprojekte (SGP, SGI), die eine deutliche Erhöhung der Exportkapazität benötigten, wurde vor dem Hintergrund des geplanten Produktionsstarts von Kashagan im Jahr 2008 mit dem Bau einer Verbindungsleitung zur CPC gerechnet.⁷⁹⁸ Diese sollte Agip KCO Mitgliedern mit Transportquoten für die CPC (Shell, ExxonMobil, Agip, KMG) ihre Nutzung ermöglichen. Die Verhandlungen gestalteten sich jedoch aufgrund der Unnachgiebigkeit der russischen Regierung, die die kasachischen Verhandlungsführer regelrecht verzweifeln ließ, äußerst schwierig. „*Extremely difficult negotiations are underway with Russia on this issue.*“⁷⁹⁹

Um eine kurzfristige Lösung für die sich bereits abzeichnenden Exportengpässe zu finden, wurde somit auch intensiver über die Erweiterung der Öltransitquote über das Transneft-System gesprochen. Dazu musste es jedoch zuerst zur Erweiterung der noch aus Sowjetzeiten stammenden und bereits voll ausgelasteten Infrastruktur kommen. Nasarbajew setzte sich daher während Putins Besuch im Januar 2006 wie bereits oftmals zuvor ohne ersichtlichen Erfolg für den Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline (von 15 Mt) auf 25 Mt/Jahr ein.⁸⁰⁰ Die mit der potenziellen Erweiterung der Leitung einhergehende höhere Transitquote sollte nach kasachischen Vorstellungen u. a. für Lieferungen in den baltischen Raum genutzt werden und die von KMG verfolgten Übernahmepläne unterstützen. Der kasachische staatliche Ölproduzent besaß nämlich Interesse am Kauf von 53,7 Prozent des litauischen Konzerns Mazeikiu Nafta (gehalten von Yukos), der eine Raffinerie und den Ölexport-Terminal Butinge betrieb, und stand hierbei im Wettbewerb mit Lukoil und dem polnischen Ölonternehmen PKN Orlen.⁸⁰¹

Die Atyrau-Samara-Pipeline konnte durch den Einsatz von DRA auf dem kasachischen Segment bereits über ihrer technischen Kapazität betrieben werden und bis zu 16 Mt/Jahr befördern.⁸⁰² Tests von KazTransOil zeigten, dass durch die Nutzung der Zusatzstoffe auch auf dem russischen Streckenabschnitt die Durchleitung ohne zusätzliche infrastrukturelle Baumaßnahmen auf bis zu 18 Mt/Jahr gesteigert werden könnte. Das Unternehmen wandte sich daraufhin an Transneft mit dem Vorschlag zum Einsatz von DRA und bestätigte auch, dass entsprechende Transportgarantien von Produzenten vorlägen. Zusätzlich dazu strebte KazTransOil aber weiterhin auch einen infrastrukturellen Ausbau der Pipelinekapazität an, wobei auf die Baupläne aus dem Jahr 2002 zurückgegriffen werden sollte, die eine Steigerung auf bis zu 30 Mt/Jahr ermöglichten.⁸⁰³ Transneft sprach bereits früher davon, dass man grundsätzlich zum Ausbau bereit sei, wenn die kasachische Seite hierzu entsprechende Durchlei-

⁷⁹⁸ Baubeginn sollte im Jahr 2007 sein und die Kapazität bei 20 Mt/Jahr liegen. Vgl. KazTransOil pipeline on track, in: The Calgary Herald (Alberta), S. 4, 28.12.2005; Construction of oil pipeline from Kashagan to CPC will not start before 2007 – KazTransOil, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 16.1.2006.

⁷⁹⁹ Vladimir Schkolnik, kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: Kazakhstan continues CPC expansion talks with Russia, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2005.

⁸⁰⁰ Vgl. Kazakh leader highlights transit problems at talks with Putin, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 12.1.2006.

⁸⁰¹ Die litauische Seite entschied sich im Dezember 2006 für PKN Orlen. Vgl. Kazakhstan wants oil pipeline capacity to be increased, in: Central Asia General Newswire, 12.1.2006.

⁸⁰² Die Pipeline besaß eine technische Kapazität von 15 Mt/Jahr. Im Jahr 2005 wurden 15,175 Mt befördert. Das am 28. Dezember 2005 zwischen den Regierungen beider Länder unterzeichnete Transitprotokoll legte fest, dass im Jahr 2006 *nicht weniger* als 15 Mt über die Atyrau-Samara exportiert werden sollen.

⁸⁰³ Die im Jahr 2002 durchgeführten Berechnungen sprachen von Kosten in Höhe von etwa 200 Mio. USD. Diese mussten jedoch aufgrund der gestiegenen Rohstoffpreise überarbeitet werden. Darüber hinaus wurden auf kasachischer Seite zwischenzeitlich bereits gewisse Umbaumaßnahmen durchgeführt.

tungsgarantien vorzeigen könnte. Die zur damaligen Zeit vorliegenden Zusagen der Produzenten reichten hierzu nicht aus.⁸⁰⁴ Der russische Konzern bedingte die Umsetzung des Projekts letztendlich auch durch den Abschluss eines intergouvernementalen Abkommens zwischen beiden Ländern, in dem sich Russland zur Steigerung der Transitquote bereit erklären und Kasachstan die Transportvolumen der Unternehmen offiziell garantieren würde, wodurch die Entscheidung über die Kapazitätssteigerung grundsätzlich auf die politische Ebene verlagert wurde. Transneft zeigte sich jedoch zumindest bereit, den künftigen Einsatz von DRA zu prüfen.⁸⁰⁵

Tabelle 24: KMG: durchschnittliche Preise beim Export über die CPC- und Atyrau-Samara-Pipeline

	CPC		Atyrau-Samara-Exitpunkt		Vorteil bei CPC-Nutzung	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Ölverkaufspreis (Brutto)	61,32 USD/b	51,30 USD/b	57,57 USD/b	47,66 USD/b	3,75 USD/b	3,64 USD/b
Transport-, Lade- und Verkaufskosten	6 USD/b	5,32 USD/b	6,23 USD/b	5,89 USD/b	0,23 USD/b	0,57 USD/b
Netback-Preis (abzüglich Transport-, Lade- und Verkaufskosten)	55,32 USD/b	45,98 USD/b	51,34 USD/b	41,77 USD/b	3,98 USD/b	4,21 USD/b

Quelle: JSC KazMunaiGas Exp Final Results, in: London Stock Exchange Aggregate Regulatory News Service, 19.3.2007.

Trotz Interesses an der Exportroute bedingten kasachische Produzenten die Erteilung weiterer Zusagen durch Zugeständnisse in einigen Bereichen, die die langfristige Stabilität und Attraktivität der Transitbedingungen gewährleisten sollten. Ein wichtiger Verhandlungspunkt war die weiterhin bestehende diskriminierende Haltung Transnefts gegenüber kasachischen Nutzern, die dazu führte, dass die Kosten für den Transport kasachischen Öls auf einigen Routen mehr als doppelt so hoch lagen als für russische Produzenten.⁸⁰⁶ Die kasachische Seite bemängelte, dass sich dieser Umgang nicht nur im Widerspruch mit der deklarierten guten Zusammenarbeit im Öltransitbereich befand, sondern auch die Bestimmungen mehrerer geltender zwischenstaatlicher Verträge verletzen würde. Trotz wiederholter Beteuerungen der russischen Seite bezüglich der Vorteile des Öltransports über das Transneft-System gegenüber anderen Exportalternativen, wobei hier mit Vorliebe insbesondere auf die CPC-Leitung hingewiesen wurde⁸⁰⁷, führten die bestehenden Praktiken dazu, dass die Nutzung der Atyrau-Samara-Route für kasachische Produzenten letztendlich sogar kostspieliger war als Ausfahren über die CPC (Tabelle 24).⁸⁰⁸

Weitere Faktoren, die aus kasachischer Sicht ausschlaggebend für die Attraktivität der russischen Route waren und kontinuierlich in die Verhandlungen eingebracht wurden, stellten die Aufrechterhaltung der Ölqualität bis zum Exportterminal und die Einführung eines Kompensationssystems, äh-

⁸⁰⁴ Mehre kasachische Produzenten, wie KMG, MangistauMunaiGas, CNPC-Aktobemunaygaz und Karazhanbasmunai, erteilten langfristige Transportzusagen für die Nutzung der Atyrau-Samara-Pipeline. Diese summierten sich auf 18 Mt/Jahr. Verhandlungen über Lieferungen wurden auch mit TCO und Agip KCO geführt.

⁸⁰⁵ Vgl. Transneft awaits confirmation on oil volume in Atyrau-Samara pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.6.2006.

⁸⁰⁶ Hierbei ging es weniger um die reinen Transporttarife. Transneft berechnete zusätzlich zum Transport auch diverse Dienstleistungen (für die Nutzung von Speichern, Pumpstationen usw.) und konnte die Kosten auch durch die Wahl längerer bzw. teurer Routen manipulieren. Die Kosten konnten auch durch die künstlich erhöhte Berechnung von technischen Verlusten steigen.

⁸⁰⁷ Bei diesen Vergleichen wurden von Transneft lediglich die reinen Transporttarife einander gegenüber gestellt und die von dem Konzern erhobenen Kosten für zusätzliche Dienstleistungen ausgeklammert.

⁸⁰⁸ Die Tabelle verdeutlicht, dass KMG einerseits Vorteile aus der besseren Qualität der CPC-Mischung bezog, die dem Konzern trotz Ausgleichzahlungen an die Quality Bank einen höheren Netback-Preis ermöglichte. Andererseits lagen auch die CPC-Nutzungskosten unter denen der Atyrau-Samara-Pipeline.

lich der Quality Bank der CPC, dar. Leichte, vom Verkaufspreis wertvollere Ölsorten machten etwa 70 Prozent der kasachischen Produktion aus, sodass die Trennung schwerer und leichter Öle im Transneft-System aus Sicht der Ölkonzerne und der kasachischen Regierung eine wichtige Rolle spielte. Problematisch war auch die Stabilität der Ölexportströme, die von Transneft auf der Grundlage der intergouvernemental ausgehandelten Gesamtquote und der aktuellen technischen Auslastung seines Netzes auf Monatsbasis auf konkrete Routen verteilt wurden, wobei es durchaus zwischen einzelnen Monaten zu größeren Schwankungen kommen konnte. Die Unternehmen forderten daher eine höhere Berechenbarkeit der Lieferungen und verlangten auch eine freie Wahl der Transportrouten, die sowohl ausschlaggebend für den Transportpreis als auch für die Qualität der am Exit-Punkt zugestellten Ölmischung waren.⁸⁰⁹ Transneft wollte und konnte auf viele dieser Forderungen nicht eingehen, da sie zum Teil in seine fundamentalen Kompetenzen als Betreiber des russischen Pipelinenetzes eingriffen, die Transportsituation russischer Unternehmen negativ beeinträchtigen und somit nicht zuletzt die nationalen Interessen Russlands verletzen würden. Die Einführung eines Qualitätsausgleichsmechanismus, der vom Konzern grundsätzlich nicht abgelehnt wurde, war letztendlich von der Einigung russischer Produzenten abhängig. Dies war, wie bereits besprochen, wiederum an innenpolitische Fragen bzw. Interessen einiger negativ betroffener Regionen geknüpft (siehe Fn 573).⁸¹⁰

3.5.15 Bedingung der CPC-Erweiterung durch den Bau einer Bosphorus-Bypass-Pipeline

Beim Treffen der Konsortialmitglieder im März 2006 stimmten die Teilnehmer der Schaffung einer neuen Organisationsstruktur für CPC-R und CPC-K zu. Diese sollte ab dem 1. Mai 2006 aktiv werden und entsprechend der russischen Forderung eine Vertretung der Anteilseigentümer proportional zur Größe ihrer Beteiligungen gewährleisten. Vereinbart wurde auch, dass der Posten des Generaldirektors künftig durch einen Repräsentanten der staatlichen Mitglieder besetzt und die Unternehmen seinen Stellvertreter stellen würden.⁸¹¹ Aus Sicht der Ölproduzenten schien dies auf den ersten Blick eine durchaus positive Entwicklung darzustellen, da sie sich bereits zuvor mit der Einführung einer proportionalen Vertretung einverstanden zeigten und die Zustimmung russischer Vertreter bei der Abstimmung berechtigtermaßen den Eindruck erzeugte, als ob Moskau auf die zuvor favorisierte Forderung nach der Schaffung eines Aufsichtsrates verzichten würde. Nichtsdestotrotz konnte bei dem Treffen kein Entgegenkommen in den anderen ausstehenden Problemfeldern erreicht werden. Der noch amtierende Generaldirektor, Ian MacDonald, äußerte somit anschließend erneut deutliche Kritik an der russischen Verzögerungstaktik⁸¹² und forderte Moskau zur schnellstmöglichen Entschei-

⁸⁰⁹ Transneft leitete kasachisches Öl oft an teure Exportterminals in der Ukraine weiter bzw. wies Pipelinekapazitäten in teureren Streckenabschnitten des eigenen Netzes zu. Das Unternehmen garantierte darüber hinaus an unterschiedlichen Exportpunkten eine unterschiedliche Qualität der gelieferten Ölmischung. Dies hatte Auswirkungen auf den Netback-Wert des exportierten Öls (siehe Fn 1066).

⁸¹⁰ Vgl. Transneft and KazTransOil to study possibility of investment to Atyrau-Samara, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.2.2006.

⁸¹¹ Darüber hinaus wurde eine Tarifierhöhung beschlossen. Der automatische Inflationsausgleich sah ab Juni einen Anstieg auf 29,9 USD/t (von 28,33 USD/t) vor. Vgl. Lugovina, Olga: New CPC Structure Approved, CPC Press Release, 16.3.2006; <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3472/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 21.7.2011); Issue of CPC expansion to be resolved in few months – CPC head, in: Central Asia General Newswire, 31.3.2006.

⁸¹² Dies betraf nicht nur die Verhandlungen über die Pipelineerweiterung, sondern auch andere Bereiche. Ein Beispiel hierfür stellte das russische Verhalten in der Frage der Erhöhung des Grundkapitals von CPC-K dar. Am 16. Mai 2003 verabschiedete Kasachstan ein Gesetz, das die Unternehmensform der geschlossenen Aktiengesellschaften („closed joint stock companies“; ZAO) abschaffte und neue Bestimmungen bezüglich des Grundkapitals privater Geschäftsformen festlegte. Innerhalb von zwei Jahren sollten geschlossene Aktiengesellschaften

dung bezüglich der Erweiterung auf.⁸¹³ Am 26. April wurde Wladimir Razdukhov, der stellvertretende Generaldirektor des russischen Ölproduzenten Zarubezneft, als Kandidat der russischen Regierung zum CPC-Generaldirektor gewählt.⁸¹⁴

Obwohl die im Oktober 2005 vom russischen Energieminister, V. Christenko, relativ allgemein formulierte Forderung nach der Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem Bau eines Bosphorus-Bypasses von der russischen Regierung weiterhin nicht als offizielle Bedingung für die Zustimmung zum Expansionsprojekt genannt wurde, wurde immer deutlicher, dass diese Frage in Moskau an Relevanz gewann. Der Präsident von Transneft sprach offen davon, dass das russische Einlenken bei der CPC-Erweiterung mit Zugeständnissen der CPC-Mitglieder beim Bau der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline⁸¹⁵, die von ihm selbst in Vergangenheit noch als „Totgeburt“ verspottet wurde, verbunden sein müsse.⁸¹⁶ „*The expansion of CPC will discriminate the current exporters through the Black Sea. That is why CPC can be expanded only if the decision is taken on the parallel development of the Burgas-Alexandroupolis pipeline.*“⁸¹⁷ Denn nach Jahren, in denen türkische Bedenken bezüglich der Umweltrisiken des Tankerverkehrs über die Meerengen ignoriert wurden, sah sich Russland plötzlich

entweder in AGs oder GmbHs (TOO) umgewandelt werden. CPC-Anteilseigentümer waren in diesem Zusammenhang verpflichtet, bis zum 16. Mai 2005 die Anhebung des Grundkapitals durchzuführen. Dieses musste laut dem neuen Gesetz mindestens das 50.000fache des monatlichen Mindestlohnes betragen (48,55 Mio. Tenge; 369.500 USD). Russland weigerte sich jedoch lange, seinen Anteil von 84.000 USD zu zahlen und verwies darauf, dass in seinem Staatsbudget keine Mittel für diese Transaktion vorgesehen waren. Erst beim Treffen im März 2006 stimmte Russland der Überweisung zu. Vgl. Russian stake in CPC could be eroded – source, in: Business Report, 4.5.2005; CPC-K shareholders will need to invest up to \$0,5 ml to increase charter capital, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 27.6.2005; Sharushkina, Nelli: Blocked Artery: Russia Turns The Screw On Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 21.4.2005.

⁸¹³ Vgl. Decision to expand CPC needed in 2-3 months, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 14.3.2006; New CPC agreement envisages tariff hike to \$32.5 per tonne, in: Central Asia General Newswire, 15.3.2006.

⁸¹⁴ Vgl. Zarubezneft deputy to head CPC (part 2), in: Central Asia General Newswire, 26.4.2006.

⁸¹⁵ Die 285 km lange Pipeline von der bulgarischen Schwarzmeerküste zur griechischen Ägäisküste, deren Baukosten auf 700 Mio. USD beziffert wurden, sollte laut damaligen Plänen eine Anfangskapazität von 300.000 b/d (15 Mt/Jahr) besitzen. Später sollten Ausbaustufen auf 480.000 b/d (24 Mt), 700.000 b/d (35 Mt) oder möglicherweise sogar auf 1 mb/d (50 Mt/Jahr) folgen. Zu dieser Zeit nahm TNK-BP die Rolle des Projektkoordinators ein. Transneft beteiligte sich am Projekt lediglich als Beobachter und plante vorerst keine finanzielle Beteiligung, strebte jedoch den Status des Betreibers an. Kritiker sahen die Nachteile der Pipeline darin, dass die Tanker über das schwierig zu befahrende Ägäische Meer navigieren müssten und dass im Hafen Alexandroupolis keine Tanker mit einer Kapazität von 300.000 t beladen konnten (nur 200.000 t). Vor diesem Hintergrund könnte das Öl wirtschaftlich nur an Abnehmer im Mittelmeerraum geliefert werden. Die ursprüngliche Idee für den Bau der Pipeline als Lösung des Bosphorus-Transportproblems wurde 1992 von N. Gregoriades und D. Copelouzos (Leiter des griechisch-russischen JV Prometheus Gas) präsentiert. Das erste Protokoll bezüglich der Möglichkeit des Baus wurde mit Gazprom am 1. September 1994 unterschrieben. Im Dezember 1994 folgte ein Memorandum zwischen russischen und griechischen Regierungsvertretern über die Zusammenarbeit beim Bau. Vgl. Transneft president says Chevron, KazMunayGaz interested in Burgas-Alexandroupolis project, in: Kazakhstan General Newswire, 25.4.2006; Piping Hot: Transneft Steps Up Pipeline Projects, in: Nefte Compass, 16.2.2006.

⁸¹⁶ Laut S. Wainschok resultierte die Unterstützung zur Burgas-Alexandroupolis-Pipeline daraus, dass die von Transneft in der Vergangenheit unterstützte Kiyikoy-Ibrikbaba/Saros-Pipeline aufgrund der Nähe der Route zur bestehenden NATO-Militärbasis keine Chancen auf Zustimmung seitens der Türkei besaß. Transneft unterzeichnete diesbezüglich noch im Dezember 2003 ein Memorandum mit der türkischen Unternehmensgruppe Anadolu. Die 193 km lange, über den europäischen Teil der Türkei verlaufende Pipeline sollte eine Kapazität von 50-60 Mt/Jahr (1-1,2 mb/d) besitzen und 913 Mio. USD kosten. Vgl. ebenda.

⁸¹⁷ Semjon Wainschok, Präsident von Transneft, zit. in: Sharushkina, Nelli: Russia Revives Northern Export Pipe, in: International Oil Daily, 15.2.2006.

gezwungen, aus wirtschaftlichen aber auch strategischen Gründen einen Politikwechsel einzuleiten. Auf einer Seite standen kommerzielle Bedenken bezüglich der Auswirkungen der CPC-Expansion auf die Kontinuität russischer Ölexporte aus dem Schwarzmeerraum. Befürchtet wurde insbesondere, dass der zusätzliche Tankerverkehr zusammen mit kontinuierlichen Verschärfungen türkischer Sicherheitsbestimmungen bezüglich der Tankerpassage zu weiteren Verzögerungen bei der Bosphorus-Durchfahrt führen würde.⁸¹⁸ Dies hätte natürlich negative Auswirkungen auf die Transportkosten, Absatzmöglichkeiten und Einkünfte russischer Ölproduzenten und würde somit auch den russischen Staat treffen. Der Bau einer Leitung, die die Meerenge entlasten sollte, gewann somit aus russischer Sicht zunehmend an Bedeutung. Gleichzeitig sollten russische Unternehmen möglichst wenig durch zusätzliche Kosten belastet werden, die mit der Beanspruchung der Bypass-Pipeline gegenüber dem reinen Tankerverkehr entstehen würden. Denn Berechnungen des russischen Ministeriums für Industrie und Energie zeigten deutlich, dass Nutzern der Leitung gegenüber Nichtnutzern Wettbewerbsnachteile drohten. Vor diesem Hintergrund konnte Moskau die Interessen seiner Produzenten am besten dadurch schützen, in dem es auch andere – in diesem Fall insbesondere kasachische – Nutzer der Meerengen zur Beteiligung am Bau und dem Transport über den Bypass verpflichten würde, um somit Trittbrettfahrerei-Effekte zu vermeiden. Die Verbindung der CPC-Erweiterung mit dem Engagement am Bypass-Projekt stellte hierzu aus russischer Sicht eine willkommene Möglichkeit dar. Die Einbeziehung war grundsätzlich sowohl in Form direkter Teilnahme an der Finanzierung möglich, die jedoch automatisch mit Forderungen der Geldgeber nach Eigentumsbeteiligungen verbunden wäre, als auch durch die Erteilung von Durchleitungsgarantien. Letzteres schien man in Kreml zu diesem Zeitpunkt zu präferieren. Aus russischer Sicht spielten beim Bau der Leitung neben den genannten kommerziellen Gründen auch geopolitische und geoökonomische Faktoren eine wichtige Rolle, sodass keinesfalls gleichgültig war, welches Bypass-Vorhaben letztendlich umgesetzt würde. Der Kreml wollte auf jeden Fall sicherstellen, dass es sich um ein Projekt handelt, das unter Kontrolle russischer Unternehmen stehen wird. Somit sollte der ununterbrochene Ölfluss und die Bestimmungshoheit über die kommerziellen Bedingungen der Pipelinennutzung gewahrt werden. In Moskau besaß man kein Interesse daran, dass russisches Öl aus dem Schwarzmeerraum über eine unter der Kontrolle ausländischer Unternehmen stehende Pipeline befördert würde. Denn neben dem von Russland bevorzugten Burgas-Alexandroupolis-Projekt, an dessen Entwicklung russische Konzerne und die Regierung direkt beteiligt waren, bestanden zahlreiche konkurrierende Optionen, die eine Umgehung des Bosphorus ermöglichten (Abbildung 21). Vor diesem Hintergrund sollte die CPC-Erweiterung nicht einfach mit dem Bau irgendeiner Bypass-Leitung verbunden sein, sondern explizit

⁸¹⁸ Türkische Regelungen schränkten bereits die Größe der Tanker ein und regulierten das Zeitintervall der Durchfahrt. Große Schiffe von über 200 m durften nur bei Tageslicht, in Abständen von mindesten 90 Minuten und ohne Gegenverkehr in die Meerengen einfahren. Die Durchfahrt wurde auch wetterbedingt geregelt. Dies führte insbesondere in den Wintermonaten zu Staus von bis zu 50 Tankern vor der Meerenge, die wiederum das Kollisionsrisiko steigerten. Da die Größe der Tanker entscheidend für die kommerziellen Aspekte des Transports ist (u. a. auch für die rentable Transportdistanz), konnte eine weitere Verschärfung der Größenbestimmungen die Absatzmöglichkeiten erheblich beeinflussen. Dabei umgingen viele Transporteure die Sicherheitsbestimmungen dadurch, dass sie absichtlich kleinere Schiffe nutzten, auf die die Regelungen keine Anwendung fanden. Somit stieg die absolute Zahl der Schiffe. Bei den kleinen Frachtern handelte es sich zudem sehr oft um ältere Schiffe, wodurch das Unfallrisiko zusätzlich stieg. Die kleinste von CPC beladene Tankerklasse war dabei Aframax (90.000 t), die größte Suezmax (bis max. 150.000 t). Russische Vertreter klagten oft darüber, dass die türkischen Bestimmungen kontraproduktiv seien und die Sicherheit des Schiffsverkehrs eher verringern würden. Im Jahr 2003 durchquerten 8.097 Tanker (inklusive Tanker für Ölprodukte, chemische Stoffe usw.) den Bosphorus, wovon etwa 200 (2,5 Prozent) Öl von der CPC beförderten. Vgl. Bosphorus oil transit rules ticking time bomb: oil exec, in: Agence France Presse, 7.10.2004.

mit dem von Russland bevorzugten Projekt (d. h. zu dieser Zeit Burgas-Alexandroupolis). In Moskau wollte man insbesondere verhindern, dass die türkische Regierung direkten Einfluss auf den Öltransport über den Bypass nehmen würde.⁸¹⁹ In diesem Fall, so wurde befürchtet, könnte Ankara die Prozeduren und Gebühren der Tankerdurchfahrt so manipulieren, dass die Unternehmen zur Nutzung der Leitung gezwungen wären. Auch eine politisch motivierte Blockierung russischer Exportströme könnte ein Risiko darstellen. Mit Misstrauen wurden in Moskau auch Projekte betrachtet, die mit der Unterstützung der US-Regierung durchgeführt werden sollten (z. B. die Albanien-Mazedonien-Bulgarien-Pipeline). Neben wirtschaftlichen und geopolitischen Überlegungen spielten nach Meinung einiger Industrievertreter, wie z. B. des Präsidenten von Chevron Eurasia, Guy Hollingsworth, oder des Generalmanagers von ExxonMobil, David Willis, nicht zuletzt auch persönliche finanzielle Interessen einflussreicher russischer Vertreter eine große Rolle beim Bau der Burgas-Alexandroupolis-Leitung und der Forderung nach ihrer Verknüpfung mit der CPC-Erweiterung.⁸²⁰

Abbildung 21: Bosphorus-Bypass-Pipelineprojekte



Quelle: EIA: Russia, http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Russia/images/casp_bosp_bypass_map.gif (Zugriff 21.7.2011).

Aus kasachischer Sicht besaß das Bypass-Projekt unter den von Russland angestrebten Bedingungen eine eindeutige geoökonomische Komponente. Es würde Moskaus Einfluss zumindest auf einen Teil kasachischer Ölexporte bis ins Mittelmeer verlängern und somit einen der großen Vorteile der CPC-Leitung – die „geoökonomische Diversifizierung“ vom Transneft-System – teilweise⁸²¹ revidieren. Transneft wollte nämlich sowohl als Betreiber der Bypass-Pipeline agieren als auch am Tankertrans-

⁸¹⁹ Die Türkei befürwortete für die Bosphorusumgehung den Bau der Samsun-Ceyhan-Leitung.

⁸²⁰ Es handelte sich dabei angeblich um den Energieminister, V. Christenko, und den Transneft-Präsidenten, S. Wainschok, die vom Bau profitieren sollten. Vgl. Chevron's Eurasia Manager Offers Insight Into CPC Deadlock, 7.3.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ALMATY886&q> (Zugriff 15.2.2012).

⁸²¹ Nicht das gesamte über die CPC exportierte Öl müsste in die Bypass-Pipeline aufgenommen werden.

port zwischen Noworossijsk und Alexandroupolis beteiligt sein und somit seine Einkünfte zusätzlich steigern. Der Konzern spielte dabei mit dem Gedanken der Einführung eines exklusiven Tankerservice, der den Zugang zum Bypass monopolisieren würde. Teile kasachischen Öls, die zuvor durch eine von Transneft unabhängige Leitung zur russischen Küste geleitet worden wären, müssten somit auf dem aus dem Schwarzen Meer herausführenden Streckenabschnitt doch noch auf Transneft zurückgreifen. Eine weitere Teilung der Renten mit Russland war genauso wenig im Interesse der Ölproduzenten und Astanas wie der Verzicht auf die Kontrolle über den Öltransport. Transneft und die russische Regierung führten im Hintergrund dabei bereits Gespräche mit den an der Projektkonzipierung beteiligten russischen Produzenten (TNK-BP, Rosneft und Sibneft) über die direkte Einbeziehung des Pipelinemonopolisten in das Vorhaben. Zentraler Punkt der Verhandlungen war, dass an dem künftig mit der Umsetzung der Leitung beauftragten Projektunternehmen russische Konzerne mindestens 51 Prozent halten sollten. Im Februar 2006 erreichte die Gruppe angeblich eine informelle Einigung mit Transneft (sog. „Christenko Protokoll“), in der festgehalten wurde, dass die CPC-Erweiterung mit dem Bau des Bosphorus-Bypasses verknüpft werden müsse. Auch die Teilnahme von Chevron und KMG an dem Projekt wurde willkommen geheißen, sie dürfte jedoch nicht auf Kosten der russischen Majoritätsbeteiligung erfolgen.⁸²²

3.5.16 Ein Durchbruch in den Verhandlungen der letztendlich keiner war

Anfang April 2006 reiste Nasarbajew nach Moskau, um mit Putin über zahlreiche Aspekte der russisch-kasachischen bilateralen Beziehungen inklusive der CPC-Erweiterung zu verhandeln.⁸²³ Die am Projekt beteiligten Ölproduzenten setzten große Erwartungen in das Treffen und hofften auf entscheidende Impulse zur Lösung noch ausstehender Problembereiche. Laut Insidern drohte die kasachische Seite im Vorfeld der Verhandlungen, dass man im Falle weiter andauernder russischer Verweigerungen genötigt sein könnte, eine „BTC-2“ zu bauen. Damit bezog man sich grundsätzlich auf den parallel zu den CPC-Verhandlungen verlaufenden Prozess zur Entwicklung eines transkaspischen Exportsystems, das vorerst nur für die Beförderung der Produktion des Kashagan-Feldes in Richtung Aserbaidschan konzipiert wurde, jedoch bei Bedarf grundsätzlich auch Öl weiterer kasachischer Produzenten aufnehmen sollte. Nach der Entscheidung von Agip KCO gegen eine russische Hauptexportroute wurde hierzu in Zusammenarbeit mit der kasachischen Regierung das sog. „Kazakhstan Caspian Transport System“ (KCTS) entwickelt (Kapitel 4.14), das kasachisches Öl mit Tankern nach Baku befördern und einen Anschluss an die dort beginnenden transkaukasischen Transportsysteme bieten sollte. Neben der Erweiterung der BTC (von 1 mb/d auf bis zu 1,7-1,8 mb/d) wurden dabei auch weitere Alternativen für den Weitertransport kasachischen Öls von Baku zum Weltmarkt diskutiert, die

⁸²² Vgl. Rosneft, Sibneft, TNK-BP may join Burgas-Alexandroupolis consortium, in: *Russia & CIS Business & Financial Daily*, 10.3.2006.

⁸²³ Während des Treffens wurden Abkommen über die gemeinsame Entwicklung des grenzüberschreitenden Offshore-Vorkommens Kurmangazy, neue Bedingungen der Pachtung von vier Militärversuchsgeländen in Kasachstan (Reduzierung der Fläche um 485.000 ha auf 10,637 Mio. ha; Reduzierung der Pachtgebühr von 27,5 Mio. USD auf 24,78 Mio. USD pro Jahr) und die orbitale Position des kasachischen Satelliten Kazsat unterschrieben. Darüber hinaus wurden insgesamt 38 Rahmenabkommen vorbereitet, auf deren Grundlage Russland, Kasachstan und Belarus einen gemeinsamen Wirtschaftsraum schaffen wollten. Vgl. *Russian, Kazakh presidents reach agreement on oil fields, proving grounds (RTR TV)*, in: *BBC Monitoring Former Soviet Union – Political*, 4.4.2006; *Putin introduces his successors to Nazarbayev; and Nazarbayev introduces his son-in-law to Putin (Nezavisimaya Gazeta, No. 68)*, in: *What the Papers Say Part A (Russia)*, 5.4.2006.

grundsätzlich vom künftig beförderten Gesamtölvolumen abhängig waren⁸²⁴ (siehe Kapitel IV). Die Äußerungen von Nasarbajew während der gemeinsamen Pressekonferenz im Anschluss an die Verhandlungen, in deren Rahmen er auch die kasachische Anerkennung der führenden Rolle Russlands in der Region unterstrich, schienen die Hoffnungen der Produzenten durchaus zu bestätigen. „*We worked out a single state position on the question and I think all the private investors in CPC will agree. ... Practically we agreed to widen the capacity of CPC to 67 million metric tons, which will mean that in the next eight years the increase in oil production in Kazakhstan will be assured transportation to foreign markets.*“⁸²⁵ Der Präsident sprach sich gleichzeitig zugunsten der Formung einer neuen regionalen wirtschaftlichen Gruppierung - Eurasian Economic Community - aus, die im Einklang mit der kasachischen außenpolitischen Bandwagoning-Strategie die zentralasiatischen Länder näher an Russland binden sollte. „*We can jointly determine the rules of the game in the Eurasian space. Of course, Russia will play a leading role.*“⁸²⁶ Auch der russische Minister für Industrie und Energie deutete in seiner Stellungnahme auf eine Annäherung der Positionen hinsichtlich der CPC. „*Key conditions for the CPC expansion project are profitability for the consortium, timely dividend payments to shareholders and taxes to the coffers of the countries participating in the CPC. This is the consolidated position held by Russia and Kazakhstan.*“⁸²⁷

Beim anschließenden Treffen im Mai zwischen den Ölproduzenten und den Verhandlungsführern beider Länder, K. Kabyldin und O. Gordejew, bewerteten alle Parteien die zuvor erreichten Fortschritte grundsätzlich sehr optimistisch. Eine Annäherung zeichnete sich insbesondere zwischen den zuvor entfernten Positionen der Unternehmen und der russischen Seite ab, sodass der russische Minister für Industrie und Energie verkünden konnte, dass „*[m]utual understanding in expansion issues has been achieved in talks between CPC shareholders. The earlier disagreements, which were of an economic nature, concerning mainly oil pumping tariffs, have been resolved.*“⁸²⁸ Die positiven Ergebnisse ließen kasachische Vertreter davon sprechen, dass alle notwendigen Dokumente für die Pipelineerweiterung noch in der ersten Hälfte 2006 unterschrieben werden könnten. „*We hope that soon - sometime in the first half of this year - a decision of the CPC shareholders will be signed on expansion. There's no problem there.*“⁸²⁹ Gehofft wurde darauf, dass die Pipeline bereits im Jahr 2009 ihre volle Kapazität erreichen könnte.⁸³⁰

Nicht gänzlich geklärt blieb jedoch die Frage nach der möglichen Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem Bau des Bosphorus-Bypasses. Die in die Planung der Umgehungsleitung involvierten russi-

⁸²⁴ Zu weiteren Optionen gehörten die Ausweitung der Baku-Supsa-Pipeline des AIOC-Konsortiums und deren Nutzung durch Kasachstan, der Bau einer gänzlich neuen Leitung zwischen Baku und Georgien, aber auch die Eisenbahn. Vgl. CPC shareholders to settle expansion issue in April, in: Russia & CIS Energy Newswire, 5.4.2006.

⁸²⁵ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Sharushkina, Nelli: Green Light: Kazakhs Claim CPC Expansion Is Back On Track, in: Nefte Compass, 6.5.2006; Kazakhstan's leader pledged to more than double capacity of oil pipeline to Russia, in: The Associated Press, 4.4.2006.

⁸²⁶ Russische Medien (z. B. RTR TV, Radio Mayak) sprachen im Bezug auf den Ölexport aus der Region prompt von einem möglichen Wendepunkt im Kampf um die Kontrolle der regionalen Rohstoffvorkommen. Vgl. Blagov Sergei: Russia registers significant victory in Caspian basin energy contest, in: Eurasianet, 5.4.2006; Sharushkina, Nelli: Russia's Transneft May Join Caspian Pipe, in: International Oil Daily, 12.4.2006.

⁸²⁷ Viktor Christenko, zit. in: CPC shareholders to settle expansion issue in April, in: Russia & CIS Energy Newswire, 5.4.2006.

⁸²⁸ Viktor Christenko, zit. in: ebenda.

⁸²⁹ Kaigeldy Kabyldin, Geschäftsführer für Transportinfrastruktur und Dienstleistungsprojekte bei KMG, zit. in: Documents to expand CPC pipeline could be signed in H1 – KazMunaiGaz, in: Central Asia General Newswire, 6.5.2006.

⁸³⁰ Vgl. KazMunaiGaz expects CPC to achieve 67 mln tpy by 2009, in: Central Asia General Newswire, 31.5.2006.

schen Konzerne sprachen sich im Einklang mit der von Transneft vertretenen Position für die Synchronisierung der Projekte aus.⁸³¹ Wichtig war hierbei insbesondere die Haltung Rosnefts, des einzigen an beiden Projekten beteiligten Unternehmens, dessen Präsident, Sergei Bogdanchikov, unterstrich, dass er die CPC-Erweiterung nur dann unterstützen würde, wenn diese durch den Bau der B-A begleitet würde.⁸³² Sowohl Chevron als auch KMG zeigten sich dabei prinzipiell zur Beteiligung am Projektunternehmen zum Bau der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline (B-A) bereit. KMG signalisierte in diesem Zusammenhang sein Interesse, zukünftig etwa 10 Mio. Barrel Öl pro Jahr über die Leitung befördern zu wollen (etwa 27.500 b/d). Auch Chevron war aufgrund des Zeitdrucks, verursacht durch die anstehende Produktionserweiterung bei Tengiz, zu deutlichen Zugeständnissen geneigt, wobei es den Bypass im Grunde als Versicherungsinstrument gegen potenzielle Unterbrechungen des Verkehrs über die Meerengen ansah. Der Konzern konnte sich angeblich vorstellen, bis zu 30 Prozent an der Leitung zu übernehmen, was in Kombination mit der Beteiligung von KMG einen Anteil von etwa 35 Prozent ausmachen würde. Im Gegensatz zu russischen Vorstellungen war man jedoch keinesfalls daran interessiert, die Erweiterung der CPC durch den Bau des Bypasses zu bedingen, d. h. eine formelle Verknüpfung zwischen beiden Projekten zu schaffen. Andere große CPC-Teilnehmer sprachen sich demgegenüber gänzlich gegen eine Beteiligung an der B-A aus.⁸³³

Auch das von Chevron angekündigte Interesse an der Projektbeteiligung stellte eher eine vorläufige Bekundung als eine feste Zusage dar. Einer endgültigen Entscheidung mussten noch Verhandlungen über genaue Teilnahmebedingungen vorausgehen, wobei sich die Position des Chevrone deutlich von den Interessen der russischen Seite unterschied⁸³⁴ und der Konzern gleichzeitig durchaus auch weitere Bypass-Optionen, wie die Samsun-Ceyhan-Verbindung, untersuchte.⁸³⁵ Vertreter des Unterneh-

⁸³¹ Vgl. Burgas-Alexandroupolis pipeline builders may invite Chevron to join, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 10.4.2006.

⁸³² Vgl. Rosneft to support CPC expansion, only in tandem with Burgas-Alexandroupolis, in: Central Asia General Newswire, 24.4.2006.

⁸³³ So z. B. ExxonMobil. Der Konzern berief sich darauf, dass dies im Vergleich zu Tankertransporten nicht wirtschaftlich wäre. Tarifvorschläge aus dem Jahr 2004 sprachen davon, dass die Kosten für den Transport von Norwosjisk nach Augusta (Importterminal in Italien) über die Bypass-Pipeline bei 12,45 USD/t liegen könnten (davon sollten 2 USD/t eine Royalty-Zahlung an die Transitländer darstellen). Im selben Jahr betragen die Transportkosten zum selben Terminal über den Bosphorus für die Suezmax-Tankerklasse 11,53 USD/t. Die Türkei erhielt etwa 80.000 USD pro Tankerdurchfahrt (Gebühren und Lotze-Funktion). Vgl. TNK-BP, Rosneft, Sibneft, Chevron to found pipeline company, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 26.4.2006; Chevron Ready to Join Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline Construction, in: Eastbusiness.org, 26.4.2006; Sharushkina, Nelli: Line Manager: Putin Backs Bosphorus Bypass Pipeline To Rival Turkey, in: Nefte Compass, 7.9.2006.

⁸³⁴ Chevron bestand darauf, dass die Beteiligung der Unternehmen am Projekt proportional zu der von ihnen beförderten Ölmenge sein sollte. Von diesem Anteil sollte sich wiederum die Investitionsverpflichtung ableiten. Chevron sprach sich gegen die Beteiligung von Akteuren aus, die nicht beide Kriterien erfüllten. Damit schloss der Konzern sowohl die Beteiligung der beiden Transitländer (Griechenland, Bulgarien) als auch Transnefts aus, da diese über kein eigenes Öl verfügten. Die russische Regierung war nicht bereit, auf die Mehrheit am Projekt zu verzichten und hielt auch an der Betreiberfunktion von Transneft fest. Vgl. Sharushkina, Nelli: Bosphorus Bypass: TNK-BP Weighs Up Samsun-Ceyhan Pipeline, in: Nefte Compass, 3.8.2006; Sharushkina, Nelli: Setback: CPC Expansion Could Be Held Up Over Bosphorus Bypass, in: Nefte Compass, 15.6.2006.

⁸³⁵ Parallel zu der von Russland präferierten B-A-Pipeline wurde auch das Projekt zum Bau der türkischen Samsun-Ceyhan-Leitung konzipiert. Am 24. April 2006 erhielten die türkische Calik Enerji und der italienische Konzern ENI von der türkischen Regierung die Erlaubnis zum Bau der Pipeline. Deren Anfangskapazität sollte etwa 1 mb/d (50 Mt/Jahr) betragen und später auf bis zu 1,5 mb/d (75 Mt/Jahr) erweitert werden. Die Projektkosten sollten laut ersten türkischen Angaben etwa 1 Mrd. USD betragen. ENI sah die Pipeline als Teil eines Infrastrukturpakets an, das die Beförderung von Kashagan-Öl aus dem kaspischen Raum sicherstellen sollte. Zur Umsetzung des Projektes formten Calik und ENI im September 2006 das Trans Anadolu Pipeline Co. (Tappco) Konsortium, an dem beide jeweils 50 Prozent hielten. Das Konsortium sollte nach dem Bauabschluss auch für den Be-

mens sprachen sich sogar für die Schaffung mehrerer Umgehungspipelines aus. *„I do not think that one pipeline [circumventing the straits] will suffice. Probably, two or even five will be needed.“*⁸³⁶ Hierbei ging es nicht nur um das Transportvermögen der Pipelines, das für den Fall der Schließung des Bosphorus ausreichende Ausweichmöglichkeiten bieten sollte, sondern auch um die Schaffung eines Konkurrenzumfelds, um somit den sich abzeichnenden monopolistischen Interessen, die von Russland/Transneft mit der Bypass-Leitung verbunden waren, entgegen zu wirken. Im Gegensatz zur russischen Position bildete im Verständnis von Chevron dabei auch die BTC für kasachisches Öl eine Option zur Umgehung der türkischen Meerengen. Da der Konzern nach der Übernahme von Unocal direkte Anteile an der Pipeline besaß, stellte ihre Nutzung eine natürliche Alternative dar.⁸³⁷ Dabei rechnete man insbesondere im Hinblick auf die gesamtkasachische Entwicklung durchaus mit der Notwendigkeit der künftigen Ausweitung ihrer Kapazität. *„CPC alone is unable to pump through all the oil, we need BTC and we have to expand it in the future.“*⁸³⁸ Chevrons Interesse an der Nutzung der BTC war dabei prinzipiell komplementär zu den Bemühungen der kasachischen Regierung und der Kashagan-Partner zur Schaffung des KCTS. Auch wenn von Nasarbajew in diesem Zusammenhang wiederholt bekräftigt wurde, dass die Erweiterung der CPC weiterhin das „No. 1 project“⁸³⁹ für Kasachstan darstellte, wurde zunehmend deutlich, dass ein beträchtlicher Teil der kasachischen Ölexporte in Richtung Europa künftig über den Kaukasus erfolgen sollte.

Chevron war aber grundsätzlich an keiner Eskalation seiner Beziehungen zu Russland und Transneft interessiert und wollte die Erweiterung der CPC durch kooperatives Verhalten möglichst beschleunigen. Nach einem Treffen zwischen Vertretern von Chevron und Transneft, bei dem die Pläne Moskaus zur Übertragung der Verwaltung des russischen CPC-Anteils an Transneft besprochen wurden, zog der US-Konzern seine zuvor sogar schriftlich erhobenen Einwände zurück. Im Grunde reagierte Chevron hiermit jedoch lediglich auf die in russischen Regierungskreisen stattgefundene Entwicklung. Eine Einbeziehung Transnefts in das CPC-Projekt schien zu diesem Zeitpunkt längst beschlossene Sache zu sein und der Konzern konnte dieser ohnehin kaum etwas entgegen setzen.⁸⁴⁰ Laut offizieller Sicht Moskaus sollte Transneft als Instrument zur Koordinierung des gesamtrussischen Exportvolumens aus dem Schwarzmeerraum verantwortlich sein, was für die Ölexportsicherheit des Landes von herausragender Bedeutung war. *„In our view, the issue concerns not so much the right to manage the Russian stake in CPC, as tackling a more serious strategic goal, namely the need to coordinate Russian flows of oil in Black Sea ports taking into account the through-capacity of Turkish straits and projects being discussed to build competing, bypassing oil pipelines. Although the CPC is in a difficult financial*

trieb der Pipeline verantwortlich sein (hierzu wurde die Projektlizenz, die von der türkischen Regierung ursprünglich an Calik vergeben wurde, auf Tappco übertragen). Die türkische Regierung stimmte offiziell zu, sich nicht in den Betrieb der Pipeline einzumischen. Dies stand im Gegensatz zur B-A-Leitung, da Bulgarien und Griechenland darauf bestanden, sich auch an ihrem Betreiber beteiligen zu wollen. Vgl. Ritchie, Michael: Eni Takes Stake in Turkish Bypass Pipe, But Rivals Circle, in: International Oil Daily, 18.9.2006; Moscow Man Takes CPC Helm, in: International Oil Daily, 27.4.2006; Sharushkina, Nelli: TNK-BP Considers Alternative Bosphorus Bypass Crude Pipeline, in: International Oil Daily, 1.8.2006.

⁸³⁶ Guy Hollingsworth, Managing Director von Chevron Eurasia, zit. in: Chevron calls for the construction of a few pipelines circumventing the Black sea straits, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2006.

⁸³⁷ TCO wollte mit Exporten über die BTC im zweiten Quartal 2007 beginnen. Bis zu 100.000 b/d (5 Mt) sollten hier exportiert werden. Vgl. Chevron JV to start BTC exports in mid-2007, in: Turkish Daily News, 1.7.2006.

⁸³⁸ Guy Hollingsworth, Managing Director von Chevron Eurasia, zit. in: Chevron calls for the construction of a few pipelines circumventing the Black sea straits, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2006.

⁸³⁹ Vgl. Bukharbayeva, Bagila: Kazakh leader says his country to join Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline next week, in: Associated Press Worldstream, 8.6.2006.

⁸⁴⁰ Vgl. Sharushkina, Nelli: Russia's Transneft May Join Caspian Pipe, in: International Oil Daily, 12.4.2006.

state, this asset is strategically important for Russia precisely in the context of the problems of the Black Sea basin.“⁸⁴¹ Vor diesem Hintergrund beantragte das russische Ministerium für Industrie und Energie im Juni 2006 bei der Regierung die Übertragung der Rechte zur Verwaltung des russischen CPC-Anteils an Transneft.⁸⁴² Im Gegensatz zu Einschätzungen zahlreicher Analytiker und Vertreter privater Ölonternehmen, die den staatlich kontrollierten Pipelinemonopolisten im Sinne einer geökonomisch geleiteten Denkweise als verlängerten Arm der russischen Regierung ansahen, dessen Entscheidungen primär mit Rücksicht auf strategische Interessen Kremls erfolgten, versuchten Mitarbeiter des russischen Ministeriums diesen Schritt nach außen erstaunlicherweise sogar mit einer gänzlich gegenläufigen Darstellung zu rechtfertigen. „*The faster we make a decision, the easier it will be for participants to talk professionally with each other without the chance for making it political. There is a conflict of interests [yet] because the government is acting as a commercial participant in the project and implementing a supervisory function.*“⁸⁴³

3.5.17 Russland verschärft den Druck auf das Konsortium

Die durch das Putin-Nasarbajew-Treffen sowie die anschließenden Gespräche zwischen den CPC-Mitgliedern geweckten positiven Erwartungen wurden jedoch in der Folgezeit nicht bestätigt, wobei die auf Arbeitsebene erreichten Fortschritte nicht von der russischen Regierung übernommen wurden. Dies wurde durch die Entlassung des stellvertretenden russischen Energieministers, Oleg Gordejew, begleitet, der bis dahin als russischer Hauptverhandlungsführer im Rahmen des CPC-Prozesses auftrat. Das zwischen ihm und Kabyldin im Mai unterschriebene Protokoll wurde von russischer Seite daraufhin einfach nicht mehr anerkannt. Russische Verwaltungsbehörden fingen in der Folgezeit sogar an, die Aktivitäten von Gordejew aus strafrechtlicher Sicht zu untersuchen. Die auf russischer Seite bestehende Unzufriedenheit mit dem erreichten CPC-Übereinkommen betraf hauptsächlich die dort unberücksichtigten Erwartungen bezüglich der Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der Bypass-Pipeline, die mittlerweile auch auf höchster Ebene übernommen wurden. Dies bestätigte sich während des G8-Treffens in St. Petersburg Mitte 2006. Als Repräsentanten mehrerer westlicher Länder für die Erweiterung der CPC warben, vertrat Putin die Einschätzung Transnefts, wonach zuerst eine Umgehungsleitung zur Entlastung der Meerengen entstehen müsste.⁸⁴⁴

Auf eine solche Bedingung konnten und wollten sich die in Kasachstan tätigen Mitglieder des CPC-Konsortiums nicht einlassen. Zu groß war die Gefahr, dass es bei der von Moskau bevorzugten B-A-Pipeline, die von der russischen Regierung mit variierender Intensität ohne nennenswerte Fortschritte bereits seit 1994 vorangetrieben wurde, zu weiteren Verzögerungen kommen könnte. Der Ausbau der CPC-Leitung wäre im Fall der Verknüpfung beider Projekte vom Erfolg der hochgradig politisierten Verhandlungen zwischen Russland, Bulgarien und Griechenland abhängig, in denen keines der

⁸⁴¹ Andrei Sharonov, stellvertretender russischer Minister für wirtschaftliche Entwicklung und Handel, zit. in: Khristenko says list of candidates for CPC post is short, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 19.4.2006.

⁸⁴² Vgl. Transneft Backed in CPC, in: International Oil Daily, 22.6.2006.

⁸⁴³ Andrei Dementyev, stellvertretender russischer Minister für Industrie und Energie, zit. in: CPC stake transfer to Transneft may be resolved by year-end, in: Russia & CIS Energy Newswire, 1.12.2006; Ähnlich äußerte sich auch V. Christenko: „*The CPC's transfer to Transneft's trust management will make it possible to eliminate any political factors in this process.*“ Zit. in: Transfer of CPC to Transneft management will lift political pressure – Khristenko, in: Russia & CIS General Newswire, 12.12.2006.

⁸⁴⁴ Vgl. Sharushkina, Nelli: Setback: CPC Expansion Could Be Held Up Over Bosphorus Bypass, in: Nefte Compass, 15.6.2006.

Länder einem direkten Zwang zur schnellen Einigung unterlag.⁸⁴⁵ Darüber hinaus bestand die Gefahr, dass an die CPC-Mitglieder im Zusammenhang mit dem Bau des Bypasses ähnlich wie bereits bei der CPC-Erweiterung zusätzliche Forderungen (z. B. „ship-or-pay“-Garantien) gestellt werden könnten, die grundsätzlich gegen ihre Interessen verstoßen würden. Nach einem Treffen mit Vertretern von Rosneft, TNK-BP, Gazpromneft und Transneft, die sich auf russischer Seite an der Entwicklung der B-A-Pipeline beteiligten, verkündete Chevron, dass es das Projekt nur in dem Fall unterstützen würde, wenn zuvor ein Abkommen über die Erweiterung der CPC-Leitung erreicht würde, andernfalls wollte sich der US-Konzern alternativen Projekten zuwenden.⁸⁴⁶ „If CPC is expanded, we will support the [Burgas-Alexandroupolis] project, if not, our oil will go on the southern route to Baku-Ceyhan and there will be no need in Burgas-Alexandroupolis pipeline.“⁸⁴⁷ Andere Produzenten wie ExxonMobil sprachen sich weiterhin gänzlich gegen eine Beteiligung am Bypass aus. Laut Auffassung des Konzerns war das Risiko einer längeren Verkehrsunterbrechung in der Meerenge vergleichsweise gering. Darüber hinaus war man nicht bereit die nach neusten Schätzungen auf etwa 1 USD/b berechneten Zusatzkosten für den Transport über die Bypass-Pipeline zu tragen. Dies galt umso mehr, da diese Kosten die Nutzer der Pipeline gegenüber Nichtnutzern diskriminieren und zu Trittbrettfahrereffekten führen würden.⁸⁴⁸

Es war jedoch längst nicht nur die Frage der Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der Bypass-Leitung, die die Ölproduzenten beschäftigte. Auch in anderen Bereichen sah sich das Pipelinekonsortium mit erheblichen Herausforderungen konfrontiert. Im Juli 2006 erhob die russische Föderale Steuerbehörde Forderungen über Steuerrückzahlungen für den Zeitraum 2002-2003 in Höhe von 4,7 Mrd. Rubbel (etwa 175 Mio. USD). Da gegen CPC bereits Ansprüche auf Steuerrückstände für den Zeitraum 1999-2002 in Höhe von 2,1 Mrd. Rubbel (etwa 77 Mio. USD) bestanden, summierten sich

⁸⁴⁵ Die Interessensunterschiede in der Projektgruppe waren zu dieser Zeit sehr groß. Die drei russischen Unternehmen TNK-BP, Rosneft und Gazpromneft (ursprünglich Sibneft), die in den Verhandlungen die russische Seite vertraten, einigten sich vorerst lediglich darauf, die Machbarkeitsstudie für die Pipeline zu bezahlen. Die Finanzierung der Bauarbeiten und die Garantierung der Öldurchleitung waren weiterhin unklar. Die drei Unternehmen verlangten einen Anteil von 51 Prozent an der Pipeline. Bulgarien und Griechenland forderten jedoch eine gleiche Aufteilung von jeweils 33 Prozent zwischen den beiden Ländern und den russischen Unternehmen. Darüber hinaus besaß Bulgarien besondere Anforderungen an das Projekt. Das Land strebte nach dem Aufbau einer staatlichen Ölreserve und wollte hierzu einen Teil der Anlagen in Burgas sowie einen Teil des dort ankommenden Öls nutzen. Dies würde jedoch die Kontrolle über die Ölmenge, die tatsächlich über die Pipeline fließen würde, erschweren und stand somit nicht im Einklang mit den Interessen der Ölproduzenten. Griechenland und Bulgarien betrachteten die Pipeline zudem als kommerzielles Projekt, das für die Länder gewinnbringend sein sollte. Sie bestanden daher auf einer Beteiligung an den Gewinnen und wollten sich auch an der Betriebsgesellschaft beteiligen. Neben Royalty- und Steuerzahlungen sollte das Projekt für die Länder auch Dividenden generieren. Dies würde die Kosten der Pipelinennutzung jedoch im Vergleich zur Verschiffung über den Bosphorus (2,75-3,50 USD/t je nach Saison) zu teuer machen. Auch die Frage nach dem Betreiber der Pipeline blieb weiterhin ungelöst. Alle russischen Partner sowie Transneft bemühten sich um die Funktion, wobei auch Griechenland und Bulgarien eigene Vorstellungen besaßen, die die Einbeziehung nationaler Regulierungsbehörden auf den jeweiligen Abschnitten betrafen. Vgl. ebenda; Sharushkina, Nelli: Bosphorus Bypass: TNK-BP Weighs Up Samsun-Ceyhan Pipeline, in: Nefte Compass, 3.8.2006.

⁸⁴⁶ Vgl. Chevron to support Burgas-Alexandroupolis only with CPC expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 31.8.2006.

⁸⁴⁷ Ian MacDonald, Präsident der russischen Vertretung von ChevronTexaco, zit. in: Chevron may stop support of Burgas-Alexandroupolis pipeline (Gazeta.ru), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.9.2006.

⁸⁴⁸ Vgl. ExxonMobil Updates Ambassador On CPC Pipeline, KCTS Project, 19.10.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ASTANA&q=kazakhstan%20pipeline> (Zugriff 16.2.2012).

die ausstehenden Zahlungen laut russischen Behörden auf 6,8 Mrd. Rubbel (etwa 253 Mio. USD).⁸⁴⁹ Das Konsortium wehrte sich gegen die aus seiner Sicht unrechtmäßig erhobenen Anschuldigungen und legte gegen diese gerichtliche Einsprüche ein. Die erhobenen Steuerrückzahlungsforderungen verursachten bei Unternehmen und Analytikern großen Unmut, denn sie ähnelten nur zu sehr dem Vorgehen russischer Behörden gegen den Ölkonzern Yukos. Ähnlich wie CPC zog auch Yukos gegen die Vorwürfe vor Gericht, wobei das Verfahren letztendlich mit der Zerschlagung des zu der Zeit zweitgrößten russischen Ölproduzenten und der Eingliederung seiner wichtigsten Bestandteile in staatliche Unternehmen endete.⁸⁵⁰ Beobachter sprachen daher davon, dass das Vorgehen der Behörden im Fall CPC lediglich als Instrument der russischen Regierung zur Durchsetzung eigener Interessen und der Stärkung des staatlichen Einflusses im Öl- und Gassektor auf Kosten privater – insbesondere ausländischer – Akteure diene. Auch die am CPC beteiligten Ölproduzenten sahen die Forderungen als Bestandteil der russischen Verhandlungstaktik und verwiesen darauf, dass es im Falle einer positiven Entscheidung über die Rückzahlung automatisch zur Anhebung der Tarife kommen müsste, um die Profitabilität des Konsortiums zu wahren.⁸⁵¹ Der Eindruck eines gezielten Vorgehens der russischen Regierung gegen westliche Unternehmen wurde zusätzlich dadurch bekräftigt, dass parallel zu den Schwierigkeiten von CPC auch mehrere weitere im russischen Energiesektor tätige ausländische Investoren unter erhöhten Druck gerieten.⁸⁵² Einige Kommentatoren sprachen diesbezüglich von der Anwendung der sog. „Putin-Doktrin“, deren Schlüsselbestandteile der Ressourcennationalismus und die Zentralisierung der Kontrolle über den Energiesektor in Händen staatlicher Unternehmen bildeten.⁸⁵³

Vor dem Hintergrund der geschilderten Differenzen und Schwierigkeiten war es kaum überraschend, dass die CPC-Mitglieder während der jährlichen Generalversammlung vom 27.-28. September 2006 erneut keine Einigung über die Bedingungen der Erweiterung erreichen konnten.⁸⁵⁴ Auch parallele

⁸⁴⁹ Die Forderungen wurden auf der Grundlage der Ergebnisse eines Regierungsaudits vom 30. Mai 2006 erhoben. Einige russische Zeitungen behaupteten in diesem Zusammenhang auch, dass die Konten des Konsortiums gesperrt wurden, um die Rückstände einzunehmen. Laut CPC kam es jedoch zu keiner Zeit zu einer Sperrung der Konten. Vgl. Tax authorities lodge claims against KTK-R, in: Central Asia General Newswire, 26.7.2006; Caspian Pipe Faces Tax Demand, in: International Oil Daily, 19.7.2006; Crunch Time: Tax Woes Deepen For Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, Vol. 15, No. 29, 26.7.2006.

⁸⁵⁰ Yukos stellt wohl den bekanntesten Fall für den Eingriff russischer Behörden in den Ölsektor dar. Die Gläubiger des Konzerns stimmten nur wenige Tage nach dem Bekanntwerden der Forderungen gegen CPC für die Bankrotterklärung des Konzerns. Dieser wurde bereits zuvor zum Großteil zerlegt, um die staatlichen Steuerforderungen begleichen zu können. Die Hauptproduktionseinheit Yuganskneftegas wurde dabei vom staatlich kontrollierten Konzern Rosneft gekauft (Ende 2004). Im Mai 2007 erwarb Rosneft auch die Yukos-Sparten Samaraneftegaz und Tomskneft und stieg somit zum größten russischen Ölproduzenten auf. Vgl. Sharushkina, Nelli: Russia: Yukos RIP, in: Energy Compass, 28.7.2006.

⁸⁵¹ Court upholds nearly all 2002-2003 tax claims against CPC-R, in: Kazakhstan General Newswire, 15.9.2006.

⁸⁵² Die Behörden gingen im Streben nach einer Stärkung des staatlichen Einflusses im Öl- und Gassektor gegen viele Projekte mit ausländischer Beteiligung vor. Als bekannteste Maßnahmen können hier die Aktivitäten gegen das von ExxonMobil geleitete Sachalin-1-Projekt, das von Royal Dutch Shell geleitete Sachalin-2-Projekt, das von TotalFinaElf geleitete Projekt zur Erschließung des Kharyaga-Vorkommens oder gegen das russisch-britische TNK-BP (u. a. Kovykta-Feld) genannt werden. In den ersten drei Fällen handelte es sich um PSAs, im letzten um ein 50:50 JV. In allen Fällen lag der Vorwurf nahe, dass das Vorgehen der Behörden ausschließlich die Veränderung der ursprünglichen Projektbedingungen und Anteilsaufteilungen erzwingen sollte. Das Hauptanliegen bestand in der Steigerung des Anteils russischer Unternehmen auf über 50 Prozent bzw. der Erzwingung des Einstiegs staatlicher Konzerne. Vgl. ebenda; Neff, Andrew: Another Russian Power Play? CPC Pipeline Consortium's Accounts Frozen over Tax Claim, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 27.7.2006.

⁸⁵³ Vgl. Ritchie, Michael: Russia: The Putin Doctrine, in: Energy Compass, 4.1.2008.

⁸⁵⁴ Vgl. CPC shareholders fail to approve capacity expansion, in: Prime-Tass, 29.9.2006.

Initiativen der US-Administration konnten Moskau zu keinen Zugeständnissen bewegen.⁸⁵⁵ Im Gegenteil, auf russischer Seite konnten in der Folgezeit sogar Rückfälle zu längst beigelegten Problemfeldern beobachtet werden, die durch neue Drohungen begleitet wurden. Beispielsweise schlug der Vorsitzende der föderalen Energieagentur (S. Oganesyanyan) dem russischen Ministerium für Industrie und Energie im Oktober erneut die Eingliederung der CPC-R in die Liste natürlicher Monopole vor, um so die staatliche Regulierung der Tarife zu ermöglichen. Dem Ministerium wurde vor dem Hintergrund der großen Verschuldung des Konsortiums sogar die Möglichkeit der Einleitung eines Insolvenzverfahrens empfohlen.⁸⁵⁶ In russischen Medien (Kommersant) kursierten darüber hinaus Berichte über einen angeblichen Brief des russischen Energieministers, V. Christenko, an den Leiter von Chevron Eurasia, Guy Hollingsworth, in dem alle zuvor erreichten Kompromisse⁸⁵⁷ abgelehnt wurden und darauf bestanden wurde, dass Russland als größter Anteilseigentümer an der rigorosen Umsetzung seiner Forderungen festhielte. Hierbei sollte es sich primär um eine deutliche Steigerung der Tarife handeln, was eine Rückzahlung aller Schulden bis zum Jahr 2014 ermöglichen sollte.⁸⁵⁸ Oganesyanyan schlug vor diesem Hintergrund Mitte November erneut die Anhebung der Tarife auf 38 USD/t vor, wobei die Rate nach der Schuldentilgung erneut reduziert werden sollte.⁸⁵⁹ Die Föderale Agentur zur Verwaltung des staatlichen Eigentums (Rosimushchestvo), die zu dieser Zeit noch mit der Verwaltung des russischen CPC-Anteils beauftragt war, legte den privaten Konsortialpartnern daraufhin Ende November tatsächlich einen Vorschlag zur Steigerung der Transportgebühren auf 38 USD/t vor, die durch eine parallele Reduzierung der Zinssätze auf die Unternehmenskredite begleitet werden sollte. Darüber hinaus sollten die Unternehmen auch auf die zukünftige Rückzahlung eines Teils ihrer Zinseszinsen verzichten. Dies wurde damit begründet, dass das Konsortium nicht einmal im Stande war, aus den laufenden Einnahmen die Zinszahlungen zu bedienen, wodurch es zur weiteren Akkumulation des Schuldenberges kam.⁸⁶⁰ Über den russischen Antrag sollte im Rahmen eines au-

⁸⁵⁵ Vgl. Russian-U.S. WTO deal benefits economic cooperation – Ambassador Burns, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 16.11.2006.

⁸⁵⁶ Vgl. Neff, Andrew: Russian Federal Energy Agency Seeks Nationally-Regulated Tariffs for CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 20.10.2006.

⁸⁵⁷ Laut Unternehmensvertretern war der Text des Memorandums zur Pipelineerweiterung nahezu vollständig vereinbart. Fast alle wichtigen wirtschaftlichen Aspekte (inklusive der Tarife und Steuern) wurden von den Mitgliedern der Arbeitsgruppen (inklusive der russischen Regierungsvertreter) abgesegnet. Eine Einigung fehlte lediglich über Details der Governance-Strukturen (Größe des Aufsichtsrates und Höhe des Quorums). Vgl. CPC Update Further Movement Toward Finish Line?, 4.12.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06MOSCOW12763&q=kazakhstan%20pipeline> (Zugriff 16.2.2012).

⁸⁵⁸ Vgl. The Sole Russian Private Oil Pipeline May Go Bankrupt (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.11.2006; Russia blocking expansion of Kazakh oil pipeline: report, in: Agence France Presse, 13.11.2006; Wardell, Simon: Russia Rejects CPC Expansion Proposal, in: IHS Global Insight, 13.11.2006.

⁸⁵⁹ Obwohl ein Insolvenzverfahren gegen das Konsortium von ihm zu dieser Zeit bereits als unwahrscheinlich angesehen wurde, verwies er jedoch weiterhin darauf, dass „it has not been ruled out that CPC may be included in the monopoly register.“ Sergei Oganesyanyan, Direktor der föderalen Energieagentur, zit. in: Energy Agency chief considers CPC bankruptcy unlikely, in: Kazakhstan General Newswire, 17.11.2006.

⁸⁶⁰ 2005 entsprachen allein die Zinszahlungsverpflichtungen etwa 89 Prozent der gesamten Einnahmen von CPC-R (die Einnahmen betragen 16,88 Mrd. Rubel, ca. 587,4 Mio. USD, die Zinsverpflichtungen 15,072 Mrd. Rubel, ca. 524,5 Mio. USD, der Jahresverlust erreichte somit trotz eines Bruttogewinns von 9,177 Mrd. Rubel, ca. 319,4 Mio. USD, einen Wert von 10,449 Mrd. Rubel, ca. 365,4 Mio. USD). Die unbezahlten Zinsen wurden auf die bestehenden Schulden angerechnet und weiter verzinst, wodurch die Gesamtschulden des Konsortiums weiter anstiegen. 2006 sollte die Schuldenlast nach Berechnungen der Agentur bereits die Einnahmen übersteigen. Die Gesamtschulden von CPC betragen zu dieser Zeit bereits etwa 5 Mrd. USD. Vgl. CPC Losses Growing Due To Loan Interest, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 16.8.2006.

ßerplanmäßigen Treffens der Anteilseigentümer entscheiden werden. Jedoch unterstützte kein weiteres Konsortialmitglied den Vorstoß der Agentur.⁸⁶¹

Der Druck der russischen Regierung blieb weiterhin aufrechterhalten. Anfang Dezember vermeldete Kommersant, dass dem Konsortium aufgrund vermeintlicher umweltrelevanter Verletzungen der Lizenzbestimmungen der Entzug der Lizenz für den Transport von sog. „hazardous cargo“ (u. a. Erdöl) drohte. Angeblich konnte die Staatsanwaltschaft somit die Verladung an den CPC-Terminals jederzeit anhalten.⁸⁶² Der Generalstaatsanwalt, Jurij Chaika, widersprach zwar zuerst den Berichten⁸⁶³, diese trugen jedoch im Kontext der allgemeinen Verschärfung der Anforderungen der russischen Regierung an die im russischen Öl- und Gassektor tätigen ausländischen Unternehmen zur weiteren Erhöhung der Unsicherheit unter den CPC-Mitgliedern bei. Tatsächlich kündigte die russische Staatsanwaltschaft aber nur wenige Tage später eine engere Zusammenarbeit mit den zuständigen Ministerien (z. B. dem Ministerium für Rohstoffe und dem Ministerium für Transport) in Bezug auf CPC-Angelegenheiten an, was nicht wenige an die Rolle der Behörde bei der Zerschlagung von Yukos erinnerte. Analytiker deuteten hinsichtlich der aktuellen Probleme des Konsortiums mit der Transportlizenz darauf, dass rechtliche Schritte im Zusammenhang mit angeblichen Verletzungen von Lizenzbedingungen und Verstößen gegen Umweltschutzbestimmungen die zuvor häufig im Alleingang eingesetzten Forderungen bezüglich ausstehender Steuerrückzahlungen als Instrument der Regierung zur Interessensdurchsetzung im Rahmen der Öl- und Gasbranche ergänzten.⁸⁶⁴ Das zunehmende Augenmerk der russischen Regierung auf umweltpolitische Belange spiegelte sich auch in Putins Argumentation gegenüber ausländischen Investoren in Russland wider. „*[Russia] has the right to demand from the participants of these projects to show respect to our nature and to comply with ecological discipline. We also proceed from the fact that the country-owner should have an adequate income from the use of its resources.*“⁸⁶⁵ Ein Beispiel dafür, wie erfolgreich der Druck der russischen Regierung sein konnte, zeigte sich noch im selben Monat am Beispiel des Sachalin-2-Projektes. Das mit der Entwicklung der Vorkommen beauftragte Konsortium unter der Führung von Royal Dutch Shell sah sich zuvor mit zahlreichenden strafrechtlichen Schritten konfrontiert, die die ausländischen Partner

⁸⁶¹ Vgl. Russia plans to make another price hike proposal to CPC, in: Central Asia General Newswire, 29.12.2006; CPC capacity needs to be expanded – Alekperov, in: Central Asia General Newswire, 17.11.2006.

⁸⁶² Legislative Änderungen vom August 2006 führten ohnehin dazu, dass die bestehende Lizenz des Konsortiums für den Transport und die Verladung von Öl und weiterer als „gefährlich“ eingestufte Materialien nicht mehr gültig war. Das Konsortium sollte demzufolge der Staatsanwaltschaft entsprechende Unterlagen über den Betrieb seiner Terminals im Schwarzen Meer vorlegen und eine neue Lizenz beantragen. Vgl. Neff, Andrew: Russia Warns CPC Operating License Could Be Suspended, in: IHS Global Insight, 6.12.2006.

⁸⁶³ „Apparently Kommersant knows more than Prosecutor General. I know nothing of such checks.“ Zit. in: Press conference with Prosecutor General Yuri Chaika RIA Novosti, in: Official Kremlin Int’l News Broadcast, 5.12.2006.

⁸⁶⁴ Vgl. Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Russia Prosecutor Puts Industry in Sights, in: International Oil Daily, 6.12.2006; Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Warning Signs: Russia Prosecutors Sets Sights On Oil And Gas, in: Nefte Compass, 7.12.2006.

⁸⁶⁵ Wladimir Putin, zit. in: Sharushkina, Nelli: Russia Holds Out Hope of Shtokman Role, But Details Fuzzy, in: International Oil Daily, 11.12.2006; Ähnlich sprach sich auch der Leiter der Behörde zur Überwachung technischer Standards (Rostekhnadzor), Konstantin Pulikovskiy, aus. „*We have the right to demand that foreign partners obey our environmental laws. Likewise, we proceed from the assumption that a country should receive decent profits from the use of its resources. ... we are not talking about some abstract property belonging to mankind but Russian property.*“ Zit. in: Gazprom to draft new rules for foreign involvement in Shtokman, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 13.12.2006.

letztendlich zum Einlenken in Bezug auf die Forderung nach der Beteiligung Gazproms am Projekt bewegten.⁸⁶⁶

Zusätzlich zu den Lizenzproblemen des Konsortiums fing eine Kommission der Duma erneut an, sich mit einem bereits 1999 vorgelegten, jedoch seit damals vernachlässigten Entwurf für ein Gesetz über Öl- und Gaspipelines zu befassen. Dieses sollte u. a. die Rolle privater Unternehmen in Bezug auf Besitz und Betrieb der Leitungsinfrastruktur definieren, wobei einige Experten darin einen Vorstoß sahen, der prinzipiell gegen die CPC gerichtet werden konnte.⁸⁶⁷

Die Befürchtungen über ein gezieltes Vorgehen der Behörden gegen das Konsortium schienen sich zu bestätigen. Mitte Dezember 2006 leitete die zuständige russische Kontrollbehörde für die Überwachung technischer Standards, Rostekhnadzor, zusammen mit dem Büro der Staatsanwaltschaft eine Inspektion von CPC ein. Der politische Hintergrund der Schritte wurde vom Leiter der Behörde offen bestätigt. *„We're involved [in the inspection] and are acting on signals from the prosecutor and a number of statements by State Duma deputies.“*⁸⁶⁸ Im Rahmen der Untersuchungen, die am 16. Januar 2007 abgeschlossen wurden, konnten jedoch keine entscheidenden Verstöße gegen geltende Regelungen festgestellt werden. Die Behörde stellte primär unkorrekte Berechnungen der Zahlungen für Schadstoffemissionen fest.⁸⁶⁹ Das Konsortium wurde aufgefordert, die zusätzlichen Emissionszahlungen bis zum 1. März zu tätigen und alle festgestellten Missstände bis zum 1. April zu korrigieren.⁸⁷⁰ Ungeachtet des glimpflichen Ausgangs der Untersuchung stellte das Vorgehen der Organe ein deutliches Warnsignal gegenüber dem Konsortium dar.

Die schwierige Verhandlungssituation mit Russland frustrierte die kasachische Führung zunehmend. *„We are working out terms in accordance with which shareholders should agree to expand the CPC.*

⁸⁶⁶ Dem Konsortium wurden vor allem zahlreiche Verletzungen der Umweltschutzbestimmungen vorgeworfen. Royal Dutch Shell beugte sich dem Druck und bot Mitte Dezember 2006 Gazprom eine Beteiligung an Sachalin-2 an. Shell besaß zuvor 55 Prozent am Projekt, wobei der Rest von Mitsui (25 Prozent) und Mitsubishi (20 Prozent) gehalten wurde. Nach der Neuaufteilung erhielt Gazprom 50 Prozent plus einen Anteil, Shell 27,5 Prozent, Mitsui 12,5 Prozent und Mitsubishi 10 Prozent. Gazprom zahlte 7,45 Mrd. USD für den Anteil. Die Verfahren wurden daraufhin eingestellt. Auch die Tochter des russisch-britischen JVs TNK-BP, Rospan, befand sich aufgrund angeblicher Verletzungen der Umweltbestimmungen auf dem Feld Kovykta unter Druck. BP stimmte dem Verkauf der Mehrheitsanteile an der Lizenz an Gazprom im Juni 2006 zu. Vgl. Ritchie, Michael: Russia: Shell capitulates, in: Energy Compass, 15.12.2006.

⁸⁶⁷ Hierzu gehörte z. B. V. Milov, Präsident des Institute of Energy Policy. Er sah den Schritt als Versuch zur Schaffung einer rechtlichen Grundlage zur (Teil-)Nationalisierung von CPC. Die Beteiligung privater Unternehmen an Pipelines sollte laut dem Gesetzentwurf grundsätzlich nicht ausgeschlossen sein. In Falle, dass der Staat eine Pipeline jedoch in die Kategorie „große Leitungen“ („major“) einstufen würde, sollte sein Anteil an dieser nicht weniger als 75 Prozent, bei einer Gaspipeline 50 Prozent plus ein Anteil betragen. Ausländische Unternehmen und Privatpersonen sollten nicht mehr als 20 Prozent an diesen Pipelines besitzen dürfen. Bereits bestehende Pipelines sollten jedoch laut dem Entwurf nicht betroffen sein. Vgl. Russia prepares bill to block Chevron's CPC oil pipeline from Kazakhstan – report, in: AFX, 14.12.2006; Private pipelines to be legally banned in Russia (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.12.2006.

⁸⁶⁸ Vgl. Regulator inspecting Caspian Pipeline Consortium, in: Central Asia General Newswire, 20.12.2006.

⁸⁶⁹ Vgl. Rostekhnadzor fails to uncover CPC violations, in: Kazakhstan General Newswire, 26.1.2007.

⁸⁷⁰ Folgende Verstöße wurden festgestellt: es wurden nicht alle erforderlichen Maßnahmen getroffen, um die Emissionen der Generatorturbinen zu reduzieren, sodass eine Möglichkeit zur Überschreitung der maximal erlaubten Konzentration von Schadstoffemissionen bestand; Bestimmungen bezüglich der Umweltschutzmaßnahmen des Konsortiums waren nicht exakt ausgearbeitet worden; darüber hinaus wurde festgestellt, dass die Pipeline seit der Inbetriebnahme 43 Mal illegal angezapft worden war und in fünf Fällen Ölprodukte in den Boden austraten. Vgl. CPC asked for additional emission payments, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.1.2007.

*Today, unfortunately, Russia has not agreed with the terms being offered.*⁸⁷¹ Auch Chevron zeigte sich mit der Situation sehr unzufrieden und signalisierte, dass es im Falle weiter andauernder Verzögerungen gezwungen sein würde, die Erweiterung der Pipeline gänzlich fallen zu lassen und sich einem anderen Projekt zuzuwenden. Hierbei handelte es sich längst nicht mehr nur um verbale Drohungen, die als Teil der Verhandlungstaktik abgetan werden konnten. Der Konzern erkundete in der zweiten Jahreshälfte 2006 zunehmend alternative Exportwege und fing hierbei an, aktiv mit den Kashagan-Partnern zu kooperieren. Diese zeigten Bereitschaft, den Bau des von ihnen anvisierten Exportsystems (KCTS) vorzuziehen, um somit auf die Verzögerungen der CPC zu reagieren. Die Möglichkeit wurde insbesondere von ExxonMobil unterstützt, das neben Kashagan auch Anteile an Tengiz besaß und somit unter stärkerem Zugzwang stand als andere Mitglieder von Agip KCO. Die Initiativen von Chevron zum Transport eines Teils seiner Produktion über den transkaukasischen Korridor im Rahmen des „Crude export projects“ waren hiermit durchaus kompatibel. Am 24. Januar kam es daher zur Unterzeichnung eines Memorandums zwischen KMG, Agip KCO und Chevron (als Betreiber von TCO) über die gemeinsame Umsetzung des KCTS. Das System sollte aus einer 800 km langen Pipeline von den Onshore-Anlagen von Agip KCO in Eskene bis zum neu gebauten Terminal in Kuryk, einer Tankerflotte, die das Öl nach Baku verschiffen sollte, und entsprechenden Verladeanlagen, die den Anschluss an die BTC bzw. andere Transportsysteme in Aserbaidschan ermöglichen würden, bestehen. Die Kosten wurden auf etwa 3 Mrd. USD berechnet. Die anfängliche Transportkapazität sollte bei 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) liegen und später auf 760.000 b/d (38 Mt/Jahr) steigen, wobei mit der Inbetriebnahme des Systems im Zeitraum 2010/2011 gerechnet wurde. Für den Weitertransport des Öls von Baku untersuchte Chevron zusammen mit mehreren weiteren Unternehmen sogar den Bau einer neuen Pipeline zwischen Baku und Supsa.⁸⁷² Auch Washington schaltete sich in die Bemühungen ein. Während des Besuchs einer US-Delegation in Astana Anfang 2007 wurden Aspekte der Diversifizierung kasachischer Energieexporte besprochen, wobei neben KCTS und der CPC-Erweiterung von der US-Administration perspektivisch auch die Möglichkeit des Baus von transkaspischen Öl- und Gaspipelines vorgeschlagen wurde, die jedoch von Kasachstan strikt abgelehnt wurden.⁸⁷³

3.5.18 Die Verhandlungen über das Burgas-Alexandroupolis-Pipelineprojekt

Den Ölproduzenten wurde seitens der russischen Verhandlungsführer zunehmend deutlich gemacht, dass Russland an der Notwendigkeit der Beteiligung an der Bosphorus-Bypass-Pipeline festhalten würde. Dies bestätigte sich während der Treffen der Konsortialmitglieder Ende 2006 und Anfang 2007, bei denen keine weiteren Fortschritte bezüglich der CPC-Erweiterung erreicht werden konnten.⁸⁷⁴

In der Zwischenzeit steigerte die russische Regierung ihre Aktivitäten im Rahmen des B-A-Projektes, wobei sich nach außen durchaus positive Aussichten auf seine baldige Umsetzung abzeichneten. Beim Treffen zwischen dem russischen Präsidenten, Wladimir Putin, dem griechischen Premierminister, Costas Karamanlis, und dem bulgarischen Präsidenten, Georgy Parvanov, Anfang September 2006 wurde vereinbart, dass die Pipeline durch ein internationales Projektunternehmen (Trans Balkan Pipeline) gebaut und betrieben werden sollte, wobei Details der Anteilsverteilung noch in der

⁸⁷¹ Kaigerly Kabyldin, Managing Director von KMG, zit. in: KazMunaiGaz says there are problems in talks to expand CPC system, in: Central Asia General Newswire, 24.1.2007.

⁸⁷² Vgl. Ritchie, Michael: Kazakhstan Ties Exports Into Caspian Transit System, in: Nefte Compass, 1.2.2007.

⁸⁷³ Vgl. U.S. delegation to discuss diversification of Kazakh oil, gas export routes, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.2.2007; Kazakh, US officials discuss cooperation in energy sector (Kazakhstan Today), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 6.2.2007.

⁸⁷⁴ Vgl. CPC AGM set for March 22-23, in: Central Asia General Newswire, 16.2.2007.

Folgezeit ausgehandelt werden sollten. Die Parteien strebten zu diesem Zeitpunkt die Fertigstellung der Leitung im Jahr 2009 an, was in etwa dem Zeitraum des geplanten Abschlusses der Erweiterungsarbeiten an der CPC-Leitung entsprach.⁸⁷⁵ Gleich nach dem Treffen wurde Transneft auf russischer Seite mit der Rolle des Koordinators für die Projektimplementierung beauftragt, wodurch der Konzern das bis dahin federführende TNK-BP ersetzte. Auch dieser Schritt kann im Einklang mit dem Streben der russischen Regierung nach der Steigerung der Kontrolle über den russischen Öl- und Gassektor verstanden werden. Denn TNK-BP stellte nicht nur ein privates Unternehmen dar, es handelte sich gleichzeitig um ein JV mit ausländischer Beteiligung (BP). Die Umsetzung eines Infrastrukturprojektes – ungeachtet dessen, dass es sich auf ausländischem Territorium befinden sollte – mit strategischer Bedeutung für den russischen Ölexport, durfte aus Moskaus Sicht nicht aus der Hand gegeben werden. Ende Oktober legte die russische Regierung den beiden anderen beteiligten Ländern ein zuvor von Transneft ausgearbeiteten Vorschlag zur Aufteilung der Anteile am Pipelineunternehmen vor. Diesem zufolge sollte Russland 51 Prozent und Bulgarien und Griechenland jeweils 24,5 Prozent an der Pipeline erhalten. Der russische Anteil sollte unter den drei staatlichen Konzernen Transneft, Rosneft und Gazprom (repräsentiert durch Gazpromneft) aufgeteilt werden. Diese einigten sich zuvor auf die Gründung eines gemeinschaftlichen Unternehmens – Burgas-Alexandroupolis Pipeline Consortium (BAPC)⁸⁷⁶, durch das sie gemeinsam am Projekt arbeiten wollten. Transneft sollte die Führungsrolle in dem Unternehmen und später auch beim Betrieb der Pipeline übernehmen. Die Vorgaben der russischen Regierung sahen zusätzlich vor, dass keine privaten Unternehmen Beteiligungen am russischen Projektanteil erhalten und die drei staatlichen Teilnehmer ihre Anteile keinesfalls reduzieren durften.⁸⁷⁷ Der von Russland vorgelegte Vorschlag rechnete damit, dass Bulgarien und Griechenland ihre Anteile an externe Ölproduzenten, die gleichzeitig Durchleitungsgarantien für die Auslastung der Pipeline erteilen würden, vergeben sollten. Hierunter sollten sich TNK-BP, Chevron, KMG und andere Partner des CPC-Konsortiums befinden.⁸⁷⁸ „Private companies can participate in talks about the remaining 49 %, which belong to Greece and Bulgaria.“⁸⁷⁹

Der russische Vorschlag musste jedoch noch von den beiden anderen beteiligten Ländern endgültig akzeptiert werden. Die vorläufigen Pläne von Griechenland sahen vor, dass 23,5 Prozent des griechischen Anteils von Hilfe Thraki⁸⁸⁰ und das verbleibende Prozent von der Regierung selbst gehalten würde. Die Verwaltung des bulgarischen Anteils sollte von der bulgarischen Burgas-Alexandroupolis Project Co.⁸⁸¹ übernommen werden, wobei sich Sofia weiterhin unzufrieden mit der Größe ihres An-

⁸⁷⁵ Es kam zu einer leichten Anhebung der erwarteten Projektkosten. Diese sollten bei 800 Mio. USD für eine Pipeline mit einer Kapazität von 35 Mt/Jahr liegen und bei 950 Mio. USD für eine Pipeline mit einer Kapazität von 50 Mt/Jahr. Vgl. Humber, Yuriy: \$900M Pipeline Wins Backing, in: The Moscow Times, No. 3490, 5.9.2006.

⁸⁷⁶ Transneft 33,4 Prozent, Rosneft und Gazpromneft jeweils 33,3 Prozent.

⁸⁷⁷ Russland setzte sich auch für eine federführende Rolle von Stroitransgaz bei den Bauarbeiten ein. Vgl. Sharushkina, Nelli: Turkish Bypass Pipe Starts to Take Shape, in: International Oil Daily, 1.11.2006.

⁸⁷⁸ Vgl. KazMunaiGaz, CPC shareholders could join Burgas-Alexandroupolis project, in: Central Asia General Newswire, 21.11.2006.

⁸⁷⁹ Vgl. Hall, Matthew: Three Russian Oil Companies to Split 51 % Stake in Balkan Pipeline, in: IHS Global Insight, 1.11.2006.

⁸⁸⁰ JV zwischen Hellenic Petroleum (25 Prozent) und Thraki S. A. (75 Prozent), an diesem beteiligte sich die Latsis Group und Prometheus Gas. Letzteres stellte wiederum ein 50:50 JV zwischen Gazprom und der griechischen Copelouzos Group dar.

⁸⁸¹ Wurde ursprünglich als 50:50 JV zwischen den staatlichen Unternehmen Bulgargaz und Technoexportstroy gegründet. Im Februar 2010 übernahm das bulgarische Ministerium für Finanzen die völlige Kontrolle.

teils zeigte. Laut den bulgarischen Vertretern sollte die von Russland erzwungene Verringerung⁸⁸² durch Zugeständnisse in Form höherer Einnahmen aus Transittarifen und Steuern vom Betreiberunternehmen kompensiert werden. Darüber hinaus bestand Bulgarien darauf, dass der Terminal in Burgas unter bulgarischer Verwaltungskontrolle stehen sollte, was aus russischer Sicht inakzeptabel war.⁸⁸³ Beide Länder strebten darüber hinaus eine Mitbeteiligung am Pipelinebetrieb an und weigerten sich, die Kontrolle darüber gänzlich russischen Firmen zu überlassen. Mit Rücksicht auf den Fortschritt bei der CPC-Erweiterung bekundeten sowohl KMG als auch Chevron unmittelbar nach dem Bekanntwerden der Ergebnisse der Verhandlungen ihre Bereitschaft Projektbeteiligungen zu erwerben und initiierten diesbezüglich Gespräche mit Bulgarien. Die ersten Verhandlungsversuche scheiterten jedoch prompt, da der von der bulgarischen Regierung verlangte Preis als absolut unrealistisch angesehen wurde.⁸⁸⁴ Parallel wurden von Transneft Gespräche mit Chevron über die Erteilung von Durchleitungsgarantien aufgenommen. Der US-Konzern bestand jedoch weiterhin auf den bereits im Jahr 2006 formulierten Bedingungen (siehe Fn 834), wonach die transportierten Ölvolumen proportional zur Projektbeteiligung stehen sollten und seine endgültige Zusage zur Teilnahme an der B-A-Pipeline durch eine vorhergehende Zustimmung zur CPC-Erweiterung bedingt war.⁸⁸⁵

Am 15. März unterschrieben schließlich Russland, Griechenland und Bulgarien den intergouvernementalen Vertrag über den Bau der B-A-Pipeline. Obwohl dies in der Tat als vorläufiger Durchbruch bei der Umsetzung des Vorhabens gefeiert werden konnte, handelte es sich hierbei grundsätzlich nur um ein Rahmenabkommen, das generelle Bedingungen der Projektrealisierung festhielt. Vor der Aufnahme der Bauarbeiten musste somit noch eine endgültige Einigung über die Gründung des internationalen Projektunternehmens erreicht, ein Abkommen mit Bulgarien und Griechenland über die Details der Pipelineverlegung auf ihren Territorien unterschrieben (sog. „host government agreement“), die entsprechenden Projektunterlagen ausgearbeitet und von den staatlichen Behörden abgesegnet und nicht zuletzt Durchleitungsgarantien für die Auslastung der Leitung sowie Finanzierungszusagen eingeholt werden. Der Beginn der Bauarbeiten wurde dennoch optimistisch für das Jahr 2008 und die Inbetriebnahme der Leitung im Jahr 2010 erwartet.⁸⁸⁶

Nicht die Notwendigkeit der Schaffung einer Bosphorus-Umgehung und die Einbeziehung kasachischer Ölexporte in deren Nutzung, sondern die Umstände unter denen Russland das Projekt realisieren wollte, stellten aus Sicht Kasachstans und der Ölproduzenten ein Politikum dar. Die Einschränkung bei der Beteiligung kasachischer, westlicher und nicht zuletzt auch privater russischer Unternehmen am Design, Bau und Betrieb der von Russland präferierten Bypass-Option, das Streben nach der Kontrolle der Pipeline durch Transneft bzw. russische Staatskonzerne, die nicht bereit schienen, die Auslastung proportional zu ihren Beteiligungen zu gewährleisten, aber auch die Forderung nach der Ver-

⁸⁸² Bulgarien und Griechenland bemühten sich zuvor um die Aufteilung der Projektanteile zwischen allen drei Ländern auf Paritätsbasis. Sie scheiterten jedoch, da Russland damit argumentierte, dass sie die Pipeline nicht auslasten können.

⁸⁸³ Vgl. Bulgaria to trim share in Balkan pipeline in exchange for additional transit fees, in: *Russia & CIS Business & Financial Daily*, 8.11.2006; Ritchie, Michael/Sharushkina, Nelli: Russia Races To Build Bosphorus Pipeline, in: *Nefte Compass*, 15.3.2007.

⁸⁸⁴ Um das Interesse der bulgarischen Regierung zu steigern, signalisierte Chevron sogar seine Bereitschaft zum Bau eines LPG-Terminals an der bulgarischen Schwarzmeerküste. Vgl. KazMunaiGaz seeks a share in Transbalkan Pipeline (RBK daily), in: *The Russian Oil and Gas Report*, 20.12.2006; Ritchie, Michael/Sharushkina, Nelli: Chevron Signals Interests in Bourgas-Alexandroupolis Pipeline, in: *International Oil Daily*, 8.3.2007.

⁸⁸⁵ Vgl. Chevron holds talks to pump oil through Burgas-Alexandroupolis pipe, in: *Central Asia General News-wire*, 28.11.2006.

⁸⁸⁶ Vgl. Wrap: Russia, Bulgaria, Greece sign pipeline deal, highly security, in: *RIA Novosti*, 15.3.2007; Ritchie, Michael/Sharushkina, Nelli: Russia Recas To Build Bosphorus Pipeline, in: *Nefte Compass*, 15.3.2007.

knüpfung der CPC-Erweiterung explizit mit der B-A-Pipeline signalisierten eine starke Politisierung des Projektes durch Moskau. Denn die Verbindung beider Vorhaben in Form der Verpflichtung der CPC-Mitglieder zur expliziten Nutzung der russischen Umgehungspipeline würde das Entstehen alternativer Bypass-Routen deutlich erschweren, da die B-A-Leitung einen Großteil der Ölvolumen binden würde. Gleichzeitig würden somit Bedingungen für monopolistische Praktiken geschaffen werden. Die von Moskau für die Leitung angedachten Nutzungsbedingungen entsprachen zudem nicht kommerziellen Gesichtspunkten bzw. den Vorstellungen der Produzenten über freien Zugang zur Infrastruktur. Vertreter des russischen Ministeriums für Industrie und Energie sowie Transnefts verkündeten bereits vor der Unterzeichnung des intergouvernementalen Abkommens, dass der Bypass im Wesentlichen als Bestandteil des russischen Pipelinesystems gelten und entsprechend russischen Zugangs- und Nutzungsregelungen unterworfen sein würde.⁸⁸⁷ Dies würde auch aus rechtlicher Perspektive zu einer paradoxen Situation führen, da somit eine Leitung auf dem Territorium der EU entstehen würde, deren Betreibung auf fundamentale Weise gegen europäische Grundsätze im Bereich des Binnenmarkt- und Wettbewerbsrechts verstoßen würde. Dass Transneft dabei keinesfalls als unabhängiger Pipelinebetreiber mit ausschließlich kommerzieller Ausrichtung, sondern in vielen Bereichen als verlängerter Arm Moskaus zur Durchsetzung russischer Interessen angesehen werden musste, bestätigte u. a. die kurz zuvor erfolgte Unterbrechung der Öllieferungen an und über Litauen (August 2006). Die Entscheidung wurde ohne Rücksicht auf bestehende Kapazitätsengpässe im russischen Netz und somit gegen den Willen der Produzenten getroffen. Wobei Transneft das Bestehen politischer Weisungen bei der Konzipierung von Projekten oder Entscheidungen über Lieferunterbrechungen nicht einmal zu verleugnen versuchte. *„In reality, in such cases we simply carry out the Ministry's directive.“*⁸⁸⁸

Ungeachtet dieser Probleme erhofften sich kasachische Vertreter vom Fortschritt im B-A-Prozess auch einen Durchbruch in den Verhandlungen über die CPC-Erweiterung. Nur einen Tag nach der Unterzeichnung des intergouvernementalen Abkommens traf sich daher der kasachische Premierminister, Karim Masimov, mit dem stellvertretenden russischen Premierminister, Sergei Naryschkin, um u. a. über die Erweiterung der CPC zu beraten.⁸⁸⁹

3.5.19 Astana akzeptiert Lieferungen über die Burgas-Alexandroupolis-Pipeline

Die Hoffnungen auf eine baldige Einigung wurden jedoch erneut nicht erfüllt, denn die russische Regierung war weiterhin mehr an der Maximierung ihrer Einflussmöglichkeiten und Einnahmen als an einer schnellen Umsetzung des Erweiterungsprojektes interessiert. Anfang des Jahres 2007 wurden von ihr daher zuständige Behörden mit der Untersuchung von Möglichkeiten zur Steigerung finanzieller Vorteile des Staates aus der Konsortialmitgliedschaft beauftragt.⁸⁹⁰ Die einzige erfreuliche Nachricht aus Sicht der CPC-Mitglieder bestand darin, dass sich das Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung und Handel in diesem Zusammenhang gegen den Vorschlag entschied, das Konsortium in

⁸⁸⁷ „Actually we see Burgas-Alexandroupolis as part of our oil pipeline system.“ Semjon Wainschtok, Präsident von Transneft, zit. in: Russia: Transneft president Vaynshtok comments on new oil pipeline projects (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 20.3.2007; Neff, Andrew: Transneft Links Approval of CPC Expansion to Bosphorus Bypass Pipeline, in: IHS Global Insight, 15.2.2006.

⁸⁸⁸ Semjon Wainschtok, Präsident von Transneft, zit. in: Russia: Transneft president Vaynshtok comments on new oil pipeline projects (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 20.3.2007.

⁸⁸⁹ Vgl. Russia, Kazakhstan discuss CPC expansion, in: Central Asia General Newswire, 16.3.2007.

⁸⁹⁰ Vgl. Russian govt orders increase in CPC efficiency, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 7.3.2007.

den Konkurs zu treiben.⁸⁹¹ Die Steigerung der Projektprofitabilität sollte aus russischer Sicht prinzipiell durch höhere Transporttarife und geringere Ausgaben im Bereich der Kreditzinsen erreicht werden. Die Regierung lehnte die in diesem Zusammenhang früher vorgelegten Kompromissvorschläge der Produzenten als „altogether unacceptable“ ab, obwohl sich russische Verhandlungsführer mit diesen zuvor scheinbar einverstanden zeigten. Vertreter von Transneft sprachen sich dagegen dafür aus, dass der Zinssatz auf die Kredite der Unternehmen maximal 7 Prozent betragen dürfe (Vorschlag der Unternehmen war 10,5).⁸⁹² Hinweise der Unternehmen und Konsortialvertreter, dass die Steigerung der Durchleitungskapazität automatisch zur Verbesserung der Profitabilität führen würde, wurden abgelehnt. Trotz der bereits implementierten proportionalen Vertretung der Anteilseigentümer in den Gremien, wurden von Moskau auch zusätzliche Veränderungen der Managementstruktur des Konsortiums ins Auge gefasst, die den russischen Einfluss weiter stärken sollten. Hierzu sollte es zur Gründung des zuvor präferierten Aufsichtsrates kommen.⁸⁹³ Um den Druck auf die Produzenten zu erhöhen, kündigte der Leiter der russischen Energieagentur, S. Oganessian, kurz vor dem Treffen der CPC-Mitglieder im März 2007 an, dass das Konsortium künftig durchaus neuen Steuerrückzahlungsforderungen ausgesetzt werden könnte. In der Tat wurden russische Steuerbehörden daraufhin kurzerhand mit der Prüfung der Aktivitäten des Konsortiums beauftragt. Oganessian verwies zugleich darauf, dass Russland in seinen ursprünglichen Forderungen standhaft bleiben würde, und er argumentierte sogar damit, dass die Frage der Pipelineexpansion aus seiner Sicht nach der Bekanntmachung der erneuten Verschiebung des Produktionsbeginns von Kashagan (auf die zweite Hälfte des Jahres 2010) an Dringlichkeit verloren habe.⁸⁹⁴ Er ignorierte somit gänzlich, dass die CPC primär für Exporte von Tengiz und Karachaganak diene, wobei insbesondere die Produktionssteigerung auf dem ersten Vorkommen einen großen Teil der zusätzlichen Kapazität beanspruchen sollte. Um die Vertretung staatlicher Interessen effektiver zu gestalten und die Managementeffizienz des Konsortiums aus russischer Sicht zu erhöhen, unterzeichnete Putin im April ein Dekret, mit dem die Verwaltung russischer CPC-Anteile durch Transneft besiegelt wurde. Dies stellte ein erneutes Zeichen für die Schwerfälligkeit der russischen Bürokratie auf höchster Ebene dar, denn die offizielle Überweisung der Verwaltungsrechte an Transneft erfolgte genau ein Jahr nach der Antragstellung durch das Ministerium für Industrie und Energie.⁸⁹⁵ Der Schritt war Bestandteil einer weitgefassten Strategie, die zur zusätzlichen Stärkung Transnefts im russischen Öltransportsektor führen sollte. Im Rahmen dieser Strategie versuchte die Regierung nicht nur den Transport und Export von Erdöl, sondern

⁸⁹¹ Dieser Vorschlag wurde Anfang Februar 2007 als eine der Optionen zur Steigerung der Einnahmen bzw. Rückzahlung eines Teils der Schulden vorgelegt. Interne Berechnungen zeigten jedoch, dass im Falle der Liquidierung des Konsortiums russische Interessen geschädigt würden. Vgl. Ministry Rules Out Bankrupting CPC, in: Nefte Compass, 1.2.2007.

⁸⁹² Vgl. Russia: Transneft president Vaynshtok comments on new oil pipeline projects (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 20.3.2007.

⁸⁹³ Vgl. Sharushkina, Nelli: Russia's Transneft Gets Big CPC Stake, in: International Oil Daily, 3.5.2007.

⁸⁹⁴ Es handelte sich bereits um die zweite Verschiebung. Der Originalvertrag sah den Produktionsbeginn im Jahr 2005 vor, der in der Folgezeit auf 2007 verlegt wurde. Zusätzlich stiegen aufgrund hoher Rohstoffkosten und Sicherheitsanforderungen auch die Projektkosten der ersten Phase. Diese wurden von 10,3 Mrd. USD auf 19 Mrd. USD korrigiert. Vgl. Exploration and production, in: Petroleum Economist, April 2007; New Caspian Pipe Taxes, in: International Oil Daily, 7.3.2007.

⁸⁹⁵ Transneft übernahm die Rolle von Rosimuschestvo und sollte hierfür jährlich einen Rubel erhalten. Vgl. Putin signs decree transferring state's stake in CPC to Transneft as trustee, in: Russia & CIS General Newswire, 28.4.2007; Transneft receives trust management of 24% in Caspian Pipeline Consortium, in: Kazakhstan General Newswire, 11.6.2007.

auch von Ölprodukten unter einer einheitlichen Organisationsstruktur zu vereinen, um somit eine stärkere Zentralisierung und effektive Umsetzung staatlicher Interessen zu gewährleisten.⁸⁹⁶

Die kasachische Regierung versuchte ihrerseits, eine Lösung für die sich zunehmend abzeichnenden Transportengpässe zu finden. Die am schnellsten umzusetzende Option stellte hierbei die Ausweitung der Atyrau-Samara-Pipeline dar. Diese war anders als die CPC-Erweiterung an keine politischen Bedingungen seitens der russischen Regierung gebunden und konnte im bilateralen Rahmen ohne die Beteiligung zahlreicher Unternehmen entschieden werden. Bereits im Verlauf des Jahres 2006 wandte sich die kasachische Seite an Transneft und das russische Energieministerium mit einer im Vergleich zu früheren Plänen zurückgestuften Anfrage bezüglich der Erweiterung ihrer Kapazität um 5 Mt auf 20 Mt/Jahr. Der russische Energieminister, V. Christenko, lehnte die Forderung nicht ab, er verwies jedoch auf die bereits zuvor erhobene Bedingung, wonach von kasachischer Seite zuerst langfristige Durchleitungsgarantien vorgelegt werden müssten. Auch Transneft zeigte sich angeblich bereit, mit den Ausbauarbeiten gleich nach der Bestätigung der langfristigen Auslastung zu beginnen.⁸⁹⁷ Die Möglichkeit des Leitungsausbaus auf 20 Mt und später 25 Mt/Jahr wurde auch beim Treffen der Premierminister beider Länder (M. Fradkov und K. Masimov) im März 2007 besprochen. Die kasachische Initiative wurde zwar von der russischen Delegation auch diesmal wie bereits mehrmals zuvor verbal unterstützt, es wurden jedoch keine konkreten Vereinbarungen über eine Kapazitätssteigerung erreicht. Im vereinbarten Transitprotokoll wurde lediglich allgemein und ohne Angaben über genaue Ausbauziele darauf verwiesen, dass mögliche Änderungen in der Kapazität der Pipeline zukünftig bei der Erteilung von Quoten berücksichtigt werden sollten. Entscheidend für die Lösung der Exportproblematik und der zukünftigen Entwicklung einiger großer kasachischer Produktionsprojekte wie auch für die sich daraus ergebende Steigerung der Renteneinnahmen der Regierung blieb aber unverändert die Erweiterung der CPC-Leitung. Und gerade in diesem Bereich schien das Treffen einen Fortschritt darzustellen. Denn die kasachische Seite akzeptierte die russische Forderung nach der parallelen Umsetzung des Projektes mit dem Bau der B-A-Pipeline, obwohl weiterhin keine konkrete Einigung über die Art und Weise der kasachischen Einbeziehung in das Projekt herrschte.⁸⁹⁸

Vor diesem Hintergrund verkündete der kasachische Minister für Energie und Rohstoffe, K. Izmukahmetov, Anfang April, dass sein Land beabsichtige, offizielle Gespräche mit Griechenland und Bulgarien über den Erwerb eines Teils ihrer Anteile an der B-A-Leitung zu beginnen. In Abhängigkeit von den angebotenen Bedingungen sah sich Kasachstan bereit, über KMG bis zu 50 Prozent der nicht-russischen Anteile zu übernehmen. Laut Angaben des Konzerns könnten anfänglich jährlich 10-12 Mt kasachisches Öl in die Leitung eingespeist werden. Die Aufnahme der Verhandlungen war jedoch durch die Gründung des zuständigen Projektunternehmens bedingt, da damit die Bestätigung der Anteils- und Aufgabenverteilung zwischen den einzelnen beteiligten Parteien verbunden war.⁸⁹⁹

⁸⁹⁶ Kurz vor der Übertragung der Rechte zur Verwaltung des Regierungsanteils an der CPC kam es auch zur Eingliederung von Transnefteprodukt (Staatskonzern zuständig für den Transport von Ölprodukten) in Transneft. Besprochen wurden auch Möglichkeiten zur Integration weiterer Transportunternehmen, z. B. der für den LPG-Transport zuständigen Bahnsparte oder von Volgotanker, das für den Binnenschiffsverkehr verantwortlich war. Vgl. *Moscow Pushes Ahead With Energy Master Plan*, in: *Petroleum Intelligence Weekly*, 30.4.2007.

⁸⁹⁷ Vgl. *Transneft expects Kazakhstan to confirm its future shipments via the Atyrau-Samara pipeline*, in: *Kazakhstan Oil & Gas Weekly*, 13.6.2006.

⁸⁹⁸ Vgl. *Kazakhstan wants to increase Atyrau-Samara pipeline' throughput capacity* (Interfax), in: *BBC Monitoring Central Asia Unit*, 30.3.2007; *Kazakhstan Seeks New Routes*, in: *International Oil Daily*, 2.4.2007.

⁸⁹⁹ Vgl. *KazMunayGaz to start talks on joining Burgas-Alexandroupolis pipeline construction after setting up project operator*, in: *Russia & CIS General Newswire*, 4.12.2007; *Shell mulls transportation oil from Kazakh fields via BTC pipe*, in: *Russia & CIS Oil and Gas Weekly*, 11.4.2007.

Das Hauptanliegen der Initiative, die vom Ausmaß der angebotenen Beteiligung her deutlich die früheren Pläne von KMG übertraf, war klar die Beschleunigung der CPC-Erweiterung. „*We want to decide the question of expanding the CPC in the nearest future. At their latest meeting the leaders of Russia and Kazakhstan agreed that the expansion of the pipeline would be simultaneous with the construction of the Burgas-Alexandroupolis pipeline.*“⁹⁰⁰ Auf kasachischer Seite wurden jedoch auch Bedenken bezüglich der unnachgiebigen Haltung Russlands in Bezug auf die Mehrheitskontrolle des Projektes geäußert, wodurch der Beitritt weiterer Parteien deutlich erschwert wurde.⁹⁰¹ Auch Chevron bestätigte weiterhin seine Bereitschaft, mit Bulgarien und Griechenland Verhandlungen über Projektbeteiligungen zu führen, bedingte dies jedoch durch die Einigung der drei beteiligten Staaten auf den noch ausstehenden Bedingungen der Projektimplementierung. Darüber hinaus beharrte der Konzern weiterhin auf dem Grundsatz der Proportionalität bei der Pipelineauslastung.⁹⁰² Nasarbajew selbst schaltete sich ebenfalls in den Prozess der CPC-Erweiterung ein. Wie bereits ein Jahr zuvor einigten sich beim Besuch des russischen Präsidenten, V. Putin, in Astana am 10. Mai 2007 beide Staatsmänner auf die Notwendigkeit des Pipelineausbaus. Allerdings wurde aus Sicht der privaten Produzenten vorerst scheinbar lediglich ein Teilerfolg erreicht. Nasarbajew sprach in seiner Erklärungen nach dem Treffen davon, dass angeblich eine Einigung über den Ausbau der CPC-Kapazität von 23 auf 40 Mt/Jahr erzielt wurde, was im Grunde lediglich der ersten Stufe des vorgesehenen Expansionsprojektes entsprechen würde.⁹⁰³ Die zusätzlichen Exportvolumen (17 Mt) sollten ihm zufolge über die B-A-Pipeline aus dem Schwarzen Meer transportiert werden und somit teilweise ihre Auslastung garantieren. Unterstrichen wurde darüber hinaus das Interesse am Erwerb von Beteiligungen an der Leitung, sodass Kasachstan nicht nur die Rolle eines einfachen Lieferanten zukäme. Nasarbajew erkannte zudem auch die Notwendigkeit der parallelen Umsetzung beider Projekte an.⁹⁰⁴ Putin äußerte sich im Anschluß an das Treffen etwas zurückhaltender. „*We are considering this option [CPC expansion] and think it is possible, the more so since we have negotiated the construction of a new pipeline system to link Burgas and Alexandroupolis. A significant part of the oil to be pumped through this system could be provided by Kazakhstan.*“⁹⁰⁵

⁹⁰⁰ Kabytkozha Izmukahmetov, kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: Kazakhstan eyes stake in Burgas-Alexandroupolis project, in: Central Asia General Newswire, 4.4.2007.

⁹⁰¹ Vgl. Kazakhstan plays both sides of pipeline, in: Turkish Daily News, 6.4.2007.

⁹⁰² Vgl. CPC expansion will help to improve financial indices – Chevron, in: Kazakhstan General Newswire, 18.7.2007.

⁹⁰³ Über die genannten Zahlen herrschte in Fachkreisen im Anschluss große Verwirrung, da sie nicht den diskutierten Pipelineparametern entsprachen. Als wahrscheinlich erscheint, dass sich Nasarbajew bei der ersten Zahl lediglich auf die Exportkapazität aus Kasachstan bezog (technisch sollte diese bei 21,7 Mt liegen, sie wurde durch den Einsatz von DRA jedoch bereits überschritten, sodass im Jahr 2006 etwa 24,3 Mt Öl aus Kasachstan exportiert wurden) und die russische Kapazität ausließ. Verwirrend war auch die Angabe über die Ausbaupkapazität von 40 Mt/Jahr. Sie entsprach nicht der angestrebten maximalen Durchleitung der Pipeline, die aus Kasachstan bis zu 52 Mt/Jahr betragen sollte, sondern nur der ersten Stufe des Expansionsprojektes.

⁹⁰⁴ Parallel wurden auch Abkommen über die Gründung eines russisch-kasachischen Zentrums für Urananreicherung und die Lösung einiger sozialer Probleme in Bezug auf Baikonur unterzeichnet. Darüber hinaus wurden beim Treffen Gaslieferungen von bis zu 8 Mrd. m³/Jahr (Karachaganak Feld) an die russische Verarbeitungsanlage in Orenburg vereinbart. Die zuvor von Gazprom betriebene Anlage sollte nun von einem gemeinsamen russisch-kasachischen JV verwaltet werden. Dieses sollte auch für die weitere Vermarktung des kasachischen Gases verantwortlich sein. Kasachstan sollte dafür 145 USD/1.000 m³ erhalten. Vgl. Socor, Vladimir: Kazakhstan's Growing Gas Exports To Go Russia's Way, in: Eurasia Daily Monitors, Vol. 4, Issue 97, 17.5.2007.

⁹⁰⁵ Wladimir Putin, zit. in: Kazakhstan wants to join Burgas-Alexandroupolis pipeline project – Nazarbajew (Part 3), in: Central Asia General Newswire, 10.5.2007; Pipe Summits reveal political rather than economic foundation, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 15.3.2007.

Tatsächlich unterschrieben die Präsidenten weder eine konkrete Vereinbarung über den Ausbau der CPC-Leitung noch über die Lösung der weiterhin zahlreichen ausstehenden Streitpunkte. Auch die am Konsortium beteiligten Ölproduzenten zeigten sich über die angeblich erreichte Einigung sehr irritiert, da in den Gesprächen auf Arbeitsgruppenebene bis dahin beträchtliche Differenzen bestanden und mit der von Nasarbajew deklarierten Übereinkunft keine Annäherung der russischen Verhandlungsposition einherging. Darüber hinaus konnte der Präsident ohne vorherige Konsultationen kaum Öl, das sich im Besitz privater Unternehmen befand, für die Auslastung der Bypass-Pipeline verpflichten. Vor diesem Hintergrund konnte die Aussage von Nasarbajew vielmehr als ein an beide Seiten (Russland und die Unternehmen) gerichteter Verhandlungsvorschlag interpretiert werden, der den Implementierungsprozess beider Projekte beschleunigen sollte. Aufgrund der strikten russischen Forderung nach der parallelen Umsetzung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der Bypass-Leitung, schien es aus Nasarbajews Sicht zu diesem Zeitpunkt viel wichtiger zu sein, die Verhandlungen über die B-A-Pipeline durch das Inaussichtstellen eines beträchtlichen Teils des für ihre Auslastung benötigten Ölvolumens (17 Mt der geplanten Anfangskapazität von 35 Mt/Jahr) möglichst zu beschleunigen, als von Anfang an auf der vollen Kapazität der CPC zu bestehen. Wenn die B-A-Leitung erst einmal bestehen würde, könnte die CPC anschließend leicht weiter ausgebaut werden. In der Tat ratifizierten die Parlamente Bulgariens, Griechenlands und Russlands in den folgenden Wochen das Abkommen über den Bau der B-A-Leitung, sodass die Frage ihrer Auslastung zunehmend an Bedeutung gewann.⁹⁰⁶

3.5.20 Kasachstans Loyalitätsbekundung gegenüber Russland

Die kasachische Führung setzte auch außenpolitisch auf die Kooperation mit Russland und versuchte keine Schritte zu tätigen, die den Prozess des Infrastrukturausbaus zusätzlich belasten könnten. Dies zeigte sich einschlägig, als Nasarbajew den bereits vereinbarten Besuch Krakaus (11.-12. Mai) absagte, wohin der polnische Präsident, Lech Kaczynski, die Präsidenten der Ukraine, Litauens, Georgiens und Aserbaidschans zu Verhandlungen über die Reduzierung der energiepolitischen Abhängigkeit von Russland einlud. Nasarbajew ließ sich beim Treffen der Staatschefs nur durch den stellvertretenden Energieminister, Lyazzat Kiinov,⁹⁰⁷ vertreten, der während der Verhandlungen eine sehr passive Rolle einnahm.⁹⁰⁸ Um keine Zweifel über die Prioritäten seines Landes aufkommen zu lassen, verkündete der Präsident bereits im Vorfeld der Verhandlungen, dass *„Kazakhstan is absolutely committed to shipping most of oil, if not all of it, through Russian territory.“* Dies sollte zumindest solange gelten, solange Russland einen *„fair and mutually beneficial access“*⁹⁰⁹ zu seinem Pipelinesystem ermöglichen würde. Da Kasachstan zu diesem Zeitpunkt bereits Ölexporte nach China, über Aserbaidschan und Iran realisierte, den Bau des KCTS anvisierte und die Nutzung des Transneft-Netzes keinesfalls als

⁹⁰⁶ Vor Ende Mai 2007 erfolgte die Ratifizierung im griechischen und bulgarischen Parlament. Am 14. Juni unterzeichnete Putin das von der Duma zuvor verabschiedete Ratifizierungsgesetz. Wenige Tage nach der Ratifizierung stimmte das bulgarische Parlament auch dem Bau der AMBO (Albanien-Mazedonien-Bulgarien) Pipeline zu. Transneft klagte zu dieser Zeit über geringe Implementierungsfortschritte. Dies ging u. a. auf die bulgarische Unentschlossenheit in der Frage zurück, wer das Land im Projektunternehmen repräsentieren sollte. Solange diese Frage nicht geklärt war, konnte das Unternehmen nicht registriert werden. Vgl. Bulgaria Delays Pipe Progress, in: International Oil Daily, 14.6.2007.

⁹⁰⁷ Zuerst wurde von Kasachstan zugesagt, dass am Treffen zumindest der Energieminister teilnehmen würde.

⁹⁰⁸ Vgl. Neff, Andrew: Kazakhstan Agrees to Russian Bosphorus Bypass Plan in Deal to Expand CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 11.5.2007.

⁹⁰⁹ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Pipe Summits reveal political rather than economic foundation, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 15.3.2007.

„fair“ ansah, musste diese Äußerung mit gewissem Abstand bzw. kontextgebunden betrachtet werden. Nasarbajew verdeutlichte damit unmissverständlich, dass sich sein Land im Einklang mit der Bandwagoning-Komponente seiner Außenpolitik keinesfalls an der Unterstützung bzw. Formung einer antirussisch ausgerichteten Gruppierung beteiligen möchte und die russische Transportroute ungeachtet laufender Diversifizierungsbemühungen aus geopolitischen Gründen weiterhin die wichtigste Exportalternative darstellen würde.

Entscheidend waren vor allem die sich daraus ergebenden Implikationen für die von der EU unterstützte Odessa-Brody-Pipeline,⁹¹⁰ an deren Inanspruchnahme Kasachstan zuvor noch wiederholt Interesse signalisiert hatte.⁹¹¹ Die Nutzung dieser (ersten) bereits seit dem Jahr 2002 fertiggestellten Bosphorus-Bypass-Option für die zukünftige Diversifizierung der Ölversorgung Mittel- und Osteuropas und ihre gleichzeitige Bedeutung als alternative Exportroute für die Energieproduzenten des kaspischen Raumes sollte nämlich das Hauptthema des Krakau-Treffens der Präsidenten bilden.⁹¹² Die polnische Führung verschärfte vor dem Hintergrund wiederholter Transitaueinandersetzungen zwischen Russland auf der einen und der Ukraine und Weißrussland auf der anderen Seite ihre Diversifizierungsbemühungen und überdachte die in den Jahren zuvor geäußerte Kritik an den wirtschaftli-

⁹¹⁰ Die Unterstützung der EU kann u. a. anhand folgender Ereignisse dokumentiert werden. Am 13. Mai 2003 wurde das Odessa-Brody-Plock-Öltransportsystem von der Europäischen Kommission (EK) zum Projekt „pan-europäischen Interesses“ erklärt. Am 27. Mai wurde die „Joint Declaration of the Cabinet of Ministers of Ukraine, the Council of Ministers of the Republic of Poland and the European Commission on the Support of the Euro-Asian Oil Transport Corridor Project“ unterschrieben, durch die die trilaterale ukrainisch-polnisch-europäische Expertenarbeitsgruppe zur Unterstützung der Entwicklung des Transportsystems eingerichtet wurde. Am 1. August erteilte die EK für die Entwicklung des Projektkonzepts eine Förderzahlung in Höhe von 2 Mio. Euro. Am 12. November 2003 kam es zu einem Treffen in Berlin, in dessen Rahmen die EK, deutsche Ministerien (BMU, BMWi) und mehrere deutsche Unternehmen ihre Unterstützung für das Transportsystem deklarierten und die Rolle der Schwedt-Wilhelmshaven-Verbindung für den kommerziellen Erfolg des Projekts betonten. Vgl. Sarmatia, <http://sarmatia.com.pl/en/eaotc-project/history/> (Zugriff 1.2.2011).

⁹¹¹ Seit der Fertigstellung der Pipeline fanden zahlreiche Initiativen statt, die den Transport kasachischen Öls ermöglichen sollten. Diese scheiterten jedoch an Differenzen über Tarife, Eigentumsrechte, Betriebszuständigkeit oder an innen- und außenpolitischen Widerständen. Bereits im Juli 2003 verpflichtete sich KMG zur Durchführung einer Machbarkeitsstudie über die Erweiterung der Pipeline bis nach Plock, wobei der Konzern zukünftig bis zu 160.000 b/d (8 Mt/Jahr) auf dieser Route transportieren wollte. Nachdem die Pipeline bereits von den russischen Unternehmen im umgekehrten Modus genutzt wurde (Juli 2004), schlug KMG UkrTransNafta den Bau einer parallelen Leitung zwischen dem Odessa/Pivdenny Terminal und Michurinsk vor, die die Nutzung der Route in ihrer ursprünglich Angedachten Richtung ermöglichen würde. KMG bot sogar den Bau eines neuen Docks an, das für Lieferungen aus Kasachstan in Richtung Europa genutzt werden sollte. Im Juli 2005 einigten sich die Ukraine und Kasachstan auf der Gründung eines JVs, das den Odessa/Pivdenny Terminal erweitern sollte. Beim Treffen zwischen Nasarbajew und dem ukrainischen Präsidenten Juschtchenko im Februar 2007 wurde ein weiteres Abkommen über die Beteiligung kasachischer Unternehmen am Ausbau des ukrainischen Terminals Yuzhny unterzeichnet. Dieser sollte als Einspeisungspunkt für kasachisches Öl dienen und Mittels einer 52 km langen Pipeline mit dem Hafen Odessa verbunden werden. Noch im März 2007 sprach sich Nasarbajew beim Besuch des polnischen Präsidenten, Lech Kaczynski, in Astana für die Nutzung der Pipeline für den Export in Richtung Gdansk aus. Bei den letzten Treffen wurde jedoch bereits auch auf die Notwendigkeit der Einbeziehung russischer Partner hingewiesen. Vgl. Neff, Andrew: Additional Oil Export Routes Needed, Says Kazakh Energy Minister, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.6.2005; Kazakhstan leader wants Russia to take part in Poland-bound oil project, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.3.2007; Ukraine, Industry Trends and Developments 2008, in: BMI Infrastructure Report, 2008; Khartukov, Eugene/Starostina, Ellen: Russia's new pipelines will debottleneck exports, production, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 6.10.2003.

⁹¹² Vgl. Odessa-Brody-Gdansk pipeline will not offer competition to Russian routes, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 12.11.2007.

chen Bedingungen des Projektes.⁹¹³ Warschau strebte jedoch vor der Zusage zum Bau des eigenen Pipelineabschnittes, der das bestehende ukrainische Segment von Brody bis zum nördlichen Strang des Druzhba-Systems (nahe Plock) verlängern und somit auch Lieferung nach Deutschland und zum Hafen Gdansk ermöglichen sollte, feste Durchleitungszusagen von Produzenten an.⁹¹⁴ Da Aserbaidschan nahezu seine gesamte Ölproduktion über die BTC exportieren wollte, war kasachisches Öl für die Auslastung des neuen Abschnittes dringend notwendig. Die außenpolitische Entscheidung der kasachischen Führung war jedoch bereits vorbestimmt. Bei der Wahl zwischen verschiedenen Bypass-Optionen musste sich Astana, trotz durchaus vorhandenen Interesses an der Nutzung der Odessa-Brody-Gdansk-Route, aufgrund der russischen Trumpfkarte in Form der benötigten Zustimmung zur CPC-Erweiterung immer zugunsten der von Moskau präferierten Option entscheiden (zumindest bis zur endgültigen Zusage für die CPC-Erweiterung). Diese bestand zu dieser Zeit in der B-A-Pipeline. Darüber hinaus besaß Moskau ein fundamentales Interesse an der Verwendung der Odessa-Brody-Leitung in ihrer aktuellen Funktion (d. h. für den Export russischen Öls zum Schwarzen Meer), wodurch nicht nur zusätzliche Exportkapazitäten für russische Produzenten entstanden, sondern insbesondere auch eine (geo-)politisch und wirtschaftlich ungewollte Konkurrenzsituation auf dem ost- und mitteleuropäischen Absatzmarkt verhindert wurde.⁹¹⁵ Vor diesem Hintergrund bedingte Kasachstan seine künftige Beteiligung am polnisch-ukrainischen Projekt grundsätzlich durch die Zustimmung Russlands bzw. seine Einbeziehung in das Vorhaben. *„Kazakhstan is interested in this project because it will need an alternative route for its oil exports, which are expected to double in 2011, so Kazakhstan is expected to join in the project in the Odessa- Brody Gdansk pipeline - but the Russian*

⁹¹³ Hochrangige Mitarbeiter von Naftogaz Ukrayiny verwiesen im Jahr 2005 darauf, dass polnische Vertreter die Wirtschaftlichkeit der Erweiterung der Odessa-Brody-Pipeline nach Plock anzweifelten. Zu den Faktoren, die aus polnischer Sicht gegen die Erweiterung sprachen, zählten einerseits die Ausrichtung polnischer (und vieler zentraleuropäischer) Raffinerien auf russische Ölsorten, wodurch zuerst deren technische Umstellung auf leichteres kaspisches Öl erforderlich wäre. Andererseits besaß russisches Öl gegenüber dem kaspischen einen deutlichen Preisvorteil. Der Unterschied zwischen dem Preis für russisches Öl in Adamowa Zastawa (polnisch-weißrussische Grenze) zum Preis für kaspisches Öl in Brody (ohne Transportkosten nach Plock) würde unter den vorgeschlagenen Transportbedingungen während des Jahres 2005 etwa 37 USD/t betragen (18 Prozent mehr). Auch die von PricewaterhouseCoopers im Jahr 2003 vorgeschlagene Einspeisung kaspischen Öls aus der Odessa-Brody-Leitung in die Druzhba-Pipeline zum Weitertransport in Richtung Westen (siehe nächste Fußnote) wäre aufgrund der hohen Auslastung der Letzteren nur im geringen Maße möglich. Vgl. Fedorov, Oleksiy: The transit project – it was a failure from the start (Ukrayinska Pravda), in: BBC Monitoring Kiev Unit, 31.3.2005.

⁹¹⁴ Bereits 2003 stellte PricewaterhouseCoopers einen Plan zur Nutzung der Pipeline vor. Kaspisches Öl sollte demnach über die Odessa-Brody in die bestehende Druzhba-Pipeline eingespeist werden. Der Plan sah in der ersten Phase die Belieferung der Raffinerien in Kralupy (Tschechien), Ingolstadt und Warburg und in der zweiten Phase Schwechat und Karlsruhe vor. Diese Anlagen waren auf die Verarbeitung leichter Ölsorten ausgerichtet. In der dritten Phase sollte eine Verlängerung der Odessa-Brody nach Plock erfolgen, womit auch die Belieferung der Raffinerie in Wilhelmshaven möglich wäre. Vgl. Ukrtransnafta, Polish Perm to find ways for drawing investors into Odessa-Brody pipeline laying to Plock, in: Ukraine Business Weekly, 4.6.2003.

⁹¹⁵ Bereits Ende 2001 äußerten russische Produzenten ihre Sorgen über mögliche Auswirkungen der Odessa-Brody-Pipeline auf die Absatzsituation im ost- und mitteleuropäischen Raum. Leonid Fedun, Vizepräsident von Lukoil, sprach davon, dass: *„It will be very sad if a big quantity of light oil starts flowing onto our markets. Urals would then start trading not at a discount of 1,50 USD/b but at 2 USD, 3 USD or 4 USD/b. This would be a colossal blow to the Russian economy.“* Lukoil sprach sich in diesem Zusammenhang sogar offen zugunsten der Umsetzung der Baku-Ceyhan-Pipeline aus. Diese sollte den Weitertransport kaspischen Öls in Großtankern ermöglichen, womit die Belieferung anderer Märkte (USA, Asien) gewährleistet wäre. Sie hätte somit geringere negative Auswirkungen auf die Konkurrenzsituation auf traditionellen russischen Absatzmärkten. Vgl. Gorst, Isabel: Lukoil official backs Baku-Ceyhan oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 214, S. 1, 5.11.2001.

*structures have to be invited to this project.*⁹¹⁶ Dies würde jedoch aus Sicht der anderen Konferenzteilnehmer gegen die Grundidee der Pipeline verstoßen. Die Ereignisse, die das Krakau-Treffen begleiteten, machten somit deutlich, dass Kasachstan zwar eine multivektorielle Pipelinepolitik betrieb, diese jedoch in Aspekten, die russische strategische Interessen betrafen, die Position des nördlichen Nachbarn berücksichtigte.

Wenig überraschend fielen die Ergebnisse des Treffens in Krakau aufgrund fehlender Ölvolumen, die die Auslastung der Odessa-Brody-Pipeline gewährleisten würden, nur sehr vage aus. Die Teilnehmer einigten sich, Arbeiten an einem intergouvernementalen Abkommen zu beginnen, das in der Folgezeit Öllieferungen aus dem kaspischen Raum nach Europa erleichtern sollte. Hierzu sollte eine Arbeitsgruppe auf Ebene von Ministerialexperten gegründet werden. Darüber hinaus verkündeten die Parteien in einer abschließenden Deklaration ihre politische Unterstützung für die Erweiterung der Odessa-Brody-Route nach Plock und Gdansk. Ein Folgetreffen wurde für Oktober in Litauen veranschlagt.⁹¹⁷ Auch in dessen Rahmen weigerte sich Kasachstan, Zusagen zu erteilen oder sich in jeglicher Form am Ausbau der Leitung zu beteiligen. Der kasachische Energie- und Rohstoffminister, Sauat Mynbajew, verwies vielmehr darauf, dass sein Land bereits Abkommen mit Russland über Ölexporte besaß und dass *„any change of route for any volumes would have to be co-ordinated with Russia.“*⁹¹⁸ Die Argumentation war kaum schlüssig, da das Öl nach Odessa per Tanker von Schwarzmeerexportterminals an der russischen oder georgischen Küste geliefert werden sollte und somit in keiner Weise von Verpflichtungen gegenüber dem russischen Pipelinenetz betroffen wäre (siehe auch Kapitel 4.23).

Statt der Reise nach Krakau, wo sich Nasarbajew die Möglichkeit zu Verhandlungen über die Diversifizierung kasachischer Ölexportrouten bot, kam es am 11. Mai zum Treffen zwischen den Präsidenten Kasachstans, Russlands und Turkmenistans, bei dem die Vertiefung der Kooperation der drei Länder beim Gasexport beschlossen wurde. In zwei Übereinkommen wurde der Ausbau der Gasexportinfrastruktur aus der kaspischen Region über Russland vereinbart, wodurch aus Moskaus Sicht gleichzeitig us-amerikanische und europäische Pläne zur Schaffung einer westlich ausgerichteten transkaspischen

⁹¹⁶ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Russian participation a must to send Caspian oil west, Kazakhstan's president says, in: Central Europe Energy Weekly, 31.3.2007.

⁹¹⁷ Vgl. Leaders Promote Caspian Oil Supply Corridor at Polish Summit, in: IHS Global Insight, 14.5.2007.

⁹¹⁸ Zit. in: Refining and marketing, in: Petroleum Economist, November 2007; Am 10. Oktober fand die Vilnius Energy Security Conference statt, während der von den zuständigen Ministern Aserbaidschans, Georgiens, Polens, Litauens und der Ukraine eine Deklaration über die Kooperation im Energiesektor verabschiedet wurde. Zusätzlich wurde ein Abkommen zwischen den Energieunternehmen der beteiligten Länder unterschrieben, durch das SOCAR, GOGC (Georgien) und AB Klaipedos Nafta (Litauen) dem bestehenden ukrainisch-polnischen Konsortium „Sarmatia“ (Ukrtransnafta und PERN Przyjaźń) beitraten. Dieses sollte die Erweiterung der Odessa-Brody-Pipeline nach Plock und Gdansk durchführen, um sie in ihrer ursprünglich vorgesehenen Funktion zum Transport kaspischen Öls in nördliche Richtung zu nutzen. In einer Erklärung während der gemeinsamen Pressekonferenz wurde vom ukrainischen Präsidenten, V. Juschtschenko, optimistisch verkündet: *„This is a historic step today, which means that a project for delivering Kazakh oil to Europe has moved from the political to the practical level.“* Der kasachische Energieminister, Sauat Mynbayev, nahm zwar an der Konferenz teil, er beteiligte sich jedoch nicht an der Unterzeichnung der Deklaration und KMG sollte vorerst auch keine Rolle im Konsortium spielen. Mynbayev zeigte zudem keine Bereitschaft, Zusagen über Öllieferungen an die Odessa-Brody-Pipeline zu erteilen. Er zeigte sich lediglich bereit, am weiteren Dialog teilzunehmen, wobei man sich im Falle günstiger Bedingungen die spätere Nutzung der Pipeline vorhielt. Somit konnte vorerst nur mit Öllieferungen aus Aserbaidshan gerechnet werden. Vgl. Daly, John C. K.: Analysis E. Europe offers transit routes, in: UPI Energy, 12.10.2007; Kezik, Irina: Azerbaijan will play on two pipes; the Azeri State Oil Company cannot fill the Odessa-Plock pipeline without Kazakh oil (Gazeta), in: What the Papers Say Part B (Russia), 12.10.2007; Ukraine: Old Questions For New Odessa-Brody Extension Proposal, in: Radio Free Europe, 16.10.2007.

schen Exportroute untergraben und somit die Transitrolle Russlands auch für die Zukunft zementiert werden sollte. Im ersten Dokument, das zwei Tage zuvor bereits der usbekische Präsident, Islam Karimov, unterschrieben hatte, wurde die Rekonstruktion des aus Sowjetzeiten stammenden Central-Asia-Center (CAC) - Gasexportsystems festgelegt.⁹¹⁹ In einem separaten Abkommen einigten sich Russland, Kasachstan und Turkmenistan darüber hinaus auf einem von Turkmenistan initiierten Plan zur Modernisierung eines separaten Teils des CAC-Systems,⁹²⁰ das von Turkmenistan über Kasachstan nach Russland verlief, und seiner Ergänzung durch eine gänzlich neue Leitung (sog. „Prikaspiskij Pipeline“). Die Gesamtkapazität des Gastransportsystems aus Zentralasien, die zur damaligen Zeit bei etwa 45-50 Mrd. m³/Jahr lag, sollte durch die geplanten Modernisierungs- und Neubaumaßnahmen auf 90 Mrd. m³/Jahr erweitert werden. Die Präsidenten einigten sich darauf, bis zum 1. September 2007 die Bedingungen für den Bau der neuen Leitung auszuhandeln und auf deren Grundlage ein langfristiges Lieferabkommen abzuschließen.⁹²¹

3.5.21 Transneft als Verhandlungsführer – Produzenten lenken auf Moskaus Forderungen ein

Ungeachtet kasachischer Loyalitätsbekundungen machte Russland die Erteilung seiner Zusage für die CPC-Erweiterung weiterhin von der vollständigen Erfüllung seiner Forderungen abhängig. Durch die Übergabe russischer Konsortialanteile an Transneft im Juni 2007 kam es dabei zur Veränderung der Rahmenbedingungen des Verhandlungsprozesses. Der Konzern übernahm prompt die Verhandlungsführung und ging zugleich deutlich energischer vor als seine russischen Vorgänger. Nur wenige Tage später legte Transneft den CPC-Mitgliedern einen detaillierten Vorschlag zur Lösung der Schuldenprobleme vor, über den beim nächsten Treffen des Konsortiums am 3. Juli verhandelt werden sollte. Vorgeschlagen wurde eine Tarifierhöhung auf 38 USD/t und eine deutliche Senkung der Zinssätze (6 Prozent). Im Gegenzug für die Erhöhung der Transportgebühren wollte die russische Seite auf ihre

⁹¹⁹ Das CAC-System besteht aus insgesamt fünf Strängen, von denen drei von Turkmenistan über Usbekistan und Kasachstan nach Russland verlaufen und zwei von Turkmenistan über Kasachstan nach Russland. Das System besaß ursprünglich eine Transportkapazität von 90 Mrd. m³/Jahr, die jedoch wegen mangelnder Investitionen in den Jahren nach dem Zerfall der UdSSR auf etwa 45-50 Mrd. m³/Jahr sank. Grundsätzlich wurde durch die Vereinbarung die Modernisierung des CAC-3 gemeint. Die Arbeiten sollten in der ersten Jahreshälfte 2008 beginnen, obwohl zu dieser Zeit noch keine Einigung über die genauen Beteiligungen erreicht wurde. Vgl. Deals Tighten Russian Grip on Central Asia, in: International Oil Daily, 21.12.2007.

⁹²⁰ Hierbei sollte es sich um die Modernisierung der CAC-4 handeln. Die bestehende Leitung konnte wegen des schlechten technischen Zustands maximal 4,2 Mrd. m³/Jahr befördern, wobei ihre Kapazität ursprünglich 10,5 Mrd.m³ betrug. Vgl. ebenda.

⁹²¹ Weder Turkmenistan noch Kasachstan verpflichteten sich zu diesem Zeitpunkt zu Lieferungen über die neue Pipeline. Alle weiteren Details sollten erst in dem für September angestrebten Folgeabkommen festgelegt werden. Dieses wurde aufgrund der Differenzen bezüglich des Preises, den Russland für das zentralasiatische Gas zahlen sollte, erst im Dezember 2007 unterschrieben. Die neue Pipeline entlang der Küste sollte demnach eine Kapazität von bis zu 20 Mrd. m³/Jahr besitzen, die modernisierte und erweiterte CAC-4-Pipeline weitere 10 Mrd. m³/Jahr. Für die Prikaspiskij-Pipeline sollte Turkmenengaz eine neue Leitung mit einer Kapazität von 10 Mrd. m³/Jahr zur kasachischen Pumpstation Karabogaz bauen. Darüber hinaus sollte das Unternehmen Garantien für Gaslieferungen von 10 Mrd. m³/Jahr erteilen. Die Transportkapazität der Route in Kasachstan sollte auf 20 Mrd. m³/Jahr steigen und somit die Einspeisung kasachischen Gases ermöglichen. Russland sollte sich verpflichten, jeweils 10 Mrd. m³/Jahr von beiden Ländern abzunehmen. Zukünftig sollte die Kapazität des Systems weiter steigen können. Die Fertigstellung wurde für Ende 2010 geplant. Das parallel vereinbarte Abkommen über die Gasabnahme sollte bis 2028 gelten. Russland stimmte zu, den Preis für turkmenisches Gas im ersten Halbjahr 2008 auf 130 USD/1.000m³ (von 100 USD/1.000m³) und in der zweiten Jahreshälfte auf 150 USD/1.000m³ zu erhöhen. Ab 2009 sollte eine Preisformel eingesetzt werden, die an europäische Preise gekoppelt wäre. Vgl. Elder, Miriam: Putin Lands a Deal for Turkmen Gas, in: The Moscow Times, No. 3655, 14.5.2007; Agreement on Pre-Caspian Gas Pipeline Signed in Moscow, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 20.12.2007; Pipe Summits reveal political rather than economic foundation, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 15.3.2007.

ursprüngliche Forderung nach der Einführung eines flexiblen Tarifmechanismus verzichten. Die Restrukturierung der bestehenden Schulden sollte durch die Herausgabe von Eurobonds in einer Höhe von 5 Mrd. USD geschehen. Darüber hinaus sollte eine Veränderung des Regelwerks von CPC-R besprochen werden, sodass strategische Entscheidungen durch Mehrheitsbeschlüsse und nicht mehr einstimmig getroffen werden müssten. Transneft-Vertreter zeigten sich auch entschlossen, die dem englischen Unternehmensrecht unterliegende CPC-Satzung in Einklang mit der russischen Gesetzgebung zu bringen.⁹²² In diesem Zusammenhang war vor allem das Aufrechterhalten der Forderung nach der Schaffung eines Aufsichtsrates relevant. Um seine Verhandlungsposition weiter zu stärken, drohte der Konzern erneut damit, dass dem Pipelinekonsortium aufgrund seiner Verschuldung möglicherweise ein Insolvenzverfahren anstehen könnte.⁹²³ Parallel wurden von Transneft separate Verhandlungen mit einzelnen Ölproduzenten aufgenommen, unter denen sich deutliche Unterschiede in deren Kompromissbereitschaft zeigten. Insbesondere ExxonMobil und BP wurden in dieser Hinsicht von russischer Seite als „Blockierer“ identifiziert.⁹²⁴ Die Vorschläge von Transneft fanden jedoch beim Juli-Treffen keine Zustimmung. Lediglich zur Möglichkeit der Schuldenrestrukturierung durch die Herausgabe von Eurobonds sollte innerhalb von zwei Wochen eine Untersuchung durchgeführt werden. Die meisten Unternehmensvertreter sprachen davon, dass sie durchaus bereit wären, die Erhöhung der Tarife und die Senkung der Zinssätze zu akzeptieren, wenn Transneft Zugeständnisse im Bereich der Governance-Strukturen machen würde. Die Produzenten befürchteten nämlich, dass die Vorschläge lediglich zur Übernahme der Kontrolle über das Konsortium durch Transneft/Russland führen würden.⁹²⁵

Daraufhin berief Transneft für den 19. Juli ein außerordentliches Treffen ein, im dessen Rahmen nicht nur die Eurobondsfrage besprochen, sondern erneut Vorschläge zur Tarifierhöhung vorgelegt werden sollten. Insider sprachen davon, dass der Konzern in seinen Forderungen sogar deutlich weiter ging als die ursprünglichen Bedingungen der Regierung. Der anvisierte Tarif von 38 USD/t sollte lediglich bis 2012 bestehen, wobei in den folgenden Jahren zur schnelleren Tilgung der Schulden und Baukosten der Expansionsphase weitere Steigerungen auf bis zu 50 USD/t möglich wären.⁹²⁶ Auch die russische Regierung versuchte vor dem Treffen den Druck auf die Anteilseigentümer zu erhöhen und machte klar, dass eine Zustimmung zur Pipelineerweiterung erst nach der Verbesserung der finanziellen Lage des Konsortiums erfolgen würde. „*[W]e are setting a condition that initially we should raise*

⁹²² Vgl. Caspian pipeline to raise transit fee, in: SKRIN Market & Corporate News, 21.6.2007; Transneft proposes to CPC to issue \$ 5 bln in Eurobonds to restructure debt, in: Kazakhstan General Newswire, 4.7.2007.

⁹²³ Vgl. Digest of the Russian press, July 4, in: RIA Novosti, 4.7.2007.

⁹²⁴ Mit Chevron konnte sich mit Transneft angeblich darauf einigen, dass die Rückzahlung des russischen Schuldenanteils bis 2010 erfolgen sollte. Der Konzern zeigte sich auch kompromissbereit in Fragen der Zinssenkung und Tarifierhöhung. ExxonMobil verhielt sich in den Verhandlungen dagegen weniger kompromissbereit, was von anderen Unternehmensvertretern als Teil seiner Unternehmenskultur interpretiert wurde, wonach man zu bereits geschlossenen Verträgen stehen sollte. BP besaß in Kasachstan keine Förderkapazitäten, sodass eine Erweiterung der Pipeline aus Sicht des Konzerns nicht dringend war. Der Konzern war zufrieden mit den bestehenden Bedingungen, da er von den hohen Zinssätzen profitieren konnte. Differenzen bestanden insbesondere auch in der Frage der Finanzierung der Erweiterung, an der sich BP nicht direkt beteiligen wollte. Vgl. Putin signs law to ratify Burgas-Alexandroupolis Agreement, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 20.6.2007.

⁹²⁵ Vgl. CPC shareholders vote against Transneft proposals – source, in: Central Asia General Newswire, 4.7.2007; Bryza's Meeting With Russian And Westen Energy Officials, 21.8.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW4088&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁹²⁶ Laut russischen Pressemeldungen betrug der von einigen Transneft-Vertretern in Betracht gezogene Transporttarif für die erweiterte CPC sogar 52 USD/t. Vgl. Tax Agencies Charge CPC \$290 mn in Back Taxes, in: Russian Financial Control Monitoring: Business News (English), 13.7.2007; An in-depth look at the Russian press, November 29, in: RIA Novosti, 29.11.2007.

*the efficiency of the CPC as an enterprise, clear or restructure its debts and raise the charges to what would be economically sufficient levels, and only after that should we embark on the second stage, expanding the CPC.*⁹²⁷ Die von den Ölproduzenten weiterhin vertretene Position, dass die Steigerung der Pipelinekapazität automatisch zur Verbesserung der finanziellen Lage führen würde, war aus russischer Sicht unzureichend und die Presse zitierte unterdessen bereits Transneft-Vertreter, die vor der wachsenden Wahrscheinlichkeit der Insolvenz des Konsortiums warnten.⁹²⁸ Darüber hinaus sah sich CPC mit zusätzlichen Steuerrückzahlungsforderungen für den Zeitraum 2004-5 in Höhe von 290 Mio. USD konfrontiert. Ähnlich wie in der Vergangenheit legte das Konsortium gegen diese Forderungen Einspruch ein.⁹²⁹

Beim Treffen am 19. Juli einigten sich die Teilnehmer schließlich auf die Schaffung einer Arbeitsgruppe unter der Führung von Transneft, die bis Ende August einen Plan für die Restrukturierung der Schulden und einen Entwurf der neuen Satzung ausarbeiten sollte. Beide Dokumente sollten während einer weiteren Verhandlungsrunde im September besprochen werden.⁹³⁰ Das Konsortium sah sich mittlerweile nicht nur wegen wachsender Exportengpässe einiger Produzenten zum schnellen Handeln herausgefordert. Die von russischen Behörden und der Regierung im Jahr 1998 angenommene Machbarkeitsstudie für die CPC-Pipeline, auf der auch das Expansionsprojekt beruhen sollte, besaß lediglich eine Gültigkeit von zehn Jahren. Wenn bis zum September 2008 keine Verabschiedung der Pipelineerweiterung erfolgen würde, müsste das Konsortium aufgrund der zwischenzeitlich eingetretenen gesetzlichen Veränderungen, die eine einfache Duplizierung der alten Dokumente ausschlossen, nicht nur eine neue Machbarkeitsstudie ausarbeiten, sondern erneut auch alle behördlichen Bewilligungen inklusive neuer Analysen staatlicher Expertengruppen einholen. Russische Behörden würden somit große Einflussmöglichkeiten auf viele Projektdetails erhalten, wobei die bekannte Schwerfälligkeit des russischen bürokratischen Apparates zu weiteren Verzögerungen des Ausbauprozesses führen würde.⁹³¹

Es war insbesondere das energische Eingreifen Chevrons, das sich nach der Inbetriebnahme des Expansionsprojektes auf dem Tengiz-Feld mit großen Exportherausforderungen konfrontiert sah, welches einige der zuvor widerspenstigen Ölproduzenten letztendlich zum Einlenken hinsichtlich der

⁹²⁷ Sergei Naryschkin, stellvertretender russischer Premierminister, zit. in: ESPO pipeline's 1st section to be used to capacity – deputy PM, in: Russia & CIS Energy Newswire, 21.7.2007.

⁹²⁸ Vgl. CPC expansion will help to improve financial indices – Chevron, in: Kazakhstan General Newswire, 18.7.2007; Transneft Pushes CPC Bond, in: International Oil Daily, 16.7.2007.

⁹²⁹ Davon 202 Mio. USD Steuerrückzahlungen, der Rest Pönale und Zinsen. Die Steuerbehörde warf dem Konsortium vor, dass das Zahlen von Kreditzinsen indirekten Dividendenzahlungen an Unternehmensmitglieder gleich kam, wodurch gleichzeitig Gewinne verringert und Gelder aus dem Land transferiert wurden. Wiederholt kam es auch zu fehlerhaften Berechnungen der Steuerbehörden. Zum Beispiel entschied das Moskauer Schiedsgericht im Juli 2006 gegen die Forderung der Interregionalen Steuerinspektionsbehörde an CPC über Steuerrückzahlungen von 27,76 Mio. Rubel. Diese wurden erhoben, weil die Behörde nicht die geltenden Vorteile unter dem amerikanisch-russischen Doppelbesteuerungsabkommen berücksichtigte, die für Kazakhstan Pipeline Ventures (Mitglied Amoco) galten. Vgl. Tax Agencies Charge CPC \$290 mn in Back Taxes, in: Russian Financial Control Monitoring: Business News (English), 13.7.2007; CPC Shareholders' Debt Deal, in: International Oil Daily, 20.7.2007; CPC to dispute \$290 mln in additional tax charges for 2004-2005 (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 20.7.2007; CPC wins first lawsuit against tax service, in: Russia & CIS General Newswire, 27.7.2006.

⁹³⁰ Vgl. CPC group to develop debt plan by end of Aug, in: Central Asia General Newswire, 20.7.2007.

⁹³¹ Vgl. Sharushkina, Nelli: Transneft Imposing Moscow's Terms on CPC, in: International Oil Daily, 23.7.2007; CPC pipeline's capacity to be enlarged – Razdukhov, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 31.5.2007.

russischen Forderungen bewegte.⁹³² Im Rahmen der Arbeitsgruppe konnte somit im Verlauf von August eine Einigung über die Veränderung der CPC-Satzung erreicht werden. Demnach sollte ein Aufsichtsrat geschaffen werden, in dem wichtige Entscheidungen künftig mit einer Mehrheit von 75 Prozent getroffen werden sollten. Letzteres stellte einen Kompromiss gegenüber ursprünglichen russischen Forderungen dar, denen zufolge Beschlüsse bereits mit einfacher Mehrheit erfolgen sollten. Dadurch konnten auch bestehende Ängste westlicher Unternehmen verringert werden, dass Transneft zusammen mit russischen Produzenten die Entscheidungsfindung dominieren oder staatliche Mitglieder gemeinsam gegen die Unternehmen vorgehen könnten.⁹³³ Auch im finanziellen Bereich zeigten sich die Produzenten bereit weitreichende Zugeständnisse einzugehen. Beim Treffen am 19. September wurde somit neben der Revision der Satzung auch eine Einigung über den Aktionsplan zur Restrukturierung der Schulden erreicht.⁹³⁴ Die Konsortialpartner stimmten in dessen Rahmen der Erhöhung der Transporttarife auf 38 USD/t (von aktuell 30,24 USD/t) und der Senkung der Zinssätze auf Unternehmenskredite von 12,66 auf 6 Prozent zu, wobei beide Maßnahmen bereits ab dem 1. Oktober gelten sollten.⁹³⁵ Die Produzenten verzichteten somit gleichzeitig auf ihre ursprüngliche Bedingung, wonach finanzielle Zugeständnisse erst nach der Erteilung der endgültigen Zustimmung der russischen Regierung zur Pipelineerweiterung in Kraft treten sollten.⁹³⁶ Es gelang ihnen jedoch, eine Sicherheitsklausel einzubauen, der zufolge die neuen Bestimmungen nach einem Jahr auslaufen sollten, wenn in der Zwischenzeit keine Einigung über die Pipelineerweiterung erreicht wäre. Die Restrukturierung der Schulden durch die Herausgabe von Eurobonds sollte dagegen noch weiter untersucht werden.⁹³⁷ Die Partner einigten sich ebenfalls darauf, in naher Zukunft die noch ausstehenden Details zu klären, sodass alle für die Erweiterung der Pipeline benötigten Unterlagen noch vor dem Ablauf der Frist im September 2008 unterzeichnet werden könnten. Eine große Herausforderung bildete jedoch weiterhin die Bosphorus-Frage. Transneft-Vertreter bekräftigten diesbezüglich unverändert, dass die CPC-Erweiterung durch eine positive Entscheidung über den Bau der B-A-Pipeline bedingt sei und beide Projekte parallel umgesetzt werden müssen. Einige der Produzenten – insbesondere Chevron – erhoben grundsätzlich keine Einwände gegen die Notwendigkeit des Baus des By-

⁹³² Chevron übte großen Einfluss auf seinen Partner im TCO – ExxonMobil – aus, der sich zuvor deutlich weniger kompromissbereit zeigte. Der Exportengpass verschärfte sich, als TCO im Juli 2007 mit der Testung der ersten Stufe des SGI-Projektes und wenig später auch des SGP begann. Deren regulärer Einsatz sollte im Jahr 2008 erfolgen. Die durchschnittliche Förderrate betrug im Jahr 2007 280.000 b/d (13,9 Mt/Jahr) und sollte 2008 laut Plänen 374.000 b/d (18,7 Mt/Jahr) erreichen. Danach sollte schnell eine Steigerung auf 540.000 b/d (27 Mt/Jahr) folgen. Vgl. CPC Elects First Board, in: International Oil Daily, 19.10.2007; Brower, Derek: New kid on the block, in: Petroleum Economist, July 2007; Russia gets in way of big Kazakh, Chevron oil project, in: Prime-Tass, 16.10.2007; Tengiz Output Boost For 2008, in: BMI Emerging Europe Oil and Gas Insights, 1.2.2008; Chevron to Double Kazakh Production, in: Nefte Compass, 6.3.2008.

⁹³³ Vgl. CPC Charter Changes, in: International Oil Daily, 31.8.2007.

⁹³⁴ Vgl. CPC Approves Transneft Proposals, in: Nefte Compass, 20.9.2007.

⁹³⁵ Diese Änderungen sollten die finanzielle Lage des Konsortiums um fast 600 Mio. USD pro Jahr verbessern. Statt eines Verlustes von etwa 240 Mio. USD sollten im ersten Jahr bereits Gewinne von etwa 340 Mio. USD erzielt werden. Vgl. Caspian pipeline shareholders agree to hike transport tariffs, in: The Associated Press, 19.9.2007.

⁹³⁶ Vgl. CPC holders OK increasing oil transport tariff 25,7 % from Oct 1, in: Prime-Tass, 19.9.2007; Astana insist on greater Caspian Pipeline Capacity (Vedomosti), An in-depth look at the Russian press, August 21, in: RIA Novosti, 21.8.2007.

⁹³⁷ Vgl. CPC to raise tariffs, reduce interest rates – source (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 19.9.2007; CPC Shareholders' Debt Deal, in: International Oil Daily, 20.7.2007; Sharushkina, Nelli: Transneft Imposing Moscow's Terms on CPC, in: International Oil Daily, 23.7.2007; Chevron Russia President On CPC Breakthrough, Company's Plans in Russia, 24.9.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW4691&q> (Zugriff 16.2.2012).

passes und waren prinzipiell bereit, sich unter akzeptablen Konditionen auch direkt an diesem zu beteiligen. Entscheidend in dieser Hinsicht war aber, dass die angebotenen Teilnahmebedingungen von den Unternehmen als inakzeptabel angesehen wurden. Denn der russische Vorschlag rechnete im Grunde damit, dass die in Kasachstan tätigen Produzenten durch die Erteilung von Durchleitungsgarantien die Finanzierung der B-A-Pipeline garantieren würden, ohne dass ihnen im Gegenzug entsprechende Projektbeteiligungen angeboten wurden. Ihre direkte Einbeziehung in das Projektunternehmen war nur durch den Erwerb griechischer oder bulgarischer Anteile möglich und somit keinesfalls sicher, da sich die Länder weiterhin nicht bereit zeigten, auf Kontrollrechte an der Leitung zu verzichten. Russische Staatsunternehmen sollten zudem zu jeder Zeit die Mehrheitskontrolle an der Leitung behalten, sodass andere Akteure aufgrund der vorgeschlagenen Entscheidungsmechanismen in vielen relevanten Bereichen nur geringe Einflussmöglichkeiten besitzen würden. Vor diesem Hintergrund zog Chevron zwischenzeitlich sein Interesse am Erwerb von Beteiligungen zurück und betrachtete lediglich die Möglichkeit der künftigen Nutzung der Pipeline als einfacher Kunde, ohne dabei die Verpflichtungen und finanziellen Risiken eines vollwertigen Mitgliedes tragen zu müssen (d. h. Durchleitungsgarantien auf „ship-or-pay“-Basis; Beteiligung an den Baukosten). Dies erschwerte nach Auffassung von Experten vor allem für Bulgarien die Finanzierung seines Projektanteiles, da das Land auf die Kooperation mit einem Ölproduzenten angewiesen schien. Darüber hinaus blieben weiterhin zahlreiche rechtliche und technische Aspekte der Bypass-Leitung ungeklärt, wobei zwischen den beteiligten Ländern vor allem große Differenzen bezüglich der Zuständigkeit über ihre Auslastung bestanden.⁹³⁸ Nicht zuletzt aus Angst vor weiteren Verzögerungen im Rahmen des B-A-Prozesses sprachen sich die Produzenten daher vehement gegen die Verknüpfung beider Projekte aus.⁹³⁹

Die Veränderung der CPC-Satzung führte am 16. Oktober 2007 im Rahmen von CPC-R zur Gründung eines Aufsichtsrates. Das Organ ersetzte in zahlreichen Bereichen des täglichen Betriebs die Generalversammlung („General Shareholders Meeting“) und sollte somit die Effektivität der Konsortialverwaltung steigern. Das Gremium bestand aus 22 Mitgliedern und wurde im ersten Jahr durch einen Vertreter von Chevron (Andrew McGraham) geleitet.⁹⁴⁰

3.5.22 Die Geduld der Produzenten und Kasachstans reist – drohende Abkehr von der CPC

Die russische Regierung zeigte sich äußerst zufrieden mit der Erfüllung ihrer Forderungen, die Zustimmung zur CPC-Erweiterung wurde aber weiterhin vom Erreichen einer Einigung mit Bulgarien

⁹³⁸ Bei der Verhandlungsrunde im September forderte die russische Seite, dass Bulgarien und Griechenland entweder auf Teile der Managementkontrolle am Projekt verzichten oder die Auslastung der Leitung entsprechend ihrer Anteile (jeweils 24,5 Prozent) garantieren sollten. Laut Auffassung westlicher Unternehmen war diese Forderung durchaus berechtigt, da die Rechte zur Entscheidungsfindung und Tarifeinnahmen ohne eine entsprechende Verantwortung für die Auslastung nicht gerechtfertigt wären. Bulgarien und Griechenland zeigten sich jedoch bestürzt, da die geltenden Vereinbarungen nach ihrer Auffassung vorsahen, dass die russische Seite für die volle Auslastung der Pipeline zuständig sein sollte. Bulgarien strebte daraufhin an, Chevron und KMG bezüglich der Auslastung seines Anteils anzusprechen. Beim Besuch des bulgarischen Außenministers, Ivailo Kalfin, in Kasachstan im September 2007 führte dieser Gespräche über die Beteiligung beider Unternehmen am Projekt. Die vorgeschlagenen Bedingungen waren jedoch für die Produzenten nicht akzeptabel. Diese sahen nämlich lediglich vor, dass sie im Gegenzug für Durchleitungsgarantien Vorzugstarife erhalten würden. Eine direkte Beteiligung wurde jedoch nicht angeboten. Vgl. Bryza's Meeting With Russian And Western Energy Officials, 21.8.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW4088&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁹³⁹ Vgl. CPC Accepts Moscow's Demands, in: International Oil Daily, 21.9.2007; Extraordinary General Shareholders' Meeting of CPC-R and CPC-K, Press release, 19.9.2007, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3518/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

⁹⁴⁰ Davon fünf für Russland, vier für Kasachstan, zwei für Oman, elf für Unternehmensvertreter. Vgl. Chevron official named board chairman at CPC-R (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 18.10.2007.

und Griechenland über den Bau der B-A-Pipeline abhängig gemacht.⁹⁴¹ Auch in diesem Bereich konnten jedoch trotz weiterhin bestehender Differenzen gewisse Fortschritte verzeichnet werden, die Kasachstan vorerst zuversichtlich stimmten. Am 18. Dezember 2007 wurde zwischen den Vertretern Russlands, Bulgariens und Griechenlands eine Einigung über die Formung des internationalen Projektunternehmens mit dem Namen „Trans Balkan Pipeline“ erreicht,⁹⁴² das die Umsetzung des B-A-Vorhabens vorantreiben sollte. Die Bauphase sollte nach Einschätzungen von Transneft noch im Jahr 2008 beginnen und innerhalb von 18 Monaten abgeschlossen sein. Zwei Tage später erreichten Nasarbajew und Putin in Moskau eine grundsätzliche Einigung über den Ausbau der CPC auf 67 Mt/Jahr. Der kasachische Präsident sagte zugleich im Einklang mit seinem früheren Angebot Lieferungen im Umfang von 17 Mt/Jahr für die B-A-Pipeline zu, wobei er in diesem Zusammenhang weiterhin auch den Anspruch auf eine direkte Beteiligung am Projekt erhob. Nasarbajew akzeptierte zwar, dass beide Vorhaben simultan vorangetrieben werden sollten, er sprach sich jedoch aus Angst vor Verzögerungen entschieden gegen ihre feste Verknüpfung aus.⁹⁴³

Offen blieb weiterhin die Frage, wie die kasachische Einbeziehung in das Bypass-Projekt überhaupt erfolgen sollte. Die kasachische Seite erwartete zuerst, dass zusammen mit Russland Verhandlungen mit Bulgarien und Griechenland aufgenommen werden, um beide Balkanländer zur Abgabe eines Teils oder auch ihrer gesamten Anteile am Projektunternehmen zu bewegen. Astana erhoffte sich darüber hinaus eine Beteiligung an den Gesprächen über die technischen und finanziellen Details der Leitung. Unklar blieb auch, welche Unternehmen die von Nasarbajew verkündeten Liefervolumen stemmen würden. Bis dahin signalisierten lediglich KMG und Chevron die Bereitschaft insgesamt 10 Mt/Jahr über die Pipeline zu befördern, aber nur unter der Voraussetzung, dass sie dieselben Nutzungsbedingungen erhielten wie russische Unternehmen.⁹⁴⁴ Die Hoffnungen auf eine schnelle Implementierung des B-A-Vorhabens zeigten sich nur wenige Wochen nach dem Erreichen der trilatera-

⁹⁴¹ Vgl. CPC Changes Please Moscow, in: Nefte Compass, 15.11.2007.

⁹⁴² Am 18. Januar 2008 wurde der Gesellschaftsvertrag zur Gründung des Projektunternehmens unterschrieben. (Gleichzeitig wurde zwischen Bulgarien und Russland auch die Kooperation beim Bau des Atomkraftwerks Belene und der South Stream Gaspipeline vereinbart.) Anteilseigentümer waren: 51 Prozent OOO Burgas-Alexandroupolis Pipeline Consortium (Transneft, Rosneft, Gazpromneft); 24,5 Prozent AO Burgas-Alexandroupolis Project Company – BG (Technoexportstroi und Bulgargaz); 23,5 Prozent JV zwischen Hellenic Petroleum und Thraki; ein Prozent Griechenland. Die Registrierung erfolgte am 7. Februar 2008 in Amsterdam. Die Pipeline sollte eine Kapazität von 35 Mt/Jahr besitzen und später auf 50 Mt/Jahr erweitert werden. Die Projektkosten der ersten Ausbaustufe wurden auf 1-1,2 Mrd. USD geschätzt. Bulgarien und Griechenland verpflichteten sich, günstige Steuerbedingungen für das Projektunternehmen zu gewährleisten, die russische Seite garantierte die Öllieferungen über die Pipeline. Artikel 5 des Vertrages erteilte Transneft die alleinige Verantwortung für die Schlüsselfunktionen beim Pipelinebetrieb, wozu u. a. der Vertragsabschluss mit Nutzern, Reservierungen der Kapazitäten und das Tankerbeladungsprogramm gehörten. Dem Abkommen zufolge sollten Tarife durch eine einfache Mehrheit festgelegt werden, was den russischen Unternehmen aufgrund der Mehrheitsverhältnisse freie Hand bei deren Gestaltung überlies. Die Zustimmung der Minderheitenanteilseigentümer war nur in folgenden Fragen notwendig: Veränderungen der Satzung; Zusammenschluss mit dritten Unternehmen; Auflösung des Unternehmens oder seiner Subunternehmen; Ausrufung der Insolvenz; Verabschiedung des Budgets; wichtige Finanztransaktionen; Bauaufträge; Pipelineerweiterung; Prinzipien auf deren Grundlage die Tarife berechnet werden sollten. Vgl. Burgas-Alexandroupolis Agreement Signed on Project Company – Transneft (Part 3), in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 18.12.2007; Big deals signed in Bulgaria: Burgas-Alexandroupolis and South Stream, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.1.2008; Shareholders' signatures on the Burgas-Alexandroupolis oil pipeline, in: Prometheus Gas, 1.2.2008, <http://www.prometheusgas.gr/view.asp?pid=543&cid=&sid=45&ssid=&lang=1> (Zugriff 2.8.2011).

⁹⁴³ Vgl. Ritchie, Michael: Deals Tighten Russian Grip on Central Asia, in: International Oil Daily, 21.12.2007.

⁹⁴⁴ Vgl. GOK And KMG Discuss Kashagan, Oil And Gas Transport Routes With Energy Coordinator Ambassador Mann, 4.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA225&q> (Zugriff 16.2.2012).

len Einigung über die Gründung des Projektunternehmens als unbegründet. Genauso enttäuscht wurden kasachische Erwartungen bezüglich der direkten Einbeziehung in die Gespräche oder die russische Unterstützung hinsichtlich der Bestrebungen zur Übernahme griechischer und bulgarischer Beteiligungen. Die Verhandlungen über die Projektdetails zwischen den drei beteiligten Ländern erwiesen sich als sehr kompliziert und schwerfällig, wodurch sich Befürchtungen der kasachischen Führung und der Ölproduzenten bestätigten, dass eine strikte Bedingung des CPC-Ausbaus durch den Bau der B-A-Pipeline die Gefahr zusätzlicher Verzögerungen für das erste Projekt in sich bergen würde.⁹⁴⁵

Bestätigt schienen sich aus Sicht der Ölproduzenten auch die zuvor geäußerten Sorgen bezüglich der Gefahr unkontrollierter Tarifierhöhung im Falle der Kontrolle des CPC-Konsortiums durch Russland. Beim Treffen des CPC-Aufsichtsrates im Februar 2008 schlug Transneft nämlich eine weitere, wenn auch nur temporäre, Tarifierhebung auf 40,5 USD/t vor. Der von dem Konzern ausgearbeitete und von der russischen Regierung bewilligte Antrag sah vor, dass aus den zusätzlich erworbenen Mitteln die Kosten für die Planungs- und Dokumentationsarbeiten der Pipelineerweiterung finanziert werden sollten. Die erhöhte Rate sollte demzufolge lediglich für etwas länger als ein halbes Jahr Anwendung finden und etwa 20 Mt Öl betreffen. Die Privatunternehmen zeigten sich verständlicherweise skeptisch und befürchteten eine permanente Erhöhung. Sie argumentierten auch damit, dass der Vorschlag die im CPC-Vertrag festgelegte Tarifobergrenze (38 USD/t) verletzte. Im Vorfeld des Treffens wurde im Rahmen einer der Arbeitsgruppen sogar eine von Transneft vorgestellte radikale Version der Synchronisierung der CPC mit der B-A-Pipeline diskutiert. Diese sah einen Gesamttransporttarif für beide Pipelines und die dazwischen liegende Tankerroute vor.⁹⁴⁶ Die Ölproduzenten lehnten jedoch ähnliche Gedankenspiele kategorisch ab. Um künftige Differenzen bezüglich des Tarifniveaus zu vermeiden, schlugen Chevron und ExxonMobil daher die Unterzeichnung eines Memorandums mit der russischen Regierung vor, in dem die Fixierung der maximalen möglichen Transportrate in Einklang mit der im CPC-Vertrag festgelegten Obergrenze verankert wäre.⁹⁴⁷ Die Differenzen bezüglich der Finanzierung der Dokumentationsarbeiten zwischen den westlichen Produzenten und Transneft führten dazu, dass die Einigung über die Mittelvergabe trotz des zunehmend angespannten Zeitplans letztendlich erst im April erreicht werden konnte. Das Verhalten russischer Ölproduzenten, die in den Abstimmungen die Forderungen von Transneft unterstützten, obwohl diese wegen der gestiegenen Transportkosten für sie selbst unvorteilhaft waren, zeigte deutlich, welchen Einfluss der russische Staat bereits im Energiesektor besaß.⁹⁴⁸

⁹⁴⁵ Vgl. Shareholders spats delay Burgas-Alexandroupolis pipeline (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, March 25, in: RIA Novosti, 25.3.2008.

⁹⁴⁶ Die Berechnungen basierten laut Insidern auf einem Tarif für die B-A-Pipeline von 10-12 USD/t, hinzu würden noch Tankerkosten auf der Route Noworossiysk-Burgas von etwa 5 USD/t kommen.

⁹⁴⁷ Vgl. CPC's western shareholders dissatisfied with Transneft's tariffs, (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, February 6, in: RIA Novosti, 6.2.2008; Moscow Seeks Further Tariff hike For CPC, in: Nefte Compass, 7.2.2008.

⁹⁴⁸ Chevron legte im März einen Antrag vor, wonach die Finanzierung der Dokumentation aus laufenden Kosten bewilligt werden sollte (50 Mio. USD). Transneft und Lukoil stimmten gegen die Initiative, alle anderen dafür (da Transneft 24 Prozent der Stimmrechte besaß, benötigte es lediglich die Unterstützung eines weiteren Unternehmens, um die Blockademinderheit zu erreichen). Analytiker sprachen davon, dass Transnefts Verhalten lediglich eine Reaktion auf die Ablehnung seines eigenen Finanzierungsantrags darstellte. Im April legte Transneft selbst einen Antrag für die Freigabe von 20 Mio. USD für die Dokumentationsarbeiten vor. Der Unterschied zum Antrag von Chevron bestand nur darin, dass die Kosten auf zwei Jahre verteilt werden sollten (20 Mio. USD im Jahr 2008, 30 Mio. USD im Jahr 2009), da sich die Dokumentationsarbeiten über 16 Monate (bis Sommer 2009) erstrecken sollten. Die Mitglieder bewilligten diesen Antrag am 8. April. Vgl. Transneft Blocks CPC Expan-

Trotz der zuvor erreichten Fortschritte und Zugeständnisse seitens der Ölproduzenten spannte sich die Lage zwischen beiden Lagern zunehmend an. Ungeachtet wiederholter Einwände der Unternehmen blieben Forderungen nach der Synchronisierung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der B-A-Pipeline und der Steigerung der Profitabilität des Konsortiums durch eine zusätzliche Erhöhung der Gebühren über die vertraglich festgelegte Obergrenze weiterhin Teil der von Transneft verfolgten Agenda.⁹⁴⁹ Die russische Regierung unterstützte den Pipelinemonopolisten und sprach sich ebenfalls klar für eine Tarifsteigerung aus. *„The standpoint that CPC's expansion would allow it to minimize losses and to improve its effectiveness is unacceptable for us. We insist that first it is necessary to provide for the effectiveness of the project as a pipeline scheme rather than an oil venture.“*⁹⁵⁰ Die Argumentation erschien umso erstaunlicher, da das Konsortium vor dem Hintergrund hoher Pipelineauslastung und der ab Oktober 2007 geltenden Bestimmungen (höhere Tarife, niedrigere Zinssätze) mittlerweile deutliche Gewinne realisierte und mit dem Abbau seiner Schulden begann.⁹⁵¹ Die von Moskau immer wieder neu erhobenen Forderungen führten dazu, dass selbst Chevron als größter Nutzer der CPC-Leitung deren Erweiterung zunehmend skeptisch ansah. Im Rahmen eines Treffens mit dem US-Botschafter in Kasachstan sprach der Präsident von Chevron Eurasia, G. Hollingsworth, im Februar davon, dass sein Unternehmen aufgrund des anlaufenden Produktionsanstieges nicht mehr länger auf die Erweiterung warten könne und nach Alternativen suchen müsse. Chevron entschloss sich daher angeblich bereits, die transkaspische Route zu seiner Priorität zu erklären und schrieb die Chancen auf eine Erweiterung der CPC weitgehend ab. Mit großem Unverständnis und sichtlicher Enttäuschung wurde darauf verwiesen, dass im Falle einer kooperativeren russischen Haltung alle beteiligten Parteien längst enorme Gewinne erzielen würden und die Ölproduzenten sogar die Möglichkeit des Baus eines zweiten CPC-Stranges in Betracht gezogen hätten.⁹⁵² Auch der Präsident von KMG, U. Karabalin, sprach beim Treffen mit dem US-Sonderbeauftragten für die Kaspische Region, S. Mann, davon, dass die Expansion der CPC *„is going nowhere“* und die kasachische Regierung sich nun verstärkt auf Exporte über das Kaspische Meer konzentrieren müsse.⁹⁵³

sion, in: International Oil Daily, 10.3.2008; CPC shareholders back Transneft proposal on feasibility study update, in: Central Asia General Newswire, 8.4.2008; CPC Lows Ahead Despite Disagreements, in: Nefte Compass, 5.6.2008; Cost of expanding CPC pipeline could top 2,5 bln, in: Central Asia General Newswire, 30.5.2008.

⁹⁴⁹ Vgl. Russia wants \$20Mln spent on updating feasibility study on CPC expansion, in: Central Asia General Newswire, 3.4.2008.

⁹⁵⁰ Andrei Dementjew, stellvertretender russischer Minister für Industrie und Energie, zit. in: Sharushkina, Nelli: Moscow Remains Tough on CPC Expansion, in: International Oil Daily, 16.4.2008.

⁹⁵¹ CPC schloss das Jahr 2006 noch mit einem Nettoverlust von 4,663 Mrd. Rubel (etwa 175 Mio. USD) ab. Der Nettogewinn betrug 2007 bereits 423 Mio. USD (4,6 Mrd. Rubel). Die Schulden des Konsortiums am Ende desselben Jahres betragen 5,325 Mrd. USD. Es wurde beschlossen, keine Dividenden aus dem Gewinn des Jahres 2007 zu zahlen, sondern diesen zur Schuldentilgung zu nutzen. Nach dem ersten Quartal 2008 betragen die Schulden nur noch 5,04 Mrd. USD, nach dem zweiten Quartal 4,883 Mrd. USD und nach dem dritten 4,722 Mrd. USD. Vgl. Caspian Pipeline Consortium posts profit for 2007, reduces debt in Q1, in: Central Asia General Newswire, 15.5.2008; CPC posts \$423 mln net profit in 2007, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.5.2008; CPC reduces debt 3% to \$4.9 bln in Q2, in: Central Asia General Newswire, 8.8.2008; Caspian Pipeline Consortium reduces debt 3.3% to \$4.7 bln in Q3, in: Central Asia General Newswire, 12.11.2008.

⁹⁵² Chevron besaß bereits Pläne für eine dritte Ausbauphase für Tengiz („Future growth project“), die die Produktion auf bis zu 36 Mt/Jahr (780.000 b/d; der Koeffizient für Umrechnung bei Tengiz-Öl liegt bei 7,9 Barrel/Tonne) erweitern würde. Dieses Öl könnte auch im Falle der erfolgreichen Kapazitätssteigerung nicht mehr über die CPC exportiert werden. Vor diesem Hintergrund wurden verschiedene Konzepte für eine neue Exportroute bedacht. Vgl. Chevron Ready To Give Up On CPC Expansion, Says Company's Eurasia President, 21.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW470&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁹⁵³ Vgl. Ambassador Mann Talks Energy With President Aliyev, 5.3.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08BAKU191&q> (Zugriff 17.2.2012).

Tatsächlich konnten bei der Konzipierung des Projektes zum transkaspischen Export kasachischen Öls (KCTS), trotz bestehender Differenzen der beteiligten Parteien über die Anteilsverteilung, in der Zwischenzeit deutliche Fortschritte erreicht werden. Die zögerliche Haltung Russlands bei der Erweiterung der CPC-Leitung mündete bereits Ende des Jahre 2006 in die Einbeziehung Chevrons in die Projektentwicklung. Dies führte letztendlich im Verlauf des Jahres 2007 zur deutlichen Steigerung seiner ursprünglich angedachten Transportkapazität von 750.000 b/d (38 Mt/Jahr) auf 1,2 mb/d (etwa 60 Mt/Jahr), wobei nach Auffassung beteiligter Unternehmen durch den Einsatz zusätzlicher Tanker prinzipiell auch eine weitere Steigerung auf 1,6 mb/d (80 Mt/Jahr) möglich war. Im März 2008 besuchten kasachische Vertreter Baku, um dort an einer weiteren Verhandlungsrunde zum Bau von KCTS teilzunehmen. Neben der Öleinspeisung in die BTC-Pipeline, deren Durchleitungsvermögen künftig deutlich erhöht werden sollte (von 50 Mt/Jahr auf 85-90 Mt/Jahr), wurde von kasachischer Seite verstärkt auch auf die Steigerung der Transportkapazitäten zwischen Baku und der georgischen Küste hingearbeitet. Angeregt wurde die Nutzung der Baku-Supsa-Pipeline, die bis dahin nur dem AIOC-Konsortium zur Verfügung stand, die Rehabilitierung bestehender ungenutzter Leitungsschnitte zwischen Baku und dem Schwarzen Meer oder der Bau einer gänzlich neuen Leitung zum georgischen Hafen Batumi, wo KMG im Februar 2008 von der dänischen Greenoak Group den Ölterminal erwarb.⁹⁵⁴ Das Unternehmen strebte von dort den Transport eines Teils der Ölvolumen per Tanker nach Rumänien an, wo die Verarbeitung in Raffinerien des rumänischen Konzerns Rompetrol erfolgen sollte, den KMG im Verlauf des Jahres 2007 erwarb. Dies würde zumindest für einen Teil des kasachischen Öls eine Option zur Vermeidung der Bosphorus-Meerenge bedeuten. Laut Nasarbajew könnte perspektivisch sogar die geplante Constanta-Triest-Pipeline genutzt werden, die ebenfalls als Bosphorus-Bypass konzipiert wurde und in Teilen bereits bestand (Abbildung 21).⁹⁵⁵

Mitte April wandte sich Chevron schriftlich an die russische Regierung, um erneut vor Gefahren weiterer Verzögerungen bei der Umsetzung der CPC-Expansion im Falle ihrer strikten Kopplung an den Bau der B-A-Pipeline zu warnen. Auch ohne die Verbindung beider Vorhaben konnte der CPC-Ausbau laut dem Konzern frühestens im Jahr 2013 abgeschlossen werden. Aufgrund der im Verlauf des Jahres 2007 eingeleiteten Testphase der beiden Expansionsprojekte auf dem Tengiz-Feld⁹⁵⁶, die in naher Zukunft zur Verdopplung der Förderraten führen sollten, sah sich das Unternehmen jedoch gezwungen, möglichst zeitnahe Lösungen für die Exportfrage in Betracht zu ziehen.⁹⁵⁷ Die vergleichsweise

⁹⁵⁴ KMG besaß bereits seit Dezember 2006 50 Prozent an dem Terminal. Seine Kapazität betrug 15 Mt/Jahr. Vgl. Trans-Caspian Pipes on Agenda, in: International Oil Daily, 4.3.2008; Sharipzhan, Merhat/Mihalisko, Michael: Kazakhstan: Ukraine Wins Promises Of Cooperation, But No Energy Deal, in: Radio Free Europe, 6.3.2008.

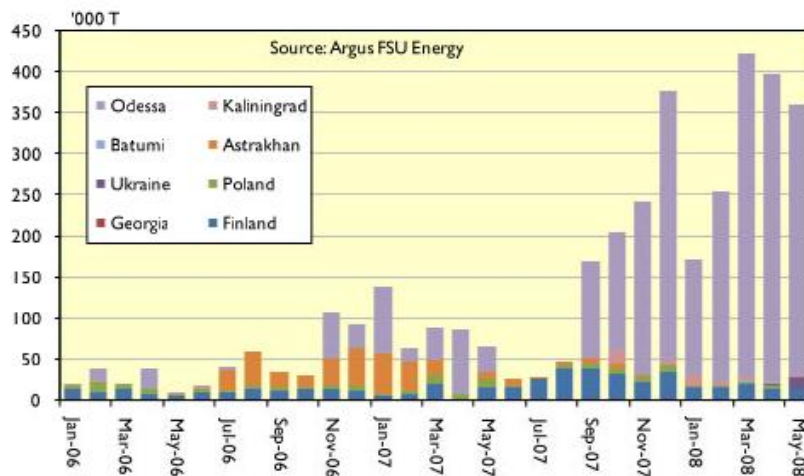
⁹⁵⁵ KMG kaufte im August 2007 75 Prozent der Rompetrol Gruppe für 2,7 Mrd. USD. Die beiden Raffinerien (Midia-Navodari, Vega) des Konzerns besaßen eine Gesamtkapazität von 7 Mt/Jahr. Vgl. Socor, Vladimir: Bridgehead in Europe: Kazakhstan Acquires Romania's Rompetrol, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 165, 7.9.2007.

⁹⁵⁶ Im Juli 2007 wurde das SGI-Projekt abgeschlossen und im Oktober wurde die erste Phase des SGP fertiggestellt. Daraufhin wurden beide in Testbetrieb genommen. Die Expansionsprojekte wurden endgültig im dritten Quartal 2008 abgeschlossen und in normalen Betrieb genommen. Die Produktion des Feldes lag im Jahr 2006 bei 13,32 Mt, stieg im Jahr 2007 auf 13,9 Mt und erreichte 2008 bereits 17,3 Mt. Im Jahr 2009 kam es zum weiteren Anstieg auf 22,5 Mt und 2010 wurden 25,9 Mt produziert. Vgl. Tengizchevroil: About TCO, The History of the Tengiz Field, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 14.8.2011).

⁹⁵⁷ Bis zum Ausbau der Pipelinekapazität sollte der Export der zusätzlichen Produktion von TCO im Rahmen des sog. „crude export project“ erfolgen. Dieses bestand aus zwei Routen: 1.) nördliche – Eisenbahnlieferungen nach Odessa (maximal 160.000 b/d; 8 Mt/Jahr); 2.) südliche – Tankerexporte von Aktau nach Baku, von wo der Weitertransport per Eisenbahn nach Batumi oder über die BTC erfolgen sollte (100.000+ b/d; 5+ Mt/Jahr). Vgl. Chevron Talks to Socar, in: International Oil Daily, 23.7.2007; Russia gets in way of big Kazakh, Chevron oil project, in: Prime-Tass, 16.10.2007; Tengiz Output Boost For 2008, in: BMI Emerging Europe Oil and Gas Insights,

kostspieligen⁹⁵⁸ und lediglich als Überbrückung gedachten Eisenbahnlieferungen (primär nach Odessa; Abbildung 22) konnten die zusätzlichen Ölvolumen nur in begrenztem Ausmaß aufnehmen, wobei als vielversprechendste dauerhafte Alternative die südliche Route über Aserbaidschan und den Kaukasus identifiziert wurde, die in Verbindung mit dem KCTS, der BTC und weiteren kasachischen Infrastrukturplänen ein enormes Transportpotenzial besaß. Chevron war längst als Co-Investor im KCTS-Projekt vorgesehen und beteiligte sich aktiv an Verhandlungen mit der kasachischen Regierung und den Mitgliedern des Kashagan-Konsortiums an der Konzipierung des Systems. Ian MacDonald, Vizepräsident von Chevron Eurasia, warnte daher eindringlich davor, dass im Falle weiterer Verzögerungen bei der CPC-Erweiterung der Bedarf ihrer Kapazitätssteigerung für den Konzern gänzlich in Frage gestellt werden könnte. Einige russische Medien sprachen in diesem Zusammenhang sogar von einem Ultimatum an die russische Regierung.⁹⁵⁹

Abbildung 22: Eisenbahnexporte aus Kasachstan (in 1.000 t)



Quelle: Lee, Julian: The expansion of Kazakhstan's oil export capacity begins, in: FSU Advisory Service, CGES, July 2008.

Der Druck auf Russland stieg weiter. Am 24. April stimmte der kasachische Senat⁹⁶⁰ für ein Gesetz zur Ratifizierung des im August 2007 unterzeichneten kasachisch-aserbaidschanischen Vertrages zur Implementierung von KCTS. Der kasachische Minister für Energie und Rohstoffe, S. Mynbaev, sprach sich in diesem Zusammenhang für eine schnellstmöglichen Umsetzung des Systems aus. Die Bauzeit sollte lediglich zwei Jahre betragen, wobei er zu diesem Zeitpunkt fest damit rechnete, dass Tengiz-Öl in der Anfangsphase den Großteil der transportierten Volumen bestreiten würde.⁹⁶¹ Zusätzlich zum KCTS, das u. a. auf dem Bau des neuen Exporthafens Kuryk basierte, zeigte sich die kasachische Regierung auch bereit bis zu 10 Mrd. USD für den Ausbau des Hafens Aktau zu investieren, um seine

1.2.2008; Chevron to Double Kazakh Production, in: Nefte Compass, 6.3.2008; Lillis, Joanna: Kazakhstan: Astana set to make an energy export break with Russia, in: Eurasianet, 1.5.2008; Kazakhstan to join Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline (Izvestia), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 28.4.2008; Kazakhstan Caspian Transportation System Will Transport Nearly 60 mln Tons of Oil via Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan Route Per Year: Kazakhstan's Foreign Minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 4.8.2008.

⁹⁵⁸ Preise für Eisenbahnlieferungen betragen im Jahr 2008 in Kasachstan 0,52 USD/b/100 km bzw. 3,81 USD/t/100 km. Pipelinetarife lagen im Jahr 2007, je nach Strecke zwischen 0,61-1,96 USD/t/100 km. Der russische Transittarif betrug 0,73 USD/t/100km. Vgl. ebenda; Kanai, Miharu/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, S. 61.

⁹⁵⁹ Vgl. Chevron opposes tying CPC to Burgas-Alexandroupolis pipeline, favors southern route, in: Central Asia General Newswire, 22.4.2008.

⁹⁶⁰ Das Unterhaus stimmte diesem bereits im März zu.

⁹⁶¹ Vgl. Azerbaijani minister on cooperation with Kazakhstan, in: Ekspress-K, S. 3, 25.4.2008.

Funktion als Energieexport-Hub zu stärken und das transkaspische Transportpotenzial weiter zu steigern. Aserbaidzhanische Vertreter sprachen wiederum davon, dass zum Export der gestiegenen kasachischen Ölvolumen sogar eine parallele Leitung zur BTC verlegt werden könnte.⁹⁶²

3.5.23 Russland verzichtet auf die Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem B-A-Projekt

Die Entwicklungen zeigten Wirkung. Nur wenige Tage später, am 7. Mai, einigten sich der russische Minister für Industrie und Energie, V. Christenko, und der kasachische Minister für Energie und Rohstoffe, S. Mynbayev, in einem Memorandum auf eine gemeinsame Position in der Frage des CPC-Ausbaus. Russland stimmte in diesem grundsätzlich der Erweiterung der Pipeline auf ihre volle Kapazität zu, wobei der Abschluss der Arbeiten bis 2012 angestrebt werden sollte. Im Gegensatz zu früheren russischen Zusagen, die meist nur verbal und relativ allgemein waren, enthielt diese erstmalig einen konkreten Termin für den erwünschten Projektabschluss und eine endgültige Liste russischer Forderungen bzw. Präferenzen, die insbesondere die Finanzierungsmodalitäten des Expansionsprojektes betrafen. Dies war wichtig, weil sich Kasachstan und die Ölproduzenten zuvor mit immer neuen Bedingungen konfrontiert sahen und ihr Vertrauen in die russische Bereitschaft, dem Projekt überhaupt zuzustimmen, daher nahezu gänzlich verschwand. Im Gegenzug sagte die kasachische Seite zu, künftig jährlich bis zu 17 Mt Öl über die B-A-Pipeline zu leiten. Entscheidend war in diesem Zusammenhang, dass der Ausbau des CPC-Systems von Russland nicht mehr durch den parallelen Bau des Bypasses bedingt wurde und die kasachische Durchleitungszusage grundsätzlich einer Absichtsbekundung gleichkam. Zwischen der Umsetzung beider Projekte sollte demnach entsprechend der Forderungen der Produzenten und Kasachstans keine formelle Koppelung bestehen.⁹⁶³ An den Verhandlungen zwischen den Ministern nahmen jedoch keine Vertreter der Ölkonzerne teil, sodass diese keinen Einfluss auf die vereinbarten Details nehmen konnten. Vor diesem Hintergrund wurde das rein politische Dokument von Insidern im Anschluss an das Treffen lediglich als Verhandlungsgrundlage angesehen, das Moskaus Willen zum baldigen Abschluss der Verhandlungen signalisierte. Aufgrund der Kompromissbereitschaft bezüglich der B-A-Pipeline galt es dennoch als wichtiger Schritt nach vorn.⁹⁶⁴

Der Wandel der russischen Einstellung in dieser Frage kann auf zwei zusammenhängende Aspekte zurückgeführt werden. (1.) Einerseits tauchten im Verhandlungsprozess zwischen Russland, Griechenland und Bulgarien um die Bedingungen und Details des B-A-Projektes erhebliche Differenzen auf, die die Aussichten auf seine schnelle Umsetzung deutlich verringerten. Die Gespräche waren so schwerfällig, dass sich der Vorsitzende der Trans Balkan Pipeline BV (Sergei Vinnichenko) im Juni zum Rücktritt bewegt sah.⁹⁶⁵ Vor allem Bulgarien besaß aufgrund umweltpolitischer Bedenken erhebliche Einwände gegen das Projekt, da massive Auswirkungen auf die Tourismusbranche befürchtet wurden. Moskau wurde somit zunehmend bewusst, dass die Aufrechterhaltung der Forderung nach der Verknüpfung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der Bypass-Leitung zur deutlichen Verzögerung bei der kasachischen Route führen würde. (2.) In diesem Zusammenhang war wichtig, dass die kasachische Führung und die Ölproduzenten mit Hinblick auf bestehende Exportengpässe und Unsicherhei-

⁹⁶² Vgl. ebenda; Lillis, Joanna: Astana set to make an energy export break with Russia, in: Eurasianet, 1.5.2008.

⁹⁶³ Vgl. Russia, Kazakhstan find common ground on CPC expansion (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 7.5.2008; News in brief, in: Petroleum Economist, June 2008.

⁹⁶⁴ Vgl. Russia and Kazakhstan strengthen cooperation in energy sphere, in: Kazakhstan Today, 8.5.2008.

⁹⁶⁵ Der Schritt wurde explizit mit Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Projektes begründet. Vgl. Trans-Balkan pipeline stalls (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, June 19, in: RIA Novosti, 19.6.2008; Kardas, Saban: Russia joins the Samsun Ceyhan pipeline, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 195, 23.10.2009.

ten bezüglich der Zukunft der CPC-Expansion gezwungen waren, deutlich aktiver bei der Entwicklung alternativer Transportmöglichkeiten vorzugehen. Sowohl private Akteure als auch die Regierung bekräftigten zwar weiterhin, dass sie die CPC-Expansion nicht zuletzt aufgrund wirtschaftlicher Vorteile vor anderen Alternativen bevorzugten.⁹⁶⁶ Die harte Haltung Russlands führte jedoch dazu, dass mehrere entscheidende Mitglieder des Konsortiums (insbesondere Chevron) an einen Punkt getrieben wurden, an dem sie tatsächlich bereit waren, die Erweiterung vollständig aufzugeben. Der kasachische Premierminister, K. Masimov, sprach bei einem seiner Treffen mit russischen Vertretern in so deutlichen Worten darüber, dass sein Land im Falle weiterer Verzögerungen im CPC-Verhandlungsprozess Wege zur Steigerung seiner Ölexporte in westliche Richtung über die BTC finden müsse, dass die Äußerungen von russischen Medien als Ultimatum kommentiert wurden.⁹⁶⁷ Bei der Entwicklung der Transportalternativen zeichnete sich zwischen den Ölproduzenten und dem Staat eine hohe Kooperationsbereitschaft ab⁹⁶⁸, wobei einzelne Projekte auch politische Unterstützung externer Akteure genossen. Laut der Einschätzung von Masimov waren es letztendlich vor allem die Pläne zum Aufbau des KCTS, das neben den Kashagan-Mitgliedern auch Chevron einbeziehen sollte, die Russland letztendlich zum Einlenken bewegten. Zusätzlich zu diesen Faktoren galt, dass die Ölproduzenten bereits erhebliche Zugeständnisse in nahezu allen Forderungen machten, die von russischer Seite zuvor als Bedingungen ihrer Zustimmung zur CPC-Erweiterung aufgestellt wurden, sodass sich Moskau mit den Ergebnissen der Verhandlungen durchaus zufrieden zeigen konnte. Kasachstan war sogar zur Nutzung der B-A-Pipeline bereit, sodass die Mehrkosten der Bosphorus-Umgehung nicht nur einseitig russische Unternehmen betreffen sollten. Auch geoökonomische und strategische Gesichtspunkte spielten für Moskau eine entscheidende Rolle, denn kasachische Exporte nach Europa bzw. in den Mittelmeerraum sollten möglichst über Russland und nicht über die von Washington unterstützte BTC-Pipeline verlaufen.⁹⁶⁹

Die beiden Minister vereinbarten bei dem Treffen auch, dass bis zum Ende des Jahres eine gemeinsame russisch-kasachische Bilanz für den Transport von Treibstoffen und Energieressourcen (Zeitraum bis 2020) ausgearbeitet werden sollte, die das bestehende Transitabkommen aus dem Jahr

⁹⁶⁶ Aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht kann die Situation mit dem sog. „first-mover advantage“-Phänomen verglichen werden, das komplementär zum Pfadabhängigkeitskonzept zu sehen ist. Demnach hat das erste Unternehmen, das ein neues Marktsegment betritt, erhebliche Konkurrenzvorteile gegenüber nachfolgenden Akteuren. Für Pipelineprojekte gilt prinzipiell, dass die Erweiterung der Kapazität einer bestehenden Leitung deutlich billiger ist, als der Bau einer gänzlichen neuen Route. Dies geht insbesondere auf erhebliche Skaleneffekte zurück, die mit der Steigerung der Durchleitung einer existierenden Leitung verbunden sind. Diese kann durch den Zubau von Pumpstationen und den Zusatz von DRA erreicht werden. Wenn diese Optionen erschöpft sind, ist die Verlegung paralleler Stränge möglich. Auch hier gilt, dass durch die Nutzung eines bestehenden Korridors im Vergleich zur Erschließung einer neuen Route deutliche Vorteile bestehen (Wegerechte liegen vor; das Terrain ist vorbereitet; Straßen und andere unterstützende Infrastruktur existieren bereits usw.). Da Transportinfrastrukturprojekte im kaspischen Raum sehr kostspielig sind, steigt auch der Anreiz zur Nutzung vorhandener Pipelines und Routen. Zum „first-mover Advantage“ siehe: Lieberman, Marvin B./Montgomery, David B.: First-mover Advantages, Stanford Business School, Research Paper No. 969, October 1987.

⁹⁶⁷ Vgl. Astana insists on greater Caspian Pipeline Capacity (Vedomosti), An in-depth look at the Russian press, August 21, in: RIA Novosti, 21.8.2008.

⁹⁶⁸ Das gemeinsame Vorgehen wurde u. a. im Rahmen des Foreign Investor's Council erörtert, der eine Plattform zum Austausch zwischen wichtigen Investoren im kasachischen Energiesektor und der kasachischen politischen Führung darstellte. Im Verlauf des Jahres 2007 wurde die sog. KCTS-Sponsor Group gegründet, die das Projekt vorantreiben sollte. Sie beinhaltete neben den sieben westlichen Kashagan-Partnern auch Chevron und KMG. Vgl. Codel Hastings Meets With President Nazarbayev, PM Masimov, 8.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1222&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁹⁶⁹ Vgl. Neff, Andrew: Russia, Kazakhstan Agree to Double CPC Oil Pipeline Capacity by 2012, in: IHS Global Insight, 8.5.2008.

2002 ergänzen würde. Die Bilanz sollte eine bessere Koordinierung der gemeinsamen Nutzung existierender Infrastruktur ermöglichen und eine Grundlage für die Kooperation beim Bau neuer Transportrouten schaffen. Von kasachischer Seite wurden darüber hinaus Veränderungen einiger unvorteilhafter Transportpraktiken gefordert. Im Einklang mit früheren Forderungen strebte man weiterhin nach einem stärkeren Einfluss auf die Destinationen (Exit-Terminals) der Transitlieferungen und nach der Abschaffung diskriminierender Tarifpraktiken. Russische Offizielle verwiesen in diesem Zusammenhang darauf, dass bei der Behandlung kasachischer und russischer Lieferungen weiterhin Unterschiede gemacht werden müssten, zumindest solange kasachische Produzenten nicht dieselben Verpflichtungen besäßen wie die russischen. Damit berief man sich insbesondere auf die Versorgung des vom Preisniveau her unattraktiven russischen Marktes. *„If they want equal treatment, they should start supplying oil to the Russian domestic market as our producers do.“*⁹⁷⁰

Der im Rahmen des CPC-Prozesses erreichte Fortschritt ging ebenfalls darauf zurück, dass Moskau zweifellos erhebliches Interesse an guten politischen Beziehungen mit Kasachstan und kein Interesse an seiner möglichen außenpolitischen Zuwendung an andere Akteure besaß. Die Rolle des Landes als strategischer Partner Russlands spiegelte sich auch darin deutlich wider, dass die erste Außenreise des neuen russischen Präsidenten, D. Medwedew, nach seinem Amtsantritt im Mai nach Astana erfolgte. Die Wahl illustrierte einerseits die Prioritäten in der Ausrichtung der russischen Außenpolitik, die dem GUS-Raum eine strategische Rolle zuteilte, und wies andererseits auch auf die Veränderung in der Wahrnehmung der regionalen Hierarchie und der Bedeutung einzelner zentralasiatischer Länder aus Moskaus Sicht hin. Denn noch acht Jahre zuvor wählte Putin Usbekistan zum Zielland seiner ersten Auslandsreise. *„Astana did not become the first foreign capital that I have visited as president of Russia by chance. The main thing is that Russia values the genuinely friendly and mutually-advantageous relations with Kazakhstan, our strategic partner.“*⁹⁷¹

Für die Realisierung der Ziele der russischen Regionalpolitik hob Medwedew während seines Besuches die Rolle von drei Integrationsbündnissen hervor – GUS, Eurasische Wirtschaftsgemeinschaft und Organisation des Vertrages für kollektive Sicherheit. Diese können als weiche Instrumente der russischen geopolitischen Strategie⁹⁷² in seiner Nachbarschaft betrachtet werden und sollten die Kooperation auf der allgemeinen politischen, der wirtschaftlichen und der sicherheitspolitischen bzw. militärischen Ebene gestalten. Aufgrund der positiven Einstellung und aktiven Rolle der kasachischen politischen Führung im Rahmen regionaler Integrationsprozesse, die u. a. durch die Mitgliedschaft in allen drei Strukturen bestätigt wurden, bot sich das Land dem Kreml als wichtigster Verbündeter im Streben nach einer stärkeren Anbindung des „Nahen Auslands“ an Russland bzw. der Ausübung einer russischen ordnungspolitischen Funktion in der durch zahlreiche Unsicherheitsfaktoren geprägten Region regelrecht an. Die geografische Lage, die Kasachstan aus russischer Sicht zum Bindeglied zu den restlichen Staaten Zentralasiens machte, untermauerte seine strategische Funktion zusätzlich. Die Energiepolitik stellte aus Moskaus Sicht dabei einen integralen Bestandteil der russischen regio-

⁹⁷⁰ Anonymer russischer Offizieller, zit. in: Russia Kazakhstan Agree to Boost CPC Capacity, in: Interfax Russian News, 7.5.2008; Blagov, Sergei: Russia eager to maintain its influence over Caspian energy transit, in: The Times of Central Asia, 23.5.2008.

⁹⁷¹ Dmitrij Medwedew, zit. in: Pipelines high on agenda for Medvedev's Kazakhstan visit – Kremlin source (ITAR-TASS), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 22.5.2008.

⁹⁷² Zur weichen Geopolitik siehe auch Fn 157 im Kapitel I und Fn 90 im Kapitel II.

nen Außenpolitik dar und sollte maßgeblich zur Vertiefung der auf Russland ausgerichteten Kooperation (nicht nur) im zentralasiatischen Raum beitragen.⁹⁷³

Vor diesem Hintergrund bildeten Aspekte der Pipelinepolitik und der Zusammenarbeit im Energiesektor auch einen Schlüsselbereich der bilateralen Gespräche beider Staatsmänner.⁹⁷⁴ Nasarbajew bekräftigte in diesen die engen politischen Beziehungen beider Länder. „*I do not think there are such close, fraternal relations as there are between Kazakhstan and Russia [elsewhere] in the world.*“⁹⁷⁵ In Bezug auf die laufenden Diversifizierungsprozesse unterstrich er den pragmatischen Charakter der Energieexportpolitik seines Landes und deutete an, dass Russland nur solange als Transitroute erster Wahl genutzt werden könne, solange es dies selbst ermögliche. „*We never intend to bypass anyone, still less Russia, if the opportunities are provided.*“⁹⁷⁶ Das kasachische Verhalten verdeutlichte zudem, dass man weiterhin bereit war, auf die Teilnahme an Prozessen zu verzichten, die eindeutig gegen Russland und seine Interessen ausgerichtet waren. Vor diesem Hintergrund ignorierte die kasachische Führung wie bereits im Vorjahr osteuropäische Energiesicherheitsinitiativen, die aus der Perspektive der beteiligten Länder zur Verringerung der Abhängigkeit von Russland führen sollten. Denn parallel zum Besuch von Medwedew in Astana fand in Kiew der Third Energy Security Summit statt, die Fortsetzung des im Jahr 2007 in Krakau angestoßenen Prozesses, der u. a. zum Ausbau der Odesa-Brody-Pipeline führen sollte. Kasachstan war an dem Treffen, das auf Ebene der Staats- und Regierungschefs stattfand, nur durch Beobachter vertreten und beteiligte sich auch nicht an der Unterzeichnung der Deklaration zur Gründung des sog. „Secure Transit Space“. Die Initiative sollte zum Aufbau gegenseitig harmonischer Beziehungen zwischen Produzenten-, Transit- und Verbraucherländern führen, die im Einklang mit den Prinzipien der Energiecharta stünden.⁹⁷⁷

In Moskau schien man die Botschaft Nasarbajews verstanden zu haben. In den bereits zuvor durch das Treffen zwischen Mynbayev und Christenko angestoßenen Verhandlungen über die gemeinsame Energiebilanz konnten insbesondere in Fragen der Steigerung der Transitlieferungen positive Ergebnisse erreicht werden. Im Juli zeichnete sich zwischen den Parteien ein Übereinkommen darüber ab, dass die Modernisierung und Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline von 16 auf 25 Mt/Jahr bis zum Jahr 2015 abgeschlossen werden sollte, wobei hierzu noch entsprechende Machbarkeitsstudien und Transportzusagen vorgelegt werden müssten. Im Oktober vereinbarten Transneft und KazTransOil vorläufig die Steigerung der Kapazität der Leitung auf insgesamt 17 Mt/Jahr. Diese sollte vorerst nicht durch mechanische Maßnahmen erfolgen, sondern durch den Einsatz von DRA ermöglicht werden.⁹⁷⁸ Nach der erfolgreichen Durchführung von Tests zur Ermittlung der maximalen Kapazität, wurden die Ergebnisse bereits im Transitprotokoll für das Jahr 2009 berücksichtigt.⁹⁷⁹ Dieses sah eine Steigerung

⁹⁷³ Neben den Ölexporten muss hier auch auf die Gastransitrolle hingewiesen werden. Alle Gaspipelines aus Zentralasien nach Russland durchqueren Kasachstan und auch ein Teil der russischen Gas- und Ölinfrastruktur verläuft über kasachisches Territorium.

⁹⁷⁴ Vgl. ebenda.

⁹⁷⁵ Zit. in: ebenda.

⁹⁷⁶ Vgl. Lillis, Joanna: Russia-Kazakhstan: Medvedev tries to pick up where Putin left off, in: Eurasianet, 22.5.2008.

⁹⁷⁷ Vgl. Kyiv Energy Summit participants look to create „secure energy space“, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 2.6.2008.

⁹⁷⁸ Vgl. KazTransOil to boost capacity of Atyrau-Samara pipeline to 17 mln tonnes in 2009, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008; Kazakhstan increases oil transportation 3.9%, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.1.2009, Russia and Kazakhstan strengthen cooperation in energy sphere, in: Kazakhstan Today, 8.5.2008.

⁹⁷⁹ Vgl. 17 Million Tons of Oil Pumped through Atyrau-Samara Section, in: Economic News, 8.1.2010.

der Exportvolumen über die Atyrau-Samara-Pipeline auf mindestens 17,5 Mt vor, wobei zusätzlich dazu bis zu 5 Mt über die Machatschkala-Noworossijsk-Route exportiert werden sollten.⁹⁸⁰

3.5.24 Transneft, KMG und Chevron einigen sich auf Bedingungen der CPC-Erweiterung

Das von Mynbaev und Christenko vereinbarte Memorandum wurde während der Sitzung des CPC-Aufsichtsrates am 20. Mai diskutiert. Differenzen zwischen den Teilnehmern bestanden insbesondere in Bezug auf die Finanzierungsbedingungen des Expansionsprojektes. Russlands Minister schlug in dem Dokument die Einführung eines „Investitionstarifes“ in Höhe von 20 USD/t vor, der zusätzlich zum bestehenden Transporttarif erhoben und ausschließlich der Finanzierung der Bauarbeiten dienen sollte. Aus russischer Sicht bestand der Vorteil dieser Lösung darin, dass somit parallel zum Verlauf der Pipelineerweiterung die weitere Rückzahlung der Schulden gewährleistet werden konnte (aus dem „normalen“ Tarif) und keine neuen Kredite aufgenommen werden müssten. Der Vorschlag war jedoch aus der Perspektive der Ölproduzenten inakzeptabel, da er die Transportkosten erheblich anheben würde. Darüber hinaus forderte Russland in den kommenden beiden Jahren eine deutliche Verringerung der Anzahl ausländischer Angestellter im Konsortium. Die Verhandlungen wurden dadurch erschwert, dass auch Differenzen in den Positionen und Interessen einzelner Unternehmen bestanden, was die Bildung einer einheitlichen Front verhinderte. Unterschiede zeichneten sich u. a. im Bereich des genauen Zeitplans der Schuldenrückzahlung und der Höhe der angewandten Zinssätze ab. Einige Produzenten bemühten sich dabei angeblich um die Anhebung des zuvor reduzierten Zinssatzes von 6 auf 7,9 Prozent.⁹⁸¹ Nach einem mehrjährigen Verhandlungsmarathon, der sich durch Verzögerungen und immer neue Forderungen seitens Russlands auszeichnete, trat plötzlich eine paradoxe Situation ein. Nun war es Transneft, das nach außen als lautstärkster Befürworter einer schnellen Umsetzung des Projektes agierte und die westlichen Partner in den russischen Medien als Bremser anprangerte. „*The minor issues which have not been settled yet are not worthy of attention compared with the idea of expansion.*“⁹⁸² Der Staatskonzern unterstrich dabei, dass er bereits Teile seiner Bedingungen aufgab, um eine Kompromisslösung zu ermöglichen. Hierunter wurde der Verzicht auf die Forderung verstanden, dass die Zustimmung zur CPC-Erweiterung erst nach der Restrukturierung der Schulden und einer weiteren Tarifierhöhung erfolgen sollte.⁹⁸³

Der Verhandlungsfortschritt war dennoch kaum zu übersehen, denn die Gespräche wurden nicht mehr über die allgemeinen Bedingungen geführt, unter denen Russland bereit wäre, der Pipelineerweiterung zuzustimmen, sondern über konkrete Fragen der Finanzierung des Projektes. Dessen Kosten wurden vorläufig auf 2,5 Mrd. USD geschätzt (in Preisen von 2007)⁹⁸⁴, sie sollten jedoch nach der Vorlage der Machbarkeitsstudie konkretisiert werden. Als mögliche Finanzierungsoptionen wurden neben den zuvor heftig kritisierten Tarifierhöhungen auch externe Kredite und interne Mittel (d. h. Cashflow-Finanzierung) in Betracht gezogen. Angeführt von Chevron bestanden nahezu alle Ölprodu-

⁹⁸⁰ Das Protokoll legte auch potenzielle Transitmengen für russisches Öl über kasachische Pipelines fest. Über die TON-2-Pipeline könnten demnach bis zu 8 Mt geleitet und weitere bis zu 5 Mt über Kasachstan nach China exportiert werden. Vgl. Transneft and KazTransOil discuss cooperation in infrastructure projects, in: Kazakhstan General Newswire, 2.3.2009.

⁹⁸¹ Vgl. Hall, Matthew: Hurdles Still Present as Russia, Kazakhstan Seek to Agree CPC Expansion, in: IHS Global Insight, 26.5.2008.

⁹⁸² Michail Barkov, Vizepräsident von Transneft, zit. in: CPC's expansion delayed indefinitely, (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, May 21, in: RIA Novosti, 21.5.2008.

⁹⁸³ Vgl. CPC's expansion delayed indefinitely, (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, in: RIA Novosti, 21.5.2008.

⁹⁸⁴ In Preisen von 2005 wären es 2 Mrd. USD. Der Anstieg ging vor allem auf gestiegene Rohstoffpreise zurück.

zenten darauf, dass zuerst interne Mittel des Konsortiums eingesetzt werden sollten. Im Falle, dass diese nicht ausreichen würden, sollten Kredite herangezogen werden. Die Erhöhung der Tarife wurde als am wenigsten attraktive Alternative betrachtet, da diese einseitig die Pipelinenutzer belasten würde und somit diskriminierend wäre. Russland sprach sich dagegen für die Berücksichtigung der Tarifierhöhung vor der Kreditfinanzierung aus.⁹⁸⁵ Einheit zwischen beiden Lagern bestand jedoch mittlerweile darüber, dass als wichtigste Finanzierungsquelle interne Mittel eingesetzt werden sollten.⁹⁸⁶ Demgegenüber strebte BP als einziges Konsortialmitglied nach einer primär kreditfinanzierten Erweiterung. Uneinigkeit bestand zuerst auch hinsichtlich der russischen Forderung nach der Reduzierung der Anzahl ausländischer Mitarbeiter im Konsortium. Diese betraf nicht nur einfaches Personal. Moskau strebte auch eine kontinuierliche Verringerung der Besetzung von Managerposten durch ausländische Staatsbürger an, sodass diese auf mittlerer Ebene bis 2010 vollkommen ersetzt wären. Jedoch wurde diese Frage von Russland nicht als prinzipiell betrachtet und da sich die ausländischen Unternehmen vehement dagegen wehrten, verzichtete die russische Seite schließlich auf ihre Erfüllung.⁹⁸⁷ Erfolge konnten sogar in Bezug auf die langjährigen russischen Forderungen nach Steuerrückzahlungen erzielt werden, von denen ein Großteil gerichtlich abgelehnt wurde.⁹⁸⁸ Im Juli einigten sich schließlich Transneft, KMG und Chevron in einem Memorandum über die wichtigsten Bedingungen des CPC-Ausbaus. Das vorläufige Dokument, das noch die Zustimmung anderer Projektmitglieder benötigte, sah vor, dass die Pipelineerweiterung primär aus laufenden Einnahmen des Konsortiums finanziert werden sollte. Falls diese nicht ausreichen würden, sollten externe Kredite herangezogen werden. Erst als letzte Möglichkeit dürften „Investitionstarife“ erhoben werden. Darüber hinaus sollte die Geltung der im September 2007 vereinbarten höheren Tarife und geringeren Zinssätze um ein weiteres Jahr verlängert werden. Festgelegt wurde auch, dass das Konsortium bereits vor dem Abschluss der Verhandlungen über das Erweiterungsprojekt Mittel aus den laufenden Erträgen anhäufen dürfte, um somit Reserven für seine Finanzierung zu schaffen. Das Memorandum enthielt ebenfalls eine Klausel, wonach die Mitglieder des Konsortiums zusagten, zukünftig 17 Mt/Jahr über die B-A-Pipeline zu befördern.⁹⁸⁹ Diese Verpflichtung wurde von Chevron anschließend als „soft“ bezeichnet und war an Vorgaben der Unternehmen bezüglich der Zugangsbedingungen zur Leitung geknüpft. Gleichzeitig galt, dass beide Projekte nicht formell verknüpft werden sollten. Vertreter des Konzerns äußerten sich im Anschluss an die Unterschreibung sehr zuversichtlich und sprachen davon, dass die Erweiterung innerhalb eines Jahres formell beschlossen werden könnte. Dieser verhältnismäßig lange Zeitraum war einerseits dadurch bedingt, dass noch große Teile der Dokumentation ausgearbeitet und von zuständigen Organen bewilligt werden sollten. Andererseits zeigten zwei

⁹⁸⁵ Vgl. The Costs of Broadening of the Pipeline of the Caspian Pipeline Consortium Reached \$2.5 Billion (RBC Daily), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.6.2008.

⁹⁸⁶ Vgl. CPC capacity could be expanded to 50 mln tonnes of oil per year in spring 2012, in: Central Asia General Newswire, 30.5.2008.

⁹⁸⁷ Aus Sicht der Produzenten waren gerade ausländische Angestellte der wichtigste Garant dafür, dass die CPC transparent, sicher und effizient betrieben wurde. Vgl. CPC Lows Ahead Despite Disagreements, in: Nefte Compass, 5.6.2008; Cost of expanding CPC pipeline could top 2,5 bln, in: Central Asia General Newswire, 30.5.2008.

⁹⁸⁸ Im März 2008 entschied das Föderale Schiedsgericht in Moskau (in dritter Instanz) über die Ablehnung der noch verbleibenden Forderungen der russischen Steuerbehörde über Steuerrückzahlungen in Höhe von 4,5 Mrd. Rubel für den Zeitraum 2002-2003. Vgl. Owner of Russian part of Caspian Pipeline Consortium wins suits against tax bodies, in: SKRIN Market & Corporate News, 5.6.2008.

⁹⁸⁹ Transneft rechnete damit, dass für die Anfangsphase der B-A-Pipeline russische Produzenten (Rosneft und Gazpromneft) 18 Mt/Jahr und kasachische 17 Mt/Jahr zur Verfügung stellen würden.

Mitglieder des Konsortiums – Oman und BP – Interesse am Ausstieg aus der Struktur, wodurch der Verhandlungsfortschritt verzögert wurde.⁹⁹⁰

3.5.25 Omans Austritt aus dem Konsortium

Im Zuge der voranschreitenden Verhandlungen über die Projekterweiterung zeigte Oman zunehmendes Interesse am Ausstieg aus dem Pipelinekonsortium. Die Entscheidung ging darauf zurück, dass OOC in der Region keine ausreichenden Produktionskapazitäten besaß, die die Auslastung seiner Transportquote gewährleisten würden und die Pipeline aus Sicht der omanischen Regierung als Anlage mit nur geringer Profitabilität aufwies.⁹⁹¹ Das Angebot für den Verkauf der Anteile wurde im März 2008 an die Regierungen Russlands und Kasachstans gesendet, da die staatlichen Mitglieder grundsätzlich Vorkaufsrechte zum Erwerb der Beteiligungen anderer staatlicher Konsortialpartner besaßen. Die Frist für die Vorlage von Kaufangeboten sollte bis zum 30. Juni laufen. Der Wert des Pipelineanteils, in dem auch die Rückzahlung der angelaufenen Schulden eingeschlossen war, lag aufgrund eines bestehenden Kaufangebotes von MOL bei 710 Mio. USD.⁹⁹²

Sowohl Russland als auch Kasachstan waren am Erwerb des omanischen Anteils interessiert.⁹⁹³ Russland zeigte sich von Anfang an zur Übernahme der gesamten Beteiligung bereit, wogegen KMG als Vertreter der kasachischen Regierung zuerst lediglich Interesse am Kauf einer Hälfte erhob. Wenig später korrigierte der Konzern jedoch sein Angebot und wollte nun alle Beteiligungen von OOC in Kasachstan inklusive des gesamten CPC-Anteils erwerben.⁹⁹⁴ Anders als Russland, das durch das Geschäft primär die Steigerung seines Einflusses in den Konsortialgremien beabsichtigte (Omans Anteil war mit zwei Posten im Aufsichtsrat verbunden), strebte Kasachstan/KMG mit der Ausweitung der Besitzrechte neben der Erhöhung seiner Transportquote auch die Verhinderung des russischen Ein-

⁹⁹⁰ Vgl. CPC Update: Expansion MOU „Initialed“, Awaiting Final Agreement, 29.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW2183&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁹⁹¹ Vgl. Oman set to leave Caspian pipeline consortium – Russian agency source (Interfax), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 30.6.2008.

⁹⁹² OOC versuchte bereits seit längerer Zeit, seine Beteiligungen in Kasachstan abzustoßen, und beauftragte die Investmentbank Lazards mit der Suche nach potenziellen Käufern. Interesse zeigte insbesondere der ungarische Konzern MOL. Dieser versuchte, durch das Geschäft seine Position gegenüber der geplanten feindlichen Übernahme durch OMV zu stärken. Im März wurde diesbezüglich zwischen OOC und MOL ein Abkommen geschlossen. Demnach sollte OOC acht Prozent an MOL übernehmen und dafür 1,28 Mrd. USD in Bar und seine Auslandsbeteiligungen in Kasachstan zahlen. Hierzu gehörten sieben Prozent an CPC, 20 Prozent am Pearls-Block und 20 Prozent an der Dunga-Lizenz. Der Wert der CPC-Anteile wurde in diesem Zusammenhang auf 710 Mio. USD ermittelt. Falls keine der an den jeweiligen Projekten beteiligten Parteien ihre Vorkaufsrechte ausüben würde, sollte das Geschäft bis Ende 2008 abgeschlossen werden. (Das Abkommen zwischen MOL und OOC entsprach einem Wert von 145,5 USD pro MOL-Aktie. OMV bot 187,73 USD pro MOL-Aktie.) Bereits im Frühjahr 2007 zeigte das indische JV Omel (Oil and Natural Gas Corp. 51 Prozent; Mittal Energy Ltd. 49 Prozent) Interesse am Erwerb der omanischen Anteile. Es legte hierzu ein unverbindliches Angebot für alle drei Vermögenswerte von OOC in Kasachstan vor, das das Unternehmen aber nicht überzeugte. Vgl. Sampson, Paul/Batty, James: Caspian Opens Up For Mol As Spinoff Of Oman Deal, in: Nefte Compass, 13.3.2008; Mol Eyes Caspian in OOC Deal, in: Nefte Compass, 14.3.2008; Kazakhstan Sounds Out Oman Over Mol Deal, in: Nefte Compass, 27.3.2008; Omel Bids on Oman's CPC Assets, in: International Oil Daily, 21.2.2007; Neff, Andrew: ONGC Mittal Nears Deal to Buy Oman Stake in CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 23.2.2007; Oman values stake in Caspian Pipeline Consortium at \$700 mln – source, in: Central Asia General Newswire, 1.7.2008.

⁹⁹³ Angeblich wurden Gespräche über den Verkauf des omanischen CPC-Anteils zwischen Russland und OOC seit annähernd zwei Jahren geführt. Die Parteien konnten sich jedoch nicht auf einem akzeptablen Preis einigen. Vgl. Russia: Maltese connection to one billion Russian Omani pipeline deal, in: TendersInfo, 11.11.2008.

⁹⁹⁴ Vgl. Neff, Andrew: Kazmunaigaz Looks to Buy Out Omani Assets in Kazakhstan, Including CPC Stake, in: IHS Global Insight, 14.7.2008; KazMunayGas confirms interest in Oman's CPC stake, in: Central Asia General Newswire, 11.7.2008.

flussanstieges an.⁹⁹⁵ Die kasachische Regierung konnte nur im Fall des Erwerbs des gesamten Anteils die Blockademinderheit erreichen. Moskau würde demgegenüber auch der Kauf der Hälfte der Beteiligung ausreichen, um die dafür benötigte Grenze von 25 Prozent zu überschreiten.⁹⁹⁶ Im Falle, dass beide Seiten ihr Interesse am Kauf der Anteile beibehalten sollten, war dabei entweder eine verhältnismäßige (3,9 Prozent für Russland und 3,1 Prozent für Kasachstan) oder eine paritäre Aufteilung denkbar. In beiden Fällen wären Russlands Interessen gewahrt. Dementsprechend besaß Moskau auch keine Einwände gegenüber der Teilung des omanischen Anteils mit Kasachstan. Die kasachische Kaufbereitschaft verringerte sich jedoch im Verlauf der Verhandlungen. Die mit dem Anteil verbundenen Transportrechte waren äußerst gering⁹⁹⁷ und mussten zu einem verhältnismäßig hohen Preis erworben werden. Gleichzeitig konnte die von Russland angestrebte Blockademinderheit von Astana nicht verhindert werden. Die finanziellen Herausforderungen, mit denen sich KMG aufgrund der Vielzahl von Projektbeteiligungen und Akquisitionen der letzten Jahre konfrontiert sah, und insbesondere auch die einsetzenden Auswirkungen der Finanzkrise führten dazu, dass Kasachstan sein Interesse am Erwerb des omanischen Anteils nicht konsequent weiterverfolgte. „*There's a financial crisis right now. The markets are closed.*“⁹⁹⁸ Einen weiteren Faktor stellte die Aussicht auf den Kauf des BP-Anteils am Konsortium dar, der eine deutlich größere Transportquote zum geringeren Kaufpreis versprach (siehe folgendes Kapitel). Trotz des Rückzugs aus den Gesprächen mit Oman, schuf sich die kasachische Regierung durch die Aufnahme der CPC-Pipeline in die Liste strategischer Anlagen eine Hintertür, die ihr grundsätzlich auch noch nach dem Abschluss der russisch-omanischen Verhandlungen die Möglichkeit zum Erwerb eines Teiles der omanischen Beteiligung direkt von Russland überließ.⁹⁹⁹

Am 5. September akzeptierte das russische Kabinett schließlich die finanziellen Bedingungen des Kaufgeschäftes. Dieses wurde am 5. November formell abgeschlossen und erhöhte den Anteil des Landes am Konsortium auf 31 Prozent.¹⁰⁰⁰ In den Folgemonaten wurden zwischen Kasachstan und Russland wiederholt Gespräche über die Möglichkeit einer verhältnismäßigen Aufteilung der Anteile

⁹⁹⁵ Vgl. Kazmunaigaz ready to buy out the stake of BP in Kazakhstan Pipeline Ventures (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 22.12.2008.

⁹⁹⁶ Russland besaß bereits 24 Prozent am Konsortium. Die meisten Entscheidungen wurden im Aufsichtsrat mit einer 75 Prozent-Mehrheit getroffen. Vgl. Russia could buy out Oman's stake in Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, July 3, in: RIA Novosti, 3.7.2008; Kazakhstan mulls buying half of Oman's stake in Caspian Pipeline Consortium, in: Central Asia General Newswire, 4.7.2008.

⁹⁹⁷ 0,28 Mt/Jahr (5.600 b/d) vor der Erweiterung, 1,4 Mt (28.000 b/d) nach der Erweiterung.

⁹⁹⁸ Kaïrgeldy Kabyldin, KMG-Präsident, zit. in: KazMunayGaz to pay BP \$250 mln for stake in CPC shareholder, in: Central Asia General Newswire, 18.12.2008.

⁹⁹⁹ Am 30. Juni 2008 wurde die „*Resolution On Approval of a List of Strategic Assets Transferred to Registered Capital and (or) Owned by the National Holdings and (or) National Companies or their Affiliates as well as Other Legal Entities with the Government's Participation and Strategic Assets Owned by Legal Entities not Affiliated with the Government as well as Physical Persons*“ angenommen. Veränderungen der Eigentumsrechte innerhalb der Projekte auf der Liste verlangten demnach die Zustimmung der kasachischen Regierung. Somit musste auch jeder Kauf von CPC-Anteilen von der Regierung bewilligt werden. Im Falle veränderter Präferenzen könnte die kasachische Regierung somit ihre Zustimmung zum Anteilsverkauf durch den Erwerb eines Teils oder sogar des gesamten Anteils bedingen. Ein aktives Vorgehen gegen Russland auf diesem Weg war jedoch kaum vorstellbar. Vgl. Companies and Industries, in: Central Asia This Week, IntelliNews, 25.7.2008; Kazakh government should approve purchase of Oman's stake in CPC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.7.2008.

¹⁰⁰⁰ Die Federal Agency for State Property Management kaufte zwei Unternehmen: Oman CPC, das den Anteil an der Pipeline hielt, und Oman CPC Investment, das Kredite für den Bau der Pipeline zur Verfügung stellte und die Schulden verwaltete. Vgl. Russia buys Oman's stake (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 5.11.2008; Russia, Oman discuss deal to purchase stake in CPC, in: Central Asia General Newswire, 16.7.2008.

geführt,¹⁰⁰¹ wobei Russland bereit war, 3,1 Prozent der omanischen Anteile für etwa 300 Mio. USD an Kasachstan zu verkaufen. Obwohl sich die kasachische Regierung diesbezüglich eine Zeitlang durchaus interessiert zeigte, verwies sie letztendlich auf „other priorities“ und die Auswirkungen der globalen Finanzkrise, die sie zwangen, das russische Angebot auszuschlagen.¹⁰⁰² „True, we have the right to acquire 3,1 percent of Oman's stake, but why should we? That 3 percent gives us nothing in terms of control or capacity rights.”¹⁰⁰³

Aus russischer Perspektive stellte der Kauf der omanischen Anteile eine willkommene Möglichkeit zur Stärkung des eigenen Einflusses im Konsortium dar. Er verdeutlichte gleichzeitig das strategisch motivierte Handeln Moskaus gegenüber der Pipelinegesellschaft. Denn trotz der zuvor wiederholt deklarierten Unzufriedenheit mit der finanziellen Lage von CPC und der angeblich geringen Vorteile, die sich aus der Projektbeteiligung für Russland ergaben, war der Kreml plötzlich bereit, verhältnismäßig viel Geld für die Erhöhung seiner Präsenz im Konsortium auszugeben. Dabei besaß Russland keine Möglichkeit zur Inanspruchnahme der damit verbundenen Transportquote, die daher nur wenig später KMG zur Inanspruchnahme angeboten wurde.¹⁰⁰⁴ Die strategische Bedeutung des Kaufes rechtfertigte jedoch bei Weitem den geringen wirtschaftlichen Nutzen des Anteils. Russland erreichte somit nämlich als einziges Konsortialmitglied die Blockademinderung und der gesamtrussische Anteil an der CPC stieg auf über 47 Prozent an.¹⁰⁰⁵

3.5.26 BPs Austritt aus dem Konsortium

Neben Oman signalisierte im Verlauf des Jahres 2008 auch BP, das über die beiden Gemeinschaftsunternehmen LukArco und Kazakhstan Pipeline Ventures (KPV) mit insgesamt 6,625 Prozent¹⁰⁰⁶ an der CPC-Pipeline beteiligt war, die Bereitschaft zum Austritt aus dem Konsortium, wobei der endgültige Entschluss dazu erst im Zuge des zunehmenden Verhandlungsfortschritts reifte. Der Konzern stellte

¹⁰⁰¹ Vgl. Russia agrees to buy Oman's 7 % stake in Caspian Pipeline Consortium (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 5.9.2008; Russia, Kazakhstan to decide whether to buy Oman stake in CPC in 2 weeks – source, in: Central Asia General Newswire, 25.9.2008; Sampson, Paul: Oman Agrees to Sell CPC Stake to Russia, in: International Oil Daily, 17.9.2008; Russia in talks to sell part of 7% stake in CPC to Kazakhstan, in: Prime-Tass, 11.11.2008; Kazakhstan wants to buy 3 per cent of Oman's share in Caspian consortium (Interfax), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 13.11.2008.

¹⁰⁰² Lyazzat Kiinov, stellvertretender kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: Caspian Pipeline Expansion Agreed As Russia Sees The Light, in: Nefte Compass, 18.12.2008; Russia could increase stake in Caspian Pipeline Consortium in 2009, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 13.1.2009.

¹⁰⁰³ Timur Rakhanov, Leiter der Abteilung für neue Transportprojekte bei KMG, zit. in: The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2012).

¹⁰⁰⁴ Die Transportrechte, die mit dem omanischen Anteil verbunden waren, sahen die Ölbeförderung aus Kasachstan vor. Die Quote wurde bis dahin von einem kleineren kasachischen Produzenten genutzt. Aufgrund der Veränderung der Eigentumsstruktur im Verlauf des Jahres (erwerb durch chinesische Unternehmen) wollte der Produzent jedoch seine Exportausrichtung ändern und die fertiggestellte Pipeline nach China nutzen. Da Russland keine Möglichkeiten zur Nutzung der omanischen Quote aus Kasachstan besaß, trat Transneft im Dezember 2010 in Verhandlungen mit KMG über der Inanspruchnahme der Quote. Vgl. Russia might give KazMunayGas use of CPC Co pipeline quota, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2010.

¹⁰⁰⁵ Die Regierung hielt Anteile von 24 Prozent und sieben Prozent; 12,5 Prozent sollten nach dem Austritt von BP aus LukArco allein von Lukoil kontrolliert werden (siehe Kapitel 3.5.26); das JV Rosneft-Shell besaß 7,5 Prozent, wovon der Anteil von Rosneft 3,825 Prozent betrug.

¹⁰⁰⁶ BP hielt im Rahmen von LukArco B. V. 5,75 Prozent am Konsortium und über Kazakhstan Pipeline Ventures (KPV) weitere 0,875 Prozent. Den Anteil an LukArco erhielt BP durch den Kauf von Arco, das 46 Prozent an dem JV mit Lukoil hielt. Der Anteil von KPV ging auf den Kauf von Amoco zurück, das 49,98 Prozent an dem JV mit KMG hielt.

kein ursprüngliches Mitglied von CPC dar und gelangte in den Besitz der Anteile lediglich in Folge der Akquisitionen von Amoco (1998) und Arco (2000). BP entschied sich im selben Jahr aus strategischer Sicht, sein regionales Engagement auf Aserbaidschan zu konzentrieren und untersuchte daher die Möglichkeiten zum Verkauf seiner Beteiligungen in Kasachstan. Der Schritt wurde einerseits dadurch begründet, dass die Anteile an Produktionsprojekten in Kasachstan verhältnismäßig klein waren und den Konzern somit in die Rolle eines „passive shareholders“ zwangen. Dies entsprach jedoch nicht der Strategie von BP, die auf die Ausübung von „operational control“ ausgerichtet war. Andererseits könnten somit Mittel für Projekte in Aserbaidschan freigesetzt werden. Die CPC-Pipeline wurde von BP bis dahin aufgrund fehlender Produktionsvolumen in Kasachstan nicht als Transportkanal, sondern primär aus der Perspektive der Profitabilität bzw. möglicher Dividendenzahlung betrachtet. Letzteres würde jedoch aufgrund der von allen anderen Mitgliedern präferierten Cashflow-Finanzierung des Expansionsprojektes erneut verschoben werden müssen. Darüber hinaus war die Profitabilität der bereits vergebenen Kredite aufgrund der ausgehandelten Zinsreduzierungen deutlich gesunken. Der Konzern zeigte auch keine Bereitschaft, sich bei Bedarf proportional zur Größe seines Anteils an den Kosten der Erweiterung durch weitere Kreditvergaben zu beteiligen.¹⁰⁰⁷

Nachdem in nicht-öffentlichen Arbeitsgruppensitzungen im Verlauf des Sommers 2008 alle anderen Konsortialmitglieder eine Einigung bezüglich der Finanzierungsbedingungen der Pipelineerweiterung erreichten, blockierte BP die Annahme der Entscheidung und verweigerte die Unterzeichnung des Memorandums. Das Unternehmen setzte sich dafür ein, dass primär Kredite von dritten Parteien (Banken) für die Durchführung des Expansionsprojektes herangezogen werden sollten.¹⁰⁰⁸ Dagegen einigten sich alle verbleibenden Partner auf der Finanzierung aus internen Mitteln, die bei Bedarf durch die Kreditvergabe seitens der Ölproduzenten selbst ergänzt werden sollten. Die vorgeschlagene Finanzierung würde für BP laut eigenen Angaben ein unverhältnismäßiges Risiko darstellen und anderswo benötigte Ressourcen in Anspruch nehmen. Unzufriedenheit herrschte auch über die Bestimmungen der Quotenzuteilung, der Zugangsrechte und der Strafzahlungen im Falle der Nichterfüllung von Transportverpflichtungen. Der Konzern begründete seine Position damit, dass seine Projektbeteiligungen in Kasachstan ihm bereits zur damaligen Zeit nicht erlaubten, die zugewiesene Transportquote auszuschöpfen, wobei die Steigerung der CPC-Kapazität dieses Problem zukünftig lediglich weiter verschärfen würde.¹⁰⁰⁹ Transneft und Chevron traten daraufhin in direkte Verhandlungen mit BP ein, um eine Einigung zu erreichen.¹⁰¹⁰ Vertreter des russischen Konzerns unterstellten BP dabei öffentlich, die CPC-Erweiterung absichtlich blockieren zu wollen, da diese im Wettbewerb mit der BTC um kasachische Ölexporte stand (BP hält 30,1 Prozent an der BTC).¹⁰¹¹

BP machte im Verlauf der Gespräche deutlich, dass es sich zwischenzeitlich für den Ausstieg aus dem Konsortium entschlossen hatte. Der Konzern zeigte sich jedoch darüber besorgt, dass sich der Verkauf seiner Anteile aufgrund der geltenden Bestimmungen zu Vorkaufsrechten verzögern könnte und

¹⁰⁰⁷ Vgl. BP considers selling Caspian pipeline stake, in: Thomson Financial News Super Focus, 19.9.2008; Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: BP Ponders Sale of CPC Stake, in: International Oil Daily, 22.9.2008.

¹⁰⁰⁸ Vgl. Mosolova, Tanya/Golubkova, Katya/Paxton, Robin/Zhdannikov, Dmitry/Stott, Michael: Reuters Summit – BP holding back Caspian pipeline expansion, in: Thomson Financial News Super Focus, 10.9.2008.

¹⁰⁰⁹ Vgl. Moscow Gains As BP, Oman Sell CPC Stakes, in: International Petroleum Finance, 10.11.2008; Ritchie, Michael: BP Set to Pull Out of Kazakhstan With Sale of Minority Stakes, in: International Oil Daily, 2.10.2008.

¹⁰¹⁰ Vgl. Transneft hopes for agreement with BP on CPC expansion before end of Sept, in: Central Asia General Newswire, 11.9.2008.

¹⁰¹¹ Vgl. DJ Source: BP eyes CPC stake sale, or giving it in trust to Lukoil, in: Prime-Tass, 23.9.2008; Neff, Andrew: BP Signals Willingness to Approve CPC Expansion If Allowed to Sell Pipeline Stake, in: Global Insight, 1.12.2008.

er sich somit bis zur endgültigen Abwicklung der Geschäfte doch noch an den Expansionskosten beteiligen müsste. Befürchtet wurde auch, dass der Verkauf der Anteile möglicherweise durch eines der CPC-Mitglieder gänzlich verhindert werden könnte.¹⁰¹² BP verhielt sich jedoch nicht völlig unkooperativ. Um den Fortschritt des Projektes möglichst wenig zu behindern, stimmte es beispielsweise zusammen mit anderen Konsortialpartnern der Resolution zur Vergabe von 100 Mio. USD für die benötigten Dokumentationsarbeiten zu. Das Unternehmen signalisierte ebenfalls, dass es sogar bereit wäre, das Memorandum über die Projekterweiterung bereits vor der Vollendung seines Austrittes aus CPC zu unterschreiben, wenn es zuvor rechtlich verbindliche Garantien erhielte, dass es daran keinesfalls gehindert würde. Diese Forderung ging einerseits auf vergangene negative Erfahrungen aus dem versuchten Verkauf seiner CPC-Anteile im Rahmen von KPV an den kanadischen Produzenten Hurricane Hydrocarbons zurück, der im Jahr 2002 durch die kasachische Regierung bzw. den Staatskonzern KMG verhindert wurde.¹⁰¹³ Andererseits bestanden auf Seiten von BP begründete

¹⁰¹² Auf den Verkauf der Anteile von BP trafen die kasachischen Bestimmungen bezüglich der Projekte zu, die sich auf der Liste der strategischen Anlagen befanden. Die Transaktion benötigte somit die Zustimmung der kasachischen Regierung. BP war dabei insbesondere darüber besorgt, dass ihm die kasachische Regierung den anschließenden Verkauf der Anteile an dritte Parteien verweigern würde, falls die Partner in den jeweiligen JVs (d. h. Lukoil und KMG) nicht zur Ausübung ihrer Vorkaufsrechte bereit wären.

¹⁰¹³ 26. Oktober 2001 schloss Hurricane Hydrocarbons (HH; das spätere PetroKazakhstan) mit Amoco (Subunternehmen von BP) einen Vertrag über den Erwerb des Anteils von Amoco am KPV ab. HH war zu der Zeit nach TCO der zweitgrößte private Produzent im Land (etwa 120.000 b/d) und erhoffte sich von dem Schritt eine Transportkostensparnis von ca. 4 USD/b. (HH exportiert zu der Zeit sein Öl per Eisenbahn zu Kosten von etwa 11,95 USD/b). HH sollte für den Anteil an CPC 80 Mio. USD in bar in drei Raten zahlen und weitere finanzielle Verpflichtungen von etwa 20 Mio. USD übernehmen. Dafür sollte es CPC-Transportrechte für 64.000 b/d (3 Mt/Jahr) und den Anspruch auf Kreditrückzahlungen, die sich auf den Anteil von Amoco am Konsortium bezogen (90 Mio. USD), erhalten. Das Abkommen war durch den Verzicht anderer CPC-Konsortialpartner auf die Ausübung ihrer Vorkaufsrechte bedingt. Alle Mitglieder von CPC bewilligten den Verkauf, sodass Ende 2001 die Zahlung der ersten Rate erfolgen konnte (40 Mio. USD; die zweite Rate von 30 Mio. USD sollte im zweiten Quartal 2002 und die dritte Rate von 10 Mio. USD vor dem 30. August 2002 erfolgen). Der Kauf des CPC-Anteils durch HH scheiterte jedoch im Juni 2002 wegen des Widerstandes des neugegründeten staatlichen Konzerns KMG. Die Situation entwickelte sich folgendermaßen: Am 10.8.2001 wurde das Rahmenabkommen zwischen HH und BP/Amoco über den Verkauf der CPC-Anteile abgeschlossen. Am 15.8. stimmte Kazakhoil, das als Anteilspartner von BP/Amoco bei KPV Prioritätsvorkaufrechte besaß, dem Verkauf zu. Am 16.10.2001 lief die Frist für die Ausübung der Vorkaufsrechte für in Kasachstan tätige Produzenten-Mitglieder von CPC aus. Am 26.10.2002 schlossen HH und BP den endgültigen Kaufvertrag ab. Am 16.12.2001 lief die Frist für die Ausübung der Vorkaufsrechte für russische Produzenten innerhalb von CPC aus. Laut geltenden Bestimmungen musste der Verkauf ab dieser Frist innerhalb von 180 Tagen abgeschlossen werden. Am 24.12. stimmten die kasachische Regierung, Kazakhoil und KazTransOil dem Transfer der CPC-Anteile an HH zu. Am 27.12. tätigte HH die erste Zahlung (40 Mio. USD) an Amoco. Am 20.2.2002 kam es zur Gründung von KazMunaiGas (KMG). Am 29.3. schrieb der Präsident von KMG, L. Kiinov, an alle CPC-Mitglieder, dass KMG im Rahmen der Überprüfung aller laufenden Projekte seine Zustimmung für den Verkauf der Anteile von BP/Amoco an HH zurückzöge und untersuche, ob es sein Vorkaufsrecht ausüben wird. Am 26.4.2002 kam es zum Treffen zwischen L. Kiinov und Bernard Isautier (Präsident von HH), bei dem es zur Einigung über den Verkauf der Anteile an HH kam. Kiinov beauftragte Timur Kulibajew (erster Vizepräsident von KMG) mit der Ausarbeitung eines entsprechenden Rahmenabkommens mit HH. Am 16.5. wurde ein „draft“-Abkommen über den Verkauf vorgelegt und am 30.5. von Kiinov bestätigt. Am 4.6. verlautete K. Kabyldin als Vertreter der Regierung, dass KMG dem Verkauf nur unter der Bedingung zustimmen könne, wenn das kasachische Ministerium für Energie und Rohstoffe zuvor die Upstream-Entwicklungspläne von HH im South Turgai Basin bewilligt. Diese Bedingung konnte jedoch von HH nicht rechtzeitig erfüllt werden, da die Frist für den Verkauf der KPV-Anteile bereits am 13.6. ablaufen sollte. Der Nachweis des Zugangs zur Transportinfrastruktur (d. h. CPC) stellte dabei eine der Bedingungen für die Vorbereitung entsprechender Entwicklungspläne für das Turgai Basin dar. HH wurde von der kasachischen Seite in einen Teufelskreis getrieben, um somit den Kauf der Anteile zu verhindern. Vgl. Hurricane Hydrocarbons Ltd. – CPC Purchase Transaction Terminated, in: Canada NewsWire, 13.6.2002; Sampson, Paul/Pike, David: Busted

Bedenken darüber, dass einige Projektpartner von seinem Verbleib im Konsortium durchaus profitieren könnten, da somit deren eigene Belastung aus der Finanzierung des Expansionsprojektes reduziert wäre (Lukoil, KMG).¹⁰¹⁴ Nicht zuletzt mehrten sich auch Zweifel daran, ob Lukoil ausreichende Mittel besaß, um den BP-Anteil an LukArco zu erwerben. Eine weitere Forderung von BP bestand darin, dass es bis zum endgültigen Austritt aus dem Konsortium weiterhin Zinsen auf seine Kredite erhalten wollte.¹⁰¹⁵ Dieser Punkt war deswegen relevant, da das Konsortium nach der Verabschiedung des Memorandums über die Pipelineerweiterung die Rückzahlung der ausstehenden Schulden aufhalten wollte, um somit Mittel für die Finanzierung des Erweiterungsprojektes zu akkumulieren. BP würde somit jedoch indirekt an den Kosten des Projektes beteiligt werden.¹⁰¹⁶ Teile der Forderungen von BP, die dem Konzern im Falle des Scheiterns der Verhandlungen mit den Partnern (Lukoil und KMG) in den jeweiligen JVs (KPV, LukArco) erlauben sollten, seine Anteile auch an beliebige dritte Parteien verkaufen zu dürfen, waren jedoch für die verbleibenden Konsortialmitglieder inakzeptabel. Denn sie verstießen gegen geltende vertragliche Bestimmungen über Vorkaufsrechte und würden somit einer Revision des CPC-Abkommens bedürfen. Hierauf wollten sich jedoch die Ölproduzenten nicht einlassen, da der neue Vertrag anschließend auch eine Ratifizierung der nationalen Parlamente benötigen würde. Darüber hinaus bestand zwischen ihnen eine Einigung darüber, dass das Konsortium für keine Partei eröffnet werden dürfte, die nicht bereits Anteile an der Pipeline besaß.¹⁰¹⁷

Parallel zu den Gesprächen mit Transneft und Chevron trat BP in Verhandlungen mit Lukoil über den Verkauf der Anteile an LukArco (46 Prozent) und mit KMG über den Verkauf der Anteile an KPV (49,98 Prozent). Insbesondere für Lukoil schien der von BP vorgeschlagene Verkaufspreis, der allein

Flush: Hurricane Tripped Up At Final CPC Hurdle, in: *Nefte Compass*, 19.6.2002; Hurricane Enters into an Agreement relating to the Acquisition of an Interest in the CPC Pipeline, in: *Canada NewsWire*, 30.8.2001; Perkins, Robert: Hurricane buys small stake from BP in CPC line, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 79, No. 169, S. 1, 31.8.2001; Hurricane Hydrocarbons Ltd. – Financial Results for the Quarter Ending March 31, 2002, in: *PR Newswire*, 7.5.2002; FSU/Eastern Europe: Countries thrive on revitalized output, in: *World Oil*, August 2002; Hurricane Hydrocarbons to pursue becoming 3rd party shipper in CPC, in: *Associated Press Worldstream*, 13.6.2002.

¹⁰¹⁴ Es wäre vor allem Lukoil, das vom BP-Ausstieg am stärksten finanziell betroffen wäre. Die Bedingungen des LukArco JVs legten fest, dass BP den Großteil der CPC-Projektkosten tragen müsste. Lukoil wäre einer doppelten Belastung ausgesetzt. Es müsste BPs Anteil an LukArco kaufen und gleichzeitig einen größeren Anteil an den Projektkosten tragen. Vgl. *Lukoil Lines Up BP Assets In Kazakhstan*, in: *Nefte Compass*, 30.10.2008.

¹⁰¹⁵ Vgl. *BP May Agree to Caspian Pipeline Consortium's Expansion*, in: *Russian Financial Control Monitor: Business News*, 24.10.2008.

¹⁰¹⁶ CPC sollte ursprünglich im Jahr 2009 etwa 1 Mrd. USD an Zinsen zurück zahlen. Vgl. *CPC debt to fall to \$4.6 bln by end 2008*, in: *Central Asia General Newswire*, 17.12.2008.

¹⁰¹⁷ BP strebte nach fünf rechtlich verbindlichen Vereinbarungen: 1. Mit KMG über die Zustimmung zum Austritt aus KPV; 2. Mit Lukoil über die Zustimmung zum Austritt aus LukArco; 3. Mit allen CPC-Mitgliedern über die Zustimmung zum Verkauf seiner Anteile am Konsortium an KMG und Lukoil sowie über den Verzicht auf alle Garantien, die BP im Rahmen beider JVs gegenüber CPC eingegangen war (Öldurchleitung, Beteiligung an Kosten, Fragen der Zinsrückzahlungen); 4. Mit TCO über die Zustimmung zum Verkauf seiner Anteile an externe Unternehmen (als Versicherung für den Fall, dass die Verhandlungen mit Lukoil scheitern sollten; BP war am TCO über LukArco beteiligt); 5. Mit der Regierung von Kasachstan über die Zustimmung zum Austritt aus CPC und TCO. Entwürfe der Dokumente wurden im September an alle Mitglieder des Konsortiums geschickt. Diese weigerten sich jedoch, einige der Bedingungen zu akzeptieren. Vgl. *BP plans to pull out of Caspian Pipeline Consortium – source (Part 2)*, in: *Central Asia General Newswire*, 19.9.2008; *Roumiantseva, Nadezhda: Transneft Hints at CPC „Bankruptcy“*, in: *Oil Daily*, 24.9.2008; *BP Supports CPC Expansion – At The Right Price*, 30.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2144&q> (Zugriff 18.2.2012); *BP May Agree to Caspian Pipeline Consortium's Expansion*, in: *Russian Financial Control Monitor: Business News*, 24.10.2008.

für die CPC-Beteiligung „roughly 1 Billion USD“ betragen sollte, zu hoch zu sein.¹⁰¹⁸ Dagegen besaß KMG großes Interesse an der Ausweitung seiner Transportmöglichkeiten im Rahmen der Pipeline und signalisierte Anfang Oktober seine Bereitschaft zum Erwerb beider Anteilspakete von BP am Konsortium. Anders als die Beteiligungen von Oman waren diese nämlich mit substantiellen Transportrechten verbunden. Auch andere Mitglieder des Konsortiums, insbesondere ExxonMobil, zeigten Interesse am Kauf der BP-Anteile. Eventuelle Verhandlungen waren jedoch durch den vorangehenden Verzicht von Lukoil und KMG auf die Ausübung ihrer Vorkaufsrechte bedingt.¹⁰¹⁹

Ab Mitte des Jahres 2008 stellte die Frage des Austritts von BP den einzigen Faktor dar, der die Verabschiedung des abschließenden Memorandums über den CPC-Ausbau verhinderte. Denn anders als der britische Konzern stellte Oman, dessen Verkaufsverhandlungen mit Russland sich zu dieser Zeit in einer fortgeschrittenen Phase befanden, keine Bedingungen. Das Sultanat deklarierte, dass es die Erweiterung der Pipeline gänzlich unterstützen und die Unterzeichnung des Memorandums nicht behindern würde, unabhängig davon, ob sie vor oder nach dem Abschluss des Verkaufsvertrages mit Russland erfolgen sollte.¹⁰²⁰

Im Oktober 2008 nahm das Pipelinekonsortium eine Resolution an, in der vereinbart wurde, alle für den CPC-Ausbau notwendigen Dokumentationsarbeiten im Verlauf des Jahres 2009 durchzuführen.¹⁰²¹ Dies war notwendig, da die alten Unterlagen Ende September 2008 ihre Gültigkeit verloren.¹⁰²² Mitte November unterschrieb KMG eine Absichtserklärung mit BP über die Bereitschaft zum Kauf der Anteile am KPV. Der endgültige Vertrag sollte bis zum Monatsende abgeschlossen werden, wobei aktuell immer noch intensive Verhandlungen über zahlreiche Finanzdetails geführt wurden.¹⁰²³

Der britische Konzern hoffte auch darauf, bis zum Jahresende eine Einigung mit Lukoil über den Verkauf der LukArco-Anteile zu erreichen.¹⁰²⁴ BP sprach weiterhin davon, dass es beim kommenden Treffen des Konsortiums das Memorandum über die Pipelineerweiterung nur dann unterstützen würde, wenn es zuvor das vorbehaltlose und uneingeschränkte Recht zum Abschluss von Verkaufsverträgen über seine CPC-Anteile erhalte.¹⁰²⁵ Der Konzern sicherte in diesem Zusammenhang zu, weiterhin zuerst Verhandlungen mit KMG und Lukoil auf der Grundlage ihrer („übergeordneten“) Vorkaufsrechte im Rahmen der jeweiligen JVs führen zu wollen. Im Fall ihres Scheiterns sollten die Anteile anderen CPC-Partnern angeboten werden¹⁰²⁶, und nur wenn auch hier keine Einigung erreicht werden sollte,

¹⁰¹⁸ Der Preis schloss den Wert der Beteiligung an TCO nicht ein. Vgl. Lukoil declines to buy BP's stake in CPC, says price is too high – source, in: Central Asia General Newswire, 25.9.2008; BP May Pull out of Caspian Pipeline Consortium, in: Russian Financial Control Monitoring: International Cooperation (English), 21.10.2008; BP, Lukoil discussed CPC situation, in: Kazakhstan General Newswire, 7.10.2008.

¹⁰¹⁹ Vgl. Kazakh KazMunaiGaz: Interested in BP's stake in CPC, in: Prime-Tass, 7.10.2008.

¹⁰²⁰ Vgl. CPC shareholders expect BP to agree on sale of stake in consortium soon, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008.

¹⁰²¹ Vgl. Meeting of Caspian Pipeline Consortium managing bodies, in: SKRIN Market & Corporate News, 29.10.2008.

¹⁰²² Vgl. Cost of Caspian Pipeline Consortium expansion grows to \$3.5 bln, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008.

¹⁰²³ BP forderte dabei angeblich einen Preis von 350 Mio. USD. Vgl. BP lowers the price of its stake in CPC (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 5.12.2008.

¹⁰²⁴ Vgl. Ritchie, Michael: BP Bows Out Of Kazakhstan, Hunkers Down In Russia, in: Nefte Compass, 13.11.2008.

¹⁰²⁵ BP wollte das Memorandum unterschreiben „immediately after our partners in the joint venture and CPC shareholders provide BP with the unconditional and unrestricted right to hold talks and sign agreements on the sale of our stake to a certain group of companies.“ Vladimir Buyanov, Sprecher von BP in Russland, zit. in: BP prepared to support CPC expansion on certain terms, agrees with KMG on sale of stake, in: Central Asia General Newswire, 28.11.2008.

¹⁰²⁶ Diese besaßen „untergeordnete“ Vorkaufsrechte.

wollte BP auch Unternehmen außerhalb von CPC ansprechen. Die Konsortialpartner befürchteten jedoch, dass durch das Einräumen uneingeschränkter Rechte der Weg zum Einzug dritter Parteien in das Pipelinekonsortium eröffnet werden könnte.¹⁰²⁷

Transneft beschuldigte BP, dass die geforderten Bedingungen einer Erpressung gleich kämen.¹⁰²⁸

Ähnlich wie in früheren Zeiten wurde von russischer Seite daraufhin erneut davor gewarnt, dass wenn bis zum Ende des Jahres keine Einigung über die Pipelineerweiterung erreicht werden sollte, aufgrund der hohen Schuldenbelastung die Einleitung eines Insolvenzverfahrens gegen das Konsortium drohe. In diesem Fall würde Transneft selbst die Treuhandverwaltung der Pipeline und deren Betrieb übernehmen. Eine weitere Möglichkeit, die angeblich von dem Konzern untersucht wurde, bestand im Bau einer zweiten Pipeline parallel zur CPC.¹⁰²⁹ Dieses Szenario war jedoch keinesfalls realistisch und würde bei keinem weiteren Mitglied auf Zustimmung stoßen. Transneft drohte BP auch mit juristischen Schritten, falls es die Erweiterung weiter blockieren sollte. *„If one of the shareholders tries to not sign the expansion agreement, we'll try to use legal precedents to prove unfair competition.“*¹⁰³⁰ Beim Treffen der CPC-Mitglieder Ende November wurde schließlich eine Übereinstimmung darüber erreicht, dass die Erweiterung der Pipeline im Rahmen der kommenden Sitzung am 17. Dezember unabhängig von der Haltung BPs beschlossen würde.¹⁰³¹ *„If BP fails to sign by December 17, we will sign the document without them. There is a term “pragmatically applied”, and we will ensure practical expansion and allocate financing.“*¹⁰³² Im Grunde sollte somit die formelle Grundlage für das weitere Handeln des Konsortiums geschaffen werden, was u. a. für die Umsetzung der Bestimmungen der im Oktober unterschriebenen Resolution erforderlich war.

Beim Treffen der Anteilseigentümer am 17. Dezember 2008 in Moskau kam es in der Tat zur Annahme des Memorandums über die Erweiterung der Pipeline.¹⁰³³ Als einziges Mitglied unterschrieb BP nicht das Dokument.¹⁰³⁴ Der britische Konzern sprach jedoch verbal seine volle Unterstützung für das Expansionsprojekt aus und versicherte, dieses nicht zu blockieren. Hierzu ging BP eine Reihe von technischen Vereinbarungen ein, die die Ausführung einzelner Vorgaben des Memorandums ermöglichen sollten.¹⁰³⁵ Dieses sahen vor, dass im Verlauf des kommenden Jahres alle notwendigen Design- und Dokumentationsarbeiten (sog. TEOC) durchgeführt werden sollten, und dass auf deren Grundlage bis Dezember 2009 die Zustimmung für das Erweiterungsprojekt erfolgen *musste*, da die Gültigkeit des Memorandums nur ein Jahr betrug. Darüber hinaus sollten auch alle für die Bauarbeiten relevanten behördlichen Genehmigungen eingeholt werden. Für die vorbereitenden Ingenieursstudien wurden für das Jahr 2009 50 Mio. USD bewilligt. Der Beginn der tatsächlichen Bauphase war für das Jahr

¹⁰²⁷ Vgl. CPC Shareholders Agree On Expansion Without BP, in: Nefte Compass, 4.12.2008; BP is ready to agree with broadening of capacity of CPC, in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 3.12.2008.

¹⁰²⁸ Vgl. Russia's Transneft says BP's attitude to CPC expansion „blackmail“, in: Prime-Tass, 1.12.2008.

¹⁰²⁹ Vgl. Transneft mulling construction of pipeline parallel to CPC, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 12.11.2008; CPC May Be Bankrupted, in: Russian Financial Control Monitor News Service: Fuel & Energy (English), 13.11.2008.

¹⁰³⁰ Igor Dyomin, Sprecher von Transneft, zit. in: Neff, Andrew: Transneft Mulling Legal Action Against BP for Blocking CPC Expansion, in: IHS Global Insight, 20.11.2008.

¹⁰³¹ Vgl. CPC Agrees Expansion, in: International Oil Daily, 2.12.2008.

¹⁰³² Michail Barkov, Vizepräsident von Transneft, zit. in: Yudashkin, Grigory: FINAM – Daily Market Watch – Breaking News – Nov 25, 2008 – part 2, in: Russian Banks and Brokers Reports, 25.11.2008.

¹⁰³³ „CPC Expansion Project Implementation Principles Memorandum of Understanding.“

¹⁰³⁴ Als Repräsentanten von LukArco unterzeichneten auch Lukoil-Vertreter das Memorandum.

¹⁰³⁵ Vgl. BP has yet to agree memorandum on CPC expansion (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.

2010 vorgesehen, wobei die volle Kapazität der Pipeline im Jahr 2013 erreicht werden sollte.¹⁰³⁶ Die Finanzierung der Ausbauarbeiten, deren Gesamtkosten vorläufig auf 3,5 Mrd. USD geschätzt wurden, sollte entsprechend den ursprünglichen Vereinbarungen aus den laufenden Erträgen des Konsortiums erfolgen. Aus diesem Grund sollten die Tilgung der Schulden und die Zahlung von Zinsen und Dividenden an die Konsortialmitglieder bis zur Beendigung der Bauarbeiten ausgesetzt werden. Bei Kapitalengpässen könnten zur Überbrückung auch Kredite herangezogen werden. Der Transporttarif sollte 38 USD/t betragen und der Zinssatz für die Kredite der Ölproduzenten für die erste Projektphase bei 6 Prozent bleiben.¹⁰³⁷ Die Rückzahlung der Investitionskosten des Erweiterungsprojektes sollte durch die Erteilung von Durchleitungsgarantien auf der Grundlage des „ship-or-pay“-Prinzips gewährleistet werden, wobei die Quoten staatlicher Mitglieder von dieser Verpflichtung ausgenommen bleiben sollten. Nach dem Abschluss der Bauarbeiten sollten die ausstehenden Schulden unter gleichen Bedingungen (d. h. simultan) an alle Mitglieder zurückgezahlt werden. Darüber hinaus sollte der Generaldirektor des Konsortiums zukünftig von der russischen Regierung nominiert werden.¹⁰³⁸ Obwohl im Memorandum auch die Absicht verkündet wurde, dass ein Teil der zusätzlichen Ölvolumen (bis zu 17 Mt/Jahr) künftig über die B-A-Pipeline fließen sollte, wurde kein direkter Bezug zwischen der Erweiterung der CPC und dem Bau der Bypass-Leitung hergestellt.¹⁰³⁹

Neben der Verabschiedung des Memorandums stimmten während der Sitzung alle Projektpartner auch dem Ausstieg von BP aus KPV zu, wodurch formell der Weg zum Verkauf der Anteile an KMG eröffnet wurde.¹⁰⁴⁰ Die Mitglieder einigten sich ebenfalls darauf, den Austritt von BP aus LukArco und somit den endgültigen Rückzug des Unternehmens aus dem Konsortium in keiner Weise zu behindern, wobei dieser innerhalb von einem Jahr erfolgen sollte.¹⁰⁴¹ Die erreichten Regelungen stellten dabei für BP eine Art Garantie dar. Denn wenn der Konzern im Konsortium verbleiben und das Memorandum über die Projekterweiterung nicht unterschreiben würde, sollte dieses spätestens nach einem Jahr automatisch seine Gültigkeit verlieren. Daraufhin dürfte auch die vorgesehene Finanzierung des Erweiterungsprojektes aus internen Mitteln nicht erfolgen, wobei die bis dahin akkumulierten Gewinne unter den Mitgliedern in Form von Dividenden und Kreditrückzahlungen aufgeteilt werden müssten.¹⁰⁴²

¹⁰³⁶ Vgl. Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: CPC Finally Agrees Key Pipeline Expansion, in: International Oil Daily, 18.12.2008; CPC shareholders approve allocation of \$50 mln to draft pipeline's expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008; Caspian Pipeline Consortium shareholders sign memorandum on project expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.

¹⁰³⁷ Die Gültigkeit dieser Bestimmungen würde sonst im Januar 2009 auslaufen.

¹⁰³⁸ Vgl. Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: Caspian Pipeline Expansion Agreed As Russia Sees The Light, in: Nefte Compass, 18.12.2008; CPC Expansion At Hand? 12.12.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW3591&q> (Zugriff 7.2.2012).

¹⁰³⁹ Vgl. CPC shareholders sign agreement on BP's withdrawal from consortium, LUKARCO, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008; Construction of Russia, Bulgaria, Greece oil pipeline to start in summer 2010 (ITAR-TASS), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 24.3.2009; Kazakhstan to feed Burgas-Alexandroupolis oil pipe, in: SeeNews, Balkans Business Digest, 26.3.2009; Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Expansion Remains On Track, in: Nefte Compass, 4.6.2009.

¹⁰⁴⁰ Vgl. All CPC shareholders agree BP withdrawal from Kazakhstan Pipeline Ventures, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.

¹⁰⁴¹ Vgl. Transneft: BP agrees to leave CPC project, in: IntelliNews, Kazakhstan Today, 19.12.2008.

¹⁰⁴² Vgl. Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: Caspian Pipeline Expansion Agreed As Russia Sees The Light, in: Nefte Compass, 18.12.2008; Caspian Pipeline Consortium shareholders sign memorandum on project expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.

Tabelle 25: Anteile am CPC nach dem Austritt von BP und Oman (in Prozent)

Projektmitglied		Anteil
Russland	Regierungsanteil (Verwaltet von Transneft)	24
	CPC Company (Verwaltet von Transneft)	7
Kasachstan	Regierungsanteil (übertragen auf KazMunaiGaz)	19
	Kazakhstan Pipeline Ventures LLC (KazMunaiGaz)	1,75
Chevron Caspian Pipeline Consortium Co.		15
Lukoil B.V. (Lukoil)		12,5
Mobil Caspian Pipeline Co.		7,5
Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd. (Rosneft 51; Shell 49)		7,5
BG Overseas Holding Ltd.		2
ENI International (N.A.) N.V. S.ar.l.		2
Oryx Caspian Pipeline LLC (Shell)		1,75

Quelle: CPC: Shareholders, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3360/DesktopDefault.aspx> (21.3.2012).

Einen Tag später, am 18. Dezember, wurde das Erreichen des endgültigen Übereinkommens zwischen KMG und BP über den Erwerb der Anteile am KPV für 250 Mio. USD verkündet, wobei die Abwicklung des Geschäftes bis zum 30. April 2009 abgeschlossen werden sollte. In der Folgezeit bedachte man auf kasachischer Seite zwar auch noch die Möglichkeit zum Kauf eines Teils des omanischen CPC-Anteils von Russland, man entschied sich jedoch letztendlich aus den bereits genannten Gründen dagegen (Kapitel 3.5.25). Insbesondere die geringe Transportquote, die mit dem Anteil einherging, machte das Geschäft für KMG aus kommerzieller Sicht unattraktiv.¹⁰⁴³ „From the standpoint of economic effectiveness it [Oman deal] was less attractive than the deal we made with BP. We bought 10,5 Mt [of pipeline capacity a year] for 250 million USD. Russia purchased 7 % for 700 million USD and received 1,4 Mt of throughput.“¹⁰⁴⁴ Daraufhin überwies die russische Regierung im Juli 2009 die ehemals omanischen Beteiligungen endgültig in die Treuhandverwaltung von Transneft.¹⁰⁴⁵

Erst nach Abschluss einer internen Evaluierung Ende Januar 2009 entschloss sich Lukoil schließlich für die Ausübung seiner Vorkaufsrechte auf die Anteile von BP an LukArco. Die daraufhin aufgenommenen Verkaufsverhandlungen zwischen beiden Konzernen wurden anfänglich dadurch gestört, dass KMG Interesse am Erwerb der BP-Anteile am Tengiz-Feld bekundete.¹⁰⁴⁶ Das kasachische Staatsunternehmen schlug Lukoil eine Teilung der Vermögenswerte von LukArco vor, wonach der russische Konzern nur die Pipelinebeteiligungen erhalten sollte. Lukoil lehnte dieses Angebot jedoch ab und führte die

¹⁰⁴³ Oman besaß eine Quote von 0,28 Mt vor bzw. 1,4 Mt nach der Erweiterung. Wenn KMG einen proportionalen Anteil von 3,1 Prozent von Russland erwerben würde, erhielte es bei voller Pipelinekapazität hierfür Transportrechte für 0,62 Mt. Der Preis dafür läge bei etwa 300 Mio. USD. KPV besaß eine Quote von 5 Mt vor bzw. 10,5 Mt nach der Erweiterung. KMG zahlte 250 Mio. USD für 49,98 Prozent an KPV und erhielt somit eine Kapazität von 5,25 Mt nach der Erweiterung. Auch Finanzberater betrachteten den Preis der KPV-Transaktion als verhältnismäßig günstig. Denis Borisov von der Investitionsgesellschaft Solid sprach von einem Wert des KPV-Anteils von 340-500 Mio. USD. Vgl. Kazmunaigaz ready to buy out the stake of BP in Kazakhstan Pipeline Ventures (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 22.12.2008; KazMunayGas closes deal on acquisition of BP share in Kazakhstan Pipeline Ventures, in: Kazakhstan General Newswire, 30.4.2009.

¹⁰⁴⁴ Kairgeldy Kabyldin, KMG-Präsident, zit. in: KazMunayGaz to pay BP \$250 mln for stake in CPC shareholder, in: Central Asia General Newswire, 18.12.2008.

¹⁰⁴⁵ Für die Verwaltung des omanischen CPC-Anteils wurde von der Regierung die „CPC Company“ gegründet, die auf der Grundlage eines Regierungsbeschlusses im Juli 2009 an Transneft übertragen wurde. Vgl. Medvedev signs decree transferring Oman’s former stake in CPC to Transneft, in: Central Asia General Newswire, 10.7.2009; Russian govt prepares decree on transfer of Oman’s stake in CPC to Transneft, in: Central Asia General Newswire, 22.6.2009.

¹⁰⁴⁶ Der Anteil von BP an der damaligen Tengiz-Produktion betrug etwa 13.000 b/d, der Anteil an den Reserven des Feldes ca. 102 Mio. Barrel und 3,63 Mrd. m³ Gas. Vgl. BP pulling out of Tengiz project, Caspian Pipeline Consortium (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 11.12.2009.

Gespräche anschließend nur mit BP weiter.¹⁰⁴⁷ Die Vorstellungen der Konzerne über den Wert der Anteile lagen zu Beginn weit auseinander, wobei die schwierige Lage auf den Finanzmärkten die Verhandlungen über die Verkaufsbedingungen zusätzlich verkomplizierte. Angeblich verlangte BP anfänglich etwa 2,5 Mrd. USD für seine gesamten LukArco-Anteile, wobei Lukoils Anfangsvorschlag nur etwa 1 Mrd. USD betrug.¹⁰⁴⁸ Eine vorläufige Einigung zwischen beiden Unternehmen konnte am 4. April erreicht werden, obwohl für Verhandlungen über Details noch mehrere Monate veranschlagt wurden. Aufgrund der Einbeziehung der CPC-Pipeline in die kasachische Liste der strategischen Anlagen, war vor der Abwicklung des Geschäftes auch die Zustimmung der kasachischen Regierung notwendig.¹⁰⁴⁹ Diese wurde im September erteilt.¹⁰⁵⁰ Ende November sprachen schließlich auch alle verbleibenden CPC-Mitglieder ihre Zustimmung zum Austritt von BP aus dem Konsortium aus. Somit wurde nicht nur der Weg für den Verkauf seiner Anteile an Lukoil, sondern auch für die Unterzeichnung des Investitionsabkommens zur Implementierung des CPC-Expansionsprojektes frei.¹⁰⁵¹ Am 11. Dezember erfolgte schließlich der Verkauf der LukArco-Anteile von BP an Lukoil. Der Kaufpreis betrug 1,6 Mrd. USD und sollte in drei Raten in den kommenden zwei Jahren ausgezahlt werden.¹⁰⁵² Dies stellte die vorerst letzte Veränderung der Struktur des CPC-Konsortiums dar.¹⁰⁵³

3.5.27 Die Verabschiedung des CPC-Expansionsprojekts und die Verbesserungen der russischen Transitbedingungen

Wenige Tage nach dem Austritt von BP stimmten am 15. Dezember 2009 alle verbleibenden Konsortialmitglieder dem *Expansion Project Implementation Plan* zu. Dieser bestätigte im Grunde die bereits im Memorandum vom Dezember 2008 festgelegten Finanzierungsprinzipien und Arbeitsschritte. Das Projekt sollte demnach in drei Phasen durchgeführt werden und aus der Aufrüstung der bestehenden fünf und dem Bau von zehn neuen Pumpstationen (davon zwei in Kasachstan, acht in Russland), der Errichtung von sechs Ölspeichertanks in Juschnaja Ozerejka (mit einer Kapazität von jeweils 100.000 m³), der Schaffung eines dritten Offshore-Terminals („single point mooring“) und der Verlegung eines 88 km langen 40-Zoll-Pipeline-segments in Kasachstan, das die existierende 28-Zoll-Leitung ersetzen sollte, bestehen.¹⁰⁵⁴ Um die Projektimplementierung zu optimieren und effizienter zu gestalten, wurden sog. „Management Companies“ bestimmt, die als Schnittstellen zwischen dem Konsortium und den Vertragspartnern der Bauarbeiten agieren sollten. Transneft und KMG sollten

¹⁰⁴⁷ Vgl. KazMunayGaz mulling over increasing its participation in TCO through purchasing BP's stake in LUKARCO, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.

¹⁰⁴⁸ Vgl. Lukoil prepared to buy CPC stake if BP decides to sell – Alekperov (Part 2), in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.1.2009.

¹⁰⁴⁹ Vgl. Lukoil to finalize talks with BP in CPC, in: SKRIN Market & Corporate News, 13.3.2009.

¹⁰⁵⁰ Vgl. Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist, October 2009.

¹⁰⁵¹ Vgl. CPC shareholders sign agreement on BP's withdrawal, in: Central Asia General Newswire, 25.11.2009.

¹⁰⁵² 300 Mio. USD sollten sofort, 800 Mio. USD bis Dezember 2010 und 500 Mio. USD bis Dezember 2011 ausgezahlt werden. LukArco sollte BP zudem einen Kredit von 43 Mio. USD zurückzahlen, den das JV von BP erhielt. Vgl. Lukoil (OAO) 1st Quarter Results (MDA) -2-, in: London Stock Exchange Aggregated Regulatory News Service, 26.5.2011.

¹⁰⁵³ In Juni 2010 wurde bekannt, dass Rosneft Verhandlungen mit Lukoil über den Erwerb des ehemaligen Anteils von BP an LukArco führt. Lukoil war gegen die Beteiligung von Rosneft am Tengiz-Feld, zeigte sich jedoch anfänglich bereit, seine Transportquote in der CPC zu teilen. Im Oktober entschied sich der Konzern jedoch, den gesamten Anteil von LukArco zu behalten. Vgl. Russia: Rosneft negotiates purchase of 46% in LukArco, in: Kommersant (Esmerk), S. 9, 17.6.2010; Sharushkina, Nelli/Sladkova, Nadezhda: Rosneft Reined Into Political Service, in: Nefte Compass, 24.6.2010; Lukoil keeps its share in KTK, in: AK&M Online News, 6.10.2010.

¹⁰⁵⁴ Die 28-Zoll-Leitung bestand zwischen Tengiz und Atyrau. Vgl. CPC capacity may rise to 76 mln tonnes of oil annually (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 18.12.2009.

demnach für die Organisation der Arbeitsabläufe auf den jeweiligen nationalen Streckenabschnitten verantwortlich sein. Den Ausbau der Ölspeicher in Juschnaja Ozerejka sollten Chevron und Transneft überwachen, wobei der US-Konzern auch für die Beaufsichtigung des Baus des dritten Ladeterminals, des SCADA¹⁰⁵⁵ und des Telekommunikationssystems zuständig sein sollte. Die „Management Companies“ sollten auch für die Ausführung der Bieterverfahren für die einzelnen Bauaufträge verantwortlich sein, deren Vergabe bis zum Ende des Jahres 2010 abgeschlossen werden sollte.¹⁰⁵⁶ Aufgrund der andauernden Stagnation bei der Umsetzung des B-A-Projektes, das wegen der ablehnenden Haltung der neuen bulgarischen Regierung unter B. Borisov¹⁰⁵⁷ vorerst keine Erfolgsaussichten mehr besaß und Russland sogar zur Annäherung an das türkische Konkurrenzvorhaben (Samsun-Ceyhan)¹⁰⁵⁸ trieb,

¹⁰⁵⁵ „Supervisory Control and Data Acquisition“ ist ein Computersystem zur Überwachung und Steuerung technischer Prozesse.

¹⁰⁵⁶ Die Frage der Zuständigkeit für einzelne Aspekte des Expansionsprojektes bildete im Verlauf des Jahres 2009, neben dem BP-Austritt, den Hauptaspekt der CPC-Verhandlungen. Transneft bestand darauf, dass die Arbeiten vom Konsortium bzw. den teilnehmenden Unternehmen selbst überwacht werden. Chevron plädierte für die Übertragung der Aufgaben an einen externen Auftragnehmer. Die Frage wurde jedoch nicht als „deal breaker“ angesehen. Vgl. Special Envoy Morningstar Discusses Oil Transportation Projects With Minister Of Energy Mynbayev, 28.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1449&q> (Zugriff 20.2.2012); Transneft, KazMunaiGas, Chevron confirmed as mgmt companies for CPC expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 12.2.2010.

¹⁰⁵⁷ Bereits im Oktober 2008 verwiesen bulgarische Vertreter auf mögliche Schwierigkeiten bei der Beschaffung der Projektfinanzierung, die u. a. durch die Auswirkungen der globalen Finanzkrise verursacht wurden. Zu diesem Zeitpunkt wurde noch mit dem Baubeginn Ende des Jahres 2009 gerechnet. Anfang 2009 sprachen Transneft-Vertreter jedoch bereits von einem Beginn der Arbeiten frühestens im August oder September 2010. Nach dem Amtsantritt von B. Borisov in Juli 2009 verringerte sich das Interesse der bulgarischen Seite am Projekt schlagartig und die neue Regierung setzte umgehend die Beitragszahlungen an das Projektunternehmen Trans-Balkan Pipeline B.V. (TBP) aus. Die Streitpunkte bestanden im Bereich der Eigentumsrechte für die Baugrundstücke, der Kontrolle über das Projektunternehmen und der Rechte zur Tarifregulierung. Ausschlaggebend für die ablehnende Haltung der Regierung waren jedoch laut Borisov letztendlich umweltpolitische Bedenken gegen die Pipelinerroute, die durch ein Naturschutzgebiet verlaufen sollte, der Widerstand der lokalen Bevölkerung in den betroffenen Regionen (die Ortschaften Burgas, Pomorie und Sozopol sprachen sich in Referenden gegen das Projekt aus) und die fragwürdige Profitabilität des Projektes. Die Pipeline sollte dem Land jährlich lediglich 35 Mio. USD an Transitgebühren einbringen, wobei allein der ermittelte Schaden für die Tourismusindustrie deutlich höher lag. Die bulgarische Seite deklarierte daraufhin die finale Entscheidung über das Projekt erst nach dem Abschluss einer Umweltverträglichkeitsstudie treffen zu wollen. Die Entscheidung schien jedoch bereits im Vorfeld festzustehen, da Borisov bei mehreren Gelegenheiten im Vorfeld ihrer Veröffentlichung betonte, dass die Studie keinesfalls positiv ausfallen könne. Tatsächlich weigerte sich das bulgarische Umweltministerium in der Folgezeit wiederholt, den von TBP vorgelegten Bericht zu akzeptieren. Jedoch waren selbst russische Unternehmen, die nicht bereit waren, Durchleitungsgarantien für die Auslastung der Pipeline zu erteilen, für den Projektstillstand mitverantwortlich. Interne Quellen sprachen davon, dass Gazpromneft lediglich Zusagen für die Durchleitung von 3 Mt/Jahr erteilen wollte, obwohl es proportional zu seinem Anteil 6 Mt transportieren sollte. Vgl. Dzaguto, Vladimir/Rebrov, Denis/Grib Natalia: Bulgaria backs out of energy projects with Russia (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, June 15, in: RIA Novosti, 15.6.2010; Delays in Burgas-Alexandroupolis won't affect CPC upgrade, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 3.9.2010; Bulgaria has bad debts in Burgas-Alexandroupolis project, in: Russia & CIS General Newswire, 21.3.2011; Polukhin, Aleksey: Gas in exchange for oil that we do not have (Novaya Gazeta), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 21.10.2009; Malkova, Irina/Mazneva, Yelena: Geopolitics Not Being Constructed (Vedomosti), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 24.3.2010.

¹⁰⁵⁸ Das Treffen zwischen Putin und Erdogan im August 2009, bei dem ein Memorandum über die russisch-türkische Zusammenarbeit im Energiesektor unterzeichnet wurde, markierte einen vorläufigen Wendepunkt im Rahmen der Diskussionen über Bosphorus-Bypass-Projekte. Putin sprach erstmalig seine Unterstützung für die Samsun-Ceyhan-Pipeline aus und unterzeichnete diesbezüglich auch ein entsprechendes Kooperationsabkommen. Die Pipeline wurde daraufhin in das Investitionsprogram von Transneft aufgenommen. Transneft, Rosneft, ENI und Calik unterzeichneten danach im Oktober ein Memorandum über Zusammenarbeit. Die Ver-

ließ die russische Seite im Verlauf des Jahres endgültig alle Gedankenspiele bezüglich einer möglichen Verpflichtung der CPC-Nutzer zur Erteilung von Durchleitungsgarantien in jeglicher Art für die B-A-Leitung fallen.¹⁰⁵⁹ „The decision to upgrade CPC was made without reference to Burgas-Alexandroupolis. We proposed this to members of the CPC consortium as one option for filling the Burgas-Alexandroupolis pipeline.“¹⁰⁶⁰

Erfreulich aus kasachischer Sicht war ebenfalls, dass sich die Fortschritte nicht nur auf den CPC-Erweiterungsprozess beschränkten, sondern auch die Transitbeziehungen mit Russland betrafen. In Anwesenheit der Premierminister beider Länder wurden am 20. November 2009 in Jalta Ergänzungen zum russisch-kasachischen Transitprotokoll aus dem Jahr 2002 vereinbart. Die neuen Bestimmungen, die im Kontext der Verhandlungen über die Gründung der gemeinsamen Zollunion (Besteht seit 1.1.2010) sowie deren Weiterentwicklung zu einem „Einheitlichen Wirtschaftsraum“ (angestrebt im Jahr 2015) zu sehen sind¹⁰⁶¹, legten explizit fest, dass Transporttarife für die Nutzung des Transneft-Systems „competitive and non-discriminatory“ sein müssen.¹⁰⁶² Obwohl dies nicht mit einer gänzlichen rechtlichen Gleichstellung russischer und kasachischer Öllieferungen einherging, wozu in der Folgezeit noch weitere Verhandlungen geführt werden sollten¹⁰⁶³, wurde somit die seitens Kasachstans seit Jahren bemängelte diskriminierende Behandlung weitgehend abgeschafft.¹⁰⁶⁴ Darüber

treter Russlands, der Türkei und Italiens schlossen gleichzeitig ein Abkommen ab, in dem sie einen stabilen regulatorischen Rahmen für den Bau der Pipeline garantierten. Die russische Unterstützung für das Projekt war eine klare Reaktion auf die ablehnende Haltung der neuen bulgarischen Regierung gegenüber russischen Projekten (neben der B-A-Pipeline, war die Regierung auch gegen den vereinbarten Ausbau des AKWs Belene und den Bau der South Stream Gaspipeline). Analytiker sahen diesen Schritt auch als Teil einer Strategie, durch die Moskau die Unterstützung Ankaras für den Bau der South Stream Pipeline zu gewinnen versuchte. In der Folgezeit stagnierte jedoch der Fortschritt bei der Umsetzung des Samsun-Ceyhan-Projektes. Vgl. Russia and Turkey intend to build an oil refinery (Vzglyad), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 17.8.2009; Politics Play Havoc With Bosphorus Bypass Plans, in: Petroleum Intelligence Weekly, 23.11.2009; Sladkova, Nadezhda: Bosphorus Bypass Scheme Hit Brakes After CPC Gets Go-Ahead, in: International Oil Daily, 17.12.2010.

¹⁰⁵⁹ Noch im März 2009 sprach der Präsident von Transneft, N. Tokarev, davon, dass Kasachstan 17 Mt/Jahr über die B-A-Pipeline transportieren sollte. Nach ihm sollte die Einspeisung kasachischen Öls durch ein Memorandum zwischen Russland und Kasachstan gesichert werden. 18 Mt/Jahr sollten von Rosneft und Gazpromneft stammen. Vgl. Kazakhstan to feed Burgas-Alexandroupolis oil pipe, in: SeeNews, 26.3.2009; Greece: Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline a Project of National Importance, in: TenderInfo, 27.3.2009.

¹⁰⁶⁰ Nikolai Tokarev, Präsident von Transneft, zit. in: Delays in Burgas-Alexandroupolis won't affect CPC upgrade – Transneft, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 3.9.2010.

¹⁰⁶¹ Zur Zollunion und dem Einheitlichen Wirtschaftsraum, der auch als „Eurasische Wirtschaftsunion“ bekannt ist, siehe: Polownikow, Alexandra: Die Zollunion zwischen Belarus, Kasachstan und Russland – Motive, Entwicklungen und Perspektiven, Arbeitspapier FG 5, 2012/Nr. 01, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2012.

¹⁰⁶² Vereinbart wurde auch, dass die Transporttarife bis zum 31.12.2014 auf dem Niveau vom 1.11.2009 verbleiben sollten (vorgesehen war aber ein jährlicher Inflationsausgleich). Sie durften jedoch um eine Investitionskomponente erhöht werden, wenn Erweiterungen bestehender Pipelines beschlossen würden. Vgl. Russia, Kazakhstan amend oil transit tariff policy, in: Central Asia General Newswire, 23.11.2009.

¹⁰⁶³ Diese erstreckten sich über den Untersuchungszeitraum hinaus. Im Dezember 2011 beschloss das Exekutivkomitee der russischen Föderalen Tarifbehörde, dass die Gebühren für die Beförderung kasachischer und russischer Öls über das Transneft-System ab dem 1. Januar 2012 einheitlich gestaltet werden sollten. Jedoch wurde diese Regelung in der Folgezeit nicht angewandt, da Kasachstan aus innenpolitischen Gründen nicht alle Verträge bezüglich der hierzu benötigten Bestimmungen des gemeinsamen Wirtschaftsraumes unterschrieb. Die Tarifgestaltung orientierte sich somit weiterhin an den Bestimmungen des Transitabkommens (d. h. es kam jährlich zum inflationsbedingten Anstieg um etwa acht Prozent). Vgl. Payments for oil transit from Kazakhstan to equal Russian rates starting 2012, in: Russia & CIS Energy Newswire, 16.11.2011; Belarus signs protocol of disagreements to raise tariff for RF oil transit by 8% in 2012, in: ITAR-TASS, 23.1.2012.

¹⁰⁶⁴ Im Gegensatz zu der hier vertretenen Auffassung argumentiert Kassenova, dass ähnliche bzw. gleiche Tarife lediglich für Lieferungen an Abnehmer innerhalb der Zollunion (d. h. Russland und Weißrussland) gelten sollten

hinaus einigten sich beide Parteien auf die Zusammenarbeit bei Ausbau- und Modernisierungsarbeiten an bestehenden Pipelines, wie auch der Untersuchung aussichtsreicher neuer Öltransportprojekte. Konkret genannt wurden die Erweiterung der CPC-Pipeline, die ihre volle Kapazität bis 2014 erreichen sollte, und die Steigerung der Kapazität der Atyrau-Samara-Route auf 25 Mt/Jahr, wobei in diesem Bereich keine Zeitangaben vereinbart wurden. Die zukünftige Zusammenarbeit sollte auch den Bau von Umgehungsrouen für den Bosphorus betreffen. Hierbei wurden die B-A- und Samsun-Ceyhan-Pipeline genannt. Die kasachische Zusage zur Kooperation bei der Umsetzung des Samsun-Ceyhan-Projektes kann dabei in Kontinuität mit dem bereits beschriebenen Bandwagoning-Verhalten gegenüber Russland hinsichtlich der Teilnahme an Bypass-Leitungen gesehen werden. In einem separaten Protokoll wurde auch eine neue Öltransportbilanz für die kommende Dekade festgelegt, die jedoch als Grundlage prinzipiell lediglich die bereits bestehenden Mengenvereinbarungen aus dem Jahr 2002 vorsah. Eine geringe Erhöhung im Vergleich zur ursprünglichen Vereinbarung konnte nur bei der Machatschkala-Noworossiysk-Route erreicht werden (von 2,5 auf 4 Mt/Jahr). Diese ging auf das fehlende Interesse Aserbaidischans an der Nutzung der Baku-Noworossiysk-Pipeline zurück, die somit über beträchtliche freie Kapazitäten verfügte. Die durch den Einsatz von DRA bereits herbeigeführte Steigerung der Kapazität der Atyrau-Samara-Leitung, spiegelte sich nicht in der Erhöhung der geplanten Transitvolumen wider. Die vereinbarten Mengen sollten im Grunde lediglich Richtwerte bilden, die nicht unterschritten werden sollten, wobei die Möglichkeit ihrer weiteren Steigerung im Zuge von Infrastrukturausbauprozessen möglich war. Dies betraf insbesondere das Erweiterungspotenzial der Atyrau-Samara-Pipeline.¹⁰⁶⁵

Tabelle 26: Kasachische Transitvolumina über Russland im Zeitraum 2010-2020 (in Mt)

Pipeline	Laut Protokoll vom Juni 2002	2009*	2010	2011	2015	2020
Atyrau-Samara	15	17,5	16	15	15	15
Machatschkala-Noworossiysk	2,5	Bis zu 5	4	4	4	4
CPC	-	-	26	26	45	50
Gesamt	17,5	22,5	46	45	64	69

* geltende Transitvolumen für das Jahr 2009 laut dem Protokoll vom Dezember 2008

Quelle: Kazakhstan to raise oil transit via Russian territory, in: Kazakhstan Today, IntelliNews, 25.11.2009.

Aus kasachischer Sicht stellten die Transitverhandlungen dennoch nur einen Teilerfolg dar. Als positive Errungenschaft konnten die Fortschritte bei der weiteren Verringerung der seit vielen Jahren beklagten diskriminierenden Preispraktiken gefeiert werden. Die ursprüngliche kasachische Verhand-

und für Exporte außerhalb dieses Raumes weiterhin eine gravierende Tarifiediskriminierung (angeblich sollten kasachische Produzenten das Zweifache zahlen) bestehen blieb. Diese Sichtweise wird jedoch von Untersuchungen des Energiecharta Sekretariats widerlegt. Demnach lag der durchschnittliche Transneft-Tarif für russische Ölexporte im Jahr 2010 bei 1,35 USD/t/100 km, wogegen kasachisches Öl je nach Route für 1,20 – 1,29 USD/t/100 km befördert wurde (zuzüglich sog. „handling costs“, die jedoch laut Angaben des Sekretariats das Gesamtbild nur unwesentlich veränderten). Vgl. Kassenova, Nargis: Kazakhstan and Eurasian Economic Integration: Quick Start, Mixed Results and Uncertain Future, Russia Nei Reports No. 14, Paris/Brussels: IFRI, 2012, S. 21; Energy Charter: Bringing Oil to the Market, Transport Tariffs and Underlying Methodologies for Cross-Border Crude Oil and Products Pipelines, Brussels: Energy Charter Secretariat, 2012, S. 53-54.

¹⁰⁶⁵ Nach dem Protokoll dürfte Russland 2010 und 2011 jeweils 6,5 Mt über die CPC befördern, in der Folgezeit 15 Mt/Jahr. Über die Omsk-Atasu-Alashankou-Route dürfte Russland im Zeitraum 2010-2020 bis zu 2 Mt/Jahr nach China liefern. Vgl. Russia, Kazakhstan amend oil transit tariff policy, in Central Asia General Newswire, 23.11.2009; Kazakhstan to raise oil transit via Russian territory, in: Kazakhstan Today, IntelliNews, 25.11.2009; Kazakhstan To Study Plans For Samsun-Ceyhan Pipeline, 30.11.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA2100&q> (Zugriff 20.2.2012).

lungsposition sah aber auch vor, dass das neue Transitabkommen eine konkrete Verpflichtung zur Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline auf bis zu 25 Mt/Jahr beinhalten sollte. Der Ausbau wurde von der russischen Seite im Grunde nicht abgelehnt, Transneft bedingte ihn jedoch wie bereits in den früheren Verhandlungsrunden durch die Erteilung entsprechender langfristiger Durchleitungsgarantien. Kasachstan strebte darüber hinaus auch Garantien im Bereich der Aufrechterhaltung der Qualität des beförderten Öls an, was jedoch aufgrund der Beschaffenheit des Transneft-Systems und des bereits beschriebenen Widerstandes einzelner russischer Ölproduzenten gegenüber der Einführung einer Quality Bank nur im limitierten Ausmaß umgesetzt werden konnte. Die von Transneft verwendete Praktik, wonach es gewisse minimale Qualitätsmerkmale an bestimmten Exportpunkten garantierte, kam der kasachischen Forderung daher nur teilweise entgegen.¹⁰⁶⁶

Positiv aus kasachischer Sicht war, dass die mittelfristigen Aussichten zur Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline bei einem entsprechenden Interesse der Produzenten durchaus aussichtsreich blieben. Dies ist nicht zuletzt auch als russische Reaktion auf kasachische Diversifizierungspläne auf der transkaspischen Route zu verstehen. Bereits beim Treffen zwischen Nasarbajew und Medwedew im Dezember 2008 vereinbarten beide Präsidenten die genaue Untersuchung der Möglichkeiten der Erweiterung der Leitung. Auf diesem Weg sollten laut dem russischen Präsidenten jährlich zusätzlich 10 Mt leichter kasachischer Ölsorten nach Noworossijsk befördert werden können. Die daraufhin eingetzten Verhandlungen zwischen Transneft und KazTransOil führten noch in der ersten Jahreshälfte 2009 zur Vergabe eines Auftrages zur Ausarbeitung einer Machbarkeitsstudie für die Pipelineerweiterung. Deren Ergebnisse wurden den Produzenten am 25. November 2009, nur wenige Tage nach der Annahme des neuen Transitprotokolls, vorgestellt. Bei entsprechendem Interesse und der Erteilung von Durchleitungsgarantien sollte das Projekt bis zum Jahr 2016 implementiert werden.¹⁰⁶⁷

3.5.28 Das CPC-Expansionsprojekt als „window of opportunity“ für Russland

Im Verlauf des Jahres 2010 wurden alle noch ausstehenden Vorbereitungs- und Dokumentationsarbeiten für die Umsetzung des CPC-Expansionsprojektes durchgeführt. Dies hatte auch leichte Anpassungen bei der Aufteilung einzelner Baumaßnahmen in den jeweiligen Projektphasen zur Folge (Tabelle 27).¹⁰⁶⁸ Gleichzeitig wurden von den „Managing Companies“ Bieterverfahren für einzelne Bauaufträge organisiert, wobei im Einklang mit den „national content“-Bestimmungen Russlands und Kasachstans mindestens 70 Prozent der Aufträge an einheimische Unternehmen und Zulieferer vergeben wurden.¹⁰⁶⁹ Im September legten die Ölproduzenten dem Konsortium entsprechende Durchleitungsgarantien auf „ship-or-pay“-Basis für die Ausbauphase vor.¹⁰⁷⁰ Noch im selben Monat wurden

¹⁰⁶⁶ Transneft garantiert im Jahr 2011 folgende Ölqualitätsmerkmale: Noworossijsk - Dichte 870 kg/m³, Schwefelgehalt 1,4 Prozent; Tuapse - 850 kg/m³, 0,5 Prozent; Primorsk - 865 kg/m³, 1,3 Prozent; Kozmino (Pazifik-Küste) - 842 kg/m³, 0,59 Prozent; Druzhba Pipeline - 870 kg/m³, 1,55 Prozent. Im Vergleich dazu: CPC-Blend 804,6 kg/m³, Schwefelgehalt 0,53 Prozent. Vgl. Информация об основных потребительских характеристиках и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества регулируемого ОАО "АК "Транснефть" на 2011 год в сфере оказания услуг по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам, <http://www.transneft.ru/finance/subject/> (Zugriff 10.6.2011); Russia's energy ministry to revisit agreement with Kazakhstan on oil transit till 2020, in: Kazakhstan General Newswire, 22.1.2009; Transneft: Kazakhstan interested in Burgas-Alexandroupolis proj, in: Prime-Tass, 18.3.2009.

¹⁰⁶⁷ Vgl. KazTransOil: Investment Projects, http://www.kaztransoil.kz/en/finance_and_economy/investment_projects/ (Zugriff 15.8.2011).

¹⁰⁶⁸ Frühere Pläne sahen den Bau des dritten Terminals erst in der dritten Ausbauphase vor.

¹⁰⁶⁹ Vgl. CPC Inks Equipment Deals, in: International Oil Daily, 18.5.2010.

¹⁰⁷⁰ Die staatlichen Anteilseigentümer waren nicht direkt durch die „ship-or-pay“-Verpflichtungen gebunden. Sie sollten jedoch bis Ende des Jahres 2011 Einigungen mit Ölproduzenten über die Auslastung der staatlichen

zwischen dem Konsortium und allen beteiligten russischen Regionen Kooperationsabkommen über die Durchführung der Pipelineerweiterung unterzeichnet.¹⁰⁷¹

Am 15. Dezember 2010 wurde von den Konsortialmitgliedern schließlich die *Final Investment Decision* verabschiedet, in der alle Parameter des Expansionsprojektes definiert wurden (finanzielle, wirtschaftliche, Projektimplementierungszeitplan, HSE-Bedingungen¹⁰⁷²). Die Bauarbeiten sollten demnach im Frühjahr 2011 beginnen und bis Ende 2014 abgeschlossen werden. Die endgültigen Projektkosten wurden auf 5,4 Mrd. USD festgelegt. Deren Großteil sollte aus laufenden Erträgen und bereits akkumulierten Mitteln finanziert werden. Die Berechnungen zeigten jedoch, dass im Verlauf der zweiten Expansionsphase (2012-13) auch die Aufnahme von Krediten erforderlich sein würde. Hierbei sollte es sich um etwa 10-15 Prozent der Gesamtprojektkosten handeln (bis zu 800 Mio. USD).¹⁰⁷³ Die genaue Kreditsumme blieb jedoch unsicher, da die Ausbaurbeiten parallel zum Pipelinebetrieb stattfinden sollten und die kontinuierlich zunehmende Kapazität zu höheren Einnahmen führen würde. Die Berechnungen zeigten auch, dass die jährlichen Betriebseinnahmen des Konsortiums nach dem Abschluss der Ausbaurbeiten von 1,1-1,2 Mrd. USD auf etwa 2,3-2,5 Mrd. USD ansteigen würden. Vor diesem Hintergrund wurde erwartet, dass die gesamten Kosten des Expansionsprojektes und die bestehenden Schulden bis 2018/19 zurückgezahlt werden sollten.¹⁰⁷⁴ Dass die Erweiterung nicht nur für Kasachstan, sondern ebenfalls für Russland wirtschaftlich und insbesondere auch geopolitisch bedeutend war, unterstrich nach der Unterzeichnung des Dokumentes der russische Energieminister, Sergei Schmatko. „*Caspian Pipeline Consortium is an up-to-date project that is fully consistent with the national interests of Russia. Russia would remain the biggest energy partner*

Quoten auf „ship-or-pay“-Basis vorlegen. Von den 14,5 Mt/Jahr, die ab 2015 in Russland in die Pipeline eingespeist werden sollten, verpflichtete sich Lukoil 6 Mt aus dem noch zu erschließenden Offshore-Feld Filanovsky zu liefern (angestrebter Produktionsbeginn 2015). Zusätzlich dazu wollte Lukoil 4 Mt im Norden Kasachstans einspeisen. Rosneft-Shell Caspian Ventures verpflichtete sich, 5 Mt/Jahr zu liefern. Vgl. Caspian Pipeline consortium to agree expansion of pipeline capacity, in: SKRIN Market & Corporate News, 14.12.2010; Russia/Kazakhstan: CPC companies to sign investment decision to expand pipeline, in: Vedomosti (Esmerk), S. 7, 14.12.2010; CPC gives final go-ahead to pipeline expansion; cost - \$5,4 bln, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2010; Sladkova Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Kazakhstan Commits Kashagan Crude for CPC Expansion, in: Nefte Compass, 16.12.2010; Russia: Rosneft negotiates purchase of 46% in Lukarco, in: Kommersant, (Esmerk), S. 9, 17.6.2010; Sharushkina, Nelli/Sladkova, Nadezhda: Rosneft Reined Into Political Service, in: Nefte Compass, 24.6.2010; Lukoil keeps its share in KTK, in: AK&M Online News, 6.10.2010.

¹⁰⁷¹ Die Abkommen zwischen CPC und den Regionen Krasnodar, Stawropol und der Stadt Noworossijsk wurden während des Sochi 2010 International Investment Forums (16.-19. September) unterzeichnet. Bereits kurz zuvor wurden Abkommen mit Kalmückien und Astrachan geschlossen. Das Konsortium verpflichtete sich darin zur ordnungsgemäßen Zahlung von Steuern und Abgaben an die lokalen Haushalte, zur Einbeziehung lokaler Unternehmen in die Bauarbeiten, zur Schaffung von Arbeitsplätzen für qualifizierte lokale Arbeitskräfte, zur Zahlung von Sponsorenbeiträgen und Hilfszahlungen an die Regionen. Die Regionen sollten das Konsortium u. a. durch die unkomplizierte Erteilung von Landrechten sowie die Ausstellung der notwendigen Unterlagen und Bewilligungen für die Bauarbeiten unterstützen. Vgl. CPC signs cooperation agreements with host regions by pipeline, in: SKRIN Market & Corporate News, 8.10.2010.

¹⁰⁷² „HSE“ steht für Health, Safety, Environment.

¹⁰⁷³ Andere Quellen sprechen von bis zu 1 Mrd. USD. Vgl. First Deputy General Director of CPC Gives Interview, in: Economic News, Information Agency Oreanda, 1.3.2011; CPC gives final go-ahead to pipeline expansion; cost - \$5,4 bln, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2010; CPC could raise up to \$1 bln for pipeline expansion in 2012-2013 (Part 5), in: Central Asia General Newswire, 24.8.2010.

¹⁰⁷⁴ Anfang des Jahres 2010 betragen die Schulden 4,9 Mrd. USD, davon sollte Russland etwa 700 Mio. USD erhalten. Die Schulden sollten aufgrund der Unterbrechung der Rückzahlung im Verlauf der Pipelineerweiterung kontinuierlich ansteigen und 2014 den Höchststand von 6,6 Mrd. USD erreichen. Vgl. Head of CPC Gives Interview, in: Economic News, 16.7.2010; CPC could raise up to \$1 bln for pipeline expansion in 2012-2013 (Part 5), in: Central Asia General Newswire, 24.8.2010.

for the Kazakh hydrocarbons transit, while Kazakhstan would be able to export more crude oil thus increasing its own production. The Russian and Kazakhstan producing companies would be able to get the full price for their crude and save on the transportation cost as compared to the alternative export routes.¹⁰⁷⁵ Der Hinweis auf „alternative Routen“ galt dabei insbesondere den Plänen der kasachischen Regierung und der Kashagan-Partner zum Bau des KCTS und der stärkeren Nutzung des transkaukasischen Transportkorridors, der aus Moskaus Sicht eine direkte Konkurrenz zu russischen Routen beim Zugang zum europäischen Absatzmarkt darstellte.¹⁰⁷⁶

Tabelle 27: Phasen des CPC-Expansionsprojektes (Kapazität in Mt/Jahr)

	Geplanter Abschluss	Gesamtkapazität	Kapazität aus Kasachstan	Baumaßnahmen
Phase I	2012	40,6	33,5	Erweiterung von fünf bestehenden Pumpstationen; Ersetzung eines 88 km langen Pipelinesegments in Kasachstan; Bau des dritten Exportterminals
Phase II	2013	61,2	49,5	Fünf neue Pumpstationen; drei neue Ölspeicher
Phase III	2014	67 (76 mit DRA)	52,5	Fünf neue Pumpstationen; drei neue Ölspeicher

Quelle: Darbayev, Arman: Export Routes of Kazakh Oil Transportation from Caspian Region, KazMunayGas, Astana, 2011.

Während des Treffens der CPC-Mitglieder am 19. April 2011 in Moskau wurde schließlich die Ausführung der Abkommen mit den Bauauftragnehmern (elf in Russland, sieben in Kasachstan) beschlossen.¹⁰⁷⁷ Der offizielle Start der Arbeiten erfolgte am 1. Juli 2011, als während einer feierlichen Zeremonie in der Nähe der Pumpstation Atyrau die erste Schweißnaht des neuen Pipelinesegments gesetzt wurde.¹⁰⁷⁸ In der Folgezeit kam es zwischen den Projektpartnern zu gewissen Differenzen bezüglich der Projektkosten. Im August wurden Berichte veröffentlicht, wonach mehrere russische Auftragnehmer eine Revision ihrer nur wenige Monate zuvor unterzeichneten Bauverträge verlangten. Als Gründe dafür wurden gestiegene Materialkosten und die Inflation genannt. Der Streit betraf lediglich den russischen Projektabschnitt, für dessen Umsetzung Transneft verantwortlich war (es sollte sich um einen Anstieg um 1,89 Prozent bzw. 18 Mio. USD auf 992 Mio. USD handeln.). Die meisten betroffenen Unternehmen waren dabei entweder Tochtergesellschaften von Transneft (Transneftestroi u. a.) oder besaßen zu diesem enge Beziehungen (Stroinnovatsiya u. a.). Vor diesem Hintergrund unterstützte Transneft als einziges Konsortialmitglied den Antrag auf Kostenanhebung.¹⁰⁷⁹ Während des Treffens der CPC-Mitglieder Ende November 2011 wurde jedoch beschlossen, die Gesamtprojektkosten bei 5,4 Mrd. USD zu behalten.¹⁰⁸⁰

¹⁰⁷⁵ Vgl. Final Investment Decision on Caspian Pipeline Consortium Expansion Project is Passed, in: CPC News, Press Releases 2010, 15.12.2010; <http://www.cpc.ru/desktopdefault.aspx?alias=press&lang=En-US&tabid=3706> (Zugriff 2.8.2011).

¹⁰⁷⁶ Vgl. Sladkova Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Bulk of Kashagan Output to Flow Through Expanded CPC Pipeline, in: International Oil Daily, 16.12.2010.

¹⁰⁷⁷ Vgl. CPC Shareholders agree to launch Expansion Project Construction, in: Trend Daily Economic News, 19.4.2011.

¹⁰⁷⁸ Tatsächlich begann die Bauphase bereits im Juni. Vgl. Project for CPC expansion to be launched in Atyrau on July 1, in: Kazakhstan General Newswire, 21.6.2011; CPC pipeline expansion launched in Atyrau, in: Central Asia General Newswire, 1.7.2011.

¹⁰⁷⁹ Vgl. Transneft proposing to cut costs of CTC, in: Vedomosti (Esmerk), S. 7, 9.8.2011; Sladkova, Nadezhda: Caspian Pipeline Comes Under New Cost Pressure, in: Nefte Compass, 11.8.2011.

¹⁰⁸⁰ Vgl. CPC shareholders seek to keep expansion on budget, in schedule, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 1.12.2011.

Abbildung 23: CPC-Expansionsprojekt (Zubau von Pumpstationen)



Quelle: CPC: Expansion Project, <http://www.cpc.ru/EN/expansion/Pages/default.aspx> (Zugriff 21.5.2012).

Für Russland stellte die Entscheidung zur Erweiterung der CPC-Pipeline einen wichtigen Etappensieg im Wettbewerb um den Export kasachischen Öls dar. Dies betraf nicht nur die Evakuierung der Produktion von Tengiz und Karachaganak, die das Rückgrat der aktuellen kasachischen Ölindustrie bildeten.¹⁰⁸¹ Das Land stärkte auch seine Position im mittelfristigen Horizont hinsichtlich des Exports der künftigen Produktion der kasachischen Offshore-Gebiete. Denn die erweiterte CPC-Leitung sollte laut dem Vorsitzenden von KMG, K. Kabyldin, bis zu 90 Prozent des im Rahmen der ersten Phase von Kashagan gewonnenen Öls aufnehmen, sodass je nach Entwicklung der Kapazitätsbuchungen 17-20 Mt/Jahr (340.000-400.000 b/d) der Produktion des Feldes auf dieser Route exportiert werden sollten. Der Beginn der Förderung auf dem Vorkommen sollte im Jahr 2013 erfolgen, wobei die Plateauproduktion von Kashagan-Phase-I mit etwa 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) etwa zwei Jahre später erwartet wurde. Dieses Niveau könnte durch den Zubau weiterer Anlagen¹⁰⁸² auf 450.000 b/d (22,5 Mt/Jahr) angehoben werden. Kostenüberschreitungen bei der Erschließung des Feldes führten jedoch dazu, dass die Umsetzung weiterer Entwicklungsphasen, die zum Anstieg der Förderrate auf bis zu 1,5 mb/d (75 Mt/Jahr) führen sollten, von der kasachischen Regierung vorerst verschoben wurden. So soll die Implementierung von Phase II mit einem erwarteten Plateau von etwa 750.000 b/d (37,5 Mt/Jahr) laut geltenden kasachischen Plänen erst im Zeitraum 2018/2019 statt 2015 beginnen. Die Verzögerungen bei der Entwicklung des Feldes in Verbindung mit dem Fortschritt bei der Erweiterung der CPC-Pipeline führten automatisch auch zur Verschiebung des Zeitplans der Umsetzung von KCTS, das im Einklang mit us-amerikanischen Interessen Russland umgehende Exporte über den Kaukasus ermöglichen soll. Das System soll laut geltenden Vorgaben erst im Zuge der Inbetriebnahme von Kashagan-Phase-II notwendig sein, wobei der Export von Phase I entsprechend den ursprüngli-

¹⁰⁸¹ Beide zusammen waren im Jahr 2010 für 86 Prozent der in Kasachstan in die CPC eingespeisten Ölmenge verantwortlich. CPC beförderte in diesem Jahr 743.000 b/d, davon stammen 607.000 b/d aus Kasachstan und 136.000 b/d aus Russland. TCO speiste 371.000 b/d und KPO 154.000 b/d ein. Zusätzlich dazu beförderte TCO per CPC 39.000 b/d nach Atyrau, wo das Öl in Tankwagons verladen wurde. Vgl. Chevron: Caspian Pipeline Consortium Base Operations and Expansion Project, 11.5.2011, <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9NDAYNjkyNnxDaGlsZEIEPTQyNTgzOHxUeXBIPTI=&t=1> (Zugriff 2.8.2011).

¹⁰⁸² Die zusätzlichen Maßnahmen (zur Gaseinspeisung) sind Bestandteil von Phase II des Entwicklungsplanes für das Feld, sie sollen jedoch auch die Erhöhung der Produktion der Anlagen von Phase I ermöglichen.

chen Plänen ausschließlich über bestehende Routen erfolgen soll.¹⁰⁸³ Obwohl am künftigen Bedarf von KCTS nach Regierungsangaben keine Zweifel bestehen, da die existierenden Transportoptionen nicht für die Aufnahme der Produktion von Kashagan und weiteren verhältnismäßig großen Vorkommen im Offshore-Gebiet ausreichen, konnte jedoch aus Moskaus Sicht durch die CPC-Erweiterung zumindest ein Aufschub seiner Implementierung erreicht werden. Somit wurde aus russischer Perspektive vorerst nicht nur die geopolitische Abhängigkeit Kasachstans vom nördlichen Exportkorridor fixiert, sondern auch ein „window of opportunity“ geschaffen, in dessen Rahmen eventuell ein deutlicher Ausbau der über Russland führenden Transportrouten möglich wäre, wodurch wiederum der künftige Umfang transkaspischer Lieferungen limitiert werden könnte. In diesem Kontext müssen auch die bereits am Tag der Verabschiedung der CPC-Expansion bekannt gewordenen Gerüchte interpretiert werden, wonach innerhalb des Konsortiums angeblich Gespräche über die Möglichkeit der zusätzlichen Erweiterung der Leitung geführt wurden. Diese könnte potenziell sogar in Form der Verlegung eines parallelen Stranges erfolgen,¹⁰⁸⁴ was von Chevron noch vor der Verschärfung der Streitigkeiten mit Russland über die Zustimmung zum Erweiterungsprojekt bedacht wurde. Obwohl die gänzliche Untergrabung von KCTS allein schon deswegen unrealistisch ist, weil vier der Kashagan-Partner Beteiligungen an der BTC-Pipeline besitzen und die Nutzung ihrer Transportrechte anstreben, scheint auch aus kasachischer Sicht weiterhin offen zu bleiben, wie viel Öl künftig tatsächlich über den Kaukasus exportiert und ob KCTS mit seiner maximal vorgesehenen Kapazität oder nur in einer eingeschränkten Form umgesetzt werden muss.¹⁰⁸⁵ Aussagen kasachischer Vertreter deuten darauf hin, dass das Land im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie sein Streben nach „geopolitischer Diversifizierung“ von der russischen Kooperationsbereitschaft abhängig machen wird. Entsprechend äußerte sich u. a. der kasachische Premierminister, K. Masimov: „*[Kazakhstan] will transport through the Russian territory so much raw materials as Russia will be able to digest.*“¹⁰⁸⁶ In diesem Zusammenhang kann für Moskau auch die Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline künftig als wichtiges Instrument zur Verringerung der transkaspischen Exportvolumen dienen. In der Tat kam es Ende des Jahres 2011 zwischen russischen und kasachischen Offiziellen zu Verhandlungen über die zeitnahe Erhöhung von Lieferungen leichter kasachischer Ölsorten in Richtung Noworossijsk um zusätzliche 10 Mt/Jahr.¹⁰⁸⁷ Der Wettbewerb um die geografische Verteilung künftiger kasachischer Ölexportvolumen und somit auch um den Einfluss auf bzw. die Beteiligung an den Renteneinahmen des Landes wurde somit aus russischer Sicht keinesfalls abgeschlossen.

3.6 Zusammenfassende Betrachtung

Nach dem Zusammenbruch der UdSSR stellte das über Russland verlaufende Pipelinennetz im Grunde die einzige Exportmöglichkeit für kasachische Ölproduzenten dar. Dessen Kapazitätseinschränkungen führten jedoch dazu, dass die von der Regierung angestrebte Steigerung der Ölförderung nicht ein-

¹⁰⁸³ Ursprünglich wurde mit dem Export von Kashagan-Phase-I über bestehende Routen gerechnet. Im Zuge der Verzögerungen im Rahmen des CPC-Erweiterungsprozesses wurde zwischenzeitlich aber auch eine vorgezogene Umsetzung des KCTS bedacht.

¹⁰⁸⁴ Vgl. Sladkova Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Bulk of Kashagan Output to Flow Through Expanded CPC Pipeline, in: International Oil Daily, 16.12.2010.

¹⁰⁸⁵ Das System soll drei Baustufen besitzen: 23 Mt/Jahr, 38 Mt/Jahr und 56 Mt/Jahr.

¹⁰⁸⁶ Zit. in: Tokarev, Nikolai: KazTransOil and Transneft: sustained partnership, in: KazEnergy, No. 3-4 (39-40), 2010, S. 226-227, hier S. 227.

¹⁰⁸⁷ Transneft versuchte somit auf dieser Route, den Rückgang der russischen Ölsorte „Siberian Light“ zu kompensieren, die nach Primorsk umgeleitet wurde. Vgl. Russia looks to up Kazakh transit to maintain light crude export volume, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2011.

fach durch die Erweiterung existierender Leitungen befriedigt werden konnten, sondern auch den Bau neuer Routen erforderte. Dem Tengiz-Feld, das von Chevron im Rahmen von TCO entwickelt werden sollte, kam hierbei eine entscheidende Rolle zu, da allein sein Produktionspotenzial die kumulierte Kapazität bestehender Exportkanäle übertraf. Der US-Konzern bedingte daher seine Investitionsbereitschaft durch die Lösung der Transportfrage, was durch die explizite Kopplung der Auszahlung der Boni an die Entwicklung einer dezidierten Exportpipeline unterstrichen wurde. Gleichzeitig stand fest, dass ungeachtet des künftigen Produktionspotenzials anderer Onshore-Vorkommen oder der Offshore-Gebiete Tengiz die entscheidende Rolle für die Auslastung der ersten neuen Leitung übernehmen musste und somit entscheidend für die Rückzahlung der Investitionen für ihren Bau wäre. *Somit kann zwischen Tengiz/TCO und der neu zu bauenden Exportinfrastruktur ein Verhältnis der gegenseitigen Abhängigkeit identifiziert werden, das im Grunde entweder deren Entwicklung durch einen Akteur bzw. eine Akteursgruppe mit Beteiligungen an beiden Projekten oder eine enge Kooperation bzw. Interessenskomplementarität zwischen den Projektparteien erforderte.* Mitentscheidend für die Entstehung der Rahmenbedingungen, unter denen die erste kasachische Exportpipeline letztendlich umgesetzt wurde, war dabei die anfangs mangelnde Bereitschaft von Chevron zur Übernahme der Führungsrolle bei deren Bau. Der Konzern versuchte, die finanzielle Belastung und die politischen Herausforderungen des Verhandlungsprozesses zu externalisieren und überließ die Verantwortung der kasachischen Regierung, die jedoch weder über erforderliche Mittel bzw. internationale Kreditwürdigkeit noch Kompetenzen zur Durchführung internationaler Großprojekte verfügte. Keiner der beiden Akteure war bereit, das noch in Sowjetzeiten entwickelte Model zu akzeptieren, wonach die Produktion des Feldes innerhalb Russlands verbraucht würde, da dies keine Hartwährungseinkünfte ermöglichen und die Projektgewinne bzw. Renteneinnahmen schmälern würde. Die neue Exportroute sollte ebenfalls nicht als Teil des Transneft-Netzes konzipiert werden, da Moskau somit absolute Kontrolle über Transportbedingungen (Preise, Volumen) besäße und somit erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des wichtigsten kasachischen Ölprojektes ausüben könnte. Die politische und wirtschaftliche Instrumentalisierung der Abhängigkeit wäre vorprogrammiert. Die negativen Erfahrungen, die Kasachstan bereits kurz nach dem Erlangen der Unabhängigkeit mit der Quoten- und Tarifpolitik Russlands machte (u. a. Einführung einer hohen Hartwährungskomponente), bekräftigten die Entscheidung zur Notwendigkeit der „geoökonomischen Diversifizierung“ zum russischen Netz. Die russische Seite war dabei zu diesem Zeitpunkt ohnehin nicht in der Lage, den Bau einer neuen großen Exportleitung zu finanzieren. Aus diesen Gründen sah sich Kasachstan bei der Umsetzung des Vorhabens gezwungen auf externe Partner zurückzugreifen, die sich in Form des omanischen Unternehmens OOC unter der Leitung von John Deuss anboten. Dieser genoss wegen seiner Rolle bei den Verhandlungen über die TCO-Gründung auch das notwendige Vertrauen der kasachischen Führung. Die anschließende Entscheidung über den Streckenverlauf der Pipeline wurde auf der Grundlage wirtschaftlicher und geopolitischer Faktoren getroffen. Von den bedachten Routen stellte die Alternative mit dem Endpunkt in Noworossijsk die kommerziell attraktivste Variante dar. Dies galt nicht nur aus Sicht der Regierung und OOC, sondern wurde auch durch die Haltung von Chevron bestätigt. Pfadabhängigkeitseffekte, die durch das Bestehen eines Teils der benötigten Infrastruktur gegeben waren, unterstrichen die wirtschaftlichen Vorzüge zusätzlich. Anders als Alternativen, die über das Kaspische Meer, den Kaukasus oder Iran verliefen, war sie auch mit keinen sicherheitspolitischen (diverse Konflikte im kaukasischen Raum – Georgien, Aserbaidschan), legalen (Status des Kaspischen Meers) oder außenpolitischen (US-Politik gegenüber dem Iran) Einschränkungen verbunden und bezog lediglich ein Transitland ein, wovon man sich eine Reduzierung der Verhandlungskomplexität erhoffte. Sie reflektierte gleichzeitig bestehende geopolitische Rahmenbedingungen, die aus kasachi-

scher Sicht die Notwendigkeit der Berücksichtigung russischer Interessen bei der Wahl der Exportroute unterstrichen. Denn obwohl Nasarbajew bereits früh die Bereitschaft zur Diversifizierung der Transporttrassen verkündete, war er sich jedoch gleichzeitig der geografischen Lage seines Landes und der innen- und wirtschaftspolitischen Einflussmöglichkeiten Moskaus bewusst. *Die angestrebte geoökonomische Diversifizierung vom Transneft-Netz darf daher nicht mit einem Verlangen nach einer (geo-)politischen Abkehr von Russland gleichgesetzt werden.* Im Gegenteil, Kasachstan war sehr wohl an einer Intensivierung politischer und wirtschaftlicher Kooperation mit Moskau selbst in Form enger Integrationsbündnisse interessiert, wollte jedoch gleichzeitig eine möglichst große Autonomie bei der Entwicklung seines wertvollsten Industriezweiges bewahren. Der Streckenverlauf der Pipeline über Russland konnte aus kasachischer Sicht die Loyalität gegenüber dem nördlichen Nachbarn beweisen und ihn über Transportgebühren auch eingeschränkt an kasachischen Renteneinkünften partizipieren lassen. Da es sich jedoch um eine von Transneft unabhängig verwaltete Leitung handeln sollte, würde die direkte russische Einflussnahme auf die Transportbedingungen und somit die Entwicklung des kasachischen Ölsektors verhältnismäßig gering bleiben. *Eine unabhängig betriebene Pipeline zwischen Tengiz und Noworossiysk stellte somit aus kasachischer Sicht die kommerziell und politisch vorteilhafteste Lösung dar.* Gleichzeitig kann festgehalten werden, dass alle zu dieser Zeit auf kasachischer Seite bestehenden Überlegungen über alternative Exportprojekte grundsätzlich als Ergänzungen bzw. Zweitpipelines zur russischen Hauptroute galten und erst im Anschluss an diese entwickelt werden sollten. Dies zeichnete sich letztendlich auch in der kasachischen Einstellung gegenüber den in der Folgezeit wiederholt verzeichneten Versuchen der US-Regierung zur Einbeziehung des Landes in Russland umgehende Exportprojekte sowie in den Verhandlungen mit dem Iran ab. *Die „Balancing“-Strategie, die sich im politischen Ansatz des „Multiverktoralismus“ und der multiplen Pipelinepolitik widerspiegelte, wurde somit von Beginn an durch das außenpolitische Bandwagging-Verhalten gegenüber Russland limitiert.*

Für den Bau der Exportinfrastruktur wurde auf der Grundlage eines intergouvernementalen Abkommens zwischen Oman und Kasachstan ein internationales Konsortium (CPC) gegründet, das auch Länder und Unternehmen beinhalten sollte, über deren Territorien sie verlaufen oder aus deren Produktion sie gespeist werden sollte. Dies führte schließlich zur Aufnahme von Russland in die Projektgesellschaft, wogegen Chevron zuerst nur Interesse an Lieferungen nach der Inbetriebnahme der Leitung, aber keine aktive Rolle an ihrer Entwicklung anstrebte. Aus wirtschaftlichen Gründen (Skaleneffekte) bemühte sich das Pipelinekonsortium, auch Aserbaidschan zu gewinnen, dies scheiterte jedoch wegen der außenpolitischen Ausrichtung des Landes.

Die Umsetzung des Pipelineprojektes wurde in der Folgezeit durch mehrere Faktoren verhindert, die ihren Ursprung insbesondere in den divergierenden Interessen der Akteure hatten. Die durch die Forderungen von OOC und Russland geprägte gemeinsame Verhandlungsposition von CPC war für Chevron, den einzigen Produzenten, der die Auslastung der Pipeline auf ihrem gesamten Streckenverlauf garantieren konnte, inakzeptabel. Denn die russische Präferenz für ein doppelstufiges-Anteilssystem würde den Konzern bzw. jeden Ölproduzenten zum Mitglied zweiter Klasse ohne Mitgestaltungsrechte degradieren. Das russische Interesse war sowohl innen- als auch außenpolitisch verankert und stützte sich offiziell auf die geltende gesetzliche Praxis, wonach die Beteiligung privater Unternehmen am Betrieb von Exportpipelines nicht gestattet werden durfte. Denn durch die Aufrechterhaltung staatlicher Kontrolle über das Pipelinennetz konnte mehr Einfluss auf den (privatisierten) Ölsektor ausgeübt werden und somit auch eine Steuerung des Binnenmarktes erfolgen. Durch die CPC sollte daher kein Präzedenzfall entstehen, auf den sich einheimische Ölproduzenten berufen könnten. Gleichzeitig wurde die Transportinfrastruktur früh als Instrument außenpolitischer und -

wirtschaftlicher Macht- und Interessensdurchsetzung im postsowjetischen Raum identifiziert, das sowohl in Beziehungen mit Energieproduzenten als auch Energiekonsumenten genutzt werden konnte. Ein Interesse an der transportpolitischen Emanzipation Kasachstans war somit nicht gegeben. Daher kann unterstellt werden, dass Russland durch das Festhalten an einer Forderung, die für Chevron unannehmbar war, die Umsetzung des Projektes sabotieren bzw. möglichst lange verzögern wollte. Denn die neue Pipeline sollte kasachisches Öl in Richtung Europa ohne Einschränkungen der russischen Quotenregelungen befördern, somit zur Steigerung des Wettbewerbs auf dem wichtigsten Absatzmarkt führen und letztendlich kommerzielle Interessen eigener Produzenten schädigen. Darüber hinaus versuchte Moskau, die Zustimmung zum Bau als Hebel zur Erpressung der Beteiligung eigener Konzerne an kasachischen Vorkommen zu nutzen. Gleichzeitig war die omanische Seite nicht bereit, sich – wie von Chevron gefordert – proportional zur Anteilsgröße an den Projektkosten zu beteiligen. Das Interesse von OOC bzw. Deuss war kommerzieller Natur und zielte auf die Gewinnmaximierung bei möglichst geringer Risikobelastung ab. Letztere sollte in Form von Durchleitungsgarantien vollständig auf Ölproduzenten bzw. Pipelinenutzer abgewälzt werden. Da OOC selbst über keine relevanten Beteiligungen im kasachischen Ölsektor verfügte, war es hiervon nicht betroffen. Aus demselben Grund galt, dass OOC/Deuss Gewinne primär aus dem Pipelinebetrieb beziehen wollte und somit jeder Zeit eine gegen die Interessen der Ölproduzenten stehende Tarifpolitik einschlagen könnte. In Kombination waren die russischen und omanischen Forderungen aus Sicht von Chevron mit unverhältnismäßig hohen Investitionsrisiken verbunden und führten zu einer Verweigerung der Zusammenarbeit. Aber auch die kasachische Seite selbst trug zur Entstehung der Problemlage bei, wobei dies neben mangelnden Erfahrungen insbesondere auch durch die anfänglich fehlende Bereitschaft von Chevron zur Übernahme größerer Verantwortung für den Pipelinebau bedingt war. Kritisch müssen hier mehrere Aspekte gesehen werden. So erhielt CPC Exklusivrechte für die Umsetzung der Exportleitung aus Kasachstan, wodurch das Konsortium in Verhandlungen mit Ölproduzenten aus einer monopolistischen Position auftreten konnte. Gleichzeitig wurde OOC innerhalb des Konsortiums in Fragen der technischen Ausgestaltung des Exportprojektes, der Sicherung der Finanzierung und nicht zuletzt auch der Verhandlungsführung mit Ölproduzenten eine unverhältnismäßig wichtige Rolle verliehen. Da das Unternehmen keine relevanten Produktionsanteile im kasachischen Ölsektor besaß und somit vom Exportengpass nicht direkt betroffen war, konnte es in Gesprächen auf Zeit spielen und eine erpresserische Haltung zur Maximierung seiner Vorteile einnehmen. Darüber hinaus wies Kasachstans Elite bis zum Herbst 1994 keine einheitliche Haltung auf und schwankte zwischen der Position des Konsortiums (Premierminister, Energieminister) und Chevrons (Präsident). Auch wenn beide Lager grundsätzlich das Interesse an einer möglichst schnellen Lösung der Exportfrage besaßen, behinderte die Spaltung letztendlich ein effektives Vorgehen. Die Druckmöglichkeiten auf Chevron waren dabei aufgrund der Pionierrolle des Konzerns im kasachischen Ölsektor und der Bedeutung von Tengiz für die kasachische Ölindustrie verhältnismäßig limitiert. Der Konzern stellte für die Regierung zudem einen natürlichen Verbündeten dar. Denn ähnlich wie Chevron besaß auch die kasachische Seite grundsätzlich das Interesse an möglichst geringen Transportkosten, da sie ihre Renten primär aus Dividenden und Steuern der Produzenten bezog. Gleichzeitig konnten durch die Beteiligung Chevrons bzw. weiterer Ölunternehmen als vollwertiger Konsortialmitglieder am besten produzentenfreundliche Transportbedingungen gewährleistet werden, wodurch Voraussetzungen für die stabile Entwicklung des Ölsektors gelegt würden. Denn im Umfeld verhältnismäßig niedriger Ölpreise und limitierter Exportkapazitäten stellte gerade die Transportfrage die wichtigste Herausforderung dar, mit der sich im kasachischen Ölsektor tätige Unternehmen auseinandersetzen mussten. Erst innenpolitische Umbrüche, die sich nach außen in der Restrukturierung der Regierung äußerten

und als Teil eines Machtkampfes um die Stärkung der Rolle des Präsidenten verstanden werden müssen, trugen letztendlich zur Konsolidierung der kasachischen Verhandlungsposition bei.

Nach anfänglicher Zurückhaltung wurde auch Chevron bewusst, dass es eine aktive Rolle bei der Entwicklung des Exportkanals für seine weltweit wertvollste Beteiligung übernehmen musste. Im Anschluss an den Regierungswandel kam es daher zur Allianzbildung zwischen Chevron und Kasachstan hinsichtlich der Kooperation bei der Umsetzung der Transportinfrastruktur. Im Handeln der Akteure kann dabei eine Doppelstrategie erkannt werden, die gleichzeitig Elemente der Balancing- und Bandwagoning-Taktik vereinte. Erstere sollte durch die Einbeziehung zusätzlicher großer Produzenten neben der finanziellen Lastenteilung auch eine erhebliche Stärkung des politischen Gewichts der Unternehmensgruppe in Form einer größeren außenpolitischen Unterstützung durch ihre Heimatregierungen, insbesondere der amerikanischen, herbeiführen. Die Beteiligung von Mobil am Tengiz-Feld auf Kosten des kasachischen Regierungsanteils und sein Involvieren in den Pipelineprozess muss klar in diesem Kontext gewertet werden. Tatsächlich unterstützte die US-Regierung in der Folgezeit diplomatisch mit Nachdruck die Position der Unternehmen und der kasachischen Regierung und behinderte letztendlich auch entscheidend die Aktivitäten von OOC bei der Beschaffung der Projektfiananzierung. Washington besaß nämlich kein Interesse daran, dass das kommerzielle Schicksal von zwei US-Produzenten in Händen einer Privatperson (Deuss) mit fragwürdiger Reputation liegen würde. Das zweite Element der Strategie bestand in der Stärkung des russischen Interesses am Bau der Leitung. Dem Land kam nicht nur aufgrund des Streckenverlaufes, sondern auch der machtpolitischen Stellung die Schlüsselrolle bei ihrer Umsetzung zu und der aus russischer Sicht geringe Vorteil, den es aus dem Projekt bezog, war entscheidend für den langsamen Verhandlungsfortschritt. Dies führte dazu, dass Russland weiterhin vehement die Position von OOC/Deuss gegen den massiven Widerstand von Kasachstan, Chevron und der US-Regierung unterstützte, obwohl sie wegen der Weigerung von Chevron zur Vergabe von Transportgarantien sowie der Kritik internationaler Kreditinstitute keine Erfolgchancen besaß. Verzögerungen bei der Realisierung der Pipeline wurden von Moskau dabei gerne in Kauf genommen, da somit lediglich der Wettbewerb auf dem europäischen Markt aufgeschoben werden konnte. Dies war auch einer der Gründe, wieso Russland die Überbrückungsvorschläge von Nasarbajew, Chevron und der US-Regierung bezüglich der Rehabilitierung bestehender Transneft-Leitungen ablehnte. Darüber hinaus stellten diese keine Lösung für die eigenen Infrastrukturengpässe des Landes dar bzw. würden sie sogar noch verschärfen. Vor diesem Hintergrund unterstützte Moskau den von Deuss als Ausweg aus dem Verhandlungsstillstand konzipierten Zweiphasenplan, der in der Anfangsphase sowohl die russisch-kasachische Quotenpraxis beibehalten als auch zur Verbesserung der russischen Infrastruktursituation beitragen sollte. Der Plan war aber aus kasachischer Sicht gänzlich inakzeptabel, da er zu keiner Verbesserung der eigenen Exportsituation führen würde und keine Garantien für den Bau der durchgehenden Verbindung zwischen Tengiz und Noworossijsk bot. Vor dem Hintergrund dieser Interessenslage sollte die Beteiligung russischer Konzerne am kasachischen Ölsektor und deren Einbeziehen in die Pipelinegruppe die Lobbyposition für die Exportleitung in Moskau stärken und Russland ein direktes Interesse an ihrer Umsetzung verschaffen. Die kasachische Führung war in diesem Zusammenhang sogar bereit, ihre ursprüngliche Haltung aufzugeben, wonach eine russische Beteiligung an den wichtigsten Vorkommen inakzeptabel war. Dieser Wandel war notwendig, da zunehmend ersichtlich wurde, dass sich Russland nicht mit der passiven Rolle eines Transitlandes mit verhältnismäßig geringer Beteiligung an den Renteneinnahmen des kasachischen Ölsektors abfinden wollte und allein schon aufgrund historisch getätigter Investitionen eine größere Beteiligung an kasachischen Ölprojekten als legitimes Recht ansah.

Der Entschluss zum Umbau des ursprünglichen CPC-Konsortiums durch die Aufnahme privater Produzenten und die Entscheidung zugunsten des Baus der durchgehenden Pipeline von Tengiz bis Noworossijsk, wurde letztendlich durch mehrere Faktoren bedingt, die in ihrem Zusammenspiel die blockierenden Akteure zur Aufgabe ihrer Position bewegten. Kasachstan und Chevron gelang es durch die Einbeziehung von Lukoil ins TCO und die Bereitschaft zur Beteiligung weiterer russischer Unternehmen am Pipelinekonsortium in der Tat, Moskaus Interesse am Zustandekommen der Leitung zu vergrößern und somit die Koalition zwischen OOC und Russland zu schwächen. Gleichzeitig war die von Chevron geformte Gruppe bereit, die Pipeline unter für Russland finanziell profitableren Bedingungen zu bauen und zu betreiben, als es OOC anbot. Entscheidend für den Wandel der russischen Einstellung waren jedoch auch außenpolitische Faktoren. Die US-Administration steigerte zwischenzeitlich ihr regionales Engagement und nahm seit Anfang 1995 eine deutliche Präferenz für die BTC-Exportroute ein, über die auch kasachisches Öl exportiert werden sollte. Infrastrukturfragen wurden in diesem Zusammenhang stärker politisiert und entwickelten sich auch in der amerikanischen Strategie zu geopolitischen und geoökonomischen Instrumenten, denen eine wichtige Rolle im regionalen ordnungspolitischen Konzept zukam. Gleichzeitig zeichnete sich auf Seiten von Chevron trotz bestehender Präferenzen für die Route nach Noworossijsk die Bereitschaft ab, im Notfall sein Öl auch über den Kaukasus zu exportieren, wozu auch entsprechende Ideen entwickelt wurden (Kapitel 4.2.5; 4.3). Russland wurde zunehmend bewusst, dass das Verharren auf der Position von OOC das Pipelinekonsortium zum bilateralen russisch-omanischen Unterfangen reduzierte und kasachische Produzenten förmlich zur „geopolitischen Diversifizierung“ drängte. Moskau besaß dabei enormes wirtschaftliches und strategisches Interesse an der Aufrechterhaltung seines Energietransportmonopols und wollte durch eigenes unkooperatives Verhalten nicht das Entstehen alternativer Exportwege fördern. In diesem Zusammenhang muss verdeutlicht werden, dass die Frage kasachischer und aserbaidjanischer Ölexporte nicht nur für Washington, sondern auch für Moskau eng verknüpft war. Denn CPC konnte aus russischer Sicht durchaus auch eine wichtige Rolle beim Transport aserbaidjanischen Öls übernehmen. Davon zeugten wiederholte Initiativen der russischen Regierung und Transnefts, die sogar während der Bauphase die Verbindung der Pipeline mit einer Exportleitung aus Baku anstrebten. Wichtige positive Impulse für die Umsetzung der CPC lieferte auch die US-Administration, die sich durch diplomatische Initiativen zugunsten der Verhandlungsposition der Unternehmen und Kasachstans wiederholt auf höchster Ebene für das Einlenken Russlands einsetzte. Darüber hinaus führte der Tod von Al-Zawawi zu personellen Veränderungen im OOC (Rücktritt von Deuss), sodass die omanische Seite letztendlich eine deutlich kooperative Haltung in Fragen der Restrukturierung des Konsortiums einnahm. Auch dieser Wandel wurde durch das Einwirken der US-Diplomatie begünstigt. Nicht zu unterschätzen, jedoch kaum quantifizierbar, sind auch gute persönliche Beziehungen zwischen Nasarbajew und Jelzin, die in einzelnen Phasen eindeutig einen positiven Einfluss auf die russische Haltung gegenüber der Pipeline hatten. Die beiden letztgenannten Faktoren können zwar nicht als ausschlaggebend angesehen werden, sie unterstützten und beschleunigten jedoch letztendlich den Prozess in einer Phase, in der sich bereits die Annäherung der Verhandlungspositionen abzeichnete.

Auch nach der Entscheidung zur Restrukturierung des Konsortiums Anfang 1996 blieb bis zum tatsächlichen Erbauen der Pipeline noch ein langer Weg. Die endgültige Einigung über Projektdetails wurde zuerst von Transneft behindert, das vom russischen Energieministerium gegen den Willen der Produzenten in die Verhandlungen einbezogen wurde. Der Konzern besaß eigene infrastrukturelle Vorstellungen (Entlastung der Engpässe um Noworossijsk, Nutzung der CPC-Pipeline für Exporte aus Aserbaidjan) und wollte sich auch nicht mit der Rolle des technischen Betreibers abfinden. Auch

der schlechte Führungsstil des von Lukoil nominierten CPC-Generaldirektors und der mutmaßliche Versuch zur Instrumentalisierung der CPC-Verhandlungen hinsichtlich des Zugangs zu kasachischen Offshore-Vorkommen bzw. einer größeren Beteiligung an Tengiz verzögerten den CPC-Prozess. Finanzielle Interessen einzelner russischer Regionen, die sich im Konflikt mit der Zentralregierung über die Aufteilung der Projekteinnahmen befanden und daher die Vergabe notwendiger Genehmigungen verweigerten, wobei sie sich des umweltpolitisch motivierten lokalen Widerstandes gegen das Projekt bedienten, hemmten ebenfalls den Fortschritt. Außenpolitische Faktoren trugen jedoch schließlich erneut zum resoluten Einschreiten der russischen Regierung zugunsten einer schnelleren Umsetzung des Projektes bei. Kontinuierlich laufende diplomatische Bemühungen der USA zur Einbeziehung Kasachstans in das BTC-Projekt und die russische Erkenntnis über die Vorteile der CPC, die u. a. als Instrument zur Verringerung der Abhängigkeit von Transit-Ländern dienen konnte, spielten hierbei eine Rolle. Letztendlich trugen auch technische Schwierigkeiten im Verlauf der Bauarbeiten und die allgemeine Schwerfälligkeit des russischen bürokratischen Apparates zu Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Pipeline bei.

Der 2001 erfolgte Transportbeginn stellte aus kasachischer Sicht einen großen Erfolg im Rahmen des Strebens nach „geoökonomischer Diversifizierung“ dar. In ihrer bestehenden Form bildete die CPC aber nur die erste Stufe eines Exportsystems, dessen Erweiterung im Einklang mit der Steigerung der Transportnachfrage der beteiligten Produzenten erfolgen sollte. Letztendlich basierten auch die Berechnung der wirtschaftlichen Faktoren ihres Betriebes, des Rückzahlungszeitraums der Investitionskosten und der Steuer- und Dividendeneinnahmen der Regierungen auf dem Erreichen ihrer maximalen Kapazität.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen von Pipelineprojekten, die sich durch hohe Kapitalkosten und lange Betriebslaufzeiten auszeichnen, machen diese im besonderen Ausmaß von politischen Risiken abhängig. Bei grenzüberschreitenden Projekten mit mehreren beteiligten staatlichen Akteuren ist die Gefahr der Instrumentalisierung der entstandenen Abhängigkeitsverhältnisse zur nachträglichen Veränderung ökonomischer Parameter zugunsten der von der Nutzung weniger abhängigen Parteien dabei besonders gegeben. Auf diese Herausforderung wird u. a. in einer Studie von UNDP/Weltbank hingewiesen, die die Risiken grenzüberschreitender Pipelineprojekte untersucht. *„Once the pipeline is built it either moves oil and gas between two points or it does not. This complete lack of flexibility makes it a potential hostage to fortune in any negotiations. Furthermore, once the line is built and commissioned, the relative bargaining power of the parties concerned changes, with the result that they may feel disinclined to bow to the discipline of markets or competition. This can encourage opportunistic behavior.“*¹⁰⁸⁸ Dieses Risiko steigt zusätzlich im Umfeld fehlender internationaler Regime zur Regelung von Investitionsbedingungen und spiegelt aus theoretischer Perspektive das von R. Vernon entwickelte Model des „obsolescing bargain“ wider.¹⁰⁸⁹ Demzufolge findet im Zuge stei-

¹⁰⁸⁸ Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 17.

¹⁰⁸⁹ Das Model beschreibt die Veränderung der relativen Verhandlungsmacht von Akteuren im Verlauf des Lebenszyklus eines großen langfristig angelegten privaten Investitionsprojektes. Die Regierung versucht in der Anfangsphase, private Investitionen anzulocken und bietet hierzu vergleichsweise attraktive Bedingungen an bzw. geht auf Forderungen der Unternehmen ein. Nachdem die Investitionen getätigt worden sind, benötigen diese einen verhältnismäßig langen Zeitraum zur Amortisierung und Gewinngenerierung. Da die Anlagen bereits bestehen und die Regierung somit ihr Ziel erreicht hat, kann sie nun auf die Überholung der ursprünglichen Vereinbarung drängen. Die Bandbreite der Maßnahmen reicht hier von der Veränderung der Profitaufteilung bis zur Nationalisierung. Vgl. Vernon, Raymond: Sovereignty at Bay: The Multinational Spread of U.S. Enterprises, New York: Basic Books, 1971, S. 46-53.

gender Kapitalinvestitionen eines kommerziellen Akteurs in einem Land eine Verschiebung in der relativen Verhandlungsmacht vom Investor zugunsten der Regierung statt. Die Anlagen werden aufgrund ihrer Immobilität grundsätzlich zu Geiseln des politischen Regimes transformiert, für das somit erhebliche Anreize zur Veränderung der ursprünglichen Vertragsbedingungen entstehen. Dies kann letztendlich zur Oktroyierung unilateraler Maßnahmen zur Steigerung des Rentenanteils bzw. der Projektkontrolle führen. Dieses Phänomen kann in der Tat auch im Verhältnis von Russland zum CPC-Konsortium nach dem Abschluss der Bauarbeiten beobachtet werden. Denn nahezu parallel zu ihrer Inbetriebnahme wurden von der russischen Föderalen Energiekommission erste Initiativen zur Übernahme der regulativen Hoheit über den russischen Abschnitt der Leitung gestartet, wodurch Forderungen der Regierung nach der Erhöhung der Transporttarife unterstützt werden sollten. Im beschränkten lokalen Ausmaß trifft dies auch auf das Handeln der Stadt Noworossijsk zu, die durch die Ausweitung ihrer Jurisdiktion auf Speichieranlagen des Konsortiums größere finanzielle Vorteile beziehen versuchte.

Nachdem sich bereits kurz nach der Inbetriebnahme der Pipeline eine baldige Überlastung ihrer Kapazität abzeichnete, wollten die Ölproduzenten die vertraglich vorgesehene Expansionsphase einleiten. Der Schritt wurde zuerst durch Auseinandersetzungen zwischen Kasachstan und TCO über die Bedingungen der Produktionsausweitung auf Tengiz verzögert. Nach der Lösung dieser Probleme stand die künftige Auslastung der CPC jedoch außer Frage, sodass bereits im Juni 2003 zwischen allen Konsortialmitgliedern eine Einigung über den Erweiterungsbedarf erreicht wurde. Da die Zustimmung zu den Bedingungen des Expansionsprojektes einstimmig erfolgen musste, besaß jedes Konsortialmitglied diesbezüglich eine Vetoposition. Es war insbesondere Russland, das diese entsprechend des „obsolescing bargain“ Verhaltens instrumentalisieren konnte, da es den geringsten Schaden im Falle von Verzögerungen hinnehmen musste. Die russischen Forderungen waren zuerst nur finanzieller Natur und zielten auf die Steigerung der Profitabilität des Projektes ab. Anders als Ölproduzenten, die ihre Gewinne aus dem Ölverkauf bestreiten und daher an möglichst geringen Transportkosten interessiert waren, sind für Russland möglichst hohe Dividenden und Steuerzahlungen des Konsortiums interessant, sodass es eine Maximierung der Tarife anstrebte. Aus russischer Sicht stellte dies ein legitimes Anliegen dar, das lediglich die Abschaffung vertraglicher Missstände und angeblich diskriminierender Praktiken fokussierte. *„This colonial practice must stop. One has to respect laws of the country of company operation and act in a civilized way. Business must be mutually beneficial. We have had a number of illustrious examples of reviewing terms of our interaction with partners formulated in the early 1990s. I can assure you that our partners understood our reasons perfectly. We agreed to form the Caspian Pipeline Consortium, a pipeline from the Caspian Sea to the Black Sea region. What has been done? Peculiar terms of loans will not bring even minimal profits to Russia within the next 25-30 under the current transit charges. Why did we do that? Obviously, we reacted when we realized the real state of affairs.“*¹⁰⁹⁰ In der Folgezeit weiteten sich jedoch die Forderungen der russischen Regierung gegenüber dem Konsortium deutlich aus, sodass die im Juli 2004 formulierten Bedingungen neben finanziellen Aspekten auch auf eine Steigerung des staatlichen Einflusses in den Entscheidungsgremien abzielten und somit auf einen geopolitischen Kontext der russischen Haltung hinwiesen. Diese Entwicklung trat parallel zu zahlreichen Maßnahmen gegen einheimische und insbesondere ausländische Ölunternehmen auf und kann als Bestandteil einer weitgefassten Strategie (auch als „Putin-Doktrin“ bezeichnet) zur Zentralisierung der Kontrolle über den Energiesektor

¹⁰⁹⁰ Wladimir Putin, zit. in: Business Between Russia, West Must Be Civilized – Putin, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 29.1.2009.

gewertet werden. Diesem wurde insbesondere nach Putins Amtsübernahme eine wichtige Rolle bei der Steigerung des nationalen Machtpotenzials zugeschrieben. Aus der einstigen militärischen Supermacht sollte laut eigenen Vorstellungen mit Hilfe der Energiebranche eine „Energiesupermacht“¹⁰⁹¹ mit überregionalen Gestaltungsansprüchen entstehen. Zur Steigerung des Drucks und Unterstützung der Forderungen wurden von russischer Seite gegenüber dem Konsortium mehrere Instrumente eingesetzt, die Anträge auf Steuerrückzahlungen, angedrohte Lizenzentzüge (auf der Grundlage von Umweltverstößen), Initiativen zur Aufhebung der regulativen Autonomie oder sogar Drohungen zur Einleitung des Konkursverfahrens einschlossen. Moskau wusste sich dabei geschickt finanzieller Schwierigkeiten des Konsortiums zu bedienen, die aus Verzögerungen bei der Auslastung der Pipeline (z. B. verspäteter Anschluss von Karachaganak) oder der Umsetzung des Expansionsprojektes und der daraus folgenden Einnahmeausfälle resultierten. Die russische Seite war dabei an der wachsenden Verschuldung von CPC selbst maßgeblich mitverantwortlich, da sie eigenen Ölproduzenten lange die Schaffung entsprechender Anschlüsse verweigerte. Dies ging einerseits auf kommerzielle Interessen von Transneft zurück, das sich somit gegen Konkurrenz im Öltransportsektor wehrte. Andererseits besaß auch die Regierung ein Interesse am Erhalt der staatlichen Monopolstellung im Bereich des Pipelinetransports, durch den die Kontrolle über den Ölsektor gewährleistet wurde. Als Entschuldigung für das (Nicht-)Handeln diente das rigide Festhalten am Prinzip des gleichen Zugangs russischer Produzenten zu Exportpipelines. In diesem Zusammenhang kann sogar die Vermutung aufgestellt werden, dass das russische Verhalten hinsichtlich der Auslastung der Pipeline und der daraus resultierenden Verschuldung des Konsortiums von Beginn an Teil einer Strategie war, die sein Druckpotenzial erweitern und somit auch seine Verhandlungsposition unterstützen sollte.¹⁰⁹² Die letztendlich in Form von Eisenbahnlieferungen zwischen dem Transneft-Netz und der CPC-Pipeline gefundene Alibi-Lösung¹⁰⁹³ stellt zudem ein Paradebeispiel wirtschaftlicher Ineffizienz dar, wobei die intransparenten Umstände der damit einhergehenden Lizenzvergabe an NaftaTrans selbst den russischen Rechnungshof vom Korruptionshintergrund der Regelung sprechen ließen.

Eine große Herausforderung für das Expansionsprojekt stellte insbesondere die russische Bedingung nach seiner strikten Verknüpfung mit dem Bau der B-A-Pipeline dar. Die im Grunde legitime Forderung nach der Beteiligung kasachischer Produzenten an den Kosten und der Nutzung einer Bypass-Leitung, deren Bau aufgrund der Belastung der türkischen Meerengen und den einhergehenden umweltpolitischen Risiken durchaus erforderlich schien, war jedoch wegen den vorgeschlagenen Rahmenbedingungen für die Unternehmen inakzeptabel und stellte einen erneuten Beweis für die Politisierung von Energietransportprojekten durch Moskau dar. Denn die vorgeschlagene Pipeline entsprach in der angedachten Form einer Verlängerung des Transneft-Netzes bis zum Ägäischen Meer.

¹⁰⁹¹ Hierzu äußerte sich z. B. der Vorsitzende der Duma, A. Kokoschin. Vgl. Kokoschin, Andrej: Russland verwandelt sich in Energiesupermacht, in: *russland.ru*, 19.1.2005, <http://www.russland.ru/ruwir0010/morenews.php?iditem=3144> (Zugriff 20.2.2012); Rahr, Alexander: *Russland gibt Gas: Die Rückkehr einer Weltmacht*, München: Carl Hanser Verlag, 2008, S. 125.

¹⁰⁹² Parallelen können zum Handeln Russlands gegenüber Ländern in Osteuropa und dem GUS-Raum gezogen werden. Demnach duldet Russland bewusst die Verschuldung der Energieabnehmer, um die ausstehenden Zahlungen anschließend als Hebel zur Unterstützung seiner Forderungen nach Beteiligungen an strategischen Energieanlagen zu nutzen. Vgl. Larsson, Robert L.: *Russia's Energy Policy: Security Dimensions and Russia's Reliability as an Energy Supplier*, Stockholm: Swedish Defence Research Academy, 2006, S. 260-288.

¹⁰⁹³ Man kann deswegen von einer Alibi-Lösung sprechen, weil Eisenbahnlieferungen aus den russischen Exportquotenbestimmungen ausgenommen waren. Die Zuweisung der russischen CPC-Quote für die Nutzer des Eisenbahnsystems von NaftaTrans erfolgte dementsprechend auch nicht auf der Grundlage des Prinzips des gleichen Zugangs. Das Argument der Regierung, dass gegen den Bau von Verbindungspipelines eingesetzt wurde, wurde somit durch die Praxis bei der Vergabe der CPC-Quote für die Kunden von NaftaTrans verletzt.

Die zuvor erreichten Vorteile der „geoökonomischen Diversifizierung“ wären somit aus kasachischer Sicht zumindest für einen Teil der CPC-Exporte verloren.

Astana versuchte durch wiederholte diplomatische Initiativen, ein Einlenken Russlands zu erzielen und eine gemeinsame Position zu finden. Die Überschneidungen beschränkten sich aber auf wenige Punkte (z. B. Senkung der Kreditzinssätze, Ablehnung der „make ready costs“-Forderungen). Da die kasachische Seite hauptsächlich von der Besteuerung der Gewinne aus dem Ölverkauf bzw. Dividendenzahlungen der Ölproduzenten profitierte und selbst einen großen Nutzer der CPC darstellte, war sie nicht an einer erheblichen Steigerung der Transportkosten interessiert. Skepsis bestand auch in Bezug auf Maßnahmen zur Steigerung der russischen Einflussmöglichkeiten in den Entscheidungsgremien. Russland bestand jedoch auf der möglichst vollständigen Erfüllung seiner Forderungen, sodass es weder die Kompromissvorschläge der Produzenten noch die Ergebnisse der bilateralen russisch-kasachischen Verhandlungsrunden als ausreichend ansah. Die unzureichend geregelten Handlungsbefugnisse russischer Vertreter in den Konsortialgremien führten gleichzeitig dazu, dass die Verhandlungen nicht effektiv geführt und bereits geschlossene Punkte von höheren politischen Ebenen aufgehoben bzw. missachtet wurden. Eine effektive russische Verhandlungsweise konnte erst im Zuge der Übertragung der Verwaltung der staatlichen Konsortialanteile an Transneft erreicht werden. Die harte Position schien sich dabei aus russischer Sicht durchaus auszuzahlen, denn die Ölproduzenten sahen sich letztendlich gezwungen nacheinander auf alle Forderungen einzugehen, inklusive der anfänglich als inakzeptabel betrachteten Tarifierhöhung und Veränderung der Entscheidungsgremien.¹⁰⁹⁴ Sie rückten sogar von ihrer ursprünglichen Bedingung ab, wonach eventuelle Anpassungen erst in Folge der russischen Zustimmung zum Expansionsprojekt in Kraft treten sollten. Russland konnte somit Erfolge verbuchen, bevor es selbst Zugeständnisse einging, was letztendlich immer neue Begehrlichkeiten weckte, die die politischen und wirtschaftlichen Kosten der Erweiterung für die Ölproduzenten und Kasachstan in die Höhe trieben. Letzten Endes zeigten sich sowohl die kasachische Regierung als auch Chevron sogar zur Beteiligung am Bau der von Russland bevorzugten Bypass-Pipeline bereit. Kasachstan akzeptierte dabei zu einem Zeitpunkt, als die schnelle Realisierung der B-A-Leitung noch aussichtsreich erschien, selbst die russische Forderung nach der parallelen Umsetzung beider Vorhaben, obwohl es auch eine direkte Einbeziehung in das Projekt forderte. Die Bosphorus-Bypass-Frage stellt zudem einen Bereich dar, in dem die kasachische Bandwagonging-Strategie auf besonders ausgeprägte Art zur Geltung kam. Denn das Land reservierte nicht nur sein Öl für eine russische Bypass-Option, es verweigerte trotz vorangegangenen Interesse auch die Teilnahme an Projekten, die Russlands strategische Interessen verletzten. Chevron und andere Ölproduzenten lehnten jedoch jegliche Verpflichtungen zur parallelen Umsetzung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der B-A-Pipeline aufgrund der Gefahr weiterer Verzögerungen und der diskriminierenden Teilnahmebedingungen gänzlich ab. Die russische Forderung nach der Verknüpfung beider Projekte bildete für die Unternehmen letztendlich eine rote Linie, zu deren Überschreitung sie nicht mehr bereit waren.

Moskaus Position in den CPC-Verhandlungen beeinflusste zunehmend die Bereitschaft kasachischer Produzenten zur Nutzung des russischen Transportkorridors. Dies betraf zuerst die Einstellung der Unternehmen, die erst künftig über Ölvolumen verfügen sollten und noch nicht durch getätigte Infra-

¹⁰⁹⁴ Nur die russische Forderung nach der Einführung des flexiblen Tarifgestaltungsmechanismus wurde nicht akzeptiert. Da die Unternehmen der Erhöhung der Tarife auf die vertraglich festgelegte Obergrenze zustimmten, kann im Prinzip auch diese Bedingung als erfüllt betrachtet werden (dies gilt zumindest unter der Voraussetzung, dass auch der flexible Mechanismus bestehende Vertragsbestimmungen bezüglich der Tarifobergrenze respektieren würde).

strukturinvestitionen an eine konkrete Route gebunden waren. Ein Beispiel hierfür stellt Agip KCO dar, das sich bei der Wahl der Hauptexportroute gegen eine russische Option aussprach, obwohl anfänglich sogar die Möglichkeit von zwei Hauptexportrouten – eine davon über Russland – bedacht wurde. Verzögerungen im CPC-Erweiterungsprozess zwangen jedoch zunehmend auch Unternehmen, die bereits am Pipelinekonsortium beteiligt waren und sich mit anstehenden Produktionszuwächsen konfrontiert sahen, insbesondere TCO, zur Entwicklung von Übergangslösungen. Die Kooperation zwischen TCO und Agip KCO war aufgrund beidseitiger Präferenz für transkaspische Öllieferungen und der Überschneidung der Gruppen (ExxonMobil und KMG sind Mitglieder beider Projekte) naheliegend. Immer neue russische Forderungen und das starre Festhalten an der Verbindung der CPC-Erweiterung mit dem Bau der B-A-Pipeline führten schließlich dazu, dass der wichtigste Nutzer der CPC-Pipeline – Chevron – am Zustandekommen des Expansionsprojektes ernsthafte Zweifel zu hegen begann und eine dauerhafte Alternative zur CPC suchte. Die transkaspischen Exportpläne der kasachischen Regierung, die zuerst primär die Exportanforderungen von Kashagan abdeckten, wurden daraufhin umdefiniert, sodass die angepasste Kapazität des maritimen Transportsystems (KCTS) das kombinierte Fassungsvermögen aller bis dahin über Russland führenden kasachischen Exportleitungen ausgleichen sollte.¹⁰⁹⁵ Die ernsthafte Gefahr, dass es seine dominante Stellung im kasachischen Ölexportgeschäft verlieren könnte, zwang Russland letztendlich zum Einlenken. Moskau selbst wurde dabei ebenfalls bewusst, dass das Beharren auf dem parallelen Umsetzen der CPC-Erweiterung mit der B-A-Pipeline wegen wachsender bulgarischer Vorbehalte gegen Letztere unhaltbar war, was den Verzicht auf diese Forderung begünstigte. Die mit den kasachischen Produzenten hinsichtlich der B-A-Leitung zuerst erreichte Einigung beschränkte sich auf eine vage Absichtserklärung zugunsten ihrer künftigen Nutzung, wobei die gänzliche Abkehr Bulgariens vom Projekt auch diese später obsolet machte.

Im Einklang mit dem wirtschaftswissenschaftlichen Konzept der „bestreitbaren Märkte“ kann in Bezug auf den Verlauf der Verhandlungen über die CPC-Erweiterung festgehalten werden, dass es nicht erforderlich ist, eine bereits funktionierende Transportalternative zu besitzen, um Einfluss auf das Agieren eines Akteurs nehmen zu können. Bereits die glaubhafte Androhung der Entwicklung (d. h. des Markteintritts) einer Konkurrenzlösung kann ausreichend sein, um das Verhalten des Marktbestimmenden Subjektes maßgeblich zu beeinträchtigen. Hinsichtlich des russischen Handelns stellte die Gefahr der Entwicklung einer Transportalternative zur CPC somit eine Einschränkung für sein „obsolescing bargain“-Verhalten dar.¹⁰⁹⁶ Da die Schwelle für die Entwicklung einer zusätzlichen Transportroute für Unternehmen, die bereits erhebliche Investitionen in den Bau einer Leitung getätigt haben, sehr hoch ist, konnte Russland anfänglich enorme Forderungen stellen. Die Inbetriebnahme der Erweiterungsstufen auf Tengiz und die unnachgiebige russische Haltung bezüglich der CPC ließen Chevron jedoch keine Wahl, denn die zur Überbrückung konzipierten Eisenbahnexporte in Richtung Ukraine und über den Kaukasus waren nicht als längerfristige Lösungen geeignet und mit beträchtlichen Mehrkosten gegenüber der Nutzung einer Pipeline verbunden. Chevron beteiligte sich

¹⁰⁹⁵ Die CPC konnte etwa 28,5 Mt/Jahr aus Kasachstan befördern. Die Kapazität der Atyrau-Samara-Pipeline lag bei 17,5/Jahr, die der Machatschkala-Noworossijsk-Pipeline bei etwa 4-5 Mt/Jahr und zusätzlich konnten noch bis zu 5 Mt/Jahr Kondensat nach Orenburg geliefert werden. KCTS sollte bis zu 56 Mt/Jahr befördern können.

¹⁰⁹⁶ Laut dem Konzept wirkt auf einem bestreitbaren Markt (d. h. einem Markt ohne Eintrittshemmnisse) bereits die Aussicht auf den Markteintritt eines Konkurrenten auf den Marktinhaber (Monopolisten) disziplinierend. Vgl. Stevens, Paul: Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003, S. 24; Cezanne, Wolfgang: Allgemeine Volkswirtschaftslehre, München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2005, S. 167.

daher aktiv an der Konzipierung von KCTS und signalisierte Moskau, dass jede weitere Verzögerung im CPC-Erweiterungsprozess zu seiner dauerhaften Abkehr von dem Projekt führen würde. Sowohl Kasachstan als auch Chevron machten aber auch wiederholt deutlich, dass die CPC-Expansion ihre bevorzugte Lösung bildet und sie sich erst durch die russische Haltung zur Konzipierung von Alternativen gezwungen sahen. *Somit handelte es sich hierbei um keine offensive (Balancing-)Strategie, die Russland zur Erfüllung eigener Bedingungen zu zwingen versuchte, sondern vielmehr um ein defensives Vorgehen, das nach zahlreichen eingegangenen Zugeständnissen einen Ausweg aus einer zunehmend prekären Transportlage herbeiführen sollte.*

Russlands Einlenken in Fragen der Erweiterung der CPC-Pipeline erfolgte nach der vorangegangenen Erfüllung seiner gesamten Forderungen und war somit mit einer deutlichen Verbesserung seiner Beteiligung an den Renteneinnahmen und der Konsortialkontrolle verbunden. Letzteres wurde zusätzlich durch den Erwerb der omanischen Anteile bekräftigt, sodass Russland mittlerweile als einziges Mitglieder über eine Blockademinderheit verfügt. Dies stellt einen strategischen Erfolg gegenüber Kasachstan dar und hat gleichzeitig eine symbolträchtige Bedeutung, denn Transneft (als Verwalter der russischen Anteile) nimmt somit eine entscheidende Rolle in einem primär für Kasachstan bestimmten Exportprojekt ein. Die Festigung der russischen Position im Konsortium wurde durch den Austritt von BP, dessen Anteile zum Großteil von Lukoil erworben wurden, zusätzlich untermauert.¹⁰⁹⁷ Obwohl es sich hierbei um ein privates Ölunternehmen handelt, bestätigte bereits das Abstimmungsverhalten russischer Konzerne im Verlauf der CPC-Verhandlungen, dass der Kreml bei Bedarf deren Verhaltenskonformität auch gegen ihre kommerziellen Interessen einfordern kann. Letztendlich trug auch der Austritt BPs erheblich zur Verzögerung bei der Pipelineexpansion bei, obwohl dies in einer Phase erfolgte, in der die politischen Widerstände bereits überwunden waren.

An dieser Stelle kann festgehalten werden, dass die CPC-Pipeline die mit Abstand wichtigste kasachische Exportleitung darstellt und ungeachtet der Verzögerungen, die ihrem Bau und der Entscheidung zugunsten der Erweiterung vorangingen, als großer Erfolg der kasachischen Führung und der Ölproduzenten bei der Entwicklung der Ölexportinfrastruktur gewertet werden muss. Trotz der Beteiligung von Transneft am Konsortium in Form der Verwaltung russischer Regierungsanteile, stellt CPC die einzige über russisches Territorium verlaufende unabhängig betriebene Ölexportleitung dar. *Ungeachtet der von Moskau durchgesetzten Veränderungen bei der Zusammensetzung der Konsortialgremien und der Steigerung der russischen Anteilsbeteiligung erfüllt sie weiterhin die primäre Prämisse der pragmatisch ausgerichteten kasachischen geoökonomischen Diversifizierungspolitik, die in der Verringerung der Abhängigkeit vom russischen bzw. Transneft-Pipelinesystem und nicht in der Abkehr von Russland zu sehen ist.* Und das obwohl dies aus kasachischer Sicht mit der Akzeptanz einer an Russland zu entrichtenden „geopolitischen Rente“ (siehe Kapitel 3.3.9) verknüpft ist, die im Zuge des Erweiterungsprozesses angehoben wurde. Entscheidend ist, dass das über die CPC transportierte Öl den russischen Quotenbestimmungen entzogen wird. Das Bestehen der „Quality Bank“ gewährleistet gleichzeitig die Aufrechterhaltung der Ölqualität und somit die Maximalisierung der Renteneinkünfte. Grundsätzlich stellt die CPC somit ein Instrument dar, das zur Emanzipierung der kasachischen Ölindustrie von Transneft und der Reduzierung der Abhängigkeit von den Entwicklungen im russischen Ölsektor beiträgt und insbesondere für Produzenten hochwertiger Ölsorten die derzeit ökonomisch vorteilhafteste Exportroute bildet (Kombination der Transportkosten und des erzielten Ölverkaufspreises). Bereits ihre Entstehung trug zur deutlichen Verringerung der allgemeinen Transportgrenz-

¹⁰⁹⁷ Lukoil erwarb Anteile von BP an LukArco (entsprach 5,75 Prozent am CPC), KMG erwarb Anteile von BP an KPV (0,875 Prozent am CPC).

kosten aus Kasachstan bei, sodass auch die an ihrer Nutzung nicht beteiligten Produzenten indirekt Vorteile genießen konnten. Ein ähnlicher Effekt wird auch die zukünftige Erweiterung ihrer Kapazität begleiten. Die erfolgreiche Umsetzung des Expansionsprojektes wird nicht nur eine günstige Exportmöglichkeit für die kontinuierlich wachsende Produktion des Tengiz-Feldes (aber auch anderer bereits produzierender Vorkommen) bieten, sondern auch einen Transportkanal für die erste Phase des Kashagan-Feldes eröffnen. Aus kasachischer Sicht schafft die Pipeline somit eine maßgebliche Voraussetzung für die künftige Entwicklung des einheimischen Ölsektors und sichert auch den Anstieg der staatlichen Renteneinnahmen. Gleichzeitig fixiert sie die geopolitische Abhängigkeit des Landes von Russland, was insbesondere für Moskau von strategischer Bedeutung ist.

Tabelle 28: Kasachischer Ölexport auf über Russland führenden Pipelinerouten (in Mt)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Atyrau-Samara	10,585	11,754	14,500	14,007	14,200	15,000	15,175	15,595	15,975	16,769	17,504	15,301	15,427
CPC	-	-	0,933	11,131	14,778	22,365	24,480	24,360	25,566	25,839	27,525	28,467	28,439
Karachaganak-Orenburg	3,067	4,077	3,806	4,931	5,267	4,359	2,183	2,370	2,549	2,460	1,784	1,995	1,211
Machatschkala-Noworossijsk	-	0,875	1,200	2,355	3,068	3,730	3,717	3,429	4,200	4,517	3,815	3,878	3,833
Kasachstan Gesamt	23,674	27,713	32,378	39,334	44,265	52,419	52,405	57,100	60,796	62,803	68,100	71,200	71,360

Quelle: Результаты деятельности КТК-Р, К в области охраны окружающей среды <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!ru/tabID!3367/DesktopDefault.aspx>; Kazmortransflot: Финансовые показатели <http://www.kmtf.kz/articles/view/14>; IHS Database; Eigene Berechnungen und Schätzungen.

Neben „geoökonomischer Diversifizierung“ war Kasachstan im Verlauf des Untersuchungszeitraums aber auch kontinuierlich bemüht, die für das russische Pipelinennetz geltenden Transportbedingungen zu verbessern. Das Idealziel in Form eines transparenten, nicht-diskriminierenden und marktkonformen Zugangs zu diesem Leitungssystem inklusive einer international geregelten Streitschlichtung musste jedoch aufgrund des russischen Widerstandes gegenüber dem Energiecharta-Vertrag sehr früh aufgegeben werden. Das Scheitern dieser von der EU angestoßenen intergouvernementalen Initiative zwang Kasachstan in der Folgezeit, die Missstände beim Zugang und der Nutzung des Transneft-Netzes im Rahmen bilateraler Verhandlungen mit Russland zu behandeln. Primär fokussiert wurde anfänglich die absolute Anhebung der Transitquote, insbesondere für Märkte außerhalb Russlands und der GUS. Um die Planungssicherheit für die Investoren zu steigern, wurde auch der Abschluss eines langfristigen Transitabkommens angestrebt. Darüber hinaus wurde die Abschaffung diskriminierender Praktiken im Bereich der Transporttarife und anderer mit der Ölbeförderung verbundenen Dienstleistungen gefordert. Nicht zuletzt wurde die Einführung eines Kompensationsmechanismus angestrebt, der kasachischen Produzenten den vollen Marktwert ihres Öls gewährleisten würde. In nahezu allen Punkten konnten letztendlich Fortschritte erreicht werden, auch wenn man auf deren Umsetzung zum Teil sehr lange warten musste.

Die anfängliche Abneigung gegenüber der Steigerung kasachischer Transitvolumen, die auf der russischen „Null-Summen-Spiel“-Denkweise bezüglich der Verteilung von Pipelinekapazitäten und Marktanteilen fußte, wurde von Moskau in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre abgelegt. Dies war einerseits mit dem wachsenden Bewusstsein über die kommerziellen Vorteile der Transitlieferungen verbunden. Gleichzeitig bestand jedoch im Sinne der Logik der „bestreitbaren Märkte“ für Russland die Gefahr, dass das „window of opportunity“ für das Transitgeschäft mit kasachischem Öl geschlossen würde und kasachische Produzenten durch die russische Haltung zur Entwicklung und stärkeren Nutzung konkurrierender Routen gezwungen sein könnten. Die erfolgreichen Bemühungen von Chevron beim Export seiner Tengiz-Produktion über den Kaukasus (Beginn 1997) verdeutlichten, dass Produ-

zenten im Falle fehlender Alternativen auch kostspielige und komplizierte Routen in Anspruch zu nehmen bereit waren. Erfolge bei der Entwicklung der CPC, der Kasachstan-China-Leitung, der transkaukasischen Eisenbahnroute, der BTC, aber auch die Nutzung der iranischen Swap-Route steigerten im Verlauf des Untersuchungszeitraums aus russischer Sicht den Wettbewerb um kasachisches Öl. Darüber hinaus waren einige dieser Projekte mit einer politischen und wirtschaftlichen Penetration des zentralasiatischen Raumes durch andere Mächte verbunden, was je nach Akteur im unterschiedlichen Ausmaß gegen strategische Interessen Russlands verstieß. Vor diesem Hintergrund zeigte sich Moskau deutlich kooperativer gegenüber kasachischen Forderungen und handelte somit nicht zuletzt gegen den Widerstand eigener Ölproduzenten. Die erreichten Zugeständnisse waren jedoch nicht altruistisch und die Entscheidungen über konkrete Destinationen kasachischer Lieferungen wurden stets auch mit Rücksicht auf russische Interessen im GUS-Raum getroffen (Moskau konnte somit KMG an Übernahmen von Raffinerien behindern). Positiv aus kasachischer Sicht war, dass es nicht nur zur kontinuierlichen Anhebung der Gesamttransitquote kam, die von 7 Mt im Jahr 1998 auf 22,5 Mt im Jahr 2009 anstieg¹⁰⁹⁸, sondern auch zur deutlichen Erhöhung des Anteils der Exporte auf „far abroad“-Märkte. Bildete die Transitquote für diese Marktkategorie mit etwa 3,5 Mt bis zum Jahr 1998 lediglich 50 Prozent der Pipelinetransportrechte, wurden im Jahr 2009 21,25 Mt¹⁰⁹⁹ der kasachischen Lieferungen über das Transneft-Netz außerhalb der GUS verkauft. Dies bedeutet nicht etwa, dass kasachische Ölexporte an russische Abnehmer eingestellt wurden. Kasachische Lieferungen nach Russland werden mit den russischen nach Kasachstan verrechnet, sodass beide Länder die Versorgung ihrer Binnenmärkte durch geografisch bzw. infrastrukturell besser gelegene Vorkommen des Nachbarn optimieren können. Insbesondere für Kasachstan, das bis zur Eröffnung des Kenkiyak-Kumkol-Segments der Kasachstan-China-Pipeline im Jahr 2009 (Kapitel 5.3.25) keine durchgehende Verbindung zwischen seinen westlichen Produktionsgebieten und den östlichen Verbraucherzentren besaß, ist dies zweifellos vorteilhaft. Astana war im Jahr 2002 auch erfolgreich bei der Durchsetzung seiner Forderung nach der Schaffung eines langfristigen vertraglichen Rahmens, der den Transit regeln und den Produzenten somit mehr Planungssicherheit ermöglichen sollte. Trotz positiver Entwicklungen konnten kasachische Erwartungen bezüglich der absoluten Transitmengen jedoch nicht gänzlich erfüllt werden. Insbesondere hinsichtlich der Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline wurden nur Teilerfolge verbucht. Nach dem Beschluss zur Anhebung ihrer Kapazität von 10,5 Mt/Jahr auf 15 Mt/Jahr im Jahr 2000 konnte der von Kasachstan in der Folgezeit geforderte weitere Ausbau auf 25 oder sogar 30 Mt/Jahr nicht durchgesetzt werden. Dies ging weniger auf strategische russische Beweggründe, sondern eher auf bestehende Engpässe im russischen Netz zurück, die von Transneft parallel zur Steigerung kasachischer Transitvolumen behoben werden mussten. Die russische Seite war daher gegenüber der Steigerung der Kapazität der Atyrau-Samara-Pipeline grundsätzlich nicht abgeneigt, bedingte diese jedoch durch die Erteilung langfristiger Liefergarantien. Da die damit einhergehenden Bedingungen von den Produzenten als unattraktiv wahrgenommen wurden, konnte von Kasachstan im weiteren Verlauf nur eine leichte Anhebung des Fassungsvermögens der Leitung auf etwa 17,5 Mt/Jahr erreicht werden. Zusätzlich dazu bot Transneft ab dem Jahr 2000 die Möglich-

¹⁰⁹⁸ In den Jahren 2010 und 2011 kam es zu einem leichten Rückgang der Quote auf 20 bzw. 19 Mt/Jahr. Dieser geht auf die Eröffnung des Kenkiyak-Kumkol-Abschnittes der Kasachstan-China-Pipeline zurück, der zur Umorientierung der von CNPC kontrollierten Produzenten auf Exporte in Richtung China führte. 3,7 Mt wurden im Jahr 2010 über den neuen Abschnitt in Richtung Osten befördert.

¹⁰⁹⁹ Im Jahr 2010 und 2011 betragen das Volumen 19,133 Mt und 18,994 Mt. Vgl. Russian Crude Oil Exports to Non-CIS Markets, in: Nefte Compass, Jahrgänge 2010, 2011.

keit der Nutzung der Machatschkala-Noworossiysk-Route an, wodurch kasachische Misserfolge im Rahmen der Atyrau-Samara-Erweiterung teilweise aufgehoben werden konnten.

Beim Streben nach der Abschaffung diskriminierender Preispraktiken bezüglich der Nutzung des Transneft-Netzes konnte Kasachstan lange Zeit nur geringe Fortschritte in Form kontinuierlicher Annäherungen der Transporttarife erzielen. Der russische Pipelinemonopolist besaß zudem zahlreiche Möglichkeiten, kasachische Produzenten auf anderen Wegen zu benachteiligen (Berechnung zusätzlicher Dienstleistungen, Tarife für die Nutzung besonderer Anlagen, künstlich erhöhte Verlustraten usw.), was die erreichten Ergebnisse schmälerte. Der Durchbruch in Form einer weitgehenden, wenn auch nicht gänzlichen, Gleichstellung der Öllieferungen kam aus kasachischer Sicht erst im November 2009 und wurde im Zuge von Verhandlungen über die gemeinsame Zollunion erreicht. Die geringsten Fortschritte konnte Kasachstan im Rahmen der Forderung nach der Einführung eines Qualitätsausgleichsmechanismus verbuchen. Diese auch von Transneft und den meisten russischen Produzenten seit den 1990er Jahren unterstützte Maßnahme scheiterte an innenrussischen Gegebenheiten und dem Widerstand einzelner russischer Unternehmen. Nichtsdestotrotz konnten auch in diesem Punkt kleine Fortschritte erreicht werden, indem Transneft zumindest gewisse Standards an einzelnen Exitpunkten garantierte. Da jedoch kasachische Produzenten nicht frei bei ihrer Wahl waren, blieb der erreichte Zustand in dieser Frage nicht befriedigend. Er stellte gleichzeitig einen der Gründe dar, der die Bereitschaft der Produzenten zur Erteilung langfristiger Liefergarantien schwächte und somit den Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline behinderte.

Die kontinuierlichen kasachischen Bemühungen zur Ausweitung der Nutzung des russischen Pipelinesystems unterstreichen den pragmatischen Charakter der Ölexportpolitik des Landes, deren Zielsetzung nicht in der Abkehr von Russland, sondern in der Verbesserung der Transportlage bestand. Wiederholte Bekundungen der Bereitschaft zur maximalen Beanspruchung des russischen Netzes wie auch der verbal geäußerte Wille, die Höhe der (auch zukünftig) auf Russland umgehen Routen exportierten Ölvolumen von der Kooperationsbereitschaft Moskaus beim Ausbau der Transportinfrastruktur abhängig zu machen, verdeutlichen, dass das als Ausdruck der Balancing-Strategie zu sehende kasachische Streben nach „geopolitischer Diversifizierung“ dem Bandwagoning gegenüber Russland unterstellt war.

„If there is a great game in the area, it's the transportation game.“¹

IV Der westliche Exportvektor

Die Nutzung der transkaukasischen Öltransportroute im industriellen Maßstab besitzt eine lange Geschichte, die bis ins 19. Jahrhundert reicht. Bereits seit den 1880er Jahren wurden Teile des in Aserbaidschan gewonnenen Öls per Eisenbahn von Baku zum georgischen Schwarzmeerhafen Batumi befördert, von wo aus es weiter mit Tankern in Richtung Europa verschifft werden konnte.² Erst in der Sowjetära, im Jahr 1930, wurde zwischen beiden Küstenstädten eine 823 km lange Erdölpipelineverbindung in Betrieb genommen.³ Diese war teilweise für den direkten Rohölexport bestimmt, diente aber auch der Belieferung der von Azneft betriebenen Raffinerie-Anlagen in Batumi. 1942 wurden Teile der Infrastruktur vor dem Hintergrund der vordringenden Wehrmachttruppen auseinandergenommen und zum Aufbau von Leitungen in anderen Regionen der Sowjetunion eingesetzt. Im Verlauf der Nachkriegsdekaden wurde zwischen Kasachstan (Aktau) und Aserbaidschan (Baku) kontinuierlich eine auf Pendeltankerverkehr basierende transkaspische Transportroute ausgebaut. Als Teil des integrierten Energiesystems der UdSSR nahm Aserbaidschan für die kasachische Ölproduktion anders als heute nicht die Rolle eines Transit-, sondern eines Ziellandes ein. Denn spätestens mit dem Anfang der 1970er Jahre einsetzenden stetigen Rückgang der lokalen Förderraten⁴ musste zunehmend Öl aus anderen Unionsrepubliken eingeführt werden, um die Auslastung der vorhandenen Raffineriekapazitäten⁵ um Baku zu gewährleisten. Aus Kasachstan wurde dazu hauptsächlich qualitativ minderwertiges Öl mit vergleichsweise hohem Schwefel- und Metallgehalt aus den Mangyschlak-Vorkommen importiert. Dieses wurde mit russischem Öl aus der Tjumen-Region vermischt und primär in der Azerneftyyanadzag-Raffinerie verarbeitet, die zuvor jedoch grundsätzlich für leichtes aserbaidischisches Öl ausgelegt war. Russisches Öl wurde dabei teils über eine Pipelineverbindung eingeführt, die Baku über Grosny mit dem sowjetischen Öltransportnetz verband, und teils per Tanker. Im Jahr 1981 betrug die aserbaidischische Eigenförderung 13,3 Mt Öl, die Importe aus Russland er-

¹ Daniel Yergin, zit. in: Hamilton, Martha M.: The Last Great Race for Oil Reserves? Companies Scramble to Tap Up to 200 Billion Barrels in the Caspian Sea Region, in: The Washington Post, S. 1, 26.4.1998.

² Die Eisenbahnverbindung zwischen Baku und Batumi wurde im Jahr 1883 fertiggestellt. Im selben Jahr errichtete die Nobel Partnership einen Ölspeicher und Verladeterminale im Hafen von Batumi. Vgl. Mir-Babayev, Yusuf: Azerbaijan's Oil History. A Chronology Leading up to Soviet Era, in: Azerbaijan International, Vol. 10, No. 2, 2002, S. 34-40.

³ Bereits im Zeitraum 1897-1906 wurde zwischen Baku und Batumi eine 883 km lange Pipeline (203 mm) gebaut, die jedoch für den Export von Kerosin bestimmt war. Die Leitung wurde in den 1930er Jahren für Erdöltransporte umfunktioniert. Die erste lokale Pipeline in Baku mit einer Länge von 8 km wurde im Jahr 1878 verlegt. Vgl. Mishin, Vladimir: Breaking Through The Oil Blockade, in: Oil of Russia, No. 3, 2005, <http://www.oilru.com/or/24/415/> (Zugriff 19.12.2011); Elliot Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974, S. 72-73.

⁴ Offizielle aserbaidischische Statistiken sprechen davon, dass ein zwischenzeitlicher Produktionshöhepunkt nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges im Jahr 1966 mit 21,729 Mt erreicht wurde (der bis dahin geltende Produktionshöhepunkt wurde im Jahr 1941 mit 23,541 Mt erreicht). In den folgenden vier Jahren stagnierte die Förderung mit einer leicht rückläufigen Entwicklung, bevor ein spürbarer Rückgang einsetzte. Im Jahr 1970 wurden 20,187 Mt Öl gefördert, im Jahr 1975 17,202 Mt und im Jahr 1980 14,654 Mt. Vgl. The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan: Oil and gas extraction in Azerbaijan, in: <http://www.azstat.org/statinfo/industry/en/index.shtml> (Zugriff 19.12.2011).

⁵ Aserbaidschan besaß zwei Raffinerien, Azerneftyyanadzag (160.000 b/d; 8 Mt/Jahr) und Azerneftayag (235.000 b/d; 11,75 Mt/Jahr), mit einer kombinierten Kapazität von etwa 20 Mt/Jahr.

reichten 5,1 Mt, die aus Kasachstan 2,2 Mt. 1985 überstiegen die kasachischen Öllieferungen (5,6 Mt) nach Aserbaidschan bereits die russischen (3,2 Mt), wobei die lokale Förderrate weiter sank (12,4 Mt). Der wirtschaftliche und politische Zusammenbruch der UdSSR samt seiner Auswirkungen auf den Ölverarbeitungssektor beeinträchtigte auch den transkaspischen Ölverkehr. Im letzten Jahr des Bestehens der Sowjetunion (1991) fiel die aserbaidische Produktion auf 11,1 Mt, wobei die Importe aus Russland und Kasachstan nur noch 2,5 Mt bzw. 2,2 Mt erreichten. In der Folgezeit kam der kasachische Export nach Aserbaidschan nahezu gänzlich zum Erliegen. Lediglich kleine Ölmengen wurden noch in den ersten Jahren nach dem Unionszerfall, primär im Rahmen von Bartergeschäften, ausgeführt (Tabelle 29).⁶ Kasachische Ölexporte auf den Weltmarkt, denen Baku als Ausgangspunkt einer transkaukasischen Transitroute dienen würden, fanden jedoch zu dieser Zeit nicht statt. Dies war durch logistische und wirtschaftliche Herausforderungen der Aktau-Baku-Schwarzes Meer-Verbindung sowie die schlechte sicherheitspolitische Lage in der Region bedingt.⁷ Die politischen Umbrüche betrafen auch die kaspische Schifffahrt. Nach dem Zerfall der Sowjetunion wurden Schiffe der kaspischen Flotte dem Land zugesprochen, in dem sich ihr Heimathafen befand. Das wichtigste Schiffstransportunternehmen, Caspian Shipping Co. (Caspar), hatte seine Schiffe im Hafen Baku registriert, wobei einige Frachter auch in russischen Häfen heimisch waren. Kasachstan und Turkmenistan blieben dagegen ohne eigene Flotten, sodass sie bei transkaspischen Lieferungen vorerst auf ausländische Akteure angewiesen waren.⁸

Tabelle 29: Kasachische Erdölexporte nach Aserbaidschan (in t)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Export	709.000	946.800	606.900*	34.100	0	38.600	36.000	0	2.900	0

* Angaben für dieses Jahr unterscheiden sich, alternativ werden auch 310.000 t genannt.

Quelle: Traceca: Rehabilitation of Crude Oil and Oil Products Transportation Networks, Country Report Kazakhstan, Inogate, 1999, S. 10; Hansen, Leif et al.: Republic of Kazakhstan: Recent Economic Developments, IMF Staff Country Report No. 98/84, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1998; Berengaut, Julian et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Staff Country Report No. 99/95, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1999; Mensbrugge, Emmanuel van der et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 01/20, Washington D.C.: International Monetary Fund, 2001; Keller, Peter M. et al.: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, 2003.

4.1 Die frühe Phase – Ankara als treibende Kraft hinter der westlichen Exportroute

4.1.1 Erste Überlegungen zu Exportrouten für aserbaidisches Öl

Die Ankunft westlicher Ölunternehmen in der im Zerfallsprozess befindlichen Sowjetunion führte nicht nur in Kasachstan zur Frage bezüglich des Exports ihrer zukünftigen Produktion. Vertreter des US-Konzerns Amoco, der sich ab Mitte 1991 in Verhandlungen über die Entwicklung des aserbaidischen Offshore-Feldes Azeri befand, deuteten sehr früh darauf hin, dass *„the whole question of how oil will be transported will be very significant.“*⁹ Um den Bau kostspieliger Pipelines in einer

⁶ Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 159-160; Hansen, Leif et al.: Republic of Kazakhstan: Recent Economic Developments, IMF Staff Country Report No. 98/84, Washington D. C.: International Monetary Fund, August 1998.

⁷ Neben dem militärischen Konflikt um Bergkarabach zwischen Aserbaidschan und Armenien herrschte auch in Georgien bis in die Jahre 1994-95 Bürgerkrieg.

⁸ Vgl. Lawrence, Martha/Melibaeva, Sevara/Bullock, Richard/Moose, James/Le Ber, Olivier/Sulukhia, Tamara: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 56.

⁹ Peter Kennel, Vizepräsident von Amoco, zit. in: Kazakhstan seen beckoning Chevron anew, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 169, S. 3, 3.9.1991.

sicherheitspolitisch instabilen Region zu vermeiden und die Vorteile des noch bestehenden einheitlichen gesamtsovjatischen Marktes zu nutzen, setzten die anfänglichen Pläne der Produzenten auf die Möglichkeit von Swaps. Demnach sollte das in Aserbaidschan geförderte Öl in lokalen Raffinerien verarbeitet und die erzeugten Ölprodukte anschließend innerhalb der UdSSR verbraucht werden. Im Gegenzug sollten entsprechende Ölvolumen aus anderen Regionen bzw. von sowjetischen Produktionseinheiten an bestimmten Exportterminals zur Verfügung gestellt werden. Die Umsetzbarkeit dieser Gedankenspiele zeigte sich jedoch vor dem Hintergrund des rasant voranschreitenden politischen und wirtschaftlichen Zerfallsprozesses als unrealistisch.¹⁰

Gewisse Hoffnungen setzten ausländische Unternehmen auch in die Europäische Energiecharta, die von der Europäischen Gemeinschaft ins Leben gerufen worden war. Das Dokument stellte eine politische Absichtserklärung dar und sollte einen Prozess anstoßen, der letztendlich zur Schaffung eines rechtlich verbindlichen Rahmens führen würde, der ausländischen Investoren im Gegenzug für Know-how und Kapital auf der Grundlage internationaler Normen (WTO Standards) Zugang zu (ex-)sowjetischen Rohstoffvorkommen ermöglichen sollte. Im Transportbereich sollten transparente Zugangsbedingungen zu Pipelinenetzen entstehen, die ungestörte grenzüberschreitende Exporte von Öl und Gas in westliche Richtung gewährleisten würden.¹¹ Die am 17. Dezember 1991 unterzeichnete Charta stellte gleichzeitig das erste internationale Abkommen dar, das noch vor der offiziellen Auflösung der UdSSR von einzelnen (acht) Sowjetrepubliken und nicht lediglich von der Zentralregierung in Moskau unterzeichnet wurde.¹²

Die Energiecharta zielte grundsätzlich auf die Nutzung bestehender Leitungssysteme ab, die lediglich internationalen Standards unterworfen werden sollten. Diese Transportinfrastruktur verlief jedoch über russisches Territorium, woraus sich aus der Sicht der aserbaidschanischen Führung geoökonomische Abhängigkeiten ergeben würden, die aufgrund der Bedeutung des Ölsektors für das Land auch zur Untergrabung seiner Souveränität führen könnten. Parallel zur politischen Unabhängigkeitserklärung mussten daher auch Anstrengungen zur Stärkung der wirtschaftlichen Eigenständigkeit unternommen werden, die man insbesondere durch einen nicht-russischen Zugang zum Weltmarkt gewahrt wissen wollte. Bereits im Dezember 1991 wurden somit Meldungen bekannt, wonach sich

¹⁰ Das internationale Bieterverfahren wurde im Januar 1991 zusammen von der aserbaidschanischen Regierung und dem Sowjetischen Ministerium für Öl und Gas ausgeschrieben und war das erste seiner Art in der UdSSR. Die Vorkommen sollten von Amoco zusammen mit dem sowjetischen Unternehmen Kaspornneftegas entwickelt werden. Auch die Beteiligung weiterer ausländischer Unternehmen war möglich. Im September 1991 einigte sich Amoco mit fünf weiteren Konzernen (Unocal, McDermott, BP, Statoil, Ramco) über die gemeinsame Evaluierung und Entwicklung des Azeri-Vorkommens. Vgl. Kazakhstan seen beckoning Chevron anew, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 169, S. 3, 3.9.1991; Hurdle, Jon: Amoco to develop Soviet oil field, in: United Press International, 25.6.1991; Oil Transportation Poses Serious Problems, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, S. 3, 13.5.1992.

¹¹ Die Idee wurde vom niederländischen Premierminister Ruud Lubbers während des Ratstreffens in Dublin im Juni 1990 vorgestellt. Vgl. Barnard, Bruce: Soviet Turmoil Threatens Energy Charter's Success, in: Journal of Commerce, S. 1, 20.11.1991; Energy Charter Secretariat: Energy Charter Annual Report 2006, Brussels, 2007, S. 4; Für den Text der Europäischen Energiecharta siehe: Concluding Document of The Hague Conference on the European Energy Charter, in: Energy Charter Secretariat: The Energy Charter Treaty and Related Documents, A legal Framework for international energy cooperation, Brussels, 2004, S. 209-221.

¹² Ursprünglich war vorgesehen, dass das Dokument von der UdSSR unterzeichnet werden sollte. Die Ereignisse der vorangegangenen Monate führten jedoch dazu, dass auch die Einbeziehung einzelner Unionsrepubliken notwendig wurde. Am Tag der Unterzeichnung, dem 17. Dezember, wurde von Gorbatschow und Jelzin auch die Auflösung der UdSSR vereinbart. Am 21. Dezember wurde in Almaty die Gründung der Gemeinschaft der Unabhängigen Staaten proklamiert. Vgl. Socolovsky, Jerome: Soviet Republics Sign International Energy Exchange Accord, in: The Associated Press, 17.12.1991.

Aserbaidschan in der Anfangsphase der Planung eines Pipelineprojektes befände, welches das Land über den Iran mit der Türkei verbinden sollte. Die Leitung sollte aus aserbaidschanischer Sicht eine zusätzliche strategische Komponente besitzen, indem sie die Versorgung der Exklave Nachitschewan ermöglichen würde. Der Plan sah einen Routenverlauf von Baku nach Astara (an der aserbaidschanisch-iranischen Grenze) über iranisches Territorium nach Nachitschewan (die armenische Provinz Zangezour umgehend) und von dort in die Türkei zum Schwarzmeerhafen Trabzon vor, wobei auch die kostspieligere Möglichkeit der Verlegung der Pipeline zum Mittelmeer in Betracht gezogen wurde. Die Kosten des ersten Projektes wurden auf 1,5 Mrd. USD geschätzt. Alternativ dazu bestanden auch Pläne zum Bau einer Verbindung zur iranischen Golfküste oder über Georgien zum Hafen Batumi. Jede der Routen war jedoch mit politischen Herausforderungen verbunden. Sowohl Georgien¹³ als auch die östlichen Gebiete der Türkei galten als instabil, wogegen Pipelines über den Iran mit politischem Widerstand der US-Administration konfrontiert waren. Zusätzlich zu den sicherheitspolitischen Herausforderungen wurden die geografischen Vorteile einer Route über Georgien dadurch aufgehoben, dass georgische Vertreter Transitgebühren in einer Höhe verlangten, die für jede Leitung prohibitiv wäre.¹⁴ Von den westlichen Konzernen wurde daher weiterhin auch die Möglichkeit des Exports über Russland erwogen, die aufgrund der bereits bestehenden Infrastruktur zwischen Baku, Grosny und Noworossiysk wirtschaftlich durchaus vorteilhaft erschien.¹⁵ Das türkische Unternehmen AD Petrosan schlug darüber hinaus Anfang des Jahres 1992 den Bau einer direkten Pipeline über Armenien vor, die nach Auffassung der Planer zur Stabilisierung der Beziehungen zwischen den beiden miteinander im Krieg befindlichen Ländern beitragen sollte.¹⁶

4.1.2 Das Streben Ankaras nach politischem Einfluss und Energieversorgungssicherheit

Die Türkei versuchte von Beginn an, in der Planung der zukünftigen Exportpipeline aus Aserbaidschan eine entscheidende Rolle zu spielen und sah in dieser auch eine Möglichkeit zur Durchsetzung eigener strategischer Interessen. Sowohl die Regierung als auch die Unternehmen betrachteten das Land als möglichen Hauptöllieferanten, der nach der Schließung der Kirkuk-Ceyhan-Ölpipeline (Abbildung 24) im Zuge des Golfkrieges zur Versorgung der Türkei und zur Steigerung der nationalen Energiesicherheit beitragen könnte.¹⁷ Gleichzeitig war Ankara bestrebt, das machtpolitische Vakuum nach

¹³ Georgien war Anfang der 1990er Jahre durch Bürgerkriegszustände geprägt, die auf Auseinandersetzungen zwischen der Zentralregierung und den Provinzen Südossetien und Abchasien zurückgingen. Ein bewaffneter Konflikt zwischen der Zentralregierung und Südossetien bestand zwischen Januar 1991 und Juni 1992. Seit August 1992 kam es zu Kämpfen zwischen der Zentralregierung und den Anhängern des gestürzten georgischen Präsidenten S. Gamsachurdia, die in der Provinz Abchasien aktiv waren. Der Konflikt wurde durch einen Waffenstillstand im Mai 1994 beendet. Darüber hinaus wurde die Provinz Adscharien seit 1991 von A. Abaschidze kontrolliert, der weitgehend autonom von der Zentralregierung handelte. Vgl. Halbach, Uwe: Ungelöste Regionalkonflikte im Südkaukasus, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2010, S. 11; König, Marietta S.: Der ungelöste Streit um Südossetien, in: Gumpfenberg, Marie-Carin von/Udo, Steinbach (Hrsg.): Der Kaukasus. Geschichte – Kultur – Politik, München: C.H. Beck, 2010, S. 125-136; Gruska, Ulrike: Abchasien – Kämpfe um den schönsten Teil der Schwarzmeerküste, in: ebenda S. 103-113.

¹⁴ Gebühr in Höhe von 25 Prozent des Wertes des transportierten Rohstoffes. Vgl. Oil Transportation Poses Serious Problems, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, S. 3, 13.5.1992.

¹⁵ Vgl. Azerbaijan Planning PL to Divert Its Oil To Black Sea Via Iran, Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 248, S. 1, 27.12.1991; Zaman, Amberin: Amoco's Caspian Sea Project Stalls As Azeris Try To Untangle Political Ties, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 239, S. 1, 13.12.1991.

¹⁶ Vgl. Pala, Christopher: Oil investors set to exploit rich Baku fields, in: The Washington Times, S. 9, 9.3.1992.

¹⁷ Vor dem Erlass des UN-Embargos war der Irak für 80 Prozent der Ölimporte der Türkei verantwortlich. Darüber hinaus erhielt die Türkei jährliche Royalty-Zahlungen für die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline in Höhe von 280 Mio. USD. Vgl. Azeri supply replacing Iraq in Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 50, S. 2, 12.3.1992.

dem Zusammenbruch der Sowjetunion zu füllen und seinen Einfluss in den neuen unabhängigen Ländern der kaspischen und zentralasiatischen Region auszubreiten, von denen sich viele durch eine linguistische und ethnische Verwandtschaft mit der Türkei auszeichneten. Die säkulare, in westlichen politischen Bündnissen eingebettete und mit marktwirtschaftlichen Strukturen ausgestattete Türkei sollte aus Sicht türkischer Vertreter eine Vorbildfunktion für die zukünftige Entwicklung der Region übernehmen. Transportinfrastrukturprojekten sollte in diesem Streben nach einer engeren geoökonomischen und geopolitischen Verflechtung eine entscheidende Rolle zukommen.¹⁸

Die Verbesserung der Beziehungen zu den kaukasischen und zentralasiatischen Sowjetrepubliken wurde bereits 1989 zum außenpolitischen Ziel der Türkei deklariert.¹⁹ Im März 1991 besuchte der türkische Präsident, Turgut Özal, während seiner Reise in die Sowjetunion auch Kasachstan und Aserbaidschan und schloss in diesem Rahmen vorläufige Abkommen über die Zusammenarbeit in zahlreichen Sphären ab. Die Türkei war auch das erste Land, das die Unabhängigkeit Aserbaidschans und der zentralasiatischen Turkrepubliken anerkannte und diplomatische Vertretungen vor Ort eröffnete. Die erste Phase der türkischen Beziehungen zu den neuen unabhängigen Ländern war durch eine Renaissance pantürkischer Vorstellungen²⁰ geprägt, in denen sich die Türkei selbst in die Position eines Entwicklungsmodells mit Gravitationsfunktion situierte. Diverse integrationspolitische Gedankenspiele, die vom „*turksprachigen Commonwealth vom Balkan bis nach Zentralasien*“²¹ bis zur Wirtschaftsgemeinschaft aller Turkstaaten reichten, ließen Özal von einem anstehenden „*Jahrhundert der Türken*“²² schwärmen. Auch der türkische Premierminister, Suleyman Demirel, sprach vor dem Hintergrund der geopolitischen Veränderungen im ehemaligen sowjetischen Raum und den Ambitionen seines Landes davon, dass „*we will establish a Turkic world in this region extending from the Adriatic Sea to China*.“²³ Die Türkei befand sich zu dieser Zeit auf der Suche nach einer neuen strategischen Bestimmung, die ihre alte Position im transatlantischen Sicherheitssystem als südliches Bollwerk gegen die sowjetische Expansion ersetzen sollte. Das Land wollte für die kaukasisch-zentralasiatische Region die Rolle einer Brücke in den Westen einnehmen, was gleichzeitig der eigenen schnell wachsenden Wirtschaft zugutekommen und die ablehnende Haltung der Europäischen Gemeinschaft in Fragen der türkischen Vollmitgliedschaft kompensieren sollte. Sicherheitspolitisch sollte die Türkei zu einer Regionalmacht aufsteigen, die bei Bedarf Ordnungsaufgaben in den südli-

¹⁸ Insbesondere die Präsidenten, Turgut Özal und Suleiman Demirel, vertraten diese Auffassung. Vgl. Halbach, Uwe: Das Erbe der Sowjetunion. Kontinuität und Brüche in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 77-98, hier S. 78.

¹⁹ Vgl. Olcott, Martha Brill: Central Asia's New States, Independence, Foreign Policy and Regional Security, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 25.

²⁰ Sowohl das rechte Parteispektrum (Partei der Nationalistischen Bewegung – MHP, die Mutterlandspartei – ANAP, Partei des Rechten Weges – DYP) als auch hochrangige Politiker aus dem linken Lager (Bülent Ecevit) vertraten pantürkische Ideen. Vgl. Çaman, Efe: Türkische Außenpolitik nach dem Ende des Ost-West-Konflikts. Außenpolitische Kontinuität und Neuorientierungen zwischen der EU-Integration und neuer Regionalpolitik, Augsburg, 2004, S. 272-277.

²¹ Hiervon sprach der usbekische Präsident, I. Karimov. Vgl. Halbach, Uwe: Das Erbe der Sowjetunion. Kontinuität und Brüche in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 77-98, hier S. 78.

²² Krech, Hans: Die Türkei im Aufwind, in: Die Europäische Sicherheit, Jg. 42, Nr. 2, 1993, S. 79-81, hier S. 79.

²³ Zit. in: Turkish prime minister returns home from Central Asia tour, in: Xinhua General News Service, 3.5.1992.

chen Krisengebieten der zerfallenen Sowjetunion übernehmen und somit eine feste Funktion in der neuen Weltordnung erhalten würde.²⁴

Das pantürkische Konzept und das Streben nach einer Stärkung der türkischen Rolle in der Region stießen auch in Washington keinesfalls auf Ablehnung, da somit insbesondere dem befürchteten Einflussgewinn des Irans in dem vom Moskau (zeitweilig) hinterlassenen Machtvakuum entgegen gewirkt werden sollte. Vor diesem Hintergrund warb auch der US-Außenminister, J. Baker, während seiner Zentralasienreise im Frühling 1992 für das „türkische Modell“. Ein aktiveres Engagement der USA im postsowjetischen Raum zur Unterstützung türkischer Ambitionen wurde jedoch zu dieser Zeit nicht angestrebt. Die US-Administration konzentrierte sich nach dem Zerfall der UdSSR primär auf das politische Schicksal Russlands und bettete dies in ein außenpolitisches Programm ein, das von US-Vertretern auch als „*Russia first*“ bezeichnet wurde.²⁵ Die südlichen Randgebiete der ehemaligen Sowjetunion wurden aus der Sicht Washingtons in den Schatten des großen Nachbarn gestellt, wobei der Erfolg bzw. Misserfolg der Transformationsprozesse in Zentralasien und im Kaukasus als abhängige Variable der politischen Transformation Russlands verstanden wurde. US-Spezialisten sprachen zu diesem Zeitpunkt davon, dass die zukünftige US-Präsenz in der Region „*relatively modest*“ sein würde und empfahlen einen vorsichtigen Umgang mit der russischen Nachbarschaft.²⁶ Dadurch sollte der Eindruck verhindert werden, dass sich die USA mit den neuen unabhängigen Ländern in ihrem Streben nach Emanzipation gegen Moskau verbinden würden. Darüber hinaus fehlten der US-Administration zu der Zeit auch die passenden außenpolitischen Instrumente. Das amerikanische Engagement musste weiterhin als eurozentrisch²⁷ betrachtet werden und die bestehenden Hilfsprogramme der USA und NATO waren vom Grundgedanken her eher für den Schutz Europas vor Zentralasien als zur Lösung regionaler Herausforderungen konzipiert. Für Washington stellte dabei die mit Abstand wichtigste Frage der regionalen Außenpolitik die Verhinderung der Proliferation des im postsowjetischen Raum vorhandenen atomaren Arsenal dar, die lediglich in enger Kooperation mit Russland gewährleistet werden konnte.²⁸ Die Türkei konnte zu diesem Zeitpunkt daher kaum auf eine aktivere Unterstützung ihrer infrastrukturellen Ambitionen durch die USA setzen.

4.1.3 Die Türkei bietet sich als Exportroute für kasachisches Öl an

Im Hinblick auf das Streben nach einer stärkeren regionalen Rolle nahm die Energiekomponente in den türkischen Gedankenspielen eine entscheidende Rolle ein. Das Interesse beschränkte sich dabei bei Weitem nicht nur auf die Sicherung der eigenen Erdölversorgung durch die Schaffung einer direkten Anbindung an Aserbaidschan, sondern galt auch der Entwicklung eines strategischen Energietransitkorridors, der die Türkei aus Sicht der rohstoffreichen kaspischen Länder letztendlich zum „Tor

²⁴ Vgl. Freitag-Wirringhaus, Rainer: Vom Panturkismus zum Pragmatismus. Die Türkei und Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 339-355, hier S. 341; Çaman, Efe: *Türkische Außenpolitik nach dem Ende des Ost-West-Konflikts. Außenpolitische Kontinuität und Neuorientierungen zwischen der EU-Integration und neuer Regionalpolitik*, Augsburg, 2004, S. 284.

²⁵ Vgl. Jaffe, Amy: *US policy towards the Caspian region: can the wish-list be realized?* in: Chufirin, Gennady (ed.): *The Security of the Caspian Sea Region*, New York: Oxford University Press, 2001, S. 136-150, hier S. 136.

²⁶ Vgl. Konarovsky, Mikhail: *Russia and the Emerging Geopolitical Order in Central Asia*, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): *The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands*, London: Tauris, 1994, S. 235-258.

²⁷ Erst im Verlauf des Jahres 1993 wurde im Rahmen des US State Departments die Zuständigkeit für den postsowjetischen Raum der Europaabteilung entzogen und einer eigenen Sektion unterstellt.

²⁸ Vgl. Rumer, Eugene B.: *Peripherie, Zentrum, Problemfall. Die Zentralasienpolitik der USA*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 295-312, hier S. 296 u. 299.

zum Weltmarkt“ machen würde. Die folglich entstandenen infrastrukturellen Verflechtungen würden für Ankara nicht nur wegen den Transitgebühren vorteilhaft sein, sondern auch zahlreiche Möglichkeiten für die kommerzielle Beteiligung türkischer Unternehmen bieten. Über die Vertiefung wirtschaftlicher Interaktionen könnte gleichzeitig eine weiterreichende Annäherung auf politischer Ebene unterstützt werden. Ein Ausbau des Landes zur Energiedrehscheibe würde aus türkischer Sicht auch die vorhandenen Ambitionen bezüglich der Vertiefung der Beziehungen zu den europäischen Integrationsstrukturen begünstigen, deren Mitglieder stark von Energieeinfuhren abhängig waren. Vor diesem Hintergrund mussten jedoch außer Aserbaidschan auch weitere Produzenteländer für die Nutzung einer türkischen Exportroute gewonnen werden.²⁹

Die türkische Diplomatie zeigte sich in dieser Hinsicht sehr aktiv. Im April 1992, noch vor der Einigung zwischen Kasachstan und Oman über die Gründung eines Konsortiums zum Bau einer Exportleitung für Tengiz (CPC), wurde zwischen Ankara und Almaty ein Rahmenabkommen über den Bau einer Pipeline vereinbart, die Öl von Kasachstan nach Europa befördern sollte. Offiziell wurden keine Details bezüglich der Route genannt, jedoch sprach die semi-offizielle türkische Nachrichtenagentur Anatolia davon, dass die Leitung mit einer Kapazität von 40 Mt/Jahr Kasachstan über Aserbaidschan entweder mit dem türkischen Mittelmeerhafen Yumurtalik oder Dordyol (beide nahe Ceyhan) verbinden und bei Bedarf auch aserbaidchanisches Öl befördern sollte. In die Realisierung des Projektes sollte das türkische Unternehmen BMB (Birlesmis Muhendisler Burosu) einbezogen werden.³⁰ Nasarbajew deklarierte nach dem Treffen optimistisch: „*The pipeline project to carry oil to the Mediterranean through Turkey would be completed within the next two-to-three years and Central Asian republics would be connected to Turkey.*“³¹ Diese Einschätzung schien allein schon aufgrund zahlreicher Konflikte in der angedachten Transitregion und der ohnehin vergleichsweise langen Vorlaufzeiten bei internationalen Infrastrukturprojekten sehr optimistisch zu sein und spiegelte somit auch die politische Unerfahrenheit der kasachischen Elite wider. Sie besaß jedoch auch eine verhandlungstaktische Komponente, denn die kasachische Führung wollte sich möglichst viele Transportoptionen offen halten, um bei Schwierigkeiten beim Öltransport über Russland bzw. der Konzipierung der Tengiz-Exportroute Ausweichmöglichkeiten zu besitzen. Genaue Streckenverläufe konnten jedoch zu diesem Zeitpunkt aufgrund der brisanten sicherheitspolitischen Lage im Kaukasus und divergierender Interessen potenzieller Transitländer nicht vereinbart werden. Dies wurde auch während des Treffens muslimischer Nachfolgestaaten der UdSSR Anfang Mai sichtbar, an dem zudem Abgesandte der Türkei, Irans und Pakistans teilnahmen. Trotz zahlreicher diskutierter Initiativen konnte letztendlich keine Einigung über konkrete Projekte erreicht werden. „*There were no agreements as such; there were intentions to agree.*“³² Der Vorschlag zu einer Exportpipeline für kasachisches Öl, die über Turkmenistan und den Iran in die Türkei führen sollte, der während des Treffens von einem turkmenischen Vertreter vorgebracht worden ist, wurde von der Türkei selbst nur mit geringem Interesse entgegen genommen. Ein Konferenzteilnehmer begründete dies mit den Worten: „*The last thing the*

²⁹ In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf der Untersuchung kasachischer Exportmöglichkeiten. Versuche zur Entwicklungen einer turkmenischen Gasexportroute über die Türkei werden nicht analysiert.

³⁰ Vgl. Bell, Alistair: Turkey goes all out in bid to win new friends, in: The Herald, S. 9, 25.4.1992; Turkey, Kazakhstan to construct pipeline to transmit Kazakh crude oil, in: Xinhua General News Service, 15.6.1992; Turkish talks on Kazakhstan pipeline, in: Europe Energy, 16.7.1992.

³¹ Zit. in: No silk route for Central Asian exports, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 5, 1.11.1992.

³² Türkischer Diplomat, zit. in: Pringle, Peter: Tehran and Ankara woo Central Asia, in: The Independent, S. 9, 11.5.1992.

*Turks want is an Iranian hand on the stopcock that controls its oil supplies.*³³ Auch Kasachstan selbst weigerte sich, jegliche Zugeständnisse einzugehen und verlangte eine mehrmonatige Bedenkzeit, in der die einzelnen Routen evaluiert werden sollten. Hinsichtlich der verzweifelten türkischen Suche nach einer Lösung für die sicherheitspolitischen Herausforderungen des Energietransports über den Kaukasus kursierten nach dem Treffen u. a. Gerüchte darüber, dass Ankara in Zusammenarbeit mit Baku Pläne zum Anschluss der armenischen Provinz Zangezour an Aserbaidschan entwickelte. Diese trennte Aserbaidschan von seiner Exklave Nachitschewan, die wiederum direkt an die Türkei angrenzt. Durch die Annexion der Provinz würde ein Landkorridor zwischen beiden Ländern entstehen, der den Bau direkter Pipelineverbindungen ohne die Einbeziehung dritter (Transit-)Parteien ermöglichen würde. Auch einige Politikberater in Washington zeigten sich der Idee gegenüber nicht abgeneigt. Paul Goble, Analytiker des Carnegie Endowment for International Peace, der kurz zuvor als Berater für sowjetische Nationalitäten im US State Department tätig war, sprach offen davon, dass es im Interesse Armeniens liegen würde, im Gegenzug für Zusagen bezüglich der Aufhebung der wirtschaftlichen Blockade, die gegen das Land von Aserbaidschan und der Türkei verhängt worden war, einen Teil der Provinz an Aserbaidschan abzutreten.³⁴

Nach der Unterzeichnung des Vertrages über die Gründung eines JVs zur Entwicklung des Tengiz-Feldes zwischen Chevron und der kasachischen Regierung im Mai 1992 wurde auf kasachischer Seite die Suche nach Ölexportrouten intensiviert. In Kreisen der politischen Führung zeichnete sich dabei sehr früh eine deutliche Präferenz für einen russischen Streckenverlauf ab, was sowohl auf geopolitische als auch wirtschaftliche Überlegungen zurückzuführen war. *„Various projects can be looked at. For example, one could study the option of putting the pipeline through the Caspian and Azerbaijan. There is a possibility of using the territory of Iran and going through Turkey to the Mediterranean. We, of course, will choose the optimum solution, however, I think we would prefer the Russian option because it is economically more beneficial.*“³⁵ Auch Chevron sprach sich für eine Verbindung zum Schwarzmeerhafen Noworossijsk aus, die lediglich eine etwa 400-500 km lange Ergänzung der bereits bestehenden Pipeline nach Grosny benötigte.³⁶

Trotz bestehender Präferenzen schien zu diesem Zeitpunkt aber offiziell noch keine endgültige Entscheidung über den zukünftigen Verlauf der Exportroute gefallen zu sein. Das zwischen Oman, vertreten durch OOC, und Kasachstan am 17. Juni 1992 gegründete Caspian Pipeline Consortium, das mit dem Bau eines Transportsystems für das Tengiz-Feld beauftragt wurde, betrachtete unter den möglichen Trassen auch mehrere über den Kaukasus und die Türkei führende Alternativen.³⁷ Ankara konnte somit weiterhin gewisse Hoffnungen hegen und schien nicht gewillt zu sein, kampfflos aufzugeben. Nur einen Tag später kam es daher zum Treffen zwischen Vertretern der kasachischen Regie-

³³ Zit. in: Nadler Gerald: Muslim republics do deals alone, in: The Washington Times, S. 9, 12.5.1992.

³⁴ Der türkische Präsident drohte wiederholt mit der Möglichkeit einer Intervention zugunsten Aserbaidschans. Unterstützt wurden die Äußerungen durch türkische Militärmanöver unweit der Grenzregion. Dies führte zu Drohungen Moskaus, dass es in einem solchen Fall zum atomaren Gegenschlag kommen könnte. Vgl. Karabagh warfare tied to pipeline plan; Crude Route to Turkey at Center of Dispute, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 100, S. 1, 22.5.1992; Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy wars, in: Central Asia Survey, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184, hier S. 166.

³⁵ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakhstan President Concludes Deal With Chevron Corporation, in: ITAR-TASS news agency, 19.5.1992.

³⁶ Vgl. ebenda.

³⁷ Zum Beispiel Tengiz-Krasnowodsk/Turkmenbaschi-Unterwasser-Baku-Georgien-Poti (Schwarzmeerküste), oder alternativ von Baku nach Tabriz (Iran) und weiter in die Türkei nach Ceyhan. Vgl. Oman, Kazakhstan Set Pipeline Project; Will Take Tengiz To as-yet Undetermined Site, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 118, S. 1, 18.6.1992.

rung und des staatlichen türkischen Pipelinekonzerns Botas, bei dem die bereits zuvor auf Regierungsebene vereinbarte Möglichkeit zum Baus einer Pipeline von Kasachstan zu einem der türkischen Häfen besprochen wurde. Die neuen türkischen Vorschläge sahen vor, dass die Trasse über Aserbaid-schan, Armenien und die Türkei nach Ceyhan verlaufen sollte. Als Alternative wurde aber weiterhin auch ein Terminal am Schwarzen Meer diskutiert. Beide Parteien waren sich jedoch dessen bewusst, dass der bestehende offene Konflikt zwischen Aserbaid-schan und Armenien die Realisierung eines solchen Vorhabens bis zur Befriedung der Lage sehr unwahrscheinlich machte.³⁸

Die Türkei schien sich von dieser Tatsache jedoch keinesfalls abschrecken zu lassen und wollte sicherstellen, dass die zukünftige Hauptexportroute aus der Region über ihr Territorium verlaufen würde. Beim Treffen zwischen Regierungsmitgliedern der Türkei und Kasachstans im Juli kam es zur Unterzeichnung einiger großer Energieinvestitionsprojekte, die im Falle ihrer Umsetzung einen Gesamtwert von etwa 11,7 Mrd. USD besitzen würden. Das türkische Unternehmen BMB sollte u. a. vier bestehende Ölfelder mit Gesamtreserven von 81 Mt (591 Mio. Barrel) betreiben und ein weiteres erschließen.³⁹ Darüber hinaus sollte von türkischen Unternehmen ein thermisches Kraftwerk mit 1.350 MW in der Aktjubinsk Region gebaut werden. Erneut wurden auch Pläne über den Bau einer Pipeline von Kasachstan in die Türkei besprochen.⁴⁰ Diese sollte dabei nicht nur die Produktion der von BMB betriebenen Vorkommen, sondern auch die von Tengiz transportieren können.⁴¹ Im Rahmen der abschließenden Deklaration appellierte der türkische Premierminister, Demirel, im Sinne der pantürkischen Ideologie erneut an die engen Bindungen beider Länder, die als Grundlage einer erfolgreichen Zusammenarbeit dienen sollten. *„We seek relations of cooperation in all fields with our brothers with whom we share the same blood, the same feelings, the same language and religion, the same past, the same history, and the same moral values. We are determined to have good cooperation culturally, economically, and in all other fields.“*⁴²

Die Türkei initiierte für Mitte Juli erstmalig auch ein trilaterales türkisch-aserbaid-schanisch-kasachisches Treffen, in dessen Verlauf die zuvor bilateral verhandelten Exportpipelinepläne gemeinsam besprochen werden sollten. Obwohl weiterhin auch Streckenverläufe zum türkischen Schwarzmeerhafen Trabzon diskutiert wurden, besaß das Land eine klare Präferenz für eine Route nach Ceyhan, die aufgrund der Gefahren, die mit dem Tankerverkehr über die Bosphorus Meerenge verbunden waren, aus umweltpolitischen Gründen vorgezogen wurde. Darüber hinaus sollten in diesem Fall auch Abschnitte der bestehenden Kirkuk-Ceyhan-Pipeline (Abbildung 24) genutzt werden können, die nach dem Beginn der UN-Sanktionen gegen das Hussein-Regime im August 1990 geschlossen worden war. Je nach Endpunkt und Streckenverlauf sollten die Kosten der türkischen Transportoptionen 2-2,3 Mrd. USD betragen.⁴³

³⁸ Vgl. Kazakhstan and Turkey Discuss Pipeline Link, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 119, S. 3, 19.6.1992.

³⁹ Es handelte sich um die Felder Kenyak, Alibekmola, South Zhetibay, Oymasha und Akjar. Letztendlich wurden die Konzessionen jedoch nicht an BMB, sondern an das türkische Staatsunternehmen TPAO erteilt, das diese zusammen mit dem kasachischen staatlichen Ölunternehmen realisieren sollte. Die förderbaren Reserven der Felder wurden nach der anschließenden Evaluierung deutlich geringer eingestuft, als ursprünglich geschätzt worden war und reichten keinesfalls für den Bau einer eigenständigen Transportinfrastruktur aus.

⁴⁰ Vgl. Turkish company to operate oil fields in Kazakhstan, in: Xinhua General News Service, 13.7.1992.

⁴¹ Vgl. Kazak/BMB Venture Looks At Transit: Two Routes Under Study for Crude Movement, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 138, S. 3, 17.7.1992.

⁴² Zit. in: Turkish Premier Signs Energy Deal In Kazakhstan, in: BBC Summary of World Broadcasts, 16.7.1992.

⁴³ Vgl. Turkish talks on Kazakhstan pipeline, in: Europe Energy, 16.7.1992.

4.1.4 Initiativen zur Bündelung kasachischer und aserbaidtschanischer Ölexporte

Neben der Türkei strebte auch das CPC eine Bündelung der Ölexporte aus der Region über ein gemeinsames Haupttransportsystem an. Hieraus würden sich nicht nur wirtschaftliche Vorteile durch Skaleneffekten ergeben, sondern auch höhere Einnahmen des Pipelinebetreibers (CPC) und somit größere Dividenden für das von John Deuss kontrollierte OOC. Aus diesem Grund bemühte sich das für die Umsetzung des Pipelineprojektes zuständige omanische Unternehmen, auch Aserbaidtschan für die Teilnahme am Konsortium zu gewinnen. Am 6. Juli unterzeichneten Vertreter des Landes ein Abkommen mit CPC, wonach Aserbaidtschan diesem als Gründungsmitglied beitreten würde. Hierzu war jedoch zuerst eine Ratifizierung des Vertrages durch zuständige aserbaidtschanische Instanzen erforderlich.⁴⁴ Am 23. Juli unterschrieb auch der russische Premierminister, V. Tschernomyrdin, einen ähnlichen Vertrag, wodurch grundsätzlich der Weg für die Umsetzung der vom OOC aus wirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Gründen klar bevorzugten Streckenführung über Russland zum Schwarzen Meer eröffnet wurde. Die noch ausstehende Untersuchung der insgesamt acht identifizierten Routenalternativen schien vor diesem Hintergrund und der bestehenden Präferenzen auf Seiten aller involvierten Parteien mit Ausnahme Aserbaidtschans, das sich jedoch an dem von OOC geführten Evaluierungsprozess nicht beteiligte, lediglich eine Formalität darzustellen. *„Of the eight possible routes identified by the consortium, the route through Russia via Grozny to the port of Novorossiysk on the Black Sea is the most economically attractive and politically-stable option.“*⁴⁵

Die neue aserbaidtschanische Führung unter Abulfaz Elcibey⁴⁶ mit ihrer stark protürkischen außenpolitischen Orientierung war aber nicht bereit, die gerade gewonnene politische Unabhängigkeit des Landes dadurch zu gefährden, dass sie Russland Einfluss auf die Vermarktung ihres wichtigsten Exportgutes überlassen würde. Vor dem Hintergrund negativer Erfahrungen mit dem Zugang zum Transneft-Netz nach der Weigerung zum Beitritt zur GUS wurde die Kooperationsbereitschaft mit Russland im Ölexportbereich weiter verringert und die Ratifizierung des CPC-Abkommens ausgesetzt. Parallel wurden Verhandlungen mit türkischen Vertretern über den Bau einer Leitung zum Mittelmeer geführt, wobei die größte Herausforderung in der Lösung der Frage des genauen Streckenverlaufs im Kaukasus bestand.⁴⁷ Anders als in Kasachstan, wo die Präferenzen von Chevron bezüglich der Exportroute grundsätzlich denen der Regierung entsprachen, bestand in Aserbaidtschan keine einheitliche Position. Amoco und Apache unterstützten die Durchführung von Swaps mit dem Iran, die zumindest als anfängliche Lösung dienen sollten⁴⁸ und möglicherweise den Weg zum späteren Bau ei-

⁴⁴ Vgl. Azerbaijan becomes partner in Kazakhstan/Oman oil pipeline, in: AFX News, 6.7.1992.

⁴⁵ Said Bin Ahmed Al Shanfari, omanischer Minister für Erdöl und Rohstoffe, zit. in: Russia Becomes Newest Partner in Caspian Pipeline Consortium; New Venture Incorporated By Founding Members, in: PR Newswire, 23.7.1992.

⁴⁶ Die Verluste im Krieg gegen Armenien führten in Aserbaidtschan zum Sturz der postsowjetischen Führung und zu Präsidentschaftswahlen am 7. Juni 1992, in denen Elcibey die absolute Mehrheit der Stimmen gewann. Elcibey und die Azerbaijan Popular Front Partei zeigten laut einigen Autoren eine ideologische Nähe zu ultranationalistischen und pantürkischen Strömungen in der Türkei (z. B. Graue Wölfe) und waren auch vom kemalistischen Model der sozialen und politischen Entwicklung inspiriert. Als Ergebnis zeigte die neue politische Führung des Landes eine starke anti-iranische und anti-russische Orientierung. Vgl. Hunter, Shireen T.: The Evolution of the Foreign Policy of the Transcaucasian States, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 25-47, hier S. 40.

⁴⁷ Vgl. Azeris looking at Turkish pipeline as export route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 148, S. 1, 31.7.1992.

⁴⁸ Vgl. Tehran proposes regional oil talks: Central Asian, Transcaucasia Energy Links Sought, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 166, S. 1, 26.8.1992.

ner Pipeline ebnen würden. Demgegenüber präferierte das BP/Statoil-Konsortium, das im September Exklusivrechte zu Verhandlungen über die Erschließung der aserbaidischen Offshore-Strukturen Shah Deniz und Dostlug gewann, den Bau einer Exportpipeline zum georgischen Hafen Poti, die nach ersten Schätzungen etwa 750 Mio. USD kosten sollte.⁴⁹ Zudem schien auch die Einstellung der aserbaidischen politischen Führung gegenüber dem CPC-Projekt nicht homogen zu sein.⁵⁰

Das Werben um die Gunst der Produzenten lief auf Hochtouren. Während einer Konferenz in Istanbul Mitte Oktober stellte die staatliche türkische Pipelinegesellschaft Botas ambitionierte Pläne vor, die die Türkei im Falle ihrer Umsetzung zum Bindeglied zwischen dem europäischen Markt und den kaspischen Energievorkommen aufsteigen lassen würden. Die Vorschläge zum Öltransport standen in direkter Konkurrenz zum CPC-Vorhaben und die türkische Seite versteckte nicht ihre Ambitionen, kasachisches Öl für ihr Projekt gewinnen zu wollen. „*The first group that puts the project together with finance, will get the pipeline.*“⁵¹ Insgesamt wurden sieben Routenmöglichkeiten für den Öl-⁵² und drei für den Gastransport⁵³ präsentiert, die zum Persischen Golf, zur georgischen, eventuell türkischen Schwarzmeerküste oder zum Mittelmeer verliefen. Die von Botas eindeutig präferierte Option sah auf dem ersten Streckenabschnitt die Beförderung kasachischen Öls über eine 270 km lange Unterwasserleitung von Turkmenistan nach Baku vor. Von dort sollte die Pipeline über das Aras-Tal von Aserbaidisch nach Armenien und weiter über die aserbaidische Exklave Nachitschevan bis zur türkischen Grenze verlaufen. In der Türkei sollte sie an der Pumpstation 4 (Midyat) in die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline münden, die weiter zum Terminal Ceyhan/Yumurtalik verlief (Abbildung 24). Die Kosten für das etwa 1.800 km lange Transportsystem mit einer Gesamtkapazität für kasachisches und aserbaidisches Öl von 40 Mt/Jahr sollten 1,8 Mrd. USD betragen. Der gewählte Streckenverlauf wurde vom Botas-Generaldirektor als „*most economic and preferable alternative*“ bezeichnet.⁵⁴ Dagegen wurden Routen über den Iran von den türkischen Vertretern wegen angeblicher „regionaler Instabilität“ als unpassend deklariert, Alternativen zum Schwarzen Meer aus Gründen umweltpoliti-

⁴⁹ Vgl. BP/Statoil Cut A Separate Azeri Deal; Prospect Alongside Amoco Concession, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 175, S. 1, 9.9.1992.

⁵⁰ Anfang September wurde vermeldet, dass der erste stellvertretende Premierminister, Vagid Akhmedov, ein Dokument unterschrieben hatte, durch das der Vertrag mit CPC ratifiziert werden sollte. Um die Teilnahme Aserbaidischs am Konsortium zu formalisieren, musste das Dokument jedoch noch vom aserbaidischen Präsidenten unterzeichnet werden, wozu es jedoch nicht kam. Vgl. Azerbaijan confirms participation in Caspian pipeline consortium, in: ITAR-TASS, 18.9.1992.

⁵¹ Mete Goknal, Generaldirektor der Botas, zit. in: Roberts, John: Energy: Turkey Leads Plans For Pipeline To Central Asian Republics, in: IPS-Inter Press Service, 15.10.1992.

⁵² 1. Tengiz-Turkmenistan-Iran/Kharg; 2. Tengiz-Russland-Aserbaidisch-Iran-Türkei/Trabzon; 3. Tengiz-Russland-Aserbaidisch-Iran-Türkei/Ceyhan; 4. Tengiz-Turkmenistan-Unterwasser (Krasnovodsk-Baku)-Aserbaidisch-Armenien-Nachitschevan-Türkei/Trabzon; 5. wie Route 4 nur Abschluss über Georgien-Trabzon; 6. Tengiz-Turkmenistan-Unterwasser-Aserbaidisch-Armenien-Nachitschevan-Türkei/Ceyhan; 7. wie Route 6 nur Abschluss über Georgien-Türkei/Ceyhan. Die Routen mit dem Endpunkt in Ceyhan sollten an die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline angeschlossen werden. Später wurden Anpassungen der Verläufe durchgeführt, diese sahen auch neue Varianten vor: Tengiz-Turkmenistan-Iran-Türkei/Trabzon; Tengiz-Turkmenistan-Iran-Türkei/Ceyhan. Vgl. No silk route for Central Asian exports, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 5, 1.11.1992.

⁵³ Die vorgeschlagenen Routen waren: 1. Turkmenistan (Beginn Serah Gasfeld) - Unterwasser (270 km) - Aserbaidisch-Georgien-Türkei-Bulgarien-Rumänien-Ungarn-Österreich (5.100 km); 2. Turkmenistan-Iran-Türkei-Europa (5.300 km); 3. Turkmenistan-Unterwasser-Aserbaidisch-Nachitschevan-Türkei-Europa (4.800 km). Die dritte Option wurde bevorzugt. Das Gastransportsystem sollte aus zwei Strängen bestehen und eine Kapazität von 40 Mrd. m³/Jahr besitzen. Die Kosten für den ersten Strang sollten bei 10-11 Mrd. USD, für den zweiten bei 7 Mrd. USD liegen. Bis 1994 sollte die Machbarkeitsstudie abgeschlossen sein. Die Inbetriebnahme des ersten Stranges könnte im Jahr 1997 erfolgen. Der Bau des zweiten Stranges war für 2003 geplant. Vgl. ebenda.

⁵⁴ Zit. in: No silk route for Central Asian exports, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 5, 1.11.1992.

scher Risiken verbunden mit der notwendigen Tankerpassage über den Bosphorus abgelehnt und Pipelines über Georgien aufgrund der geografischen, geologischen, seismischen und sicherheitspolitischen Bedingungen des Landes als „unerwünscht“ bezeichnet.⁵⁵

Die Initiative der Türkei besaß auch eine geopolitische Komponente. Das Land bemühte sich nämlich bei der Lösung des Konfliktes um Bergkarabach mehr zu engagieren und die Rolle einer regionalen Ordnungsmacht einzunehmen. Der Versuch, Armenien in die geplanten Infrastrukturprojekte einzubinden, wurde als Grundlage für die Schaffung einer kooperativen Basis angesehen, welche wiederum einen Anreiz zur Lösung der regionalen Feindseligkeiten bieten würde. „*Pipelines provide an incentive for countries to make peace and to reach a settlement amongst themselves.*“⁵⁶ Armenien zeigte sich allein schon aufgrund der schwierigen Versorgungslage, die aus der Blockade seiner Grenzen – inklusive der Unterbrechungen von Öl- und Gaslieferungen per Pipeline – resultierte, sehr an einer Projektbeteiligung interessiert.⁵⁷ Wenig überraschend war jedoch Aserbaidschan kaum von einer Lösung angetan, die seinem größten Rivalen die Entscheidungsgewalt über die Kontinuität der eigenen Rohstoffexporte und daher auch der Renteneinnahmen aus deren Vermarktung in die Hände legen würde. Auch Sicherheitsexperten verwiesen darauf, dass die türkischen Pläne naiv wären. „*The players in the game of pipeline politics must remind themselves from time to time that peace can bring a pipeline, but a pipeline cannot bring peace. Some hopeful transit countries may publicly state otherwise, that is, build a pipeline and peace will come. That is wishful thinking.*“⁵⁸ Der Konflikt zwischen Aserbaidschan und Armenien machte somit die von der türkischen Seite präferierten Exportoption unrealistisch.

Parallel zu den türkischen Ideen wurden am 23. Oktober auch die Pläne von CPC vorgestellt. Nach dem Abschluss der Evaluierung der möglichen Exportrouten entschied sich das Konsortium erwartungsgemäß für den Streckenverlauf nach Noworossijsk. Das Transportsystem sollte sowohl kasachisches als auch aserbaidschanisches Öl aufnehmen können und eine Kapazität von bis zu 75 Mt/Jahr (1,5 mb/d) besitzen. Der Vorteil der Lösung lag darin, dass die bereits bestehenden Leitungssegmente Baku-Grosny und Tengiz-Grosny eingesetzt werden konnten und eine neue Pipeline somit nur zwischen Grosny und dem Exportterminal am Schwarzen Meer gebaut werden müsste. Gleichzeitig sollten die alten Leitungsabschnitte erweitert werden. Obwohl sich Aserbaidschan weiterhin weigerte, das zuvor unterzeichnete Abkommen mit CPC zu ratifizieren, zeigten OOC als federführendes Mitglied sowie Russland großes Interesse an der Einbeziehung des Landes und führten hierzu entspre-

⁵⁵ Vgl. Roberts, John: Energy: Turkey leads plans for pipeline to Central Asian republics, in: IPS-Inter Press Service, 15.10.1992.

⁵⁶ Emre Gunensoy, Hauptberater des türkischen Premierministers S. Demirel, zit. in: Roberts, John: Central Asia: Turkey Urges West To Consider Possible Intervention, in: IPS-Inter Press Service, 3.3.1993.

⁵⁷ Nicht nur Aserbaidschan unterbrach die bestehenden Pipelineverbindungen und Eisenbahntransporte von Kohlenwasserstoffen nach Armenien (insgesamt drei Gas- und Ölpipelines). Auch Georgien sah sich vor dem Hintergrund aserbaidschanischer Drohungen, dass es zur Unterbrechung von Gaslieferung kommen könnte, gezwungen, eine Gaspipeline aus Russland nach Armenien zu schließen. Da auch der Transit bereits bezahlter Tankwagonslieferungen aus dem Iran über aserbaidschanisches Territorium verhindert wurde, sah sich Armenien im Winter 1992/1993 mit einer katastrophalen Versorgungslage konfrontiert. Armenische Vertreter verhandelten daher mit der US-Regierung sogar über Notlieferungen per Luftbrücke. Vgl. Armenia Fuel Flow Further Cut, After Georgia Joins Ban, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 244, S. 1, 17.12.1992; Turkey's Botas Sees A Bigger "Bridge", in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 242, S. 6, 15.12.1992.

⁵⁸ Ebel, Robert E.: U.S. Interests In Caucasus Region, Testimony Before The House Committee On International Relations, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 30.7.1996.

chende Gespräche.⁵⁹ Ähnlich wie im Fall von Botas bestand auch hier die Hoffnung, dass ein erfolgreiches Voranschreiten der Projektumsetzung letztendlich ein überzeugendes Argument für eine anschließende Beteiligung darstellten würde.

Die Türkei wollte sich im Rennen um die Pipelineroute für kasachisches Öl trotz der ungelösten Frage des transkaukasischen Transports nicht geschlagen geben und setzte auf eine breite diplomatische Offensive, die mit den eigenen geopolitischen Bestrebungen im postsowjetischen Raum kombiniert wurde. Während eines Treffens turksprachiger Länder der ehemaligen Sowjetunion vom 30. bis 31. Oktober in Ankara wurde vom türkischen Präsidenten, Özal, erneut im Sinne der propagierten pan-türkischen Ideologie auf die gemeinsamen Wurzeln der Teilnehmer hingewiesen. „*We have a common language, history and culture. I cannot see a more valid reason for regional cooperation. Our aim should be to lift trade barriers, and to set up a liberalized trading system among our states.*“⁶⁰ Die Transport- und Kommunikationsinfrastruktur zwischen den Ländern sollte daher erheblich ausgebaut werden, wobei von der Türkei in diesem Zusammenhang auch Vorschläge zur Gründung einer Investitions- und Entwicklungsbank (Development Bank for Central Asia) zur Förderung regionaler Projekte vorgelegt wurden. Türkische Vertreter sprachen sich im Rahmen der Konferenz auch für die Aufhebung existierender Investitionsbeschränkungen und die Liberalisierung des Handels aus, was letztendlich zur Gründung einer Freihandelszone („Turkic common market“) führen sollte.⁶¹ Das Land zeigte sich zudem bereit, einen massiv angelegten Bildungsaustausch zu organisieren und über 10.000 Studenten aus der Region an 19 ausgewählten türkischen Universitäten aufzunehmen.⁶² Entscheidend war jedoch der erneute Appell von Özal zugunsten der Nutzung des türkischen Territoriums als Transitkorridor für den Export der Energieressourcen der Region in Richtung Europa. „*We must quickly study the possibilities of delivering the oil from Azerbaijan, Kazakhstan, Uzbekistan and Turkmenistan via Turkey and Iskenderun Port to the Mediterranean and, from there, to Europe. In parallel, we must start to work on ways of delivering natural gas from Turkmenistan and other countries via Turkey to Europe through a pipeline.*“⁶³

Im November 1992 wurden mehrere ausländische Konzerne mit Verträgen zur Erschließung aserbaidzhanischer Vorkommen von der Regierung in Baku aufgefordert, ein Konsortium zu formen, das für den Bau einer gemeinsamen Exportinfrastruktur zuständig wäre.⁶⁴ Die neu gegründete aserbaidzhanische staatliche Ölgesellschaft Socar unterzeichnete hierzu ein Abkommen mit BP/Statoil (Vertrag für das Feld Chirag), Amoco (Azeri) und Pennzoil/Ramco (Guneshli) und der türkischen Botas. Die Unternehmen bildeten auf dieser Grundlage eine Arbeitsgruppe, die sich selbst als Khazar Pipeline Consortium Committee bezeichnete und die Machbarkeit eines in westliche Richtung verlaufenden Exportsystems untersuchen sollte.⁶⁵ Es erwies sich jedoch als äußerst schwierig, eine für alle Parteien

⁵⁹ Vgl. Caspian Oil Consortium announces plans for pipeline construction, in: BBC Summary of World Broadcasts, 30.10.1992.

⁶⁰ Zit. in: Ulman, Seva: Ozal welcomes fellow presidents “21st century will be the century of the Turks” (Turkish TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 2.11.1992.

⁶¹ Die Türkei schlug auch vor, die türkische Währung in den Turkrepubliken offiziell gültig zu machen.

⁶² Vgl. Turkey, Central Asian republics open summit, in: Xinhua General News Service, 30.10.1992; Konarovsky, Mikhail: Russia and the Emerging Geopolitical Order in Central Asia, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 235-258, hier S. 238.

⁶³ Zit. in: Ulman, Seva: Ozal welcomes fellow presidents “21st century will be the century of the Turks” (Turkish TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 2.11.1992.

⁶⁴ Vgl. Caspian sea companies asked to join together, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 218, S. 1, 9.11.1992.

⁶⁵ An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass zu dieser Zeit die Entwicklung der drei Felder (Azeri, Chirag, Guneshli) in separaten Produktionsverträgen vorgesehen war. Erst im Juni 1993, nur wenige Tage vor dem Sturz der Regierung Elcibey durch Alijew wurde eine Einigung darüber erreicht, dass die drei Vorkommen

akzeptable Lösung zu finden, denn die aserbaidische Seite war gegen eine Routenführung über Armenien, die Türkei sprach sich gegen einen Terminal am Schwarzen Meer aus und die westlichen Unternehmen konnten keine Route über den Iran akzeptieren.⁶⁶ Ende Februar 1993 legte schließlich die Arbeitsgruppe ein „Optionspapier“ bzw. eine vorläufige Machbarkeitsstudie für drei mögliche Pipelinerouten vor, anhand derer von der aserbaidischen Regierung eine endgültige Entscheidung getroffen werden sollte.⁶⁷

Im Rahmen anschließender türkisch-aserbaidischer Verhandlungen akzeptierte die Türkei die aserbaidischen Vorbehalte gegenüber einer Routenführung über Armenien, zumindest solange sich beide Parteien im Kriegszustand befanden.⁶⁸ Anfang März wurde zwischen beiden Ländern schließlich ein Rahmenabkommen über den Bau einer Pipeline von Baku nach Ceyhan unterzeichnet. Die Leitung sollte vorerst auf einer Länge von 60-68 km über iranisches Territorium verlaufen und aus der Sicht der Unterzeichner auch dem Transport kasachischen, turkmenischen und möglicherweise sogar russischen Öls dienen. Die Länge des neu zu bauenden Abschnittes, der im türkischen Midyat in die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline münden würde, sollte 1.060 km betragen. Die Transportleistung des Systems sollte bei 40 Mt/Jahr liegen, wobei laut türkischen Medien anfänglich 25 Mt Öl aus Aserbaidisch und später 15 Mt Öl aus Kasachstan befördert werden sollten. Die Baukosten wurden auf etwa 1,4 Mrd. USD geschätzt und die Inbetriebnahme sollte 1996/1997 erfolgen.⁶⁹ Das Abkommen sah vor, dass nach Kriegsende zwischen Armenien und Aserbaidisch ein etwa 40 km langes Segment über armenisches Territorium verlegt werden sollte, das nach der Fertigstellung die als „*temporary bypass*“ bezeichnete Route über den Iran komplett ersetzen würde.⁷⁰ Beide Parteien schienen darauf zu setzen, dass der zu erwartende Widerstand der US-Administration gegen eine Streckenführung über den Iran, durch die Aussicht auf eine baldige Lösung des Konfliktes, gemindert werden könnte. Um die Hoffnung auf eine schnelle Umsetzung der armenischen Route zu steigern, wurden von der Türkei daher gleichzeitig Friedensverhandlungen mit Jerewan unter Einbeziehung Russlands initiiert.⁷¹

Das türkische Interesse an der Pipeline war enorm, die Chamber of Geological Engineers berechnete allein die jährlichen Transiteinnahmen auf 400 Mio. USD, darüber hinaus erhoffte sich Ankara auch die Möglichkeit zum Öleinkauf zu reduzierten Preisen und den Aufbau der einheimischen

im Rahmen eines einheitlichen Entwicklungsplanes erschlossen werden sollten. Diesbezüglich wurden Abkommen zwischen Socar und Amoco, BP/Statoil, Pennzoil/Ramco, Unocal und McDermott unterzeichnet. Auch die türkische TPAO sollte eine kleine Beteiligung erhalten. Die Aufteilung der Anteile zwischen den ausländischen Unternehmen sollte wie folgt sein: BP/Statoil 36,7 Prozent (davon BP 24,5 Prozent, Statoil 12,2 Prozent), Amoco 24,3 Prozent, Pennzoil/Ramco 17 Prozent (davon Pennzoil 15,3 Prozent, Ramco 1,7 Prozent), Unocal 16 Prozent, McDermott 3,5 Prozent, TPAO 2,5 Prozent. Socar sollte 30 Prozent erhalten, wodurch sich die Anteile der ausländischen Mitglieder proportional verringern würden. Nach dem Sturz von Elcibey wurden die erreichten Verhandlungsergebnisse jedoch aufgehoben. Ein weiteres US-Unternehmen – Apache, welches das Vorkommen Kapaz erschloss, wurde nicht in die Pipelinepläne eingeschlossen, da die Ölqualität des Feldes ungeeignet für die Vermischung mit den leichten aserbaidischen Ölsorten war. Vgl. Azeri State Oil Co. Bringing Together Three West Firms, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 220, S. 1, 11.11.1992.

⁶⁶ Vgl. Partners are split over Azeri crude export line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 40, S. 6, 26.2.1993; George, Dev: Caspian Sea reserves could rival those of Saudi Arabia, in: Offshore, S. 23, July 1993.

⁶⁷ Vorgeschlagen wurden die Routen: Baku-Poti, Baku-Noworossijsk, Baku-Ceyhan.

⁶⁸ Vgl. Turk gasline talks inconclusive, in: FT Energy Newsletters – International Gas Report, S. 14, 5.3.1993.

⁶⁹ Vgl. Oil pipeline agreement signed with Azerbaijan, in: Turkish national news agency, 9.3.1993.

⁷⁰ Vgl. Turkey pipeline plan shadowed by war, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 70, S. 1, 12.4.1993.

⁷¹ Vgl. Ulman, Seva: Turkey, Azerbaijan sign deal for pipeline to Mediterranean, in: United Press International, 9.3.1993; Azeri pipeline will trough Iran, Med described as a future "Second Gulf", in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 48, S. 4, 10.3.1993.

Petrochemieindustrie.⁷² Westliche Unternehmen erhoben nach dem Vertragsabschluss jedoch prompt Einwände, da eine Trasse über den Iran aufgrund geltender US-Bestimmungen kaum durch internationale Kreditinstitute mitfinanziert werden konnte und für sie daher nicht akzeptabel war. Das vom türkischen Premierminister, Demirel, als „historischer Wendepunkt“ hervorgehobene Abkommen wurde von ihnen somit bestenfalls als „expression of intent“ bezeichnet.⁷³ Die Kritik war so groß, dass die türkische Seite daraufhin eine Umleitung über Georgien vorschlug, die jedoch mit beträchtlichen sicherheitspolitischen Herausforderungen verbunden war. Als problematisch erschien auch die anvisierte Lösung für den letzten Streckenabschnitt. Die irakische Seite zeigte sich nämlich unzufrieden mit dem türkischen Vorstoß zur Nutzung eines Teils der Kirkuk-Ceyhan-Pipeline für den Transport aserbaidchanischen Öls und verwies darauf, dass sie Vetorechte bezüglich der Entscheidung über ihre Verwendung besaß. Der Bau eines neuen parallel verlaufenden Abschnittes wurde dabei von der Türkei auf etwa 260-320 Mio. USD beziffert.⁷⁴

Abbildung 24: Transportprojekte in der kaspischen Region



Quelle: The Great Game: Maps, in: <http://greatgame.no.sapo.pt/mapas/PIPELINE.jpg> (Zugriff 25.6.2011).

Die kasachische Regierung signalisierte im Einklang mit den pragmatischen Prinzipien der multiverktoriellen Exportpolitik ihr allgemeines Interesse an der künftigen Nutzung der Baku-Ceyhan-Pipeline. Eine Anbindung an diese war entweder mittels einer Unterwasserleitung oder über eine Landroute entlang der nördlichen Meeresküste vorstellbar. Türkische Medienberichte sprachen auch von einem angeblichen Brief der kasachischen nationalen Ölgesellschaft an Botas, in dem darauf hingewiesen wurde, dass Kasachstan die Pipeline nur unter der Bedingung nutzen würde, dass deren

⁷² Vgl. Mater, Nadire: Energy: Oil Company Officials Head For Crunch Meeting in Baku, in: IPS-Inter Press Service, 6.8.1993.

⁷³ Vgl. Zaman, Amberin: Disagreement Fierce Over Caspian Line; At Conference in Turkey, Consensus is Fleeting, in: Platt's Oilgram News, Vo. 71, No. 83, S. 1, 29.4.1993.

⁷⁴ Vgl. Zaman, Amberin: Turkish/Azeri Muddle: Iraqis, Kurds Want Say, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 54, S. 4, 18.3.1993.

Route nicht über iranisches Territorium verlief.⁷⁵ Die kasachische Regierung besaß zu diesem Zeitpunkt jedoch kein Interesse daran, sich aktiv an der Entwicklung der transkaukasischen Exportpipeline zu beteiligen und nahm daher auch nicht an den türkisch-aserbaidchanischen Verhandlungen teil. Primär fokussiert wurde die schnellstmögliche Umsetzung der Tengiz-Noworossijsk-Leitung⁷⁶, die als wirtschaftlichste Alternative mit den geringsten politischen Herausforderungen galt und für die zeitnahe Entwicklung des Tengiz-Feldes entscheidend war. Die Baku-Ceyhan-Route wurde vorerst lediglich als sekundäre Exportmöglichkeit für den im längerfristigen Horizont erwarteten Produktionsanstieg anvisiert. Dies entsprach im Grunde auch den vorgeschlagenen technischen Parametern des Transportsystems, das kaum die Rolle einer Hauptexportleitung für Tengiz, geschweige denn die gesamte über dem Aufnahmepotenzial der bestehenden russischen Routen liegenden kasachischen Produktion übernehmen konnte.⁷⁷ Als Element zur Erhöhung der Transportsicherheit sollte die transkaukasische Pipeline nach vorläufiger kasachischer Auffassung zukünftig 20-25 Mt kasachischen Öls aufnehmen können.⁷⁸

Die damaligen kasachischen Projektionen über die Entwicklung der einheimischen Förderrate sahen vor, dass die Produktion im Jahr 2000 bei etwa 45-50 Mt liegen sollte und bis 2010 auf etwa 80 Mt ansteigen könnte.⁷⁹ Diese Zahlen schlossen jedoch nicht die Offshore-Förderung ein. Sowjetische geologische Untersuchungen von 1985 zeigten dabei die Präsenz massiver Strukturen im kasachischen Sektor des kaspischen Schelfs, von denen sich eine als drei- bis viermal größer als das Tengiz-Feld abzeichnete. Die vorliegenden Daten stimmten die Regierung bezüglich der Möglichkeit einer weiteren deutlichen Erhöhung der Produktionsraten somit sehr zuversichtlich. Einige kasachische Experten sprachen überschwänglich sogar davon, dass die kasachischen-kaspischen Gebiete größeren Ölreichtum besitzen könnten als Saudi Arabien. Der Beginn erster Offshore-Erschließungsarbeiten war für das Jahr 1997 geplant, wobei die aktive Förderungsphase im Jahr 2000 anfangen sollte.⁸⁰ In Hinsicht auf die türkischen Infrastrukturpläne verdeutlichten die Zahlen aber gleichzeitig ausdrücklich, dass im Falle der anvisierten Umsetzung der CPC-Leitung, die für Kasachstan eine Transportkapazität von etwa 50-55 Mt/Jahr reservieren sollte, der Bedarf an weiteren Exportpipelines erst nach dem Förderbeginn im Offshore-Sektor bestehen würde.⁸¹ Um die kasachische Beteiligung an dem transkaukasi-

⁷⁵ Vgl. Kazakhstan expresses interest in Azerbaijani – Turkish pipeline project, in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.4.1993; Turkey pipeline plan shadowed by war, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 70, S. 1, 12.4.1993.

⁷⁶ Vgl. Mullins, William: Offshore Caspian New Kazakh Focus For Western Help, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 77, S. 1, 21.4.1993.

⁷⁷ Botas rechnete mit der Einspeisung von lediglich 15 Mt nicht-aserbaidchanischen Öls, allein die Tengiz-Produktion sollte dabei etwa 35 Mt erreichen.

⁷⁸ Vgl. Conference Report: Kazakhs express interest in Azeri/Turkish pipeline link, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 23, 11.5.1993.

⁷⁹ Die Genauigkeit der Projektionen wird durch die Produktionsrate von 79,518 Mt im Jahr 2010 bestätigt.

⁸⁰ Im Juni 1993 wurde zwischen Mobil, Royal Dutch/Shell, BP, BG, Total, Agip, Statoil und der kasachischen Kazakhstancaspishelf ein Konsortium zur Durchführung von seismischen Explorationsarbeiten auf dem 103.000 km² großem Offshore-Gebiet gegründet. Jedes der ausländischen Unternehmen sollte dafür einen Bonus von jeweils 5 Mio. USD an die Regierung zahlen. Die Explorationsarbeiten sollten etwa 200 Mio. USD kosten und drei Jahre dauern. (Die Kosten betragen tatsächlich etwa 300 Mio. USD.) Anschließend sollten alle Unternehmen Prioritätsrechte für Verhandlungen über die Entwicklung von jeweils zwei Blöcken (Block/500 km²) erhalten. Vgl. Kazakhs forward outlook to groups, but delay on OPEC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 114, S. 1, 14.6.1993; In Kazakhstan, oil reserves generate big interest, in: Agence France Presse, 17.6.1993; George, Dev: Caspian Sea reserves could rival those of Saudi Arabia, in: Offshore, S. 23, July 1993.

⁸¹ Zusätzlich bestanden Exportkapazitäten über die Atyrau-Samara-Pipeline (10,5 Mt) und die Kenkiyak-Orsk-Pipeline (etwa 2,5 Mt). Kondensat von Karachaganak konnte mittels einer direkten Leitung nach Orenburg ex-

schen Projekt überhaupt rechtfertigen zu können, mussten somit zuerst zusätzliche Produktionskapazitäten entdeckt und erschlossen werden.

Jedoch schien auch der Bau der Tengiz-Noworossijsk-Leitung zu diesem Zeitpunkt keineswegs sicher zu sein, da ihr wichtigster potenzieller Kunde (TCO) nicht mit den angebotenen Teilnahmebedingungen zufrieden war und daher keine Durchleitungsgarantien erteilen wollte, die für die Sicherung der Projektfinanzierung notwendig waren. Obwohl Chevron, ähnlich wie die kasachische Regierung, eine Präferenz für die Noworossijsk-Alternative besaß, schloss es nicht zuletzt aus verhandlungstaktischen Gründen keine der vorliegenden Transportmöglichkeiten gänzlich aus. „*We are looking at a number of different alternatives.*“⁸² Die deklarierte Offenheit des Konzerns nährte somit weiterhin die Hoffnungen Ankaras auf eine Bündelung kasachischer und aserbaidchanischer Ölexporte auf einer über das türkische Territorium führenden Route. In der Tat tauschte sich Chevron mit Amoco über eine mögliche Kooperation bei der Schaffung eines gemeinsamen Exportsystems aus der Region aus. „*There have been general discussions that it would be logical for these projects (Chevron's and Amoco's) to come together, and I hope they do.*“⁸³ Auf welcher Trasse die Exporte in diesem Fall erfolgen würden, blieb jedoch offen, da sich auch die in Aserbaidchan tätigen Unternehmen diesbezüglich noch nicht festgelegt hatten.⁸⁴

Auch während der Black Sea Oil & Gas Conference Ende April 1993 wurde erneut deutlich, dass obwohl zwischen den Unternehmen Einigkeit über wirtschaftliche und logistische Vorteile des gemeinsamen Exports kasachischen und aserbaidchanischen Öls über eine „*super pipeline and terminal*“ herrschte, beträchtliche Differenzen in den Vorstellungen über den präferierten Streckenverlauf bestanden. Hinsichtlich laufender Sondierungsgespräche zwischen Baku und Teheran über den Bau eines Segments der Baku-Ceyhan-Leitung über iranisches Territorium verwiesen die beteiligten Unternehmensvertreter lediglich darauf, dass jede Route über den Iran wegen der nahezu unmöglichen Finanzierung eines solchen Projektes „*completely out of the question*“ wäre. Die türkische Seite versuchte gleichzeitig, durch den Verweis auf die zusätzliche Belastung der Bosphorus-Meerengen im Falle des Ölexports über Noworossijsk oder Georgien, das Gleichgewicht zu Gunsten der von ihr bevorzugten Mittelmeer-Option zu verändern.⁸⁵

4.1.5 Kein Wandel der Transportpräferenzen nach den politischen Umbrüchen in Baku

Im Juni 1993 kam es in Aserbaidchan zu weitreichenden politischen Umbrüchen, die durch Moskau zumindest indirekt unterstützt wurden.⁸⁶ Ein militärischer Coup führte zum Sturz des demokratisch

portiert werden (bis zu 5 Mt). Der einheimische Bedarf würde die Exportkapazität um weitere 10-15 Mt verringern.

⁸² David O'Reilly, Vizepräsident von Chevron, zit. in: Kingston, John: A long wait, but Tengiz deal is signed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 68, S. 1, 7.4. 1993.

⁸³ Lawrence H. Fuller, Vorsitzender von Amoco, zit. in: ebenda.

⁸⁴ Vgl. Kazakhstan expresses interest in Azerbaijani – Turkish pipeline project, in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.4.1993; Turkey pipeline plan shadowed by war, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 70, S. 1, 12.4.1993.

⁸⁵ Die türkische Seite arbeitete eine Kompromisslösung aus, die den Bau von zwei parallelen Leitungen vorsah. Eine sollte über armenisches (40 km), die andere über iranisches Gebiet (65 km) verlaufen. Dadurch sollte der ununterbrochene Betrieb gewährleistet werden, da auch bei einer Pipelineschließung durch Armenien das Öl weiter über den Iran fließen könnte. Vgl. Zaman, Amberin, Disagreement Fierce Over Caspian Line; At Conference in Turkey, Consensus is Fleeting, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 83, S. 1, 29.4.1993; Roberts, John: Central Asia: Oil Industry Waits For Elusive Pipeline Decision, in: IPS-Inter Press Service, 30.4.1993.

⁸⁶ Angeblich wurden Aufständische unter der Führung von Alijew durch Waffen von russischen Armeebasen unterstützt. Vgl. Bell, Alistar: Russia saber-rattling echoes in Turkic republics, in: The Herald, S. 17, 31.12.1993.

gewählten Elcibey-Regimes und seiner Ersetzung durch Heidar Alijew, welcher noch während der Sowjetzeit mehrere hohe Posten in der kommunistischen Nomenklatura hielt. Dieser setzte die bis dahin unterzeichneten Abkommen im Energiesektor kurzerhand aus. Darüber hinaus schien er an engeren Beziehungen mit Moskau interessiert zu sein als sein Vorgänger und verkündete bereits kurz nach der Machtübernahme Pläne bezüglich des Beitritts seines Landes zur GUS, von dem er sich u. a. russische Unterstützung bei der Lösung des Karabach-Konfliktes erhoffte. (Tatsächlich erfolgte der Beitritt formell bereits im September.) Die Türkei befürchtete anfänglich, dass die scheinbare Annäherung an Russland auch Auswirkungen auf die aserbajdschanischen Exportinfrastrukturpläne haben könnte und machte schnell deutlich, dass aus türkischer Perspektive nur eine Route zum Mittelmeer für den Transport der aserbajdschanischen Produktion in Frage kommen würde. Im August sprachen Vertreter des türkischen Außenministeriums vor diesem Hintergrund davon, dass sich Ankara möglicherweise zur Einführung einer Art Quotensystems gezwungen sehen könnte, wenn der Tankerverkehr über die Bosphorus-Meerenge weiter zunehmen sollte. Die Drohung war gleichzeitig gegen Russland gerichtet, das wiederholt starke Kritik an türkischen Pipelinevorschlägen vortrug und den Export aus der Region monopolisieren wollte. Die Sorgen Ankaras über die außenpolitische Orientierung und Pipelinepräferenzen der neuen aserbajdschanischen Regierung wurden jedoch schnell zerstreut. Bereits beim Besuch des türkischen Außenministers in Baku im September 1993 bestätigte Alijew, dass sich sein Land für die Exportroute nach Ceyhan entscheiden würde und er sprach sich ebenfalls für die Fortsetzung der türkischen Unterstützung bei der Ausbildung aserbajdschanischen Militärpersonals aus.⁸⁷ Aufgrund des weiterhin anhaltenden Kriegszustandes zwischen Aserbaidschan und Armenien mussten von der Türkei jedoch jegliche Pläne bezüglich der zeitnahen Umsetzung einer Leitung mit einem Streckenverlauf über Armenien aufgegeben werden. Türkische Vertreter sprachen daher im Verlauf „technischer“ Gespräche mit den in Aserbaidschan tätigen westlichen Unternehmen davon, dass entweder eine Ausweichroute über Georgien oder den Iran genutzt werden müsste.⁸⁸ Auch wenn sich türkische Offizielle in den Verhandlungen „offen“ für beide Lösungen zeigten, schienen sie aufgrund der sehr unruhigen Lage in Georgien eine Präferenz für die iranische Variante zu hegen.⁸⁹ Botas bot dabei an, die Pipeline über den Iran für 1,4 Mrd. USD zu bauen, die Variante über Georgien wäre mit 1,65 Mrd. USD etwas teurer. Alternative Berechnungen des US-Ingenieursunternehmens Fluor Daniel sahen die Kosten demgegenüber bei etwa 3,5 Mrd. USD.⁹⁰

⁸⁷ Der Folgebesuch von Alijew in der Türkei im Februar 1994 verdeutlichte zusätzlich die außenpolitischen Präferenzen seines Landes. Der Präsident sprach u. a. davon, dass die Türkei und Aserbaidschan zwar zwei Länder, jedoch eine Nation bildeten. Vgl. Hunter, Shireen T.: *The Evolution of the Foreign Policy of the Transcaucasian States*, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): *Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia*, New York, London: Routledge, 2000, S. 25-47, hier S. 43.

⁸⁸ Die Länge der über Georgien führenden Variante von Baku bis nach Midyat sollte 1.150 km betragen, die iranische Alternative wäre mit 1.060 km etwas kürzer.

⁸⁹ Die armenischen militärischen Erfolge führten dazu, dass das Land Gebiete im Südosten Aserbaidschans besetzte, über welche laut den ursprünglichen Plänen die Pipeline verlaufen sollte. Die neue Situation erforderte somit eine Verlängerung des iranischen Streckenabschnittes auf etwa 200 km.

⁹⁰ Auch die in Aserbaidschan tätigen westlichen Ölkonzerne berechneten die Kosten höher als die Botas. Die Baku-Ceyhan-Verbindung über Nachitschevan mit einer Kapazität von 25 Mt/Jahr wurde auf 1,375 Mrd. USD geschätzt, bei einer Kapazität von 40 Mt/Jahr sollte sie 1,770 Mrd. USD kosten. Alternativen über Georgien wurde auf 1,533 Mrd. USD (25 Mt) bzw. 1,989 Mrd. USD (40 Mt) berechnet. Falls die Pipeline nicht an die Kirkuk-Ceyhan-Leitung angeschlossen werden könnte, würden weitere 536 Mio. USD (25 Mt) bzw. 945 Mio. USD für den Bau des Midyat-Ceyhan-Segments hinzukommen. Vgl. Bodgener, Jim/Roberts, John: *While we were marching through Georgia*, in: *FT Energy Newsletters – Energy Economist*, S. 8, 1.2.1995; Pope, Hüge: *Turks put squeeze on Bosphorus*, in: *The Independent*, S. 8, 10.8.1993; Zaman, Amberin: *Armenia Out Of Picture For Caspian Line; Iran Route is Increasingly Favored*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 71, No. 166, S. 1, 26.8.1993.

Die Türkei startete auch eine diplomatische Charmeoffensive in Richtung Moskau, um es von den Vorteilen seiner Pipelinepläne zu überzeugen. Die Leitung sollte aus türkischer Sicht keinesfalls nur dem Export aserbaidischischer und kasachischer Produktion dienen, sondern ebenso eine zusätzliche Transportoption für russisches Öl schaffen und somit zur Verringerung infrastruktureller Engpässe des Landes beitragen. Um das Vorhaben zu diskutieren, reiste die türkische Premierministerin, Tansu Ciller, im September nach Moskau.⁹¹ Im Rahmen der Gespräche wurden von der türkischen Delegation auch mehrere Möglichkeiten zur Schaffung von Bosphorus-Bypass-Pipelines vorgestellt, die jedoch keinesfalls die Verbindung zwischen Baku und Ceyhan ersetzen, sondern lediglich eine Lösung für den ohnehin wachsenden Ölexport aus Noworossijsk und anderen Schwarzmeerterminals bieten sollten. Diesbezüglich wurden auch erste Gespräche mit Chevron aufgenommen.⁹²

Gleichzeitig wurden von Ankara auch Verhandlungen mit der US-Administration initiiert, die jedoch vorerst zu keinen greifbaren Erfolgen führten. Die Türkei beklagte in deren Verlauf große wirtschaftliche Verluste im Zuge der Sanktionspolitik gegenüber dem Irak (seit dem Ende des Golfkrieges angeblich nahezu 20 Mrd. USD) und strebte daher nach einer Erlaubnis für eine zumindest partielle Eröffnung der geschlossenen Pipelineverbindung aus dem Nachbarland. Die geplante Anbindung der Leitung aus Aserbaidschan an die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline wurde von der Türkei dabei als Teillösung des wirtschaftlichen Problems präsentiert. Somit könnten die türkischen Transitausfälle kompensiert, die Anlagen in Ceyhan ausgelastet und die Versorgungssicherheit bei Öl erhöht werden. Darüber hinaus bekräftigte die Türkei ihr Interesse an der Rolle einer Brücke für Energietransporte aus dem kaspischen Raum in Richtung Europa, wodurch sie auch ihren regionalen Einfluss in Konkurrenz zu Russland und Iran ausbauen wollte.⁹³ „*The pipeline is a strategic issue. The country controlling the pipeline will have a lot of influence over the oil exporting countries.*“⁹⁴

⁹¹ Die Länder konnten sich auf die Gründung einer gemeinsamen Kommission einigen, der auch Vertreter Kasachstans, Turkmenistans, Aserbaidschans und sogar der USA angehören sollten und die den Bau von Exportpipelines aus dem kaspischen Raum untersuchen sollte. Um Russland für die Leitung nach Ceyhan zu gewinnen, wurden von türkischen Offiziellen diverse Pipelinepläne vorgeschlagen. Einer davon sah vor, russisches und kasachisches Öl über die bestehende Infrastruktur nach Grosny zu befördern. Von dort sollte eine neue 800 km lange Verbindung in südwestliche Richtung nach Georgien und in die Türkei verlegt werden, wobei in Georgien der Zusammenschluss mit einer Leitung aus Aserbaidschan erfolgen sollte. Die Pipeline sollte schließlich in die Kirkuk-Ceyhan-Leitung münden. Vgl. Turkish PM in Russia To Talk Route of Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 174, S. 5, 8.9.1993; Grandsen, Gregory: Turkey, Russia agree that Armenian offensive must be stopped, in: United Press International, 9.9.1993; Turkey sees new pipeline route for Azerbaijan's crude, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 246, S. 4, 21.12.1993.

⁹² Chevron zeigte Interesse an der Igneada-Kadikoy-Pipeline (220 km), die über den europäischen Teil der Türkei verlaufen sollte. Die Kapazität sollte anfänglich 30 Mt/Jahr betragen und die Kosten sollten bei etwa 300 Mio. USD liegen. Die Türkei bevorzugte die Samsun-Ceyhan-Verbindung, welche die bestehenden Anlagen in Ceyhan nutzen könnte und dem Land höhere Transiteinnahmen verschaffen würde. Die Kosten für eine 30 Mt/Jahr Pipeline wurden auf 1,432 Mrd. USD berechnet, für eine 60 Mt/Jahr auf 2,224 Mrd. USD und für eine 75 Mt/Jahr auf 2,59 Mrd. USD. Darüber hinaus bestanden auch Pläne für eine Verbindung zwischen Kiyikoy und Saroz am Ägäischen Meer (asiatischer Teil der Türkei). Die Leitung wäre 190 km lang. Die Kosten bei einer Kapazität von 25 Mt/Jahr sollten 573 Mio. USD, bei 40 Mt/Jahr 795 Mio. USD und bei 75 Mt/Jahr 1,109 Mrd. USD betragen. Vgl. Sanders, Richard: Turkey Studying A „Sumed“-Type Line For Crude Supply, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 186, S. 1, 24.9.1993; Roberts, John: Meanwhile in Turkey, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 6, 1.10.1993; Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.

⁹³ Vgl. Turkey attempts to get regional oil, in: Xinhua General News Service, 23.11.1993.

⁹⁴ Mete Goknel, ehemaliger Vorsitzender von Botas, zit. in: Dorsey, James M.: Turks may gain from Russian turmoil, in: The Washington Times, S. 8, 12.2.1994.

Auch Kasachstan stand weiterhin im Fokus der türkischen Diplomatie. Noch im selben Monat wurde beim Besuch des kasachischen Außenministers, Tuletay Suleymenov, in Istanbul eine allgemeine Einigung über zukünftige kasachische Öllieferungen an die Türkei erreicht. Anders als bei den früheren Verhandlungen besaß die Türkei nicht nur Interesse an der Rolle eines Transitlandes, sondern wollte auch als Absatzmarkt für die kasachische Produktion dienen. Neben einer kasachischen Anbindung an die Baku-Ceyhan-Pipeline wurde daher auch über die Verschiffung kasachischen Öls von Noworossijsk per Tanker an einen der türkischen Schwarzmeerhäfen (z. B. Trabzon, Samsun) verhandelt. Kasachstan stimmte im Verlauf des Treffens auf einer generellen Ebene zu, den Bau der Baku-Ceyhan-Leitung zu unterstützen, wobei man auf diesem Weg künftig etwa 15 Mt/Jahr exportieren wollte. Hierbei handelte es sich jedoch um keine Lieferzusage, sondern lediglich um eine unverbindliche Absichtsbekundung.⁹⁵

Auch Moskau blieb nicht passiv und versuchte die neue aserbajdschanische Führung für eine nördliche Exportroute nach Noworossijsk zu gewinnen. Hierzu sollte entweder eine Integration existierender Pipelinesegmente zwischen Baku, Grosny und der russischen Hafenstadt mit dem CPC-System erfolgen oder bei Interesse auch eine eigenständige Exportleitung geschaffen werden. Zusätzlich wurde von Russland auch die Möglichkeit der Anbindung an das Druzhba-System vorgeschlagen. Die dazu benötigten Baumaßnahmen waren gering und erforderten angeblich Investitionen von lediglich 4 Mio. USD. Moskau sicherte dabei zu, dass aserbajdschanische Ölexporte auf jeden Fall bereits im kommenden Jahr beginnen könnten. Um die Vorschläge zu besprechen, stattete der russische Energieminister, J. Schafranik, im November Alijew einen Besuch ab.⁹⁶

Die neue aserbajdschanische Führung nahm dabei im Vergleich zum Vorgängerregime in einigen Bereichen tatsächlich deutlich größere Rücksicht auf die geopolitischen Rahmenbedingungen der Region und die Interessen Russlands. In Baku war man sich dessen bewusst, dass eine Beteiligung russischer Konzerne an Förderprojekten durchaus positive Auswirkungen auf deren Umsetzung haben und den politischen Druck auf das Land senken könnte. Da Moskau durch die Unterstützung Armeniens auch indirekt am Konflikt um Bergkarabach beteiligt war, besaß es grundsätzlich ausreichende Hebel zur Beeinflussung der politischen Lage in Aserbajdschan. Trotz einer gewissen Annäherung an Russland, die sich im Energiesektor primär durch die Zustimmung zur Beteiligung von Lukoil an der Erschließung der Offshore-Vorkommen widerspiegelte⁹⁷, war jedoch auch die neue politische Elite nicht daran interessiert, sich in Fragen der Ölexporte vom nördlichen Nachbarn abhängig zu machen.⁹⁸ Obwohl offiziell weiterhin mehrere Exportrouten in Betracht gezogen und lediglich klar gestellt wurde, dass eine Strecke über Armenien gänzlich inakzeptabel wäre, signalisierte Baku daher parallel seine klare Präferenz für die Alternative zum Mittelmeer, deren genauer Verlauf jedoch weiterhin unklar blieb.⁹⁹ Kasachstan sprach sich dagegen zusammen mit Frankreich gerade für die Mög-

⁹⁵ Vgl. Kazakh foreign minister in Ankara signs range of bilateral agreements (TRT TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.9.1993.

⁹⁶ Vgl. Russia Energy Minister Negotiates Oil Deals With Azerbaijan, in: The Associated Press, 19.11.1993; Russia energy minister visits Baku; discusses investment in oil, in: Turan news agency, 26.11.1993.

⁹⁷ Die aserbajdschanische Führung stimmte im März 1994 zu, dem russischen Unternehmen eine Beteiligung an den Azeri-Chirag-Guneshli-Vorkommen von zehn Prozent zu gewähren. Schafranik sprach sich bei seinem Besuch für eine Erhöhung der Beteiligung auf 20 Prozent aus.

⁹⁸ Vgl. Dorsey, James: Oil pursuit proves slippery in Azerbaijan; Distrust of West, war hurt foreign companies' efforts, in: The Washington Times, S. 8, 23.4.1994.

⁹⁹ Vgl. Gafarly, Mekham: Russia Regains Access To Azeri Oil (Segodnya, No. 83, S. 3), in: RusData Dialine - BizEkon News, 25.11.1993; Azerbaijan seeks speed up of Caspian deal but issues remain, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 12, 14.1.1994.

lichkeit des Baus einer Pipeline über armenisches Territorium aus. Dies entsprach der kasachischen kooperativen Außenpolitik, die sich für die Stabilisierung der Sicherheitslage und Verbesserung der Beziehungen im GUS-Raum einsetzte, wovon man sich wiederum langfristig positive Effekte auf die eigene Transportpolitik erhoffte.¹⁰⁰

4.1.6 Die Türkei erhöht den Druck – Astana hält an der russischen Hauptexportroute fest

Die türkische Position im Pipelinewettbewerb erhielt tatkräftige Unterstützung, als es im März 1994 in der Bosphorus-Mündung zur Kollision zwischen dem zypriotischen Tanker Nassia und dem Frachter Shipbroker kam, bei der zahlreiche Besatzungsmitglieder starben. Die offizielle Reaktion auf den Unfall ließ kaum Zweifel daran aufkommen, dass das Land bereit wäre, zukünftig alle erforderlichen Maßnahmen zu treffen, um seine Interessen zu wahren. „*After the weekend collision the chapter on oil transportation through the Bosphorus has been closed definitively. We can no longer endanger the lives of Istanbul's 10-million inhabitants.*“¹⁰¹ Die türkische Regierung erließ daraufhin deutlich strengere Regelungen für den Schiffsverkehr (geltend ab 1. Juli) und drohte sogar mit der Möglichkeit der Verhängung eines kompletten Verbotes für Tankerdurchfahrten durch die Meerengen.¹⁰² Sowohl Russland als auch die übrigen Schwarzmeeranrainerstaaten und Kasachstan kritisierten die Maßnahmen und argumentierten, dass sie eine Verletzung der Montreux Konvention darstellen würden, welche für die Meerengen die unbehinderte Passage garantierte. Kasachische Vertreter sprachen sogar davon, dass die Türkei somit direkten politischen Einfluss auf das Land in Fragen der Ölexportrouten ausüben wolle. „*Turkey's stubbornness over the Bosphorus has something to do with the political power it wants to exert over Kazakhstan.*“¹⁰³

Die türkischen Drohungen und die Entschlossenheit bei der Umsetzung der Maßnahmen schien auch Eindruck im Kreml hinterlassen zu haben¹⁰⁴, sodass sich russische und türkische Vertreter auf eine Intensivierung der Zusammenarbeit bei der Entwicklung von Konzepten zur Umgehung des Bosphorus einigten.¹⁰⁵ Im April 1994 kam es in Ankara zum Treffen mehrerer an der Erschließung von Vorkommen in der kaspischen Region beteiligten ausländischen Ölunternehmen mit russischen, türkischen, kasachischen und aserbaidchanischen Offiziellen, um in diesem Rahmen Optionen für die Lösung der Exportproblematik für die kasachische und aserbaidchanische Ölproduktion zu besprechen. Hierbei standen sich zwei Konzepte gegenüber: 1.) Das von der Türkei bevorzugte sah den Bau einer Route von Baku nach Ceyhan vor, die entweder über Armenien, Georgien oder den Iran Aserbaidschan mit der Türkei verbinden würde; 2.) Russland präferierte demgegenüber weiterhin den Export

¹⁰⁰ Vgl. Azeris seek international help in developing oil and gas sector, in: Offshore, S. 50, February 1994.

¹⁰¹ Hikmet Cetin, türkischer Außenminister, zit. in: Zaman, Amberin/Halling, Colin/McMichael, Bruce: Turkey Raises Threat of Closing Straits, New Regulations Would Effectively Bar Oil: Cetin, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 52, S. 1, 16.3.1994.

¹⁰² Die Bestimmungen betrafen den Abstand der Schiffe, die Trennung des Verkehrs in westwärts- und ostwärtsverlaufend, das Navigieren der Schiffe durch ausgebildete Lotsen, die Meldepflicht für Schiffe, die Öl oder andere gefährliche Substanzen transportierten (24 Stunden im Voraus), das Verbot der Durchfahrt größerer Schiffe in der Nacht (Länge über 200 m oder Tiefgang über 15 m), die Höhe der Gebühren und die Versicherungsaufgaben. Die Kosten für den Öltransport über die Meerengen stiegen somit laut russischen Vertretern um 30 Prozent. Vgl. Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.

¹⁰³ Anonymer Regierungsmitarbeiter, zit. in: Artykova, Nadira: Central Asian Republics: Kazakhstan Opts For Russian Oil Route, in: IPS-Inter Press Service, 3.3.1994.

¹⁰⁴ Tatsächlich verweigerte die Türkei in der Folgezeit die Durchfahrt des von Lukoil gecharterten griechischen Tankers Ocean Armour III (268.450 dwt; Länge 300 m; Tiefgang 18,7 m).

¹⁰⁵ Vgl. Economic protocol with Russia: discussion on energy supplies (Turkish Daily News), in: BBC Summary of World Broadcasts, 21.4.1994.

über Noworossijsk, der bei Bedarf mit einer Bypass-Leitung kombiniert werden sollte.¹⁰⁶ Der erste stellvertretende russische Premierminister, Oleg Soskovets, formulierte sogar die Idee der Gründung eines internationalen Pipelinekonsortiums, das für die Umsetzung des Planes und anschließend auch für den Öltransport bis in den Mittelmeerraum verantwortlich wäre.¹⁰⁷ Die großen konzeptionellen Differenzen bei den Vorschlägen zur Lösung der Öltransportproblematik, die auch mit divergierenden (geo-)politischen Zielsetzungen der staatlichen Akteure verbunden waren, erlaubten den Teilnehmern letztendlich nicht eine gemeinsame Position zu finden. Moskau hoffte dabei weiterhin auf die Einbeziehung Aserbaidschans in seine Exportpläne, sodass der russische Energieminister das Treffen ebenfalls dazu nutzte, das Land erneut zum CPC-Beitritt einzuladen.¹⁰⁸

Die Entscheidung der kasachischen Führung in Fragen der Ölexportrouten stand ungeachtet des türkischen Druckes bereits fest, obwohl Nasarbajew im Frühjahr 1994 in einer von einigen Analytikern auch als energiepolitische Unabhängigkeitserklärung bezeichneten Rede am Royal Institute of International Affairs in London deklarierte, dass *„Russia will not get an equity share in Tengiz or Karachaganak.“*¹⁰⁹ Der Präsident führte nämlich im Einklang mit früheren kasachischen Bekundungen ebenfalls an, dass obwohl sein Land die Umsetzung von Plänen für ein Exportsystem über die Türkei unterstützen wolle, dies jedoch erst nach dem Abschluss der Pipeline von Tengiz nach Noworossijsk erfolgen solle. Die kasachische Führung hegte dabei in Bezug auf Russland keinesfalls romantische Vorstellungen und war sich durchaus der strategischen Auswirkungen der Öltransportinfrastruktur auf die politische (Un-)Abhängigkeit ihres Landes bewusst. Der stellvertretende Energieminister, Uzakbay Karabalin, beschwor öffentlich, dass: *„We cannot be dependent on exporting oil through Russia. The top priority is being given to becoming self-sufficient and independent.“* Bei der Planung alternativer Exportrouten, bei deren Konzipierung die Regierung vom internationalen Beratungskonsortium Kazakhstan Pipeline Company unterstützt wurde, war Kasachstan jedoch laut Karabalin mit ernsthaften Herausforderungen konfrontiert. Die Alternativen zu Russland wären entweder mit internationalen politischen Vorbehalten (iranische Route), hohen distanzbedingten Kosten (chinesische Route) oder sicherheitspolitischen Problemen (Kaukasus) belegt. Aufgrund der bestehenden Konflikte im kaukasischen Raum konstatierte er somit bezüglich der Baku-Ceyhan-Pipeline lediglich nüchtern, dass: *„At present, the route is out.“*¹¹⁰ Das Festhalten an der Entscheidung der Regierung zugunsten der russischen Route entsprach gleichzeitig den bestehenden geopolitischen und geoökonomischen Gegebenheiten und kam somit einem „Bandwagoning“ Almatys gegenüber Moskau gleich. Es war jedoch auch Ausdruck des pragmatischen Ansatzes der Regierung, da diese Option ungeachtet der im Rahmen von CPC herrschenden Probleme weiterhin mit den geringsten Komplikationen verbunden war und aufgrund der vergleichsweise kurzen Distanz und bereits existierenden Infrastruktursegmenten als wirtschaftlichste Alternative galt. Trotz andauernder Differenzen mit OOC und Aufrufen dazu, dass sich die in Kasachstan tätigen Ölkonzerne am Bau eines gemeinsamen alternativen Exportsystems beteiligen sollten, sah selbst Chevron die Verbindung nach Noworossijsk weiter-

¹⁰⁶ Vgl. Zaman, Amberin: New Botas Chief: Azeri Talks Revived, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 78, S. 1, 22.4.1994.

¹⁰⁷ Vgl. Turkmenistan signs pipeline deals as Turkey's worth dawns on Russia, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 19, 27.4.1994.

¹⁰⁸ Vgl. Smirnov, Konstantin/Lapin, Yevgeny: Russia Invites Azerbaijan To Join Caspian Consortium (Kommersant-Daily, No. 78, S. 3), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 29.4.1994.

¹⁰⁹ Zit. in: Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.

¹¹⁰ Zit. in: ebenda.

hin als wahrscheinlichste und beste Lösung an.¹¹¹ Der US-Konzern zweifelte somit keinesfalls die russische Route an, sondern lediglich die Rahmenbedingungen unter denen sie von CPC erschlossen werden sollte.

4.1.7 Russland intensiviert sein Interesse an der kaspischen Region

Der Notwendigkeit der Rücksichtnahme auf russische Interessen bei der Wahl der Transportinfrastruktur, die insbesondere durch vielseitige politische und wirtschaftliche Einflussmöglichkeiten Moskau auf Kasachstan bedingt war, war man sich in Almaty durchaus bewusst. Die rohstoffreichen Nachfolgestaaten der Sowjetunion wurden im Verlauf des Jahres 1994 darüber hinaus aber auch mit steigendem Druck aus dem Kreml konfrontiert, russische Unternehmen direkt an wichtigen Produktionsprojekten im Energiesektor zu beteiligen. Andernfalls zeigte Russland die Bereitschaft, deren Umsetzung zu blockieren. Dies spiegelte sich sowohl im Rahmen der Verhandlungen um den Einstieg von Lukoil in den aserbajdschanischen Offshore-Sektor als auch in Kasachstan wider, wo sich beispielsweise Chevron mit großen Schwierigkeiten beim Export seiner Tengiz-Produktion über das Pipeline-Netz von Transneft konfrontiert sah. Die Exportfrage spielte auch eine entscheidende Rolle im Rahmen der Verhandlungen über das Karachaganak-PSA und bewegte die daran beteiligten westlichen Unternehmen – Agip und BG – schließlich zum Abtreten eines 15 prozentigen Anteils am Konsortium an Gazprom, sodass die nur wenige Wochen alte Erklärung von Nasarbajew relativiert wurde. Ein Vertreter eines US-Konzerns kommentierte die neuerliche Entwicklungen mit den Worten: „*Russia is holding Kazakhstan hostage.*“¹¹²

Die russische Führung war nicht bereit zu akzeptieren, dass westliche Unternehmen die Kontrolle über Rohstoffvorkommen übernahmen, die noch zu Sowjetzeiten entdeckt und teilweise erschlossen wurden, und auf die daher Moskau historische Eigentumsansprüche erhob. „*The Russians believe that they have an inherent proprietary interest in the natural resources that they developed during the Soviet period.*“¹¹³ In einem Brief der russischen Regierung an die britische Botschaft vom April 1994 wurde vom Kreml das Vetorecht für alle Projekte beansprucht, die das Kaspische Meer betrafen und zwischen westlichen Unternehmen und den postsowjetischen Republiken abgeschlossen werden sollten. Das Meer wurde im Schreiben als geschlossenes Wasserbecken mit einem einheitlichen Ökosystem bezeichnet, sodass alle Projekte aufgrund möglicher Umweltauswirkungen nur unter Beteiligung bzw. Zustimmung aller Anrainerstaaten verhandelt werden dürften. Hierbei handelte es sich weniger um ein neu entdecktes Umweltbewusstsein, sondern vielmehr um das Streben nach einer direkten Kontrolle der neuen unabhängigen Länder. Moskau war auch kaum an der Beteiligung aller Anrainerstaaten an den Verhandlungen über alle Projekte interessiert, was bei jedem Einzelfall auch den Iran und die verbleibenden Ex-Sowjetrepubliken einschließen müsste. Prinzipiell schien man mit der Einbeziehung russischer Unternehmen auf der Basis bilateraler Übereinkommen mit dem jeweiligen Anrainerstaat zufrieden zu sein.¹¹⁴

Der Bedeutung des Rohstoffsektors für die wirtschaftliche Entwicklung und daher auch politische Stabilität einzelner postsowjetischer kaspischer Staaten war man sich in Russland sehr wohl bewusst. Durch den Einfluss auf die Ölbranche mittels direkter Beteiligung russischer Konzerne an entscheidenden Förderprojekten konnte man nicht nur an der Rentengenerierung teilnehmen, sondern bei

¹¹¹ Vgl. Derr cites gridlock over Tengiz pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 98, S. 5, 20.5.1994.

¹¹² Zit. in: LeVine, Steve: Moscow Pressures Its Neighbors To Share Their Oil, Gas Revenues, in: The Washington Post, S. 24, 18.3.1994.

¹¹³ Ben Miller, Direktor von Ernst&Young in Almaty, zit. in: ebenda.

¹¹⁴ Vgl. Mursaliyev, Azer: Diplomatic geography smells of oil, in: Moscow News, 8.7.1994.

Bedarf auch die innenpolitische Lage dieser Länder beeinflussen. Auch die Instrumentalisierung der bestehenden transportinfrastrukturellen Abhängigkeit zur Durchsetzung politischer und wirtschaftlicher Ziele und Bestrebungen zu ihrer weiteren Aufrechterhaltung nahmen in der neuen russischen regionalen Machtpolitik eine zentrale Stellung ein. Die Bemühungen waren Bestandteil eines breit angelegten „proto-imperialistischen“¹¹⁵ außenpolitischen Aktivismus, der auf das Wiedererlangen des verlorenen politischen Einflusses in der Nachbarschaftsregion ausgelegt war und der sich nicht zuletzt auch in verborgenen wie auch offenen militärischen Handlungen im Südkaukasus widerspiegelte. Das russische Vorgehen stellte eine deutliche Abkehr von der starken Westorientierung der Außenpolitik in der Phase direkt nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion dar, die auch als „diplomacy of smiles“ und „policy of yes“¹¹⁶ bekannt war und aus Moskaus Perspektive durch den Westen unzureichend honoriert bzw. lediglich zur weiteren Schwächung der russischen Position missbraucht wurde. In den neuen strategischen Dokumenten deklarierte der Kreml offen, dass er sich das Recht vorbehält, innerhalb des früheren Gebietes der UdSSR, das als „nahes Ausland“ bezeichnet wurde, Truppen zu entsenden, um die dort lebenden ethnische Russen zu verteidigen.¹¹⁷ Die im Juli 1994 angenommene Direktive Nr. 396 „*On protecting the interests of the Russian Federation in the Caspian Sea*“ legte eindeutig fest, dass Russland in Zentralasien und im Kaukasus seine Einflussphäre aufrechterhalten sollte. Darüber hinaus wurde in Moskau auch die beschleunigte wirtschaftliche, militärische und politische (Re-)Integration der Region unter russischer Vorherrschaft angestrebt. Die bestehende regionale Instabilität und deren latente Aufrechterhaltung in Form sog. „frozen conflicts“ stellte dabei eine der wichtigsten russischen Trumpfkarten dar¹¹⁸ und erhöhte die Wahrscheinlichkeit eines Scheiterns aller Infrastrukturprojekte, die über den Kaukasus verlaufen und somit eine geoökonomische Integration des kaspischen Raums mit dem Westen ermöglichen würden. Das russische Engagement bei der Behinderung westlich gerichteter Initiativen reduzierte sich dabei nicht nur auf die ehemaligen Unionsrepubliken, sondern hatte ebenso eine externe Dimension. So entdeckte man in Moskau u. a. die Möglichkeit der Instrumentalisierung kurdischer Widerstandskämpfer für eigene Pipelineziele, wobei die Türkei im Gegenzug tschetschenische Aufständische unterstützte.¹¹⁹

Das russische Vorgehen verletzte verständlicherweise auch die Interessen der in der Region tätigen westlichen und amerikanischen Unternehmen und somit auch die wirtschaftlichen Interessen der USA. Dies blieb nicht unbeachtet und erweckte in Washington zunehmend negative Reaktionen,¹²⁰ die im Verlauf des Jahres 1994 zum allmählichen Wandel der regionalen außenpolitischen Einstellung

¹¹⁵ Brzezinski, Zbigniew: The premature partnership, in: Foreign Affairs, Vol. 73, No. 2, 1994, S. 67-81, hier S. 76.

¹¹⁶ Vgl. Huntington, Samuel P.: The clash of civilizations and the remaking of world order, New York: Simon&Schuster Paperbacks, 2003, S. 32.

¹¹⁷ Bereits die russische Militärdoktrin aus dem Jahr 1993 beanspruchte de facto das Recht auf Intervention in den ehemaligen Sowjetrepubliken, wenn die inneren Entwicklungen russische Interessen oder die regionale Stabilität gefährden würden. In dem Dokument wurde auch der zentraleuropäische Raum als besondere Interessens- und Einflusszone betrachtet, in dem Russland das Recht besitzen sollte, der Ausdehnung militärischer Blöcke oder Allianzen zu widersprechen. Vgl. Cohen, Ariel et al.: Making The World Safe For America, Russia and Eurasia, Heritage Foundation Reports, October 1996.

¹¹⁸ Vgl. Buzan, Barry/Waeber, Ole: Regions and Powers. The Structure of International Security, Cambridge: Cambridge University Press 2003, S. 409.

¹¹⁹ Beispielsweise fand im Februar 1994 in Moskau eine Konferenz mit dem Titel „The History of Kurdistan“ statt, die von einer PKK nahe stehenden Organisation vorbereitet wurde. Vgl. Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 87, u. 104-105.

¹²⁰ Vgl. Commission on security and cooperation in Europe hearing, Subject: Russian Foreign Policy Toward Other Former Soviet Republics, in: Federal News Service, 24.5.1994.

der Clinton-Administration führten. Dieser Prozess wurde auch durch diplomatische Aktivitäten der Türkei unterstützt, die die Amerikaner weiterhin zum stärkeren regionalen Engagement zugunsten der Ceyhan-Route zu motivieren versuchte. Aus Sicht der US-Administration bestand die wichtigste Herausforderung jedoch weiterhin in der Beseitigung der Gefahr, dass der bestehende Mangel an Transportalternativen die rohstoffreichen Länder zur Intensivierung ihrer Kooperation mit dem Iran treiben würde. Dies zeichnete sich bereits deutlich in den turkmenisch-iranischen Plänen zum Bau von Gaspipelines in Richtung Europa oder den kasachisch-iranischen Swap-Initiativen ab.¹²¹

Im Juni wurde somit in Ankara erneut ein Treffen organisiert, bei dem die Frage der regionalen Exportinfrastruktur besprochen wurde. Neben Vertretern aus Russland, Kasachstan, Aserbaidschan und der Türkei nahmen daran auch US-Abgesandte teil. Die Türkei wiederholte ihre Präferenz für eine Route von Baku zum Mittelmeer (40 Mt/Jahr), die sowohl aserbaidchanisches als auch kasachisches und möglicherweise russisches Öl befördern sollte. Auch die Möglichkeit des Transports nach Noworossijsk, von wo das Öl per Tanker nach Samsun und weiter über eine Pipeline nach Ceyhan befördert werden könnte, wurde diskutiert (Abbildung 24). Aus türkischer Sicht bestand hierbei jedoch das Risiko, dass der Bau der Samsun-Ceyhan-Pipeline letztendlich aus Kostengründen nicht umgesetzt und die Tanker weiterhin über den Bosphorus verkehren würden. Die beteiligten Parteien konnten letztendlich aufgrund der Interessensunterschiede, wie bereits bei Treffen zuvor, keine Einigung erreichen.¹²²

Die im Juli in Kraft getretene Verschärfung der Bestimmungen bezüglich der Schiffspassage über den Bosphorus führte zu Spannungen in den Beziehungen zwischen Russland und der Türkei. Der erste stellvertretende Premierminister sprach sogar davon, dass Russland als Antwort auf den türkischen Schritt die Gaslieferungen an das Land unterbrechen könnte. Offiziell zeigten sich russische Vertreter pragmatisch und verwiesen darauf, dass sie prinzipiell keine Einwände gegen den Export kasachischen und aserbaidchanischen Öls über die Türkei hätten. Die vorgeschlagene Route wurde jedoch als deutlich teurer als die russische Variante und daher für beide Länder auch weniger wirtschaftlich dargestellt.¹²³ Parallel entwickelte Russland auch ein eigenes Projekt für die Lösung der Bosphorus-Problematik, das die strategischen Interessen des Landes befriedigen und gleichzeitig den türkischen Bypass-Vorschlägen konkurrieren sollte. Gazprom, die griechischen Unternehmen Latsis und Copelouzos und das griechisch-russische Prometheus Gas unterzeichneten im August ein vorläufiges Abkommen über den Bau einer Leitung von Burgas nach Alexandroupolis.¹²⁴ Aus russischer Sicht handelte es sich hierbei um eine Notlösung, die für den Fall weiterer türkischer Behinderungen der Bosphorus-Durchfahrt umgesetzt werden sollte. Im Falle ihrer Realisierung könnte russisches und kaspisches Öl weiterhin von Noworossijsk exportiert werden, wobei Russland die direkte Kontrolle über den Bypass und somit den Öltransport bis zum Mittelmeer behalten sollte.

¹²¹ Vgl. Iran Announces Big Oil And Gas Meeting In Teheran, in: Associated Press Worldstream, 19.8.1994.

¹²² Vgl. Five Countries Join Oil Meeting in Ankara, in: Associated Press Worldstream, 23.6.1994; Shargorodsky, Sergei: Russian Demands Complicate Azerbaijan's Multi-Billion Dollar Oil Deal, in: Associated Press Worldstream, 23.8.1994.

¹²³ Die Route nach Ceyhan sollte laut Moskau 3,5 Mrd. USD kosten, die russische Alternative 1,5 Mrd. USD. Vgl. Russia hints of gas supply cutoff to Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 142, S. 2, 25.7.1994.

¹²⁴ Auch die Beteiligung des griechischen Staatsunternehmens DEP und der bulgarischen Chiminport durch Minderheitenanteile wurde angestrebt. Im September 1994 wurde zwischen russischen, griechischen und bulgarischen Vertretern ein Rahmenabkommen über den Bau der Pipeline unterzeichnet. Angedacht war, dass diese eine Kapazität von bis zu 40 Mt/Jahr besitzen würde. Die Kosten wurden auf 700 Mio. USD geschätzt. Vgl. Botas is angry as Ankara oks firm to build new line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 127, S. 1, 1.7.1994.

4.1.8 Das Werben um eine westliche Exportroute für Kasachstan nach dem aserbaidischen Jahrhundertvertrag

Der Zeitrahmen für die Beantwortung der Frage bezüglich der zukünftigen Exportmöglichkeiten für aserbaidisches Öl wurde im September 1994 definiert, als zwischen BP/Statoil, Amoco, Pennzoil, Ramco, Unocal, McDermott, TPAO, Lukoil, Delta Nimir und Aserbaidisch vertreten durch Socar ein PSA-Vertrag mit einer Laufzeit von 30 Jahren über die Gründung eines Konsortiums (Azerbaijan International Oil Consortium - AIOC¹²⁵) zur Entwicklung der Offshore-Felder Azeri, Chirag und Guneshli (Tiefwassersektion unterhalb 200 m; gemeinsam auch als ACG-Felder bezeichnet) unterschrieben wurde. Der erwartete Investitionsumfang des von aserbaidischen Vertretern als „Jahrhundertvertrag“ bezeichneten Abkommens wurde auf 7,4 Mrd. USD¹²⁶ beziffert, er beinhaltete jedoch nicht die Ausgaben für den Bau der Exportinfrastruktur. Der Vertrag legte fest, dass die erste Förderplattform auf dem Feld Chirag innerhalb von 18 Monaten in Betrieb gehen sollte und die Vorbereitungsarbeiten an den verbleibenden Lagerstätten innerhalb von 48 Monaten abgeschlossen sein sollten. Die Exportpipeline, deren Route von den beteiligten Unternehmen zu ermitteln war, sollte nicht später als 54 Monate nach dem Inkrafttreten des Abkommens errichtet sein.¹²⁷ Den beteiligten Parteien war dabei bewusst, dass aufgrund der divergierenden Interessenslage und der sicherheitspolitischen Herausforderungen in der Region gerade die Lösung der Transportproblematik die entscheidende Herausforderung für die erfolgreiche Umsetzung ihrer Produktionsziele darstellen wird. „*This contract will not work unless we settle the question of the export pipeline.*“¹²⁸

Beim anschließenden Treffen der Turk-Republiken in Istanbul im Oktober, bei dem auch die Möglichkeit zur Gründung eines gemeinsamen Marktes diskutiert wurde, warb der türkische Präsident, S. Demirel, bei den Teilnehmern erneut für einen Exportkorridor aus der kaspischen Region über sein Land. „*The most secure, feasible and profitable route for Central Asian and Caucasian oil and natural gas transportation is via Turkey.*“¹²⁹ Der aserbaidische Außenminister, Hasan Hasanov, bestätig-

¹²⁵ BP 17,1267 Prozent; Amoco 17,01 Prozent; Lukoil zehn Prozent; Pennzoil 9,8175 Prozent; Unocal 9,52 Prozent; Statoil 8,5633 Prozent; McDermott 2,45 Prozent; Ramco 2,0825 Prozent; TPAO 1,75 Prozent; Delta Nimir 1,68 Prozent; Socar 20 Prozent. In der Folgezeit strebte Aserbaidisch auch den Eintritt des iranischen Staatskonzerns NIOC an. Dieser sollte fünf Prozent auf Kosten des Anteils von Socar erhalten. Im Gegenzug sollte von Iran eine Pipeline in die Exklave Nachitschewan gebaut werden. Auch eine Raffinerie (0,5 Mt/Jahr) und eine Stromverbindung sollten errichtet werden. Der Eintritt scheiterte jedoch am Widerstand der US-Regierung. Das Angebot wurde daher Anfang Januar 1995 zurückgezogen. Daraufhin wurde dem Iran der Einstieg in Shah Deniz angeboten. Vgl. Azerbaijan Ratifies Caspian Oil Deal, in: The Moscow Times, No. 591, 16.11.1994.

¹²⁶ Die genannten Summen lagen zwischen 7 und 9 Mrd. USD. Im Herbst 1995 verabschiedete AIOC ein Entwicklungsprogramm für die Felder, das Investitionen von 7,95 Mrd. USD vorsah. Vgl. Transportation accord signed for Azeri oil, in: Oil & Gas Journal, S. 104, 11.3.1996.

¹²⁷ Der Entwicklungsplan sah vor, dass die Produktion Mitte 1996 etwa 80.000 b/d betragen, 2003 auf etwa 200.000 b/d ansteigen und um das Jahr 2010 einen Höchststand von bis zu 700.000 b/d erreichen sollte. Die Gesamtreserven der Felder wurden auf 3,8-4,4 Mrd. Barrel (520-600 Mt) geschätzt. Aserbaidisch sollte nach einem Aufteilungsschlüssel bis zu 80 Prozent der Gewinne erhalten, was auf die Projektlaufzeit gerechnet 34 Mrd. USD betragen sollte. Das Land sollte auch einen Unterzeichnungsbonus in Höhe von 300 Mio. USD bekommen. Insgesamt sollten 511 Mt Öl gefördert werden, davon sollten 253 Mt Aserbaidisch gehören. Das geförderte Gas (55 Mrd. m³) sollte ausschließlich Aserbaidisch gehören. Vgl. Ivanovich, David: Oil Companies to sign deal with Azerbaijanis, in: The Houston Chronicle, S. 1, 20.9.1994; Azerbaijani president's news conference on Caspian oil deal (Azerbaijani TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 23.9.1994; Exxon becomes latest Azeri recruit as Iran is dropped, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 26.4.1995.

¹²⁸ Natick Aliyev, Leiter von Socar, zit. in: Killen, Brian: Azerbaijan signs development deal, in: Calgary Herald, S. 7, 21.9.1994.

¹²⁹ Zit. in: Mater, Nadire: Central Asia: Presidents Discuss Possible “Turkic Common Market”, in: IPS-Inter Press Service, 18.10.1994.

te dabei nochmals, dass seine Regierung weiterhin eine Route über die Türkei mit Anschluss an die Kirkuk-Ceyhan-Pipeline bevorzugt. Jedoch enttäuschte Nasarbajew seinen Gastgeber und äußerte unmissverständlich seine Präferenz für den Export der kasachischen Ölproduktion über Noworossiysk, da dies für sein Land die wirtschaftlichste Alternative darstellen würde. Wegen der vorherrschenden Differenzen konnte in der abschließenden Deklaration daher lediglich eine generelle Formulierung über die aktive Kooperation der beteiligten Länder bei der Erschließung und dem Transport von Rohstoffen gefunden werden.¹³⁰

Als wenig hilfreich in Bezug auf die Einbeziehung Kasachstans in die türkischen Infrastrukturpläne zeigten sich dabei auch Einwände Ankaras bezüglich der Gefahren des Tankertransfers über den Bosphorus. Die kasachische Führung reagierte auf das zunehmende Drängen abweichend von den türkischen Vorstellungen, indem sie ihr Interesse an der Nutzung der von Russland präferierten Burgas-Alexandroupolis-Pipeline signalisierte.¹³¹ Im Einklang mit der Bandwagonging-Strategie agierte Almaty somit sowohl in der Frage der Hauptexportpipeline als auch bei der Lösung des Bosphorus-Problems gänzlich in Übereinstimmung mit der russischen Position und versuchte, seinem nördlichen Nachbarn keinen Grund zum Anstoß zu liefern, um die Umsetzung eigener Infrastrukturpläne nicht zu gefährden. Das Fehlen einer externen Macht, die stark genug wäre, Russlands Position auszugleichen, machte für Kasachstan eine andere Wahl kaum möglich. In diesem Sinne bestätigte auch der russische Energieminister, J. Schafranik, während des Besuches seines türkischen Amtskollegen, Veysel Atasoy, Anfang November, dass sich Russland Plänen zum Bau von Erdölpipelines widersetzen wird, die Aserbaidschan und Kasachstan mit der Türkei verbinden würden und dafür „*will insist on the option that has already been virtually decided for transporting oil through Novorossiysk and then through Bulgaria and Greece.*“¹³² Die Aussichten auf ein gemeinsames Hauptexportsystem für kasachisches und aserbaidchanisches Öl konnten daher aus kasachischer Sicht lediglich durch das Einlenken Bakus zugunsten einer russischen Route gewahrt bleiben.

Der tschetschenische Separatismus, dem Ende 1994 zunehmend durch militärische Maßnahmen Russlands begegnet wurde, die letztendlich im Dezember im Ausbruch eines offenen Krieges mündeten, stellte jedoch eine ernsthafte Herausforderung für die russischen Pläne zum Transport aserbaidchanischen Öls nach Noworossiysk dar. Nicht nur dass die Baku-Noworossiysk-Leitung direkt über das Unruhegebiet verlief, die sicherheitspolitische Lage in der gesamten Region hatte sich durch die im Zuge des Krieges zunehmenden militärischen und paramilitärischen Aktivitäten der Aufständischen, die letztendlich auch gegen nichtmilitärische Ziele gerichtet waren, deutlich verschlechtert.¹³³ Die Provinz selbst stellte dabei mit einer Förderrate von etwa 2,5-3 Mt/Jahr aus der Perspektive der gesamtrussischen Ölwirtschaft keinen relevanten Akteur dar und auch die Baku-Noworossiysk-Pipeline konnte bei Bedarf vergleichsweise schnell und ohne großen finanziellen Aufwand um ihr Territorium herum gelenkt werden. Moskau befürchtete jedoch, dass ihre politische Emanzipation einen Dominoeffekt in der gesamten Region auslösen und die ohnehin schwächelnde russische Macht im Nordkaukasus gänzlich untergraben könnte. In diesem Fall wären auch alle Pläne bezüglich des direkten

¹³⁰ Vgl. ebenda; Zaman, Amberin: No Resolution To Caspian Legal Status, Turkic meeting fails to agree on several issues, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 205, S. 4, 21.10.1994.

¹³¹ Vgl. Greek official reports Central Asian interest in proposed pipeline, in: Associated Press Worldstream, 1.11.1994.

¹³² Zit. in: Another Russian „No“ To Caspian Deal, Energy Ministry Joins Foreign Ministry Objections, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 214, S. 1, 3.11.1994.

¹³³ Vgl. Chechen war poses long-term threat to Russian pipeline plans, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 1.12.1994.

Exports aserbaidchanischen Öls über russisches Territorium gefährdet. Somit stellte das militärische Eingreifen Moskaus nicht nur einen Versuch zur Demonstration eigener Stärke und des politischen Willens zur Aufrechterhaltung der Integrität der Russischen Föderation dar, wenn nötig auch mit Waffengewalt, sondern besaß auch aus energiepolitischer Sicht Relevanz.¹³⁴

4.2 Die USA treten dem Pipelinepoker bei

Im Januar 1995 kam es zum Besuch einer türkischen Delegation geleitet vom Energieminister, V. Atasoy, in Washington, bei dem für mehr politische Unterstützung für türkische Pipelinepläne geworben wurde. Die US-Administration verhielt sich bis zu diesem Augenblick zurückhaltend, wobei das einzige ersichtliche Ziel ihrer regionalen Pipelinepolitik in der Verhinderung von Routen über den Iran bestand. Ankara appellierte an das US State Department, sich zusätzlich auch aktiv für den Export aserbaidchanischen und kasachischen Öls über die Türkei einzusetzen. Das Land signalisierte dabei seine Entschlossenheit, die Kosten für den eigenen Streckenabschnitt und wenn notwendig sogar für die gesamte Infrastruktur zu übernehmen. Ankara war darüber hinaus bereit, für die Sicherheit der Pipeline gegen Sabotagen und Unterbrechungen zu garantieren.¹³⁵ Ebenso wurde der Kauf von Mindestölmengen angeboten, wobei man in Fragen der Transporttarife flexibel bleiben wollte. Da die iranische Route für die USA und die armenische für Aserbaidchan inakzeptabel war, sprach sich die Türkei für einen Verlauf über Georgien aus, der etwa 90 km länger wäre als der über den Iran. Die türkischen Pläne wurden durch eine Machbarkeitsuntersuchung von Brown & Root begleitet, die belegen sollte, dass die vorgeschlagene Alternative die beste Kombination aus Kosteneffektivität und Sicherheit bieten würde.¹³⁶ Um ihre Kompromissbereitschaft zu unterstreichen, zeigte sich die Türkei ferner bereit, in der Anfangsphase auch den Transport kleinerer Volumen aserbaidchanischen Öls über den Bosphorus zu akzeptieren. In parallel verlaufenden Gesprächen zwischen dem AIOC-Konsortium, türkischen und aserbaidchanischen Vertretern und dem Unternehmen Brown & Root wurde hierzu ein Zweistufenplan entwickelt. Demnach sollte in der ersten Phase eine kleinere Pipeline (5 Mt/Jahr) zum georgischen Hafen Batumi gebaut werden, die etwa 250 Mio. USD kosten sollte. Erst in der zweiten Phase sollte eine großvolumige Leitung von Baku über Tiflis nach Ceyhan entstehen, die möglicherweise auch über Armenien verlaufen könnte. Deren Kosten wurden je nach Streckenverlauf und Kapazität zwischen 2,5 Mrd. USD (für 25 Mt/Jahr) und 3,2 Mrd. USD (40 Mt/Jahr) geschätzt, sie konnten jedoch laut türkischen Vertretern durch die Beteiligung türkischer Bauunternehmen auch für die größere Alternative auf 2,5 Mrd. USD gesenkt werden.¹³⁷

Der neuste türkische Vorstoß wurde durch die aktuellen außenpolitischen Ereignisse unterstützt. Diese führten in Washington zu der Erkenntnis, dass Teile der russischen politischen und militärischen Elite ein Interesse an der Förderung regionaler Konflikte besaßen, um so die Stärkung der Souveränität der neuen unabhängigen Länder zu verhindern bzw. ungelöste Spannungen zur Aufrechter-

¹³⁴ Vgl. The energy significance of Russian/Chechen conflict, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 20.1.1995; Nuriyev, Elkan: Conflict, Caspian Oil, and NATO, Major Pieces of the Caucasus Puzzle, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 140-151, hier S. 143.

¹³⁵ Aufgrund des Streckenverlaufs über Gebiete, in denen kurdische Widerstandskämpfer aktiv waren, stellte dies einen durchaus wichtigen Faktor dar.

¹³⁶ Vgl. Turkey Lobbies U.S. on Caspian Route; Wants Pipeline to Go to Ceyhan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 16, S. 3, 24.1.1995; Turkey Welcomes US Support of Pipeline Route for Caspian Oil, in: Associated Press Worldstream, 31.1.1995.

¹³⁷ Vgl. ebenda; Bodgener, Jim/Roberts, John: While we were marching through Georgia, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 8, 1.2.1995.

haltung des eigenen Einflusses in der Region instrumentalisieren wollten.¹³⁸ Das russische Vorgehen in Tschetschenien bekräftigte im besonderen Maße das im Verlauf des Jahres 1994 allmählich eingeleitete Umdenken des US State Departments in seiner Einstellung gegenüber dem russischen nahen Ausland. Ferner setzte sich in der US-Administration zunehmend die Einsicht durch, dass die dominante Stellung Russlands in der Region mit hoher Wahrscheinlichkeit undemokratische Tendenzen fördern würde, die längerfristig für den gesamten Raum destabilisierend sein könnten. Darüber hinaus wurde mit dem Wandel der russischen Außenpolitik, die nach der Reintegration ehemals sowjetischer Republiken unter Moskaus Führung strebte, die Gefahr einer möglichen Wiederauferstehung eines starken Akteurs mit globalen Machtansprüchen verbunden.¹³⁹ Russland wurde vor diesem Hintergrund nicht mehr wie zuvor als Garant regionaler Stabilität betrachtet¹⁴⁰, sondern vielmehr als möglicher Grund für die anhaltende Instabilität und potenzieller geopolitischer Gegner, dessen Einfluss in der Region zurückgedrängt werden sollte. Von einigen Politikberatern wurden in diesem Zusammenhang sogar Rückschlüsse zwischen dem außenpolitischen Engagement Russlands und der Verfassung seines politischen Systems gezogen. „*Any [Russian] effort to recreate some form of empire, repressing the awakened national aspirations of the non-Russians, would surely collide head-on with the effort to consolidate democracy within Russia. The bottom line here is a simple but compelling axiom: Russia can be either an empire or a democracy, but cannot be both.*“¹⁴¹ Diese Überlegungen wirkten sich auch auf die politische Landschaft der USA aus.¹⁴²

Die von einigen Autoren als exzessiv „russlandzentrisch“¹⁴³ bezeichnete US-Außenpolitik wandelte sich somit im Verlauf der zweiten Jahreshälfte 1994 zunehmend zu einer Politik, die der Wiederherstellung der russischen Dominanz in der Region entgegen wirken sollte.¹⁴⁴ Die US-Administration

¹³⁸ Vgl. Kuzion, Taras: Geopolitical Pluralism in the CIS: The Emergence of GUUAM, in: European Security, Vol. 9, Nr. 2, 2000, S. 81-114.

¹³⁹ In der Tat sprach der damalige Außenminister, Andrei Kozyrev, in einem Interview mit der Zeitung Rossiskaja Gazeta davon, dass „[a]nyhow, everything will get back to its old place.“ Zit. in: Brezinski, Zbigniew: The premature partnership, in: Foreign Affairs, Vol. 73, No. 2, March-April 1994, S. 67-81, hier S. 76.

¹⁴⁰ Noch während des Treffens zwischen Clinton und Jelzin im Januar 1994 verglich der US-Präsident die russische „Peacekeeping“-Rolle im „nahen Ausland“ mit der Rolle der USA in Panama oder Grenada. Vgl. ebenda, S. 70.

¹⁴¹ ebenda, S. 72.

¹⁴² Vgl. Commission On Security and Cooperation In Europe (CSCE) Hearing Subject: Russian foreign policy toward other former soviet republics chairman: Senator Dennis Deconcini (D-AZ), 24.5.1994.

¹⁴³ Nach dem Kollaps der UdSSR wurden die neuen unabhängigen Länder von der internationalen Gemeinschaft als sehr fragil und daher als potenziell destabilisierende Elemente sowohl im engeren regionalen als auch im weiter gefassten geografischen Raum betrachtet. Gestützt auf Erfahrungen ethnischer Konflikte auf dem Balkan und politischer Auseinandersetzungen in Afrika (Somalia, Sudan usw.) wurde die Stabilität in Entwicklungsländern von der Bereitschaft und Kapazität regionaler und globaler Mächte zur Intervention abhängig gemacht. Obwohl sich die USA und andere westliche Mächte weigerten, Russlands Hoheitsansprüche im Baltikum anzuerkennen, waren sie bereit, ihm weitreichende Freiräume im GUS-Raum zuzugestehen. Aufgrund der geografischen Lage, der Geschichte der Region, der Präsenz ethnischer Russen und der Entfernung von den USA wurden russische Ansprüche in Zentralasien selbst in Washington als unwiderlegbar angesehen. Russland war laut damaliger US-Auffassung die einzige Macht, die fähig war, in der Region der ehemaligen UdSSR Stabilität zu generieren. Vgl. Banuazizi, Ali/Weiner, Myron: The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 11-13; Olcott, Martha Brill: Central Asia's New States, Independence, Foreign Policy and Regional Security, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996, S. 176; Brzezinski, Zbigniew: The premature partnership, in: Foreign Affairs, Vol. 73, No. 2, 1994, S. 67-81, hier S. 70; Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York: Routledge, 2000, S. 15.

¹⁴⁴ Vgl. Suny, Ronald G.: The Soviet Experiment: Russia, the USSR, and the Successor States, Oxford: Oxford University Press, 1997, S. 79-122.

zeigte sich nun bereit, die kaukasischen Republiken, insbesondere Aserbaidschan und Georgien, deren Stabilität und Unabhängigkeit auch durch ihre wirtschaftliche Verwundbarkeit gefährdet waren, aktiv zu unterstützen. Die Maßnahmen sollten sich dabei nicht nur auf eine ökonomische Förderung beschränken, sondern auch den militärischen und sicherheitspolitischen Bereich betreffen, was sich u. a. in Form der Zusammenarbeit im „Partnership for Peace“-Programm der NATO materialisierte. Dessen geografische Ausdehnung auch auf die zentralasiatische Region verdeutlichte gleichzeitig, dass die US-Interessen nicht durch die westliche Küste des Kaspischen Meeres limitiert wurden.¹⁴⁵ Neben Usbekistan, das u. a. wegen der Bevölkerungsgröße und des wahrgenommenen wirtschaftlichen und militärischen Potenzials von einigen Vertretern der US-Administration zeitweilig zum „*anchor state*“¹⁴⁶ der Region östlich des Gewässers erkoren wurde, erfuhr insbesondere die Rolle Kasachstans eine wachsende Anerkennung. Das Interesse reduzierte sich keinesfalls auf den Rohstoffreichtum des Landes, sondern nahm auch seine geopolitische Bedeutung wahr. Einige Autoren erhoben Kasachstan sogar zum Eckstein eines Puffergebietes, das Russland von den Ländern des südlichen Rimlandes¹⁴⁷ – insbesondere des Nahen Ostens – trennte, dem aus amerikanischer Perspektive eine entscheidende global-strategische Bedeutung zukam. *„Kazakhstan’s full geostrategic importance derives from the fact that its independence: improves the prospects that Turkmenistan, Uzbekistan, Tajikistan, and Kyrgyzstan will survive as independent states; largely ends the likelihood that Moscow will soon resume an imperial-minded policy in Central Asia; strengthens the buffer zone*

¹⁴⁵ Kasachstan trat dem Programm im Mai 1994 bei. Vgl. Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspien energy wars, in: *Central Asia Survey*, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184, hier S. 151; Blank, Stephen: Russia and Europe in the Caucasus, in: *European Security*, Vol. 4, No. 4, Winter 1995, S. 622-645.

¹⁴⁶ Ein säkulares Usbekistan sollte als Bollwerk gegen den islamischen Fundamentalismus, russische hegemoniale Bestrebungen und die iranische Einflussnahme in der Region agieren. Vgl. Starr, Frederick S.: Making Eurasia Stable, in: *Foreign Affairs*, Vol. 75, No. 1, January-February, 1996, S. 80-92.

¹⁴⁷ Geografisch betrachtet stellt Rimland einen weitgefassten Raum dar, der die westlichen, südlichen und östlichen Randgebiete des eurasischen Kontinents einbezieht und von Europa über den Nahen Osten, den Persischen Golf, Südwest- und Südostasien, China bis in den fernen Osten reicht. Geprägt wurde der Begriff durch N. Spykman, der in der Tradition der angelsächsischen Geopolitik auf globaler Ebene einen Wettstreit bzw. eine „balance of power“-Politik zwischen Land- und Seemächten unterstellt. Anders als H. Mackinder, der das von der See unerreichbare Zentrum des eurasischen Kontinents (Heartland) als potenziellen Nukleus eines globalen Imperiums ansah, vertrat Spykman die Auffassung, dass das Potenzial dieses Raumes überbewertet wurde. Ihm zufolge stellen nicht das Heartland, sondern seine Küstengebiete, die von Mackinder als „inner or marginal crescent“ bezeichnet wurden, die Schlüsselregionen der globalen Politik dar. In dieser zwischen kontinentalen und maritimen Mächten liegenden amphibischen Pufferzone konzentrieren sich enorme Humanressourcen, Rohstoffe und Industriekapazitäten, die sowohl das Potenzial des Heartlandes als auch der Seemächte übersteigen. Die entscheidende langfristige Herausforderung für die Sicherheit der USA bestand laut Spykman daher darin, dass die Rimland-Gebiete von einem einzigen Akteur dominiert werden könnten, der in seinen Händen somit das Potenzial zur Etablierung einer globalen Hegemonialposition konzentrieren würde. Der Kampf um die weltweite Vorherrschaft sollte daher in diesem geografischen Raum ausgefochten werden. Vor diesem Hintergrund wandelte Spykman die von Mackinder geprägte These von der entscheidenden Bedeutung der Kontrolle des Heartlandes für die Etablierung einer globalen Vormachtstellung um und behauptete, dass: *„[w]ho controls the rimland rules Eurasia; who rules Eurasia controls the destinies of the World.“* Diese Vorstellung prägte die Containment-Strategie der USA gegenüber der UdSSR im Verlauf des Kalten Krieges (Kriege in Korea und Vietnam; Aufbau von Sicherheitsbündnissen NATO, ANZUS, SEATO, CENTO, US-Japan-Bündnis). Sie spielt jedoch auch nach dessen Ende eine wichtige Rolle in der amerikanischen außenpolitischen Denkweise und spiegelt sich nach wie vor insbesondere in der Einkreisungsstrategie gegenüber Russland wider. Vgl. Spykman, Nicholas J.: *The Geography of Peace*, New York: Hartcourt, Brace and Co., 1944, S. 43-44; Spykman, Nicholas J.: *America’s Strategy in World Politics. United States And The Balance of Power*, New Brunswick/New Jersey: Transaction Publishers, 2008, S. xxvii.

*between Russia and the Middle East; eliminates Moscow as a threat to the flow of Persian Gulf oil or to the key oil-producers of the region-and, in the process, precludes a revival of a major source of past tension between Washington and Moscow during the period of the U.S.-Soviet cold war.*¹⁴⁸

Die türkische Lobbyarbeit zeigte in Verbindung mit dem ungeschickten außenpolitischen Handeln Moskaus Wirkung. Ein hochrangiger US-Offizieller kommentierte dies mit den Worten: „*Turkey helped the West understand the importance of the issue.*“¹⁴⁹ Aus amerikanischer Perspektive konnte die Türkei als säkularer islamischer Staat mit einer funktionierenden Marktwirtschaft nicht nur als Alternative zu Russland und Vorbild für die neuen unabhängigen Länder in Kaukasus und Zentralasien dienen, sondern als NATO-Mitglied mit engen strategischen Beziehungen zu Washington auch als stabilisierendes Element in einem von Unruhen geprägten Raum auftreten und den USA Zugang zu der Region eröffnen. Darüber hinaus sollte die Türkei die Funktion einer Brücke bzw. eines „Gateways“¹⁵⁰ erfüllen, das den kaspischen Raum mit Europa bzw. dem Energieweltmarkt verbinden würde. Somit übernahm die US-Administration im Grunde den Kern der seit den frühen 1990er Jahren verfolgten türkischen regionalen Strategie. Vor diesem Hintergrund wurde von der US-Regierung schließlich Ende Januar verkündet, dass sie die türkische Exportroute für aserbaidzhanisches und kasachisches Öl „*quite solidly*“ unterstützen wird. Sie sollte Teil einer breiter angelegten Politik der Förderung „multipler Pipelinerouten“ aus dem kaspischen Raum sein, die sowohl Öl als auch Gas einbezog. Die strategischen Prioritäten dieser Politik lagen in (1.) der Diversifizierung der weltweiten Energieversorgung und somit der Steigerung der Versorgungssicherheit der USA und der europäischen Partner; (2.) der Eliminierung traditioneller Energiemonopolstrukturen von denen die Länder der Region abhängig waren; (3.) der Vermeidung von Engpässen am Bosphorus; (4.) der Unterstützung von Investitionsmöglichkeiten für US-Unternehmen; (5.) der Unterstützung der Souveränität und Unabhängigkeit der Nachfolgestaaten der UdSSR wie auch des NATO-Partners Türkei.¹⁵¹ Die impliziten geopolitischen und geökonomischen Bestandteile der Zielsetzungen, die grundsätzlich auf die Einschränkung des russischen Einflusses in der Region ausgerichtet waren, spielten in der neuen US-Politik eine entscheidende Rolle und sollten prinzipiell durch Aktivitäten privatwirtschaftlicher Akteure unterstützt werden. In diesem Zusammenhang sollten die Ölvorkommen der Region, ungeachtet ihrer tatsächlichen Größe, die Penetration des Raumes durch die USA fördern und somit als Mittel zur Gewährleistung ordnungspolitischer Interessen instrumentalisiert werden. „*The quest for energy ... cannot be understood or separated from more traditional and competitive geostrategic aiming to*

¹⁴⁸ Rubinstein, Alvin Z.: The Asian Interlor, The Geopolitical Pull on Russia, in: Orbis, Vol. 38, Issue 4, Fall 1994, S. 567-583, hier S. 576-577.

¹⁴⁹ Zit. in: Dorsey, James M.: Baku's black gold waits for stability, pipeline decision, in: The Washington Times, S. 15, 2.5.1995.

¹⁵⁰ „Gateway“ stellt ein geopolitisches Konzept dar, das einzelne Länder oder ganze Regionen bezeichnet, die eine Brückenfunktion zwischen größeren geografischen Einheiten oder geografisch getrennten Staaten einnehmen. Seine Rolle ist jedoch laut Cohen nicht nur auf die eines geografischen Verbindungsgliedes beschränkt. „*Gateway states play a novel role in linking different parts of the world by facilitating the exchange of peoples, goods, and ideas.*“ Die Merkmale von Gateway-Staaten können sich im Detail unterscheiden, gemeinsam sind deren strategische Lage und die Fähigkeit ihrer Einwohner, wirtschaftliche Chancen zu nutzen. Damit die Funktion eines Gateways eingenommen werden kann, ist jedoch oft auch die entsprechende Mitwirkung externer Akteure notwendig. „*An region can develop to such area if it is treated by the major powers as an area of cooperation and not of competition.*“ Vgl. Cohen, Saul Bernard: Geopolitics of the World System. Lanham: Rowman & Littlefield Publishers, Inc. 2003, S. 49, 53.

¹⁵¹ Vgl. Prepared Statement Of Marc Grossman Assistant Secretary Of State For European And Canadian Affairs Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export, And Trade Promotion Subject - U.S. Policy On The Caspian, in: Federal News Service, 8.7.1998.

*integrate the Transcaspian into a Western – or Russian – ecumene.*¹⁵² Vor diesem Hintergrund beschuldigte Jahre später der damals schon ehemalige Vorsitzende des AIOC-Konsortiums, Terry Adams, die US-Administration, dass sie die CIA wissentlich falsche Reservenzahlen in Umlauf bringen ließ, um den Eintritt privater Ölkonzerne in die Region anzuregen, um damit amerikanische strategische Ziele zu erreichen.¹⁵³

4.2.1 Das Werben um Astanas Teilnahme an der westlichen Exportroute hält an

Unmittelbar nach der Verkündung der US-Unterstützung für die Baku-Ceyhan-Pipeline wurden von türkischer und aserbajdschanischer Seite Verhandlungen mit Kasachstan bezüglich der Teilnahme an dem Projekt aufgenommen.¹⁵⁴ Der kasachische Präsident zeigte sich zwar auf den ersten Blick offen und sprach davon, dass die Route zusammen mit anderen Optionen, wie z. B. einer Leitung über den Iran, untersucht würde, da sein Land zukünftig mindestens zwei große Exportpipelines benötigte, die absolute Priorität sollte vorerst jedoch weiterhin auf dem CPC-Projekt liegen.¹⁵⁵ Auch die US-Administration setzte sich nun verstärkt für die Beteiligung Kasachstans an der kaukasischen Route ein. Aus Sicht Washingtons war die definitive Entscheidung über den zukünftigen Export der Tengiz-Produktion, trotz der von Kasachstan deklarierten Präferenzen, noch längst nicht gefallen. Während der „Oil & Caviar in the Caspian“-Konferenz in London im Februar 1995 sprachen Mitarbeiter des US State Departments in Anlehnung an türkische Pläne davon, dass Erdöl aus Kasachstan entweder auf dem Landweg über Dagestan oder mittels einer Unterwasserpipeline nach Aserbajdschan befördert werden könnte. In Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen Brown & Root stellte die Türkei hierzu sogar konkretere Projektideen vor. Demnach sollte entweder die bestehende Pipeline zwischen Tengiz und Komsomolsk genutzt (die auch CPC einsetzen wollte) und bis nach Machatschkala verlängert oder eine neue Unterwasserpipeline zwischen Tengiz und Machatschkala verlegt werden. Von dem russischen Hafen sollte die Leitung weiter nach Tiflis verlaufen, wo sie in das geplante Baku-Ceyhan-System münden würde. Bis zur Fertigstellung des letzten Streckenabschnittes könnten die Exporte auch über Batumi mittels der in Georgien bereits bestehenden sowjetischen Pipelineinfrastruktur erfolgen (Abbildung 25).¹⁵⁶ Die Initiative reagierte nicht zuletzt auf den weiterhin andauernden Stillstand im Rahmen der CPC-Verhandlungen, der durch die aus der Sicht von Chevron (und der

¹⁵² Blank, Stephen J.: The United States: Washington's New Frontier in the Transcaspian, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 249-273, S. 250.

¹⁵³ Ende 1995 sprach das American Petroleum Institute davon, dass die Rohstoffvorkommen der kaspischen Region bis zu 659 Mrd. Barrel betragen könnten. Ein Bericht des US Department of State an den Kongress aus dem Jahr 1997 ging von möglichen Ölreserven der Region in einer Höhe von nahezu 200 Mrd. Barrel aus. Diese Zahl wurde auch von mehreren hochrangigen US-Offiziellen genannt, wobei der amerikanische Energiesekretär, B. Richardson, davon sprach, dass „*the Caspian region will hopefully save us from total dependence on Middle East oil.*“ Die überhöhten Angaben sind zum Teil darauf zurückzuführen, dass in der Wortwahl nicht immer klar zwischen nachgewiesenen („proven“) und möglichen („possible“) Ölreserven unterschieden wurde. Beliefen sich Erstere für die gesamte Region im Jahr 1997 auf 15,2-28,7 Mrd. Barrel, erreichten die Schätzung über Letztere bis zu 162 Mrd. Barrel. Vgl. Evans, Julian: Boom or bust in the Caspian? In: Euromoney, January 2005; Manning, Robert A.: The Myth of the Caspian Great Game and the „New Persian Gulf“, in: The Brown Journal of World Affairs, Vol. VIII, Issue 2, Summer/Fall 2000, S. 15-33, hier S. 16-17; Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 82; Meissner, Hannes: The Resource Curse and Rentier States in the Caspian Region: A Need for Context Analysis, GIGA Working Papers No. 133, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, May 2010, S. 18.

¹⁵⁴ Vgl. Azerbaijani president favours CIS consolidation, in: ITAR-TASS news agency, 4.2.1995.

¹⁵⁵ Vgl. President Nazarbayev supports Chevron joining Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 2.2.1995; Kazakh reliance on Russian pipeline „inadmissible“ – aide, in: Interfax news agency, 10.2.1995.

¹⁵⁶ Vgl. Conference Report: Line on map, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 13, 1.4.1995.

US-Regierung) inakzeptablen Teilnahmebedingungen von OOC und Russland verursacht wurde. Gleichzeitig stellte sie einen kooperativen Vorstoß dar, der Russland in die türkische Exportroute einbeziehen und somit möglicherweise seinen Widerstand mindern könnte, denn Teile der Infrastruktur sollten auch über sein Territorium verlaufen und somit Transporteinnahmen generieren und politischen Einfluss sichern. Das US-Interesse reichte jedoch viel weiter und zielte grundsätzlich auf den vollständigen Ausschluss Moskaus aus dem Tengiz-Transport ab. Mitarbeiter der US-Administration kritisierten Russland wiederholt für zahlreiche bürokratische und legale Missstände, aber auch politische Einflussnahmen, die die Aktivitäten nicht-russischer Konzerne in seinem Ölsektor erschwerten und auch die Entwicklung von Exportoptionen behinderten. Russland konnte daher nach ihrer Auffassung in vielen Bereichen kaum als „reliable business partner“ angesehen werden. *„The Russian Federation has done a poor job of positioning itself to be the route of first choice for oil and gas export pipelines.“*¹⁵⁷ Dementsprechend warb auch der US-Energiesekretär, William White, während seiner Zentralasienreise im April in Kasachstan für die Nutzung der türkischen Exportroute, die idealerweise mittels einer russisches Territorium gänzlich umgehenden Unterwasserleitung nach Baku erreicht werden sollte. Das tragende Argument war dabei, dass sowohl Russland als auch der Iran für kaspische Energieproduzenten Konkurrenten beim Zugang zum Weltmarkt darstellten. Vor diesem Hintergrund wäre es falsch, diesen Ländern die Möglichkeit der Einflussnahme auf die Exportströme durch ihre Beteiligung am Bau von Pipelineprojekten zu verschaffen.¹⁵⁸ Dies kam im Grunde einer amerikanischen Aufforderung zur Abkehr Kasachstans von der Tengiz-Noworossiysk-Pipeline und zum Bruch der außenpolitischen Strategie gegenüber Russland gleich, auf die sich Astana jedoch keinesfalls einlassen wollte und auch nicht konnte.

Die während des Besuches von White erneut bestätigte Haltung der kasachischen Regierung, die nicht zuletzt aus geopolitischen Gesichtspunkten eindeutig die Noworossiysk-Option und somit Russland gegenüber der Türkei bevorzugen musste, machte deutlich, dass Kasachstan keinesfalls von der russischen Route abzubringen war. Dies erforderte eine gewisse Anpassung der neuen amerikanischen Pipelinestrategie. Auf einer Pressekonferenz nach der Rückkehr von seiner Zentralasienreise sprach der US-Energiesekretär deswegen davon, dass in der Region ausreichende Ölreserven vorhanden wären, um zwei Hauptexportpipelines zu rechtfertigen. Eine davon könnte ihm zufolge an einen Terminal am Mittelmeer, die andere am Schwarzen Meer münden. Er bestätigte dabei, dass *„if the American companies taking part in developing oilfields in that area choose the Russian version for exports, the US government will give comprehensive support to the project.“*¹⁵⁹ Hiermit reagierte er nicht nur auf die kasachische Haltung, sondern auch darauf, dass Chevron trotz existierender Differenzen mit dem CPC die Route nach Noworossiysk weiterhin als bevorzugte Exportoption ansah. Um den Konzern möglicherweise doch noch für die türkische Alternative zu gewinnen oder zumindest seine schwierige Verhandlungsposition gegenüber OOC/Russland zu stärken, sprach der US-Energiesekretär davon, dass seine Regierung weiterhin auch ein „competing proposal“ zur Leitung nach Noworossiysk unterstützt und hierzu innerhalb von wenigen Wochen konkrete Pläne vorgelegt

¹⁵⁷ Glen Rase, Leiter der Abteilung für globale Energiefragen im US State Department, zit. in: McQuaile, Margaret: U.S. Official Pans Iran Pipeline Route, but Caspian Role Stance Finessed, in: Platt's Oilgram News, Vo. 73, No. 39, S. 1, 27.2.1995.

¹⁵⁸ Vgl. LeVine, Steve: Washington Tries To Squeeze Moscow On CIS Oil Markets (Finansovye Izvestia, No. 29), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 25.4.1995; Reznikova, Oksana: Transnational corporations in Central Asia, in: Rumer, Boris (ed.): Central Asia in Transition: Dilemmas of Political and Economic Development, New York: M.E. Sharpe & Co. Ins, 1996, S. 67-105, hier S. 82-83.

¹⁵⁹ William White, zit. in: Caspian Oil Consortium; USA does not rule out two pipelines to carry Caspian oil, in: Interfax news agency, 25.4.1995.

werden.¹⁶⁰ Auch türkische Vertreter verstanden, dass das Ignorieren russischer Interessen in einer Region, die für das Land von strategischer Bedeutung war und in der es erheblichen Einfluss ausüben konnte, kaum möglich war. „We don't want World War III to erupt over oil. We're willing to share with Russia.“¹⁶¹ Zumindest im Hinblick auf kasachisches Öl wurde von Botas die Exportroute zum Mittelmeer nun daher explizit als Ergänzung zur russischen Option präsentiert. „Our project is not an alternative to Novorossiysk, but a complementary system.“ Die geplante Baku-Ceyhan-Pipeline sollte nach neuesten Plänen bis zu 20 Mt/Jahr kasachisches Öl befördern können, wobei „the rest [Kazakh oil] can be shipped through Novorossiysk.“¹⁶²

Abbildung 25: Vorschläge von Brown & Root zum Export kasachischen Öls



Quelle: Hodder, Dick/Sarah J. Lloyd/McLachlan, Keith (eds.): Land-locked States of Africa and Asia, London: Frank Cass Publishers, 1998, S. 117.

Demgegenüber sprachen sich russische Vertreter weiterhin für eine einzige Hauptexportpipeline aus und argumentierten im Widerspruch zur US-Administration damit, dass die bekannten Ölreserven keinesfalls für den Bau von zwei großen Transportsystemen ausreichen würden. Um türkische Vorbehalte gegenüber der Zunahme des Tankertransports über den Bosphorus zu entkräften, wurde darüber hinaus verkündet, dass künftig Anstrengungen unternommen werden, um die Umsetzung der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline zu beschleunigen.¹⁶³ Die von Russland weiterhin präferierte Exportoption sah die gemeinsame Beförderung aserbaidjanischen und kasachischen Öls über das von CPC vorgeschlagene Transportsystem vor. Die negative Reputation des Pipelinekonsortiums, welche u. a. aus dem dauerhaften Streit mit Chevron und der Rolle von J. Deuss resultierte, sowie die ange-

¹⁶⁰ William White, zit. in: DOE's White expects new Caspian plan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 81, S. 5, 27.4.1995.

¹⁶¹ Necdet Pamir, Stellvertretender Generaldirektor der TPAO, zit. in: Dorsey, James M.: Baku's black gold waits for stability, pipeline decision, in: The Washington Times, S. 15, 2.5.1995.

¹⁶² Hayrettin Uzun, Leiter von Botas, zit. in: Exxon becomes latest Azeri recruit as Iran is dropped, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 26.4.1995.

¹⁶³ Vgl. Caspian Oil Consortium; USA does not rule out two pipelines to carry Caspian oil, in: Interfax news agency, 25.4.1995; Oil: Black Sea-Mediterranean pipeline project to be speeded up, in: Europe Energy, 29.4.1995.

dachte Routenführung über Tschetschenien machten diese Alternative jedoch für die aserbaidischen Produzenten wenig attraktiv.¹⁶⁴

Mitte Mai legte Brown & Root, das auch mit der Untersuchung der Exportmöglichkeiten für das AIOC-Konsortium beauftragt war, genaue Pläne für die Umsetzung des bereits im Januar verkündeten türkischen Vorschlages für den Export kasachischen Öls vor. Dieses sollte über eine insgesamt etwa 1.040 km lange Pipeline (30 Zoll) von Tengiz nach Machatschkala und von dort nach Tiflis befördert werden. Die Leitung sollte ein 330 km langes Unterwassersegment besitzen und den Transport von 20 Mt/Jahr ermöglichen. In Tiflis sollte der Zusammenschluss mit der Pipeline aus Aserbaidschan erfolgen, die weiter nach Ceyhan verlaufen würde. Die gesamte Kapazität dieses Exportsystems, dessen Kosten auf etwa 2,6 Mrd. USD beziffert wurden, sollte 45 Mt/Jahr betragen.¹⁶⁵

4.2.2 Der Rechtsstatus des Kaspischen Meers als Hindernis transkaspischer Pipelinerrouten

Die Umsetzung des von Brown & Root vorgestellten Planes, wie auch jeglicher weiterer auf dem Bau von Unterwasserpipelines basierender Ideen, hing grundsätzlich von der Lösung der Frage des legalen Status des Kaspischen Meeres ab.¹⁶⁶ Denn ohne rechtliche Sicherheit würde kaum ein Geldgeber

¹⁶⁴ Vgl. Zipf, Peter: Lines to Black Sea pushed for Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vo. 73, No. 92, S. 1, 12.5.1995.

¹⁶⁵ Vgl. Zipf, Peter: Early Azeri Output of 80,000 b/d studied, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 96, S. 1, 18.5.1995; Fast Track development eyed in Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 5.6.1995.

¹⁶⁶ Auch nach dem Zusammenbruch der UdSSR basierte die rechtliche Grundlage zur Regelung des Status des Meeres auf zwei Verträgen, die zwischen der UdSSR und Persien bzw. Iran in den Jahren 1921 und 1940 unterzeichnet wurden. Der Vertrag über die Freundschaft und Zusammenarbeit zwischen beiden Ländern aus dem Jahr 1921 erkannte die bestehenden Landgrenzen an und beschloss die Gleichstellung beider Parteien bei der Schifffahrt im Kaspischen Meer. In der Folgezeit kam es zur Unterzeichnung weiterer Verträge (1931, 1935), welche durch den Handels- und Schifffahrtvertrag aus dem Jahr 1940 ersetzt wurden. Dieser bestätigte, dass nur Schiffe unter der Flagge der UdSSR oder des Irans im Kaspischen Meer verkehren dürften und legte auch deren Gleichbehandlung bei Ankunft, Aufenthalt, Verlassen und Erheben von Gebühren in Häfen fest. Bezüglich der Fischereirechte wurde eine 10-Meilen-Zone entlang der Küste festgelegt, innerhalb welcher die jeweilige Partei ausschließliches Recht auf Fischfang besaß. Außerhalb dieser Zone galt uneingeschränkte Fischfangfreiheit. Außer des Schifffahrt- und Fischereiaspektes wurden in den Verträgen keine weiteren Bereiche geregelt. Ungeklärt blieben die Fragen der wissenschaftlichen Meeresforschung und der Nutzung von natürlichen Ressourcen des Meeres sowie der staatlichen Grenzen auf dem Wasser. Die neu entstandenen Anrainerstaaten argumentieren damit, dass die sowjetisch-iranischen Verträge nach dem Zerfall der Union ihre Gültigkeit verloren hätten, da die UdSSR nicht mehr als Vertragspartei bestand. Im Widerspruch dazu wurden von den Nachfolgestaaten der UdSSR aber durchaus auch Abkommen unterzeichnet, die ihr Einverständnis mit der Verbindlichkeit früher geschlossener Verträge bekräftigten (z. B. GUS-Gründungsabkommen, Alma-Ata Deklaration – beide vom Dezember 1991). Die Anwendbarkeit der beiden Verträge auf den Rohstoffbereich wurde von ihnen jedoch ohnehin angezweifelt, weil sie ausschließlich wenige ausgewählte Aspekte behandelten und viele Fragen offen ließen (u. a. der Grenzziehung), wodurch deren Übertragung auf andere Bereiche erschwert wurde. Die bestehenden Lücken und Unterschiede bei der Interpretation der beiden Verträge führten nach dem Zusammenbruch der UdSSR zu erheblichen Differenzen zwischen den Anrainern, die bis heute (2012) zu keiner allgemein verbindlichen Lösung geführt haben. Die Auseinandersetzung um den Rechtsstatus ist sehr komplex und zeichnet sich bei einigen Ländern (insbesondere Turkmenistan) durch häufige Positionswechsel und Anpassungen aus. Grundsätzlich können zwei gegensätzliche Ansätze identifiziert werden, die für die Lösung des Rechtsstatus in Betracht gezogen werden. Der Kondominium-Ansatz, der von Russland (wobei sich die Position des Landes in vielen Aspekten kontinuierlich gewandelt hat und vor allem im Bereich der Rohstoffförderung mittlerweile an die zweite Gruppe angepasst hat), Iran und zeitweilig auch Turkmenistan vertreten wird. Das Regime müsste demnach auf der Grundlage der Verträge aus den Jahren 1921 und 1940 definiert werden, wobei es zu keiner Aufteilung des Meeres kommen und dieses gemeinsam verwaltet werden muss. In zahlreichen Kompromisslösungen wurden unterschiedlich breite Küstengewässer und ausschließliche Wirtschaftszonen vorgeschlagen, wobei das Gewässer außerhalb dieser Bereiche unter gemeinsamer Hoheit stehen sollte. Das zweite Konzept, das von Aserbaidschan und Kasachstan präferiert wird, betrachtet das Kaspische Meer als ein

der Vergabe der für den Bau einer transkaspischen Leitung benötigten Mittel zustimmen. Die Entscheidung war jedoch durch eine Einigung aller fünf Anrainerstaaten bedingt, deren Präferenzen zum Teil erheblich divergierten und eine schnelle Klärung wenig aussichtsreich machten. Dies zeichnete sich sehr deutlich im selben Monat ab, als zur Konferenz in Baku, in deren Rahmen die Frage diskutiert werden sollte, lediglich zwei der betroffenen Staaten – Kasachstan und Aserbaidschan – Vertreter entsandten. Beide präferierten eine Aufteilung des Meeres, seines Grundes und *Untergrundes* in nationale Sektoren, was jedem Anrainer prinzipiell absolute Hoheit über alle Entscheidungen bezüglich der Erschließung der dort liegenden Offshore-Vorkommen oder des Baus von Leitungen zuweisen würde. Iran, Russland und Turkmenistan entsandten keine Vertreter, wobei alle drei Parteien zu dieser Zeit unterschiedliche Formen einer „Kondominium“-Lösung bevorzugten. In diesem Rahmen sollten entweder alle oder zumindest die außerhalb einer eingeschränkten ausschließlichen Wirtschaftszone liegenden Vorkommen von den Anrainern gemeinsam verwaltet werden¹⁶⁷ bzw. jeder Staat sollte zumindest das Recht behalten, den jeweiligen Projekten zustimmen zu müssen (Abbildung 26). Dies würde grundsätzlich jedem Anrainer eine Vetoposition bei der Entwicklung der gesamten Offshore-Gebiete und der Transportinfrastruktur zukommen lassen und somit erheblichen Spielraum für politische Einflussnahme eröffnen. Vor allem Russland und der Iran versuchten in diesem Zusammenhang, ihre machtpolitischen Interessen zu wahren, denn durch die Untergrabung der rechtlichen Grundlage der Offshore-Rohstoffförderung und der Entwicklung von transkaspischen Exportmöglichkeiten konnte letztendlich sowohl die Penetration des Raumes durch westliche Ölkonzerne als auch der geoökonomische Anschluss der östlich liegenden Produktionsgebiete an Europa, die von Laurent Ruseckas sogar mit einer NATO-Expansion verglichen wurden, deutlich erschwert werden. Gleichzeitig würden somit Routenverläufe über den Iran und Russland bevorteilt, samt den daraus erfolgenden Auswirkungen auf die politischen und wirtschaftlichen Dependenz. Vor diesem Hintergrund stellte die Lösung der Frage eher eine politische als eine juristische Herausforderung dar,

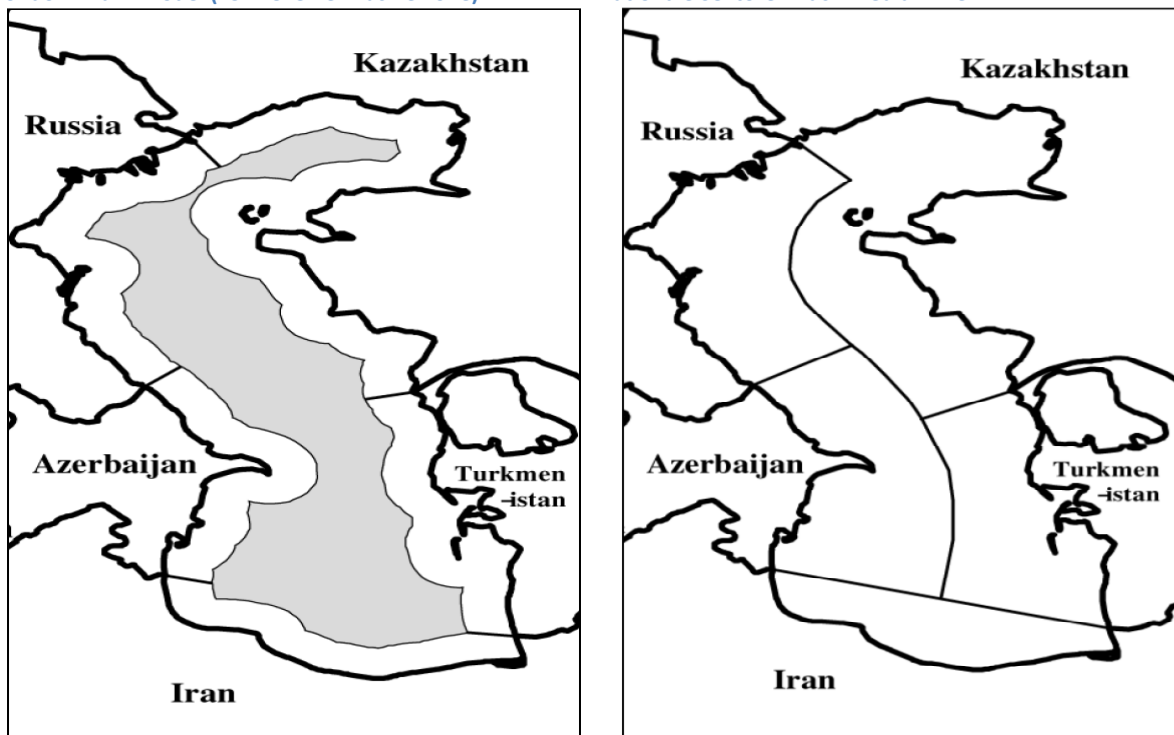
geschlossenes internationales Gewässer. (Aserbaidschan vertrat anfänglich die Position eines „Grenzsees“, Kasachstan die eines „geschlossenen Meeres“.) Seine Aufteilung würde demnach auf der Grundlage einer Medianlinie (im Falle eines Grenzsees) oder geltender Bestimmungen des Seerechtes (UN Convention of the Law of the Sea aus dem Jahr 1982), inklusive der Regeln über die ausschließliche Wirtschaftszone (im Falle eines geschlossenen Meeres) erfolgen. Grundsätzlich sollte dies zur Gründung nationaler Sektoren führen, in denen die jeweiligen Anrainer souveräne Rechte bezüglich der Erschließung von Bodenschätzen und des Baus von Anlagen besäßen.

Es ist nicht Bestandteil dieser Arbeit, auf die Entwicklungen und Veränderungen in den Positionen einzelner kaspischer Anrainer einzugehen. Hierzu siehe z. B. Janusz-Pawletta, Barbara: Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres, Dresden: Neise Verlag, 2007; Mamedov, Rustam: International Legal Status of the Caspian Sea: Issues of Theory and Practice, in: Uzgel, İlhan/Akdevelioğlu, Atay/Yeşilyurt, Nuri (eds.): The Turkish Yearbook, Vol. 32, Ankara: Ankara University Press, 2001, S. 217-259; Brexendorff, Alexander: Rohstoffe im Kaspischen Becken: völkerrechtliche Fragen der Förderung und des Transports von Erdöl und Erdgas, Frankfurt am Mai: Lang, 2006; Ranjbar, Reza M.: Das Rechtsregime des Kaspischen Meeres und die Praxis der Anrainerstaaten, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2004.

¹⁶⁷ Nach dem Zerfall der UdSSR wurde eine Vielzahl von Kondominiumskonzepten entwickelt. Der im September 1995 diskutierte russische Vorschlag sah vor, dass die Wirtschaftszone zehn Meilen betragen sollte. Im selben Jahr wurde ein weiterer russischer Vorschlag vorgelegt, wonach jedes Land neben einem 20 Meilen breiten Küstengewässer auch eine 20 Meilen weite ausschließliche Wirtschaftszone besitzen sollte. Vgl. Upperton, Jane: Russia meeting resistance on Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 187, S. 3, 28.9.1995.

die kaum schnell erzwungen werden konnte und von beiden Ländern daher auch entsprechend instrumentalisiert wurde.¹⁶⁸

Abbildung 26: Mögliche Aufteilung des Kaspischen Meeres – Kondominium-Model (45-Meilen exklusive Zone) Abbildung 27: Mögliche Aufteilung des Kaspischen Meeres – nationale Sektoren nach Medianlinie



Quelle: O’Lear, Shannon: Resources and Conflict in the Caspian Sea, in: Geopolitics, Vol. 9, Issue 1, 2004, S. 161-186, hier S. 171, 172.

In Washington wurde der von Moskau bevorzugte Lösungsvorschlag verständlicherweise skeptisch aufgenommen. Glen Rase, Leiter der Energieabteilung im US-Außenministerium, sprach davon, dass die Kondominiumoption lediglich „a guarantee of inaction“ wäre und Russland seine Position den Anrainern, die an einer „more normal division“ interessiert wären, nicht aufzwingen dürfe. Gleichzeitig fügte er im Einklang mit dem bereits beschriebenen Wandel der außenpolitischen Einstellung seiner Regierung gegenüber dem postsowjetischen Raum hinzu, dass Washington „does not recognize any spheres of influence“. Vor diesem Hintergrund steigerte die US-Regierung in der Folgezeit ihr Engagement beim Werben um transkaspische Pipelines und versuchte auch, eine aktive Rolle bei der Beilegung aserbaidisch-turkmenischer Streitigkeiten über einige Offshore-Felder zu übernehmen, die eine bilaterale Einigung über die maritime Grenzziehung behinderten. Das Ziel bestand in der Schaffung einer Grundlage für den Bau von Unterwasserpipelines sowohl für kasachisches Öl als auch turkmenisches Gas auf der kürzesten transkaspischen Route.¹⁶⁹

4.2.3 Der Projektvorschlag von Oil Capital stößt auf allgemeine Ablehnung

Jedoch wurden durchaus auch Pläne entwickelt, die für die Beförderung kasachischen Öls nach Baku nicht (ausschließlich) auf den Bau einer transkaspischen Pipeline zurückgriffen. Anfang Juni unter-

¹⁶⁸ Vgl. De Waal, Thomas: Caspian Consortium: Which Route to Riches? in: The Moscow Times, No. 722, 31.5.1995; Sneider, Daniel: US, Russia Vie for Rich Oil Fields in Caspian Sea, in: Christian Science Monitor, S. 6, 8.6.1995.

¹⁶⁹ Vgl. Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy wars, in: Central Asia Survey, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184, hier S. 155.

zeichnete das US-Unternehmen Oil Capital Ltd.¹⁷⁰ mit einem österreichischen Baukonsortium¹⁷¹ eine Absichtserklärung zum Bau einer Pipeline zwischen Baku und Ceyhan. Die vom Ingenieursunternehmen John Brown Engineers & Constructors ausgearbeitete Machbarkeitsstudie sah vor, dass die Leitung eine Anfangskapazität von 35 Mt/Jahr besitzen und im Fall der Einspeisung von Öl aus Kasachstan und Turkmenistan auf 50 Mt/Jahr erweitert werden sollte. Der Transport über das Meer sollte anfänglich mittels eines Pendeltankerverkehrs erfolgen und erst zu einem späteren Zeitpunkt durch eine Unterwasserpipeline ersetzt werden. Die Gesamtprojektkosten des Systems wurden auf unter 3 Mrd. USD beziffert, davon 1,8 Mrd. USD für den Baku-Ceyhan-Abschnitt, der entsprechend den Projektplänen direkt über Bergkarabach verlaufen sollte und daher kürzer und billiger als der türkische Vorschlag wäre. Etwa 600 Mio. USD sollten auf die Verbindung von Tengiz nach Turkmenistan entfallen. Das eventuelle transkaspische Segment zwischen Turkmenistan und Baku würde weitere 400 Mio. USD kosten. Oil Capital deklarierte sogar, dass es bereits Zusagen für die Projektfinanzierung besaß. Angeblich stimmte die China Petroleum Engineering and Construction Company (eine Tochtergesellschaft von CNPC) zu, für das Projekt 1,5 Mrd. USD zur Verfügung zu stellen. Weitere 500 Mio. USD sollten vom österreichischen Baukonsortium stammen. Als Röhrenlieferant war der US-Konzern Bethlehem Steel vorgesehen, mit dem bereits ein vorläufiges Abkommen unterzeichnet wurde. Bei dem Projekt handelte es sich jedoch um eine private Initiative, die unabhängig von den laufenden türkisch-aserbaid-schanischen Verhandlungen entwickelt wurde und für deren Umsetzung Oil Capital zuerst die politische Unterstützung der beteiligten Länder und Ölproduzenten gewinnen musste. Bereits der anvisierte Streckenverlauf über Armenien machte das Projekt für die aserbaid-schanische Regierung gänzlich inakzeptabel.¹⁷² Darüber hinaus genoss der Präsident des Unternehmens, Roger Tamraz, geringe politische und wirtschaftliche Glaubwürdigkeit, wobei seine Geschäftspraktiken gegen ihn bereits zuvor einige der in der Region tätigen westlichen Ölkonzerne aufbrachten. Die AIOC-Koalition besaß zudem kaum Interesse daran, dass sich im Fall der aserbaid-schanischen Ölexporte das Schicksal von CPC und John Deuss wiederholen würde. Da der Vorschlag von Tamraz vorsah, dass die Pipeline nach ihrer Fertigstellung von Oil Capital betrieben werden sollte, würde dem Unternehmen ein entscheidender Einfluss auf die wirtschaftlichen Aspekte des Öltransports zukommen. Dies konnte von keiner der beteiligten Parteien akzeptiert werden. Letztendlich war auch die US-Administration nicht bereit, eine dermaßen fragwürdige Persönlichkeit am Bau einer Pipeline von gesamtregionaler strategischer Bedeutung zu beteiligen.¹⁷³ Der Vorschlag von Capital Oil scheiterte somit am fehlenden Interesse der politischen und wirtschaftlichen Akteure.

¹⁷⁰ Das Unternehmen besaß produzierende Onshore-Felder mit einer Förderrate von etwa 40.000 b/d und noch zu erschließende Offshore-Gebiete in Turkmenistan (Block I Cubkin Livanov und Block III Kotur Tepe).

¹⁷¹ Steyr-Daimler-Puch, Siemens (Austria), Steyr Nutzfahrzeuge, Liebherr, Maschinenfabrik Liezen und Giesserei GmbH, Pumpenfabrik Ernst Vogel, Palfinger Hebetchnik, Rosenbauer International, U.I.T. Handelsgesellschaft.

¹⁷² Vgl. US, Austrian firms step forward with new plan for a Caspian pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 108, S. 1, 6.6.1995; Chinese to provide financing for Caspian pipeline, in: PR Newswire, 29.6.1995; Parker, Mushtak: Pease and pipeline profits in Central Asia, in: Moneyclips, 10.7.1995; Tamraz determined on Caspian project, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 135, S. 1, 17.7.1995.

¹⁷³ Tamraz spendete im Jahr 1996 300.000 USD für die Demokratische Partei, um sich einen Zugang zu hochrangigen Entscheidungsträgern zu verschaffen und die Clinton-Administration für die Unterstützung seines Vorhabens zu gewinnen. Sein Handeln zeichnete sich jedoch durch große Intransparenz und mangelnde Glaubwürdigkeit aus. Bei Treffen mit Politikern einzelner Länder erklärte er beispielsweise, dass er bereits über Zusagen der jeweils anderen Parteien verfügte, ohne dass diese tatsächlich vorhanden waren. Vgl. Continuing Coverage of Senate Campaign Finance Hearings: Sen. Thompson Questions Don Fowler About Businessman Roger Tamraz, in: CNN, 9.9.1997.

4.2.4 Die Doppel-Routen-Lösung für den Export der frühen ACG-Produktion

Bezüglich aserbaidchanischer Ölexporte herrschte zu diesem Zeitpunkt allgemeine Einigkeit darüber, dass für die Beförderung der anfänglichen Produktion („early oil“) der ACG-Felder eine schnell zu bauende vorläufige Route mit geringerer Kapazität genutzt werden sollte. Somit sollten für die aserbaidchanische Regierung möglichst zeitnah Revenues generiert werden, die eine politisch stabilisierende Wirkung auf das Land haben sollten. Gleichzeitig könnte damit mehr Zeit für die anschließende Umsetzung einer großvolumigen Hauptexportpipeline gewonnen werden. Für die „early oil“-Leitung standen sich zwei Konzepte gegenüber. Das Öl konnte entweder über die nahezu vollständig bestehende Verbindung zwischen Baku und Noworossijsk¹⁷⁴ oder auf der Baku-Supsa-Route¹⁷⁵ befördert werden (Abbildung 28). Letztere wurde von den Unternehmen trotz erheblich höherer Investitionskosten aufgrund der vollständigen Kontrolle über den Betrieb der Leitung präferiert. Für die Ölproduzenten war jedoch entscheidend, dass die US-Regierung für die von ihnen letztendlich gewählte Option „*very strong support*“ unterbreitet, da beide mit erheblichen politischen Herausforderungen konfrontiert waren. Einige Unternehmen zeigten anfänglich auch Interesse an der Möglichkeit, Öl über den Iran zu swapen¹⁷⁶, was jedoch bei der US-Regierung auf deutlichen Widerstand stieß und zumindest für US-Akteure durch die zwischenzeitlich (März-Mai 1995) verschärften Sanktionsbedingungen ausgeschlossen wurde (Kapitel 6.3). Eine Entscheidung bezüglich der Hauptexportroute lag zu diesem Zeitpunkt weiterhin noch nicht vor. Hinsichtlich der von den Regierungsvertretern bevorzugten Verbindung nach Ceyhan sprachen die Ölproduzenten jedoch von der Notwendigkeit eines „Pan-Caspian Approach“. Um die benötigten Skalenvorteile zu gewährleisten, müsste demnach neben aserbaidchanischem auch kasachisches, turkmenisches und möglicherweise sogar russisches Öl befördert werden, denn die Leitung müsste nach Auffassung der Unternehmen aufgrund ihrer Länge eine Kapazität von 50-60 Mt/Jahr oder sogar mehr besitzen, um überhaupt wirtschaftlich betrieben werden zu können.¹⁷⁷

Die Türkei bemühte sich somit weiterhin auch außerhalb Aserbaidchans, intensiv Werbung für die von ihr bevorzugte Exportroute zu betreiben. Während der Zentralasienreise der türkischen Premierministerin, Ciller, im August 1995 unterschrieben die Energieminister der Türkei und Kasachstans eine Absichtserklärung über die zukünftige Gründung eines Konsortiums, das Transportmöglichkeiten für kasachisches Öl in westliche Richtung über Terminals an der türkischen Mittelmeerküste untersuchen sollte. Das Dokument erfüllte jedoch bei Weitem nicht Ankaras Erwartungen, denn die Delegation strebte eigentlich die Unterzeichnung eines formelleren Abkommens an, in dem sich Kasachstan

¹⁷⁴ Den größten Vorteil der Route stellten geringe Investitionskosten für deren Fertigstellung dar, wobei auch die von Transneft angebotenen Tarife wettbewerbsfähig waren. Obwohl sich die Route durch Sicherheitsprobleme auszeichnete, konnten diese nach den Einschätzungen der Unternehmen durchaus kontrolliert werden. Die aserbaidchanische Führung versprach sich von ihrer Auswahl gleichzeitig einen positiven Beitrag zum Sicherheitsprozess in der Region, da somit Russlands Interessen befriedigt wären. Als Nachteile wurden die schlechten Erfahrungen mit Transneft und Russland bei der Umsetzung von Infrastrukturprojekten genannt. Auch die bestehenden Kapazitätsengpässe im russischen Knotenpunkt Tichorezk, der den Zugang zu Noworossijsk ermöglichte, stellten eine Herausforderung dar. Die Produzenten sollten zudem keine Kontrolle über den Betrieb der Leitung besitzen, die gänzlich bei Transneft liegen würde.

¹⁷⁵ Als Nachteile galten die hohen Investitionskosten und die undurchsichtige innenpolitische Lage in Georgien. Die Sicherheitslage wurde zwar als problematisch, jedoch nicht prohibitiv eingeschätzt. Der Vorteil bestand in der vollen Kontrolle des Pipelinebetriebes von der Mündung bis zum Endpunkt durch die Produzenten.

¹⁷⁶ Hierzu würden Tankerexporte von Baku nach Bandar Anzali erfolgen. Das Öl würde anschließend in den nordiranischen Raffinerien verbraucht. Im Gegenzug sollte Öl am Persischen Golf freigesetzt werden.

¹⁷⁷ Vgl. Marashian, Onnic/McQuaile, Margaret: Azeri group seeks a US stance on route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 144, S. 1, 28.7.1995.

zur Nutzung der türkischen Exportoption verpflichten sollte. Dies wurde jedoch von kasachischen Vertretern bis zur Klärung wirtschaftlicher Aspekte des Projektes und der Lösung der Problematik der transkaspischen Anbindung strikt abgelehnt. Um die Bedeutung der Einigung weiter zu verwässern und somit keine negative Reaktion Russlands zu provozieren, sprach der kasachische Premierminister, A. Kaschegeldin, nach der Unterzeichnung davon, dass die Umsetzung der Pipeline in „*indeterminable future*“¹⁷⁸ liegen würden. Der kasachische Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, erklärte gleichzeitig, dass es keine Alternative zur Kasachstan-Noworossijsk-Pipeline für den Export vom Tengiz-Feld gäbe. „*We will build it first of all.*“ Er fügte jedoch hinzu, dass sein Land in Folge des erwarteten Ölbooms durchaus auf der Suche nach „*additional outlets*“ wäre und „*the most realistic option was to transport oil to the Mediterranean Sea.*“¹⁷⁹ Die kasachische Regierung blieb somit weiterhin ihrer Position treu, wonach jegliche Exportalternativen zu Russland lediglich als sekundäre Optionen galten und erst nach der Fertigstellung der nördlichen Route und der Entdeckung neuer Vorkommen umgesetzt werden sollten.¹⁸⁰ Die türkische Diplomatie blieb dennoch aktiv, sodass Präsident Demirel auch während des dritten Treffens der Turk-Republiken, das im selben Monat in Bishkek stattfand, erneut mit Nachdruck für die Nutzung der Baku-Ceyhan-Route für den Export von Kohlenwasserstoffen aus dem kaspischen Raum warb. „*The brotherly countries have to reach world markets directly and without any difficulty. We believe it is to their strategical, political and economic interests to save themselves from possible dependencies.*“¹⁸¹

Anfang Oktober wurde schließlich die Entscheidung über die aserbaidzhanische „*early oil*“-Exportroute getroffen, wobei aus strategischen Gründen beide zuvor in Betracht gezogenen Alternativen – Baku-Noworossijsk, Baku-Supsa – implementiert werden sollten. Der starke Druck Moskaus auf Baku führte im Verlauf des Entscheidungsprozesses dabei angeblich beinahe dazu, dass sich die aserbaidzhanische Führung und das AIOC-Konsortium ausschließlich für die russische Variante entschlossen hätten.¹⁸² Die Türkei versuchte dagegen, die Parteien durch weitreichende Zusagen über eine Baukostenbeteiligung in Höhe von bis zu 250 Mio. USD an der georgischen Pipeline und die Erteilung von Abnahmegarantien für das auf dieser Route beförderte Öl umzustimmen.¹⁸³ Darüber hin-

¹⁷⁸ Zit. in: While Russia Holds Firm On Its Caspian Proposal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 162, S. 4, 23.8.1995.

¹⁷⁹ Zit. in: Kazakhstan hedges its bets on oil export pipelines, in: Interfax news agency, 25.8.1995.

¹⁸⁰ Vgl. Turkish PM visits Kyrgyzstan, in: United Press International, 16.8.1995; Kazakhstan and Turkey agree on oil pipeline to Mediterranean, in: Interfax news agency, 15.8.1995; Zaman, Amberin/Zipf, Peter/Lorenzetti, Maureen: Turkey official, in US, meets with AIOC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 158, S. 1, 17.8.1995.

¹⁸¹ Zit. in: Alemdar, Zeynep: Turkic Nations Gather At Summit Meeting, in: Associated Press Worldstream 28.8.1995.

¹⁸² Vgl. Mater, Nadire: Turkey-Russia: Moscow out front in high stakes Azeri oil route bid, in: IPS-Inter Press Service, 7.9.1995.

¹⁸³ Die Türkei legte zwei Vorschläge zur Finanzierung der Pipeline vor. Der erste sah ein Build-operate-transfer-Model vor, wonach Botas die Pipeline selbst bauen, betreiben und nach einer gewissen Zeit an die beteiligten Länder abgeben würde. Diese Variante wurde vom AIOC-Konsortium abgelehnt, da es selbst die Kontrolle über die Pipelinebetriebe haben wollte. Der Zweite sah vor, dass die Türkei einen Kredit in Höhe von 250 Mio. USD zur Verfügung stellt und die gesamten politischen Risiken trägt, im Gegenzug verlangte das Land, dass 51 Prozent der Arbeiten von türkischen Unternehmen durchgeführt werden. Die Kapazität der Pipeline dürfte (in beiden Fällen) nicht 6 Mt/Jahr überschreiten, da andernfalls der Bau der Hauptexportroute nach Ceyhan gefährdet wäre. Darüber hinaus verlangte die Türkei die Einführung einer vertraglichen Klausel, wonach der Export der Hauptproduktion der ACG-Felder nach Ceyhan erfolgen müsste. Die Türkei zeigte sich auch bereit, in einem Zeitraum von acht Jahren das gesamte über die Baku-Supsa-Pipeline exportierte Öl aufzukaufen. Die angebotenen Bedingungen erschienen jedoch AIOC wenig attraktiv, wobei einige der Forderungen als zu politisch bezeichnet wurden. Im Mai 1996 zog die Türkei daher ihr Angebot zurück. Vgl. Turkish plan for oil line out-

aus übte Ankara intensiven diplomatischen Druck auf Washington aus, was die US-Administration letztendlich zum direkten Einschreiten bewegte. Wenige Tage vor der Bekanntgabe der Entscheidung warb Clinton daher in einem Telefongespräch mit Alijew sogar persönlich für die Umsetzung beider Pipelines.¹⁸⁴ Gerade die eindeutige politische Unterstützung der US-Regierung schien aus Sicht der Analytiker für den Entschluss der aserbajdschanischen Führung zugunsten der Leitung nach Supsa ausschlaggebend gewesen zu sein. Dies war wichtig, denn aus türkischer Perspektive bildete die Baku-Supsa-Route den ersten Schritt zur Umsetzung der Baku-Ceyhan-Pipeline, die Teile der Infrastruktur nutzen und im selben Korridor verlaufen sollte. Auch wenn die getroffene Entscheidung grundsätzlich eine Kompromisslösung darstellte und auch russische Interessen berücksichtigte, bedeutete sie jedoch faktisch, dass das russische Öltransportmonopol aus der Region erstmalig gebrochen werden sollte. Die kombinierten Kosten für die Instandsetzung bestehender und den Bau neuer Leitungsegmente auf beiden Routen wurden auf etwa 300 Mio. USD beziffert, wovon ein Großteil auf die Pipeline nach Supsa entfallen sollte.¹⁸⁵ Die Entscheidung über die Hauptexportpipeline für die ACG-Felder, die nach geltender Auffassung zusätzlich zu den „early oil“-Leitungen etwa 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) befördern sollte, stand weiterhin aus und sollte nicht vor Ende 1996/Anfang 1997 getroffen werden.¹⁸⁶ Klar war zu diesem Zeitpunkt lediglich, dass AIOC die Nutzung des geplanten CPC-Systems

lined, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 29, S. 3, 9.2.1996; Enginsoy, Umit: Turkey plans to bring Kazakh oil to Mediterranean, in: Agence France Presse, 1.3.1996; Ulman, Seva: Turkey withdraws pipeline funding offer, in: United Press International, 10.5.1996; New Question In Baku: What Is The Split On Early Oil? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 223, S. 1, 20.11.1995.

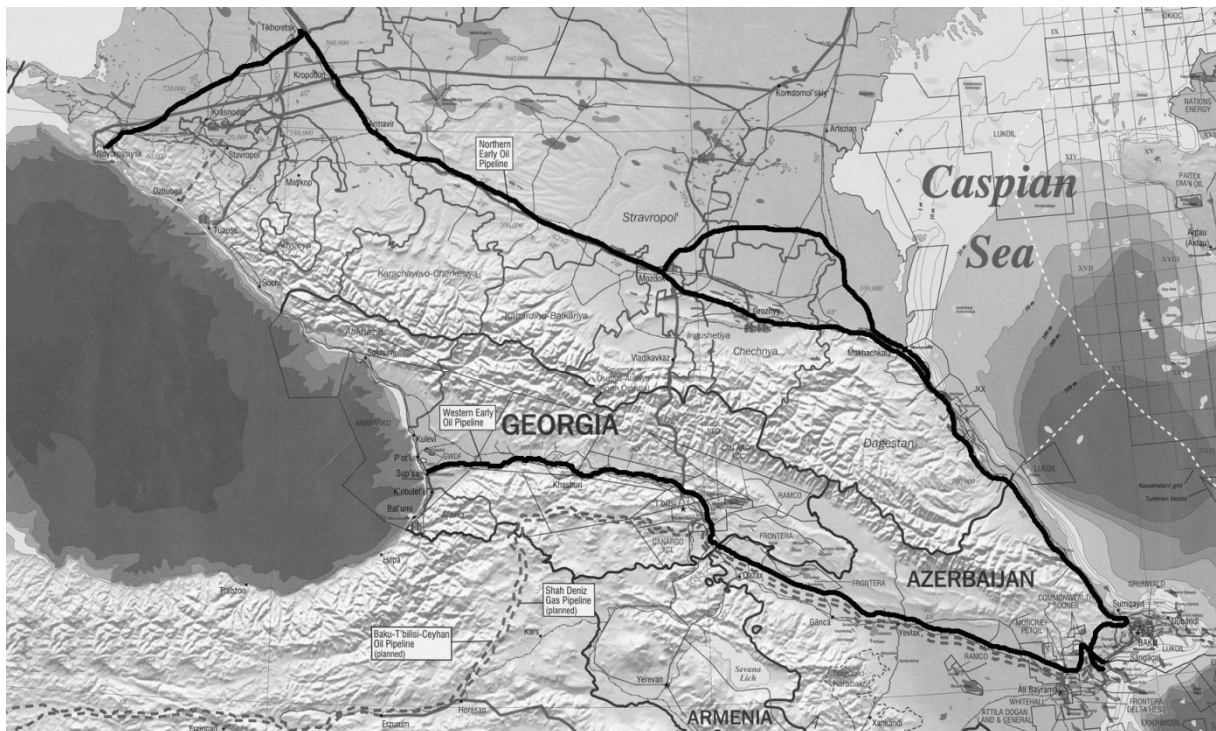
¹⁸⁴ Vgl. York, Geoffrey: Caspian oilfield open up Consortium challenges Russia's monopoly in area with plan to build a twin pipeline through Georgia and Turkey, in: The Globe and Mail, 10.10.1995.

¹⁸⁵ Es gab unterschiedliche Meldungen zu den Kosten. Der Präsident vom AIOC sprach beispielsweise von kombinierten Kosten für beide „early oil“-Pipelines im Umfang von etwa 450 Mio. USD. Von den oben genannten 300 Mio. USD sollten 50-60 Mio. USD auf die Baku-Noworossiysk-Route entfallen. Hier sollte die bestehende Infrastruktur in Umkehrmodus gesetzt werden und durch den Bau von zwei Verbindungstücken (10 km bzw. 17 km lang) integriert werden. Auch Umbauarbeiten an einigen Pumpstationen waren notwendig. Die anfängliche Kapazität der Route von etwa 5 Mt/Jahr könnte laut russischen Quellen auf bis zu 17 Mt/Jahr gesteigert werden. 238 Mio. USD sollten auf die Baku-Supsa-Route entfallen. Hier waren weitreichende Bau und Modernisierungsarbeiten notwendig, die u. a. die Verlegung eines 117 km langen Pipelineabschnittes zwischen Kazakh nach Gachiani/Tiflis, die Renovierung der maroden 353 km langen Pipeline zwischen Gachiani und Supsa (über 1.100 Leckagen), den Bau eines Terminals in Supsa, Anpassungen am aserbajdschanischen Terminal in Sangachal und die Ersetzung von Pumpanlagen beinhalteten. Nach ersten hydraulischen Tests im Dezember 1997 wurde bekannt, dass große Teile der bestehenden Leitungen entgegen den ursprünglichen Annahmen gar nicht genutzt werden könnten. Die geplante Rehabilitation wurde daher aufgegeben, stattdessen sollte eine gänzlich neue Leitung verlegt werden. Somit stiegen auch die Projektkosten auf 590 Mio. USD. Unter dem geltenden PSA-Vertrag durfte AIOC diese jedoch aus dem Ölverkauf kompensieren. Da es sich um eine neue Leitung handeln sollte, entstand auch die Möglichkeit, die anfängliche Pipelinekapazität von 5,75 Mt/Jahr durch den Bau zusätzlicher Pumpstationen zukünftig auf 11,5 Mt und laut einigen Quellen sogar auf 17-18 Mt/Jahr zu erweitern. Die Pipeline wurde schließlich erst im Februar 1999 in Betrieb genommen. Vgl. Lelyveld, Michael S.: „2-Route“ Compromise On Azeri Oil Leaves Moscow With A Major Role, in: Journal of Commerce, S. 1, 11.10.1996; Bernstein, Jonas: Russia Confident on Oil Route, in: The Moscow Times, No. 816, 11.10.1995; Namtalashvili, Gabriel: The Transit Of Caspian Oil Via Georgia Will Have Its Economy And Politics On The Mend (Finansovye Izvestia, No. 91, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.11.1995; AIOC continue to juggle export pipeline options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 5, 31.3.1997; Azeri president signs PSA agreements amid route dispute, in: Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 9-10, 1.7.1998; Georgia, Azerbaijan and Ukraine Inaugurate New Pipeline, in: Europe Energy, No. 535, 23.4.1999; You gotta have a pipeline, or two, in: Petroleum Economist, S. 14, 20.2.1998; Unlocking The Caspian, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2-7, 1.5.1998.

¹⁸⁶ Vgl. Petroleum: Winners and losers in great pipeline route tussle, in: IPS-Inter Press Service, 9.10.1995.

„categorically“ ablehnte¹⁸⁷, was jedoch grundsätzlich nicht gegen Russland als Transitland gerichtet war, sondern lediglich das CPC betraf.

Abbildung 28: „Early Oil“-Exportpipelines: „Südliche Route“ (Baku-Supsa) und „Nördliche Route“ (Baku-Noworossijsk, inklusive Tschetschenien-Bypass)



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: Perry-Castañeda Library Map Collection, Russia and the Former Soviet Republics Maps, The University of Texas at Austin, http://www.lib.utexas.edu/maps/middle_east_and_asia/caspian_sea_oil_gas-2001.jpg (Zugriff 2.3.2012); eigene Bearbeitung.

Um im Kampf um die Hauptexportpipeline eines der entscheidenden türkischen Argumente zugunsten der Baku-Ceyhan-Route außer Kraft setzen zu können, intensivierte Moskau zu diesem Zeitpunkt weiter seine Bemühungen zur Lösung der Bosphorus-Bypass Frage. Anfang September wurde der Abschluss eines Abkommens zwischen Russland und Griechenland über den zukünftigen Bau der Burgas-Alexandroupolis-Leitung verkündet. Obwohl vorerst kein genauer Zeitplan der Projektumsetzung genannt wurde, erwartete man, dass die abschließenden Verträge mit bulgarischer Beteiligung bereits vor Jahresende unterschrieben werden könnten.¹⁸⁸ Russland zeigte sich sogar bereit, die Anzahl der beteiligten Parteien weiter zu erhöhen, wobei als Teilnehmer prinzipiell alle kaspischen Länder in Frage kamen, die zukünftig Ölexporte über den Bosphorus realisieren würden.¹⁸⁹ Da das Bypass-

¹⁸⁷ Vgl. Russia offers sweeter for exporting Azeri oil, in: Interfax news agency, 4.9.1995.

¹⁸⁸ Die Leitung sollte eine Kapazität von 30 Mt/Jahr besitzen und 668 Mio. USD kosten, zusätzlich sollten noch Ölspeicher im Wert von 306 Mio. USD gebaut werden. Vgl. Greece And Russia Agree To Build Transbalkan Pipeline, in: BC Cycle, 8.9.1995.

¹⁸⁹ Parallel wurde zwischen Bulgarien, Mazedonien und Albanien das AMBO-Projekt entwickelt, das den Bau einer 907 km langen Leitung zwischen Burgas und Vlore vorsah. Bei einer Kapazität von 750.000 b/d (37,5 Mt/Jahr) sollte sie 825 Mio. USD kosten. Das Projekt war eine private Initiative von Vuko Taskevich, eines mazedonischen Amerikaners, der die Regierung in Skopje für diese Idee begeistern konnte. Das für den Bau zuständige Balkan Pipeline Consortium wurde als Teil des in den USA registrierten Unternehmens AMBO gegründet, das sich gänzlich im Besitz von Taskevich befand. Vgl. Russia Does Not Rule Out Other Countries' Participation In Burgas-Alexandrou Oil Pipeline Construction Project (Segodnya, No. 200, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 20.10.1995; Balkan oil pipeline to go ahead, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 1.2.1996.

Projekt jedoch mit erheblichen internen Differenzen konfrontiert war, wurde sein Fortschritt in der Folgezeit verhindert.¹⁹⁰

4.2.5 Chevrons Suche nach kurzfristigen Exportalternativen

Nur wenige Tage nach der Entscheidung über die „early oil“-Exportrouten wurden zwischen Chevron und dem AIOC-Konsortium Sondierungsgespräche über die Möglichkeit des künftigen Transports von Tengiz-Öl zwischen Baku und Supsa aufgenommen. Obwohl sich die zuvor prekäre Exportlage von Chevron im Zuge der Verhandlungen mit Lukoil über den Beitritt zum TCO JV etwas verbesserte, da sich der russische Konzern bereit zeigte, diesem Teile seiner Transneft-Quote zu überlassen, wurde weiterhin beklagt, dass ein beträchtlicher Anteil der Produktion an Abnehmer innerhalb des finanziell weniger attraktiven GUS-Raumes geliefert werden musste. Darüber hinaus plante der US-Konzern eine erhebliche Steigerung der Produktionsrate auf Tengiz und war somit ohnehin auf der Suche nach zusätzlichen Exportkanälen.¹⁹¹ Nach dem politisch bedingten Scheitern der Beteiligung am kasachisch-iranischen Swap-Handel (Kapitel 6.4), der als kostengünstigste Überbrückungsalternative bis zu Schaffung der Hauptexportroute nach Noworossijsk galt, musste von Chevron neben der stärkeren Nutzung von Eisenbahnlieferungen in die Ukraine und ins Baltikum auch der Transport per Tanker von Aktau nach Baku und die weitere Beförderung zu einem der georgischen Exportterminals anvisiert werden. Eine Einigung mit AIOC schien dabei prinzipiell im Interesse beider Parteien zu liegen, da sie nicht nur eine Lösung der schwierigen Transportlage von Chevron herbeiführen, sondern auch eine bessere Auslastung der „early oil“-Routen und somit ihre wirtschaftlichere Betreibung ermöglichen würde.¹⁹² Erste Gespräche zeigten in der Tat, dass künftig möglicherweise 1-2 Mt/Jahr (20.000-40.000 b/d) der TCO-Produktion über die kaukasische Route exportiert werden könnten.¹⁹³

Da der Zeitrahmen für die Umsetzung der Baku-Supsa „early oil“-Pipeline jedoch nicht mit den Produktionsplänen von TCO koinzidierte und zwischen den Parteien auch Differenzen bezüglich der Qualität ihrer Ölsorten auftraten, sah sich Chevron letztendlich gezwungen, eigene, von den AIOC-Vorhaben unabhängige Initiativen für die Nutzung des kaukasischen Korridors zu entwickeln. Hierzu wurde neben Eisenbahnlieferungen auch die Instandsetzung von Teilen der alten und ungenutzten georgischen Pipelineinfrastruktur bedacht, die entweder durch einen neuen oder den Ausbau eines bestehenden Terminals an der georgischen Schwarzmeerküste ergänzt werden sollte. Anfang Januar 1996 besuchten Vertreter von Chevron das Land, um mit dem Präsidenten, E. Schewardnadse, Ge-

¹⁹⁰ Divergierende Vorstellungen bestanden bezüglich der Ölnutzung. Bulgarien war bestrebt, etwa 10 Mt/Jahr des transportierten Öls in seinen Raffinerien zu verarbeiten. Auch Griechenland erhob Ansprüche auf die Ölverarbeitung. Differenzen bestanden auch bezüglich der Aufteilung der Anteile. Bulgarien und Griechenland sprachen sich für eine Paritätsaufteilung aus, Russland strebte nach einem Kontrollanteil. Darüber hinaus schwankte Bulgarien zwischen dem B-A- und AMBO-Pipelineprojekt. Vgl. *Balkan pipeline corridor set to become reality*, in: *FT Energy Newsletters – East European Energy Report*, S. 4, 19.3.1996.

¹⁹¹ Die Produktion von TCO betrug im Jahr 1995 im Durchschnitt etwa 50.000 b/d (2,54 Mt) und sollte bis Ende 1996/Anfang 1997 120.000 b/d erreichen. Vgl. *Looming showdown at meeting of CPC*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 74, No. 42, S. 1, 29.2.1996; *Meanwhile in Kazakhstan*, in: *FT Energy Newsletters – Energy Economist*, S. 4, 1.4.1996.

¹⁹² Vgl. McQuaile, Margaret: *Chevron, AIOC in Tengiz export talks*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 73, No. 196, S. 1, 12.10.1995.

¹⁹³ Die kombinierte anfängliche Transportkapazität beider Pipelines wurde auf etwa 220.000 b/d (11 Mt/Jahr) berechnet, wobei die anfängliche Produktion der Chirag I Plattform lediglich 80.000 b/d (4 Mt/Jahr) betragen sollte und auch im Falle eines beschleunigten Entwicklungsprogrammes kurzfristig nur auf etwa 120.000 b/d (6 Mt/Jahr) gesteigert werden konnte. Vgl. *Azeri oil export route moves nearer reality*, in: *FT Energy Newsletters – East European Energy Report*, S. 18, 19.12.1995; *Shakh Deniz Agreement Seen In Weeks*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 73, No. 231, S. 7, 1.12.1995.

sprache über den Öltransport zu führen und die vorhandene Infrastruktur zu inspizieren.¹⁹⁴ Sie deklarierten ebenso ihr Interesse an einer Beteiligung an georgischen Explorationsprojekten und sogar am Ausbau einer lokalen Raffinerie.¹⁹⁵ Nach den Verhandlungen in Georgien folgte ein Besuch in Aserbaidschan. Die aserbaidchanische Seite stimmte im Verlauf der Gespräche zwischen den Präsidenten von Chevron, Richard Matzke, und Socar, Natig Alijew, bereitwillig der Nutzung ihres Pipelinesystems durch Chevron in beliebiger Richtung, mit Ausnahme nach Iran, zu.¹⁹⁶ Zusätzlich sollte auch die Transportkapazität der Schieneninfrastruktur ausgebaut werden.¹⁹⁷ Die Dringlichkeit der kasachischen Transportlage spiegelte sich auch darin wider, dass der US-Konzern trotz neuer Sanktionsverschärfungen durch die Initiativen des US-Senators D'Amato auf Bitten der kasachischen Regierung weiterhin Sondierungen über mögliche Swaps mit dem Iran führte (Kapitel 6.3-4).¹⁹⁸

Obwohl die Aussichten auf eine baldige Aufnahme zumindest limitierter Exporte kasachischen Öls über Aserbaidschan in Richtung Westen aufgrund der Beschränkungen bei der Nutzung des russischen Pipelinenetzes sehr realistisch waren, blieben die Chancen auf eine aktive Beteiligung Kasachstans am Bau der kaukasischen Hauptexportroute vorerst gering. Die kasachische politische Führung konzentrierte sich zu dieser Zeit primär auf die Restrukturierung des CPC-Konsortiums durch die Einbeziehung einer größeren Zahl privater Unternehmen, wodurch der Stillstand bei der Umsetzung des Tengiz-Noworossiysk-Projektes endlich durchbrochen werden sollte. Die Exportbemühungen der Regierung sollten dabei laut dem kasachischen Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie des Landes „*take fully into account the interests of Russia*“¹⁹⁹, was aufgrund der ablehnenden Haltung Moskaus gegenüber der Baku-Ceyhan-Route, aktive kasachische Vorstöße in diese Richtung ausschloss. Auch Chevron sah, trotz laufender Initiativen im kaukasischen Raum, die Route nach Noworossiysk eindeutig als seine präferierte Transportoption an und bildete zusammen mit der kasachischen Regierung die treibende Kraft im Prozess der Formung der alternativen Gruppierung zum bestehenden CPC-Konsortium. Vertreter des Konzerns waren sich, auch vor dem Hintergrund eigener Erfahrungen, ebenfalls sehr wohl russischer Einflussmöglichkeiten auf Kasachstan bewusst. „*Kazakhstan has no non-Russian options. Geography is destiny.*“²⁰⁰ Somit sollten die kaukasischen Exportpläne von Chevron lediglich als das Verstanden werden, was sie tatsächlich darstellten, nämlich eine zeitlich beschränkte Lösung bis zur Schaffung der Tengiz-Noworossiysk-Pipeline.

4.2.6 Ankaras Sorgen um das Schicksal der Baku-Ceyhan-Route: Kasachstan als Reservelieferant?

Aus türkischer Perspektive war zu diesem Zeitpunkt besonders kritisch, dass weiterhin keine absolute Klarheit über das Schicksal der aserbaidchanischen Hauptexportroute bestand. Aufgrund der mit der Umsetzung der beiden „early oil“-Pipelines verbundenen hohen Investitionskosten sowie der Möglichkeit, deren Kapazität günstig weiter steigern zu können, sprachen sich einzelne Mitglieder des AIOC-Konsortiums (z. B. Amoco, Unocal) seit Anfang 1996 verstärkt für die Idee aus, die Hauptexport-

¹⁹⁴ Vgl. Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 8.1.1996.

¹⁹⁵ Vgl. Broladze, Nodar: Chevron to invest in Georgian pipeline, in: United Press International, 9.1.1996.

¹⁹⁶ Vgl. Azerbaijan allows Chevron to transport oil through its territory, in: Interfax news agency, 18.1.1996.

¹⁹⁷ Vgl. Chevron considers exporting Kazakh oil through Georgia, in: Interfax news agency, 21.3.1996.

¹⁹⁸ Vgl. McQuaile, Margaret: Chevron May Fund Pipeline Via Georgia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 7, S. 1, 10.1.1996.

¹⁹⁹ Zit. in: Mobil/Kazakhstan deal set to boost pipeline options, in: FT Energy Newsletters - East European Energy Report, S. 7, 27.10.1995.

²⁰⁰ Anonymer Mitarbeiter von Chevron, zit. in: Klebnikov, Paul: LUKoil: Kingpin Of the Caspian, in: The Moscow Times, No. 907, 27.2.1996.

leitung gänzlich fallen zu lassen und statt dessen die „early oil“-Routen entsprechend auszubauen.²⁰¹ Der wachsende Unmut der Produzenten über die türkische Route, deren Baukosten als zu hoch angesehen wurden und deren benötigte Kapazität aus Gründen der Wirtschaftlichkeit weit über der erwarteten Produktion der ACG-Felder liegen musste, beflügelte Ankara nur noch zusätzlich in den Anstrengungen gegenüber Chevron und Kasachstan, ungeachtet der von ihnen deklarierten Transportpräferenzen. Denn es konnte letztendlich nur kasachisches Öl sein, das im Falle unzureichender aserbaidischer Volumen die Auslastung der Baku-Ceyhan-Pipeline gewährleisten würde.²⁰²

Anfang Februar 1996 stimmte die Weltbank nach Verhandlungen mit der Türkei zu, Kredite für die Machbarkeitsstudie für ein Ölexportsystem zur Verfügung zu stellen, das sowohl kasachisches als auch aserbaidischer Öl über Georgien zum türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan befördern würde. Die angestrebten Projektparameter entsprachen den bis dahin von Botas präsentierten Angaben.²⁰³ Obwohl die Ausgaben für die Studie von der Bank getragen werden sollten, verwiesen ihre Vertreter gleichzeitig darauf, dass es zu keiner Beteiligung an den Projektkosten kommen würde, solange rechtliche Fragen der Erschließung der Offshore-Vorkommen bzw. der Nutzung des Kaspischen Meeres nicht gelöst wären.²⁰⁴ Parallel wurden von der Türkei separate Verhandlungen mit Kasachstan und Chevron bezüglich des Exports der Tengiz-Produktion über die geplante Baku-Supsa „early oil“- und Baku-Ceyhan-Hauptexportleitung aufgenommen.²⁰⁵ Der neueste Vorschlag aus Ankara, der bestehende kasachische Bedenken bezüglich des russischen Widerstandes gegen transkaspische Pipelines mindern sollte, bestand in der Einrichtung eines Tankerpendelverkehrs zwischen Aktau und Baku. Angeblich könnten somit bis zu 30 Mt/Jahr in die Leitung nach Ceyhan eingespeist werden, was nahezu der geplanten maximalen Förderkapazität des Tengiz-Feldes entsprach.²⁰⁶

Obwohl die Position der kasachischen Regierung und Chevrons bereits zuvor kontinuierlich zugunsten der Tengiz-Noworossiysk-Verbindung zugeneigt war, konnte Ankara aufgrund der über mehrere Jahre anhaltenden Blockadehaltung innerhalb der CPC-Gruppe trotzdem lange Zeit gewisse Hoffnungen bezüglich ihrer Überzeugung zugunsten des Exports zumindest eines Teils der Produktion des Feldes über die kaukasische Route hegen. In der Tat schienen beide Parteien diese Möglichkeit in unterschiedlichem Ausmaß vor allem aus verhandlungsstrategischen Gründen gegenüber Russland und OOC lange mindestens im beschränkten Ausmaß aufrechterhalten zu haben. Spätestens im April, als

²⁰¹ Transneft-Vertreter sprachen davon, dass die maximale Kapazität der Baku-Noworossiysk-Leitung bis zu 17 Mt/Jahr betragen könnte. Auch die Baku-Supsa-Route, deren Bau noch gar nicht begonnen hatte und deren technische Parameter daher noch veränderbar waren, könnte angeblich leicht auf 17-18 Mt/Jahr erweitert werden. Somit würde sich eine Gesamtkapazität der beiden „early oil“-Pipelines von 35 Mt/Jahr ergeben, was dem zum damaligen Zeitpunkt erwarteten Produktionshöhepunkt der ACG-Felder entsprach. Vgl. Turkey struggles to control Asian pipeline routings, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 19.1.1995; Lukoil continues to harbor Kazakh pipeline ambitions, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 7, 22.1.1996; Russia, Azerbaijan sign oil pact, in: United Press International, 18.1.1996.

²⁰² Vgl. Enginsoy, Umit: Turkey plans to bring Kazakh oil to Mediterranean, in: Agence France Presse, 1.3.1996.

²⁰³ Gesamtkapazität von 45 Mt/Jahr, wovon 25 Mt aus Aserbaidshan und 20 Mt aus anderen Ländern Zentralasiens, insbesondere aus Kasachstan, stammen sollten.

²⁰⁴ Sieben Unternehmen erhielten Einladungen zum Bieterverfahren bezüglich der Ausarbeitung der Machbarkeitsstudie. Der Sieger sollte bis zum 31. Juli 1996 ausgewählt werden. Die Weltbank sollte 5 Mio. USD für die Studie zahlen, Botas weitere 250.000 USD. Vgl. Lelyveld, Michael S.: Feasibility study set for huge pipeline World Bank takes 1st step in opening Central Asian oil, in: Journal of Commerce, S. 1, 15.2.1996; Turkey: Central Asian pipeline feasibility study tendered, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 5.7.1996; World Bank funds Azeri-Turkish pipeline study, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 10, 30.9.1996.

²⁰⁵ Vgl. Turkish plan for oil line outlined, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 29, S. 3, 9.2.1996.

²⁰⁶ Die maximale Produktionsrate wurde mit etwa 35 Mt/Jahr erwartet. Vgl. Enginsoy, Umit: Turkey plans to bring Kazakh oil to Mediterranean, in: Agence France Presse, 1.3.1996.

zwischen Kasachstan, Russland, Oman und einer Gruppe privater Unternehmen inklusive Chevron eine Einigung bezüglich der Restrukturierung des CPC-Konsortiums erreicht werden konnte, erhielten jedoch die türkischen Erwartungen einen erheblichen Dämpfer. Durch diese Entscheidung wurde nämlich ein Großteil kasachischer Produktionskapazitäten, einschließlich der beiden wichtigsten Felder Tengiz und Karachaganak, langfristig an die russische Route gebunden. An dieser Tatsache konnte auch die Anfang Mai vom türkischen Außenminister, Emre Gonensay, deklarierte Bereitschaft der Türkei zur Übernahme der Kosten für die gesamte Baku-Ceyhan-Verbindung und die parallel dazu angedrohte Verschärfung der Durchfahrtsregelungen für die Meerengen kaum etwas ändern. „*If they intend to transport this oil through the Straits, then we will put new measures into force before they complete this project...in order to prevent them from taking a wrong step.*“²⁰⁷ Die türkischen diplomatischen Bemühungen wurden dabei erneut von der US-Administration flankiert. Der stellvertretende Energiesekretär, Charles Curtis, bezeichnete die Verbindung zwischen dem kaspischen Raum und dem westlichen Absatzmarkt über die Türkei als „inevitable“ und forderte die Länder der Region auf, diese Alternative zu berücksichtigen.²⁰⁸

Obwohl das Exportschicksal von Tengiz durch die CPC-Einigung prinzipiell vorbestimmt war, zeichneten sich nach der Bekanntgabe der Ergebnisse seismischer Untersuchungen des kasachischen Schelfgebietes durch das KazakhstanCaspianShelf Konsortium²⁰⁹ für Ankara jedoch plötzlich neue Perspektiven ab, die mittelfristig durchaus Aussichten auf den Transport größerer Mengen kasachischen Öls über Aserbaidschan und die Türkei eröffneten. Die Ende Juni 1996 vorgestellten Zahlen würden im Fall der tatsächlichen Entdeckung der Vorkommen ohne Zweifel den Bau mehrerer Exportpipelines unterstützen. Optimistischste Schätzungen sprachen von kasachischen Offshore-Ölressourcen in einer Höhe von 10 Gt (etwa 75 Mrd. Barrel).²¹⁰ Die auch von den an der Exploration beteiligten westlichen Unternehmen gebrauchten realistischeren Angaben rechneten immerhin noch mit 4 Gt (etwa 30 Mrd. Barrel), was nahezu dem Dreifachen der bestehenden kasachischen (Onshore-) Reserven entsprach. Erste Testbohrungen im kasachischen Offshore-Sektor wurden bereits für das Jahr 1998 erwartet, wobei nach Schätzungen der Unternehmen die Produktion der ersten drei Plattformen im Jahr 2004 mit etwa 5 Mt/Jahr beginnen könnte. 2013 sollten bereits insgesamt acht Plattformen installiert sein, auf denen bis zu 60 Mt/Jahr gefördert werden sollten.²¹¹

²⁰⁷ Anonymer türkischer Regierungsvertreter, zit. in: Zaman, Amberin: Russia doesn't like latest Turkish take on straits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 92, S. 3, 10.5.1996.

²⁰⁸ Vgl. Caspian to Turkey line is called „inevitable“ by US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 109, S. 4, 5.6.1996; Turkey says it will build oil pipeline to Mediterranean, in: Agence France Presse, 7.5.1996; Ankara fears oil pipe accord, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 10.5.1996.

²⁰⁹ Bestehend aus Agip, BG, BP/Statoil, Mobil, Shell, Total und dem kasachischen Partner KazakhstanCaspianShelf

²¹⁰ Zusätzlich sollten sich in den kasachischen Gewässern noch zwei Billionen m³ Erdgas befinden.

²¹¹ Alle an der Untersuchung beteiligten ausländischen Konzerne erhielten im Explorationsvertrag das Recht auf die Wahl von jeweils zwei Lizenzblöcken mit einer Fläche von 500 km². Nach dem Abschluss der Untersuchungen beschlossen die Unternehmen, die einzelnen Blöcke zusammenzulegen. Die Verhandlungen über das PSA-Abkommen verzögerten sich jedoch im Anschluss, da sich die Parteien nicht über finanzielle Fragen und die Zusammensetzung des Konsortiums einigen konnten. Die Unternehmen verlangten einen Anteil von 30 Prozent an den Gewinnen, wobei sie anboten, dass dieser im Falle guter Profitergebnisse auf 20 Prozent sinken könnte. Die kasachische Regierung strebte eine ähnliche Aufteilung wie beim ursprünglichen TCO-Abkommen an (80:20). Darüber hinaus erhob die Regierung Forderungen auf Bonuszahlungen. Diese waren jedoch laut dem Explorationsvertrag nicht vorgesehen. Die Unternehmen sprachen auch davon, dass der Vertrag ihnen das Recht auf 100 Prozent in zwölf Lizenzblöcken zusprach, wobei die kasachische Regierung nun einen Anteil innerhalb des Produktionskonsortiums verlangte. Der Explorationsvertrag versprach auch Steuerstabilität, welche die kasachische Seite nun nicht garantieren wollte. Vgl. Conference Report: Kazakh reserves estimates talked up, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 8, 26.7.1996; Almaty autumn? in: FT

Auf Regierungsebene wurden von Astana kurz nach der Bekanntgabe der Resultate erste Schritte eingeleitet, die aus kasachischer Sicht zwar primär die rechtliche Grundlage für die Erschließung der Offshore-Vorkommen schaffen sollten, langfristig jedoch durchaus auch den Weg zum Bau einer direkten Pipelineverbindung zwischen Kasachstan und Aserbaidschan ebnen könnten. Im September kam es zwischen Nasarbajew und Alijew nämlich zur Unterzeichnung einer Erklärung über die Prinzipien der Definition des Status des Kaspischen Meeres. Beide Länder erkannten darin gegenseitig ihre Rechte auf die Förderung natürlicher Ressourcen des Meeres an und forderten, dass der Status des kaspischen Gewässers auf der Grundlage anerkannter Prinzipien des Völkerrechtes definiert werden sollte. Vor allem in Russland sah man darin bereits den Vorboten für den Bau einer bilateral vereinbarten Unterwasserleitung zwischen beiden Ländern, wobei russische Medien auf die mögliche Formung einer geopolitischen Achse Almaty-Baku-Ankara hinwiesen.²¹² Als Reaktion auf den Schritt wurde wenige Wochen später von Russland, Iran und Turkmenistan ein Memorandum über die Gründung eines gemeinschaftlichen Unternehmens unterzeichnet, das die Ressourcen des Meeres auf Paritätsbasis erschließen und grundsätzlich auch Aserbaidschan und Kasachstan offen stehen sollte. In einem neuen Kompromissvorschlag zeigte sich Moskau darüber hinaus bereit, die Hoheit der Anrainerstaaten über Vorkommen anzuerkennen, die bis zu 45 Meilen von der Küste lagen.²¹³ Ungeachtet der positiven Untersuchungsergebnisse blieb aus kasachischer Sicht eine Einigung zwischen den Anrainern bzw. ein bilaterales Übereinkommen mit Russland über die Nutzung maritimer Bondeschätze weiterhin entscheidend für die Zukunft der eigenen Offshore-Produktionspläne. Aus Sicht der Befürworter der Baku-Ceyhan-Pipeline war dies, unabhängig von der anschließenden Wahl der transkaspischen Beförderungsmethode (d. h. Pipeline oder Tanker), wiederum eng mit der Problematik der ausreichenden Auslastung ihrer Wunschroute verbunden.

4.2.7 EU-Initiativen zur energiepolitischen Anbindung des kaspischen Raumes und die Grenzen des Vorgehens der Gemeinschaft

Auch die EU besaß ein allgemeines Interesse am Ausbau der Energietransportkapazitäten aus dem kaspischen Raum, denn sie stellte den präferierten Absatzmarkt für die regionalen Produzenten dar und kämpfte gleichzeitig selbst mit der sinkenden Eigenförderung, die ihren Importbedarf ansteigen ließ. Zusätzlich dazu erhoffte man sich davon einen entwicklungspolitischen Beitrag zur Unterstützung der regionalen wirtschaftlichen und politischen Stabilität. Die infrastrukturellen Prioritäten der Union deckten sich dabei keinesfalls gänzlich mit den strategischen Vorstellungen der USA. Die Zielsetzung der im November 1995 ins Leben gerufenen INOGATE-Initiative, die ab 1996 unter dem TACIS-Programm laufen sollte, lag an erster Stelle in der Rehabilitierung bestehender Pipelinesysteme, wodurch einerseits Exportmöglichkeiten nach Europa und andererseits auch die Energielieferungen zwischen den einzelnen GUS-Ländern verbessert werden sollten. Dies war grundsätzlich komplementär mit der Prämisse des im Dezember 1994 unterzeichneten Vertrages über die Energiechar-

Energy Newsletters – Energy Economist, S. 4, 1.10.1996; Kazakhstan may tender Caspian oil areas in 1997, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, 25.10.1996.

²¹² Vgl. Kozlov, Sergei: Which Way Will Caspian Oil Flow? in: Russian Press Digest, 19.9.1996.

²¹³ Vorkommen, die außerhalb der Zone lagen, sich jedoch bereits im Erschließungsstadium befanden, sollten individuell verhandelt werden. Moskau schlug auch ein System doppelstufiger Bieterverfahren vor. Demnach sollten Anrainerstaaten das Recht besitzen, sich um die Erschließung der Vorkommen zu bewerben, noch bevor diese an Unternehmen aus Drittländern angeboten würden. Vgl. Hiro, Dilip: Iran-CIS States: Battle For Resources Of The Caspian Sea, in: IPS-Inter Press Service, 13.11.1996; Gadzhizade, Asya: U.S. official arrives in Azerbaijan, in: United Press International, 13.11.1996.

ta (Kapitel 3.2.6)²¹⁴, der transparente rechtliche Rahmenbedingungen für Investitionen, Handel und insbesondere den Transit von Primärenergieträgern und -produkten zwischen der EU und den Nachfolgestaaten der Sowjetunion schaffen sollte. Da jedoch nahezu alle bestehenden Pipelines auch über russisches Territorium verliefen, verstieß dieses Anliegen gegen einen der Grundpfeiler der amerikanischen regionalen Infrastrukturpolitik, die einer weiteren Fixierung der vorhandenen Monopolstrukturen (Transneft und Gazprom) entgegenwirken versuchte. Erst an zweiter Stelle sollten durch INOGATE auch wirtschaftlich attraktive Alternativrouten definiert werden, die die Diversifizierung der Energieversorgung der Union ermöglichen würden. Dabei wurden keine Verweise auf konkrete strategische Präferenzen gemacht und die endgültige Entscheidung über die Wahl der Routen sollte den Unternehmen selbst überlassen werden, die gleichzeitig kaum mit nennenswerter finanzieller Unterstützung der EU rechnen konnten.²¹⁵

Darüber hinaus musste sich die europäische Energieaußenpolitik mit einigen fundamentalen Einschränkungen auseinandersetzen, die ihre Effektivität behinderten. Die EU besaß zu diesem Zeitpunkt beispielsweise keine primärrechtlichen Kompetenzen im energiepolitischen Bereich, die ein gemeinschaftliches Handeln legitimieren würden, und disponierte auch über keine klare regionale Strategie. Das energiepolitische Vorgehen der Kommission konzentrierte sich überwiegend auf den gemeinsamen Binnenmarkt und musste durch abgeleitete Kompetenzen aus vergemeinschafteten Politikbereichen (Umwelt, Binnenmarkt, Transport usw.) begründet werden. Auch das außenpolitische Handeln der Union wurde auf intergouvernementaler und nicht supranationaler Ebene beschlossen, sodass einstimmige Entscheidungsfindungen erforderlich waren. Einzelne Mitglieder bevorzugten (und tun dies weiterhin) dabei in strategischen Fragen der Außenpolitik, zu denen Energieversorgungsaspekte aufgrund ihrer Bedeutung für die nationale Wirtschaft und Sicherheit eindeutig zählen, meist ein eigenständiges Agieren, in dem sie zum Teil auf historisch gewachsene Beziehungen zu den Produzenten zurückgreifen konnten. Zudem wiesen sie, nicht zuletzt aufgrund der divergierenden Verfasstheit der einzelnen Binnenmärkte, zum Teil deutliche Unterschiede in den energiepolitischen Interessen und Zielsetzungen auf. Auch die europäischen Energiekonzerne blieben (und tun dies weiterhin) national verankert, sodass deren auswärtiges Handeln von ihren Heimatregierungen und nicht von Brüssel beeinflusst bzw. unterstützt wurde. Die EU konnte vor diesem Hintergrund in energieaußenpolitischen Fragen kaum als einheitlicher Akteur agieren und wurde in der Region auch nicht als solcher wahrgenommen. Nicht zuletzt war die Erdölversorgungssicherheit aufgrund der bestehenden Weltmarktstruktur, der bereits seit dem Ende der 1960er Jahre etablierten Ölkrisenmaßnahmen und der breiteren Streuung der Bezugsquellen aus Sicht der Kommission vergleichsweise gut gesichert. Vor diesem Hintergrund konzentrierten sich die von der Europäischen Kommission im Weißbuch aus dem Jahr 1995 vorgeschlagenen Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit prinzipiell auf interne Bereiche, in denen sie auf abgeleitete primärrechtliche Handlungsbe fugnisse zurückgreifen konnte, wobei Erdöl Aspekte eine vergleichsweise untergeordnete Rolle spiel-

²¹⁴ Vgl. Peters, Susanne: Building Up the Potential for Future Resource Conflict: the shortcomings of Western response strategies to new energy vulnerabilities, Florence: European University Institute, 2003, S. 17.

²¹⁵ Im Jahr 1996 sollten insgesamt 16,5 Mio. ECU für Projektförderungen zur Verfügung gestellt werden, jedoch beanspruchte die vereinbarte Projektliste lediglich 12 Mio. ECU. In den kommenden vier Jahren war ein Budget in Höhe von 50 Mio. USD vorgesehen. Die Mittel sollten primär für Machbarkeitsstudien ausgegeben werden. Beim Treffen im November 1996, bei dem die erste Mittelvergabe beschlossen wurde, wurde die transkaspische Pipelineroute als eine von mehreren förderungswürdigen Optionen deklariert. Vgl. European Commission helps New Independent States (NIS) get oil and gas flowing: ECU 12 million committed this year, in: RAPID, 14.5.1997; European Commission programme on oil and gas pipelines in the NIS, in: RAPID, 22.11.1996; Major Conference to secure Oil and Gas supplies to Europe, in: RAPID, 4.12.1997.

ten. Die Zielsetzungen bestanden u. a. in der Vollendung liberaler Binnenmärkte für Strom und Gas, der Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen und eines günstigen Investitionsklimas innerhalb der Union, der Unterstützung der Einführung moderner Technologien, der Förderung einer Preissetzung, die Einsparungen durch eine effektive Gestaltung der Verbrauchersteuern (bei Ölzeugnissen) motivieren sollte, der Verbesserung der Umweltschutzmaßnahmen usw. Risiken verbunden mit möglichen Öleinfuhrunterbrechungen sollten durch Anpassungen bestehender Ölkrisenmechanismen (Speicher) begegnet werden, wobei hier eine bessere gemeinschaftliche Koordinierung angestrebt wurde, die die Kosten der Maßnahmen verringern sollte. Auch der politische Dialog mit Lieferanten sollte ausgebaut werden, u. a. um den Zugang europäischer Unternehmen zu ausländischen Rohstoffen zu verbessern. Große Hoffnungen wurden diesbezüglich auch in die Umsetzung des Energiechartavertrages gesetzt. Darüber hinaus wurden Anstrengungen bei Effizienzmaßnahmen, die Förderung erneuerbarer Energien und eine bessere Beobachtung der Marktsituation vorgeschlagen. Explizite Maßnahmen zum Transportinfrastrukturausbau wurden nur für den Erdgas- und Strombereich vorgeschlagen.²¹⁶ Anders als die USA strebte die EU somit im Erdölpipeline-Poker der kaspischen Region nach keiner aktiven Rolle, wobei ihr hierzu ohnehin die benötigten Instrumente fehlten.

4.3 Transkaukasische Route I: der Kaukasus wird zur Exportroute für kasachisches Öl

Ungeachtet türkischer und amerikanischer Bestrebungen zur Einbindung Kasachstans und der im Land tätigen Produzenten in die Entwicklung der westlich gerichteten Hauptexportroute musste von Chevron aufgrund des Produktionsanstieges auf Tengiz und des beschränkten Zugangs zum Transneft-Netz eine kurzfristige Transportlösung bis zur Inbetriebnahme der CPC-Leitung geschaffen werden. Da hierbei aufgrund der bereits beschriebenen Differenzen keine Zusammenarbeit mit AIOC eingegangen werden konnte, war von dem US-Konzern selbständiges Handeln gefordert.

Die Bemühungen Chevrons hinsichtlich der Einrichtung einer temporären transkaukasischen Exportroute nahmen ab Anfang des Jahres 1996 deutlichere Konturen an. Gingen allererste Überlegungen noch von der Möglichkeit direkter Eisenbahnlieferungen von Tengiz über Russland zu einem der georgischen Häfen aus, zwangen logistische Herausforderungen den Konzern diese Option zu verwerfen und stattdessen kombinierte Tanker-Eisenbahn-Exporte von Aktau über Baku zur georgischen Schwarzmeerküste zu berücksichtigen. Auf dem transkaukasischen Streckenabschnitt wurde dabei zuerst die Nutzung der Eisenbahnverbindung von Baku zum georgischen Hafen Poti geplant, wo Chevron einen neuen Exportterminal errichtet wollte. Inspizierungen der georgischen Infrastruktur durch Mitarbeiter des Konzerns ergaben jedoch, dass sich die Schienenverbindung nach Poti in einem äußerst schlechten Zustand befand, was gewisse Anpassungen der Pläne erforderlich machte. Statt über Poti sollte das Öl über den etwas weiter liegenden Hafen Batumi exportiert werden, der aufgrund der größeren Exportkapazität jedoch keine Ausbaumaßnahmen erforderte (Abbildung 29).²¹⁷ Die Lieferungen sollten zwar auch hier per Eisenbahn erfolgen, Chevron untersuchte jedoch ebenfalls die Möglichkeit der künftigen Modernisierung der stillgelegten Pipeline zwischen Samgori (nahe Tiflis), Khashuri und Batumi, die einen Großteil des georgischen Schienenabschnittes ersetzen konnte. Ende Juli verkündeten Vertreter von Socar, dass der transkaukasische Eisenbahntransportkorridor, auf dem das Öl von Chevron zwischen Baku und der georgischen Schwarzmeerküste befördert wer-

²¹⁶ Vgl. Europäische Kommission: Weißbuch: Eine Energiepolitik für die Europäische Union, KOM (95)682, 1995.

²¹⁷ Die Verladekapazität von Poti wurde von der IEA mit 1,5 Mt/Jahr angegeben, die von Batumi mit 5 Mt/Jahr. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 145.

den sollte, ab September betriebsbereit wäre. Zu diesem Zeitpunkt war angedacht, dass es zu keinen direkten Exporten kasachischen Öls kommen sollte, sondern stattdessen Swaps mit aserbaidischen Produzenten durchgeführt würden. Tengiz-Öl sollte demnach zuerst vom aserbaidischen staatlichen Schifftransportunternehmen Caspar (bzw. Caspian Shipping) von Aktau per Tanker zum Terminal Dubendi nahe Baku geliefert und von Socar anschließend in Aserbaidschan verbraucht werden. Die aserbaidische Seite sollte im Gegenzug eigenes Öl zur Verfügung stellen, dass von Dubendi mittels einer kurzen Pipelineverbindung zum aserbaidischen Eisenbahnverladeterminale Ali Bairamli geleitet und von dort von der staatlichen aserbaidischen Eisenbahngesellschaft (ADDY) weiter nach Batumi befördert werden sollte.²¹⁸ Die aserbaidische Regierung versprach darüber hinaus, die physische Sicherheit der Öllieferungen auf ihrem Territorium zu garantieren.²¹⁹ Im Oktober einigten sich Chevron und Socar auf der Durchführung einer einmaligen Testlieferung im Umfang von 20.000 t.²²⁰ Kurz vor ihrer Realisierung beschloss jedoch Chevron eine Veränderung der geplanten Geschäftsform. Der Konzern besaß aufgrund der Marktprämie im Mittelmeerraum für leichte Ölsorten und des Strebens nach der Etablierung eines Marktes für Tengiz-Öl großes Interesse am direkten Export seiner Produktion, ohne dass diese mit dem Öl von Socar vermischt oder gegen dieses getauscht würde.²²¹ Chevron-Vertreter sprachen zuerst davon, dass auf der Route im Falle erfolgreicher Tests etwa 50.000 t/Monat (12.000 b/d) befördert werden könnten, sie erhöhten jedoch nur wenige Tage später ihre Pläne auf das Doppelte. Das generelle Ziel des Konzerns bestand darin, die Produktion auf dem Tengiz-Feld bis zur Inbetriebnahme der Tengiz-Noworossiysk-Pipeline kontinuierlich auf 12 Mt/Jahr zu steigern²²², was der im Rahmen der CPC-Einigung eingegangenen Verpflichtung über die anfängliche Pipelineauslastung entsprach.²²³ Aufgrund der durch Quotenbestimmungen limitierten Exportmöglichkeiten über die Atyrau-Samara-Pipeline (etwa 3 Mt/Jahr) mussten hierzu zahlreiche kleinere Transportalternativen entwickelt werden. Das Unternehmen schickte daher bereits Öl per Eisenbahn nach Finnland, ins Baltikum und die Ukraine. Die Kapazitäten dieser Ausweichverbindungen waren jedoch beschränkt und die Transportkosten vergleichsweise hoch, sodass der transkaukasische Korridor eine willkommene Entlastung bringen konnte und für TCO nicht

²¹⁸ Vgl. Usseinov, Arif/Stein, George: Socar says Tengiz exports via Rail, tanker start in sep, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 148, S. 1, 1.8.1996; Usseinov, Arif: October start for Tengiz exports via Azerbaijan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 161, S. 1, 20.8.1996.

²¹⁹ Vgl. Usseinov, Arif: Tengiz Transport Across To Poti Almost Set: Socar, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 183, S. 4, 20.9.1996.

²²⁰ Vgl. Almaty autumn? in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 4, 1.10.1996.

²²¹ Tengiz-Öl ähnelt bei den Raffinierungseigenschaften der algerischen Ölsorte Sahara. Der Mittelmeerraum stellte daher einen natürlichen Markt für die Sorte dar. Die Prämie zu Brent lag in der zweiten Jahreshälfte 1997 bei etwa 85 Cent/b. Vgl. McQuaile, Margaret/Upperton, Jane: Azeri partners size up marketing options, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 183, S. 1, 22.9.1997.

²²² Dies würde einer Produktion von etwa 240.000 b/d entsprechen. Die Förderrate auf dem Feld betrug im Zeitraum Juni-Juli 1996 etwa 100.000 b/d. Die Einführung zahlreicher neuer Exportrouten ermöglichte es TCO, Anfang des Jahres 1997 seine Produktion auf 150.000-160.000 b/d zu steigern, wovon lediglich 60.000 b/d über die Atyrau-Samara-Pipeline exportiert wurden. Vgl. Clover, Charles: Kazakhstan-Iran oil swap begins, in: Financial Times, 6.1.1997.

²²³ Ein TCO-Mitarbeiter beschrieb die Situation wie folgt: „If CPC were to go forward, it would need 12-million mt/year from TCO. We can't jump from six to 12, so in the medium term we have to develop supplementary export routes to have capacity close to 12 when CPC is up and running.“ Zit. in: Test cargo of Tengiz crude oil to be shipped from Georgia soon: sources, in: Platt's Oilgram Price Report, Vol. 74, No. 200, S. 10, 15.10.1996; President Nazarbayev, Chevron executive discuss oil export problems, in: Interfax news agency, 3.10.1997.

zuletzt eine Diversifizierung der nicht immer reibungslos funktionierenden Routen darstellen sollte.²²⁴

Abbildung 29: Transkaukasischer Eisenbahnkorridor



Quelle: Lawrence, Martha/Melibaeva, Sevara/Bullock, Richard/Moose, James/Le Ber, Olivier/Sulukhia, Tamara: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 12.²²⁵

Trotz gewisser Verzögerungen im Verlauf der Testlieferung zeigte sich Chevron mit den erreichten Ergebnissen sehr zufrieden. Im November 1996 folgte daher die Unterzeichnung eines Abkommens zwischen TCO, Socar und Caspian Transco, das als Zwischenhändler (Spediteur) auftrat²²⁶ und gleichzeitig mit Chevron bei der Umsetzung seiner Infrastrukturpläne zusammenarbeitete, über Lieferungen auf der Aktau-Dubendi-Batumi-Route. Socar verpflichtete sich dabei u. a. an Caspian Transco anfänglich eine Kapazität von 1,2 Mt/Jahr (24.000 b/d) in seinen Transportanlagen zu verpachten, was den projizierten Exportanforderungen von TCO für das Jahr 1997 entsprach.²²⁷ Die Tankertransportkosten zwischen Aktau und Dubendi sollten bei etwa 6 USD/t liegen, die Beförderung von Dubendi nach Batumi inklusive der Hafengebühren wurde von der IEA auf 45 USD/t (ca. 5,8 USD/b)

²²⁴ Vgl. Upperton, Jane: Caspian/Kazakh deal slowed on profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

²²⁵ Der aserbajdschanische Streckenabschnitt von Baku bis zur georgischen Grenze beträgt 502 km (doppelgleisig), der georgische Teil bis zur Gabelung in Samtredia 279 km (seit 2008 vollständig doppelgleisig, zuvor etwa 6 km einzelgleisig). Die nördliche Route nach Poti beträgt 66 km, die südliche nach Batumi 103 km (beide weitestgehend eingleisig).

²²⁶ Caspian Transco bzw. auch Caspian Trans Co. war ein JV zwischen Brown & Root und privaten türkischen Unternehmern. Es trat als exklusiver Mittler bzw. Zugangsstelle zu einzelnen aserbajdschanischen Transportdienstleistern auf (dem Schifftransportunternehmen Caspar, der aserbajdschanische Eisenbahngesellschaft ADDY, den Betreibern der Terminals usw.).

²²⁷ Vgl. Joint venture transport Azeri oil, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 17, 18.11.1996.

geschätzt.²²⁸ Nach anfänglichen Problemen, die mit dem Abschluss einiger noch ausstehender Bauarbeiten verbunden waren, konnten im März 1997 schließlich erstmalig reguläre Lieferungen auf zwei Routen aufgenommen werden. Das Öl konnte vom Importterminal Dubendi entweder direkt per Eisenbahn nach Batumi oder über eine 193 km lange Pipeline über Dashkil zum Verladeterminale Ali Bairamli und von dort per Tankwagen nach Batumi befördert werden.²²⁹ Ungeachtet des anfänglich geringen Lieferumfangs stellte dies einen wichtigen Durchbruch in der kasachischen Ölexportpolitik dar, denn es handelte sich um die überhaupt erste Russland umgehende Verbindung zum Weltmarkt, die von kasachischen Produzenten genutzt werden konnte. Die Erschließung der transkaukasischen Route für kasachische Ölexporte erfolgte zudem deutlich vor der Inbetriebnahme der „early oil“-Pipeline des AIOC-Konsortiums, das sich zu diesem Zeitpunkt erst in Verhandlungen über die notwendigen Ausbauarbeiten an der Infrastruktur zwischen Baku und Supsa befand.²³⁰

Chevron wollte sich jedoch wegen der weiter andauernden Transitquotenbeschränkungen für das russische Netz mit dem erreichten Zustand nicht zufrieden geben und begann noch im Verlauf desselben Jahres Pläne bezüglich einer deutlichen Ausweitung der Transportkapazität der kaukasischen Route voran zu treiben.²³¹ Ein weiteres Anliegen der geplanten infrastrukturellen Maßnahmen war die Verhinderung der bis dahin beim Transport in Aserbaidschan oft erfolgenden Vermischung verschiedener Ölsorten, was zu Qualitäts- und daher auch Preisverlusten führte.²³² Anfang Oktober unterzeichneten Vertreter von Chevron und Caspian Transco mit der georgischen Regierung eine Absichtserklärung über die Möglichkeit der exklusiven Nutzung einer 232 km langen Pipeline von Khashuri nach Batumi durch TCO, wodurch künftig der auf der Strecke eingesetzte Eisenbahntransport ersetzt werden konnte. Chevron sollte die Leitung in der Folgezeit inspizieren und plante im Falle positiver Ergebnisse fast 300 Mio. USD in ihre Rekonstruktion, Verlängerung und den Aufbau wei-

²²⁸ Die georgische Eisenbahnverwaltung sollte eine Transitgebühr von 8,50 USD/t erhalten, Aserbaidschan etwa 3 USD/t. Auf der Route zwischen Dubendi und Batumi sollten täglich drei Zugladungen transportiert werden. Vgl. Rail shipments of Kazakh oil via Georgia temporarily halted, in: ITAR-TASS news agency, 7.12.1996; Azerbaijan-Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 126, S. 6, 1.7.1997; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 137.

²²⁹ Interfax berichtete am 24. März über den Beginn regulärer Exporte. 3.360 t Öl wurden aus Aktau nach Dubendi versandt. Auf der Route verkehrten drei Tanker von Caspar (Apsheron, Astar, Natalan). Vgl. Georgia/Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 42, S. 6, 3.3.1997; Azeri crude reaches Black Sea port Batumi, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 54, S. 2, 19.3.1997; Chevron starts exporting Kazakh oil via Azerbaijan, in: Interfax news agency, 24.3.1997; 1st Time: Tengiz oil ships from Georgia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 75, S. 1, 18.4.1997; May 15 CPC restructuring is on track, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 84, S. 4, 1.5.1997.

²³⁰ In Oktober 1996 wurde der Vertrag mit dem britisch-norwegischen JV Kvaerner John Brown im Wert von 275 Mio. USD über die Rehabilitierung der Route abgeschlossen. Die Projektkosten wurden danach zuerst auf 315 Mio. USD und schließlich auf 590 Mio. USD angehoben. Die Aufnahme aserbaidchanischer Ölexporte sollte laut bestehenden Plänen erst Ende 1998 erfolgen. Vgl. US-Led Consortium Moves To Improve Flow Landlocked Caspian Oil To West, in: Wall Street Journal, S. 8, 11.10.1996; Kvaerner Unit Formalises Azeri Oil Pipeline Deal, in: European Report, No. 2168, 23.10.1996.

²³¹ Vgl. Greater use of Azeri route is eyed by Tengiz group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 98, S. 5, 21.5.1997.

²³² Eine der vertraglichen Bedingungen für TCO bezüglich der Nutzung der Transport- und Speicherinfrastruktur von Socar bestand darin, dass auch „gemischte“ Öllieferungen erlaubt sein sollten. Diese waren aus technischen Gründen notwendig, da Socar zu diesem Zeitpunkt keine ausreichenden Kapazitäten zur getrennten Speicherung besaß. Vgl. McQuaile, Margaret/Upperton, Jane: Azeri partners size up marketing options, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 183, S. 1, 22.9.1997; Usseinov, Arif: Chevron's Aim: 1.2-mil Mt in exports from Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 115 S. 4, 16.6.1997; Azerbaijan-Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 126, S. 6, 1.7.1997.

terer Anlagen in Georgien zu investieren.²³³ Laut Angaben des Konzerns konnte es dadurch zur Erhöhung der Exportvolumen von 100.000 t/Monat auf 300.000 t/Monat (3,6 Mt/Jahr) kommen.²³⁴ Eine Woche später bot Chevron der aserbaidischen Regierung an, die etwa 120 km lange Pipeline zwischen Baku und Ali Bairamli auf eigene Kosten zu modernisieren, wenn es im Gegenzug die Betriebsrechte erhalten würde (Abbildung 30). Chevron plante auch, 20 Mio. USD in den Ausbau der aserbaidischen Schieneninfrastruktur zu investieren, um den Terminal Dubendi über Gala direkt mit der aserbaidisch-georgischen Haupteisenbahnstrecke zu verbinden.²³⁵ Der Konzern pachtete darüber hinaus zwei Ölspeicher im Dubendi, wodurch die getrennte Aufbewahrung seines Öls garantiert werden sollte. Chevron verfolgte mit seinen Aktivitäten auch ein klares strategisches Ziel, das in der Schaffung eines von Socar unabhängigen Öltransportsystems bestand. Hiervon versprach man sich u. a. eine deutliche Verringerung der Transportkosten. Da dies für die aserbaidische Seite jedoch gleichzeitig mit Transiteinnahmeverlusten verbunden wäre, wurden die Emanzipationsversuche des Konzerns sehr kritisch betrachtet.²³⁶

Einer deutlichen Steigerung der Tankerexporte aus Kasachstan in Richtung Baku standen zu diesem Zeitpunkt aber auch noch Einschränkungen bei der Nutzung des Hafens Aktau im Wege, der über eine äußerst marode Infrastruktur verfügte und zusätzlich stark unter dem Anstieg des Meeresspiegels litt. Um dies zu beheben, wurden von der kasachischen Seite mit finanzieller Unterstützung der EBRD im Verlauf des Jahres 1997 entsprechende Umbauarbeiten eingeleitet, die ebenfalls eine Erhöhung seiner Exportkapazität zum Ziel hatten.²³⁷ Parallel dazu wurden auch Modernisierungs- und Erweiterungsmaßnahmen am Hafen Baku durchgeführt. Die Initiative kam vom privaten aserbaidischen Unternehmen Transchart Co., welches das Recht erhielt, den Hafen fünf Jahren zu betreiben und bei Erfolg eine Option auf Verlängerung besaß.²³⁸ Ausbauarbeiten zur Steigerung der Transportkapazität erfolgen ebenfalls am aserbaidischen Schienennetz.²³⁹ Darüber hinaus eröffnete Caspian Transco Anfang Januar 1998 in Dubendi einen neuen Ölimportterminal (für 14 Mio. USD) mit direktem Anschluss an das aserbaidische Eisenbahnnetz.²⁴⁰ Um eine weitere Steigerung der Transportkapazität zu erreichen, begann das Unternehmen seit Beginn desselben Jahres auch mit der Verlegung einer 46 km langen Leitung zwischen Dashkil und Ali Bairamli mit einer Durchleitung von 1,2 Mt/Jahr, die parallel zur gepachteten Pipeline von Socar verlief. Die Baukosten betragen 5 Mio. USD

²³³ Im Falle der endgültigen Einigung sollte Chevron Exklusivrechte für die Nutzung der Pipeline für 25 Jahre erhalten. Vgl. Chevron's Georgia deal will allow firm to increase shipments of Tengiz oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 191, S. 1, 2.10.1997; Big Oil in Georgia, in: International Market Insight Reports, 23.10.1997.

²³⁴ Vgl. Upperton, Jane/Sharon, Behn: China-Kazak Line Is Open To "Outsiders", in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

²³⁵ Vgl. Chevron offers to modernize Azeri oil pipeline to boost Kazakh oil shipments, in: AFX News, 7.10.1997.

²³⁶ Vgl. American "Chevron" to transport Tengiz oil through Azerbaijan along its own transportation network, in: AssA-Irada, 10.10.1997; Guseynov, Elmar: Chevron Hurries To Complete Railroad Construction In Azerbaijan (Izvestia, No. 206, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 29.10.1997; Brauer, Birgit: Three ex-Soviet republics discussing new oil pipeline, in: Associated Press Worldstream, 11.11.1997.

²³⁷ Der Abschluss der Arbeiten erfolgte im September 1999. Die Verladekapazität des Hafens für Öl und Ölprodukte stieg daraufhin von etwa 5 Mt auf 8 Mt/Jahr. Vgl. Aktau Commercial Seaport (Kazakhstan), in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.4.2005.

²³⁸ Die Verladekapazität der neuen Anlagen sollte 600.000-700.000 t/Jahr betragen. Vgl. Baku port expanding to handle Central Asia oil, in: Turan news agency, 31.10.1997.

²³⁹ Zum Beispiel wurde im Dezember 1997 eine Erweiterung der Verbindung zwischen Dubendi und dem aserbaidischen Eisenbahnnetz fertiggestellt (Transportkapazität 2 Mt/Jahr). Vgl. Tengiz Oil Heading West, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 234, S. 5, 3.12.1997.

²⁴⁰ Vgl. Oil terminal opened at Azeri port to ship Kazakh oil to Black Sea, in: Turan news agency, 4.12.1998; Azerbaijan-Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 3, S. 5, 6.1.1998.

und wurden von Chevron getragen.²⁴¹ Die infrastrukturellen Verbesserungen führten auch zur kontinuierlichen Verringerung der Gesamttransportkosten auf der Route Dubendi/Baku-Batumi, die für Chevron im Jahr 1998 etwa 30 USD/t betragen.²⁴² Hinzu kamen noch Gebühren für transkaspische Tankerlieferungen von etwa 6 USD/t. Der Konzern führte weiterhin auch Verhandlungen mit der georgischen Seite über konkrete Bedingungen der Pachtung von Pipeline-segmenten im Land und signalisierte, dass im Falle positiver wirtschaftlicher Voraussetzungen im Jahr 2000 auf der Baku-Batumi-Route bis zu 8 Mt Öl, bzw. 2/3 seiner gesamten Produktion exportiert werden könnten.²⁴³

Abbildung 30: Chevrons Pläne zur Modernisierung der Pipelineinfrastruktur in Aserbaidschan und Georgien



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: o. a.; eigene Bearbeitung.

Die Initiativen von Chevron im Rahmen der transkaukasischen Route verdeutlichten, dass der Konzern aufgrund der mit der Nutzung des russischen Pipelinenetzes verbundenen Transportschwierigkeiten durchaus bereit war, auch kostspielige und logistisch anspruchsvolle Exportlösungen zu entwickeln, um seine Produktionsziele zu erreichen. Auch ohne direkte Beteiligung der kasachischen Regierung und unabhängig von türkisch-amerikanischen Bemühungen zur Schaffung der westlichen Hauptexportroute, konnte somit dank individueller Initiative eines finanzstarken und handlungswilligen Privatakteurs die „geopolitische Diversifizierung“ kasachischer Ölexporte eingeleitet werden. Entscheidend hierfür waren aber dennoch auch die von Washington kreierten politischen Rahmenbedingungen, denn obwohl die US-Administration grundsätzlich keine positiven Anreize für die Aktivitäten von Chevron im Kaukasus schuf, blockierte sie durch die anti-iranische Sanktionspolitik die Entwicklung des wirtschaftlich eigentlich attraktiveren und von der kasachischen Führung daher zu diesem Zeitpunkt bevorzugten südlichen Transportkorridors (siehe Kapitel 6.4).

²⁴¹ Caspian Transco gelang es am 22. Dezember 1997, ein Abkommen mit Socar zu erreichen, in dem es für zehn Jahre das Recht zum eigenständigen Bau und Betrieb von Ölleitungen erhielt. Die Betriebstests an der Pipeline wurden im August durchgeführt. Vgl. Important milestone marked in May – 1,300,000 Tons of “foreign” oil transported through Azerbaijan, in: AssA-Irada, 30.3.1998.

²⁴² Insgesamt entfielen 15 USD/t auf den aserbaidchanischen Streckenabschnitt (inklusive Hafengebühren). Socar erhielt davon etwa 3 USD, die aserbaidchanische Eisenbahngesellschaft 6 USD.

²⁴³ Vgl. Useinov, Arif: Tab for Chevron on rail link to Batumi is \$ 30/MT, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 76, No. 7, S. 5, 12.1.1998; New pipeline for Kazakh oil transit to be laid in Azerbaijan, in: Interfax news agency, 6.2.1998.

4.4 Hoffen auf Kasachstans Zusage zur westlichen Exportroute und die Schaukelpolitik Astanas

Parallel zum Vorgehen von Chevron im Kaukasus wurden auch Initiativen entwickelt, die im Falle ihrer Umsetzung die Anbindung Kasachstans an die zukünftige aserbaidische Exportroute ermöglichen sollten. Im Zusammenhang mit der Einigung zwischen Kazakhoil und Amoco über die Finanzierung des kasachischen Anteils an der CPC-Pipeline wurde im März 1997 auch eine Absichtserklärung unterzeichnet, die die Untersuchung einer transkaspischen Pipeline von Westkasachstan nach Aserbaidischan mit Weiterleitung des Öls in die Türkei beinhaltete.²⁴⁴ Amoco war nicht nur an der Erschließung der aserbaidischen ACG-Vorkommen und somit auch an der Entwicklung der dafür bestimmten Transportlösungen beteiligt, deren Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Ölvolumen gesteigert werden konnte, sondern stellte auch einen der Hauptinteressenten an der Privatisierung der kasachischen Produzenten Aktobemunaigas und Uzenmunaigas dar (siehe Kapitel 5.2.2-3). Die Lösung der Exportfrage wurde von der kasachischen Regierung als eines der ausschlaggebenden Kriterien bei der Entscheidung über den Einstieg in die Unternehmen definiert und der US-Konzern erhoffte sich von der kooperativen Haltung im Transportbereich eine Steigerung seiner Erfolgchancen. Im April 1997 wurde von Amoco vermeldet, dass die Finanzierung der Machbarkeitsstudie durch das INOGATE-Programm der EU unterstützt würde.²⁴⁵

Im Einklang mit dieser Entwicklung signalisierte Nasarbajew während eines Treffes mit Alijew am Rande des ECO-Summits in Aschchabad im Mai, dass Kasachstan im Falle positiver wirtschaftlicher und *politischer* Rahmenbedingungen durchaus bereit sei, sich am Bau einer Unterwasserpipeline zu beteiligen. Auch wenn Baku wiederholt seine Präferenz für die Verbindung nach Ceyhan äußerte, lag zu dieser Zeit weiterhin keine offizielle Entscheidung zum Verlauf der zukünftigen Hauptexportpipeline vor. Der kasachische Vorstoß war daher nicht explizit an die Baku-Ceyhan-Route geknüpft, sondern sollte grundsätzlich mit jeder der gewählten Exportlösungen verbunden werden können.²⁴⁶ Um keine russische Kritik zu provozieren oder möglicherweise die kasachische Loyalität gegenüber den bestehenden russlandorientierten Pipelineplänen in Frage zu stellen, wurde von Nasarbajew gleichzeitig bekräftigt, dass das Projekt keinesfalls als Alternative zur CPC gedacht war bzw. zum Nachteil ihrer künftigen Auslastung erfolgen sollte, sondern durch die beschränkten Kapazitäten des russischen Pipelinenetzes, das den erwarteten Produktionszuwachs in Kasachstan nicht aufnehmen konnte, bedingt war.²⁴⁷ Anders als im aserbaidischen Fall wurden Kasachstans Diversifizierungsbestrebungen somit (offiziell) ganz pragmatisch durch technische Aspekte und nicht etwa durch einen möglichen Wunsch nach politischer Emanzipation begründet.

Am 10. Juni wurden vom AIOC-Konsortium der aserbaidischen Regierung drei Vorschläge für die zukünftige Hauptexportroute vorgelegt, auf deren Grundlage bis Oktober 1998 eine definitive Entscheidung getroffen werden sollte. Die erste Option sah die Verlegung einer neuen Pipeline parallel zur bestehenden Baku-Noworossiysk-Leitung vor (2,3 Mrd. USD), die als eine der beiden „early oil“-Optionen genutzt werden sollte. Laut dem zweiten Vorschlag sollte eine großvolumige Verbindung zwischen Baku und Supsa geschaffen werden (1,3 Mrd. USD). Die dritte Möglichkeit bestand im

²⁴⁴ Vgl. US company to finance Kazakhstan's stake in Caspian oil pipeline, in: Interfax news agency, 14.3.1997.

²⁴⁵ Die Kapazität der Leitung sollte ab Baku 50-60 Mt/Jahr betragen. Über die Kapazität des Unterwassersegments wurden keine Angaben gemacht. Vgl. Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 76, S. 6, 21.4.1997.

²⁴⁶ Vgl. Azeri president backs Turkish pipeline, in: Middle East Economic Digest, 16.5.1997.

²⁴⁷ Vgl. Usseinov, Arif: Russia will be circumvented underwater (Segodnya, S. 6), in: What The Papers Say (Russia), 29.5.1997.

Bau der Baku-Ceyhan-Pipeline (3,3 Mrd. USD). Noch am selben Tag kam es auch zum Treffen zwischen Alijew und Nasarbajew, in dessen Rahmen ein Memorandum über Kooperation in Fragen des Öltransports unterzeichnet wurde. Dieses sah nicht nur eine Verbesserung der Zusammenarbeit im Bereich transkaspischer Tankertransporte vor, die primär vor dem Hintergrund der geplanten Ausweitung transkaukasischer Lieferungen von Chevron wichtig war, sondern avisierte auch die Möglichkeit für den zukünftigen Bau einer Pipeline, die Kasachstan über Turkmenistan und ein Unterwassersegment mit Aserbaidschan verbinden würde.²⁴⁸ Die Anfangskapazität dieser Leitung, die in Aserbaidschan an die Hauptexportpipeline angeschlossen sein würde, sollte bei 200.000 b/d (10 Mt/Jahr) liegen. Die Kosten des Projektes wurden auf 2,5 Mrd. USD geschätzt.²⁴⁹ Nasarbajew deklarierte nach der Unterzeichnung, dass sein Land zukünftig zwei bis drei zusätzliche Exportrouten benötigte, da man mittelfristig einen enormen Produktionsanstieg erwarten würde (von 25 Mt im Jahr 1997 auf 100 Mt im Jahr 2005 und 140-170 Mt im Jahr 2010). Erste Schritte hierzu wurden nach seiner Aussage bereits durch den kürzlich beschlossenen Eintritt von CNPC (Juni 1997) in den kasachischen Ölsektor getätigt, der mit Plänen zum Bau von Exportpipelines in östliche und südliche Richtung einherging (Kapitel 5.2.2-3).²⁵⁰ Die Bevorzugung von CNPC bei der Privatisierung von Aktobemunaigas hatte jedoch auch eine weitreichende strategische Komponente, denn sie untergrub gleichzeitig die zuvor verkündeten transkaspischen Pläne von Amoco, das somit ohne die dafür benötigte kasachische Rohstoffbasis blieb. Der Schritt verdeutlichte gleichzeitig, dass sich Kasachstan ungeachtet des diplomatischen Drucks der USA und der vorangegangenen politischen Absichtsbekundungen zugunsten der westlichen Route vorerst auf keine konkrete Exportalternative festlegen wollte und im Einklang mit dem pragmatischen multivektoriellen Charakter seiner Exportpolitik möglichst viele Optionen, sogar die von Washington abgelehnte Iran-Pipeline, offen zu halten versuchte. Die Entscheidung über die künftigen Transportkanäle sollte demnach auf der Grundlage des direkten Wettbewerbs einzelner Projekte getroffen werden. Insbesondere die östliche Transportrichtung besaß für Almaty einen besonderen Stellenwert, denn sie konnte trotz enormer Kosten die aus strategischen Gesichtspunkten wichtige Versorgung des kasachischen Binnenmarktes verbessern.

Das Einbeziehen Kasachstans in die transkaspische Route war dabei von entscheidender Bedeutung, denn für Baku war es zu diesem Zeitpunkt kaum möglich, seine Transportpräferenzen allein durch die einheimische Reservenbasis zu rechtfertigen. Anfang September wurde vom aserbajdschanischen Präsidenten sogar eine Arbeitsgruppe unter dem Vorsitz des stellvertretenden Premierministers, Abid Sharifov, gegründet, welche die nationalen Interessen – mit anderen Worten den Streckenverlauf nach Ceyhan – in den Verhandlungen mit AIOC über den Bau der Hauptexportroute vertreten sollte. Von den Unternehmen wurde in diesem Zusammenhang deutlich gemacht, dass dieser die teuerste Option darstellte und keinesfalls allein durch den Transportbedarf der ACG-Felder gerechtfertigt werden konnte. *„First and foremost, the eventually successful Main Export Pipeline route must be economically sound. For our part, Amoco supports the Baku-Ceyhan route from Azerbaijan to Turkey's Mediterranean Sea port of Ceyhan if it is made commercially viable. The fact is, however, that the Baku-Ceyhan route is not competitive, carrying only Azeri-Chirag-Gunashli volumes, without con-*

²⁴⁸ Vgl. Business briefs, in: The Houston Chronicle, S. 2, 11.6.1997.

²⁴⁹ Ein Bericht der Financial Times sprach davon, dass die maximale Kapazität des Systems ab Baku bis zu 2 mb/d betragen könnte. Davon könnten 900.000-1 mb/d aus Kasachstan, 600.000-800.000 b/d aus Aserbaidschan und 100.000-200.000 b/d aus Turkmenistan stammen. Vgl. Azerbaijan, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, August 1997; Ohne Titel, in: OGJ Newsletter, Oil & Gas Journal, S. 3, 16.6.1997.

²⁵⁰ Vgl. President seeks diversified oil-export routes as output grows, in: Interfax news agency, 5.6.1997; Kazakh, Azeri presidents sign oil transportation agreement, in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.6.1997.

cessions because the 1,000 mile pipeline would cost approximately 2-3 times that of the Black Sea alternatives. In short, it is twice as long as the Georgian route, and, therefore, it costs twice as much.²⁵¹ Einigkeit bestand darüber, dass die von den USA, der Türkei und Aserbaidschan präferierte Variante aus wirtschaftlichen Gründen eine Pipelinekapazität von mindestens 50 Mt/Jahr erforderlich machte,²⁵² wobei einige Berechnungen der Unternehmen sogar ein wirtschaftlich notwendiges Fassungsvermögen von 70 Mt/Jahr nahe legten. Da dieses laut bestehenden Projektionen nicht allein durch die Reservenbasis von AIOC oder weiterer bekannter aserbaidischer Vorkommen ausgelastet werden konnte²⁵³, schien die Einspeisung von Öl aus anderen Ländern der Region zwingend erforderlich zu sein. Die AIOC-Partner sprachen sich vor diesem Hintergrund vor allem für eine engere Kooperation mit Kasachstan aus, von wo aus laut Amoco zukünftig leicht 25-50 Mt/Jahr mittels einer Unterwasserleitung nach Baku gelangen konnten.²⁵⁴

Das Werben um Kasachstans Beteiligung an der aserbaidischen Hauptexportroute wurde in der Folgezeit daher weiter intensiviert. Der neue türkische Premierminister, Mesut Yilmaz, wählte das Land nicht zufällig als Ziel seiner ersten Auslandsreise. Es war ein deutliches Signal für die Bedeutung Kasachstans im Streben Ankaras nach der Rolle eines (Energie-)Gateways für den kaspischen Raum. Das Interesse von Yilmaz bestand darin, Astana definitiv für die Route nach Ceyhan zu gewinnen. Tatsächlich einigten sich die Premierminister beider Länder während des Besuchs auf der Zusammenarbeit bei der Entwicklung eines Projektes, das die Beförderung kasachischen Öls zur türkischen Mittelmeerküste ermöglichen sollte. Eine gemeinsame Arbeitsgruppe sollte dabei vor allem die Möglichkeiten des Öltransfers zwischen Kasachstan und Baku untersuchen, der als größte Herausforderung galt.²⁵⁵ Die türkische Freude über die Einigung blieb jedoch verhalten, denn obwohl von kasachischen Vertretern, Nasarbajew eingeschlossen, Unterstützung für das Baku-Ceyhan-Vorhaben deklariert wurde, sprach man sich jedoch gleichzeitig auch für die direkte Einbeziehung Russlands in das Projekt aus.²⁵⁶ Somit sollte insbesondere der Widerstand Moskaus gegenüber transkaspischen Pipelines durchbrochen werden. Die Initiative reflektierte den Bandwagoning-Ansatz der kasachischen Außen- und Exportpolitik gegenüber seinem nördlichen Nachbarn und verdeutlichte, dass Kasachstan nicht bereit war, offen gegen Russlands Interessen vorzugehen.

Moskau selbst besaß jedoch kein Interesse an dem Vorhaben und versuchte im Gegenzug Rahmenbedingungen zu schaffen, die seine präferierte Route unterstützen würden. Die durch den Tschetschenien-Krieg und die danach folgenden Schwierigkeiten bei der Nutzung der Baku-Noworossiysk-Pipeline geschädigte Reputation als verlässliches Transitland sollte u. a. durch den Bau des Mitte September beschlossenen 288 km langen Tschetschenien-Bypasses wiederhergestellt werden (Abbildung 28). Somit konnte die Unruheprovinz umgangen und jegliche Forderungen Grosnys bezüglich einer

²⁵¹ Testimony October 23, 1997 Charles J. Pitman Chairman & President AMOCO Eurasia Petroleum Company Senate Foreign Relations International Economic Policy, Export And Trade Promotion U.S. Interests In The Caspian Sea Region, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 23.10.1997.

²⁵² Vgl. Upperton, Jane/Sharon, Behn: China-Kazak Line Is Open To "Outsiders", in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

²⁵³ Die Projektionen für die Produktionsentwicklung der ACG-Felder gingen von einem Peak von 35 Mt/Jahr um das Jahr 2010 aus, davon sollte ein Teil an die „early oil“-Pipelines gebunden sein. Die Unternehmen rechneten damit, dass durch die Einbeziehung weiterer Vorkommen insgesamt etwa 40 Mt/Jahr aus Aserbaidschan stammen könnten.

²⁵⁴ Vgl. Azerbaijan working group to consider main Caspian export pipeline route, in: ITAR-TASS news agency, 5.9.1997; Zaman, Amberin/Usseinov, Arif: New Turkey PM Visiting Kazakstan In First Journey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 175, S. 3, 10.9.1997.

²⁵⁵ Vgl. Turkey, Kazakhstan agree to work on oil pipeline, in: Agence France Presse, 11.9.1997.

²⁵⁶ Vgl. Kazakhstan supports Baku-Ceyhan oil pipeline, in: IPS-Inter Press Service, 11.9.1997.

Beteiligung an den Transiteinnahmen vermieden werden. Die Kosten des Projektes wurden auf 220 Mio. USD berechnet.²⁵⁷

4.5 Die USA steigern ihr regionales Engagement

Die zunehmende Kooperationsbereitschaft europäischer Unternehmen mit dem Iran allarmierte die US-Administration. Die Initiativen konzentrierten sich längst nicht nur auf Projekte zur Erschließung von Öl- und Gasvorkommen²⁵⁸, sondern schlossen auch Transportvorhaben aus dem kaspischen Raum ein. Beispielsweise zeigte sich ein europäisches Konsortium bestehend aus Royal/Dutch Shell, dem italienischen Unternehmen Snamprogetti und Gaz de France bereit, eine Gaspipeline von Turkmenistan über Iran in die Türkei zu bauen und unterzeichnete hierzu im Herbst ein entsprechendes Memorandum mit den betroffenen Regierungen.²⁵⁹ Der Vorstoß ging nicht zuletzt auf die nach außen nicht gänzlich kohärent erscheinende Einstellung der US-Administration gegenüber der eigenen Sanktionspolitik zurück, denn noch im Juli 1997 deklarierte der Assistant Secretary of State for Economic and Business Affairs, Alan Larson, vor dem House International Relations Committee, dass das türkischen Vorhaben zum Gasimport aus Turkmenistan mittels einer neu zu bauenden Pipeline über den Norden Irans nicht als Verstoß gegen die US-Sanktionsbestimmungen (unter dem Iran Libya Sancions Act) gewertet werden sollte.²⁶⁰ Neben der notwendigen Unterstützung der Versorgungssicherheit des NATO-Verbündeten wurde auch damit argumentiert, dass es dadurch zu keinen direkten

²⁵⁷ Am 19. Januar 1996 wurde zwischen Russland und Aserbaidschan ein Rahmenabkommen über die Nutzung der Baku-Noworossijsk-Pipeline unterzeichnet. Bereits ab der zweiten Jahreshälfte sollten auf der Route etwa 70.000 b/d (3,5 Mt/Jahr) exportiert werden. 1997 sollten 4 Mt und 1998 5 Mt befördert werden. Der Transittarif sollte 15,67 USD/t erreichen. In den ersten sieben Jahren des Betriebs sollten auf der Route je nach Angabe zusammen 32 oder 35 Mt befördert werden. Im Februar 1996 folgte auch die Unterzeichnung des Abkommens zwischen Transneft und AIOC über Exporte. Der erneute Gewaltausbruch in Tschetschenien, der auch mit Angriffen auf die Energieinfrastruktur verbunden war, verhinderte jedoch die planmäßige Nutzung der Route. Erste Exporte über die Baku-Noworossijsk-Pipeline wurden daher erst im Februar 1997 aufgenommen, sie mussten jedoch wegen wiederholten Schwierigkeiten beim Transport über Tschetschenien unmittelbar ausgesetzt werden. Transneft bat Aserbaidschan um eine Verzögerung der Aufnahme der Öllieferungen bis Oktober 1997, um die im Verlauf der militärischen Handlungen in der Provinz und durch illegale Entnahmen schwer beschädigte Leitung instandzusetzen. Im März 1997 wurde zwischen Baku und Transneft vereinbart, dass im Jahr 1997 auf der Route lediglich etwa 200.000 t exportiert werden, 1998 sollte die Durchleitung auf 1,5 Mt steigen und 2002 5 Mt erreichen. Probleme bestanden auch bei der Aufteilung der Tarifeinnahmen. Tschetschenische Vertreter verlangten angeblich zuerst 4,27 USD/t, Russland war angeblich nur bereit, 0,43 USD/t zu zahlen. Die im April 1998 erreichte Einigung sah angeblich 3,58 USD/t für Tschetschenien vor. (Die Länge des tschetschenischen Abschnittes betrug 153 km, die Gesamtpipelinelänge war 1.411 km.) Vgl. Russia's Mikhailov, Abdulatipov likely to join Chechen oil pipeline talks, in: AFX News, 2.9.1997; Chechen Transit – The Last Oil Rush Of The 20th Century (Izvestia), in: What The Papers Say (Russia), 4.9.1997; Viviano, Frank: Caspian Rig of Fire; Raging war zones surround planned network of oil export pipelines, in: The San Francisco Chronicle, 11.8.1998; Leskov, Sergei: Russia Starts Building An Oil Pipeline By-Passing Chechnya (Izvestia), in: Russian Press Digest, 17.9.1997; Levin, Konstantin: Nemtsov's Pipe Solo (Kommersant), in: What The Papers Say (Russia), 16.9.1997; Menon, Rajan: Treacherous Terrain: The Political and Security Dimensions of Energy Development in the Caspian Sea Zone, NBR Analysis, Vol. 9, No. 1, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998, S. 24-27.

²⁵⁸ Ein Konsortium bestehend aus Total, Petronas und Gazprom schloss Ende September 1997 ein Abkommen mit dem Iran im Wert von 2 Mrd. USD über die Erschließung von Teilen des South Pars Gasfeldes ab. Total sollte sich auch an der Entwicklung des Sirri Feldes beteiligen. Vgl. Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 24.10.1997.

²⁵⁹ Ende Dezember 1997 wurde ein Abkommen mit Shell über die Erstellung einer Machbarkeitsstudie für die Pipeline unterzeichnet. Deren Kapazität sollte 28-30 Mrd. m³/Jahr betragen. Die Kosten der Turkmenistan-Iran-Türkei-Verbindung wurden vorläufig auf etwa 1,6 Mrd. USD geschätzt. Vgl. Turkmenistan: Review 1998, in: Asia & Pacific Review World of Information, November 1998.

²⁶⁰ Vgl. Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 24.10.1997.

Importen iranischen Gases käme, sondern der Iran nur als Transitland dienen würde. Viele in der Region tätige nichtamerikanische Unternehmen²⁶¹ sahen darin einen möglichen Präzedenzfall, der gleichermaßen auf den Öllexport übertragen werden konnte. Hierbei ging es jedoch nicht nur um die Nutzung iranischen Territoriums als Korridor in westliche Richtung, der transkaspische Pipelinelösungen ersetzen würde, so wie es im Fall der Gaspipeline angedacht war, sondern ebenfalls um die Schaffung einer südlichen Route zum Persischen Golf. Diese war sowohl für aserbajdschanische Ölausfuhren, als auch für die zukünftigen Exporte aus den kasachischen Offshore-Gebieten attraktiv. Obwohl sich unter den drei vom AIOC-Konsortium zur engeren Auswahl vorgelegten Routen keine befand, die einen Verlauf über den Iran vorsah, kokettierten einige der Unternehmen dennoch mit der Chance – bei veränderten Rahmenbedingungen – auch andere Lösungen in Anspruch nehmen zu dürfen. Hierbei bestand vor allem die Möglichkeit, den Iran in Kombination mit einer der „Nicht-Ceyhan“-Hauptexportalternativen (Baku-Supsa; Baku-Noworossijsk) zumindest als ergänzende Route für Swaps in Anspruch zu nehmen, um somit die von Ankara kritisierte Belastung der Bosphorus-Meerenge zu mindern. Viel kritischer war jedoch die Frage der kasachischen Ölexporte, denn vor dem Hintergrund des erwarteten Produktionszuwachses von den Offshore-Gebieten war klar, dass mindestens ein weiteres großes Exportsystem gebaut werden müsste. Die Route über den Iran galt für Astana als kostengünstigste der nichtrussischen Alternativen und war außerdem, anders als das Baku-Ceyhan-Projekt, nicht mit Widerstand aus Moskau verbunden. Darüber hinaus würde beim Export zum Persischen Golf umweltpolitische Risiken des Transits über den Bosphorus wegfallen und es könnten ferner gänzlich neue Absatzmärkte erreicht werden. Das große Interesse der kasachischen Führung am südlichen Korridor spiegelte sich u. a. darin wider, dass die im September mit CNPC unterzeichneten Verträge über den Einstieg in Aktobemunaigas und die Vergabe von exklusiven Verhandlungsrechten über Uzenmunaigas neben dem Bau einer Kasachstan-China-Pipeline auch die Untersuchung einer Exportleitung in den Iran vorsahen (Kapitel 5.2.4). Gerade dies stellte für die US-Administration eine erhebliche Herausforderung dar, da chinesische Unternehmen in ihrem Handeln kaum durch die amerikanische Sanktionspolitik zu limitieren waren. Aus Sicht Washingtons würde die Etablierung der südlichen Route nicht nur dem elementaren Ziel der amerikanischen Regionalstrategie entgegen stehen, das in der Containment-Politik gegenüber dem Iran bestand, sondern auch die Exportroute nach Ceyhan untergraben, die neben den Vorteilen für die Türkei²⁶² auch eine klare ordnungspolitische Komponente in Bezug auf Russland und den postsowjetischen kaspischen Raum besaß. Denn jede zusätzliche Pipeline aus Kasachstan würde zur Verringerung der für den Export in Richtung Baku zur Verfügung stehenden Produktionskapazität führen und somit die aufgrund der unzureichenden aserbajdschanischen Reservenbasis unsichere Auslastung der Baku-Ceyhan-Pipeline, deren Bau aufgrund der hohen Kosten von Produzenten ohnehin kritisch betrachtet wurde, weiter erschweren.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen sah sich die US-Regierung gezwungen, eine deutlich engagiertere Pipelinepolitik einzuleiten. Diese durfte nicht mehr nur in der passiven Verhinderung einer Option (Iran-Route) bestehen, sondern musste auch positive Rahmenbedingungen schaffen, welche aktiv die von ihr präferierte Variante unterstützen würden. Vertreter der Clinton-Administration machten im Oktober zuerst deutlich, dass sich die Einstellung Washingtons gegenüber der Zusam-

²⁶¹ An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass US-Unternehmen nicht durch ILSA, sondern durch bereits früher angenommene US-Regelungen an Investitionen im Iran gehindert wurden (siehe Kapitel 6.3).

²⁶² Hierbei geht es nicht nur um die Bosphorus-Frage, sondern auch um die Energieversorgungssicherheit der Türkei und zahlreiche weitere wirtschaftlichen Vorteile (Transitgebühren, Pläne zum Ausbau der Ölverarbeitungsindustrie, Auslastung der sonst ungenutzten Kapazitäten in Ceyhan usw.).

menarbeit mit dem Iran keinesfalls geändert hätte, und dass Pipelinerouten über das Land weiterhin strikt abgelehnt würden. „*This announcement [von Allan Larson] has been widely misinterpreted to mean that the U.S. has approved a pipeline across Iran. This is definitely not the case. We will monitor future developments under the memorandum of understanding [von Shell/Snamprogetti/Gaz de France über den Bau der Gaspipeline], including pipeline construction projects and, should we find evidence of investment activity which could enhance Iran's ability to develop its own petroleum resources, will take appropriate action under ILSA. Obviously, we would prefer development of pipeline routes which do not involve Iran. We continue to encourage these countries to explore export routes that do not depend on Iran, specifically a cross-Caspian pipelines to carry Turkmen and Kazakhstani oil and gas to Turkey via the Caucasus. Let me be clear: We do not support any pipelines through Iran, carrying either Iranian oil and gas to western markets or that of any other country.*“²⁶³ In den kurz darauf folgenden Treffen mit türkischen Regierungsvertretern bestätigte der US-Energiesekretär, Federico Pena, wiederholt, dass von den Nicht-Iran-Optionen die Baku-Ceyhan-Route für Washington eindeutige Priorität besäße. „*The United States strongly supports Turkey as an export route for Caspian (Sea) and Central Asian energy exports. We want to see the Baku-Ceyhan pipeline become a reality soon.*“²⁶⁴ Spekulationen sollten auch nicht in Bezug auf die Möglichkeit der Nutzung iranischen Territoriums als Verbindungskorridor zwischen Zentralasien und der aserbaidischen Hauptexportroute aufkommen, die von einigen Akteuren als Option zur Umgehung des russischen Widerstandes gegenüber Unterwasserpipelines gehandelt wurde. Pena machte daher klar, dass die Anbindung an Baku keinesfalls auf dem Landweg, sondern mittels einer Unterwasserpipeline erfolgen sollte. „*We do object to investment in Iran and that's why a line coming across the Caspian and through the Caucasus mountain range is a very solid option.*“²⁶⁵

Die amerikanischen Interessen in der Region waren jedoch nicht nur auf die Isolierung des Irans begrenzt. Während seiner anschließenden Reise durch den Kaukasus und Zentralasien warb Pena für den Aufbau eines „*Eurasian transportation corridor*“. Dieser stellte einen zugespitzten Ansatz bzw. eine Einschränkung der früheren amerikanischen Pipelinestrategie dar, die nach den Erfolgen im Rahmen des CPC-Prozesses und der Baku-Noworossiysk „early oil“-Route erforderlich war. Das neue Konzept konnte grundsätzlich als geografisch auf den Kaukasus beschränkter Teil der Multiplen-Routen-Strategie angesehen werden,²⁶⁶ in dessen Rahmen als absolute Priorität der Anschluss zentralasiatischer Öl- und Gasvorkommen (Kasachstan und Turkmenistan) mittels transkaspischer Unterwasserpipelines an Aserbaidschan propagiert wurde, von wo die Kohlenwasserstoffe zusammen mit aserbaidischer Produktion über den Kaukasus in die Türkei und weiter zum Mittelmeer (Öl) oder nach Europa (Gas) geleitet werden sollten.²⁶⁷ Obwohl die US-Administration weiterhin ihre volle

²⁶³ Stuart Eizenstat, Undersecretary of State Economic, Business and Agricultural Affairs, zit. in: Hearing Of The International Economic Policy, Export And Trade Promotion Subcommittee Of The Senate Foreign Relations Committee Subject: US Interests In The Caspian Sea Region Chaired By: Senator Chuck Hagel (R-NE); in: Federal News Service, 23.10.1997.

²⁶⁴ Federico Pena, US-Energiesekretär, zit. in: US backs Turkish route for oil exports, in: Agence France Presse, 10.11.1997.

²⁶⁵ Federico Pena, US-Energiesekretär, zit. in: The United States Supports Multiple Pipelines To Transport Oil, in: Inside Energy, S. 6, 17.11.1997.

²⁶⁶ Die Multiple-Routen-Strategie sah neben der Unterstützung von Pipelines, die von Russland unabhängig waren, (Baku-Supsa, Baku-Ceyhan, transkaspische Gaspipeline) prinzipiell auch die Förderung über Russland führender Routen vor (Baku-Noworossiysk, Tengiz-Noworossiysk).

²⁶⁷ Vgl. Ottaway, David B./Morgan, Dan: U.S. Backs Non-Iranian, "Eurasian" Corridor West for Caspian Sea Oil, in: The Washington Post, S. 37, 20.11.1997.

Unterstützung für die schnellstmögliche Umsetzung der CPC-Pipeline deklarierte und sich auch mit der Nutzung der Baku-Noworossiysk „early oil“-Leitung zufrieden zeigte, empfahl sie jedoch, bei künftigen Exportlösungen Russland gänzlich auszulassen. Vor diesem Hintergrund sprachen russische Sicherheitsexperten davon, dass der eurasische Transportkorridor als Teil einer weitergefassten amerikanischen Strategie zur Schaffung eines „Cordon Sanitaire“ zur Isolierung Russlands zu verstehen wäre und deswegen abgelehnt werden müsste.²⁶⁸

Jahre später sprach auch der ehemalige US-Botschafter in der Türkei und Aserbaidshan, Ross Wilson, bezüglich der Zielsetzungen verbunden mit dem Eurasischen Transportkorridor davon, dass „*Our policy recognized that economies depending on a single set of pipelines that go through one country, Russia, will be neither strong nor independent, and their relationships with Russia won't be healthy either. ... Multiple routes, especially those like Baku-Tbilisi-Ceyhan that lead directly to international markets, are the deliverers of real economic independence. They represent greater energy security for our European allies, too, and multiple pipelines are themselves spurs for further exploration and development.*“²⁶⁹ In diesem Zusammenhang beschränkten sich die ordnungspolitischen Interessen der amerikanischen regionalen (Pipeline-)Politik nicht nur auf den zentralasiatisch-kaspischen Raum und daher auf die Zurückdrängung Russlands und Irans, sondern besaßen auch klare Implikationen für die europäischen Verbündeten und das euroatlantische Verhältnis. Diese können je nach Lesart entweder so gedeutet werden, dass durch das US-Vorgehen eine energiepolitische Abhängigkeit der europäischen Partner von einer unberechenbaren und zukünftig möglicherweise erneut expansionswilligen Großmacht (Russland) verhindert werden sollte, oder dass, im Sinne einer von Brzezinski beschriebenen Strategie, Maßnahmen zur langfristigen Aufrechterhaltung der globalen Hegemonialstellung der USA getroffen werden mussten.²⁷⁰ Demnach musste von Washington das wirtschaftliche und politische Zusammenwachsen kontinentaler Machtzentren (EU, Russland, Ostasien) verhindert werden, da dies letztendlich zum Verdrängen der USA aus dem eurasischen Kontinent – der weltweit entscheidenden geopolitischen Spielbühne („axial supercontinent“²⁷¹) – führen könnte. Dies würde nicht nur einer Marginalisierung des US-Einflusses auf die globalen Geschehnisse gleichkommen, sondern im Falle des Entstehens einer dominanten eurasischen Macht auch die einzigartige Position der USA nach dem Ende des Kalten Krieges herausfordern. Europäische Initiativen zur Vertiefung der (energie-)politischen Zusammenarbeit mit Russland müssten in diesem Zusammenhang aus amerikanischer Perspektive daher kritisch betrachtet werden. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund wurde die zentralasiatische und transkaukasische Region von Washington im Verlauf des Jahres 1997 zur

²⁶⁸ Vgl. Bülent, Aras/Foster, George: Turkey: Looking for Light at the End of the Caspian Pipeline, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 229-247, hier S. 242.

²⁶⁹ Wilson, Ross: European and Eurasian Energy, Testimony before the Committee on House Foreign Affairs Subcommittee Europe and Eurasia, in: CQ Congressional Testimony, 2.6.2011.

²⁷⁰ Vgl. Brzezinski, Zbigniew: Die einzige Weltmacht: Amerikas Strategie der Vorherrschaft. Frankfurt am Main: Fischer Taschenbuch Verlag GmbH, 1999, z. B. S. 283; Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk: The Geopolitics of Power Projection in US Foreign Policy: From Colonization to Globalization, in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 25-76, S. 25; Abdolvand, Behrooz: Die geoökonomischen Interessen der USA und deren Auswirkung auf die Neuverteilung der kaspischen Energieressourcen, Dissertationsschrift, Berlin, 2007, S. 25; Huntington, Samuel P.: America's Changing Strategic Interests, in: Survival, Vol. 33, No. 1, January/February 1991, S. 3-17.

²⁷¹ Vgl. Brzezinski, Zbigniew: A Geostrategy for Eurasia, in: Foreign Affairs, Vol. 76, No. 5, September/October 1997, S. 50-64, hier S. 50.

„vitalen nationalen Interessenssphäre“²⁷² deklariert, in der der amerikanische Einfluss auf Kosten anderer Akteure ausgeweitet werden sollte.²⁷³

Auf legislativer Ebene wurden die Bemühungen der US-Administration zur Stärkung ihres Einflusses im kaspischen Raum und der Umsetzung des eurasischen Transportkorridors durch den „Silk Road Strategy Act“ vom 7. November 1997 flankiert, der für die amerikanische Regionalpolitik sechs strategische Ziele festlegte: 1. Förderung und Unterstützung der Unabhängigkeit, Souveränität und demokratischer Regierungsstrukturen in Ländern der Region; 2. aktive Unterstützung bei der Lösung regionaler Konflikte; 3. Unterstützung freundschaftlicher Beziehungen und wirtschaftlicher Kooperationen zwischen den Länder der Region; 4. Förderung marktwirtschaftlicher Prinzipien; 5. Unterstützung bei der Entwicklung notwendiger Infrastruktur, die Kommunikation, Handel und Energietransporte in der Ost-West-Richtung gewährleisten würde, um somit engere außenpolitische und wirtschaftliche Beziehungen zwischen den Ländern der Region und der Euro-Atlantischen Gemeinschaft zu ermöglichen; 6. Unterstützung us-amerikanischer Wirtschaftsinteressen und Investitionen in der Region. Im Act nicht direkt vorhanden, jedoch im Rahmen zahlreicher Grundsatzreden, die seiner Verabschiedung vorangingen, explizit genannt, war auch sein Beitrag zur Eindämmung des iranischen regionalen Einflusses und zur Erzwingung einer Veränderung der Verhaltensweise des Regimes in Teheran. „A set of U.S. interests in Caspian energy could be ungrammatically summed up as "not Iran." By helping develop pipelines to the Black and Mediterranean Seas, we have ensured that Iran could not become a principal export route for Caspian energy. Energy development and effective marketdemocratic policies in Eurasia have been and are ways to counter Iranian influence in Eurasia.“²⁷⁴ Ein weiteres allgemeines US-Interesse, das durch den Act gefördert wurde, bestand in der Diversifizierung der Angebotsseite des Weltenergiemarktes, wodurch dem befürchteten Anstieg des Anteils der Golf-Produzenten an der globalen Ölförderung entgegen gewirkt werden sollte.²⁷⁵ In der Praxis sah der Act eine direkte Unterstützung regionaler Infrastrukturprojekte aus den Mitteln von drei Regierungsfinanzierungseinrichtungen – der Export-Import Bank, der Overseas Private Investment Corporation (OPIC) und der Trade and Development Agency (TDA) – vor.²⁷⁶ Trotz des deklarierten Bekenntnisses zur Notwendigkeit der Demokratisierung, dominierten in der Wirklichkeit energie- und sicherheitspolitische Ziele eindeutig die Agenda der amerikanischen Regionalpolitik. Die Infrastrukturpläne sollten insbesondere die „Westernisierung“ bzw. den Anschluss der kaspischen Region an den euroatlantischen Raum gewährleisten, wobei dieses strategische Interesse nicht durch einen allzu hohen Druck auf die lokalen Regierungen bezüglich konkreter Verpflichtungen zur Verbesserung innenpolitischer Bedingungen gefährdet werden sollte.²⁷⁷

²⁷² Vgl. Cremer, Ulrich/Lutz, Dieter: Nach dem Krieg ist vor dem Krieg, Hamburg: VSA Verlag, 1999, S. 29.

²⁷³ Vgl. Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy wars, in: Central Asia Survey, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184, hier S. 149-150.

²⁷⁴ Wilson, Ross: European and Eurasian Energy, Testimony before the Committee on House Foreign Affairs Subcommittee Europe and Eurasia, in: CQ Congressional Testimony, 2.6.2011.

²⁷⁵ Vgl. Prepared Testimony Of Ambassador Stuart Eizenstat Under Secretary For Economic And Business Affairs Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export And Trade Promotion, in: Federal News Service, 23.10.1997.

²⁷⁶ Vgl. Silk Road Strategy Act H.R. 2867, 1997, http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=105_cong_bills&docid=f:h2867ih.txt.pdf (Zugriff 2.11.2011).

²⁷⁷ Vgl. Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy wars, in: Central Asia Survey, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184, hier S. 151; Olcott, Martha Brill: Central Asia's Second Chance, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005, S. 36, 205.

Von amerikanischen Sicherheitsexperten wurde darüber hinaus eine Anpassung der Funktionsweise und Ausrichtung der NATO auf die veränderten Gegebenheiten nach dem Ende des Kalten Krieges und die neuen Herausforderungen für Sicherheit und strategische Interessen ihrer Mitglieder gefordert. Diese lagen nach der Auflösung des Warschauer Pakts nicht direkt vor den eigenen Grenzen und bestanden auch nicht in einer direkten militärischen Bedrohung der staatlichen Souveränität. Das Ziel der Planer bestand darin, die NATO von einem auf die territoriale Verteidigung ihrer Mitglieder ausgerichteten Sicherheitsbündnis zu einer bei Bedarf auch global handelnden Allianz zu transformieren. Bei den Einsätzen müsste das Bündnis nicht unbedingt als Ganzes agieren, sondern sollte grundsätzlich als Pool verstanden werden, aus dem handlungswillige Mitglieder flexible Koalitionen schmieden könnten. Neben Proliferation von Massenvernichtungswaffen, Terrorismus, Genozid-Verbrechen und Kriegen in strategisch wichtigen Regionen, wurden von amerikanischen Strategen auch Risiken, die mit der Sicherstellung der kontinuierlichen Energieversorgung mit importierten Rohstoffen verbunden waren, als wichtigste sicherheitspolitische Herausforderungen für die NATO-Mitgliedstaaten identifiziert.²⁷⁸ Im Zentrum des amerikanischen sicherheitspolitischen Interesses stand insbesondere die Region des „greater Middle East“, die neben dem Persischen Golf auch den kaspischen Raum einschloss und aufgrund ihres Rohstoffreichtums als „strategic fulcrum of the future“ oder „strategic high ground“ bezeichnet wurde.²⁷⁹ Die Türkei sollte hierbei die Rolle eines geopolitischen Vorpostens übernehmen, der die USA und das transatlantische Sicherheitsbündnis direkt mit der Region verbinden würde. „The NATO piece with respect to Turkey is very important because Turkey is really the link between NATO and the West and this critical region.“²⁸⁰ Auch wenn die strategische Neuausrichtung der Allianz nicht unmittelbar erfolgen konnte, wurden in der Folgezeit Schritte eingeleitet, die diesen Wandel herbeigeführt haben.²⁸¹

4.5.1 Nasarbajew verweigert den Verzicht auf die iranische Exportroute

Im Umfeld dieser Entwicklungen fand Mitte November 1997 eine Reise von Nasarbajew nach Washington statt. Im Rahmen des Besuchs kam es zur feierlichen Unterzeichnung der PSA-Verträge zur

²⁷⁸ Vgl. Warren, Christopher/Perry, William J.: Nato's True Mission, in: The New York Times, S. 27, 21.10.1997.

²⁷⁹ Vgl. Kemp, Geoffrey/Harkavy, Robert: Strategic Geography and the Changing Middle East, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 1997, S. xiii.

²⁸⁰ Stuart Eizenstat, Undersecretary of State Economic Business and Agricultural Affairs, zit. in: Hearing Of The International Economic Policy, Export And Trade Promotion Subcommittee Of The Senate Foreign Relations Committee Subject: US Interests In The Caspian Sea Region Chaired By: Senator Chuck Hagel (R-NE); in: Federal News Service, 23.10.1997.

²⁸¹ Die strategische Neuausrichtung der NATO wurde durch die Beschlüsse des Gipfeltreffens von Washington aus dem Jahr 1999, die die sog. „Defence Capabilities Initiative“ beinhalteten, eingeleitet. Die Allianz sollte zusätzlich zu ihrer klassischen Kernfunktion, der Bündnisverteidigung, nun auch die Krisenbewältigung im geografisch unklar definierten euroatlantischen Raum übernehmen. In Zusammenarbeit mit anderen internationalen Organisationen wollte die NATO Konflikte verhüten oder Krisen bewältigen, auch in solchen Fällen, wenn Artikel 5 („Beistandsklausel“) nicht betroffen wäre. Dieses Vorhaben wurde durch die Beschlüsse des Prager Gipfeltreffens aus dem Jahr 2002 präzisiert, die auch die Gründung einer schnellen Eingreiftruppe (NATO Response Force) beinhalteten. Die Allianz mutierte somit vom geografisch eingeschränkten Verteidigungsbündnis hin zu einem bei Bedarf global einsatzbereiten Instrument. Vgl. Varwick, Johannes: Das neue strategische Konzept der NATO, in: Aus Politik und Zeitgeschichte, 50/2010, Dezember 2010, S. 23-29; NATO: Das strategische Konzept des Bündnisses, in: NATO Summit Press Release, <http://www.nato.int/docu/pr/1999/p99-065d.htm> (Zugriff 1.2.2012); Wiesmann, Klaus: Die vielleicht letzte Chance der NATO. Die Umsetzung der Prager Gipfelentscheidung, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2003, S. 18.

Entwicklung des Karachaganak Vorkommens²⁸² und der Erschließung des kaspischen Offshore-Gebietes durch das OKIOC Konsortium.²⁸³ Zudem wurden von Delegationen beider Länder auch Verhandlungen über den „eurasischen Transportkorridor“ geführt. Nasarbajew äußerte im Rahmen dieser seine allgemeine Unterstützung für das Baku-Ceyhan-Projekt, das nach geltender amerikanischer Auffassung mittels einer transkaspischen Pipeline mit Kasachstan verbunden werden sollte. Auf Initiative des US-Energiesekretärs, F. Pena, wurde daher die Gründung einer Arbeitsgruppe beschlossen, die für die Beschleunigung der Implementierung des Projektes zuständig sein sollte. Das Ziel der US-Administration bestand dabei darin, dass die Ausschreibung des Bieterverfahrens für den Bau des transkaspischen Segments parallel zu dem für die Baku-Ceyhan-Pipeline erfolgen würde.²⁸⁴ Trotz des großen Drucks der US-Administration auf Nasarbajew, jegliche Initiativen bezüglich der Schaffung einer iranischen Exportleitung aufzugeben²⁸⁵ und kasachisches Öl für die westliche Route zu reservieren, weigerte sich der Präsident, auf diese Forderungen einzugehen. Im Gegenteil, er setzte eine Bedingung fest, die von einigen Analytikern als „conditional willingness“²⁸⁶ und von anderen sogar als „Ultimatum“²⁸⁷ bezeichnet wurde. Demnach würde Kasachstan die Pläne zum Bau einer Pipeline über den Iran nur in dem Fall aufgeben, wenn bis zum kommenden Oktober die Finanzierung einer Alternative gewährleistet wäre. *„We'd support the project that can be implemented in the quickest way. And if work on that (U.S.-proposed) line could in fact start after October 1998, then we are willing to cease work on these other projects and make that our pipeline choice.“*²⁸⁸ Das Datum wurde nicht zufällig genannt, es stellte die vertragliche Frist dar, bis wann die endgültige Entscheidung über die aserbaidische Hauptexportroute getroffen werden sollte. Die kasachische Forderung nach einer Lösung der Finanzierungsfrage, die bevorzugt eine direkte Beteiligung der US-Administration beinhalten sollte, ging vor allem darauf zurück, dass sich die am AIOC beteiligten Unternehmen zunehmend skeptisch über die Aussichten der Projektumsetzung zeigten. Befürchtet wurde, dass die divergierenden Interessen politischer und wirtschaftlicher Akteure leicht zu Verzögerungen bei der Implementierung der Pipeline bzw. zu ihrer Verwerfung führen könnten, was Auswirkungen auf die Transportsituation in der gesamten Region und somit auch auf die kasachische Exportplanung haben würde. In der Tat sprachen Konzernvertreter offen davon, dass für den Bau der Baku-Ceyhan-Pipeline *„some kind of subsidies will have to be necessary.“* Diese sollten sich laut dem Vizepräsident von Amoco im Umfang von 1-1,5 USD/b, also etwa 365-550 Mio.USD/Jahr, bewegen.²⁸⁹

²⁸² Das Konsortium beinhaltete Agip und BP mit jeweils 32,5 Prozent, Texaco mit 20 Prozent und Lukoil mit 15 Prozent. Vgl. Karachaganak KPO, <http://www.kpo.kz/about-kpo.html?&L=0> (Zugriff 2.11.2011).

²⁸³ Offshore Kazakhstan International Operating Company, bestehend aus Agip, BG, Mobil, Shell, BP/Statoil, Total und Kazakhoil Tabelle 32.

²⁸⁴ Vgl. Energy Secretary Federico Pena, Remarks At U.S.-Russia Business Council Conference Regarding The Caspian Oil Pipeline, in: Federal News Service, 19.11.1997.

²⁸⁵ Pena äußerte sich hinsichtlich der Route folgendermaßen: *„Our position is clear. We do not support conducting business with a country that funds, trains and supports terrorists, or seeks to acquire weapons of mass destruction.“* Zit. in: Levyled, Michael S.: Kazak leader is urged to cease Tehran dealings, in: Journal of Commerce, S. 12, 19.11.1997.

²⁸⁶ Vgl. Kazakhstan: Leaders Discuss Alternative Pipeline Route, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 20.11.1997.

²⁸⁷ Vgl. Whitte, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

²⁸⁸ Nursultan Nasarbajew, zit. in: U.S: moves to foil Iran pipeline; Kazakhs seek loans for alternative route, in: The Houston Chronicle, S. 2, 20.11.1997.

²⁸⁹ James Norausky, Vizepräsident von Amoco Eurasia Petroleum, zit. in: Ivanovich, David: Pumped up; Oil firms eye Caspian area; U.S. views pipelines as big foreign policy victory, in: The Houston Chronicle, S. 1, 28.11.1997.

Als große Herausforderung zeigte sich aus der Sicht der US-Regierung vor allem die Unbeständigkeit der kasachischen Position. Obwohl sich die Führung des Landes wiederholt auf den Bedarf neuer Exportkapazitäten berief, bestand auf Regierungsebene kein offizielles strategisches Konzept, das zwischen den bestehenden Optionen konkrete Prioritäten bzw. deren Rangfolge festlegen würde.²⁹⁰ Dies spiegelte sich insbesondere in der im Oktober 1997 vorgestellten Strategie „Kasachstan 2030“ wider. Diese deklarierte im Bereich der Rohstoffpolitik lediglich allgemeine Ziele, die in Bezug auf die Exportmöglichkeiten in „*the creation of the system of pipelines for oil and gas exporting*“ bestanden. Wobei anerkannt wurde, dass „*only a large quantity of sovereign export routes can prevent our dependence on a single neighbour as well as monopoly pricing dependence on a single consumer.*“²⁹¹ Die Entscheidung über den Bau konkreter Pipelines sollte dabei laut geltender pragmatischer Auffassung auf der Grundlage kommerzieller Aspekte von den Unternehmen selbst getroffen werden. Äußerungen kasachischer Offizieller über die bevorzugten Routen schwankten meist je nach Verhandlungspartner und aktuellen Aussichten auf die möglichst schnelle Umsetzung des jeweiligen Projektes. Die iranische Route galt in diesem Zusammenhang aufgrund der verhältnismäßig geringen Baukosten und der diversifizierten Vermarktungsmöglichkeiten im Persischen Golf seit Langem als eine der, wenn nicht sogar die kommerziell attraktivste Transportalternative und wurde somit trotz politischer Hemmnisse oft zumindest als „Benchmark“ verwendet. Der Eintritt von CNPC in den kasachischen Ölsektor, der neben der Zusage zum Bau einer Pipeline nach China auch mit Verpflichtungen zur Untersuchung einer Leitung in den Iran verbunden war, wie auch neuerliche Initiativen in Kasachstan tätiger französischer Unternehmen, die im November Siemens mit Untersuchungen der Kasachstan-Iran-Pipeline beauftragten²⁹², führten jedoch zur Veränderung der Lage und ließen kasachische Aussichten auf die Möglichkeit der „geopolitischen Diversifizierung“ durch die Schaffung einer südlichen Exportalternative plötzlich durchaus realistisch erscheinen. Die kasachische Verhandlungsposition gegenüber Washington verbesserte sich somit deutlich, denn sowohl chinesische als auch französische Unternehmen zeigten sich in ihrem Handeln von der US-Sanktionspolitik unbeeindruckt. Zudem konnte die westliche Route in Hinblick auf den angestrebten Bau der Kasachstan-China-Pipeline von der US-Administration nicht mehr als einzige realistische Alternative zu Exporten über Russland präsentiert werden.

Die US-Regierung sah sich vor diesem Hintergrund zu konkreten Schritten gezwungen, denn das Zustandekommen einer iranischen Transportroute würde schlagartig ihre geopolitische Einkreisungspolitik gegenüber Teheran untergraben. Der südliche Exportkorridor wurde als geoökonomisches Instrument der Islamischen Republik zur energiepolitischen Kontrolle der Region angesehen, die aufgrund der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Energievorkommen automatisch auch eine erhebliche politische und wirtschaftliche Abhängigkeit der rohstoffreichen Nachfolgestaaten der UdSSR von Teheran einschließen müsste. „*Gas and oil pipelines from the Caspian would make it easier for Iran to achieve energy dominance in the region. The United States believes that companies and countries*

²⁹⁰ Dies spiegelt sich auch in einem Beitrag des Beraters des kasachischen Außenministeriums in einem Sammelband wider: Eleukenov, Dastan: Perspectives on Security in Kazakhstan, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 240-255.

²⁹¹ Nazarbayev, Nursultan: Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhs, 1997, http://www.akorda.kz/en/kazakhstan/kazakhstan2030/strategy_2030 (Zugriff 21.2.2012).

²⁹² Vgl. Ottaway, David B./Morgan, Dan: U.S. Backs Non-Iranian, „Eurasian“ Corridor West for Caspian Sea Oil, in: The Washington Post, S. 37, 20.11.1997.

*alike should be extremely wary of drifting into a situation of dependence on Iran.*²⁹³ Darüber hinaus würde die Entscheidung zugunsten dieser Exportalternative die wirtschaftliche Kooperation und die (gegen Russland gerichteten) strategischen Ziele der USA zur westlichen Verankerung der kaspischen Region untergraben. *„Decisions to look to Iran for oil and gas transportation solutions would set back western-oriented energy development, with all that implies - Western investment, development of the Eurasian Transportation Corridor, and political and strategic cooperation with the US and the West.*“²⁹⁴

Parallel zum kasachisch-amerikanischen Treffen und als direkte Reaktion auf die kasachischen Gedankenspiele bezüglich einer iranischen Route wurden daher auch neue US-Pläne für den westlich gerichteten Export kasachischen Öls vorgestellt, die den Bau einer direkten Pipelineverbindung zwischen Kasachstan und Aserbaidschan vorsahen. Obwohl der Unterwasserabschnitt dieser Option etwas länger ausfiel als bei der zuvor bedachten Turkmenbaschi-Baku-Variante, wäre seine Umsetzung jedoch nicht von der Demarkation der aserbaidschanisch-turkmenischen Seegrenze abhängig, die durch Streitigkeiten um Offshore-Vorkommen im Grenzgebiet verhindert wurde.²⁹⁵ Zwischen Kasachstan und Aserbaidschan waren die Verhältnisse demgegenüber unproblematisch und die Präsidenten beider Länder einigten sich bereits im September 1996 in einer Erklärung auf den Prinzipien der Aufteilung des Meeresbodens.²⁹⁶ Die neuen amerikanischen Pläne basierten auf einer kurz zuvor von Bechtel Enterprises abgeschlossenen Machbarkeitsstudie zu transkaspischen Pipelines zwischen Turkmenistan oder Kasachstan auf einer und Aserbaidschan auf der anderen Seite, die belegte, dass ihr Bau technisch ohne Weiteres möglich wäre.²⁹⁷ Ähnlich arbeitete in Hinblick auf die Problematik der Auslastung der Baku-Ceyhan-Leitung auch das Ingenieursunternehmen Fluor Daniels zusammen mit Amoco Studien für verschiedene transkaspische Pipelinerrouten zwischen Aktau und Baku aus, die je nach Variante bis zu 50,2 Mt/Jahr befördern konnten.²⁹⁸ Vor diesem Hintergrund steigerten Vertreter der US-Administration in der Folgezeit ihre Bemühungen und warben bei Ölproduzenten und den betroffenen Ländern verstärkt für transkaspische Pipelinelösungen. Wenig überraschend zeigten Russland und Iran, die aus wirtschaftlicher und politischer Hinsicht als direkte Verlierer solcher Routen gelten würden, über die Initiativen großen Unmut. Kurz nach der Verkündung der US-Pläne wurde von Vertretern beider Länder daher mit Nachdruck daran erinnert, dass sie strikt gegen jegliche transkaspische Pipelineprojekte sein. Die Risiken negativer Auswirkungen auf die Ökologie des Meeres, die sich vor allem aus seismischen Aktivitäten in der Region ergaben, würden laut russisch-iranischer Auffassung diese Optionen keinesfalls erlauben.²⁹⁹

²⁹³ Jan Kalicki, Chancelor in Department of Commerce, zit. in: Clinton advises Kazakhs to avoid Iran in routing new pipelines fir oil, gas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 25, No. 46, S. 1, 24.11.1997.

²⁹⁴ Jan Kalicki, Chancelor in Department of Commerce, zit. in: Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, 1.1.1998.

²⁹⁵ Es handelte sich um die Felder Kyapaz und Chirag.

²⁹⁶ Vgl. Kozlov, Sergei: Caspian Oil Still An Object Of Bargain (Nezavisimaya Gazeta, No. 19, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News 3.2.1995.

²⁹⁷ Vgl. Lelyveld, Michael S.: US Officials unveil plan for trans-Caspian pipeline; Proposal omits feuding shoreline nations, in: Journal of Commerce, S. 3, 21.11.1997.

²⁹⁸ Vgl. Prepared Testimony of Lawrence R. Fisher Vice President Production and Pipelines Fluor Daniels Inc. Before The Senate Committee on Foreign Relations Sub-Committee on International Economic Policy, Export, and Trade Promotion, in: Federal News Service, 25.2.1998.

²⁹⁹ Vgl. Iran rules out underwater Caspian pipelines before demarcation, in: IRNA news agency, 7.1.1998; Russia, Iran stand against laying pipeline on Caspian bottom, in: Xinhua News Agency, 25.2.1998.

4.5.2 Das Treffen von Istanbul – Astanas mangelnde Unterstützung für die westliche Route

Nicht nur Washington, sondern auch Ankara warb kräftig für die türkische Route. Die gemeinsamen diplomatischen Bemühungen beider Länder kulminierten vorerst im Treffen der Außenminister der Türkei, Aserbaidschans, Kasachstans, Georgiens und Turkmenistans am 1. und 2. März 1998 in Istanbul. Im Verlauf des Summits wurden vorläufige Ergebnisse der von der Weltbank finanzierten und vom deutschen Planungsunternehmen PLE ausgearbeiteten Machbarkeitsstudie für die Baku-Ceyhan-Pipeline vorgestellt. Diese berechnete die Kosten der 1.730 km³⁰⁰ langen Verbindung mit einer Kapazität von 1,5 mb/d auf etwa 2,5 Mrd. USD.³⁰¹ Die Türkei bemühte sich auch, eine Lösung für die Streitigkeiten zwischen Aserbaidschan und Turkmenistan über die Offshore-Felder (Kaypaz, Chirag) zu vermitteln, die als Voraussetzung einer direkten Gaspipelineverbindung zwischen beiden Ländern sowie für den Bau der kostengünstigsten Unterwasseranbindung für den Export kasachischen Öls nach Baku angesehen wurde.³⁰² Greifbare Erfolge blieben jedoch in dieser Frage aus. Ankara gelang es auch nicht, feste Zusagen der Teilnehmer für das Baku-Ceyhan-Projekt zu gewinnen. Die Pipeline wurde von den Außenministern letztendlich nur als eine von mehreren möglichen Routen anerkannt, die grundsätzlich unterstützt werden sollten. In der abschließenden Erklärung wurde somit lediglich festgehalten, dass *„the ministers confirmed the importance of the transport of these reserves to world markets by safe methods through several oil and gas pipelines which are optimal from an economic and commercial point of view. ... The ministers expressed their joint confidence that the construction of an East-West corridor for the transport of oil and natural gas from Central Asia, the Caspian Sea basin and the Caucasus to the West via several pipelines, especially via ones going across Azerbaijan, Georgia and Turkey will meet the national aspirations of the fuel exporting states and the requirements of the transit and consumer countries.“*³⁰³ Verwiesen wurde auch auf *„the importance of transporting oil and natural gas to international markets through pipelines for ecological reasons“*³⁰⁴, was von der türkischen Seite bereits als erstes positives Signal zugunsten der Baku-Ceyhan-Pipeline interpretiert wurde, da somit implizit die Risiken der Bosphorus-Passage anerkannt wurden. Um die Auslastung der Leitung zu gewährleisten, sollten in der Folgezeit weiterhin intensiv transkaspische Transportlösungen untersucht werden. Aufgrund bestehender Bedenken einzelner Teilnehmer bezüglich der ablehnenden Haltung einiger Anrainer gegenüber Unterwasserpipelines sollten dabei auch andere Möglichkeiten berücksichtigt werden. *„Taking into consideration the infrastructure for this [Baku-Ceyhan] oil pipeline project, the ministers expressed the opinion that an impetus should be given to work in the sphere of the transport of oil and natural gas from the region, especially Kazakhstan and Turkmenistan, to world markets through oil pipelines connecting both shores of the Caspian Sea and by other methods.“*³⁰⁵

Beobachter verwiesen anschließend darauf, dass es gerade die kasachische Delegation war, die im Verlauf der Verhandlungen die größten Sorgen bezüglich negativer Reaktionen seitens Russlands zeigte und daher die meisten Einwände gegenüber der Baku-Ceyhan-Pipeline und transkaspischen

³⁰⁰ 468 km über Aserbaidschan, 225 km über Georgien, 1.037 km über die Türkei.

³⁰¹ Vgl. Pipelines: Turks Continue To Push For Anti-Iran Route, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 2.3.1998.

³⁰² Vgl. Five nations meet on Caspian pipeline route, in: Agence France Presse, 1.3.1998.

³⁰³ Offizielle Erklärung der Teilnehmer nach dem Abschluss der Konferenz, in: Caspian Littoral States Issue Joint Statement In Istanbul – Azeri Report (Khalg Gazeti'), in: BBC Monitoring Central Asia, 5.3.1998.

³⁰⁴ Vgl. Zaman, Amberin: Turkey Fails To Win Consensus On Caspian Line Route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 41, S. 1, 3.3.1998.

³⁰⁵ Offizielle Erklärung der Teilnehmer nach dem Abschluss der Konferenz, in: Caspian Littoral States Issue Joint Statement In Istanbul – Azeri Report (Khalg Gazeti'), in: BBC Monitoring Central Asia, 5.3.1998.

Unterwasserleitungen äußerte. Der kasachische Außenminister, K. Tokajew, bezeichnete die Route als „complicated and expensive“ und unterstrich, dass die Regierung bestrebt sei, Tengiz-Öl über die geplante CPC-Pipeline zu exportieren. Damit signalisierte er indirekt, dass die Nutzung der Baku-Ceyhan-Route durch Kasachstan prinzipiell von der Erschließung neuer Vorkommen abhängen würde. Darüber hinaus bestand er nach dem Treffen im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie der kasachischen Exportpolitik darauf, dass Russland zukünftig in ähnliche Verhandlungen eingeschlossen werden müsste. Vor den Hintergrund dieser Haltung musste der türkische Außenminister mit Bedauern anerkennen, dass beide Länder in Transportfragen durchaus unterschiedliche Prioritäten besitzen. *„It is obvious that, for example, Kazakhstan is as keen on some other routes as well.“*³⁰⁶

Trotz des mangelnden Konsensus zeigte sich Moskau am Tag nach der Konferenz über den Ausschluss von den Verhandlungen sehr missgestimmt und verwies darauf, dass die Baku-Noworossijsk-Route die sinnvollste Alternative für den Export aserbaidjanischen Öls darstellen würde.³⁰⁷ Der stellvertretende russische Außenminister, Boris Pastukhov, schlug noch im selben Monat während seines Besuchs bei Alijew die Möglichkeit der Erhöhung der maximalen Kapazität der Leitung von 17 Mt auf 30 Mt/Jahr vor.³⁰⁸ Aus Sicht von Baku und der in Aserbaidschan tätigen Unternehmen bestätigten jedoch mehrere negative Erfahrungen, dass Russland kaum als glaubwürdiger Transportpartner angesehen werden konnte. Bereits ein halbes Jahr zuvor wurde daher von Socar mit der Begründung, dass die bestehenden Verträge mit Russland nicht verlässlich seien, ein ähnliches Angebot von Transneft abgelehnt.³⁰⁹

4.5.3 Das Interesse an Kasachstans Teilnahme an der Baku-Ceyhan-Leitung ist Ungebrochen

Die durch den russischen Widerstand bedingte reservierte kasachische Haltung gegenüber der Baku-Ceyhan-Route wurde auch Ende März während einer mit US-Mitteln unterstützten internationalen Konferenz, welche die Lösung des kasachischen Ölexportengpasses zum Thema hatte, bestätigt. Dem kasachischen Energieminister, Asygat Zhabagin, zufolge würde kurzfristig die absolute Priorität seiner Regierung im Ausbau der über Russland führenden Transportoptionen liegen, wobei von ihm neben der Fertigstellung der CPC-Pipeline auch die Ausweitung der Atyrau-Samara-Leitung genannt wurde. Letzteres konnte insbesondere auf den neuerlichen Wandel der russischen Einstellung gegenüber kasachischen Transitlieferungen zurückgeführt werden, der wiederum als Teil der Strategie Moskaus zur Verhinderung der Baku-Ceyhan-Route angesehen werden muss. Erst an dritter Stelle wurde die

³⁰⁶ Ismail Cem, zit. in: Turkey fails to secure commitment to Caspian oil pipeline from neighbours, in: AFX, 2.3.1998; Zaman, Amberin: Turkey Fails To Win Consensus On Caspian Line Route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 41, S. 1, 3.3.1998; Kazakh foreign minister says Russia must attend next Caspian Meeting, in: ITAR-TASS news agency, 2.3.1998.

³⁰⁷ Vgl. Russia bewildered by not being invited to Caspian conference, in: Interfax Russian News, 4.3.1998.

³⁰⁸ Parallel wurde ein rechtlich unverbindliches Protokoll unterzeichnet, das die Unterstützung beider Staaten für die Aufteilung des Meeres in nationale Sektoren auf der Grundlage der Medianlinie deklarierte. Jedes Land sollte dabei das Recht haben, im eigenen Sektor über die Entwicklung der Vorkommen souverän zu bestimmen. Vgl. President Heidar Aliyev receives deputy foreign minister of Russia Boris Pastukhov, in: AssA-Irada, 27.3.1998.

³⁰⁹ Streitigkeiten mit russischen Zollbehörden führten zu mehrwöchigen Verzögerungen bei der Aufnahme der Öllieferungen über die Baku-Noworossijsk-Leitung und behinderten auch in der Folgezeit ihre Nutzung. Trotz der Inbetriebnahme der Pipeline im November 1997 erreichten die ersten Lieferungen Noworossijsk erst im März 1998. Vgl. Caspian Oil Flows As Russian Dispute Ends, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 4.3.1998; Useinov, Arif: Russia Yields On Caspian, Accepts Sectoral Development, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 61, S. 2, 31.3.1998; DeLay, Jennifer: The Caspian Oil Pipeline Triangle: A Steel Web of Confusion, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 43-81, hier S. 50.

Verbindung zwischen Aktau und Baku aufgeführt. Der transkaspisch-kaukasische Streckenverlauf wurde jedoch vom Energieminister aufgrund morphologischer Bedingungen, die sowohl die Unterwasser- als auch Überlandabschnitte betrafen, als technisch schwierig beschrieben. Zudem müsste bei der Entscheidung zugunsten/ungunsten der Route auch die regionale Instabilität als wichtiger Faktor einbezogen werden. An vierter Stelle folgte die chinesische Alternative, die von Zhabagin als „*very interesting*“ bezeichnet wurde. Hierbei wurde neben dem enormen Potenzial des chinesischen Marktes auch die Möglichkeit zur Versorgung des kasachischen Binnenmarktes durch dieselbe Leitung unterstrichen. Auch der Präsident von Kasachstan, Nursultan Nazarbajev, sprach in seinem Konferenzbeitrag davon, dass die transkaspische Route zwar durchaus Vorteile gegenüber anderen nicht-russischen Optionen besäße, der ungeklärte rechtliche Status des Kaspischen Meeres und umweltpolitische Risiken des Unterwassertransportes jedoch beträchtliche Nachteile bzw. Herausforderungen mit sich brächten, die für alle Parteien zufriedenstellend gelöst werden müssten. Die kombinierte Exportkapazität der vier genannten Pipelines sollte ihm zufolge bei etwa 120 Mt/Jahr³¹⁰ liegen. Da das Exportpotenzial des Landes für das Jahr 2015 mit etwa 130 Mt projiziert wurde, müssten laut Kuandykov im Anschluss weitere Lösungen gefunden werden. Hierzu könnten eventuell Verbindungen über den Iran und Afghanistan herangezogen werden. Die aus us-amerikanischer Sicht positive Nachricht bestand darin, dass die Iran-Route von der kasachischen Regierung kurzfristig als wenig realistisch angesehen wurde. Ähnliches galt jedoch langfristig auch für die von Washington durchaus positiv wahrgenommenen Lösungen, die Afghanistan und Pakistan einschlossen.³¹¹ Negativ war zudem, dass die kasachische Führung trotz des deklarierten Bedarfs an zusätzlichen Exportkapazitäten weiterhin erhebliche Einwände gegenüber der Baku-Ceyhan-Verbindung hervorhob und aufgrund diverser ungelöster Aspekte und des politischen Widerstandes aus Moskau für den Export von den bekannten Vorkommen weiter russische Transportoptionen bevorzugte. Die Nutzung der Baku-Ceyhan-Pipeline sollte aus kasachischer Sicht somit grundsätzlich erst im Zuge des erwarteten Produktionsanstieges erfolgen. Dieser sollte sich auf die zur damaligen Zeit weiterhin unbestätigten Offshore-Vorkommen stützen, deren Erschließung sich durchaus verzögern konnte. Die US-Administration machte dabei gleichzeitig klar, dass sie nicht bereit sei, für die von ihr präferierte Option direkt zu zahlen, sondern dass die Entscheidung von den Unternehmen auf kommerzieller Basis getroffen werden sollte. „*The United States government isn't going to pay for these pipelines. These decisions will be made by the business community.*“³¹² Hiermit trug Washington jedoch kaum dazu bei, die kasachischen Einwände, die sich auch gegen die kommerziellen Rahmenbedingungen des Projektes richteten, zu zerstreuen.

Mitte April fand eine Reise des stellvertretenden Energiesekretärs, Robert Gee, nach Almaty statt, während der er erneut für den Bau der transkaspischen Pipeline warb. Bis zum Ende des Jahres sollten ihm zufolge hierzu alle notwendigen Machbarkeitsstudien ausgearbeitet werden.³¹³ Im Wider-

³¹⁰ Davon CPC 52 Mt/Jahr, Atyrau-Samara-Pipeline 25 Mt/Jahr, Kasachstan-China-Pipeline 20 Mt/Jahr, Lieferungen nach Baku etwa 20 Mt/Jahr.

³¹¹ Vgl. Clark, Heather: Kazakhstan outlines pipeline arteries to get oil to markets, in: Agence France Presse, 31.3.1998; Kazakhstan sets out oil export pipeline priorities, in: Interfax news agency, 31.3.1998; Kazakh Oil head on Caspian pipeline route, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 31.3.1998; Prepared Statement By Donald L. Pressley Acting Assistant Administrator For Europe And The New Independent States United States Agency For International Development Before The House Committee On International Relations, in: Federal News Service, 30.4.1998.

³¹² Federico Pena, US-Energiesekretär, zit. in: Americans lobby for multiple oil pipelines from Caspian region, in: The Associated Press, 1.4.1998.

³¹³ Vgl. Kazakhstan sees trans-Caspian oil pipeline routes as top priority, in: Interfax Russian News, 15.4.1998.

spruch zu den Äußerungen im Verlauf der Konferenz im Vormonat weigerte sich die kasachische Führung plötzlich, die iranische Route als mögliche zeitnahe Exportoption auszuschließen und argumentierte vor allem mit ihren deutlichen Kostenvorteilen gegenüber der Baku-Ceyhan-Pipeline. Darüber hinaus wurden von kasachischen Vertretern scharfe Vorwürfe gegenüber der bestehenden US-Sanktionspolitik und den Bemühungen zur Untergrabung der Kooperation zwischen beiden Ländern erhoben, wodurch kasachische Diversifizierungspläne ernsthaft beeinträchtigt wurden. „*Our president and myself have repeatedly said that we do not rule out Iran as a route to export oil. Iran cannot be sanctioned and isolated. Such a policy is not applicable. Kazakhstan will never forego cooperation with Iran, despite the political risks.*“³¹⁴ Die regionale Pipelinepolitik der USA wurde auch durch Moskau zunehmend lautstark kritisiert. Die Unterstützung transkaspischer Pipelines, die sich u. a. in Hilfszahlungen für Machbarkeitsstudien materialisierte³¹⁵, wie auch Forderungen einiger US-Politiker³¹⁶ nach direkten finanziellen Hilfen für die Baku-Ceyhan-Pipeline wurden von der russischen Regierung als Schritt „*toward an open confrontation*“ betrachtet.³¹⁷ Die wachsenden Spannungen in den amerikanisch-russischen Beziehungen erschwerten dabei aus kasachischer Sicht eine Entscheidung zugunsten der westlichen Exportroute nur noch zusätzlich.

Auf Unternehmensebene wurden jedoch auch Lösungen entwickelt, die den russischen Widerstand gegen transkaspische Pipelines und die damit einhergehende kasachische Zurückhaltung bezüglich der Teilnahme an ähnlichen Projekten berücksichtigten. Hierzu bedurfte es lediglich der Konkretisierung der bereits in den Jahren zuvor sporadisch geäußerten Ideen eines Pendeltankertransports zwischen Aktau und Baku. Anfang Mai sprach sich Amoco explizit dafür aus, dass diese Transportform als kurz- bis mittelfristige Lösung eingesetzt werden sollte. Sie wurde als „*more economic, less complicated and more flexible than any alternative pipeline option*“³¹⁸ bezeichnet und könnte eine Kapazität von bis zu 25 Mt/Jahr erreichen. Die Pläne von Amoco sahen den Aufbau einer Flotte von durch Schlepper gezogenen Doppelhüllenkähnen vor, wobei Machbarkeitsstudien zeigten, dass diese innerhalb von 30 Monaten zu Gesamtkosten zwischen 400 und 500 Mio. USD aufgebaut werden könnte.³¹⁹ Ein großer Vorzug dieser Lösung bestand darin, dass sie einen kontinuierlichen Kapazitätsanstieg entsprechend der kasachischen Produktionsentwicklung ermöglichte. Vorteilhaft wäre auch, dass die Schiffe in lokalen Werften gebaut werden könnten, wodurch Arbeitnehmer und Materialien aus der Region zum Einsatz kommen könnten. Erst nach der Ausschöpfung der Tanker-Option sollte eventuell eine transkaspische Pipeline aufgebaut werden.³²⁰

4.5.4 Das Werben Washingtons um die Unterstützung der EU

Im Werben für die Baku-Ceyhan-Transportoption beschränkte die US-Regierung ihre diplomatischen Aktivitäten aber nicht nur auf die Akteure der Region, sondern versuchte auch eine direkte Einbeziehung der EU zu erreichen, um somit die politische Unterstützung des Projektes zu erhöhen und seine

³¹⁴ Kazymsomart Tokajev, kasachischer Außenminister, zit. in: Iran not ruled out as a route to export Kazakh oil, in: Agence France Presse, 5.5.1998.

³¹⁵ Im April wurde hierzu eine Hilfszahlung von 750.000 USD an Turkmenistan erteilt.

³¹⁶ Zum Beispiel des Vorsitzenden der US Senate Allocation Commission, Bob Livingston.

³¹⁷ So der stellvertretende russische Minister für Treibstoffe und Energie, Valery Garipov, zit. in: Russian officials state that the US is moving towards a confrontation with Moscow (Russky Telegraf, S. 1), in: What The Papers Say (Russia), 29.4.1998.

³¹⁸ Tom Egelston, Vizepräsident von Amoco Kazakhstan, zit. in: Amoco Backs Barge Export, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 6.5.1998.

³¹⁹ Jeder Kahn sollte 2,5 Mt/Jahr transportieren können.

³²⁰ Vgl. ebenda; Robinson, Anthony: Oil and Gas around risky waters, in: Financial Times, 17.6.1998.

Finanzierung zu erleichtern. Die erzielten Resultate blieben jedoch zur Enttäuschung Washingtons nur auf einer sehr allgemeinen Ebene. Beispielsweise hob eine gemeinsame Erklärung nach dem USA-EU-Summit am 18. Mai in London die Bedeutung multipler Pipelines für die Sicherheit der Öl- und Gaslieferungen aus dem kaspischen Raum auf die Weltmärkte hervor.³²¹ Den USA gelang es jedoch in dem Dokument nicht, ausdrücklich die Rolle der Baku-Ceyhan-Route zu betonen. Anders als Washington war Brüssel nicht zuletzt aufgrund bestehender Interessensvielfalt unter den Mitgliederstaaten in Äußerungen bezüglich der präferierten Pipelinelösungen meist nicht explizit, verwiesen wurde lediglich auf den kommerziellen Charakter der Entscheidungen, wobei von der EU zum Teil auch Routen in Betracht gezogen wurden, die von den USA gänzlich abgelehnt wurden (z. B. über den Iran).³²² Darüber hinaus schien man in Europa einerseits nicht den von der amerikanischen Administration verbreiteten Optimismus bezüglich der Größe und Bedeutung der Rohstoffvorkommen im kaspischen Raum zu teilen, wobei andererseits auch auf die existierenden Ölmarktstrukturen verwiesen wurde, die der Union bereits eine breitgestreute Diversifizierung der Bezugsländer ermöglichten und die Frage der Ölversorgungssicherheit daher weniger relevant machten. So konstatierte eine Studie des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung nüchtern: „Weder für die EU noch für Deutschland sind die in der kaspischen Region geplanten Exportkapazitäten von strategischer Bedeutung. Die Länder der EU beziehen bereits heute ca. 80 % des verbrauchten Öls aus Drittländern. Dieser Anteil kann sich mittelfristig auf 90 % erhöhen; für Deutschland wird mit einem Anstieg der Ölimportabhängigkeit von derzeit 97 % auf 99 % gerechnet. Sowohl die EU als auch Deutschland verfügen bereits heute über eine diversifizierte Importstruktur (Golfregion, Nord- und Westafrika, Russland), die sich durch kaspische Öllieferungen nicht wesentlich verbessern würde.“³²³

Dies bedeutete nicht etwa, dass man in Europa kein Interesse an der Erschließung der Vorkommen der kaspischen Region besaß, im Gegenteil, europäische Unternehmen waren maßgeblich an zahlreichen großen Förderprojekten beteiligt und genossen dabei auch politische Unterstützung ihrer Heimatregierungen. Hierbei handelte es sich jedoch um kommerzielle Aktivitäten, die prinzipiell nicht mit Rücksicht auf die eigene nationale Energieversorgung, sondern aus unternehmerischen Gründen realisiert wurden. Im Umfeld niedriger Ölpreise und verhältnismäßig hoher Transportkosten sollten daher die regionalen Öltransportprojekte aus europäischer Sicht die maximale Wirtschaftlichkeit einzelner Produktionsvorhaben gewährleisten. Die US-Außenpolitik blieb daher in ihrem Streben nach der Etablierung der Baku-Ceyhan-Route weitgehend ohne konkrete europäische Unterstützung.

4.5.5 Die kasachisch-russische Einigung über die Offshore-Grenzziehung

Die zuvor beschriebene Konzipierung tankerbasierter transkaspischer Transportlösungen war auch deswegen notwendig, weil sich die ohnehin schlechten Aussichten der kasachischen Beteiligung an Unterwasserpipelineprojekten durch die parallel verlaufenden Entwicklungen weiter erheblich verringert haben. Bereits Anfang April 1998 kam es zwischen Kasachstan und Russland auf Arbeitsgrup-

³²¹ Vgl. EU: EU/US Statement On Caspian Energy Issues, in: Delegation of the European Union to the United States, 18. Mai 1998, <http://www.eurunion.org/partner/summit/Summit9805/caspian.htm> (Zugriff 9.3.2012).

³²² Vgl. Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 132-133.

³²³ Engerer, Hella/von Hirschhausen, Christian: Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen – unsichere Perspektiven, Diskussionspapier Nr. 171, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, Juli 1998, S. 20; Negativ fiel auch die Einschätzung bezüglich der Möglichkeiten zur Versorgung Westeuropas mit Erdgas aus dem Kaspischen Raum aus. Hierbei wurden vor allem das geringe verfügbare Exportpotenzial und die hohen Preise (Produktion + Transport) als Gründe genannt. Die Region könnte jedoch laut Einschätzung der Autoren zumindest als Reserveoption von Interesse sein.

penebene zur vorläufigen Einigung über die Prinzipien der maritimen Grenzziehung zwischen den Sektoren beider Länder, die auf der Grundlage der Äquidistanz- bzw. Medianlinie basieren sollte. Aus kasachischer Sicht war dies vor allem vor dem Hintergrund der Pläne zur Erschließung von Offshore-Vorkommen relevant, die in der Folgezeit vom OKIOC-Konsortium realisiert werden sollten. Das russische Einlenken in der Frage der Aufteilung des Kaspischen Meeres in nationale Sektoren, das im deutlichen Widerspruch zu der zuvor vertretenen Kondominium-Position stand, ging auf zwei Tatsachen zurück. Einerseits wurden durch zahlreiche Offshore-Aktivitäten in Aserbaidschan, an denen zum Teil auch russische Konzerne beteiligt waren, bereits Präzedenzfälle geschaffen, die die ursprüngliche Haltung des Landes untergruben. Ausschlaggebend war jedoch, dass Anfang desselben Jahres im russischen Sektor die Präsenz großer Vorkommen bestätigt wurde, über deren Erschließung Moskau verständlicherweise selbst bestimmen wollte. Die Unterzeichnung des endgültigen Abkommens über die Prinzipien der Offshore-Grenzziehung zwischen beiden Ländern erfolgte schließlich während des Besuches von B. Jelzin in Astana am 6. Juli 1998 (Abbildung 31, siehe auch Kapitel III Fn 382). Gleichzeitig wurden von den Präsidenten auch eine Deklaration über ewige Freundschaft und Allianz sowie ein Finanzprotokoll über Baikonur unterzeichnet.³²⁴

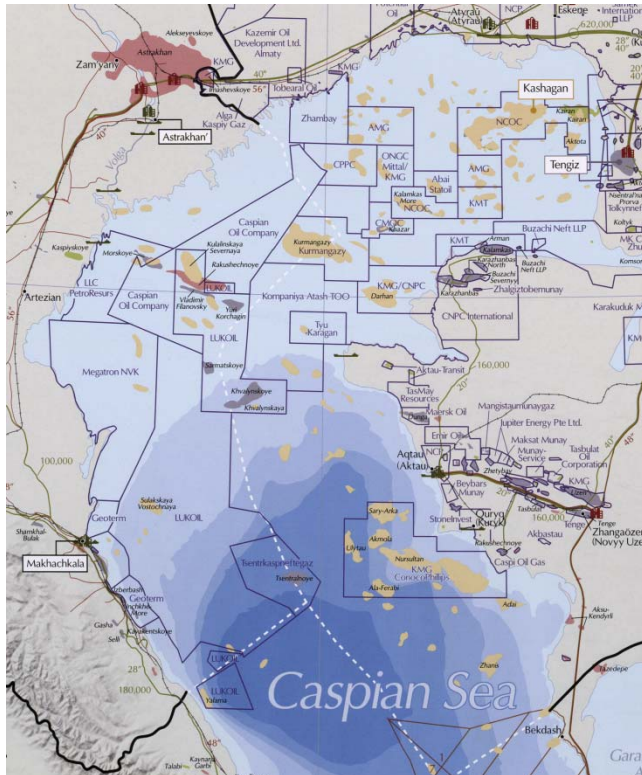
Der bilaterale „*Vertrag über die Teilung des Meeresbodens und Untergrundes des nördlichen Teiles des Kaspischen Meeres*“ sah vor, dass die Parteien souveräne Rechte über die Erkundung, Verwaltung bzw. Erschließung der Ressourcen innerhalb der nationalen Sektorengrenzen besitzen würden, wobei die darüber liegenden Wassersäulen weiterhin in gemeinsamer Nutzung verbleiben sollten. Fragen zur Freiheit der Schifffahrt, Überflugsrechten, der Verlegung und Nutzung von grenzüberschreitenden Unterwasserkabeln und Rohrleitungen sollten durch andere bi- oder multilaterale Abkommen geregelt werden, die jedoch erst auf der Grundlage einer Einigung über den Status des Meeres eingegangen werden sollten. Diese Formulierung stellte aus russischer Sicht sicher, dass kasachische Entscheidungen über den Bau transkaspischer Pipelines, ungeachtet der souveränen Rechte zur Ausbeutung von Offshore-Vorkommen, von einer alle Anrainer einbeziehenden Lösung des Rechtsstatus abhängen würden, wodurch sich Moskau in diesem Bereich weiter ein Veto reservierte. Russland stützte seine Position offiziell darauf, dass Pipelines als Gefahrenquelle für das gesamte Ökosystem des Meeres gelten würden und deren Bau somit nicht auf bilateraler Ebene beschlossen werden durfte.³²⁵ Mit Hinblick auf die erreichte Regelung kann festgehalten werden, dass Astana im Gegenzug für die Freiheit bei der Erschließung der Offshore-Vorkommen auf das Recht zum Bau von transkaspischen Unterwasserpipelines verzichtete bzw. dieses von der Zustimmung Russlands abhängig machte. Der von der US-Regierung intensiv umworbene Anschluss Kasachstans an das Baku-Ceyhan-System mittels einer solchen Leitung wurde somit aus kasachischer Perspektive nun nicht nur politisch, sondern auch juristisch verhindert. Aus Sicht der Befürworter der Mittelmeer-Route bestand der einzige positive Aspekt des erreichten Vertrages somit darin, dass nun der Weg für die Erschließung der kasachischen Offshore-Gebiete geebnet wurde, deren Produktion weiterhin als allgemeine Voraussetzung der kasachischen Teilnahme am Projekt und somit auch seiner Auslastung galt. Die

³²⁴ Vgl. Russia and Kazakhstan sign Caspian Sea accord, in: FT Energy Newsletters – East European Report, S. 15-16, 1.7.1998.

³²⁵ Das Abkommen wurde im Mai 2002 durch ein Zusatzprotokoll ergänzt, das genaue Koordinaten des Grenzverlaufs festlegte und allgemeine Regelungen bezüglich der Ausbeutung von drei grenzüberschreitenden Ölvorkommen (Kurmangazy, Tsentralnoje, Khvalynskoje) enthielt. Vgl. Russia, Kazakhstan agree to divide Caspian Sea oil, in: Agence France Presse, 9.4.1998; Whalen, Jeanne: Russia Softens Stand On Caspian Division, in: The Moscow Times, No. 1432, 11.4.1998; Janusz-Pawletta, Barbara: Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres, Dresden: Neise Verlag, 2007, S. 45.

„geopolitische Diversifizierung“ in Richtung Westen wurde für Kasachstan durch den Vertrag jedoch erschwert.

Abbildung 31: Offshore-Grenzziehung zwischen Russland und Kasachstan



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2012, in: Perry-Castañeda Library Map Collection, Oil and Gas Map Sites, The University of Texas at Austin, http://www.lib.utexas.edu/maps/middle_east_and_asia/txu-pclmaps-oclc-785323952-caspian_sea_oil_and_gas.jpg (Zugriff 2.2.2013); eigene Bearbeitung.

4.5.6 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen sprechen gegen die Baku-Ceyhan-Route

Die Initiativen der US-Regierung in ihrem Werben um die aserbaidische Hauptexportroute beschränkten sich nicht nur auf die diplomatische Ebene. Washington wurde zunehmend bewusst, dass im Umfeld sinkender globaler Energiepreise durchaus auch gewisse finanzielle Anreize geschaffen werden müssten, um die Umsetzung des Baku-Ceyhan-Projekts zu fördern. Ende Mai deklarierte der US-Energiesekretär, Pena, während der Konferenz „Crossroads of the World“ in Istanbul erneut die entschlossene Unterstützung seiner Administration für die Leitung. Diese sollte zusammen mit 65 weiteren energiebezogenen Projekten im Gesamtumfang von etwa 20 Mrd. USD durch drei Finanzierungsagenturen der Regierung – Eximbank, TDA und OPIC – unterstützt werden.³²⁶ Die Aktivitäten der drei Einrichtungen sollten zukünftig im Rahmen der neu ausgerufenen *Caspian Sea Initiative* koordiniert werden, um so die Finanzierung der Projekte auf administrativer Ebene zu erleichtern. Darüber hinaus wurde von der US-Regierung in Ankara das *Caspian Finance Center* eröffnet, das die drei Agenturen vertrat und als Aufgabe die Mobilisierung weiterer Finanzmittel für Projekte in der Region

³²⁶ Da die Eximbank und OPIC unter den geltenden Bestimmungen der Sektion 907 des Freedom Support Acts aus dem Jahr 1992, der vor dem Hintergrund der aserbaidischen Blockade gegenüber Armenien auf Aserbaidisch angewandt wurde, keine Projekte im Land unterstützen durften, wurde im Oktober 1998 vom Kongress eine Ausnahmeregelung angenommen. Demnach durften beide Agenturen zumindest ausgewählte Projekte in Aserbaidisch unterstützen. Dies wurde in der Kongresserklärung explizit mit der Notwendigkeit der Förderung der Baku-Ceyhan-Pipeline begründet. Vgl. Caspian Sea: Pena Offers US Support For Energy Projects, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 28.5.1998; US Congress boosts Azeri and Turkmen energy initiatives, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 11-13, 1.10.1998.

besaß. Auf institutioneller Ebene sollte die US-Außenpolitik in der Region durch den Posten eines *Special Advisor to the President and the Secretary of State for Caspian Basin Energy Diplomacy* effektiver gestaltet werden.³²⁷

Mitglieder des AIOC-Konsortiums zeigten sich jedoch von diesen Maßnahmen und Initiativen vorerst kaum überzeugt, denn die Baku-Ceyhan-Pipeline blieb aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten weiterhin wenig attraktiv. Das niedrige Ölpreisniveau schien die hohen Baukosten, die laut endgültigen Ergebnissen der kürzlich abgeschlossenen Weltbankstudie (für eine Pipeline mit einer Kapazität von 1 mb/d) bei etwa 2,3 Mrd. USD liegen sollten und somit deutlich über der von den Produzenten bevorzugten Baku-Supsa-Alternative lagen (1,3 Mrd. USD), nicht zu rechtfertigen. Wenig beruhigend waren auch die als unrealistischen geltenden Versprechen Ankaras, dass der Preis für den türkischen Abschnitt, der fast 2/3 der Gesamtlänge ausmachen sollte, auf lediglich 600 Mio. USD reduziert werden könnte, wenn die Pipeline durch türkische Auftragnehmer gebaut werden sollte. Neben den hohen Baukosten wurde von den Unternehmen weiterhin darauf verwiesen, dass die ACG-Felder, deren Förderhöhepunkt nach der Neuberechnung der Reservenbasis³²⁸ nun mit 800.000 b/d (40 Mt/Jahr) erwartet wurde, kaum die Auslastung der für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Kapazität von 50 Mt/Jahr gewährleisten könnten. Ein Teil des Öls wurde dabei bereits durch die beiden „early oil“-Pipelines gebunden. Führende Energieanalytiker teilten diese Auffassung. *„Without substantial additional volumes of oil from projects other than those being carried out by AIOC, or the transshipment of oil from Kazakhstan or Turkmenistan, there seems to be little real justification for a main export pipeline from Baku to Ceyhan.“* In dem Fall, dass die Route doch gebaut werden sollte, wäre es daher *„a clear victory for political pressure over economic sense.“*³²⁹ Vor diesem Hintergrund wurde die Einspeisung kasachischen Öls von den Experten weiterhin als Voraussetzung für den Bau der Leitung genannt. Kasachische Abgesandte unterstrichen jedoch noch während derselben Konferenz erneut, dass die CPC-Pipeline für sie absolute Priorität genießen würde. Zusätzlich verlangten sie die Anfertigung einer unabhängigen Machbarkeitsstudie, welche die Ergebnisse der von der türkischen Regierung in Auftrag gegebenen Weltbank-Untersuchung bestätigen sollte.³³⁰

Darüber hinaus führte die nur wenige Tage alte Entscheidung der US-Regierung, keine Sanktionen auf Total, Gazprom und Petronas für ihre Investitionsaktivitäten im Iran zu erlegen, in Industriekreisen auf beiden Seiten des Kaspischen Meeres erneut dazu, die iranische Route als mögliche Transportalternative näher in Betracht zu ziehen. Obwohl der Bau einer südlichen Pipeline alleinschon aufgrund der hohen Beteiligung amerikanischer Unternehmen am AIOC und der Präferenzen von Baku nicht realistisch war, schienen einige Nicht-US-Mitglieder des Konsortiums zumindest Interesse daran zu besitzen, Swaps mit dem Iran als Ergänzung zu den bestehenden Transportoptionen einzusetzen.³³¹

³²⁷ Der Posten wurde im Juli 1998 mit Richard Morningstar besetzt. Vgl. Prepared Statement Of Marc Grossman Assistant Secretary Of State For European And Canadian Affairs Before the Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export, And Trade Promotion Subject - U.S. Policy On The Caspian, in: Federal News Service, 8.7.1998.

³²⁸ Im April wurden die Reserven der ACG-Felder um 120 Mt auf 630 Mt angehoben. Vgl. Georgian, Turkish, Azerbaijani Presidents Discuss Baku-Cejhan Project, in: Interfax Russian News, 27.4.1998.

³²⁹ Ergebnisse der Untersuchungen vom Centre for Global Energy Studies, zit. in: McQuaile, Margaret: Russia & The Republics, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 172, S. 3, 8.9.1998.

³³⁰ Die Weltbankstudie senkte die frühere Kostenschätzung des AIOC-Konsortiums für die Baku-Ceyhan-Pipeline von 3,3 Mrd. USD auf 2,3 Mrd. USD.

³³¹ Angeblich sandten britische und japanische Mitglieder des AIOC-Konsortiums Ölproben an iranische Behörden, um deren Kompatibilität für die Verarbeitung in lokalen Raffinerien zu untersuchen. Vgl. Zaman, Amberin/Lorenzetti, Maureen: Baku-Ceyhan financing cleared, Turkey claims, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 102,

Die AIOC-Partner bevorzugten zu diesem Zeitpunkt klar die Weiternutzung der beiden „early oil“-Pipelines. Die Baku-Noworossiysk sollte zukünftig 7-8 Mt/Jahr transportieren, wobei die im Bau befindliche Baku-Supsa von den geplanten 6 Mt/Jahr auf 25-35 Mt/Jahr ausgeweitet werden sollte. Die Unternehmen argumentierten damit, dass sie laut geltendem Vertrag völlige Freiheit bei der Routenwahl besäßen und zu keiner Zeit Verpflichtungen zugunsten des Baus einer Exportpipeline für die gesamte Region eingingen, wie es das von Washington und Ankara verfolgte Konzept der Baku-Ceyhan-Pipeline vorsah. Diese wurde von ihnen als geoökonomisches Mittel angesehen, das durch die Instrumentalisierung privater Akteure (und auf deren Kosten) zur Verfolgung nationalstaatlicher geopolitischer Interessen dienen sollte.³³²

Die türkische Regierung sah sich wegen des nahenden Termins der Entscheidung über die Hauptexportroute (Oktober) und der schlechten Aussichten für die Wahl der von ihr bevorzugten Alternative gezwungen, ihre wichtigste Verhandlungskarte – die Risiken des Tankerverkehrs durch den Bosphorus – stärker auszuspielen. *„Istanbul is a city of 10 million and has some of the world's most valuable historical treasures. We cannot endanger Istanbul and we will use all our means to resist increasing oil traffic via the straits.“*³³³ Durch die im Verlauf des Sommers neu eingeführten Maßnahmen, wie z. B. höhere Versicherungsverpflichtungen für Tanker, wurden nicht nur die Sicherheit, sondern auch die Kosten für die Nutzung der Meerengen erhöht.³³⁴ Ziel der Türkei war es, den Unternehmen klar zu machen, dass die Bosphorus-Route zukünftig nicht als kostenfreie Transportalternative betrachtet werden konnte. Auch die US-Administration befürwortete weiterhin mit aller Entschlossenheit Ankaras Streben. Jan Kalicki, Kanzler im Department of Commerce, sprach beim Treffen der Außenminister der Türkei, Georgiens und Aserbaidschans davon, dass seine Regierung deren Bau sowohl politisch, moralisch als auch finanziell unterstützen würde.³³⁵ Um vor dem Hintergrund der Entscheidung, Total nicht mit Sanktionen zu belegen, dennoch keinerlei Zweifel an der US-Haltung bezüglich der iranischen Route aufkommen zu lassen, wurde von der Außenministerin Madelaine Albright nochmals verkündet: *„Our economic policies, including with respect to export pipelines for Caspian oil and gas, remain unchanged.“*³³⁶ Die erteilte Ausnahme bezog sich nach ihrer Aussage ausschließlich auf Förderprojekte und sollte keinesfalls Transportvorhaben einbeziehen (siehe auch Kapitel 6.10).³³⁷ Ungeachtet des politischen Drucks blieben die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Baku-Ceyhan-Route für private Ölproduzenten auf beiden Seiten des Kaspischen Meeres weiter unbefriedigend. Die Notwendigkeit der Beteiligung kasachischer Akteure am Projekt nahm dabei kontinuierlich an Bedeutung zu, da neueste Bohrungen in aserbaidjanischen Offshore-Gebieten entweder

S. 1, 29.5.1998; Azeri president signs PSA agreements amid route dispute, in: Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 9-10, 1.7.1998.

³³² Vgl. Useinov, Arif/Lorenzetti, Maureen: Azeris, AIOC take pipeline feud public, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 130, S. 1, 9.7.1998.

³³³ Imren Aykut, türkische Umweltministerin, zit. in: Turkey to block increased oil transport via straits: minister, in: Agence France Presse, 8.6.1998.

³³⁴ Vgl. The straits and narrow: Turkey to slap insurance obligation on tankers, in: Agence France Presse, 8.9.1998.

³³⁵ Vgl. U.S. ready to help in construction of Baku-Ceyhan oil pipeline, in: Interfax news agency, 13.6.1998.

³³⁶ Zit. in: Prepared Statement Of Stephen Sestanovich Ambassador-at-Large Special Adviser To The Secretary Of State For The New Independent States Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export And Trade Promotion Subject - U.S. Policy On The Caspian, in: Federal News Service, 8.7.1998.

³³⁷ Vgl. Franssen, Herman/Morton, Elaine: A Review Of US Unilateral Sanctions Against Iran, in: The Middle East Economic Survey, Vol. XLV, No. 34, 26.8.2002.

erfolglos waren oder auf Gas statt auf Öl stießen.³³⁸ Die offizielle kasachische Position zeichnete sich aber weiterhin durch Zurückhaltung und einen ökonomischen Pragmatismus aus. Die Verbindung zum Mittelmeer wurde zwar als eine von mehreren präferierten Transportoptionen genannt, sie galt jedoch anders als für Baku keinesfalls als primäre Lösung und sollte laut Astana auch nicht gegenüber anderen Pipelines bevorzugt werden. Ausschlaggebend für die Entscheidung zugunsten ihrer Nutzung sollten die wirtschaftlichen Kriterien ihrer Konstruktion und ihres Betriebs sein. Darüber hinaus besaß Kasachstan zu dieser Zeit laut eigenen Vertretern kaum freie Produktionskapazitäten, die über das Ausmaß der CPC-Pipeline reichen würden und zur Auslastung der Leitung eingesetzt werden konnten.³³⁹

Anfang Oktober wurde schließlich bekannt, dass die Verkündung der Entscheidung bezüglich der Wahl der aserbaidischen Hauptexportroute vom 29. Oktober auf den 9. November verlegt würde. Dies signalisierte das Bestehen erheblicher Differenzen innerhalb der AIOC-Gruppe sowie zwischen den Interessen einzelner Mitglieder und den Wünschen der aserbaidischen, türkischen und amerikanischen Regierungen. Die Produzenten wiederholten in den darauffolgenden intensiven Verhandlungen mit den politischen Vertretern der das Baku-Ceyhan-Projekt befürwortenden Länder erneut die bereits bekannten Argumente. Es waren somit einerseits die verhältnismäßig hohen Projektkosten³⁴⁰ im Umfeld niedriger Ölpreise, die zu der Zeit nahe an der Grenze von 10 USD/Barrel lagen, andererseits Sorgen bezüglich der Auslastung der Pipeline, die sie bewegten. „*You don't build pipelines until you discover the oil. It's going to take a little more oil to justify the next major pipeline.*“³⁴¹

Ankara steigerte daraufhin nochmals den diplomatischen Druck. Angedroht wurde, dass die Türkei zukünftig kein Öl von AIOC beziehen würde.³⁴² Darüber hinaus wurde die Einführung neuer Restriktionen für die Bosphorus-Nutzung angekündigt, welche die Tankerdurchfahrt weiter einschränken und

³³⁸ Zum Beispiel signalisierte das Caspian International Petroleum Consortium – CIPCO (Agip, Lukoil, Pennzoil, Socar), welches im Juni 1996 ein PSA über die Untersuchung und Entwicklung der Karabach-Struktur unterzeichnete (angebliche Reserven 100 Mt Öl und 63 Mtoe Gas), im November nach drei erfolglosen Bohrungen seinen Rückzug. Die offizielle Aufgabe erfolgte Anfang 1999. Die förderbaren Reserven wurden nach den Bohrungen auf 25 Mt herabgestuft, wobei das Konsortium 40 Mt als Grenze für die Wirtschaftlichkeit der Förderung ansah. Im September vermeldete das von Amoco geführte North Absheron Operating Co. (Dan Ulduzu Feld) bereits die zweite erfolglose Bohrung. Nach der dritten erfolglosen Bohrung gab das Konsortium das Projekt im Frühjahr 1999 auf. Vgl. Page, Mary Michael: A little less sizzle in the region's expectations, in: *Petroleum Economist*, S. 40, 22.9.1998.

³³⁹ Vgl. Kazakhstan insists on multiple oil pipe export routes, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 76, No. 155, S. 2, 13.8.1998.

³⁴⁰ AIOC-Mitglieder sprachen von Baukosten für Baku-Supsa von 1,8 Mrd. USD (Transportkosten 2 USD/b), für Baku-Noworossijsk von 2,5 Mrd. USD (2,70 USD/b) und für Baku-Ceyhan von 3,7 Mrd. USD (4 USD/b). Sogar Schätzungen von 3,9 Mrd. USD wurden vermeldet. Zwischen den türkischen Angaben, die die Baukosten der Baku-Ceyhan auf etwa 2,2-2,5 Mrd. USD berechneten und den Unternehmensberechnungen bestanden somit enorme Unterschiede. Diese entstanden zum Teil dadurch, dass die türkischen Angaben einige relevante Aspekte ausklammerten. So wurden z. B. die Finanzierungskosten nicht in Betracht gezogen, ähnlich wie Kosten für das technische Öl, mit dem die Pipeline beladen werden musste. Vgl. Lelyveld, Michael S.: Azerbaijan drops Russian pipeline from consideration, in: *Journal of Commerce*, S. 3, 2.12.1998; AIOC confirms plans to build main export pipeline, in: *Middle East News Items*, 7.12.1998.

³⁴¹ Richard Matzke, Vizepräsident von Chevron, zit. in: Ottaway, David/Morgan, Dan: U.S., Turkey Turn Up Pressure For Caspian Basin Oil Pipeline, in: *The Washington Post*, S. 23, 28.10.1998.

³⁴² Tatsächlich wurde Ende November bekannt, dass die türkische Regierung der staatlichen Raffineriegesellschaft Tupras empfahl, kein Öl von BP und Amoco zu kaufen, da sich beide gerade gegen die Baku-Ceyhan aussprachen. Vgl. Ersoy, Ercan: Turkey limits BP/Amoco oil purchases, in: *Journal of Commerce*, S. 10, 24.11.1998.

deren Kosten erhöhen sollten.³⁴³ Zusätzlich trafen sich hochrangige US-Politiker, wie der US-Berater für nationale Sicherheit, James Steinberg, der Vizepräsident, Al Gore, u. a., noch im Oktober mit Vertretern von dreizehn US-Ölkonzernen³⁴⁴, um über die Transportoptionen aus der kaspischen Region zu beraten.³⁴⁵ Die US-Administration weigerte sich dabei weiterhin, eine direkte Beteiligung an den Pipelinekosten zu übernehmen und war lediglich bereit, den Unternehmen mittels der Eximbank, TDA und OPIC finanzielle Garantien zu erteilen.³⁴⁶ Der Beauftragte für die Kaspische Region, R. Morningstar, schlug als Lösung vor, dass die Türkei selbst finanzielle Anreize vorlegen sollte, die das Projekt attraktiver machen würden. Darüber hinaus könnte eine zusätzliche Erweiterung der Pipelinekapazität seiner Meinung nach die Rückzahlung der Investitionen beschleunigen. Dies würde jedoch lediglich die bereits bestehende ungelöste Frage nach der Reservenbasis weiter verschärfen. Washington erteilte Botas nach dem Treffen mit den Unternehmen eine Finanzhilfe in Höhe von 823.000 USD, die für die Untersuchung der Möglichkeiten zur effizienteren Umsetzung des Projektes genutzt werden sollten.³⁴⁷ Teile der präsentierten Vorschläge wurden von der türkischen Regierung in der Folgezeit aufgenommen und ließen sie mehrere Zusagen in Form von Subventionen und Steuerinitiativen aussprechen, um den Bau der Baku-Ceyhan-Route attraktiver zu machen.³⁴⁸

Diplomatische Bemühungen wurden weiter auch in Richtung Kasachstan unternommen, die aus Sicht der US-Administration zumindest teilweise erfolgreich zu sein schienen. Denn nach seinem Besuch in Washington in Oktober verkündete der kasachische Außenminister, K. Tokajew, dass sein Land keine Entscheidungen bezüglich des Baus einer Pipeline über den Iran treffen würde, ohne zuvor die US-Administration konsultiert zu haben.³⁴⁹ Die Aussichten auf die baldige Umsetzung einer solchen Verbindung verschlechterten sich für Kasachstan ohnehin deutlich, denn nach dem zwischenzeitlichen Scheitern der Übernahme von Uzenmunaigas durch CNPC zog sich der Konzern anschließend auch aus den Pipelineuntersuchungen zurück (Kapitel 5.2.5). Der Inhalt der amerikanischen Gegenleistung schien nur sehr vage zu sein. Der US-Energiesekretär, William Richardson, sagte zu, dass seine Regierung Ideen über die mögliche Finanzierung einer transkaspischen Transportlösung ausarbeiten würde, und dass es im November zu einem weiteren Treffen mit kasachischen Vertretern kommen wird, um die amerikanische finanzielle Unterstützung des Projektes zu diskutieren. Tokajew signalisierte dabei die Erwartung, dass die US-Administration die Mittel für das Projekt entweder selbst zur Verfügung stellen oder gewährleisten sollte, dass Kasachstan diese aus anderen Quellen, wie dem Internationalen Währungsfond, Weltbank oder weiteren internationalen Finanzinstitutionen, erhalte. Kasa-

³⁴³ Ab Anfang November galten neue Bestimmungen, die die Türkei ermächtigten, den Verkehr in den Meerengen jederzeit aufgrund von Meeresströmungen zu stoppen. Jedes Schiff konnte zudem auf der Grundlage legaler Bedenken angehalten werden. Die Lotsenbestimmungen wurden verschärft. Anfragen bezüglich der Passage über die Meerengen mussten länger im Voraus gestellt werden.

³⁴⁴ Amoco, Phillips, Chevron, Mobil, Unocal, Exxon, Texaco, Pennzoil, ARCO, Conoco, Amerada Hess, Chaparral, and Frontera Resources.

³⁴⁵ Vgl. Clinton Admin To Meet With Oil Execs, in: National Journal's Daily Energy Briefings, 14.10.1998.

³⁴⁶ Die Gesamthöhe der Garantien sollte 827 Mio. USD betragen.

³⁴⁷ Hiermit sollten vor allem Expertisen im Bereich technischer, finanzieller, environmentaler und juristischer Belange erworben werden, die in Verhandlungen über die Baku-Ceyhan und die transkaspische Gaspipeline von Relevanz waren. Vgl. Landry, Carole: US Caspian Turkey, in: Agence France Presse, 21.10.1998; Lorenzetti, Maureen: US Stays positive on Baku-Ceyhan route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 205, S. 3, 23.10.1998.

³⁴⁸ Die Regierung wollte Steuerferien, kostenlose Wegerechte, Garantien, dass die Tarife nur die Projektkosten decken würden, und Sicherheitsgarantien für die Pipeline erteilen. Vgl. Turkey and US continue to push Ceyhan despite AIOC doubts, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 7-8, 1.10.1998.

³⁴⁹ Vgl. Clinton Admin To Meet With Oil Execs, in: National Journal's Daily Energy Briefings, 14.10.1998.

chische Zusagen für eine direkte Beteiligung an der Auslastung der Baku-Ceyhan-Leitung konnten jedoch von Richardson nicht eingeholt werden.³⁵⁰

Obwohl sich Astana bezüglich der Nutzung der aserbaidischen Hauptexportroute weiterhin zurückhaltend zeigte, entwickelte man zumindest zunehmendes Interesse an Ölexporten über den transkaukasischen Korridor zur georgischen Schwarzmeerküste. Ende Oktober besuchte eine kasachische Delegation Georgien und Aserbaidschan, um Verhandlungen über die Möglichkeit der Ausweitung kasachischer Öltransitlieferungen zu führen. Die benötigten Rahmenbedingungen zur deutlichen Steigerung transkaspischer Ölexporte sollten auf kasachischer Seite ab Mitte 1999 entstehen, nach dem die von der EBRD mitfinanzierten Erweiterungsarbeiten am kasachischen Hafen Aktau abgeschlossen wären. Angeblich könnten im Anschluss jährlich bis zu 10 Mt kasachisches Öl nach Georgien befördert werden, wenn dazu die entsprechende Transportinfrastruktur im Kaukasus vorhanden wäre. Die kasachische Seite zeigte vor allem enormes Interesse an der zukünftigen Nutzung der Baku-Supsa „early oil“-Pipeline, deren Inbetriebnahme in den kommenden Wochen erwartet wurde.³⁵¹ Deren Kapazität könnte laut dem kasachischen Energieminister, N. Balgimbajew, von anfänglich 5,75 leicht auf 12 oder 15 Mt/Jahr erhöht und zunehmend durch kasachisches Öl gefüllt werden. Diese Position befand sich in einem gewissen Widerspruch zu früheren Aussagen, wonach das Land keine Produktionskapazitäten besaß, die die Aufnahmefähigkeit russischer Routen übersteigen würden. Kasachstan zeigte auch Interesse an der Beteiligung an einem der georgischen Häfen (Poti) und am Ausbau neuer Ölexportterminals. Hierzu plante man die Gründung eines gemeinschaftlichen Unternehmens mit der georgischen Seite. Verhandlungen wurden auch bezüglich der Nutzung der Hauptexportroute geführt, wobei die Initiative hierzu klar von aserbaidischer Seite ausging. Diese schlug erneut vor, eine Unterwasserpipeline zu bauen, die in die Baku-Ceyhan-Pipeline münden sollte. Balgimbajews Reaktion war jedoch für Baku enttäuschend. Der Bau einer solchen Pipeline wäre aktuell nicht profitabel und käme, wenn überhaupt, erst nach einem deutlichen Anstieg der kasachischen Produktion etwa um das Jahr 2005 in Frage. Darüber hinaus war er grundsätzlich von der Zustimmung Russlands bzw. einer Einigung über den Rechtsstatus des Meeres abhängig. Kurzfristig war Kasachstan daher eher an der von Amoco ausgearbeiteten Option des Tankertransports zwischen Aktau und dem aserbaidischen Terminal Sangachal (nahe Baku) interessiert, wobei das Land mangels eigener Flotte auch Interesse an der Pachtung aserbaidischer Tanker zeigte. Bis zu 25 Mt/Jahr könnten somit auf der transkaspischen Route exportiert werden. Auch in diesem Zusammenhang wurde von Balgimbajew jedoch aus kommerziellen Gründen als Wunschdestination für einen Großteil der Lieferungen die georgische Schwarzmeerküste genannt.³⁵² Die vagen kasachischen Absichtserklärungen zur Steigerung der Exporte in Richtung Baku und Georgien, von denen ein Teil möglicherweise auch nach Ceyhan geleitet werden konnte, reichten jedoch bei Weitem nicht aus, um die Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Mittelmeerroute zu verbessern. Das Problem ihrer mangelnden Auslastung blieb somit auch nach dem Treffen weiter ungelöst.

³⁵⁰ Vgl. Kazakh looking to US for funding of pipeline, in: New Europe On-Line, 7.10.1998.

³⁵¹ Deren Befüllung mit technischem Öl sollte im Dezember 1998 beginnen. Im April 1999 sollte die Beladung des ersten Tankers in Supsa erfolgen. Die Pipeline ist insgesamt 827 km lang, davon stellen 772 km neu verlegte Segmente dar und 77 km rehabilitierte alte Röhren. Vgl. Kanai, Miharu/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, S. 21.

³⁵² Vgl. Kazakhstan, Azerbaijan sign economic accords, hold oil talks, in: Interfax Russian News, 23.10.1998; Gruzija, Svobodnaya: ohne Titel, in: Economic Press Review, 24.10.1998; Transcaspian pipeline unprofitable at present, says Kazakh Premier Balgymbayev, in: AssA-Irada, 26.10.1998.

Nach seiner Rückkehr sprach sich Balgimbajew für die künftige Koordinierung der Aktivitäten kasachischer Produzenten beim Transport über die kaukasische Route aus. Darüber hinaus wurde auf kasachischer Seite erkannt, dass es zu weiteren Ausbauarbeiten an der einheimischen Hafeninfrastruktur kommen müsste. Für die Umsetzung dieser Vorgaben wurde eine gemeinsame Arbeitsgruppe mit den privaten Wirtschaftsakteuren eingerichtet. Unabhängig von den Aktivitäten von TCO/Chevron, das bereits seit längerem Öl auf der Aktau-Baku-Batumi-Route beförderte, strebte die Regierung den Export von anfänglich 2,5 Mt/Jahr über Aserbaidtschan und Georgien an.³⁵³

4.5.7 Ankara-Deklaration und die Verschiebung der Entscheidung über die Hauptexportroute

Das türkisch-amerikanische Streben nach einer Ausweitung der politischen Koalition zur Unterstützung der Baku-Ceyhan-Route dauerte in der Folgezeit unvermindert an. Am 29. Oktober 1998, dem 75-Jahrestag der Gründung der Türkischen Republik, fand ein Treffen der Präsidenten Aserbaidtschans, Georgiens, Kasachstans, Usbekistans, Turkmenistans und der Türkei statt. Ursprünglich wurde an diesem Tag die offizielle Entscheidung des AIOC-Konsortiums zugunsten der Baku-Ceyhan-Route erwartet, nach der angekündigten Verschiebung der Frist musste auf diese jedoch verzichtet werden. In Anwesenheit des US-Energiesekretärs, W. Richardson, wurde von fünf der sechs Staatsmänner die „Ankara-Deklaration“ unterzeichnet, ein symbolisches Dokument, das auf einer allgemeinen Ebene die Unterstützung für das Baku-Tbilisi-Ceyhan-Projekt (BTC) deklarierte. Ohne konkrete Gründe zu nennen, beteiligte sich der turkmenische Präsident nicht an der Unterzeichnung.³⁵⁴ Erneut war es die kasachische Seite, die die größten Einwände gegenüber dem ursprünglichen von der Türkei vorgelegten Deklarationstext erhob. In das Dokument wurde schließlich auf ihr Drängen auch ein Verweis auf die Notwendigkeit der Berücksichtigung verschiedener (weiterer) Exportmöglichkeiten aufgenommen, wobei die Baku-Ceyhan-Route zudem keinesfalls als Alternative für russische Optionen gelten sollte.³⁵⁵ Der Türkei gelang es ferner nicht, verbindlichen Garantien seitens der Ölproduzentenländer bezüglich ihrer künftigen Nutzung zu erhalten. In diesem Zusammenhang deutete Nasarbajew in anschließenden Gesprächen mit Demirel und Richardson erneut darauf hin, dass vor der Erteilung jeglicher kasachischer Zusagen zuerst unabhängige Machbarkeitsstudien zur Bestätigung der Wirtschaftlichkeit der Route ausgearbeitet, realistische Pläne für die Sicherung der Projektfinanzierung vorgelegt und Lösungen für den transkaspischen Transport entwickelt werden müssten. Erst nach der Erfüllung dieser Bedingungen und der darauf beruhenden Entscheidung führender kasachischer Produzenten zugunsten des Projektes würde auch seine Regierung der Nutzung der Leitung als *einer von mehreren* Routen für den zukünftigen Export kasachischen Öls zustimmen. Der Präsident äußerte darüber hinaus seine Überzeugung, dass die Baku-Ceyhan-Verbindung ohne die Einspeisung kasachischen Öls kaum profitabel sein könnte. Nicht zuletzt aus Rücksicht gegenüber Russland relativierte der kasachische Außenminister in den folgenden Tagen die Bedeutung der ohnehin vage gehaltenen Deklaration weiter. „*The Ankara declaration is a statement of intent. This is a*

³⁵³ Vgl. Kazakhstan presses for oil delivery through Caucasus, in: Interfax Russian News, 3.11.1998.

³⁵⁴ Zwischen der Türkei und Turkmenistan wurde aber ein Abkommen über den Verkauf von bis zu 30 Mrd. m³/Jahr Erdgas unterzeichnet. Dieses sollte mittels einer transkaspischen Gaspipeline befördert werden. Die Pipeline sollte anfänglich eine Kapazität von 10 Mrd. m³/Jahr besitzen und möglicherweise bereits im Jahr 2000 fertig sein. Vgl. Zaman, Amberin: Turkmenistan Gas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 214, S. 7, 5.11.1998.

³⁵⁵ Vgl. Turkey drums up support for Baku-Ceyhan on eve of pipeline decision, in: Agence France Presse, 29.10.1998; Text der Ankara Deklaration abgedruckt in: Ankara Declaration (Anatolia news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 31.10.1998.

*general document which emphasizes the long-term importance of the route to the Mediterranean sea.*³⁵⁶

Die US-Administration zeigte sich trotz der kasachischen Zurückhaltung weiterhin sehr entschlossen, das Land direkt in die Umsetzung des Projektes einzubeziehen. Dies war nicht nur wegen der unzureichenden aserbaidjanischen Reservenbasis wichtig, sondern sollte insbesondere auch die außenpolitische Ausrichtung Kasachstans auf westliche Strukturen fixieren und die ordnungspolitischen Vorstellungen der USA in der Region unterstützen. Richardson bestätigte durch seine Äußerungen erneut, dass die Bedeutung der Pipeline für Washington weit über den Aspekt des Öltransports hinausreicht. *„This is about America’s energy security, which depends on diversifying our sources of oil and gas worldwide. It’s also about preventing strategic inroads by those who don’t share our values. We’re trying to move these newly independent countries towards the West. We would like to see them reliant on Western commercial and political interests rather than going another way. We’ve made a substantial political investment in the Caspian, and it’s very important to us that both the pipeline map and the politics come out right.*“³⁵⁷ Entsprechend der von ihm wenige Wochen zuvor getätigten Zusagen, trat kurz nach dem Treffen in Ankara auf Anregung der US-Regierung eine Unternehmensgruppe (Shell, Mobil, Chevron) an die kasachische Regierung heran, um mit ihr über die Umsetzung eines transkaspischen Transportsystems mit Anschluss an die aserbaidjanische Hauptexportroute wie auch die von Nasarbajew geforderte unabhängige Einschätzung der wirtschaftlichen Kriterien der BTC-Verbindung zu verhandeln. Innerhalb von zwölf Monaten sollte hierzu eine Machbarkeitsstudie ausgearbeitet werden, die der kasachischen Seite als Entscheidungsgrundlage bezüglich künftiger Exportrouten dienen sollte. Ein formelles Abkommen zwischen den drei Unternehmen, Kazakhoil und der kasachischen Regierung über die Erstellung der Studie wurde anschließend am 9. Dezember in Washington unterzeichnet.³⁵⁸ Das Transportsystem sollte laut Richardson *„serve to strengthen the autonomy, economic performance and political independence of the Caspian states.*“³⁵⁹ Vor dem Hintergrund des erwarteten Produktionsanstieges vermeldete der kasachische Außenminister nach der Unterzeichnung des Vertrages selbstbewusst, dass *„[i]n principle we are able to double or even triple extraction. Not a single major project in the Caspian region, including the Baku-Ceyhan route, is possible without Kazakh oil.*“³⁶⁰ Trotz der durchaus kritischen Haltung im Verlauf des Treffens in Ankara und der bestehenden Weigerung zur Erteilung konkreter Transportverpflichtungen bestätigte anschließend auch Nasarbajew selbst, dass der Bau der Baku-Ceyhan-Pipeline für sein Land prinzipiell eine aus strategischen Gründen gern gesehene Entwicklung darstellen würde. *„The project [Baku-Ceyhan] meets priority strategic aims which Kazakhstan shares with the United States and the neighbors of Kazakhstan as regards the transport of Caspian oil and gas to world markets along the East-West corridor.*“³⁶¹ Die Äußerungen der kasachischen Vertreter schienen darauf hinzudeuten, dass, nachdem die Umsetzung der CPC-Leitung wegen der Erteilung aller noch ausste-

³⁵⁶ Zit. in: Kazakhstan needs several oil export pipelines – Tokayev, in: Interfax Russian News, 2.11.1998.

³⁵⁷ Zit. in: Kinzer, Stephen: On Piping Out Caspian Oil, U.S. Insists, the Cheaper, Shorter Way Isn’t Better, in: New York Times, S. 10, 8.11.1998.

³⁵⁸ Hierzu wollten die Unternehmen eine Machbarkeitsstudie im Wert von 20 Mio. USD durchführen. Vgl. Royal Dutch/Shell others in talks on Kazakhstan-Turkey pipeline project, in: AFX News, 9.12.1998; Kazakhstan, oil companies agree feasibility study on pipeline, in: Agence France Presse, 10.12.1998.

³⁵⁹ William Richardson, US-Energiesekretär, zit. in: Caspian Sea: Feasibility of Kazak Pipeline To Be Studied, in: National Journal’s Daily Energy Briefing, 10.12.1998.

³⁶⁰ Kasymzhomart Tokajew, zit. in: Minister presses claim for pipeline consortium, in: ITAR-TASS news agency, 9.12.1998; Kasachstan förderte zu dieser Zeit etwa 27 Mt/Jahr.

³⁶¹ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakhstan West Oil & Gas Pipelines Feasibility Study, in: Interfax, 18.12.1998.

henden Bewilligungen seitens Russlands und die endgültige Zustimmung für das Projektbudget durch die Mitglieder des Pipelinekonsortiums beschlossene Sache war,³⁶² Astana nun die Auffassung vertrat, dass die geopolitische Verpflichtung gegenüber seinem nördlichen Nachbarn damit erfüllt wäre und eine aktivere Phase der Diversifizierungspolitik aufgenommen werden könnte. Das andauernd behutsame Handeln, das sich beispielhaft bei der Unterzeichnung der Ankara-Deklaration widerspiegelte, verdeutlichte jedoch klar, dass die Grenzen für die Ausübung der multivektoriellen Pipelinepolitik des Landes sowohl durch den Bedarf des Bandwagonings gegenüber Russland bzw. der Akzeptanz seiner Interessen als auch den wirtschaftlichen Pragmatismus abgesteckt wurden.

Auch die AIOC-Mitglieder weigerten sich nach der Unterzeichnung der Ankara-Deklaration, die grundsätzlich keine Lösung für die Frage nach der zusätzlichen Reservenbasis für die politisch bevorzugte Pipelineoption brachte, sich dem konzentrierten Druck der türkischen, aserbajdschanischen und us-amerikanischen Regierungen zu beugen. Nachdem die selbsterlegte Frist am 9. November ergebnislos verstrich, konnte auch bis zum nächsten Termin am 4. Dezember keine Entscheidung zugunsten einer der Hauptexportrouten getroffen werden. Die Unternehmen einigten sich lediglich darauf, dass die zuvor als eine der Lösungsmöglichkeiten bedachte Alternative zum Ausbau der beiden „early oil“-Pipelines aufgegeben werden müsste, weil deren kombinierte Kapazität nicht zur Aufnahme der erwarteten höheren Peak-Produktion der ACG-Felder ausreichen würde. Bestätigt wurde von ihnen auch, dass die BTC-Route eine Durchleitung von mindestens 50 Mt/Jahr besitzen müsste, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Da die eigene Produktion des Konsortiums auch im Falle fehlender Transportverpflichtungen gegenüber den „early oil“-Leitungen lediglich etwa 80 Prozent (40 Mt) davon auslasten konnte, müsste für sie unbedingt auch Öl aus anderen Vorkommen gewonnen werden. Die sich mehrenden negativen Bohrergebnisse im Verlauf des Jahres 1998 zwangen dabei in den Verhandlungen selbst die zuvor gegenüber dem Produktionspotenzial des Landes meist optimistisch eingestellte aserbajdschanische Regierung zuzugeben, dass die Pipeline 15-20 Mt/Jahr aus anderen Staaten der Region aufnehmen müsste. Von vielen Mitgliedern der AIOC-Gruppe wurde daher eine deutliche Präferenz für die Baku-Supsa-Option signalisiert, die aufgrund der geringeren Länge und Baukosten ein deutlich niedrigeres Durchleitungsvermögen benötigte.³⁶³

Die strikt ablehnende Haltung einiger AIOC-Mitglieder gegenüber der BTC-Pipeline und die ungelöste Frage der Reservenbasis führten die aserbajdschanische Regierung zur Überlegung, auch andere Unternehmen mit Produktionskapazitäten in der Region (z. B. Shell, Chevron) direkt am Bau der Hauptexportpipeline zu beteiligen (d. h. nicht nur als Nutzer, sondern auch Inhaber). Da das Transportsystem ohnehin nicht durch die Produktion der ACG-Vorkommen ausgelastet werden konnte, könnte aus Bakus Sicht auch das ursprünglich anvisierte Konzept aufgegeben werden, wonach es allein durch den Betreiber der Felder (AIOC) gebaut und verwaltet werden sollte. Die neue Idee bestand darin, alle am Öltransport zum Mittelmeer interessierten Produzenten in einer „Main Export Pipeline Company“ (MEPCO) zu vereinen, wodurch das Projekt auch auf institutioneller Ebene einen gesamtregionalen Charakter erhielte. In der Folgezeit wurden diesbezüglich Verhandlungen mit zahlreichen Unterneh-

³⁶² Diese wurde am 12. November erteilt. Vgl. Chevron Chairman Hails Major Milestone in Development of Caspian Pipeline Through Russia and Kazakhstan, in: PR Newswire, 24.11.1998.

³⁶³ Vgl. AIOC confirms plans to build main export pipeline, in: Middle East News Items, 7.12.1998; Caspian Sea: Pipeline Deal Could Be Signed Today, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 9.12.1998; Ambassador Morningstar to have Caspian talks in Ankara, in: Turkish Daily News, 9.12.1998; Azerbaijan greets good news of trans-Caspian feasibility study, in: Agence France Presse, 10.12.1998.

men aufgenommen, die sich jedoch aufgrund der kommerziellen Bedingungen der Route und divergierenden Exportpräferenzen als äußerst langwierig gestalteten.³⁶⁴

Ein weiterer Rückschlag für die Befürworter der Route kam Mitte März 1999, als der Präsident des AIOC-Konsortiums, David Woodward, verkündete, dass der Bau der Hauptexportpipeline um etwa zwei Jahre verschoben werden müsse, da sie aufgrund der erwarteten Produktionsentwicklung nicht vor 2005, möglicherweise sogar noch später benötigt würde. Entscheidend hierfür war die Verschiebung des Zeitplans für die Ausbauphase der ACG-Felder (sog. Stufe II), zu der es vor dem Hintergrund des andauernd niedrigen Ölpreinsniveaus kam. In Bezug auf die Baku-Ceyhan-Route wurde von den Unternehmensvertretern nun das Argument vorangebracht, dass dieser zum wirtschaftlichen Betrieb gesicherte Reserven von mindestens 6 Mrd. Barrel Öl zur Verfügung stehen müssten. AIOC verfügte zu diesem Zeitpunkt jedoch lediglich über Reserven in einer Höhe von etwa 4 Mrd. Barrel. Den Berechnungen der Konzerne zufolge müsste die Hauptexportleitung unter diesen Umständen mit bis zu 50 Prozent durch Nicht-AIOC-Öl gespeist werden, da Teile der Produktion auch über die „early oil“-Pipelines fließen sollten. Die Zukunft der Baku-Ceyhan-Route wurde somit explizit von der Entdeckung neuer Reserven im kaspischen Raum abhängig gemacht.³⁶⁵

Die AIOC-Mitglieder präferierten zu dieser Zeit als kurzfristige Lösung den Ausbau der beiden „early oil“-Pipelines auf etwa 400.000 b/d (20 Mt/Jahr), was ausreichen würde, um den geplanten Produktionsanstieg der ACG-Felder auf 300.000 b/d (15 Mt/Jahr) im Zeitraum 2001-2003 aufzunehmen. Es handelte sich hierbei um einen klaren strategischen Zug, denn somit würden nicht zuletzt auch die Rahmenbedingungen für den späteren Bau der Baku-Ceyhan-Leitung untergraben werden. Für diese stünde dann noch weniger Öl zur Verfügung, sodass folglich die von den Produzenten bevorzugte Ausweitung der Baku-Supsa-Route bevorteilt wäre. Die Peak-Produktion der ACG-Felder wurde laut neuen Berechnungen im Zeitraum 2007-2010 mit bis zu 800.000 b/d erwartet, woran sich ebenfalls der Zeitrahmen für die Inbetriebnahme der Hauptexportroute orientieren sollte.³⁶⁶ Aus Sicht der Unterstützer der BTC, die sich verständlicherweise weigerten, auf die Transportvorschläge der Unternehmen einzugehen, bestanden die Herausforderungen somit unverändert in der Senkung der Baukosten und Sicherung der benötigten Reservenbasis.

Das drohende Scheitern der Mittelmeerroute allarmierte Ankara. Mitte April wurde das „Istanbul Protokoll“ unterzeichnet, in dem die Türkei und Aserbaidschan ihr Interesse an der Umsetzung der BTC bekräftigten. Die Parteien setzten sich selbst eine dreimonatige Frist, in der die Probleme bei der Finanzierung gelöst werden sollten. Die Türkei signalisierte anfänglich sogar ihre Bereitschaft, die gesamten Projektkosten bei 2,4 Mrd. USD zu garantieren.³⁶⁷ Die Ausweitung der Reservenbasis für die Leitung erwies sich jedoch weiterhin als Hauptherausforderung. In den parallel verlaufenden Verhandlungen bezüglich der zeitnahen Einbeziehung Kasachstans in das Projekt verwies Astana lediglich erneut darauf, dass dem Bau einer transkaspischen Pipeline eine Einigung aller Anrainerstaaten über den rechtlichen Status des Meeres vorangehen müsste. Da dies kaum schnell zu erreichen war, sprach sich der kasachische Außenminister, K. Tokajew, für den Öltransport per Tanker aus.³⁶⁸ Der Vizepräsident von Kazakhoil, N. Karabalin, verwies in diesem Zusammenhang jedoch zugleich darauf, dass das kurzfristige Exportpotenzial des Landes mit der kombinierten Kapazität der Atyrau-Samara-

³⁶⁴ Vgl. New Company For Baku-Ceyhan Oil Project, in: Turkish Daily News, 11.1.1999.

³⁶⁵ Vgl. Major oil pipeline could be delayed for years: top oil official, in: Agence France Presse, 17.3.1999.

³⁶⁶ Vgl. Georgia, Azerbaijan and Ukraine Inaugurate New Pipeline, in: Europe Energy, No. 535, 23.4.1999.

³⁶⁷ Vgl. Karey, Gerald: Baku-Ceyhan deals to be set in June: Turkey's Aktas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 88, S. 4, 10.5.1999.

³⁶⁸ Vgl. Ohne Titel (Zerkalo), in: Economic Press Review, 29.5.1999.

und CPC-Pipeline gänzlich ausgeschöpft wäre, sodass eine Diversifizierung der Transportrouten erst zukünftig erforderlich bzw. möglich war. Die Baku-Ceyhan-Verbindung wurde hierbei zwar als eine der Prioritäten gehandelt, er fügte aber gleichzeitig hinzu, dass auch Analysen zur Kasachstan-China-Pipeline und Exportmöglichkeiten über den Iran durchgeführt würden.³⁶⁹ Im Einklang mit der pragmatischen kasachischen Einstellung müsste sich die westliche Route somit im Wettbewerb mit den anderen Alternativen durchsetzen. Entscheidend für die Realisierung jeglicher Pipelinepläne blieb jedoch in erster Hinsicht eine deutliche Erweiterung des Produktionspotenzials des Landes, das vor allem vom Erfolg der im August begonnenen Offshore-Bohrungen auf der Kashagan-Struktur abhing. In einem gewissen Widerspruch zu den Aussagen von Karabalin führten kasachische Vertreter jedoch im Rahmen der bilateralen Kommission für wirtschaftliche Kooperation auch parallele Verhandlungen mit der aserbajdschanischen Seite über die Möglichkeit der Steigerung transkaspischer Tankerlieferungen von etwa 2 Mt auf bis zu 10 Mt/Jahr. Diese sollten jedoch nicht über die zukünftige Hauptexportpipeline nach Ceyhan, sondern über georgische Terminals exportiert werden.³⁷⁰

Vor dem Hintergrund des gestiegenen diplomatischen Werbens um Kasachstan meldete nun auch Russland seine Ansprüche an und versuchte Astana davon zu überzeugen, dass kein Diversifizierungsbedarf bestehen würde. Nachdem die kasachische Exportquote für das Transneft-Netz für das Jahr 1999 bereits verdoppelt wurde, sprach der russische Premierminister, Putin, bei seinem Besuch in Astana im September davon, dass diese zukünftig um ein Mehrfaches steigen könnte.³⁷¹ In Moskau war man sich sehr wohl bewusst, dass jede Tonne Öl, die über russische Pipelines geleitet würde, den Planern der BTC-Route fehlen würde. Um Bedenken bezüglich der Bosphorus-Durchfahrt zu entkräften, führte Russland auch Aktivitäten hinsichtlich der Umsetzung der bereits im Jahr 1994 initiierten Burgas-Alexandroupolis-Leitung durch. An einer Teilnahme an dieser Pipeline zeigte auch der kasachische Präsident Interesse.³⁷²

Auch die US-Administration versuchte unermüdlich, die kasachische Führung für eine direkte Einbeziehung in das BTC-Projekt zu gewinnen. Der US-Energiesekretär, John Wolf, appellierte bei seinem Treffen mit Nasarbajew Anfang Oktober an die politische Führungsrolle Kasachstans in der zentralasiatischen Region und warb dafür, dass das Land daher auch eine wichtige Rolle im Rahmen der Entwicklung dieses strategischen Vorhabens spielen müsse.³⁷³ Darüber hinaus bestätigte er trotz großer Kritik seitens der Ölonternehmen und zur kasachischen Enttäuschung die weiterhin strikt ablehnende Haltung seiner Regierung gegenüber Transportprojekten über den Iran.³⁷⁴ Aus der Sicht der US-Administration waren die Prioritäten somit klar gesetzt. Obwohl deklaratorisch multiple Pipeline-routen gefördert wurden, sollten diese keinesfalls über iranisches Territorium verlaufen und gleichzeitig bestehende Monopolstrukturen brechen. Zweites richtete sie sich grundsätzlich gegen russi-

³⁶⁹ Vgl. Kazakhoil closely following course of talks on Baku-Ceyhan, in: AssA-Irada, 4.6.1999.

³⁷⁰ Vgl. Azeris, Kazaks agree need for trans-Caspian crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 207, S. 6, 27.10.1999; Azeri premier tells Kazakhs oil pipeline could go through Armenia or Iran, in: Trend news agency, 22.10.1999.

³⁷¹ Vgl. Headline News, in: Interfax Russian News, 24.9.1999.

³⁷² Mitte September kam es zur Einigung russischer, bulgarischer und griechischer Vertreter über die Beschleunigung der Gründung der Transbalkan Pipeline Co., die Anteilseigentümer aus allen drei Ländern vereinen und die Leitung bauen sollte. Die Pipeline sollte bei einer Kapazität von 30 Mt/Jahr 668 Mio. USD kosten. Russland strebte nach einem Anteil von 50 Prozent an dem Projekt. Die Regierung nominierte Transneft, Rosneft, Slavneft, Stroitransgas und Orel Oil als mögliche Eigentümer des russischen Anteils. Vgl. Helmer, John: Officials agree to speed Caspian oil project, in: Journal of Commerce, S. 12, 23.9.1999.

³⁷³ Vgl. US Envoy Pushes For Baku-Ceyhan Pipeline On Visit To Kazakhstan, in: Interfax news agency, 8.10.1999.

³⁷⁴ Zit. in: U.S., Italian company clash, in: Calgary Herald, 8.10.1999.

sche Lösungen, auch in Fällen, wenn diese keine zusätzliche Belastung für den Bosphorus bedeuten würden (z. B. bei einer Kopplung der Baku-Noworossijsk mit der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline). Um das erste, strategisch weitaus wichtigere Ziel aufrechtzuerhalten, schien man in Washington aber durchaus zu Kompromissen bereit zu sein, die Russland einbezogen. *„We recognise that Russia is important, especially with the CPC and we will foster this where appropriate. However, Iran is a different story - we see only negative consequences of increasing its influence.“*³⁷⁵ Im direkten Vergleich der beiden Zielsetzungen war somit die Eindämmung des Irans für die US-Regierung deutlich wichtiger als die Emanzipation postsowjetischer Länder von Russland, sodass man diesen eine der attraktivsten Exportmöglichkeiten vorenthalten versuchte. Die kasachische Führung verfolgte demgegenüber trotz ihrer früheren Zusage, wonach iranische Lösungen nur nach Konsultationen mit Washington voran getrieben werden sollten, weiterhin einen pragmatischen Ansatz und schloss keine der bestehenden Möglichkeiten, inklusive der iranischen, gänzlich aus (Kapitel 6.10/14). *„Kazakhstan is interested in a multi-vector pipeline system. Our approaches are pragmatic and free of political preconceptions.“*³⁷⁶ Unterstützung bei der Umsetzung der Iran-Route versprach sich Kasachstan nach dem Rückzug von CNPC neuerdings von europäischen Unternehmen, insbesondere Total. Klare Zusagen zugunsten der Baku-Ceyhan-Leitung wurden somit trotz amerikanischer Bestrebungen weiterhin nicht ausgesprochen und sie blieb für Astana unabhängig von der diskutierten transkaspischen Transportmethode (Pipeline oder Tanker) somit nur eine von mehreren in Betracht gezogenen Optionen, deren Nutzung letztendlich von Produzenten auf kommerzieller Grundlage beschlossen werden musste.³⁷⁷ Der kasachische Premierminister, K. Tokajew, sprach vor diesem Hintergrund im Anschluss an den Besuch von Wolf lediglich davon, dass *„the more oil pipelines there are, the better for Kazakhstan - taking into account the country's potential.“*³⁷⁸

Initiativen zur Bindung kasachischen Öls an die aserbaidzhanische Hauptexportroute beschränkten sich aber nicht nur auf die politische Ebene. Einzelne Vertreter des AIOC-Konsortiums wandten sich Mitte Oktober in Briefen an ausgewählte Produzenten in Kasachstan, um ihr potenzielles Interesse an der Nutzung der BTC zu erkunden.³⁷⁹ Ähnlich sprachen auch türkische Offizielle einzelne Unternehmen mit Beteiligungen im kasachischen Ölsektor (Exxon, Texaco, Chevron) mit der Bitte um Unterstützung an. Greifbare Ergebnisse dieser Bemühungen blieben jedoch vorerst aus.³⁸⁰

4.5.8 Die Entscheidung zugunsten der Baku-Ceyhan-Exportroute und die Istanbul-Deklaration

Die politische Lobbyarbeit der US-Administration und die Zusage Ankaras, einen Preisdeckel von 1,4 Mrd. USD für den *türkischen* Streckenabschnitt zu garantieren³⁸¹, bewegten BP/Amoco, das mit ei-

³⁷⁵ John Wolf, US-Energiesekretär, zit. in: Caspian export route war of words rages again, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 41, 18.10.1999.

³⁷⁶ Madira Dzharbusynova, stellvertretende kasachische Außenministerin, zit. in: Organization for Economic Cooperation Countries Expected to Lead Oil Production By 2010, in: Interfax Russian News, 8.10.1999.

³⁷⁷ Vgl. Kazakhstan looking for new routes, in: Newsbase Russian Daily Bulletin, 12.10.1999.

³⁷⁸ Zit. in: „Some nuances“ in Kazakh-Azeri position on Caspian Sea, Kazakh premier says, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 22.10.1999.

³⁷⁹ Vgl. Pfeifer, Sylvia: Can a pipe dream come true? in: Sunday Business, 24.10.1999.

³⁸⁰ Vgl. The Kazakh Hope For Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 11.11.1999.

³⁸¹ Der Preis sollte gelten, wenn Botas der Hauptauftragnehmer des Projektes wäre. Kostenüberschreitungen sollten von der Türkei getragen werden. Dem AIOC reichte diese Zusage anfänglich nicht. Es verlangte auch die Risikodeckung für das aserbaidzhanische und georgische Segment, die Übernahme von Kosten, die durch Bauverzögerungen bedingt wären und das Recht auf Rückzug aus dem Projekt zu einem späteren Zeitpunkt, falls sich dieses als nicht wirtschaftlich erweisen würde. Dies lehnte die Türkei jedoch ab. Vgl. Demirmen, Ferruh:

nem Anteil von etwa 30 Prozent das führende Unternehmen im AIOC darstellte, im Oktober schließlich zum Einlenken in Fragen der Hauptexportleitung.³⁸² Der Konzern stimmte somit zu, die BTC-Pipeline künftig als „strategisches Projekt“ zu unterstützen. Da die Entscheidung jedoch nicht von allen Mitgliedern des Konsortiums geteilt wurde, markierte sie zugleich den Anfang vom Ende von AIOC als einer hinter dem Bau der Hauptexportpipeline für die ACG-Felder geschlossenen stehenden Gruppe.³⁸³ Vor diesem Hintergrund wurde am 18. November, am Rande des OSZE Summits in Istanbul, eine Serie von Verträgen unterzeichnet, die politische und rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau der BTC-Pipeline schufen.³⁸⁴ Zusätzlich dazu wurde zwischen den Präsidenten der Türkei, Aserbaidschans, Georgiens und Kasachstans die „Istanbul Deklaration“ verabschiedet. Das Dokument bekräftigte die politische Unterstützung der Unterzeichnerparteien für das Projekt und deklarierte die Absicht, dass zukünftig in Aserbaidschan, Kasachstan und möglicherweise auch in anderen Ländern der Region produziertes Öl über die Leitung exportiert werden sollte. Darüber hinaus unterzeichneten Aserbaidschan, Georgien, Türkei und Turkmenistan eine Rahmendeklaration über den Bau der Turkmenistan-Türkei-Europa-Gaspipeline.³⁸⁵

Obwohl die Dokumente einen wichtigen politischen Schritt hin zur Umsetzung des BTC-Projektes darstellten, blieben entscheidende Fragen der Finanzierung und Auslastung der Pipeline weiterhin ungeklärt. BP/Amoco unterstrich daher, dass bis zum Oktober 2000 Lösungen für beide Aspekte vorliegen müssten. Andernfalls würde es seine Zusage zurückziehen und andere Exportmöglichkeiten nutzen.³⁸⁶ Der Beginn der Bauphase wurde vorerst für das Jahr 2001 angedacht, wobei die Inbetriebnahme des Systems im Frühjahr 2004 erfolgen sollte. Die volle Kapazität von 50 Mt/Jahr sollte schrittweise bis 2008/2009 erreicht werden und somit den veränderten Produktionszeitplan der

Despite recent gains in momentum, prospects for Baku-Ceyhan Caspian oil export line remain doubtful, in: *Oil & Gas Journal*, S. 23, 15.11.1999.

³⁸² BP übernahm Amoco im Verlauf des Jahres 1998. Vgl. *Russia wades in to stop Baku-Ceyhan resurfacing*, in: *Hart's Petroleum Asian News*, Vol. 3, No. 45, 15.11.1999.

³⁸³ Vgl. *Baku-Ceyhan: While the pipeline is far from certain, Turkey should act from a position of strength*, in: *Turkish Daily News*, 4.4.2000.

³⁸⁴ Insgesamt wurden bezüglich der BTC-Pipeline vier Verträge unterzeichnet. Ein intergouvernementales Abkommen zwischen der Türkei, Georgien und Aserbaidschan, das die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Pipeline regelte (u. a. Wegerechte, Nutzung lokaler Infrastruktur, Sicherheit der Anlagen, Streitlösung, Umweltschutz, Zustimmung der Parlamente); sog. „Host government agreements“ zwischen den interessierten Unternehmen und den Regierungen der Türkei und Aserbaidschans (die Unterzeichnung mit Georgien sollte erst später erfolgen), die die Bestimmungen des ersten Abkommens spezifizierten und die kommerziellen Beziehungen zwischen den Ländern und den Unternehmen definierten; Turnkey-Vertrag mit Botas über den Bau der Pipeline in der vereinbarten Zeit; Garantievertrag, in dem die türkische Regierung für die Aufrechterhaltung der Bedingungen des Turnkey-Vertrages, insbesondere die Deckelung der Baukosten des türkischen Pipelinesegments bei 1,4 Mrd. USD, bürgte. Angeblich sollte von ihr für jeden überzogenen Tag eine Zahlung von 500.000 USD geleistet werden. Unter den vereinbarten Bedingungen sollte die Türkei in den ersten 16 Jahren Transportgebühren in einer Höhe von 55 cts/b erhalten (inkl. 20 cts Steuer) und in den anschließenden 24 Jahren 80 cts/b (37 cts Steuer). Vgl. Zaman, Amberin: *Caspian leaders sign pipeline accords*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 77, No. 224, S. 1, 19.11.1999.

³⁸⁵ In diesem einigten sich die Parteien darauf, bis zum März 2000 alle notwendigen intergouvernementalen Abkommen bezüglich des Transits zu vereinbaren. Aserbaidschan, Georgien und die Türkei unterschrieben gleichzeitig ein Abkommen über die Verbesserung der Bedingungen für die Vermarktung aserbaidschanischen Gases. Dies betraf die Kooperation beim Transit aserbaidschanischen Gases in die Türkei und auf die Weltmärkte. Vgl. *Baku-Ceyhan Agreements signed*, in: *Interfax Russian News*, 18.11.1999; *Turkey says energy agreements „positive results“*, in: *Anatolia news agency*, 19.11.1999.

³⁸⁶ Vgl. Perlez, Jane: *U.S. deal on Caspian oil still problems with bottom line*, in: *The New York Times*, S. 6, 21.11.1999.

ACG-Felder reflektieren.³⁸⁷ Zwischen Aserbaidshon, Georgien, der Türkei und AIOC sollte in der Folgezeit ein sog. „implementation committee“ gegründet werden, das u. a. für die Sicherstellung ausreichender Reserven, nicht nur in Aserbaidshon, sondern insbesondere auch in Kasachstan zuständig sein sollte. Die Aufgabe bestand nun in der Formung der „Main Export Pipeline Company“ (MEPCO), welche die Finanzierung und Auslastung des Projektes übernehmen würde.³⁸⁸ Aufgrund erheblicher interner Unterschiede bezüglich der präferierten Exportlösungen wurde in der Folgezeit beschlossen, dass sich nicht das AIOC-Konsortium als Ganzes, sondern lediglich einzelne Mitglieder an der Finanzierung der BTC im Rahmen der MEPCO beteiligen werden.³⁸⁹

Aus Sicht der US-Administration stellte die Unterzeichnung der Dokumente trotz der noch offenen Problembereiche dennoch einen wichtigen außenpolitischen Etappensieg gegenüber Russland dar. *„It is a strategic framework that advances America's national security interests. It is a strategic vision for the future of the Caspian region.“*³⁹⁰ Die Pipeline sollte die erste große von Russland unabhängige infrastrukturelle Anbindung der Region an den Westen schaffen und somit die existierenden (monopolistischen) geökonomischen Rahmenbedingungen aufbrechen. Auch der stellvertretende kasachische Premierminister kommentierte die Beschlüsse als wichtigen Beitrag zur zukünftigen Diversifizierung kasachischer Exportrouten. *„We can't afford to rely on just one route.“* Mit Anspielung auf die bestehende Transportlage wies er darauf hin, dass sein Land andererseits mit *„a monopoly purchaser or a monopoly transit country“* konfrontiert wäre.³⁹¹ An den Bedingungen der kasachischen Teilnahme an dem Projekt veränderte die Istanbul Deklaration ihm zufolge jedoch vorerst wenig, da weiterhin Ergebnisse der Offshore-Bohrungen abgewartet und Lösungen für den transkaspischen Transport ausgearbeitet werden müssten. Trotz bestehender Hoffnungen und großer Bemühungen us-amerikanischer und türkischer Offizieller, inklusive des persönlichen Eingreifens des türkischen Präsidenten, Demirel, verweigerte Nasarbajew während des OSZE-Treffens daher die Erteilung jeglicher konkreter Mengenverpflichtungen.³⁹² Die türkische Seite bemühte sich dabei, von ihm feste Lieferzusagen für bis zu 20 Mt/Jahr zu erhalten. Von einigen Beobachtern wurde sogar darüber spekuliert, dass Nasarbajew diese angeblich unter großem Druck in Anwesenheit von Clinton zumindest verbal zugesagt hätte.³⁹³ Der kasachische Präsident weigerte sich dies jedoch zu bestätigen und kommentierte lediglich den Verlauf der Verhandlungen. *„The fight was big and they put a lot of pressure on us.“*³⁹⁴ Am Tag nach der Konferenz bekräftigte sein Sprecher, dass die erreichte Übereinkunft zwar wichtig wäre, aber *„Kazakhstan still takes the position of commitment to different [multiple] variants*

³⁸⁷ Die Machbarkeitsstudie sollte in neun bis elf Monaten vorgelegt werden, die Bauarbeiten sollten 36 Monate dauern und die Pipelinebeladung sollte nach weiteren fünf bis sechs Monaten abgeschlossen sein. Der Transporttarif sollte laut türkischen Vorschlägen 2,58 USD/b betragen. Vgl. *Turning point for Caspian energy deals*, in: *Turkish Daily News*, 18.11.1999.

³⁸⁸ Vgl. *Oil boss upbeat on pipeline accord*, in: *Turan news agency*, 22.11.1999.

³⁸⁹ Vgl. *Caspian development accelerates despite Chechnya*, in: *FT Energy Newsletters – East European Energy Report*, S. 7, 1.1.2000.

³⁹⁰ William Richardson, US-Energiesekretär, zit. in: *Richardson calls Caspian pipeline deal „major victory“ for Clinton*, in: *Platt's inside Energy*, S. 7, 22.11.1999.

³⁹¹ Yerzhan Utembayev, zit. in: *Kazakhstan cautious on Baku-Ceyhan*, in: *Interfax Russian News*, 19.11.1999.

³⁹² Vgl. *Zaman, Amberin: Deal on Turkey gas line on tap for Europe summit*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 77, No. 223, S. 1, 18.11.1999.

³⁹³ Vgl. *Zaman, Amberin: Kazakh leader reiterates support for line to Turkey*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 78, No. 187, S. 2, 28.9.2000.

³⁹⁴ Nursultan Nasarbajew, zit. in: *Kazakh president can't promise oil for Baku-Ceyhan pipeline*, in: *Agence France Presse*, 23.11.1999.

of oil transportation.“³⁹⁵ Dies verdeutlichte, dass aus kasachischer Sicht weiterhin keine festen Zusagen bezüglich der Teilnahme an dem Projekt bestanden und über die Nutzung der Pipeline letztendlich im Wettbewerb mit anderen Alternativen entschieden werden sollte. Die Vereinbarung von Istanbul schien daher aus kasachischer Sicht lediglich einen deklaratorischen Charakter zu besitzen.

4.5.9 Astanas diplomatischer Balanceakt im Zuge der Fortschritte der BTC-Route

Die oben beschriebene Haltung war grundsätzlich durch die geopolitischen Rahmenbedingungen der Region bedingt, an denen sich das außenpolitische Handeln Astanas orientieren musste. Obwohl von der Führung des Landes nach außen wiederholt auf den pragmatischen Charakter der Entscheidungsfindung bezüglich der Exportalternativen verwiesen wurde, unterlagen die politischen Entscheidungsprozesse keinesfalls nur wirtschaftlichen Überlegungen, sondern zeugten von einer klaren Kenntnis (und Anwendung) realpolitischer theoretischer Konzepte unter den Eliten. Die kasachische Diplomatie sah sich in Bezug auf die Baku-Ceyhan-Pipeline laut Nasarbajew gezwungen, zwischen den Interessen Russlands und der USA wie auch den eigenen Bestrebungen nach der Diversifizierung der Exportmöglichkeiten zu balancieren. „I will start from the fact that in politics and the work of statesmen there are no eternal friends and enemies. There are the eternal interests of your state and people. The USA may have their interests and Russia its interests and we in Kazakhstan have our own interests. The problem is how to find a balance of these interests and to solve this issue without conflicts in the interests... An element of pressure is always present, from big states.“³⁹⁶ Auch der Premierminister, Tokajew, sprach offen von einem „great game“ in der Region, an dem neben Russland und den USA auch andere globale und regionale Mächte teilnahmen. Kasachstan versuchte nach seiner Ansicht die Rolle eines aktiven Akteurs einzunehmen, der in der Region ein Gleichgewicht zwischen den Supermächten anstrebte und nicht lediglich zum Objekt ihrer Manipulationen degradiert werden wollte. Yermukhmet Yertysbajew, Berater von Nasarbajew, konkretisierte die geopolitischen Auswirkungen der Baku-Ceyhan für sein Land. Das Projekt könnte für Kasachstan die (geopolitische) Rolle einer Verbindung zum euroatlantischen Raum einnehmen und einen direkten (geoökonomischen) Zugang zum westeuropäischen Markt eröffnen. Gleichzeitig würde die Teilnahme das Risiko mit sich bringen, die für das Land sehr wichtigen Beziehungen zu Russland zu gefährden, das weiterhin erheblichen Einfluss auf weite Teile der kasachischen Innen-, Außen-, Sicherheits- und Wirtschaftspolitik besaß.³⁹⁷

Klare Bekenntnisse zu einer grundsätzlich gegen Moskau gerichteten Exportroute konnte Kasachstan seinem nördlichen Nachbarn also nur schwer vermitteln. Der Präsident persönlich relativierte daher wenige Tage nach ihrer Unterzeichnung die Bedeutung der „Istanbul Deklaration“, indem er darauf verwies, dass sein Land zurzeit nicht die notwendigen Produktionsvolumen besäße und dass stattdessen möglicherweise russisches Öl verwendet werden könnte.³⁹⁸ Somit wurde von ihm erneut das bereits zuvor im kasachischen außenpolitischen Handeln erkennbare (Bandwagoning-)Muster wiederholt, wonach Kasachstan Moskau in die Umsetzung dieses „exklusiven“ (d. h. gegen Russland gerichteten) Projektes einbeziehen wollte. Wenn dies gelänge, würde die Pipeline ihren „anti-

³⁹⁵ Asylbek Bisenbayev, Sprecher von Nasarbajew, zit. in: Kazakh spokesman says Baku-Ceyhan needs Kazakh oil, in: ITAR-TASS news agency, 20.11.1999.

³⁹⁶ Nursultan Nasarbajew in einem Fernsehinterview vom 30.12.1999, zit. in: Kazakhstan to keep options open on oil pipelines, president says (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 26.1.2000.

³⁹⁷ Vgl. Kazakhstan to play „active“ part in Baku-Ceyhan pipeline „great game“, premier (Kazakh Commercial TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 30.5.2000.

³⁹⁸ Vgl. Kazakh president can't promise oil for Baku-Ceyhan pipeline, in: Agence France Presse, 23.11.1999.

russischen“ Status verlieren und Astana die Möglichkeit zur „geopolitischen Diversifizierung“ in Richtung Westen erhalten, ohne dass in Moskau Bedenken oder Ängste bezüglich der Lösung Kasachstans aus dem russischen Orbit erweckt würden. Das Land war prinzipiell bestrebt, eine „integrative“ Regionalpolitik zu führen, welche möglichst die Interessen aller relevanten Akteure zusammenführen und somit nicht nur die politische Stabilität, sondern auch die langfristige Sicherheit der Exportwege steigern würde.³⁹⁹ Dies wurde auch während des Treffens zwischen Nasarbajew und Clinton im Dezember bestätigt, als der kasachische Präsident eindringlich vor einer wirtschaftlichen und politischen Isolierung Russlands warnte.⁴⁰⁰ In Kasachstan war man sich dabei durchaus dessen bewusst, dass die Option der Einbeziehung Russlands in die BTC-Pipeline – wie wünschenswert sie auch wäre – kaum als realistisch betrachtet werden konnte. Dies zeigte sich nicht zuletzt in der klaren Ablehnung Kremles gegenüber georgischen Vorstößen zur Verbindung des russischen Pipelinesystems mit der Leitung.⁴⁰¹ Diplomatische Bemühungen in Richtung der Berücksichtigung russischer Interessen im Rahmen westlich gerichteter Infrastrukturprojekte wurden jedoch mit Rücksicht auf Moskau getätigt und sollten grundsätzlich als Beweis der politischen Loyalität Astanas dienen.

Die kasachische Taktik bestand darin, gegenüber den USA/Türkei keine festen Zusagen einzugehen, die das Land zu jeglicher Art von Lieferungen oder einer Projektbeteiligung verpflichten würden. Mit Rücksicht auf die Interessen Russlands wurden somit auf politischer Ebene keine Schritte unternommen, welche die wirtschaftliche Grundlage für die Umsetzung der Pipeline verbessern würden. Parallel wurde jedoch signalisiert, dass die Nutzung der Infrastruktur den Produzenten grundsätzlich offen stünde. Somit versuchte man sich der politischen Verantwortung zu entziehen und die Entscheidung auf kommerzielle Akteure zu verlagern. Vor dem Hintergrund der US-Sanktionspolitik gegenüber dem Iran und der Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline, die für Produzenten in Westkasachstan ohnehin wirtschaftlich unattraktiv schien, wurde die Baku-Ceyhan nach der CPC dabei als zweitwichtigste bzw. die als am zweitschnellsten umsetzbare Exportalternative angesehen,⁴⁰² wodurch die unbehinderte Entwicklung des kasachischen Ölsektors und der damit einhergehende Rentenzufluss gewährleistet werden konnten. *„Some investors believe that the second best pipeline would be through Iran, but there are political problems there. The other option is from Baku to Ceyhan and the fact of the matter is that after CPC, the project that's best developed is the Baku-Ceyhan project.“*⁴⁰³ Gleichzeitig war man sich sehr wohl dessen bewusst, dass vor der Aufnahme der Lieferungen von den Unternehmen zuerst eine für Moskau akzeptable Lösung der transkaspischen Verbindung entwickelt werden müsste. Russland sollte wiederum der Eindruck vermittelt werden, dass Kasachstan in erster Hinsicht auf traditionelle, d. h. russische Exportkanäle zurückgreifen wolle, durch die Größe seiner (noch nicht bestätigten Offshore-)Reserven und die Beschränkungen des russischen Transitpotenzials jedoch zukünftig prinzipiell zur Entwicklung anderer Routen gezwungen wäre. Hierdurch konnte gleichzeitig ein Druckmittel in den alljährlichen Verhandlungen über die Transitquotenzuteilung für das russische Pipelinennetz geschaffen werden. Letztendlich bedeutete dies,

³⁹⁹ Dies reflektierten auch frühere Vorstöße zur Integration Armeniens in die Baku-Ceyhan-Pläne.

⁴⁰⁰ Vgl. Riechmann, Deb: Clinton, Kazakhstan Leader Meet, in: Associated Press Online, 21.12.1999.

⁴⁰¹ Detaillierte Pläne wurden hierzu erst Anfang 2001 vorgelegt, auch wenn die Idee bereits in den Jahren zuvor geäußert wurde. Die Verbindung zwischen Noworossiysk und Supsa (484 km) mit Anschluss an die Baku-Ceyhan-Pipeline in Akhalesikhe (152 km) sollte 450 Mio. USD kosten und eine Kapazität von 30 Mt/Jahr besitzen. Die Transportkosten sollten 3 USD/t betragen. Vgl. Georgia proposes Novorossiysk-Supsa-Ceyhan connection pipeline, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 29.1.2001.

⁴⁰² Vgl. Kazakhstan to participate in Baku-Ceyhan Nazarbajev, in: Interfax Russian News, 3.12.1999.

⁴⁰³ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Riechmann, Deb: Clinton, Kazakhstan Leader Meet, in: Associated Press Online, 21.12.1999.

dass der Umfang der Öllieferungen auf Routen, die Russland umgingen, durch die Kooperationsbereitschaft des Landes bedingt wurde.

4.5.10 Russland steigert sein regionales Engagement

Tatsächlich zeigten die kontinuierlichen Fortschritte bei der Umsetzung des BTC-Projektes und das diplomatische Werben um die Beteiligung Kasachstans an dem Vorhaben⁴⁰⁴ im Einklang mit dem wirtschaftswissenschaftlichen Theorem der bestreitbaren Märkte auch direkte Auswirkungen auf das russisch-kasachische Transitverhältnis. Dies materialisierte sich sowohl in einer kooperativeren russischen Haltung bei der von Kasachstan bereits seit Jahren geforderten Ausweitung der Atyrau-Samara-Pipeline (von etwa 10,5 Mt auf 15 Mt/Jahr), als auch bei der damit verbundenen Steigerung der Transitquote über das Transneft-Netz. Darüber hinaus beschloss Transneft Anfang des Jahres 2000, die tschetschenische Bypass-Pipeline mit dem Hafen Machatschkala zu verbinden⁴⁰⁵, wodurch für kasachische (und turkmenische) Exporteure eine neue Pipelineroute nach Noworossijsk entstehen sollte.⁴⁰⁶ Gleich nach ihrer Fertigstellung⁴⁰⁷ wurden mit Kasachstan Verhandlungen über deren Auslastung aufgenommen, die schließlich zur Erteilung einer zusätzlichen Transitberechtigung von 2 Mt/Jahr führten.⁴⁰⁸ Insgesamt betrug die kasachische Quote für das Jahr 2000 somit 14 Mt, was nahezu einer Verdoppelung gegenüber dem Vorjahr entsprach (1999 betrug diese 7,5 Mt).⁴⁰⁹ Anders als noch in den frühen 1990er Jahren, als sich Russland reserviert gegenüber kasachischen Transitforderungen zeigte, sprach der russische Energieminister nun davon, dass sein Land „welcomes the transport of Kazakh oil through its territory.“⁴¹⁰ Das russische Ziel bestand dabei nicht nur in der einfachen Distanzierung Kasachstans vom Baku-Ceyhan-Projekt. Durch die infrastrukturelle Bindung regionaler Förderkapazitäten sollte im Idealfall die wirtschaftliche Grundlage der Leitung gänzlich untergraben werden. Moskau bot vor diesem Hintergrund auch Aserbaidschan an, die Exporte über sein Pipelinesystem deutlich steigern zu können.⁴¹¹

⁴⁰⁴ Vgl. It is planned to transport not only Azerbaijan, but also Kazakh oil through the Baku-Tbilisi-Dzheikhan Pipeline, in: RIA Novosti, 28.1.2000; Ohne Titel, in: Oil & Gas Journal, 3.4.2000.

⁴⁰⁵ Ihr Bau wurde Ende März 2000 abgeschlossen. Die 312 km lange Leitung mit einer Kapazität von 5 Mt/Jahr kostete etwa 140 Mio. USD (weniger als geplant – 163 Mio. USD). Die Gabelung nach Machatschkala mit einer Länge von etwa 17 km sollte im April 2000 abgeschlossen sein. Die maximale Kapazität der Baku-Noworossijsk-Leitung mit zusätzlichen Pumpstationen wurde mit 17 Mt/Jahr angegeben. Vgl. Baku-Nowo-rossijsk oil pipeline around Chechnya to handle 17 mln tonnes annually, in: Interfax Russian News, 4.4.2000.

⁴⁰⁶ Vgl. Transneft to extend Chechen bypass to Caspian port, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 50, S. 6, 14.3.2000.

⁴⁰⁷ Die Inbetriebnahme der Pipeline erfolgte Anfang Mai 2000.

⁴⁰⁸ Kasachische Vertreter forderten in Verhandlungen mit dem russischen Energieminister, V. Stanew, anfänglich eine Quote von 4 Mt/Jahr. Transneft sprach nach deren Abschluss davon, dass anfänglich etwa 3,5 Mt Öl aus dem zentralasiatischen Raum auf diesem Weg exportiert werden könnten, da die Pipeline bereits Öl von Baku beförderte und somit teilweise ausgelastet war. Davon sollten 2 Mt aus Kasachstan und 1,5 Mt aus Turkmenistan stammen. Jedoch kam es bei der Aufnahme der Lieferungen zu Verzögerungen, die durch Ölqualitätsprobleme verursacht wurden. Transneft weigerte sich, kasachisches Öl mit hohem Paraffin- und Schwefelgehalt zu akzeptieren, da dieses zur Beschädigung der Pipeline führen würde. Die Lieferanten weigerten sich wiederum, die Kosten für das „blending“ des Öls mit leichteren russischen Ölsorten zu tragen, die bei etwa 7 USD/t (ca. 1 USD/b) lagen. Vgl. Gorst, Isabel: Transneft to commission Caspian-area crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 87, S. 2, 5.5.2000; ohne Titel (Zerkalo), in: Economic Press Review, 6.5.2000; Pipeline operator rues loss of transit deals (Kommersant), in: BBC Summary of World Broadcasts, 26.7.2000.

⁴⁰⁹ Vgl. Oil pipeline from Kazakhstan deposits to Russian port being built apace, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.1.2000; Oil find re-opens debate about export routes, in: Petroleum Economist, S. 74, 13.6.2000.

⁴¹⁰ Zit. in: Russia invites Kazakhstan to use oil pipe bypassing Chechnya, in: Interfax Russian News, 11.4.2000.

⁴¹¹ Vgl. Russia has reserve facilities to transport, Azerbaijani, Kazakh oil – deputy minister, in: Interfax, 6.4.2000.

Der Wandel in der russischen Einstellung im Transitbereich kann dabei als Bestandteil einer neuen proaktiveren Politik gegenüber der gesamten Region identifiziert werden. Der kaspische Raum wurde von Putin nach seiner Amtsübernahme Anfang des Jahres 2000 offiziell zum Prioritätsbereich seiner Außenpolitik ernannt⁴¹² und auch westliche Beobachter sprachen in Bezug auf die regionalen Beziehungen prompt davon, dass „[t]he tectonic plates have shifted already with Mr. Putin.“⁴¹³ Im Rahmen seiner geopolitischen Strategie, die auf die Rückgewinnung des im Verlauf der 1990er Jahre eingebüßten russischen Einflusses in der südlichen Nachbarschaft ausgerichtet war, spielten ähnlich wie in der amerikanischen Politik wirtschaftliche Akteure eine entscheidende Rolle. Russische Unternehmen wurden vor diesem Hintergrund von Putin zu einem deutlich aktiveren Engagement in der kaspischen Region aufgerufen. Hierbei ging es nicht unbedingt um die prompte Steigerung der direkten wirtschaftlichen Konfrontation mit dem Westen, da diese aufgrund der damals eingeschränkten Kapazitäten russischer Energiekonzerne kaum in Frage kam, vielmehr sollte durch die Erhöhung der russischen Präsenz langfristig eine bessere Ausgangslage für die Umsetzung strategischer Interessen des Landes gegenüber externen, aber auch regionalen politischen Akteuren geschaffen werden. „*We will co-operate with (other countries), we will respect the interests of other participants of the Caspian projects, but Russia will also observe its own interests.*“⁴¹⁴ Die Beherrschung der Exportinfrastruktur wurde dabei von Moskau weiterhin als Schlüssel zur Kontrolle der Region betrachtet. „*The one who holds the infrastructure wins in the Caspian region.*“⁴¹⁵ Russische Konzerne sollten sich zudem nicht ausschließlich auf die Erschließung ausländischer (kasachischer, aserbajdschanischer) Vorkommen konzentrieren, sondern auch den russischen kaspischen Offshore-Sektor entwickeln. Die Ratio dahinter lag u. a. darin, dass somit Druck auf die Entwicklung lokaler russischer Transportinfrastruktur entstehen würde, die anschließend auch externen Produzenten zur Nutzung angeboten werden und somit den Bau von Alternativen verhindern konnte. „*Those oil companies who are first with the [off-shore] development will determine the transit routes.*“⁴¹⁶ Ähnlich wie zuvor die US-Administration wurde auch die russische Regierung im Frühjahr 2000 durch den Posten eines Sonderbeauftragten für die kaspische Region ausgestattet, der mit dem früheren Energieminister, Viktor Kaljuschnyj, besetzt wurde. Die Gründung des Amtes erfolgte am selben Tag, an dem der nationale Sicherheitsrat die finale Version der neuen russischen Militärdoktrin verabschiedete, die u. a. die mit der NATO-Erweiterung und der Verbreitung des islamischen Terrorismus verbundenen Gefahren für Russland anerkannte und die Kriterien zum Einsatz von Atomwaffen ausweitete.⁴¹⁷ Hiermit reagierte man in Moskau nicht zuletzt auch auf die geopolitischen Einkreisungsversuche der USA, die neben der Osterweiterung der NATO im Verlauf des Jahres 1999 auch die Ausdehnung der Zuständigkeit der auf der Basis Diego Garcia stationierten amerikanischen regionalen Kommandozentrale (Central Command - CENTCOM) auf den kaspischen Raum einschloss. Darüber hinaus wurden von aserbajdschani-

⁴¹² Vgl. Davydova, Milana: Our Man In The Caspian Area (Segodnya, S. 1), in: Russian Press Digest, 29.5.2000.

⁴¹³ Zit. in: Stern, David: Russia seeks to reassert influence in energy-rich Caspian, in: Agence France Presse, 3.6.2000.

⁴¹⁴ Zit. in: Clover, Charles/Jack, Andrew/Stern, David: Putin calls for bigger Russian role in Caspian, in: Financial Times, 22.4.2000.

⁴¹⁵ Anonyme Quelle aus den russischen Regierungskreisen, zit. in: Russia has strong position in the use of Caspian natural resources, in: Interfax Russian News, 12.2.2001.

⁴¹⁶ Viktor Kaljuschnyj, Sonderbeauftragter der russischen Regierung für die Kaspische Region, zit. in: Sharushkina, Nelli/Dracheva, Marina: Beach Boys: Russia And Kazakhstan Go It Alone In North Caspian, in: Nefte Compass, 23.4.2002.

⁴¹⁷ Vgl. Clover, Charles/Jack, Andrew/Stern, David: Putin calls for bigger Russian role in Caspian, in: Financial Times, 22.4.2000.

schen Vertretern wiederholt Forderungen nach einer direkten Beteiligung der Allianz an der Sicherung der Baku-Ceyhan-Route erhoben.⁴¹⁸ Diese Schritte bestätigten nur noch zusätzlich, dass Energiepolitik im kaspischen Raum nicht von geopolitischen und strategischen Zielsetzungen (sowohl in Washington als auch Moskau) zu trennen war, sodass ein kommerziell begründeter Pragmatismus bei der Wahl der Exportrouten, wie er von der kasachischen Führung angestrebt und propagiert wurde, in der Praxis nur schwer umzusetzen war.

4.5.11 Die Lobby-Arbeit um Kasachstan – unveränderte Einstellung nach dem Kashagan-Fund

Auf politischer Ebene wurden in den folgenden Monaten ungeachtet der andauernden kasachischen Zurückhaltung und der somit ungelösten Reservenproblematik weitere Hürden genommen, die den Weg zur Umsetzung der BTC-Pipeline ebnen sollten. Im März 2000 kam es zur endgültigen Einigung zwischen Georgien und Aserbaidschan über die noch offene Frage der Transitgebühren.⁴¹⁹ Dies war eine Voraussetzung für die Unterzeichnung einer Reihe von intergouvernementalen Abkommen zwischen den drei beteiligten Ländern über den rechtlichen Rahmen des Pipelineprojektes, die Ende April und Anfang Mai erfolgte. Diese schufen wiederum die Basis für Verträge, die in der Folgezeit mit den in der MEPCO vereinten Ölproduzenten unterzeichnet werden sollten.⁴²⁰

Die kasachische Position gegenüber der BTC-Pipeline blieb dagegen trotz der erreichten Fortschritte stabil. Während des Besuchs von Nasarbajew in Baku im April 2000 wurde erneut verbal Unterstützung für das Projekt deklariert, wobei man vorerst keine konkreten Verpflichtungen eingehen wollte und die aktive Nutzung an neue Ölfunde im Offshore-Gebiet knüpfte. *„We support the Baku-Tbilisi-Ceyhan layout and we will immediately join this project as soon as we discover more oil reserves.“*⁴²¹ Der Präsident von Kazakhoil, N. Balgimbajew, war im Anschluss an das Treffen etwas konkreter. Er zeigte sich sehr skeptisch über den kurzfristigen Bedarf der Pipeline und sprach offen davon, dass vor dem Jahr 2008 kaum ausreichende Förderraten auf beiden Seiten des Meeres vorhanden wären, um die Anforderungen einer Exportroute zum Mittelmeer zu rechtfertigen. Aus kasachischer Sicht galt zudem die absolute Priorität weiterhin der zukünftigen Auslastung der im Bau befindlichen CPC. *„For us the priority route for oil transportation is the northern route, namely the Caspian Pipeline Consortium, the construction of which will be completed next year. We are going to transport the major por-*

⁴¹⁸ Vgl. Abdolvand, Behrooz: Die geoökonomischen Interessen der USA und deren Auswirkung auf die Neuverteilung der kaspischen Energieressourcen, Dissertationsschrift, Berlin, 2007, S. 21-22. Tatsächlich sprachen sich amerikanische Sicherheitsexperten bereits beim Treffen der NATO im September 1995 für eine Ausweitung der für den Persischen Golf geltenden amerikanischen Sicherheitsgarantien auch auf die kaspische Region aus. Begründet wurde dies mit den weitreichenden Interessen der USA in diesem Raum. Vgl. Blank, Stephen J.: The United States: Washington's New Frontier in the Transcaspian, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 249-273, hier S. 251; Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 215.

⁴¹⁹ Hierbei handelte es sich um die Einigung zwischen beiden Parteien über die Aufteilung der Transittarife. Ende des Jahres 1999 scheiterten die Verhandlungen noch daran, dass Georgien einen Tarif von 18 cts/b ablehnte. Aserbaidschan bot danach 3cts/b auf Kosten seines Tarifs an. Die genaue Aufteilung der Tarife wurde nicht veröffentlicht. Analytiker sprachen davon, dass Georgien zukünftig einen Transittarif von mindestens 20-21 cts/b erhalten sollte. (Tatsächlich betrug der Tarif im Jahr 2005 12 cts/b, stieg im Jahr 2006 auf 29 cts/b und im Jahr 2007 auf 0,41 cts/b). Die Höhe der Gesamtgebühr wurde mit 2,58 USD/b geplant. Vgl. Lukoil strikes huge oil reserves in Caspian, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 1.3.2000.

⁴²⁰ Vgl. Statement on the Legal Framework Agreement for the Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline, in: Public Papers of the President, 28.4.2000.

⁴²¹ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakhstan to use Baku-Ceyhan pipeline for Caspian oil, in: Agence France Presse, 8.4.2000; Kazakh leader supports Baku-Tbilisi-Ceyhan project, in: ITAR-TASS news agency, 7.4.2000.

*tion of our oil via this route.*⁴²² Im kurzfristigen Horizont wurde lediglich das Interesse an einer Steigerung kasachischer Transitvolumen in Richtung des georgischen Terminals Batumi von etwa 2,5 Mt auf 10 Mt/Jahr geäußert.⁴²³ Auch hierzu müssten jedoch zuerst die wirtschaftlichen Bedingungen der Aktau-Baku-Batumi-Tanker-Eisenbahnroute verbessert werden, die im Vergleich zu ähnlichen konzipierten Exportkanälen über Russland meist nicht konkurrenzfähig waren und Kazakhoil somit vorerst von der Ausweitung der Nutzung abschreckten.⁴²⁴ Die kasachische Seite leitete daraufhin Verhandlungen mit Aserbaidschan über die Senkung der Tarife ein.⁴²⁵

Wegen kontinuierlicher kasachischer Zurückhaltung bei der Erteilung konkreter Lieferzusagen bzw. dem Einstieg ins BTC-Projekt, wodurch der von aserbaidtschanischer Seite angestrebte Zeitplan der Umsetzung der Exportpipeline sowie die davon abhängige Entwicklung der ACG-Felder und die daraus resultierenden Renteneinnahmen bedroht wurden, sah sich die aserbaidtschanische Seite daraufhin zur Anpassung ihrer Position gezwungen. Entgegen der Auffassung westlicher Unternehmen sprachen nun Socar-Vertreter davon, dass Aserbaidschan grundsätzlich auch alleine fähig wäre, die Hauptexportpipeline auszulasten. Die Produktion im Land sollte nach ihren Projektionen im Jahr 2005 42 Mt und 2006 sogar 60 Mt erreichen.⁴²⁶ Außerhalb Aserbaidschans wurde der Optimismus zu dieser Zeit kaum geteilt. Nicht nur die US-Administration, sondern auch die türkische Regierung sprach weiterhin davon, dass die Pipeline ohne kasachisches Öl nicht wirtschaftlich wäre.⁴²⁷

Vor diesem Hintergrund warb die US-Außenministerin, M. Albright, im April während ihres Besuches in Astana weiter für konkrete Öllieferverpflichtungen, wobei symbolisch davon gesprochen wurde, dass das Projekt anschließend in Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan umbenannt werden sollte.⁴²⁸ Ähnlich setzte sich nur wenige Tage später auch der türkische Energieminister in Almaty für die Einspeisung kasachischen Öls in einem Umfang von 20-25 Mt/Jahr ein.⁴²⁹ Zur Untersuchung von Möglichkeiten der kurzfristigen Steigerung der Ölförderkapazitäten im Land, um den Beitritt zum Projekt noch vor der Entdeckung und Erschließung der Offshore-Vorkommen zu erlauben, erteilte die US-Regierung Kasachstan daraufhin eine Hilfszahlung in Höhe von 600.000 USD.⁴³⁰ Vertreter der US-Administration fanden sich zudem zumindest kurz- und mittelfristig ebenfalls damit ab, dass der Anschluss an Aserbaidschan nicht über eine Unterwasserpipeline erfolgen müsste, die (wie ursprünglich gefordert) parallel zum Bau des Baku-Tbilisi-Ceyhan-Abschnittes verlegt werden sollte, sondern dass die Öllieferungen bis zu einem Volumen von 20 Mt/Jahr per Tanker realisiert werden konnten.⁴³¹ Somit sollte

⁴²² Nurlan Balgimbajew, Präsident von Kazakhoil, zit. in: Kazakhstan not likely to transport oil via Azerbaijan, in: Turan news agency, 10.4.2000.

⁴²³ Vgl. Azeri and Kazakh leaders discuss oil, sign range of agreements, in: Turan news agency, 8.4.2000.

⁴²⁴ Vgl. Azeri proposal for Kazakh oil transit may not be profitable due to tax – agency, in: Sharg news agency, 28.4.2000.

⁴²⁵ Vgl. Kazakhstan not likely to transport oil via Azerbaijan, in: Turan news agency, 10.4.2000.

⁴²⁶ Vgl. Azeri parliament ratifies Baku-Ceyhan pipeline deal, in: Turan news agency, 26.5.2000.

⁴²⁷ Vgl. Cem: Turkey and Kazakhstan seeking ways to transport Kazakh oil via Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 13.6.2000.

⁴²⁸ Vgl. Albright visits Kazakhstan, in: IPR Strategic Business Information Database, 17.4.2000.

⁴²⁹ Vgl. Turkish minister speaks for Kazakh oil exports via Turkey, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.4.2000.

⁴³⁰ Aus den Mitteln sollte das Potenzial zur besseren Nutzung der nationalen Gasvorkommen untersucht werden. Eines der primären Ziele lag hier in der Steigerung der Effizienz bei der Verwertung von Begleitgas, das bis dahin zum großen Teil abgepackelt wurde. Durch eine effektivere Reinjizierung des Gases könnten Produktionssteigerungen auf bestehenden Vorkommen erreicht und Exportvolumen für die BTC gewonnen werden. Vgl. U.S. grants Kazakhstan \$600,000 to study natural gas strategy, in: Interfax Russian News, 26.4.2000.

⁴³¹ Vgl. Mr. Wolf: „The Region Possesses Enough Oil For MEP“, in: AssA-Irada, 6.6.2000.

die Blockadehaltung Russlands gegenüber transkaspischen Leitungen umgangen werden. Auch diese Initiativen zeigten jedoch auf die Position Astanas keine Auswirkungen. Als Reaktion auf die türkisch-amerikanischen Bemühungen sprach der Vizepräsident von KazTransOil während des Eurasian Economic Summits in Almaty Ende April lediglich davon, dass Kasachstan die Entscheidung zugunsten einer der zahlreichen Exportalternativen erst nach der Ausarbeitung und Auswertung entsprechender Machbarkeitsstudien treffen würde.⁴³²

Im Mai 2000 wurden schließlich erste Meldungen über positive Explorationsergebnisse auf der Offshore-Kashagan-Struktur bekannt. Obwohl die tatsächliche Größe der Reserven noch durch weitere zeitaufwendige Bohrungen bestätigt und die Erschließung des Feldes vom federführenden Konsortium als wirtschaftlich rentabel deklariert werden musste (dies erfolgte erst im Juni 2002), war dies aus Perspektive der US-Administration und der Befürworter der BTC der endgültige Beweis dafür, dass die zukünftige Auslastung der Leitung gewährleistet werden könnte. „If [the discovery] is confirmed, it would be a tremendously important boost to the Baku-Ceyhan pipeline.“⁴³³ Vor dem Hintergrund der (noch inoffiziellen) Bohrergebnisse auf dem Feld, das laut Nasarbajew Ölreserven von bis zu 50 Mrd. Barrel beinhalten sollte, zeichnete sich endlich das Bestehen einer ausreichenden Grundlage für die Speisung mehrerer großvolumiger Transportsysteme ab, was wiederum als Voraussetzung für die tatsächliche Ausübung der von der kasachischen Führung seit Langem propagierten multivektoriellen Exportpolitik betrachtet werden konnte.⁴³⁴ In der Tat wurden vom kasachischen Präsidenten im Juli großzügige Pläne bezüglich des künftigen Ausbaus von Exportrouten verkündet. Kasachstan müsste sich demnach „actively integrate“ in das BTC-Projekt, wobei nun auch die bis dahin wegen fehlender Reservenbasis und geringer Wirtschaftlichkeit verschobene Kasachstan-China-Pipeline aktiver vorangetrieben werden sollte. Hoffnungen wurden weiterhin auch mit der Entwicklung des südlichen Korridors in Richtung Iran verbunden, jedoch sollten auch weitere Routen über Russland wie z. B. das neue baltische Exportsystem von Transneft (BPS) in Anspruch genommen werden. Von Moskau verlangte Nasarbajew nun in erster Hinsicht den Abschluss eines langfristigen kasachisch-russischen Transitabkommens, das die alljährlichen Verhandlungen über die Höhe der Quoten ersetzen würde. Der rechtliche Rahmen sollte für kasachische Produzenten Planungssicherheit schaffen und die Transitbeziehungen transparenter und unabhängiger von politischen Launen gestalten. „We have to have certainty [concerning the Russian route]. If not, Kazakhstan will have to look for alternative routes.“⁴³⁵

Die neuen Reserven eröffneten Astana die Möglichkeiten zum besseren außenpolitischen Manövrieren gegenüber Russland (Balancing-Strategie), da sie für Moskau nicht nur den kasachischen Bedarf an neuen Transportkapazitäten offensichtlich machten, sondern auch die Entwicklung kostspieliger neuer Konkurrenzprojekte rechtfertigten. Die kasachische Einstellung gegenüber Russland war jedoch keinesfalls konfrontativ. Das Streben nach Diversifizierung sollte aus kasachischer Sicht gänzlich

⁴³² Vgl. Kazakhstan to study all possible routes of oil export, in: Interfax Russian News, 28.4.2000.

⁴³³ John Wolf, US-Energiesekretär, zit. in: Ottaway, David B.: Vast Caspian Oil Field Found; Discovery May Spur U.S.-Russia Pipeline Rivalry, in: The Washington Post, S. 1, 16.5.2000.

⁴³⁴ Die Onshore-Vorkommen sollten laut geltenden kasachischen Projektionen eine Produktionsrate von etwa 80 Mt/Jahr erlauben. Nach der Deckung des Binnenbedarfs (etwa 10 Mt/Jahr) und der Auslastung russischer Routen – CPC (52,5 Mt/Jahr), Atyrau-Samara-Pipeline (15 Mt/Jahr), Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline (ca. 2,5/Jahr) – würden somit im Prinzip keine freien Exportvolumen zur Verfügung stehen. Die Ausübung einer multivektoriellen Pipelinepolitik, bzw. die Entwicklung zusätzlicher Exportalternativen könnte somit nur schwer allein durch die Onshore-Reservenbasis des Landes begründet werden.

⁴³⁵ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakhstan considers export routes after oil find on Caspian shelf, in: Interfax Russian News, 6.7.2000.

im Einklang mit der pragmatischen Einstellung ihrer Infrastrukturpolitik und unter Berücksichtigung bestehender geopolitischer Rahmenbedingungen erfolgen und daher auch durch eine weitere Vertiefung der Kooperation mit Russland begleitet werden. Nicht nur, dass durch russische Pipelines zukünftig in absoluten Zahlen erheblich mehr kasachisches Öl transportiert werden sollte, die angestrebte langfristige Vereinbarung würde neben der Erhöhung der Planungssicherheit für Kasachstan im Grunde auch die bestehenden Abhängigkeitsstrukturen fixieren. Obwohl Astana in Ergänzung zu russischen Optionen auch neue Exportwege eröffnen wollte, sollte der Status Russlands als bevorzugter bzw. größter Transportkorridor grundsätzlich aufrechterhalten bleiben, zumindest solange Moskau hierzu selbst bereit wäre. Die kasachische Forderung nach dem Abschluss des langfristigen Transitabkommens bedeute daher im Prinzip nichts anderes, als dass der Umfang der Ölvolumen, die zukünftig an Russland vorbei auf den Weltmarkt gelangen würde, von der Bereitschaft des Landes zum Ausbau von Transportkapazitäten und der Verbesserung der Transitbedingungen abhängig gemacht wurde. Dies reflektierte abermals den Bandwagoning-Ansatz der kasachischen Außenpolitik gegenüber seinem nördlichen Nachbarn.

Vor diesem Hintergrund bestätigte zwar Nasarbajew beim Treffen mit dem US-Energiesekretär, Richardson, Ende August, dass sich sein Land an der Nutzung der BTC-Pipeline beteiligen möchte, er nannte jedoch keine konkreten Zahlen und bekräftigte lediglich, dass Tengiz-Öl über die CPC exportiert würde.⁴³⁶ Ähnlich äußerte sich der Präsident auch beim Treffen mit seinem türkischen Amtskollegen, Necdet Sezer, Ende September. Zugesagt wurde vorerst nur, dass technische Untersuchungen bezüglich der Möglichkeiten zur kasachischen Integration in das Projekt beschleunigt würden.⁴³⁷ Konkrete, wenn auch unverbindliche Zahlen wurden weiterhin lediglich hinsichtlich der Absichten zur Inanspruchnahme der Aktau-Baku-Georgien-Route genannt, wo man künftig bis zu 10 Mt/Jahr exportieren wollte.⁴³⁸

4.5.12 Die EU hält sich aus dem kaspischen Ölpipelinepoker raus

Auch die seit der Unterzeichnung der gemeinsamen US-EU-Deklaration über die Bedeutung multipler Pipelines für die kaspischen Region (Mai 1998) kontinuierlich verlaufenden amerikanischen Bemühungen, die EU stärker in den Prozess der regionalen Exportroutendiversifizierung und insbesondere den Bau der BTC einzuschalten, zeigten keine nennenswerten Erfolge. Die Europäische Kommission konnte dabei aufgrund der fehlenden primärrechtlichen Kompetenzzuteilung und der divergierenden nationalstaatlichen Auffassungen im Bereich der Energieaußenpolitik ohnehin kaum eine aktive Rolle übernehmen. Dies spiegelte sich im besonderen Ausmaß im Grünbuch aus dem Jahr 2000 wider, wo im Bereich der Maßnahmen zur Steigerung der europäischen Versorgungssicherheit von ihr primär die interne Nachfrageseite fokussiert wurde. Darüber hinaus wurden Initiativen zur besseren Koordination und zum Ausbau von Reservemechanismen (Öl und Ölprodukte), wie auch die Ausweitung erneuerbarer Energien, aber auch der Atomkraft vorgeschlagen.⁴³⁹ Entscheidend in Bezug auf die

⁴³⁶ Vgl. Kazakh president confirms Astana's plans to participate in Baku-Ceyhan oil project, in: Interfax Russian News, 29.8.2000.

⁴³⁷ Vgl. Zaman, Amberin: Kazakh Leader Reiterates Support For Line To Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 187, S. 2, 28.9.2000.

⁴³⁸ Vgl. Kazakhstan may export up to 10 mln tonnes of oil on Trans-Caucasian route, in: Interfax Russian News, 22.9.2000.

⁴³⁹ Zu den Maßnahmen auf der Nachfrageseite gehörten u. a. die Vollendung des Binnenmarktes, Energiebesteuerung, Energieeinsparungen, Einführung neuer Technologien. Vgl. European Commission: Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply, COM(2000)769, 2000, Brussels, S. 68-73; European Commission: Communication: The European Union's oil supply, COM(2000)631, Brussels, 2000.

mangelnde Unterstützung der regionalen Infrastrukturziele Washingtons war auch, dass sich die Vorstellungen der Kommission und zahlreicher Mitgliedstaaten über die außenpolitischen Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit der Union deutlich von den strategischen Interessen der USA unterschieden. Obwohl die Notwendigkeit der weiteren Diversifizierung von Bezugsländern von der Kommission durchaus anerkannt wurde, schien das Hauptinstrument, das die langfristig sichere und preisgünstige Versorgung der EU mit importierten Energieträgern am besten gewährleisten sollte, im Ausbau und Vertiefen der Kooperation mit bestehenden großen Lieferanten, insbesondere Russland, zu bestehen. Aus der Perspektive der Kommission, aber auch der meisten Mitgliedstaaten war es nicht die lange und auch in Zeiten großer wirtschaftlicher und politischer Umbrüche stabile Lieferbeziehung mit Moskau, sondern viel mehr die Abhängigkeit vom instabilen Nahen Osten, die mit strategischen Herausforderungen verbunden war. Es war somit nicht die von Washington geforderte Verringerung der europäischen Abhängigkeit von Russland, sondern deren Vertiefung in Richtung einer weitreichenden Gegenseitigkeit bzw. Interdependenz, die aus (west-)europäischer Sicht zu mehr Sicherheit beitragen sollte. Vor diesem Hintergrund wurden im Verlauf des Jahres 2000 mehrere Schritte unternommen, die eine Intensivierung der Energiezusammenarbeit mit Russland ermöglichen und die Beziehungen pragmatischer und transparenter gestalten sollten.⁴⁴⁰ Aufgrund vorhandener Marktstrukturen spielte dabei die Versorgungssicherheit bei Erdöl aus europäischer Sicht eine deutlich geringere Rolle als bei Erdgas und fand daher im Umgang mit Russland kaum Beachtung. Im September rief der Präsident der Europäischen Kommission, R. Prodi, den sog. Prodi-Plan aus, der die Verdopplung der Gasimporte aus dem Land bis zum Jahr 2020 auf 240 Mrd. m³ vorsah. Im Oktober wurde während des EU-Russland-Summits in Paris offiziell die Idee des EU-Russland-Energiedialoges präsentiert. Dieser Vorstoß war aus europäischer Sicht notwendig, denn er reagierte auf den mangelnden Fortschritt bei der Integration Russlands in die Strukturen des Energiecharta-Vertrages.⁴⁴¹ Die europäischen Initiativen beschränkten sich jedoch nicht nur auf die politische Ebene, sondern nahmen auch praktische Gestalt an. Im Verlauf des Jahres wurde das Vorhaben zum Bau der Ostsee-Erdgaspipeline (North Stream), die unter Umgehung osteuropäischer Transitländer eine direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland schaffen sollte, von der Kommission als vorrangiges Energieprojekt bewertet, das zur Sicherung der EU-Gasversorgung beitragen sollte. Den gesamteuropäischen Beitrag bestätigte auch die Tatsache, dass die Leitung den Status eines Transeuropäischen Energienetzes (TEN-E) erhielt.⁴⁴²

Die angestrebte Vertiefung der bilateralen Kooperation in Richtung einer Energiepartnerschaft sollte aus europäischer Perspektive eine klare geopolitische und geoökonomische Zielsetzung verfolgen und eine Alternative zur maritimen Versorgung aus dem Nahen Osten darstellen. *„Der Energiedialog ... fußt auf der Erkenntnis, dass der europäische Kontinent als große geopolitische Zone wirtschaftlich, historisch und kulturell eng verbunden ist, und dass es angezeigt ist, in Zukunft die Komplementarität im Energiesektor zwischen dem Osten und dem Westen des Kontinents dauerhaft ins rechte Licht zu*

⁴⁴⁰ Während des EU-Rates in Feira kam es daher in Bezug auf Russland zur Entkopplung der politischen Konditionalität und der wirtschaftlichen Zusammenarbeit. Darüber hinaus kam es zur Restrukturierung des Tacis-Programmes, sodass dieses besser die Initiativen der EU-Russland-Summits, des EU-Russland-Kooperationskomitees und der Subkomitees unterstützen konnte.

⁴⁴¹ Vgl. Westphal, Kirsten: Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Wither Europe? In: Internationale Politik und Gesellschaft, 4/2006, S. 44-62, hier S. 56.

⁴⁴² Die volle Kapazität der Pipeline soll 55 Mrd. m³/Jahr betragen (zwei Stränge mit jeweils 27,5 Mrd. m³). Die Inbetriebnahme des ersten Stranges erfolgte im November 2011. Vgl. Raabe, Stephan: Der Streit um die Ostsee-Gaspipeline. Bedrohung oder notwendiges Versorgungsprojekt? Rapporte der Konrad-Adenauer-Stiftung Nr. 14, 2009, S. 9.

setzen. Die Russische Föderation ist nicht nur unser wichtigster Lieferant für fossile Energien und Uran, sondern könnte gleichzeitig eine beschwichtigende Rolle auf dem Weltmarkt spielen, da sie in gewisser Hinsicht die vielversprechendste und geografisch nächstliegende Alternative zur Energieversorgung Europas aus dem Mittleren Osten darstellt.⁴⁴³ Vor diesem Hintergrund stand die von der Kommission verfolgte engere Zusammenarbeit mit Russland nicht nur einfach im Widerspruch zu den Zielsetzungen der für Europa bestimmten US-Energieaußenpolitik, sie stellte auch eine strategische Herausforderung für die bereits von Brzezinski definierten Interessen der amerikanischen Ordnungspolitik auf dem gesamten eurasischen Kontinent dar. Diese sind hauptsächlich auf die Einkreisung und Eindämmung Russlands ausgerichtet, wobei gleichzeitig die Rolle der USA als Sicherheitsgarant für den „demokratischen Brückenkopf“ (Europa) aufrechterhalten bleiben soll. Letzteres ist jedoch nur solange von Bedeutung, solange Russland als potenzielle Gefahrenquelle wahrgenommen und nicht in kooperativen Strukturen „gezähmt“ wird. Europa übernimmt dabei in der amerikanischen Strategie nicht nur die Rolle eines Ankers für den politischen Einfluss und die militärische Macht der USA auf dem eurasischen Kontinent – der geopolitisch wichtigsten Schaubühne der Welt –, es soll langfristig auch zum „Eckpfeiler einer unter amerikanischer Schirmherrschaft stehenden größeren eurasischen Sicherheits- und Kooperationsstruktur werden“.⁴⁴⁴

Gleichzeitig spiegelte sich in den Überlegungen der Kommission auch der auf klassische geopolitische Denkmuster zurückzuführende Widerspruch zwischen kontinentalen und maritimen Versorgungsoptionen wider. Dieser beruht auf der durch die angelsächsische Schule der Geopolitik geprägten Unterscheidung zwischen Land- und Seemächten und den damit einhergehenden divergierenden Methoden zur Machtprojektion und Einflussicherung. Gerade die USA stellen dabei aus geopolitischer Sicht die Seemacht *par excellence* dar und gründen ihr globales Machtssystem, das neben der Eindämmung potenzieller Gegner sowohl die Unterstützung als auch die Kontrolle ihrer Partner und Verbündeten einschließt, u. a. auf der Überwachung weltweiter See- und Handelswege. Der Kontinuität der Energieversorgung bzw. der Möglichkeit, diese jederzeit unterbrechen zu können, kommt hierbei eine zentrale Rolle zu.⁴⁴⁵ „In the current unipolar military order, the US has the option to induce scarcity for allies, competitors, and enemies alike by interdicting maritime transport of oil and gas. However, that option is available only after oil and gas have been brought to ship from the territory where it is extracted. America, by creating an extension of the country's defense perimeter into the heartland of energy-supply, is equipping itself with the capacity to induce structural scarcity for contenders by diverting flows on land. This is the topic of pipeline diplomacy.“⁴⁴⁶ Eine Vertiefung der kontinentalen (d. h. europäisch-russischen) Zusammenarbeit würde demnach automatisch zur Sen-

⁴⁴³ Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Der Energiedialog zwischen der Europäischen Union und der Russischen Föderation von 2000-2004, KOM(2004)777, Brüssel, 13.12.2004.

⁴⁴⁴ Brzezinski, Zbigniew: Die einzige Weltmacht: Amerikas Strategie der Vorherrschaft. Frankfurt am Main: Fischer Taschenbuch Verlag GmbH, 1999, S. 91.

⁴⁴⁵ Die Unterscheidung zwischen Land- und Seemacht, die auf systemischer Ebene im Wettbewerb um die globale Vorherrschaft stehen, wurde erstmalig von Alfred T. Mahan ausgearbeitet. Sie stellt einen Grundpfeiler der angelsächsischen Geopolitik dar, die später u. a. von A. Mackinder und N. Spykman weiterentwickelt wurde. Wichtig für das Machtpotential einer Seemacht ist nicht nur die Stärke ihrer Kriegsmarine, sondern auch die Größe ihrer Handelsflotte sowie die Anzahl und Position von maritimen Stützpunkten. Hierzu siehe z. B. Mahan, Alfred T.: The interest of America in sea power, present and future, Port Washington: Reissue, 1970.

⁴⁴⁶ Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk: Caspian Energy: Oil and Gas Resources and the Global Market, in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 77- 92, hier S. 81.

kung der amerikanischen Einflussmöglichkeiten beitragen und lag somit aus geopolitischer und geökonomischer Perspektive nicht im Interesse Washingtons.

Ungeachtet der tatsächlichen geopolitischen Ziele der EU blieben die einzelnen Mitgliedsstaaten aufgrund der bestehenden primärrechtlichen Lage und der strategischen Bedeutung der Energieversorgung für nationale Sicherheit und wirtschaftlichen Wohlstand weiterhin die Hauptakteure der europäischen Energiepolitik, sodass die Kommission insbesondere im energieaußenpolitischen Bereich kaum eigenständig handeln konnte. Dies spiegelte sich exemplarisch im neu eingeleiteten Energie-dialog mit Russland wider, der in der Folgezeit weitgehend einen technischen Charakter annahm, wobei die Vertiefung der Energiebeziehungen in Form der Entwicklung konkreter Projekte weiterhin auf bilateraler nationalstaatlicher Ebene erfolgte.⁴⁴⁷ Der Baku-Ceyhan-Prozess musste vor dem hier geschilderten Hintergrund daher auch weiterhin ohne eine aktive Beteiligung der EU vorangetrieben werden.

4.5.13 Der BTC-Prozess schreitet trotz offizieller kasachischer Zurückhaltung voran

Parallel zum Werben der US-Administration um Kasachstan wurden von der aserbaidjanischen Regierung Initiativen ergriffen, um interessierte Ölunternehmen im Rahmen einer „sponsor group“, die den Bau der BTC finanzieren und diese später auslasten würde, zu integrieren. Das kurz zuvor geäußerte Selbstbewusstsein hinsichtlich der Fähigkeit, die Hauptexportroute auch ausschließlich aus einheimischer Produktion füllen zu können, schien jedoch deutliche Risse zu erhalten. Die Reservenbasis der BTC in Aserbaidschan verringerte sich, als Lukoil ankündigte, seinen Produktionsanteil aus dem ACG-Projekt (10 Prozent; 80.000 b/d) über die nördliche Route nach Noworossijsk exportieren zu wollen.⁴⁴⁸ Ähnlich signalisierte im September auch ExxonMobile (8 Prozent am AIOC) seine Abneigung zur Teilnahme an dem Exportprojekt, was einige Analytiker bereits dazu bewegte, die Umsetzbarkeit der Leitung gänzlich in Frage zu stellen.⁴⁴⁹ Vor diesem Hintergrund blieb eine möglichst frühe kasachische Teilnahme an der BTC weiterhin sehr begehrt. Die US-Administration versuchte im Rahmen des Prozesses zur Formung der „sponsor group“ daher ihren Druck auf das Land weiter aufrecht zu erhalten und feste Lieferzusagen zu gewinnen. Während der „KIOGE 2000“-Konferenz in Astana sprach sich der US-Sonderbeauftragte für die kaspische Region für eine möglichst aktive Beteiligung Kasachstans an dem Projekt aus, wobei er damit Argumentierte, dass sich Astana somit Mitspracherechte bei allen relevanten Entscheidungen sichern würde. *„The question is not whether there will be a Baku-Ceyhan pipeline, but whether Kazakhstan will play a leading role in the project. ... Joining up now means having a voice in deciding the design and tariffs for the Baku-Ceyhan system.“*⁴⁵⁰

Das Werben um Kasachstan blieb von Kreml nicht unbeachtet. Nur wenige Tage später kam es zum Besuch von Putin in Astana, bei dem auch die Frage des kasachischen Öltransits über das Transneft-

⁴⁴⁷ Vgl. Romanova, Tatiana: Energy Dialogue from Strategic Partnership to the Regional Level of the Northern Dimension, in: Aalto, Pami (ed.): The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security, Cornwall: MPG Books Ltd, 2008, S. 63-92, hier S. 65, 66; Westphal, Kirsten: Germany and the EU-Russia Energy Dialogue, in: ebenda, S. 93-118, hier S. 98.

⁴⁴⁸ Vgl. New Caspian MEP Concern, in: Hart's E & P Daily, 10.7.2000.

⁴⁴⁹ Wood Mackenzie berechnete, dass die für die BTC verbleibende Reservenbasis der ACG-Felder, nach Abzug von Lukoil und ExxonMobile sowie der für die Auslastung der Baku-Supsa-Pipeline benötigten Volumen, lediglich 2,5 Mrd. Barrel statt der benötigten 6 Mrd. Barrel betrug. Vgl. Norman, James/Useinov, Arif: Dream of Baku-Ceyhan line fading away, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 191, S. 1, 4.10.2000; Snieckus, D. V.: Caspian's back to the future, in: Oil & Gas Journal, S. 39, 16.10.2000.

⁴⁵⁰ John Wolf, US-Sonderbeauftragter für die kaspische Region, zit. in: US envoy urges Kazakhstan to join Washington-backed pipeline, in: Associated Press Worldstream, 4.10.2000; Gorst, Isabel: Kazakh crude exports on agenda for Putin visit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 192, S. 1, 5.10.2000.

System besprochen wurde. Die kasachische Seite beantragte in diesem Zusammenhang eine Erhöhung der Transportquote auf 15 Mt/Jahr, der der russische Präsident ohne Zögern zustimmte. Die am selben Tag (10. Oktober 2000) erfolgte Unterzeichnung des Abkommens zur Gründung der *Eurasian Economic Community* zwischen Russland, Weißrussland, Kasachstan, Kirgistan und Tadschikistan, die zur Steigerung des gegenseitigen Handels zwischen den beteiligten Ländern beitragen sollte, bekräftigte zusätzlich das bereits beschriebene gewachsene russische Interesse an der Region.⁴⁵¹ Eine Vertiefung der wirtschaftlichen Zusammenarbeit sollte aus russischer Sicht als integrativer Faktor regionaler Beziehungen dienen, deren Gravitationszentrum in Moskau liegen würde. Nur einen Tag später kam es in Bischkek auch zum Treffen der Mitglieder des 1992 gegründeten Vertrages für kollektive Sicherheit⁴⁵², eines aus den GUS-Strukturen hervorgegangenen losen militärischen Sicherheitsbündnisses, das jedoch bis dahin keine nennenswerten Aktivitäten aufwies. In dessen Rahmen wurde die Gründung einer schnellen militärischen Eingreiftruppe beschlossen, die gegen externe Aggressionen und interne Unruhen eingesetzt werden sollte, wobei der Fokus auf den Kampf gegen terroristische Gruppierungen gerichtet war. Hiermit sollte u. a. der gestiegenen Gefahr nach der Machtkonsolidierung des Taliban-Regimes in Afghanistan Rechnung getragen werden. Russland sicherte seinen Verbündeten darüber hinaus die Lieferung militärischer Güter zu denselben Vorzugspreisen zu, zu denen diese von der russischen Armee bezogen wurden.⁴⁵³ Der Versuch der Revitalisierung der zuvor inaktiven Organisation war u. a. eine Reaktion auf die amerikanischen militärischen Kooperationsbestrebungen im Raum des ehemaligen Ostblocks (NATO-Osterweiterung) bzw. auf dem Territorium der früheren UdSSR („Partnership for Peace“). Im Kampf gegen die zunehmende geopolitische Penetration seines „nahen Auslands“ durch die USA setzte somit Russland auf eine breite Palette von Instrumenten, die neben denen der *harten* auch die der *weichen* Geopolitik einschlossen.⁴⁵⁴ Die Rohstoffexportpolitik wurde in diesem Zusammenhang als integraler Bestandteil der regionalen Machtpolitik beider Akteure verstanden.

Der Prozess um die aserbaidzhanische Hauptexportroute gewann jedoch trotz russischer Bestrebungen, Kasachstan fern zu halten, weiterhin an Dynamik. Mitte Oktober wurden zwischen Regierungsvertretern Aserbaidzschans, Georgiens und der Türkei und einer Gruppe internationaler Unternehmen Verträge zur Gründung der BTC-„sponsor group“⁴⁵⁵ unterzeichnet, die in den anschließen-

⁴⁵¹ Der Vertrag war die Fortsetzung des im Februar 1999 zwischen Russland, Kasachstan, Kirgistan und Weißrussland unterzeichneten Abkommens über die Gründung einer Zollunion und eines Gemeinsamen Wirtschaftsraumes. Vgl. Shermatova, Sanobar: Putin building up integration with Kazakhstan, Kirgizia, in: *Moscow News*, No. 41, 18.10.2000.

⁴⁵² Der Vertrag für kollektive Sicherheit wurde am 15. Mai 1992 von Armenien, Russland, Kasachstan, Kirgistan, Usbekistan und Tadschikistan unterzeichnet. Im Verlauf des folgenden Jahres traten ihm auch Aserbaidzchan, Georgien und Weißrussland bei. Das Abkommen trat am 20. April 1994 in Kraft und sollte eine Laufzeit von fünf Jahren besitzen. Am 2. April 1999 kam es zur Verlängerung des Vertrages, jedoch nur durch Armenien, Kasachstan, Kirgistan, Russland, Tadschikistan und Weißrussland. Vgl. Kazantsev, Andrei: Russian Policy in Central Asia and the Caspian Sea Region, in: *Europe-Asia Studies*, Vol. 60, Issue 6, 2008, S. 1073-88, hier S. 1077.

⁴⁵³ Dies entsprach etwa der Hälfte des Verkaufspreises auf dem internationalen Markt. Vgl. Closing ranks, in: *The Hindu*, 22.10.2000; Halbach, Uwe: Der „nicht mehr postsowjetische“ Raum? Russland in der Wahrnehmung kaukasischer und zentralasiatischer Staaten vor und nach dem 11. September, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2002, S. 18.

⁴⁵⁴ Zur *harten* und *weichen* Geopolitik siehe auch Kapitel I Fn 157 und Kapitel II Fn 90.

⁴⁵⁵ Die Teilnehmer der Gruppe waren: BP (25,41 Prozent), Delta Hess (1,25 Prozent), Itochu (2,92 Prozent), Ramco (1,55 Prozent), Socar (50 Prozent), Statoil (6,37 Prozent), TPAO (5,02 Prozent), Unocal (7,48 Prozent). Bis auf Ramco stellten alle Unternehmen Mitglieder des AIOC-Konsortiums dar. Die verbleibenden Partner im AIOC Devon (früher Pennzoil; 5,6 Prozent), ExxonMobile (8 Prozent) und Lukoil (10 Prozent) traten der Sponsorengruppe nicht bei. Der Eintritt weiterer Unternehmen sollte auf Kosten der Anteile von Socar erfolgen. Die Kos-

den Monaten Machbarkeitsstudien für die Leitung erstellen sollte. Die Mitgliedschaft stand auch weiteren Produzenten offen, wobei die Gruppe vorerst ausschließlich zur Finanzierung der Dokumentations- und Untersuchungsarbeiten, nicht jedoch der darauffolgenden Bauphase verpflichtet war.⁴⁵⁶ Durch die Unterzeichnung des Vertrages wurde zudem nicht die Realisierung einer alternativen Route ausgeschlossen, da sich die Sponsoren vorerst das Recht vorbehielten, parallel auch andere Exportoptionen evaluieren zu können.⁴⁵⁷ Kasachstan oder die im Land tätigen Unternehmen beteiligten sich zu diesem Zeitpunkt nicht an der Formung der Gruppe. Baku pochte vor diesem Hintergrund weiterhin darauf, dass kasachisches Öl zwar die Wirtschaftlichkeit der Pipeline steigern, jedoch keinesfalls deren Voraussetzung darstellen würde, da Aserbaidschan selbst genügend Öl besäße. „*Kazakhstan is trying to spread the word that without its oil, the Baku-Ceyhan pipeline is inefficient, I fully reject this.*“⁴⁵⁸ Ob die aserbaidsschanischen Bekundungen jedoch auch ausreichend für potenzielle Projektgeldgeber sein würden, blieb fraglich. Der aserbaidsschanische Präsident, Alijew, wandte sich daher in einem Brief an Clinton und forderte ihn zur Stärkung diplomatischer Bemühungen gegenüber Kasachstan auf, die auch eine intensivere Lobbyarbeit großer amerikanischer Unternehmen einschließen sollten.⁴⁵⁹ Als Reaktion auf die kasachische Zurückhaltung übernahm mittlerweile auch die US-Administration die Auffassung von Baku, wonach die BTC grundsätzlich auch allein mit aserbaidsschanischem Öl wirtschaftlich sein könnte. „*It is understood that Azerbaijani oil reserves will be sufficient for the Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline but if it were upgraded to be Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan, it would increase the economic contributions to the pipeline as well as its profits.*“⁴⁶⁰ Der Wandel in der Einstellung war notwendig, da das Warten auf Zusagen aus Kasachstan, die frühestens nach der Anerkennung der Wirtschaftlichkeit des Kashagan-Feldes erfolgen konnten, die aserbaidsschanischen Produktions- und Exportpläne gefährden würde. Gleichzeitig rechnete man in Washington wahrscheinlich ebenfalls damit, dass das Voranschreiten des Pipelineprozesses Tatsachen schaffen würde, die kasachische Exporteure aufgrund der hohen Investitionskosten für die Entwicklung einer eigenen Exportverbindung zum Beitritt zur BTC motivieren würden. Die US-Administration bekräftigte zudem wiederholt, dass die Pipeline weitaus mehr als ein reines Exportinfrastrukturprojekt für Aserbaidschan wäre. Der US-Sonderbeauftragte für die kaspische Region sprach während einer Konferenz in

ten für den Beitritt entsprachen dem Anteil an der Finanzierung der Machbarkeitsstudie für die BTC. In der Folgezeit kam es zu mehreren Veränderungen der Anteilsverteilung an der Sponsorgruppe. Zum Beispiel trat Devon dem Konsortium bei, indem es einen Teil der Ramco-Anteile erwarb (0,6 Prozent), gleichzeitig erweiterten Unocal (auf 7,65 Prozent) und Delta Hess (auf 2,03 Prozent) ihre Beteiligung durch den Kauf der verbleibenden Anteile von Ramco, das die Gruppe verließ. Devon trat aus dem Konsortium im Juni 2001 aus. Vgl. Demirmen, Ferruh: Baku-Tbilisi-Ceyhan: Project enters new phase in the wake of oil company obfuscation, maneuvering and jockeying, in: Turkish Daily news, 19.10.2000.

⁴⁵⁶ Die Untersuchungen wurden Anfang Dezember begonnen, sollten 18 Monate dauern und insgesamt 136 Mio. USD beanspruchen. Die Basisuntersuchungen sollten sechs Monate dauern und 26 Mio. USD kosten. Diese sollten die kommerzielle Realisierbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Projektes ermitteln. Im Falle positiver Ergebnisse sollten detaillierte Studien folgen, die zwölf Monate dauern und weitere 110 Mio. USD kosten sollten. Vgl. ebenda; USA seeks Kazakh participation in Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 13.12.2000.

⁴⁵⁷ Vgl. Rasizade, Alec: The mythology of munificent Caspian bonanza and its concomitant pipeline geopolitics, in: Central Asian Survey, Vol. 21, No. 1, 2002, S. 37-54, hier S. 41.

⁴⁵⁸ Natic Alijew, Präsident von Socar, zit. in: Azerbaijan says Kazakh oil not necessary for US-Backed pipeline, in: Turkish Daily News, 25.10.2000.

⁴⁵⁹ Vgl. Azeri president calls on US to attract Kazakhstan to Baku-Ceyhan pipeline, in: Turan news agency, 10.11.2000.

⁴⁶⁰ John Wolf, US-Sonderbeauftragter für die kaspische Region, zit. in: Wolf: Azerbaijani oil reserves sufficient for Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 11.11.2000.

Baku Anfang November erneut davon, dass die Teilnahme Kasachstans aus geopolitischer Hinsicht bedeutend wäre, weil somit ein Beitrag zur Stabilität und westlich ausgerichteten Integration Zentralasiens geleistet würde.⁴⁶¹ Der ehemalige präsidentale Sicherheitsberater, Z. Brzezinski, schloss sich ihm an. Er sah in der BTC ein Instrument, das den geoökonomischen Anschluss der kaspischen Region an den „Westen“ gewährleisten sollte. *„Getting assured access to the region would be a major asset for the West.“*⁴⁶²

Vor dem geschilderten Hintergrund kam es Anfang Dezember zu „politischen Konsultationen“ zwischen kasachischen und amerikanischen Vertretern über die Steigerung der Zusammenarbeit beim Transport kasachischen Öls nach Baku. Wegen kasachischer Rücksichtnahme auf den russischen Widerstand gegen Unterwasserpipelines wurde dabei vor allem die Möglichkeit des transkaspischen Tankertransports besprochen. Hierzu sollte es zum Ausbau der Transportanlagen in der Aktau-Region sowie der Ausbildung von kasachischen Schiffsbesatzungen kommen. In parallelen Gesprächen zwischen der EBRD und dem kasachischen Transportministerium wurde ein Memorandum über die Unterstützung der Entwicklung der kasachischen maritimen Transportinfrastruktur unterzeichnet. Die Bank plante im kommenden Jahr u. a. 20 Mio. USD für die Modernisierung des Hafens Aktau zur Verfügung zu stellen.⁴⁶³ Kasachstan deklarierte zwar in den Gesprächen wiederholt großes Interesse am BTC-Projekt, weigerte sich jedoch weiterhin, sich auf eine Teilnahme festzulegen.⁴⁶⁴ Die US-Administration reduzierte dabei sogar die Erwartungen bezüglich der kasachischen Einspeisung. Die neue Sonderbeauftragte für die Region, Elisabeth Jones, sprach während ihres Besuches in Kasachstan Mitte Dezember davon, dass die kasachische Transportquote lediglich 10 Mt/Jahr betragen könnte (statt ursprünglich geforderten 20-25 Mt), da Aserbaidschan 80 Prozent der 50 Mt/Jahr-Kapazität selbst füllen würde.⁴⁶⁵ Dies entsprach grundsätzlich der Menge, die Astana zukünftig ohnehin auf der Baku-Batumi-Route transportieren wollte und unabhängig von der noch unsicheren Produktionsentwicklung der Offshore-Vorkommen kalkuliert hatte.⁴⁶⁶

Trotz der amerikanischen Lobby-Arbeit und den vorgelegten Kompromissvorschlägen weigerte sich Kasachstan jedoch nicht nur, Zusagen zugunsten der BTC auszusprechen, sondern unterstützte auch Initiativen, die gänzlich gegen die US-Interessen verstießen. Die kasachische Regierung unternahm nämlich in Einklang mit ihren früheren Ankündigungen auch Schritte zur Formung einer Unternehmensgruppe, welche die südliche Route über den Iran untersuchen bzw. möglicherweise auch entwickeln sollte. Pragmatisch betrachtet galt diese weiterhin als kostengünstigste Exportalternative und würde Kasachstan anders als die BTC die Erschließung gänzlich neuer Märkte erlauben. Hierbei wurde von kasachischer Seite vorgeschlagen, ein ähnliches Model anzuwenden wie im Falle des CPC. Die beteiligten Staaten (Kasachstan, Turkmenistan, Iran) würden demnach 50 Prozent der Anteile erhalten, die verbleibenden 50 Prozent würden an die Unternehmen verteilt, die im Gegenzug 100 Pro-

⁴⁶¹ Vgl. US calls for Kazakhstan's inclusion in Ceyhan pipeline project, in: ITAR-TASS news agency, 9.11.2000.

⁴⁶² Zit. in: Fitchett, Joseph: Caspian Find Make a Reality of Pipeline to Turkey, in: International Herald Tribune, S. 22, 15.11.2000.

⁴⁶³ Vgl. European bank to fund development of transport sector, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.12.2000.

⁴⁶⁴ Stephen Sestanovich, Berater des US-Energiesekrätars, sprach lediglich davon, dass die US-Delegation *„liked the level of interest“*, den die kasachische Seite am Baku-Ceyhan-Projekt zeigte. Vgl. Kazakhstan, USA discuss Kazakh Caspian oil transport, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.12.2000.

⁴⁶⁵ Vgl. US adviser lobbies for US-backed oil link from Kazakhstan to Turkey, in: Agence France Presse, 13.12.2000.

⁴⁶⁶ Vgl. Aktau-Baku-Ceyhan project discussed by Kazakh president, U.S. presidential advisor on Caspian energy, in: Interfax Russian News, 13.12.2000.

zent der Baukosten tragen sollten. Verhandlungen bezüglich der Durchführung entsprechender Machbarkeitsstudien wurden bereits mit Total, Agip und BG geführt, den Mitgliedern des OKIOC-Konsortiums, welches das Kashagan-Feld entwickelte.⁴⁶⁷ Aus kasachischer Sicht sollte dabei die endgültige Entscheidung über die Exportroute für das Feld auf der Grundlage des Vergleiches kommerzieller Kriterien verschiedener Transportoptionen von den Produzenten selbst getroffen und nicht von politischer Ebene oktroyiert werden.

Anfang 2001 wurde die vor einem Jahr von Shell, Mobil, Chevron und Kazakhoil in Auftrag gegebene Studie zum Bau eines transkaspischen Transportsystems vorgelegt. Die Ergebnisse stellten zwei Beförderungsoptionen vor. Die erste, die als kurzfristiges Konzept betrachtet wurde, sah die Nutzung bestehender Hafenanlagen in Kasachstan (Aktau), Aserbaidshans und Russland vor und würde den Export von etwa 12 Mt/Jahr ermöglichen. Die zweite, langfristige, stellte den Bau eines gänzlich neuen Pipelinesystems von Kasachstan unter dem Kaspischen Meer nach Aserbaidshans mit Anschluss an die BTC dar. Die Pipeline von Kasachstan nach Ceyhan sollte 2.325 km lang sein und 3,613 Mrd. USD kosten. Davon würden etwa 1,3 Mrd. USD auf das Kasachstan-Aserbaidshans-Segment entfallen.⁴⁶⁸ Die Transportkapazität des gesamten Systems wurde mit 50 Mt/Jahr berechnet, wovon 30 Mt für aserbaidshanisches Öl bestimmt wären. Die Untersuchungen zeigten auch, dass die Pipelinekapazität zwischen Kasachstan und Aserbaidshans mindestens 20 Mt/Jahr betragen müsste, um wirtschaftlich zu sein.⁴⁶⁹ Obwohl die Untersuchung die von Astana lange geforderte unabhängige Bestätigung der Wirtschaftlichkeit des BTC-Systems erbringen sollte, stellte sie aus kasachischer Sicht letztendlich keinesfalls eine befriedigende Lösung für den eigenen Ölexport in Richtung Baku vor, da der russische Widerstand gegen transkaspische Pipelines gänzlich ignoriert wurde.

Aufgrund der wiederholten Weigerung der kasachischen Führung zur direkten Beteiligung am Bau der BTC bzw. zur Zusage zu ihrer Nutzung kam es zu einer gewissen Anpassung der Strategie der Projektbefürworter. Der Fokus sollte demnach stärker auf die Ölproduzenten gerichtet werden, wobei Kasachstan selbst lediglich die Rahmenbedingungen schaffen sollte, auf deren Grundlage die Zusammenarbeit erfolgen würde. Dies reflektierte grundsätzlich auch die bereits beschriebene Einstellung der kasachischen Regierung, die aus Rücksicht gegenüber Russland keine eigene politische Verantwortung für das Projekt übernehmen wollte und die Entscheidung über seine Inanspruchnahme gänzlich den privaten Akteuren überließ. Anfang März 2001 kam es daher in Astana zum Treffen zwischen Regierungsvertretern Aserbaidshans, Georgiens und der Türkei, begleitet von der US-Sonderbeauftragten für die kaspische Region, E. Jones, sowie Vertretern von BP mit der kasachischen Führung. Es führte zur Unterzeichnung eines Memorandums, durch das Kasachstan seine Absicht erklärte, positive Rahmenbedingungen für die Teilnahme im Land tätiger Ölunternehmen am BTC-Projekt zu schaffen, ohne dabei staatliche Verpflichtungen bezüglich der Öleinspeisung einzugehen. Das Dokument signalisierte, völlig im Einklang mit der kasachischen pragmatischen Position, lediglich die Bereitschaft, die Leitung zukünftig als eine von mehreren Exportmöglichkeiten in Betracht zu ziehen. Der Vizepräsident von KazTransOil, K. Kabyldin, bestätigte im Verlauf der Gespräche, dass bis zum Jahresende ein intergouvernementales Abkommen zur Klärung rechtlicher und steuerlicher Fragen vorbereitet und unterzeichnet werden sollte, das die Grundlage für die Beteiligung in Kasachstan

⁴⁶⁷ Vgl. Kazakhstan proposes Iran pipeline deal, in: Agence France Presse, 6.12.2000.

⁴⁶⁸ Die Länge zwischen Baku und Ceyhan wurde auf 1.730 km berechnet (Durchmesser 800-1.067 mm).

⁴⁶⁹ Vgl. Kazakhstan considers pipeline options, in: Interfax news agency, 12.1.2001.

tätiger Unternehmen am Projekt schaffen würde.⁴⁷⁰ Anschließend wurden auch Gespräche mit Texaco und Mitgliedern des OKIOC-Konsortiums geführt, in denen jedoch vorerst keine konkreten Zusagen erreicht wurden.⁴⁷¹ Die Produzenten verwiesen lediglich darauf, dass zuerst genauere Ergebnisse der Offshore-Bohrungen abgewartet werden müssten. Im darauffolgenden Gespräch zwischen Nasarbajew und Jones wurde von beiden bestätigt, dass die Entscheidung bezüglich der Nutzung der Pipeline von den privaten Akteuren selbst getroffen werden müsse. Der Präsident sprach laut der US-Sonderbeauftragten aber auch davon, „*that he intends that early oil from Kashagan would also use Baku-Tbilisi-Ceyhan.*“⁴⁷² Flankiert wurde der jüngste Vorstoß durch einen Brief des neuen US-Präsidenten, G. Bush. In diesem bat er seinen kasachischen Amtskollegen, die Pipeline zu unterstützen, wobei er auch die Kooperation der USA beim Aufbau der notwendigen transkaspischen Transportinfrastruktur anbot.⁴⁷³

Die Reaktion aus Moskau folgte prompt. Beim Treffen des russischen Sonderbeauftragten für die kaspische Region mit Nasarbajew erklärte Kaljuschnyj resolut: „*I am not in favor of Kazakhstan joining the Baku-Ceyhan project.*“ Im Gegenzug wurde von der russischen Seite vorgeschlagen, dass Kasachstan zusammen mit Russland eine einheitliche Transitpolitik und Energiebilanz entwickeln sollte. „*If these steps are taken, then Kazakhstan will not need any Baku-Ceyhan pipeline.*“⁴⁷⁴ Ähnlich wie bereits oftmals zuvor, versuchte Nasarbajew daraufhin die gegenüber den US-Vertretern geäußerten Zugeständnisse zu relativieren. Er sprach erneut davon, dass sein Land in Exportfragen „*a purely pragmatic approach*“ verfolgen und daher keine der bestehenden Optionen, eingeschlossen der iranischen, ausschließen würde. Darüber hinaus wurde von ihm darauf verwiesen, dass im Falle der BTC weiterhin mehrere ungeklärte Fragen beständen, die eine endgültige Entscheidung bezüglich ihrer Nutzung hinauszögern würden. „*The Baku-Ceyhan project seems to have moved from a standstill but we still do not know how much this pipeline will cost and how much the transportation from the Aktau port to Ceyhan will cost.*“⁴⁷⁵ In der Tat deuteten auch mehrere aktuelle Untersuchungen amerikanischer Forschungszentren (z. B. Carnegie Endowment for International Peace, Cato Institute) darauf hin, dass die Verbindung zum Mittelmeer zu teuer oder politisch unratsam wäre.⁴⁷⁶ Die erfreuliche Nachricht aus kasachischer Sicht bestand darin, dass Moskau die anstehenden Herausforderungen für den Export kasachischen Öls anzuerkennen schien und vor diesem Hintergrund öffentlich erklärte, dass keine Schritte gegen die Teilnahme kasachischer Produzenten an der BTC unternommen

⁴⁷⁰ Vgl. Trans-Caspian oil pipeline wasteful unless large amount of oil found on Kazakh shelf, in: Interfax Russian News, 1.3.2001; Bechtel International Inc. appointed as engineering subcontractor for Baku-Ceyhan, in: Petroleum Report, 23.5.2001.

⁴⁷¹ Vgl. Supporters of pipeline woo oil companies in Kazakhstan, in: Agence France Presse, 1.3.2001; Pipeline success depends on initial volume – Azeri oil chief, in: MPA news agency, 6.3.2001.

⁴⁷² Elizabeth Jones, zit. in: Kazakhstan president backs use of US-proposed oil pipeline, in: Agence France Presse, 2.3.2001; Einige Berichte sprachen sogar vom Versprechen Nasarbajews, dass die erste Produktion von Kashagan über die BTC fließen wird. Z. B. Kazakhstan ready to ship oil, in: Associated Press Online, 2.3.2001.

⁴⁷³ Vgl. Bush urges Kazakhstan to lobby for Caspian pipeline, in: Associated Press Worldstream, 7.3.2001.

⁴⁷⁴ Viktor Kaljuschnyj, Sonderbeauftragter der russischen Regierung für die Kaspische Region, zit. in: Kalyuzhny negative about Kazakh participation in Baku-Ceyhan project, in: Interfax Russian News, 6.3.2001.

⁴⁷⁵ Zit. in: Kazakh leader says all oil transport options being considered (Kazakh Television first channel), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 6.3.2001.

⁴⁷⁶ Vgl. Scott, Erik: Caspian Oil: How Soon and at What Cost? Carnegie Endowment For International Peace, Meeting Report, Vol. 3, No. 8, 19.3.2001; Kober Stanley.: The Great Game, Round 2: Washington's Misguided Support for the Baku-Ceyhan Oil Pipeline, Cato Foreign Policy Briefing No. 63, CATO Institute, October 2002.

würden: „Russia will not try to keep anyone from entering the Baku-Ceyhan project.“⁴⁷⁷ Dies wäre ohnehin schwer durchsetzbar gewesen, da viele der Unternehmen mit Beteiligungen im aserbaid-schanischen Ölsektor gleichzeitig auch Anteile an Projekten in Kasachstan, inklusive Kashagan, besa-ßen. Parallel wurde jedoch weiterhin auch darauf gepocht, dass „[o]ur goal is to transport all Kazakh oil.“⁴⁷⁸ Die russische Taktik in Bezug auf die Nutzung der BTC durch Kasachstan bzw. kasachische Pro-duzenten war dabei sehr überschaubar und bestand im Grunde in der Verhinderung der einzigen zu der Zeit bestehenden Option, die den Transport größerer Mengen kasachischen Öls nach Baku er-möglichen würde. Der Kreml machte somit erneut deutlich, dass er zu diesem Zeitpunkt keinesfalls bereit wäre, eine Unterwasserpipeline zu akzeptieren. „Building a trans-Caspian pipeline without an overall legal framework on the Caspian, signed by all five Caspian nations, would simply be illegal.“⁴⁷⁹ Die ablehnende Haltung gegenüber transkaspischen Pipelineprojekten spiegelte sich auch in einer gemeinsamen Erklärung von Putin und Chatami wider, die beim Treffen beider Staatschefs in Moskau unterzeichnet wurde. „[The Parties] openly declare their non-acceptance of any trans-Caspian oil and gas pipelines to be laid on the sea bed which constitute an ecological hazard in conditions of the ex-tremely active geo-dynamic situation.“⁴⁸⁰ Die entscheidende Herausforderung für potenzielle kasa-chische Interessenten an der Nutzung der BTC-Pipeline blieb somit unverändert, es mussten Lösun-gen entwickeln werden, die den Transport größerer Ölvolumen nach Baku ohne den Bau einer trans-kaspischen Leitung erlauben würden.

4.6 Transkaukasische Route II: Entwicklung vor der Inbetriebnahme der CPC⁴⁸¹

Unabhängig von den geschilderten Bemühungen zur Einbeziehung Kasachstans in das BTC-Projekt wurden auch Initiativen entwickelt, die eine intensivere Nutzung des transkaukasischen Korridors zwischen Baku und der georgischen Küste für den Export kasachischen Öls ermöglichen sollten. An-ders als der BTC-Prozess, wurden diese jedoch nicht primär von politischen sondern privaten Akteu-ren (insbesondere Chevron) vorangetrieben. Deren ursprüngliche Zielsetzung bestand hauptsächlich darin, die vor der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline bestehenden Exportengpässe zu reduzieren und eine kurzfristige Verbindung zum Weltmarkt zu etablieren, die nicht unter den Missständen des rus-sischen Transportsystems leiden würde. Letztendlich führten sie jedoch zur Entwicklung einer dauer-haften Exportroute, die zunehmend auch das Interesse der kasachischen Regierung anzog.

Nach der erfolgreichen Etablierung der Aktau-Baku/Dubendi-Batumi-Eisenbahnroute für den Export der TCO-Produktion im Verlauf des Jahres 1997 strebte Chevron eine kontinuierliche Ausweitung der Lieferungen über den Korridor bis zur Eröffnung der CPC an. Der Konzern schien jedoch gleichzeitig durchaus auch Interesse an der Schaffung einer zusätzlichen „Reserveroute“ zu hegen, die zur Diver-sifizierung seiner Exportmöglichkeiten beitragen und somit die in der Region gegebenen hohen Transportrisiken verringern würde. Bereits Anfang März 1998 schlossen Chevron und Caspian Transco ein Abkommen mit der georgischen Regierung ab, das beiden Unternehmen Rechte zur Nut-zung und Verwaltung georgischer Öltransportanlagen zwischen den Städten Khashuri und Batumi

⁴⁷⁷ Viktor Kaljuschnyj, Sonderbeauftragter der russischen Regierung für die kaspische Region, zit. in: Russian official denies objections to Baku-Ceyhan pipeline, in: Associated Press Worldstream, 14.3.2001.

⁴⁷⁸ Viktor Kaljuschnyj, Sonderbeauftragter der russischen Regierung für die kaspische Region, zit. in: Russia wants Kazakh oil to be transported via Russia, not Baku-Ceyhan pipeline, in: AFX European Focus, 19.3.2001.

⁴⁷⁹ Jury Merzlyakov, russischer Botschafter in Kasachstan, zit. in: Pala, Christopher: Caspian Oil to Top Summit Agenda, in: International Herald Tribune, S. 11, 12.3.2001.

⁴⁸⁰ Zit. in: Heads of Russia and Iran adopt joint statement on Caspian Sea, in: RIA Novosti, 12.3.2001.

⁴⁸¹ Dieses Kapitel schließt inhaltlich und chronologisch an Kapitel 4.3 an.

erteilte.⁴⁸² Im Rahmen einer separaten Erklärung, die die Unternehmen mit dem georgischen Staatskonzern Gruznefteprodukt abschlossen, wurde zudem das Interesse an der Rekonstruktion und Erweiterung der bestehenden 232 km langen Pipeline zwischen beiden Städten bekundet. Die Reparaturarbeiten sollten laut georgischen Einschätzungen innerhalb von vier Monaten realisiert werden können und lediglich etwa 12 Mio. USD kosten.⁴⁸³ Die Kapazität der Verbindung sollte danach bei 3-3,5 Mt/Jahr liegen. In dem Dokument wurde auch die mögliche Verlängerung der Leitung von Khashuri zum aserbaidischen Eisenbahnterminal Ali Bairamli erwähnt, deren Kosten im Falle einer positiven Entscheidung ebenfalls von Chevron getragen werden sollten. Da dieser bereits mittels einer kurz zuvor von Caspian Transco fertiggestellten Pipeline mit dem Importterminal Dubendi verbunden war, könnte somit eine integrierte transkaukasische Pipelineverbindung Dubendi-Dashkil-Ali Bairamli-Khashuri-Batumi (Abbildung 32) geschaffen werden, die gänzlich unabhängig von der „early oil“-Route von AIOC den Export kasachischen Öls zwischen den Küsten beider Meere erlauben und auch als Bestandteil des eurasischen Transportkorridors gelten würde. Ihre Transportkapazität könnte laut Chevron etwa 7-8 Mt/Jahr möglicherweise sogar 10 Mt/Jahr betragen.⁴⁸⁴ Zur Umsetzung der Pläne wurden auch separate Verhandlungen zwischen Caspian Transco und Socar aufgenommen,⁴⁸⁵ in denen sich die aserbaidische Seite vorerst besorgt über den hohen Merkaptan-Gehalt im Tengiz-Öl zeigte und auf dessen negative Auswirkungen auf Pipelines und Tanker verwies. Der Erfolg des Infrastrukturvorhabens war letztendlich von Chevrons Zustimmung abhängig, die erst nach der Untersuchung der georgischen Leitungsabschnitte erteilt werden sollte.⁴⁸⁶ Gleichzeitig wurden von Caspian Transco auch Verhandlungen mit der aserbaidischen Regierung über die Reduzierung der Eisenbahntransporttarife geführt, wodurch die Wirtschaftlichkeit der kaukasischen Route im Zuge der deutlich gefallen Ölpreise aufrechterhalten werden sollte.⁴⁸⁷ Angestrebt wurde, die Gesamttransportkosten von Aktau über Baku nach Batumi von etwa 35-36 USD/t⁴⁸⁸ auf 19,20 USD/t zu senken.⁴⁸⁹

Das sehr geringe Ölpreisniveau und die anfängliche Weigerung der am Transport beteiligten Länder, einer Tarifreduzierung zuzustimmen, führten Chevron Anfang Februar 1999 zur Einstellung seiner Exporte auf der kaukasischen Route.⁴⁹⁰ Der Schritt zeigte sich als sehr effektiv. Wenige Tage später stimmte Georgien zu, den für Chevron geltenden Eisenbahntarif von 7,75 auf 5 USD/t zu senken, wo-

⁴⁸² Vgl. Chevron and Caspian Transco Announce Transportation Agreement With Republic of Georgia, in: PR Newswire, 2.3.1998.

⁴⁸³ Auch Angaben über 6-7 Mio. USD wurden gemacht. Vgl. US Company to increase transport of oil from Central Asia via Georgia (Georgian Radion), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 12.6.1998.

⁴⁸⁴ Vgl. Williams, Selina: Georgia set to reinforce oil corridor role, in: Financial Times, 3.3.1998; Kazakhstan's Tengiz Oil To Go To Black Sea Via Georgia, in: Interfax news agency, 3.3.1998; Companies of Georgia, U.S., Britain sign pipeline treat, in: Xinhua News Agency, 3.3.1998; The Baku-Supsa Pipeline Will Not Be Completed Until The End Of March 1999 (Russky Telegraf, S. 4), in: What the Papers Say (Russia), 6.3.1998.

⁴⁸⁵ Vgl. Useinov, Arif: Pipeline may boost Tengiz oil volumes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 147, S. 4, 3.8.1998.

⁴⁸⁶ Vgl. Caspian Transco to move 2-mil mt of oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 183, S. 5, 23.9.1998.

⁴⁸⁷ Vgl. Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 160, S. 6, 20.8.1998.

⁴⁸⁸ Eine Quelle gab auch 32,20 USD/t an. Vgl. Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 200, S. 6, 16.10.1998.

⁴⁸⁹ Vgl. Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 238, S. 6, 10.12.1998.

⁴⁹⁰ Vgl. Zipf, Peter/Useinov, Arif: Tengiz crude exports via Azerbaijan suspended, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 27, S. 1, 10.2.1999; Kazakhstan halts oil deliveries through Azerbaijan, in: Agence France Presse, 11.2.1999.

durch die Gesamttransportkosten auf georgischem Territorium auf 12 USD/t fallen sollten.⁴⁹¹ Die aserbaidchanische Seite, die angeblich bereits im Januar einer Tarifiereduzierung zustimmte, diese jedoch durch einen entsprechenden Schritt Georgiens bedingte,⁴⁹² wollte die ohnehin deutlich geringeren Eisenbahngebühren von 5,2 auf 4,9 USD/t kürzen.⁴⁹³ Die kombinierten Transportkosten auf aserbaidchanischem Territorium sollten dabei von 12,3 USD auf 11,15 USD/t sinken.⁴⁹⁴ Durch die gemeinsamen Anstrengungen konnten die Gesamtkosten für Lieferungen auf der Route Aktau-Baku-Batumi somit auf etwa 30 USD/t reduziert werden. Daraufhin wurde der Export von Tengiz-Öl Anfang März wieder aufgenommen. Beide Länder signalisierten darüber hinaus auch die Bereitschaft zu zusätzlichen Maßnahmen, die die kumulierten Transportkosten weiter verringern würden (auf etwa 20-20,5 USD/t⁴⁹⁵), wenn Chevron Zusagen für garantierte Lieferungen von mindestens 3 Mt/Jahr vorlegen würde.⁴⁹⁶

Abbildung 32: Pläne zur Dubendi–Dashgil–Ali Bairamli–Kashuri–Batumi–Route (bestehende und geplante Segmente)



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: o. a.; eigene Bearbeitung.

Die beschränkten Zugangsberechtigungen zum russischen Pipelinennetz, die steigende Produktion des Tengiz-Feldes, die erst am Anfang der Bauphase befindliche CPC-Pipeline wie auch das Wissen über die Vorteile der Exportdiversifizierung bewegten Chevron weiterhin dazu, an Möglichkeiten zur Steigerung der Transportkapazität und Kostensenkungen auf der transkaukasischen Route zu feilen. Im Frühjahr 1999 wurden daher in Zusammenarbeit mit Caspian Transco Pläne zur Modernisierung aserbaidchanischer Terminalanlagen ausgearbeitet, die jedoch noch die Bewilligung der Hafenbehörden benötigten. Im Falle ihrer Zustimmung sollte innerhalb von drei Monaten eine Machbarkeitsstudie ausgearbeitet werden. Die anschließenden Umbaumaßnahmen, welche die Verladekapazität

⁴⁹¹ Neben den Eisenbahnkosten müssen hier auch noch Verladegebühren für den Terminal in Batumi, die Nutzung der Ölspeicher usw. eingerechnet werden. Auch wenn keine Angaben über die Gesamtkosten vor den Maßnahmen gemacht wurden, können diese auf mindestens 14,7 USD/t geschätzt werden.

⁴⁹² Vgl. Georgia agrees to cut Chevron's oil transit tariff, in: New Europe On-Line, 12.2.1999.

⁴⁹³ Vgl. AIOC offered Transneft to lower the transit tariffs on oil transportation, in: Nezavisimaya Gazeta, S. 5, 12.2.1999.

⁴⁹⁴ Vgl. Azerbaijan, Kazakhstan reach agreement on tariff duties, in: Agence France Presse, 23.2.1999; Chevron resumes transporting Kazakh oil through Azerbaijan, in: Interfax Russian News, 5.3.1999.

⁴⁹⁵ Zuvor betragen diese etwa 26 USD/t. Zusätzlich kamen noch Tankerkosten zwischen Aktau und Baku dazu.

⁴⁹⁶ Vgl. Shipments of Kazakh oil resume across Azerbaijan, in: Turan news agency, 5.3.1999; Lorenzetti, Maureen: Chevron undeterred in effort to boost Tengiz output, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 35, S. 1, 23.2.1999.

der Anlagen von Caspian Transco von 1 Mt/Jahr auf bis zu 3 Mt/Jahr anheben würden, sollten etwa vier bis sechs Monate in Anspruch nehmen, sodass die Inbetriebnahme bereits Anfang 2000 erfolgen könnte.⁴⁹⁷ Auch auf kasachischer Seite wurden durch den Abschluss der Modernisierung und Erweiterung des Hafens Aktau im September 1999 positive Voraussetzungen für eine weitere Steigerung der Exporte nach Baku geschaffen.⁴⁹⁸

Noch im selben Monat unterzeichneten Chevron, Caspian Transco und das georgische Unternehmen GeoEngineerika (JV Georgian International Oil Corp. und Georgian Technical University) ein Abkommen über die Vorbereitung einer Machbarkeitsstudie zur Modernisierung der Khashuri-Batumi-Pipeline. Das seit dem Vorjahr verhandelte Projekt sollte gleichzeitig auch die Aufrüstung einer Raffinerie in Batumi einschließen. Die Untersuchungen auf der seit längerem ungenutzten Pipeline sollten noch im selben Monat beginnen. Auf deren Grundlage sollte anschließend eine Studie über notwendige Reparaturarbeiten angefertigt werden. Die folgende Bauphase wurde auf 18-24 Monate berechnet. Entsprechend den Plänen von Chevron sollte die Leitung anschließend durch ein Verlängerungsabschnitt mit Ali Bairamli verbunden werden und eine Gesamtkapazität von 10 Mt/Jahr erreichen. Schätzungen zu den Gesamtkosten der Pipeline-Rehabilitierung und Verlängerung, dem Ausbau des Hafens von Baku und zur Modernisierung der georgischen Raffinerie lagen bei etwa 300 Mio. USD.⁴⁹⁹

Neben Chevron zeigten zunehmend auch andere in Kasachstan tätige Produzenten Interesse an Exporten über den Kaukasus. Texaco, welches das North-Buzachi-Feld in Westkasachstan betrieb, schloss hierzu im Dezember 1999 ein Abkommen mit Caspian Transco ab. Dieses sah anfängliche Öllieferungen in einer Höhe von 500.000t/Jahr (10.000 b/d) mit einer möglichen Steigerung auf 2-3 Mt/Jahr im Zuge der fortschreitenden Entwicklung des Feldes vor.⁵⁰⁰ Auch die Zahl der auf der Route aktiven Transportunternehmen stieg zunehmend. Seit Oktober war hier z. B. das aserbaidisch-britische JV Shirvanoil tätig. Dieses bot die Transitdienstleistungen zwischen der aserbaidischen Küste und Batumi für 28 USD/t an (Caspian Transco für 25 USD/t). Der Eintritt des Unternehmens führte jedoch zuerst zu deutlichen Behinderungen und Verzögerungen des Betriebs in Batumi.⁵⁰¹

Der Wettbewerb um kasachisches Öl stieg jedoch nicht nur im Rahmen des transkaukasischen Korridors selbst, sondern auch zwischen unterschiedlichen geografischen Routen. Im Mai 2000 eröffnete Transneft die Machatschkala-Noworossijsk-Verbindung, die von Marktteilnehmern als direkte Kon-

⁴⁹⁷ Vgl. Politics and Chechnya continue to influence Caspian pipelines, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, June 1999; Azeri president meets US Chevron oil firm boss in Turkish resort, in: Respublika, S. 1, 3, 1.6.1999; Azerbaijan's pipeline network to expand, in: AssA-Irada, 24.6.1999; Potential Dubendi-Batumi pipeline may become a Baku-Ceyhan MEP segment, in: AssA-Irada, 19.8.1999.

⁴⁹⁸ Die maximale Ölexportkapazität des Hafens betrug im Jahr 2000 8,5 Mt/Jahr. Vgl. Merrien, André/Sames, Marcel: Transport of crude oil and oil products on the Caspian Sea, Pre-feasibility study for Rehabilitation of Aktau oil berths n°4 and n°5, Traceca Corridor Traffic and Feasibility Studies – TNREG 9803, Tacis, July 2001.

⁴⁹⁹ Die Modernisierung der Khashuri-Batumi-Pipeline und der Raffinerie in Batumi wurde auf 70-100 Mio. USD beziffert. Vgl. Chevron to step up oil transit across Georgia, in: Interfax Russian News, 7.9.1999; Georgia, Chevron sign deal for crude line rehab, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 172, S. 6, 8.9.1999; Politics and Chechnya continue to influence Caspian pipelines, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, June 1999; Azeri president meets US Chevron oil firm boss in Turkish resort (Respublika, S. 1,3), in: BBC Monitoring Trans Caucasus Unit, 1.6.1999; Azerbaijan's pipeline network to expand, in: AssA-Irada, 24.6.1999.

⁵⁰⁰ Vgl. Texaco's Kazakh exports, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 184, S. 2, 24.9.1999; Caspian TransCo to move Texaco's Severnye Buzachi crude, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 235, S. 6, 8.12.1999.

⁵⁰¹ Das Unternehmen pachtete Teile der Ölspeicher im Hafen Batumi, wodurch die für Caspian Transco zur Verfügung stehende Kapazität verringert und dieses somit in der Abfertigung der Tankwagons behindert wurde. Vgl. Caspian Trans Co suspends oil transports to Batumi, in: Turan news agency, 19.10.1999.

kurrenz zur Baku-Batumi-Strecke gesehen wurde, da beide für Tanker-Lieferungen aus Aktau bestimmt waren. Ihre Wirtschaftlichkeit wurde dabei aufgrund der vergleichsweise geringen Pipeline-transportkosten von 8,06 USD/t⁵⁰² von offiziellen kasachischen Vertretern als sehr vorteilhaft angesehen.⁵⁰³ Sie zeichnete sich jedoch durch dieselben Nachteile aus, wie auch die übrigen Transneft-Kanäle (Quoten; keine Aufrechterhaltung der Ölqualität), was sie z. B. für TCO unattraktiv machte. Die vergleichsweise hohen Transportkosten zwischen Baku und Batumi führten dennoch dazu, dass Kazakhoil für den Export seiner eigenen Produktion weiterhin größeres Interesse an der Nutzung der Transneft-Routen zeigte. Der transkaukasische Eisenbahnkorridor nahm somit zu dieser Zeit nur eine Nischenposition ein und wurde im Grunde lediglich von Produzenten genutzt, die besondere Anforderungen an die Ölqualität besaßen oder über Volumen verfügten, die sie nicht auf russischen Routen platzieren konnten.⁵⁰⁴

Dessen ungeachtet schritt der Ausbau der Transportinfrastruktur im Kaukasus kontinuierlich voran. Im Zuge des georgischen Privatisierungsprogramms erlangte Naftrans, ein von der Greenoak Holding gehaltenes Unternehmen, die Kontrolle über den gesamten Hafen Batumi. (Zum Betreiber der Anlagen wurde Alegratrans, ein Tochterunternehmen von Naftrans, ernannt.) Die von den neuen Eigentümern seit Anfang des Jahres 1999 verfolgte Expansion sollte die bestehende Kapazität der Ölverladeterminals von 5 Mt/Jahr verdoppeln und somit u. a. auf Pläne von Chevron eingehen, die in naher Zukunft mit einer deutlichen Steigerung der Exporte rechneten.⁵⁰⁵ Im April 2000 begann das georgisch-österreichische JV Terminal-2000⁵⁰⁶ darüber hinaus mit dem Bau eines neuen Exportterminals – Kulevi – in der Nähe des Hafens Poti.⁵⁰⁷ Die geplante Verladekapazität der Anlage für Öl und Ölprodukte sollte anfänglich bei 6 Mt/Jahr liegen und später auf 10 Mt/Jahr steigen, wobei die Anbindung per Eisenbahn erfolgen sollte. Die Kosten der ersten Phase wurden auf 70 Mio. USD veranschlagt und sollten u. a. durch die Beteiligung der EBRD gedeckt werden. Der Abschluss der Arbeiten wurde anfänglich noch vor dem Ende des Jahres 2001 erwartet.⁵⁰⁸ Da die anschließenden Verhandlungen mit potenziellen Geldgebern scheiterten, musste die Umsetzung des Projektes im Verlauf des Jahres 2002 jedoch vorerst eingestellt werden. Erst im September 2004 wurde ein neues Konsortium zusammengestellt, das den Bau des Hafens Kulevi vorantrieb.⁵⁰⁹

Auch die Pläne von Chevron zum Infrastrukturausbau in Georgien und zur Schaffung einer eigenen transkaukasischen Pipelinerroute blieben letztendlich nur auf dem Papier. Die Ergebnisse der Unter-

⁵⁰² Vgl. Transneft to persist in achieving reliable, safe oil pipeline operation, in: Petroleum Report, 28.2.2001

⁵⁰³ Vgl. Kazakhstan to increase oil exports through Azerbaijan, in: Interfax Russian News, 9.4.2000; Kazakhstan not likely to transport oil via Azerbaijan, in: Turan news agency, 10.4.2000.

⁵⁰⁴ Bis zum Vertrag zwischen Caspian Transco und Texaco (Dezember 1999) war TCO der einzige kasachische Produzent, der die Route konstant nutzte. Tengiz-Öl war qualitativ hochwertig und konnte durch den direkten Verkauf eine Prämie erzielen, welche die höheren Transportkosten im Vergleich zum Transneft-System, wo es mit minderwertigeren Ölsorten vermischt wurde, verringerte. Darüber hinaus konnte über Russland nicht die gesamte Produktion des Konzerns exportiert werden. Das Öl von Texaco besaß wiederum eine sehr geringe Qualität und musste vor der Einspeisung ins Transneft-Netz vermischt werden („Blending“). Dieser Prozess war ebenfalls mit Kosten verbunden, die durch den Transport per Eisenbahn vermieden werden konnten. Vgl. Kazakhs hope to export oil by „northern route“ via Azerbaijan, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 10.4.2000; Kazakhstan not likely to transport oil via Azerbaijan, in: Turan news agency, 10.4.2000.

⁵⁰⁵ Vgl. New oil and product loading equipment installed at Batumi, in: Middle East News Items, 1.2.1999.

⁵⁰⁶ Bestehend aus der staatlichen georgischen Eisenbahngesellschaft und der österreichischen Argomar Oil.

⁵⁰⁷ Der Hafen Poti besaß einen Militärstützpunkt. Die Verladekapazität für Ölprodukte betrug nur ca. 1 Mt/Jahr.

⁵⁰⁸ Vgl. Construction of oil terminal starts, in: Interfax news agency, 5.4.2000

⁵⁰⁹ Vgl. Investors seek free economic zone status for Georgian oil terminal, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 14.3.2005.

suchungen an den georgischen Leitungsegmenten, die im Verlauf des Jahres 2000 durchgeführt wurden, enttäuschten den US-Konzern sehr.⁵¹⁰ Diese zeigten nämlich, dass die im Vertrag mit der georgischen Seite vereinbarte Rehabilitierung der Transportinfrastruktur, die auch die Rekonstruktion einer Ölverarbeitungsanlage in Batumi einschloss, deutlich über den ursprünglichen Kostenerwartungen liegen würde (um etwa 100 Mio. USD). Chevron machte somit ähnliche Erfahrungen wie bereits das AIOC-Konsortium beim Bau der Baku-Supsa „early oil“-Route. Die bestehende georgische Infrastruktur befand sich in beiden Fällen nämlich in einem viel schlechteren Zustand, als ursprünglich angenommen und von offizieller Seite deklariert wurde. Vor dem Hintergrund deutlich höherer Investitionsanforderungen würde das Projekt für den Konzern jedoch keine wirtschaftlichen Vorteile gegenüber den bis dahin genutzten Eisenbahnlieferungen bringen. Vor diesem Hintergrund wurden auch die darauf aufbauenden Pläne für die Verlegung einer Leitung zwischen Khashuri und Ali Bairamli aufgegeben. Chevron war sich bewusst, dass spätestens nach der Eröffnung der CPC-Pipeline der Bedarf an zusätzlichen Exportkapazitäten ohnehin kaum vorhanden gewesen wäre und eine leere Reserveroute einen teuren „Luxus“ darstellen würde. Im April 2001 beschloss der Konzern daher, den Plan zur Entwicklung einer eigenen Pipeline im Kaukasus aufzugeben.⁵¹¹

Die Inbetriebnahme der CPC-Leitung Ende des Jahres 2001 führte in der Tat zur erheblichen Verbesserung der Transportsituation von TCO/Chevron und zur Umleitung der Tengiz-Exporte auf diese Route. Der Produzent sah sich jedoch aufgrund von Schwierigkeiten mit den Hafenbehörden von Noworossijsk, die die Nutzung der neuen Pipeline im ursprünglich geplanten Umfang vorerst verhinderten, anfänglich dennoch gezwungen, im beschränkten Ausmaß weiter auch auf die Baku-Batumi-Verbindung zurückzugreifen.⁵¹² TCO stellte dabei zwar (bis Ende des Jahres 2001) den wichtigsten, aber längst nicht den einzigen kasachischen Nutzer des Korridors dar. Aus Zentralkasachstan wurde vom Ölhandelsunternehmen Euro Asian Trading hochwertiges Kumkol-Öl von Hurricane Hydrocarbons befördert, MangistauMunaiGas exportierte minderwertiges Öl der Buzachi-Sorte und auch der westkasachische Produzent Karazhanbasmunai nutzte die Verbindung. Einer Aufrechterhaltung bzw. zumindest nur leichten Senkung der Transitvolumen zwischen Baku und Batumi nach der Inbetriebnahme der CPC und dem kontinuierlichen Rückgang der Tengiz-Lieferungen schien dabei weniger mangelndes Interesse der anderen Produzenten, sondern vielmehr infrastrukturelle und logistische Einschränkungen entgegen zu stehen, die die Route unzuverlässig machten. Im Verlauf des Jahres 2002 kam es beispielsweise wiederholt zu erheblichen Verzögerungen beim Transportablauf, da georgische Terminals nicht im Stande waren, die große Anzahl der eingesetzten Tankwagens zügig zu entladen. Dies führte zu Staus, die wiederum die Anzahl der verfügbaren Wagens reduzierten. Als problematisch zeigte sich auch das Fehlen ausreichender Speicherkapazitäten in georgischen Häfen, was durch das Interesse einzelner Produzenten nach der Trennung unterschiedlicher Ölsorten verursacht wurde.⁵¹³ Diese Missstände konnten erst im Verlauf des folgenden Jahres durch beträchtliche Investitionen in die Ausweitung des Hafens Batumi verringert werden.⁵¹⁴

⁵¹⁰ Vgl. German, Tracey: Chevron Withdraws From Pipeline Project, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.5.2001; U.S. oil company offers Georgia new projects, in: Interfax Russian News, 22.4.2000.

⁵¹¹ Vgl. Chevron withdraws from project to rehabilitate Khashuri-Batumi pipeline, in: Business Report, 20.4.2001.

⁵¹² Im ersten Quartal 2002 betrug die exportierte Menge jedoch lediglich etwa 20.000 t/Monat statt der früheren 150.000 t/Monat. Vgl. Kazmortransflot adding new oil transport routes in Caspian, in: Petroleum Report, 15.3.2002; CPC Cap: Chevron Keeps Export Options Open, in: Nefte Compass, 6.2.2002.

⁵¹³ Auf der Route wurden etwa 5.500 Tankwagens eingesetzt. Die Entladekapazität der georgischen Terminals betrug etwa 400 Wagens/Tag, jedoch wurden kurzfristig etwa 500 Wagens/Tag nach Georgien geschickt. In

Die Kapazität der transkaukasischen Route wurde ebenfalls negativ durch die kurzfristige Schließung des aserbaidischen Terminals Dubendi beeinträchtigt. Sein Eigentümer, Caspian Transco, sah sich mit enormen finanziellen Schwierigkeiten konfrontiert und zog sich Anfang des Jahres 2002 aus dem Transitgeschäft zurück. Die Anlagen wurden im Februar vom aserbaidischen Unternehmen Azertrans übernommen, dessen Mutterunternehmen Azpetrol auch den Terminal in Baku kontrollierte.⁵¹⁵ Erst Ende Juni 2002 konnten erneut Lieferungen auf der Dubendi-Batumi-Route aufgenommen werden. Die Transportdienstleistungen wurden daraufhin von Middle East Petroleum, einem Zwischenhändler mit engen Verbindungen zur aserbaidischen politischen Führung, realisiert.⁵¹⁶ Die neuen Eigentümer waren stark am Ausbau der Transportkapazitäten interessiert und investierten direkt nach der Übernahme der Anlagen 3 Mio. USD in deren Modernisierung. Weitere Umbaumaßnahmen im Wert von 7 Mio. USD sollten bis Ende 2002 folgen. Die Kapazität des Terminals sollte dadurch von 7.000-10.000 t/Tag (2,5-3,6 Mt/Jahr) auf 15.000 t/Tag (5,5 Mt/Jahr) im Jahr 2003 erweitert werden. Geplant wurde auch eine massive Erhöhung des Tankwagenparks des Unternehmens.⁵¹⁷ Azpetrol begann im Verlauf des Jahres 2002 zudem mit dem Bau eines neuen Terminals in Sangachal, der auch größere Tanker (12.000 dwt und möglicherweise sogar 40.000 dwt) aufnehmen sollte.⁵¹⁸ Neben physischen Einschränkungen der Transportkapazität auf dem kaukasischen Abschnitt zeigten sich viele Produzenten auch unzufrieden mit den von kasachischer Seite angebotenen Zugangsbedingungen zum Hafen Aktau. Das nationale maritime Transportunternehmen Kazmortransflot, das lang-

kurzer Zeit erreichte die Anzahl der wartenden Wagons bis zu 3.000 Stück. Darüber hinaus reduzierte die aserbaidische Eisenbahngesellschaft aus unerklärlichen Gründen die Anzahl der von ihr zur Verfügung gestellten Tankwagons um etwa ein Drittel. Vgl. *Georgian ports owe 5m dollars in fines for failure to unload Azeri oil*, in: *Turan news agency*, 25.2.2002.

⁵¹⁴ Alegratrans (Betreiber des Hafens) investierte bis Juni 2003 60 Mio. USD in den Umbau der Anlagen und erweiterte erheblich die Speicherkapazitäten (auf 500.000 t). Die Verladekapazität des Terminals wurde somit auf 15 Mt/Jahr (von zuvor etwa 10 Mt/Jahr) erhöht. Der Ausbau ermöglichte auch die Beladung größerer Tanker (bis zu 130.000 dwt). Great Circle Capital, ein privater Investitionsfond, der zum Großteil von der amerikanischen Regierungsagentur OPIC kontrolliert wurde, kaufte im März 2003 für 30 Mio. USD 23 Prozent an Naftrans (Eigentümer des Terminals Batumi). Die daraus erzielten Einnahmen sollten für den Abschluss der Rekonstruktionsarbeiten genutzt werden. Auch die ENR Russia Invest erwarb im September 2003 für 8 Mio. USD 6,62 Prozent an Naftrans. Vgl. *Alegratrans says finishing \$60 Mln upgrade of Batumi terminal*, in: *Prime-Tass*, 2.6.2003; *US Agency Buys Into Batumi Port*, in: *Nefte Compass*, 9.4.2003; *Ritchie, Michael/Sampson, Paul: Terminal Case: Black Sea Oil Terminal Gets Back To Business*, in: *Nefte Compass*, 12.5.2004.

⁵¹⁵ Azpetrol wurde später in Delta Trans umbenannt. Das Unternehmen zeichnete sich durch persönliche Verknüpfungen zur aserbaidischen Führung aus. Farhad Alijew, Bruder des Eigentümers Rafiq Alijew, bekleidete in der aserbaidischen Regierung den Posten des Ministers für wirtschaftliche Entwicklung. Dem Unternehmen wurden auch enge Beziehungen zur Präsidentsfamilie nachgesagt. Vgl. *Sampson Paul: Logjam: Caspian Cargoes Pile Up Off Azerbaijan*, in: *Nefte Compass*, 6.2.2002; *Azerbaijan: Newcomer Takes Over Caspian Transco Operations*, in: *Nefte Compass*, 27.2.2002.

⁵¹⁶ Auf der Aserbaidisch-Georgien-Route waren auch andere Dienstleister und Spediteure aktiv: Trans Georgia (Bahnlieferungen in Georgien), Barwil (Georgien), Euroasiatrans (Aserbaidisch), Laroute (Schweiz), Alegratrans (GB) u. a. Vgl. *Useinov, Arif: World Bank to support Azeri projects, says Socar*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 80, No. 121, S. 4, 25.6.2002; *Dracheva, Marina: Ports hold key to historic trade routes*, in: *Nefte Compass*, 6.3.2002.

⁵¹⁷ Azpetrol bestellte 800 neue Tankwagons (zusätzlich zu den bereits betriebenen 188). Caspian Transco pachtete ursprünglich nur etwa 300 Wagons vom russischen Unternehmen Russky Mir. Die staatliche aserbaidische Eisenbahn betrieb etwa 3.000-4.000 Wagons. Vgl. *Azersun to increase oil transshipment from Dubendi terminal 75% by 2003*, in: *Central Asia & Caucasus Business Report*, 20.8.2002; *Azpetrol plans 330% increase in rail oil tank cars*, in: *Central Asia & Caucasus Business Report*, 4.3.2002.

⁵¹⁸ Vgl. *Ritchie, Michael: Cross Caspian: Kazakh Producers Map Out Western Export Route*, in: *Nefte Compass*, 30.10.2002.

fristig Ladeterminals in dem Hafen pachtete und von einem der Schwiegersöhne des Präsidenten (Timur Kulibajew) geleitet wurde, berechnete für den Zugang und die Nutzung der Anlagen Tarife, die laut zahlreichen Exporteuren deutlich überteuert waren. Die Dienstleistungen wurden ähnlich wie in Aserbaidschan nicht direkt, sondern über einen Zwischenhändler – Euro Asia Trading – realisiert. Hierbei handelte es sich um eine in London registrierte Gesellschaft, die angeblich unter Kulibajews Kontrolle stand.⁵¹⁹ Das Transportgeschäft wurde somit auf beiden Seiten des Kaspischen Meeres im Sinne der verbreiteten Rentiermentalität als willkommene Möglichkeit zur Selbstbereicherung der politischen Elite wahrgenommen, was die allgemeinen Exportbedingungen für Produzenten zusätzlich negativ beeinträchtigte.

Nach dem deutlichen Rückgang der Lieferungen auf dem transkaukasischen Eisenbahnkorridor im Verlauf des Jahres 2002, der durch den Rückzug von TCO und die beschriebenen Probleme in Georgien und Aserbaidschan bedingt wurde, kam es in den folgenden drei Jahren zum kontinuierlichen Anstieg der Exporte, die jedoch nicht mehr das Niveau vor der Eröffnung der CPC erreichten.⁵²⁰ Obwohl die mögliche Kapazität der Route durch zahlreiche Investitionsmaßnahmen schrittweise angehoben werden konnte, wurden in der Folgezeit weiterhin zahlreiche Missstände beklagt, die die Produzenten von einer intensiveren Nutzung abschreckten. Hierzu gehörte beispielsweise die Unzuverlässigkeit der aserbaidischen Eisenbahnverbindung. Die Fahrzeit zwischen Baku und der georgischen Grenze betrug aufgrund des schlechten Zustands der Lokomotiven und der Schieneninfrastruktur zwischen einem und zwölf Tagen, was die Planungssicherheit der Unternehmen untergrub und die Wettbewerbsfähigkeit der Strecke deutlich minderte. Obwohl die Zuverlässigkeit auf georgischer Seite deutlich erhöht werden konnte (1,5 Tage dauerte durchschnittlich die Fahrt von der Grenze nach Batumi), stellte die Korruption im Land – ähnlich wie in Aserbaidschan – für viele Nutzer weiterhin eine große Herausforderung dar, die die Entwicklung von Geschäftsbeziehungen benachteiligte. Zusätzlich dazu blieb Georgien in der Folgezeit auch nicht gänzlich von politischen Unruhen verschont, was ebenso Auswirkungen auf die Kontinuität der Lieferungen und das Vertrauen in die Route hatte.⁵²¹ Die Probleme mit dem aserbaidischen Eisenbahnabschnitt und den intransparenten Ge-

⁵¹⁹ Vgl. Kazakhstan: PM Calls For Tighter Control At Caspian Port, in: Nefte Compass, 7.5.2002.

⁵²⁰ Wurden auf der Route im Jahr 2001 noch 3,8 Mt kasachischen Öls exportiert, fiel das Volumen im Jahr 2002 auf 2,16 Mt und stieg bis 2004 wieder auf etwa 3 Mt.

⁵²¹ Probleme traten nach der Machtübernahme durch M. Saakaschwili im Februar 2004 auf. Diesem wurde Anfang März der Eintritt in die Provinz Adscharien (in der sich auch der Terminal Batumi befand) untersagt, die von Aslan Abaschidze weitgehend autonom von der Zentralregierung beherrscht wurde. Die Eintrittsverweigerung war eine direkte Reaktion auf Forderungen des Präsidenten nach einer stärkeren zentralen Kontrolle der Provinz, was auch die Entwaffnung der paramilitärischen Verbände und eine größere finanzpolitische Überwachung regionaler Geldströme einschloss (Adscharien weigerte sich angeblich, allein im Jahr 2003 Steuerüberweisungen in einer Höhe von 28 Mio. USD an Tiflis zu tätigen). Darüber hinaus wurde eine Antikorruptionskampagne gestartet, die u. a. Omega Corp., ein Unternehmen mit weitgefächerten wirtschaftlichen Aktivitäten und engen Verbindungen zur Führung der Provinz, anprangerte. Die Zentralregierung forderte zudem die Gründung einer speziellen Präsidialbehörde, die die Zollangelegenheiten im Hafen von Batumi und an der Grenze zur Türkei überwachen sollte. Im Rahmen der Auseinandersetzungen verhängte Tiflis im März für zwei Tage eine komplette Blockade Adschariens und lenkte die Schiffe von Batumi nach Poti um, wo jedoch nur Ölprodukte beladen werden konnten. Etwa 2.000 Tankwagons mit Öl mussten in der Zwischenzeit auf den Schienen warten. Die innenpolitischen Spannungen hielten auch in den folgenden Wochen an und führten in der zweiten Aprilhälfte zu einer erneuten Unterbrechung der Transportverbindungen in die Region (Sprengung von Brücken usw.). Dies wurde durch Abaschidze selbst angeordnet, da er eine Invasion der zentralen Militärkräfte befürchtete. Die Situation wurde erst durch die Flucht von Abaschidze aus der Provinz am 5. Mai ins Exil nach Russland gelöst. Die dem vorhergehenden Verhandlungen wurden durch den russischen Außenminister, I. Iwanov, vermittelt. Angeblich bat Saakaschwili selbst Putin, Abaschidze Asyl zu gewähren, wobei er zusagte, an-

schäftspraktiken, die durch Zwischenhändler geprägt waren, führten auch zu deutlichen Kostensteigerungen. Betrug die durchschnittlichen Transportkosten auf der Route im Vorjahr noch etwa 29-30 USD/t stiegen diese 2003 auf 32,5 USD/t.⁵²² Da Produzenten, die ihr Öl per Tanker von Aktau exportieren wollten, neben Baku und Machatschkala ab Anfang 2002 auch der iranische Hafen Neka als Destination zur Verfügung stand, sah sich der Baku-Batumi-Korridor mit gleich zwei Konkurrenzrouten konfrontiert, gegen die er sich behaupten musste. Weil die kommerziellen Rahmenbedingungen auf diesen oft besser waren, entwickelten kasachische Exporte über Aserbaidschan zur georgischen Schwarzmeerküste bei Weitem nicht die – auch von Astana – erwartete Dynamik.

4.7 Einbeziehung kasachischer Produzenten in das BTC-Projekt

Die russische Position, die den Bau von Unterwasserpipelines kategorisch ablehnte, versperrte Kasachstan bzw. den dort tätigen Produzenten die einzige bis dahin für den transkaspischen Export größerer (über 20 Mt/Jahr) Ölvolumen näher untersuchte Transportmethode. Daher mussten neue Lösungen entwickelt werden, um die BTC für kasachisches Öl (im großen Ausmaß) zugänglich zu machen. Im März 2001 wurde aus diesem Grund eine Arbeitsgruppe, bestehend aus in Kasachstan tätigen und an der Nutzung der Leitung interessierten ausländischen Ölkonzernen⁵²³ sowie KazTransOil und Kazakhoil gegründet, welche die technischen und finanziellen Aspekte kasachischer Lieferungen in die BTC untersuchen sollte.⁵²⁴ Auf der Grundlage der bereits im Dezember 2000 geführten kasachisch-amerikanischen Verhandlungen entschied die US-Regierung daraufhin, KazTransOil bei der Erforschung transkaspischer Transportalternativen durch eine Hilfszahlung aus den Mitteln der TDA in Höhe von 346.000 USD zu unterstützen. Diese sollte für die Analyse existierender Hafenanlagen und Terminals samt ihres Erweiterungspotenzials⁵²⁵, der Möglichkeit des Baus eines neuen Hafens und der Anforderungen an Tanker eingesetzt werden. Unterwasserpipelines stellten erstmalig keine primäre Zielsetzung der Untersuchungen dar, obwohl die abschließenden Ergebnisse der Studie auf ihre kommerziellen Vorteile beim Transport größerer Volumen hinwiesen.⁵²⁶ Parallel wurde auch

schließlich keine Auslieferung zu verlangen. Vgl. Baku-Batumi oil transportation halted, in: Business Report, 16.3.2004; Teagarden, Mike/Ritchie, Michael: Caspian Oil Route Cut in Georgian Standoff, in: International Oil Daily, 16.3.2004; Teagarden, Mike: Georgian Leaders End Standoff; Oil Supplies Not Affected, in: International Oil Daily, 18.3.2004; Georgia: Batumi On The Brink Of Civil War, in: Nefte Compass, 29.4.2004; Oil terminal in separatist Georgian region is mined, in: Agence France Presse, 5.5.2004; Return of Adjara into Georgian fold should prove economic blessing, in: Agence France Presse, 6.5.2004.

⁵²² Vgl. Britain's Alegratrans Invests \$ 60 Mln in Batumi Terminal, in: Petroleum Report, 4.6.2003; Iran Forges Caspian Venture, in: International Oil Daily, 3.9.2003; Sampson, Paul: Route One: Kazakh Exporters Turn To BTC Pipeline, in: Nefte Compass, 3.2.2004.

⁵²³ Unter anderem Chevron, Texaco, ExxonMobil, Hurricane Hydrocarbons, Shell, Agip, BP.

⁵²⁴ Vgl. Bechtel International Inc. appointed as engineering subcontractor for Baku-Ceyhan, in: Petroleum Report, 23.5.2001; Kazakhstan to complete study on Participation in Baku-Ceyhan in 6-8 Months, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001.

⁵²⁵ Die aktuelle Kapazität von Aktau betrug etwa 8 Mt/Jahr. Vgl. Aktau port expanding international ferry routes, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 3.9.2001.

⁵²⁶ In Oktober 2001 wurde der Auftrag zur Erstellung der Studie an das US-Unternehmen Gulf Interstate Engineering Co. vergeben. Die Untersuchung war nach sechs Monaten abgeschlossen. Betrachtet wurden die Routen Aktau-Machatschkala, Aktau-Baku, Aktau-neuer Terminal nahe der russisch-aserbaidschanischen Grenze. Die Ergebnisse zeigten, dass für Exporte auf jeder einzelnen Route im Umfang von bis zu 7,5 Mt/Jahr Tanker die beste Alternative darstellen würden. Für den Transport größerer Volumen wurde der Bau von Pipelines empfohlen. Die im Vergleich zu den früheren Angaben erheblich verringerte Schwelle der Wirtschaftlichkeit für den Bau von Unterwasserpipelines deutet darauf hin, dass das politische Interesse der US-Administration an dieser Lösung in den Ergebnissen der Studie berücksichtigt wurde. Vgl. US funds Kazakhstan study of oil pipeline, in: Agence France Presse, 11.6.2001; Kazakhstan to complete studying oil export from Aktau to Baku in 6-8

Aserbaidshans eine Hilfszahlung in Höhe von 600.000 USD erteilt. Diese war für die Untersuchung des Erweiterungspotenzials des Importterminals Dubendi sowie der Möglichkeiten zur Steigerung der Öltransitkapazität des Landes bestimmt.⁵²⁷

Astana versuchte sich dabei trotz des andauernden amerikanischen Drucks zugunsten der Beteiligung an der BTC, weiterhin jeglicher politischer Verantwortung für das Projekt durch den Verweis auf den kommerziellen Charakter der Entscheidung bezüglich der Wahl der Transportrouten zu entziehen. „[Companies] must decide themselves through what pipeline it is more profitable to transport their petroleum and into what pipeline projects to invest their money.“⁵²⁸ Dieses Argument galt dabei sowohl gegenüber Moskau, das trotz der neuerlichen versöhnlichen Töne die BTC weiterhin als politisches Projekt kritisierte und eine eventuelle Beteiligung kasachischer Produzenten mit Unmut sehen würde, als auch gegenüber Washington, da auf kasachischer Seite in Zusammenarbeit mit Total weiterhin auch die Option des Baus einer Leitung in Richtung Iran untersucht wurde.

Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheit bestand das Werben für die Teilnahme an der BTC-Pipeline auf höchster politischer Ebene weiterhin fort und wurde auch von der neuen Bush-Administration übernommen. Die kaspischen Ölvorkommen wurden dabei von Washington zunehmend auch als Mittel für die Lösung der eigenen Versorgungssicherheitsprobleme interpretiert. Ein im Mai 2001 veröffentlichter Bericht zur Nationalen Energiepolitik konstatierte, dass die Vereinigten Staaten in zwanzig Jahren etwa 2/3 ihres Erdölbedarfs importieren müssten. Dabei sollte kontinuierlich die Abhängigkeit von ausländischen Mächten steigen, die nicht die amerikanischen Interessen teilten. Aus diesem Grund wurde im Bericht neben anderen Maßnahmen auch empfohlen, der Sicherung zusätzlicher Energieressourcen für Importe eine deutlich größere Aufmerksamkeit zu widmen, wobei ausdrücklich auf die Rolle des kaspischen Raumes hingewiesen wurde. Von der US-Regierung sollte in diesem Zusammenhang vor allem die Integration der Region in den Weltölmarkt mittels des Ost-West-Korridors und explizit der BTC-Pipeline unterstützt werden.⁵²⁹ Nach den Terroranschlägen vom 11. September verstärkte sich die versorgungssicherheitspolitische Komponente der amerikanischen Regionalpolitik nochmals und die Einbindung des postsowjetischen kaspischen Raumes in den internationalen Ölmarkt wurde als entscheidender Bestandteil des strategischen Strebens nach einer zusätzlichen Diversifizierung des weltweiten Ölaufkommens betrachtet. Die Region sollte nach dieser Auffassung einen bedeutenden Beitrag zur Minderung des Anteils des Nahen Ostens an der amerikanischen und globalen Ölversorgung leisten und mögliche Ausfälle (z. B. im Fall von Kriegen oder Boykotten) bestehender Produzenten abfedern helfen. Große Hoffnungen wurden dabei insbesondere auf Kasachstan gelegt, das laut einigen optimistischen Projektionen von US-Behörden in den kommenden Jahren möglicherweise sogar zum zweitgrößten Ölexporteur der Welt aufsteigen könnte.⁵³⁰

months, in: News Bulletin, 11.6.2001; Kazakh-US deal to research Caspian oil export route, in: Interfax news agency, 4.10.2001; Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008, S. 55-56.

⁵²⁷ Vgl. US Provides \$600,000 Grant, in: AssA-Irada, 12.6.2001.

⁵²⁸ Vladimir Schkolnik, kasachischer Minister für Energie und Bodenschätze, zit. in: Kazakhstan unable to use Baku-Ceyhan oil pipeline till 2006, - deputy PM, in: ITAR-TASS news agency, 26.4.2001.

⁵²⁹ Vgl. United States Department of Energy and The White House: National Energy Policy, Report of the National Energy Policy Development Group, Washington D. C., May 2001, S. x, 8-7, 8-12; Edwards, Matthew: The New Great Game and the new gamers: disciples of Kipling and Mackinder, in: Central Asia Survey, Vol. 22, No. 1, March 2003, S. 83-102, hier S. 86.

⁵³⁰ Die EIA ging in ihrem Bericht aus dem Jahr 2004 von einem möglichen kasachischen Produktionsanstieg auf bis zu 8 mb/d im Jahr 2020 aus. Vgl. EIA: Country Brief Kazakhstan, Washington D.C.: U.S. Department of Energy, 2004.

Die wahrgenommene Bedeutung des Landes spiegelte sich ausdrücklich in der Energy Partnership Declaration wider, die von den Außenministern beider Staaten während des Besuchs von Nasarbajew in Washington am 21. Dezember 2001 unterzeichnet wurde. In dem Dokument wurde die Zusammenarbeit bei der Erschließung der kasachischen Energievorkommen und dem Transport auf die internationalen Märkte deklariert, wobei die Länder auch in Fragen der Energiesicherheit und des Schutzes der Produktions- und Transportinfrastruktur zusammenarbeiten sollten. Die USA bestätigten hierbei erneut ihre Unterstützung für das Konzept der multiplen Pipelines, insbesondere für den Bau der BTC-Leitung mit Anbindung an Kasachstan. Zur Überwachung der Implementierung der Deklaration wurde eine bilaterale Kommission gegründet. Gleichzeitig bestätigte die US-Administration zur großen Enttäuschung der kasachischen Führung, dass sie keinen Grund zur Änderung ihrer Einstellung gegenüber Exportrouten über den Iran sehen würde.⁵³¹ Im Gegenteil, sie steigerte in der Folgezeit abermals den diplomatischen Druck gegen die laufenden Bemühungen einzelner an der Erschließung von Kashagan beteiligter Unternehmen (in Zusammenarbeit mit kasachischen Staatskonzernen) zur Entwicklung des südlichen Transportkorridors. Diese Maßnahmen fokussierten sowohl die Konzerne selbst als auch deren Heimatregierungen und trugen letztendlich zum Rückzug Totals und einiger japanischer Konzerne aus den Untersuchungen bei (Kapitel 6.16).

Im Juni 2002 wurden schließlich den Regierungen Aserbaidschans, Georgiens und der Türkei von den an der Untersuchung der BTC beteiligten Produzenten die noch ausstehenden Projektdokumentationen vorgelegt. Nach einer weiteren Neuberechnung der Reservenbasis der ACG-Felder, die eine höhere Peak-Produktion und ein längeres Förderplateau versprach, stimmte Ende des Monats auch BP als größter privater Anteilsinhaber der „sponsor group“ dem Bau der Leitung zu.⁵³² Anfang August erfolgte daraufhin die offizielle Unterzeichnung des Abkommens über die Gründung der Baku-Tbilisi-Ceyhan Company (BTC Co.), die das Projekt realisieren sollte.⁵³³ Die Leitung sollte laut den vorgelegten Plänen voraussichtlich 2,95 Mrd. USD kosten, eine Transportkapazität von 1 mb/d (50 Mt/Jahr) besitzen und Anfang 2005 in Betrieb gehen.⁵³⁴ Zu Beginn sollte sie primär für die ACG-Felder zur Ver-

⁵³¹ Auch Russland wurde im Rahmen der amerikanischen Energiepolitik stärker als Partner und Lieferant in Betracht gezogen. In der Tat konnte nach den Terroranschlägen zeitweilig eine deutliche Verbesserung der amerikanisch-russischen Beziehungen beobachtet werden. Die Bush-Administration versuchte dabei verstärkt, die Beteiligung ausländischer/amerikanischer Unternehmen am russischen Ölsektor zu unterstützen. Die Yukos-Affäre und der Irak-Krieg führten jedoch zu einer erneuten Verschlechterung der Beziehungen. Vgl. US, Kazakhstan ink energy agreement, nuclear safety deal, in: Agence France Presse, 21.12.2001; Raum, Tom: Central Asia's pipeline politics in play on war sidelines, in: Associated Press Worldstream, 23.12.2001; Nanay, Julia: Russia and the Caspian Sea Region, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington D.C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 127-147.

⁵³² Im Mai 2002 kam es zur erneuten Anhebung der Reserven der ACG-Felder von 4,6 auf 5,3 Mrd. Barrel. Dies galt als Bestätigung der bereits zuvor von den politischen Unterstützern der Pipeline als ausreichend bezeichnete Reservenbasis. Vgl. Caspian Sea oil pipeline to take Turkish route: BP leads US\$29B project: Eight-year push to get global backing for plan, in: National Post, 6.6.2002.

⁵³³ Vgl. German, Tracey: Baku-Ceyhan Pipeline Gets Green Light, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.8.2002.

⁵³⁴ Zum genannten Preis mussten noch Finanzierungsausgaben in Höhe von 400-450 Mio. USD addiert werden. Vorgesehen war, dass 30 Prozent der Kosten von den Projektpartnern selbst getragen und 70 Prozent von externen Geldgebern kommen werden. BP, Statoil und Unocal sollten auch den Anteil von Socar an der Kreditaufnahme tragen, wofür sie durch „Profit“-Öl von den ACG-Feldern kompensiert werden sollten (angeblich 2 Mio. Barrel). Schwierigkeiten bei der Lösung einiger umweltpolitischer Fragen führten anschließend zu deutlichen Verzögerungen bei der Sicherung der externen Projektfinanzierung, sodass die Unternehmen einen deutlich höheren Vorabbeitrag aus eigenen Mitteln zahlen mussten als ursprünglich angedacht war (um 800 Mio. USD mehr). Vgl. Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 157, S. 6, 16.8.2002; Baku-Ceyhan pipeline 40% complete, in: Petroleum Report, 24.9.2003.

fügung stehen, deren Produktion nach derzeitigen Projektionen im Zeitraum 2005-2014⁵³⁵ prinzipiell ihre gesamte Kapazität auslasten sollte. Für die anschließende Phase wurde zwar eine zunehmende Einspeisung kasachischen Öls erwartet, jedoch sollte auch die Produktion anderer aserbaidjanischer Vorkommen (Kondensat von Shah Deniz) einen Teil der entstandenen Lücke ausfüllen sollen.⁵³⁶ Bei ausreichendem Interesse (aus Kasachstan) könnte die Pipelinedurchleitung dabei sogar auf 1,7-1,8 mb/d (85-90 Mt/Jahr) gesteigert werden.⁵³⁷ Der Transporttarif für Mitglieder des Konsortiums wurde vorerst auf 3,3 USD/b (ca. 24,2 USD/t) festgelegt, Preise für externe Nutzer sollten später bestimmt werden.⁵³⁸

Die Aussichten auf den künftigen Transport größerer kasachischer Ölvolumen auf der Route waren durchaus positiv. Bereits vor der offiziellen Erklärung des Kashagan-Vorkommens zu einem kommerziellen Fund (Juni 2002)⁵³⁹ führten die im Konsortium zu seiner Erschließung (Agip KCO⁵⁴⁰) involvierten Konzerne eigene Untersuchungen zur Ermittlung möglicher Exportoptionen für ihre Produktionsanteile durch und beteiligten sich auch an transportinfrastrukturellen Initiativen anderer Produzenten. Nach anfänglichem Zögern wurde von den Kashagan-Partnern und der kasachischen Regierung dabei ein ähnliches Model angestrebt wie beim AIOC-Konsortium. Demnach sollte zuerst eine Lösung für den Export der Anfangsproduktion des Feldes geschaffen werden, wodurch den Unternehmen mehr Zeit für die Entwicklung einer großvolumigen Hauptexportleitung verliehen würde. Als mögliche „early oil“-Routen wurden dabei die Atyrau-Samara-Pipeline, die BTC und die CPC bzw. deren gemeinsame Nutzung in Betracht gezogen. Letztere sollte nach der angestrebten Erweiterung leicht 10 Mt/Jahr der auf bis zu 22,5 Mt/Jahr geschätzten Produktion der Anfangsphase aufnehmen können. Dieses Niveau sollte nach geltender Auffassung innerhalb von etwa vier Jahren nach dem erwarteten Förderbeginn im Jahr 2005 erreicht werden.⁵⁴¹ Mindestens eine der drei Optionen sollte laut Aussagen kasachischer Regierungsvertreter künftig auch die Grundlage für die Hauptexportroute bilden, wozu die Unternehmen zu diesem Zeitpunkt jedoch noch keine genauen Angaben machen wollten. Klar war nur, dass die iranische Route nach dem Scheitern der Untersuchungen (siehe Kapitel 6.16) nicht mehr unter den bedachten Lösungsalternativen figurierte. Da sich zwischen den

⁵³⁵ Die bestehenden Entwicklungspläne sahen vor, dass die bereits angelaufene Phase 1 der ACG-Felder eine Produktion von 375.000 b/d erreichen sollte. Phase 2 sollte die Produktion im Zeitraum 2008/2009 auf 800.000 b/d ansteigen lassen. Phase 3 sollte sie auf über 1 mb/d erhöhen. Angeblich könnten sogar bis zu 1,2 mb/d erreicht werden. Ein Förderniveau von über 1 mb/d sollte nach 2009 für etwa vier bis fünf Jahre bestehen. Vgl. Rohlf, Doug: Baku-Ceyhan Oil Pipe Is Formally Launched, in: International Oil Daily, 18.9.2002; Ritchie, Michael: At The Helm: BP Holds Key To Caspian Export Domination, in: Nefte Compass, 22.9.2004.

⁵³⁶ Vgl. Robert, John: New Company Behind Baku-Ceyhan Oil Line Quietly Taking Action, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 151, S. 1, 8.8.2002.

⁵³⁷ Die Basiskapazität (1 mb/d) sollte durch den Einsatz von DRA um 35 Prozent erhöht werden können. Weitere etwa 400.000 b/d sollten durch den Zubau zusätzlicher Pumpstationen und Pipelinesegmente erreicht werden. Vgl. Ritchie, Michael: At The Helm: BP Holds Key To Caspian Export Domination, in: Nefte Compass, 22.9.2004; Ritchie, Michael: Caspian Oil Set for October Debut at Ceyhan, in: International Oil Daily, 8.6.2005.

⁵³⁸ Vgl. Azeri oil consortium increases oil transportation tariffs, in: Bilik Dunyasi news agency, 23.8.2002.

⁵³⁹ Die beteiligten Unternehmen kannten die Größe der Ölreserven bereits zuvor. Die Verkündung des Vorkommens zum „wirtschaftlichen Fund“ wurde eher aus taktischen Gründen hinausgezögert, da ab dem Zeitpunkt einige Fristen für die Erschließung des Feldes gelten sollten. Darüber hinaus sollte es zur Auszahlung einer Bonuszahlung von 50 Mio. USD kommen. Vgl. Ferruh, Demirmen: As Kazakhstan turns cool to Baku-Ceyhan, a new rivalry between Turkey and Russia simmers, in: Turkish Daily News, 26.2.2002.

⁵⁴⁰ OKIOC wurde 2001, nach der Wahl von Agip/ENI zum Betreiber des Konsortiums, in Agip KCO umbenannt.

⁵⁴¹ In der zweiten Phase, die in den anschließenden drei Jahren umgesetzt werden sollte, sollte ein Anstieg auf 900.000 b/d (45 Mt/Jahr) erfolgen. In der dritten Phase sollte nach weiteren fünf Jahren eine Plateau-Produktion von 1,2 mb/d (60 Mt/Jahr) erreicht werden. Vgl. Agip KCO to produce 22 mln tonnes during Phase 1 of Kashagan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 24.12.2002.

Kashagan-Partnern deutliche Differenzen in den Transportpräferenzen abzeichneten, schien damals der kombinierte Export über mehrere Hauptrouten eine durchaus ernsthaft bedachte Lösung darzustellen. Obwohl man dadurch auf Skaleneffekte verzichten müsste, sahen darin einige Akteure auch die Möglichkeit zur Minderung potenzieller Transitriskos.⁵⁴²

Ungeachtet der weiterhin offenen Frage nach der Hauptexportroute besaßen die Unternehmen großes Interesse an einer vorzeitigen Sicherung möglichst attraktiver Transportvoraussetzungen. Dies galt auch für die Möglichkeit zur Teilnahme an der BTC Co., die zur Nutzung der Pipeline zu Vorzugstarifen berechtigen sollte. Der Aufsichtsrat von ENI, das als Betreiber von Kashagan agierte, stimmte somit Ende Juli dem Beitritt zur BTC Co. zu. Der Konzern, der auch Beteiligungen an Vorkommen in Aserbaidschan besaß, gehörte bereits seit Oktober 2001 der „sponsor group“ an und sollte 5 Prozent am Pipelineunternehmen erhalten, wobei zeitweise auch über eine mögliche Erweiterung des Anteils auf 10 Prozent spekuliert wurde.⁵⁴³ Daneben entschlossen sich im Juni Total (5 Prozent) und im September die japanische Inpex (2,5 Prozent), dem Pipelineunternehmen beizutreten. Beide hegten zuvor großes Interesse an einer iranischen Exportpipeline, mussten sich jedoch letztendlich den politischen Rahmenbedingungen wie auch dem daraus ergehenden fehlenden Interesse anderer Partner beugen und gaben die Initiative somit auf. Ähnlich wie ENI beschloss auch Total seinen Beitritt u. a. mit Rücksicht auf die aus seinen Beteiligungen an Feldern in Aserbaidschan ergehenden Exportanforderungen.⁵⁴⁴ Im Oktober wurde die BTC Co. schließlich auch durch ConocoPhillips (2,5 Prozent) ergänzt (Tabelle 30).⁵⁴⁵ Die verbleibenden Kashagan-Partner (Shell, ExxonMobil, BG) schienen aufgrund ihrer bestehenden Anteile an der CPC kein Interesse am Einstieg in ein weiteres Pipelinegroßprojekt zu besitzen und strebten für den Export ihrer Produktionsanteile die Nutzung der Route nach Noworossijsk an (Tabelle 31). Mit ChevronTexaco, das zwar keine Anteile am Kashagan-Feld hielt, jedoch zuvor durchaus Interesse an der Diversifizierung seiner Exportoptionen signalisierte, konnte letztendlich keine Einigung über Beitrittsbedingungen zur BTC Co. erreicht werden.⁵⁴⁶

⁵⁴² Vgl. Agip KCO to invest \$2 Bln in Kazakh sector of Caspian in 2002, in: Petroleum Report, 16.10.2002.

⁵⁴³ ENI besaß zur damaligen Zeit einen Anteil von 50 Prozent an Lukagip, das wiederum zehn Prozent am Shah-Deniz-Vorkommen kontrollierte. Der Anteil an der BTC-Pipeline war daher nicht zuletzt auch für den Kondensatexport von dem Feld gedacht. Die Anteile am Feld wurden jedoch im Jahr 2004 an Lukoil verkauft.

⁵⁴⁴ Total zeigte bereits im März 2001 Interesse am Beitritt zur BTC. Das Unternehmen besaß zehn Prozent am Shah-Deniz-Feld, sodass es auch Exportkapazitäten für die Kondensatproduktion benötigte. Daneben hielt es 35 Prozent an Lenkoran/Talysh-Deniz (Rückzug Mitte 2001 aufgrund enttäuschender Explorationsergebnisse) und 20 Prozent an Absheron. Inpex besaß zu diesem Zeitpunkt keine Beteiligungen in Aserbaidschan, erwarb jedoch im Jahr 2003 von Lukoil zehn Prozent an den ACG-Feldern. Vgl. Azerbaijan discusses participation in Baku-Ceyhan project with Alberta Energy, TotalFinaElf, in: News Bulletin, 26.3.2001; Yevgrashina, Lada: BP starts work on landmark Caspian pipe: US\$2.9B project: First major pipeline bypass Russia, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 12.9.2002.

⁵⁴⁵ Vgl. ConocoPhillips buys 2.5 pct stake in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline consortium, in: AFX European Focus, 30.10.2002.

⁵⁴⁶ Chevron signalisierte bereits im Februar 2001 seine Bereitschaft für den Beitritt zum BTC-Projekt. Erste Hoffnungen der Projektbefürworter, dass der Konzern Teile seiner kasachischen Produktion für die Pipeline zur Verfügung stellen würde, wurden jedoch schnell zerstreut. Chevron sah die BTC zu diesem Zeitpunkt lediglich als Exportalternative für potenzielle Vorkommen an, die auf seinen aserbaidchanischen Lizenzgebieten entdeckt werden könnten. Der Konzern untersuchte zu diesem Zeitpunkt in Aserbaidschan im Rahmen eines Konsortiums zusammen mit Total (20 Prozent) und Socar (50 Prozent) die Offshore-Struktur Absheron. Deren potenzielle Reserven wurden von aserbaidchanischer Seite mit bis zu 300-400 Mt angegeben. Deren Existenz musste jedoch erst nachgewiesen werden. Chevron wollte daher vorerst nur an den Kosten der vorläufigen Machbarkeitsuntersuchungen partizipieren und machte seine Beteiligung an der detaillierten Projektdokumentation wie auch am Bau der Pipeline von den Explorationsergebnissen abhängig. (Chevron strebte damals einen Anteil von zehn Prozent an der „sponsor group“ an.) Obwohl die anschließenden Testbohrungen auf Absheron

Tabelle 30: Anteile an der BTC Co. (in Prozent; hervorgehoben Mitglieder von Agip KCO)

	BTC Co. (Oktober 2002)	BTC Sponsor Group (Juni 2002)
BP/Amoco	30,1	38,21
Socar	25	25
Unocal	8,9	9,58
Statoil	8,71	8,9
TPAO	6,53	7,5
ENI	5	5
TotalFinaElf	5	-
Itochu	3,4	3,4
Inpex	2,5	-
ConocoPhillips	2,5	-
Delta Hess	2,36	2,36

Quelle: Sampson, Paul: Watershed: Baku-Ceyhan Pipeline Faces Key Challenges, in: Nefte Compass, 2.1.2003; Financiers and investors line up behind BTC project, in: Newsbase, 12.6.2002.

4.8 Transkaspischer Streckenabschnitt: Tankertransport statt Unterwasserpipeline

Die Lösung der Exportfrage stellte zusammen mit den technischen Schwierigkeiten, die mit der Erschließung der Kashagan-Struktur verbunden waren, die entscheidende Herausforderung für das Agip KCO Konsortium dar.⁵⁴⁷ Obwohl die Bestimmung der Hauptexportroute weiterhin ausstand, war aufgrund der Beteiligung mehrerer Mitglieder an der BTC Co. ersichtlich, dass zumindest ein Teil der Kashagan-Produktion zukünftig auch in Richtung Ceyhan exportiert würde. Unklar blieb jedoch, wie das Öl auf die andere Seite des Kaspischen Meeres befördert werden sollte. Vor allem auf politischer Ebene herrschten in dieser Frage weiterhin beträchtliche Differenzen. Während des Besuchs einer kasachischen Regierungsdelegation in Washington Anfang Oktober 2002 wurde eine Reihe von energiebezogenen Abkommen unterzeichnet, welche die engere Kooperation beider Länder im Bereich der Produktion und des Exports von Kohlenwasserstoffen, inklusive der Entwicklung eines Transportsystems auf der Route Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan, vorsahen.⁵⁴⁸ Die Bush-Administration setzte sich dabei weiterhin mit Nachdruck für den Bau einer Unterwasserpipeline ein und schien offensichtlich die aufgrund der russischen Vorbehalte bestehende kasachische Reserviertheit gegenüber dieser Lösung zu verharmlosen. „*The position of the US is that if the countries involved agree on a pipeline, then that is enough for it to happen.*“⁵⁴⁹ Da zwischen Kasachstan und Aserbaidschan bereits im No-

keine Ölpräsenz zeigten und der Konzern somit keine Exportkapazitäten mehr zu benötigen schien, blieb das Interesse an der Pipeline eine Zeitlang weiter bestehen. Nach dem Abschluss der CPC und den Schwierigkeiten mit russischen Behörden untersuchte Chevron die Möglichkeit zur Schaffung eines (Reserve-)Transportkanals zur Diversifizierung seiner Tengiz-Exporte. Hierzu trug auch das Scheitern seiner Initiativen zum Bau einer eigenständigen Pipelineroute im Kaukasus bei. Die angebotenen Teilnahmebedingungen an der BTC Co. waren für Chevron aber unattraktiv. Vgl. ChevronTexaco fails to reach deal on joining Azeri BTC pipeline, in: AFX European Focus, 30.5.2002; Chevron To Join Turkish Oil Project, in: Associated Press Online, 9.2.2001; Frantz, Douglas: Chevron Talks to Azerbaijanis About Pipeline, in: The New York Times, S. 5, 10.2.2001; German, Tracey: Chevron Joins Baku-Ceyhan Pipeline Group, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.2.2001; Chevron may receive about 20% in Baku-Ceyhan project, in: Interfax Russian News, 5.3.2001; Chevron wants 10 per-cent share in Baku-Ceyhan sponsor group – Azeri oilman, in: MPA news agency, 19.6.2001.

⁵⁴⁷ Darüber hinaus mussten sehr strikte umweltpolitische Anforderungen eingehalten werden. Gasflaring wurde verboten und der Betreiber des Feldes sollte für sein Einfangen, die Beförderung und die Vermarktung verantwortlich sein. Vgl. Ritchie, Michael: Bingo!: Kashagan Shifts Into Higher Gear As Commerciality Is Declared, in: Nefte Compass, 2.7.2002.

⁵⁴⁸ Vgl. USAID to provide grant for Kazakh gas pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.9.2002.

⁵⁴⁹ Stephen Mann, US-Sonderbeauftragter für die kaspische Region, zit. in: Ritchie, Michael: US Would Support Caspian Subsea Pipe, in: International Oil Daily, 3.10.2002.

vember 2001 ein Abkommen über die Prinzipien der Offshore-Grenzziehung unterzeichnet wurde⁵⁵⁰, würde dem Bau einer Leitung aus US-Perspektive kaum etwas im Wege stehen. Argumentiert wurde auch damit, dass im Kaspischen Meer bereits zahlreiche Pipelines zwischen Offshore-Plattformen und der Küste verlegt waren, die im Grunde Präzedenzfälle für den Bau von Unterwassertransportinfrastruktur bildeten. Laut dem US-Sonderbeauftragten für die kaspische Region, der sich auf Ergebnisse neuester Untersuchungen zu wirtschaftlichen Aspekten des transkaspischen Transports stützte, wäre die transkaspische Leitung angeblich bereits ab einer Kapazität von 150.000 b/d (7,5 Mt/Jahr) wirtschaftlich.⁵⁵¹ Dies stellte (nicht zufällig) die von Agip KCO-Mitgliedern gehaltene Summe der Transportkapazitäten in der BTC dar (Tabelle 30), sodass aus US-Perspektive bereits die transkaspischen „early oil“- Exporte von Kashagan nicht wie früher anvisiert per Tanker, sondern direkt per Pipeline realisiert werden konnten. Die Absicht war offensichtlich, denn somit könnten Pfadabhängigkeitseffekte geschaffen werden, die die weitere Nutzung der BTC gegenüber dem möglichen Bau einer anderen Hauptexportroute bevorteilen würden. Demgegenüber hielt die kasachische Seite weiterhin an der mit Russland auch vertraglich geregelten Position fest, dass der Bau einer Unterwasserpipeline erst nach einer Einigung der Anrainer über den Status des Meeres erfolgen konnte.⁵⁵² Auch auf Seiten der Unternehmen schien die Zustimmung für eine solche Transportlösung aufgrund des russischen Widerstandes gering zu sein.⁵⁵³

Nach dem Treffen in Washington vergas Russland nicht, seinen Nachbarn erneut daran zu erinnern, dass es gegen den Bau „politischer Pipelines“ wäre. Argumentiert wurde damit, dass der Ausbau bestehender (über Russland führender) Infrastruktur deutlich günstiger wäre, als die Schaffung zusätzlicher Leitungen.⁵⁵⁴ Der Kreml unterstrich gleichzeitig seine Auffassung, der zufolge die kaspische Region aus geoökonomischer Sicht einen integralen Bestandteil des russischen Wirtschaftsraums bildete. „*The Caspian belongs to the Russian market.*“⁵⁵⁵ Dabei galt, dass „*no other sector of the economy [als der Energiesektor] contributes so heavily to the strengthening of regional integration.*“⁵⁵⁶ Der Vorstoß schien aufgrund hoher Investitionskosten, die mit jedem neuen Transportprojekt aus der

⁵⁵⁰ Der rechtsverbindliche „Aufteilungsvertrag“ vom 29. November 2001, in dem sich Kasachstan und Aserbaidschan auf dem Status des Kaspischen Meeres einigten, wurde am 27. Februar 2003 durch ein Protokoll ergänzt, durch das die genaue Aufteilung des Seebodens zwischen beiden Ländern auf der Grundlage der Medianlinie erfolgte. Die Parteien besaßen demnach souveräne Rechte über den Meeresboden und Meeresuntergrund zum Zwecke der Erkundung und Verwaltung der Ressourcen in den jeweiligen nationalen Sektoren. Die Wassersäule des Meeres wurde außer Acht gelassen. Im September 2002 einigten sich auch Russland und Aserbaidschan über die Grenzziehung und Bedingungen der Rohstoffausbeutung in ihren Sektoren. Am 14. Mai 2003 folgte schließlich eine trilaterale Einigung zwischen Aserbaidschan, Kasachstan und Russland über den Tripoint (Treffpunkt) ihrer Sektoren. Hiermit wurde die Offshore-Grenzziehung im nördlichen Bereich des Kaspischen Meeres abgeschlossen. Vgl. Janusz-Pawletta, Barbara: Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres, Dresden: Neise Verlag, 2007, S. 45-47.

⁵⁵¹ Die im Vergleich zu früheren Einschätzungen, wonach die Unterwasserpipeline mindestens 20 Mt/Jahr befördern müsste, deutlich reduzierte Zahl, basierte auf den Untersuchungen von Gulf Interstate (siehe Fn 526).

⁵⁵² Vgl. No Kazakh-Azeri oil pipeline until Caspian status resolved – Kazakh diplomat, in: Turan news agency, 28.8.2002.

⁵⁵³ Vgl. Kazakh oil companies steer clear of transcaspien pipeline project (Kazakh Commercial TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 14.12.2001.

⁵⁵⁴ Vgl. Gorst, Isabel: Cooperation builds among nations bordering Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 192, S. 1, 7.10.2002.

⁵⁵⁵ Viktor Kaljuschnyj, Sonderbeauftragter der russischen Regierung für die kaspische Region, zit. in: Russia favors diverse transportation of Caspian resources – Kalyuzhny, in: News Bulletin, 22.2.2002.

⁵⁵⁶ Viktor Christenko, stellvertretender russischer Premierminister, zit. in: Hydrocarbon export routes central to Eurasian economic forum, in: TASS, 8.4.2002.

Region verbunden waren, durchaus sinnvoll zu sein. Nicht zuletzt aus diesem Grund untersuchten die Kashagan-Partner selbst den Ausbau bestehender russischer Pipelines bzw. die Verlegung paralleler Leitungen als Option für eine künftige Hauptexportroute. Jedoch zeigte die bereits in den ersten Monaten nach der Inbetriebnahme der CPC-Leitung einsetzende Blockadehaltung Moskaus im Rahmen des Pipelinekonsortiums, dass eine überproportionale Abhängigkeit von Russland keinesfalls risikofrei blieb.⁵⁵⁷

Das Interesse am Ausbau transkaspischer Exportmöglichkeiten beschränkte sich aber nicht nur auf Agip-KCO-Mitglieder. Bereits im Juli 2002 wurde zwischen fünf Unternehmen mit Beteiligungen in Kasachstan – ChevronTexaco, Nations Energy, Hurricane Hydrocarbons, Maersk Oil, MangistauMunaiGas – die „Cross-Caspian Producers Group“ (CCPG) gegründet. Zusammen mit Kazmunaigas⁵⁵⁸ (KMG) und seiner maritimen Transporttochter Kazmortransflot (KMTF) wollte die Gruppe ein System zum transkaspischen Ölexport in westliche Richtung entwickeln. Dieses sollte auf der Grundlage von drei Prämissen funktionieren: offener Zugang für alle Produzenten, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit. Zeitgleich arbeitete KMG zusammen mit Agip KCO an diversen Exportlösungen für die „early oil“-Produktion von Kashagan.⁵⁵⁹ Um Synergie-Effekte auf der transkaspischen Route nutzen zu können, wurden ENI und Total anschließend auch in die CCPG kooptiert. Die Gruppe schlug nach ersten Beratungen vor, den Einsatz von Großkapazitätstankern⁵⁶⁰ im Kaspischen Meer zu untersuchen, da somit laut Schätzungen eine Reduzierung der Verschiffungskosten von etwa 7-8 USD/t auf 3 USD/t erreicht werden konnte.⁵⁶¹

Darüber hinaus nahm Astana im November 2002 erneut offizielle Gespräche mit SOCAR über die Einspeisung kasachischen Öls in die BTC auf. Obwohl die Rahmenbedingungen in diesem Bereich in Folge der Unterzeichnung des Memorandums vom März 2001 längst festgelegt sein sollten, wurden die Verhandlungen von der kasachischen Seite zu der Zeit früh eingestellt. Argumentiert wurde damals damit, dass die Entscheidung über die Nutzung der BTC erst nach der endgültigen Bestätigung der Kashagan-Reserven und auf der Grundlage eines Vergleichs kommerzieller Bedingungen verschiedener Transportalternativen getroffen werden konnte. Da die iranische Exportoption, auf die man sich damals indirekt bezog, nach dem Rückzug von Total längst aus dem Rennen ausgeschieden war und einige kasachische Produzenten bereits Mitglieder der BTC Co. waren und an Initiativen zur Schaffung transkaspischer Transportlösungen arbeiteten, sah sich die kasachische Seite nun endlich zum Handeln gezwungen. Die neuesten negativen Erfahrungen mit Russland im Rahmen der CPC unterstrichen zudem die Notwendigkeit der Nutzung alternativer Exportrouten.⁵⁶² Die erste Verhandlungsrunde verlief sehr erfolgreich, sodass die kasachische Seite versprach, die Arbeiten am bereits im Vorjahr zugesagten intergouvernementalen Vertrag schnellstmöglich wieder aufzunehmen. Dieser sollte allgemeine rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der BTC durch kasachische Produ-

⁵⁵⁷ Vgl. Sharushkina, Nelli: Rattled: Russia Gives Caspian Pipeline A Rough Ride, in: Nefte Compass, 23.10.2002.

⁵⁵⁸ Kazmunaigas wurde durch ein Präsidialdekret am 20.2.2002 durch den Zusammenschluss von Kazakhoil und KazTransOil gegründet.

⁵⁵⁹ Vgl. Agip KCO to invest \$2 Bln in Kazakh sector of Caspian in 2002, in: Petroleum Report, 16.10.2002.

⁵⁶⁰ Mit einer Kapazität von 30.000-40.000 dwt möglicherweise sogar 60.000 dwt. Die übliche Kapazität der Tanker im kaspischen Raum lag aufgrund der Terminalbeschränkungen bei etwa 5.900 dwt. KMTF modernisierte zu der Zeit zwei Anlegestege im Hafen Aktau, damit diese Tanker mit einer Kapazität von 12.000 dwt aufnehmen konnten. Von diesen verkehrten es im gesamten kaspischen Raum zu der Zeit nur drei (betrieben von Caspar). KMTF bestellte selbst drei weitere Tanker dieser Größe.

⁵⁶¹ Vgl. Ritchie, Michael: Cross Caspian: Kazakh Producers Map Out Western Export Route, in: Nefte Compass, 30.10.2002.

⁵⁶² Vgl. Kazakhstan to resume talks on shipping oil via BTC pipeline – Azeri oil co, in: AFX, 8.11.2002.

zenten festlegen und galt als Voraussetzung für die Aufnahme detaillierter Verhandlungen auf Unternehmensebene sowie die Entwicklung des transkaspischen Transportsystems. K. Kabyldin, Vizepräsident von KMG für Transportfragen, nannte nach dem Treffen erstmalig konkrete Zahlen für mögliche kasachische Exporte über die BTC-Pipeline. Diese sollten 20 Mt/Jahr oder auch mehr erreichen und angeblich bereits einen Monat nach ihrer Inbetriebnahme aufgenommen werden. Jegliche Pläne und Hoffnungen auf den Bau von Unterwasserleitungen wurden jedoch bis zur Lösung der in diesem Zusammenhang ausstehenden Fragen abgelehnt. „However, the laying of an underwater pipeline, whose ecological impact demands accurate study, is currently not being considered. Moreover, the implementation of such a large-scale project is ruled out without the resolution of the Caspian Sea's status.“⁵⁶³ Als einzige Möglichkeit verblieben somit aus kasachischer Sicht Tankerlieferungen. Zum Bau der dazu erforderlichen Infrastruktur sollte laut Kabyldin auf der Grundlage eines intergouvernementalen Abkommens ein Konsortium gegründet werden, an dem sich Kasachstan gerne beteiligen würde. Andere Teilnehmer könnten ENI, Total, Inpex und ConocoPhillips sein, also Kashagan-Partner mit Anteilen an der BTC. Besprochen wurde auch die Möglichkeit der Wiederbelebung des noch zu Sowjetzeiten bestehenden Swap-Systems, das die Verarbeitung schwererer kasachischer Ölsorten in aserbaidsschanischen Raffinerien vorsah, wofür im Gegenzug aserbaidsschanisches Öl exportiert werden konnte. Der Vorteil dieser Lösung würde darin bestehen, dass Aserbaidschan somit leichter seine Lieferverpflichtung (2,5 Mt/Jahr) gegenüber der Baku-Noworossijsk-Pipeline erfüllen könnte. Bis zu 10 Mt kasachischen Öls könnten laut KMG jährlich in aserbaidsschanischen Anlagen verarbeitet werden.⁵⁶⁴

Tabelle 31: Anteile von Agip KCO-Mitgliedern an regionalen Pipelineprojekten (2002; in Prozent)

	Kashagan	CPC	BTC
ENI/Agip	16,67	2	5
Royal Dutch/Shell*	16,67	7,5 (Zusammen mit Rosneft)	
ExxonMobil	16,67	7,5	
TotalFinaElf	16,67		5
BG	16,67	2	
Inpex	8,33		2,5
ConocoPhillips	8,33		2,5

* Shell übernahm im Jahr 2003 zusätzlich die Anteile von Kerr-McGee Oryx (1,75 Prozent)

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Der Erfolg der ersten bilateralen intergouvernementalen Gespräche und die Notwendigkeit einer schnellen Lösung der Kashagan-Export-Frage führten in der Folgezeit zur Intensivierung der Verhandlungen. Anfang Dezember kam es in der US-Botschaft in London in Anwesenheit des US-Sonderbeauftragten für die Region, S. Mann, zwischen Vertretern der staatlichen Ölkonzerne beider Länder erneut zu Gesprächen über Optionen der Nutzung und Beteiligung an der BTC. Aserbaidschan war ähnlich wie die USA daran interessiert, dass Kasachstan in das Projekt nicht nur als reiner Nutzer, sondern auch als vollwertiges Mitglied einbezogen würde, wodurch die Auslastung der Pipeline besser gewährleistet und auch der gesamtregionale Charakter des Projektes unterstrichen werden sollte. Socar zeigte sich dabei bereit, bei Interesse bis zu 10 Prozent seiner Anteile an der BTC Co. an KMG zu übergeben. Das langfristige Ziel der aserbaidsschanischen und amerikanischen Seite bestand zudem unverändert darin, dass zwischen Aktau und Baku eine Unterwasserpipeline entsteht, welche

⁵⁶³ Kaigerly Kabyldin, zit. in: Azeri, Kazakh oil officials discuss accord on Baku-Ceyhan transport, in: Turan news agency, 28.11.2002.

⁵⁶⁴ Vgl. Useinov, Arif/Gorst, Isabel: Kazakhstan considers adding 400.000 b/d to Baku-Ceyhan line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 231, S. 2, 3.12.2002.

die von Astana bevorzugten, aber von Baku und Washington weiterhin nur als Übergangslösung betrachteten Ölexporte per Tanker ersetzen sollte. Beide Initiativen wurden jedoch von der kasachischen Seite abgelehnt. Die Parteien einigten sich während des Treffens auf die Gründung einer Arbeitsgruppe, die die Ausarbeitung aller notwendigen vertraglichen Unterlagen vorantreiben sollte.⁵⁶⁵ Bis Ende des Jahres 2003 sollte laut Äußerungen der Verhandlungsteilnehmer das angestrebte intergouvernementale Abkommen abgeschlossen werden.⁵⁶⁶ Beim anschließenden Treffen mit dem türkischen Premierminister bestätigte Nasarbajew Anfang Januar 2003, dass die BTC bereits als Exportroute für die „early oil“-Produktion von Kashagan dienen könnte.⁵⁶⁷

Die transkaspische Pipelineoption blieb aus kasachischer Sicht ungeachtet diplomatischer Initiativen aus Washington, Baku oder Ankara aufgrund des russischen Widerstandes inakzeptabel. Im Februar wurden vor diesem Hintergrund erstmalig Pläne für den Bau eines neuen großen Ölexportterminals in Kuryk, etwa 76 km südlich von Aktau, vorgelegt. Diese wurden von KMG, KazTransOil und Total, das im Rahmen von Agip KCO für die Koordinierung der Transportoptionen zuständig war, entwickelt. Zusätzlich wurde der Aufbau einer eigenständigen Tankerflotte geplant, die zwischen Kuryk und Baku verkehren sollte. Die Kapazität des somit geschaffenen Transportsystems (Kuryk-Baku) sollte 20 Mt/Jahr betragen.⁵⁶⁸ Die Lösung war laut den Produzenten erforderlich, da Aktau aufgrund der geringen Meerestiefe nicht für die Beladung größerer Schiffe geeignet war. Der Hafen sollte jedoch weiterhin eine wichtige Rolle spielen und die Pläne von KMTF sahen in den kommenden Jahren einen kontinuierlichen Ausbau seiner Ölverladekapazität von etwa 8 Mt auf etwa 12 Mt/Jahr vor. Darüber hinaus sollten die Docks erweitert werden, sodass Tanker mit einer Kapazität von bis zu 20.000 dwt (statt 12.000-13.000 dwt) beladen werden könnten.⁵⁶⁹

Während einer weiteren aserbaidisch-kasachischen Verhandlungsrunde am 11. März wurden die neusten kasachischen Vorschläge aufgegriffen, wobei von den Parteien vereinbart wurde, dass innerhalb von sechs Monaten ein Rahmenabkommen ausgearbeitet würde, auf dessen Grundlage das Aktau-BTC⁵⁷⁰ Öltransportsystem umgesetzt werden könnte. Das auf Tankerexporten basierende Aktau/Kuryk-Baku-Teilstück sollte dabei aus kasachischer Sicht als gänzlich unabhängiges Transportsystem ohne formelle Bindung an die BTC Co. gelten. Kasachstan lehnte somit endgültig die von Aserbaidschan aber auch den USA angestrebte direkte Beteiligung an dem Pipelineunternehmen ab. Die kasachischen Pläne für das transkaspische System rechneten gleichzeitig damit, dass der Weiterexport von Baku nicht exklusiv über die BTC geschehen müsste, sondern auch in Richtung georgische Schwarzmeerküste erfolgen könnte. Für den Bau der Infrastruktur sollte entsprechend früherer Äußerungen von Kabyldin ein Unternehmen („Aktau-Baku Company“) gegründet werden, das später

⁵⁶⁵ Socar sprach in diesem Zusammenhang bereits von der Notwendigkeit technischer Lösungen für die Trennung diverser Ölsorten, um die Qualität des „süßeren“ (weniger schwefelhaltigen) aserbaidisch-kasachischen Öls zu erhalten. Hierzu könnten innerhalb der Pipeline z. B. Zylinderkolben eingesetzt werden. Vgl. Azeris may sell share in Baku-Ceyhan to Kazakhstan, in: Turan news agency, 6.12.2002; Trans-Caspian Aktau-Baku oil pipeline to be built: Azeri official, in: Agence France Presse, 7.12.2002; Baku-Ceyhan pipeline to transport Kazakh, Azeri oil separately – Azeri oil major, in: Turan news agency, 11.12.2002.

⁵⁶⁶ Sog. „host government agreements“. Vgl. Azerbaijan and Kazakhstan to conduct another round talks on Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline project in February, in: Economic News, 31.1.2003.

⁵⁶⁷ Vgl. Neff, Andrew: Turkish, Kazakh Leaders Discuss Caspian Oil Export Routes, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.1.2003.

⁵⁶⁸ Vgl. Kazakhstan plans to build new terminal to deliver oil to BTC, in: Prime-Tass, 3.9.2003.

⁵⁶⁹ Vgl. Kazmortransflot to develop Aktau port infrastructure, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.2.2003.

⁵⁷⁰ „Aktau“ diene hierbei als Sammelbegriff für die geplanten maritimen Exportkapazitäten in Kasachstan, welche auch andere Standorte wie z. B. Kuryk einschlossen.

auch den Tankertransport zwischen beiden Küsten realisieren würde und möglicherweise auch für die Beförderung kasachischen Öls über die BTC zuständig wäre. Das Unternehmen würde hierzu Verträge mit der BTC Co. abschließen und für kasachische Ölproduzenten als Spediteur agieren. KMG zeigte Interesse, sich aktiv an seiner Gründung und Leitung zu beteiligen, es sollte jedoch auch die in Kasachstan tätigen Ölproduzenten einschließen können. Die kasachische Vorstellung entsprach somit keinesfalls der aserbaidischen. Nicht nur, dass Socar weiterhin die von KMG abgelehnte direkte Teilnahme an der BTC bevorzugte, darüber hinaus versuchte die kasachische Seite, durch das von Kabyldin vorgeschlagene Modell die transkaspischen Transporte kasachischen Öls durch das neue Unternehmen zu monopolisieren, was die bis dahin dominante Stellung der aserbaidischen staatlichen Schiffsgesellschaft Caspar im kaspischen Tankergeschäft untergraben würde. Baku besaß dagegen immenses Interesse daran, die Position des Unternehmens im Rahmen des transkaspischen Öltransports auch zukünftig aufrechtzuerhalten.⁵⁷¹ Schließlich wollte die aserbaidische Seite kasachisches Öl möglichst für die BTC reservieren, um so deren Auslastung zu garantieren, Exporte über Georgien sollten erst im Falle fehlender freier Kapazitäten erfolgen. Von kasachischer Seite wurde gleichzeitig darauf verwiesen, dass man bei der Entwicklung des (neuen) transkaspischen Transportsystems samt des neuen kasachischen Hafens und der Tankerflotte nicht unter Zeitdruck stünde, da die Exportkapazitäten bestehender Routen für die Aufnahme der anfänglichen Kashagan-Produktion ausreichen würden. Die neue Infrastruktur würde man daher voraussichtlich erst ab 2009 bzw. zum geplanten Beginn der zweiten Phase der Erschließung des Feldes, und somit nicht als „early oil“-Exportoption benötigen.⁵⁷² Auch das *„Regierungsprogramm für die Entwicklung des kasachischen Sektors des Kaspischen Meeres bis zum Jahr 2015“* sah vor, dass der Export von Kashagan anfänglich nur über die Atyrau-Samara-Leitung, die CPC und den Hafen von Aktau (in Richtung BTC oder Georgien) erfolgen sollte. Dabei rechnete man mit einer baldigen Erweiterung der bestehenden Transportkapazitäten, was sich in der Folgezeit zumindest in Bezug auf die CPC und Atyrau-Samara-Pipeline als unrealistisch zeigte.⁵⁷³ Darüber hinaus schien die kasachische Position bezüglich des Standorts des zukünftigen neuen Hauptexportterminals zu diesem Zeitpunkt aufgrund interner Differenzen noch nicht einheitlich zu sein. Neben Kuryk, der auch von ausländischen Unternehmen unterstützt wurde, setzten sich einige kasachische Offizielle für einen viel stärkeren Ausbau von Aktau ein. Einzelne Vertreter von KMG zeigten aber auch Interesse daran, den Exportterminal an einem Küstenbereich zu bauen, wo der Konzern bereits Land pachtete (Bautino).⁵⁷⁴

Initiativen zum Ausbau transkaspischer Exportkapazitäten wurden vorerst weiterhin auch von Akteuren außerhalb der Kashagan-Gruppe entwickelt. Im April 2003 beauftragte die CCPG das russische Krylov-Institut mit der Ausarbeitung einer vorläufigen Machbarkeitsstudie für tankerbasierte Ölex-

⁵⁷¹ Vgl. Wardell, Simon: *Mora Talks With Azerbaijan Over Oil Pipeline Under Way*, in: *World Markets Analyses*, World Markets Research Centre, 11.3.2003.

⁵⁷² Vgl. *Kazakhstan to transport oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline*, in: *News Bulletin*, 11.3.2003; *Agreement to be signed after six months to involve Kazakhstan in BTC*, in: *AssA-Irada*, 12.3.2003; *News in brief*, in: *Petroleum Economist*, April 2003.

⁵⁷³ Die Projektionen sahen einen landesweiten Produktionsanstieg auf 60 Mt im Jahr 2005, 100 Mt im Jahr 2010 und 150 Mt im Jahr 2015 vor. Die Atyrau-Samara-Pipeline sollte bis 2005 von 15 Mt auf 25 Mt/Jahr erweitert werden. Die Kapazität der CPC-Pipeline sollte von damals 28,2 Mt/Jahr (davon 21,2 Mt für Kasachstan) auf 38 Mt im Jahr 2005, 58 Mt im Jahr 2008 und 67 Mt (davon 52,5 Mt für Kasachstan) im Jahr 2011 ansteigen. Parallel sollte der Hafen Aktau ausgebaut werden. Bis 2009 würde demnach eine zusätzliche Exportkapazität von mindestens 40 Mt/Jahr zur Verfügung stehen. Eine Exportverbindung nach China sollte erst nach der Fertigstellung der Kenkiyak-Aralsk-Kumkol-Pipeline anvisiert werden (siehe Kapitel V). Vgl. *Kazakhstan needs new export pipelines by 2009*, in: *News Bulletin*, 26.6.2003.

⁵⁷⁴ Vgl. *Caspian Shipping: New Generation Of Tankers Takes Shape*, in: *Nefte Compass*, 24.11.2004.

portsysteme zwischen Westkasachstan auf der einen und Aserbaidschan, Iran oder Russland auf der anderen Seite. Die Studie sollte bis zu zwölf mögliche Routen und Transportsysteme - inklusive der notwendigen Onshore- und Offshore-Infrastruktur - identifizieren und auch das bestehende Potenzial zum Bau der Anlagen und Schiffe durch die im kaspischen Raum und der Wolga-Don-Region ansässige Industrie untersuchen. Auf der Grundlage der Ergebnisse, die Mitte des Jahres (Juli) erwartet wurden, sollten weitere Untersuchungen erfolgen. Diese Initiative wurde jedoch in der Folgezeit mit den transkaspischen Transportplänen der Regierung, die gemeinsam mit den Agip KCO Mitgliedern entwickelt wurden, verschmolzen.⁵⁷⁵

Die russische Reaktion auf die zunehmende Annäherung Kasachstans an die BTC, aber insbesondere auf das hartnäckige amerikanische Werben um eine transkaspische Pipeline war wenig überraschend negativ und spiegelte sich in den jüngsten Äußerungen des Sonderbeauftragten für die kaspische Region, V. Kaljuschnyj, wider. *„There are no technical problems with that [trans-Caspian pipeline]. They are not a matter of concern to us. As for possible trans-Caspian gas and oil pipelines, I can tell you frankly, and I have always said this quite frankly, and this is also part of our task and part of our business and of the strengthening of the Russian budget, we have an interest and we are doing our best, and Security Council documents say, for example, that everything must be done to direct Caspian energy resources through Russia.“*⁵⁷⁶ Die geopolitische und geoökonomische Bedeutung der Zusammenarbeit im Energietransportbereich mit Kasachstan war für Moskau auch deshalb so groß, weil diese den Kern der angestrebten vertieften wirtschaftlichen Kooperation zwischen Russland und ausgewählten Ländern der GUS im Rahmen des Einheitlichen Wirtschaftsraumes⁵⁷⁷ („Single Economic Space“) bilden sollte. *„Speaking on the Single Economic Space, I would give the single energy space top priority. Because energy is the foundation of everything. If we lay a single economic foundation, the success of integration processes will be guaranteed.“*⁵⁷⁸ Energiepolitik mutierte in diesem Zusammenhang zumindest auf dem Papier zum Instrument, welches das Fundament weitreichender wirtschaftlicher Integrationsprozesse (bis hin zur Wirtschafts- und Währungsunion) mit entsprechenden politischen Implikationen bilden sollte. Trotz verbaler Bekenntnisse tat Moskau jedoch in der Realität verhältnismäßig wenig für die Umsetzung dieser Idee. Obwohl Transneft als Reaktion auf die kasachisch-aserbaidschanische Annäherung verkündete, dass sein System den Transportbedarf der Region für die kommenden zehn Jahre leicht decken könnte, und dass allein in der ersten Jahreshälfte zusätzliche Kapazitäten für die Aufnahme von 20 Mt/Jahr geschaffen wurden, handelte es sich bei ähnlichen Äußerungen meist nur um Lippenbekenntnisse.⁵⁷⁹ Nicht nur, dass die von Kasachstan gewünschte Erweiterung der Atyrau-Samara-Pipeline stockte, auch die Expansion der CPC sah sich mit erheblichen politischen Herausforderungen konfrontiert. Russland wurde somit auch von den Kashagan-Partnern zunehmend nicht mehr als Transportoption erster Wahl angesehen und zwang diese durch sein eigenes Verhalten zur stärkeren Fokussierung alternativer Exportrouten.

⁵⁷⁵ Vgl. Kazakhstan: Russian Institute To Study Trans-Caspian Exports, in: Nefte Compass, 30.4.2003.

⁵⁷⁶ Zit. in: Foreign ministry press briefing, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.7.2003.

⁵⁷⁷ Potenzielle Mitglieder waren Russland, Weißrussland, die Ukraine und Kasachstan.

⁵⁷⁸ Viktor Kaljuschnyj, zit. in: Russia hails cooperation with Kazakhstan, creation of Single Economic Space, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.10.2003.

⁵⁷⁹ Gleichzeitig wurde in russischen Berichten davon geschrieben, dass der Bedarf russischer Produzenten an Transportkapazitäten im selben Jahr etwa 400 Mt erreichen und somit 25 Mt über dem Vorjahresniveau liegen würde. Der von Transneft verkündete Kapazitätsanstieg entsprach daher nicht einmal den Anforderungen der eigenen Industrie. Vgl. Transneft can cover transit needs for Caspian region in next 10 years, in: Petroleum Report, 17.9.2003.

4.8.1 Verzögerungen bei Kashagan verschieben die transkaspischen Exportpläne

Nach einigen Verzögerungen in den Sommermonaten⁵⁸⁰ wurden die kasachisch-aserbaidshianischen Verhandlungen unter Beteiligung einzelner Mitglieder von Agip KCO im September fortgesetzt. Trotz weiterhin offener Problembereiche⁵⁸¹ zeigten sich kasachische Vertreter sehr zufrieden und sprachen davon, dass die endgültige Fassung des intergouvernementalen Abkommens, das die politische Grundlage für den Bau des Transportsystems und die Einspeisung kasachischen Öls in die BTC schaffen sollte, bereits während der nächsten Verhandlungsrunde am 25. Oktober angenommen werden könnte.⁵⁸² Angedacht war dabei, erste Lieferungen vom Kashagan-Feld in die BTC-Pipeline mittels bereits bestehenden Tanker und Terminals Ende 2006 aufnehmen zu können. Nachdem jedoch kurz zuvor im August bekannt geworden war, dass der Zeitplan der Erschließung des Vorkommens nicht eingehalten werden könnte und es zu einer Verschiebung der Produktionsaufnahme kommen müsste, legten sich die Verhandlungsteilnehmer vorerst nicht fest. Hierzu mussten zuerst Ergebnisse der Verhandlungen zwischen Kasachstan und Agip KCO abgewartet werden. Aserbaidshianische Vertreter sprachen vor diesem Hintergrund vorsichtig davon, dass die Einspeisung kasachischen Öls in die BTC wohl nicht vor dem Jahr 2007, jedoch nicht später als im Jahr 2010 beginnen würde. Verhandelt wurde auch über das gemeinschaftliche Unternehmen, das in der Folgezeit die Anlagen des neuen transkaspischen Systems (Terminals, Tanker) bauen und betreiben sollte. Nach kasachischer Auffassung sollten an diesem neben KMG und Socar mindestens die vier an der BTC beteiligten Mitglieder von Agip KCO teilnehmen. Darüber hinaus signalisierten aber auch weitere Ölproduzenten, von denen einzelne zuvor ebenfalls in der CCPG aktiv waren, Interesse am Einstieg.⁵⁸³

Entgegen den geweckten Erwartungen stagnierte der Verhandlungsprozess jedoch in den folgenden Monaten. Das für Oktober geplante Treffen wurde verschoben und auch bei den Verhandlungen im Dezember konnte keine Einigung erreicht werden. In den Erklärungen wurde lediglich darauf verwiesen, dass beide Parteien nicht unter Zeitdruck stünden, da Kasachstan die BTC erst nach 2007 nutzen wolle.⁵⁸⁴ In der Tat blieb der genaue Zeitplan der Kashagan-Produktionsentwicklung zu diesem Zeitpunkt aufgrund der laufenden Verhandlungen zwischen dem Konsortium und der kasachischen Regierung unklar (siehe Kapitel 5.3.11.1). Eine endgültige Einigung über die Verschiebung der Förderaufnahme auf den Zeitraum 2007/2008 konnte erst im Februar 2004 erreicht werden.⁵⁸⁵

4.9 Militärische Kooperation als Aspekt der (Energie-)Beziehungen im kaspischen Raum

In der Zwischenzeit schienen sich aus russischer Sicht auch Bedenken bezüglich sicherheitspolitischer Auswirkungen der Integration Kasachstans in westlich gerichtete Transportprojekte zumindest teilweise zu bestätigen, denn die kasachische Annäherung an die BTC wurde ebenfalls durch die Intensivierung der militärischen Kooperation mit den USA begleitet. Diese sollte auf dem Papier in erster Linie dem Schutz der Transportinfrastruktur dienen.⁵⁸⁶ Einige US-Offizielle sahen in der Existenz ame-

⁵⁸⁰ Vgl. Kazmunaygas, Socar postpone pipeline talks indefinitely, in: Petroleum Report, 9.7.2003.

⁵⁸¹ Zum Beispiel die Frage von Steuerermäßigungen. Die aserbaidshianische Seite sprach sich für Steuerermäßigungen für Unternehmen aus, die sich am Bau des Transportsystems beteiligen würden. Kasachstan war dagegen, da die Produzenten in Kasachstan bereits unter einem individuellen Steuerregime tätig waren.

⁵⁸² Vgl. Townshend sees no need for new pipe to bring Kazakh oil to BTC, in: Prime-Tass, 3.9.2003.

⁵⁸³ Vgl. Aktau-Baku oil route management company to be set up, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 8.9.2003.

⁵⁸⁴ Vgl. Baku, Astana to continue talks on Kazakhstan's joining in BTC project, in: AssA-Irada, 23.12.2003.

⁵⁸⁵ Vgl. Ritchie, Michael: Backtrack: Kazakhstan Gets Kashagan Back On Track, in: Nefte Compass, 25.2.2004.

⁵⁸⁶ Im September 2003 wurde zwischen den USA und Kasachstan ein fünfjähriges Sicherheitskooperationsprogramm (Caspian Defense Initiative Program/Caspian Guard) unterzeichnet, wobei ein ähnliches auch mit Aser-

rikanischer/westlicher Investitionsprojekte im zentralasiatischen Raum sogar einen entscheidenden Grund dafür, dass amerikanische Stützpunkte in der Region auch nach dem Ende des „Enduring Freedom“-Einsatzes in Afghanistan ihre Rechtfertigung behalten würden und erkannten sie somit als Instrument zur Rechtfertigung der militärischen Penetration der Region.⁵⁸⁷ Dies bestätigte erneut, dass Energie- und Infrastrukturpolitik in der kaspischen Region keinesfalls ausschließlich unter kommerziellen Gesichtspunkten betrachtet werden konnte. Auch Äußerungen hochrangiger kasachischer Offizieller bestätigten, dass ein sicherheitspolitisches Engagement der USA im zentralasiatischen Raum, insbesondere im Hinblick auf die instabile Lage in Afghanistan, im Einklang mit den strategischen Interessen des Landes wäre. „*The presence of the United States in the Caspian region meets the national security interests of Kazakhstan.*“⁵⁸⁸ Die engeren militärischen Beziehungen zu den USA wurden u. a. dadurch symbolisiert, dass Kasachstan eine Gruppe von 27 Minenräumern als Beitrag zur „coalition of the willing“ in den Irak schickte.⁵⁸⁹ Darüber hinaus beteiligte sich das Land seit Frühjahr 2002 durch ein Peacekeeping-Bataillon (Kazbat) am ISAF-Einsatz in Afghanistan. Gänzlich im Sinne der pragmatischen multivektoriellen Außenpolitik betrachtete Astana die militärische Kooperation mit den USA jedoch nicht als Nullsummenspiel. Sie stellte vielmehr den Ausdruck zunehmend emanzipierter kasachischer Außenbeziehungen dar, sollte aber gleichzeitig keinesfalls zur Einschränkung der Flexibilität in der Zusammenarbeit mit anderen Ländern, insbesondere nicht mit Russland, führen. In der Tat übertrafen die Bedeutung und das Ausmaß der militärischen Kooperation mit dem nördlichen Nachbarn bei weitem die Relevanz der Zusammenarbeit mit den USA. Beispielsweise unterzeichneten Russland und Kasachstan im Jahr 1998 ein gegenseitiges Sicherheitsabkommen, in dem sie sich allumfassende Unterstützung im Falle eines Angriffes durch eine dritte Partei zusicherten.⁵⁹⁰ Die Zusammenarbeit spiegelte sich u. a. auch in der Ausbildung kasachischer Offiziere, der Kooperation der Generalstäbe, der Mitgliedschaft in der Organisation des Vertrages für kollektive Sicherheit (OVKS)⁵⁹¹ oder der Pachtung militärisch bedeutender Anlagen in Kasachstan durch Russland wider.⁵⁹²

baidshchan vereinbart wurde. Sein Ziel war die Verbesserung des Schutzes wichtiger Infrastrukturanlagen (insbesondere der Ölinfrastruktur) vor Terroranschlägen. Das US-Militär lieferte an Kasachstan daraufhin vier Huey Hubschrauber, ein Hercules C-130 Militärtransportflugzeug, mehrere Hummer-Militärfahrzeuge sowie Schiffe und Radaranlagen für die kasachische Marine. Ein Anti-Terror-Zentrum mit amerikanischen Militärberatern sollte ebenfalls errichtet werden. Die USA sollten Kasachstan auch beim Aufbau der Marine unterstützen. Die Ausbildung kasachischen Personals sollte in der Türkei, Spanien, Griechenland und Italien erfolgen. Im Juli 2004 wurde in Atyrau eine Basis für 300 kasachische Marinesoldaten eröffnet, deren Bau aus US-Mitteln finanziert wurde. Vgl. Thuburn, Dario: US to Assist Kazakhstan in Policing Energy Infrastructure, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 26.2.2004.

⁵⁸⁷ Vgl. Shiryayev, Boris: Großmächte auf dem Weg zur neuen Konfrontation? Das „Great Game“ am Kaspischen Meer: eine Untersuchung der neuen Konfliktlage am Beispiel Kasachstan, Hamburg: Verlag Dr. Kovač, 2008, S. 214.

⁵⁸⁸ Kasymzhomart Tokajew, kasachischer Außenminister, zit. in: Dubnov, Arkady: Philosophical Conversation (Vremya Novostei, S. 2), in: What The Papers Say (Russia), 23.4.2002.

⁵⁸⁹ Vgl. Sieff, Martin: Kazakh prez walks US-Russia tightrope, in: United Press International, 25.6.2004.

⁵⁹⁰ Die kasachisch-russische militärische Zusammenarbeit basiert auf dem Vertrag über Freundschaft, Kooperation und gegenseitigen Beistand aus dem Jahr 1992. Russland versprach in diesem, Kasachstan u. a. beim Aufbau einer eigenen Armee zu unterstützen. 1994 wurde zudem ein Ergänzungsabkommen über militärische Zusammenarbeit unterzeichnet. Russland erhielt darin das Recht, in Kasachstan Militärbasen zu errichten und militärisches Material und Personal über kasachisches Territorium zu befördern. Für einen Vergleich der kasachisch-russischen und kasachisch-amerikanischen militärischen Kooperation siehe z. B. Shiryayev, Boris: Großmächte auf dem Weg zur neuen Konfrontation? Das „Great Game“ am Kaspischen Meer: eine Untersuchung der neuen Konfliktlage am Beispiel Kasachstan, Hamburg: Verlag Dr. Kovač, 2008, S. 131-136 u. 202-219.

⁵⁹¹ OVKS wurde am 7. Oktober 2002 gegründet und ging aus dem Vertrag über die kollektive Sicherheit hervor, der im Mai 1992 unterzeichnet und im April 1999 verlängert wurde. OVKS-Mitglieder waren zu dieser Zeit Ar-

Darüber hinaus war (und ist) Kasachstan allein schon aufgrund der bestehenden Waffenausstattung prinzipiell von Lieferungen russischer Ausrüstungsteile abhängig. Die Bedeutung enger sicherheitspolitischer Beziehungen mit Russland wurde wiederholt auch von Nasarbajew selbst bestätigt. „*I never tire of repeating that Russia is Kazakhstan's closest ally, because this is the way the fate of our peoples has taken shape. This is the way geography and history ordered it.*“⁵⁹³ Hiermit sprach er nicht nur die geografisch, demografisch und wirtschaftlich bedingte Verflechtung beider Länder an. Russland nimmt aus Sicht Astanas auch wegen der beiden verbleibenden „geopolitischen Flanken“ Kasachstans eine entscheidende Rolle in der Sicherheitspolitik des Landes ein. Sowohl die direkte Nachbarschaft mit China als auch die Grenze mit den südlichen „Bruderrepubliken“, die zunehmend als „islamisches Hinterland“ wahrgenommen werden,⁵⁹⁴ stellen für Kasachstan eine geopolitische Herausforderung dar, der man nicht alleine entgegentreten kann. Mit Rücksicht auf die engen Beziehungen zu Russland und gänzlich im Einklang mit dem Bandwagoning-Ansatz der eigenen Außenpolitik war die kasachische Führung im Rahmen der militärischen Zusammenarbeit mit den USA daher nicht bereit (ähnlich wie im Bereich der Pipelinekooperation), gewisse Grenzen zu überschreiten. Aus diesem Grund wurden amerikanische Nachfragen nach einer kasachischen Luftbasis abgelehnt, die für Einsätze im Rahmen des Antiterrorkrieges in Afghanistan genutzt werden sollte. Washington wurden lediglich Überflugrechte und Rechte für Notlandungen erteilt.⁵⁹⁵

4.10 Die Suche nach einer Hauptexportroute für Kashagan

Die kasachische Führung versuchte Russland zu besänftigen und jegliche Bedenken über ein eventuelles Streben nach einer energiepolitischen Distanzierung zu zerstreuen. Während des Besuches von Putin in Astana Anfang Januar 2004, in dessen Rahmen auch die Verlängerung der Pachtung des Baikonur-Komplexes bis zum Jahr 2050 vereinbart wurde (für 115 Mio. USD/Jahr), erklärte Nasarbajew, dass Russland weiterhin als „*main path to the world market*“ betrachtet würde. Die steigende Ölproduktion würde jedoch von Kasachstan den Ausbau bestehender und/oder die Eröffnung neuer Exportrouten erfordern. Vor diesem Hintergrund wurde Russland zur Kooperation bei der Erweiterung der CPC-Pipeline und des Transportpotenzials des russischen Pipelinenetzes aufgefordert, was letztendlich über den tatsächlich kasachischen Bedarf an nicht-russischen Transportkanälen entscheiden würde.⁵⁹⁶ Moskau schien die Botschaft verstanden zu haben und bot eine sofortige Anhe-

menien, Kasachstan, Kirgistan, Russland, Tadschikistan und Weißrussland (später trat auch Usbekistan bei). Die Hauptaufgabe des Bündnisses besteht in der Koordinierung der Aktivitäten im Kampf gegen internationalen Terrorismus und Extremismus, Drogen- und Waffenschmuggel, transnationale Kriminalität usw. Das Abkommen enthält auch einen Verweis auf Beistand im Falle externer militärischer Bedrohungen. Als Instrument für militärische Einsätze sollen sog. Collective Rapid Response Forces dienen. Vgl. Kazantsev, Andrei: Russian Policy in Central Asia and the Caspian Sea Region, in: Europe-Asia Studies, Vol. 60, No. 6, 2008, S. 1073-88, hier S. 1077.

⁵⁹² Hierzu gehört insbesondere das Baikonur-Raumfahrtzentrum.

⁵⁹³ Zit. in: Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 46.

⁵⁹⁴ Vgl. Halbach, Uwe: Der „nicht mehr postsowjetische“ Raum? Russland in der Wahrnehmung kaukasischer und zentralasiatischer Staaten vor und nach dem 11. September, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2002, S. 18.

⁵⁹⁵ Für die Flughäfen in Almaty, Schymkent und Lugowoje. Vgl. Allison, Roy: Central Asian military reform. National, regional and international influences, in: Cummings, Sally N.: Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 219-233, hier S. 230; Olcott, Martha Brill: Central Asia's Second Chance, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005, S. 183, 190; Olcott, Martha Brill: Kazakhstan. Unfulfilled Promise? Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010, S. 44-45.

⁵⁹⁶ Vgl. Kazakhstan sees Russian as primary oil export route, in: Business Report, 9.1.2004.

bung des Transitvolumens über das Transneft-Netz im laufenden Jahr auf 22 Mt⁵⁹⁷ an (von 19,5 Mt im Vorjahr). „*Taking into consideration the strategic character of our relations we must guarantee the legitimate interest of our partners in energy transportation.*“⁵⁹⁸ Signalisiert wurde auch, dass kasachisches Öl zukünftig verstärkt über das Baltische Pipelinesystem und den Hafen Primorsk exportiert werden könnte. Dies war für Kasachstan auch deswegen interessant, weil die Route eine der bedachten Exportalternativen für Kashagan darstellte. Sie konnte über die Atyrau-Samara-Pipeline oder mittels einer parallel zu dieser verlegten Leitung erreicht werden (Abbildung 33). Wie realistisch diese Idee war blieb jedoch fraglich. Die bereits bestehenden Anforderungen an Primorsk, der von Transneft als neuer Hauptölexporthafen ausgebaut wurde, waren beträchtlich, denn er sollte sowohl Terminals in baltischen Ländern ersetzen als auch die russische Abhängigkeit von der Bosphorus-Passage verringern.⁵⁹⁹ Im Rahmen des Besuchs wurde mit Lukoil auch ein PSA-Abkommen über die Entwicklung des Tyub-Karagan-Offshore-Blocks und ein Vertrag über die geologische Exploration des Atash-Offshore-Blocks unterzeichnet, wodurch die Position des Konzerns im kasachischen Ölsektor weiter gestärkt wurde. Laut einigen Industriequellen gelang es Putin im Verlauf der Verhandlungen, von Nasarbajew sogar ein verbales Zugeständnis zu erlangen, wonach Kasachstan selbst keine Lieferverpflichtungen für die BTC erteilen würde.⁶⁰⁰

Die letztendlich auch von Transneft genährten Versprechen über ausreichende freie Kapazitäten seines Leitungsnetzes gingen jedoch gänzlich an der Realität vorbei. Die Engpässe im russischen Transportsystem wurden bereits in der zweiten Jahreshälfte deutlich, als sich der Pipelinemonopolist zur Erfüllung der vertraglichen Transitverpflichtungen gegenüber Kasachstan gezwungen sah, Exportquoten russischer Produzenten einzuschränken.⁶⁰¹ Der Ausbau der russischen Transportkapazitäten erfolgte aufgrund der Weigerung zur Zusammenarbeit mit privaten Produzenten bei Weitem nicht so schnell wie benötigt, wobei die gewählten Projekte immer auch politischen Kriterien entsprechen mussten, was letztendlich deren kommerzielle Rahmenbedingungen beeinträchtigte. Auch bei der CPC-Erweiterung blieb Moskau unkooperativ und verschärfte im Verlauf des Jahres sogar seine Forderungen gegenüber den kasachischen Produzenten (siehe Kapitel 3.5.7). Beides stärkte nur noch weiter das Misstrauen der Kashagan-Partner gegenüber der Entwicklung einer russischen Hauptexportroute.

Der kasachische „geopolitische Diversifizierungsprozess“ musste daher auf jeden Fall weiter vorangetrieben werden. Beim Besuch des neuen aserbaidzhanischen Präsidenten, Ilham Alijew, bei Nasarba-

⁵⁹⁷ Vgl. Open Door: Russia And Kazakhstan Expand Energy Ties, in: Nefte Compass, 11.2.2004.

⁵⁹⁸ Wladimir Putin, zit. in: Sampson, Paul/Sharushkina, Nelli: Russia Turns Charm on Kazakhstan in Bid to Cement Influence, in: International Oil Daily, 14.1.2004.

⁵⁹⁹ Die Terminalkapazität sollte bis Ende Februar 2004 von 30 Mt/Jahr auf 42 Mt/Jahr erweitert werden. Noch im selben Jahr sollte eine weitere Erhöhung auf 50 Mt/Jahr erfolgen. Darüber hinaus verlief bereits die Planung für eine Steigerung der Kapazität auf 62 Mt/Jahr.

⁶⁰⁰ In beiden Fällen sollte die Aufteilung mit KMG auf 50:50 Basis erfolgen, wobei Lukoil die gesamten finanziellen Verpflichtungen bis zur Verkündung eines kommerziellen Fundes tragen sollte. Die kombinierten Öl und Gasreserven der Blöcke wurden auf 400-500 Mt Öläquivalent (3-3,7 Mrd. Barrel Öl; davon 2,4 Mrd. Barrel in Tyub Karagan) geschätzt. Die Gesamtinvestitionen sollten etwa 3,5 Mrd. USD betragen. Nach der ersten Explorationsbohrung auf dem Tyub-Karagan-Block entschloss sich Lukoil im Oktober 2005, das Projekt aufzugeben, da keine kommerziellen Reserven gefunden wurden. Vgl. Sampson, Paul/Sharushkina, Nelli: Russia Turns Charm on Kazakhstan in Bid to Cement Influence, in: International Oil Daily, 14.1.2004.

⁶⁰¹ Die Exportquote für russische Produzenten musste im dritten Quartal um 85.000 b/d verringert werden, um die festgelegte Anhebung der kasachischen Transitquote erfüllen zu können. Russisches Öl musste daraufhin per Eisenbahn transportiert werden. Vgl. Rohlfs, Doug: Juggling Act: Russia Gives Way To Caspian Crude In Q3 Exports, in: Nefte Compass, 24.6.2004.

jew Anfang März 2004 sprach der kasachische Präsident davon, dass er die kaukasische Route und die BTC als wichtige Alternativen zu den bestehenden Exportoptionen über Russland ansähe. „*It is very important for us as an alternative for exporting our energy resources to the foreign market. I am sure Kazakh oil will be sent via this pipeline.*“⁶⁰² Laut dem stellvertretenden kasachischen Minister für Energie und Rohstoffe, L. Kiinov, sollte aber auf jeden Fall sichergestellt werden, dass für die in Kasachstan tätigen Produzenten dieselben Transportgebühren gelten würden, wie für die BTC-Mitglieder.⁶⁰³ Darüber hinaus mussten auch noch Mechanismen vereinbart werden, welche die Aufrechterhaltung der Ölqualität und die Kompensierung von Produzenten hochwertigerer Ölsorten gewährleisten würden. Dies war notwendig, da aserbaidische Produzenten und die Regierung eine Verringerung der Ölqualität durch die Vermischung mit schwefelhaltigen kasachischen Ölsorten befürchteten.⁶⁰⁴ Unterschiede zwischen den Parteien bestanden auch in der Auffassung über die „Qualität“ des angestrebten intergouvernementalen Vertrages, der die Zusammenarbeit beim Aufbau des Transportsystems zur Einspeisung kasachischen Öls in die BTC regeln würde. Die aserbaidische Seite verlangte eine Vertragsform, die von den Parlamenten beider Länder ratifiziert werden müsste, um so deren rechtliche Verbindlichkeit besser zu garantieren. Die kasachische Führung widersetzte sich und argumentierte damit, dass solche Entscheidungen nicht in der Kompetenz des Parlaments lägen. Darüber hinaus verlangte Baku von Astana Regierungsgarantien für die Einhaltung vertraglicher Bestimmungen, die von kasachischer Seite abgelehnt wurden. Zwischen beiden Ländern herrschten auch erhebliche Differenzen bezüglich des transkaspischen Abschnittes des künftigen Transportsystems, wobei jede Partei Interesse an einer Monopolisierung der Tankerlieferungen durch eigene Unternehmen besaß. Einigkeit bestand aber darin, dass eine Konkurrenz im Bereich der Tankertransporte bzw. der Zugang externer Transporteure möglichst verhindert werden sollte.⁶⁰⁵ Der in den letzten Monaten sichtlich verlangsamte Verhandlungsfortschritt konnte durch das Treffen der Präsidenten nicht revitalisiert werden und setzte sich auch im Verlauf des gesamten Jahres 2004 fort, was von Beobachtern jedoch nicht auf politisch motivierte Bedenken bezüglich der Nutzung der BTC-Pipeline zurückgeführt wurde. Vielmehr war man sich auf beiden Seiten dessen bewusst, dass der Aufbau des transkaspischen Transportsystems nicht vor dem Produktionsbeginn auf Kashagan bzw. sogar erst nach dem Start der zweiten Produktionsphase erforderlich sein und die Entscheidung über seine Parameter von festen Zusagen der Kashagan-Partner abhängen würde. Letztere haben zu diesem Zeitpunkt jedoch noch nicht einmal eine endgültige Wahl zwischen den bestehenden Exportoptionen getroffen. ENI-Vertreter sprachen lediglich davon, dass die Entscheidung über die zukünftige Hauptexportroute spätestens Ende 2005/Anfang 2006 erfolgen müsste, um Verzögerungen bei der Umsetzung der Produktionsziele zu vermeiden. Die bestehende Infrastruktur (gerechnet wurde mit der erfolgreichen CPC-Erweiterung) war laut Berechnungen des Konsortiums fähig, die nach der Verschiebung des Entwicklungszeitraums des Feldes nun für das Jahr 2011 erwartete Plateau-

⁶⁰² Zit. in: Kazakhstan confirms interest in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: News Bulletin, 1.3.2004.

⁶⁰³ Vgl. Kazakhstan to pay same as other BTC participants to pump crude, in: Business Report, 10.3.2004; Kazakhstan keen to use BTC oil pipeline skirting Russia: Nazarbayev, in: Agence France Presse, 1.3.2004.

⁶⁰⁴ Vgl. Neff, Andrew: No Quality Reduction in BTC Blend of Kashagan Oil, Azeri Light, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 20.5.2004.

⁶⁰⁵ Unterschiedliche Auffassungen bestanden auch in Fragen der Steuer-/Zollbefreiungen für Importe und Exporte von Anlagen und der Profitrepatriierung. Auch Visa-Angelegenheiten für ausländisches Personal lagen weiter auf dem Verhandlungstisch. Vgl. Next Kazakh, Azeri talks on BTC to be held late May in Baku, in: Prime-Tass, 13.5.2004; Ambassador Mann Discusses Caspian Energy Issues At Istanbul Energy Conference, 23.7.2004, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=04ANKARA4110&q> (Zugriff 15.2.2012).

produktion der ersten Phase (450.000 b/d; 22,5 Mt/Jahr) aufzunehmen.⁶⁰⁶ Auch der Druck von Baku zugunsten einer schnellen Entscheidung schien sich verringert zu haben, denn die aktuellsten Projektionen der Förderentwicklung der ACG-Felder deuteten darauf hin, dass die BTC-Pipeline länger durch die einheimische Produktion ausgelastet werden könnte als ursprünglich angenommen wurde.⁶⁰⁷

Welche Rolle die BTC bzw. transkaspische Lieferungen letztendlich genau für den Export der Kashagan-Produktion spielen würden, war somit zu diesem Zeitpunkt weiterhin nicht gänzlich geklärt. Vom Agip KCO Konsortium wurden im September 2004 vier mögliche Hauptexportoptionen vorgestellt, die sich jedoch lediglich in einem *frühen* Untersuchungsstadium befanden: 1. Eine Pipeline von Eskene⁶⁰⁸ nach Kuryk, von wo Tankerlieferungen nach Baku und weiter in die BTC erfolgen würden; 2. Eine neue Pipeline von Eskene nach Noworossiysk (1.233 km), die parallel zur CPC verlaufen sollte und gleichzeitig auch eine Entscheidung bezüglich einer Bosphorus-Bypass-Pipeline verlangen würde; 3. Eine neue Pipeline von Eskene nach Primorsk (1.800 km), die parallel zur Atyrau-Samara-Pipeline und zum Baltischen Transportsystem von Transneft verlaufen sollte; 4. Eine Pipeline von Eskene/Atyrau nach Alashankou, die eventuell auch die Nutzung der bestehenden Kumkol-Karakoin-Atasu-Sektion einschließen würde.⁶⁰⁹ Ungeachtet der neutralen Haltung bei der Vorstellung der Optionen deutete die intensive Zusammenarbeit mit KMG und KMTF bei der Konzipierung transkaspischer Exportlösungen darauf, dass eine gewisse Präferenz für die erste Alternative bestand. Nicht nur dass die US-Administration weiterhin keinen Anlass verpasste, die kasachische Führung zur Beteiligung am BTC-Projekt zu animieren, die kommerziellen Rahmenbedingungen der Lieferungen nach China und die sich zunehmend verschärfende russische Haltung gegenüber Kooperationen mit ausländischen Ölunternehmen benachteiligten die verbleibenden Optionen.⁶¹⁰

⁶⁰⁶ Die Peak-Produktion von 1,2 mb/d sollte im Jahr 2016 erreicht werden.

⁶⁰⁷ Damalige Projektionen erwarteten die Peak-Produktion der ACG-Felder etwa im Jahr 2009 mit über 1 mb/d. (möglicherweise 1,1 mb/d). Das Produktionsplateau von über 800.000 b/d sollte demnach etwa vier bis fünf Jahre andauern. Anschließend sollte die Förderrate bis 2020 kontinuierlich auf ein Niveau fallen, das je nach Quelle zwischen 250.000-300.000 b/d angegeben wurde. Zusätzlich könnte auch die Socar-Produktion von der Flachwassersektion des Guneshli-Feldes, das nicht im AIOC-PSA inbegriffen war, über die BTC transportiert werden. Darüber hinaus konnte zum Ende der kommenden Dekade verstärkt mit der Einspeisung von Kondensat vom Shah-Deniz-Feld gerechnet werden. Von den an der BTC Co. nicht teilnehmenden Unternehmen konnte im November 2004 eine Einigung mit Devon (5,6 Prozent an AIOC) erreicht werden, dass es seinen Produktionsanteil auch über die Pipeline exportieren würde. Darüber hinaus verkaufte Lukoil seinen Anteil an den ACG-Feldern (zehn Prozent) im Jahr 2003 an Inpex, das ebenfalls Beteiligungen an der BTC besaß. ExxonMobil (acht Prozent an AIOC) stimmte somit als einziges AIOC-Mitglied nicht zu, sein Öl über die Pipeline zu exportieren und entschied sich stattdessen, die Baku-Supsa-Pipeline und die Eisenbahn nach Batumi zu nutzen. Nach einer erneuten Anhebung der Reserven der ACG-Felder im Verlauf des Jahres 2005 wurde projiziert, dass die Peak-Produktion von über 1 mb/d bis zum Jahr 2013 anhalten könnte. Der Rückgang auf unter 400.000 b/d sollte erst 2022 erfolgen. Vgl. Ritchie, Michael: At The Helm: BP Holds Key To Caspian Export Domination, in: Nefte Compass, 22.9.2004; Devon to ship oil via Baku-Ceyhan despite Exxon, in: Turkish Daily News, 27.11.2004; Caspian Basin Energy Ambassador Mann Discusses East-West Energy Corridor Next Steps With Turkish Energy Officials, 25.5.2004, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=04ANKARA2914&q> (Zugriff 15.2.2012); Bierman, Stephen: Caspian Crude: Caspian Producers Look To Fill BTC Pipeline, in: Nefte Compass, 15.6.2006.

⁶⁰⁸ In Eskene befanden sich die Onshore-Anlagen für das Kashagan-Feld.

⁶⁰⁹ Vgl. Smedley, Mark: Kazakhstan: Eni Looks Every Which Way For Kashagan Exports, in: Nefte Compass, 30.9.2004.

⁶¹⁰ Vgl. U.S. wants Kazakhstan to join BTC project, in: Petroleum Report, 30.3.2005.

Abbildung 33: Kashagan Exportoptionen



Quelle: North Caspian Operating Company: Export Strategy, http://www.ncoc.kz/en/kashagan/export_strategy.aspx (Zugriff 2.12.2011); eigene Bearbeitung.

4.11 Die Entscheidung für die westliche Route als Hauptexportlösung für Kashagan

Die Pläne für den transkaspischen Export der Kashagan-Produktion wurden in der Folgezeit zunehmend konkreter. Im Verlauf der aserbaidisch-kasachischen Verhandlungen im April 2005 sprachen kasachische Vertreter schließlich davon, dass künftig ein transkaspisches Transportsystem bestehend aus einer 700 km langen Pipeline zwischen Eskene und Kuryk, Export- bzw. Importterminals in Kasachstan und Aserbaidischan und einer eigenen Tankerflotte aufgebaut werden sollte. Kasachstan präferiert dabei den Einsatz möglichst großer Schiffe und rechnete mit dem Bau einer Flotte bestehend aus fünf Tankern mit einer Kapazität von jeweils 60.000 dwt.⁶¹¹ Das gesamte System, dessen genaue technische Parameter noch in Machbarkeitsstudien ermittelt werden sollten, würde laut vorläufigen Schätzungen etwa 3 Mrd. USD kosten und nach Aussagen aserbaidischer Vertreter Exporte von Kashagan in einer Höhe von anfänglich 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) und später bis zu 1 mb/d (50 Mt/Jahr) ermöglichen. Vor diesem Hintergrund besprachen die Parteien auch die Möglichkeit der Erweiterung der BTC auf 1,7 mb/d (85 Mt/Jahr). Beide Seiten zeigten sich nach dem Treffen zuversichtlich, das Abkommen über die Gründung des Transportsystems und die Einspeisung kasachischen Öls in die BTC bereits im September unterzeichnen zu können. Obwohl Agip KCO-Mitglieder weiterhin mit der Nutzung russischer Pipelines für den Export eines Teils ihrer Produktion rechneten und auch weitere Routen nicht gänzlich ausschließen wollten, avancierte die transkaspische Option durch die neusten Pläne zur mit Abstand wichtigsten Transportalternative und wurde vom Leiter von KMG für Transportfragen, K. Kabyldin, daher explizit als Kashagan-Hauptexportroute bezeichnet. Zwischen der kasachischen Regierung und den Kashagan-Mitgliedern bestanden jedoch beträchtliche Unterschiede hinsichtlich der Auffassung über die Zuständigkeiten zum Bau der Pipeline zwischen

⁶¹¹ Dadurch sollte eine beträchtliche Reduzierung der Transportkosten erreicht werden, was wiederum zu deutlichen Mehreinnahmen für den Staatshaushalt führen würde. KMG berechnete die Transportkosten bei einem 6.500 dwt Tanker mit 3,94 USD/t und bei einem 12.000 dwt Tanker mit 3,63 USD/t. Beim Einsatz von 60.000 dwt Tankern würden die Kosten lediglich 2,76 USD/t betragen. Eine Entscheidung darüber musste jedoch noch getroffen werden, da Tanker dieser Klasse in der kaspischen Region nicht produziert wurden. Vgl. Kazakh government plans new Caspian Port (Ekspress-K), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.5.2005.

⁶¹¹ Vgl. Kazakhstan ready to discuss oil transport with Georgia, in: News Bulletin, 31.3.2005; Socar's Aliyev says \$3 bln needed to link Kazakhstan with BTC, in: Prime-Tass, 18.4.2005.

Eskene, wo die Onshore-Anlagen von Kashagan stationiert waren, und dem neuen maritimen Terminal in Kuryk. Die Unternehmen gingen davon aus, dass der geltende PSA-Vertrag ihnen das Recht zum Bau der Pipeline überließ. Die kasachische Seite beharrte jedoch darauf, dass sie das alleinige Recht dazu besäße und wollte die Leitung unter eigener Kontrolle bauen und betreiben. Sie sprach sich somit gegen das von den Agip KCO-Partnern bevorzugte BTC-Modell aus, das dem Pipelinekonsortium die Kontrolle über das Öl vom Einspeisepunkt bis zum Exportterminal überließ. Vertreter der Unternehmen sprachen wegen dieser Differenzen darüber, dass sie sich größere Sorgen über den Öltransport von Kashagan nach Aktau bzw. Kuryk als über die Überquerung des Meeres machen würden. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund entwickelten sie auch Pläne zum Bau einer extensiven Eisenbahninfrastruktur.⁶¹²

Auch der intergouvernementalen Einigung zwischen Kasachstan und Aserbaidschan über die zukünftige Nutzung der BTC-Pipeline durch kasachische Produzenten standen noch Differenzen im Bereich der Tarifsetzung und Steuerfragen⁶¹³ entgegen. Die kasachische Seite hielt die vorgeschlagenen Gebühren für zu hoch und verlangte deren deutliche Reduzierung. Der Präsident von Socar, Natik Alijew, erwiderte auf die Forderungen, dass die Tarife sowohl für Produzenten als auch Investoren attraktiv sein müssten. Er erwartete dabei, dass diese für Nutzer ohne Anteile an der BTC Co. höher liegen würden als für Projektmitglieder, was von Astana kritisch betrachtet wurde.⁶¹⁴ Konkrete Regelungen der Tariffragen konnten daher im Rahmen der Verhandlungsrunde nicht vereinbart werden. Einigkeit schien aber zumindest darüber zu bestehen, dass alle an der BTC Co. beteiligten Unternehmen dieselben Gebühren für die Verwendung der Pipeline zahlen sollten, unabhängig vom Ursprung des von ihnen beförderten Öls. Agip KCO-Mitglieder mit Beteiligungen an der BTC Co. sollten darüber hinaus laut dem Vorsitzenden des Pipelinekonsortiums, M. Townshead, auch Öl anderer Kashagan-Partner zu „Vorteilstarifen“⁶¹⁵ transportieren dürfen. *„Tariffs will be the same for everybody in some way connected with the BTC shareholders.“*⁶¹⁶ Die Produktion der ACG-Vorkommen sollte jedoch bei der Einspeisung in jeden Fall Vorrang besitzen, wodurch die Wahrung aserbaidischischer Interessen gesichert werden sollte. Erst bei freien Transportkapazitäten sollten alle BTC Co.-Mitglieder die Möglichkeit erhalten, diese zum Mitgliedstarif für die Beförderung von Öl aus anderen Feldern nutzen zu können. Aussichtsreich war dabei nicht nur der Export der Kashagan-Produktion. Durch den Erwerb von Unocal im April 2005 wurde mit ChevronTexaco ein weiterer wichtiger kasachischer Produzent zum Teilnehmer an der BTC Co. (8,9 Prozent).⁶¹⁷ Aufgrund der Verzögerungen bei der Erweiterung der CPC-Leitung und der anstehenden Produktionssteigerung auf Tengiz fasste der Konzern dabei erneut auch die Möglichkeit des Ölexportes über die transkaspische Route ins Auge. Hierbei wurde

⁶¹² Vgl. ebenda; Kazakhstan seeks lower tariffs on Aktau-Batumi oil transport, in: Prime-Tass, 18.4.2005; Kazakh BTC Agreement May Be Signed By September, in: Petroleum Report, 20.4.2005; Ordway Meets With Shkolnik and Kulibayev; Discusses BTC, CPC and Kashagan, 11.3.2005, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=05ALMATY953&q> (Zugriff 15.2.2012).

⁶¹³ Aserbaidschan schlug vor, dass auch die Infrastruktur in Kasachstan (zwischen Kashagan und dem Terminal Kuryk) für Steuerzwecke als Teil des BTC-Exportsystems gelten sollte. Die kasachische Seite lehnte dies ab.

⁶¹⁴ Vgl. Kazakhstan ready to discuss oil transport with Georgia, in: News Bulletin, 31.3.2005; Socar's Aliyev says \$3 bln needed to link Kazakhstan with BTC, in: Prime-Tass, 18.4.2005.

⁶¹⁵ Als Vorteilstarife werden Tarife verstanden, die für BTC-Anteilseigentümer gelten sollten. Dritten Parteien sollten höhere Tarife berechnet werden.

⁶¹⁶ Michael Townshead, Vorsitzender von BTC Co., zit. in: Kazakh BTC Agreement May Be Signed By September, in: Petroleum Report, 20.4.2005.

⁶¹⁷ Das Unternehmen erhielt somit auch einen Anteil von 10,27 Prozent am AIOC-Konsortium. Vgl. Neff, Andrew: Unocal Acquisition Gives ChevronTexaco a Caspian Oil Bridge, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.4.2005.

nicht nur die bereits in der Vergangenheit genutzte Baku-Batumi-Strecke, sondern auch die Einspeisung in die BTC anvisiert. Auch Vertreter der BTC Co. sprachen sich für den Transport von Tengiz-Öl aus, um so die Auslastung der Pipeline zu verbessern.⁶¹⁸ Um die Interessen der Nutzer zu wahren, sollte aber zuerst eine Einigung über die Errichtung einer Quality Bank erreicht werden, durch die Preisausfälle bei Produzenten hochwertigerer Ölsorten kompensiert und festgelegte Ölqualitätsmerkmale garantiert würden.⁶¹⁹

Die Gründe für die Entscheidung der kasachischen Regierung und der Unternehmen zugunsten der maritimen Exportroute für Kashagan lagen auf der Hand. Der kasachische Premierminister, D. Akhmetov, sprach offen davon, dass der „*shift of vector*“ im Bereich der Ölexportlogistik maßgeblich durch die russische Blockadehaltung im Rahmen des CPC-Expansionsprozesses verursacht wurde. „*Further development of CPC is getting fraught with certain complications, and therefore development of our maritime infrastructure is to be intensified.*“⁶²⁰ Astana plante dabei aufgrund der Kapazitätsbeschränkungen des Transneft-Netzes bereits vor der offiziellen Entscheidung zugunsten der transkaspischen Lösung als Hauptexportroute für Kashagan eine deutliche Ausweitung der Öllieferungen auf dem Seeweg, die bis 2016 27 Mt/Jahr (von 8,2 Mt im Jahr 2004) erreichen sollten. Der entscheidende Vorteil dieser Option lag aus kasachischer Sicht darin, dass sie anders als Pipelines eine gewisse Freiheit bei der Wahl des Bestimmungsortes (zwischen Baku, Machatschkala, Neka) ermöglichte. Aufgrund der anhaltend negativen Erfahrungen mit der CPC wurden die Projektionen über die Höhe der maritimen Exporte jedoch kurzerhand auf mindestens 38 Mt/Jahr (2016) gesteigert. Dieser Schritt wurde durch die endgültige Entscheidung der Regierung zugunsten der Schaffung eines neuen Hafens in Kuryk begleitet, der zukünftig als Exportterminal für Kashagan dienen und parallel zur Produktionsentwicklung auf dem Feld erweitert werden sollte. Seine Inbetriebnahme wurde daher im Zeitraum 2007/2008 erwartet, wobei die bestehenden Pläne für das Jahr 2016 von Exporten von etwa 30 Mt ausgingen, was der Hälfte der projizierten Kashagan-Peakproduktion entsprach. Die Entscheidung für Kuryk stellte einen rationalen Zug dar, denn der Ort zeichnete sich durch geografische Vorteile gegenüber Aktau aus, besaß eine Bucht, die bereits zur damaligen Zeit von Schiffen bei schlechten Wetterverhältnissen als natürlicher Zufluchtsort genutzt wurde und ermöglichte durch die Tiefe des Meeres auch die Aufnahme erheblich größerer Tanker. Durch die Wahl wurden gleichzeitig die langwierigen internen Differenzen überwunden, die bis dahin die maritimen Ausbauarbeiten verzögerten. Unabhängig davon sollte jedoch auch Aktau weiter ausgebaut und primär für schwerere Ölsorten genutzt werden.⁶²¹

Die kasachische Regierung reduzierte ihre Pläne für den Weitertransport des Öls ab Baku im Einklang mit den bereits zuvor geäußerten Präferenzen nicht nur auf die BTC, sondern beabsichtigte auch eine deutlich stärkere Inanspruchnahme der transkaukasischen Route zur georgischen Schwarzmeerküste. Hierbei zeigte sie auch Interesse am Erwerb direkter ausländischer Beteiligungen. Beim Treffen mit

⁶¹⁸ Vgl. Kazakh BTC Agreement May Be Signed By September, in: Petroleum Report, 20.4.2005.

⁶¹⁹ Vgl. Tankers to help fill BTC pipeline early, in: Petroleum Report, 18.8.2005.

⁶²⁰ Zit. in: Ritchie, Michael: As Russia Drags Heels, Kazakh Hatch New Route for Caspian Oil, in: International Oil Daily, 19.5.2005.

⁶²¹ Anfang März 2005 wurden Ergebnisse einer Machbarkeitsstudie zur Erweiterung des Hafens Aktau auf bis zu 20 Mt/Jahr vorgestellt. Hierzu müssten vier neue Docks gebaut werden. Die Kosten dafür wurden auf etwa 150 Mio. USD berechnet und die Umsetzung könnte bis zum Jahr 2009 abgeschlossen werden. Vgl. Kazakh government plans new Caspian Port (Ekspress-K), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.5.2005; Watkins, Eric: Kazakh port due expansion, in: Oil & Gas Journal, S. 33, 7.3.2005; Neff, Andrew: Kazakh Port Seeks to Double Oil Export Capacity, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 21.4.2005; Kazakhstan mulls second Caspian seaport, in: SKRIN Market & Corporate News, 6.5.2005.

dem georgischen Präsident, M. Saakaschwili, Ende März 2005 verkündete Nasarbajew die Bereitschaft, Anteile am Hafen Supsa sowie an Teilen der georgischen Pipelineinfrastruktur zu kaufen.⁶²² Kasachische Vertreter verhandelten in der Folgezeit mit der aserbajdschanischen Seite zudem über die Möglichkeit der Nutzung freier Kapazitäten der Baku-Supsa-Leitung, wodurch die kostspieligen Eisenbahntransporte zwischen Baku und Batumi ergänzt oder ersetzt werden könnten. Auch die Senkung der Eisenbahntransportkosten selbst war Bestandteil der Agenda.⁶²³ Die kasachische Seite sprach davon, dass im Falle attraktiver Bedingungen in kurzer Zeit bis zu 400.000-500.000 t/Monat (98.000-120.000 b/d) über die Pipeline nach Supsa oder per Zug nach Batumi exportiert werden könnten.⁶²⁴ Das Interesse wurde dadurch bestärkt, dass sich kasachische Produzenten vor dem Hintergrund der Verzögerungen bei der CPC-Erweiterung zunehmend um alternative Exportoptionen bemühen mussten.⁶²⁵

Die kasachische Bereitschaft, zukünftig verstärkt die transkaspisch-kaukasische Route samt der BTC in Anspruch zu nehmen, wurde im Verlauf des Monats Mai durch zwei symbolträchtige Ereignisse demonstriert. Zuerst nahm Nasarbajew am 23. Mai an der Indienststellung des ersten kasachischen Öltankers – Astana – teil. In seiner Ansprache wies der Präsident nicht nur auf die Entschlossenheit zur zukünftigen Nutzung der BTC hin, er erwähnte geschickt auch die Rolle Russlands als wichtigsten Transitlandes, das selbst von der maritimen Exportstrategie, deren Zielsetzung zweifellos in der „geopolitischen Diversifizierung“ lag, profitieren sollte. „*The Northern Caspian pipeline [CPC] is our main one. Atyrau-Samara is the second route. And now we are opening up the third major route across the Caspian Sea to Russia [Machatschkala] and Baku. In the future, we shall join the pipeline which will be called Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan-Mediterranean Sea. This is a big necessity for us.*“⁶²⁶ Der kasachische Tanker ankerte während der Zeremonie symbolisch direkt neben dem aserbajdschanischen Tanker Haidar Alijew. Beide Schiffe machten sich danach gemeinsam auf den Weg nach Baku, wo sie zwei Tage später zur feierlichen Eröffnung der BTC erwartet wurden. Am folgenden Tag reiste auch Nasarbajew nach Baku, um an der Veranstaltung teilzunehmen. Im Verlauf des Besuches wurde von den Außenministern Aserbajdschans, Georgiens, Kasachstans und der Türkei sowie dem US-Energiesekretär, S. Bodman, die *Baku Deklaration* unterzeichnet, in der die Parteien ihre Unterstützung für die Entwicklung und Erweiterung des Ost-West-Energietransportkorridors erklärten. In Hinblick auf die kasachische Bereitschaft zur künftigen Inanspruchnahme der BTC äußerte Nasarbajew nach der Zeremonie seine Überzeugung, dass „*[t]he BTC should be now called the Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline.*“⁶²⁷ Der kasachische Premierminister, D. Akhmetov, sprach wiederum davon, dass künftig jährlich bis zu 30 Mt Öl aus Kasachstan auf der Route exportiert werden könnten.⁶²⁸ Im Sinne der Bandwagonging-Tradition wurde jedoch ebenfalls bekräftigt, dass die Nutzung der Pipeline nicht

⁶²² Vgl. Kazakhstan interested in Baku-Supsa Pipeline, in: The Times of Central Asia, 1.4.2005.

⁶²³ Die Kosten für den Transport auf der Route Aktau-Baku-Batumi lagen bei etwa 32 USD/t. Vgl. Kazakhstan seeks lower tariffs on Aktau-Batumi oil transport, in: Prime-Tass, 18.4.2005.

⁶²⁴ Vgl. Kazakhstan can deliver 500,000 tonnes monthly via Baku-Supsa, in: Russia & CIS Energy Newswire, 21.11.2005.

⁶²⁵ Vgl. Kazakhstan seeks lower tariffs on Aktau-Batumi oil transport, in: Prime-Tass, 18.4.2005; Chevron May Use Batumi Port, in: International Oil Daily, 21.4.2005.

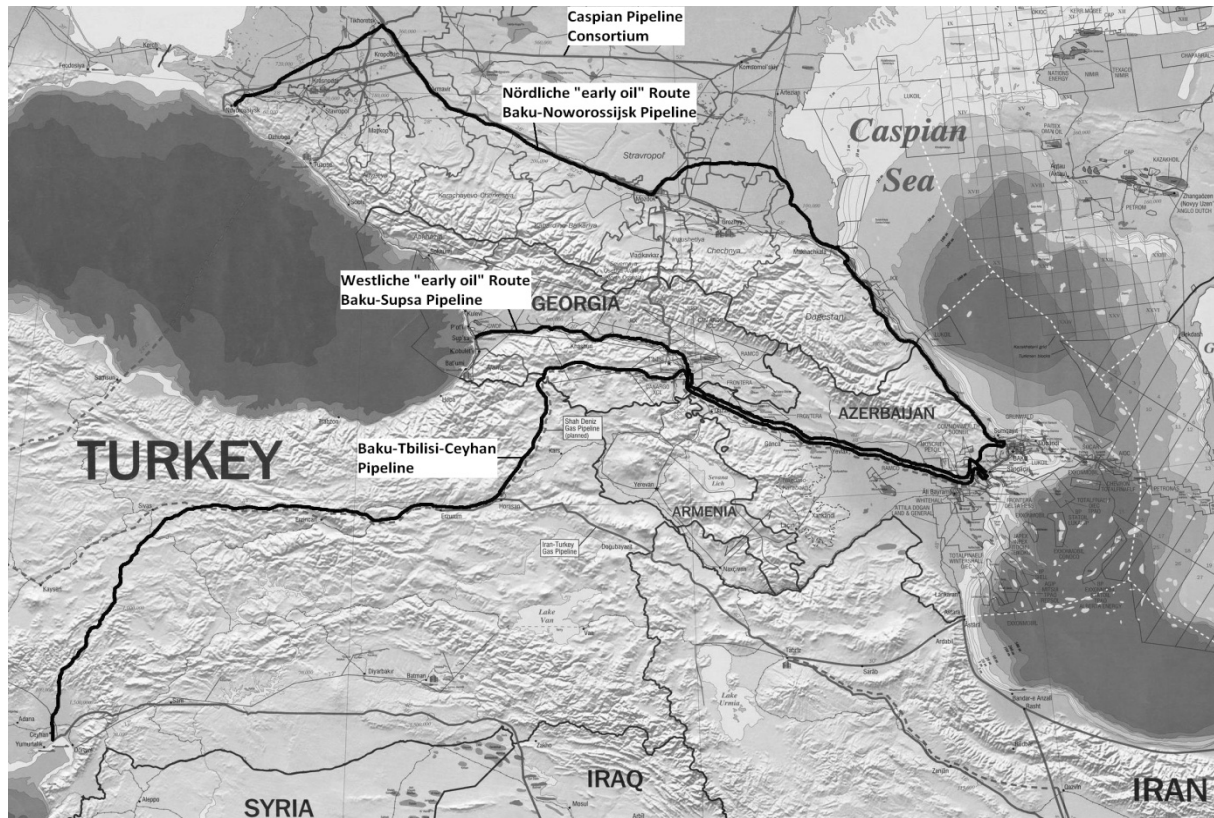
⁶²⁶ Nursultan Nasarbajew, zit. in: President commissions first Kazakh oil tanker (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 23.5.2005.

⁶²⁷ Zit. in: Kazakhstan to supply 30mt of oil per year to Transcaucasus pipeline, in: Prime-Tass, 26.5.2005; Kazakh president mentions Russian oil route at opening US-backed pipeline (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 25.5.2005.

⁶²⁸ Vgl. Kazakhstan out to make biggest BTC exporter, in: RIA Novosti, 26.5.2005.

auf Kosten bestehender Ölexportrouten über Russland erfolgen würde.⁶²⁹ Entgegen dem bekannten Verhaltensmuster blieb eine negative Reaktion Moskaus diesmal aus. „This is Kazakhstan's sovereign right to determine what to do and how to deal with its resources. The choice in this case is connected purely with economic aspects: the transit price and other conditions that Baku-Tbilisi-Ceyhan or other pipeline system sets.“⁶³⁰

Abbildung 34: Aserbaidschanische Ölexportpipelineinfrastruktur



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: o. a.; eigene Bearbeitung.

Die Inbetriebnahme der BTC-Pipeline stellte eine entscheidende Veränderung der geoökonomischen Rahmenbedingungen des Öltransports aus der kaspischen Region dar. Die Produktionsgebiete am westlichen Ufer des Kaspischen Meeres erhielten somit eine direkte Anbindung an den Weltmarkt, sodass aserbaidschanisches Öl ohne russische Quotenregelungen und die umweltpolitisch bedenkliche Nutzung des Bosphorus uneingeschränkt für die Versorgung (nicht nur) des europäischen Marktes eingesetzt werden konnte. Die Pipeline sollte aus amerikanischer Perspektive nicht nur die wirtschaftliche Unabhängigkeit Aserbaidschans und Georgiens stärken, sondern auch zur Reduzierung europäischer Erdölimporte aus Russland beitragen. Ihre Rolle beschränkte sich jedoch nicht nur auf den Öltransportbereich. Sie sollte vielmehr als Eckstein bzw. „umbilical cord“⁶³¹ des sich entwickelnden Ost-West-Transport- und Kommunikationskorridors dienen, der auch Gasleitungen, Eisenbahn- und Straßenverbindungen einschließen und den kaspisch-zentralasiatischen Raum über die südkau-

⁶²⁹ Vgl. Azerbaijani, Georgian and Turkish presidents launch BTC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005.

⁶³⁰ Viktor Christenko, russischer Minister für Industrie und Energie, zit. in: Kazakh involvement in Baku-Ceyhan pipeline internal affair – Russian Minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.7.2005.

⁶³¹ Cornell, Svante E./Tsereteli, Mamuka/Socor, Vladimir: Geostrategic Implications of the Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline, in: Starr, Frederic S./Cornell, Svante E. (eds.): The Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline: Oil Window to the West, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Uppsala University, 2005, S. 17-38, hier S. 25.

kasische Region mit Europa verbinden sollte. Die geostrategische Bedeutung des Südkaukasus, die aus amerikanischer Sicht mit der Notwendigkeit seiner Penetration bzw. Besetzung einhergeht, liegt dabei in seiner Brückenposition. Er bildet nämlich eine direkte Verbindung zwischen dem euroatlantischen Raum und Zentralasien inklusive Afghanistans und eröffnet den USA somit einen unabhängigen Zugang zum Herzen des eurasischen Kontinents, wodurch er ihnen auch Einflussmöglichkeiten auf die angrenzenden Regional- und Großmächte (Russland, China, Iran, Pakistan) verschafft. Die entscheidende strategische Herausforderung bestand nun aus US-Sicht darin, die BTC-Pipeline und den gesamten transkaukasischen Korridor zum Hauptexportvektor für zentralasiatisches Öl und Gas zu etablieren. Wenn dies gelänge, würde eine geoökonomische Brücke über das Kaspische Meer geschaffen, die nicht nur dem Energieexport dienen würde, sondern auch neues Leben in den von der EU in den frühen 1990er Jahren initiierten, jedoch aufgrund mangelnder politischer und finanzieller Unterstützung hinter seinem Potenzial zurückbleibenden TRACECA-Korridor einhauchen könnte. Hieraus könnten wiederum Synergie-Effekte generiert werden, z. B. in Form des Ausbaus der Hafen- und Eisenbahninfrastruktur, die eine weitere geoökonomische und daher auch geopolitische Penetration des Raumes und seinen Anschluss an den Westen erlauben würden. Insgeheim wurde in Washington darauf gehofft, dass die somit unterstützte wirtschaftliche Entwicklung und der damit einhergehende außenpolitische Einflusszuwachs des Westens zur Gründung eines bis tief ins Innere Eurasiens reichenden „*corridor of reform*“⁶³² führen würden. Kasachstan wurde in diesen Überlegungen aufgrund seiner wirtschaftlichen Stärke und der möglichen Vorbildfunktion für seine Nachbarn eine wichtige Rolle zugeordnet. Der durch den Korridor geförderte ökonomische Wohlstand und die stärkere Präsenz westlicher Mächte/USA sollten die politische Unabhängigkeit zentralasiatischer Länder unterstützen und zugleich den Einfluss regionaler Großakteure verringern. Somit sollte aus US-Perspektive wiederum der Gründung eines regionalen Zusammenschlusses (unter der Führung Russlands oder Chinas) entgegen gewirkt werden, der in Konkurrenz zu den USA treten könnte. „*In other words, energy access, though important, is not and should not be the primary driver of U.S. policy here. This policy of defending the independence, integrity, and security of these states extends the long established vital interest of the United States in forestalling the rise of any Eurasian empire in either continent which could challenge us.*“⁶³³

Aus Sicht der kasachischen Ölexportpolitik sollte die BTC, anders als Pipelines nach China oder über den Iran, *primär* den vergleichsweise gesättigten europäischen Absatzmarkt mit einem nur geringen Steigerungspotenzial bedienen, der darüber hinaus auch durch bereits bestehende russische Leitungen und Terminals erreicht werden konnte. In Bezug auf die Zielsetzungen der Exportpolitik konnte durch die Nutzung der BTC somit hauptsächlich eine Diversifizierung der Exportwege, weniger der Absatzmärkte erreicht werden. Ihr Mehrwert für Kasachstan war aber dennoch erheblich. Die Pipeline eröffnete grundsätzlich eine Möglichkeit zur zukünftigen Verringerung der kasachischen Abhängigkeit von russischen Transportrouten (d. h. „geopolitische Diversifizierung“), wodurch nicht nur die Autonomie bei den Ölausfuhren und somit auch den Renteneinahmen, sondern im Einklang mit dem Konzept der bestreitbaren Märkte auch der politische Handlungsspielraum in Gesprächen mit Russland über die Abschaffung bestehender monopolistischer und diskriminierender Praktiken von Transneft oder den Ausbau von Pipelinerrouten inklusive der CPC erweitert werden konnte. Durch die BTC entstanden in einem Umfeld, das unter chronischen Infrastrukturengpässen litt, neue Trans-

⁶³² Mann, Steven R.: Energy and Security Issues in Central Asia, Statement Committee on House International Relations Subcommittee on the Middle East and Central Asia, in: CQ Congressional Testimony, 25.7.2006.

⁶³³ Blank, Stephen: Energy and Security Issues in Central Asia, Statement Committee on House International Relations Subcommittee on the Middle East and Central Asia, in: CQ Congressional Testimony, 25.7.2006.

portkapazitäten. Dadurch konnten sowohl positive Auswirkungen auf Transportgrenzkosten und ein Beitrag zur Reduzierung transportbezogener Risiken als auch generell bessere Investitionsbedingungen für die Entwicklung des Ölsektors in der gesamten Region erwartet werden. Gleichzeitig stellten Europa und der Mittelmeerraum, ungeachtet des möglichen Zugangs über andere Routen, den Hauptabsatzmarkt für kasachische Produzenten dar, der sich ferner durch ein vergleichsweise attraktives Preisniveau auszeichnete. Die BTC könnte somit für hochwertiges kasachisches Öl einen zusätzlichen Exportkanal (zur CPC) in Richtung Europa darstellen, durch den es in direkte Konkurrenz zum russischen Öl um Marktanteile treten könnte, ohne dass Transneft durch die Manipulation der Transportpreise und der Rohstoffqualität (durch die Vermischung verschiedener Ölsorten des Transneft-Systems) Einfluss auf den Wettbewerb nehmen könnte. Nicht zuletzt stellte Ceyhan einen Tiefwasserhafen dar, der grundsätzlich auch die Beladung von Großtankern ermöglichte, die für Exporte außerhalb des Mittelmeerraumes eingesetzt werden konnten. Vor diesem Hintergrund stellte die Inbetriebnahme der BTC aus Sicht der kasachischen multivektoriellen Pipelinepolitik eine äußerst willkommene Entwicklung dar.

4.12 Baku und Astana können sich nicht über die Nutzung der BTC einigen

Damit der Bau eines transkaspischen Transportsystems aufgenommen und größere Mengen kasachischen Öls überhaupt in die BTC eingespeist werden konnten, musste zuerst das mittlerweile seit nahezu drei Jahren (seit November 2002) verhandelte aserbaidisch-kasachische intergouvernementale Abkommen abgeschlossen werden. Auch auf Seiten der BTC-Betriebsgesellschaft bestand dabei durchaus Interesse, neue Nutzer für die Leitung zu gewinnen. Der Vorsitzende der BTC Co., D. Woodward, sprach im Juni 2005 davon, dass ein flexibler Tarifmechanismus auf „case-by-case“-Basis angestrebt würde, um zusätzliche Ölvolumen von externen Produzenten anzuziehen.⁶³⁴ In der Folgezeit dauerten die aserbaidisch-kasachischen Verhandlungen über die Vertragsdetails jedoch ohne erkennbare Fortschritte an. Der noch im April angepeilte Vertragsabschluss im September konnte nicht eingehalten werden. Erst Anfang Oktober wurde von der bilateralen Expertenkommission vermeldet, dass man sich auf einen gemeinsamen Entwurf des Rahmenabkommens geeinigt hätte. Das Dokument sah die Gründung eines transkaspischen Transportsystems vor und sollte auch Aspekte der Besteuerung, des Zolls, des rechtlichen Status des Transportkorridors und der Einspeisung in die BTC klären.⁶³⁵ Die nach außen deklarierte Einigkeit schien aber keinesfalls zu bestehen. Die kasachische Seite machte nämlich noch Anfang 2006 zahlreiche Ergänzungsvorschläge, die in den zuvor angeblich nahezu fertigen Abkommensentwurf eingearbeitet werden mussten. Ungeklärt blieb weiterhin auch die Frage über die rechtliche Qualität des Dokuments. Die kasachische Seite strebte weiterhin lediglich seine Unterzeichnung auf ministerialer Ebene an, Aserbaidschan verlangte demgegenüber die Form eines internationalen Abkommens, das auf höchster Ebene unterzeichnet und auch von den Parlamenten beider Länder ratifiziert werden müsste. Somit sollte laut aserbaidischen Vertretern seine Überlegenheit gegenüber der nationalen Gesetzgebung wie auch die Verpflichtung beider Länder zur Implementierung gewährleistet werden. Die Vorsicht wurde damit begründet, dass die im Verlauf der letzten Jahre zum Schutz nationaler Interessen angenommenen Veränderungen der kasachischen Gesetzgebung dem nationalen Recht in einzelnen Fällen Vorrang vor

⁶³⁴ Der Tarif wurde nicht veröffentlicht, BP bestätigte später lediglich, dass er zwischen 2,58-3,30 USD/b liegt. Vgl. Neff, Andrew: BTC Pipeline Shareholders Plan Flexible Transport Tariffs to Boost Exports, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 9.6.2005.

⁶³⁵ Vgl. Kazakhstan, Azerbaijan experts drafted framework agreement on Kazakhstani oil transportation by BTC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005.

einigen Formen internationaler Verträge erteilen.⁶³⁶ Unterschiedliche Auffassungen zwischen den Parteien bestanden weiterhin auch in der Frage, ob das über das angestrebte transkaspische Transportsystem beförderte kasachische Öl lediglich in die BTC eingespeist werden sollte oder ob ab Baku auch andere Exportmöglichkeiten genutzt werden dürften. Kasachstan selbst sprach sich eindeutig für die zweite Alternative aus.⁶³⁷ Aus technischer Sicht sahen die zu der Zeit diskutierten Vorschläge eine Anfangskapazität des Transportsystems von etwa 500.000 b/d (23 Mt/Jahr) vor. Später sollte diese auf 750.000 b/d (38 Mt/Jahr) erweitert werden können. Die ersten Lieferungen waren dabei nicht vor 2010 geplant.⁶³⁸ Es blieben jedoch auch noch mehrere technische Fragen bezüglich des Transportsystems offen. Auf aserbaidchanischer Seite wurde hierzu eine Kommission eingerichtet, die u. a. bestimmen sollte, ob für den Import ein neuer Terminal gebaut werden müsste oder lediglich bestehende Anlagen zu erweitern wären. Bei einer auch von den Unternehmen befürworteten Entscheidung zugunsten eines neuen Terminals müsste ferner seine Lokalisierung bestimmt werden. Das im Rahmen von Agip KCO mit der Entwicklung des Transportsystems beauftragte Total legte hierzu bereits mehrere Standortoptionen vor.⁶³⁹ Unklarheiten betrafen auch den maritime Abschnitt. Die diskutierten Vorschläge sahen den Verkehr von fünf Tankern mit einer Kapazität von jeweils 60.000 dwt oder 25 Tankern mit jeweils 12.000 dwt vor. Die Ölproduzenten und die kasachische Regierung präferierten aufgrund der Kostenvorteile die Nutzung größerer Schiffe⁶⁴⁰, wogegen sich Aserbaidchan und sein nationales Schiffftransportunternehmen Caspar eher für kleinere Tanker aussprachen. Offiziell wurde dies damit begründet, dass für den Bau und Einsatz großer Schiffe in der Region keine Infrastruktur vorhanden wäre. Tatsächlich strebte Caspar jedoch den Einsatz einiger in seiner Flotte bereits vorhandener Tanker der bevorzugten Größenordnung an. Durch den Bau einer gänzlich neuen Tankerflotte würde das Unternehmen lediglich die Reduzierung der Auslastung seiner Schiffe in Kauf nehmen müssen.⁶⁴¹

Der langsame Verhandlungsfortschritt veranlasste den US-Energiesekretär, S. Bodman, beim Treffen mit Nasarbajew Mitte März 2006, diesen zur Beschleunigung der Arbeiten aufzurufen.⁶⁴² Dies war gar nicht einfach, da die aserbaidchanische Seite zum Teil bereits vereinbarte Punkte neu verhandeln wollte und auch neue Forderungen erhob. Beispielsweise wurde von Baku verlangt, dass im Abkommen explizit Kashagan als Quelle der Öllieferungen genannt würde. Interesse bestand auch daran, dass der Terminal von Kuryk ausschließlich für Lieferungen in Richtung Baku reserviert wird. Dies wollte die kasachische Seite jedoch aufgrund des eigenen Interesses an der Möglichkeit zur Diversifizierung der maritimen Exporte in Richtung verschiedener kaspischer Importhäfen (Machatschkala, Neka) keinesfalls akzeptieren. Fraglich blieb auch, wer der Eigentümer und Betreiber der für den Öltransport eingesetzten Tanker sein sollte. Aus Sicht der privaten Produzenten bestand hierbei vor

⁶³⁶ Vgl. Talks on Kazakh inclusion in BTC project set for March, in: Russia & CIS Energy Newswire, 28.2.2006.

⁶³⁷ Vgl. BP Builds Picture Of Split GOAJ On Oil Transport Agreement With Kazakhstan, 2.3.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU333&q> (Zugriff 15.2.2012).

⁶³⁸ Vgl. Kazakhstan proposes supplements to draft agreement on transportation of oil via BTC, energy minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 15.3.2006.

⁶³⁹ Vgl. State commission considers technical scheme of transport agreement on BTC, Azeri energy minister assures, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 14.2.2006.

⁶⁴⁰ Machbarkeitsstudien zeigten, dass die Transportkosten im Falle eines 12.000 dwt Tankers bei 4,46 USD/t liegen und bei einem 60.000 dwt Tanker auf 2,43 USD/t sinken würden. Vgl. Kazakhstan proposes supplements to draft agreement on transportation of oil via BTC, energy minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 15.3.2006; Scott Wilson: Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, 2007, S. 164.

⁶⁴¹ Vgl. Caspar tanker fleet to ship oil from Kazakhstan, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 17.5.2006.

⁶⁴² Vgl. U.S. energy secretary urges Kazakhstan to speed up joining Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: The Associated Press, 14.3.2005.

allem die Gefahr, dass sie zu Investitionen in den Ausbau einer Tankerflotte verpflichtet würden, die sie anschließend weder kontrollieren noch betreiben dürften. Tatsächlich plädierten aserbaidische Vertreter für den Ausschluss der Produzenten aus dem Tankertransportgeschäft, wodurch die Konkurrenz für Caspar verringert werden sollte. Einer der Kompromissvorschläge sah dabei vor, dass im Falle ihrer Beteiligung die neuen Schiffe ausschließlich für die Beförderung des eigenen Öls eingesetzt werden dürften, sodass kein Wettbewerb um andere Öllieferungen entstehen würde. Einigung musste auf Regierungsebene auch über Steueraspekte erreicht werden, um eine Doppelbesteuerung auszuschließen.⁶⁴³

Greifbare Erfolge in den aserbaidisch-kasachischen Verhandlungen waren für Astana durchaus wichtig, denn sie konnten u. a. als Druckmittel gegenüber Russland im parallel verlaufenden CPC-Ausbauprozess instrumentalisiert werden. Vor dem Hintergrund der Verzögerungen bei der Erweiterung der Tengiz-Noworossiysk-Pipeline vermeldete das kasachische Ministerium für Energie und Rohstoffe bereits Ende Februar, dass es anstrebt, die Exportkapazität der kasachischen Häfen bis zum Jahr 2010 auf 45,8 Mt/Jahr auszuweiten. Die zeitlichen Angaben zur Umsetzung der Pläne waren kaum einzuhalten, sie sollten jedoch im Einklang mit dem Ansatz der bestreitbaren Märkte deutlich machen, dass man im Falle weiterer russischer Verzögerungen auch Alternativen entwickeln könnte, die das Land umgehen würden. Kasachstan signalisierte aber weiterhin auch, dass der Gesamtumfang zukünftiger transkaspischer Lieferungen, zumindest bis zu einem gewissen Ausmaß, von der Kooperationsbereitschaft Russlands abhängen würde.⁶⁴⁴

4.13 Unterschiede in Zielsetzungen amerikanischer und europäischer Energiestrategien für die Region

Das internationale energiepolitische Interesse an Kasachstan steigerte sich in der Zwischenzeit. Anfang Mai 2006 kam es zum Besuch des EU-Energiekommissars, Andris Piebalgs, bei Nasarbajew. Hierbei wurde die Möglichkeit der kasachischen Beteiligung an einer transkaspischen Gaspipeline besprochen. Öllieferungen oder ein eventuelles Engagement der EU beim Ausbau der kasachischen Ölexportinfrastruktur spielten jedoch in den Verhandlungen keine Rolle. Die Union zeigte sich lediglich bereit, die Finanzierung der Machbarkeitsstudie für die Gasleitung zu übernehmen.⁶⁴⁵ Nur wenige Tage später folgte der Besuch des US-Vizepräsidenten, D. Cheney. Dieser warb, anders als der EU-Kommissar, nicht nur für die Unterwassergaspipeline, sondern auch für zeitnahe kasachische Lieferungen über die BTC und eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für US-Unternehmen. Kurz darauf wandte sich auch US-Präsident Bush in einem Brief an Nasarbajew, in dem er Kasachstan zur Nutzung der BTC aufforderte und sich für den Bau transkaspischer Öl- und Gaspipelines aussprach.

⁶⁴³ Aserbaidische Vertreter verlangten, dass kasachische Produzenten sowohl den Transittarif als auch eine Profitsteuer bezahlen müssten. Dies entsprach nach Auffassung der Unternehmen einer Doppelbesteuerung. Für den Transittransport über das Territorium eines anderen Landes war dabei nur die Erhebung einer der beiden Abgaben üblich. Vgl. Azerbaijan Views Of The Kazakhstan-Azerbaijan Oil-Transport Negotiations, 1.5.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU651&q> (Zugriff 15.2.2012); Conoco-Phillips Views Of The Kazakhstan-Azerbaijan Oil-Transport Negotiations, 2.5.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU663&q> (Zugriff 15.2.2012).

⁶⁴⁴ Vgl. Kazakhstan to increase seaport oil capacity to 45.8 mln tpy by 2010, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 1.3.2006.

⁶⁴⁵ Angedacht war, dass die Pipeline von Kasachstan nach Turkmenistan verläuft. Von dort sollte Gas aus beiden Ländern mittels einer Unterwasserleitung in die Baku-Tbilisi-Erzurum-Pipeline eingespeist werden. Die Kosten für das System wurden auf etwa 5 Mrd. USD geschätzt. Die Kapazität sollte bis zu 20 Mrd. m³/Jahr betragen. Vgl. Erzhanova, Lilya: Kazakhstan signals interest in gas export route to Europe that would bypass Russia, in: Associated Press Financial Wire, 4.5.2006.

Die neue diplomatische Offensive folgte nach Streitigkeiten zwischen Russland und der Ukraine, die im Januar 2006 zur Unterbrechung der Gaslieferungen führten. Die Ausfälle zu auch die östlichen Mitgliedsstaaten der EU in Mitleidenschaft und führten zu Spannungen in den Beziehungen zwischen Washington und Moskau und in einem geringeren Ausmaß auch zwischen Brüssel und Moskau. Die US-Administration warf Russland in diesem Zusammenhang vor, Öl und Gas als „*tools for intimidation and blackmail*“ zu benutzen und forderte von Brüssel eine Intensivierung der Bemühungen zur Diversifizierung europäischer Energieimporte.⁶⁴⁶

Im Engagement der USA und EU in der kaspischen Region verdeutlichten sich dabei fundamentale Unterschiede in der Auffassung der Energiekomponente in der Außenpolitik beider Akteure. Washington betrachtete die Energie- und Pipelinepolitik als Bestandteil einer weitgefächerten gesamtregionalen geopolitischen Strategie, die flankiert durch die Präsenz wirtschaftlicher Akteure und politischer Institutionen letztendlich zur Steigerung der politischen Unabhängigkeit der kaspischen Länder, zur Verringerung des russischen Einflusses und nicht zuletzt auch zur langfristigen Etablierung der USA als eines relevanten regionalen Akteurs beitragen sollte. Bei der Realisierung dieser Ziele wurde nicht zwischen Öl- und Gasausfuhren differenziert, die ohnehin keine direkte Rolle für die Versorgung des US-Marktes einnahmen. Entscheidend war lediglich ihre Zustellung auf den Weltmarkt über „freie“ (nicht-russische bzw. nicht-iranische) Exportkanäle.

Auch die EU verfolgte in ihrem regionalen Handeln weiterreichende Interessen, die allgemein betrachtet hauptsächlich in der Wohlstands-, Stabilitäts- und Friedenssicherung lagen und durch kollektiv (z. B. Europäischen Nachbarschaftspolitik, Baku Initiative) oder individuell (Partnerschafts- und Kooperationsabkommen) angelegte Initiativen erreicht werden sollten.⁶⁴⁷ Harte geopolitische Ziele im Sinne einer Verdrängung Russlands und einer eigenen Machtprojektion in den kaspischen Raum standen jedoch nicht auf der Tagesordnung. Zum Unmut der USA sollte Russland aus der Perspektive der EU, trotz des durchaus gestiegenen europäischen Risikobewusstseins hinsichtlich der Energieversorgungssicherheit, genauso wenig als Energielieferant ersetzt bzw. seine Rolle entscheidend marginalisiert werden. Dies spiegelte sich sehr deutlich in einem im März 2006 vorgelegten Grünbuch wider, in dem von der Kommission im energieaußenpolitischen Bereich als konkrete Maßnahme zur Steigerung der Versorgungssicherheit der Aufbau einer engeren Energiekooperation mit Russland vorgeschlagen wurde. Ziel war es, eine „echte“ bzw. „gleichberechtigte Partnerschaft“ zu schaffen, die „*Sicherheit und Berechenbarkeit bieten und den Weg für die erforderlichen langfristigen Investitionen in neue Kapazitäten bereiten*“ würde.⁶⁴⁸ Daneben wurde von der Kommission auch die Diversifizierung bestehender Lieferstrukturen vorgeschlagen, wobei in diesem Zusammenhang die kaspische Region, Nordafrika und der Ausbau von LNG-Terminals genannt wurden. Die Ziele der europäischen Energiepolitik in der kaspischen Region waren jedoch keinesfalls explizit gegen Russland gerichtet, sondern sollten grundsätzlich lediglich die Verbesserung der eigenen Energieimportsituation errei-

⁶⁴⁶ Vgl. Greenberg, Ilan/Kramer, Andrew E.: Cheney seeks oil, influence for U.S. in ex-Soviet states, in: The Houston Chronicle, S. 23, 6.5.2006.

⁶⁴⁷ Vgl. European Union and Central Asia: Strategy for a New Partnership, Council of the European Union, General Secretariat of the Council, Brussels, October 2007, S. 5, 8.

⁶⁴⁸ Europäische Kommission: Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Kom (2006) 105, Brüssel, 2006, S. 18. Der mangelnde Fortschritt beim Ausbau der Partnerschaft, die bereits im Jahr 2000 durch den Prodi-Plan und den EU-Russland-Energiedialog initiiert wurde, ging nicht zuletzt auf deutliche Unterschiede in den Vorstellungen über ihre Funktionsweise zurück. Hierzu siehe: Götz, Roland: Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2002, S. 33; Vahl, Marius: Just Good Friends? The EU-Russian „Strategic Partnership“ and the Northern Dimension, CEPS Working Document No. 166, Brussels: Centre For European Policy Studies, March 2001, S. 25.

chen und nach pragmatischen Gesichtspunkten verfolgt werden.⁶⁴⁹ Dabei nahm Erdgas im Rahmen der Überlegungen der Kommission eine herausragende Rolle ein. Obwohl von ihr auch auf den Bedarf der Verbesserung der Erdölversorgungslage in Mitteleuropa hingewiesen wurde, konnte die Sicherheit und Stabilität von Öllieferungen bzw. eine Überbrückung im Falle kurzfristiger Importunterbrechungen, durch bestehende Marktstrukturen, alternative Transportmöglichkeiten und Sicherheitsmechanismen (z. B. Umsetzung der Bestimmungen der IEA und EU zur Speicherung von Rohöl und Ölprodukten) bereits verhältnismäßig gut gewährleistet werden. Aus gesamteuropäischer Sicht wurde zwar etwa ein Viertel des ganzen Ölbedarfs durch Einfuhren aus Russland gedeckt (etwa 33 Prozent der Gesamtimporte im Jahr 2006, **Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**), jedoch wurden diese zum Teil auch auf dem Seeweg bestritten. Pipelineimporte aus Russland waren lediglich für etwa zehn Prozent des Ölverbrauchs der EU zuständig, ein Anteil, der im Falle einer Unterbrechung leicht durch maritime Lieferungen aus dritten Ländern ersetzt werden konnte.⁶⁵⁰ Eine Diversifizierung der Ölimportstrukturen schien daher lediglich aus der Sicht einiger neuer landgeschlossener Mitgliedsstaaten erforderlich zu sein (z. B. Slowakei), die ausschließlich auf Pipelineöleinfuhren aus Russland angewiesen waren. Dies konnte jedoch prinzipiell durch den Ausbau von Interkonnektoren mit europäischen Nachbarländern erreicht werden.⁶⁵¹ Darüber hinaus kann Öl generell leichter transportiert werden als Gas, sodass Unterbrechungen von Pipelinelieferungen innerhalb der EU kurzfristig auch durch die Steigerung von Eisenbahntransporten von Seeterminals ausgeglichen werden können. Das fehlende Interesse der EU zur aktiveren Unterstützung des Ausbaus der Erdölpipelineinfrastruktur spiegelte sich u. a. auch in dem im Oktober 2005 unterzeichneten *Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft EU-Südosteuropa* wider, der sich lediglich auf den Erdgas- und Elektrizitätsbereich konzentrierte und somit mögliche Projekte zur Steigerung der Ölversorgungssicherheit der EU und der Balkan-Region unbeachtet ließ.⁶⁵² Ähnlich waren Ölpipelines zu diesem Zeitpunkt auch nicht

⁶⁴⁹ Hierbei soll angemerkt werden, dass sich die energiepolitischen Ziele der EU in der kaspischen Region auch auf innerregionale Aspekte beziehen und nicht zuletzt die Verbesserung der lokalen Energieversorgung sowie die Steigerung der Kooperation im Energiebereich zwischen den einzelnen Ländern anvisieren.

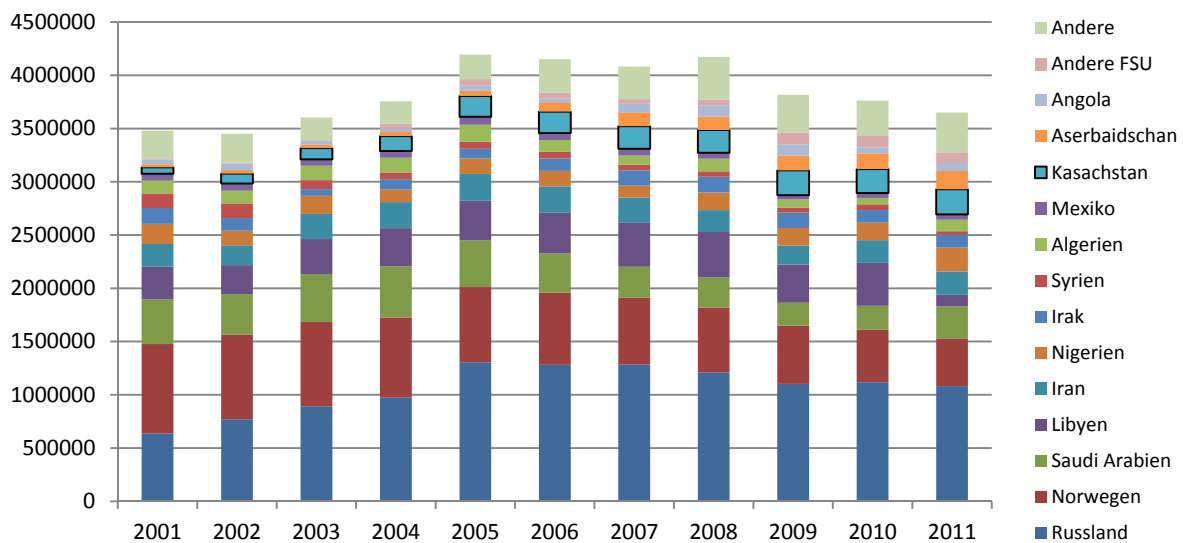
⁶⁵⁰ Die EU importiert Erdöl über zwei Pipelines. Neben der Druzhba (Kapazität etwa 60-65 Mt/Jahr) handelt es sich hierbei auch um die Norpipe. Diese liefert Öl von mehreren norwegischen, aber auch britischen Offshore-Feldern nach Teeside in Großbritannien. Die Kapazität der Leitung beträgt 45 Mt/Jahr, die Auslastung ist jedoch durch die Aufnahmefähigkeit des Terminals in Teeside auf 40 Mt/Jahr begrenzt. Insgesamt entfallen etwa 20 Prozent des in die EU importierten Öls auf die beiden Pipelines. Vgl. Götz, Roland: *Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?* Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Dezember 2006, S. 13; European Commission: *Oil Infrastructures. An assessment of the existing and planned oil infrastructures within and towards the EU*, SEC(2008) 2869, Brussels, 13.11.2008, S. 9; Bjørnmoose, Jens et al.: *Gas and Oil Pipelines in Europe*, Directorate-General For Internal Policies (Policy Department A: Economic and Scientific Policies), PE 416.239, Brussels: European Parliament, November 2009, S. 10-11.

⁶⁵¹ Ein Beispiel für eine erfolgreiche Diversifizierung stellt die Tschechische Republik dar, die ihr Erdölpipeline-netz im Jahr 1996 durch die Ingolstadt-Kralupy-Litvinov-Pipeline (IKL) mit Deutschland (Transalpine-Pipeline) verbunden hat. Die IKL-Pipeline besitzt eine Kapazität von etwa 10 Mt/Jahr, wobei etwa 2/3 davon als Reserve für den Fall von Lieferunterbrechungen aus Russland dienen.

⁶⁵² Der Vertrag wurde zwischen der EU und Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, Mazedonien, Albanien, Rumänien, Bulgarien und dem Kosovo unterzeichnet. Er soll einen Rechtsrahmen für die Schaffung eines integrierten Energiemarktes zwischen Südosteuropa und der EU bilden. Ziel ist u. a., Südosteuropa durch den Bau neuer Erdgasleitungen und die Harmonisierung nationaler Vorschriften mit EU-Regelungen und technischen Standards als Transitraum zwischen der EU und den rohstoffreichen Regionen des Nahen Ostens und Kaspischen Meeres zu etablieren. Darüber hinaus soll das Elektrizitätsnetz ausgebaut und an das EU-Netz angeschlossen werden. Die Erdölversorgung spielt trotz mehrerer geplanter Vorhaben, die über die Region verlaufen sollen (Albanien-Mazedonien-Bulgarien-Pipeline; Burgas-Alexandroupolis-Pipeline; Constanta-

Bestandteil der Gemeinschaftspolitik im Rahmen Transeuropäischer Netze (TEN)⁶⁵³, die sich bei Energieprojekten ebenfalls nur auf die Erdgas- und Elektrizätsinfrastruktur beschränkte.⁶⁵⁴

Abbildung 35: EU-Erdölimporte aus ausgewählten Lieferländern (in 1.000 Barrel)



Quelle: Europäische Kommission, http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/import_export_en.htm (Zugriff 21.3.2012).

In Bezug auf den Import von Kohlenwasserstoffen war es somit lediglich die leitungsgebundene Erdgasversorgung großer Teile Europas⁶⁵⁵, die nicht die Flexibilität der Ölversorgung erlaubte und in vielen Ländern nur schwer durch Speicher gegen Unterbrechungen zu schützen war, die aus der Sicht der Kommission nach einem stärkeren politischen Eingreifen in Form der Unterstützung des Ausbaus diversifizierter Transportmöglichkeiten verlangte. Auch hier sah man den Beitrag der Gemeinschaft jedoch primär in der Schaffung allgemeiner Rahmenbedingungen, die die Projektrealisierung erleichtern würden. Die Verantwortung für den Ausbau der Importinfrastruktur sollte aber grundsätzlich bei den beteiligten Firmen selbst liegen, sodass die Projekte in erster Hinsicht wirtschaftlichen Kriterien und dem Marktbedarf entsprechen mussten und sich nicht an politischen Vorgaben orientieren sollten.⁶⁵⁶ Das von Piebalgs in Astana diskutierte Interessen der EU und einzelner europäischer Konzerne an einer direkten Pipelineanbindung an Zentralasien bzw. Kasachstan war jedoch mit einer fundamentalen Herausforderung verbunden. Denn obwohl die kasachische Seite in den Verhandlungen durchaus Interesse an Gaslieferungen nach Europa zeigte, stellte sie gleichzeitig von vornherein klar, dass jegliche Beteiligungen an einer Unterwasserpipeline von der Lösung des Rechtsstatus des Kaspischen Meeres abhängen würde. Somit legte sie die Entscheidung grundsätzlich in die Hände Mos-

Triest-Pipeline), keine Rolle. Vgl. Altmann, Franz-Lothar: Südosteuropa und die Sicherung der Energieversorgung der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Januar 2007.

⁶⁵³ Im Rahmen dieser werden Fördermittel für Projektstudien und erweiterte Finanzierungsmöglichkeiten für die Umsetzung der Baumaßnahmen bereit gestellt (z. B. Zinszuschüsse, Gemeinschaftszuschüsse). Vgl. Piero, Soave: Die Finanzierung der transeuropäischen Netze, Europäisches Parlament, 2011; http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_4.7.2.pdf (Zugriff 1.3.2012).

⁶⁵⁴ Vgl. European Commission: Oil Infrastructures. An assessment of the existing and planned oil infrastructures within and towards the EU, SEC(2008) 2869, Brussels, 13.11.2008, S. 2.

⁶⁵⁵ 85 Prozent der europäischen Erdgaseinfuhren wurden zu diesem Zeitpunkt über Pipelines bestritten. Vgl. Bjørnmoose, Jens et al.: Gas and Oil Pipelines in Europe, Directorate-General For Internal Policies, PE 416.239, Brussels: European Parliament, November 2009, S. 10, 13.

⁶⁵⁶ Vgl. Götz, Roland: Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2004, S. 26.

kaus.⁶⁵⁷ In dieser Hinsicht unterschied sich die kasachische Position deutlich von der aserbajdschani- schen, die darauf basierte, dass für den Bau einer solchen Pipeline keine Einigung zwischen allen An- rainern notwendig wäre. „*I do not think that we need the agreement of the five states, as the pipeline will be laid on the bed of the Caspian in Kazakh and Azeri territory. As is known, there are no disa- greements between Azerbaijan and Kazakhstan over the status of the Caspian Sea, and this has been set down in official documents.*“⁶⁵⁸

Vor dem geschilderten Hintergrund ist es somit kaum überraschend, dass hinsichtlich der laufenden Bemühungen zur Schaffung eines transkaspischen Ölexportsystems, das die Nutzung der BTC durch kasachische Ölproduzenten erlauben würde, lediglich ein aktives Engagement der US-Administration beobachtet werden konnte. Diese sah die Integration Kasachstans in den Ost-West- Energietransportkorridor als wichtigen Bestandteil ihrer regionalen geopolitischen Interessen an und begleitete daher kontinuierlich die kasachisch-aserbajdschani- schen Verhandlungen. Fragen bezüglich des intergouvernementalen Abkommens wurden im Verlauf zahlreicher Treffen zwischen US- Botschaftsmitarbeitern und kasachischen und aserbajdschani- schen Vertretern behandelt, spielten aber auch bei Besuchen hochrangiger Abgesandter aus Washington (z. B. des Energiesekretärs S. Bodman) in der Region eine zentrale Rolle. Interne Gespräche zwischen US-Vertretern und dem deutschen Auswärtigen Amt bestätigten gleichzeitig, dass die EU kein Interesse an einer Projektbetei- ligung zeigte und der Fokus Brüssels lediglich auf der Gasversorgung lag. Beanstandet wurde darüber hinaus, dass zu dieser Zeit weder die für ein aktives Eingreifen in Infrastrukturprojekte benötigten politischen Mechanismen noch Instrumente zu deren Finanzierung vorhanden wären.⁶⁵⁹ Die EU woll- te und konnte somit bei der Realisierung kasachischer Ölexportpläne weiterhin keine aktive Rolle einnehmen.

4.14 Die kasachisch-aserbajdschani- sche Einigung über die BTC-Nutzung

Etwa ein Jahr nach dem Beginn der Öleinspeisung in die BTC-Pipeline erfolgte in Ceyhan Ende Mai 2006 schließlich die feierliche Beladung des ersten Tankers mit aserbajdschani- schem Öl.⁶⁶⁰ Die offizi- elle Reaktion aus Astana blieb zurückhaltend und der kasachische Premierminister bekräftigte noch am selben Tag, dass „*Russia is Kazakhstan's main partner in the hydrocarbons sector. It is strategical- ly our partner and we will work together with Russia in all areas.*“⁶⁶¹ Tatsächlich eröffneten sich für das Land dadurch jedoch neue Möglichkeiten, die zukünftig keinesfalls ausgeschlagen werden soll- ten, sodass bereits in den Monaten zuvor Anstrengungen zum Abschluss des intergouvernementalen Abkommens mit Aserbajdschan über die Nutzung der Leitung intensiviert wurden. Nahezu zeitgleich zur Tankerbeladung und noch vor der Einigung der Regierungsvertreter über den Vertrag wurde von Total verkündet, dass die Bauarbeiten an dem erstmalig als „Kazakhstan Caspian Transport System“ (KCTS, Abbildung 36) bezeichneten Projekt für den transkaspischen Ölexport von Kashagan, im Jahr

⁶⁵⁷ Vgl. Trans-Caspian pipeline construction only possible upon consent of all Caspian states, Kazakh FM, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 22.5.2006; Europäische Kommission: Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Kom (2006) 105, Brüssel, 2006.

⁶⁵⁸ Natic Alijew, aserbajdschani- scher Energieminister, zit. in: Azerbaijan to consider agreement to transport Kazakh oil, in: Central Asia General Newswire, 26.5.2005.

⁶⁵⁹ Vgl. Engaging With The Germans On Their EU Central Asia Strategy, 30.11.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BERLIN3402&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁶⁶⁰ Vgl. Hacaoglu, Selcan: Turkey loads first oil from Caspian pipeline onto tanker for Western markets, in: The Associated Press, 2.6.2006.

⁶⁶¹ Danial Akhmetov, zit. in: Russia remains main partner in hydrocarbon production – Kazakh PM, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 30.5.2006.

2009 beginnen sollten. Erste Öllieferungen könnten angeblich bereits ein Jahr später erfolgen. Nähere Details sollten erst nach dem Abschluss der Machbarkeitsstudie vorgestellt werden, die im März 2006 in Auftrag gegeben wurde. Vorläufig wurde von den Produzenten angedacht, dass Total, ENI, ConocoPhillips und Inpex die Finanzierung übernehmen sollten, wobei die Nutzung der Infrastruktur grundsätzlich auch anderen Produzenten ermöglicht werden sollte.⁶⁶² Mit BNP Paribas bekundete bereits eine internationale Großbank ihre Bereitschaft, sich an der Finanzierung des Projektes zu beteiligen.⁶⁶³ Da seine maximale Transportkapazität nach bestehenden Plänen 38 Mt/Jahr betragen sollte, würde es keinesfalls die gesamte Kashagan-Produktion aufnehmen können.⁶⁶⁴ Laut Total bestand daher auch Bedarf an der Nutzung weiterer Exportrouten, wobei von dem Konzern grundsätzlich keine der Möglichkeiten (inklusive Iran) ausgeschlossen wurde.⁶⁶⁵ Tatsächlich waren jedoch genauere Vorstellungen allein schon aufgrund der Beteiligungen einiger Agip KCO Partner an der CPC durchaus vorhanden. In Planung befand sich vor allem der Bau einer Pipeline mit einer Kapazität von 20 Mt/Jahr, die Kashagan mit der CPC-Leitung verbinden sollte.⁶⁶⁶

Nach hektischen und durch zahlreiche divergierende Forderungen geprägten Verhandlungen im April und Mai kam es am 16. Juni schließlich zur Unterzeichnung des langerwarteten kasachisch-aserbaidzhanischen intergouvernementalen Abkommens⁶⁶⁷, das generelle Rahmenbedingungen der Nutzung der BTC durch kasachische Produzenten schuf.⁶⁶⁸ Das von der US-Administration hoch gefeierte Dokument bildete zwar einen wichtigen Schritt nach vorn, es stellte jedoch in Form und Inhalt kaum mehr als eine Deklaration politischen Willens zugunsten der zukünftigen Gründung des transkaspischen Transportsystems dar. Dies ging vor allem darauf zurück, dass sich Kasachstan und Aserbaidzhan in den vorangegangenen Verhandlungen nicht auf diverse Details der Gestaltung des Transportsystems einigen konnten und diese wegen des kasachischen Drängens nach einem schnelleren Abschluss des Abkommens einfach aus dem Vertragstext gestrichen wurden. Heikle Fragen hinsichtlich garantierter Ölvolumen, des Weitertransports von Baku, der Transporttarife oder der Kontrolle der Tankerflotte wurden somit lediglich verlagert.⁶⁶⁹ Die Herausforderung bestand dabei nicht nur darin, eine Einigung zwischen beiden Regierungen über die endgültige Gestaltung des Transportsystems zu erreichen, erhebliche Differenzen bestanden weiterhin auch zwischen den Regierungen

⁶⁶² Vgl. Cost of connecting Kazakhstan to BTC pipeline an estimated \$4 bln, in: Central Asia General Newswire, 8.6.2006.

⁶⁶³ Vgl. BNP Paribas ready to fund infrastructure for Kazakhstan to join BTC, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 6.6.2006.

⁶⁶⁴ Vgl. Kazakhstan to Supply up to 38mln Ton of Oil a Year to World Markets via Azerbaijan – Kazmunaygaz, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 22.8.2006.

⁶⁶⁵ Vgl. Neff, Andrew: Kashagan Partners Eye US\$4-bil. Trans-Caspian Oil Transport System to Connect to BTC Pipeline, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 9.6.2006; Bierman, Stephen: Total Promotes Plan to Link Kashagan, BTC; More Outlets Also Needed for Big New Field, in: International Oil Daily, 12.6.2006.

⁶⁶⁶ Vgl. Construction of oil pipeline from Kashagan to CPC will not start before 2007 – KazTransOil, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 16.1.2006.

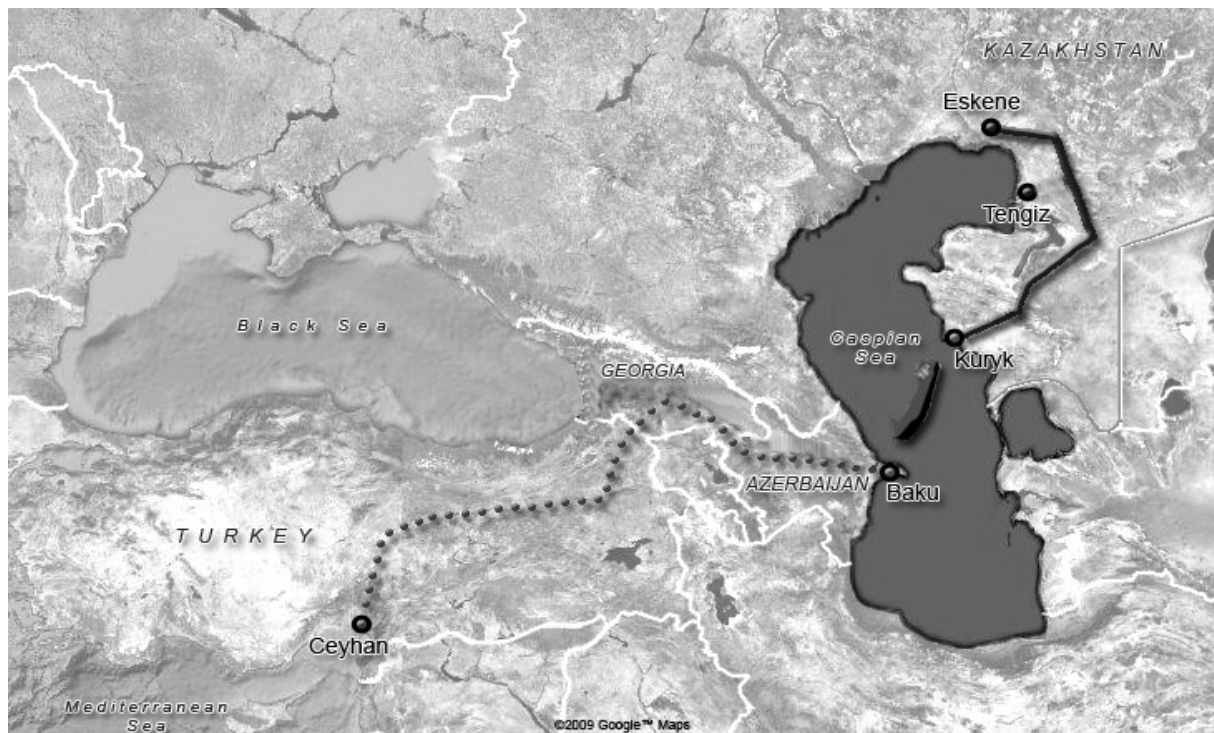
⁶⁶⁷ „Agreement between Kazakhstan and Azerbaijan on support and assistance with transportation of oil from Kazakhstan via the Caspian Sea and the territory of Azerbaijan to international markets through the Baku-Tbilisi-Ceyhan system.“ Vgl. Kazakhstan’s joining Baku pipeline “historic event” – leader, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 16.6.2006.

⁶⁶⁸ Vgl. Kazakhstan joins U.S.-backed pipeline, in: AFX International Focus, 16.6.2006; Kazakhstan suggest a clause on stability of the tax regime be added to the agreement on the republic joining BTC, in: Kazakhstan General Newswire, 23.5.2006.

⁶⁶⁹ Vgl. Azeri official says subsea pipeline “realistic” before Caspian status agreed, in: Turan news agency, 23.6.2006; Scen setter For Sullivans February 7 Energy Talks In Baku, 1.2.2007, <http://www.cablegaterearch.net/cable.php?id=07BAKU155&q> (Zugriff 16.2.2012).

und den Ölproduzenten über die Bedingungen ihrer Einbeziehung in das Projekt. Darüber hinaus mussten die Parteien auch ein Transitabkommen mit Lieferzusagen vereinbaren, das die Grundlage für die benötigte Kapazitätssteigerung der BTC schaffen sollte.⁶⁷⁰

Abbildung 36: Kazachstan Caspian Transport System (KCTS) und die BTC-Pipeline



Quelle: KMG Transcaspian LLP, <http://www.kmg-tc.kz/> (Zugriff 8.3.2012); eigene Bearbeitung.

Russische Vertreter reagierten nach der Unterzeichnung kritisch und bemängelten vor allem die drohende Zunahme des Tankerverkehrs auf dem Kaspischen Meer und die damit verbundenen Umwelt Risiken. Das russische Umweltministerium initiierte eine öffentliche Kampagne gegen die ansteigende Tankernutzung, wobei man vor allem auf die Gefahren der Verwendung nicht zeitgemäßer Schiffe hinwies. In der Wirklichkeit waren es dabei vor allem westliche Unternehmen (insbesondere Chevron), die bereits seit Jahren Druck auf kaspische Transportunternehmen (insbesondere Caspar) ausübten, um sie zur Modernisierung ihrer Flotten zu animieren. Somit befanden sich viele aserbaid-schanische Tanker, die zur Beförderung kasachischen Öls eingesetzt wurden, in einem deutlich besseren Zustand als die russischen, wobei auch für den transkaspischen Transport im Rahmen von KCTS der Aufbau einer modernen Flotte anvisiert wurde. Die auch von russischen Medien kritisierte selektive Anwendung von Umweltbedenken, als eines politischen Instruments Moskaus, wurde letztendlich dadurch unterstrichen, dass nur kurz zuvor von der russischen Regierung die Entscheidung zugunsten des Baus der Eastern Siberia Pacific Pipeline getroffen wurde, deren Route unweit des Baikalsees verlief und gegen die Forderungen zahlreicher Umweltverbände verstieß.⁶⁷¹ Insgesamt blieb die geäußerte russische Kritik jedoch sehr verhalten und der Kreml schien, im Einklang mit seinen früheren Bekundungen, die kasachische Initiative zum transkaspischen Tankerexport zu akzeptieren.

⁶⁷⁰ Vgl. Transportation of Kazakh oil via BTC to start in Q2, 2007, in: Central Asia General Newswire, 29.6.2006.

⁶⁷¹ Vgl. Russian official strongly opposes Kazakh oil delivery via Caspian, in: The Times of Central Asia, 21.7.2006; Tellinghuisen, Carter: Stressing Environment, Moscow Applies Pressure to Caspian Shippers, in: International Oil Daily, 27.7.2006; Rosprirodnadzor becomes an all-purpose tool in the hands of the State (Nezavisimaya Gazeta), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 16.10.2006.

Die Pläne für eine baldige Einspeisung von Öl aus Kashagan in die BTC erhielten jedoch noch Ende desselben Monats einen vorläufigen Dämpfer, als erste Meldungen über erneute Verzögerungen bei der Erschließung des Feldes auftauchten. Obwohl ENI als Betreiber von Agip KCO hierzu noch genaue Berichte vorlegen sollte, wurde in Fachkreisen bereits damit gerechnet, dass die Förderung nicht vor Ende 2009/Anfang 2010 bzw. mit zweijähriger Verspätung gegenüber dem vorherigen Plan aufgenommen werden könnte. Die Verschiebung im Zeitplan wurde durch technische Herausforderungen sowie schärfere Umwelt- und Sicherheitsbestimmungen der kasachischen Regierung verursacht.⁶⁷²

4.15 Chevron interessiert sich für das transkaspische Exportsystem

Neben Agip KCO waren auch andere kasachische Großproduzenten an der Ausweitung transkaspischer Exporte interessiert, obwohl diese zumindest anfänglich nicht im Rahmen des KCTS anvisiert wurden. Der erwartete sprunghafte Anstieg der Produktion auf dem Tengiz-Feld im Zuge der bevorstehenden Inbetriebnahme der „Sour Gas Injection“ (SGI) und „Second Generation Plant“ (SGP) Projekte im Jahr 2007⁶⁷³ sowie die andauernden Verzögerungen bei der Erweiterung der CPC-Pipeline führten Chevron bzw. TCO dazu, erneut nach alternativen Exportrouten zu suchen. Die Transportinitiativen wurden im Rahmen des sog. „Crude Export Project“ entwickelt und sahen neben dem Ausbau der kasachischen Eisenbahninfrastruktur (inklusive der Erweiterung der Tankwagenflotte) für Lieferungen an die ukrainischen Schwarzmeerhäfen Odessa und Feodosia auch die Entwicklung einer „südlichen Route“ vor. Letztere sollte von Aktau sowohl Exporte über den Baku-Batumi-Korridor als auch über die BTC ermöglichen. Bereits im Oktober 2005 vermeldete Chevron, dass aufgrund beschränkter Kapazitäten in der CPC ab dem Jahr 2007 erneut mit Transporten über Baku nach Georgien begonnen werden müsse.⁶⁷⁴ Obwohl die erweiterte CPC-Pipeline weiterhin als präferierte Exportoption angesehen wurde, wies der US-Konzern gleichzeitig darauf hin, dass zusätzliche Verzögerungen bei Verhandlungen mit Russland die Entwicklung dauerhafter Lösungen erzwingen würden. *„We hope that the decision to expand the CPC will be reached soon and the temporary solution to the export problem will not become permanent. If the expansion of the CPC is postponed further, Tengizchevroil will have to find long-term solutions to the oil export problem, as alternatives to the CPC.“*⁶⁷⁵ Eine der möglichen dauerhaften Lösungen könnte dabei gerade die Nutzung von KCTS für Tengiz-Exporte bilden.

Im März 2006 unterzeichneten die aserbaidische Eisenbahngesellschaft (ADDY), die aserbaidische Schiffgesellschaft Caspar und Chevron ein Abkommen über den Öltransit auf der Route Aktau-Baku-Batumi. Die Öllieferungen sollten bei Bedarf bereits Ende 2006/Anfang 2007 aufgenommen werden können und zukünftig optional auf bis zu 5 Mt/Jahr (100.000 b/d) ansteigen.⁶⁷⁶ Parallel wurden Gespräche zwischen BP und Chevron über die Bedingungen der Aufnahme von Lieferungen über die BTC geführt. Chevron besaß großes Interesse an der Nutzung der Pipeline, zumindest bis zur Erweiterung der CPC, und erhoffte sich von dem zuvor abgeschlossenen Eisenbahntransportvertrag,

⁶⁷² Vgl. Neff, Andrew: Start of Kashagan Production Likely to be Delayed, Says Kazakh Minister, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 29.6.2006.

⁶⁷³ Die Produktion auf Tengiz erreichte im Jahr 2004 13,661 Mt und im Jahr 2005 13,558 Mt. Für das Jahr 2007 wurde ein Anstieg auf etwa 24-25 Mt erwartet.

⁶⁷⁴ Vgl. Chevron to transport Kazakhstan oil to Georgia via Azerbaijan in 2007, in: Petroleum Report, 12.10.2005; Chevron Plans Kazakh Pipe, in: Oil Daily, 23.11.2005; TCO signed agreements on oil exports by Caspian Sea, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.11.2005.

⁶⁷⁵ Quelle aus dem Unternehmen, zit. in: TCO Southern Export Route a Temporary Solution, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 1.12.2005.

⁶⁷⁶ Vgl. Azeri companies, US firm sign accord on Kazakh oil transit, in: Trend news agency, 15.3.2006.

der die genauen Liefervolumen offen ließ, eine bessere Verhandlungsposition bezüglich der Zugangsbedingungen zur BTC. Angestrebt wurde, erste Tengiz-Lieferungen über die Leitung bereits im Jahr 2007 durchzuführen. Wichtiger Bestandteil der Gespräche waren vor allem die Bedingungen einer Quality Bank bzw. eines Ausgleichsmechanismus, der aserbajdschanische Produzenten für den Wertverlust durch die Einspeisung des schwefelhaltigeren Tengiz-Öls kompensieren sollte.⁶⁷⁷

Abbildung 37: Pläne zur Eskene-Kuryk-Pipeline (EKP; mit Anschluss an das Tengiz-Feld)



Quelle: ILF Consulting Engineers, <http://www.ilf.com/typo3temp/pics/2480b1f62d.jpg> (Zugriff 21.2.2012).

Im Rahmen des KCTS-Prozesses zeichnete sich in der zweiten Jahreshälfte 2006 zudem zunehmende Bereitschaft der Agip KCO-Partner ab, den Zeitplan zur Umsetzung des Projektes nicht nur an den Produktionsbeginn auf Kashagan, sondern auch in Hinblick auf die CPC-Erweiterung anzupassen. Vor allem ExxonMobil besaß Interesse daran, den Bau der Eskene-Kuryk-Pipeline, die leicht auch an Tengiz und den Hafen Aktau angeschlossen werden konnte, vorzuziehen, da somit eine Transportoption für seine Anteile an der Tengiz-Produktion geschaffen würde (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**). Die Aktivitäten von Chevron hinsichtlich der Lieferungen auf der „südliche Exportroute“ nach Baku zeigten sich hiermit durchaus kompatibel. Der Konzern strebte nämlich zuerst selbst den Bau einer eigenständigen Leitung von Tengiz zum Hafen Aktau an, wodurch Eisenbahnlieferungen auf der Strecke ersetzt werden sollten, und kontaktierte diesbezüglich auch den stellvertretenden Direktor von KMG, T. Kulibajew. Dieser sprach sich jedoch gegen diese Lösung aus und schlug stattdessen vor, Chevron in das KCTS einzubeziehen. Die Transportpläne beider Konsortien (TCO und Agip KCO) schienen vereinbar zu sein und konnten zu Skaleneffekten führen. In den letzten Monaten des Jahres

⁶⁷⁷ BTC Co. arbeitete hierzu einen Vorschlag für einen Mechanismus aus, der minimale Anforderungen bezüglich des Schwefelgehalts und der Konsistenz/Dichte des Öls festlegte. Dadurch sollten Eigenschaften von Azeri Light - 34,6° API, 0,15 Prozent Schwefel - aufrechterhalten bleiben. Anders als bei der CPC Quality Bank sollte die BTC Quality Bank nicht nur diese beiden Parameter in Betracht ziehen, sondern auch die Destillationsgewinne der eingespeisten Ölsorten berücksichtigen. Der Ausgleich sollte nicht durch finanzielle, sondern volumetrische Kompensierungen erfolgen, d. h., Produzenten minderwertigerer Ölsorten sollten in Ceyhan weniger Öl entgegen nehmen dürfen. Die Parameter der Quality Bank sollten regelmäßig verhandelt werden, damit auch mögliche neue Ölsorten Berücksichtigung finden würden. Vgl. Aida, Sultanova: BP, Chevron-led consortium begin talks on shipping oil through Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: AP Worldstream 14.12.2005; BTC Co, Chevron discuss transportation of Tengiz oil through BTC pipe, in: Russia & CIS General Newswire, 15.12.2005; BTC may start to transport Kazakh oil in 2007, in: Central Asia General Newswire, 20.4.2006; Ritchie, Michael: Azeri Crude Makes Market Debut at First Cargo Loads at Ceyhan, in: International Oil Daily, 26.5.2006.

2006 wurde somit Chevron offiziell in die Verhandlungen zwischen den Kashagan-Partnern und der kasachischen Regierung über die Gestaltung des KCTS integriert. Das Unternehmen erklärte dabei, dass es das Transportsystem vorerst nur bis zur Ausweitung der CPC nutzen wolle.⁶⁷⁸

Die Exportpläne von Chevron waren jedoch nicht exklusiv an die Entwicklung von KCTS gebunden und konnten bis zu seiner Entstehung leicht auch durch den Hafen Aktau realisiert werden. Der US-Konzern führte weiterhin auch Verhandlungen mit der aserbaidischen Seite über Bedingungen der BTC-Nutzung, wobei seine anfänglichen Pläne vorsahen, von dem nach Baku gelieferten Öl bis zu 90.000 b/d (4,5 Mt/Jahr) nach Ceyhan zu exportieren.⁶⁷⁹ Die Gespräche mit Socar zeichneten sich jedoch durch zahlreiche Widersprüche und Komplikationen aus. Nachdem zwischen Chevron und aserbaidischen Vertretern bereits eine Einigung über die Öleinspeisung in die BTC erreicht werden konnte, wurde diese von der aserbaidischen Seite anschließend mit der Begründung aufgehoben, dass die entsandten Verhandlungsteilnehmer hierzu keine Zuständigkeit besaßen. Das Problem bestand darin, dass, obwohl Chevron nach dem Erwerb von Unocal als direkter Anteilsinhaber an der BTC Co. beteiligt war, es laut aserbaidischer Seite unter den bestehenden rechtlichen Bedingungen lediglich ACG-Öl in die Pipeline einspeisen durfte.⁶⁸⁰ Eine Einigung über den Beginn der Öllieferungen konnte schließlich im Februar 2007 erreicht werden.⁶⁸¹ Diese sah die Aufnahme erster Tengiz-Exporte bereits im Juni desselben Jahres vor. Der mit einer Laufzeit von zwei Jahren abgeschlossene Vertrag war für Chevron sehr profitabel und legte einen Präferenztarif von 3,5 USD/b fest. Im April wurde allerdings verkündet, dass der Beginn der Einspeisung aufgrund einiger ausstehender technischer Aspekte und vorhandener Kapazitätsbeschränkungen der BTC-Pipeline nicht vor Anfang 2008 erfolgen könne.⁶⁸² Zusätzlich zu den Plänen zur Nutzung der BTC wurde vom TCO im Juni 2007 vorgeschlagen, dass in den kommenden fünf Jahren insgesamt 20 Mt Öl per Eisenbahn auf der Route Aktau-Baku-Batumi exportiert werden könnten.⁶⁸³ Diese Initiative verdeutlichte, dass ungeachtet der Verzögerungen bei der Entwicklung des Kashagan-Feldes auf kasachischer Seite durchaus ein Bedarf am Ausbau transkaspischer Transportkapazitäten bestand. Dies wurde auch durch das Interesse von KMG an der stärkeren Nutzung der transkaukasischen Route bekräftigt.

4.16 Transkaukasische Route III: Missstände der transkaukasischen Route

Neben privaten Produzenten zeigte auch der kasachische nationale Ölkonzern zunehmende Initiative bei der Nutzung der transkaukasischen Exportroute. Im September 2006 wurde verkündet, dass KMG

⁶⁷⁸ Vgl. ExxonMobil Updates Ambassador On CPC, KCTS Project, 19.10.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ASTANA204&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁶⁷⁹ Vgl. Neff, Andrew: Tengizchevroil Reportedly Set to Start Exporting Via BTC in Mid-2007, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 30.6.2006; Transportation of Kazakh oil via BTC to start in Q2, 2007 – Socar, in: Central Asia General Newswire, 29.6.2006.

⁶⁸⁰ Für Tengiz-Öl musste ein separates Abkommen geschlossen werden. Dies wäre angeblich nicht erforderlich, wenn der Anteil von Chevron am TCO JV über 50 Prozent betragen würde. Vgl. Chevron can pump 75,000 barrels daily via BTC, in: Central Asia General Newswire, 21.7.2006.

⁶⁸¹ Vgl. BTC shareholders sign deal to transport Kazakh oil, in: AssA-Irada, 13.2.2007.

⁶⁸² Angeblich lag der Tarif, der Produzenten ohne Beteiligung an der BTC angeboten wurde, bei 7 USD/b. Vgl. Kazakhstan to export oil via Baku-Ceyhan pipeline in 2008 – minister, in: Trend news agency, 4.4.2007; Chevron Manager Discusses Orenburg Deal, KCTS, 26.4.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA1110&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁶⁸³ Vgl. TengizChevroil ready to transport 20 mln tonnes of oil to Georgia through Azerbaijan, in: Central Asia General Newswire, 6.6.2007.

Beteiligungen am georgischen Terminal in Batumi erwarb.⁶⁸⁴ Daraufhin wurde zwischen KazTransOil (Tochter von KMG) und dem bestehenden Eigentümer Naftrans (Kontrolliert von Greenoak) auf Paritätsbasis das JV Batumi Terminal gegründet, das den Hafen betreiben sollte.⁶⁸⁵ Es handelte sich um die erste ausländische Akquisition im Öltransportbereich von KMG, dessen strategisches Ziel darin bestand, eine bessere Kontrolle über den Export bzw. die Exportbedingungen für kasachisches Öl zu erlangen und Kasachstan einen direkten Zugang zum Schwarzen Meer sowie dem europäischen Markt zu verschaffen. Die expansive Strategie des Konzerns beschränkte sich jedoch bei Weitem nicht nur auf reine Rohölausfuhren. Parallel zum Einstieg in den Terminal wurden auch Pläne für den Bau einer Raffinerie (5-8 Mt/Jahr) in der Nähe des Standortes verkündet, deren Erzeugnisse primär für den Export nach Europa bestimmt sein sollten. Hierzu plante KMG die Gründung eines Konsortiums mit Greenoak und anderen Interessenten.⁶⁸⁶

Die auf den Transportbereich bezogenen Interessen von KMG sahen sich jedoch mit den Aktivitäten der aserbaidischen Seite konfrontiert. Im Dezember 2006 erwarb Socar im Rahmen eines Konsortiums 51 Prozent an dem noch im Bau befindlichen georgischen Terminal Kulevi.⁶⁸⁷ Der Abschluss der Bauarbeiten und die anschließende Inbetriebnahme sollten im Juni 2007 erfolgen, wobei die kombinierten Öl- und Ölproduktverladekapazität der Anlage anfänglich 10 Mt/Jahr betragen sollte. Der aserbaidische Staatskonzern verkündete jedoch gleichzeitig Pläne für eine weitere Steigerung auf 15-20 Mt/Jahr.⁶⁸⁸ Aserbaidische Vertreter wandten sich daraufhin mit dem Vorschlag an Kasachstan, bei der Nutzung der georgischen Terminals zu kooperieren. Hierzu sollten Investitionen in ihren Ausbau, die gelieferten Ölvolumen und die Tarife koordiniert werden. Durch diese Initiative erhoffte sich Socar hauptsächlich die Auslastung von Kulevi zu sichern. Der Terminal, der sich gegenüber dem etablierten Hafen Batumi durchsetzen musste, benötigte für einen profitablen Betrieb angeblich einen jährliche Umschlag von etwa 5 Mt Öl- und Ölprodukten.⁶⁸⁹ Die anstehende Eröffnung des neuen Exportterminals stellte grundsätzlich eine Herausforderung für Batumi und seine Eigentümer dar. Auf der transkaukasischen Route musste bereits im Zuge der BTC-Inbetriebnahme mit einer Senkung des Ölfrachtaufkommens gerechnet werden, ein neuer Terminal würde zudem automatisch auch noch zu mehr Konkurrenz führen. Der Vorschlag von Socar zur Aufteilung der Öllieferungen wurde daher von KMG mit Hinblick auf die Auslastung der eigenen kürzlich erworbenen Anlagen mit großem Unmut aufgenommen.

Die kasachische Seite zeigte sich darüber hinaus zunehmend unzufrieden mit der von den aserbaidischen Unternehmen auf dem kaukasischen Korridor verfolgten Tarifpolitik sowie den einge-

⁶⁸⁴ Die Transaktion wurde im Januar 2007 abgeschlossen. KMG erwarb für 62 Mio. USD 50 Prozent an Naftrans Capital Partners, das 62 Prozent am Terminal Batumi kontrollierte. Die Verladekapazität des Terminals betrug 15 Mt/Jahr. Vgl. KazMunaiGas: Chronology, <http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/> (Zugriff 2.3.2012); Kazakhstan to boost oil shipments through Georgia, in: Agence France Presse, 22.9.2006.

⁶⁸⁵ Vgl. Kazakh-Georgian joint venture to boost Caspian oil shipments, in: Interfax-Kazakhstan, 22.9.2006.

⁶⁸⁶ Die Kosten wurden auf 3 Mrd. USD berechnet. Das Projekt wurde letztendlich nicht realisiert, da KMG im Jahr 2007 Rompetrol übernahm, wodurch der Konzern Raffineriekapazitäten direkt in Europa erhielt (siehe weiter). Vgl. Kazakhstan acquires 50% stake in Batumi Oil Terminal, in: Russia & CIS General Newswire, 22.12.2006; Georgia: Kazakhs Establish Presence In Batumi, in: Nefte Compass, 28.12.2006; Maratov, A.: KMG: Project to build refineries in Georgia is disadvantageous, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.2.2011.

⁶⁸⁷ Socar hält 51 Prozent an dem Terminal, Middle East Petroleum 34 Prozent, private georgische Investoren 15 Prozent.

⁶⁸⁸ Vgl. Agayev, R.: Azerbaijan State Railway Intends to Transport Oil Products to Georgian Port of Kulevi, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 23.2.2007.

⁶⁸⁹ Vgl. Baku proposes joint transportation of Kazakh oil via Georgian terminals, in: Central Asia General Newswire, 4.4.2007.

schränkten Zugangsbedingungen für alternative Transportdienstleister, wodurch das Geschäft auf eine Handvoll Firmen konzentriert wurde. Die wiederholten unilateralen Preiserhöhungen wurden von Astana als Missbrauch der monopolistischen Position einzelner an der Transportkette beteiligter Akteure wahrgenommen und waren aus der Sicht des Betreibers des Batumi-Terminals der wichtigste Grund für das geringe Transportaufkommen auf der Route, die im Wettbewerb mit den Alternativen über Machatschkala und Neka zunehmend am Boden verlor (Abbildung 39).⁶⁹⁰ Tatsächlich wurden laut den Ergebnissen einer Weltbankuntersuchung nahezu alle Segmente des transkaspisch-transkaukasischen Korridors de jure oder de facto auf Monopolbasis betrieben. In Aserbaidschan wurde der Zugang zum nationalen maritimen Transportunternehmen Caspian Shipping Co. (Caspar), den drei Häfen bzw. Importterminals (Baku, Sangachal, Dubendi) und dem Eisenbahnnetz gemeinsam vom staatlichen Ölkonzern Socar und dem privaten Unternehmen Middle East Petroleum (MEP; Teil der Azersun Holding) kontrolliert.⁶⁹¹ Interessenten am Tankertransport über das Kaspische Meer in Richtung Baku mussten sich mit dem Zwischenhändler Cross Caspian Logistics arrangieren. Dieser besaß exklusiven Zugang zu Caspar und stand unter der Kontrolle von Socar und MEP. Teile der Flotte des Schiffstransportunternehmens wurden dabei direkt von einem weiteren Subunternehmen von MEP – Meridian Shipping – betrieben. Auch der Zugang zu den drei Importterminals, die entweder direkt oder indirekt Socar gehörten, konnte lediglich über MEP erfolgen, das als deren Betreiber fungierte (Abbildung 38). Die aserbaidischen Hafenbehörden weigerten sich dabei, Tankern fremder Schiffsunternehmen jahrelang überhaupt Zutritt zu den Häfen zu gewähren bzw. behandelten diese in der Folgezeit diskriminierend. Die Situation war so bedenklich, dass das kasachische Schiffstransportunternehmen KMTF von der eigenen Regierung eine deutlich stärkere politische Unterstützung und die Einführung vergeltender diskriminierender Anlegegebühren im Hafen von Aktau verlangte.⁶⁹² Zusätzlich dazu führte die mangelnde Konkurrenz im Rahmen des transkaspischen Schiffsverkehrs, der zur damaligen Zeit zum Großteil (nahezu 90 Prozent) von Caspar bestritten wurde, dazu, dass die Tankertransportkosten etwa 40-50 Prozent über den Kosten äquivalenter Routen außerhalb des kaspischen Raumes lagen.⁶⁹³ Auch Eisenbahnlieferungen in Aserbaidschan mussten nahezu ausschließlich über Cross Caspian Logistics bzw. sein Subunternehmen Aztransrail stattfinden. Auf georgischer Seite hielt dagegen der Zwischenhändler Petrotrans eine führende, wenn auch nicht monopolistische Stellung im Eisenbahntransport. Das Unternehmen bot seine Dienstleistungen über

⁶⁹⁰ Vgl. Azerbaijan/Georgia: Transportation on rail corridor down 30%, in: Esmerk, 25.3.2008.

⁶⁹¹ Vgl. Lawrence, Martha/Melibaeva, Sevara/Bullock, Richard/Moose, James/Le Ber, Olivier/Sulukhia, Tamara: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008.

⁶⁹² Kasachische Tanker (Kapazität 12.000 dwt) mussten im Jahr 2007 Anlegegebühren in Höhe von 12.500 USD in Aktau und 36.000 USD in Baku zahlen. Aserbaidschanische Tanker zahlten in Aktau 12.500 USD aber lediglich 5.500 USD in Baku. Vgl. Tariffs applied to Kazakhstani vessels by Makhachkala and Azeri ports are discriminatory, in: Kazakhstan General Newswire, 13.2.2007.

⁶⁹³ Die Kosten für den Transport auf der Route Aktau-Baku/Dubendi betragen 7-8 USD/t, für Aktau-Neka 12-12,5 USD/t und für Aktau-Machatschkala etwa 7-9 USD/t. Die Konkurrenzsituation verbesserte sich jedoch in den folgenden Jahren kontinuierlich. Mehrere Wettbewerber traten auf den Markt. Hierzu gehörte das türkische Unternehmen Palmali, welches Tanker mit einer Gesamtkapazität von etwa 100.000 dwt unter russischer Flagge betrieb und von Lukoil unterstützt wurde. Volgotanker betrieb in den Wintermonaten zehn Tanker mit einer kumulierten Kapazität von 50.000 dwt auf dem Meer. Safinat NJ, ein Tochterunternehmen des Hafens Machatschkala, betrieb fünf Tanker mit einer Kapazität von jeweils etwa 6.000 dwt auf der Route Aktau-Machatschkala. Auch KMTF baute seine Flotte kontinuierlich aus. Das Unternehmen betrieb damals drei Tanker mit einer Kapazität von jeweils 12.000 dwt und bestellte drei weitere. Vgl. Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008, S. 56.

den Zwischenhändler Georgia Transit an, der Transportmengenrabatte von der georgischen Eisenbahngesellschaft bekam.⁶⁹⁴

Die dominante Position von MEP und Cross Caspian Logistics fusste auf der Zerschlagung des privaten Unternehmens Azpetrol, das unter den Nutzern der Route zuvor hohes Ansehen besaß. Es kontrollierte über seine Tochtergesellschaft Azertrans zwei der drei aserbaidischen Terminals – Baku und Sangachal – und bot seine Transportdienstleistungen über Allied Meridian Transportation and Shipping an. Im Oktober 2005 kam es zur Inhaftierung des Eigentümers von Azpetrol, Rafik Alijew, und seines Bruders, des ehemaligen Ministers für Wirtschaftsentwicklung, Farhad. Beiden wurde anfänglich die Vorbereitung eines Putschversuches gegen den Präsidenten, İlham Alijew, vorgeworfen, wobei die Vorwürfe später in Steuerhinterziehung und Korruption geändert wurden.⁶⁹⁵ Den Betrieb der Anlagen und Terminals von Azpetrol übernahm nach der Inhaftierung der Alijew-Brüder Socar.⁶⁹⁶ Ende Dezember 2005 wandte sich Ibrahim Mammadov, ein Minoritätsanteileigentümer (0,05 Prozent) von Azpetrol, mit dem Vorwurf an das Wirtschaftsgericht in Baku, dass das Unternehmen Unregelmäßigkeiten bei der Anteilsrestrukturierung aufwies. Daraufhin übertrug das Gericht die gesamten Anteile an Azertrans an den Kläger, wodurch Azpetrol auf einen Schlag die Kontrolle über die Terminalinfrastruktur in Aserbaidschan verlor. Der Einspruch von Azpetrol, dass die Übertragung illegal wäre, wurde von der aserbaidischen Justiz abgewiesen. Azertrans formalisierte daraufhin die Beziehung mit Socar. Im nächsten Schritt kam es zur Gründung von Cross Caspian Logistics. An diesem beteiligten sich Socar und MEP, das zu der Zeit den von Socar kontrollierten Terminal Dubendi betrieb. Der Präsident des Unternehmens, Abdul Gozal, besaß enge Beziehungen zum ehemaligen Präsidenten, Haidar Alijew, dem amtierenden Staatsoberhaupt, İlham, sowie zum neuen Direktor von Socar, Abdullayev Rovnag.⁶⁹⁷ Socar erhielt 34 Prozent der Anteile an Cross Caspian Logistics, MEP über das Subunternehmen KafkazTrans 33 Prozent und eine weitere Gozal nahe stehende Firma 33 Prozent (Abbildung 38). Zum Vorsitzenden wurde mit Shahim Mustafayev einer der Vizepräsidenten von Socar ernannt. Durch behördliche Entscheidungen wurden anschließend alle wichtigen Transportgeschäfte von Azpetrol an das neu geschaffene Unternehmen übertragen. Hierbei waren vor allem die Aufträge zum Eisenbahntransport der ACG-Produktionsanteile von ExxonMobile sowie die Exporte im Auftrag von Chevron interessant. Cross Caspian führte die Eisenbahngeschäfte über das MEP ebenfalls nahe stehende Unternehmen Aztransrail, das von der Regierung Prioritätszugangrechte zum aserbaidischen Schienennetz erhielt und folglich für alle größeren Transportverträge zuständig wurde. Obwohl kleine Produzenten weiterhin auch direkte Abkommen mit der

⁶⁹⁴ Petrotrans wurde im März 2004 gegründet. Die Zielsetzung lag explizit darin, die bis dahin in Georgien bestehenden Transportstrukturen, die sich durch gravierende Korruption und mangelnde gegenseitige Kooperationsbereitschaft auszeichneten, effektiver und transparenter zu gestalten. Die Idee war, dass ein einziges Unternehmen den Öltransport von der georgisch-aserbaidischen Grenze zum Terminal Batumi übernehmen und die bis dahin zersplitterten Aufgaben bündeln würde. Hierzu gründete der damalige Betreiber von Batumi (Alegratrans) Petrotrans. Vgl. Ritchie, Michael: New Firm Aims to Relaunch Caspian Terminal After Disruption, in: International Oil Daily, 14.5.2004; Ritchie, Michael/Sampson, Paul: Terminal Case: Black Sea Oil Terminal Gets Back To Business, in: Nefte Compass, 12.5.2004.

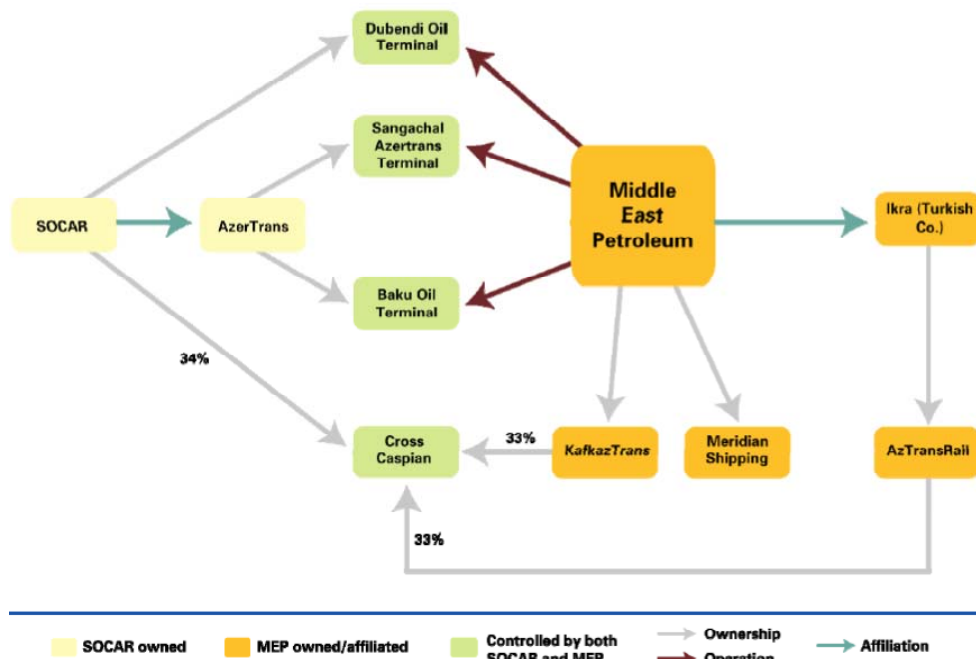
⁶⁹⁵ Es besteht keine verwandtschaftliche Beziehung zwischen dem aserbaidischen Präsidenten, İlham Alijew, und den beiden Brüdern. Rafik wurde zu neun Jahren Haft verurteilt, Farhad zu zehn.

⁶⁹⁶ Vgl. Ritchie, Michael: Oil Change: Caspian Exporters Uneasy Over Baku Upheavals, in: Nefte Compass, 23.3.2006.

⁶⁹⁷ Beide verbindet auch ihr kurdischer Hintergrund.

aserbaidsschischen Eisenbahngesellschaft abschließen konnten, dominierte Cross Caspian im Anschluss den Transport und bestimmte auch über die Priorität der Lieferungen.⁶⁹⁸

Abbildung 38: Beteiligungen und Kontrolle an aserbaidsschischen Öltransporteinrichtungen



Quelle: Lawrence, Martha/Melibaeva, Sevara/Bullock, Richard/Moose, James/Le Ber, Olivier/Sulukhia, Tamara: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008, S. 23.

Die Monopolisierung aserbaidsschischer Transportstrukturen führte im Verlauf des Jahres 2006 zum beträchtlichen Anstieg der Gesamttransportkosten auf der Trasse Baku-Batumi auf 36 USD/t, (Abbildung 40), die somit deutlich über den Kosten der meisten Exportalternativen lagen. Hierunter befanden sich nicht nur Pipelinerouten, die generell die günstigste Transportform aus der Region darstellen, sondern auch zahlreiche Eisenbahnstrecken. Die Eröffnung der BTC veranlasste beispielsweise die russische Eisenbahngesellschaft Anfang August 2006 dazu, die Tarife für den Transport von Öl und Ölprodukten zwischen Machatschkala und den ukrainischen Terminals an der Schwarzmeerküste und dem Asowschen Meer um die Hälfte zu reduzieren. Der Schritt richtete sich explizit gegen die Konkurrenzroute über Aserbaidschan und Georgien.⁶⁹⁹ Auch die im Zeitraum 2004-2006 im Vergleich zur Baku-Batumi-Route überproportional angestiegenen Exportvolumen über den iranischen Hafen Neka verdeutlichten, dass die transkaukasische Route bei den Ölproduzenten deutlich an Attraktivität verlor (Abbildung 39). Bemängelt wurde vor allem, dass ein unverhältnismäßig hoher Anteil an den Gesamttransportkosten (etwa ein Drittel) für die Dienstleistungen von Zwischenhändlern berechnet wurde, die auf diese Weise ihre exklusive Position in der Transportkette ausspielten (Abbildung 40). Sie verfügten meist über intransparente Eigentumsstrukturen, denen jedoch enge Bindungen an die politische Elite nachgesagt wurden. Im europäischen und nordamerikanischen Raum betrug der Transportkostenanteil derartiger Dienstleister laut Untersuchungen der Weltbank dabei lediglich etwa drei Prozent. Bedenklich war darüber hinaus, dass die hohen Frachtkosten kaum zur

⁶⁹⁸ Vgl. Lussac, Samuel: The State as a (Oil) Company? The Political Economy of Azerbaijan, GARNET Working Paper No. 74/10, February 2010; Ritchie, Michael: Oil Change: Caspian Exporters Uneasy Over Baku Upheavals, in: Nefte Compass, 23.3.2006; Azpetrol Founder Given Nine-Year Jail Sentence, in: Nefte Compass, 8.11.2007.

⁶⁹⁹ Vgl. Neff, Andrew: Russia Cuts Tariffs in Bid for Caspian Oil Transit Business, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 7.8.2006; Transportation ministry offered unprecedented discount on railroad oil transportation (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.8.2006.

qualitativen Verbesserung der infrastrukturellen Rahmenbedingungen führten und somit lediglich ein Instrument der Rentengenerierung darstellten. Insbesondere die aserbaidische – im geringeren Umfang auch die georgische – Eisenbahngesellschaft disponierte dabei über eine sehr veraltete und marode Lokomotivenflotte, was die Zuverlässigkeit der Transporte verringerte und letztendlich auch die Kosten erhöhte. Auch der Zustand des Schienennetzes und insbesondere einiger Brücken war sehr schlecht.⁷⁰⁰

Abbildung 39: Ziel kasachischer Ölexporte von Aktau (in Mt)

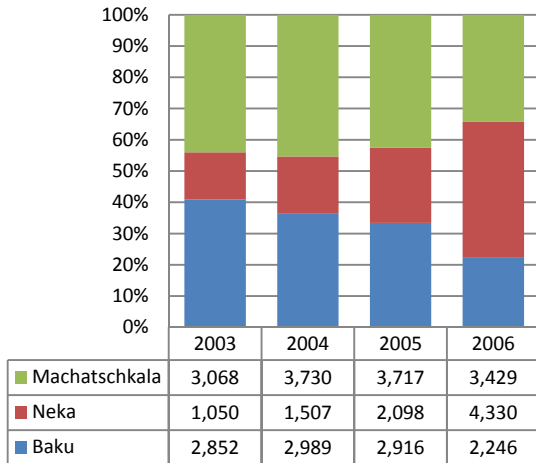
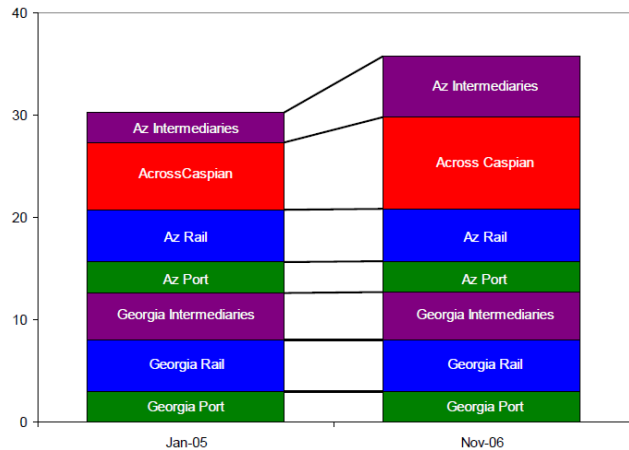


Abbildung 40: Kosten auf der Route Aktau-Baku-Batumi (USD/t)



Quelle: Eigene Darstellung nach: Scott Wilson: Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, 2007, S. 20, 21.

Quelle: Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 21.

Anhand der transkaukasischen Eisenbahnroute können die in Aserbaidschan bestehenden engen Verbindungen, wenn nicht sogar ein fließender Übergang, zwischen der herrschenden politischen Klasse und der privatwirtschaftlichen Elite beobachtet werden. In einem weitverbreiteten System der Vetternwirtschaft und Korruption kann hierbei von einem strukturell und systematisch ausgeübten „Rentseeking“-Verhalten gesprochen werden, welches das Land laut einigen Autoren zu einem der Modellfälle des „postsowjetischen Rentierstaates“ macht.⁷⁰¹ Die dominante Stellung einiger weniger Unternehmen mit engen Verflechtungen zu politisch einflussreichen Klans bzw. Familienstrukturen ließ dabei in Aserbaidschan ein wirtschaftliches System entstehen, das von Hellman et al. als „capture economy“ bezeichnet wurde. Mit dem Begriff wird von den Autoren ein Korruptionsphänomen beschrieben, das sie in den ehemals planwirtschaftlich geleiteten Ländern des Ostblock und den Nachfolgestaaten der UdSSR, die sich nach dem Zusammenbruch des alten Wirtschaftsparadigmas in ökonomischen und politischen Transformationsprozessen befanden, beobachtet haben. Im Rahmen einer „capture economy“ (im Verständnis von Hellman et al.⁷⁰²) wird durch illegale Transaktionen ein

⁷⁰⁰ Zum Zustand der Lokomotiven und Eisenbahninfrastruktur in Aserbaidschan und Georgien siehe: Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 22, 83-89.

⁷⁰¹ Vgl. Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resource Incomes and Autocracy as a Double “Curse” in Post-Soviet Regimes, in: Europe Asia Studies, Vol. 61, Issue 1, 2009, S. 109-140.

⁷⁰² Der von Hellman et al. eingeschlagene Forschungsstrang konzentriert sich ausschließlich auf Länder im Transformationsprozess und untersucht die Interaktion zwischen Unternehmen und dem Staat sowie die Ursachen, die zur Entstehung schlechter Governance-Strukturen, wirtschaftlicher Missstände und Korruption führen. Analysiert werden vor allem Mechanismen, durch die Unternehmen bzw. wichtige Persönlichkeiten (sog. „Oligarchen“) die Gestaltung und Anwendung des staatlichen regulativen Rahmens zu ihren eigenen Gunsten

Beziehungssystem zwischen staatlichen Organen und wirtschaftlichen Akteuren etabliert, das von Letzteren zur Manipulierung des Policy-Formulierungsprozess bei der Gestaltung der regulativen und gesetzlichen Spielregeln zu ihrem eigenen Vorteil genutzt wird. „*In capture economy, public officials and politicians privately sell underprovided public goods and a range of rent-generating advantages “a la carte” to individual firms.*“⁷⁰³ Durch die direkte persönliche Verflechtung zwischen der wirtschaftlichen und politischen Ebene werden zudem zusätzlich Einflusskanäle eröffnet, die das System innerlich festigen und die Reformbereitschaft verringern. Vor diesem Hintergrund können die bestehenden Bedingungen auf der transkaukasischen Eisenbahnroute als Teil eines komplexen staatlich geduldeten bzw. sogar geförderten Rentseeking-Mechanismus verstanden werden, dessen Regeln und Strukturen von den politischen Eliten selbst mitgestaltet wurden. Die von den staatlichen Organen eingeleitete Monopolisierung der Transportstrukturen, deren Höhepunkt durch die Zerschlagung von Azpetrol und die Übernahme seiner Beteiligungen und Aktivitäten durch Socar und MEP erreicht wurde, erlaubte den beteiligten Akteuren die Inanspruchnahme unverhältnismäßig hoher Entgelte (Monopolrenten), die statt für die benötigte infrastrukturelle Modernisierung für die Maximalisierung der persönlichen Bereicherung genutzt wurden. Es war somit die aserbaidische Elite selbst, die für die nur schleppende Ausweitung kasachischer Transitvolumen auf der Route mitverantwortlich war.

Vor dem Hintergrund der dringend benötigten Transportkapazitätsausweitung stellte dies aus kasachischer Sicht keine willkommene Situation dar. Um die monopolistischen und intransparenten Praktiken in den Griff zu bekommen, wurde im Mai 2007 auf kasachische Initiative zwischen Regierungsvertretern Kasachstans, Aserbaidschans und Georgiens ein Abkommen über die Gründung einer Arbeitsgruppe unterzeichnet, die auch Vertreter von Schiff-, Eisenbahn- und Hafengesellschaften einbeziehen und die Transparenz der Tarifgestaltung überwachen sollte. Deklariertes Ziel war, akzeptable und wettbewerbsfähige Bedingungen für den Transport kasachischen Öls auf der transkaspisch-kaukasischen Route zu gewährleisten.⁷⁰⁴ Kasachstan selbst nahm in dieser Hinsicht jedoch keinesfalls eine Vorbildfunktion ein, denn ähnliche Praktiken, die auf Monopolisierungsversuche und

beeinträchtigen. Das Ziel des Handelns der wirtschaftlichen Akteure besteht in der Etablierung eines regulativen Rahmens, der den Wettbewerb verringert und Vorteile auf einen engen Adressatenkreis konzentriert. Die Unternehmen nutzen anschließend ihren Einfluss und Ressourcen, um den erreichten Zustand zu konservieren und Reformen zu blockieren. Hellman et al. identifizieren insgesamt drei Strategien, die von den Marktakteuren hierzu genutzt werden können. (1.) *State Capture* wird als Fähigkeit der Unternehmen „*to shape the formation of the basic rules of the game (i.e. laws, rules, decrees and regulations) to their own advantage through illicit and non-transparent private payments to public officials*“ bezeichnet. Als weitere Varianten der Einflussnahme der Unternehmen auf staatliche Strukturen werden (2.) „*influence*“ und (3.) „*administrative corruption*“ genannt. Ersteres gilt als „*firm's capacity to have an impact on the formation of the basic rules of the game without necessary recourse payments to public officials (as a result of such factors as firm size, ownership ties to the state and repeated interactions with state officials)*.“ Letzteres als „*private payments to public officials to distort the prescribed implementation of official rules and policies.*“ Der Unterschied zwischen Korruption und State Capture besteht somit darin, dass Ersteres die reguläre Implementierung bzw. Anwendung bereits bestehender Normen verhindern soll, wogegen durch Letzteres bereits die Ausgestaltung dieser Normen beeinflusst wird. Als bekanntes Beispiel für eine „*capture economy*“ gilt die Oligarchenära in Russland. Vgl. Hellman, Joel S./Jones, Geraint/Kaufmann, Daniel: *Seize the state, seize the day: state capture, corruption, and influence in transition*, World Bank Policy Research Paper, No. 2444, Washington: The World Bank, September 2000, S. 1-3.

⁷⁰³ ebenda; In einer Untersuchung aus dem Jahr 2000 erreichte Aserbaidschan von 24 beobachteten Ländern Mittel- und Osteuropas sowie der GUS den mit Abstand höchsten Wert in der Kategorie „*capture economy*“. Vgl. Hellman, Joel/Kaufmann, Daniel: *Confronting the Challenge of State Capture in Transition Economies*, in: *Finance Development*, Vol. 38, No. 3, September 2001.

⁷⁰⁴ Vgl. Kazakhstan, Azerbaijan, Georgia to set up working group on transport cooperation, in: *Kazakhstan General Newswire*, 25.5.2007.

Rentseeking-Verhalten hinweisen, konnten ebenfalls im kasachischen Transportsektor beobachtet werden.⁷⁰⁵ Vor diesem Hintergrund schienen die Erfolgsaussichten der Initiative eher gering zu sein.

4.17 Langsame Fortschritte bei der KCTS-Entwicklung

Nachdem auf intergouvernementaler Ebene die allgemeinen politischen Rahmenbedingungen für die Einspeisung kasachischen Öls in die BTC geschaffen wurden, bestand die Aufgabe in der Gründung kommerzieller Strukturen, welche die Umsetzung des transkaspischen Transportsystems vorantreiben würden. Aus aserbaidchanischer Sicht sollte hierbei eine ähnliche Vorgehensweise gewählt werden, wie auch bei der BTC. Demnach sollte zuerst aus interessierten Unternehmen eine „Sponsorengruppe“ für das KCTS-System geformt werden, die seine Finanzierung und Auslastung gewährleisten würde und auch Transitabkommen mit den betroffenen Ländern schließen müsste. Gleichzeitig wurde von Baku darauf hingewiesen, dass auch die benötigte Erweiterung der BTC, deren Kosten auf etwa 1 Mrd. USD beziffert wurden, nur auf der Grundlage von Durchleitungsgarantien („pump-or-pay“) kasachischer Produzenten realisiert werden könnte. Vor einer eventuellen Formung der „Sponsorengruppe“ musste jedoch zuerst überhaupt eine Einigung darüber erreicht werden, wie das Projekt umgesetzt wird bzw. welche Akteure sich an den einzelnen Bereichen beteiligen dürften. Die kasachische Seite zeigte dabei ihr Interesse daran, den Bau und die Betreibung der Eskene-Kuryk-Pipeline in eigener Regie zu gestalten bzw. eine Mehrheit am Projekt zu besitzen, um so völlige Kontrolle über die Transportbedingungen auf eigenem Territorium zu behalten. Die aserbaidchanische Seite schien wiederum weiterhin großes Interesse an der staatlichen Kontrolle des transkaspischen Tankerverkehrs zu hegen und wollte private Akteure aus diesem Bereich möglichst fernhalten. Beide Aspekte standen nicht im Einklang mit den Vorstellungen der Produzenten, die nicht aus dem Transportgeschäft ausgeschlossen werden und gleichzeitig Einfluss auf technische Parameter, Zeitplan, Kosten und Betrieb des Transportsystems nehmen wollten.⁷⁰⁶

Am 24. Januar 2007 konnte zwischen KMG, dem Agip KCO Konsortium und Chevron als Betreiber des TCO JVs ein allgemein gehaltenes Memorandum über die Zusammenarbeit bei der Schaffung des neuen Exportsystems erreicht werden. Dieses sah die Gründung mehrerer Arbeitsgruppen vor, welche die technischen Details des Transportsystems und die notwendigen vertraglichen Regelungen ausarbeiten sollten. Die mit den Unternehmen diskutierten kasachischen Pläne bestanden in der Aufteilung des KCTS in zwei Bestandteile: 1. das kasachische Segment, das aus der Eskene-Kuryk-Pipeline bestehen würde; und 2. das transkaspische Segment, das sich aus den Terminals in Aserbaidschan und Kasachstan, der Tankerflotte und den Verbindungssegmenten zur BTC zusammensetzen würde. Der erste Teil sollte lediglich zwischen Kasachstan und den Ölproduzenten verhandelt werden, in den zweiten Teil sollte auch Baku involviert werden. Die von KMG vorgelegten Schätzungen berechneten die anfänglichen Investitionskosten für das KCTS auf lediglich 1,6 Mrd. USD.⁷⁰⁷ Das Transportsystem sollte 2010-2011, also parallel zur geplanten Förderaufnahme auf Kashagan in Betrieb gehen. Dies

⁷⁰⁵ Alle Exporte über den Hafen Aktau müssen auf einen kurzen Eisenbahnstreckenabschnitt zurückgreifen, der von einem privaten Unternehmen mit Verbindungen zu T. Kulibajew kontrolliert wird. Kulibajew steht auch hinter der Firma Mobilex, die Terminals im Hafen Aktau betreibt. Vgl. ConocoPhillips on oil transportation, investment climate, 23.2.2010, <http://wikileaks.org/cable/2010/02/10ASTANA261.html> (Zugriff 21.2.2012).

⁷⁰⁶ Vgl. Azeri minister calls for Kazakh initiative to receive BTC access, in: Central Asia General Newswire, 28.9.2006.

⁷⁰⁷ Davon sollten 400 Mio. USD für die Tanker, 570 Mio. USD für die Terminals und die verbleibenden Mittel für die Pipeline zwischen Eskene und Kuryk bestimmt sein. Die Kapazität des Systems sollte anfänglich 25 Mt und später 38 Mt/Jahr betragen. Vgl. Kazakhstan to invest \$1.6 bln to build link with BTC oil pipe by '10, in: Prime-Tass, 28.11.2006.

stellte eine Anpassung gegenüber den ursprünglichen kasachischen Zielsetzungen dar, die mit der Inanspruchnahme des Systems erst im Zuge einer deutlichen Produktionssteigerung auf dem Feld (Phase II) rechneten. Wichtig war ebenfalls, dass es nicht nur für den Export von Kashagan, sondern auch von Tengiz genutzt werden sollte, obwohl dies vorerst durch keine Anpassung der geplanten Transportkapazität begleitet wurde.⁷⁰⁸

Die Entscheidung von Chevron, dem Projekt beizutreten, wie auch der Beschluss der kasachischen Regierung und der Agip KCO-Mitglieder, es bereits für den Export der „early oil“-Produktion von Kashagan einzusetzen, waren durch die weiterhin andauernden russischen Verzögerungen bei der Zustimmung zur CPC-Erweiterung bedingt. Die Situation erreichte Ende 2006/Anfang 2007 absurde Ausmaße, da russische Verhandlungsführer bereits vereinbarte Punkte aufhoben und immer wieder neue Forderungen stellten. Chevron blieb wegen der anstehenden Produktionsausweitung auf Tengiz daher keine andere Wahl und es sah sich zur Konzipierung alternativer Exportmöglichkeiten regelrecht gezwungen. Aufgrund der unberechenbaren russischen Haltung wurde dabei zunehmend der Eindruck verstärkt, dass die TCO-Partner nicht nur auf eine zwischenzeitliche Nutzung des KCTS bis zur Erweiterung der CPC-Pipeline spekulierten. Hinter vorgehaltener Hand wurde bereits darüber gesprochen, dass im Falle andauernder russischer Verzögerungen die Erweiterung der Tengiz-Noworossiysk-Route gänzlich fallengelassen werden könnte. Chevron hat in diesem Zusammenhang sogar die Möglichkeit des Baus einer separaten Pipeline zwischen Baku und Supsa erwogen, die nur für kasachische Exporte eingesetzt werden sollte. Vertreter aus der Industrie bekräftigten, dass diese Überlegungen längst nicht nur Teil einer gegenüber Moskau ausgerichteten Verhandlungstaktik seien, sondern seriös in Betracht gezogen würden. Die gesamte Kapazität der transkaspischen Route könnte in diesem Fall laut einigen Äußerungen auf bis zu 2 mb/d (100 Mt/Jahr) steigen. Man war sich zwar auf Seiten von Chevron der damit verbundenen enormen logistischen und finanziellen Herausforderungen bewusst, es wurde jedoch gleichzeitig mit einer gewissen Ironie darauf verwiesen, dass dies immer noch einfacher wäre, als unter den gegebenen Bedingungen mit Russland zusammenzuarbeiten. Vor dem Hintergrund der sich abzeichnenden deutlich größeren Kapazitätsansprüche an das transkaspische Transportsystem sprachen sich US-Regierungsvertreter im Rahmen anschließender Treffen (4.-6. Februar) mit dem kasachischen Premierminister, Masimov, und weiteren Regierungsmitgliedern erneut für die Möglichkeit des Baus einer Unterwasserpipeline aus. Mit Verweis auf den Widerstand Russlands und des Irans wurde dies von Kasachstan wie bereits so oft zuvor strikt abgelehnt.⁷⁰⁹

Aserbaidschanische und kasachische Vertreter nahmen daraufhin im April Verhandlungen über das Transitabkommen auf („Host government agreement“), das genaue Bestimmungen für die Durchleitung kasachischen Öls über die BTC regeln sollte, sowie über die Umsetzung des transkaspischen Teils des KCTS.⁷¹⁰ Die Verhandlungen betrafen vier Themenbereiche: 1. den Bedarf an minimalen Durchleitungsgarantien; 2. die Notwendigkeit, auf aserbaidshischer Seite ein besonderes Steuerregime für das KCTS-Projekt zu kreieren; 3. die Sicherung von Investorenrechten; und 4. die Einigung über die technischen Aspekte und Eigentumsrechte des transkaspischen Projektteils. Vor allem im letzten Punkt bestanden zwischen den Parteien erhebliche Differenzen. Kasachstan und die Ölprodu-

⁷⁰⁸ Vgl. Kazakhstan signs oil export route memo, in: AFX International Focus, 24.1.2007.

⁷⁰⁹ Vgl. Russian Energy: Chevron And CPC – Looking At Options, 6.2.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW509&q> (Zugriff 16.2.2012); Sullivan Discusses Energy, Economic Partnership With Prime Minister, 22.2.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA460&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁷¹⁰ Vgl. Baku, Astana start work on oil transit agreement, in: Central Asia General Newswire, 4.4.2007.

zenten sprachen sich für den gemeinsamen Besitz der Terminals auf beiden Seiten des Meeres im Rahmen eines Projektunternehmens aus, wobei Socar bereits eigene Initiativen zum Bau einer neuen Anlage vorantrieb, die ausschließlich von Aserbaidtschan kontrolliert werden sollte. Darüber hinaus sprachen sich Kasachstan und die Unternehmen für den Einsatz von großen Tankern aus (60.000 dwt), wogegen die aserbaidtschanische Seite kleinere Tanker inklusive der bestehenden Flotte von Caspar einsetzen wollte (12.000-13.000 dwt).⁷¹¹ Im selben Monat wurden auch technische Untersuchungen über die Möglichkeit der Erweiterung der BTC initiiert. Von aserbaidtschanischer Seite wurde deklariert, dass die Leitung bei Bedarf bis zum Jahr 2011 auf 1,6 mb/d erweitert werden könnte.⁷¹²

Differenzen bestanden jedoch nicht nur zwischen Baku auf der einen und Astana und den Produzenten auf der anderen Seite. Einige private Unternehmen (z. B. Total, ExxonMobil) äußerten auch lautstarke Unzufriedenheit mit der starren Verhandlungsposition der kasachischen Seite. Astana strebte nach einem Kontrollanteil von 51 Prozent an der Eskene-Kuryk-Pipeline, wobei die verbleibenden 49 Prozent zwischen den Ölproduzenten aufgeteilt werden sollten. Im Gegenzug für den Erwerb der Anteile wurden die Beteiligung an der Baufinanzierung und die Erteilung von Durchleitungsgarantien für die Auslastung der Leitung verlangt. Darüber hinaus forderte die kasachische Seite auch das Recht, die privaten Anteile jeder Zeit zurückkaufen zu können. Solche Forderungen waren für die Unternehmen jedoch gänzlich inakzeptabel, da sie in diesem Fall keine Kontrolle über wichtige Aspekte des Projektes besitzen würden und zukünftig mit erheblichen Risiken konfrontiert wären (z. B. willkürliche Veränderung der Tarife). Sie verlangten darüber hinaus nach einem deutlich schnelleren Verhandlungsfortschritt, der u. a. durch die Einbeziehung hochrangiger Offizieller beider Länder in die Gespräche über das KCTS erreicht werden könnte.⁷¹³

Nach einer weiteren kasachisch-aserbaidtschanischen Verhandlungsrunde am 24. Juli wurde vom kasachischen Minister für Energie und Rohstoffe, B. Izmukhambetov, verkündet, dass das KCTS in drei Stufen auf bis zu 56 Mt/Jahr ausgebaut werden sollte.⁷¹⁴ Dies bedeute eine beträchtliche Steigerung

⁷¹¹ Der Kompromissvorschlag von Chevron sah vor, dass anfänglich – in dem Zeitraum, in dem man nur Tengiz-Öl befördern würde – lediglich kleinere Tanker der bereits bestehenden Flotte zum Einsatz kommen würden. Diese sollten in Aktau beladen werden, wohin eine kurze Abzweigung von der Eskene-Kuryk-Pipeline verlegt werden sollte. Erst im Zuge der Inbetriebnahme von Kashagan sollte der Terminal in Kuryk aktiviert werden, der exklusiv von den großen Schiffen angesteuert werden sollte. Vgl. KMG Executive Discusses KCTS Process, 2.3.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA563&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁷¹² Die Pipeline erreichte erst im April 2007 die geplante technische Kapazität von 1 mb/d, sie wurde jedoch im Juni lediglich mit 885.000 b/d ausgelastet. Im ersten Schritt sollte eine Ausweitung auf 1,2 mb/d erfolgen, die für die Aufnahme der Peak-Produktion der ACG-Felder notwendig war. Diese Kapazität sollte durch den Einsatz von DRA bereits im Jahr 2008 erreicht werden. Die Gründe hierfür waren, dass sich die Baku-Supsa-Pipeline aufgrund von technischen Problemen seit Oktober 2006 außer Betrieb befand und das AIOC-Konsortium nicht bereit war, die Baku-Noworossijsk-Pipeline zu nutzen. Einige Berichte sprachen davon, dass die BTC durch zusätzliche sog. Loops auf bis zu 2,2 mb/d erweitert werden könnte. Im selben Monat tauchten ebenfalls Meldungen darüber auf, dass die erwartete Plateauproduktion der ACG-Felder von 1,2 mb/d durchaus länger aufrechterhalten werden könnte als ursprünglich erwartet (zwei bis drei Jahre). Dies ging mit den kontinuierlich wachsenden Reserven der Felder einher, die bereits im August 2005 von 740 Mt (5,4 Mrd. Barrel) auf 940 Mt (6,89 Mrd. Barrel) angehoben wurden. Vgl. Neff, Andrew: BTC Capacity Could Be Expanded to 1.6-mil- b/d by 2011, Says BP Official, in: IHS Global Insight, 1.6.2007; Neff, Andrew: AIOC Reportedly Expecting Extended Plateau Production at Azerbaijan's ACG Fields, in: IHS Global Insight, 12.6.2007; Neff, Andrew: Socar Says ACG Reserves Rise to 6.89 bil. Barrels, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 15.8.2005; BP-Operated BTC Pipeline Readies for Kazakhstan Crude Exports, in: International Oil Daily, 24.4.2007.

⁷¹³ Vgl. Total, ExxonMobil call on Kazakhstan to resolve several issues with oil transport system, in: Central Asia General Newswire, 15.6.2007.

⁷¹⁴ Die Angaben unterscheiden sich in Abhängigkeit davon, ob sie in Tonnen/Jahr oder Barrel/Tag gemacht wurden. Die Kapazität sollte anfänglich 500.000 b/d (oder 23 Mt/Jahr), später 750.000 b/d (38 Mt/Jahr) und

gegenüber den ursprünglichen Plänen (38 Mt/Jahr) und würde im Falle der Umsetzung des Systems bei andauernden Verzögerungen bei der Erweiterung der CPC-Pipeline Aserbaidzhan zum wichtigsten Transitland für kasachisches Öl aufsteigen lassen. Laut Unternehmensangaben würde die endgültige Kapazität des maritimen Abschnittes dabei von der Größe der verwendeten Schiffe abhängen, sodass beim Einsatz der größten bedachten Tanker-Klasse (60.000 dwt) angeblich auch ein Transportvolumen von 1,8 mb/d (90 Mt/Jahr) erreicht werden könnte. Die Ausweitung der Kapazität stellte nicht nur eine längst überfällige Anpassung dar, die durch den Beitritt von Chevron und die Pläne zum Transport eines Teils der Tengiz-Produktion erforderlich wurde. Sie reagierte auch auf die Neuberechnung der Produktionsziele von Agip KCO (Anhebung der Peak-Förderrate von 60 auf 75 Mt/Jahr) und signalisierte gleichzeitig, dass die Kashagan-Partner zukünftig einen absoluten Großteil ihres Öls über das Kaspische Meer exportieren wollten. Obwohl Kashagan-Öl zukünftig auch im Rahmen der CPC-Quoten einzelner Agip KCO-Mitglieder ausgeführt werden sollte, wurden durch die neuen Pläne die Aussichten auf die Etablierung einer *eigenständigen* russischen Transportroute für das Offshore-Feld gänzlich zerstreut. Die Inbetriebnahme und Ausweitung des KCTS sollten laut dem Minister eng mit den Entwicklungen auf Kashagan koordiniert werden.⁷¹⁵ Diesbezüglich wurden von ihm gleichzeitig auch die bereits im Vorjahr vermeldeten Befürchtungen bezüglich der Verzögerung bei der Produktionsaufnahme des Feldes bestätigt. Diese sollte laut neustem Zeitplan um zwei Jahre verschoben werden und erst in der zweiten Hälfte 2010 erfolgen.⁷¹⁶

Beim anschließenden Treffen der Präsidenten beider Länder Anfang August wurde die strategische Bedeutung des Transportsystems hervorgehoben und das intergouvernementale Abkommen über die gemeinsame Implementierung des transkaspischen Teils des KCTS unterzeichnet.⁷¹⁷ Hierzu sollte ein Gemeinschaftsunternehmen gegründet werden, das laut Socar auf Paritätsbasis besetzt werden sollte. Parallel wurde zwischen den nationalen Ölfeldern beider Länder ein Abkommen über die strategische Kooperation abgeschlossen. Vor dem Hintergrund der erhöhten Maximalkapazität von KCTS sprach Socar davon, dass die Durchleitung der BTC zukünftig auf bis zu 1,8 mb/d erweitert und bei Bedarf sogar eine gänzlich neue Pipeline von Baku zur Schwarzmeerküste gebaut werden könnte.⁷¹⁸ Hiermit reagierte man auf bereits bestehende Initiativen einiger Unternehmen (Chevron, ExxonMobil, Shell), die vor dem Hintergrund der Probleme bei der CPC-Erweiterung Interesse an der Verlegung einer neuen Leitung mit einer Kapazität von bis zu 35 Mt/Jahr parallel zur Baku-Supsa-Pipeline signalisierten. Insbesondere kasachische Produzenten ohne direkte Beteiligung an der BTC schienen nämlich die Entwicklung einer unabhängigen Transportoption ohne die bestehenden Beschränkungen der aserbaidzhanischen Hauptexportroute (z. B. Vorrang der ACG-Produktion) zu bevorzugen, da sie nur so Einfluss auf die Transportbedingungen der eigenen Produktion (z. B. Tarife)

schließlich 1,2 mb/d (56 Mt/Jahr) betragen. Vgl. Konirova, K.: Kazakhstan likely to deliver over 55 mln tons of oil a year via Azerbaijan: Kazakh minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 24.6.2007.

⁷¹⁵ Vgl. Kazakhstan Caspian Transportation System Will Transport 60 mln Tons of Oil via Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan Route Per Year: Kazakhstan's Foreign Minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 4.8.2007.

⁷¹⁶ Vgl. Konyrova, K.: Kazakh Energy Minister: Europe Should be Appraised for Its Large Market, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 30.7.2007.

⁷¹⁷ Vgl. Kazakhstan wants new Caspian transportation system for oil export, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 7.8.2007.

⁷¹⁸ Vgl. Socar, Kazmunaigaz sign trans-Caspian project deal, in: AssA-Irada, 8.8.2007; Arinova, K.: Azerbaijan and Kazakhstan to Establish Joint Enterprise For Construction Oil Transporting Via Baku-Tbilisi-Jeyhan, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 8.8.2007.

nehmen konnten.⁷¹⁹ Der kasachische Premierminister, K. Masimov, nutzte zudem den Anlass und warnte Russland, dass sein Land im Falle weiterer Verzögerungen im Rahmen des CPC-Prozesses gezwungen wäre, alternative Wege zu finden und Exporte in westliche Richtung über die BTC-Pipeline oder den Kaukasus weiter zu erhöhen.⁷²⁰ Die transkaspisch-kaukasische Route übernahm somit eine zunehmend wichtige Rolle als Druckmittel in den CPC-Verhandlungen.

4.18 Washingtons Interesse am Bau der Unterwasserpipeline hält an; konzeptionelle Unterschiede zwischen der EU- und US-Infrastrukturpolitik

Entscheidend in diesem Zusammenhang war, dass einflussreiche externe Akteure weiterhin beträchtliches Interesse an einer deutlichen Steigerung von Russland unabhängigen Exporten von Kohlenwasserstoffen aus Zentralasien in westliche Richtung besaßen, sodass Kasachstan bei einer eventuellen Umsetzung der Pläne durchaus auf auswärtige politische Unterstützung hoffen konnte. Insbesondere die US-Administration befürwortete mit Nachdruck alle Vorhaben, die eine stärkere Nutzung des eurasischen Transportkorridors nach sich ziehen würden, wobei sie weiterhin auch die Möglichkeit des Baus von transkaspischen Pipelines vorantrieb. Obwohl der energiepolitische Fokus nach der Inbetriebnahme der BTC und der russisch-ukrainischen Gaskrise im Januar 2006 mittlerweile hauptsächlich auf der Diversifizierung der Gasexportinfrastruktur lag, führte die im Januar 2007 durch Streitigkeiten mit Weißrussland bedingte Unterbrechung russischer Erdöllieferungen in Richtung EU (nördlicher Druzhba-Strang) erneut auch zu verstärkten amerikanischen diplomatischen Bemühungen im Bereich der Ölinfrastruktur. Neu war, dass vor dem Hintergrund der jüngsten Transitprobleme nun auch einige Länder der EU in Fragen der Ölversorgung größeres Engagement zeigten. Unterstützt durch die USA traten hierbei insbesondere Polen und die baltischen Staaten zunehmend aktiv auf. Auch die Europäische Kommission versuchte im Anschluss an die Winterereignisse verstärkte Initiativen im energieaußenpolitischen Bereich zu entwickeln und für den Ausbau alternativer Importrouten, auch für Öl, zu werben. Somit sollte insbesondere die einseitige Versorgungsabhängigkeit der östlichen Teile der Union durchbrochen werden. Deutliche Unterschiede zwischen den neuen und alten EU-Mitgliedsstaaten in der Wahrnehmung der „russischen Bedrohung“ und der Wahl erforderlicher Maßnahmen, mit denen aus Sicht der einen auf die Gefahren der Abhängigkeit von russischen Energielieferungen und aus Sicht der anderen auf die Unberechenbarkeit einzelner Transitländer reagiert werden sollte, behinderten jedoch weiterhin ein einheitliches und effektives Handeln der EU.⁷²¹ Die Beteiligung kapitalstarker westeuropäischer Unternehmen an gemeinsamen Infrastruktur-

⁷¹⁹ Vgl. Chevron Manager Discusses Orenburg Deal, KCTS, 26.4.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA1110&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁷²⁰ Vgl. Astana insists on greater Caspian Pipeline Capacity (Vedomosti), in: An in-depth look at the Russian press, August 21, RIA Novosti, 21.8.2008.

⁷²¹ Einen Einblick in die bestehenden Differenzen bzw. unterschiedliche Lösungskonzepte bietet die im Januar 2007 vorgelegte Mitteilung der Europäischen Kommission „Eine Energiepolitik für Europa“. In dieser können einerseits Maßnahmen erkannt werden, die Schutz gegen eine zu hohe Abhängigkeit von Russland bieten sollen. Deutlich stärker als in den vorangegangenen Initiativen der Kommission wurde z. B. die Ausweitung der Energiebeziehungen mit Afrika in Richtung einer Energiepartnerschaft gefordert. Wichtig war auch die Forderung nach der Schaffung von Mechanismen, die im Falle von Energiekrisen die Solidarität zwischen Mitgliedstaaten sicherstellen würden. Verwiesen wurde zudem auf den Bedarf, die Importdiversifizierung von Ländern, die in hohem Maße von einem einzigen (Gas-)Lieferanten abhingen, zu unterstützen. Auch der Ausbau der Beziehungen zu energiereichen Ländern des kaspischen Raumes und die Schaffung des Postens eines europäischen Koordinators für die Nabucco-Pipeline wurden gefordert. Andererseits wurden aber auch Maßnahmen genannt, die Schutz vor Lieferunterbrechungen durch Transitländer bieten und die Beziehungen zu Russland ausweiten sollten. Hierzu gehörte die Forderung nach der Schaffung transparenter energiepolitischer Beziehungen

projekten mit Russland (z. B. Ostseepipeline, Planung der South Stream Pipeline), die auch durch politische Vertreter der jeweiligen Heimatländer unterstützt wurde, verdeutlichte zweifellos, dass zumindest in „Westeuropa“ Russland weiterhin als zuverlässiger Energiepartner wahrgenommen wurde. Die Spannungen blieben nicht nur im Rahmen des europäischen Institutionsgebildes gefangen, sondern wurden auch in die transatlantischen Sicherheitsstrukturen übertragen. Energiepolitik wurde zum zentralen Sicherheitsthema einiger EU-Länder (Polen⁷²²), wobei die im Rahmen der transatlantischen und europäischen Strukturen geführten Diskussionen zwischen konfrontativ-exklusiven („Energie-NATO“⁷²³) und kooperativ-inklusive („Energie-KSZE“⁷²⁴) Lösungsansätzen schwankten. Die US-Administration unterstützte die osteuropäischen Initiativen und forderte von der Union eine verstärkte Berücksichtigung kaspischer Energieimporte, wobei von ihr gleichzeitig auch eine neue diplomatische Offensive gegenüber Kasachstan eingeleitet wurde.⁷²⁵

Im Februar 2007 reiste eine vom stellvertretenden Sekretär für Wirtschaft, Energie und Handel, Daniel S. Sullivan, angeführte US-Delegation in das Land, um erneut für die Diversifizierung der Exportrouten zu werben, wobei hierzu explizit transkaspische Pipelinelösungen in Betracht gezogen werden sollten.⁷²⁶ Die US-Administration vertrat die Auffassung, dass die Aufteilung des Kaspischen Meeres bereits de facto bestand (siehe Fn 550). Transkaspische Unterwasserpipelines könnten folglich auch auf Basis von bi- oder trilateralen Abkommen verlegt werden, welche lediglich die Einbeziehung der Länder erfordern würden, deren Sektoren vom Bau direkt betroffen wären.⁷²⁷ Die Position der kasachischen Seite blieb dagegen unverändert. Die Errichtung von Unterwasserpipelines konnte demnach nur im Falle der Lösung des Rechtsstatus des kaspischen Meeres erfolgen, was in der Auffassung von Astana grundsätzlich einer Einigung mit Russland gleichkam. „*We must respect its [Rus-*

zu den EU-Nachbarn (inklusive Ukraine) in Form langfristiger Energieverträge nach dem Vorbild des EG-Vertrages über die Energiegemeinschaft. Darüber hinaus sollte zwischen der EU und Russland eine neue robuste und umfassende Rahmenvereinbarung über eine echte Energiepartnerschaft ausgehandelt werden. Vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament: Eine Energiepolitik für Europa, KOM(2007) 1, Brüssel, 10.1.2007.

⁷²² Zur polnischen Energiepolitik siehe: Lang, Kai-Olaf: Polens Energiepolitik. Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juni 2007.

⁷²³ Diese von Polen vorangebrachte Idee sah einen Zusammenschluss von EU- bzw. NATO-Mitgliedern zu einem gegenseitigen „Energie-Beistandspakt“ vor, an dem die Teilnahme dritter Parteien (z. B. Russland) ausgeschlossen wurde. Die Mitglieder der Organisation sollten im Falle unverschuldeter Versorgungsschwierigkeiten zur gegenseitigen Energielieferhilfe verpflichtet sein. Der Aufbau der Versorgungs- und Bevorratungsinfrastruktur sollte gemeinsam koordiniert werden und auch der Bau neuer Pipelines oder die Erweiterung bestehender Anlagen sollte nicht mehr bilateral, sondern nur im Bündnis beschlossen werden können. Vgl. Geden, Oliver/Goldthau, Andreas/Noetzel, Timo: Energie-NATO und Energie-KSZE – Instrument der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007, S. 4.

⁷²⁴ Es handelte sich um ein Gegenkonzept der Bundesregierung, das sich an Prinzipien der kollektiven Sicherheit orientierte. Durch einen gemeinsamen Dialog und die Institutionalisierung der Beziehung zwischen Verbraucher-, Produzenten- und Transitländern sollten Mechanismen entwickelt werden, die die Energiesicherheit aller Parteien stärken würden. Implizites Ziel der Initiative war es dabei, Russland in eine solche Struktur zu integrieren, deren Rahmen möglichst weitgefasst sein sollte. Die Idee bestand darin, dass eine stärkere Verflechtung der Akteure durch gemeinsame Investitionsprojekte und die Öffnung der Binnenmärkte zusammen mit der Schaffung von Streitschlichtungsmechanismen die Stabilität der Energieversorgung garantieren würde. Vgl. ebenda, S. 4-5.

⁷²⁵ Vgl. Washington urges EU to use Central Asia as energy supplier, in: European Report, 27.6.2007.

⁷²⁶ Vgl. US official in Kazakhstan to discuss oil transportation routes, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.2.2007.

⁷²⁷ Vgl. Caspian pipeline may be built before legal status is agreed – ambassador, in: Central Asia General Newswire, 16.4.2007.

sia's] opinion in making decisions related to the trans-Caspian pipeline issue."⁷²⁸ Auch wenn die Frage transkaspischer Ölexporte aus kasachischer Sicht durch das Tankerkonzept des KCTS ausreichend beantwortet wurde und nicht mehr zur Verhandlung stand, war eine ähnliche Lösung aus kommerziellen Gründen für Gas nicht attraktiv. Kasachstan unternahm daher durchaus Versuche, auf diplomatischer Ebene die potenzielle russische Kompromissbereitschaft in diesem Bereich zu testen. Um ein transkaspisches Gaspipelineprojekt für Moskau attraktiver zu gestalten, wurden von Astana zum Beispiel Vorschläge über die Möglichkeit der Gaseinspeisung aus kaspischen Offshore-Feldern gemacht, die von beiden Ländern gemeinsam entwickelt werden sollten (Tsentralnoje, Khvalynskoje). Wenig überraschend zeigte sich der Kreml jedoch in dieser Hinsicht zu keinen Zugeständnissen bereit.⁷²⁹ Die europäischen Initiativen im Öltransportbereich fokussierten primär die Odessa-Brody-Pipeline. Das insbesondere von Polen, Litauen und der Ukraine stark unterstützte Projekt sollte durch eine Verlängerung über Plock bis nach Gdansk als Russland umgehende Route für die Belieferung des ost- und mitteleuropäischen Marktes dienen. Aserbaidschan und Kasachstan wurden hierbei als erwünschte Hauptlieferanten betrachtet und diplomatisch umworben.⁷³⁰ Öl aus Kasachstan sollte zuerst per Tanker nach Baku gelangen und von dort per Pipeline oder Eisenbahn zur georgischen Schwarzmeerküste befördert werden. Der Weitertransport nach Odessa würde erneut mit Tankern erfolgen. Das Hauptanliegen der Initiatoren lag jedoch im Ausbau der Verbindung zwischen der Ukraine und Polen, wobei die verbleibenden Teile der Versorgungskette als gegeben angesehen wurden. Das Projekt besaß somit einen auf die Versorgungssicherheit des osteuropäischen Raumes eingeschränkten Wirkungsradius und bot daher keine Antwort auf die aus kasachischer Sicht relevantere Frage, nach der Schaffung eines Zugangs zum offenen Meer. (Anders gesagt, es handelte sich ausschließlich um ein Importprojekt, das die Versorgungslage in Osteuropa verbessern sollte, und nicht um ein Exportprojekt, das die Problematik der beschränkten Exportkapazitäten aus Kasachstan lösen sollte.) Dieser geografisch eingeschränkte und aus Sicht der kasachischen Ölexportbemühungen unzureichende Ansatz spiegelte sich bereits deutlich in dem zwischen der EU und Kasachstan im Dezember 2006 unterzeichneten Memorandum über die Zusammenarbeit im Energiebereich wider, wo lediglich die Odessa-Brody-Plock-Leitung explizit als Transportprojekt von gegenseitigem Interesse genannt wurde.⁷³¹ Europäische bzw. polnisch-baltisch-ukrainische Initiativen im Bereich der Ölim-

⁷²⁸ Baktykozha Izmukhambetov, kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: Kazakhstan to respect Russia's view in deciding on trans-Caspian gas project, in: ITAR-TASS news agency, 4.4.2007.

⁷²⁹ Vgl. Kazakhstan assessing Trans-Caspian gas pipeline project – minister, in: Central Asia General Newswire, 28.2.2007.

⁷³⁰ Hierzu wurde im Mai 2007 ein Treffen zwischen Vertretern Aserbaidschans, Kasachstans, Georgiens, Litauens, Polens und der Ukraine durchgeführt. Die polnischen Möglichkeiten zur Sicherung der Energieversorgung mit Öl können grundsätzlich als gut bezeichnet werden. Zwar bezog das Land einen absoluten Großteil seiner Öleinfuhren aus Russland, es konnte aber über den ausgebauten Ölverladeterminale in Gdansk ausreichend Öl importieren, um seinen gesamten Bedarf zu decken. Die innenpolnische Diskussion über die Ölversorgungssicherheit war daher weniger intensiv als im Fall der Erdgasversorgung. Polnische Initiativen im Ölbereich müssen daher grundsätzlich im Kontext der polnischen strategischen Interessen in seiner östlichen Nachbarschaft betrachtet werden. Hierzu gehört vor allem die Stärkung der Unabhängigkeit der Ukraine, aber auch Weißrusslands, die aus polnischer Sicht eine Pufferrolle gegenüber Russland erfüllen. Vgl. Lang, Kai-Olaf: Polens Energiepolitik. Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juni 2007; Lang, Kai-Olaf: Polens Beziehungen zur Ukraine. Strategische Partnerschaft im Kontext der EU-Erweiterung, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2002, S. 33.

⁷³¹ Eine ähnliche Herangehensweise konnte auch im Energie-Grünbuch der Europäischen Kommission vom März 2006 betrachtet werden. Dort wurde lediglich auf den Bedarf des Ausbaus von Leitungen in der Ukraine, Bulgarien und Rumänien hingewiesen, die den Ölimport aus dem kaspischen Raum nach Europa ermöglichen und die Verbesserung der Ölversorgung Mitteleuropas gewährleisten sollten. Lösungen für den Ölexport aus

portdiversifizierung klammerten somit, anders als die amerikanischen regionalen Infrastrukturpläne, die aus kasachischer Perspektive wichtigere Lösung des transkaspischen und transkaukasischen Transportproblems gänzlich aus. Dies ging nicht zuletzt auf die Möglichkeit zurück, auch Öl aus Ländern außerhalb der kaspischen Region in die Odessa-Brody-Plock-Pipeline einspeisen zu können. Kasachstan zeigte sich, trotz anfänglichen Interesses (Kapitel 3.5.20), in der Folgezeit aufgrund der anti-russischen Ausrichtung des Projektes gegenüber einer Teilnahme zurückhaltend und versuchte, die anderen Interessenten von der Notwendigkeit der Einbeziehung Moskaus in die Verhandlungen zu überzeugen. Dies verstieß allerdings gegen die Vorstellungen der Importländer und den Grundgedanken des Pipelinevorhabens.⁷³²

In Washington zeigte man sich mit den konzeptionell eingeschränkten europäischen Initiativen nicht zufrieden und forderte ein deutlich stärkeres Engagement bei der infrastrukturellen Anbindung Zentralasiens über Aserbaidschan und den Kaukasus mit dem Unionsmarkt. Aus us-amerikanischer Sicht bildete die Energieversorgungssicherheit der EU, die in der vorherrschenden Denkweise mit der Verringerung der Abhängigkeit von Russland gleichgesetzt wurde, einen integralen Bestandteil des eigenen nationalen Interesses⁷³³ und musste daher aktiv unterstützt werden. Der zur damaligen Zeit als Außenpolitikberater des Präsidentschaftskandidaten, B. Obama, tätige Z. Brzezinski warnte davor, dass Moskau in der Vergangenheit mehrmals die Abhängigkeit einzelner europäischer Länder für politische Zwecke instrumentalisierte und vor einem solchen Schritt auch zukünftig nicht zurückschrecken würde.⁷³⁴ Unzufriedenheit wurde in Washington insbesondere mit der bestehenden Uneinigkeit innerhalb der EU gezeigt, die in Fragen der Energieaußenpolitik weiterhin kaum als einheitlicher Akteur wahrgenommen werden konnte. „*We strongly encourage a more unified policy in Europe on diversifying supplies. Right now we see individual member states pursuing disparate energy security policies.*“⁷³⁵ Obwohl durch die im Rahmen der deutschen Ratspräsidentschaft im Juni 2007 angenommene „Zentralasienstrategie“⁷³⁶ Prioritäten formuliert und Leitlinien für das Engagement der Gemeinschaft in der Region festgelegt wurden, führte dies zu keiner sichtbaren Verbesserung der von den USA bemängelten Lage. Tatsächlich blieben die Ergebnisse bei der Umsetzung der Ideen im Energiebereich auch in der Folgezeit deutlich hinter den Erwartungen zurück.⁷³⁷

Einen der entscheidenden Gründe, der ein effektives Handeln der Union behinderte, stellte neben der weiterhin fehlenden primärrechtlichen Grundlage für ein gemeinsames europäisches Handeln

Kasachstan Richtung Europa bzw. zur offenen Küste wurden nicht genannt. Vgl. Europäische Kommission: Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Kom (2006) 105, Brüssel, 2006, S. 17; Memorandum of Understanding On Co-Operation In The Field Of Energy Between The European Union And The Republic of Kazakhstan, Brussels, December 2006, S. 3.

⁷³² Vgl. Kazakhstan says Russia should be involved in Odessa-Gdansk pipeline, in: AFX International Focus, 29.3.2007.

⁷³³ Vgl. Remarks By Richard Morningstar, Special Envoy For Eurasian Energy, State Department, To The Woodrow Wilson Center: "The U.S. Perspective On Eurasian Energy", in: Federal News Service, 15.10.2010.

⁷³⁴ Vgl. Ling, Katherine: Biden says Russia, Europe energy relationship must become U.S. priority, in: Environment and Energy Daily, Vol. 10, No. 9, June 2008.

⁷³⁵ Matt Bryza, deputy assistant secretary of state for European and Eurasian affairs, zit. in: US urging greater EU unity on finding non-Russian Suppliers, in: European Report, 4.4.2008.

⁷³⁶ Vgl. Die EU und Zentralasien: Strategie für eine neue Partnerschaft, 2007; <http://www.auswaertiges-amt.de/cae/servlet/contentblob/347892/publicationFile/3096/Zentralasien-Strategie-Text-D.pdf;jsessionid=155D1F91E59E17505F461DD99B865BF4> (Zugriff 9.3.2012).

⁷³⁷ Eine politische Auswertung der Aktivitäten bietet u. a. Joint Progress Report by the Council and the European Commission to the European Council on the implementation of the EU Strategy for Central Asia, General Secretariat, Brussels, 14. June 2010.

insbesondere die bestehende Interessensvielfalt dar, die sich u. a. in der Vielzahl unterstützter, zum Teil sogar gegenläufigen, Infrastrukturprojekte äußerte. Auch private Unternehmen zeigten sich mit dem Vorgehen der Union in der Region unzufrieden. Auf die Frage, wie Vertreter der EU Shell im Rahmen seiner regionalen Aktivitäten fördern würden, antwortete ein hochrangiger Mitarbeiter des Konzerns: „*Brussels is no help at all. They've actually undermined our ability to make money. All they do is pontificate about the nature of the human soul. They need to get serious and get engaged – like the Americans.*“⁷³⁸ Kritisiert wurde von ihm auch die einseitige Fokussierung der EU auf die Erdgasversorgung, die sich beispielhaft am Umgang mit Kasachstan zeigte. Tatsächlich nannte das bereits im Dezember 2006 unterzeichnete europäisch-kasachische Memorandum über die Zusammenarbeit im Energiebereich an erster Stelle die Schlüsselrolle Kasachstans als wichtigen regionalen Gasproduzenten,⁷³⁹ obwohl das Land bereinigt nur einen kleinen (Netto-)Erdgasexporteur darstellte und auch zukünftig einen Großteil des gewonnenen Gases in die Erdölfelder zum Aufrechterhalten der Produktionsraten zu reinjizieren plante. Aus der Sicht der Ölkonzerne stellte der Ölsektor dabei weiterhin den Bereich dar, in dem deutlich höhere Dividenden erzielt werden konnten, was sich auch in einer größeren Unterstützung der politischen Ebene abzeichnen sollte. Der Shell-Vertreter forderte daher, ähnlich wie es auch von Washington getan wurde, größeres europäische Engagement im Rahmen regionaler Erdölinfrastrukturprojekte, insbesondere beim KCTS. Das Transportsystem bedürfte nach seiner Aussage aufgrund der kompromisslosen Haltung der kasachischen und aserbajdschanischen Regierungen gegenüber den privaten Unternehmen „*massive diplomatic and commercial effort*“. Gleichzeitig war man sich jedoch auf Seiten der Produzenten auch der Hintergründe der europäischen Prioritätensetzung bewusst. „*Europe is worried about its dependence on Russian gas. We don't have an oil shortage.*“⁷⁴⁰ In der Tat blieben EU-Initiativen im kaspischen Erdöltransportbereich aus diesem Grund auch in der Folgezeit aus.

Die US-Administration warb dagegen ungeachtet der kasachischen Position weiterhin kräftig für den Bau von Unterwasserpipelines und erteilte Socar im August 2007 eine Fördersumme im Umfang von 1,7 Mio. USD für die Durchführung von zwei Machbarkeitsstudien bezüglich technischer und wirtschaftlicher Bedingungen der Einspeisung kasachischen Öls in die BTC und kasachischen und turkmenischen Gases in die Südkaukasuspipeline mittels transkaspischer Leitungen.⁷⁴¹ Ähnliche Pläne besaßen jedoch nur geringe Erfolgsaussichten. Moskau bekräftigte seinen Widerstand gegenüber transkaspischen Pipelines während eines Treffens der Präsidenten der fünf Anrainerstaaten im Oktober 2007, in dessen Rahmen erneut erfolglos über eine Klärung des Rechtsstatus des Meeres verhandelt wurde. Obwohl sich Nasarbajew während der Verhandlungen im Einklang mit der aserbajdschanischen und us-amerikanischen Position dafür aussprach, dass „*pipeline routes need to be coordinated [only] with nations whose territory they cross*“⁷⁴², konnte kaum erwartet werden, dass das Land in

⁷³⁸ Neil Carmichael, Shell - General Manager for Business Development in Central Asia, zit. in: Shell's Candid Conversation With UK Eurasian Energy Officers, 4.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2175&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁷³⁹ Vgl. Memorandum of Understanding On Co-Operation In The Field Of Energy Between The European Union And The Republic of Kazakhstan, Brussels, December 2006, S. 2.

⁷⁴⁰ Neil Carmichael, Shell - General Manager for Business Development in Central Asia, zit. in: Shell's Candid Conversation With UK Eurasian Energy Officers, 4.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2175&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁷⁴¹ Mit der Studie wurde im Februar 2008 das US-Unternehmen KBR (Kellogg, Brown & Root) beauftragt. Vgl. US to fund feasibility studies of trans-Caspian energy pipelines, in: Agence France Presse, 16.8.2007.

⁷⁴² Zit. in: Neff, Andrew: Littoral states again fail to reach deal on Caspian Sea legal status and ownership of natural resources, in: IHS Global Insight, 17.10.2007.

einer so entscheidenden Frage jemals gegen die Interessen Moskaus verstoßen würde. Denn nicht nur im Energiebereich, sondern auch in vielen anderen Sphären besaß und besitzt Russland zahlreiche Hebel, um einen derartigen kasachischen Seitenhieb zu bestrafen. Dabei schien (und scheint weiterhin) der Bau einer Unterwasserpipeline eine rote Linie darzustellen, deren Überschreitung (auch von anderen Staaten) Moskau unter keinen Umständen tolerieren wollte. Russische Sicherheitsexperten warnten daher europäische Vertreter in Bezug auf transkaspische Gaspipelinepläne sogar vor der Möglichkeit einer militärischen Eskalation im kaspischen Raum.⁷⁴³ Das diese Drohung durchaus ernst zu nehmen war, wurde durch die Kamphandlungen mit Georgien im folgenden Jahr deutlich. Zumindest in Washington ließ man sich von solchen Gebärden keinesfalls beeindrucken. Anfang Januar 2008 reiste der einflussreiche Senator, R. Lugar, in die Region, um Gespräche mit aserbajdschischen, kasachischen, turkmenischen und ukrainischen Vertretern zu führen. Nicht nur die transkaukasische Route, die über die Türkei an Europa angebunden sein sollte, sondern auch die Ukraine wurde von der US-Administration zunehmend als Schlüsselement für die europäische Energieversorgungssicherheit betrachtet.⁷⁴⁴ Auf konzeptioneller Ebene mündete dies Ende Januar in das von der ukrainischen Premierministerin, Julia Timoschenko, vorgestellte „White Stream“ Gaspipelineprojekt, das eine Unterwasserverbindung zwischen Georgien und der Ukraine vorsah. Diplomatische Unterstützung der USA fanden erneut auch Pläne zur Verlängerung der Odessa-Brody-Pipeline nach Gdansk und deren Nutzung als Importroute für Öl aus dem kaspischen Raum.⁷⁴⁵ Auf institutioneller Ebene wurde das erstarkte Interesse an der Region im Februar 2008 durch die Schaffung des Postens eines Koordinators für „Eurasian energy diplomacy“ im State Department flankiert (besetzt durch Steven Mann). Dieser entsprach grundsätzlich dem früher bestehenden Amt des Sonderbeauftragten für die kaspische Region, das jedoch seit 2004 nicht mehr besetzt wurde. Im Bereich der Ölexporte versuchte die US-Administration weiterhin für eine direkte Pipelineanbindung Kasachstans an die westliche Exportroute zu werben. Verwiesen wurde vor allem auf die geringe Planungssicherheit in Verbindung mit den russischen Routen, die sich u. a. in den kontinuierlichen Verzögerungen bei der Erweiterung der CPC, aber auch in den wiederholt gescheiterten Initiativen zum Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline bestätigten.⁷⁴⁶

Trotz der klaren kasachischen Position und weitgehend ausgearbeiteten Plänen zum Bau des KCTS, das auf der Aktau-Baku-Route explizit wegen des russischen Widerstands gegen eine Pipeline auf Tankertransporte („virtuelle Pipeline“) zurückgreifen sollte, plädierte der neue Sonderbeauftragte, S. Mann, während seiner Februarreise nach Kasachstan weiterhin auch für den Bau einer transkaspischen Ölleitung. Tanker waren seiner Meinung nach zwar ein wichtiges Element, würden aber entgegen den Einschätzungen der Produzenten nicht die gesamte geplante Produktionssteigerung aufnehmen können. Er wiederholte dabei erneut die juristische Position der US-Administration, wonach für den Bau einer solchen Leitung lediglich die Einigung zwischen den beteiligten Parteien notwendig wäre und verwies darauf, dass unter dem Kaspischen Meer bereits etwa 6.000 km Pipelines verlegt wurden.⁷⁴⁷ Die Gedankenspiele amerikanischer Vertreter über transkaspische Öl- oder Gaspipelines

⁷⁴³ Vgl. Kulikov, Sergei: Caspian War (Nezavisimaya Gazeta), in: What The Papers Say (Russia), 22.11.2011.

⁷⁴⁴ Vgl. Lugar continues his energy security mission in Azerbaijan, in: States News Service, 15.1.2008.

⁷⁴⁵ Vgl. Neff, Andrew: Numerous hurdles to overcome to realize Ukrainian PM's „White Stream“ Gas Pipeline Vision, in: IHS Global Insight, 31.1.2008.

⁷⁴⁶ Vgl. Ritchie, Michael: US Renews Efforts to Weaken Russian Grip on Caspian Oil and Gas, in: International Oil Daily, 11.2.2008.

⁷⁴⁷ Vgl. Construction of Trans-Caspian Pipeline is Economically Attractive: US Department of State's Coordinator, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.2.2008.

stießen in Astana aufgrund der prinzipiellen russischen Vorbehalte nicht auf Begeisterung. Stattdessen verlangte man von der US-Administration Unterstützung bei Verhandlungen mit Baku über die Umsetzung des KCTS und die Zugangsbedingungen zur BTC, in denen Kasachstan gleiche Preise für kasachische Produzenten anstrebte.

Das weiterhin starke Interesse der USA an der kaspischen Region, das auch durch Gasinitiativen der EU ergänzt wurde, verdeutlichte Moskau, dass es selbst aktiv um die Gunst der energiereichen Nachbarstaaten der UdSSR werben musste und nicht lediglich eine Blockadepolitik betreiben konnte. Denn nicht zuletzt das Beispiel von KCTS zeigte auf bemerkenswerte Weise, dass Astana zusammen mit westlichen Unternehmen bereit war, auch kostspieligere und logistisch herausfordernde Lösungen zu entwickeln, wenn dies erforderlich war.

4.19 Transkaukasische Route IV: Kasachstans Infrastrukturpläne im Kaukasus

Ungeachtet der Initiativen Washingtons war aus Sicht der kasachischen Führung die Entscheidung bezüglich des zukünftigen transkaspischen Öltransports bereits zugunsten der Tankeroption gefallen, sodass man sich zunehmend auf die Lösung der Frage des anschließenden Weitertransports von Baku konzentrierte, bei dem man sich bei Weitem nicht nur auf die BTC beschränken wollte. Während einer internationalen Konferenz in Astana im September 2007 bestätigte der Exekutivdirektor von KMG, Arman Darbayev, in diesem Zusammenhang die kasachische Bereitschaft zum Bau einer neuen transkaukasischen Pipeline.⁷⁴⁸ Somit sollten nicht nur die Transportkosten für kasachische Ölexporte auf der Baku-Batumi-Route deutlich reduziert, sondern auch eine Steigerung der beförderten Volumina erreicht werden. Die Leitung sollte insbesondere auch in Konkurrenz zu den bis dahin per Eisenbahn erfolgenden Exporten über die ukrainischen Häfen stehen. Die Idee war Bestandteil eines Konzeptes, dessen Gesamtbild sich in der im selben Monat abgeschlossenen Akquisition des rumänischen Raffinerie- und Ölkonzerns Rompetrol durch KMG vervollständigte.⁷⁴⁹ Da der kasachische Staatskonzern bereits an der Kontrolle des georgischen Exportterminals Batumi beteiligt war, könnte durch den Bau einer transkaukasischen Pipeline eine integrierte Route geschaffen werden, welche die direkte Belieferung eigener Raffinerieanlagen in Europa mit kasachischem Öl ermöglichen würde.⁷⁵⁰ Tatsächlich sprach der Präsident von KMG anschließend darüber, dass KCTS prinzipiell für den Transport in zwei Richtungen eingesetzt werden sollte, über die BTC zum Mittelmeer und über Batumi oder Supsa weiter in Richtung Constanta.⁷⁵¹ Die kasachischen Pläne reichten sogar noch weiter.

⁷⁴⁸ Vgl. Sharifov, V.: Kazakhstan prepared to construct new oil pipeline via Azerbaijan and Georgia, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 7.9.2007.

⁷⁴⁹ KMG kaufte im September 2007 für 1,6 Mrd. USD 75 Prozent an der rumänischen Rompetrol Group. Somit erhielt der Konzern direkten Zugang zum europäischen Downstream-Markt (630 Tankstellen, neben Rumänien auch in Albanien, Bulgarien, Georgien, Moldau, Ukraine, Frankreich und Spanien). Im Juni 2009 wurde auch der Erwerb der noch verbleibenden 25 Prozent der Anteile verkündet.

⁷⁵⁰ KMG erhielt durch den Kauf von Rompetrol die Kontrolle über zwei Raffinerien – Petromidia und Vega – mit einer kombinierten Kapazität von 110.000 b/d (5,5 Mt/Jahr). Vgl. Koh, Peter/Norton, Guy: Kazmunaigas spreads its wings, in: Euromoney, September 2007.

⁷⁵¹ KMG besaß auch Interesse an Raffineriekapazitäten in Ceyhan. Hierzu bekundete der Konzern zusammen mit ENI im Dezember 2007 seine Bereitschaft zum Betritt zum indisch-türkischen Konsortium zwischen der Indian Oil Corp. und Calik, das an dem Standort den Bau einer Anlage mit einer Kapazität von 15 Mt/Jahr (für 4,9 Mrd. USD) plante. Alle vier Unternehmen sollten nach anfänglichen Vorschlägen paritätisch beteiligt werden. KMG zog sich im November 2009 jedoch aus dem Projekt zurück. Als Grund wurden die Veränderung in der Konzernstrategie und die hohen Projektkosten angegeben. KMG sollte sich laut der im Mai 2009 angenommenen Regierungsstrategie auf die ausreichende Versorgung des Binnenmarktes konzentrieren. Darüber hinaus besaß das Unternehmen Investitionsverpflichtungen in Rumänien im Umfang von 400 Mio. USD. Die Kapazität der

Beim Besuch von Nasarbajew in Rumänien deklarierten die Präsidenten beider Länder, dass man beim Transport kaspischen Öls zu den europäischen Konsumenten kooperieren möchte. Nasarbajew bekundete hierbei das Interesse seines Landes an der Entwicklung des Constanta-Triest-Pipelineprojektes (Abbildung 21).⁷⁵²

Die kasachischen Bemühungen zur Etablierung einer eigenständigen kaukasischen Exportroute wurden in der Folgezeit fortgeführt. Im Februar 2008 einigte sich KMG mit Greenoak auf den Kauf der verbleibenden Anteile (50 Prozent) am Batumi-Terminal, wodurch der kasachische Konzern zum alleinigen Inhaber wurde.⁷⁵³ Die Verringerung der Auslastung des Terminals nach der Inbetriebnahme der BTC sowie die sich abzeichnende Konkurrenz mit dem von Socar betriebenen Terminal Kulevi veranlassten jedoch KMG, die ursprünglichen Pläne bezüglich des Ausbaus der Kapazität von Batumi von 15 auf 25 Mt/Jahr (+ 3 Mt für Trockenfracht) zumindest vorübergehend aufzugeben.⁷⁵⁴ Parallel dazu wurde von dem Konzern jedoch bestätigt, dass die Möglichkeit der Verlegung einer Pipeline zwischen Baku und dem Schwarzen Meer intensiver untersucht würde.⁷⁵⁵ Socar Vertreter signalisierten daraufhin, dass die Implementierung eines solchen Projektes den strategischen Interessen der aserbaidischen Seite entgegensteht und daher vorerst nicht unterstützt wird. „*They have their priorities on the Black Sea and we have our priorities on the Black Sea. In any strategic partnership, these issues should be worked out as a balance between both sides.*“⁷⁵⁶ Der Erwerb des georgischen Terminals Kulevi führte dazu, dass Socar Interesse an dessen Auslastung besaß. Dieses Ziel konnte jedoch lediglich durch das Weiterbestehen von Eisenbahnlieferungen gesichert werden, denn im Falle des Baus einer neuen Pipeline würde KMG diese mit Sicherheit mit dem Terminal Batumi verbinden und eine entscheidende Rolle bei ihrer Betreibung spielen wollen. Dies würde nicht nur die Auslastung von Kulevi gefährden, für welches bereits fest mit einem Teil der kasachischen Transitvolumen gerechnet wurde, sondern auch die Einnahmen aserbaidischer Unternehmen (inklusive Socar) aus dem lukrativen Transportgeschäft beeinflussen. Darüber hinaus bestanden im Kaukasus mit der BTC und Baku-Supsa bereits zwei Pipelines, von denen keine voll ausgelastet war. Der Zubau neuer Kapazitäten schien daher aus aserbaidischer Sicht nicht interessant zu sein.

Die kasachische Seite führte trotz der negativen Resonanz aus Baku gegenüber ihren Pipelineplänen auch in den folgenden Monaten Verhandlungen mit georgischen und aserbaidischen Vertretern über Möglichkeiten eines deutlichen Ausbaus der Transportkapazität auf der kaukasischen Route. KMG deklariert dabei die Absicht, die Kapazität des Batumi-Terminals (15 Mt) voll mit kasachischem Öl auslasten zu wollen. Hiermit sollten letztendlich Tatsachen geschaffen werden, die die Basis für die zukünftige Pipeline, deren anfängliches Fassungsvermögen mit 10 Mt/Jahr angedacht war, legen

rumänischen Raffinerie Petromidia sollte bis Ende 2011/Anfang 2012 von 4 auf 5 Mt/Jahr ausgeweitet und auf die Verarbeitung saurer kasachischer Ölsorten umgestellt werden. Die Raffinerie sollte ab 2014 Euro-5- und Euro-6-Treibstoffe herstellen können. Vgl. Arinova, K.: Azerbaijan and Kazakhstan to Establish Joint Oil Transportation Enterprise – Kazmunaygas President, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 5.12.2007; Kazmunaigas suspends plan on construction refinery in Turkish Ceyhan, in: Central Asia This Week, 6.11.2009; Petromidia refinery to process Kazakh crude, in: Central Asia This Week, 28.1.2011.

⁷⁵² Vgl. Romania, Kazakhstan to cooperate in transporting oil, in: Xinhua General News Agency, 22.11.2007.

⁷⁵³ Kaufpreis 220 Mio. USD. Vgl. Kirtzkhalia, N.: Kazakh Company Acquires Oil Terminal, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.2.2008; Kazmunaigas acquires Naftrans assets for \$ 220 ml, in: Kazakhstan General Newswire, 14.3.2008.

⁷⁵⁴ Vgl. Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008, S. 63.

⁷⁵⁵ Vgl. Konirova, K.: Kazakhstan to Consider Possibility of New Oil Pipeline Construction in Azerbaijan – Kazmunaygaz, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 11.2.2008.

⁷⁵⁶ Vertreter von Socar, zit. in: Kazakh Pipeline Proposal Lacks Support In Baku, in: Nefte Compass, 21.2.2008.

würden. Einer der entscheidenden Gründe für das kasachische Interesse am Bau einer eigenen Leitung waren dabei Schwierigkeiten in den Verhandlungen über die Zugangsbedingungen zu den bereits bestehenden Pipelines (BTC, Baku-Supsa), die leichtes aserbaidjanisches Öl beförderten. AIOC, Eigentümer und Betreiber der Baku-Supsa-Leitung, weigerte sich nämlich trotz wiederholter Interessensbekundungen aus Astana und mangelnder Auslastung der Infrastruktur, diese für kasachisches Öl zugänglich zu machen. Auch die künftige Nutzung der BTC für kasachische Ölexporte schien mit beträchtlichen Einschränkungen verbunden zu sein. Insbesondere die Einspeisung schwererer oder schwefelhaltiger kasachischer Ölsorten wäre aufgrund des Wunsches nach der Aufrechterhaltung der Ölqualität nur sehr eingeschränkt möglich⁷⁵⁷ oder mit erheblichen Ausgleichszahlungen verbunden. Darüber hinaus würde der Transport kasachischen Öls voraussichtlich nicht zum Vorzugstarif erfolgen, der den Mitgliedern der BTC Co. zustand.⁷⁵⁸ Beides waren Gründe, die bereits in den Verhandlungen zwischen der Pipelinegesellschaft und Chevron über die Beförderung seines Tengiz-Öls relevant waren und zu kontinuierlichen Verzögerungen bei der Aufnahme der Lieferungen führten. Die Realisierung der infrastrukturellen Pläne war jedoch letztendlich auch von den vorherrschenden sicherheitspolitischen Rahmenbedingungen in der Region abhängig, welche in der Folgezeit erneut stärker ins Bewusstsein der Beteiligten gerieten.

4.19.1 Auswirkungen des georgisch-russischen Krieges auf Astanas Transportziele im Kaukasus

Die durch einen Sabotageakt kurdischer Separatistenkämpfer verursachte Explosion an der BTC-Pipeline am 5. August 2008 setzte die aserbaidjanische Hauptexportroute für mehrere Wochen außer Betrieb. (Die Nutzung der Pipeline wurde nach dem Abschluss der Reparaturarbeiten am 25. August wieder aufgenommen.) Zusammen mit dem kurz darauf folgenden Beginn offener kriegerischer Handlungen um die abtrünnige Provinz Südossetien zwischen Georgien und Russland führte dies zur deutlichen Beeinträchtigung des Öltransports über den transkaukasischen Korridor (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**)⁷⁵⁹ Als unmittelbare Reaktion auf den Ausbruch des Krieges unterbrach Kasachstan seine Öllieferungen über Georgien und versuchte, das Öl auf anderen Routen oder auf dem eigenen Binnenmarkt zu platzieren. AIOC schloss am 12. August präventiv die Baku-Supsa-Pipeline⁷⁶⁰, exportierte jedoch ähnlich wie Socar vorläufig weiterhin Öl per Eisenbahn nach Ba-

⁷⁵⁷ Das Öl sollte minimalen Anforderungen der Quality Bank genügen. Viele kasachische Ölsorten, inklusive einiger, die von KMG gefördert wurden, entsprachen diesen Anforderungen aber nicht.

⁷⁵⁸ Vgl. Konirova, K.: Kazakhstan interested in transporting its oil via Georgia, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.4.2008; Kazakhstan posits new Black Sea pipeline, in: UPI, 7.7.2008; Kazakhstan interested in construction Baku-Batumi oil pipeline, in: Kazakhstan Today, 8.7.2008.

⁷⁵⁹ Am 6. August wurde von ersten Artilleriegefechten und Schusswechseln in mehreren Gebieten Südossetiens berichtet. Bis zum Abend des 7. Augusts intensivierten sich die Kampfhandlungen. Der georgische Präsident bot Südossetien im Verlauf des Tages eine weitreichende Autonomie im Rahmen eines einheitlichen Georgiens an. In der Nacht vom 7. auf den 8. August begannen georgische Truppen militärische Handlungen, die zum Wiedererlangen der Kontrolle der zentralen Regierung über die abtrünnige Provinz führen sollten. Am 8. August zogen als Reaktion auf den georgischen Vorstoß schwerbewaffnete russische Truppen in die Hauptstadt der Provinz (Zchinwali) ein und begannen offene Kampfhandlungen gegen georgische Einheiten. Am 12. August um 13:00 Uhr ordnete der russische Präsident, Medwedew, seinerseits die Einstellung militärischer Handlungen an. Am selben Tag einigten sich Georgien und Russland auf einem Sechspunkte-Friedensplan, der vom französischen Präsidenten, N. Sarkozy, vermittelt wurde. Die offizielle Unterzeichnung des Waffenstillstands erfolgte von Georgien am 15. und von Russland am 16. August. Zum Verlauf des Konfliktes siehe: Georgia Launches Offensive to reclaim South Ossetia, in: Russia & CIS Banking & Finance Weekly, 15.8.2008.

⁷⁶⁰ Die Pipeline wurde im Zeitraum Oktober 2006 – Juni 2008 nicht genutzt, da an ihr Wartungs- und Umbaumaßnahmen durchgeführt wurden (zum Teil aufgrund von Erdbeben an einem Teil der Strecke). Nach ihrer

tumi.⁷⁶¹ Die einzelnen georgischen Häfen wurden dabei auf unterschiedliche Weise von dem Konflikt betroffen. Der von Socar kontrollierte Terminal Kulevi, dessen Ölverladeanlagen zu der Zeit noch nicht fertiggestellt waren, musste auf russischen Druck gänzlich geschlossen werden. Auch der Hafen Poti, in dem die georgische Marine stationiert ist, der aber nur für den Export von Ölprodukten genutzt wurde, musste nach der Bombardierung der Stromversorgungsinfrastruktur und Verbindungswege zwischenzeitig gesperrt werden. Lediglich der von KMG betriebene Terminal Batumi blieb von den kriegerischen Handlungen weitgehend verschont, was von Analytikern auf die guten kasachisch-russischen Beziehungen zurückgeführt wurde.⁷⁶² Als Lösung für den aufgetretenen Transportengpass wurden von Socar kurzfristig die Exporte über die Baku-Noworossiysk-Pipeline erhöht. Parallel wurden vom Konzern auch Swap-Lieferungen über den iranischen Hafen Neka kontrahiert, die jedoch lediglich im sehr begrenzten Ausmaß (insgesamt etwa 180.000 t) und erst zu einem späteren Zeitraum erfolgten (Ende August-Oktober).⁷⁶³ Bereits nach Beendigung offizieller militärischer Handlungen in Südossetien (12. August) und dem Ausrufen des Waffenstillstandes kam es am 16. August zur Explosion auf der Grakali-Metekhi-Eisenbahnbrücke (etwa 50 km von Tiflis entfernt), wodurch die Öllieferungen in Richtung der georgischen Häfen erheblich beeinträchtigt wurden.⁷⁶⁴ Am 24. August kam es in Georgien zu einer weiteren kurzfristigen Transportbehinderung, als eine verirrte russische Mine die Explosion von zwölf mit kasachischem Öl beladenen Tankwagons verursachte.⁷⁶⁵ Die direkten materiellen Konsequenzen der Kampfhandlungen auf die Energieinfrastruktur Georgiens blieben mit Schäden in einer Höhe von 38 Mio. USD, die grundsätzlich den Elektrizitätssektor betrafen, verhältnismäßig gering und konnten in kurzer Zeit beseitigt werden.⁷⁶⁶ Die tatsächliche Auswirkung des Krieges auf den kaukasischen Energietransport ergab sich insbesondere aus seiner Koinzidenz mit dem unabhängig davon aufgetretenen Ausfall der BTC-Kapazität und bestand somit prinzipiell darin, dass die Möglichkeit zur Umleitung der Ölexportströme über alternative Routen auf dem kaukasischen Korridor (Baku-Supsa, Eisenbahn) behindert wurde.⁷⁶⁷ Obwohl durch die Handlungen des russischen Militärs grundsätzlich keine Schäden an Öl- oder Gaspipelines verursacht wurden⁷⁶⁸,

Schließung im August 2008 wurde sie erst im November 2008 erneut in Betrieb genommen. Auch die Nutzung der Baku-Tbilisi-Erzurum-Gaspipeline wurde im Zeitraum 12.-14. August präventiv angehalten.

⁷⁶¹ Nach der Explosion an der BTC-Pipeline verringerte BP die Produktion auf den ACG-Feldern von etwa 850.000 b/d auf 250.000 b/d. Davon wurde ein Teil über die Baku-Supsa-Pipeline, ein anderer per Eisenbahn exportiert. Vgl. Tsereteli, Mamuka: *The Impact Of The Russia-Georgia War On The South Caucasus Transportation Corridor*, Washington D.C.: The Jamestown Foundation, 2009, S. 13.

⁷⁶² Vgl. Georgia conflict hits export route plans, in: *International Petroleum Finance*, 8.9.2008.

⁷⁶³ Vgl. Azerbaijan turns to Iran for help with exports, in: *Petroleum Intelligence Weekly*, 25.8.2008; SOCAR Trading aims to increase competitiveness of SOCAR at world markets: interview with SOCAR MEOD head, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 8.7.2009.

⁷⁶⁴ Georgische offizielle Stellen gaben die Verantwortung dafür Russland, das die Vorwürfe jedoch zurückwies. Um den Verkehr wieder herzustellen wurde eine 1 km lange Umleitungsstrecke zu einer seit 1982 ungenutzten eingleisigen Brücke gebaut. Die Hauptbrücke wurde am 11. September wieder eröffnet. Bereits während der kriegerischen Auseinandersetzung wurden Teile der Eisenbahninfrastruktur durch Bombardierungen beschädigt (am 9. August wurde die Senaki-Station östlich von Poti und am 12. August die Kaspi Station östlich von Gori getroffen), was jedoch zu keiner Unterbrechung des Transitverkehrs führte.

⁷⁶⁵ Vgl. Sampson, Paul: *Georgian Flows Resume, but Fears Grow Over Long-Term Stability*, in: *International Oil Daily*, 28.8.2008.

⁷⁶⁶ Vgl. Tsereteli, Mamuka: *The Impact Of The Russia-Georgia War On The South Caucasus Transportation Corridor*, Washington D.C.: The Jamestown Foundation, 2009, S. 11.

⁷⁶⁷ Vgl. Gould, Tim et al.: *Perspectives on Caspian Oil and Gas Development*, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: IEA/OECD, December 2008, S. 46.

⁷⁶⁸ Russische Militärjets attackierten zweifellos auch Gebiete in unmittelbarer Umgebung der BTC. Nach Berichten des Daily Telegraph wurden allein am 10. August 51 Flugzeugraketen auf Ziele in einem Umkreis von weni-

machten der Krieg und der Anschlag auf die BTC deutlich, wie risikobeladen die Nutzung der kaukasischen Exportroute weiterhin blieb. Russland konnte durch sein energisches Einschreiten demonstrieren, dass es weiterhin die dominante regionale Macht darstellt, die in strategischen Entscheidungen nicht außer Acht gelassen werden darf. Gleichzeitig wurde von Moskau deutlich gemacht, dass es bei Bedarf auch zu Mitteln harter Geopolitik greifen würde, um eigene Interessen durchzusetzen. Einige regionale Sicherheitsexperten sprachen in diesem Zusammenhang sogar davon, dass der Kreml durch sein Handeln effektiv sein weiterhin existierendes Vetorecht bezüglich des Bestehens von Exportkanälen über Georgien und somit auch über den Kaukasus demonstriert habe. Die weitere Präsenz russischer „Peacekeeping-Einheiten“ in Georgien sollte demnach diesen Anspruch zusätzlich untermauern.⁷⁶⁹ Bezogen auf die bestehenden Pläne zur zukünftigen Intensivierung der Nutzung der transkaukasischen Route befürchteten Analytiker daher negative Auswirkungen auf die Importdiversifizierungsbemühungen der EU und die Exportdiversifizierungsbemühungen der Länder der kaspischen Region. Im Falle der Ölexporte sollten perspektivisch vor allem der kasachische Plan zur Schaffung des KCTS sowie das noch unausgereifte Vorhaben zum Bau der Baku-Batumi-Pipeline betroffen sein. Aus Sicht der europäischen Energieversorgungssicherheit wurden vor allem die Auswirkungen auf den geplanten Ausbau der Gasexportinfrastruktur hervorgehoben.⁷⁷⁰ Auch die IEA verwies in einem Bericht auf die möglichen negativen Effekte des Krieges auf den weiteren Ausbau des transkaukasischen Transportkorridors. *„The conflict in Georgia was not fought over energy and did not result in any lasting disruption to energy transit flows. Nonetheless, by increasing perceptions of risk in the South Caucasus and the perceived cost of disagreement with Russia, the conflict could influence the strategic calculations of Caspian resource-owners and the development of export routes for Caspian oil and gas.“*⁷⁷¹

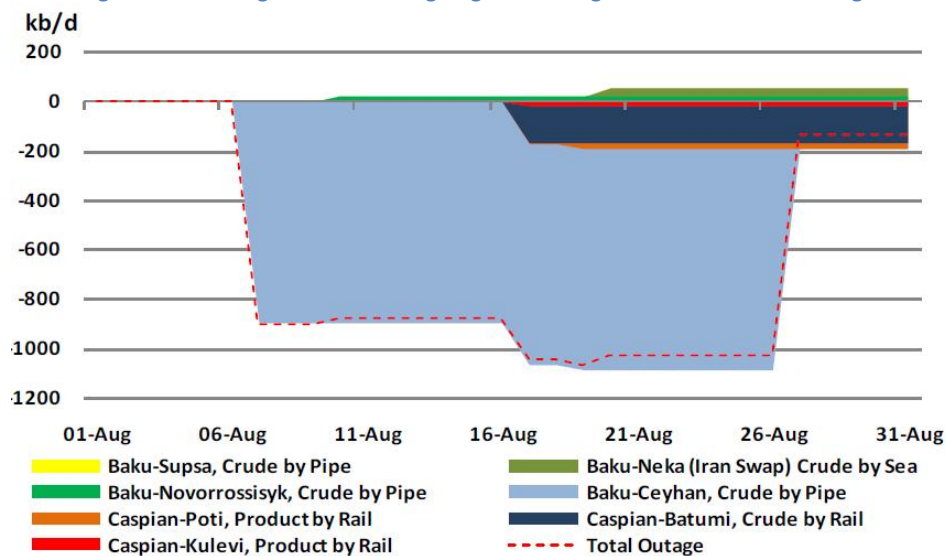
gen Hundert Metern um die Pipeline herum abgefeuert. Georgische Medien sprachen wiederum davon, dass am 9. August 30 Bomben in der Nähe der BTC abgeworfen wurden, von denen 28 explodierten. Auch später sprachen georgische Vertreter über wiederholte gezielte russische Bombenangriffe auf die Leitung. In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass Teile georgischer Militäreinrichtungen in der Nähe der BTC positioniert waren, sodass aus solchen Handlungen kein direkter Zusammenhang mit einer Absicht zur Beschädigung der Pipeline gezogen werden kann. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass wiederholte gezielte Bombardierungen der Pipeline (deren Streckenverlauf gut markiert ist) mit modernen Waffensystemen prinzipiell erfolgreich sein müssten. Auch Vertreter von BP bestätigten, dass ihnen eine russische Bombardierung der Pipeline nicht bekannt wäre. Ähnlich gaben russische Militärvertreter an, dass sich die Pipeline nicht unter den Angriffszielen befand. Auch der stellvertretende US-Außenminister, M. Bryza, sprach davon, dass Russland die Pipeline beschädigen könnte, wenn es dies wollte. Demgegenüber sprach ein Bericht des Wall Street Journals davon, dass solche Angriffe stattfanden. Hierbei berief man sich auf Augenzeugenberichte von Bombeneinschlägen in der Nähe der Pipeline, die in Gebieten fern von anderen infrastrukturellen Anlagen gesichtet wurden. Vgl. Cizuk, Samuel: Russian, Georgian Clashes, Kurdish Bombing, Expose BTC Pipeline Weaknesses, in: IHS Global Insight, 11.8.2008; Gavshina, Ksana/Mishin, Vladimir: Tightening the knot of oil and gas (Gazeta, No. 149, S. 3), in: What The Papers Say (Russia), 11.8.2008; Wardell, Jane: BP shuts down Georgian Pipeline, in: Associated Press Financial Wire, 12.8.2008; Chazan, Guy: Russia may have targeted Georgian pipelines, in: The Globe and Mail, 14.8.2008; Neff, Andrew: War Leaves Russia with Veto Power over Georgian Energy Infrastructure, Regional Pipelines, in: IHS Global Insight, 26.8.2008.

⁷⁶⁹ Vgl. Neff, Andrew: War Leaves Russia with Veto Power over Georgian Energy Infrastructure, Regional Pipelines, in: IHS Global Insight, 26.8.2008.

⁷⁷⁰ Vgl. Yenikeeff, Shamil M.: The Georgia-Russia standoff and the future of the Caspian and Central Asian energy supplies, Oxford Energy Comment, August 2008; Ritchie, Michael/Junnola, Jill: Conflict Tarnishes Georgia's Image, in: International Oil Daily, 14.8.2008.

⁷⁷¹ Gould, Tim et al.: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: IEA/OECD, December 2008, S. 48.

Abbildung 41: Auswirkungen des russisch-georgischen Krieges und der Unterbrechung der BTC auf den Öltransport



Quelle: Gould, Tim et al.: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: IEA/OECD, December 2008, S. 48.

Entgegen den Befürchtungen der Sicherheitsexperten schienen die Ereignisse jedoch in der Wirklichkeit überhaupt keine Auswirkungen auf die kasachischen Exportpläne zu haben. Wenige Tage nach der Einstellung der Kampfhandlungen dementierte das kasachische Außenministerium alle Spekulationen über einen möglichen Rückzug des Landes von der geplanten Teilnahme an der Nutzung der BTC.⁷⁷² KazTransOil, das im Rahmen von KMG den Terminal in Batumi kontrollierte, sprach wiederum davon, dass es weiterhin an seinen Investitionsplänen für den Ausbau seiner georgischen Anlagen festhielt. Der Präsident von KMG deklarierte darüber hinaus nicht nur, dass es nach seiner Einschätzung durch den Konflikt zu keinem Anstieg der sicherheitspolitischen Risiken für den Energietransport gekommen sei, sondern verwies im Gegenzug sogar auf die stabilisierenden Auswirkungen der Inanspruchnahme der Route, wodurch er gleichzeitig die kasachischen Ambitionen zu ihrer weiteren Nutzung unterstrich. „I would not say today that risks of [transporting oil via] the trans-Caucasian corridor via the BTC pipeline have increased due to the Russian-Georgian conflict. ... Russia has never spoken against this direction, but it has only said it can offer a better route. ... All this is nothing but a coincidence of events. We will not change our plans for using this corridor. On the contrary, we think that the transit of Kazakh oil in this direction will be an element of stability in the region. ... The rest is an issue for politicians. I believe that it is business and trade economic relations that will regulate political and interethnic problems in the long run. But let us here separate the issue of the conflict from the issue of the transit and transport of oil along the Baku-Batumi corridor and the BTC pipeline.“⁷⁷³

Gänzlich im Einklang mit der pragmatischen kasachischen Außen- und Exportpolitik und dem auch in anderen Fällen beobachteten Bandwagoning-Verhalten gegenüber Moskau, versuchten kasachische Offizielle gleichzeitig die vor allem in Washington aufgeheizten Gemüter zu beruhigen und kritisierten alle Aufrufe der US-Administration zum Bau zusätzlicher Pipelines (über das Ausmaß der bereits bestehenden kasachischen Pläne), die Russland umgehen würden. Verwiesen wurde im Gegensatz darauf, dass zuerst die Kapazitäten und das Erweiterungspotenzial existierender Leitungen ausge-

⁷⁷² Vgl. Kazakhstan won't withdraw from Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: Central Asia General Newswire, 25.8.2008.

⁷⁷³ Kaigeldy Kabyldin, Präsident von KMG, zit. in: Transit of Kazakh oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline boosts regional security (Panorama), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 27.9.2008.

schöpft werden müssten, was aufgrund des Ausbauvermögens der CPC und der Atyrau-Samara-Pipeline grundsätzlich einer Steigerung des absoluten Transportvolumens über Russland gleich käme. Der kasachische Premierminister bestätigte, dass sein Land weiterhin eine multivektorielle Pipelinepolitik verfolgen würde und an allen zuvor vereinbarten Exportprojekten teilnehmen möchte. „As before, our country will participate in all major Eurasian energy transportation projects, including the Caspian Pipeline Consortium, Baku-Tbilisi-Ceyhan, Kazakhstan-China, Burgas-Alexandroupolis and pre-Caspian gas pipeline.“⁷⁷⁴ Der Verweis auf gleich drei von Russland bevorzugte Infrastrukturvorhaben unterstrich zugleich die positiven Erwartungen bezüglich der zukünftigen Rolle des Landes in der kasachischen Energieexportpolitik. Aus kasachischer Sicht konnte man sich nämlich allein schon aufgrund der erwarteten Produktionsentwicklung keine selektive Haltung erlauben. Denn obwohl es wegen den Verzögerungen bei der Erschließung von Kashagan auch zu Verschiebungen im Rahmen der Exportprojektionen der Regierung kam, sahen diese mittelfristig weiterhin einen beträchtlichen Anstieg auf 100 Mt im Jahr 2015 und 160 Mt im Jahr 2020 vor.⁷⁷⁵ Kasachstan müsste vor diesem Hintergrund seiner sachlichen Position treu bleiben. „Kazakhstan will continue to pursue a strategy of diversifying energy export supply routes, which will be selected exclusively on the basis of economic rationale and pragmatism.“⁷⁷⁶ Die US-Administration versuchte daraufhin, ihre ursprünglichen Forderungen zu relativieren. Beim Besuch der US-Außenministerin, C. Rice, in Astana wurde explizit darauf verwiesen, dass Washington in der Region kein „Nullsummenspiel“ betreibe und kein „Wettbewerb“ um die Gunst Kasachstans herrschen würde.⁷⁷⁷ Gleichzeitig vertrat die US-Administration jedoch weiterhin die Auffassung, dass transkaspische Pipelines auch ohne eine Klärung des Rechtsstatus des Meeres gebaut werden könnten, was klar gegen die russische Position verstieß.⁷⁷⁸

Obwohl der Konflikt keine Auswirkungen auf die Transportziele zu haben schien, beeinflusste er zumindest einen Teil der kasachischen Investitionsprojekte in Georgien. Im September wurde gemeldet, dass Pläne zum Bau einer Raffinerie in der Nähe von Batumi, die noch bei der Übernahme des Terminals durch KMG deklariert wurden, aufgegeben wurden. Ähnliches galt auch für den Bau eines Weizenexportterminals, der in der Nähe von Poti errichtet werden sollte.⁷⁷⁹ Im ersten Fall wurden überwiegend technische Probleme genannt, die das Projekt wirtschaftlich unattraktiv machten, wobei auch der Erwerb von zwei Rompetrol-Raffinerien auf europäischem Boden den Bedarf von KMG an auswärtigen Ölverarbeitungsanlagen vorerst befriedigt zu haben schien.⁷⁸⁰ Im zweiten Fall wurde jedoch explizit auf die Gefahren im Zusammenhang mit der politischen Instabilität nach dem Krieg verwiesen.⁷⁸¹

Trotz geringer Auswirkungen auf kasachische Transportpläne stellte der Konflikt für Astana außenpolitisch eine große Herausforderung dar. Die politische Führung zeigte sich im Verlauf des Krieges zu-

⁷⁷⁴ Karim Masimov, zit. in: Kazakhstan won't drop Caucasus export route for oil, in: Prime-Tass, 3.9.2008.

⁷⁷⁵ Vgl. Khankishiyeva, E.: Kazakhstan intends to transport 56mln tons of oil through Azerbaijan, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 5.9.2008.

⁷⁷⁶ Marat Tazhin, kasachischer Außenminister, zit. in: Central Asian states seek treaty for protecting oil and gas routes, in: E&E News PM, Vol. 10, No. 9, 29.9.2008.

⁷⁷⁷ Vgl. Stern, David L.: Rice Denies U.S. Is Vying for Ex-Soviet States, in: The New York Times, S. 10, 6.10.2008.

⁷⁷⁸ Vgl. Building trans-Caspian pipeline possible prior to status deal – US Diplomat, in: AssA-Irada, 24.12.2008.

⁷⁷⁹ Hierzu wurde zwischen beiden Regierungen im Juni 2007 ein Abkommen unterzeichnet. Die Kosten des Terminals sollten 10 Mio. USD betragen.

⁷⁸⁰ KMG begann nach der Übernahme von Rompetrol mit Modernisierungs- und Ausbauarbeiten an der Raffinerie Petromidia im Wert von 377 Mio. USD. Vgl. Kazmunaygas to invest USD 180 mn in Petromidia modernization in 2011, in: Central Asia This Week, 5.8.2011.

⁷⁸¹ Vgl. Kazakhstan steering a middle course between Russia and the West, in: Gates of Vienna, 24.9.2008.

erst kritisch gegenüber den georgischen militärischen Vorstößen in Südossetien und bekundete ihre Unterstützung für die russische Position, wobei gleichzeitig an die Notwendigkeit der Konfliktlösung im Rahmen internationaler Rechtsprinzipien appelliert wurde. Sie weigerte sich jedoch anschließend entschieden, die von Russland unterstützte Unabhängigkeit der separatistischen georgischen Provinzen Südossetien und Abchasien anzuerkennen. Ein solcher Schritt würde einen klaren Verstoß gegen die strategischen Interessen des ethnischen Vielvölkerstaates Kasachstan bedeuten und einen gefährlichen Präzedenzfall darstellen, der potenziell seine eigene territoriale Integrität gefährden könnte.⁷⁸²

4.20 Zahlreiche Differenzen behindern die KCTS-Konzipierung

Zwischen den am KCTS interessierten Akteuren bestanden erhebliche Differenzen, welche die (von kasachischer Seite parallel behandelte) Frage des Weitertransportes von Baku vorerst in den Schatten stellten. Diese betrafen sowohl den transkaspischen Projektteil, der zwischen Kasachstan und Aserbaidschan verhandelt wurde, als auch den kontinentalen Teil, an dem sich nur KMG und die privaten Produzenten beteiligen sollten. Astana bemühte sich dabei unverändert um eine möglichst große Kontrolle der Eskene-Kuryk-Pipeline und war daher anscheinend an der Einbeziehung einer möglichst kleinen Anzahl von Projektpartnern interessiert, die jedoch gleichzeitig die Auslastung der Infrastruktur garantieren und sich entscheidend an den Kosten beteiligen sollten. Vor diesem Hintergrund wurden von kasachischer Seite offensichtlich Versuche unternommen, die Gruppe der privaten Unternehmen, deren Prioritäten und Vorstellungen durchaus variierten, zu spalten. Chevron schien dabei für die kasachischen Pläne den idealen Partner darzustellen, nicht zuletzt weil es sich aufgrund der bereits anlaufenden Produktionssteigerung auf Tengiz unter größerem Zeitdruck befand als die Kashagan-Gruppe. Dagegen wurden die Verhandlungen mit den Agip KCO-Mitgliedern über die Entwicklung der Exportinfrastruktur zusätzlich dadurch kompliziert, dass mit diesen zur selben Zeit intensive Gespräche über die Rahmenbedingungen des Kashagan-Projektes geführt wurden, das sich mit erheblichen budgetären Überschreitungen und Zeitplanverschiebungen konfrontiert sah (siehe Kapitel 4.22). Vor diesem Hintergrund wurden im Dezember 2007 zwischen Chevron und der kasachischen Seite individuelle Verhandlungen über den Bau einer Pipeline zwischen Tengiz und dem Hafen Aktau aufgenommen, die als Basis der Eskene-Kuryk-Pipeline dienen sollte (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**). Die vorläufige Einigung sah angeblich vor, dass Chevron 25 Prozent an der Leitung halten und den Bau technisch begleiten sollte. Die kasachische Seite sollte als Betreiber auftreten und die restlichen Anteile kontrollieren.⁷⁸³ Der Schritt erfolgte nicht zuletzt als Reaktion auf die unverändert stockenden Verhandlungen mit Russland über die CPC-Erweiterung, die für Chevron und Kasachstan zwar weiterhin als bevorzugte Exportalternative für Tengiz galt, an deren Umsetzung der US-Konzern jedoch zunehmende Zweifel besaß. Nasarbajew machte in diesem Zusammenhang wie

⁷⁸² Dosym Satpayev, ein Politikberater in Almaty, kommentierte es mit den Worten: „*Kazakhstan will never recognize South Ossetian independence because that would contradict its national interests.*“ Zit. in: Leonard, Peter: Kazakhstan plays a balancing game with Georgia, in: Associated Press Worldstream, 8.9.2008; Kassenova, Nargis: Kazakhstan and the South Caucasus corridor in the wake of the Georgia-Russia War, EUCAM EU-Central Asia Monitoring Policy Brief No. 3, Brussels: Centre For European Policy Studies, January 2009, S. 3.

⁷⁸³ Vgl. Senator Lugar Meets With Government Leaders In Astana, 14.1.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA66&q> (Zugriff 16.2.2012); Chevron Faces The Squeeze At Tengiz And Karachaganak, 14.1.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA65&q> (Zugriff 16.2.2012); Oil Companies And Ambassadors Discuss Oil and Gas Issues With Energy Coordinator Ambassador Mann, 4.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA206&q> (Zugriff 16.2.2012).

bereits öfters zuvor klar, dass es letztendlich von Moskau abhängen würde, wie viel kasachisches Öl zukünftig über russisches Territorium fließen würde. „*The Russian route is important for us today, and if the Russian side provides us with great opportunities for the exports of our energy resources to world markets through its territory, we will do that. But if there are no other alternatives, we will go through the Caspian Sea to sell our oil in international markets. There is no policy involved here, only economic interests.*“⁷⁸⁴

Die zwischen Chevron und KMG geführten Verhandlungen über den gemeinsamen Bau der Eskene-Kuryk-Pipeline scheiterten jedoch letztendlich am Wandel der kasachischen Position. Insiderberichte deuteten darauf, dass dies auf einen internen Machtkampf zwischen unterschiedlichen kasachischen Eliten hinwies. Die Einbeziehung von Chevron in das Projekt wurde zuvor von T. Kulibajew eingeleitet. Der neuerliche Widerstand kam von Maskat Idenov, dem ersten Vizepräsidenten von KMG, der nach der Entlassung des Schwiegersohns des Präsidenten vom Posten des stellvertretenden Direktors von Samruk-Kazyna, von Insidern als aktuelle „number one“ in KMG und dem kasachischen Ölsektor, bezeichnet wurde.⁷⁸⁵ Idenov verwies darauf, dass es gegen gängige Wirtschaftsprinzipien verstieße, relevante Unternehmen aus dem Entscheidungsprozess über Aspekte eines Pipelineprojektes auszuschließen, das sie im höchsten Maße betreffen würde, und stattdessen eine exklusive Kooperation mit einem einzelnen Partner einzugehen. Vor diesem Hintergrund wurden Verhandlungen über die Grundlagen der Projektumsetzung auch mit ExxonMobil aufgenommen, das die Kashagan-Partner zu repräsentieren *versuchte*.⁷⁸⁶

Die anschließenden Gespräche wurden jedoch durch die Tatsache kompliziert, dass auch innerhalb der Kashagan-Gruppe selbst erhebliche Differenzen bestanden. Vertreter von ExxonMobil beschwerten sich im Februar 2008, dass vor allem Total eine einheitliche Position verhindern würde. Der französische Konzern sprach sich zusammen mit ENI dafür aus, dass Kuryk nicht ausschließlich für Tanker-Lieferungen nach Baku reserviert werden dürfe, was das Interesse beider Konzerne implizierte, zukünftig Teile ihrer Produktion per Tanker auch in Richtung Neka (Iran) exportieren zu wollen. Dort plante die iranische Regierung die Errichtung entsprechender Terminalanlagen, die kompatibel mit der im Rahmen von KCTS genutzten Tankerklasse sein sollten (siehe Kapitel 6.18). Darüber hinaus schienen zu diesem Zeitpunkt auch nicht alle Mitglieder des Kashagan-Konsortiums zur direkten Beteiligung am Bau der Eskene-Kuryk-Pipeline entschlossen zu sein. So signalisierte z. B. ConocoPhillips, dass es sich auch mit der einfachen Nutzung der Infrastruktur abfinden könne. Obwohl diese Haltung eher eine Ausnahme darstellte, verwässerte sie die einheitliche Front gegenüber der kasachischen Regierung. Die meisten Kashagan-Mitglieder strebten dagegen eine direkte Einbeziehung in den Bau der Leitung an, um somit Einfluss auf die Projektgestaltung sowie den anschließenden Betrieb neh-

⁷⁸⁴ Zit. in: Kazakhstan sees BTC as alternative to Russian route, in: AssA-Irada, 7.12.2007.

⁷⁸⁵ T. Kulibajew wurde Ende des Jahres 2007 von seinem Posten als stellvertretender Leiter des Staatsfonds Samruk-Kazyna, der auch KMG kontrollierte, abgezogen. Dieser Schritt erfolgte angeblich auf Wunsch von Nasarbajew, der Kulibajew vor möglichen negativen Auswirkungen im Falle eines Scheiterns der Verhandlungen über Kashagan beschützen wollte. Spekuliert wurde auch, dass der Präsident nach der Affäre mit seinem anderen Schwiegersohn, R. Alijew, der nach der Asylerteilung in Österreich weitreichende Korruptionsbeschuldigungen gegen die herrschende Elite erhob, die Aufmerksamkeit von seiner Familie ablenken wollte. (Kulibajew erhielt seinen ursprünglichen Posten im Oktober 2008 zurück.) Zur Entwicklung des Machtkampfes, der Idenov im Jahr 2010 zum Verlassen von Kasachstan bewegte, siehe: LeVine, Steve: Who really controls Kazakhstan's oil fields? In: Foreign Policy Online, 2.12.2010, http://oilandglory.foreignpolicy.com/posts/2010/12/02/who_really_controls_kazakhstan_oil_fields (Zugriff 2.2.2012).

Vgl. US embassy cables: A stormy meeting in Kazakhstan, 15.2.2008, <http://www.guardian.co.uk/world/us-embassy-cables-documents/141608> (Zugriff 16.2.2012).

men zu können und sich Präferenztransportrechte zu sichern. Darüber hinaus versuchten einige Konzerne (Total, Shell) auch separate Verhandlungen mit der kasachischen Regierung zu führen und untergruben somit zusätzlich die Bemühungen von ExxonMobil zum Aufbau einer gemeinsamen Verhandlungsposition.⁷⁸⁷ Erhebliche Unterschiede bestanden jedoch weiterhin auch zwischen Kasachstan und Aserbaidschan. Hierzu gehörte sowohl die Einstellung gegenüber der Beteiligung privater Ölproduzenten am transkaspischen Projektteil, die von Astana befürwortet, von Baku dagegen vehement abgelehnt wurde, als auch die Frage, ob Kuryk ausschließlich für Exporte nach Baku genutzt werden dürfte oder auch in andere Richtungen, wie es Astana forderte. Eine Einigung zeichnete sich lediglich im Bereich der Tankergröße ab. Demnach stimmte Kasachstan zu, dass in der Anfangsphase kleinere, bereits bestehende Schiffe eingesetzt werden sollten, wobei Aserbaidschan einwilligte, dass im späteren Verlauf große, neu zu bauende Tanker genutzt werden müssten.⁷⁸⁸

Im März 2008 nahm das kasachische Unterhaus ein Gesetz zur Ratifizierung des bereits im August 2007 unterzeichneten kasachisch-aserbaidschanischen Abkommens über die Implementierung des transkaspischen Segments des KCTS an. Somit sollten Rahmenbedingungen für die angestrebte Gründung des gemeinsamen Projektunternehmens mit Aserbaidschan geschaffen werden, das die Umsetzung des Projektes vorantreiben sollte. In einer Begleiterklärung wurde die Auffassung des Parlaments festgehalten, dass das Transportsystem durch ausländische Investitionen und nicht aus den Mitteln des Staatshaushaltes finanziert werden sollte.⁷⁸⁹ Der kasachische Minister für Energie und Rohstoffe, S. Mynbaev, verkündete anschließend, dass sein Land Interesse am schnellstmöglichen Ausbau der gesamten Infrastruktur besäße und forderte die Verhandlungsparteien zur Intensivierung der Anstrengungen zur Lösungsfindung.⁷⁹⁰ Die eigentliche Projektbauzeit sollte lediglich zwei Jahre betragen, wobei man zu diesem Zeitpunkt fest damit rechnete, dass Tengiz-Öl in der Anfangsphase den Großteil der transportierten Volumen bestreiten würde. Dies gründete darauf, dass sowohl Chevron als auch die kasachische Seite trotz gewisser Fortschritte im Rahmen des CPC-Prozesses, aufgrund immer neuer russischer Forderungen und insbesondere der unnachgiebigen Position Moskaus in Bezug auf den Bau der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline, große Skepsis über die Aussichten auf eine zeitnahe Realisierung des Expansionsprojektes hegten.⁷⁹¹

Die kasachischen Vorstöße zum Ausbau der transkaspischen Route und die glaubhafte Möglichkeit des langfristigen Exports eines großen Teils der Tengiz-Produktion über das KCTS, hatten letztendlich positive Auswirkungen auf die Verhandlungen mit Russland. Am 7. Mai konnte schließlich eine Einigung über die Erweiterung der CPC-Pipeline erreicht werden, wobei Moskau zugleich seine Forderung nach deren Verknüpfung mit der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline fallen ließ. Parallel dazu einig-

⁷⁸⁷ ExxonMobil bestand u. a. darauf, dass Agip-KCO- und TCO-Mitglieder garantierte Prioritätszugangsrechte zur Pipeline besitzen müssten. Die Produzenten sollten auch das Recht haben, die Kapazität des Transportsystems jederzeit erweitern zu können. Gefordert wurden zudem stabile Transporttarife und ein fester Bauzeitplan.

⁷⁸⁸ Vgl. *Despite Obstacles, Kazakhstan Maintains Trans-Caspian Oil Momentum*, 20.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA354&q> (Zugriff 16.2.2012).

⁷⁸⁹ Einen Monat später stimmte auch der Senat dem Ratifizierungsgesetz zu. Die Unterschrift durch den Präsidenten erfolgte Ende Mai. Vgl. *Kazakh parliament ratifies BTC pipeline agreement with Azerbaijan*, in: *Central Asia General Newswire*, 26.3.2008; *Kazakh parliament ratifies BTC project*, in: *AssA-Irada*, 24.4.2008.

⁷⁹⁰ Vgl. *Azerbaijani minister on cooperation with Kazakhstan*, in: *Ekspress-K*, S. 3, 25.4.2008.

⁷⁹¹ Vgl. *Konirova, K.: Trans-Caspian project important for Kazakhstan: Interview with Kazmunaigas president*, in: *Trend & Oil Gas – Azerbaijan*, 24.3.2009; *Neff, Andrew: Chevron Agrees with Kazakhstan to Join Domestic Oil Pipeline Project*, in: *IHS Global Insight*, 9.6.2008; *Kazakhstan starts building \$1.5 bln oil pipe bypassing Russia*, in: *Prime-Tass*, 6.6.2008.

ten sich beide Länder auch auf die Entwicklung einer gemeinsamen Energiebilanz bis zum Jahr 2020, welche die gegenseitigen Transitbeziehungen regeln würde.⁷⁹²

Nach einer weiteren kasachisch-aserbaidchanischen Verhandlungsrunde im Juni konnten beide Parteien lediglich bestätigen, dass zur Umsetzung des transkaspischen Teils von KCTS von KMG und Socar künftig auf Paritätsbasis ein gemeinsames JV gegründet wird. Keine Klarheit bestand jedoch über die Möglichkeit der direkten Einbeziehung privater Unternehmen, die von Kasachstan erwünscht von Baku jedoch abgelehnt wurde. Unterschiede bestanden weiterhin auch in den Prioritäten des Weitertransports von Baku. Aserbaidchan präferierte die Nutzung der BTC und des Eisenbahnkorridors. Dadurch sollten freie Kapazitäten in der Pipeline gefüllt und die Auslastung des Terminals Kulevi gewährleistet werden. Auch die Einspeisung kasachischen Öls in die Baku-Noworossijsk-Pipeline wurde vorgeschlagen, wodurch Baku seine Transportverpflichtungen gegenüber Transneft erfüllen wollte. Kasachstan präferierte demgegenüber zusätzlich zur BTC die Nutzung der Baku-Supsa-Pipeline, an der man zudem Eigentumsrechte erwerben wollte. Es wurde die Bereitschaft signalisiert, über die zu der Zeit weitgehend ungenutzte Leitung 5 Mt/Jahr zu befördern, wodurch sie nahezu vollständig ausgelastet werden könnte. Hierbei zeigte sich Astana sogar bereit, Tarife über dem für das AIOC-Konsortium geltenden Niveau zu zahlen. Falls die Pipeline doch nicht für kasachisches Öl eröffnet werden sollte, sprach sich Astana im Einklang mit der Haltung einiger Ölproduzenten (ExxonMobil, Chevron, Shell) für den Bau einer neuen Verbindung zum Schwarzen Meer aus, von der man sich größere Autonomie bei der Festlegung der Bedingungen des Öltransports im Kaukasus versprach.⁷⁹³ Um die ablehnende Haltung der aserbaidchanischen Seite in dieser Frage zu durchbrechen, wandte man sich sogar an die US-Administration mit der Bitte um Unterstützung.⁷⁹⁴

Verhandlungen verliefen parallel auch zwischen der kasachischen Regierung und den Ölkonzernen über den kasachischen Teil des KCTS. Die bestehende Lage war hier sehr unübersichtlich, da Astana teilweise separate Gespräche mit Chevron (als Vertreter von TCO) und ExxonMobil (als Vertreter der Kashagan-Gruppe, die auch als G-6 bezeichnet wurde) führte, wobei beide Konzerne nicht gemeinsam agierten. Chevron zeigte beispielsweise die Bereitschaft, sich am Bau der Eskene-Kuryk-Pipeline zu beteiligen und 50 Prozent der anfänglichen Projektkosten (1,2 Mrd. USD) zu übernehmen. Im Gegenzug verlangte der Konzern eine Anfangsbeteiligung von 50 Prozent, die im späteren Verlauf auf 10 bis 15 Prozent reduziert werden könnte, wodurch andere Unternehmen die Möglichkeit zum Einstieg erhalten sollten. Dies entsprach nicht der kasachischen Vorstellung, die von Beginn an eine Mehrheitsbeteiligung anstrebte und den Produzenten im Gegenzug lediglich Garantien bezüglich der Zugangsrechte und Tarife erteilen wollte. Die Unternehmen weigerten sich jedoch, dies zu akzeptieren und sahen ihre langfristigen Interessen am besten durch eine Mehrheits- bzw. zumindest Paritätsbeteiligung gewahrt. Darüber hinaus versuchten weiterhin auch andere Mitglieder des Agip KCO-Konsortiums in den Verhandlungsverlauf einzugreifen. Vor allem Total beharrte darauf, dass es bei künftigen Exporten über Kuryk zu keinen geografischen Beschränkungen kommen dürfte und hatte daher Einwände gegenüber der direkten Beteiligung von US-Unternehmen am Exportterminal. Diese sahen sich aufgrund der Sanktionsbestimmungen gezwungen, den Ansatz der uneingeschränkten Exportfreiheit für Kuryk abzulehnen. ExxonMobil, das innerhalb der Kashagan-Gruppe eigentlich mit

⁷⁹² Vgl. Russia and Kazakhstan strengthen cooperation in energy sphere, in: Kazakhstan Today, 8.5.2008.

⁷⁹³ Vgl. With IGA On Trans-Caspian Oil Transport Ratified, Kazakhstan Impatient With Azerbaijan, Aloof Of IOCs, 15.4.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA729&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁷⁹⁴ Vgl. Eurasian Energy Coordinator Mann Discusses Energy Transport With Samruk Deputy Head Kabyldin, 28.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1360&q> (Zugriff 17.2.2012).

der Führungsrolle im Rahmen der Transportverhandlungen beauftragt war, konnte vor diesem Hintergrund lange kein geschlossenes Auftreten erreichen.⁷⁹⁵

4.21 Transkaspische Route V: Beginn kasachischer Ölexporte über die BTC

Parallel zu den Bestrebungen zur Umsetzung des KCTS fanden auch separate Initiativen von Chevron im Rahmen seines „Crude export projects“ statt, welche die bestehenden Transportengpässe nach der Inbetriebnahme der Anlagen (SGP, SGI) zur Steigerung der Förderrate auf Tengiz in der zweiten Hälfte des Jahres 2007 lösen sollten.⁷⁹⁶ Obwohl die bereits für den Beginn des Jahres 2008 anvisierte Aufnahme von Lieferungen über die BTC vorerst verschoben werden musste, konnte in den anschließenden Monaten doch eine Lösung für die ausstehenden Probleme gefunden werden. Die Ursachen für die zeitweiligen Verzögerungen lagen grundsätzlich auf politischer Ebene.⁷⁹⁷ Trotz des bestehenden kommerziellen Vertrages zwischen TCO und BTC Co. über die Bedingungen der Pipelinennutzung musste der Produzent vor der Aufnahme der Lieferungen auch ein Transitabkommen mit Aserbaidschan unterzeichnen, das wiederum von einer Einigung zwischen Baku und Astana abhängig war. Beide Länder konnten sich dabei lange nicht über die Modalitäten einigen, unter denen kasachisches Öl vom kasachischen Exportterminal bis zum Einspeisungspunkt der BTC befördert werden sollte. Die Streitpunkte betrafen den Tankertransport (Bestimmung der Unternehmen, die sich am Transport beteiligen dürften), die Hafengebühren (Kasachstan forderte für seine Schiffe gleiche Zugangsbedingungen zu aserbaidischischen Terminals) und Versicherungskosten.⁷⁹⁸ Nach intensiven Verhandlungen wurde zwischen beiden Parteien schließlich im Oktober eine Einigung erreicht, sodass Ende des Monats erstmalig kasachisches Öl vom Tengiz-Feld in die BTC eingespeist werden konnte.⁷⁹⁹ Die Lieferungen unterlagen letztendlich anders als ursprünglich gedacht, keinem Qualitätsausgleichsmechanismus. Es wurde aber vereinbart, dass der Anteil des Tengiz-Öls an der gesamten Transportmenge der Pipeline wegen des Merkaptanen-Gehalts und der Anforderungen an die Qualitätsmerkmale der Ölmischung auf fünf Prozent beschränkt werden musste. Dies führte dazu, dass es in der Folgezeit trotz ausreichender freier Kapazitäten in der Leitung zu keiner massiven Ausweitung der Tengiz-Ölexporte über die BTC kommen konnte. Bis zum Ende des Jahres 2008 konnte Chevron somit nur 285.100 t in die Pipeline einspeisen, wobei das Volumen auch im Verlauf des Jahres 2009 nur 1,9 Mt erreichte.⁸⁰⁰ Aufgrund des limitierten Zugangs zur BTC musste daher verstärkt auch auf Lieferungen

⁷⁹⁵ Vgl. Special Envoy Gray Discusses Energy Issues With Government and Major Companies, 1.8.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1381&q> (Zugriff 17.2.2012); Kazmunaigas President Discusses Georgia, Crude Transport With Ambassador Steve Mann, 8.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2008&q> (Zugriff 17.2.2012); Timur Kulibayev Discuss Oil Transportation And Georgia Investments, 20.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2081&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁷⁹⁶ Bereits im September 2007 wurden Exporte über einen eigens gebauten Eisenbahnverladeterminale nach Odessa begonnen. Vgl. TengizChevroil: About TCO: The History of the Tengiz Field, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 12.2.2012).

⁷⁹⁷ Vgl. Neff, Andrew: Start of Kazakh Oil Exports Via Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline Remains On Hold, in: IHS Global Insight, 19.3.2008.

⁷⁹⁸ Vgl. Tengiz faces deadlock over southern export route, in: Nefte Compass, 8.5.2008.

⁷⁹⁹ Vgl. Aliyev, S.: Kazakhstan's oil with American fragrance – ChevronTexaco selects Azerbaijan, in: Trend Oil & Gas –Azerbaijan, 13.10.2008.

⁸⁰⁰ Die Qualität der BTC-Ölmischung sollte sich durch die Einspeisung von Tengiz von 36,1° API und 0,14 Prozent Schwefel auf 37,1° API und 0,17 Prozent Schwefel verändern. Vgl. Sampson, Paul: Chevron loads first Caspian tanker with Tengiz crude, in: Nefte Compass, 9.10.2008; Ritchie, Michael: BP remedies part of Caspian field shutdown, in: International Oil Daily, 13.10.2008; 1st Kazakh oil shipment goes through BTC pipeline, in: The Associated Press, 3.11.2008; Chevron shies away from BTC, in: Nefte Compass, 4.3.2010.

per Eisenbahn zurückgegriffen werden. Die zwischen TCO und Socar im Herbst 2008 erreichte Einigung über die Bedingungen des Eisenbahntransportes zur georgischen Schwarzmeerküste sah laut kasachischen Angaben Beförderungskosten von 35 USD/t vor.⁸⁰¹ Das Transportvolumen sollte anfänglich 2 Mt/Jahr betragen und sich künftig in Abhängigkeit von der Entwicklung der Lieferungen über die BTC verändern können. TCO rechnete zu dieser Zeit für beide Transportoptionen der „südlichen Route“ mit einem kontinuierlichen Anstieg des kombinierten Exportumfangs auf bis zu 5 Mt/Jahr.⁸⁰² Die Aufnahme der Tengiz-Exporte von Baku nach Batumi per Eisenbahn erfolge schließlich nahezu zeitgleich zum Beginn der Öleinspeisung in die BTC.⁸⁰³ Die Bedeutung der Einigung mit Chevron/TCO für den Gesamtumfang kasachischer Exporte über den kaukasischen Korridor war enorm, denn von dem für das Jahr 2009 geplanten kasachischen Gesamtexport über Baku in Höhe von etwa 5 Mt sollten allein etwa 3 Mt von Tengiz stammen.⁸⁰⁴

4.22 Verzögerungen bei Kashagan und die Restrukturierung von Agip KCO

Der angestrebte Ausbau der transkaspisch-transkaukasischen Exportinfrastruktur war grundsätzlich von einer ausreichenden Produktionsbasis abhängig. Und gerade in diesem Bereich zeichneten sich deutliche Schwierigkeiten ab, die jegliche Angaben über Zeitpläne der Umsetzung des KCTS in Frage stellten. Wiederholte Verzögerungen und erhebliche Kostensteigerungen bei der Entwicklung des Kashagan-Feldes zwangen Astana im Verlauf des Jahres 2007 dazu, nach einer stärkeren Einflussnahme auf die Handlungen des projektführenden Konsortiums zu streben. Dies befand sich nicht zuletzt im Einklang mit den seit mehreren Jahren zu beobachtenden Renationalisierungsschritten der Regierung, die sich um eine größere Kontrolle des Ölsektors, des lukrativsten Wirtschaftszweiges des Landes, bemühte (z. B. Kapitel 5.3.11.1; 5.3.17.2). Der Erfolg des Offshore-Projektes war nämlich nicht nur entscheidend für die weitere Diversifizierung der nationalen Exportinfrastruktur und somit für die aus us-amerikanischer Perspektive erwünschte Integration Kasachstans in den „eurasischen Energietransportkorridor“, sondern aus kasachischer Sicht vor allem von enormer Bedeutung für die auf Erdölrenteneinnahmen basierende Haushaltsplanung und nicht zuletzt auch die zukünftige Wirtschaftsentwicklung des gesamten Landes.⁸⁰⁵ Die angestrebte größere Einflussnahme sollte u. a. durch eine direkte Beteiligung von KMG an der Projektbetriebsführung erfolgen, was jedoch von den Konsortialpartnern aufgrund der mangelnden Erfahrung des Ölkonzerns vorerst abgelehnt wurde.⁸⁰⁶

⁸⁰¹ Vgl. Kazmunaigas President Discusses Georgia, Crude Transport With Ambassador Steve Mann, 8.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2008&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁸⁰² TCO erhoffte sich anfänglich, dass die projizierte Steigerung aserbaidjanischer Ölvolumen in der BTC künftig die Beförderung von bis zu 2,5 Mt/Jahr von Tengiz über die Pipeline erlauben würde. Vgl. Azerbaijan OKs oil shipments by rail from Tengiz field, in: Prime-Tass, 10.9.2008.

⁸⁰³ Vgl. Kazakhstan starts transporting oil by Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: TendersInfo, 4.11.2008; Kazakhstani oil starts flowing through BTC, in: BMI Emerging Europe Oil and Gas Insights, January 2008; Kazakh oil exports through BTC pipeline makes up 240,200 tons in February, in: Kazakhstan Today, 18.3.2009; Neff, Andrew: Kazakhstan Seeks Permission to Pump Oil via Baku-Supsa Pipeline, in: IHS Global Insight, 20.3.2009; Konirova, K.: 1mln tons of Tengiz oil transported via Azerbaijani railway in 2008, in: Trend Daily Economic News, 4.6.2009.

⁸⁰⁴ Vgl. Ismayilov, E.: Roughly 4mln tons of Kazakh oil to be shipped through Azerbaijan this year, in: Trend Daily Economic News, 4.6.2009.

⁸⁰⁵ Die Einnahmen aus dem Ölsektor bildeten im Jahr 2006 37,05 Prozent der Haushaltseinkünfte. Im Jahr 2007 fiel der Anteil auf 32,6 Prozent, 2008 stieg er auf 44,56 Prozent. Der Anteil des Ölsektors am BIP betrug im Jahr 2006 19,3 Prozent, 2007 20,5 Prozent und 2008 21,8 Prozent. Vgl. Republic of Kazakhstan: 2009 Article IV Consultation – Staff Report; Supplement; and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, IMF Country Report No. 09/300, Washington D.C.: International Monetary Fund, October 2009.

⁸⁰⁶ Vgl. Sampson, Paul: Kazmunaigas Sets Its Sights On Key Kashagan Role, in: Nefte Compass, 20.9.2007.

Die Lage eskalierte schließlich im Sommer 2007. Als Betreiber des Feldes legte ENI der kasachischen Regierung im Juli eine neue Projektkostenkalkulation vor, die nach kasachischen Berechnungen eine Steigerung der geplanten Gesamtausgaben im Verlauf der Projektlaufzeit von 57 Mrd. USD⁸⁰⁷ auf 136 Mrd. USD nach sich ziehen würde, wovon allein 38 Mrd. USD auf Phase I entfallen würden. Gleichzeitig wurde von ENI auch offiziell die bereits zuvor angekündigte Verschiebung des Produktionsbeginns vom Jahr 2008 auf die zweite Hälfte des Jahres 2010 bestätigt. Der Grund für die Kostenerhöhung und Zeitplanverschiebung waren erhebliche Veränderungen im Design der geplanten Offshore-Infrastruktur, deren ursprüngliche Fassung nicht den notwendigen Sicherheitsstandards entsprach.⁸⁰⁸ Die kasachische Reaktion war scharf. Der Premierminister, K. Masimov, sprach in seinem ersten Statement offen davon, dass die Regierung eine Veränderung der bestehenden PSA-Verträge anstreben würde. Der Minister für Energie und Rohstoffe, B. Izmukhambetov, verkündete, dass eine der Optionen, durch welche die Profitabilität des Projektes für Kasachstan gewahrt werden könnte, die Erhöhung der staatlichen Beteiligung an der „Profit-Ölproduktion“⁸⁰⁹ von zehn auf 40 Prozent darstellen würde.⁸¹⁰ Laut einigen Berichten wurde sogar die Erhöhung der Projektbeteiligung von KMG auf 40 Prozent (von 8,33 Prozent) in Erwägung gezogen.⁸¹¹ Der kasachische Umweltminister drohte dem Konsortium darüber hinaus mit der Entnahme der Förderlizenzen auf der Grundlage von Umweltverstößen, wobei von den Behörden zusätzlich dazu Kriminaluntersuchungen wegen angeblicher Verletzungen der geltenden Zollbestimmungen eingeleitet wurden. Die Regierung setzte den Unternehmen gleichzeitig eine Frist von 60 Tagen (bis 22. Oktober) für das Erreichen einer Einigung über Vertragsveränderungen. Um den Druck weiter zu steigern, suspendierte das Umweltministerium am 27. August die Arbeiten auf dem Feld für drei Monate und begründete dies mit Verstößen gegen geltende Umweltauflagen.⁸¹²

Anfang September konkretisierte die kasachische Seite ihre Forderungen. KMG sollte demnach zukünftig als Co-Betreiber des Projektes eingesetzt werden und einen größeren Anteil am Konsortium erhalten, ohne dass jedoch genaue Prozentzahlen genannt wurden. Darüber hinaus sprach der stell-

⁸⁰⁷ Noch im September 2004 sprach ENI von Gesamtprojektkosten von 29 Mrd. USD. Vgl. Belotti, A.: Eni in the Caspian Area, Deutsche Bank Oil & Gas Conference, London, September 2004 (Präsentation), http://www.eni.com/it_IT/attachments/investor-relations/presentazioni/2004/DeutscheBank21Sept.pdf (Zugriff 26.8.2012).

⁸⁰⁸ Es handelte sich um Sicherheitsstandards im Falle möglicher Entweichungen von Schwefelhydrogen. Bereits ab Oktober 2006 tauchten Meldungen über mögliche Verschiebungen des Produktionsbeginns auf. ENI informierte die kasachische Regierung darüber offiziell Ende des Jahres 2006 und bestätigte dies seinen Aktionären im Februar 2007.

⁸⁰⁹ Als „Profit-Öl“ wird der Teil der Produktion bezeichnet, der nach dem Abzug des Öls (auch „Kosten Öl“ bzw. „cost oil“ bezeichnet) verbleibt, aus dessen Verkauf die Investitionskosten und die laufenden Kosten gedeckt werden. Profit-Öl wird im Rahmen von PSA-Verträgen zwischen Unternehmen und der Regierung aufgeteilt.

⁸¹⁰ Die Äußerungen des Ministers waren grundsätzlich irreführend, da Berechnungen zeigten, dass der Anteil des Staates am Profit-Öl in der ersten Produktionsphase bei etwa 76 Prozent liegen sollte. Der staatliche Anteil durfte nur unter gewissen Umständen deutlich geringer ausfallen und wurde auf der Grundlage mehrerer Faktoren berechnet. Zur Berechnung der Profitaufteilung im Kashagan PSA siehe: Johnston, Daniel/Johnston, David: Kashagan and Tengiz – Castor and Pollux, in: PetroMin Magazine, December 2001, http://www.danieljohnston.com/pdf/kashagan_and_tengiz.pdf (Zugriff 13.1.2012).

⁸¹¹ Vgl. Sampson, Paul: Kazakhs Seeking Changes to Kashagan PSA, in: International Oil Daily, 31.7.2007; Wardell, Simon: Kazakh Government Turns Up the Heat on Eni over Kashagan Delays, in: IHS Global Insight, 31.7.2007; Sampson, Paul: Kazakhstan Get Tough Over Kashagan Delays, in: Nefte Compass, 1.8.2007.

⁸¹² Dem Konsortium wurde vorgeworfen, dass der Staat 2,5 Mrd. USD aufgrund der Nichtzahlung von Import- und Mehrwertsteuern verloren hätte. Vgl. Neff, Andrew: Kashagan Work Halted for Three Months by Kazakh Government; Eni Remains Upbeat on Potential Compromise, in: IHS Global Insight, 27.8.2007; Neff, Andrew: Eni Feels the Heat as Kazakh Authorities Maintain Pressure in Kashagan Dispute, in: IHS Global Insight, 28.8.2007.

vertretende Finanzminister, D. Ergozhin, davon, dass sich die Regierung um finanzielle Kompensierungen in einer Höhe von mindestens 10 Mrd. USD bemühen würde.⁸¹³ Wie bereits im Rahmen früherer Auseinandersetzung mit ausländischen Unternehmen (siehe Kapitel 5.3.11.1; 5.3.17.2), untermauerte die Regierung ihre Position auch diesmal durch legislative Anpassungen. Ende September 2007 wurden Gesetzesänderungen angenommen, die ihr das Recht erteilten, unilateral aus schwammig definierten Gründen der „nationalen Sicherheit“ kommerzielle Verträge ändern oder auch gänzlich aufheben zu können.⁸¹⁴

Der Druck auf den Projektbetreiber ENI war so hoch⁸¹⁵, dass es Anfang Oktober zum Besuch des italienischen Premierministers, R. Prodi, bei Nasarbajew kam, bei dem für eine friedliche Lösung geworben wurde.⁸¹⁶ Nicht nur das politische Einschreiten Prodis, sondern auch die eigene Erkenntnis darüber, dass die Verhandlungen deutlich mehr Zeit in Anspruch nehmen würden und einige der ursprünglichen Forderungen offensichtlich übertrieben waren, schienen die kasachische Haltung in der Folgezeit zu mildern.⁸¹⁷ In einem am 22. Oktober unterzeichneten Memorandum einigte sich die Regierung daher mit den Unternehmen, die Verhandlungen weiter im „*spirit of positive and constructive cooperation*“ führen zu wollen, wobei mit dem 30. November eine neue Frist für das Erreichen einer Lösung gesetzt wurde.⁸¹⁸ Bestehende Differenzen unter den Projektpartnern über das Ausmaß der Zugeständnisse verzögerten jedoch den Verhandlungsprozess und führten dazu, dass auch der neue Termin nicht eingehalten werden konnte.⁸¹⁹ Insbesondere ExxonMobile vertrat eine harte Position und war als einziges Konsortialmitglied nicht mit der von Astana geforderten Erhöhung des Anteils von KMG auf ein Niveau einverstanden, das dem der anderen großen Projektpartner entsprechen würde. Im Dezember zeichnete sich schließlich eine Annäherung der Parteien ab. ExxonMobil ließ seinen Widerstand fallen und die kasachische Seite verringerte ihre finanziellen For-

⁸¹³ Vgl. Daly, John C. K.: Oil pollution in the Caspian, in: UPI Energy, 20.9.2007, Kazakhstan Stepping Up Pressure Over Kashagan, in: Silk Road Intelligencer, 13.8.2007; Neff, Andrew: Kazakh PM Demands Co-Operator Role for Kazmunaigaz in Stalled Kashagan Project, in: IHS Global Insight, 6.9.2007.

⁸¹⁴ Der Gesetzesvorschlag wurde am 12. September vorgelegt. Am 26. September erfolgte die Zustimmung des Unterhauses, am 28. September folgte die des Senats. In beiden Kammern wurden die Vorschläge einstimmig angenommen. Der Präsident unterzeichnete das Gesetz am 25. Oktober. Das Recht der Regierung zur Veränderung der Verträge aus Gründen der „nationalen Sicherheit“ wurde im veränderten „Law On Subsoil and Subsoil Use“ folgendermaßen formuliert: „*If the actions of a mining company, while conducting mining operations in deposits/mines that have strategic importance, lead to a considerable change in the economic interests of the Republic of Kazakhstan, posing a threat to national security, the authorized body has the right to demand that conditions of contracts be changed and/or amended to restore the economic interests of the Republic of Kazakhstan.*“ Gleichzeitig wurden im Art. 45 2.2 mehrere neue Gründe eingeführt, die zur Aufhebung von Verträgen führen konnten. Vgl. Oil Chronicles: News from the Caspian Sea, in: Silk Road Intelligencer, 5.2.2008.

⁸¹⁵ Nicht nur die kasachische Regierung sondern auch die Projektpartner zeigten sich sehr unzufrieden mit dem Führungsstil und dem Projektmanagement des Konzerns.

⁸¹⁶ Vgl. Ritchie, Michael: Kazakhstan Not Seeking to Change Eni Deal, in: International Oil Daily, 9.10.2007.

⁸¹⁷ Im Verlauf der Verhandlungen verringerte die kasachische Seite ihre Forderungen nach einer finanziellen Kompensierung vorerst von 10 auf 7 Mrd. USD. Auch in Fragen der direkten Beteiligung an der Betreibung des Konsortiums schien die kasachische Seite eine mildere Position einzunehmen. Vgl. Neff, Andrew: Talks Continue as Kashagan Deadline Arrives; Kazakh Official Confirms Plans to Revamp Oil Taxes, in: IHS Global Insight, 30.11.2007.

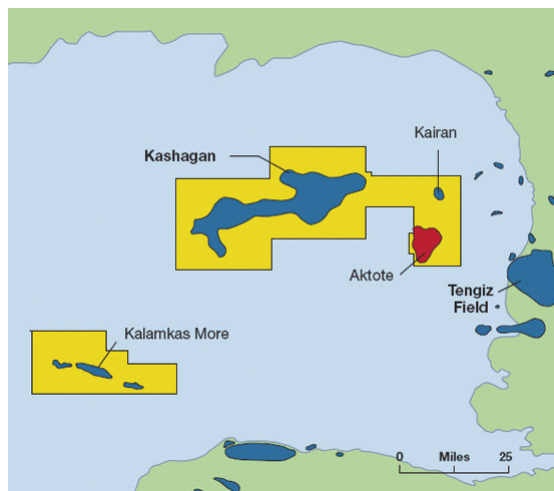
⁸¹⁸ Kasachische Vertreter sprachen bereits vor ihrem Ablauf davon, dass sie verlängert werden könnte und verringerten somit den Druck. Vgl. Leshchenko, Natalia: Kazakhstan and Italian Consortium Continue Talks over Kashagan Oil Field Dispute Passed Deadline, in: IHS Global Insight, 23.10.2007.

⁸¹⁹ Nach Fristablauf am 30. November wurde eine neue Frist auf den 20. Dezember gelegt. Auch diese konnte nicht eingehalten werden, sodass eine weitere Frist auf den 15. Januar gesetzt wurde. Vgl. Neff, Andrew: Talks deadline extended as deal nears for Kazakhstan to increase Kashagan stake, in: IHS Global Insight, 3.12.2007.

derungen. Der US-Konzern war jedoch vor der Erteilung seiner Zustimmung noch an weiteren Gegenleistungen interessiert, insbesondere an einer Verlängerung der Vertragslaufzeit.⁸²⁰

Mitte Januar 2008 wurde schließlich ein Memorandum unterzeichnet, in dem die entscheidenden Streitpunkte beigelegt wurden. Die Einigung bestand aus drei Punkten. (1.) ENI sollte zukünftig nicht mehr als alleiniger Projektbetreiber agieren, sondern die Zuständigkeiten mit den anderen großen Konsortialmitgliedern teilen. Diese sollten die Aktivitäten im Rahmen einer neugeformten Betriebsgesellschaft beaufsichtigen. Der italienische Konzern sollte jedoch bis zur Aufnahme der Ölförderung weiterhin für die Koordinierung des Projektes zuständig sein. (2.) Die Mitglieder sollten ihre Anteile zugunsten von KMG proportional verringern. Der kasachische Konzern sollte in der Folgezeit 16,81 Prozent (statt 8,33) am Projekt besitzen⁸²¹, genauso wie ENI, Shell, ExxonMobil und Total, wofür ein Preis von 1,78 Mrd. USD vereinbart wurde (Tabelle 32). Der finanzielle Ausgleich sollte jedoch nicht durch eine Barzahlung, sondern *in natura* erfolgen, indem KMG den anderen Mitgliedern nach dem Beginn der Förderphase einen Teil seines Produktionsanteils überlassen würde. (3.) Die Regierung sollte vom Konsortium eine finanzielle Kompensierungen für die gestiegenen Kosten und die Projektverzögerungen in einer Höhe von 2,5-4,5 Mrd. USD erhalten. Diese sollten in Form von Royalties innerhalb von 20 Jahren nach Produktionsbeginn in Abhängigkeit vom Ölpreis ausgezahlt werden, wobei die genauen Raten noch ausgehandelt werden mussten.⁸²² Zusätzlich sollte die Regierung nach der Produktionsaufnahme noch eine einmalige Bonuszahlung von 300 Mio. USD erhalten. Das Memorandum bestätigte auch, dass die Förderung aufgrund der neuesten Verzögerungen im Rahmen des Verhandlungsprozesses erst im Jahr 2011 aufgenommen werden könnte. Gespräche bezüglich der genauen Aufgabenverteilung und Funktionsweise der neuen Betriebsgesellschaft, des Projektzeitplans und der Aufteilung der Einnahmen sollten in der Folgezeit weiter geführt werden.⁸²³

Abbildung 42: Lizenzgebiete (inklusive Vorkommen) von Agip KCO



Quelle: Zeus Intelligence, <http://member.zeusintel.com/NewsImages/ZGMR/20101119/3.Kashagan.jpg> (Zugriff 21.2.2012).

⁸²⁰ Vgl. Neff, Andrew: Eni-Led Consortium, Kazakh Government Close Gap in Kashagan Dispute Talks; Deal Seen in Early 2008, in: IHS Global Insight, 24.12.2007; Ritchie, Michael: Kashagan Partners See End to Dispute, in: International Oil Daily, 24.12.2007; Neff, Andrew: Eni-Led Consortium, Kazakhstan Sign Framework Agreement to Continue Kashagan Talks, in: IHS Global Insight, 23.10.2007.

⁸²¹ Wirksam ab dem 1.1.2008.

⁸²² Vgl. Sampson, Paul: Eni to share operator duties under Kashagan settlement, in: Nefte Compass, 17.1.2008.

⁸²³ Vgl. Sampson, Paul: Eni Chief Executive Divulges Details on Recent Kashagan Agreement, in: International Oil Daily, 16.1.2008.

Uneinigkeit herrschte vor allem über die genaue Zuweisung der Betriebsfunktionen.⁸²⁴ Die Partner versuchten aber auch, eine Lösung für die steigenden Projektkosten zu finden. Einer der Vorschläge sah sogar vor, das ebenfalls im Lizenzgebiet liegende Kalamkas-Feld zuerst zu entwickeln, um aus den laufenden Erträgen Mittel für die Erschließung von Kashagan zu generieren und der Regierung so schnellere Revenuen zu ermöglichen.⁸²⁵ Dieser Vorstoß wurde jedoch abgelehnt. Im Juni konnte schließlich eine Einigung über die Restrukturierung der Konsortialstrukturen und die Ausgestaltung der Royalty-Zahlungen erreicht werden.⁸²⁶ Zusätzlich wurde festgelegt, dass die Förderung auf Kashagan bis spätestens Oktober 2013 aufgenommen werden müsste. Somit wurden von kasachischer Seite die von den Produzenten bereits im Mai geäußerten Einwände berücksichtigt, wonach der Produktionsbeginn nicht vor 2012 oder 2013 erfolgen könnte. Darüber hinaus wurde auf Drängen der Regierung auch ein eingeschränkter Preisdeckel geschaffen. Demnach dürften Kosten für Phase I, die nach dem 1. Oktober 2013 auftreten würden, von den Unternehmen nicht durch sog. „cost oil“ kompensiert werden. Die kasachische Seite weigerte sich darüber hinaus „kategorisch“, auf die Forderung der Projektmitglieder nach einer Verlängerung der Projektlaufzeit über das Jahr 2041 hinaus einzugehen.⁸²⁷

Tabelle 32: Veränderungen der Eigentumsstruktur des Kashagan-Konsortiums (in Prozent)

	1997 Gründung von OKIOC	1998 Rückzug kasachische Regierung	Juni 2001 Rückzug BP/Statoil geplanter Kauf der Anteile durch Total	August 2001 Rückzug BP/Statoil nach Ausübung der Vorkaufs- rechte	2003 Rückzug BG im Falle erfolg- reicher Aus- übung der Vorkaufsrechte	2005 Rückzug BG/ Einstieg KMG	2008 Nach PSA- Neuverhand- lung
Agip/ENI	14,29	14,29	14,29	16,67	20,37	18,52	16,81
ExxonMobil	14,29	14,29	14,29	16,67	20,37	18,52	16,81
BG	14,29	14,29	14,29	16,67	-	-	-
Royal Dutch/Shell	14,29	14,29	14,29	16,67	20,37	18,52	16,81
Total	14,29	14,29	28,57	16,67	20,37	18,52	16,81
ConocoPhillips	-	7,14	7,14	8,33	10,19	9,26	8,39
Inpex	-	7,14	7,14	8,33	8,33	8,33	7,56
BP*	9,52	9,52	-	-	-	-	-
Statoil*	4,76	4,76	-	-	-	-	-
KazakhstanCaspiShelf (Kasachische Regierung)	14,29	-	-	-	-	-	-
KMG	-	-	-	-	-	8,33	16,81

* Gemeinsam als BP/Statoil JV am Projekt beteiligt (kombinierter Anteil 14,29 Prozent)

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach der in dieser Arbeit dokumentierten Literatur

⁸²⁴ Einer der Vorschläge sah vor, dass ENI, ExxonMobil, Shell und Total ein gemeinsames Betreiberunternehmen für Phase II und III gründen sollten. In diesem sollte die Führung zwischen den Letzteren drei rotieren. Die kleineren Projektpartner sollten nicht Mitglieder der Struktur sein. Ein weiterer Vorschlag sah die Aufteilung der Zuständigkeiten für einzelne Projektkomponenten (Offshore, Bohrungen, Onshore) zwischen einzelnen Unternehmen vor. Shell zeigte sich bereit, die Bohrungen zu übernehmen, ExxonMobil wollte die Verantwortung für den Onshore-Bereich. Auch KMG strebte eine stärkere Einbeziehung in die Projektleitung an.

⁸²⁵ Vgl. Ritchie, Michael: Kashagan Partners Wrangle Over Details, in: International Oil Daily, 27.3.2008.

⁸²⁶ Nach dem ursprünglichen PSA-Vertrag sollten keine Royalties gezahlt werden. Nach der neuen Einigung sollte eine bewegliche Royalty Anwendung finden, die zwischen 3,5 und 12,5 Prozent liegen sollte. Die Royalty sollte ab einem Ölpreis von 45 USD/b greifen. Der Höchstwert sollte ab einem Ölpreis von 195 USD/b eintreten. Bei einem Ölpreis von 85 USD/b sollte die Royalty fünf Prozent betragen, bei einem Ölpreis von 130 USD/b etwa 7,5-8 Prozent. Vgl. Kazakhstan and Agip KCO agree on taxes and royalty under Kashagan, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 30.6.2008.

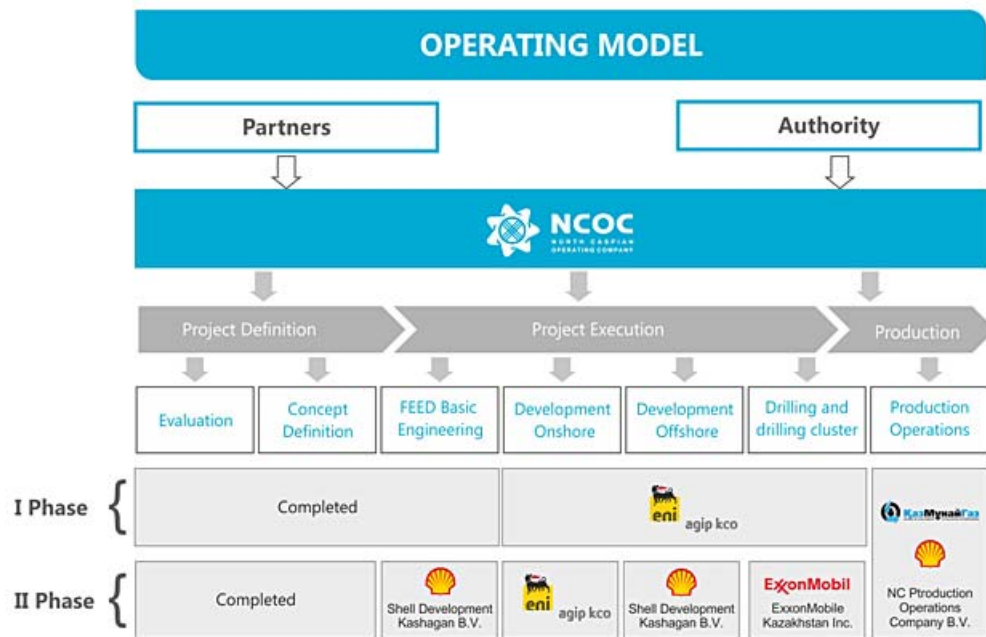
⁸²⁷ Vgl. Sampson, Paul: Kazakhs Give Kashagan Group Last Chance With News Deadline, in: Nefte Compass, 3.7.2008; Neff, Andrew: Agip KCO, Kazakh Government Agree on New Timetable for First Oil from Kashagan, in: IHS Global Insight, 30.6.2008.

Die abschließenden Verträge, die das ursprüngliche PSA ergänzten und auch zum formellen Verkauf der Anteile an KMG führten (rückwirkend zum 1. Januar 2008), wurden letztendlich am 31. Oktober 2008 unterzeichnet. Sie gründeten die North Caspian Operating Co. (NCOC), ein Verwaltungsorgan mit rotierendem Vorsitz, das aus allen Konsortialmitgliedern bestand. NCOC sollte für die allgemeine Aufsicht aller Aktivitäten, Planung, Koordinierung, Reservoir-Modellierung und konzeptionelle Studien von Phase II verantwortlich sein und als Kontaktstelle für die Kommunikation mit der Regierung fungieren. ENI sollte, wie zuvor vereinbart, weiterhin die Verantwortung für die Umsetzung von Phase I des Projektes behalten und diese Funktion bis zur Produktionsaufnahme ausüben. Die Zuständigkeit für Bereiche, die mit der Konzipierung von Phase II verbunden waren und bereits parallel zur Phase I verliefen, sollte jedoch ab dem 1. Januar 2009 an NCOC übergeben werden. Nach dem Beginn der Förderung sollte die Überwachung gemeinsam von Shell und KMG übernommen werden. Bei der Umsetzung von Phase II, deren Budget zukünftig separat bewilligt werden musste, sollte es zu einer Aufgabenteilung zwischen den großen Projektpartnern kommen. Shell sollte für den Offshore-/Upstream-Bereich, ExxonMobile für die Bohrungen und ENI für die Onshore-Arbeiten zuständig sein, wobei Total als Managing-Direktor handeln sollte. Die Ölförderung in allen Phasen sollte gemeinsam von Shell und KMG geleitet werden, die hierzu gemeinsam das North Caspian Production Operations Company B.V. (NCPOC) gründen sollten (Abbildung 43).⁸²⁸ Festgelegt wurde auch, dass die „Pilotproduktionsphase“ im Dezember 2012 beginnen sollte, der Anfang der kommerziellen Produktionsphase jedoch nicht später als am 1. Oktober 2013 erfolgen dürfte. Im Falle von Verzögerungen sollte das Konsortium für die Kosten, die nach dieser Frist auftreten würden, nicht kompensiert werden dürfen. Die Förderrate von Phase I sollte laut ENI anfänglich (viertes Quartal 2012) 75.000 b/d betragen und bis zum Jahr 2014 auf 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) ansteigen. Durch zusätzliche Gaseinspeisungsanlagen, die als Teil von Phase II bereits für Phase I zugeschaltet werden könnten, sollte Phase I bis zu 450.000 b/d (22,5 Mt/Jahr) produzieren können. Die Plateauproduktion des Feldes von 1,5 mb/d (75 Mt/Jahr) wurde laut ENI zum Ende der kommenden Dekade erwartet. Bezüglich des Öltransports wurde im Rahmen des neuen PSA-Vertrages festgelegt, dass NCOC nicht für den Export der Ölproduktion verantwortlich sein würde und diese Aufgabe jedem der Projektmitglieder selbst überlassen bliebe. In einem separaten Protokoll wurde jedoch vereinbart, dass die Kashagan-Partner die kasachische Exportinfrastruktur in Anspruch nehmen *müssten*, wenn die angebotenen Nutzungsbedingungen internationalen Standards entsprechen sollten.⁸²⁹

⁸²⁸ Vgl. New Kashagan Deal Offers Cause For Optimism, in: Petroleum Intelligence Weekly, 24.11.2008; Ritchie, Michael: Kashagan Partners Agree “New Way Forward”, in: International Oil Daily, 3.11.2008; Neff, Andrew: Agip KCO and Kazakh Government Finally Formalise Kashagan Development Plan, in: IHS Global Insight, 31.10.2008.

⁸²⁹ Weitere Punkte der Einigung sahen vor, dass der Zinssatz auf Kapitalinvestitionen von LIBOR + 3 Prozent auf LIBOR + 2,5 Prozent gesenkt würde. Die bereits im Rahmen früherer Verhandlungen festgelegte Kompensationszahlung für Verspätungen gegenüber dem geplanten Förderbeginn (2008) sollte von 50 Mio. USD/Jahr auf 120 Mio. USD/Jahr ansteigen. Vgl. KazMunayGas: Kashagan, Short summary on the Northern-Caspian project (NCP), <http://www.kmg.kz/en/manufacturing/upstream/kashagan/> (Zugriff, 13.1.2012); The U.S. Big Three And KMG, 15.1.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA41&q> (Zugriff 20.2.2012); Commercial oil production at Kashagan to start by end of 2013, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 31.10.2008.

Abbildung 43: Aufgabenverteilung im Kashagan-Konsortium nach der Restrukturierung 2008



Quelle: North Caspian Operating Company, http://www.ncoc.kz/en/ncoc/role_and_responsibility.aspx (Zugriff 21.2.2012).

4.23 Generelle Einigung über den maritimen Teil von KCTS und das Bandwagoning Astanas gegenüber Moskau

Nur wenige Tage nach Abschluss des revidierten Kashagan-PSA-Vertrages wurde am 14. November zwischen Socar und KMG ein Abkommen unterzeichnet, das auf einer vergleichsweise allgemeinen Ebene die Prinzipien der gemeinsamen Implementierung des transkaspischen Teils des KCTS regelte. Es legte Grundlagen für die künftige Gründung eines gemeinschaftlichen Projektunternehmens auf 50:50 - Basis fest, das die Terminals in Kuryk und Aserbaidschan sowie die Tankerflotte bauen und betreiben sollte. Es schaffte ebenfalls rechtliche Rahmenbedingungen für die Gestaltung der Finanzierung, Tarifsetzung, Zugangsbedingungen und die stufenweise Erweiterung des Systems. Das Abkommen erlaubte jeder Seite, dritte Parteien zum Beitritt zum Projekt einzuladen, solange diese feste Liefergarantien erteilen würden.⁸³⁰ Der Beginn der Bauarbeiten wurde von den Parteien für das Jahr 2009 angestrebt, sodass das System im Jahr 2012 parallel zum Produktionsstart auf Kashagan in Betrieb gehen konnte. Die anfängliche Transportkapazität sollte bei 23 Mt/Jahr (500.000 b/d) liegen und später auf 38 Mt oder sogar 56 Mt/Jahr (750.000-1,2 mb/d) ansteigen.⁸³¹ Entsprechend den kasachischen Vorstellungen sollte es nicht nur für die Einspeisung in die BTC, sondern auch in andere Transporteinrichtungen in Aserbaidschan genutzt werden können. Die Einigung sah zwar ebenfalls vor, dass Exporte im Rahmen von KCTS bzw. von Kuryk durchaus auch in andere Richtungen als nach Baku gelenkt werden könnten, jedoch nur im Falle des Einvernehmens aller Mitglieder, was Aserbaidschan in diesem Punkt ein Vetorecht verlieh. Unbeantwortet blieb vorerst die Frage, wo und von

⁸³⁰ Vgl. Kazmunaigas First VP Idenov On Swaps With Iran and Trans-Caspian Agreement With Socar, 19.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2276&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸³¹ Vgl. Azerbaijan, Kazakhstan agree on Caspian oil shipments from 2013, in: Agence France Presse, 14.11.2008; Socar, Kazmunaygas sign agreement on key principles of Trans-Caspian project, in: Central Asia General Newswire, 14.11.2008.

wem die für den transkaspischen Transport benötigten großen Tanker (60.000 dwt)⁸³² gebaut werden sollten. Parallel wurden zwischen Astana und Baku auch Verhandlungen über die Nutzung der mittlerweile vom AIOC erneut in Betrieb genommenen Baku-Supsa-Pipeline durch kasachische Produzenten geführt, wobei KMG auch Bereitschaft zur Beteiligung an ihrer möglichen zukünftigen Erweiterung zeigte. Die aserbajdschanische Seite weigerte sich jedoch, auf die Wünsche einzugehen. Verwiesen wurde nicht nur darauf, dass die Leitung von AIOC und nicht SOCAR verwaltet wurde, sondern auch darauf, dass es durch die Vermischung kasachischer und aserbajdschanischer Ölsorten zu Qualitätsminderungen käme. Im Zuge der neuerlichen Erfahrungen mit dem Ausfall der BTC wurde ebenfalls auf die Sicherheitsfunktion der Baku-Supsa-Verbindung hingewiesen. Für den Fall erneuter Störungen bei der Hauptexportpipeline sollten somit zumindest beschränkte Ersatzkapazitäten verfügbar sein.⁸³³ Entscheidend war, dass die Unterzeichnung nur wenige Wochen nach dem georgisch-russischen Krieg stattfand und somit die bereits verbal verkündete kasachische Entschlossenheit zur weiteren Nutzung des transkaukasischen Korridors zementierte.

Der Abschluss des Abkommens fand am Rande des 4th Energy Summit in Baku statt, an dem hochrangige Vertreter zahlreicher europäischer Länder sowie der US-Administration, der Europäischen Kommission und der Produzenten aus der Region teilnahmen. Das Treffen gipfelte in der Unterzeichnung einer Deklaration, die eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Produzenten-, Transit- und Verbraucherländern forderte und die Diversifizierung der Energietransportinfrastruktur inklusive der Entwicklung transkaspischer Transportlösungen, der Odessa-Brody-Gdansk-Pipeline und der Nabucco-Pipeline unterstützte. Befürwortet wurde auch die Gründung eines „*Caspian-Black Sea-Baltic Energy Transit Space*“, in dem transparente Rahmenbedingungen für einen zuverlässigen und sicheren Transport von Energieträgern geschaffen werden sollten.⁸³⁴ Kasachstan selbst beteiligte sich nicht an der Unterzeichnung des Dokuments. Die politische Führung des Landes versuchte, jegliche Aktivitäten mit symbolischem Charakter zu vermeiden, die Moskau reizen bzw. gegen seine strategischen Interessen verlaufen würden.⁸³⁵ Timur Kulibajew, Vorsitzender von Kazenergy und stellvertretender Leiter von Samruk-Kazyna, bestätigte dabei im anschließenden Gespräch mit US-Vertretern, dass sein Land weiter großes Interesse an der Diversifizierung seiner Transportrouten besäße, in diesem Streben jedoch pragmatisch vorgehen möchte. Er nannte dabei drei Hauptexportkorridore, die Kasachstan zukünftig vorantreiben wolle. Den nördlichen über Russland, wobei das Land laut ihm „*always a reliable partner*“ war und auch in der Zukunft „*our first priority*“ darstellen würde. Danach folgte China, mit dem Kasachstan eine lange Grenze besaß und mehrere strategisch wichtige Öl- und

⁸³² Die Einigung auf große Schiffe war erforderlich. Studien zeigten, dass ein Transportsystem mit kleinen Tankern, so wie es Aserbaidschan ursprünglich verlangte, nicht sicher genug wäre. Große Tanker reduzierten nicht nur die Anzahl der Schiffe, sondern konnten auch mit entsprechenden Sicherheitsmechanismen ausgestattet werden (doppelte Hüllen und einem sog. „inert gas system“).

⁸³³ Vgl. Kazakhstan keen to pump oil via Azeri-Georgian pipeline – minister, in: Interfax news agency, 14.11.2008; The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸³⁴ Unter den Unterzeichnern befanden sich: Aserbaidschan, Bulgarien, Ungarn, Griechenland, Georgien, Italien, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, USA, Türkei, Ukraine, Schweiz, Estland und die Europäische Kommission. Kasachstan, Moldau und Turkmenistan unterzeichneten die Deklaration nicht. Vgl. Fifteen countries pledge to develop Caspian energy supply routes, in: Prime-Tass, 14.11.2008.

⁸³⁵ Vgl. Kassenova, Nargis: Kazakhstan and the South Caucasus corridor in the wake of the Georgia-Russia War, EUCAM EU-Central Asia Monitoring Policy Brief No. 3, Brussels: Centre For European Policy Studies, 2009, S. 4.

Gaspipelineprojekte entwickelte, die neben der Exportfunktion eine entscheidende Bedeutung für die Binnenversorgung hatten. Lieferungen über Baku in westliche Richtung folgten an dritter Stelle.⁸³⁶ Die Fokussierung von Initiativen, die eindeutig gegen Russland gerichtet waren und somit das Verhältnis zu Moskau stören könnten, entsprach trotz des Interesses an der „geopolitischen Diversifizierung“ nicht der kooperativen dem Bandwagoning-Ansatz folgenden Ausrichtung der kasachischen Außenpolitik. Kasachstan sah in seinem nördlichen Nachbarn den wichtigsten strategischen Partner und beteiligte sich nicht nur an allen von ihm initiierten Integrationsprozessen, sondern schlug sogar selbst Maßnahmen zur Vertiefung der Zusammenarbeit durch Bündnisprojekte vor.⁸³⁷ Dies kann nicht nur als Beweis der Loyalität interpretiert werden. Im Sinne des neorealistischen Konzeptes der „opportunity thesis“ kann ein schwächerer Akteur durch die engere Verflechtung mit einer dominanten Macht, insbesondere in Form der Beteiligung an gemeinsamen Integrationsprozessen, selbst einen größeren Einfluss auf deren Entscheidungsfindung gewinnen und somit auch deren außenpolitisches Handeln „zügeln“.⁸³⁸ Durch das im Rahmen einer engeren politischen Kooperation gewonnene

⁸³⁶ Vgl. Kulibayev On The State Of The Economy, Hydrocarbon Transportation, 21.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2291&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸³⁷ Kasachstan warb z. B. im Jahr 1994 für die Gründung einer Eurasischen Union, die die ineffektive GUS ersetzen und teilweise nach dem Vorbild der EU funktionieren sollte. Nach dem Scheitern der Initiative forderte Kasachstan wiederholt eine Umgestaltung der GUS, um sie handlungsfähiger zu gestalten. Im Jahr 1996 schloss es sich diesbezüglich zusammen mit Russland, Weißrussland und Kirgistan in der Gemeinschaft Integrierter Staaten zusammen. Im Jahr 1999 mündete diese Kooperation in die Unterzeichnung des Vertrages über eine gemeinsame Zollunion, auf dessen Grundlage im Jahr 2000 die Eurasische Wirtschaftsgemeinschaft (EurasEC) entstand. Dieser traten auch Tadschikistan und Usbekistan bei. Letzteres verließ die Organisation jedoch im Jahr 2008. Im Jahr 2007 vereinbarten die Präsidenten Kasachstans, Russlands und Weißrusslands die Gründung einer Zollunion, die offiziell im Januar 2010 erfolgte. Kasachstan ist auch Mitglied der Organisation des Vertrages über kollektive Sicherheit usw. Vgl. Olcott, Martha Brill/Åslund, Anders/Garnett, Sherman (eds.): *Getting It Wrong: Regional Cooperation and the Commonwealth of Independent States*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 1999, S. 24; Schmitz, Andrea: *Kasachstan: neue Führungsmacht im postsowjetischen Raum?* Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2009, S. 18.

⁸³⁸ Die „opportunity thesis“ stellt eine Weiterentwicklung der klassischen neorealistischen Denkweise dar und ermöglicht auch die Erklärung fortschreitender Integrationsprozesse im europäischen Raum, auf die die „balance of power“-These kaum Anwendung findet. An dieser Stelle wird sie leicht angepasst verwendet, da das Konzept grundsätzlich eine auf überstaatlicher (supranationaler) Ebene institutionalisierte Einschränkung der Handlungsspielräume von Akteuren impliziert, die grundsätzlich nur in der EU vorzufinden ist. Die Machteinschränkung sowie die Notwendigkeit der Formulierung der gemeinsamen Position der EU im gegenseitigen Austausch aller Mitglieder, stellt laut der „opportunity Thesis“ einen Anreiz für kleinere Akteure zum Beitritt in eine Gemeinschaft dar, die eigentlich von größeren und - entsprechend neorealistischer Prämissen - für ihre Sicherheit bedrohlichen Mächten dominiert wird. Kleine Länder können im institutionalisierten Umfeld nicht nur das Handeln großer Länder beeinflussen, wozu sie sonst kaum im Stande wären, sondern erweitern durch das kummulierte Machtpotenzial der EU auch ihre Einflussmöglichkeiten auf regionale oder sogar globale Ereignisse. Obwohl sich die Integrationsprozesse im GUS-Raum bei Weitem nicht durch einen Vergemeinschaftungsgrad auszeichnen, der dem in der EU ähneln würde, kommt es auch in deren Rahmen zu regelmäßigen Konsultationen und Treffen, in deren Verlauf das politische Handeln einzelner Akteure beeinflusst werden kann. Wichtig für das Verständnis der Möglichkeiten zur gegenseitigen politischen Einflussnahme von Staaten ist auch die Wahrnehmung der „Macht“, die ihnen zur Verfügung steht. Die Fähigkeit kleiner bzw. schwächerer Länder, das Agieren großer bzw. starker Akteure zu beeinträchtigen, wird von Singer durch die Einführung unterschiedlicher Kategorien der Macht erklärt. Neben „coercive power“ identifiziert er auch „attractive power“, wobei deren Abgrenzung nicht nur von der divergierenden Qualität einzelner Machtressourcen abhängt (z. B. kann die Stärke der Streitkräfte als klassische Ressource der „coercive power“ verstanden werden; „attractive power“ liegt eher in der ideologischen Anziehungskraft eines Konzeptes), sondern auch in der Art und Weise, wie diese eingesetzt werden (so können Handel oder wirtschaftliche Stärke sowohl ein Druckmittel als auch einen Anreiz darstellen). Er gelangt zu der Erkenntnis, dass in internationalen Beziehungen „*power rests as much, or more on the ability to attract as it does on the ability to coerce.*“ Kleine Staaten können vor diesem

Vertrauen können gleichzeitig Handlungsspielräume entstehen, deren Beanspruchung auch im Fall von Interessensunterschieden nicht gleich Konfrontationen bzw. Sanktionierungen auslösen muss. Kasachstan versuchte vor diesem Hintergrund, seine Diversifizierungsbemühungen in einer Art voranzutreiben, die zu keinem politischen Bruch mit dem dominanten Partner – Russland – führen würden. Die verschiedenen Exportprojekte stellten ganz pragmatisch eine infrastrukturelle Notwendigkeit dar, die sich aus dem Produktionspotenzial des Landes ergab, und erfolgten mit Rücksicht auf die russische Haltung in Schlüsselfragen (z. B. keine Offshore-Exportpipelines, Kooperation in der Bosphorus-Bypass-Frage).⁸³⁹ Diese Strategie schien durchaus erfolgreich zu sein, da Moskau in der Tat keine grundsätzlichen Vorbehalte gegen das KCTS äußerte.⁸⁴⁰

4.24 Differenzen bezüglich der Umsetzung von KCTS bestehen weiter

Trotz der im November unterzeichneten Einigung herrschte zwischen Socar und KMG in der Frage der genauen Aufteilung innerhalb des für den transkaspischen Teil von KCTS geplanten Projektunternehmens weiterhin Zwietracht. Die aserbaidische Seite sprach sich klar gegen eine Beteiligung ausländischer Unternehmen an dem JV aus bzw. bestand darauf, dass diese allein auf Kosten des kasachischen Projektanteils erfolgen sollte. Die kasachische Seite wollte demgegenüber 33 bis 49 Prozent der Anteile den Ölproduzenten zur Verfügung stellen, um so die Auslastung der Infrastruktur und ihre Finanzierung zu garantieren. Astana bedingte den Einstieg weiterer Unternehmen aber nicht nur durch die Erteilung von Transportgarantien, sondern verlangte auch von Socar einen Anteilsverzicht, der proportional zur Anteilsreduzierung von KMG sein würde. Mit anderen Worten, KMG dürfte nicht der einzige Projektpartner sein, der seine Beteiligung verringern würde, um Ölproduzenten anzulocken. Denn aus kasachischer Sicht wäre es strategisch inakzeptabel, dass Socar als größter Anteilsinhaber allein 50 Prozent am geplanten Terminal in Kuryk kontrollieren würde. Der kasachische Staatskonzern berief sich dabei darauf, dass man bereits in anderen Bereichen Kompromisse mit Aserbaidschan einging, die nicht unbedingt den eigenen Interessen entsprachen und dass

Hintergrund durch anziehende außenpolitische Konzepte bzw. geschicktes diplomatisches Handeln durchaus die Entscheidungen stärkerer Akteure beeinflussen. Im institutionalisierten Umfeld, in dem der Anreiz zum Einsatz klassischer Machtressourcen verringert wird, steigt zudem die Fähigkeit kleiner Staaten, durch den Einsatz der „attractive power“ ihre Interessen durchzusetzen. Vgl. Singer, Marshall: *Weak States in a World of Powers*, New York: The Free Press, 1972, S. 59; zur „opportunity thesis“ siehe: Grieco, Joseph M.: *Understanding the Problem of International Cooperation: The Limits of Neoliberal Institutionalism and the Future of Realist Theory*, in: Baldwin, David A. (Ed.): *Neorealism and Neoliberalism. The Contemporary Debate*: New York: Columbia University Press, 1993, S. 301-338.

⁸³⁹ Auch im Bereich der Gasexporte strebte Kasachstan nach anfänglichem Interesse später keine Beteiligung an westlich/transkaspisch ausgerichteten Infrastrukturprojekten an. Dies bestätigen auch kasachische Reaktionen auf die erneute Intensivierung europäischer Initiativen nach dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Januar 2009. Kasachische Vertreter weigerten sich wiederholt, an der Unterzeichnung von politischen Deklarationen teilzunehmen, die den Ausbau des südlichen Gasversorgungskorridors der EU bekräftigen würden. Im Juni 2009 folgte schließlich eine gänzliche Distanzierung vom Nabucco-Projekt, indem darauf verwiesen wurde, dass Kasachstan in mittelfristiger Perspektive keine Gasvolumina zur Verfügung haben würde, die es in die Pipeline einspeisen könnte. Das Land war sowohl in den Bau einer Pipeline in Richtung China, die primär für die Versorgung des eigenen Binnenmarktes dienen sollte, als auch in den Bau der russischen Prikaspiskii-Pipeline involviert. Im November 2011 bestätigten kasachische Vertreter erneut explizit, dass eine Beteiligung an einer transkaspischen (Gas-)Pipeline nur im Falle der Lösung des Rechtsstatus des Kaspischen Meeres in Frage kommen würde. Vgl. *Kazakhstan distances itself from Nabucco project*, in: *Central Asia This Week*, 26.6.2009; Johnstone, Chris: *EU signs gas deal with supplier nations*, in: *Europolitics new neighbours*, 28.4.2009; Flemr, Jan: *EU's Nabucco gas pipeline snubbed by key suppliers*, in: *Agence France Presse*, 8.5.2009.

⁸⁴⁰ Vgl. Kandiyoti, Rafael: *What price access to the open seas? The geopolitics of oil and gas transmission from the Trans-Caspian republics*, in: *Central Asian Survey*, Vol. 27, No. 1, March 2008, S. 75-93, hier S. 82.

nun Socars Kooperationsbereitschaft gefragt wäre. Die von KMG gemeinten Zugeständnisse betrafen hauptsächlich den Eisenbahntransport kasachischen Öls von Baku in westliche Richtung. Nach einer von den Medien als „gentlemen’s agreement“ dargestellten Übereinkunft sollten die Lieferungen jeweils zur Hälfte zwischen Kulevi (von Socar kontrolliert) und Batumi (von KMG kontrolliert) aufgeteilt werden. Die Fronten blieben jedoch weiterhin verhärtet. Socar bot den Ölkonzernen während einer Verhandlungsrunde im Januar 2009 zwar Garantien bezüglich der Preisstabilität, Ölqualität und des BTC-Zuganges, deren direkte Einbeziehung wurde jedoch abgelehnt. *„SOCAR’s position is unambiguous: In this project we are dealing with KMG and do not want other partners. Therefore, we consider the G6 [Kashagan-Konsortium], and Chevron, only as shippers.“*⁸⁴¹ Die Unternehmen verlangten jedoch im Gegenzug für die geforderten Durchleitungsverpflichtungen weiterhin Anteilsbeteiligungen. Diese sollten nicht nur sicherstellen, dass die von Socar erteilten Zusagen langfristig bestehen bleiben würden, sondern auch eine Kontrolle über die Geschäftsführung und die Gestaltung des Transportsystems erlauben. Astana unterstützte deren Forderungen. *„SOCAR thinks they can complete this project without the oil companies. We disagree. And they think the companies have nowhere else to turn. But if KCTS does not come together soon, the companies will export oil through pipelines to Russia or China.“*⁸⁴² Die kasachische Seite warf Aserbaidschan vor, durch die unnachgiebige Haltung, die nur auf die eigene Gewinnmaximierung und Interessenswahrung etablierter Tankeranbieter (Caspar) fokussiert war, das gesamte Projekt zu gefährden. *„Azerbaijan is just a transit country, holding up KCTS so they can maximize their tariffs. They’re getting money for nothing.“*⁸⁴³ Baku, das sich des kasachischen Bedarfs nach einer Steigerung der Exportkapazitäten sehr wohl bewusst war, versuchte im Grunde ähnlich, wie es bereits Russland in zahlreichen Verhandlungen zuvor getan hatte, seine geografische Position zur Erpressung einer Art „geopolitischen Rente“ zu instrumentalisieren. Gestritten wurde auch über den Weiterexport von Baku, da Kasachstan und die Unternehmen keinesfalls einer Einschränkung ihrer Transportoptionen auf die BTC zustimmen wollten. Neben dem Bau einer gänzlich neuen Pipeline nach Georgien wurde als Kompromissvorschlag auch die Schaffung einer Abzweigung von der BTC zur georgischen Schwarzmeerküste vorgebracht. Um Druck auf Aserbaidschan aufzubauen, brachte die kasachische Seite sogar die Möglichkeit der Umleitung eines Teils der Exporte in Richtung Iran ins Gespräch. Da der Transport im Rahmen des transkaspischen Teils von KCTS ausschließlich nach Baku führen dürfte (bzw. Aserbaidschan ein Vetorecht in dieser Frage besaß), studierte die kasachische Seite zunehmend die Option des Baus eines zusätzlichen Terminals in Kuryk (sog. Kuryk II). Dieser würde auch an die Eskene-Kuryk-Pipeline angeschlossen sein, jedoch nicht unter das Abkommen mit Aserbaidschan fallen und wäre daher in der Wahl der Exportdestinationen frei. Vor allem Total schien dabei weiterhin stark an der Möglichkeit der Lieferungen in Richtung Neka (Iran) interessiert zu sein.⁸⁴⁴

Die eventuelle Errichtung des Terminals war jedoch letztendlich durch eine Einigung über den Bau und die Nutzung der Eskene-Kuryk-Pipeline bedingt. Hierbei bestanden zwischen den Ölproduzenten und Kasachstan aber weiterhin erhebliche Differenzen. Die Regierung war zwar bereit, den Produ-

⁸⁴¹ Zit. in: Konyrova, K.: Feasibility study of Trans-Caspian project being developed: Interview with head of Socar Kazakhstan Office, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 29.6.2009.

⁸⁴² Arman Darbaeyev, Exekutivleiter von KMG für Öltransport und Dienstleistungsprojekte, zit. in: Kazakhstan Caspian Transportation System Update, 18.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA283&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸⁴³ Arman Darbayev, zit. in: The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸⁴⁴ Vgl. Marine Transportation Expert Advises Government On Trans-Caspian Project, 2.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA578&q> (Zugriff 18.2.2012).

zenten 49 Prozent der Anteile an der Leitung zu überlassen, diese strebten jedoch nach einer Mehrheitskontrolle bzw. nach einer Aufteilung der Anteile entsprechend den Transportverpflichtungen.⁸⁴⁵ Zusätzlich dazu verlangten sie Garantien zur Steuerstabilität, wobei der neue kasachische Steuerkodex dieses Prinzip explizit ablehnte. Vertreter von KMG klagten daher: „*They want us to change the laws of the republic to accommodate them on this project. We simply cannot do that.*“⁸⁴⁶ Der kasachische Minister für Öl und Gas, S. Mybayev, reagierte noch expliziter. „*That is just too much to ask.*“⁸⁴⁷ *For sure, we will not be involved in the project for less than 51 per cent either formally or informally. We have no plan to cede control over it.*“⁸⁴⁸ Die Verhandlungen wurden dabei weiterhin auch wegen unterschiedlicher Interessen der Ölkonzerne behindert. Dies ging nicht zuletzt auf die zwischenzeitlichen Fortschritte bei der CPC-Erweiterung zurück. Die Umsetzung des Expansionsprojektes sollte nämlich die von Chevron zumindest kurzfristig benötigten Kapazitäten deutlich verringern, sodass das Unternehmen nun eine abwartende Haltung einnahm und die Gespräche über KCTS eher als Druckmittel gegenüber Russland im Rahmen des CPC-Prozesses einsetzte.⁸⁴⁹ Kasachische Vertreter zeigten sich mit diesem Umgang sehr unzufrieden und deuteten darauf hin, dass somit das gesamte Projekt gefährdet sei. „*Do you know the real problem with KCTS? It is Chevron, saying, ‚We will participate, but if CPC is expanded, we will ship our oil through CPC first.‘*“⁸⁵⁰ Experten verwiesen jedoch auch auf Probleme, die innerhalb Kasachstans bestanden und sowohl für Verzögerungen im Verhandlungsprozess verantwortlich waren als auch erhebliche Bedenken bezüglich der zukünftigen Funktionalität des gesamten Transportprojektes hervorriefen. Bemängelt wurde beispielsweise das Fehlen einer festen und konsistenten Politik im Umgang mit den Unternehmen, was sich u. a. in der Führung paralleler Verhandlungen äußerte. Darüber hinaus wurde eine Fragmentierung und Vervielfältigung der beteiligten wirtschaftlichen und politischen Institutionen deutlich, die auf unterschiedlichen Ebenen in den Prozess eingriffen.⁸⁵¹ Das Projekt benötigte laut Einschät-

⁸⁴⁵ Vgl. The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2008).

⁸⁴⁶ Arman Darbayev, zit. in: Kazakhstan Caspian Transportation System Update, 18.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA283&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸⁴⁷ Zit. ebenda.

⁸⁴⁸ Sauat Mynbaev, kasachischer Minister für Energie und Rohstoffe, zit. in: Kazakhstan seeks majority stake in Caspian oil pipeline project, in: Interfax news agency, 10.3.2009.

⁸⁴⁹ Nach der Klärung des CPC-Problems sahen Chevron bzw. TCO das KCTS-Projekt primär als Lösung für die Exportanforderungen, die aus zukünftigen Maßnahmen zur Steigerung der Produktion auf Tengiz entstehen würden. Im Falle der Umsetzung des „Future Growth Project“ (Phase III der Tengiz-Entwicklung) würde die Förderrate auf Tengiz gegenüber der vorangehenden Phase II (SGI/SGP) um etwa 12,5 Mt/Jahr steigen. Diese Produktion konnte nicht mehr in die CPC aufgenommen werden. Das „Future Growth Project“, dessen Kosten auf etwa 9,7 Mrd. USD beziffert wurden, befand sich im Untersuchungszeitraum (bis 31.12.2011) lediglich im Erkundungsstadium. Vgl. Kazakhstan wants to be main operator of Kazakh Caspian Transport System Project, in: Kazakhstan General Newswire, 10.3.2009; Kazakh shares in trans-Caspian system to total 50%, in: Kazakhstan Today, 8.7.2009; Ismayilov, E.: Kazakhstan interested in alternative routes of oil transportation via Azerbaijan: energy ministry, in: Trend Daily Economic News, 20.8.2009; The Upward Trends Of TengizChevroil, 24.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA317&q> (Zugriff 18.2.2012).

⁸⁵⁰ Maksat Idenov, erster Vizepräsident von KMG, zit. in: KMG’s Idenov Entertains, Reveals, 27.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA352&q> (Zugriff 17.2.2012).

⁸⁵¹ Hierzu gehörten auf wirtschaftlicher Ebene z. B. KMTF, KMG, private Personen, die unter den bestehenden Bedingungen von maritimen Exporten profitierten. Auf politischer Ebene z. B. das Ministerium für Energie und Rohstoffe, die Zollbehörde, das Ministerium für Transport, aber auch lokale Behörden in der Provinz Mangistau. Letztere sahen in dem Projekt einen Segen für die lokale wirtschaftliche und infrastrukturelle Entwicklung und versuchten sich dementsprechend in den Verhandlungsprozess und die Vergabe von Rechten und Lizenzen einzuschalten. Auf individueller Ebene konnte beobachtet werden, dass vor allem der Minister für

zungen der Experten für eine zeitnahe und effektive Umsetzung eine einheitliche Koordinierungseinrichtung auf höchster Ebene, welche die Interessen der betroffenen Stakeholder zusammenführen würde. Erhebliche Anpassungen mussten auch im Bereich der Hafenadministration, inklusive der Hafengebühren, Dokumentationsarbeiten, Personalbesetzung und des Managements, erfolgen, da die bestehenden Prozesse langwierig und ineffizient waren und somit die vorgesehene massive Steigerung des Tankertransportvolumens behindern würden. Auch wenn die kasachischen Hafengebühren unter denen der anderen Anrainerstaaten lagen, wurden sie von den Unternehmen dennoch als überhöht angesehen. Chevron-Berater argumentierten damit, dass es schwierig sein dürfte, die aserbaidische Seite von der Notwendigkeit der Senkung ihrer Tarife für kasachisches Öl zu überzeugen, wenn in Kasachstan selbst weiterhin Rentiermentalität bestand. Kritisiert wurde auch die geringe Transparenz beim Zugang zu kasachischen Exportterminals, der sich durch das Einbeziehen privater Akteure mit engen Verflechtungen mit politischen Kreisen auszeichnete. Vor diesem Hintergrund müssten Schritte auf höchster Ebene unternommen werden, um Veränderungen zu implementieren. Darüber hinaus verfügte Kasachstan nicht über das erforderliche Personal, um die angestrebte Tankerflotte zu betreiben. Der erforderliche Ausbildungszeitraum war dabei laut Meinung der Experten deutlich länger, als die benötigte Bauzeit für das KCTS bzw. die Schiffe.⁸⁵²

Im April 2009 wurden vom kasachischen Unternehmen KazGiproNefteTrans Ergebnisse vorläufiger Machbarkeitsuntersuchungen für den Bau der Anlagen auf kasachischem Boden veröffentlicht. Die Gesamtkosten sollten demnach etwas mehr als 2 Mrd. USD betragen, davon etwa 1,3-1,4 Mrd. USD für die Eskene-Kuryk-Pipeline mit einer Anfangskapazität von 23 Mt/Jahr und etwa 700 Mio. USD für den Verladeterminal in Kuryk. Das maximale Transportvermögen der Leitung sollte dabei bis zu 80 Mt/Jahr erreichen können und somit den angestrebten Umfang des transkaspischen Teils von KCTS (56 Mt/Jahr) deutlich übersteigen. Die zusätzliche Kapazität könnte sowohl für Lieferungen nach Aktau genutzt werden als auch für einen neuen Terminal, der außerhalb der Bestimmungen des kasachisch-aserbaidischen Vertrages über den transkaspischen Teil von KCTS liegen würde. Der untersuchte Finanzierungsplan sah vor, dass 70 Prozent der Kosten durch Kredite und 30 Prozent aus Eigenkapitalbeteiligungen der Projektpartner bestritten werden sollten. Die Bauarbeiten sollten bereits im Zeitraum 2010-12 erfolgen.⁸⁵³ Der Zeitplan schien wenig realistisch zu sein, da zu diesem Zeitpunkt weder Machbarkeitsstudien für den transkaspischen Teil des Systems vorlagen, noch eine Einigung mit den privaten Produzenten über die Bedingungen der Projektbeteiligung bestand. Kasachische Vertreter bekräftigten jedoch in der Folgezeit wiederholt, dass alle notwendigen Anstrengungen unternommen würden, damit das System zeitgleich zur Aufnahme der Kashagan-Produktion

Energie und Rohstoffe, S. Mynbayev, und sein Stellvertreter, L. Kiinov, in ihrer Betrachtungsweise deutlich konservativer waren und die politischen Implikationen auf das Verhältnis zu Russland stärker zu berücksichtigen schienen als die meistens jüngeren Manager von KMG und KMTF. Vgl. A KCTS Scorecard Of Risk And Rewards, 30.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA748&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁸⁵² Kjell Landin, Marinemanager von Chevron, kommentierte die Zustände während einer Verhandlungsrunde mit den Worten: „*You guys are not committed to this project at all. You're missing the point. You're arguing about ownership and assuming you've got trained crews. Where are the 400 people you need to operate a tanker? Where are all the Kazakh captains you're talking about? There isn't a single one today.*“ Er sprach davon, dass die Ausbildung eines Kapitäns acht bis zehn Jahre dauert, wobei der Bau eines Tankers in lediglich drei Jahren abgeschlossen sein könnte. Die bereits damals bestehenden personellen Engpässe wurden von KMTF durch den Einsatz russischer und ukrainischer Besatzungen gelöst. Von den 900 Angestellten im kasachischen Marinetransportsektor waren 2009 nur etwa 20 Prozent kasachische Bürger, wobei es lediglich einen kasachischen Offizier gab. Vgl. Marine Transportation Expert Advises Government On Trans-Caspian Project, 2.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA578&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁸⁵³ Vgl. Construction of Eskene-Kuryk oil pipeline to be launched in 2010, in: Kazakhstan Today, 28.4.2009.

im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden könnte. Tatsächlich konnte durchaus ein Fortschritt beim Ausbau der lokalen Transportinfrastruktur beobachtet werden, die für die Bauarbeiten am Hafen notwendig war.⁸⁵⁴ Parallel zum Bau von Kuryk sollte durch die Errichtung von vier neuen Anlegeplätzen auch die Verladekapazität des Hafens Aktau von etwa 12 Mt/Jahr um zusätzliche 12-14 Mt/Jahr erweitert werden. Hierzu wollte die Regierung im Zeitraum 2009-2011 278 Mio. USD (41,7 Mrd. KZT) zur Verfügung stellen.⁸⁵⁵

Etwa zur selben Zeit wurden in Aserbaidschan auch Verhandlungen zwischen Socar und BP über die Erweiterung der BTC⁸⁵⁶ geführt, um somit Kapazitäten für die Aufnahme der erwarteten kasachischen Öllieferungen zu schaffen. Die Gespräche wurden dadurch verkompliziert, dass sie auch die Frage der Eigentums- und Betriebsrechte an der Pipeline nach der Rückzahlung der Projektkosten beinhalteten. Socar strebte hierbei die Übernahme der Leitung an.⁸⁵⁷ Schließlich konnte eine Einigung über die Erweiterung der BTC auf 1,6 mb/d erreicht werden, wobei die entsprechenden Arbeiten im Falle vorliegender kasachischer Lieferverpflichtungen bereits im Verlauf des Jahres 2010 aufgenommen werden könnten.⁸⁵⁸ Dem kasachischen Interesse an der Nutzung der Baku-Supsa-Pipeline wurde jedoch nicht nachgekommen. Alternativ wurde von aserbaidsschanischer Seite wiederholt die Möglichkeit zur Nutzung der Baku-Noworossiysk-Leitung angeboten. Dies war jedoch aus kasachischer Sicht kaum interessant, da man Zugang zu der Pipeline über Machatschkala besaß und die Einspeisung in Baku lediglich die Transportkosten erhöhen würde.⁸⁵⁹

Weitere Fortschritte konnten jedoch im Bereich der Tanker erreicht werden. Im Juni wurde eine vorläufige Einigung zwischen dem kasachischen Ministerium für Energie und Rohstoffe und ENI über den Bau einer Werft in Kuryk erzielt, in der Tanker mit einer Kapazität von bis zu 63.000 dwt gebaut werden könnten. Hierzu wurde eine gemeinsame Arbeitsgruppe errichtet, die das Projekt untersuchen sollte. Der Schritt war deswegen von Bedeutung, weil im gesamten kaspischen Raum keine Schiffbauanlagen bestanden, die Tanker von dieser Größe bauen konnten. Die einzige Möglichkeit bestand bisher darin, diese in Segment über den Wolga-Don-Kanal anzuliefern und vor Ort zusammensetzen. Aus industrie- und beschäftigungspolitischen Gründen besaß Kasachstan jedoch ein Interesse daran, auch eigene Fertigungskapazitäten zu entwickeln.⁸⁶⁰

⁸⁵⁴ Kuryk war noch Anfang 2009 nur durch eine zweispurige Straße in einem sehr schlechten Zustand mit Aktau verbunden. Die letzten Streckenkilometer bestanden dabei lediglich aus einer Steppenstraße. Im Verlauf des Jahres 2009 wurde jedoch eine vierspurige durchgehend asphaltierte Straße gebaut. Im April 2009 wurde auch eine Eisenbahnverbindung in die Stadt fertiggestellt. Vgl. Feasibility study of trans-Caspian system to be launched in H2/09, in: Kazakhstan Today, 13.5.2009; Konyrova, K.: Kazakhstan Caspian Transportation System to be launched in 2012: KazEnergy association head, in: Trend Daily Economic News, 11.6.2009.

⁸⁵⁵ Vgl. Transshipment through Aktau seaport rises by 28% y/y to 3.2 tons in Q1/09, in: Kazakhstan Today, 13.5.2009; Ismayilov, E.: Kazakhstan ready to contribute to movement of tankers along TRACECA: interview with transport and communication minister, in: Trend Daily Economic News, 21.5.2009.

⁸⁵⁶ Ab Mai 2009 besaß die Pipeline eine Kapazität von 1,2 mb/d (60 Mt/Jahr). Dies wurde durch den Einsatz von DRA erreicht. Die Kosten hierfür betragen 69 Mio. USD. Vgl. Aliyev, S.: BTC Expansion to Cost \$70mln – Vice-President of BP Azerbaijan, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 29.4.2008.

⁸⁵⁷ Vgl. Ismayilov, E.: BP negotiates to enlarge Baku-Supsa, Baku-Tbilisi-Ceyhan pipelines for Kazakh oil, in: Trend Daily Economic News, 4.6.2009.

⁸⁵⁸ Vgl. Ismayilov, E.: BTC capacity will be increased: Azerbaijan's energy minister, in: Trend Daily Economic News, 13.6.2009.

⁸⁵⁹ Vgl. Kazakh oil can be carried via Baku-Supsa Pipeline, in: Economic News, 15.9.2009; Kazakh oil may flow via Baku-Supsa pipeline if AIOC agrees, in: Kazakhstan Today, 16.9.2009.

⁸⁶⁰ Aufgrund des langsamen Fortschritts bei der Umsetzung der Eskene-Kuryk-Pipeline und des transkaspischen Teils von KCTS blieben Ergebnisse in diesem Bereich jedoch vorerst aus. Zuerst musste eine Einigung zwischen KMG, Socar und den Ölproduzenten über die Eigentumsrechte an KCTS erreicht werden. Bis dahin wollte ENI

4.25 Astanas Position gegenüber privaten Produzenten verschärft sich

Im Juni zeichnete sich schließlich zwischen den privaten Ölproduzenten und KMG ein Übereinkommen über die Bedingungen der Teilnahme an der Eskene-Kuryk-Pipeline ab. Chevron und ExxonMobil einigten sich mit dem stellvertretenden Leiter von KMG, M. Idenov, darauf, dass die ausländischen Unternehmen im Gegenzug für die Übernahme der gesamten Projektkosten 49 Prozent an der Pipeline bekommen würden. Darüber hinaus sollten sie aber auch Garantien bezüglich der Einbeziehung in Entscheidungen über wichtige Bereiche der Projektgestaltung und -Betreibung erhalten, wodurch ihre Rechte trotz der Minderheitsbeteiligung gewahrt bleiben würden. Idenov legte den Vorschlag daraufhin dem Minister für Energie und Rohstoffe, M. Mynbayev, vor, der ihm zustimmte. Für alle beteiligten Parteien überraschend erhob jedoch der Präsident von KMG, K. Kabyldin, anschließend noch zusätzliche Forderungen, die das nahezu abgeschlossene Abkommen torpedierten. Ein Streitpunkt war, dass die kasachische Seite für sich das Recht verlangte, ausländische Anteile später zurückkaufen zu dürfen. Auch die Einbindung ausländischer Unternehmen in die Regelungen einzelner Schlüsselbereiche des Pipelinebetriebes sollte gegenüber dem ausgehandelten Kompromiss deutlich eingeschränkt werden.⁸⁶¹ Diese Forderungen wurden in der Folgezeit auch von der kasachischen Regierung adaptiert. Die Bedingungen von Kabyldin⁸⁶², die laut Industriequellen Anordnungen von T. Kulibajew bezog, wurden von Vertretern der Ölproduzenten als „nationalistisch“ bezeichnet und deuteten darauf hin, dass man auf kasachischer Seite kein ernsthaftes Interesse an der partnerschaftlichen Beteiligung ausländischer Unternehmen an „kritischer“ Infrastruktur besäße. Die Produzenten bestanden ihrerseits weiterhin auf die Einbeziehung in Entscheidungen bezüglich der Tarifsetzung sowie die künftige technische Ausgestaltung des Systems und verlangten auch Garantien über die fiskalische und rechtliche Stabilität des Vertrages. In seiner Begründung für die plötzliche Veränderung der Bedingungen sprach Kabyldin davon, dass die Regierung weiterhin ausreichend Zeit hätte, um weitere Verhandlungen über das KCTS zu führen. Die negativen Erfahrungen im Rahmen des CPC-Prozesses hätten ihn zudem davon überzeugt, keinesfalls ein ähnliches Verwaltungsmodell für die Eskene-Kuryk-Pipeline anzuwenden. Die komplexen Entscheidungsstrukturen und zahlreiche beteiligte Akteure mit divergierenden Interessen behinderten dort lediglich die schnelle Implementierung von Maßnahmen und führten zu Ineffizienzen und Kostensteigerungen.⁸⁶³

Die Beteiligung privater Ölproduzenten wurde von der kasachischen Seite grundsätzlich als notwendiges Übel angesehen, wobei das eigentliche Ziel nun die vollständige Kontrolle (100 Prozent) über das Pipelineprojekt zu sein schien.⁸⁶⁴ Die kasachische Seite strebte für die Eskene-Kuryk-Leitung nach

keine Mittel für das Projekt zur Verfügung stellen. Den Bau der Werft sollte wahrscheinlich das kasachisch-italienische JV Ersai übernehmen (50:50 - Basis zwischen Saipem und der vom ehemaligen stellvertretenden Minister für Energie und Rohstoffe, Nurlan Kapparov, kontrollierten Industriegruppe The Lancaster Group). Dieses leistete bereits unterstützende Arbeiten für das Kashagan-Konsortium. Vgl. Agip KCO to build tankers for KCTS system, in: Central Asia This Week, 19.6.2009.

⁸⁶¹ Die kasachische Seite beanspruchte das unilaterale Recht, Entscheidungen über die Erweiterung der Kapazität der Eskene-Kuryk-Pipeline, die Tarifgestaltung und die technische Planung des Systems (Front-end Engineering Design - FEED) zu treffen.

⁸⁶² Kaigeldy Kabyldin wurde von Industrievertretern als starker Verfechter staatlicher Kontrolle über die gesamte Öltransportinfrastrukturkette angesehen.

⁸⁶³ Vgl. KMG Halts KCTS Negotiations, Then Seeks New Talks With Companies, 17.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1400&q> (Zugriff 20.2.2012); Energy Deputy Secretary Poneman Briefed On Pipeline Contract, 16.10.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1858&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁸⁶⁴ The U.S. IOC Big Three And KMG, 15.1.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA41&q> (Zugriff 15.2.2012).

dem „common carrier“-Model, das den Zugang aller Produzenten zu gleichen kommerziellen Bedingungen ermöglichen würde. Aus dieser Perspektive würde die Pipeline nicht mehr ausschließlich eine Exportoption für Kashagan bzw. Tengiz darstellen, was aus Sicht der Kashagan-Partner erhebliche Unsicherheiten bezüglich verfügbarer Kapazitäten schaffen würde.⁸⁶⁵

Im August bestätigte der stellvertretende Energieminister, L. Kiinov, dass die Regierung definitiv Interesse am Bau von KCTS besäße, er fügte jedoch hinzu, dass man es augenblicklich nicht benötigen würde. Da der große Anstieg der Produktionsvolumen frühestens im Jahr 2013 erwartet wurde, blieb den Parteien vor dem Hintergrund der benötigten Bauzeit von etwa zwei Jahren angeblich noch ausreichend Zeit für Verhandlungen.⁸⁶⁶ In einem Brief wurden die Unternehmen zu erneuten Gesprächen eingeladen, die jedoch auf der Grundlage der neuen Position der Regierung geführt werden sollten. Zu einer Veränderung kam es auch auf dem Posten des kasachischen Hauptverhandlungsführers. Dieser wurde nun vom Präsident von KMG (K. Kabyldin) selbst übernommen, der somit den ersten Vizepräsidenten von KMG, M. Idenov, ersetzte. Die im Sommer neu eingeleiteten Gespräche verliefen jedoch in den folgenden Monaten ohne nennenswerte Fortschritte.⁸⁶⁷ Wegen der Unzufriedenheit der Produzenten mit den erhobenen Bedingungen und dem stagnierenden Verhandlungsprozess begann die kasachische Regierung daher auch alternative Möglichkeiten der Projektfinanzierung zu untersuchen.⁸⁶⁸

4.26 Scheinbare Fortschritte bei der Konzipierung von KCTS

Dagegen zeichneten sich in den Verhandlungen mit Aserbaidshon positive Entwicklungen ab. Im Rahmen des Staatsbesuchs von Nasarbajew in Baku am 2. Oktober wurden zwischen Socar und KMG drei Dokumente unterzeichnet. Hierunter befand sich ein Abkommen über die gemeinsame Erstellung einer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie für den transkaspischen Teil des KCTS. Diese sollte von Socar und einer Tochtergesellschaft von KMG (KMG Transcaspian LLP) realisiert werden. Geplant wurde, dass nach dem Vorliegen der Ergebnisse von beiden Konzernen ein Gemeinschaftsunternehmen für die praktische Umsetzung des Projektes gegründet wird. Die neuesten von kasachischer Seite genannten Schätzungen sahen die Ausgaben für den transkaspischen Teil bei etwa 1,5 Mrd. USD, wobei die Gesamtkosten des Systems bei etwa 4 Mrd. USD liegen sollten.⁸⁶⁹

⁸⁶⁵ Vgl. Kazakhstan to control Caspian crude supplies, in: TendersInfo, 30.3.2009.

⁸⁶⁶ Kiinov konstatierte hierzu: „It is very important. Even if CPC is expanded, which we expect to happen next year, there will not be enough capacity for Kazakhstan’s crude exports. The Atyrau-Samara pipeline is old, Soviet infrastructure, and in need of modernization. We will definitely need KCTS for TCO’s future growth, Karachaganak’s Phase III, and Kashagan. But we don’t need it now. There is no rush. We won’t have the big increase in volumes until 2013 at the earliest. Why take the risk to build the infrastructure now, without the certainty that the oil will be there? And why rush to train all these new sea captains and officers now, when we won’t have the tankers for another four or five years? They’ll come back from training in six months, and who will then give them a job?“ Zit. in: KMG Halts KCTS Negotiations, Then Seeks New Talks With Companies, 17.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1400&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁸⁶⁷ Vgl. Konyrova, K.: Consortium to be formed on Trans Caucasus oil project, in: Trend Daily Economic News, 23.9.2009.

⁸⁶⁸ Vgl. Special Envoy Morningstar Discusses Oil Transportation Projects With Minister Of Energy Mynbayev, 28.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1449&q> (Zugriff 20.2.2012); The U.S. IOC Big Three And KMG, 15.1.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA41&q> (Zugriff 15.2.2012); ConocoPhillips on oil transportation, investment climate, 23.2.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA261&q> (Zugriff 15.2.2012).

⁸⁶⁹ Die Ergebnisse der Studie wurden zu dieser Zeit im ersten Quartal 2010 erwartet. Tatsächlich erfolgte die Ausschreibung des Bieterverfahrens für die Studien jedoch erst im Juni 2010. Vgl. KMG raises cost estimates for Trans-Caspian system 33 %, in: Central Asia General Newswire, 7.10.2009; Konyrova, K.: Kazakhstan’s share in

Zusätzlich wurde von den Unternehmen eine Absichtserklärung über die Kooperation im Rahmen des Öltransports auf der Route Baku-Schwarzes Meer unterzeichnet. Das Dokument definierte einerseits die Grundprinzipien der Zusammenarbeit bei der Untersuchung der Machbarkeit einer neuen Pipeline, die von Baku zur georgischen Küste führen und für den Transit kasachischen Öls eingesetzt werden sollte. Andererseits sollte auch die optimale Auslastung bereits bestehender Öl- und Gastransporteinrichtungen in Aserbaidschan gewährleistet werden. Somit sollten die Interessen beider Seiten gewahrt bleiben, wobei diese weiterhin weit voneinander entfernt lagen. Die kurzfristige Priorität von KMG bestand dabei in der Nutzung der bestehenden Baku-Supsa-Pipeline, die möglichst durch eine direkte Beteiligung begleitet werden sollte. Wenn sich AIOC und Aserbaidschan hierzu nicht bereit zeigen würden, sollte eine neue Pipeline verlegt werden. Das Ziel bestand einerseits in der Entwicklung einer möglichst günstigen Option für Öllieferungen in Richtung Rumänien, wodurch der von aserbaidchanischen Zwischenhändlern kontrollierte kostspieligere Eisenbahntransport ersetzt werden sollte. Darüber hinaus konnte durch den Bau einer neuen Leitung eine Exportalternative geschaffen werden, auf deren Transportbedingungen man direkt Einfluss nehmen konnte und die nicht unter den Einschränkungen der BTC gegenüber Nichtmitgliedern des Betreiberkonsortiums (höhere Tarife) bzw. kasachischem Öl (besondere Qualitätsanforderungen, Vorrang von ACG-Öl) leiden würde. Aus aserbaidchanischer Sicht schien der Bau einer neuen Pipeline, solange die bestehenden Kapazitäten nicht voll ausgelastet waren, jedoch nicht attraktiv zu sein.⁸⁷⁰ Gleichzeitig bildete der Eisenbahntransport eine wichtige Einnahmequelle, an der nicht nur einflussreiche Eliten partizipierten, sondern die auch die Quersubventionierung anderer Dienstleistungen ermöglichte (Passagiertransport).⁸⁷¹ Nicht zuletzt spielte auch der Wunsch von Socar nach der Auslastung des Terminals Kulevi eine relevante Rolle. Als letztes der drei Dokumente wurde ein Memorandum über die gemeinsame Nutzung der Anlagen von Socar bei der Entwicklung von kasachischen Kohlenwasserstoffvorkommen unterschrieben.⁸⁷²

Fortschritte konnten von kasachischer Seite noch im selben Monat auch bei der Suche nach alternativen Möglichkeiten für die Finanzierung der Eskene-Kuryk-Pipeline erzielt werden. Im Rahmen des Besuches des französischen Präsidenten, N. Sarkozy, in Astana wurde eine Serie wirtschaftlicher und politischer Abkommen unterzeichnet. Kasachstan stellte seinen Luftraum und seine Eisenbahninfrastruktur für den Transit militärischer Güter zur Versorgung französischer Truppen in Afghanistan zur Verfügung. Vereinbart wurde auch die Ausrüstung der kasachischen Armee mit französischer Kommunikationstechnik. Zusätzlich wurde der Eintritt der französischen Konzerne Total und GDF Suez in

Kazakh and Trans Caspian parts of oil transportation is different: head of energy ministry, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 8.7.2009; Azeris, Kazakhs Advance Cross-Caspian Route, in: Nefte Compass, 9.7.2009; Astana and Baku mull new oil transportation routes for Kazakh oil, in: Ukraine Business Daily, 25.9.2009.

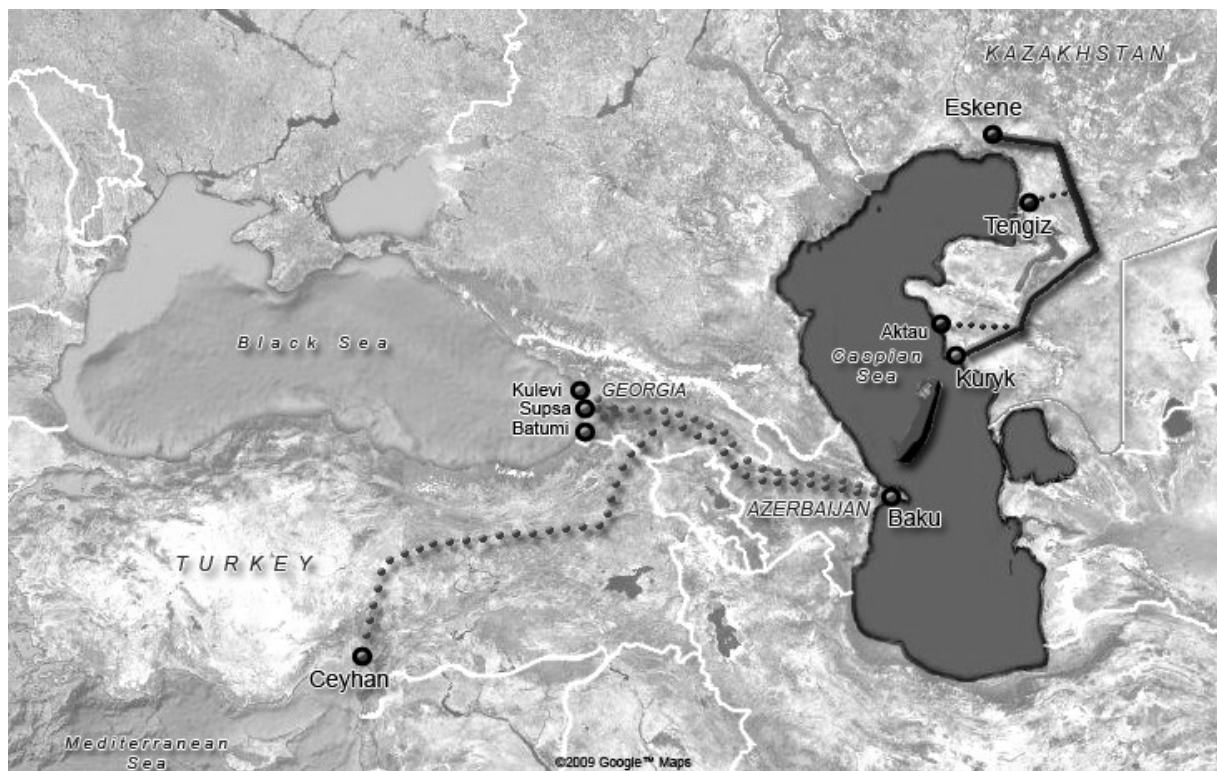
⁸⁷⁰ Obwohl die BTC-Pipeline ab dem zweiten Quartal 2009 eine Kapazität von 1,2 mb/d besaß, beförderte sie im gesamten Jahr 2009 nur 38,1 Mt, was einer durchschnittlichen Auslastung von etwa 760.000 b/d entsprach. Die höchste Tagesdurchleitung wurde mit 1.006.505 b/d erreicht. Die Kapazität der Baku-Supsa-Pipeline lag bei etwa 147.000 b/d. Die durchschnittliche Auslastung der Pipeline während desselben Jahres betrug 85.000 b/d.

⁸⁷¹ Vgl. Konyrova, K.: Azerbaijan to likely build new oil pipeline, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.9.2009; Azerbaijan, Kazakhstan to launch new westbound oil pipeline, in: TendersInfo, 26.9.2009; Konyrova, K.: KMG experts evaluate Baku-Black Sea Pipeline, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 4.12.2009; British Petroleum: BTC Loads 1000th Tanker at Ceyhan, in: M2 Press Wire, 21.12.2009.

⁸⁷² Die drei Vereinbarungen hatten die folgenden Titel: „Memorandum on joint use of SOCAR's oil and gas infrastructure in developing Kazakhstan's hydrocarbon deposits“; „Memorandum on intention of cooperation in the Baku-Black Sea pipeline“; „Agreement on joint work to develop a feasibility study on the Trans-Caspian project“. Vgl. Kazakhstan and Azerbaijan sign documents on Trans-Caspian project and new pipeline, in: Trend Daily Economic News, 2.10.2009.

das kasachische Offshore-Feld Khvalynskoje formalisiert.⁸⁷³ Entscheidend für die kasachischen Infrastrukturpläne war aber die Unterzeichnung eines Memorandums, das einem überwiegend französischem Konsortium unter der Führung von Spie Capag⁸⁷⁴ exklusive Verhandlungsrechte (für ein Jahr) bezüglich des Baus der Eskene-Kuryk-Leitung erteilte. Die kasachische Regierung sollte in der Folgezeit Gespräche mit der französischen Exportkreditagentur (COFACE) über die Bedingungen der finanziellen Unterstützung des Pipelineprojektes führen. Angestrebt war, dass das Konsortium bis zu 85 Prozent der Baukosten selbst tragen bzw. aufbringen sollte. Im Falle einer Einigung mit der Agentur über die Kreditvergabe und mit dem Konsortium über die Bau- und Finanzierungsbedingungen, sollte nicht nur der Auftrag für die Pipelineverlegung erteilt werden, sondern Frankreich bzw. französische Unternehmen sollten darüber hinaus auch exklusive Rechte für Verhandlungen über einen Explorations- und Produktionsvertrag für einen nicht näher spezifizierten Offshore-Block erhalten. Falls es Astana jedoch gelänge, die Projektfinanzierung aus anderen Quellen sicherzustellen, würden sowohl die Verpflichtung zur Vergabe des Explorations- und Produktionsvertrages als auch des Auftrages zum Bau der Pipeline durch das französische Konsortium entfallen.⁸⁷⁵

Abbildung 44: KCTS mit Anschluss an Tengiz und Aktau, Exportmöglichkeiten von Baku



Quelle: KMG Transcaspian LLP; <http://www.kmg-tc.kz/> (Zugriff 9.3.2012).

Der Versuch der Einbeziehung eines unabhängigen Baukonsortiums erfolgte im Einklang mit dem Streben der kasachischen Führung nach der Aufrechterhaltung der vollen Kontrolle (100 Prozent) über die Eskene-Kuryk-Leitung und stand daher auch im Widerspruch zu den Vorstellungen der

⁸⁷³ Total sollte 17 Prozent, GDF acht Prozent erhalten. Die Höhe der Investitionen sollte etwa 1,46 Mrd. USD betragen. Weitere Projektpartner waren KMG (25 Prozent) und Lukoil (50).

⁸⁷⁴ Darüber hinaus Vinci SA, Entrepote Contracting SA, Salzgitter Mannesmann France, Europipe GmbH, GTS Group, ArcelorMittal.

⁸⁷⁵ Insgesamt wurden 24 Abkommen im Gesamtwert von etwa 6 Mrd. USD unterzeichnet. Vgl. Leonard, Peter: France, Kazakhs ink military transit, energy deals, in: The Associated Press, 6.10.2009; Daly, Tom: French Clinch New Deal As Kazakhstan Opens Up, in: Nefte Compass, 8.10.2009.

Kashagan-Projektmitglieder und Chevrans, die ihre Hauptnutzer darstellen sollten. Der Präsident von KMG, K. Kabyldin, versuchte, diesen Schritt zu rechtfertigen und verwies darauf, dass die Einigung mit Spie Capag eine notwendige Reaktion auf die Haltung der privaten Ölproduzenten darstellte, welche die von Astana zuvor vorgeschlagenen Projektbedingungen als unzureichend abgelehnt hatten. Kasachstan bot diesen im Gegenzug für Transportverpflichtungen auf „ship-or-pay“-Basis angeblich gewisse Garantien bezüglich der Zugangsbedingungen, Präferenztarife und sogar der Steuerstabilität. Trotz des Abkommens mit dem französischen Konsortium wollte die kasachische Seite laut Kabyldin aber weiterhin auch Gespräche mit den Ölproduzenten führen. Die Regierung würde jedoch auf vollständiger Kontrolle der Pipeline bestehen und strebte weiterhin ein „common carrier“-Modell an. Die Kashagan-Partner, insbesondere ExxonMobil, sahen die kasachische Einigung mit Frankreich sehr kritisch, da sie die KCTS-Verhandlungen lediglich verzögern und somit auch die Produktionsentwicklung auf Kashagan gefährden würde.⁸⁷⁶ Einige der Unternehmen argumentierten vor dem Hintergrund der verfahrenen Lage, dass sie prinzipiell sogar bereit wären, auf eine direkte Beteiligung an der Pipeline zu verzichten, wenn sie im Gegenzug ausreichend verbindliche Garantien bezüglich der langfristigen Tarifstabilität und der Transportkapazitätsrechte erhielten. Die kasachische Seite versuchte, sich in den Verhandlungen dabei auf die Bestimmungen der im Oktober 2008 unterzeichneten Kashagan-Einigung zu berufen. Demnach sollten Kashagan-Partner die kasachische Infrastruktur für den Export ihrer Produktion in Anspruch nehmen müssen, wenn die Bedingungen ihrer Nutzung internationalen Standards entsprechen würden. Die Auslegung der Formulierung „internationale Standards“ blieb jedoch für beide Parteien offensichtlich unterschiedlich. Inspiriert durch vorangegangene Gesetzesänderungen, die im Zuge kasachischer Renationalisierungsbestrebungen Rechte der Regierung bzw. von KMG zum Erwerb von Anteilen an Förderunternehmen stärkten, versuchten einige kasachische Parlamentarier sogar eine ähnliche Regelung für Transportprojekte anzustoßen. Demnach sollte der Staat präventive Rechte zur Teilnahme an allen künftigen Pipelineprojekten und das Recht zum Besitz von Kontrollanteilen in allen bestehenden relevanten Pipelineunternehmen erhalten, um somit die Berücksichtigung seiner Interessen im Rahmen der Ölexportpolitik zu wahren.⁸⁷⁷ Jedoch ergriff die Regierung in dieser Hinsicht vorerst keine Initiative, da sie mit erheblichem Widerstand in wichtigen Projekten rechnen musste, an denen entweder direkt politische Akteure (CPC) oder Unternehmen mit engen politischen Verbindungen (Kasachstan-China-Pipeline) beteiligt waren. Letztendlich blieb auch ihr Versuch, die Produzenten durch das neuerliche Abkommen mit dem französischen Baukonsortium unter Druck zu setzen, ohne erkennbaren Erfolg. Da auch die Mittelvergabe der französischen Exportkreditagentur nicht ohne Transportzusagen der Unternehmen vorstellbar war, war eine Einigung zwischen Astana und den Ölproduzenten weiterhin erforderlich.⁸⁷⁸ Befriedigend war zumindest die Entwicklung in einem anderen Bereich. Der Wechsel der US-Exekutive führte nämlich dazu, dass die neue Administration öffentlich ihre Unterstützung für das KCTS-Transportsystem aussprach. Man war zwar in Washington auch zuvor keinesfalls negativ ge-

⁸⁷⁶ Zu Verzögerungen würde es allein schon deswegen kommen, weil die französische Kreditexportagentur etwa sechs Monate zur Begutachtung der Risiken und zur Entscheidung über die Bedingungen der Kreditvergabe benötigte.

⁸⁷⁷ Vladimir Bobrov, Yerlan Nigmatullin und Vladimir Nekhoroshev wandten sich mit einer Anfrage zur Möglichkeit einer Gesetzesänderung, die diese Rechte gewährleisten würde, am 28. Oktober an den Premierminister. Vgl. Editorial: Plans delayed, Ambitions not Forgotten, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/549.html> (Zugriff 20.2.2012).

⁸⁷⁸ Vgl. Energy Deputy Secretary Poneman Briefed On Pipeline Contract, 16.10.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1858&q> (Zugriff 20.2.2012); The U.S. Big Three And KMG, 15.1.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA41&q> (Zugriff 20.2.2012).

genüber dem Projekt eingestellt, jedoch herrschte trotz der längst getroffenen Entscheidung Astanas zugunsten der Tankertransportmethode lange Zeit eine eindeutige Präferenz für den Bau einer transkaspischen Pipeline vor, was sich auch im Verlauf zahlreicher Treffen zwischen den Vertretern beider Länder und den US-Hilfszahlungen für entsprechende Studien abzeichnete. Obwohl die Unterwasserölpipeline aus langfristiger Perspektive auch weiterhin als Wunschoption genannt wurde, wurde man sich jedoch in Washington zunehmend dessen bewusst, dass lediglich ein starkes politisches Engagement – ähnlich wie im Fall der BTC – ein schnelles Umsetzen des KCTS-Projektes unter Wahrung amerikanischer strategischer (d. h. keine Lieferungen an Neka über einen eventuellen Kuryk II - Terminal) und kommerzieller Interessen ermöglichen würde.⁸⁷⁹ Der Schritt signalisierte gleichzeitig, dass man die kasachischen Bedenken bezüglich einer negativen russischen Reaktion auf den Bau einer Unterwasserpipeline und vor allem die russische Bereitschaft zur Durchsetzung seiner Interessen in der Region, wenn notwendig auch mit Gewalt, endlich ernst nahm. Die Bereitschaft zu Letzterem wurde von Moskau u. a. durch den Krieg in Georgien eindrucksvoll demonstriert.

4.27 Transkaukasische Route VI: Baku und Astana konkurrieren im Transportgeschäft

Parallel zu den kasachisch-aserbaidshjanischen Verhandlungen über den KCTS-Bau fochten beide Länder bzw. deren nationale Unternehmen mehrere Interessenskonflikte bezüglich der kasachischen Öllieferungen über die transkaspisch-transkaukasische Tanker-Eisenbahnroute aus. Um die Auslastung seines Terminals Kulevi zu gewährleisten, zwang Socar KMG, das wiederum den Terminal Batumi kontrollierte, im Verlauf des Jahres 2008 zur Unterzeichnung eines Abkommens über die Aufteilung kasachischer Öltransporte zwischen beiden Standorten auf Paritätsbasis. Obwohl die Einigung in den Medien als „gentleman’s agreement“ dargestellt wurde, handelte es sich hierbei aufgrund der dominanten Stellung staatlicher aserbaidshjanischer Unternehmen im Transportgeschäft auf der Route grundsätzlich um eine Bedingung der aserbaidshjanischen Seite.⁸⁸⁰ Angeblich wurden die Eisenbahntransporttarife auf aserbaidshjanischem Territorium kurz zuvor deutlich erhöht und die Behörden in Baku stellten klar, dass diese nur gesenkt werden, wenn auf ihre Forderungen eingegangen wird.⁸⁸¹ Die Einigung wurde daraufhin auch im Rahmen des im Herbst 2008 unterzeichneten Transportvertrages zwischen TCO und Cross Caspian (Subunternehmen von Socar und Middle East Petroleum; Abbildung 38) berücksichtigt, der die Beförderung von Tengiz-Öl auf der Route Aktau-Baku-Schwarzes Meer regelte. Die dort festgelegten Bedingungen sahen neben der gleichmäßigen Aufteilung der Lieferungen zwischen Batumi und Kulevi auch eine ähnliche Regelung für den maritimen Streckenabschnitt vor. Auf diesem sollte der Transport gleichermaßen von den nationalen Schifffahrtsunternehmen beider Länder – KMTF und Caspar – bestritten werden.⁸⁸² Chevron bedingte die

⁸⁷⁹ Die US-Administration unterstützte in der Folgezeit mit Rücksicht auf das KCTS die Entwicklung der kasachischen maritimen Exportkapazitäten auch durch finanzielle Zuwendungen. Im September 2009 vergab die TDA 327.844 USD an Kasachstan für die Entwicklung kasachischer Seerechtbestimmungen. Weitere 374.268 USD wurden an KMTF für die Evaluierung und Verbesserung von Anlegeprozeduren erteilt. Das Ziel war eine effizientere und schnellere Abwicklung der Schiffsbeladungen, was zu Kostenersparnissen und Kapazitätssteigerungen führen sollte. Vgl. Konirova, K.: U.S. stands ready to provide political support for Kazakh Caspian Transportation System: special envoy, in: Trend Daily Economic News, 26.8.2009; USTDA grants Kazakhstan \$ 700,000 for sea-born trade development, in: Kazakhstan General Newswire, 22.9.2009.

⁸⁸⁰ Vgl. Transshipments through Batumi oil terminal drop to 329,886 tons in February, in: Kazakhstan Today, 5.3.2009.

⁸⁸¹ Vgl. Guliyev, Farid/Akhrarhodjaeva: The Trans-Caspian energy route: Cronyism, competition and cooperation in Kazakh oil export, in: Energy Policy, Vol. 37, No.8, 2009, S. 3171-3182, hier S. 3178.

⁸⁸² Vgl. Ismailov, E.: Some 500,000 tons of oil from Kazakhstan transported via Azerbaijan a month, in: Trend Daily Economic News, 5.3.2010.

Exporte über Kulevi jedoch durch mehrere Umbaumaßnahmen, die den Beginn der Lieferungen über den Terminal vorerst verzögerten. Hierzu gehörte einerseits der Abschluss der Ausbaggerungsarbeiten, was die Aufnahme größerer Tanker der Aframax-Klasse erlauben würde (80.000-125.000 dwt).⁸⁸³ Darüber hinaus sollte der Hafen mit Wellenbrechern ausgestattet werden, welche die Sicherheit der Schiffe und die Kontinuität der Beladung gewährleisten sollten.⁸⁸⁴

Im Zuge der erneuten Aufnahme von Tengiz-Lieferungen im Herbst 2008 wiederholte die kasachische Seite ihre Unzufriedenheit mit den bestehenden Praktiken beim Zugang ihrer Tanker zu den aserbaidischen Terminals wie auch mit den intransparenten und durch häufige Veränderungen geprägten Transitbedingungen auf der Eisenbahnroute.⁸⁸⁵ Das monopolistische Auftreten aserbaidischer Transportunternehmen, die Tarifgestaltung aber auch die erzwungene Aufteilung der Ölexporte zwischen Kulevi und Batumi galten als ausschlaggebende Faktoren für die kasachische Unterstützung des Baus einer neuen Pipeline zwischen Baku und der Schwarzmeerküste. Die Kritik an der existierenden Situation kam jedoch nicht nur von kasachischer Seite. Auch neuste Untersuchungen der Weltbank bestätigten, dass die vorherrschenden kommerziellen Strukturen den entscheidenden Faktor darstellten, der die Preisgestaltung, Dienstleistungsqualität und somit auch die Konkurrenzfähigkeit und Auslastung der Baku-Schwarzmeer-Route negativ beeinflusste. Beanstandet wurden u. a. die mangelnde Konkurrenz zwischen den drei aserbaidischen Terminals (Dubendi, Sangachal, Baku), die intransparente Preissetzung der aserbaidischen Eisenbahngesellschaft sowie Zugangsbarrieren für die Nutzung einzelner Transportdienstleistungen, die nur über den Einsatz exklusiver Vermittlungsagenten umgangen werden konnten.⁸⁸⁶ Die von ihnen abgezweigten beträchtlichen Anteile an den Transporteinnahmen gingen für die Modernisierung der Infrastruktur und des Maschinenparks verloren und verringerten somit weiter das Konkurrenz- und Transportpotenzial der Route.⁸⁸⁷ Insbesondere Middle East Petroleum (MEP), ein mächtiger privater Akteur mit engen Beziehungen zur aserbaidischen Führung, der an der Betreuung aller aserbaidischen Importterminals beteiligt war und über den Dienstleister Cross Caspian auch den Eisenbahntransport dominierte, wurde von Industrievertretern als „Gatekeeper“ zur transkaukasischen Route identifiziert. *„You can't go through Baku without having some kind of green light from Middle East.“*⁸⁸⁸ Hinsichtlich der erzwungenen Aufteilung der Öllieferungen schienen die Beziehungen zwischen Socar und KMG Mitte 2010 in einen offenen Streit auszuarten. Die Auslastung von Batumi sank bereits

⁸⁸³ Der Hafen wurde offiziell im September 2009 eröffnet, konnte jedoch lediglich Tanker mit einer Kapazität von 40.000 dwt beladen und wurde hauptsächlich für den Export von Ölprodukten aus Aserbaidschan genutzt. Der Terminal besaß dabei durchaus auch Vorteile gegenüber Batumi. Hierzu gehörten modernere Anlagen, die eine schnellere Beladung ermöglichten. Darüber hinaus war er anders als Batumi in einer wenig besiedelten Gegend lokalisiert, sodass keine negativen Auswirkungen auf die Bevölkerung (Tourismus) zu erwarten waren. Vgl. Sampson, Paul: Kulevi Comes of Age With First Crude Oil Cargo, in: Nefte Compass, 20.5.2010.

⁸⁸⁴ Vgl. Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Expansion Remains On Track, in: Nefte Compass, 4.6.2009.

⁸⁸⁵ Vgl. Socar Black Sea terminal starts oil transshipments, in: AssA-Irada, 20.5.2010; Sampson, Paul: Kulevi Comes of Age With First Crude Oil Cargo, in: Nefte Compass, 20.5.2010; Socar to start Kazakh oil shipments from Kulevi terminal next year, in: Kazakhstan Today, 23.11.2009.

⁸⁸⁶ Vgl. The World Bank: Azerbaijan Country Economic Memorandum – A New Silk Road: Export-led Diversification, Poverty Reduction and Economic Management Unit Europe and Central Asia Region, Report No. 44365-AZ, Washington D.C.: The World Bank, December 2009, S. 90; Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 2-3.

⁸⁸⁷ Zum Zustand der Eisenbahninfrastruktur im Allgemeinen und den damit einhergehenden Transportproblemen siehe: Lawrence, Martha et al.: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington: The World Bank, December 2008, S. 12-20 u. S. 83-89.

⁸⁸⁸ Anonymer Ölhändler, zit. in: Sampson, Paul: Caspian Crude Oil Shippers Scramble for New Routes, in: Nefte Compass, 17.6.2010.

nach der Inbetriebnahme der BTC kontinuierlich und erlitt durch die Eröffnung von Kulevi zusätzlichen Schaden.⁸⁸⁹ Um eine weitere Beeinträchtigung seiner Interessen zu verhindern, verlangte KMG von aserbaidisch-azerbaidschanischer Seite, dass es zumindest zur Einhaltung der Bestimmungen über die gleichmäßige Aufteilung kasachischer Ölexporte zwischen beiden Terminals kommt. Kulevi, das nach dem Abschluss der von Chevron geforderten Umbaumaßnahmen (im März) ab Mai auch Tengiz-Öl aufnahm, hielt jedoch in den Sommermonaten teilweise einen Anteil von bis zu 70 Prozent an den transkaukasischen Exporten von TCO, wobei kasachische Exporte in Richtung Batumi gleichzeitig durch höhere Eisenbahngebühren diskriminiert wurden. Socar kündete parallel Pläne zu einer Verdopplung der Kapazität von Kulevi an, die von 10⁸⁹⁰ auf 20 Mt/Jahr angehoben werden sollte. Die Implementierung dieses Vorhabens würde die bereits bestehenden Überkapazitäten auf Seiten georgischer Exportterminals weiter steigern und kasachische Interessen in Batumi nur noch zusätzlich schädigen.⁸⁹¹ Das aserbaidisch-azerbaidschanische Verhalten führte letztendlich dazu, dass die kasachische Seite im Verlauf der zweiten Jahreshälfte 2010 die Tankerlieferungen vom Tengiz-Feld in Richtung Baku deutlich einschränkte und TCO somit verstärkt auf andere Exportrouten (in Richtung Machatschkala, wie auch Eisenbahnlieferungen an ukrainische Terminals) zurückgreifen musste.⁸⁹² Die Streitigkeiten zwischen Astana und Baku über die Aufteilung der Lieferungen dauerten auch im Verlauf des folgenden Jahres an und limitierten den von TCO anvisierten Anstieg der Exporte auf der transkaukasischen Route. Eine intergouvernementale Einigung konnte erst im Herbst 2011 erreicht werden. Kasachstan setzte sich dabei mit seiner Forderung durch und konnte eine Verteilung kasachischer Ölexporte zwischen Batumi und Kulevi im Verhältnis von 70:30 erreichen.⁸⁹³

Nicht nur die Eisenbahnverbindung zwischen Baku und den georgischen Häfen, sondern auch der maritime Transport auf dem Kaspischen Meer war durch diverse Missstände geprägt. Anders als auf den offenen Weltmeeren zeichnete sich der Tankerverkehr hier durch mangelnden Wettbewerb aus, was für die Produzenten mit deutlich überhöhten Verschiffungskosten (Monopolrenten) verbunden war.⁸⁹⁴ Die etablierten Marktteilnehmer suchten dabei permanent nach Möglichkeiten, um den Eintritt dritter Parteien zu verhindern und einzelne Routen zu monopolisieren. Dies galt insbesondere für das aserbaidisch-azerbaidschanische Unternehmen Caspar, dem es über Jahre gelang, den Zugang anderer Transportgesellschaften zu aserbaidisch-azerbaidschanischen Terminals zu blockieren, wobei auch nach deren Öffnung die Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenten durch diskriminierende Praktiken, die sowohl finanzielle⁸⁹⁵ als auch administrative Belange betrafen, untergraben wurde.⁸⁹⁶ Dies verstieß jedoch

⁸⁸⁹ Die Öl- und Ölprodukttransportmenge sank von 9,6 Mt im Jahr 2007 auf 7,2 Mt im Jahr 2008, 6,415 Mt im Jahr 2009 und 6,116 Mt im Jahr 2010. Demgegenüber stieg die Transportleistung von Kulevi von 2,2 Mt im Jahr 2009 auf 3,6 Mt im Jahr 2010. Davon stammten 1,19 Mt von TCO. Vgl. Transshipments via Batumi seaport drop 4.7% y/y to 6.11mn tones in 2010, in: Kazakhstan Today, 18.11.2011; Neff, Andrew: Oil Shipments via Georgia's Kulevi Black Sea Terminal Rose Sharply in 2010, in: IHS Global Insight, 25.1.2011.

⁸⁹⁰ Davon waren lediglich 3 Mt für Erdöl bestimmt, weitere 3 Mt für Diesel und 4 Mt für Schweröl.

⁸⁹¹ Vgl. SOCAR to double capacity at Kulevi port, in: Oil & Gas Journal, S. 11, 10.5.2010.

⁸⁹² Die Exporte von TCO über die kaukasische Route betragen bis Mai etwa 300.000 t/Monat, sie sanken im Juli jedoch auf 200.000 t und sollten im September nur noch 100.000 t betragen. Parallel stiegen die Exporte nach Odessa. Vgl. Neff, Andrew: BTC Pipeline Begins Shipping Turkmen Crude; TCO Oil May Rejoin BTC, in: IHS Global Insight, 13.8.2010; Tengizchevroil considers change in oil export routes, in: Central Asia This Week, 13.8.2010

⁸⁹³ Vgl. Konyrova, K.: Конфликт интересов („Interessenkonflikt“), in: Kazenergy, No. 1 (51), 2012, S. 82-83.

⁸⁹⁴ Die Transportkosten auf der Route Aktau-Baku betragen im Jahr 2008 8,5-9 USD/t (Aktau-Machatschkala 8 USD/t, Aktau-Neka 11 USD/t) und lagen somit zum Teil deutlich über den Transportkosten auf den deutlich längeren Routen Noworossijsk-Augusta oder Primorsk-Rotterdam (6-9,8 USD/t).

⁸⁹⁵ Im Jahr 2010 klagten Vertreter von KMTF darüber, dass kasachische Tanker für jedes Anlegen in Baku 8.600 USD mehr zahlen mussten, als aserbaidisch-azerbaidschanische Schiffe derselben Klasse. Zusammengerechnet würden somit

gegen kasachische Interessen, die eine Ausweitung des eigenen Anteils am Tankergeschäft vorsahen. Beide Seiten gingen zudem gemeinsam gegen dritte Parteien vor und monopolisierten den Transport kasachischen Öls auf der Aktau-Baku-Route. So sah beispielsweise das bilaterale Abkommen über kasachische Lieferungen an die BTC vor, dass lediglich Unternehmen beider Länder in diesem Zusammenhang Transportdienstleistungen anbieten dürften. Eine ähnliche Regelung wurde auch für den Transport des Öls von TCO angewandt.⁸⁹⁷

Allein schon aufgrund der Größe der Tankerflotte konnte jedoch KMTF in der Beziehung zu Caspar vorerst nur die Rolle des Juniorpartners einnehmen.⁸⁹⁸ Astana wollte sich aber mit dieser Situation keinesfalls dauerhaft abfinden und deklarierte ambitionierte Ziele, laut denen es künftig zur deutlichen Steigerung des kasachischen Anteils am transkaspischen Schiffsverkehr kommen sollte. Dieser sollte nach eigenen Vorgaben von etwa 30 Prozent im Zeitraum 2009/10 auf 50 Prozent im Jahr 2013 steigen. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf Öl- und Weizen Transporte gelegt. KMTF sollte im Rahmen dieser Bemühungen das Öltransportvolumen von 7 Mt im Jahr 2010 auf 11 Mt im Jahr 2014 steigern. Hierzu wurden im Zeitraum 2009-10 drei neue Tanker in Betrieb genommen⁸⁹⁹ und für die Jahre 2011-2020 ein ambitioniertes Investitionsprogramm im Umfang von 750 Mio. USD ausgerufen, aus dem aber auch die Expansion des Unternehmens außerhalb des kaspischen Raums finanziert werden sollte.⁹⁰⁰ Auch Caspar erweiterte und modernisierte jedoch kontinuierlich seine Flotte. Vertreter von KMTF beklagten in diesem Zusammenhang, dass diese Aktivitäten durch die aserbaidische Regierung aktiv subventioniert würden, was die Wettbewerbsfähigkeit kasachischer Tanker untergrub. Bemängelt wurden auch die weiterhin bestehenden diskriminierenden Praktiken der Zoll- und Hafenbehörden in Aserbaidschan. Vor diesem Hintergrund verlangte KMTF von der kasachischen Regierung wiederholt eine stärkere politische Unterstützung, bis hin zur Einführung von Vergeltungstarifen.⁹⁰¹ Erste positive Schritte konnten aus Sicht des kasachischen Schiffsunternehmens im November 2010 verzeichnet werden, als auf Regierungsebene eine vorläufige bilaterale Einigung über die Regelung des maritimen Transports erreicht wurde, welche zur Eindämmung diskriminierender Praktiken beitragen sollte.⁹⁰²

pro Schiff jährliche Zusatzkosten von 600.000 USD entstehen. In Aktau bestanden dagegen keine Präferenztarife für kasachische Schiffe. Vgl. Tariffs applied to Kazakhstan vessels by Makhachkala and Azeri ports are discriminatory, in: Kazakhstan General Newswire, 13.2.2007; Kazakh trade fleet seeks state support, in: Kazakhstan General Newswire, 21.1.2010.

⁸⁹⁶ Vgl. Kazmortransflot: Astana tanker illegally held in Baku port, in: Central Asia General Newswire, 3.9.2010

⁸⁹⁷ Vgl. Guliyev, Farid/Akhrarhodjaeva: The Trans-Caspian energy route: Cronyism, competition and cooperation in Kazakh oil export, in: Energy Policy, Vol. 37, No. 8, 2009, S. 3171-3182, hier S. 3176.

⁸⁹⁸ Im Jahr 2010 besaß KMTF sechs Tanker, Caspar dagegen 43 (obwohl sich darunter auch viele kleinere Schiffe im schlechten Zustand befanden).

⁸⁹⁹ Die Flotte von KMTF bestand aus den Tankern Almaty, Astana, Aktau (Kapazität von jeweils 12.000 dwt), Atyrau, Aktobe (jeweils 13.000 dwt) und Oral (13.500 dwt). Die letzten drei Tanker wurden im Zeitraum September 2009 – Juli 2010 ausgeliefert. Die Kosten dafür betrugen 66,45 Mio. USD. Vgl. Kazakhstan to boost Caspian, in: Oil & Gas News, 9.8.2010; Kazakhstan utilizes the largest oil tankers on the Caspian Sea, in: The Times of Central Asia, 9.9.2010.

⁹⁰⁰ Im Jahr 2011 sollten 110 Mio. USD investiert werden, weitere 140 Mio. USD sollten bis 2015 und weitere 500 Mio. USD zwischen 2015 und 2020 folgen. Im Dezember 2011 erhielt das Unternehmen zwei große Tanker für den Verkehr im Schwarzen Meer (Aframax Klasse). Vgl. Kazmortransflot to borrow USD 110mn from ATF Bank, in: Central Asia This Week, 15.7.2011; Kazmortransflot to invest \$750 ml by 2020 to expand its fleet, in: Kazakhstan General Newswire, 17.6.2011.

⁹⁰¹ Vgl. Kazakh trade fleet seeks state support, in: Kazakhstan General Newswire, 21.1.2010.

⁹⁰² Vgl. Azerbaijan, Kazakhstan Near Maritime Transport Deal; TCO reportedly Set to Resume Using BTC Pipeline, in: IHS Global Insight, 8.11.2010.

In Bezug auf den transkaukasischen Eisenbahnkorridor kann an dieser Stelle zusammenfassend festgehalten werden, dass *im Falle bestehender freier* Pipelineexportkapazitäten über Russland eine deutliche Steigerung seiner Nutzung unter den *herrschenden* Transportbedingungen für kasachische Produzenten keine bevorzugte Exportoption darstellte. Dies war durch seine im Vergleich zu den russischen Pipelinerouten deutlich höheren Transportkosten, die intransparenten Nutzungsbedingungen und teilweise auch die physischen Beschränkungen bedingt. Auch im direkten Vergleich zu Eisenbahnlieferungen über Russland schnitt der kaukasische Korridor schlechter ab. Vor diesem Hintergrund entschied sich beispielsweise auch TCO/Chevron im Rahmen des „Crude export projects“ deutlich mehr Öl in Richtung Ukraine als über Baku nach Georgien zu exportieren.⁹⁰³ Ausschlaggebend für die Höhe der Lieferungen vom Tengiz-Feld über den Kaukasus scheinen dabei die Kapazitätsbeschränkungen der Eisenbahnverbindung in die Ukraine zu sein.

Der kaukasische Eisenbahnkorridor bietet dennoch Vorteile, die sein Bestehen für Kasachstan und die dort tätigen Produzenten interessant machen. Allgemein betrachtet trägt er in erster Hinsicht zur „geopolitischen Diversifizierung“ der Transportrouten bei und erhöht die Exportkapazität aus dem kaspischen Raum, was positive Auswirkungen auf Investitionen in den Ölsektor hat und zur Verringerung der Transportrisiken beiträgt. Die Vorzüge des Eisenbahntransports liegen dabei vor allem in der Möglichkeit einer strikten Trennung von Ölsorten. Seine Nischenposition besteht daher vor allem für Produzenten qualitativ hochwertigerer Sorten mit entsprechenden Marktprämien (z. B. Tengiz, Kumkol), die nicht mehr über das russische Eisenbahnnetz bzw. die CPC exportiert werden können und andernfalls durch die Vermischung mit minderwertigeren Ölen an Wert verlieren würden. Die Bedeutung der transkaukasischen Route für Kasachstan ergibt sich aber auch daraus, dass sie in einem begrenzten Ausmaß eine „swing“-Transportkapazität zur Verfügung stellt. Dies bedeutet, dass sie als Reserve in den Fällen eingesetzt werden kann, wenn andere, kostengünstigere Optionen ausgelastet oder aus politischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht zur Verfügung stehen (Dies nutzte insbesondere Chevron in der Phase vor dem Bau der CPC und vor ihrer Erweiterung.). Große Produzenten wie TCO können dabei aufgrund von Skaleneffekten und individuell ausgehandelten Transportkontrakten die Wettbewerbsfähigkeit der Lieferungen etwas verbessern. Nach dem Erwerb der Raffinerieanlagen in Rumänien gewann die Route jedoch auch für KMG eine explizit strategische Bedeutung, da sie eine alternative Verbindung zum europäischen Markt darstellte, auf der das Unternehmen anders als etwa in Russland zumindest teilweise auch selbst aktiv werden konnte. Der kasachische Konzern strebte dabei perspektivisch die Kontrolle über die gesamte Transportkette bis zu seinen Verarbeitungsanlagen auf europäischen Boden an. Dies sollte entweder durch den Bau einer eigenständigen Pipelineverbindung oder den Zugang zur Baku-Supsa-Leitung erreicht werden. Aufgrund aserbaidchanischer Vorbehalte gegenüber einer neuen Pipeline und des Widerstandes von AIOC gegenüber der Öffnung der Baku-Supsa für kasachisches Öl stellte die weitere Nutzung der Eisenbahnroute für KMG vorerst die einzige Möglichkeit zum Erreichen der georgischen Küste dar. Um die infrastrukturellen Transportbedingungen in Form der Kapazität und Zuverlässigkeit des Korridors zu verbessern, vereinbarten daher im September 2010 kasachische, aserbaidchanische und georgische Vertreter Investitionen im Umfang von etwa 1 Mrd. USD in die Modernisierung und den Ausbau von notwendigen Anlagen.⁹⁰⁴ Das Interesse an der weiteren Nutzung des Korridors wurde auch im

⁹⁰³ Auf der nördlichen Eisenbahnroute über Russland in die Ukraine können bis zu 8 Mt/Jahr exportiert werden, über Baku etwa 5 Mt/Jahr (wobei man auch mit der Nutzung der BTC rechnet).

⁹⁰⁴ Die Kapazität für transkaukasische Lieferungen (Öl und Ölprodukte) sollte hierdurch von etwa 13 auf 20 Mt/Jahr steigen. Neben kasachischen wird sie auch von turkmenischen und insbesondere aserbaidchanischen Produzenten genutzt. Vgl. Azerbaijan: \$1 billion to be invested by Azerbaijan in increase of oil transit, in:

Oktober 2011 bestätigt, als im Zuge der Lösung des Problems über die Aufteilung der Lieferungen zwischen Batumi und Kulevi auf Regierungsebene ebenfalls eine Einigung über die künftige Erhöhung kasachischer Öllieferungen um 3 Mt/Jahr erreicht wurde. Obwohl dies mehr eine Absichtserklärung als eine feste Zusage darstellte, zeigte es jedoch deutlich, dass Astana bis zur Ausweitung der CPC und anderer Pipelinerouten weiterhin auch auf weniger attraktive Alternativen angewiesen sein war.⁹⁰⁵

4.27.1 Einstellung kasachischer Exporte über die BTC

Komplikationen betrafen jedoch nicht nur die Eisenbahnroute, sondern traten auch bei der Nutzung der BTC-Leitung für Exporte vom Tengiz-Feld auf. Nachdem die Öleinspeisung im Verlauf des Jahres 2009 ohne Zwischenfälle verlaufen war, weigerte sich Chevron, die nach dem Auslaufen des zweijährigen Transportvertrages ab Anfang 2010 unilateral erhöhten Transportgebühren zu akzeptieren und stellte die Lieferungen über die Pipeline ein.⁹⁰⁶ Die Meinungen über den Ursprung des Streits gehen auseinander, sie deuten jedoch auf eine Kombination mehrerer ausschlaggebender Faktoren hin. Industriequellen sprachen beispielsweise davon, dass die Differenzen prinzipiell den Teil der Transportkosten betrafen, der in aserbaidsschanischer Kompetenz lag und für den Streckenabschnitt zwischen dem Importterminal und dem BTC-Einspeisungspunkt berechnet wurde.⁹⁰⁷ Nach dieser Auffassung war es weniger ein Streit zwischen Chevron und der BTC Co., zwischen denen weiterhin eine Einigung über die Möglichkeit der Öleinspeisung bestand, sondern zwischen Chevron und Aserbaidschan. Vertreter von Socar wiesen die Schuld von sich und sprachen im Gegensatz dazu von Differenzen zwischen BTC Co. und Chevron. Der US-Konzern stoppte die Lieferungen über die Leitung demzufolge, nachdem der Pipelinebetreiber die Tarife von 37 auf 41 USD/t angehoben hatte.⁹⁰⁸ Vermeldet wurde aber auch, dass gewisse Probleme bei der Umsetzung des Doppelbesteuerungsabkommens zwischen Kasachstan und Aserbaidschan bestünden.⁹⁰⁹ Letztendlich stellte die aserbaidsschanische Seite den Hauptnutznießer des Streits dar, da Chevron/TCO als Kompensationsmaßnahme für den Ausfall der BTC-Pipeline die Erhöhung der Eisenbahnlieferungen von Baku nach Batumi/Kulevi beschlossen hatte.⁹¹⁰ Hierzu wurde zwischen TCO und Cross Caspian sogar ein fünfjähriges Abkommen unterzeich-

TendersInfo, 4.9.2010; Ismayilov, E.: Azerbaijan, Georgia and Kazakhstan will increase transportation of oil cargoes, in: Trend Daily Economic News, 1.9.2010.

⁹⁰⁵ Die aserbaidsschanische Eisenbahngesellschaft sollte zum Erreichen der Ziele u. a. 1.500-1.600 zusätzliche Tankwagons kaufen. Vgl. Kazakhstan to raise oil exports via Azeri railways, minister, in: AssA-Irada, 13.10.2011.

⁹⁰⁶ Vgl. Batumi oil terminal cuts oil shipments by 10% y/y in 2009, in: Kazakhstan Today, 21.1.2010.

⁹⁰⁷ Auf diesem Streckenteil wurde das Öl per Eisenbahn befördert.

⁹⁰⁸ Andere Quellen sprechen von einem BTC-Tarif für TCO im Jahr 2009 von einer Höhe von 4,05 USD/b bzw. etwa 32,32 USD/t (berechnet für ein Verhältnis von 7,98 Barrel/Tonne, das für Tengiz-Öl gilt). Die Differenz zum oben genannten Tarif könnte möglicherweise auf Transportkosten zwischen dem Terminal und dem Pipeline-einspeisungspunkt zurückgeführt werden. An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass die Transporttarife für die BTC nicht offen gelegt sind. Sogar das Energie-Charta-Sekretariat beruft sich nur auf Pressemeldungen und schätzt die Tarife auf 2,58-3,3 USD/b. Vgl. Kazakh oil deliveries via BTC pipeline likely to resume, in: Kazakhstan Today, 26.5.2010; Suleymanov, S./Ismayilov E.: Socar: Resumption of Tengiz oil pumping via BTC pipeline is commercial matter, in: Trend Daily Economic News, 5.10.2010; Kanai, Miharu/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, S. 60.

⁹⁰⁹ Vgl. Ismailov, E.: Some 500,000 tons of oil from Kazakhstan transported via Azerbaijan a month, in: Trend Daily Economic News, 5.3.2010.

⁹¹⁰ Vgl. Tengiz flows halt via BTC, in: International Oil Daily, 18.2.2010; Konyrova, K.: Kazakhstan called reason of Tengiz oil pumping suspension via Baku-Tbilisi-Ceyhan, in: Trend Daily Economic News, 18.2.2010; Guliyev,

net.⁹¹¹ Aus kasachischer Sicht bestätigte der Streit letztendlich nur noch zusätzlich den Bedarf am Bau einer neuen Pipeline zwischen Baku und dem Schwarzen Meer, die dem Land die erwünschte Tarifautonomie verschaffen würde. Diese sollte anschließend mittels eines Pendeltankerverkehrs Lieferungen nach Rumänien ermöglichen und somit Bestandteil des von der EU unterstützten TRACECA-Korridors sein. Die Idee wurde von Nasarbajew selbst während des Besuches des rumänischen Präsidenten, Traian Basescu, in Astana im März 2010 bekräftigt.⁹¹²

Obwohl im Verlauf desselben Jahres kontinuierliche Verhandlungen über finanzielle Bedingungen kasachischer Exporte über die BTC geführt wurden, konnte letztendlich jedoch keine Einigung erreicht werden, die zu deren Wiederaufnahme führen würde.⁹¹³ KMG Präsident, K. Kabyldin, sprach in diesem Zusammenhang von einer absurden Situation, in der die für den Pipelinetransport kasachischen Öls angebotene Tarifstruktur im Vergleich zu den Eisenbahnlieferungen nicht wettbewerbsfähig war. „*The tariff for Kazakhstan's oil on BTC system became too uncompetitive compared to railway. That is why today we use railway in the corridor Baku - Black Sea.*“⁹¹⁴ Im November 2010 zeichnete sich zwischen den Parteien schließlich kurzfristig eine Einigung über die Wiederaufnahme der Lieferungen beginnend ab Januar 2011 ab.⁹¹⁵ Jedoch scheiterte diese letztendlich erneut an der Tariffrage, in der BTC Co. Angeblich eine kompromisslose Haltung vertrat. „*If we reach agreement on the tariff we will definitely use this route. The existing tariff makes it economically inexpedient for us to transport Tengiz oil through Baku and now we are transporting it via Batumi. In other words, the tariff that is applied to non-shareholders of BTC is too high.*“⁹¹⁶ Eine Einigung konnte auch im Verlauf des Jahres 2011 nicht erreicht werden, sodass die BTC trotz erheblicher freier Kapazitäten weiterhin kein kasachisches Öl beförderte.

4.28 KCTS, ein Projekt für die Zukunft

Der von der kasachischen Seite erhoffte Fortschritt bei der Umsetzung des KCTS-Projektes stellte sich nach der kasachisch-französischen Einigung vom Oktober 2009 nicht ein. Anfang Januar 2010 sprach der kasachische Energieminister somit lediglich davon, dass die Anstrengungen zur Umsetzung der Eskene-Kuryk-Pipeline deutlich erhöht und die Implementierung der Vereinbarung mit dem französischen Baukonsortium intensiver vorangetrieben werden müssten. Die Ölproduzenten weigerten sich jedoch weiterhin, die für die Sicherstellung der Finanzierung erforderlichen Transportzusagen zu erteilen, ohne dass sie im Gegenzug an der Leitung direkt beteiligt würden. Ungelöst blieb ferner auch

Farid/Akhrarhodjaeva: The Trans-Caspian energy route: Cronyism, competition and cooperation in Kazakh oil export, in: Energy Policy, Vol. 37, No. 8, 2009, S. 3171-3182, hier S. 3176.

⁹¹¹ Vgl. Neff, Andrew: SOCAR to Increase Oil Exports Via Georgia Following Transit Deal with Dragon, in: IHS Global Insight, 26.2.2010.

⁹¹² Vgl. Kazakh leader proposes building new oil pipeline between Caspian, Black Sea, in: Central Asia General Newswire, 2.3.2010.

⁹¹³ Im Juli wurde aber eine Einigung über den Transport turkmenischen Öls erreicht. Dragon Oil sah sich nach der Einstellung des Swap-Handels mit dem Iran gezwungen, eine neue Route zu finden. Insgesamt wurden im Jahr 2010 1,27 Mt turkmenischen Öls über die BTC exportiert. Vgl. Suleymanov, S.: BTC partners negotiate with Chevron on tariffs for Kazakh oil transportation, in: Trend Daily Economic News, 9.6.2010; Azerbaijan provides Russia with 800 mcm of gas in 2010, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 11.1.2011.

⁹¹⁴ Zit. in: Suleymanov, S.: KMG head: Tariffs for transportation of Tengiz oil via BTC are uncompetitive, in: Trend Daily Economic News, 2.7.2010.

⁹¹⁵ Vgl. Maratov, A./Ismayilov, E.: Tengizchevroil to resume pumping Kazakh oil via BTC, in: Trend Daily Economic News, 5.11.2010.

⁹¹⁶ Kaigerly Kabyldin, Präsident von KMG, zit. in: Kazakhstan will resume transportation of Tengiz oil through BTC if adequate tariffs are offered, Kazmunaygas head, in: Kazakhstan General Newswire, 24.1.2011.

die Frage ihrer Beteiligung am transkaspischen Projektteil. Generell beklagten die Unternehmen seit der zweiten Jahreshälfte 2009, dass sie in die Verhandlungen zwischen den staatlichen Konzernen über die Gestaltung des maritimen Transportsystems kaum einbezogen würden.⁹¹⁷

Im April wählte KMG ING als Finanzberater für den kasachischen Teil von KCTS aus.⁹¹⁸ Daraufhin wurden Verhandlungen mit japanischen Bauunternehmen (z. B. Marubeni) über die Einbeziehung in den Bau der Eskene-Kuryk-Pipeline aufgenommen. Astana zeigte sich auch an einer finanziellen Unterstützung durch japanische staatliche Krediteinrichtungen (JBIC/NEXI) interessiert. Hierbei handelte es sich grundsätzlich um eine Reaktion auf die enttäuschenden Ergebnisse der vorangegangenen Verhandlungen mit dem französischen Baukonsortium und der französischen Exportkreditagentur. Nach der Vergabe der exklusiven Verhandlungsrechte und der bedingten Zusage für eine französische Beteiligung an einem der Offshore-Blöcke erwartete man in Astana im Gegenzug Zugeständnisse in Form von „soft loans“. Die Agentur zeigte sich in den Gesprächen jedoch ähnlich hart wie normale kommerzielle Banken und verlangte vor allem die Vorlage von Durchleitungszusagen potenzieller Pipelinennutzer. Diese konnten von kasachischer Seite wegen der weiterhin ausstehenden Einigung mit den privaten Ölproduzenten über die Projektbeteiligung aber nicht vorgelegt werden.⁹¹⁹

Gewisse Fortschritte konnten lediglich im Rahmen des transkaspischen Projektteils erreicht werden, indem private Unternehmen nun zumindest als technische Berater in die Entwicklung einbezogen wurden und somit einen gewissen Einfluss auf Design, Zeitplan, Kosten und Ausbau des Systems nehmen konnten. Mit großer Verspätung gegenüber dem ursprünglichen Plan wurde von KMG und Socar daraufhin im Juni 2010 das Bieterverfahren für die Erstellung der Machbarkeitsstudie für den maritimen Abschnitt von KCTS ausgeschrieben.⁹²⁰ Man erwartete dabei, dass die endgültige Ausarbeitung des konzeptuellen Designs für das System innerhalb eines Jahres abgeschlossen sein würde.⁹²¹ Beide Unternehmen deklarierten gleichzeitig ihre Bereitschaft zur Maximalisierung der Anstrengungen zur Beschleunigung der Umsetzung des Transportsystems. KMG bekräftigte zudem, dass schon im Herbst Arbeiten an der Vorbereitung der Machbarkeitsstudie für die neue Baku-Schwarzes Meer-Pipeline begonnen werden sollten.⁹²²

Nur eine Woche nach der Ausschreibung des Bieterverfahrens wurde von KMG verkündet, dass die Fertigstellung des Transportsystems vom Zeitraum 2012/13 auf einen späteren Termin verlegt würde. Es wurde vorerst kein genauer Zeitpunkt genannt und lediglich darauf verwiesen, dass das System zumindest anfänglich primär für den Öltransport von Kashagan bestimmt wäre und von den Anforderungen des Feldes abhängen würde. Die zwischenzeitlich erfolgte russische Zustimmung zur Erweiterung der CPC (wie auch der Ausstieg von BP aus dem Projekt) veränderte in der Tat die transportpolitischen Rahmenbedingungen, sodass die kasachische Seite zu der einst verfolgten Position

⁹¹⁷ Vgl. Konyrova, K.: Eskene-Kurik project will be speed up: Kazakh PM, in: Trend Daily Economic News, 16.1.2010.

⁹¹⁸ Vgl. ING mandated on Caspian oil pipeline deal, in: Project Finance, April 2010.

⁹¹⁹ Vgl. Japanese companies interested in KCTS project, in: Kazakhstan Today, 13.5.2010; ConocoPhillips On Oil Transportation, Investment Climate, 23.2.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA261&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁹²⁰ Ursprünglich war angedacht, dass die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie bereits in der ersten Hälfte 2010 vorliegen sollten.

⁹²¹ Vgl. Trans-Caspian Tender to Open, in: International Oil Daily, 4.6.2010.

⁹²² Vgl. Ismayilov, E.: Kazmunaigaz, Socar start development of feasibility study for Trans-Caspian oil transport systems, in: Trend Daily Economic News, 2.6.2010; Ismayilov, E.: KMG: Kazakhstan shows interest in Baku-Black Sea corridor, in: Trend Daily Economic News, 2.6.2010; Kazakhstan and Azerbaijan to fasten KCTS project, in: Kazakhstan Today, 3.6.2010.

zurückkehren konnte, wonach KCTS erst nach einem deutlichen Anstieg der Kashagan-Produktion durch Phase II der Entwicklung des Feldes zum Einsatz kommen sollte. Die Förderrate der ersten Projektphase, die mit 370.000-450.000 b/d⁹²³ (17,5-22,5 Mt/Jahr) erwartet wurde, sollte aus kasachischer Sicht einfach mittels bestehender Transportmöglichkeiten wie der CPC, der Atyrau-Samara-Pipeline, der Kasachstan-China-Pipeline oder des Aktau-Baku-Batumi-Tanker-Eisenbahn-Korridors exportiert werden. „Only existing system of pipelines will be used in the first stage of development of Kashagan.“⁹²⁴ Die Anbindung des Feldes an die CPC und Atyrau-Samara-Pipeline sollte dabei mittels eines 51 km langen Verbindungssegments (Eskene-Atyrau) mit einer Kapazität von 450.000 b/d erfolgen (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**)⁹²⁵ Sowohl die CPC als auch die Kasachstan-China-Pipeline sollten bis zum Erreichen der Plateauproduktion der ersten Kashagan-Phase teilweise oder gänzlich ausgebaut werden und somit ohne Probleme die Einspeisung zusätzlicher Ölvolumen erlauben. Darüber hinaus sollte auch die Kapazität der Baku-Schwarzmeer-Eisenbahnroute erweitert werden, wozu in der Folgezeit zwischen Kasachstan, Aserbaidschan und Georgien massive Investitionspläne vereinbart wurden (siehe Kapitel 4.27). Das Kashagan-Konsortium plante auch den Bau von Eisenbahnverladeanlagen mit einer Transportkapazität von bis zu 300.000 b/d (15 Mt/Jahr), die jedoch auch für den Binnentransport innerhalb Kasachstans genutzt werden sollten. Zudem erwartete KMG bei der Entwicklung des Feldes offensichtlich weitere Verzögerungen und befürchtete, dass aus diesem Grund auch im Zeitraum 2014-16 kaum ausreichende Volumina zur Verfügung stehen würden, um den KCTS-Bau zu rechtfertigen.⁹²⁶

Diese Befürchtungen bestätigten sich in der Folgezeit. Das Kashagan-Konsortium legte dem kasachischen Ministerium für Öl und Gas am 27. Juli Unterlagen vor, in denen es über die Pläne der zukünftigen Entwicklung des Feldes informierte. Das Konsortium besaß zu dieser Zeit lediglich vertragliche Verpflichtungen, inklusive eines Zeitplans, für die erste Erschließungsphase und benötigte von der kasachischen Regierung daher eine Zustimmung für die Umsetzung weiterer Ausbaustufen. (Phase II sollte die Förderrate von Kashagan auf etwa 1 mb/d (50 Mt/Jahr) steigern.) Die Regierung warnte die Projektpartner dabei bereits im Vorfeld wiederholt, dass Kostenaspekte entscheidend für ihre Zusage zur weiteren Entwicklung des Feldes sein werden.⁹²⁷ „It’s linked more than anything to costs. We

⁹²³ Die Produktionsrate sollte (nach damaligen Erwartungen) im Verlauf des Jahres 2013 auf 370.000 b/d steigen. Das Niveau von 450.000 b/d kann erst durch die Installation zusätzlicher Gasreinigungsanlagen erreicht werden, deren Bau jedoch erst als Teil von Phase II angedacht und deren Finanzierung daher noch nicht beschlossen war. Die Gasproduktion auf dem Feld sollte 17 Mio. m³/Tag (6,205 Mrd. m³/Jahr) erreichen, wovon 12 Mio. m³/Tag (4,38 Mrd. m³/Jahr) über die Central Asia Center Gaspipeline nach Russland exportiert und 5 Mio. m³/Tag im Rahmen des Projektes selbst verbraucht werden sollten (Energieerzeugung, Reinjizierung).

⁹²⁴ Kaigerly Kabyldin, Präsident von KMG, zit. in: Suleymanov, S.: CPC shareholders must change project agreement in autumn, in: Trend Daily Economic News, 12.7.2010.

⁹²⁵ Vgl. Daly, Tom: Agip Says Kashagan Start-Up Won’t Be Delayed by Icy Weather, in: International Oil Daily, 11.10.2011.

⁹²⁶ Vgl. Suleymanov, S.: Kazakh-Azerbaijani joint venture on Trans-Caspian oil transport systems project to be established by end of this year, in: Trend Daily Economic News, 14.6.2010; Suleymanov, S.: Only existing pipeline system to be commissioned in first stage of Kashagan field development: Kazmunaygas head, in: Trend Daily Economic News, 3.7.2010; Creation of Trans-Caspian oil transport system postponed – KMG, in: Central Asia General Newswire, 15.6.2010.

⁹²⁷ Bereits im Verlauf des Jahres 2009 sprach sich die Regierung für eine deutliche Senkung der gesamten Projektkosten (136 Mrd. USD) um bis zu 30 Prozent aus. Die zu der Zeit geltenden Pläne sahen bereits im Zeitraum 2010-2012 Ausgaben für Maßnahmen für Phase II von insgesamt etwa 15 Mrd. USD vor. Davon 3,2 Mrd. USD im Jahr 2010, 5 Mrd. USD im Jahr 2011 und 7 Mrd. USD im Jahr 2012. Vgl. The Kashagan project is getting more costly (Delovaya Nedelya), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 10.9.2010; Kazakhstan wants to cut Kashagan costs by 30 percent, in: Silk Road Intelligencer, 13.7.2009.

*don't need to incur insane costs on the second phase. We want reasonable costs and we have corresponding authority [to ensure it] under the contract.*⁹²⁸ Noch vor der Verkündung der offiziellen Regierungsentscheidung sprach der Präsident von KMG davon, dass der von den Produzenten ursprünglich für den Zeitraum 2015-16 geplante Beginn von Phase II wahrscheinlich nicht vor 2018-19 initiiert würde. Diese Entwicklung müsste nach seiner Aussage verständlicherweise auch Auswirkungen auf die Umsetzung von KCTS haben.⁹²⁹ Der Bedarf für das System schien vor dem Hintergrund neuester Entwicklungen daher zunehmend in weite Ferne zu rücken.

Dementsprechend wurde im September verkündet, dass KMG und Socar nach der Auswertung der Angebote aus dem Bieterverfahren für den transkaspischen Projektteil dieses für ungültig erklärt hätten. Eine neue Ausschreibung sollte nach der Ausarbeitung entsprechender Bewertungskriterien in den kommenden Monaten erfolgen, wobei beide Partner mit Rücksicht auf die neuesten Entwicklungen um Kashagan keine Eile zeigten.⁹³⁰ Daraufhin schlossen im Oktober auch KMG und das Baukonsortium unter Führung von Spie Capag ein neues Memorandum ab, in dessen Rahmen das französische Unternehmen das Recht erhielt, zukünftig einen weiteren Vorschlag zur Finanzierung und Implementierung des Eskene-Kuryk-Projektes vorzulegen, wobei KMG gleichzeitig nicht in dem Recht eingeschränkt wurde, Alternativen zu untersuchen.⁹³¹ Parallel dazu verkündete Socar, dass die vereinbarte Erweiterung der BTC-Pipeline auf 1,6 mb/d verschoben würde. Bestätigt wurde aber, dass bei Bedarf technisch sogar eine Steigerung ihrer Kapazität auf bis zu 2 mb/d möglich wäre, wodurch der von der kasachischen Seite befürwortete Bau einer neuen Pipeline aus aserbaidisch-sicht bis auf Weiteres unnötig sein sollte.⁹³² KMG schien vorerst dennoch am Bau einer eigenständigen Baku-Schwarzmeer-Leitung festhalten zu wollen⁹³³, womit man u. a. weiter bestehende Unzufriedenheit mit den Praktiken auf der transkaukasischen Eisenbahnroute signalisierte.⁹³⁴

Trotz dieser Pläne und aserbaidisch-sicht Bekundungen, dass man ausreichende Transportkapazitäten für die Aufnahme der ersten Kashagan-Produktionsphase besäße, wurde auch Baku spätestens nach der offiziellen Verabschiedung der CPC-Erweiterung Mitte Dezember 2010 klar, dass ein Großteil des kurzfristig erwarteten kasachischen Produktionsanstieges über Russland nach Noworossijsk exportiert würde. Am Rande der feierlichen Zeremonie zur Unterzeichnung der CPC-Verträge sprach der Präsident von KMG, K. Kabyldin, nämlich davon, dass 17-20 Mt/Jahr bzw. bis zu 90 Prozent der Ölproduktion der ersten Kashagan-Phase über die CPC fließen könnten. Die Pipeline sollte nach dem Abschluss der Erweiterungsarbeiten Ende 2014 eine Kapazität von mindestens 67 Mt/Jahr besitzen, wovon 52,5 Mt in Kasachstan eingespeist werden könnten.⁹³⁵ Die Gesamtproduktion und der Bruttoexport des Landes wurden dabei laut Regierungsprojektionen im selben Jahr mit 85 Mt bzw. 75 Mt

⁹²⁸ Sauat Mynbaev, zit. in: Cost key to Kashagan 2, in: Oil & Gas News, 25.8.2010.

⁹²⁹ Vgl. Samruk-Kazyna Sovereign Fund holds extended sitting, in: Kazakhstan Government News, 12.8.2010; Neff, Andrew: Phase-II Development of Kazakhstan's Kashagan Field Delayed to 2018-19, in: IHS Global Insight, 13.8.2010.

⁹³⁰ Vgl. Yusifzade, A.: New tender will be announced on Trans-Caspian System project, in: Trend Daily Economic News, 23.9.2010; Suleimanov, S./Ismailov, E.: KMG head: Trans-Caspian Oil Transport System will be needed by 2018, in: Trend Daily Economic News, 6.10.2010.

⁹³¹ Vgl. JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2010, Astana, 2011, S. 54.

⁹³² Vgl. Ismayilov, E.: SOCAR: BTC capacity to be increased in case of huge oil volumes, in: Trend Daily Economic News, 7.10.2010; Socar to increase BTC capacity up to 2 million bpd until 2020, in: TendersInfo, 8.10.2010.

⁹³³ Vgl. Suleymanov, S.: KMG CEO: Company in talks with potential sponsors of Baku-Black Sea Project, in: Trend Daily Economic News, 9.10.2010.

⁹³⁴ Vgl. Kazakhstan and Azerbaijan discuss KCTS project, in: Kazakhstan Today, 8.11.2010.

⁹³⁵ Die Kapazität der Pipeline kann durch den Zusatz von DRA auf 76 Mt/Jahr (1,52 mb/d) steigen. Kasachstan könnte davon etwa 60 Mt/Jahr nutzen.

erwartet.⁹³⁶ Lediglich das Kashagan-Öl, das nicht in die CPC eingespeist werden könnte, sollte laut dem Minister über die BTC oder andere Exportkanäle transportiert werden. Da man in Astana gleichzeitig auch mit der Kapazitätssteigerung auf anderen Routen rechnete (Kasachstan-China von 10 Mt auf 20 Mt/Jahr, Atyrau-Samara von etwa 17,5 Mt auf 20-25 Mt/Jahr), sollten bis zur Produktionssteigerung im Zuge der zweiten Ausbauphase des Feldes kaum Volumen für eine beträchtliche Ausweitung transkaspischer Exporte zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund stellte die lange verschobene jedoch letztendlich verabschiedete Erweiterung der CPC-Pipeline in Kombination mit der Verschiebung des Zeitplans der Kashagan-Entwicklung letztendlich auch einen (zumindest zwischenzeitlichen) Schlag gegen die von Washington geforderte Integration Kasachstans in den eurasischen Energietransportkorridor dar und war somit gänzlich im Einklang mit den strategischen Zielen Moskaus. „*The Caspian Pipeline Consortium is a cutting-edge project, fully in line with Russian national interests. [...] Russia retains its status as the largest energy partner and carrier of Kazakhstan-mined hydrocarbons, while Kazakhstan gains the opportunity to export extra oil, increasing its domestic production.*“⁹³⁷ Einige Industriequellen sprachen sogar von vagen Plänen bezüglich eines weiteren Ausbaus der CPC, wodurch die Schaffung des KCTS gänzlich in Frage gestellt werden dürfte.⁹³⁸ Demgegenüber bestätigten kasachische Vertreter, dass sie weiterhin großes Interesse am KCTS besäßen und dieses mit Sicherheit mit der zweiten Produktionsphase von Kashagan koordiniert würde.⁹³⁹ „*We support this project in every imaginable way.*“⁹⁴⁰ Auch die US-Administration schien sich aufgrund der erwarteten Produktionsentwicklung in Kasachstan und der Verflechtung der Kashagan-Mitglieder mit der BTC Co. über die Zukunft des Projektes keine Sorgen zu machen.⁹⁴¹ „*Certainly, this project will be implemented. This is only a matter of time.*“⁹⁴²

Wie schnell es jedoch tatsächlich zur Ausweitung der Produktion auf Kashagan kommen und wann daher ein Transportsystem gebraucht werden sollte, blieb ungewiss. Die kasachische Regierung zeigte sich nämlich mit den vorgelegten Entwicklungs- und Kostenplänen der Unternehmen unzufrieden und verlegte die ursprünglich bereits für das Jahr 2010 erwartete Entscheidung über Phase II des Feldes auf Ende 2011. Der vom Konsortium zuvor unterbreitete Vorschlag wurde vom Energieminister, S. Mynbaev, als „*overpriced, inefficient and uneconomic*“ bezeichnet und sollte überarbeitet werden.⁹⁴³ Daraufhin legte Shell der Regierung im Oktober 2010 drei Projektpläne (mini, medi, maxi) vor,

⁹³⁶ In kasachischen Raffinerien sollten 15 Mt verarbeitet werden (2010 waren es 13,7 Mt). Im Jahr 2015 sollten bereits 95 Mt produziert und 84 Mt exportiert werden. Vgl. Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist, April 2011; Decree of the President of the Republic of Kazakhstan dated March 19, 2010 # 958: 2010-2014 National Program of accelerated industrial and innovative development of the Republic of Kazakhstan and cancellation of certain decrees of the President of the Republic of Kazakhstan, in: Kazakhstanskaya Pravda, 31.3.2010.

⁹³⁷ Sergei Schmatko, russischer Energieminister, zit. in: Letter from the steppe: Caspian oil and the Great Game: bluff and mathematics, in: The Times of Central Asia, 4.2.2011.

⁹³⁸ Vgl. Sladkova, Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Bulk Kazakhstan Commits Kashagan Crude for CPC Expansion, in: Nefte Compass, 16.12.2010.

⁹³⁹ Vgl. Ismayilov, E.: Ambassador: Kazakhstan does not delay CCOTS, in: Trend Daily Economic News, 16.12.2010.

⁹⁴⁰ Karim Masimov, kasachischer Premierminister, zit. in: Kazakhstan plans to begin building Trans-Caspian Oil Transportation System, in: Central Asia General Newswire, 23.12.2010.

⁹⁴¹ Die US-Regierung rechnete mit einer kasachischen Produktion im Jahr 2020 von 3 mb/d. Hiermit lag sie leicht über den Erwartungen der IEA, die im World Energy Outlook 2010 von einem Produktionsanstieg auf 2,8 mb/d im Jahr 2020 und einer weiteren Steigerung auf 3,8 mb/d im Jahr 2025 und 3,9 mb/d im Jahr 2030 sprach. Vgl. IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 501.

⁹⁴² Richard Morningstar, Sonderbeauftragter des US Secretary of State für die kaspische Region, zit. in: U.S. has no doubt about KKST success, in: Kazakhstan General Newswire, 28.7.2010.

⁹⁴³ Zit. in: Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist, April 2011.

die je nach Szenario und Zeithorizont, Kostenreduzierung um bis zu 18 Mrd. USD (auf insgesamt 50 Mrd. USD für Phase II) vorsahen. Ende Januar 2011 wurden jedoch auch diese von der kasachischen Regierung aufgrund der negativen Auswirkungen auf den Staatshaushalt abgelehnt.⁹⁴⁴ „*We are not about to approve a phase that is inefficient from an economic point of view.*“⁹⁴⁵ Daraufhin entschieden die Konsortialmitglieder im Februar, bis auf Weiteres alle mit Phase II verbundenen Arbeiten einzustellen. Vorerst sollte lediglich ein besseres Verständnis über die geologischen Gegebenheiten des Feldes gewonnen werden.⁹⁴⁶

Die sich aus der Kashagan-Entwicklung für den kasachischen Öltransport ergebende geoökonomische Realität bestätigten die Aussagen von Nasarbajew beim Treffen mit Putin im März 2011. In Bezug auf die beschlossene Erweiterung der CPC-Pipeline sprach er davon, dass „*practically the entire oil produced in Kazakhstan now or in the future will be transported via the Russian Federation.*“⁹⁴⁷ Obwohl dies aufgrund der bereits bestehenden diversifizierten Exporttrassen nicht gänzlich der Realität entsprach (Tabelle 33), verdeutlichte diese Formulierung jedoch die grundlegenden Tendenzen. Russland sollte sich durch den Ausbau der CPC nämlich weiterhin seine dominante Stellung im kasachischen Ölexportgeschäft sichern. Die Haltung bestätigte gleichzeitig den pragmatischen Charakter der kasachischen Exportpolitik, die zwar nach Diversifizierung strebte, diese jedoch nicht um jeden Preis und ohne Rücksicht auf kommerzielle Aspekte voranzutreiben versuchte. Solange unter attraktiven Rahmenbedingungen zugängliche Kapazitäten auf russischem Territorium bestehen würden, sollten diese auch genutzt werden. Für die CPC-Pipeline galt dabei, dass sie zwar geopolitisch unter russischem Einfluss stand, ihr Betrieb jedoch internationalen Standards entsprach und außerhalb der Zuständigkeit von Transneft lag.

Tabelle 33: Kasachische Ölexporte nach Routen, 2010 (in Mt)

CPC-Pipeline	28,467
Atyrau-Samara-Pipeline	15,301
Karachaganak-Orenburg-Pipeline	1,995
Kasachstan-China-Pipeline	10,092
Aktau (Machatschkala, Baku, Neka)	9,392
Eisenbahn über Russland	6,028
Gesamtexport	71,275

Quelle: Ministry of Oil and Gas of the Republic of Kazakhstan: Нефтяная промышленность („Erdölwirtschaft“), http://mgm.gov.kz/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=41&Itemid=63&lang=ru (2.5.2012).

Vor dem Hintergrund der darauffolgenden Entwicklung wurde klar, dass die von Nasarbajew beschriebene Transportsituation nicht nur kurz-, sondern auch mittelfristig andauern würde. Anfang April wurde vermeldet, dass die kasachische Regierung wegen der zu hohen Projektkosten endgültig

⁹⁴⁴ Die „Mini“-Version sah geringere Anfangsinvestitionen vor, die jedoch später ansteigen müssten. Die „Maxi“-Variante sah hohe Anfangsausgaben vor, die jedoch geringere Gesamtkosten berechnet auf die Projektlaufzeit bedeuten würden. Laut Berechnung von Wood-Mackenzie würde die Verzögerung der Inbetriebnahme von Phase II um zwei Jahre der kasachischen Regierung im Zeitraum 2013-17 zusätzliche Einnahmen von 400 Mio. USD/Jahr einbringen. Vgl. Maratov, A.: KMG head: Talks about postponement in beginning development of second phase of Kashagan field are premature, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.5.2011; Cost control key to Kashagan second phase – Mynbayev, in: Silk Road Intelligencer, 17.8.2010.

⁹⁴⁵ Sauar Mynbaev, kasachischen Minister für Öl und Gas, zit. in: Kazakhstan to hold up Kashagan approval due to cost – Minister, in: Silk Road Intelligencer, 1.2.2011.

⁹⁴⁶ Vgl. Orange, Richard: Shell shuts Caspian office, \$50bn Kashagan project on ice, in: The Telegraph, 24.5.2011; Kazakhstan considering delaying second phase of Kashagan development, in: Silk Road Intelligencer, 11.4.2011.

⁹⁴⁷ Zit. in: Kazakhstan to export „almost all“ oil via Russia – president Nazarbayev, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 18.3.2011.

einen dreijährigen Stopp für die Realisierung von Kashagan Phase II beschlossen hatte, wodurch sich der Beginn der Produktionsausweitung möglicherweise bis auf Anfang der kommenden Dekade verzögern könnte. Parallel wurde auch bestätigt, dass die Realisierung von KCTS prinzipiell vom Bestehen einer ausreichenden Produktionsbasis abhängen würde, worunter primär Kashagan Phase II zu verstehen war. *„If there is no volume, then, first of all, there will not be sufficient justification to create KCTS.“*⁹⁴⁸ Im selben Monat wurde ein multilaterales Treffen der an der Planung von KCTS beteiligten und an dessen Nutzung interessierten Unternehmen organisiert. Die kasachische Seite bekräftigte in dessen Verlauf lediglich die bereits bekannten Tatsachen, wonach die Verzögerung bei Phase II von Kashagan zwangsläufig auch zur Verschiebung im Zeitplan der Umsetzung des Transportsystems führen müsste. Nicht nur KCTS, sondern auch der von KMG präferierte Bau einer neuen Baku-Schwarzmeer-Pipeline sollte somit bis auf Weiteres lediglich auf Dokumentationsebene verbleiben.⁹⁴⁹

Im September deklarierte der aserbaidjanische Energieminister erneut, dass sein Land ausreichende infrastrukturelle Kapazitäten besäße, um im Rahmen des eurasischen Transportkorridors jährlich 20 Mt Öl aus Kasachstan bzw. anderen kaspischen Anrainerstaaten in den Westen zu leiten.⁹⁵⁰ Obwohl der Bau von KCTS in kurzfristiger Perspektive keine relevante Rolle mehr spielte, waren sowohl Baku als auch Astana an einer Ausweitung der Öllieferungen über den transkaukasischen Korridor interessiert. Aus kasachischer Sicht war jedoch entscheidend, dass dies unter effizienten Bedingungen erfolgen würde, was man auch durch ein bilaterales Protokoll mit Aserbaidjan zu bekräftigen versuchte. Dieses sah vor, dass nach dem Beginn der Förderung auf Kashagan (Phase I) im Jahr 2013 jährlich 5-7 Mt Öl aus Kasachstan über Aserbaidjan exportiert werden könnten. Hierzu sollten sowohl die BTC als auch die Eisenbahnroute nach Georgien genutzt werden.⁹⁵¹

Dass die kasachische Regierung im längeren Zeitraum weiterhin an der Errichtung des KCTS interessiert war, spiegelte sich in den im Oktober 2011 veröffentlichten mittelfristigen Projektionen der Förderentwicklung wider, die auch durch entsprechende Exportinfrastrukturpläne begleitet wurden. Demnach sollten im Jahr 2020 132,1 Mt produziert und 110 Mt exportiert werden.⁹⁵² Neben der Erweiterung der CPC auf 67 Mt/Jahr (davon 52,2 Mt für Kasachstan), der Kasachstan-China-Pipeline auf 20 Mt/Jahr und des Hafens Aktau auf 20 Mt/Jahr sollte auch am Bau von KCTS festgehalten werden. Bedarf an diesem System würde jedoch laut Regierungsangaben nicht vor 2018-19 bestehen. Da KCTS prinzipiell mit Phase II von Kashagan koordiniert werden sollte, die weitere Erschließung des Feldes von der Regierung jedoch aufgrund der enormen technischen Herausforderungen als kaum vorhersehbar bezeichnet wurde, konnten vorerst auch keine der Zeitangaben über seine Umsetzung als definitiv angesehen werden. Vor diesem Hintergrund sprach der kasachische Minister für Öl und Gas, S. Mynbaev, davon, dass *„so far one cannot speak of exact dates for the start of Phase 2. Eventually, however, extra volumes from Kashagan will be moved via the planned Kazakh Caspian Trans-*

⁹⁴⁸ Kaigerly Kabyldin, Präsident von KMG, zit. in: Maratov, A.: KMG head: Talks about postponement in beginning development of second phase of Kashagan field are premature, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.5.2011.

⁹⁴⁹ Vgl. Zhavoronkova, V.: KMG: Trans-Caspian system project depend on resource base, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.4.2011.

⁹⁵⁰ Vgl. Azerbaijan ready for transit of 20M tons of Caspian oil official, in: AssA-Irada, 29.9.2011.

⁹⁵¹ Vgl. Ismayilov, E.: Azerbaijan to consider competitive conditions for Kazakh oil transit, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 29.9.2011; Ismayilov, E.: Kashagan oil may be transported via Azerbaijan from 2013, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 29.9.2011.

⁹⁵² Vgl. Neff, Andrew: Oil and Gas Minister Says Kazakhstan's Oil Production, Exports to Surge Higher by 2020, in: IHS Global Insight, 5.10.2011.

*portation System.*⁹⁵³ Die neuesten Berechnungen gingen dabei von einem Kostenanstieg für KCTS auf 4,4 Mrd. USD aus, die jeweils zur Hälfte auf die Eskene-Kuryk-Pipeline und das transkaspische Transportsystem entfallen sollten. Der stellvertretende kasachische Ölminister, L. Kiinov, bestätigte schließlich im Dezember 2011, dass Phase II von Kashagan voraussichtlich im Jahr 2019 begonnen werden sollte, was gleichzeitig einen Richtwert für die Entwicklung von KCTS darstellen sollte.⁹⁵⁴

4.29 Zusammenfassende Betrachtung

Öllieferungen über das Kaspische Meer in Richtung Baku zur Versorgung lokaler Raffinerien wurden von Kasachstan bereits während der Sowjetzeit betrieben. Die Möglichkeit zur Nutzung Aserbaidschans als Ausgangspunkt einer weiterführenden Exportroute zum Weltmarkt hat sich für kasachische Produzenten jedoch erst nach dem Zusammenbruch der UdSSR eröffnet. Hierbei können zwei Transportkorridore unterschieden werden, deren Entwicklung und Beanspruchung im Untersuchungszeitraum durchaus unterschiedlich verlief: erstens die Route über Georgien zum Schwarzen Meer, zweitens über Georgien und die Türkei zum Mittelmeer.

Türkische Pläne zur Entwicklung einer Transportinfrastruktur, die sowohl Ziele der nationalen Energieversorgungssicherheit als auch in pantürkische Vorstellungen eingebettete strategische Interessen nach der Steigerung des regionalen Einflusses in dem durch den Rückzug Russlands kurzfristig entstandenem geopolitischen Machtvakuum im südlichen postsowjetischen Raum befriedigen sollte, wurden bereits in den ersten Monaten nach dem Zerfall der UdSSR entwickelt. Diese wurden einerseits vom aserbaidischen Streben nach einer politischen und wirtschaftlichen Emanzipation von Moskau reflektiert, gleichzeitig stießen sie jedoch auch auf das Interesse der kasachischen Führung, die sich vor der offiziellen Entscheidung über den Verlauf der Exportroute für Tengiz aus verhandlungstaktischen Gründen auf dem Papier alle Optionen offen halten wollte und sich langfristig im Einklang mit den Prinzipien ihrer multivektoriellen Exportpolitik prinzipiell ohnehin für die Entwicklung möglichst diversifizierter Exportkanäle aus der Region aussprach. Aus kommerziellen Gründen wurde dabei auf beiden Seiten des Kaspischen Meeres anfänglich auf die Möglichkeit gehofft bzw. darauf hingearbeitet, die Exporte zu bündeln und somit durch Skaleneffekte Baukosten zu sparen und bessere Transportbedingungen zu erzielen. Entsprechende Initiativen scheiterten jedoch letztendlich insbesondere an divergierenden strategischen Präferenzen involvierter politischer Akteure, teilweise aber auch an abweichenden ökonomischen Interessen der Unternehmen bzw. zeitlichen Anforderungen ihrer Förderprojekte. Die türkischen Infrastrukturpläne, die die Verlegung einer Pipeline zum bestehenden jedoch seit der sanktionsbedingten Schließung der Leitung aus dem Irak ungenutzten Exportterminal in Ceyhan bevorzugten sowie die von anderen Akteuren (inklusive OOC) bedachten Transportalternativen, die Exporte über den Kaukasus zu diversen Terminals an der Schwarz- oder Mittelmeerküste anvisierten, zeichneten sich dabei durch eine entscheidende Herausforderung aus, die ihre kurzfristige Umsetzung mit großer Unsicherheit verband. Die Lösung der Frage nach einer sicheren und (mit Rücksicht auf die amerikanische Iranpolitik) außenpolitisch akzeptablen Streckenführung über diesen durch zahlreiche Unruhen geprägten Raum stellte eine Herausforderung dar, die ohne das Engagement eines einflussreichen außenpolitischen Akteurs, der die ordnungspolitischen Kompetenzen der Türkei deutlich übersteigen würde, kaum zu bewerkstelligen war. Russland sah keinen Bedarf an der Unterstützung des Aufbaus einer konkurrierenden, gegen seine geopoliti-

⁹⁵³ Sauat Mynbaev, kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: Daly, Tom: Kazakhstan Maps Out Energy Challenges, in: Nefte Compass, 6.10.2011.

⁹⁵⁴ Vgl. Oil ministry: Kashagan second phase expected in 2019, in: Central Asia This Week, 9.12.2011. Daly, Tom: Kazakhstan Reveals 2020 Vision for 50% Leap in Oil Exports, in: International Oil Daily, 5.10.2011.

schen und geoökonomischen Interessen gerichteten Exportinfrastruktur und die USA, als einzige externe Macht, die für eine solche Aufgabe in Frage kamen und von Ankara dementsprechend diplomatisch umworben wurden, zeigten sich in den frühen 1990er Jahren aufgrund der russlandfreundlichen regionalen außenpolitischen Haltung nicht zu einem stärkeren Engagement im Kaukasus bereit. Letztendlich waren es jedoch die eindeutigen wirtschaftlichen Vorteile, bestärkt durch die geopolitisch bedingte Notwendigkeit der Rücksichtnahme auf russische Interessen, die Kasachstan und die an der Konzipierung der Exportroute für Tengiz beteiligten kommerziellen Akteure zur Entscheidung zu Gunsten der Option nach Noworossijsk bewegten. Obwohl die Nutzung der von Ankara und Baku bevorzugten Exportroute von kasachischer Seite zu einem späteren Zeitpunkt anvisiert wurde, sollte der Fokus vorerst auf der schnellstmöglichen Umsetzung der CPC-Pipeline liegen, deren Transportleistung (im voll ausgebauten Stadium) in Kombination mit den gegebenen Möglichkeiten des Transneft-Systems, das Exportpotenzial bekannter kasachischer Onshore-Vorkommen nahezu vollständig befriedigen konnte. Vor diesem Hintergrund blieb die Verwendung alternativer Transportkanäle, obgleich nur im Umfang eines auch in den meisten türkischen Plänen vorgesehenen sekundären Exportkorridors (d. h. für etwa 15 Mt/Jahr), nach kasachischer Auffassung durch die Entdeckung und Erschließung neuer Vorkommen bedingt und sollte somit erst in mittelfristiger Perspektive erfolgen. Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Entwicklung der CPC-Leitung und der restriktiven russischen Haltung beim Zugang zum Transneft-Netz, diente das alternative türkisch-aserbaidzhanische Vorhaben jedoch Chevron und in einem beschränkten Ausmaß auch der kasachische Regierung im Einklang mit dem Konzept der bestreitbaren Märkte, zwischenzeitig als verhandlungstaktisches Instrument gegenüber dem CPC-Konsortium und nicht zuletzt auch Moskau. Dies schien nach außen eine zeitlang durchaus die Hoffnungen auf eine eventuelle transportpolitische Umentscheidung zu wahren, obwohl die Exportprioritäten der Akteure auf kasachischer Seite im Kern sehr stabil blieben. An der bestehenden Präferenzlage konnte letztendlich auch das ab der Hälfte der 1990er Jahre gestiegene Interesse der USA am kaspischen Raum nichts ändern, die durch die Entwicklung einer in ein weitgefasstes gesamtregionales ordnungspolitisches Konzept eingebetteten infrastrukturellen Strategie, die Einbeziehung möglichst vieler ehemaliger Sowjetländer in westlich ausgerichtete Russland und den Iran umgehende Transportprojekte anvisierten. Festgehalten werden muss daher, dass das anschließende Werben um Kasachstans Teilnahme an der Baku-Ceyhan-Route einerseits auf kommerzielle Faktoren zurückzuführen war, die in der mangelnden aserbaidzhanischen Rohstoffbasis fußten, andererseits auf geopolitische Gründe, denn die US-Regierung sah in ihr sowohl ein Instrument zur politischen und wirtschaftlichen Souveränitätskonsolidierung der rohstoffreichen Nachfolgestaaten der UdSSR als auch der eigenen Machtprojektion in der Region.

Die zu beobachtende mangelnde Bereitschaft Kasachstans zur direkten Beteiligung am Baku-Ceyhan-Projekt ging auf mehrere Faktoren zurück. An erster Stelle kann der russische Widerstand gegenüber dieser Exportoption genannt werden, die als Bestandteil einer weitgefassten westlichen „Einkreisungs- und Penetrationsstrategie“ interpretiert wurde. Die anti-russische geopolitische Komponente, die dem Vorhaben von Beginn an anhaftete, wurde durch den aktiven Einstieg der USA in den regionalen Pipelinepoker nur noch verstärkt.⁹⁵⁵ Dies erschwerte Kasachstan eine direkte Teilnahme an

⁹⁵⁵ An dieser Stelle soll auf den Wandel der amerikanischen Einstellung gegenüber transkaspischen Pipelines zum Anschluss Kasachstans an die westliche Route hingewiesen werden. Wurden zu Beginn durchaus auch Lösungen bedacht, die Russland einschlossen (Verbindung von Aktau nach Machatschkala mit Weiterführung nach Baku oder Tiflis), sollte das Territorium des Landes laut den späteren Vorschlägen gänzlich gemieden werden. Dies ging sowohl auf die unkooperative Haltung Moskaus bei entsprechenden Projektvorstößen zurück als auch auf eine konzeptionelle Präzisierung der US-Pipelinestrategie. Griff diese anfänglich noch die vorliegenden

seiner Entwicklung und zwang Astana zu einem komplizierten Balanceakt zwischen den Positionen Washingtons und Moskaus. Dieser bestand darin, dass sich Astana im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie zwar auf keine konkreten Zusagen zur Beteiligung an einem Projekt einlassen konnte, das gegen die geopolitischen Interessen seines nördlichen Nachbarn verstoßen würde, jedoch gleichzeitig entsprechend der Balancing-Strategie die Schaffung einer diversifizierten Exportinfrastruktur aus dem kaspischen Raum präferierte und auch die BTC und das mit ihr einhergehende regionale Engagement der USA als Bestandteil seines strategischen Interesses nach einem durch außenpolitischen Pluralismus geprägten zentralasiatischen Raum betrachtete. Vor diesem Hintergrund wurde zwar die direkte Beteiligung des kasachischen nationalen Ölkonzerns, die auch mit dem Erwerb einer Transportquote und finanziellen Verpflichtungen einhergehen würde, abgelehnt, die Entscheidung über den Eintritt und die Inanspruchnahme der Infrastruktur den privaten Wirtschaftsakteuren jedoch offen gelassen, wodurch man sich der politischen Verantwortung zu entziehen versuchte. Eng verbunden mit der Entscheidung über die Nutzung der Pipeline war die Notwendigkeit zur Lösung der politisch behafteten Problematik des transkaspischen Transports. Die Wahl der passenden transkaspischen Anschlussoption war dabei für die Unternehmen keinesfalls frei, sondern sollte aus kasachischer Sicht den russischen Widerstand gegenüber Unterwasserpipelines respektieren. Parallel wurde auf politischer Ebene von Kasachstan im Einklang mit der außenpolitischen Bandwagoning-Strategie klar gemacht, dass die Nutzung der westlichen Transportrichtung nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zu Russland erfolgen würde. Astana strebte vor diesem Hintergrund kontinuierlich nach dem Ausbau der transportpolitischen Zusammenarbeit mit seinem nördlichen Nachbarn und der damit einhergehenden weiteren Steigerung der absoluten Transitmenge über das Transneft-Netz (Erweiterung der CPC, Atyrau-Samara, Abschluss eines langfristigen Transitvertrages), wodurch eindeutig signalisiert wurde, dass der Umfang des über alternative Kanäle exportierten Ölvolumens letztendlich von der russischen Kooperationsbereitschaft abhängen würde. Sogar die von der Türkei im BTC-Prozess instrumentalisierte Frage der Bosphorus-Belastung führte Kasachstan lediglich zu einer stärkeren Fokussierung der von Russland selbst vorgebrachten Konzepte zur Lösung des Problems (B-A-Pipeline). Gleichzeitig wurde sachlich darauf verwiesen, dass die erwarteten Produktionszuwächse das Transportpotenzial des russischen Netzes übersteigen und somit auch den Aufbau von Russland umgehenden Routen erfordern würden. Die kooperative kasachische Energiepolitik war zudem eingebettet in ein weitreichendes Geflecht politischer und wirtschaftlicher Initiativen (inklusive Integrationsprozessen), die das Land zum engen Partner Russlands machten und jegliche Bedenken über eine mögliche antirussische Haltung zerstreuen sollten. Astana versuchte dabei sogar eine Einbeziehung Russlands in das BTC-Projekt anzustoßen und weigerte sich gleichzeitig, an anti-russisch ausgerichteten politischen Initiativen teilzunehmen. Dieses Agieren sollte das russische Vertrauen und somit im Umkehrschluss auch die kasachische außenpolitische Handlungsfreiheit steigern. In der Tat akzeptierte Moskau die Position Astanas und signalisierte, trotz des Interesses an der Maximierung kasachischer Exporte über sein Territorium, dass es keinen Widerstand gegen die Beteiligung in Kasachstan tätiger Produzenten an der westlichen Pipelinerroute haben würde. Von der ablehnenden Haltung gegenüber transkaspischen Unterwasserleitungen, deren Bau durch die Instrumentalisierung der Frage des rechtlichen Status des Kaspischen Meeres von der Zustimmung aller Anrainerstaaten

türkischen Pläne auf, wurde in der Folgezeit eine Anpassung an die strategischen Interessen (Vermeidung Russlands) durchgeführt. Transkaspische Leitungen sollten somit entweder von Turkmenistan nach Baku oder direkt von Kasachstan nach Baku führen und somit den russischen Offshore-Sektor meiden.

abhängig gemacht wurde, erhoffte man sich dabei in Russland eine deutliche Limitierung des Transportvolumens auf dem transkaspischen Korridor und eine Bevorzugung eigener Routen.

Die kasachischen Bedenken gegenüber dem BTC-Projekt wurzelten aber auch in seinen kommerziellen Rahmenbedingungen und spiegelten somit *den pragmatischen Charakter der kasachischen Exportpolitik wider, die nicht um jeden Preis bzw. ungeachtet der Wirtschaftlichkeit der Route nach der Reduzierung der Abhängigkeit vom russischen Pipelinennetz bzw. nach „geopolitischer Diversifizierung“ strebte*. Insbesondere im Vergleich zum iranischen Korridor, der von kasachischer Seite lange als alternative Exportoption hochgehalten wurde, waren nicht nur die Baukosten, sondern auch die Vermarktungsmöglichkeiten der BTC weniger ansprechend. Die mangelnde kommerzielle Attraktivität der Leitung bestätigten sowohl die lange bestehende Präferenz zahlreicher aserbajdschanischer Produzenten zugunsten der Baku-Supsa-Variante als auch die Weigerung einzelner AIOC-Mitglieder dem Pipelinekonsortium (BTC Co.) beizutreten. Das als Bestandteil der Verhandlungsstrategie gegenüber Russland verwendete Argument, wonach die Wahl der Exportroute von den Unternehmen selbst getroffen werden sollte, diente Kasachstan im Umgang mit den staatlichen Befürwortern der BTC zugleich als Rechtfertigung der eigenen Zurückhaltung gegenüber dem Projekt. Das Interesse einiger kommerzieller Akteure an der Entwicklung der südlichen Route ermöglichte es Astana zudem zwischenzeitlich, gegenüber Washington durchaus souverän aufzutreten und zwang die US-Regierung zur größeren diplomatischen Aktivität, die letztendlich nicht nur die Umsetzung der BTC unterstützte, sondern auch zum Scheitern pipelinebasierter Initiativen zum südlichen Export der Kashagan-Produktion führte. *Kasachstan setzte die Balancing-Strategie somit nicht nur gegenüber Russland ein, sondern auch gegenüber Partnern, mit deren Hilfe es eigentlich die infrastrukturelle Abhängigkeit von Russland zu verringern bzw. die „geopolitische Diversifizierung“ voranzutreiben versuchte. Das Land verdeutlichte somit, dass es keinesfalls auf ein passives Objekt der in der Region handelnden Großmächte reduziert werden, sondern eine aktive Außenpolitik zur Maximalisierung eigener Vorteile und Wahrung nationaler Interessen führen wollte.*

Der nach außen als entscheidender Faktor präsentierte Grund, der letztendlich aus kasachischer Sicht eine frühe Beteiligung an der BTC verhinderte und der Regierung lange Zeit ein effektives Alibi gegenüber entsprechenden amerikanischen Forderungen verschaffte, lag im unzureichenden Produktionspotenzial des Landes, das bis zur Bestätigung des Kashagan-Vorkommens nur geringfügig über der Kapazität russischer Exportalternativen lag (unter der Bedingung der erfolgreichen Ausweitung der CPC). Gleichzeitig muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass Astana bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt Pläne für den Transport von jährlich 10 Mt (möglicherweise auch mehr) in Richtung Baku deklarierte, diese Volumen aber auf der kostenintensiveren Eisenbahnroute zum Schwarzen Meer befördern und sie nicht für die Auslastung der BTC zur Verfügung stellen wollte. An dieser Einstellung konnten weder die sich im Verlauf des Verhandlungsprozesses um die kasachische Beteiligung an der Pipeline reduzierte Erwartungshaltung der Befürworter bezüglich der Höhe der Ölein- speisung (von 20 auf 10 Mt/Jahr), noch die Vorschläge zum anfänglichen Transport kasachischen Öls per Tanker, wodurch Bedenken gegenüber Unterwasserleitungen umgangen werden sollten, etwas ändern. Dies bestätigte, dass das Land trotz des generellen Interesses an westlich ausgerichteten Exporten keine politische Verantwortung für die Entwicklung der BTC übernehmen wollte bzw. dies aus geopolitischen Gründen auch nicht konnte. Dies galt insbesondere, weil Russland mit dem Vorschlag zum Ausbau der Baku-Noworossiysk-Leitung lange eine eigene Präferenzroute im Spiel hatte, obwohl diese aufgrund geopolitischer Präferenzen der staatlichen Befürworter der BTC und negativer Erfahrungen der Produzenten mit Transneft kaum Erfolgsaussichten besaß. Auch die kasachische Entscheidung zugunsten von CNPC bei der Privatisierung von Aktobemunaigas und Uzenmunaigas und

somit explizit gegen Amoco oder Konsortien mit Beteiligung von Konzernen, die ebenfalls an der Konzipierung der aserbaidischen Hauptexportroute involviert waren (z. B. Unocal), verdeutlichte, dass Astana die Lösung der strategisch äußerst wichtigen Frage der Versorgungssicherheit des nationalen Binnenmarktes in Verbindung mit der Möglichkeit der Erschließung des chinesischen und möglicherweise sogar auch iranischen Exportkorridors, der Teilnahme an der BTC Vorrang erteilte. (Diese Prozesse werden im Kapitel V betrachtet.) Amoco arbeitete dabei nicht nur an pipeline- sondern auch tankerbasierten Plänen für den transkaspischen Export kasachischen Öls in Richtung Baku, die jedoch ohne eine eigene Reservenbasis keine Aussichten auf eine erfolgreiche Umsetzung besaßen. Obwohl das kasachische Produktionspotenzial bis zur Bestätigung von Kashagan zweifelsfrei limitiert blieb, verdeutlichen die genannten Beispiele, dass dieses Argument im breiteren politischen Kontext wahrgenommen werden muss.

Spätestens nach der Bestätigung der Reservenbasis von Kashagan stand das kasachische Produktionspotenzial jedoch außer Frage und die an dem Vorkommen beteiligten Konzerne mussten sich mit der Exportproblematik auseinandersetzen. Das letztendlich als Lösung für interne Differenzen innerhalb von AIOC bezüglich der bevorzugten Exportroute und die unzureichende Reservenbasis der ACG-Felder für die Auslastung der BTC entwickelte Konzept der MEPCO, eröffnete schließlich den Weg zur Einbeziehung in Kasachstan tätiger Produzenten in das Pipelineprojekt. Tatsächlich traten mehrere Kashagan-Partner der BTC Co. bei, wobei diese Entscheidung zumindest bei einigen ebenfalls durch den politischen Widerstand der US-Regierung gegenüber der iranischen Route sowie eigene Beteiligungen im aserbaidischen Ölsektor begünstigt wurde. Ein Teil der Produzenten präferierten wiederum aufgrund bestehender Beteiligungen an der CPC den Export in Richtung Noworosjsk. Die endgültige Entscheidung über die Hauptexportroute für das Feld stand zum Zeitpunkt der Gründung BTC Co. noch aus, da für die Evakuierung der Anfangsproduktion die bestehende Infrastruktur (inklusive BTC und erweiterte CPC) ausreichen sollte. Unter den betrachteten Hauptexportalternativen befanden sich aber sowohl Routen über Russland, den Kaukasus als auch in Richtung China, wobei für die Nutzung der transkaukasischen Route im großen Maßstab zuerst eine technische Lösung für den maritimen Streckenabschnitt gefunden werden musste. Die letztendliche Zuwendung Kasachstans und der Produzenten zum westlichen Korridor entwickelte sich kontinuierlich und muss auch im Kontext der herrschenden politischen Rahmenbedingungen gesehen werden. Das Verhalten Russlands gegenüber ausländischen Unternehmen im Rahmen seines Ölsektors, das sich konkret im CPC-Erweiterungsprozess widerspiegelte, führte dazu, dass sich die Kashagan-Partner, trotz der Vorteile durch Skaleneffekte bei der Bündelung der Exporte auf einer Route, nicht für den Bau einer Hauptexportpipeline über Russland entscheiden wollten. Die anfänglich bevorzugte Lösung sprach sich daher für den Export etwa der Hälfte der Kashagan-Produktion über das Kaspische Meer aus, wobei die andere Hälfte auf anderen Routen evakuiert werden sollte. Das transkaspische Transportprojekt wurde zu diesem Zeitpunkt primär als Lösung für den Export der Produktionsanteile der vier an der BTC Co. beteiligten Kashagan-Mitglieder Total, ENI, Inpex und ConocoPhillips wahrgenommen, die von KMG explizit als Partner bei der Entwicklung und Finanzierung des Systems gehandelt wurden. Die andauernde russische Blockade der CPC-Expansion führte jedoch in der Folgezeit zur Ausweitung der geplanten transkaspischen Transportkapazität, die nun auch für den Export der Produktionsanteile der an der BTC Co. nicht beteiligten Kashagan-Partner dienen sollte. Dies spiegelte sich nicht zuletzt auch in der aktiven Einbeziehung dieser Akteure in die Planung des Projektes wider (Rolle von ExxonMobile als Verhandlungsführer; die Kashagan-Gruppe wurde im Kontext der KCTS-Verhandlungen nun als G-6 bezeichnet, was auf die Beteiligung aller Akteure hinwies). Entscheidend war auch, dass das Transportsystem nicht mehr erst für den Export der Hauptproduktion des Feldes

(ab Phase II) eingesetzt werden, sondern wegen den Zweifeln an der rechtzeitigen Erweiterung der CPC nun bereits als Lösung für das „early oil“ fungieren sollte. Darüber hinaus sollte das Projekt auch für den Export von anderen Vorkommen in Kasachstan dienen. Hierbei spielte insbesondere Chevron bzw. TCO eine entscheidende Rolle. Der Produzent sah in dem Transportsystem nicht nur eine Option zur Überbrückung der angespannten Transportsituation bis zur Erweiterung der CPC bzw. für den Fall einer dauerhaften Blockierung des Projektes durch Russland, sondern auch eine langfristige Lösung für den Export der zukünftig anvisierten Produktionssteigerung auf Tengiz (Phase III bzw. Future Growth Project), die nicht mehr in die Erweiterte CPC aufgenommen werden konnte. Diese Faktoren hatten eine massive Ausweitung der geplanten technischen Kapazität des transkaspischen Exportpotenzials zur Folge, das im Falle der Realisierung etwa dem Potenzial der erweiterten CPC entsprechen sollte.

Der entscheidende Vorteil der eingeschlagenen maritimen Transportstrategie, die neben dem Bau von KCTS auch die Erweiterung des Hafens Aktau einschloss, lag aus kasachischer Sicht in der Möglichkeit zur Dynamisierung der Exportpolitik, die aufgrund der landgeschlossenen Lage des Landes durch den starren Pipelinetransport dominiert wurde. Im Fall des Ausbaus entsprechender Importterminals könnte das Kaspische Meer somit von einer geopolitischen Barriere zur Drehscheibe werden, welche die kasachischen Exporte flexibilisieren würde. Von Aktau und Kuryk können nämlich gleich drei der vier Exportvektoren angesteuert werden. Vor diesem Hintergrund wurde auch das transkaspische Transportsystem von kasachischer Seite in den Verhandlungen mit Aserbaidschan als gänzlich eigenständige Einheit angesehen, die nicht auf die Funktion eines Zulieferarms der BTC reduziert werden, sondern auch für Lieferungen an andere kaukasische Routen und bevorzugt auch in Richtung anderer Destinationen im Kaspischen Meer dienen sollte. Dies war folgerichtig, denn durch eine strikte Bindung von KCTS an die BTC würde nicht nur der größte Vorteil der maritimen Exportroute – die Möglichkeit zur flexiblen Wahl zwischen verschiedenen Weitertransportoptionen – verloren gehen, sondern die Entwicklung des Kashagan-Feldes und die Rahmenbedingungen des Ölexports von einer einzigen Pipelineroute abhängig gemacht werden, an der die Mitglieder des Kashagan-Konsortiums nicht einmal Bestimmungsmehrheit besaßen. Eine Instrumentalisierung dieser Abhängigkeit zur Subventionierung aserbaidchanischer Ölexporte wäre durchaus möglich.

Die Umsetzung des KCTS stagnierte in der Folgezeit jedoch aufgrund zahlreicher Differenzen zwischen den potenziellen Projektpartnern, wobei die durchaus logische konzeptionelle Aufteilung des Systems in einen maritimen und einen kontinentalen Teil die Komplexität der Verhandlungsführung zusätzlich erhöhte. Die Konfliktlinien im transkaspischen Projektabschnitt verliefen insbesondere zwischen Aserbaidschan auf der einen und Kasachstan und den Unternehmen auf der anderen Seite, wobei Letztere in einigen Bereichen (z. B. Proportionalität der Beteiligung zum Umfang der Transportmenge) durchaus auch divergierende Einstellungen gegenüber der kasachischen Position besaßen. Im kontinentalen Teil, von dem Aserbaidschan ausgeschlossen blieb, verliefen die Konfliktlinien sowohl zwischen der kasachischen Regierung und den Produzenten als auch zwischen den kommerziellen Akteuren untereinander. Dabei blieb auch die Position der kasachischen Seite nicht konstant und zeichnete sich durch wiederholte Richtungswechsel aus, die teils eine Aufsplitterung der Unternehmen bewirken sollten, meist jedoch lediglich auf divergierende Auffassungen innerhalb der kasachischen Elite und mangelnde Koordinierungsfähigkeit der in den Prozess involvierten staatlichen Organe hinwiesen. Generell kann bei beiden staatlichen Akteuren ein Streben nach Maximierung der Kontrolle über die Transportinfrastruktur beobachtet werden. Ziele dieses im Fall von Aserbaidschan insbesondere auf die Wahrung der Interessen im Tankertransportgeschäft ab, versuchte Kasachstan im Einklang mit dem auch in Produktionsprojekten zu beobachtenden Renationalisierungsstreben

(siehe auch Kapitel 5.3.11.1; 5.3.17.2) generell eine stärkere Kontrolle über den einheimischen Ölsektor zu gewinnen. Die Unternehmen versuchten wiederum, durch eine direkte Beteiligung am Projekt Mitspracherechte an seiner Konzipierung und Betreuung zu erlangen und somit langfristig kommerzielle Risiken zu verringern.

Im Einklang mit dem Konzept der bestreitbaren Märkte und der Idee möglichst flexibler maritimer Transporte führte die unnachgiebige Verhandlungsposition der aserbaidjanischen Regierung zusammen mit den weiterhin bestehenden Präferenzen einiger Privatakteure für Exporte über den Iran auf kasachischer Seite sogar zur Entwicklung der Idee eines separaten Terminals, der in der Wahl der Destinationen nicht zu Lieferungen in Richtung Baku verpflichtet wäre, so wie es das Abkommen über den transkaspischen Teil von KCTS vorsah. Die kasachische Seite versuchte jedoch ebenfalls, Druck auf die Produzenten auszuüben und zur Umsetzung eigener Ziele Koalitionen mit externen Akteuren (französisches Baukonsortium, japanische Unternehmen und Banken) einzugehen. Der Bedarf an Lieferverpflichtungen zur Auslastung der Infrastruktur gab den Unternehmen jedoch ein effektives Instrument in die Hände, das ein gänzlich eigenständiges Vorgehen der Regierung gegen ihre Interessen verhinderte.

Die Umsetzung von KCTS (und somit auch die Aufnahme *großvolumiger* kasachischer Exporte über die BTC) im Untersuchungszeitraum scheiterte schließlich an wiederholten Verschiebungen des Produktionszeitplans von Kashagan. Zusätzlich dazu erlaubte letztendlich auch der Beschluss zur Erweiterung der CPC-Pipeline die Rückkehr zum ursprünglichen Transportkonzept, wonach anfänglich lediglich auf bestehende Transportoptionen zurückgegriffen und das neue System erst im Zuge der deutlichen Steigerung der Förderung auf dem Feld eingesetzt werden sollte. Der Aufbau von KCTS sollte dabei laut aktuellen Regierungsplänen mit der zweiten Entwicklungsphase des Feldes koordiniert werden, deren Inbetriebnahme im Zeitraum 2018-19 erfolgen sollte. In diesem Zusammenhang können künftige Versuche der kasachischen Regierung zur Instrumentalisierung der Entscheidung über Kashagan-Phase II zur Umsetzung ihrer Vorstellungen über die Rahmenbedingungen der Transportinfrastruktur nicht ausgeschlossen werden. Ähnlich wie es teilweise bereits im Verlauf früherer Verhandlungen (2007-2008) über die Restrukturierung des Kashagan-PSAs geschah, kann durchaus damit gerechnet werden, dass die kasachische Seite ihre Zustimmung zur weiteren Entwicklung des Feldes an Zugeständnisse der Produzenten beim Bau bzw. der Beteiligung am KCTS zu knüpfen versuchen wird. Ungeachtet der Verzögerungen scheinen am Bedarf der Errichtung des transkaspischen Transportsystems derzeit (2013) keine Zweifel zu bestehen. Nicht nur die künftige Produktion von Kashagan, sondern auch die dritte Phase von Tengiz und die anstehende Erschließung einiger neuer Offshore-Vorkommen werden einen weiteren Infrastrukturausbau verlangen, wobei die Produzenten aufgrund der Erfahrungen mit Moskau im Rahmen des CPC-Prozesses wahrscheinlich den Bau neuer russischer Routen meiden werden. Auch die kasachische Regierung plant aktuell fest mit der Entwicklung des Projektes, obwohl seine genaue Kapazität neben der tatsächlichen Entwicklung des Produktionspotenzials des Landes grundsätzlich auch von der Kooperationsbereitschaft Russlands im Transportbereich abhängig gemacht wird. Besonders die Erfahrungen des russisch-georgischen Krieges, der keinerlei Auswirkungen auf die kasachische Ölexportplanung besaß, verdeutlichen dabei die langfristige strategische Bedeutung des westlichen Transportkorridors und des kasachischen Interesses an seiner Nutzung zur geopolitischen Diversifizierung der Ölausfuhren.

Ungeachtet der noch ausstehenden Umsetzung von KCTS kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass es bereits Einfluss auf die kasachische Transportsituation besaß. Das Bestehen der Möglichkeit zur Entwicklung einer großvolumigen transkaspischen Route und der Beteiligung Kasachstans an Exporten über die BTC wurde von kasachischer Seite im Verlauf des Untersuchungszeitraum mehrmals

erfolgreich für die Verbesserung der Transitbedingungen über das russische Pipelinenetz instrumentalisiert. Letztendlich muss im Einklang mit dem Konzept der bestreitbaren Märkte auch die russische Entscheidung zugunsten der CPC-Erweiterung, die mit dem Verzicht auf den parallelen Bau der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline einherging, auf die Fortschritte bei der Konzipierung der transkaspischen Route zurückgeführt werden. Insbesondere Chevron konnte aufgrund der verzweifelten Verhandlungssituation durch seine aktive Beteiligung am KCTS-Prozess sehr glaubhaft machen, dass es bereit war im Falle weiterer Verzögerungen die CPC-Erweiterung gänzlich fallen zu lassen. Die russische Position führte jedoch letztendlich auch dazu, dass der Konzern *derzeit* als Exportmöglichkeit für die künftige Erweiterungsphasen des Tengiz-Feldes mit der Nutzung des KCTS und nicht wie ursprünglich bedacht, mit einer weiteren Steigerung der CPC-Kapazität durch den Zubau eines neuen Stranges rechnet. *Obwohl die Instrumentalisierung der Möglichkeit zur geopolitischen Diversifizierung auf einer aus russischer Perspektive unerwünschten Route durchaus als Bestandteil der kasachischen Balancing-Strategie gegenüber Russland zu bewerten ist, muss gleichzeitig festgehalten werden, dass sie von Astana auf eine eher defensive Weise angewandt wurde.* Nicht nur, dass Kasachstan mit dem massiven Rückgriff auf diese Option erst in Augenblicken drohte, in denen die Transportsituation als äußerst kritisch zu bewerten war, das Land verwies zugleich weiterhin kontinuierlich darauf, dass der Umfang der Lieferungen auf Russland umgehenden Routen letztendlich von der Kooperationsbereitschaft Moskaus abhängen würde und respektierte sogar in seinen Diversifizierungsplänen im Endeffekt die von Russland gezogenen Grenzen (d. h. keine transkaspische Pipeline).

Hinsichtlich der Funktion externer Akteure im Rahmen westlich gerichteter kasachischer Diversifizierungsbestrebungen muss auf die entscheidende Rolle der USA in diesem Prozess hingewiesen werden. Washington besaß ungeachtet der fehlenden direkten Bedeutung Kasachstans für die Versorgung des amerikanischen Marktes aus explizit strategischen Gründen großes Interesse an seiner möglichst festen Integration in den eurasischen Transportkorridor. Dies spiegelte sich in Form der seit Mitte der 1990er Jahre kontinuierlich vorangetriebenen diplomatischen Initiativen wider, die durch Fördersummen für die Entwicklung von Projektstudien ergänzt wurden, deren Zielsetzung primär in der Entwicklung der transkaspischen Anbindung an die BTC bestand. Auch der anschließende Prozess um die Entwicklung des KCTS wurde maßgeblich durch die US-Administration begleitet, wobei die kasachische Seite aufgrund der kompromisslosen aserbaidjanischen Haltung wiederholt selbst explizit auf das diplomatische Einschreiten Washingtons drängte. Es war jedoch nicht nur die konstruktive Komponente der amerikanischen Außenpolitik, die sich im Werben zugunsten der westlichen Exportroute abzeichnete, sondern insbesondere auch die Schaffung und langfristige Aufrechterhaltung von negativen Rahmenbedingungen, welche die Entstehung der südlichen Transportoption limitierten, die letztendlich ausschlaggebend für die Entscheidung Kasachstans und der Produzenten für transkaspische Exporte in Richtung Baku waren. In der Tat zeigten vor dem Beitritt zur BTC Co. mehrere Kashagan-Partner Interesse an der iranischen Exportroute, sie mussten sich jedoch schließlich aus der aktiven Teilnahme an ihrer Entwicklung zurückziehen. Da der chinesische Vektor als Hauptexportlösung wirtschaftlich wenig attraktiv erschien und Russland sich durch sein Verhalten für private Produzenten selbst als verlässlicher Transitpartner disqualifiziert hatte, gelang es Washington somit, die einzige relevante Konkurrenzlösung zu eliminieren. Energieinfrastrukturpolitik stellte dabei aus Sicht der USA weitausmehr als nur die Lösung der Transportprobleme der Ölproduzenten in der Region dar, sondern war als Bestandteil einer gesamtkontinentalen Strategie mit klaren geopolitischen und geoökonomischen Zielsetzungen verbunden, die Mittels der Instrumentalisierung privater Wirtschaftsakteure erreicht werden sollten. Diese bestanden in der Beschränkung des russischen Einflusses durch die Stärkung der politischen und wirtschaftlichen Souveränität der neuen unabhängigen

Länder sowie der geoökonomischen Anbindung des kaspischen Raumes an die europäische Region, der Isolierung Irans, der gegen andere Großakteure auf dem eurasischen Kontinent gerichteten eigenen Machtprojektion im Kaukasus und Zentralasien und nicht zuletzt in der Diversifizierung der Angebotsseite des Rohölmarktes. Die BTC übernahm im Rahmen der Infrastrukturpläne Washingtons die Rolle eines zentralen geoökonomischen Instrumentes zur Unterstützung der Umsetzung dieser Ziele. Vor diesem Hintergrund strebte die US-Administration von Beginn an nach der direkten Beteiligung Kasachstans an der Pipeline, die idealerweise durch die parallel zum Bau des Überlandsegments zwischen Baku und Ceyhan stattfindende Verlegung eines Unterwasserabschnittes erfolgen sollte. Auch nachdem sich Kasachstan aus den bereits genannten Gründen gegen den Einstieg in das BTC-Projekt ausgesprochen hatte und ebenfalls kein Interesse an einer institutionellen Verknüpfung des transkaspischen Systems mit dem Überlandteil nach Ceyhan zeigte, wurde von Washington weiterhin die Option der Unterwasserpipeline gefördert. Deren Bau spielte aus Sicht der USA eine wichtige Rolle, da somit eine langfristige infrastrukturelle Fixierung Kasachstans auf den eurasischen Transportkorridor erreicht und eine flexible Gestaltung maritimer Lieferungen im Rahmen des tankerbasierten Exportsystems, das grundsätzlich auch die Belieferung russischer und iranischer Häfen ermöglichen und somit potenziell auch US-Interessen verletzen konnte, verhindert werden sollte.

Demgegenüber spielte die EU bei der Entwicklung der kasachischen Ölexportinfrastruktur keine aktive Rolle, obwohl zahlreiche europäische Konzerne an der Erschließung kasachischer Vorkommen beteiligt waren. Nicht nur weil der Kommission die dazu benötigten primärrechtlichen Kompetenzen fehlten und sie ihren Fokus somit gezwungenermaßen lange nahezu ausschließlich auf den eigenen Binnenmarkt richtete, das energiepolitische Interesse der Union galt auch nach der stärkeren Fokussierung energieaußenpolitischer Fragen in erster Hinsicht der Gasversorgung, was letztendlich auch von den Wirtschaftsakteuren bemängelt wurde. Die geringe sicherheitspolitische Relevanz der hohen Ölimportabhängigkeit der EU ging auf die Überzeugung über die ausreichende Diversifizierung der Ölbezugsstrukturen durch die Existenz eines flexiblen globalen Marktes und das Bestehen vergleichsweise gut funktionierender Krisenmechanismen zurück, da beide Faktoren in Kombination mögliche Lieferunterbrechungen vergleichsweise gut beherrschbar machten. Auch wenn im Untersuchungszeitraum durchaus eine gewisse Steigerung des Interesses am Ausbau der Ölinfrastruktur bzw. des politischen Eingreifens zu deren Unterstützung zu verzeichnen war, was maßgeblich durch die Erweiterung der Union um die von Russland im hohen Ausmaß abhängigen osteuropäischen Staaten sowie die Streitigkeiten zwischen Moskau und den Transitländern verursacht wurde, blieben die angestrebten Maßnahmen weiterhin geografisch und konzeptionell nur auf die Ausweitung der Importkapazitäten der EU beschränkt und boten somit keine Lösung für die aus kasachischer Sicht dringendere Problematik des Exports aus dem kaspischen Raum. Die Interessensdifferenzen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten, von denen viele weiterhin nach der Vertiefung der Energiebeziehungen mit Russland strebten und darin die effektivste Sicherheitsmaßnahme gegen mögliche Lieferunterbrechungen sahen, wogegen andere eher eine konfrontative Position einnahmen und neben der Diversifizierung der Bezugsstrukturen auch den Aufbau von Energiesicherheitsbündnissen bevorzugten, erschwerten dabei ein gemeinsames energieaußenpolitisches Handeln der EU und ließen sie auch im Bewusstsein der meisten regionalen Akteure nicht als einheitlichen Akteur auftreten. Sie verdeutlichten aber auch, dass zwischen den Interessen der US-Administration und der Europäischen Kommission bzw. zahlreicher insbesondere westeuropäischer Länder bezüglich der optimalen Versorgungsstruktur der Union aus geopolitischer Hinsicht erhebliche Unterschiede bestanden. Das Scheitern des von den EU-Mitgliedern noch in den frühen 1990er Jahren angestoßenen und über Jahre verhandelten Energiecharta-Prozesses unterstrich dabei, dass der Versuch der Institutionalisierung eines durch

strategische Überlegungen gezeichneten Politikfeldes in einem durch geopolitische Konkurrenzkämpfe geprägten geografischen Raum kaum Erfolgsaussichten besitzt.

Die zweite westliche Exportroute verlief von Baku über den Kaukasus zur georgischen Küste und verfügte somit für Lieferungen außerhalb des Schwarzmeerraums nicht über den größten Vorteil der BTC - der Möglichkeit zur Vermeidung der Bosphorus-Meenge. Anders als die Verbindung nach Ceyhan, die hauptsächlich strategische Zielsetzungen staatlicher Akteure reflektierte, entsprach diese Route eher den Interessen kommerzieller Akteure und wurde von ihnen daher auch ohne politischen Druck vorangetrieben. Ein weiterer Unterschied zur BTC bestand darin, dass, obwohl die Inanspruchnahme der transkaukasischen Route durch die Modernisierung und Anpassung der noch aus Sowjetzeiten bestehenden Hafenanlagen bedingt war, womit u. a. auf die Auswirkungen der Meeresspiegelschwankungen und der über Jahre vernachlässigten Wartungsarbeiten reagiert werden musste, die Nutzer auf dem maritimen Streckenabschnitt wegen der beschränkten Exportvolumen grundsätzlich auf die bestehende Infrastruktur (inklusive Tanker) zurückgreifen konnten. Anders als die Mittelmeerpipeline war sie somit nicht an die Entwicklung eines neuen, kostspieligen und möglicherweise durch politische Widerstände begleiteten transkaspischen Transportsystems gebunden.

Nach dem Einstieg von Chevron in das Tengiz-Feld und der Entscheidung zugunsten der Leitung nach Noworossijsk als künftige Hauptexportroute für das Vorkommen, sah sich der US-Konzern für die Evakuierung der Produktion bis zu ihrer Inbetriebnahme zur Entwicklung kurzfristiger Transportalternativen gezwungen. Aufgrund der russischen Haltung bei der Vergabe von Transitquoten, wodurch die ursprünglich angedachte Nutzung des Transneft-Netzes auf ein unzureichendes Niveau limitiert wurde, und den physischen Beschränkungen sowie hohen Kosten der Eisenbahnlieferungen in Richtung der Terminals am Schwarzen Meer und im Baltikum, mussten von Chevron auch nichtrussische Optionen berücksichtigt werden. Anfänglich schien der Konzern dabei auf Initiative der kasachischen Regierung zumindest für einen Teil seiner Produktion zu Exporten auf Swap-Basis über den Iran zu inklinieren und wurde auch in entsprechende kasachisch-iranische Verhandlungen involviert. Diese Route galt sowohl aus Sicht der kasachischen Regierung als auch der meisten privaten Akteure als kostengünstigste Exportalternative, da sie auf eine bereits bestehende Pipelineinfrastruktur zurückgreifen konnte. Die seit Anfang des Jahres 1995 verschärfte amerikanische Sanktionspolitik gegenüber dem Iran verhinderte jedoch effektiv die Beteiligung von US-Unternehmen an dem Swap-Geschäft (siehe Kapitel 6.3; 6.7) und bewegte Chevron zur Nutzung des transkaukasischen Korridors. Die in diesem Zusammenhang eingegangenen Aktivitäten stellten lange eine ausschließlich private Initiative Chevrons dar, da die kasachische Seite zu diesem Zeitpunkt weiterhin den iranischen Swap-Korridor präferierte (auch für den Export ihres Anteils der Tengiz-Produktion) und hierzu sogar entsprechende Verhandlungen führte. Der US-Konzern verfolgte im Kaukasus anfänglich durchaus ambitionierte Pläne, die weit über das Ausmaß der Nutzung der bestehenden jedoch maroden Eisenbahnstrecke reichten und die Schaffung einer eigenständigen Pipelineverbindung anvisierten. Die unverhältnismäßig hohen Kapitalausgaben, die für die Rekonstruktion der heruntergekommenen Leitungsegmente benötigt wurden, verringerten für Chevron aber die wirtschaftliche Attraktivität des Vorhabens, insbesondere weil die Route spätestens nach der Inbetriebnahme der CPC prinzipiell nur als „Reserve“ dienen sollte. Die Ölexporte über den Kaukasus beschränkten sich somit in der Folgezeit auf die Eisenbahnoption. Deren reguläre Aufnahme im Jahr 1997 (Tests seit Oktober 1996) stellte für Kasachstan gleichzeitig die Etablierung der ersten Russland gänzlich umgehenden Verbindung zum Weltmarkt dar. Bei ihrer Entwicklung konnte dabei keine Zusammenarbeit zwischen den in Kasachstan und Aserbaidschan tätigen privaten Ölkonzernen aufgebaut werden. Spielten anfänglich unterschiedliche Zeitpläne bei der Entwicklung der Vorkommen eine wichtige Rolle, sprach sich AIOC

in der Folgezeit aufgrund des Interesses an der Aufrechterhaltung der Ölqualität explizit gegen die Beanspruchung der Baku-Supsa-Leitung durch kasachische Produzenten aus.

Die Nutzung der Eisenbahnroute durch Chevron, die mit einem kontinuierlichen Infrastrukturausbau verbunden war, lockte in der Folgezeit auch weitere kasachische Produzenten an, die wegen bestehender Engpässe auf russischen Routen bzw. der andauernden unkooperativen Haltung Moskaus bei der Vergabe von Transitquoten ebenfalls auf Alternativen angewiesen waren. Nach dem Rückzug von Chevron in Folge der Inbetriebnahme der CPC-Pipeline (Ende 2001) erlebte der Korridor aber dennoch einen deutlichen Einbruch. Dieser war nur Teilweise durch die Entspannung der Transportlage, sondern maßgeblich durch die vorhandenen inhärenten Misstände zu erklären war. Die mangelnde Zuverlässigkeit der Eisenbahnlieferungen, sicherheitspolitische Probleme, intransparente Strukturen und überhöhte Tarife verringerten die Wettbewerbsfähigkeit transkaukasischer Lieferungen im Vergleich zu den beiden weiteren zwischenzeitlich von Aktau per Tanker zu erreichenden Transportalternativen (Machatschkala seit 2000, Neka seit 2002). Die zunehmende Monopolisierung der kommerziellen Strukturen verschlechterte in der Folgezeit nur noch zusätzlich die ökonomischen Rahmenbedingungen. Dies führte dazu, dass der Lieferumfang auch im Zuge der erneuten Anspannung der kasachischen Transportlage in Folge der Verzögerungen bei der CPC-Erweiterung hinter dem eigentlichen Potenzial des Korridors zurückblieb und zu keiner Zeit das von kasachischer Seite noch in den 1990er Jahren angestrebte Niveau von 10 Mt/Jahr erreichte. Die aserbaidzhanische politische und wirtschaftliche Elite war dabei maßgeblich an den Misständen beteiligt, da sie das Öltransportgeschäft als Möglichkeit zur eigenen Selbstbereicherung ansah und somit nicht an der Gründung eines transparenten Wettbewerbsumfelds interessiert war. Der Eisenbahnkorridor spiegelt somit nicht nur die in den postsowjetischen rohstoffreichen Ländern weit verbreitete Rentiermentalität wider, sondern kann sogar als ein im Rahmen einer „capture economy“ durch Kooperation staatlicher und kommerzieller Akteure verwaltetes Rentier-Instrument angesehen werden. Mangelnde Transparenz, Zugangsbarrieren und abgezweigte Gewinne führen dazu, dass die Kapazität, Verlässlichkeit und Auslastung der Infrastruktur nicht entsprechend verbessert werden konnten und die Attraktivität der Route allgemein gering blieb. Obwohl der erneute Einstieg Chevrons in den Korridor Ende 2008 zum spürbaren Anstieg des Transportvolumens führte, unterstrich die Tatsache, dass der Konzern deutlich mehr Öl per Eisenbahn in die Ukraine beförderte, dass die transkaukasische Eisenbahnroute aufgrund der dort herrschenden Bedingungen nur seine zweite Wahl darstellte. Die Schließung der Exportroute nach Neka (Juni 2010; Kapitel 6.19) und die beschränkte Kapazität der Machatschkala-Noworossijsk-Verbindung könnten bis zur Ausweitung der Pipelinekapazitäten (insbesondere CPC) dennoch zur stärkeren Beanspruchung des transkaukaschen Korridors führen.

Die auf der Route bestehenden Rahmenbedingungen, die letztendlich mit deutlichen Transportmehrkosten einhergingen und somit die kasachischen Renteneinnahmen verringerten, widersprachen verständlicherweise den Interessen Astanas und führten folglich zur Entwicklung von Plänen zum Bau einer eigenständigen Pipelineverbindung für die Beförderung kasachischen Öls. Der Widerstand von AIOC zur Beteiligung Kasachstans an der Nutzung der Baku-Supsa-Leitung spielte bei der Konzipierung dieses Infrastrukturvorhabens eine entscheidende Rolle. Die auswärtige Expansion von KMG, das durch die Übernahme von Rompetrol im Jahr 2007 erstmalig eigene Raffineriekapazitäten auf europäischen Boden erwarb, steigerte das strategische Interesse der kasachischen Seite an der Etablierung einer möglichst wirtschaftlichen und unter eigener Kontrolle stehenden Exportverbindung in Richtung Europa. Die Pläne wurden auch von privaten Akteuren mitgetragen, insbesondere von denen ohne Beteiligung an der BTC. Diese wollten nicht durch die Beschränkungen einer Pipeline, auf deren Betrieb sie keinen Einfluss nehmen konnten, limitiert werden. Die Berechtigung dieser

Initiative wurde durch Probleme bei der Nutzung der BTC für Exporte von Chevron einschlägig unterstrichen. Obwohl es dem Konzern gelang, Lieferungen über die Pipeline zu etablieren, blieben diese aufgrund der Qualitätsbestimmungen in ihrem Umfang geringer als ursprünglich erwartet und mussten letztendlich aufgrund unterschiedlicher Tarifvorstellungen nach nur fünfzehnmonatigem Bestehen eingestellt werden. Das kasachische Interesse am Bau einer neuen Leitung korrelierte aber nicht mit aserbaidischen Vorstellungen. Denn Baku befürwortete primär die Auslastung vorhandener freier Pipelinekapazitäten und besaß auch Interesse an der Nutzung seines Terminals in Kulevi. Zusätzlich dazu zeichnete sich die transkaspisch-transkaukasische Ölexportroute in den letzten Jahren des Untersuchungszeitraums durch eine zunehmende Konkurrenz zwischen aserbaidischen und kasachischen kommerziellen Interessen aus, was auch Auswirkungen auf die Kontinuität und den Umfang der Lieferungen hatte. Der Wettbewerb kann sowohl auf dem maritimen Streckenabschnitt als auch bei der Nutzung der Verladeanlagen in Georgien beobachtet werden, wobei beide Parteien nach der Maximierung ihrer Beteiligung am Transportgeschäft strebten. Gleichzeitig gingen sie gemeinsam gegen mögliche Konkurrenten vor, was die Etablierung eines Wettbewerbsumfeldes verhinderte und letztendlich auch negative Auswirkungen auf die Transportkosten besaß. Ungeachtet des weit hinter den Erwartungen gebliebenen Transportumfangs, spielte der transkaukasische Eisenbahnkorridor für kasachische Produzenten eine wichtige Rolle und seine Etablierung kann daher als Erfolg der kasachischen Exportpolitik gewertet werden. Er steigerte die Transportkapazität aus der kaspischen Region und trug zur geopolitischen Diversifizierung der Exportrouten bei. Dies verbessert langfristig die Investitionsaussichten, senkt die allgemeinen Transportrisiken und hat auch positive Auswirkungen auf die Transportgrenzkosten aus Kasachstan. Eisenbahnlieferungen bieten dabei vor allem Produzenten mit Ölsorten mit besonderen Qualitätsmerkmalen Vorteile, die die höheren Beförderungskosten gegenüber einigen Pipelinerouten teilweise ausgleichen können. Wichtig ist auch die Rolle des Korridors als „Reserveroute“, die im Fall eingeschränkter Möglichkeiten zur Nutzung anderer Exportalternativen reaktiviert werden kann. Diese Funktion wurde insbesondere von Chevron genutzt (1997-2001; seit 2008).

„Central Asia is the thickest piece of cake given to the modern Chinese by the heavens.“¹

V Der östliche Exportvektor

Die Idee von Pipelines, die die zentralasiatischen Energievorkommen mit dem dynamischen fernöstlichen Markt verbinden und somit zur Diversifizierung dortiger Versorgungsstrukturen beitragen würden, stand bereits kurz nach dem Zerfall der UdSSR auf der politischen Tagesordnung. Die frühen Pläne fokussierten jedoch nicht Öl und auch nicht China als potenziellen Absatzmarkt, sondern sollten primär die Belieferung Japans und gegebenenfalls Südkoreas mit Erdgas aus Turkmenistan ermöglichen. Dieses sollte durch eine etwa 6.000 km lange Leitung über Usbekistan, Kasachstan und China bis an die Küste des Gelben Meeres befördert, dort verflüssigt und als LNG in Tankern weiter transportiert werden. Sogar die Möglichkeit des Baus einer Unterwasserpipeline nach Japan mit einer Festlandpassage über Südkorea wurde in Betracht gezogen, wobei die Gesamtlänge dieses Transportsystems etwa 8.000 km betragen würde. Bereits im Laufe des Jahres 1992 fanden erste Treffen von Vertretern der Industrie statt, bei denen die Voraussetzungen zur Realisierung des Projektes besprochen wurden.² Ähnliche Pläne wurden im Jahr 1994 auch bezüglich des Baus einer Leitung vorgestellt, die usbekisches Erdgas über Kasachstan und China an die fernöstliche Küste befördern sollte.³ Kasachstan nahm in diesen Erwägungen aufgrund der Lokalisierung seiner Gasreserven im westlichen Teil des Landes und der Position als Nettoerdgasimporteur grundsätzlich nur die Rolle eines Transitkorridors ein und wurde nicht primär als Rohstofflieferant berücksichtigt.

5.1 Kasachische Pläne zum Bau einer West-Ost-Pipelineverbindung

Die kasachische Regierung sah sich vor dem Hintergrund der restriktiven russischen Haltung bei der Vergabe der Transitquoten für das Transneft-Netz und der ohnehin beschränkten Aufnahmekapazität bestehender Leitungssysteme früh zur Planung alternativer Transportmöglichkeiten gezwungen. Neben der Erweiterung der Exportkapazität, die als Voraussetzung für die ausländische Investitionsbereitschaft, die Expansion der einheimischen Ölförderung und damit auch die langfristige Sicherung stabiler Renteneinnahmen galt, fiel bei der Konzipierung von Transportmöglichkeiten in Richtung Osten aber auch ein weiterer Faktor entscheidend ins Gewicht. Anders als bei den verbleibenden Exportvektoren spielte für die politische Führung in diesem Fall nämlich ebenfalls das Streben nach der

¹ Liu Yazhou, General der chinesischen Volksarmee (People's Liberation Army), zit. in: Wong, Edward: China expanding its clout in Central Asia; Beijing sees opportunities for trade and security along its western frontiers, in: The International Herald Tribune, S. 3, 3.1.2011.

² Am 11. Dezember 1992 kam es hierzu zum Treffen zwischen Vertretern von Turkmengaz, der japanischen Mitsubishi Corp. und der chinesischen Öl- und Gasindustrie. Die geplante Leitung sollte 30 Mrd. m³/Jahr befördern können, wobei an der chinesischen Küste Verflüssigungsanlagen mit einer Kapazität von 10 Mt/Jahr errichtet werden sollten. Die Projektkosten wurden zu der Zeit auf 12 Mrd. USD geschätzt. Bereits im Verlauf des Jahres 1993 sollte die Machbarkeitsstudie vorgelegt werden und die anschließenden Bauarbeiten sollten etwa vier Jahre dauern. Das Projekt stagnierte jedoch in der Folgezeit. Vgl. Construction of pipeline linking Turkmenistan, China and Japan under discussion, in: BBC Summary of World Broadcasts, 18.12.1992; Japanese Mitsubishi corporation reportedly to assist Turkmen gas pipeline via China (Turkmenskaya Iskra), in: BBC Summary of World Broadcasts, 3.2.1995; In Asian Natural Gas Pipeline Study Exxon Affiliate Joins CNPC, Mitsubishi, in: Canada Newswire, 21.8.1995.

³ Vgl. Shaikh, Habib: Uzbekistan, a new land for Saudi investors, in: Moneyclips, 1.4.1994.

Verbesserung der Versorgungssicherheit des eigenen Binnenmarktes eine maßgebliche Rolle. Tatsächlich waren es in erster Hinsicht gerade innenpolitische Beweggründe, die kasachische Überlegungen über den Ausbau des internen Pipelinenetzes in östliche Richtung beflügelten.

Das noch zur Zeit der sowjetischen Planwirtschaft aufgebaute System gliederte sich in drei unabhängige Einheiten (Abbildung 45),⁴ was u. a. dazu führte, dass zwei der drei Landesraffinerien an das sibirische Transportnetz angeschlossen und somit gänzlich (Pawlodar) bzw. zum Großteil (Schymkent) auf Erdöllieferungen aus Russland angewiesen waren.⁵ Der nach dem Zerfall der UdSSR einsetzende Kollaps der interrepublikanischen Austauschbeziehungen führte jedoch zur Neustrukturierung des zuvor einheitlichen Marktes. Der den wirtschaftlichen Zusammenbruch begleitende Nachfragerückgang trug im gesamten postsowjetischen Raum zum Entstehen enormer freier Raffineriekapazitäten und somit auch zum Kampf um Absatzmöglichkeiten und Marktanteile bei. Vor allem sibirische Großraffinerien, denen der einheimische Markt keine Möglichkeit zur Veräußerung ihrer gesamten Produktion bot und diese wegen der Entfernung nach Europa auch nicht zu konkurrenzfähigen Preisen exportiert werden konnte, sahen in Kasachstan eine willkommene Absatzmöglichkeit. Die Wettbewerbssituation wurde ferner durch diskriminierende russische Preispraktiken bei der Belieferung kasachischer Raffinerien mit Rohöl verschärft.⁶ Wiederholt auftretende Zahlungsschwierigkeiten und das unflexible Quotenzuteilungssystem von Transneft verschlechterten zusätzlich die Versorgungslage kasachischer Verarbeitungsanlagen, deren Produktpalette darüber hinaus nicht die Binnen nachfrage nach leichten Ölerzeugnissen befriedigen konnte. Das Land war somit sowohl auf Rohöl als auch Ölproduktimporte aus Russland angewiesen, auf deren Preis es jedoch keinen Einfluss nehmen konnte.⁷ Vor diesem Hintergrund strebte die kasachische Führung bereits kurz nach dem Erlangen der politischen Selbständigkeit auch nach Unabhängigkeit bei der Produktion und Versorgung des Landes mit Ölprodukten.⁸ Hierzu war neben der Umstrukturierung der Raffinerien insbesondere der Ausbau des Binnenpipelinenetzes zur Integration der bestehenden getrennten Öltransportsysteme erforderlich, was letztlich die Belieferung östlicher Landesteile mit Erdöl aus den westlichen Produktionsgebieten ermöglichen sollte. Bereits im Verlauf des Jahres 1992 wurden daher Pläne zum Bau einer 1.035 km langen Leitung von Westkasachstan (Atyrau) nach Kumkol diskutiert, die nach Schätzungen der Regierung etwa 200 Mio. USD kosten würde.⁹ Die wesentlichste Herausforderung dieses Vorhabens stellte seine Finanzierung dar. Da es sich um ein Projekt zur Versorgung des Binnenmarktes handelte, wo das Ölpreisniveau deutlich unter dem Weltmarktwert lag, stellte es für ausländische Unternehmen keine attraktive Alternative zum Bau von Exportleitungen dar. Im Februar 1993 forderte somit Nasarbajew in seiner Ansprache an die kasachische Union der Industrie und Arbeitgeber, dass sich einheimische Wirtschaftsakteure selbst finanziell am Bau der „Westkasachstan-

⁴ Uzen-Atyrau-Samara-Pipeline; Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline, die weiter nach Chardzhou (Turkmenabad) führt; Kenkiyak-Orsk-Pipeline. Vgl. Kasachstan investiert in Ölpipelines, in: Länder und Märkte, BFAI, 25.10.2002.

⁵ Die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline war über die Kumkol-Karakoin-Abzweigung mit zentralkasachischen Erdölvorkommen (Turgay Bassin; wichtigstes Feld ist Kumkol) verbunden. Dies ermöglichte zumindest eine Teilversorgung (zu etwa 30 Prozent) der Raffinerie in Schymkent mit einheimischem Öl.

⁶ Zwischen Russland und Kasachstan bestand zwar ein Abkommen über Preisparität im gegenseitigen Ölhandel, jedoch wurde diese nicht respektiert. Das Problem wurde dadurch verschärft, dass viele russische Öllieferanten gleichzeitig eigene Raffinerien besaßen, woraus sich Interessenskonflikte ergaben.

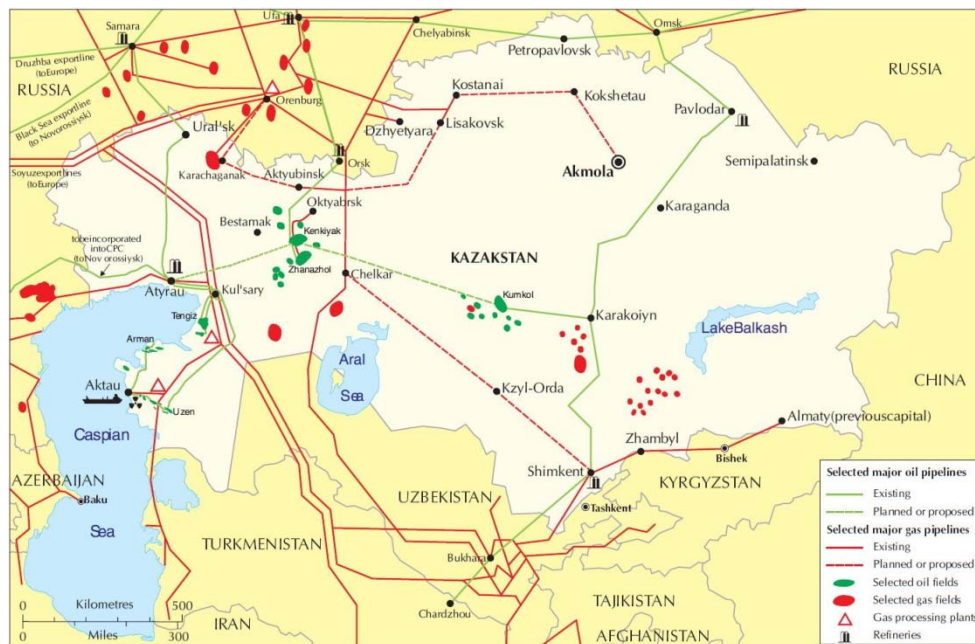
⁷ Vgl. Former Soviet Union's refining sector faces big shakeout, in: Oil & Gas Journal, S. 21, 22.11.1993.

⁸ Vgl. Nazarbayev addresses parliament on the problems of transition to the market (Kazakh TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.10.1993.

⁹ Vgl. Kazakhstan plans to open new blocks: First Offerings Set for December, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 223, S. 3, 16.11.1992.

Kumkol-Pipeline“ beteiligen sollten, wobei er gleichzeitig ihre enorme Bedeutung für die Versorgungssicherheit und künftige ökonomische Entwicklung des Landes unterstrich. „Kazakhstan will win oil independence [and will eventually] dictate its own prices of petroleum products.“¹⁰

Abbildung 45: West-Ost-Pipeline (Westkasachstan-Kumkol-Pipeline)



Quelle: IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 24; eigene Bearbeitung.

Die kasachische Industrie verfügte zu dieser Zeit jedoch kaum über finanzielle Kapazitäten, um ein solches Projekt unterstützen zu können. Gespräche über die Möglichkeiten seiner Finanzierung wurden daher noch im selben Jahr auch mit der japanischen Eximbank aufgenommen.¹¹ In diesem Zusammenhang wurde von japanischer Seite auch der Vorschlag zum Bau einer Exportverbindung zur chinesischen Küste gemacht, von wo das Öl auf den gesamten fernöstlichen Markt, bevorzugt Japan, gelangen und die überproportionale Importabhängigkeit vom Persischen Golf senken könnte. Japanische Offizielle führten hierzu anschließend Sondierungsgespräche mit kasachischen Vertretern und Chevron über die Speisung der Leitung aus dem Tengiz-Feld. Die Transportpräferenz für Tengiz-Öl war jedoch sowohl auf Seiten der kasachischen Regierung als auch Chevrons eindeutig zugunsten eines Terminals am Schwarzen Meer ausgerichtet, wobei von den privaten Produzenten ohnehin große Zweifel an der Wirtschaftlichkeit der östlichen Transportroute erhoben wurden.¹² Da Tengiz zum damaligen Zeitpunkt das einzige kasachische Vorkommen darstellte, das die Auslastung einer Exportpipeline großen Durchmessers gewährleisten konnte, hatte die ablehnende Haltung gleichzeitig prohibitive Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit japanischer Vorschläge. Die Priorität auf kasachischer Seite blieb somit beim Bau des Binnenabschnittes, an dem aufgrund eigener finanzieller Engpässe weiterhin die Beteiligung ausländischer Investoren angestrebt wurde. Im Verlauf des Jahres

¹⁰ Zit. in: Kazakhstan's president meets industrialists, calls for oil independence, in: Interfax news agency, 22.2.1993.

¹¹ Vgl. Japanese Bank in talks on financing Kazakh engineering projects (Kazakh TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 11.2.1994.

¹² Vgl. Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President; in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.

1994 wurde hierzu auf Paritätsbasis das kasachisch-türkische JV Kazfen¹³ gegründet, das ein Exklusivmandat für die Leitung des Projektes zum Bau der West-Ost-Pipeline erhielt, deren geschätzte Kosten zu dieser Zeit bereits auf etwa 600 Mio. USD angehoben wurden.¹⁴ Im selben Jahr signalisierte auch das japanische Unternehmen Sumitomo im Rahmen seiner Bestrebungen zum Einstieg in den kasachischen Raffineriesektor ein gewisses Interesse an der Beteiligung an der Umsetzung der Pipeline. Aus Sicht der kasachischen Führung, die primär Interesse an der innenpolitischen Komponente des Projektes besaß (d. h. Transport von West nach Ost), könnte somit im Grunde aber ebenfalls eine alternative Exportmöglichkeit für Produzenten in Westkasachstan entstehen, denn es wären nicht nur Lieferungen nach Schymkent, sondern auch der Weitertransport über die bestehende Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline nach Russland möglich. Aus Sicht der an der Erschließung der im zentralen Kasachstan liegenden Kumkol-Felder interessierten ausländischen Investoren war jedoch weniger die Möglichkeit der Lieferungen an Schymkent oder Pawlodar aus Westkasachstan anziehend, sondern vielmehr das Potenzial der Leitung, bei Nutzung im umgekehrten Modus, eine alternative Exportroute in westliche Richtung zu werden. Die zentralen Lagerstätten würden somit erstmals eine Anbindung an das Leitungssystem in Kenkiyak erhalten, das Lieferungen an die russische Raffinerie in Orsk ermöglichte. Im Falle ihrer weiteren Verlängerung nach Atyrau könnten auch Exporte über die Atyrau-Samara-Pipeline oder den Hafen Aktau erfolgen.¹⁵

Die enorme strategische Bedeutung des Westkasachstan-Kumkol-Projektes für die kasachische Führung wurde auch dadurch unterstrichen, dass es Bestandteil des vom neuen Energieminister, N. Balgimbajew, Ende 1994 vorgelegten Planes zur Restrukturierung und Modernisierung der kasachischen Öl- und Gasindustrie mit einem Gesamtumfang von 6,6 Mrd. USD war.¹⁶ Um die technischen und wirtschaftlichen Parameter der Leitung zu bestimmen, wurden von Kazfen im Verlauf des Jahres 1994 Untersuchungen und Machbarkeitsstudien bei der deutschen ILF Consulting Engineers in Auftrag gegeben, die diese in Zusammenarbeit mit dem kasachischen Ölforschungszentrum KazNIIpneft erstellte. Im Frühjahr 1995 wurden die Projektdetails vorgestellt.¹⁷ Geplant war, in der ersten Phase eine 785 km lange Pipeline von Kumkol nach Kenkiyak zu verlegen. Hiermit sollte die Versorgung der Raffinerie in Schymkent mit Öl aus den Feldern der Aktjubinsk-Region ermöglicht werden. In der zweiten Phase sollte eine 410 km lange Verbindung zwischen Kenkiyak und Atyrau entstehen, wo Öl aus den Rohstoffreichen Küstengebieten eingespeist werden konnte. Die erste Stufe sollte bereits im Februar 1998 in Betrieb gehen, die zweite im Jahr 2003 folgen. Die Gesamtprojektkosten des Systems wurden auf 1,1 Mrd. USD veranschlagt. Seine Anfangskapazität sollte 10 Mt/Jahr betragen und später bei Bedarf auf 23 Mt/Jahr ausgebaut werden können.¹⁸ Die Untersuchungen von ILF zeigten eben-

¹³ Zwischen der nationalen Ölgesellschaft Munaigaz und der türkischen Tekfen Construction.

¹⁴ Vgl. Special Report: Construction, in: Middle East Economic Digest, S. 23, 22.3.1996.

¹⁵ Vgl. Dimov, Ivan: Japanese Invest In Kazakhstan's Oil Sector (Delovoi Mir, No. 259, S. 7), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.11.1994.

¹⁶ Im Rahmen des Programms sollten insgesamt sieben Projekte realisiert werden: Bau einer Raffinerie in der Mangistau-Region (1,5 Mrd. USD) und einer kleinen LNG-Anlage in Kumkol, Erweiterung der Gasverarbeitungsanlage in Zhanazhol (200 Mio. USD), Modernisierung und Aufrüstung der Raffinerien in Atyrau (1,2 Mrd. USD) und Schymkent (120 Mio. USD), Stabilisierung der Produktion des Uzen-Feldes, Bau der Westkasachstan-Kumkol Pipeline (1 Mrd. USD) Vgl. Kazakhstan oil minister outlines development programme (Panorama), in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.12.1994; Balgimbaev's agenda, in: Oil & Gas Journal, 21.8.1995.

¹⁷ Vgl. Kuzmenko, Boris: More Oil Expected To Get More Cash (Delovoi Mir, No. 259, S. 7), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 17.5.1995.

¹⁸ Der Bedarf für eine Kapazität von 23 Mt/Jahr wäre wegen der Leistung der Raffinerien in Schymkent und Pawlodar (zusammen unter 15 Mt/Jahr) jedoch nur gegeben, wenn es entweder zur Verlängerung der Leitung bis nach China oder zum deutlichen Ausbau der Raffineriekapazität in Ostkasachstan kommen würde. Wegen

falls, dass die Wirtschaftlichkeit der internen kasachischen Pipeline besser gewährleistet wäre, wenn sie Bestandteil eines größeren Exportsystems in Richtung China wäre.¹⁹

Ungelöst blieb weiter die Frage der Finanzierung der West-Ost-Leitung. Von der kasachischen Regierung wurde in diesem Zusammenhang anfänglich die Möglichkeit der Privatisierung des nationalen Pipelinenetzes angedacht, die jedoch anschließend aus strategischen Gründen fallen gelassen wurde.²⁰ Vorstellbar war auch die Gründung einer Aktiengesellschaft mit Beteiligung ausländischer Unternehmen. Das Interesse externer Investoren am Bau einer Pipeline, die primär der Versorgung des Binnenmarktes dienen würde, war jedoch nicht vorhanden. In der Folgezeit wurde daher von kasachischer Seite sowohl die Einbeziehung internationaler Geldinstitute, wie der EBRD oder der japanischen Eximbank, in Erwägung gezogen als auch von Ölproduzenten, die Felder in westlichen oder zentralen Regionen besaßen bzw. an diesen interessiert waren.²¹ Die Regierung versuchte in diesem Zusammenhang insbesondere die Verknüpfung des Baus der Leitung mit der seit Mitte 1995 geplanten Privatisierung im Rahmen des kasachischen Ölsektors zu erreichen, sodass potenzielle Interessenten an der Übernahme von Produktionsbeteiligungen auch am Bau der Transportinfrastruktur partizipieren müssten.²²

In den anschließenden Verhandlungen mit den Banken konnten jedoch keine Erfolge verbucht werden. Die wirtschaftlichen Voraussetzungen des Projektes schienen für ausländische Geldinstitute aufgrund der schwierigen Lage im kasachischen Raffineriesektor und der bestehenden Preisbedingungen auf dem Binnenmarkt nicht gegeben zu sein.²³ Auch die Hoffnungen der Regierung, den Bau der Pipeline mit der Privatisierung der kasachischen Ölindustrie zu verbinden, zeigten sich in der ersten Phase als wenig erfolgreich. Die im Verlauf des Jahres 1995 vorangetriebene offene Privatisierung stieß auf verhältnismäßig geringes Interesse ausländischer Bieter²⁴, die sich mit einer großen Anzahl an zusätz-

der beschränkten Binnennachfrage müsste Letzteres mit einer auf Exporte ausgerichteten Raffineriepolitik einhergehen. Aufgrund der existierenden Überkapazitäten in Westsibirien und der chinesischen Präferenz zur Ölverarbeitung in eigenen Anlagen, waren die Aussichten auf Ölproduktexporte in die Nachbarländer jedoch gering. (Da die Raffineriekapazität in Xinxiang zu dieser Zeit den lokalen Bedarf überstieg, wurden bereits Produkte nach Zentralchina und zum Teil sogar Kasachstan exportiert.) Vgl. Getting Central Asian oil to market, in: Middle East Economic Digest, S. 2, 28.4.1995; Kazakhstan considers pipeline privatization plan, in: Interfax news agency, 13.10.1994; Babak, Vladimir: Kazakhstan: Big Politics Around Big Oil, in: Croissant, Michael P./ Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 181-207, hier S. 185.

¹⁹ Vgl. Caspian Energy: Looking East, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 10-15, 1.11.1998; Kazakhstan sells its silver, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 12, 1.6.1995.

²⁰ Das kasachische Ministerium für Öl und Gas schlug im Oktober 1994 einen Plan zur Gründung eines neuen Pipelineunternehmens vor. Die Regierung sollte an diesem 31 Prozent behalten, jeweils 20 Prozent sollten an ausländische Investoren und kasachische Ölproduzenten verkauft werden. Die verbleibenden 29 Prozent sollten andere Unternehmen und individuelle Investoren erwerben können. Vgl. Kazakhstan considers pipeline privatization plan, in: Interfax news agency, 13.10.1994.

²¹ Vgl. Kazakhs to build refinery link, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 23, 20.6.1995.

²² Vgl. Siemens and BMB form venture for Kazakh oil and power deal, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 25.8.1995.

²³ Vgl. Kazakhstan Struggling For Oil And Gas Sufficiency (Segodnya, No. 202, S. 10), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 24.10.1995.

²⁴ Die kasachische Regierung plante bereits im Jahr 1995 die Privatisierung der Ölproduzenten Aktobemunaigas (auch Aktyubinskneft genannt; Felder Zhanazhol und Kenkiyak; Reserven etwa 1 Mrd. Barrel; Produktion 50.000 b/d) und Yuzhneftegas (u. a. Felder der Kumkol Gruppe; Reserven 581 Mio. Barrel; Produktion 35.000 b/d) sowie der Schymkent-Raffinerie. 90 Prozent der Unternehmensanteile sollten an Investoren verkauft, zehn Prozent an Arbeitnehmer verteilt werden. Nach mehreren Verzögerungen wurde die Abgabefrist für Angebote auf den 10. Mai 1996 festgelegt. Obwohl Exxon, Chevron, Canadian Occidental sowie einige russische Finanz-

lichen sozialen Forderungen²⁵, Verpflichtungen über Schuldentrückzahlungen oder zur Durchführung von umweltpolitischen Maßnahmen²⁶ wie auch Investitionen in den Aufbau lokaler Infrastruktur konfrontiert sahen. Darüber hinaus sollten von den neuen Eigentümern bereits bestehende Partnerschaften der zur Privatisierung angebotenen Produzenten anerkannt werden, was jedoch mit beträchtlichen legalen Risiken verbunden war. Westliche Konzerne befürchteten in diesem Zusammenhang insbesondere den möglichen Entzug von Lizenzen für einzelne Lagerstätten, da die Partnerunternehmen auf lukrative Felder Ansprüche in Form von Vorkaufsrechten erheben könnten. Darüber hinaus waren die Exportmöglichkeiten im Falle einiger kasachischer Produzenten sehr limitiert, was die zukünftige Ölvermarktung erschwerte und die Übernahme somit unattraktiv machte. Da die offene Privatisierung nicht die erwünschten Ergebnisse brachte, wurde von der Regierung im Anschluss ein geschlossenes Verfahren in Form direkter Verhandlungen mit ausländischen Investoren über den Verkauf der Anteile von Aktobemunaigas und Uzenmunaigas eingeleitet.²⁷

gruppen im Vorfeld gewisses Interesse am Erwerb von Anteilen signalisierten, legte schließlich keines der Unternehmen Angebote vor. Die Regierung zeigte sich unzufrieden mit der Anzahl der Bewerber, verschob die Frist daraufhin erneut um fünf Tage und versuchte in separaten Verhandlungen, einzelne Unternehmen für die Teilnahme zu gewinnen. Letztendlich legten mit Vitol, Samson und Hurricane Hydrocarbons (HH) dennoch nur drei westliche Unternehmen Angebote vor – Vitol für die Schymkent-Raffinerie, Samson und HH für Yuzhneftegaz. Auch das kasachische Munayinvest bot für die Schymkent-Raffinerie. Vitol und Samson erhielten anschließend Exklusivrechte, Verhandlungen über den Erwerb der Anteile zu führen, sollten jedoch ihre Angebote aufgrund einiger unakzeptabler Bedingungen anpassen. Samson bot für 90 Prozent an Yuzhneftegaz 60 Mio. USD. Das Unternehmen versprach Investitionen von 120-150 Mio. USD (einige Quellen sprechen von 250 Mio. USD) in den kommenden fünf Jahren und die Begleichung von 78-80 Mio. USD Schulden. Vitol bot für 90 Prozent an der Schymkent-Raffinerie 60 Mio. USD. Das Unternehmen sollte Investitionen von 150 Mio. USD in den kommenden fünf Jahren durchführen und 20 Mio. USD für finanzielle Verpflichtungen der Raffinerie zur Verfügung stellen. Samson zog sich jedoch aus den Verhandlungen zurück, da es keine Einigung mit Lukoil erreichen konnte, das bereits an einem JV mit Yuzhneftegaz zur Entwicklung der Kumkol-Felder beteiligt war. Daraufhin wurden von der Regierung Verhandlungen mit HH aufgenommen, die letztendlich zum Verkauf der Anteile an Yuzhneftegaz führten. Da kein einziger Investor Angebote für Aktobemunaigas vorlegte, verschob die Regierung die Privatisierungsfrist für diesen Produzenten auf den 1. August. Obwohl daraufhin Exxon und Texaco Interesse zeigten, beschränkte sich dieses auf das Zhanazol-Feld, das sie getrennt vom Rest des Unternehmens erwerben wollten. Die Regierung hatte jedoch kein Interesse daran, den hochverschuldeten Konzern ohne seine wertvollste Produktionsanlage zu belassen und wies die Angebote ab. Vgl. Kazakhs invite bids for oil firms in democratic manner, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, 20.6.1995; Upperton, Jane: Kazakhstan Privatization Brings Only 1 Western Bid, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 99, S. 3, 21.5.1996; U.S. Companies Gain The Right To Negotiate With Kazakhstan (Segodnya, No. 99, S. 4), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 7.6.1996; Kazakhs press on with oil sales despite scarcity of bids, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 3, 21.6.1996; Kazakhs press on with oil sales despite scarcity of bids, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 3, 21.6.1996; Upperton, Jane: Small Group of Western Companies to Take Part in Kazakhstan's Sell-off, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 38, S. 1, 23.2.1996; Kazakhstan courts Western oil firm buyers, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 5, 1.4.1996.

²⁵ Hierzu gehörte die Übernahme von Verpflichtungen im Gesundheitswesen, Wohnungsbau und im Bildungsbereich, die bis dahin von den lokalen Erdölproduzenten getragen wurden. Diese besaßen zum Teil auch eigene Farmen, die die Nahrungsmittelproduktion für die Angestellten gewährleisteten. Auch Sport- und Kulturvereine wurden von den Betrieben unterhalten.

²⁶ Viele kasachische Produktionsgebiete wiesen als Folge sowjetischer Fördermethoden eine massive Boden- und Umweltverschmutzung auf. Diese sollte von den neuen Eigentümern behoben werden.

²⁷ Anders als Aktobemunaigas, für das bei der offenen Privatisierung keine Angebote eingingen, wurde Uzenmunaigas in dieser gar nicht erst ausgeschrieben. Der Produzent betrieb das zu der Zeit zweitgrößte kasachische Ölfeld, Uzen. Dieses benötigte Investitionen in Höhe von etwa 800 Mio. USD zur Rehabilitierung von Bohrlöchern. Hierfür plante u. a. Unocal, ein Angebot vorzulegen. Spekulierte wurde eine Zeitlang, dass das Feld möglicherweise einen Teil der Reservenbasis für die von dem Konzern vorgeschlagene Pipeline über Afghanis-

5.2 Chinas Eintritt in den kasachischen Ölsektor

5.2.1 Erste Annäherung

Im April 1994 reiste der chinesische Premierminister, Li Peng, nach Zentralasien. Mitglied seiner Delegation war auch der Vizepräsident von CNPC, Zhang Yongyi, der mit den Vertretern einzelner Länder allgemeine Absichtserklärungen über die Steigerung der chinesisch-zentralasiatischen Kooperation im Ölsektor unterschrieb. Im August 1995 kam es zum Treffen zwischen einer kasachischen Öldelegation und Repräsentanten eines weiteren chinesischen staatlichen Ölkonzerns – CNOOC, in dessen Verlauf erstmalig die Möglichkeit der gemeinsamen Exploration kaspischer Offshore-Gebiete diskutiert wurde. CNOOC entsandte daraufhin nach Kasachstan ein Team von Spezialisten, um chinesische Methoden der Erschließung von Offshore-Vorkommen vorzustellen. Im selben Jahr tauchten ebenfalls erste Meldungen darüber auf, dass innerhalb Chinas Pläne zum Bau einer Pipelineverbindung aus Kasachstan vorgeschlagen und diskutiert wurden. Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der ILF-Untersuchungen sprachen parallel dazu auch mehrere hochrangige kasachische Offizielle davon, dass sich unter den insgesamt zwölf diskutierten potenziellen Exportoptionen ebenfalls eine mit Endpunkt an der chinesischen Küste befände. Während des Treffens der Präsidenten beider Länder im September 1995 einigten sich Nasarbajew und Jiang Zemin schließlich darauf, zukünftig die Möglichkeit des Baus einer Pipeline zu untersuchen, die Westkasachstan mit der östlichen Küstenregion Chinas verbinden würde.²⁸ Diese Entwicklung ging nicht nur auf das kasachische Streben nach der Erschließung neuer Exportrouten zurück, sondern war maßgeblich durch die Veränderung der chinesischen Versorgungslage bedingt. Die interne Erdölproduktion des Landes reichte seit 1993 nämlich nicht mehr zur Deckung der eigenen Nachfrage aus, sodass China zum Nettoölimporteur aufstieg (Abbildung 53).

Den Hintergrund für die zunehmend aktive, nach außen gerichtete chinesische Energiepolitik, die eine deutliche Abkehr von der früheren autarken Einstellung darstellte, bildeten die enttäuschenden Explorationsergebnisse in der Xinxiang-Region²⁹ in der ersten Hälfte der 1990er Jahre. Insbesondere an das Tarim Bassin wurden lange Zeit große Erwartungen bezüglich der künftigen Versorgung des wachsenden chinesischen Energiebedarfs geknüpft, was sich u. a. in der von CNPC deklarierten Strategie „*stabilizing the east and developing the west*“ widerspiegelte.³⁰ Nachdem die Untersuchungsergebnisse nicht die ursprünglichen Annahmen bestätigten, der heimische Erdölverbrauch im Zuge der rasanten Wirtschaftsentwicklung jedoch weiter kontinuierlich anstieg, mussten Alternativen zur Sicherung der Energieversorgung des Landes entwickelt werden. Auch aus einzelunternehmerischer Perspektive stellte das geringe Verhältnis zwischen bestehender Reservenbasis und aktuellen Pro-

tan nach Pakistan stellen könnte. Vgl. Third Kazakh oil producer invites bids, in: United Press International, 9.8.1996; Thoenes, Sander: Kazakh Oil Field Open to Foreign Cash, in: The Moscow Times, No. 1022, 10.8.1996.

²⁸ Vgl. Gottschalk, Arthur: Getting Crude Oil To Market Held Key To Russian Projects, in: Journal of Commerce, S. 38, 10.5.1995; Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999, S. 130; Kazakhstan hedges its bets on oil export pipelines, in: Interfax news agency, 16.8.1995.

²⁹ Die Provinz enthält etwa 20 Bassins, von denen Tarim mit 560.000 km² das größte ist. CNPC erhoffte sich dort die Existenz von „supergiant“-Vorkommen (Reserven über 5 Mrd. Barrel) und fing 1989 mit einer intensiven Erforschung an. Siehe hierzu z. B. China's new petroleum structure continues to evolve under reform, in: Oil & Gas Journal, S. 23, 6.10.1997.

³⁰ Unter „East“ sind hier die älteren Produktionsgebiete im Osten Chinas zu verstehen, unter „West“ die potenziellen Vorkommen in Xinxiang. Vgl. China's new petroleum structure continues to evolve under reform, in: Oil & Gas Journal, S. 23, 6.10.1997.

duktionsraten³¹ für die staatlichen Ölkonzerne einen enormen Anreiz dar, das früher ausschließlich auf den Binnenmarkt ausgerichtete Engagement verstärkt auch auf das Ausland zu orientieren.³² Der geografisch nahe liegende rohstoffreiche postsowjetische Raum wurde dabei als willkommenes Betätigungsfeld angesehen. Bereits 1992 wandte sich daher CNPC an Russland und Japan mit dem Vorschlag zur gemeinsamen Erschließung von Öllagerstätten in Ostsibirien. Ein Jahr später unterzeichnete die Daqing Oil Corporation ein Abkommen mit der Verwaltungsbehörde der westsibirischen Tjumen-Region über die Beteiligung an der Entwicklung des Tjumen-Ölbassins, wofür das Unternehmen jährlich 2 Mt Öl für seine Raffinerie in Daqing erhalten sollte. Im Jahr 1994 verabschiedeten China und Russland ein Memorandum über den Bau einer Pipeline, die Ostsibirien mit dem chinesischen Markt verbinden sollte. Im Folgejahr wurde eine Absichtserklärung zwischen CNPC und dem russischen Unternehmen Sidanco über die Entwicklung von Gasvorkommen und den Bau einer Pipeline aus dem Irkutsk-Gebiet unterzeichnet. An der Finanzierung sollten auch Japan und Südkorea beteiligt sein. Auf konzeptioneller Ebene gipfelten die Initiativen im Verlauf des Jahres 1996, als der damalige Präsident von CNPC, Wang Tao, die Schaffung eines pan-asiatischen Öl- und Gaspipelinennetzes vorschlug, das Produktionsgebiete in Russland, Zentralasien und sogar Nahost mit China, Südkorea und Japan verbinden sollte.³³ Die Pläne hierzu wurden im Juni von einer Expertengruppe des Staatlichen Planungskomitees und des Staatlichen Forschungsinstituts für Erdölexploration und Erdölentwicklung vorgelegt und wurden unter dem Stichwort „*Pan-Asian continental oil bridge*“ bekannt.³⁴ Daraufhin sprachen Anfang 1997 Mitarbeiter von CNPC davon, dass China zukünftig etwa 12,5 Mrd. USD für den Bau transnationaler Pipelines ausgeben müsse, um das Land vor einer Energieversorgungskrise zu bewahren. Neben grenzüberschreitenden Importleitungen, die Öl und Gas aus den ehemaligen Sowjetrepubliken nach China befördern würden, müsste aber auch ein internes Pipelinennetz geschaffen werden, das die eingeführten Energieträger auf dem Binnenmarkt verteilen könnte. In diesem Zusammenhang wurden zwei Importpipelinekorridore besprochen: eine nördliche Route, die Kohlenwasserstoffe von russischen Feldern in den Regionen Krasnojarsk, Irkutsk und Jakutsk bis zur Küste des Gelben Meers befördern und möglicherweise auch einen Weiterexport nach Südkorea und Japan erlauben würde, sowie eine westliche Route, die den Rohstoffimport aus Zentralasien ermöglichen sollte.³⁵

Entscheidend für die zunehmende Entschlossenheit der Konzerne zur Umsetzung dieser Pläne war der allmähliche Wandel der internen chinesischen Einstellung gegenüber dem stärkeren energiepolitischen Engagement eigener Wirtschaftsakteure im Ausland. Die früheren Bemühungen staatlicher Ölunternehmen in dieser Richtung stießen noch bei großen Teilen der politischen Führung auf Ablehnung, wobei selbst innerhalb einzelner Konzerne oft keine Einigkeit über die Prioritäten der Mittelallokation bestand.³⁶ Tatsächlich deuten Analytiker darauf, dass Peking die auswärtige Expansion

³¹ In der Industrie auch als „R/P Ratio“ bezeichnet. Es stellt einen Indikator dar, der die statische Reichweite bestehender Reserven bei gleichbleibendem Produktionsniveau anzeigt.

³² Vgl. Xu, Xiaojie: Chinese NOCs' Overseas Strategies: Background, Comparison and Remarks, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, 2007, S. 3.

³³ Vgl. A Shift Worth Watching, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, 1.10.1997.

³⁴ Vgl. Christoffersen, Gaye: China's Intentions For Russian And Central Asian Oil And Gas, NBR Analysis, Vol. 9, No. 2, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998, S. 8, 20.

³⁵ Vgl. Bromby, Robin: Energy crisis forces China to consider \$12.5bn oil pipeline, in: The Australian, S. 21, 17.3.1997.

³⁶ Der Wandel in der Handlungsweise von CNPC hin zu einer stärkeren auswärtigen Ausrichtung wurde auch durch Veränderungen in der Führung des Konzerns begleitet. Der frühere Präsident, Wang Tao, beharrte lange Zeit darauf, dass Xinxiang die Energieprobleme des Landes lösen könne. Dieser wurde im Januar 1997 durch

noch Mitte der 1990er Jahre nicht als bevorzugte Strategie für die Lösung des Problems der wachsenden Binnennachfrage betrachtete und stattdessen weiterhin auf der Ausweitung inländischer Investitionen beharrte. Die politische Führung bejahte erst im Frühjahr 1997 endgültig die Bedeutung internationaler Aktivitäten seiner Ölkonzerne für die nachhaltige wirtschaftliche und energiepolitische Entwicklung sowie die nationale Sicherheit Chinas. Die Ölversorgungssicherheit wurde zur politischen Priorität ausgerufen, wobei aufgrund wachsender Einfuhren aus dem Nahen Osten (50 Prozent der Ölimporte im Jahr 1996) besondere Anstrengungen zur Diversifizierung der Bezugsländer und Importrouten unternommen werden sollten. Der Schaffung von Landverbindungen, die zur Verringerung der Abhängigkeit von den von der US-Marine kontrollierten Seewegen beitragen würden, sollte in diesem Streben besondere Aufmerksamkeit zugesprochen werden.³⁷ Vor diesem Hintergrund wurde im Verlauf desselben Jahres die sog. „Going Abroad“-Politik konzipiert, deren Ziel in der Unterstützung auswärtiger Aktivitäten chinesischer Unternehmen lag. Darüber hinaus sollte auch eine strategische Ölreserve geschaffen werden, für deren Bau vorerst 2 Mrd. Yuan bestimmt wurden.³⁸ Die Konkretisierung chinesischer Infrastrukturpläne fand parallel zu den durch die negativen Erfahrungen mit Russland im Verlauf des CPC-Prozesses befeuerten Überlegungen der kasachischen Führung bezüglich der Möglichkeiten zur geopolitischen Diversifizierung der Exportwege statt, wobei weiterhin auch an der Notwendigkeit der Steigerung der inneren Versorgungssicherheit festgehalten wurde. Neben der südlichen und westlichen Route, wobei Erstere im Rahmen eines im Mai 1996 mit dem Iran unterzeichneten Abkommens zum jährlichen Export von anfänglich 2 Mt und später bis zu 6 Mt Öl und Letztere durch die eigenständigen Initiativen von Chevron erschlossen werden sollte, wurde von der Regierung entsprechend der Empfehlungen der Machbarkeitsstudien zum Bau der West-Ost-Verbindung zumindest auf Planungsebene auch die Verlegung einer Pipeline erwogen, die Kasachstan mit der pazifischen Küste Chinas verbinden würde. Im Rahmen einer Pressekonferenz des stellvertretenden kasachischen Außenministers, Wjatscheslaw Gizatov, im April 1996 bestätigte dieser die Existenz derartiger Überlegungen, die nach seiner Aussage vor dem Hintergrund des angestrebten Binnenproduktionsanstiegs gerechtfertigt wären. *„The cost-effectiveness of the pipeline is*

Zhou Yungkang ersetzt, der bereits vor der Amtsübernahme die Notwendigkeit der Sicherung von Energieeinfuhren aus dem Ausland betonte. Prinzipiell markiert der Zeitraum 1996/1997 den Wandel von CNPC hin zu einem global aktiven Unternehmen. 1996 erfolgte die Akquisition von Produktionsgebieten im Sudan, im Jahr 1997 folgte der Einstieg in Kasachstan, Irak und Venezuela. Zuvor war der Konzern lediglich auf kleineren Vorkommen in Peru, Thailand und Kanada aktiv. Das Talara-Feld in Peru stellte die überhaupt erste internationale Akquisition des Konzerns dar (1992). Es handelte sich um eine alte Lagerstätte, auf der seit etwa hundert Jahren Öl gefördert wurde. Die Peak-Produktion von CNPC erreichte lediglich 7.000 b/d. CNPC war seit 1993 auch in Thailand aktiv, wo es Dienstleistungen für Ölfelder zur Verfügung stellte und auch Anteile an Explorationsblöcken erwarb, die aber keine Produktion aufweisen. Im Juni 1993 erfolgte der Kauf von 15,8865 Prozent am kanadischen Ölfeld North Twining und 11,477 Prozent an einer Gasverarbeitungsanlage in der Provinz Alberta. Vgl. Hewitt, Giles: Chinese oil industry shifts overseas strategy, in: Agence France Presse, 25.9.1997; CNPC Worldwide, <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/> (Zugriff 29.9.2011).

³⁷ Das sog. Yinhe (Galaxie)-Inzident aus dem Jahr 1993 erinnerte die chinesische politische Führung an die Risiken des maritimen Transports. Im Rahmen des Zwischenfalls wurde das chinesische Containerschiff Yinhe im Persischen Golf von der US-Marine gestoppt und untersucht, da der Verdacht bestand, dass es verbotene chemische Stoffe für den Iran an Bord haben könnte. Vgl. Zha, Daojiong: China's Energy Security and Its International Relations, in: The China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 3, No. 3, 2005, S. 39-54, hier S. 40.

³⁸ Unternehmen erhielten im Rahmen der Politik eine Reihe von Investitionsanreizen, die deren auswärtige Expansion unterstützen sollten. Hierzu gehörten neben Maßnahmen im Bereich der Steuer- und Geldwechselbestimmungen auch Anpassungen der Regeln im administrativen und regulatorischen Bereich. Vgl. Xu, Xiao-jie: Chinese NOCs' Overseas Strategies: Background, Comparison and Remarks, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, 2007, S. 3-4; Christoffersen, Gaye: China's Intentions For Russian And Central Asian Oil And Gas, NBR Analysis Vol. 9, No. 2, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998, S. 14.

*under close scrutiny. Experts are in particular considering different routes of the pipeline, its optimal diameter, the number of pumping stations and other technical solutions.*³⁹ Bei deren Umsetzung war Kasachstan jedoch in jedem Fall auf die Zusammenarbeit mit finanzstarken Investoren angewiesen, die die enormen Projektkosten (grobe Schätzungen 8-12 Mrd. USD) übernehmen müssten.⁴⁰ Da westliche Akteure ernsthafte Zweifel an der Wirtschaftlichkeit dieser Exportmöglichkeit hegten, boten sich die zunehmend aktiver werdenden chinesischen Konzerne in dieser Hinsicht regelrecht an. Mitte des Jahres 1997 erfolgte schließlich der endgültige Durchbruch in den kasachisch-chinesischen Energiebeziehungen, der aus chinesischer Sicht im Einstieg eines chinesischen Unternehmens in den kasachischen Ölsektor und aus kasachischer Perspektive in der Eröffnung der Möglichkeit zur Umsetzung der östlichen Transportroute bestand.

5.2.2 Die Übernahme von Aktobemunaigas durch CNPC

Am 4. Juni 1997 erwarb CNPC 60,3⁴¹ Prozent des kasachischen Ölproduzenten Aktobemunaigas für Zahlungen und Investitionszusagen in einer Gesamthöhe von 4,325 Mrd. USD⁴² und setzte sich somit gegen die zuvor von der kasachischen Regierung favorisierten US-Konzerne Texaco und Amoco sowie die russische Juzhny Most durch. Die Teilnahme am kasachischen Bieterverfahren war Bestandteil einer weitgefassten internationalen Expansionsstrategie des Unternehmens, die von seinem neuen Präsidenten als Reaktion auf die sinkende Produktion auf heimischen Stammvorkommen wie auch die unbefriedigenden Explorationsergebnisse im Tarim Bassin ausgerufen wurde.⁴³ Teil des Abkommens und entscheidender Grund, der die kasachische Führung zum Zuschlag für den chinesischen Staatskonzern bewegte, war die Absichtsbekundung von CNPC, sich am Bau einer etwa 3.000 km langen Pipeline zu beteiligen, die die Ölfelder in der Aktjubinsk-Region mit der Xinxiang-Provinz und dem chinesischen Pipelinenetz verbinden würde. *„There were some good offers from American firms. But most interesting for us was the Chinese offer on oil transport.*⁴⁴ Die chinesische Seite ging mit ihrem Vorschlag somit auch auf den bereits im Verlauf der früheren Privatisierungsrunden geäußerten Wunsch der kasachischen Regierung bezüglich der Schaffung einer internen West-Ost-Verbindung ein, die zur Erhöhung der nationalen Versorgungssicherheit notwendig war.⁴⁵ CNPC ging jedoch noch einen Schritt weiter und schlug darüber hinaus vor, dass die Pipeline durch einen Arm entlang der kaspischen Küste bis zu den Vorkommen auf der Mangyschlak-Halbinsel verlängert werden könnte, falls der Konzern auch bei der Privatisierung des zweiten zum Verkauf anstehenden Pro-

³⁹ Zit. in: Kazakhs consider pipeline through China, in: United Press International, 30.4.1996.

⁴⁰ Im Vergleich dazu wurden die Kosten der CPC-Pipeline zu dieser Zeit auf etwa 2 Mrd. USD beziffert. Vgl. Kazakhstan: 1996, Business Intelligence Report World Information, October 1996.

⁴¹ Etwa 30 Prozent behielten die kasachische Regierung, 10 Prozent die Angestellten des Produzenten.

⁴² Davon stellten 320 Mio. USD eine Bonuszahlung dar, die den Wert der übernommenen Anlagen widerspiegeln sollte. Zusätzlich wurde auch ein Unterzeichnungsbonus („signing bonus“) von 5 Mio. USD an die kasachische Regierung gezahlt. CNPC verpflichtete sich in den kommenden 20 Jahren, 4 Mrd. USD in Aktobemunaigas zu investieren, davon 585 Mio. USD im Zeitraum 1998-2003. CNPC sollte auch die Schulden des Produzenten in Höhe von 72 Mio. USD zurückzahlen (laut einigen Quellen 82 Mio. USD) und in den folgenden 20 Jahren 10 Mio. USD (500.000 USD/Jahr) für Umwelt- und Sozialmaßnahmen ausgeben. Die Gesamtreserven von Aktobemunaigas beliefen sich auf 570 Mt (davon etwa 130 Mt förderbar), die damalige Produktion betrug etwa 2,5 Mt (50.000 b/d). In den kommenden fünf Jahren plante CNPC die Produktion etwa zu verdoppeln. Das Unternehmen besaß Lizenzen für die Felder: Zhanazhol (90 Mt) und Kenkiyak (Supra-Salt und Sub-Salt; etwa 40 Mt).

⁴³ Nahezu parallel setzte sich CNPC auch in Bieterverfahren um zwei kleinere Vorkommen in Venezuela und das Al Ahdab Feld im Irak durch. Weitere Projekte wurden im Verlauf des Jahres in Peru und Sudan abgeschlossen.

⁴⁴ Eduard Uteпов, Leiter der Abteilung für Privatisierung im kasachischen Finanzministerium, zit. in: Arnold-Forster, Sam: China secures Kazakh deal, in: Calgary Herald, S. 2, 5.6.1997.

⁴⁵ Vgl. President seeks diversified oil-export routes as output grows, in: Interfax news agency, 5.6.1997.

duzenten – Uzenmunaigas – bevorzugt werden sollte (Abbildung 46). Somit wäre grundsätzlich ebenfalls der Transport von Öl aus dem Tengiz-Feld möglich. Die Kosten für die Pipeline, die chinesischen Vertretern zufolge in sechs bis acht Jahren fertiggestellt werden könnte, wurden auf 3,5 Mrd. USD geschätzt.⁴⁶ Die Umsetzung des Projektes könnte laut CNPC in drei Phasen erfolgen. In der ersten Stufe, die in drei Jahren abgeschlossen sein könnte, sollte eine Leitung zwischen Schymkent und der westchinesischen Grenze gebaut werden. In der zweiten Stufe würde eine Verbindungspipeline zu den Vorkommen in der Aktjubinsk-Region (Kenkiyak) und in der dritten ihre Verlängerung bis zum Uzen-Feld verlegt werden, was zusammen etwa weitere vier Jahre beanspruchen würde.⁴⁷ Zwischen chinesischen und kasachischen Vertretern schienen zu dieser Zeit noch größere Differenzen bezüglich der allgemeinen Bedingungen des Baus und der Nutzung der Pipeline zu herrschen. Von CNPC wurde ein „build-operate-transfer“ (BOT) - Modell bevorzugt, in dessen Rahmen es die Leitung selbst bauen und für einen gewissen Zeitraum besitzen würde. Der Konzern wäre in diesem Fall zuständig für ihren Betrieb und könnte frei über alle relevanten Fragen der Nutzung entscheiden (Tarife, Zugangsbedingungen usw.). Die kasachische Seite präferierte demgegenüber die Umsetzung im Rahmen eines internationalen Konsortiums, an dem das nationale Pipelineunternehmen KazTransOil möglichst bis zu 50 Prozent besitzen sollte. Entscheidungen zu Kapazitätszuweisungen, Tarifen und Betriebsbedingungen würden hier ähnlich wie im Fall der CPC-Leitung gemeinsamen von allen Konsortialmitgliedern getroffen.⁴⁸ Die Reaktion der chinesischen Seite auf die kasachischen Vorstellungen war nicht gänzlich abweisend. CNPC zeigte sich durchaus bereit, andere ausländische Unternehmen am Bau zu beteiligen, strebte jedoch prinzipiell die Kontrolle über das Projekt an.⁴⁹ In der Tat bestätigten gleich nach der Verkündung der Ergebnisse auch japanische Vertreter ihr Interesse, an der Realisierung der Pipeline mitzuwirken, wovon sie sich verständlicherweise ihre Verlängerung bis zur chinesischen Küste und die Belieferung des japanischen Marktes erhofften.⁵⁰ Dies war grundsätzlich auch im Interesse der kasachischen Regierung, da somit eine diversifizierte Abnehmerstruktur entstehen und ein chinesisches Monopson am Ende der Leitung verhindert werden könnte. Das widersprach wiederum den chinesischen Vorstellungen über die Rolle der Pipeline, die grundsätzlich der Versorgung des eigenen Marktes dienen sollte.

Auch Chevron zeigte sich wegen der schwierigen Transportlage im Land von der Möglichkeit der Eröffnung einer neuen Exportroute begeistert. *„I think it's terrific. Kazakhstan is a landlocked country and any means of getting the oil out is helpful. China is a growing importer of crude oil.“*⁵¹ Das Unternehmen orientierte sich jedoch primär auf die Umsetzung der CPC-Pipeline, bei der in den letzten Monaten entscheidende Fortschritte erzielt werden konnten, und zeigte keine Bereitschaft zur Beteiligung an einem weiteren Großprojekt. Die Route nach China wurde von dem US-Konzern bestenfalls

⁴⁶ Vgl. Walker, Tony/Corzine, Robert: Asia-pacific: China buys Dollars 4.3bn Kazakh oil stake, in: Financial Times, 5.6.1997.

⁴⁷ Vgl. China's petroleum monopoly takes stake in Kazak oil company, in: Associated Press Worldstream, 4.6.1997; China takes control of Kazakhstan's Aktjubinsk: Oil, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, 24.6.1997.

⁴⁸ Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 219.

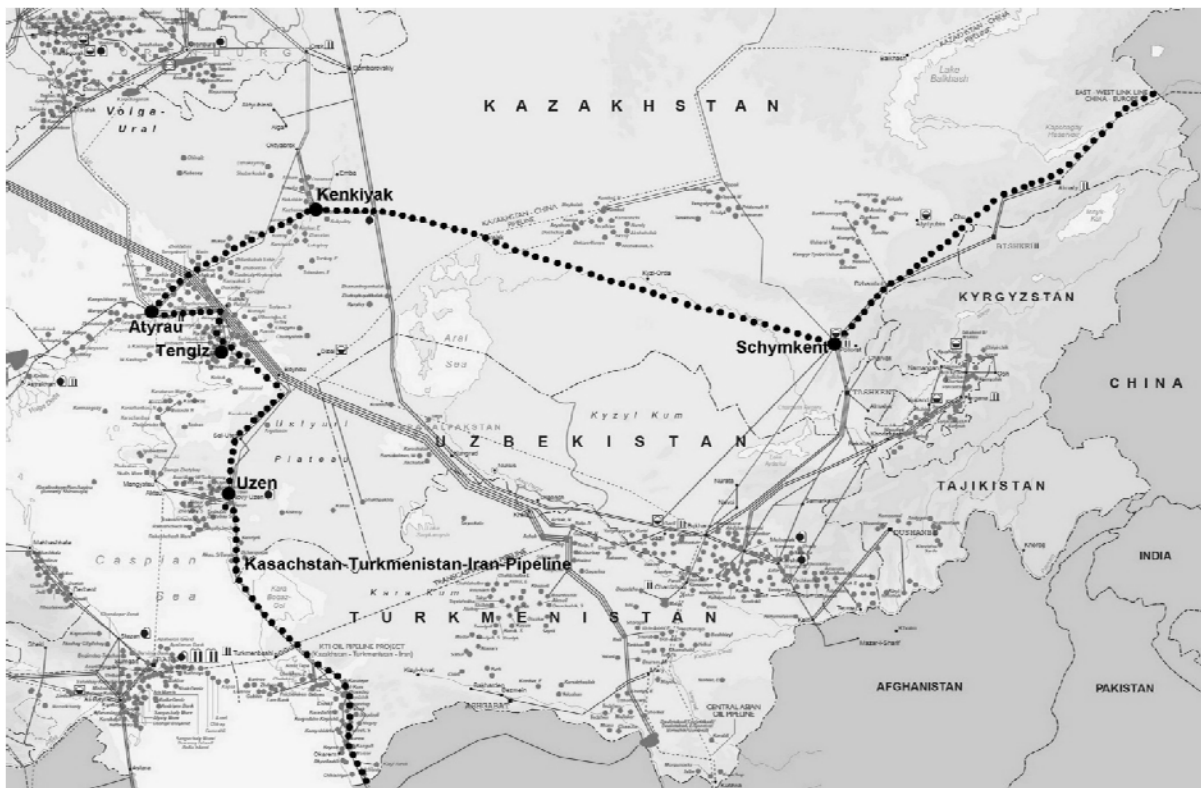
⁴⁹ Vgl. Holley, David: China surging onto the oil market with big import deals; But impact on global warming worries experts, in: The Dallas Morning News, 3.8.1997.

⁵⁰ Vgl. Japanese businessmen voice interest in Asian pipeline project (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.7.1997.

⁵¹ Kenneth Derr, Chevron CEO, zit. in: Behn, Sharon: Chevron Likes Idea of a Kazakhstan to China Crude Pipe, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 111, S. 2, 10.6.1997.

als Ergänzung seiner westlichen Hauptexportpräferenz betrachtet, wobei ihre zukünftige Inanspruchnahme von kommerziell attraktiven Transport- und Absatzbedingungen abhängig gemacht wurde.⁵²

Abbildung 46: Kasachstan-China-Pipeline (Skizze der ersten Idee) und Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline



Quelle: Central Asia Gas and Oil Pipelines, <http://id.scribd.com/doc/2532506/Central-Asian-gas-and-oil-pipelines-2004> (Zugriff 26.3.2010); eigene Bearbeitung.

5.2.3 Erfolg von CNPC im Bieterverfahren um Uzenmunaigas

Nachdem die kasachische Regierung mehrfach die Bekanntgabe des Gewinners des Bieterverfahrens zur Privatisierung von Uzenmunaigas verschoben und die Interessenten aufgefordert hatte, ihre Angebote zu überdenken, wurde am 4. August vermeldet, dass an CNPC exklusive Rechte zur Führung von Verhandlungen über die Beteiligung an dem Produzenten erteilt wurden. Diese sollten vorerst einen Monat gelten. Um den Zuschlag zu erhalten, schlug der Konzern wie zuvor angekündigt, den Bau einer Pipeline vor, die Uzen mit den bereits erworbenen Vorkommen in der Aktjubinsk-Region verbinden würde, von wo aus das Öl weiter nach China transportiert werden sollte. Quellen aus dem Umfeld der Verhandlungen informierten darüber hinaus, dass CNPC auch die Bereitschaft zur Beteiligung an der von Kasachstan initiierten Pipeline in südliche Richtung signalisierte, die über Turkmenistan in den Iran verlaufen sollte (Abbildung 46).⁵³ Auch die Möglichkeit zur Teilnahme am Öl-Swap-

⁵² Chevron besaß prinzipiell keine Abneigung gegenüber Lieferungen nach China. Der Konzern untersuchte zu diesem Zeitpunkt Möglichkeiten zur Steigerung der Schienenexportkapazität in östliche Richtung. Hierzu sollte eine Verladestation an der kasachisch-chinesischen Grenze gebaut werden, die das Problem der divergierenden Gleisbreite lösen würde. Chevron visierte die Versorgung der Urumchi-Raffinerien in Xinxiang an. Vgl. Corzine, Robert: The Lure Of The East: China, a vast potential market for Kazakh oil, in: Financial times, 23.7.1997.

⁵³ Vgl. CNPC gets Uzen field as Texaco joins Karachaganak, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.8.1997; China wins oil deposit tender (Khabar TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 8.8.1997.

Geschäft zwischen Kasachstan und Iran wurde von CNPC angeboten.⁵⁴ Mit diesen großzügigen Angeboten konnte sich das Unternehmen trotz der starken diplomatischen Unterstützung durch die US-Administration, die nicht zuletzt mit Hinblick auf die Notwendigkeit der Auslastung der von ihr bevorzugten BTC-Pipeline erfolgte, gegen das zuvor hoch favorisierte Konsortium von Unocal und Petronas⁵⁵ sowie den US-Konzern Amoco durchsetzen.⁵⁶ Vertreter des geschlagenen Konsortiums, dem hochrangige kasachische Offizielle angeblich zuvor unter vorgehaltener Hand bereits den Zuschlag zugesichert hatten, konstatierten frustriert: „*We're disappointed we didn't win. We tried... They asked all of us, I believe, about ways to export the oil and we all presented our ideas. Obviously they liked what the Chinese offered.*“⁵⁷ Auch Amoco-Mitarbeiter bestätigten, dass die Lösung der Exportproblematik den ausschlaggebenden Faktor bei der Entscheidung über die Vergabe der Verhandlungsrechte darstellte. „*The deal was made for geopolitical reasons. We couldn't match either the pipeline or the agreement with Iran.*“⁵⁸

Unmittelbar nach der Veröffentlichung der Entscheidung wurden von der kasachischen Regierung zwei Arbeitsgruppen eingerichtet. Die erste sollte die Vertragsdetails bezüglich Uzenmunaigas bzw. der Rehabilitierung und Erweiterung der Produktion auf dem Uzen Feld aushandeln.⁵⁹ Angedacht war entweder der Verkauf eines Anteils von 51 Prozent des Produzenten an CNPC oder die Gründung eines JVs auf PSA-Basis, das die Arbeiten auf dem Uzen-Feld durchführen würde. CNPC sollten in diesem Fall bis zu 60 Prozent am Gemeinschaftsunternehmen angeboten werden. Es wurden zwar keine konkreten Angaben zum Investitionsbedarf gemacht, jedoch sollte dieser nicht weniger als 400 Mio. USD betragen und möglicherweise bis zu 1 Mrd. USD erreichen.⁶⁰ Die zweite Arbeitsgruppe sollte die Bedingungen des Baus von Pipelines von Westkasachstan nach China und/oder Iran aushandeln. Hier avisierte CNPC die Bereitschaft, beim bestehenden Interesse dritter Parteien, auf die kasachische Forderung nach der Gründung eines Konsortiums einzugehen.⁶¹

⁵⁴ Vgl. Davis, Anthony: The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future, in: Asiaweek, 10.10.1997; Behn, Sharon: China's CNPC Wins Uzen, Plans Line To Home Nation, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 149, S. 1, 4.8.1997.

⁵⁵ Noch im Juni sprachen Insider davon, dass Petronas/Unocal bereits von der kasachischen Regierung ausgewählt worden seien. Einige Quellen deuteten aber auch darauf hin, dass von der Regierung eine südliche Route für den Export der Produktion angestrebt wurde. US-Konzerne konnten jedoch auf diese Wünsche nicht eingehen. Vgl. Norman, Jim: Amoco beat out for Uzen, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 108, S. 1, 5.6.1997.

⁵⁶ Sowohl Al Gore als auch der Commerce Secretary, William Daley, führten hierzu Gespräche mit mehreren hochrangigen kasachischen Offiziellen. Vgl. Corzine, Robert: From minor to major: Formerly monolithic state oil companies are at last challenging the western majors on their home turf, in: Financial Times, 19.8.1997; Meek, James: China joins scramble for black gold, in: The Guardian, S. 11, 29.9.1997; Ottaway, David B./Morgan, Dan: China Pursues Ambitious Role In Oil Market; Energy Needs Push Beijing To Bid High for Access, in: The Washington Post, S. 1, 26.12.1997.

⁵⁷ Rober Tallyn, Resident Manager von Unocal in Kasachstan, zit. in: Behn, Sharon: China's CNPC Wins Uzen, Plans Line To Home Nation, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 149, S. 1, 4.8.1997.

⁵⁸ Ray Leonard, Vizepräsident von Amoco Kazakhstan, zit. in: Davis, Anthony: The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future, in: Asiaweek, 10.10.1997.

⁵⁹ Das Feld war nach Tengiz das zweitgrößte bekannte Vorkommen Kasachstans und besaß ursprünglich Gesamtressourcen von 1,13 Gt, wovon zu der Zeit noch etwa 207 Mt förderbar waren (ursprünglich 496 Mt). Die aktuelle Produktion betrug etwa 55.000 b/d (2,75 Mt/Jahr) und konnte laut Schätzungen auf 140.000 b/d (7 Mt/Jahr) gesteigert werden.

⁶⁰ Vgl. Varied petroleum supplies key to stable markets; China exploring overseas business, in: China Daily, 8.9.1997.

⁶¹ Vgl. Uzen signing is delayed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 175, S. 3, 10.9.1997; China wins oil deposit tender (Khabar TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 8.8.1997.

Medienberichten zufolge war es der chinesische Premierminister, Li Peng, persönlich, der CNPC zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die beiden kasachischen Produzenten instruierte, wobei hierdurch neben dem Aspekt der Versorgungssicherheit auch die Stärkung des chinesischen politischen Einflusses in der Region anvisiert wurde. Dies war vor allem in Hinsicht auf das Streben Pekings nach der Eindämmung wachsender uighurischer separatistischer Bestrebungen enorm wichtig. Da die zentralasiatischen Republiken aufgrund der dort lebenden uighurischen Minderheiten (vor allem Kasachstan und Kirgistan) sowie der ethnischen und religiösen Nähe als natürliche Rückzugsgebiete für die Xinxiang-Uiguren galten, erhoffte sich die chinesische Führung von der engeren politischen und wirtschaftlichen Zusammenarbeit mit den neuen Nachbarländern, dass diese jegliche gegen China gerichteten Organisationen und Aktivitäten auf ihren Territorien untersagen würden.⁶² Obwohl CNPC auch ohne das Einschreiten der politischen Führung an Akquisitionen in Kasachstan interessiert war, ermöglichte dieses dem Konzern bei der Formulierung seiner Angebote weitaus großzügiger vorzugehen, als es unter rein kommerziellen Gesichtspunkten der Fall gewesen wäre.⁶³

5.2.4 Der kasachisch-chinesische Jahrhundertvertrag

Obwohl die Verhandlungen bezüglich Uzenmunaigas und der Exportpipeline(s) eigentlich innerhalb von einem Monat abgeschlossen sein sollten, sahen sich die Parteien gezwungen, die Frist zu verlängern, sodass während der Kasachstan-Reise des chinesischen Premierministers Ende September 1997 noch keine definitive Einigung vorlag. Im Rahmen des Staatsbesuches kam es dennoch zur Unterzeichnung eines Vertragspaketes, das die bis dahin erreichten Ergebnisse festhielt. Dieses bestand aus drei Teilen: 1. Bestätigung der Entscheidung über den Kauf von 60,3 Prozent an Aktobemunaigas durch CNPC; 2. Bestätigung der Vergabe exklusiver Verhandlungsrechte an CNPC zum Kauf von Anteilen (Mindestens 51 Prozent) an Uzenmunaigas. Gleichzeitig sahen die vorläufigen Bedingungen vor, dass CNPC in die Rehabilitierung des Uzen-Feldes im Zeitraum bis 2002 etwa 1 Mrd. USD investieren sollte; 3. Verpflichtung von CNPC zur Finanzierung und Durchführung einer Machbarkeitsstudie für eine Pipeline von Westkasachstan nach Westchina. Das unterzeichnete Abkommen blieb jedoch in Bezug auf die Details der Umsetzung der Transportinfrastruktur vorläufig, da erst nach dem Abschluss der Untersuchungen zwischen beiden Ländern Verhandlungen über die genauen Bedingungen der Finanzierung und des Baus der Leitung aufgenommen werden sollten. Vorgesehen war jedoch, dass die chinesische Seite die Projektkosten tragen sollte. Hinsichtlich der iranischen Route wa-

⁶² Bereits seit Ende der 1980er Jahre hatte es in der Xinxiang-Region zunehmende uighurische Proteste gegen die Zentralregierung in Peking gegeben. Die chinesische Führung befürchtete, dass sich die sozial, ethnisch und religiös motivierte Bewegung in Folge der Unabhängigkeit der zentralasiatischen Länder ausweiten könnte. Tatsächlich waren insbesondere in Kasachstan und Kirgistan verhältnismäßig große und gut organisierte uighurische Minderheiten ansässig, die zum Teil separatistische uighurische Bestrebungen in China unterstützten und in den lokalen Bevölkerungen aufgrund der ethnischen und religiösen Nähe durchaus Sympathien genossen. Der politische Druck Pekings führte die zentralasiatischen Regierungen aber letztendlich zur Auflösung bzw. zum Verbot unabhängiger uighurischer Vereine und sogar zur Schließung des Institutes für uighurische Studien, das am Institut für orientalische Studien in Almaty angesiedelt war. Darüber hinaus kam es in der Folgezeit zur Auslieferung von uighurischen Aktivisten, die von chinesischen Behörden des Terrorismus beschuldigt wurden. Vgl. Wacker, Gudrun: Neue alte Nachbarn. China und Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 313-325, hier S. 314; Weitz, Richard: Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program, 2008, S. 104-105.

⁶³ Vgl. China Struggles to Reform Giants, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.8.1999.

ren die Ergebnisse noch unkonkreter.⁶⁴ CNPC-Vertreter sprachen im Anschluss an die Unterzeichnung lediglich davon, dass der Vorschlag zum Bau der Iran-Pipeline von kasachischer Seite initiiert wurde, und dass sich das Unternehmen diesbezüglich auch an Gesprächen mit den betroffenen Ländern (Turkmenistan, Iran) beteiligen wolle. Angedacht war, dass die Leitung vom Uzen-Feld zur turkmenischen Grenze verlaufen würde, von wo sie bis in den Iran verlängert werden sollte. Die chinesische Seite war jedoch lediglich bereit, sich am relativ kurzen Teilstück bis zur kasachisch-turkmenischen Grenze zu engagieren (etwa 250 km).⁶⁵ Das Schicksal der Pipeline wurde somit grundsätzlich von den Ergebnissen der trilateralen kasachisch-turkmenisch-iranischen Gespräche abhängig gemacht, in denen die Umsetzung der verbleibenden Streckenabschnitte geklärt werden sollte. Die Summe der geplanten chinesischen Investitionen im Rahmen aller Projekte sollten etwa 9,5 Mrd. USD betragen.⁶⁶ Sie überstieg somit die des im September 1994 unterzeichneten aserbajdschischen Jahrhundertabkommens (7,4 Mrd. USD)⁶⁷, sodass der Vertragskomplex von Nasarbajew in Anwesenheit von Li Peng stolz als „*truly a contract of the century*“⁶⁸ bezeichnet werden konnte. Parallel zu den Investitionsvereinbarungen wurde ein ergänzender Vertrag über die Demarkation eines bis dahin umstrittenen 11 km langen Abschnitts der kasachisch-chinesischen Grenze (Khan-Tengri) unterschrieben.⁶⁹ Beide Parteien einigten sich auch auf der Ausweitung der Kapazität der Schienenverbindung über Alashankou (auf 6 Mt/Jahr) und die chinesische Seite stellte Kasachstan zudem zwei Flugkorridore nach Südkorea und Japan zur Verfügung. Darüber hinaus versprach China auch nach einer beidseitig positiven Lösung bezüglich der Nutzung der grenzüberschreitenden Flüsse Ili und Irtysch zu suchen, da die Pläne Pekings zur Errichtung von Staudämmen an den oberen Flussläufen sowie zur stärkeren Nutzung des Wasser für landwirtschaftliche und industrielle Zwecke Kasachstan beunruhigten.⁷⁰ China sagte ebenfalls die Lieferung von Schiffen zu, die für den Aufbau der kasachischen Flotte zur Überwachung der Seegrenze im Kaspischen Meer benötigt wurden.⁷¹

⁶⁴ Vgl. Berkove, Dan/Ruseckas, Laurant: China Plays The Pipeline Card – But Is It Bluffing? in: CERA Alert, 10.10.1997.

⁶⁵ Vgl. Focus; Russian Crisis Spills Over, in: Petroleum Economist, S. 35, 25.11.1998.

⁶⁶ Bezüglich der Aufteilung wurden keine genauen Angaben gemacht. Vertraglich vereinbart waren lediglich die Ausgaben hinsichtlich Aktobemunaigas – 4,325 Mrd. USD. Die Pipeline nach China sollte etwa 3,5 Mrd. USD kosten. Die verbleibenden etwa 1,7 Mrd. USD würden demnach auf die Uzen-Rehabilitierung (bis zu 1 Mrd. USD) und den möglichen Bau der Pipeline nach Iran entfallen.

⁶⁷ Durch diesen wurde die gemeinsame Erschließung der Offshore-Vorkommen Azeri, Chirag und Gunashli (Tiefwassersektion) vereinbart. Vgl. Saghed, Nasser/Javadi, Masoud: Azerbaijan's „Contract of the Century“ Finally Signed with Western Oil Consortium, in: Azerbaijan International, Vol. 2, No. 4, 1994, S. 26-28; Zu Details des Vertrages siehe: Nabiyev, Rizvan: Erdöl- und Erdgaspolitik in der kaspischen Region, Ressourcen, Verträge, Transportfragen und machtpolitische Interessen, Berlin: Verlag Dr. Köster, 2003, S. 129-141.

⁶⁸ Zit. in: Meek, James: China joins scramble for black gold, in: The Guardian, S. 11, 29.9.1997.

⁶⁹ Noch ausstehende Grenzfragen, die zwei Gebiete betrafen (680 km² am Baimuz Pass und 380 km² in der Nähe des Sary-Chardy Flusses), wurden im Juli 1998 gelöst. Offiziellen Angaben über die Aufteilung wurden nicht gemacht. Lokale Medien vermeldeten, dass diese im Verhältnis von 47:53 zugunsten Kasachstans erfolgte. Vgl. Multibillion dollar oil and gas deal signed with China (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 26.9.1997; Abbas Najam: China signs crucial oil deal with Kazakhstan, in: Moneyclips, 26.9.1997.

⁷⁰ Vgl. The Chinese Dragon Reaches Kazakhstan (Nezavisimaya Gazeta, S. 3), in: What The Papers Say (Russia), 30.9.1997.

⁷¹ Vgl. China pays US\$ 4.3B for oilfield stake, in: The Financial Post (Toronto), S. 71, 5.6.1997; China, Kazakhstan pledge cooperation on Xinjiang, in: Agence France Presse, 13.6.1997; Crude oil transported from Kazakhstan to China, in: Xinhua News Agency, 21.10.1997; Behn, Sharon: China's CNPC Wins Uzen, Plans Line To Home Nation, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 149, S. 1, 4.8.1997; Behn, Sharon: Chevron Likes Idea of a Kazakhstan to China Crude Pipe, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 111, S. 2, 10.6.1997.

Im Anschluss an die Unterzeichnung sprach Nasarbajew optimistisch davon, dass die Arbeiten am Bau der Pipelineverbindung nach China gleich begonnen und innerhalb von fünf Jahren abgeschlossen werden sollten. Der kasachische Außenminister zeigte sich zurückhaltender und verwies darauf, dass der Vertrag keine konkreten Angaben bezüglich des Baubeginns und der Fertigstellung beinhalten würde, die Pipeline jedoch seiner Auffassung nach „*should be ready for full-scale operation by 30th June 2005.*“⁷² Laut CNPC-Vertretern sollte sie eine Kapazität von 20-25 Mt/Jahr besitzen und etwa 3-3,5 Mrd. USD kosten.⁷³ Genaue technische Parameter sollten jedoch erst in der vereinbarten Machbarkeitsstudie geklärt werden und waren nicht Bestandteil der unterzeichneten Vereinbarung, die lediglich den Vermerk enthielt, dass die Leitung eine Kapazität von nicht weniger als 20 Mt/Jahr besitzen sollte.⁷⁴

In Fragen bezüglich der Sicherstellung der Pipelineauslastung schienen jedoch zwischen den Parteien noch deutliche Unterschiede zu bestehen. Bereits zu diesem Zeitpunkt war klar, dass die von Kasachstan an CNPC angebotenen Beteiligungen (Aktobemunaigas, Uzenmunaigas) nicht einmal ausreichen würden, um die anvisierte minimale Kapazität der Leitung zu füllen.⁷⁵ CNPC interpretierte dies als Möglichkeit zur erheblichen Ausweitung seiner Präsenz im kasachischen Ölsektor und verkündete die Bereitschaft zur Teilnahme an künftigen Ausschreibungen, wobei vor allem Interesse an Offshore-Vorkommen bestand. Die kasachische Seite schien demgegenüber größeres Interesse an der direkten (als Eigentümer) oder zumindest indirekten (als Nutzer) Partizipation zusätzlicher Akteure an dem Infrastrukturprojekt zu besitzen. Nach der Unterzeichnung des Abkommens bestätigten CNPC-Vertreter daher, dass die Pipeline „*is not closed to outsiders*“.⁷⁶ Dies ging primär auf die Initiative von Nasarbajew zurück⁷⁷, der sich davon neben der schnelleren Realisierung, einfacheren Sicherung der Projektfinanzierung und besseren Auslastung, möglicherweise auch ein Gegengewicht zu dem chinesischen Staatskonzern im Rahmen des Projektunternehmens versprach. Darüber hinaus würden dadurch auch die Chancen auf die Steigerung der Gesamtkapazität und somit auch für die Verlegung der Leitung bis zur chinesischen Küste erhöht werden. Vorläufige Gespräche zur Interessenbestimmung wurden von CNPC mit Chevron und anderen Produzenten bereits Mitte Oktober eingeleitet. Die Vertreter des US-Konzerns bestätigten dabei, dass die Leitung im Falle kommerziell vorteilhafter Bedingungen durchaus eine Exportoption für Tengiz-Öl darstellen könnte, sie gingen jedoch davon aus, dass das Projekt von der chinesischen Seite selbst realisiert würde und zeigten sich zu keiner Übernahme von Verpflichtungen bereit.⁷⁸ Von kasachischer Seite wurden darüber hinaus auch in Russland tätige Produzenten in Betracht gezogen. Hierbei ging es weniger um deren aktive Projekt-

⁷² Kasymzhomart Tokayev, zit. in: Kazakhstan and China define oil accord, in: Agence France Presse, 26.9.1997.

⁷³ Vgl. China to build large oil projects in Kazakhstan, in: Xinhua News Agency, 15.10.1997; Upperton, Jane/Behn, Sharon: China-Kazak Line is open to „outsiders“, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

⁷⁴ Vgl. Kazakhstan-China pipeline provides opportunities for Russia, in: Interfax news agency, 23.10.1997.

⁷⁵ Aktobemunaigas besaß eine aktuelle jährliche Produktionsrate von etwa 2,6 Mt, die laut Analytikern auf etwa 6 Mt gesteigert werden konnte. Uzenmunaigas wies eine Förderung von etwa 2,7 Mt auf, die laut Angaben des Betreibers künftig auf etwa 7 Mt+ erhöht werden konnte. Der minimalen Kapazität der Pipeline von 20 Mt/Jahr würden somit in keinem Fall mehr als 14 Mt/Jahr zum Transport entgegen stehen. Davon müssten jedoch noch Verpflichtungen zur Belieferung des Binnenmarktes abgezogen werden, da CNPC in beiden Projekten durch kasachische Partner ergänzt wurde.

⁷⁶ Xiao Guang, Präsident von CNPC Kazakhstan, zit. in: Upperton, Jane/Behn, Sharon: China-Kazak line is open to „outsiders“, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

⁷⁷ Vgl. ebenda.

⁷⁸ Vgl. Lee, Winnie: Kazakhstan to China Line, Now Under Study, May Be Extended East: CNPC Head, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 202, S. 1, 17.10.1997.

beteiligung, sondern eher um die Nutzung der Pipeline für russische Ölexporte. Die Einspeisung sibirischen Öls in die Kasachstan-China-Pipeline wäre durchaus denkbar, da die Route die bereits bestehende Leitung von Omsk nach Pawlodar und Schymkent kreuzen würde. Die kasachische Seite versuchte dabei vor allem auf die ökonomischen Vorteile dieser Lösung zu verweisen, da die Transportdistanz zu den chinesischen Abnehmern deutlich geringer wäre, als beim Export von Sibirien nach Europa.⁷⁹

Tatsächlich herrschte innerhalb der kasachischen Führung zu dieser Zeit nicht einmal eine klare Vorstellung über den Zielmarkt, den die Pipeline bedienen sollte. Äußerungen verschiedener Vertreter deuteten darauf hin, dass das Öl entweder bis an die chinesische Küste transportiert werden könnte, von wo aus weitere Exporte in die asiatisch-pazifische Region möglich wären, oder dass auch die schnell wachsende chinesische Wirtschaft als alleiniger Absatzmarkt in Frage kam. Grundsätzlich bestanden jedoch sowohl bei westlichen Industrievertretern als auch in Reihen kasachischer Offizieller bereits sehr früh Zweifel an der Wirtschaftlichkeit der ersteren Option. „*A pipeline all the way to the Yellow Sea may not be economically very successful.*“⁸⁰ Ein solches Projekt schien für eine effiziente Betreuung die Subventionierung des chinesischen Streckenabschnittes zu benötigen. „*It will only work if the Chinese government subsidizes their part of it.*“⁸¹ Es war jedoch kaum vorstellbar, dass China den Bau einer kasachischen Exportleitung bezuschussen würde, um anschließend mit anderen Abnehmern um den transportierten Rohstoff zu konkurrieren. Eine Verlängerung bis zur Küste wäre nach Einschätzungen der Experten aufgrund der beschränkten ungebundenen kasachischen Produktionskapazitäten⁸² im Grunde nur unter der Voraussetzung denkbar, wenn größere Ölvorkommen in Xinxiang entdeckt würden und innerhalb Chinas eine entsprechende West-Ost-Verbindung entstehen würde, um das Öl zur weiteren Verarbeitung in die östlichen Wirtschaftszentren zu befördern. Um Skaleneffekte zu nutzen, könnte kasachisches und westchinesisches Öl anschließend mittels dieser Infrastruktur gemeinsam transportiert werden. Auch hier stellte sich jedoch die Frage, ob die schnell wachsende Wirtschaftsmacht bereit wäre, als Transitland zu dienen und den dringend benötigten Rohstoff mit anderen Interessenten aus der asiatisch-pazifischen Region zu teilen. Wegen der enormen Distanz zur Küste fanden sich kasachische Offizielle daher in der Folgezeit zunehmend mit der Variante einer kürzeren Pipeline ab, die lediglich den internen chinesischen Markt versorgen würde. Ein wichtiger Faktor, der jedoch aus kasachischer Sicht unabhängig vom zukünftigen Endpunkt der Infrastruktur galt und die östliche Route im Vergleich zu Alternativen über Russland und den Kaukasus attraktiv machte, war die Möglichkeit der Erschließung eines gänzlich neuen Absatzmarktes und der damit verbundenen Steigerung der Nachfragesicherheit. Die anderen beiden Transportkorridore waren nämlich grundsätzlich für denselben (europäischen) Markt bestimmt, der keineswegs über das Wachstumspotenzial Chinas bzw. der fernöstlichen Region verfügte. „*Pipelines through Russia or Azerbaijan are just different ways to go to the same market. A line to China would go to a completely new market.*“⁸³ „*We can't afford to be oriented only toward the West. And we face competition from*

⁷⁹ Vgl. Kazakhstan-China pipeline provides opportunities for Russia, in: Interfax news agency, 23.10.1997; Kuzovnikov, Sergei: Chinese will bid on Kazakh oil tenders, in: Moscow News, No. 46, 20.11.1997.

⁸⁰ Galymzhan Zhakiyanov, Vorsitzender der Regierungsagentur für strategische Ressourcen, zit. in: Corzine, Robert: The Lure Of The East: China, a vast potential market for Kazakh oil, in: Financial Times, 23.7.1997.

⁸¹ Anonymer Vertreter der kasachischen Regierung, zit. in: ebenda.

⁸² Die Produktion der beiden zu der Zeit wichtigsten Vorkommen – Tengiz und Karachaganak – sollte die Grundlast der CPC-Auslastung bilden.

⁸³ Galymzhan Zhakiyanov, Vorsitzender der Regierungsagentur für strategische Ressourcen, zit. in: ebenda.

*Russia and Azerbaijan. Possible routes to the south are politically unstable. Hence the importance to us of having a pipeline to China.*⁸⁴

Die Entscheidung *gegen* die an den Bieterverfahren für Aktobemunaigas und Uzenmunaigas teilnehmenden US-Konzerne war aus kasachischer Sicht daher eine klare Entscheidung *zugunsten* eines neuen Absatzmarktes und einer zusätzlichen Exportroute, die ohne direkte Beteiligung chinesischer Unternehmen von westlichen oder russischen Akteuren kaum jemals umgesetzt worden wäre, und sie stand somit ganz im Einklang mit den Prinzipien der multivektoriellen Energiepolitik des Landes. Ausschlaggebend war dabei auch, dass die Leitung die Integration der separaten einheimischen Pipelinesysteme zur Folge haben sollte und somit die Möglichkeit zur Belieferung östlicher Raffinerien mit eigenem Öl eröffnen würde. Die seit den ersten Jahren der Unabhängigkeit anvisierten strategischen Pläne zur Selbstversorgung des Binnenmarktes wurden von einigen politischen Vertretern zudem durch Erwägungen über den Bau einer neuen Raffinerie in der Nähe der chinesischen Grenze ergänzt, die primär zu Exportzwecken dienen sollte. Als weitere wichtige Faktoren der östlichen Leitung wurden von der Regierung ihre wirtschaftlichen Vorteile und Multiplikatoreneffekte hervorgehoben, da alle anderen Routen auf dem Weg zum Abnehmer einen vergleichsweise kurzen Streckenabschnitt in Kasachstan besaßen, eine Pipeline nach China dagegen das gesamte Land durchqueren musste. Dies sollte Kasachstan nicht nur höhere Tarifeinnahmen verschaffen, sondern auch zusätzliche Investitionen in die lokale Infrastruktur und Arbeitsplätze kreieren.⁸⁵ Ungeachtet der in westlichen Unternehmenskreisen verbreiteten Zweifel an der Wirtschaftlichkeit, besaß die Kasachstan-China-Pipeline somit für Kasachstan (aber auch China) eindeutige Vorteile, die sie zum „*vitally important strategic super-project*“⁸⁶ machten, dessen Umsetzung mit Nachdruck vorangetrieben werden sollte.

Aus Sicht der kasachisch-russischen Beziehungen, die die entscheidende Konstante des kasachischen außenpolitischen Handelns darstellten, besaß die Kasachstan-China-Pipeline eine doppelte strategische Bedeutung. Sie sollte das Land in erster Hinsicht unabhängiger von Öleinfuhren aus Russland machen und somit zur Steigerung der nationalen Versorgungssicherheit beitragen. Kasachstan konnte sich damit nicht nur gegen mögliche russische Lieferunterbrechungen absichern, sondern auch die bestehende diskriminierende russische Preispolitik bei der Versorgung seines Marktes durch die Schaffung eines Konkurrenzumfelds bekämpfen. Aus geoökonomischer und geopolitischer Sicht verschaffte sich das Land durch die Öffnung seines Wirtschaftsraumes für eine weitere regionale Großmacht und die anstehende Diversifizierung seiner Exporttrassen zugleich eine bessere Ausgangslage für die Ausübung seiner außenpolitischen Schaukelpolitik.⁸⁷ Die eigenen Erfahrungen mit Russland im

⁸⁴ Galymzhan Zhakiyanov, Vorsitzender der Regierungsagentur für strategische Ressourcen, zit. in: Davis, Anthony: *The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future*, in: *Asiaweek*, 10.10.1997.

⁸⁵ Vgl. Corzine, Robert: *The Lure Of The East: China, a vast potential market for Kazakh oil*, in: *Financial Times*, 23.7.1997.

⁸⁶ Galymzhan Zhakiyanov, zit. in: Davis, Anthony, *The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future*, in: *Asiaweek*, 10.10.1997.

⁸⁷ Obwohl die kasachisch-chinesischen Beziehungen bei Weitem nicht so intensiv waren wie die kasachisch-russischen, wobei China von Kasachstan weiterhin mit einer gewissen Vorsicht betrachtet wurde, jedoch verringerten sich die sicherheitspolitischen Bedenken in der Zwischenzeit deutlich. China bot Kasachstan bereits 1995 eine nukleare Sicherheitsgarantie an, die von der kasachischen Führung als Beweis der kasachisch-chinesischen Freundschaft verstanden wurde. Im April 1997 unterzeichneten beide Parteien ein Abkommen über die Reduzierung der Streitkräfte entlang der gemeinsamen Grenzen. Zuvor, im April 1996, unterzeichneten China, Russland, Kasachstan, Kirgistan und Tadschikistan ein gemeinsames Abkommen zur Stärkung des Vertrauens im militärischen Bereich (siehe auch Fn 115). Vgl. Zhong, Zhong/Junfeng, Chen: *Kazakhstan, China to upgrade friendly ties*, in: *Xinhua News Agency*, 22.9.1997.

Rahmen der alljährlichen Verhandlungen über die Zuteilung von Exportquoten oder den Bau der CPC-Pipeline, aber auch die frischen Erkenntnisse aus dem Nachbarland Turkmenistan, das nach Streitigkeiten mit Gazprom über den Gaspreis seine Gasexporte über Russland gänzlich einstellen und daraufhin einen Wirtschaftseinbruch von 25 Prozent⁸⁸ verkräften musste, führten der kasachischen Elite deutlich vor Augen, welche Rolle die Diversifizierung der Exportrouten für die Wahrung des wirtschaftlichen und sozialen Wohlstands des Landes und somit zwangsläufig auch für die Kontinuität und Stabilität der politischen Herrschaft besaß. Hierbei ging es aus kasachischer Sicht weniger um eine Herauslösung aus dem russischen Machtorbit, die wegen der bestehenden ethnischen, wirtschaftlichen und sicherheitspolitischen Verknüpfungen ohnehin kaum vorstellbar war, sondern im Sinne der pragmatischen kasachischen Außenpolitik vielmehr um die Verringerung der Erpressbarkeit und die Verbesserung der eigenen Verhandlungsposition gegenüber dem in der Region weiterhin dominanten Akteur. Durch die Bereitschaft zur Beteiligung russischer Unternehmen an der Nutzung der Exportpipeline wurde von kasachischer Seite gleichzeitig der angestrebte inklusive Charakter des Projektes verdeutlicht, das sich keinesfalls gegen Russland und seine Interessen richten sollte. Im Gegenteil, die Kooperation war erwünscht und versprach beidseitige Synergieeffekte, da somit nicht nur Skalenvorteile für kasachische Nutzer entstehen sollten, sondern für sibirische Produzenten gleichzeitig ein attraktiver Exportkanal zu einem bis dahin schwer zugänglichen Markt eröffnet werden könnte. Mit Hinblick auf die kasachischen Bemühungen zur „geopolitischen Diversifizierung“ war die östliche Route für Moskau dabei deutlich weniger bedenklich als der westliche – Russland umgehende – Pipelinekorridor über den Kaukasus. Da dieser vom Kreml als Instrument zur geoökonomischen Penetration des russischen „nahen Auslands“ durch US-Unternehmen sowie Teil einer amerikanischen geopolitischen Gesamtstrategie zur Einkreisung Russlands und Steigerung der politischen Unabhängigkeit der ehemaligen sowjetischen Unionsrepubliken von der alten Machtzentrale angesehen wurde, konzentrierte sich demgegenüber auf wirtschaftliche Beziehungen und schien durch sein Handeln in Zentralasien vorerst keine gegen Russland gerichteten strategischen Zielsetzungen zu verfolgen. Gleichzeitig galt, dass eine Exportleitung nach China anders als transkaukasische Routen zu keiner Steigerung der Konkurrenzsituation auf dem europäischen Markt führen würde, sodass sie aus kommerzieller Sicht nicht gegen die Interessen russischer Unternehmen verstieß. Kasachstan konnte somit durch die Wahl von CNPC seine Diversifizierungsbemühungen entfalten, ohne dabei entscheidende strategische Ziele Moskaus zu verletzen, was gänzlich im Einklang mit der bereits beobachteten vorsichtigen durch die Bandwagoning-Komponente begrenzten Balancing-Strategie des Landes lag.

Die Entscheidung zugunsten von CNPC hatte jedoch auch deutlichen Signalcharakter in Bezug auf den westlichen „Vektor“ der kasachischen („multivektoriellen“) Außen- und Energiepolitik. Chinesische Unternehmen stellten nämlich finanzstarke Partner dar, die das Land erheblich unabhängiger von amerikanischen und europäischen Investoren machen könnten. Diese dominierten seit dem Beginn der 1990er Jahre den Energiesektor und waren in ihren Handlungen teilweise durch politische Bedingungen oder Schranken limitiert, die von der kasachischen Führung nicht unbedingt begrüßt wurden.⁸⁹ Vor diesem Hintergrund kann die Stärkung der wirtschaftlichen Kooperation mit China nicht nur als Ausdruck einer vorsichtigen Balancing-Strategie gegenüber Russland verstanden werden, sondern war gleichermaßen auch auf die Ausweitung der Handlungsoptionen gegenüber westlichen

⁸⁸ Turkmenistan reagierte darauf mit dem Bau einer kleinen Leitung (Korpezhe-Kurt Kui) nach Iran. Vgl. Neff, Andrew: China competing with Russia for Central Asian investments, in: *Oil & Gas Journal*, S. 41, 6.3.2006.

⁸⁹ Hierbei geht es weniger um Fragen der Menschenrechte, Rechtsstaatlichkeit oder Demokratie, sondern eher um die Einstellung gegenüber der Kooperation mit dem Iran und dem Bau südlicher Exportpipelines.

Konzernen und ihren Heimatregierungen, insbesondere den USA, ausgerichtet, die gegenüber Kasachstan nicht mehr die Rolle der einzigen Alternative zu Russland ausspielen sollten. Kaum eine Frage war davon mehr betroffen als die südliche Exportroute, an deren Umsetzung westliche Unternehmen, trotz wiederholter Lobbyarbeit gegenüber der US-Administration und kontinuierlicher Betonung ihrer wirtschaftlichen Vorteile, aufgrund der bestehenden US-Sanktionspolitik entweder gar nicht erst partizipieren konnten oder bei der Kreditbeschaffung mit erheblichen Schwierigkeiten konfrontiert wären. Da Kasachstan selbst nicht über entsprechende Mittel für einen derartigen Infrastrukturausbau verfügte, schienen chinesische Konzerne, die bei der Finanzierung von Projekten nicht auf internationale Kapitalmärkte angewiesen und von der amerikanischen Iran-Politik daher nicht zu beeinflussen waren, willkommene Kooperationspartner zur Realisierung des südlichen Transportkorridors darzustellen. Durch das bewusste Hereinlassen Chinas in seinen Ölsektor stärkte Kasachstan daher auf einen Schlag nicht nur seine Position gegenüber Russland und dem Westen, sondern schaffte auch Rahmenbedingungen für ein mögliches Umgehen der US-Blockadepolitik bezüglich des iranischen Korridors und eröffnete somit aus eigener Kraft ein „window of opportunity“ für die Verwirklichung von gleich zwei Exportrouten. Vor diesem Hintergrund kann die Entscheidung zugunsten von CNPC im Rahmen des Privatisierungsprozesses als Paradebeispiel der kasachischen multivektoriellen Außen- und Energiepolitik angesehen werden.

5.2.5 Chinas Eintritt in den kasachischen Ölsektor als Herausforderung für die US-Pipelinepolitik; Scheitern der Verhandlungen um Uzenmunaigas

Die US-Administration erkannte prompt die strategische Herausforderung, die sich durch den Eintritt eines Marktakteurs ergab, der kaum bereit war, sich in seinem Handeln von der geltenden Sanktionspolitik einschränken zu lassen. US-amerikanische Regierungsvertreter machten daher bereits beim Washington-Besuch von Nasarbajew im November 1997 klar, dass die Pipelineverbindung zwischen Kasachstan und China viele Vorteile nach sich ziehen würde und gänzlich im Einklang mit der von den USA unterstützten Politik der multiplen Exportrouten wäre⁹⁰, die Variante über den Iran jedoch gegen amerikanische regionale und strategische Interessen verstoßen würde und es daher ein Fehler wäre, chinesische Konzerne beim Bau einer solchen Leitung zu unterstützen. *„Gas and oil pipelines from the Caspian would make it easier for Iran to achieve energy dominance in the region. The United States believes that companies and countries alike should be extremely wary of drifting into a situation of dependence on Iran.“*⁹¹ Der kasachische Präsident war sich jedoch der durch den Eintritt von CNPC neu gewonnenen Handlungsmöglichkeiten bewusst und zeigte sich von den Forderungen wenig beeindruckt. Im Gegenteil, er äußerte selbst Bedingungen und deutete an, dass sein Land sich nur in dem Falle gegen die Iran-Route entscheiden würde, wenn die Finanzierung der von der US-Regierung präferierten westlichen Pipeline zum Mittelmeer innerhalb des nächsten Jahres (bis Oktober 1998) gesichert werden könnte. Er unterstrich dabei trotz der Bekundung seines Interesses an ihrer Nutzung, dass sie die teuerste Alternative darstellte, wobei deren Finanzierung und zeitliche Realisierung weiterhin unklar blieb, was die Planungssicherheit verringerte.⁹² Laut der herrschenden Auffassung der kasachischen politischen Führung sah sich ihr Land dabei dazu gezwungen, in naher Zukunft multiple Exportkanäle zu eröffnen, um die angestrebte massive Produktionserwei-

⁹⁰ Umgehung Irans und Durchbrechen bestehender monopolistischer Strukturen (Russland).

⁹¹ Jan Kalicki, Counselor des US Department of Commerce, zit. in: Clinton advises Kazakhs to avoid Iran in routing new pipelines for oil, gas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 25, No. 46, S. 1, 24.11.1997.

⁹² Vgl. ebenda.

terung (diese sollte 2010 170 Mt, bzw. 3,4 mb/d erreichen) absetzen zu können.⁹³ Bei der Wahl der Exportrouten wollte man im Einklang mit den pragmatischen Prinzipien der „multivektoriellen“ Außenpolitik vorgehen und sich grundsätzlich alle Optionen offen halten.⁹⁴ Der US-Administration führte der Eintritt Chinas in den kasachischen Energiesektor somit deutlich vor Augen, dass sie sich nicht mehr einfach auf die (passive) Blockadepolitik gegenüber der südlichen Exportroute verlassen kann, sondern dass sie ihre diplomatischen Bemühungen zur zeitnahen Umsetzung ausreichender Exportalternativen steigern musste, wenn sie die auf die Isolierung des Irans ausgerichteten Ziele ihrer Regionalpolitik einhalten wollte. Aus kasachischer Sicht besaß der Eintritt Chinas in das regionale Transportpoker somit einen zusätzlichen Vorteil, denn er schien entsprechend des Konzeptes der bestreitbaren Märkte auch zur Intensivierung der US-amerikanischen Bemühungen zur Realisierung der Aserbaidschan-Mittelmeer-Verbindung beizutragen (siehe Kapitel 4.5).

Das Schicksal der Iran-Pipeline, deren Einbeziehung in die Vereinbarung mit CNPC grundsätzlich auf kasachische Initiative zurückzuführen war, blieb jedoch vorerst unklar. Ihre Konzipierung befand sich zu diesem Zeitpunkt trotz wiederholter Bekundungen iranischer und kasachischer Offizieller über deren mögliche zeitnahe Umsetzung lediglich im frühen Planungsstadium. Darüber hinaus stellte die Route trotz eindeutiger Kostenvorteile beim Bau und der Betreuung, aus geopolitischer Sicht für China die mit Abstand weniger bevorzugte Exportalternative dar, da sie nicht über die strategischen Vorzüge der Überlandpipeline verfügte und lediglich eine weitere Forcierung der Abhängigkeit vom Nahen Osten und somit auch den maritimen Importwegen nach sich ziehen würde. Zugleich handelte es sich hierbei, anders als bei der Kasachstan-China-Verbindung um eine Transitpipeline, die die Interessen zweier weiterer staatlicher Akteure einbezog, sodass deren Realisierung auf multilateraler Ebene ausgehandelt werden musste. Da sich CNPC lediglich zur Teilnahme am kasachischen Streckenabschnitt bereit erklärte, musste vor einer eventuellen endgültigen Zusage des Unternehmens, zuerst eine Einigung über die verbleibenden Segmente zwischen den anderen betroffenen Parteien erreicht werden. Letztendlich wurde die chinesische Beteiligung am Bau der Leitung aber durch die erfolgreiche Einigung über den Einstieg in das Uzen-Feld bedingt, das als Primärquelle für ihre Auslastung angesehen wurde. Vor diesem Hintergrund verhielt sich CNPC in Fragen der Iran-Route eher passiv. „*The Iran pipeline was a suggestion by the government of Kazakhstan. We have not yet had discussions with the governments of Turkmenistan or Iran.*“⁹⁵

Tatsächlich waren es letztlich gerade die erfolglosen Gespräche über Uzenmunaigas, die entscheidend für das Scheitern kasachischer Bemühungen zur chinesischen Beteiligung am Bau der Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline waren. Die ursprünglich für einen Monat angesetzt exklusiven Verhandlungen zwischen CNPC und Kasachstan verliefen von Beginn an nur sehr schleppend, wobei die chinesische Seite wiederholt über häufige Wechsel in der kasachischen Verhandlungsdelegation klagte, die laut Marktbeobachtern auf Interessensdivergenzen bezüglich des Verkaufs von staatlichen Beteiligungen im Ölsektor innerhalb der kasachischen Führung hinwies.⁹⁶

Es war letztendlich die Kombination mehrerer Faktoren, die dazu führte, dass zwischen den Parteien keine Einigung zustande kam. Auf chinesischer Seite war es wohl die Erkenntnis, dass das über dem Marktwert liegende Angebot zusammen mit dem vorherrschenden Niedrigölpreisniveau und den

⁹³ Vgl. Kazakhstan: Review 1998, in: Asia & Pacific Review World of Information, November 1998.

⁹⁴ Vgl. Chinese Connection Boosts Kazak Oil Export Options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.11.1997.

⁹⁵ Xiao Guang Tong, Präsident von CNPC Kasachstan, zit. in: Upperton, Jane/Behn, Sharon: China-Kazak Line is open to “outsiders”, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

⁹⁶ Vgl. China’s Kazakh oil projects hurt by Asian, Russian financial crisis, in: Agence France Presse, 8.10.1997.

Herausforderungen der russischen und asiatischen Finanzkrise in einer Kosten-Nutzen-Rechnung kein wirtschaftliches Ergebnis erzielen konnte. Aufgrund des sinkenden Ölpreises und der Finanzkrise herrschte innerhalb der politischen Führung des Landes, insbesondere aber beim neuen Premierminister, Zhu Rongji, Ablehnung gegenüber kostspieligen ausländischen Akquisitionen mit fragwürdiger Profitabilität.⁹⁷ Medienberichte verwiesen in diesem Zusammenhang darauf, dass sich die Parteien nicht über die Finanzierungs- und insbesondere Steuerdetails des Projektes einigen konnten, was zur Verringerung des Interesses von CNPC an der Akquisition von Uzenmunaigas beitrug.⁹⁸

Darüber hinaus kam es in der Zwischenzeit auch zum deutlichen Wandel in der kasachischen Einstellung gegenüber der Privatisierungspolitik. Der interne Machtkampf über die Mechanismen der Rentenverteilung sowie die Kontrolle und zukünftige Gestaltung des Ölsektors, der sich zwischen dem Präsidenten und seinem Premierminister (A. Kaschegeldin) im Verlauf des Jahres entwickelte, mündete schließlich in die Umstrukturierung der Exekutive im Oktober 1997.⁹⁹ Die neue Regierung unter N. Balgimbajew zeigte sich im Vergleich zu der seines Vorgängers, der als großer Befürworteter der Privatisierung und des Einstieges ausländischer Investoren in den kasachischen Ölsektor galt, deutlich skeptischer gegenüber einer weiteren Verringerung der staatlichen Beteiligung.¹⁰⁰ Auch der Präsident

⁹⁷ Vgl. Downs, Erica S.: Sino-Russian Energy Relations: An Uncertain Courtship, in: Bellacqua, James S. (ed.): The Future of China-Russia Relations, Kentucky: University of Kentucky Press, 2010, S. 146-156, hier S. 154.

⁹⁸ Bemängelt wurde von chinesischer Seite die angestrebte Anwendung der Mehrwertsteuer (20 Prozent), der Einkommenssteuer (30 Prozent) und der Zufallsgewinnsteuer (sog. Windfall tax 20 Prozent). Vgl. Kong, Bo: China's International Petroleum Policy, Santa Barbara: Greenwood Publishing Group, 2010, S. 99; Kazakhstan: Local Producers Emerge To Rival Foreign Firms, in: Nefte Compass, 27.1.2004.

⁹⁹ Kaschegeldin trat im Oktober, angeblich wegen Gesundheitsproblemen, vom Posten des Premierministers zurück. Tatsächlich wurde er zu diesem Schritt von Nasarbajew selbst gezwungen. Der Grund hierfür lag darin, dass der Präsident zunehmend besorgt über die wachsende Macht des einstigen politischen Außenseiters war. Kaschegeldin wurde von Nasarbajew im Jahr 1994 engagiert, um den Privatisierungsprozess im Land, insbesondere in der Ölindustrie, zu beschleunigen. Er begann jedoch in der Folgezeit Strukturen zu etablieren, die zum Aufbau seiner eigenen unabhängigen Machtbasis beitragen sollten und bestehende Patronagewege umgingen. Durch die Gründung des State Investment Committee, das direkt mit potenziellen ausländischen Investoren verhandeln sollte, wurden von ihm die traditionell einflussreichen Strukturen (Ministerium für Energie, Ministerium für Geologie) aus der Entscheidungsfindung ausgeklammert, wodurch er Widerstand in den Reihen einflussreicher Eliten provozierte. Eine Quelle aus der Präsidentschaftsverwaltung kommentierte die Ereignisse mit den Worten: „Kaschegeldin forgot who is the boss in the house and he has paid for his forgetfulness.“ Im Oktober 1997 wurde N. Balgimbajew zum Premierminister ernannt. Kaschegeldin wurde in der Folgezeit zum wichtigsten politischen Opponenten Nasarbajews und formte 1998 die oppositionelle Republikanische Volkspartei Kasachstans. Kasachische Behörden nahmen in der Zwischenzeit Ermittlungen gegen Kaschegeldin wegen Steuerhinterziehungen und Korruption auf, die auch zur Entdeckung illegaler Bankkonten von Nasarbajew und Balgimbajew in der Schweiz führten. Im Jahr 1999 wurde Kaschegeldins Teilnahme an den Präsidentschaftswahlen verhindert. Er verließ anschließend das Land und wurde in Abwesenheit zu einer langjährigen Haftstrafe verurteilt. Vgl. Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 43-48; Olcott, Martha Brill: Kazakhstan Unfulfilled Promise, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2002, S. 115; Furman, Dimitrii: The Regime in Kazakhstan, in: Rumer, Boris (ed.): Central Asia at the End of the Transition, New York: M.E. Sharpe, 2005, S. 195-266, hier S. 227-228.

¹⁰⁰ Das Ministerium für Öl und Gas kritisierte bereits während der Amtszeit von Kaschegeldin die massiven Privatisierungspläne des Premierministers. Leitende Mitarbeiter des Ministeriums, inklusive des Ministers N. Balgimbajew, übernahmen nach der Gründung des kasachischen Staatskonzerns Kazakhoil (April 1997) die Führungspositionen in dem Unternehmen und waren nicht an seiner weiteren Schwächung interessiert. Sie klagten bei Nasarbajew darüber, dass die Ergebnisse der Bieterverfahren für den Staat unvorteilhaft wären, die Investoren ihre Verpflichtungen meist nicht einhalten würden und es zu Massenentlassungen käme. Bereits zu dieser Zeit konnte eine erste Veränderung in der Einstellung zur Privatisierung beobachtet werden. Wurden vor der Gründung von Kazakhoil typischerweise Anteilspakete von 90 Prozent zum Verkauf angeboten, verringerten sich diese in der Folgezeit auf etwa 60 Prozent. Gleichzeitig kam es zur Verschärfung der Ansprüche auf

selbst äußerte sich anders als noch im Vorjahr viel kritischer gegenüber dem „Ausverkauf“ des nationalen Eigentums, sodass die neue Regierung im Februar 1998 einen vorübergehenden Stopp der Privatisierung im Öl- und Gassektor verkündete. In diesem Zusammenhang konnten erstmalig auch Bestrebungen bezüglich des Wiedererlangens der staatlichen Kontrolle über bereits privatisierte Unternehmen beobachtet werden.¹⁰¹ Balgimbajew bemühte sich durch sein Handeln insbesondere um die Stärkung der Position des im April 1997 gegründeten nationalen Ölunternehmens Kazakhoil, dessen Leitung er vor (und nach) seiner Tätigkeit in der Regierung einnahm.¹⁰² Der Konzern war mit der Kontrolle staatlicher Beteiligungen im kasachischen Ölsektor beauftragt, was auch die Anteile an Uzenmunaigas einschloss. Aus Sicht von Balgimbajew sollte Kazakhoil über eine ausreichende Kapitalisierung verfügen, um internationale Kredite anlocken zu können, die wiederum für eine deutliche Steigerung der Produktion auf den überwiegend älteren und erschöpften Vorkommen benötigt wurden. Perspektivisch sollte auch eine strategische Partnerschaft mit einem großen internationalen Produzenten eingegangen werden, was Kazakhoil Zugang zu ausländischen Vorkommen eröffnen würde. Hierzu müsste der kasachische Staatskonzern jedoch über eine „kritische Masse“ in Form einheimischer Förderkapazitäten und Reserven verfügen, sodass deren weitere Verringerung aus Sicht der strategischen Entwicklungspläne kontraproduktiv wäre. Die mangelnde Bereitschaft der Regierung zum Verkauf von Anteilen an einer der letzten großen unter staatlicher Kontrolle verbleibenden Produktionseinheiten¹⁰³ spiegelte sich wohl in der von der chinesischen Seite bemängelten schleppenden Verhandlungspraxis sowie geringen Kompromissbereitschaft der kasachischen Gesprächspartner wider und führte letztendlich auch zum Scheitern der Verhandlungen Mitte 1998. Die Anteile von Uzenmunaigas blieben somit unter der Kontrolle von Kazakhoil, das die Rehabilitierung des Uzen-Feldes in der Folgezeit im Alleingang durchführte und dabei wesentlich durch Weltbankkredite unterstützt wurde.¹⁰⁴

Durch das Scheitern der Übernahme des Uzen-Feldes verschwand jedoch gleichzeitig auch der wichtigste Grund, der CNPC zur Beteiligung am Bau einer Pipeline in den Iran motivieren sollte, was letzt-

Bonuszahlungen, Investitionszeiträume und Schuldenübernahmen. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 236-237.

¹⁰¹ Dies betraf primär das belgische Unternehmen Tractabel, das als Betreiber der Ferngaspipelines auftrat (Tochterunternehmen Intergas) und auch Beteiligungen im kasachischen Stromsektor besaß (Almaty Power). Die Regierung warf dem Konzern die Nichterfüllung seiner Verpflichtungen vor und bewegte ihn schließlich zum Rückzug aus Kasachstan. Tractabel machte sich zuvor sehr unbeliebt, da es nicht davor zurückschreckte Gaslieferungen wegen ausstehender Zahlungen einzustellen, womit es massive soziale Proteste auslöste. Vgl. Prime minister announces temporary halt to oil, gas privatization, in: Agence France Presse, 10.2.1998; Behn, Sharon: Kazakhs, Tractabel at odds over sell-off, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 40, S. 1, 2.3.1998.

¹⁰² Nurlan Balgimbajew war der erste Präsident von Kazakhoil nach der Gründung des Unternehmens und hielt die Position, bis er im Oktober 1997 zum Premierminister ernannt wurde. Nachdem er diesen Posten verließ, wurde er im Oktober 1999 umgehend erneut zum Präsidenten von Kazakhoil ernannt. Er hielt die Funktion bis Februar 2002.

¹⁰³ Uzenmunaigas (1996 betrug die Produktion 2,83 Mt; Reserven 220 Mt) bildete zusammen mit KazakhOil-Emba bzw. Embamunaigas (Produktion 1,74 Mt, Reserven 70,2 Mt) den Kern von Kazakhoil. Kasachstan hielt 90 Prozent an Uzenmunaigas und 85 Prozent an Embamunaigas. Vgl. KazMunayGas: Company Structure, Subsidiaries, http://www.kmg.kz/en/group_companies/subsidiary/rd/ (Zugriff 4.10.2011).

¹⁰⁴ Bereits 1996 kam es zur Einigung zwischen der Weltbank und dem kasachischen Finanzministerium über die Kreditvergabe von 109 Mio. USD für einen Zeitraum von 17 Jahren. Die kasachische Beteiligung sollte 27,1 Mio. USD betragen. Die Kreditvergabe sollte am 1.1.1997 erfolgen, sie wurde jedoch aufgrund von häufigen Wechselln des Projekthauptbetreibers verlegt. Nach der Erteilung von Regierungsgarantien erfolgte die Vergabe der Mittel schließlich im Juli 1999. Das Projekt sollte am 30. Juni 2005 abgeschlossen werden. Vgl. Kazakhstan Beefs Up Its National Oil Company (Interfax), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 6.6.1998; ZAO Kazmunaigaz, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.8.2003.

endlich zum Rückzug der chinesischen Seite aus den Gesprächen führte. Darüber hinaus verringerte sich aus der Sicht des Konzerns auch die bereits ohnehin knappe Reservenbasis, mit der er für die Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline rechnen konnte. Der noch vor weniger als einem Jahr hoch gefeierte Jahrhundertvertrag wurde durch das Ergebnis der Verhandlungen um Uzen zweier der vier angedachten Komponenten beraubt, wobei sich auch die Aussichten für die Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline, die mit Hinblick auf die kasachische Versorgungssicherheit das Kernstück des Vertragskomplexes bildete, deutlich verschlechtert hatten.

5.3 Der lange Weg zur Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline

5.3.1 Verzögerungen bei der Entwicklung der Machbarkeitsstudie

Im Februar 1998 kam es zum Treffen zwischen den Vertretern von KazTransOil und CNPC, in dessen Verlauf Fragen bezüglich des Baus der Pipeline besprochen wurden. Die chinesische Seite präsentierte hierbei die Erkenntnisse ihrer Untersuchungen über den Zustand der bereits existierenden kasachischen Leitungsinfrastruktur, die im Rahmen des von der kasachischen Seite vorgeschlagenen Streckenverlaufs der Kasachstan-China-Pipeline in Anspruch genommen werden könnte. Die Ergebnisse bestätigten, dass die noch in den 1980er Jahren verlegten Leitungssegmente internationalen Standards entsprachen und daher als Bestandteile der zukünftigen Verbindung nach China genutzt werden könnten. Hierbei handelte es sich sowohl um Abschnitte der Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline, die weiter nach Turkmenistan verlief, als auch um die Kumkol-Karakoin-Leitung, welche die Kumkol-Felder in Zentralkasachstan mit der erstgenannten Pipeline verband. Der von beiden Parteien vorläufig angenommene Routenverlauf sah vor, dass Atyrau via Kenkiyak mit Kumkol verbunden würde, von wo die Pipeline nach Karakoin, Atasu und weiter nördlich des Balkaschsees nach Druzhba/Alashankou an der chinesischen Grenze verlaufen sollte. Der Vorteil der Route bestand darin, dass zwischen Karakoin und Atasu 427 km der bestehenden Omsk-Schymkent-Pipeline im umgekehrten Modus genutzt werden konnten.¹⁰⁵ Auch Teile der Leitung zwischen Kumkol und Karakoin konnten zum Einsatz kommen (Abbildung 47).¹⁰⁶ Der Wert bestehender Anlagen, die im Rahmen des Projektes verwendet werden könnten und deren Gesamtlänge nach kasachischen Angaben etwa 670 km betrug, sollte bei etwa 300 Mio. USD liegen.¹⁰⁷ Beim Treffen wurde zwischen beiden Parteien eine Einigung über den zeitnahen Beginn der Arbeiten an einer Machbarkeitsstudie erreicht, wobei anschließend daran die Bildung eines Konsortiums zur Finanzierung und Realisierung des Projektes erfolgen sollte. Die Dokumentation sollte neben technischen Aspekten auch Aufschluss über den definitiven Streckenverlauf geben. Die Länge der Pipeline sollte in Kasachstan je nach Routenführung zwischen 2.600 und 2.900 km betragen, wobei deren Kosten (für die Strecke bis Druzhba/Grenze) laut dem Präsidenten von KazTransOil, Kaigerly Kabyldin, bei etwa 2,6-2,65 Mrd. USD liegen sollten.¹⁰⁸ CNPC-Vertreter rechneten mit einem Preis in einer Höhe von etwa 3,2 Mrd. USD, jedoch für eine Verbindung bis nach Urumchi.¹⁰⁹ Die vorläufigen Überlegungen des Konzerns gingen davon aus,

¹⁰⁵ Bedacht wurde jedoch auch die Option, dass der bestehende Omsk-Schymkent-Abschnitt nicht verwendet und dafür eine gänzlich neue Pipeline beginnend in Karakoin gebaut werden sollte.

¹⁰⁶ Zwischen Kumkol und Karakoin waren zwei Pipelinestränge verlegt (Inbetriebnahme im Jahr 1990), die eine Gesamtkapazität von 260.000 b/d (13 Mt/Jahr) besaßen. Vgl. Hutchinson, David I.: Central Asia FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: Oil & Gas Journal, S. 27, 3.9.1998.

¹⁰⁷ Vgl. Kazakh-Chinese Pipeline Contract May Be Signed in Spring 1999, in: Interfax Russian News, 16.5.1998.

¹⁰⁸ Vgl. Chinese examines Kazakh pipes, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.2.1998; Clark, Heather: Kazakhstan outlines pipeline arteries to get oil to markets, in: Agence France Presse, 31.3.1998.

¹⁰⁹ Vgl. Caspian Energy: Looking East, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 10-15, 1.11.1998.

dass die Pipeline in der Anfangsphase bereits an der kasachisch-chinesischen Grenze enden sollte. Von dort waren Lieferungen per Eisenbahn an Raffinerien in Xinxiang und in den zentralen Regionen Chinas angedacht. Erst mit dem Anstieg der Transportvolumen sollte auch eine Leitung auf dem chinesischen Territorium gebaut werden.¹¹⁰ Die nominelle Kapazität der Kasachstan-China-Pipeline sollte laut der vorläufigen Einigung 20 Mt/Jahr betragen, wobei die Auslastung primär durch die kasachische Produktion von CNPC gewährleistet werden sollte. Die Bauphase sollte nach der Unterzeichnung des endgültigen Vertrages 60 Monate betragen (24 Monate Vorbereitungsarbeiten, 36 Monate tatsächliche Bauarbeiten).¹¹¹

Abbildung 47: Kasachstan-China-Pipelineroute (bestehende und neu zu bauende Abschnitte)



Quelle: Centre for Global Energy Studies: Crude Oil Pipelines of the Former Soviet Union, London, 2005; eigene Bearbeitung.

Die chinesische Seite bekräftigte beim anschließenden Besuch des kasachischen Premierministers, N. Balgimbajew, im Mai 1998 ihre Bereitschaft, an der schnellstmöglichen Umsetzung der Pipeline festzuhalten. Die Machbarkeitsstudie für das Projekt sollte demnach noch vor Jahresende fertiggestellt und ausgewertet werden, sodass die Verlegung der Leitung im Jahr 2004 abgeschlossen sein könnte.¹¹² Der Präsident von KazTransOil verkündete nach dem Treffen daher euphorisch, dass das Abkommen über den Pipelinebau unter „optimistischen“ Voraussetzungen bereits im Frühjahr 1999 unterschrieben werden könnte. Bezüglich der Finanzierung des Projektes wurde von CNPC erwogen, die benötigten Mittel über internationale Kapitalmärkte sicher zu stellen. Falls die Finanzierung auf die-

¹¹⁰ Vgl. Lee, Winnie: Kazakhstan to China Line, Now Under Study, May Be Extended East: CNPC Head, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 202, S. 1, 17.10.1997.

¹¹¹ Vgl. Kazakhstan-China Pipeline Study, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 22.4.1998.

¹¹² Bei dem Treffen sicherte Peking zusätzlich zu, einen Kredit über 100 Mio. USD für kleine Unternehmen in Kasachstan zur Verfügung zu stellen und ein Fahrzeugwerk in Kasachstan aufzubauen. Kasachische Vertreter bekundeten im Gegenzug, dass sie keinesfalls separatistische Bestrebungen der uighurischen Minderheit unterstützen werden. Vgl. Kazakh leader vows to weed out Moslem separatists, boost oil cooperation, in: Agence France Presse, 8.5.1998.

sem Weg scheitern sollte, wollte die chinesische Seite die Implementierung des Projektes aus eigenen Mitteln garantieren, so wie es der Vertrag vom September 1997 vorsah.¹¹³

Im Juni 1998 unterzeichneten schließlich KazTransOil und CNPC den Vertrag über die gemeinsame Durchführung der Machbarkeitsstudie für die Kasachstan-China-Pipeline. Die Ergebnisse sollten bereits im Oktober vorgelegt und in den folgenden 2-3 Monaten ausgewertet werden, bevor im Frühling 1999 das endgültige Abkommen über den Bau unterzeichnet werden sollte.¹¹⁴ Am Rande der Sitzung der Shanghaier-Gruppe¹¹⁵ Anfang Juli bekräftigte der chinesische Präsident im Gespräch mit Nasarbajew, dass das Projekt für sein Land von besonderer Bedeutung sei und es daher ohne Unterbrechungen implementiert werden muss. Darüber hinaus einigten sich beide auch auf die Notwendigkeit des Baus einer Gaspipeline, die entlang des Ölpipelinekorridors verlaufen sollte.¹¹⁶

Das niedrige Ölpreinsniveau im Jahr 1998¹¹⁷ (Abbildung 50) und die Auswirkungen der asiatischen Finanzkrise schienen, trotz wiederholter verbaler Bekundungen beider Seiten zur Unterstützung des Projektes, jedoch seine wirtschaftliche Grundlage zu untergraben.¹¹⁸ Bereits frühere Studien von ILF

¹¹³ Vg. Kazakh-Chinese Pipeline Contract May Be Signed in Spring 1999, in: Interfax Russian News, 16.5.1998.

¹¹⁴ Vgl. Kazakhstan, China to do joint feasibility study for pipeline, in: Interfax Russian News, 15.6.1998.

¹¹⁵ Auch als „Shanghaier Fünf“ bekannt, bestehend aus China, Kasachstan, Kirgistan, Russland und Tadschikistan. Der Ursprung der Gruppe geht auf Verhandlungen zur Klärung des Grenzverlaufes zwischen China und den Nachfolgestaaten der UdSSR zurück („4+1“ Format), die wiederum eine Fortsetzung sowjetisch-chinesischer Grenzverhandlungen darstellten. Im April 1996 trafen sich die Präsidenten der genannten Länder zum Gipfeltreffen in Shanghai und unterzeichneten ein Abkommen über vertrauensbildende Maßnahmen im militärischen Bereich in den Grenzgebieten. Wichtiger Bestandteil der Einigung war die Verbesserung des Informationsaustausches über die entlang der Grenzen stationierten Streitkräfte und deren Bewegungen. Vereinbart wurde auch, dass keine Militärübungen durchgeführt werden, die sich gegen eine der beteiligten Parteien richten würden, und Maßnahmen zur Verhinderung militärischer Zwischenfälle getroffen werden. Das Abkommen wurde als bilaterale Vereinbarung zwischen China und der „gemeinsamen Partei“, bestehend aus Russland, Kasachstan, Kirgistan und Tadschikistan, konzipiert. Während des Treffens im April 1997 in Moskau wurde von den Staaten ein Dokument über Truppenhöchstgrenzen und Abrüstungsmaßnahmen auf beiden Seiten der Grenze unterzeichnet (Geltungsbereich betrug 100 km; die Armeegröße wurde auf insgesamt 130.400 Mann beschränkt; reduziert wurden auch verschiedene Waffensysteme). Als Katalysatoren der beiden Abkommen können dabei Pläne zur NATO-Osterweiterung und die Erneuerung der amerikanisch-japanischen Sicherheitsallianz verstanden werden. Erst nach dem Treffen in Moskau im Jahr 1997 bürgerte sich die Bezeichnung „Shanghai Fünf“ ein, wobei es in der Folgezeit zur kontinuierlichen Ausweitung ihrer Agenda kam. Die Gruppe sollte nach Auffassung der Gründer ein multilaterales Forum zur Intensivierung der Kooperation und Koordination in verschiedenen Politikbereichen, wie Wirtschaft, Transport, Energie, Umwelt, Kultur und internationale Politik, darstellen. Fokussiert wurden jedoch vorerst insbesondere Fragen regionaler/innerer Sicherheit und Stabilität, was von chinesischer Seite als gemeinsamer Kampf gegen die „drei Kräfte“ (Terrorismus, Separatismus, religiöser Extremismus) bezeichnet wurde. Das von den Parteien wahrgenommene regionale Bedrohungspotenzial stieg insbesondere nach der Machtübernahme der Taliban in Afghanistan. Um die Kooperation zwischen den Teilnehmern weiter institutionell zu festigen, wurde beim Gipfeltreffen der „Shanghaier Fünf“ im Juni 2001 die „Shanghaier Organisation für Zusammenarbeit“ konstituiert und Usbekistan als deren sechstes Mitglied aufgenommen (drei Dokumente wurden unterzeichnet: Deklaration über die Gründung der Shanghaier Organisation für Zusammenarbeit; Gemeinsame Erklärung zum Beitritt Usbekistans; Shanghaier Konvention zum Kampf gegen Terrorismus, Separatismus und Extremismus). Im Jahr 2002 wurde eine Charta der Organisation angenommen, die ein permanentes Sekretariat in Peking gründete. Vgl. Wacker, Gudrun: Die „Shanghaier Organisation für Zusammenarbeit“ Eurasische Gemeinschaft oder Papiertiger? Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2001.

¹¹⁶ Vgl. China, Kazakhstan sign border treaty, discuss investment, in: Agence France Presse, 4.7.1998; Kazakhstan, China to prepare plan on economic cooperation, in: Interfax Russian News, 4.7.1998.

¹¹⁷ Der durchschnittliche Ölpreis (dated Brent) lag 1998 bei lediglich 12,72 USD/b. Demgegenüber betrug er 1997 noch 19,09 USD/b und ein Jahr zuvor 20,67 USD/b. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011.

¹¹⁸ Vgl. Kazakh leader vows to weed out Moslem separatists, boost oil cooperation, in: Agence France Presse, 8.5.1998.

aus dem Jahr 1994 zur kasachischen West-Ost-Pipeline bei Einbeziehung der Möglichkeit ihrer Verlängerung nach China verdeutlichten, dass eine solche Leitung bei Ölpreisen von unter 15 USD/b nicht wirtschaftlich betrieben werden konnte.¹¹⁹ Zahlreiche westliche Experten sprachen darüber hinaus davon, dass eine Pipeline von der geplanten Länge aus kommerziellen Gesichtspunkten eine Durchleitungskapazität von etwa 45-50 Mt/Jahr statt der anvisierten 20 Mt/Jahr benötigen würde, wobei ähnliche Bedenken inoffiziell angeblich auch von CNPC-Vertretern geäußert wurden. Um Transportvolumen in dieser Größenordnung sicherzustellen, müsste das beförderte Öl jedoch auch aus anderen Ländern der Region stammen, da Kasachstan selbst nicht über die dafür benötigten Produktionskapazitäten verfügte.¹²⁰ Analytiker deuteten gleichzeitig darauf hin, dass die Kosten einer Leitung größeren Durchmessers deutlich über denen der bestehenden Schätzungen liegen würden. Eine 50 Mt/Jahr Pipeline nach Urumchi sollte demnach etwa 4 Mrd. USD beanspruchen. Im Falle ihrer Verlängerung nach Lanzhou (Gansu-Provinz in Zentralchina), das als Knotenpunkt für eine Gabelung der Binneninfrastruktur zur Versorgung verschiedener ostchinesischer Provinzen galt, würde der Baupreis sogar zwischen 7,13 und 7,5 Mrd. USD betragen. Eine Verbindung bis nach Schanghai wurde auf 10,36 Mrd. USD veranschlagt.¹²¹ Die durch den niedrigen Ölpreis und die weiterhin ungesicherte Auslastung der Pipeline gegebenen negativen Rahmenbedingungen bewegten insbesondere die chinesische Seite in der Folgezeit zu einer Verzögerungstaktik, sodass im Oktober 1998 vom Präsidenten von KazTransOil, Nurlan Kapparov, statt der erwarteten Ergebnisse der Machbarkeitsstudie lediglich verkündet wurde, dass diese in vier bis fünf Monaten abgeschlossen werden sollte.¹²²

5.3.2 Aufnahme von Eisenbahnexporten nach China

Ungeachtet der Probleme bei der Umsetzung der Pipelinepläne wurden im Verlauf des Jahres 1997 erstmalig Lieferungen kasachischen Öls per Eisenbahn auf den chinesischen Absatzmarkt aufgenommen, die als Teil der Vertragsbestimmungen über Aktobemunaigas galten. Erwartet wurde dabei, dass deren Umfang aufgrund bestehender Infrastrukturbeschränkungen des einzigen geeigneten Grenzüberganges in Druzhba/Alashankou anfänglich etwa 1,5-2 Mt/Jahr erreichen könnte.¹²³ Bereits im Oktober wurde von CNPC die erste Testlieferung von 1.700 t Öl vom neu erworbenen kasachischen Produzenten an die Raffinerie in Urumchi in der Xinxiang-Region versandt.¹²⁴ Anfänglich plante der Konzern für das gesamte vierte Quartal 1997 auf dieser Route Exporte von 150.000-200.000 t, tatsächlich wurden bis zum Ende des Jahres aber lediglich 93.000 t geliefert. Auf chinesischer Seite schien man jedoch zu diesem Zeitpunkt dennoch über die Aussichten optimistisch zu sein, sodass von zukünftigen Öllieferungen in einer Höhe von etwa 5 Mt/Jahr gesprochen wurde.¹²⁵ Um den geplanten Anstieg des Transportvolumens zu bewältigen, wurde von kasachischer Seite daher im Juni 1998 der Ausbau der Kapazität des Ölverladeterminals in Druzhba auf 3 Mt/Jahr abgeschlossen. In den kommenden ein bis zwei Jahren sollte laut kasachischen Plänen bei Bedarf eine weitere Steigerung auf 5

¹¹⁹ Vgl. Caspian Energy: Looking East, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 10-15, 1.11.1998.

¹²⁰ Kasachstan produzierte 1998 lediglich 25,9 Mt. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011.

¹²¹ Vgl. Caspian Energy: Looking East, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 10-15, 1.11. 1998.

¹²² Vgl. State to produce 28 mln tons of oil in 98, in: Middle East News Items, 19.10.1998.

¹²³ Vgl. China plans to expand overseas oil development. Nation Tries To Secure Stable Supply Sources, in: The Nikkei Weekly, S. 19, 9.2.1998.

¹²⁴ Vgl. Wong, Joon San: Amoco chief sees attractive returns; Deals open door to mainland's energy sector, in: South China Morning Post, S. 6, 28.11.1997.

¹²⁵ Vgl. Crude oil transported from Kazakhstan to China, in: Xinhua News Agency, 21.10.1997; Focus; Russian Crisis Spills Over, in: Petroleum Economist, S. 35, 25.11.1998; Kazakh Railways Mull Tariff Cut For Oil Transit, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 17.4.1998.

Mt/Jahr erfolgen können. Neben CNPC signalisierte vor allem auch das auf den zentralkasachischen Ölvorkommen (Kumkol) tätige kanadische Unternehmen Hurricane Hydrocarbons (später PetroKazakhstan) sein Interesse an der künftigen Nutzung dieser Route.¹²⁶

Abbildung 48: Kasachisches Eisenbahnnetz (Stand 2002)



Quelle: Regional Finance Centre of Almaty, <http://www.rfca.kz/en/transportation> (Zugriff 2.2.2012).

Die wachsende Nachfrage im Osten, die mangelnden kasachischen Exportmöglichkeiten in westliche Richtung und die Verzögerungen bei der Umsetzung der CPC-Leitung bewegten auch Chevron/TCO seit Mitte 1997 dazu, Optionen für den Export seiner Tengiz-Produktion nach China per Eisenbahn in Betracht zu ziehen. Die erste Testlieferung sollte bereits im letzten Quartal 1997 erfolgen, sie wurde jedoch aufgrund technisch bedingter Verzögerungen erst im Januar 1998 realisiert (3.500 t). Vorläufige Pläne des Konzerns rechneten damit, dass im Falle ihres Erfolgs zukünftig etwa 1 Mt/Jahr zur Verarbeitung an die Raffinerie in Urumchi befördert werden könnten.¹²⁷ Entscheidend für den Erfolg war neben der Wirtschaftlichkeit der Route auch die Fähigkeit chinesischer Raffinerien, mit dem erhöhten Merkaptan-Gehalt im Tengiz-Öl umgehen zu können. Darüber hinaus mussten von Unternehmen, die Interesse an der Nutzung der Route hatten, Tankwagons gesichert werden, da diese wegen der kontinuierlich steigenden Exporte in westliche Richtung in Kasachstan einfach nicht mehr in ausreichender Anzahl vorhanden waren.¹²⁸

Letztendlich wurde von TCO jedoch aufgrund technischer Probleme bei der Ölverarbeitung, wie auch kommerzieller Vorteile der Exporte in westliche Richtung, keine dauerhafte Transportverbindung

¹²⁶ Vgl. Schneider, Michael/Behn, Sharon: Decision on Kazakh-China, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 45, S. 3, 9.3.1998; Focus; Russian Crisis Spills Over, in: Petroleum Economist, S. 35, 25.11.1998; Chinese Connection Boosts Kazak Oil Export Options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.11.1997.

¹²⁷ Vgl. Corzine, Robert/Clover, Charles: Kazakhstan oil finds an outlet in China, in: Financial Times, 11.7.1997.

¹²⁸ Vgl. Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, 1.1.1998; Behn, Sharon: Chinese Market Will Get 1st Tengiz Test Next Month, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 207, S. 1, 24.10.1997.

nach China etabliert. Auch die Lieferungen anderer Produzenten in Richtung Xinxiang blieben in der Folgezeit auf einem vergleichsweise geringen Niveau, das weit unter den anfänglichen Erwartungen der kasachischen Regierung lag. Dies betraf nicht zuletzt auch CNPC selbst, das bevorzugt hatte, seine Anteilsproduktion von Aktobemunaigas über die Kenkiyak-Orsk-Leitung unter deutlich günstigeren Transportbedingungen an die russische Raffinerie in Orsk zu liefern. So wurden im Jahr 1998 von CNPC-Aktobemunaigas lediglich 399.000 t per Eisenbahn nach China exportiert, wobei der ursprüngliche Plan 1 Mt vorsah.¹²⁹ Und auch ein Jahr später stieg der Umfang der Lieferungen nur geringfügig auf etwa 447.000 t.¹³⁰

Entscheidend für die begrenzte Bereitschaft zur Nutzung der östlichen Eisenbahnroute war vor allem die geringe Rentabilität derartiger Exporte, die sich aus dem niedrigen Ölpreisniveau ableitete und trotz Senkungen der Transporttarife durch die kasachische Bahngesellschaft nicht wesentlich verbessert werden konnte. Vor diesem Hintergrund würden potenzielle Exporteure auf diese Option unter bestehenden Preisbedingungen auch im Falle einer erheblichen Steigerung der Transportkapazität der Eisenbahnstrecke kaum zurückgreifen wollen.¹³¹ Erst im Zuge der Veränderungen auf dem Ölmarkt nahm Mitte des Jahres 2000 mit Hurricane Hydrocarbons ein weiterer kasachischer Produzent im beschränkten Ausmaß Lieferungen nach China auf.¹³² Zwar konnte somit eine gewisse Steigerung der Gesamtvolumen erreicht werden, jedoch lagen diese in absoluten Zahlen weiterhin auf einem sehr geringen Niveau. Erst im Jahr 2002 überschritten die kombinierten kasachischen Ölexporte an seinen östlichen Nachbarn die psychologische Marke von 1 Mt. Sie blieben aber wegen der vergleichsweise schlechten kommerziellen Rahmenbedingungen bis zur Eröffnung der direkten Pipelineverbindung (2006) weiterhin limitiert.¹³³ Die Inbetriebnahme der CPC-Pipeline und die deutlich kooperativere Haltung Russlands bei der Vergabe der Transitquoten für das Transneft-System entspannten in der ersten Hälfte der Dekade erheblich die Transportlage in Westkasachstan und ermöglichten es den Produzenten, kostspielige Alternativen zu vermeiden (Abbildung 49).

¹²⁹ CNPC schloss für das Jahr 1998 einen Vertrag über Lieferungen von 1,7 Mt mit der Raffinerie Orsk ab (von der geplanten Produktion von 2,7 Mt). Obwohl diese Volumina wegen Zahlungsschwierigkeiten der Raffinerie verursacht durch die russische Finanzkrise nicht im vollen Umfang ausgeführt werden konnten, lenkte CNPC anschließend nur einen sehr begrenzten Anteil des Öls nach China. Vgl. Kazakh Railways Mull Tariff Cut For Oil Transit, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 17.4.1998; Kazakhstan to deliver 450,000 tonnes of oil to China, in: Interfax Russian News, 2.12.1999.

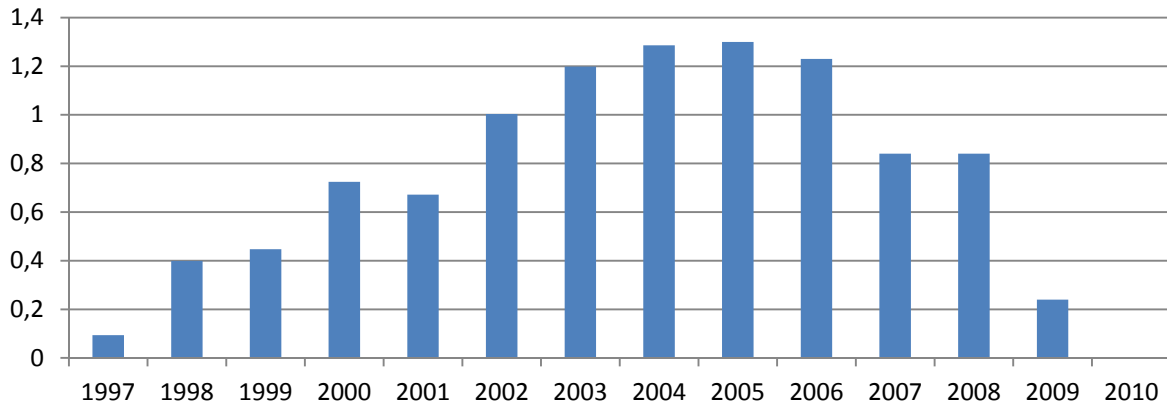
¹³⁰ Vgl. China to boost production, export of Kazakh oil, in: Interfax Russian News, 3.4.2000.

¹³¹ Vgl. Kazakh Railways Mull Tariff Cut For Oil Transit, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 17.4.1998.

¹³² Die erste Testlieferung von 2.440 t erfolgte im Juni 2000. Das Unternehmen besaß einen Vertrag mit CNPC über die Lieferung von 25.000 t im Juni, wobei ab Juli 50.000 t exportiert werden sollten. (Hurricane exportierte zu der Zeit insgesamt etwa 150.000 t/Monat aus Kasachstan.) Letztendlich konnten im Jahr 2000 jedoch auf der Route keine kontinuierlichen Lieferungen aufgenommen werden. Erst im Dezember wurden weitere 10.000 t nach China transportiert. Hurricane baute in der Folgezeit im Rahmen des JV Hurricane-Dostyk einen eigenen Terminal am Grenzübergang Druzhba-Alashankou. Seine Kapazität betrug anfänglich 1,2 Mt/Jahr und konnte bei Bedarf auf 5 Mt ausgeweitet werden. Die Baukosten lagen bei 22,5 Mio. USD, wovon Hurricane 21,5 Mio. USD trug. Vgl. Brief, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 4, No. 25, 26.6.2000; Kazakhstan launches test oil export route to China, in: Agence France Presse, 22.6.2000; Canadian Hurricane Hopes To Set Up Supplies of Kazakh Oil To China, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 6.3.2001.

¹³³ Wegen der geografischen Lage waren Exporte nach China vor allem für Hurricane Hydrocarbons vorteilhaft. Der Produzent nutzte und erkundete jedoch auch eine Vielzahl weiterer Routen (u. a. Lieferungen in den Iran, nach Aktau zum Weitertransport nach Baku, CPC). Vgl. Kurtenbach, Elaine: China, Kazakhstan oil giants agree to build oil pipeline, in: The Associated Press, 18.5.2004; China proposes to lay railroad towards Khorgos on Kazakhstan-Chinese border, in: The Times of Central Asia, 13.6.2005; Kazakhstan oil pours into China through crossborder pipeline, in: GOV.cn, 25.5.2006.

Abbildung 49: Ölexporte aus Kasachstan nach China per Eisenbahn (in Mt)



Quelle: Внешнеэкономическая деятельность Республики Казахстан, Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 1999; Zha, Daojiong: China's Energy Security and Its International Relations, in: The China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 3, No. 3, 2005, S. 39-54, S. 52; Downs, Erica S.: Who's Afraid of China's Oil Companies? in: Pascual, Carlos/Elkind, Jonathan (eds.): Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications, Washington D.C.: Brookings, 2010, S. 73-102, S. 90; IHS Database.

5.3.3 Erste Zweifel an der Umsetzbarkeit des Pipelineprojektes und mögliche Lösungsansätze

Im April 1999 vermeldete KazTransOil, dass das mit der Anfertigung der Machbarkeitsstudie zum Bau des kasachischen Teils der Kasachstan-China-Pipeline beauftragte kasachische Forschungsinstitut Kaspimunaigaz seine Arbeit „prinzipiell“ beendet hätte. Der gleichzeitige Hinweis darauf, dass der Abschnitt über kommerzielle Aspekte des Pipelinebetriebes noch weiterer Untersuchungen bedürfe, signalisierte jedoch, dass die Konzipierung des Projektes mit erheblichen Problemen verbunden war.¹³⁴ In dem Dokument wurden drei mögliche Streckenverläufe untersucht,¹³⁵ wobei die Kosten für eine Leitung mit einer Kapazität von 20 Mt/Jahr, die über die bevorzugte Route von Atyrau über Kenkiyak, Kumkol, Atasu nach Druzhba verlaufen würde, auf etwa 2,7-2,9 Mrd. USD beziffert wurden.¹³⁶ Die Ergebnisse der Studie sollten nach ihrem endgültigen Abschluss gemeinsam von KazTransOil und CNPC ausgewertet und Ende August den Regierungen beider Länder vorgelegt werden. Unter den noch ausstehenden Verhandlungsfeldern, die neben der weiterhin ungelösten Frage der Reservenbasis ebenfalls vor dem Abschluss des endgültigen Vertrages über den Bau der Pipeline geklärt werden mussten, befanden sich u. a. die Höhe der Transporttarife sowie der Preis, den China für das gelieferte

¹³⁴ Vgl. Kazakh-China pipeline feasibility study "effectively" drafted, in: Interfax news agency, 13.4.1999; Ohne Titel, in: Oil & Gas Journal, S. 2, 19.4.1999.

¹³⁵ 1. Nördliche Route (2.850 km) von Atyrau, über Taskuduk, Kenkiyak, Kumkol, Karakoin, Atasu nach Druzhba; Der Vorteil der Route bestand darin, dass der bestehende 670 km lange Pipelineabschnitt Kumkol-Karakoin-Atasu genutzt werden konnte. Darüber hinaus sollte sie in Nähe bestehender Straßen- und Schienenrouten verlaufen. Der Karakoin-Atasu-Abschnitt war jedoch aufgrund des parafin- und schwefelhaltigen Kumkol-Öls in einem sehr schlechten Zustand und musste erneuert werden; 2. Zentrale Route von Atyrau über Taskuduk, Zhanazhol, Kumkol, Zhuantobe, Furmanovka, Aksuyek, Bakanas, Mulaly, Aktogai nach Druzhba. Diese Route sollte das bestehende 400 km lange Pipelinesegment Kumkol-Karakoin-Zhuantobe nutzen können; 3. Südliche Route, sollte anfänglich wie die zentrale Route und von Zhuantobe entlang der Schymkent-Taraz-Shu-Almaty-Mulaly-Aktogai-Gaspipeline nach Druzhba verlaufen. Sie konnte 310 km bestehender Pipelines zwischen Zhuantobe und Schymkent nutzen. Diese Route war jedoch wegen der unterirdischen Wasservorkommen nahe Schymkent mit Umweltrisiken verbunden und würde auch über bergige Gebiete gebaut werden müssen, was ihre Kosten erhöhen und die Wartung erschweren würde. Vgl. Kazakhstan regards oil pipeline to China as most promising, in: Interfax Russian news, 19.9.1999.

¹³⁶ Vgl. Feasibility Study for Kazak-China Crude Line Ready in Sep, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 164, S. 6, 26.6.1999; ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 73, 30.9.1999; Kazakhstan, China to review of pipeline feasibility study, in: Interfax Russian News, 28.6.1999; Kazakhstan to increase oil exports, in: Interfax Russian News, 19.7.1999.

te Öl zahlen sollte. Die Wirtschaftlichkeit der Route könnte dabei entsprechend kasachischen Vorschlägen durch die Senkung der Tarife auf dem chinesischen Streckenabschnitt erhöht werden,¹³⁷ was letztendlich ihrer Subventionierung durch die chinesische Seite gleich käme. Einsparungen bei Baukosten erhofften sich kasachische Vertreter zudem durch den Einsatz günstiger chinesischer Technologien und Materialien.¹³⁸ Parallel zu diesen Entwicklungen wurden von CNPC Untersuchungen bezüglich des chinesischen Streckenabschnittes durchgeführt. Diese waren Bestandteil des breiter angelegten Planes zum Ausbau des heimischen Binnenpipelinennetzes, das die wachsenden Bedürfnisse der gesamten chinesischen Wirtschaft und Bevölkerung berücksichtigen sollte.¹³⁹ Das weiterhin bestehende niedrige Ölpreisniveau und die ungesicherte Reservenbasis schienen jedoch zunehmend die Chancen auf die zeitnahe Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline zu untergraben. Dies äußerte sich nach außen durch divergierende Auffassungen in Reihen der kasachischen Entscheidungsträger bezüglich der weiteren Unterstützung des Projektes. Auf einer Seite standen einflussreiche Persönlichkeiten, wie der Schwiegersohn von Nasarbajew und Präsident von KazTransOil, Timur Kulibajew, welche die Leitung als „very competitive“ bezeichneten und für eine Intensivierung der diplomatischen Anstrengungen gegenüber China warben.¹⁴⁰ Auf der anderen Seite sahen sich Regierungsvertreter vor dem Hintergrund wachsender Zweifel an der Wirtschaftlichkeit des Vorhabens, die zunehmend auch seitens des kasachischen staatlichen Ölkonzerns geäußert wurden¹⁴¹, sowie der offenkundig schwindenden Bereitschaft der chinesischen Seite, dieses weiter zu unterstützen,¹⁴² gezwungen, eine pragmatische Haltung einzunehmen und zumindest temporär alternative Exportoptionen zu fokussieren. Anfang Juli verkündete schließlich mit dem kasachischen Minister für Energie, Handel und Industrie, Mukhtar Ablyazov, erstmalig auch ein hochrangiges Regierungsmitglied offiziell seine Zweifel an den Chancen der baldigen Realisierbarkeit des Projektes. „*The existing oil prices don't yet allow the realization of this project. When the oil prices go up probably then it will be realized.*“¹⁴³ Er stellte jedoch gleichzeitig auch Auswege aus der schwierigen Lage vor, die seiner Meinung nach bis zur Veränderung der Rahmenbedingungen verstärkt genutzt werden sollten. Die Regierung sollte demnach auf intergouvernementaler Ebene aktiv Verhandlungen über

¹³⁷ Vgl. Kazakh FM to push oil pipeline, promote trade on Chinese visit, in: Agence France Presse, 6.7.1999.

¹³⁸ Vgl. Kazakhstan regards oil pipeline to China as most promising, in: Interfax Russian news, 19.9.1999.

¹³⁹ Das chinesische Binnenpipelinennetz sollte einerseits die Anbindung mit der Kasachstan-China-Leitung ermöglichen, andererseits Öl- und Ölprodukte aus dem Westen Chinas in den Osten transportieren können. Die innerchinesische Leitung sollte laut bestehenden Überlegungen in Korla (Xinxiang, etwa 200 km südwestlich von Urumchi) beginnen und nach Lanzhou (Provinz Gansu) führen. Dort sollte sie sich in eine östliche Route in die Provinz Henan und eine südöstliche Route in die Provinz Sichuan gabeln. Die Kasachstan-China-Pipeline sollte im chinesischen Karamay enden und an das Binnensystem angeschlossen werden. Die Gesamtlänge des Transportsystems sollte 4.300 km betragen, wovon 3.000 km auf die Kasachstan-China-Pipeline (bis Karamay) entfallen würden. Vgl. China developing transnational oil pipeline from Kazakhstan, in: Xinhua news agency, 21.5.1999; Dion, Richard R.: Long view of Caspian oil export options tilts to Kazakhstan-China, in: Oil & Gas Journal, S. 21, 7.6.1999.

¹⁴⁰ Vgl. Kazakhstan regards oil pipeline to China as most promising, in: Interfax Russian news, 19.9.1999.

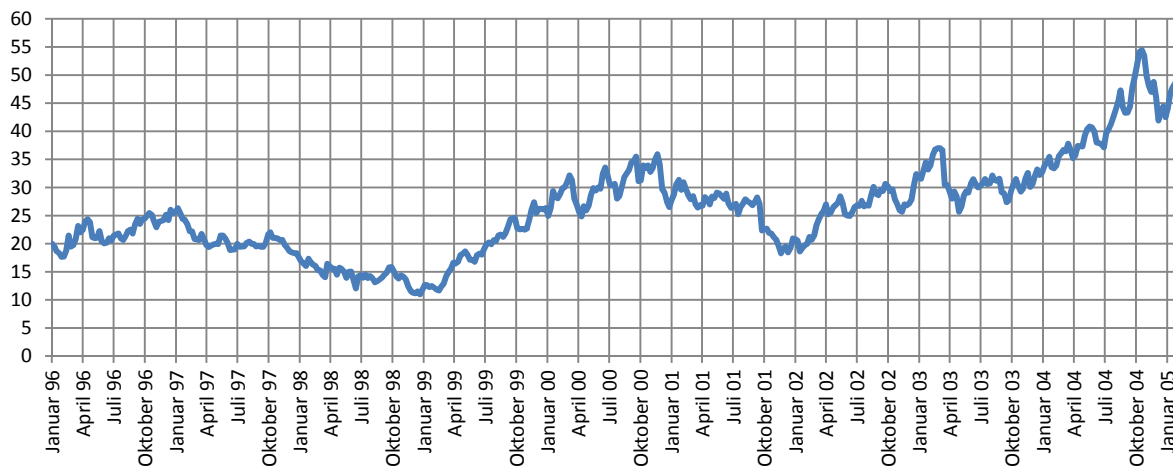
¹⁴¹ Vgl. Kazakh government said to turn against China oil pipeline (Interfax), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 19.8.1999.

¹⁴² Der Sprecher des kasachischen Außenministeriums deutete im Juli vor der China-Reise des Außenministers, K. Tokajew, in deren Rahmen das kasachische Interesse am Voranschreiten des Projektes bekräftigt und die weitere Unterstützung der chinesischen Seite erkundet werden sollten, die Sorgen der Regierung an. „*We want to know the intentions of the Chinese. It would be good for us if they can confirm their interest.*“ Rashid Rakhimbekov, Sprecher des kasachischen Außenministeriums, zit. in: Kazakh FM to push oil pipeline, promote trade on Chinese visit, in: Agence France Presse, 6.7.1999.

¹⁴³ Zit. in: Kazakh-Chinese oil pipeline not realistic until price rise: minister, in: Agence France Presse, 3.7.1999.

Öl-Swaps zwischen kasachischen Produzenten und ausländischen Abnehmern (überwiegend russischen Raffinerien) unterstützen, die unter den bestehenden Ölpreisbedingungen „*far more profitable than constructing long-term pipelines*“ sein würden.¹⁴⁴ Die Vorschläge gingen auf die seit längerem bestehende Praxis zwischen kasachischen und russischen Unternehmen zurück, die sich auch in den von CNPC entwickelten Möglichkeiten zum Export der Ölproduktion von Aktobemunaigas wiederfanden. Neben direkten Lieferungen per Eisenbahn nach China, die lediglich auf einem vergleichsweise geringen Niveau verblieben, beförderte der Konzern einen großen Teil des gewonnenen Rohstoffs über die Kenkiyak-Orsk-Pipeline an die russische Raffinerie in Orsk (bzw. auch andere). Hierbei konnte es sich sowohl um direkte Verkäufe als auch um Swaps mit russischen Produzenten handeln, die im Austausch für Lieferungen von Aktobemunaigas, in Auftrag von CNPC den Export russischen Öls per Eisenbahn oder Tanker nach China durchführten.¹⁴⁵ Auf dem Papier konnte somit der chinesische Konzern in Kooperation mit russischen Produzenten auch ohne das Bestehen einer direkten Pipeline-Verbindung seine Ölexporte aus Kasachstan nach China erweitern.

Abbildung 50: Ölpreisentwicklung im Zeitraum 1996-2004 (WTI; USD/b; Wochendurchschnitt)



Quelle: EIA: Sport Prices for Crude Oil, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_w.htm (Zugriff 2.3.2012).

Als weitere Überbrückungsmöglichkeiten für die Evakuierung der Produktion von CNPC-Aktobemunaigas bis zur Fertigstellung der Kasachstan-China-Pipeline wurden die Atyrau-Samara-Leitung und künftig sogar die CPC (fertiggestellt Ende 2001) in Betracht gezogen. Die Einspeisung in beide Exportsysteme könnte mittels einer Verbindungsleitung zwischen den Vorkommen in der Aktjubinsk-Region und dem Knotenpunkt Atyrau erfolgen. Diese Pläne stützten sich auf die im Verlauf des Jahres 1999 von KazTransOil vorgelegte Studie zum Bau einer 410 km langen Pipeline von Kenkiyak nach Atyrau, die im Grunde auf den ILF-Untersuchungen aus den frühen 1990er Jahren basierte. Die Kosten dieser Infrastruktur, deren Transportkapazität anfänglich 6 Mt/Jahr betragen würde, sollten bei etwa 180-200 Mio. USD liegen.¹⁴⁶ Das Projekt wurde von der kasachischen Regierung

¹⁴⁴ Zit. in: ebenda; Die Unterstützung sollte vor allem die Abschaffung diskriminierender Praktiken fokussieren, mit denen sich kasachische Produzenten im Umgang mit russischen Abnehmern oft konfrontiert sahen.

¹⁴⁵ CNPC einigte sich z. B. mit Yukos darauf, dass es Öl von Aktobemunaigas an die Novo-Kuibyshev Raffinerie des Unternehmens liefern sollte. Dafür sollte es von Yukos Öl am pazifischen Hafen Nachodka entgegennehmen. Die Volumen sollten zwischen 500.000 t und 1 Mt liegen. Vgl. ohne Titel, in: Petroleum Economist, 10.3.1999; Gismatullin, Eduard: Yukos Opens Refinery, Eyes China, in: The Moscow Times, No. 1797, 18.9.1999; China, Kazakhstan consider oil pipeline, in: Interfax news agency, 15.12.1999.

¹⁴⁶ Die Projektkosten wurden auch mit 172-193 Mio. USD angegeben. Vgl. Kazakhstan eyes expansion of oil export pipelines, in: Interfax news agency, 3.6.1999; ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 50. 19.7.2000.

in der Folgezeit in das Staatliche Investitionsprogramm 2000-2002 eingeschlossen¹⁴⁷ und über seine Finanzierung wurden auch Verhandlungen mit der japanischen Eximbank aufgenommen. Diese setzte die Pipeline daraufhin auf die Liste ihrer Prioritätsvorhaben, die bis zum Jahr 2002 gefördert werden sollten, wobei zugleich auch Bereitschaft zur Unterstützung der Modernisierung der Raffinerie in Atyrau gezeigt wurde. Obwohl die Verbindung zwischen Kenkiyak und Atyrau auch eine der Etappen des chinesischen Planes zum Bau der Kasachstan-China-Pipeline darstellte, wodurch eigentlich der östlich gerichtete Ölexport aus den Küstengebieten gewährleistet werden sollte, trat KazTransOil zu dieser Zeit als alleiniger Initiator des Projektes auf und schien seine Umsetzung gänzlich unabhängig von der geplanten transkontinentalen Pipeline zu betrachten (für Exporte in Richtung Westen).¹⁴⁸ Aus Sicht der Regierung sollte dadurch nämlich nicht nur eine Lösung für Transportprobleme vergleichsweise großer Produzenten in der Aktjubinsk-Region wie CNPC-Aktobemunaigas entstehen, sondern auch die Situation von Unternehmen verbessert werden, die kleinere Vorkommen mit geringer Rentabilität entwickelten und kein Interesse an Exporten in den Osten zeigten.¹⁴⁹

Nicht zuletzt boten aus kasachischer Sicht auch der Bau einer Pipeline in Richtung Iran oder der Ausbau maritimer Swap-Kapazitäten dem Land attraktive Lösungen für die schwierige Transportlage. In der Tat steigerten kasachische Vertreter zur selben Zeit ihre diplomatischen Bemühungen bezüglich der Eröffnung des südlichen Exportkorridors, was beim Besuch von Nasarbajew im Iran Anfang Oktober 1999 zur Einigung über die Kooperation bei der Umsetzung einer Pipelineverbindung zwischen beiden Ländern führte. Die Reaktion der US-Administration ließ nicht lange auf sich warten. Nur ein Tag später verkündete der US-Beauftragte für die kaspische Region, John Wolf: „*We do not and will not support pipelines or other arrangements to Iran. Kazakhstan is well aware of (the US) view and aware of the Iran-Libya sanctions act as well.*“¹⁵⁰ Der Vorteil eines möglichen direkten chinesischen Engagements beim Ausbau der südlichen Route bestand jedoch aus kasachischer Sicht gerade darin, dass somit ein Umgehen der US-Sanktionspolitik leicht möglich wäre. Entscheidend für die Umsetzung der Pläne war daher weniger die Reaktion der US-Administration auf die neueste Initiative, sondern das nach dem Scheitern der Verhandlungen über Uzenmunaigas nicht vorhandene Interesse chinesischer Unternehmen zur Beteiligung an einem solchen Vorhaben. Diese engagierten sich jedoch zumindest am Ausbau iranischer Infrastruktur, die für die Aufnahme tankerbasierter Swaps erforderlich war (siehe Kapitel 6.11).¹⁵¹

5.3.4 CNPC verliert das Interesse am Pipelineprojekt

Nachdem die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie und der anschließenden Verhandlungen zwischen CNPC und KazTransOil im September 1999 vorgelegt wurden, zeichnete sich ein vorläufiger Stopp des kasachisch-chinesischen Pipelinevorhabens ab. Die kasachische Regierung sah sich gezwungen, offizi-

¹⁴⁷ Vgl. Kazakh government approves investment program for 2000-2002, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 23.2.2000.

¹⁴⁸ Vgl. Japanese bank ready to fund Kazakh oil pipeline construction projects, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 21.3.2000; Gorst, Isabel: Kaztransoil to build 6-mil mt/yr crude pipeline link, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 116, S. 3, 16.6.2000.

¹⁴⁹ Hierzu gehörte z. B. das kasachisch-türkische JV Kazakhturkmunay (51:49; Produktion im Jahr 1999: 120.000 t). Dieses förderte Öl auf dem Laktybay-Feld und plante im Jahr 2000 die Fertigstellung einer 81 km langen Pipeline nach Kenkiyak mit einer Kapazität von 1 Mt/Jahr. Vgl. Oil deposit opened in northwest Kazakhstan for pilot exploitation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.5.2000; Kaztransoil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 17.12.2002.

¹⁵⁰ Zit. in: Clark, Heather: Kazakhstan, China to discuss oil export pipeline next month, in: Agence France Presse, 7.10.1999.

¹⁵¹ Vgl. CNPC's Diktat on Iranian Pipeline Deal, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 39, 4.10.1999.

ell zuzugeben, dass das Land in den kommenden Jahren nicht im Stande sein würde, die im Projektplan vorgesehenen 20 Mt/Jahr für die Auslastung der Leitung zur Verfügung zu stellen.¹⁵² Mit diesem Bekenntnis reagierte man im Grunde lediglich auf die Bekundungen von CNPC, das bereits einige Tage zuvor entschieden hatte, den Bau der Pipeline zu verschieben. Als Begründung wurde darauf verwiesen, dass sich die Rahmenbedingungen für das Transportvorhaben im Zeitraum nach der Unterzeichnung des Vertrages vom September 1997 deutlich verschlechtert hätten.¹⁵³ Die geringen Reserven der erworbenen kasachischen Vorkommen konnten aus Sicht von CNPC den Bau keinesfalls rechtfertigen, da die maximale projizierte verfügbare Produktion von Aktobemunaigas nur etwa 6 Mt/Jahr betragen würde, was deutlich unter der benötigten Mindestkapazität der Pipeline läge. Um deren Auslastung und somit auch die wirtschaftliche Betreuung zu gewährleisten, müsste CNPC Öl von anderen in Kasachstan tätigen Produzenten zu Preisen kaufen, die aufgrund der projizierten Transportkosten etwa 5 USD/b unter dem Wert im Nahen Osten liegen müssten, was jedoch beim bestehenden Preisniveau nicht vorstellbar war. Das Pipelineprojekt würde für den Konzern darüber hinaus vor dem Hintergrund des geplanten Börsengangs, der Kapitaleinnahmen von 10 Mrd. USD für weitere anvisierte Akquisitionen beschaffen sollte, lediglich eine unnötige Belastung darstellen.¹⁵⁴ Nicht zuletzt vertrat auch der damalige chinesische Premierminister, Zhu Rongji, in Bezug auf Investitionen in die transkontinentale Pipeline unter den herrschenden globalen Ölpreisbedingungen eine sehr skeptische Einstellung.¹⁵⁵ Vor diesem Hintergrund unterstützte auch das chinesische State Council die Entscheidung von CNPC bezüglich des vorübergehenden Projektrückzugs.¹⁵⁶ Beim Treffen von Nasarbajew mit dem chinesischen Präsidenten, Jiang Zemin, am 23. und 24. November, in dessen Rahmen auch ein Communiqué über die endgültige Grenzdemarkation zwischen beiden Ländern unterzeichnet wurde, konnten vorläufig nur beschränkte Ergebnisse über die Zukunft des Projektes erreicht werden. Ohne konkrete Terminangaben bestätigte die chinesische Seite im Rahmen der Deklaration über die Zusammenarbeit im 21. Jahrhundert ihre Verpflichtung zur weiteren Untersuchung des Baus der Kasachstan-China-Pipeline, wodurch kasachische Ängste bezüglich des möglichen endgültigen Rückzugs von CNPC vom Projekt zumindest etwas verringert wurden.¹⁵⁷ Darüber hinaus besprachen beide Parteien auf kasachische Initiative hin auch die Möglichkeit der

¹⁵² Vgl. Kazakhstan-China Oil Pipeline found To Be Impractical, in: Interfax Russian News, 1.9.1999.

¹⁵³ Bereits im Juni veröffentlichten zwei hochrangige Vertreter von CNPC (Qiang Yunfeng, Vizepräsident von CNPC International Kazakhstan, und Wang Zhongcai, Vorsitzender von CNPC-Aktobemunaigas) ihre Kritik an dem Projektvorhaben und den Investitionsbedingungen in Kasachstan. Neben den sinkenden Ölpreisen wurden vor allem die hohe Steuerbelastung, Schwierigkeiten bei der Erteilung von Arbeitserlaubnissen oder die Diskriminierung bei der Zuteilung von Exportquoten im Vergleich zu westlichen Produzenten bemängelt. Vgl. Future of mainland deals in balance, in: South China Morning Post, S. 3, 7.6.1999.

¹⁵⁴ Vgl. CNPC scraps oil pipeline plan, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 33, 23.8.1999; China President Meets Russian and Central Asian Leaders in Kyrgystan, in: China Online, 25.8.1999; CNPC shelves China-Kazakhstan oil pipeline, in: Oil & Gas Journal, S. 44, 30.8.1999.

¹⁵⁵ Vgl. Downs, Erica S.: Sino-Russian Energy Relations: An Uncertain Courtship, in: Bellacqua, James S. (ed.): The Future of China-Russia Relations, Kentucky: University of Kentucky Press, 2010, S. 146-156, hier S. 154.

¹⁵⁶ Vgl. Nixon, Malcolm: Foreign-invested pipelines give cause for investment worries, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 42, 25.10.1999.

¹⁵⁷ Art. 4 der Deklaration: „Parties aspiring to use the huge potential abilities of a mutual coordination in the energy sector will take common measures to precipitate the preparation of the Technical-Economical Justification of a Kazakh-China pipeline with the purpose of improving collaboration between the countries.“ Vgl. Kazakhstan President Ends Visit to China, Signs Documents, in: Interfax Russian News, 24.11.1999; Sino-Kazakhstan Trade Has Bright Future, in: Xinhua General News Service, 27.3.2000; Saurbek, Zhanibek: Kazakhstan-Chinese Energy Relations: Economic Pragmatism or Political Cooperation? in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 6, No. 1, 2008, S. 79-93, hier S. 88.

Umsetzung der Pipeline in mehreren Etappen. Im Pressebriefing nach dem Treffen wurde vom kasachischen Außenminister explizit darauf verwiesen, dass die Option bestünde, anfänglich nur den Streckenabschnitt zwischen Atasu und Alashankou zu bauen (Abbildung 51). Das Segment wies ihm zufolge keine besonderen technischen Schwierigkeiten auf und könnte u. a. für den Transport der bis dahin per Tankwagen nach China exportierten Ölproduktion von Aktobemunaigas eingesetzt werden und somit die Transportkosten deutlich verringern. In Anlehnung daran wurden von der kasachischen Seite auch Pläne zur Steigerung der Kapazität des Schienenverladeterminals in Atasu entwickelt, wo Öl über bestehende Leitungssegmente aus Zentralkasachstan oder über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline aus Russland angeliefert werden konnte. Das Projekt sollte nicht nur zur Steigerung der kasachischen Exportkapazität, sondern auch der Transitkapazität für russisches Öl in Richtung China beitragen und bereits im Verlauf des Jahres 2000 implementiert werden.¹⁵⁸ Die von kasachischer Seite anvisierte deutliche Ausweitung bestehender Eisenbahnlieferungen sollte im Prinzip als Wegbereiter der Pipelineverbindung dienen. Im Anschluss an den Staatsbesuch verkündete der kasachische Außenminister darüber hinaus, dass den Regierungen beider Länder im Dezember eine durch neue wirtschaftliche Kalkulationen ergänzte detaillierte Machbarkeitsstudie für den Bau der gesamten Pipeline (inklusive des chinesischen Streckenabschnittes) vorgestellt werden sollte.¹⁵⁹ Er gab dabei zwar zu, dass das Vorhaben aufgrund von „*temporary financial difficulties*“¹⁶⁰ in Verbindung mit dem niedrigen Ölpreis verzögert werden musste, er äußerte sich jedoch optimistisch über die künftigen Aussichten bezüglich seiner Umsetzung. „*There is political understanding and support to realize this project.*“¹⁶¹

Trotz kasachischer Bekräftigungen über das Weiterbestehen des Projektes verfolgte die chinesische Seite im Einklang mit der vorangehenden Entscheidung von CNPC auch nach dem Treffen der Präsidenten weiterhin eine Verzögerungstaktik und unternahm keine aktiven Schritte zu seiner Unterstützung. Auf kasachische Anfragen hin bestätigten Vertreter von CNPC lediglich wiederholt, dass sie zwar im Grunde am Bau der Kasachstan-China-Pipeline interessiert seien, diese jedoch nur in dem Fall umgesetzt würde, wenn neue große Vorkommen im kaspischen Schelf, wo im Verlauf des Jahres 1999 vom OKIOC-Konsortium Explorationsbohrungen aufgenommen wurden, entdeckt werden sollten.¹⁶² Das Unternehmen bekräftigte zudem im Einklang mit seiner auf die Ausweitung ausländischer Beteiligungen ausgerichteten Strategie, dass es großes Interesse an der direkten Partizipation an der Erschließung des kasachischen Offshore-Sektors besäße.¹⁶³ Ohne Ergebnisse blieb auch das Treffen zwischen dem kasachischen Premierminister, K. Tokajew, und dem chinesischen Vizepremierminister, Wu Bangguo, Ende Januar 2000, bei dem die kasachische Seite erneut für ein schnelleres Fortschreiten bei der Projektumsetzung warb und CNPC Verzögerungen bei der Vorlage der angekündig-

¹⁵⁸ Die Kapazität der Anlage sollte 3 Mt/Jahr betragen. Die erste Phase des Verladeterminals mit einer Kapazität von 1 Mt/Jahr wurde im Juli 2000 eröffnet. Die Kosten betragen 5 Mio. USD.

¹⁵⁹ Vgl. Plans to route oil via China discussed in Beijing (Interfax), in: BBC Summary of World Broadcasts, 3.12.1999; Eastern Branch of Kaztransoil Boosts Oil Transmission to 2.35 Million Tons (Panorama), in: What The Papers Say (Russia), 2.6.2000; New loading unit allows greater Kazakh south-north oil transportation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 25.7.2000.

¹⁶⁰ Vgl. Kazakh-Chinese pipeline study to be released in December: Kazakh FM, in: Agence France Presse, 25.11.1999.

¹⁶¹ Yerlan Idrisov, kasachischer Außenminister, zit. in: ebenda.

¹⁶² Vgl. China to build oil pipeline from Kazakhstan if Caspian reserves proved – official, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 16.4.2002; China ready to build pipeline from Kazakhstan, in: News Bulletin, 16.4.2002.

¹⁶³ Vgl. Capacity of future Kazakhstan-China pipeline must be no less than 20 million tonnes, in: Interfax Russian News, 24.3.2000.

ten detaillierten Machbarkeitsstudie vorwarf. Der chinesische Vertreter bestand im Gegenzug darauf, dass Kasachstan zuerst Garantien für die Auslastung der Pipeline erteilen müsste, bevor überhaupt weitere Schritte getätigt werden könnten.¹⁶⁴

Die kasachische Führung suchte verzweifelt nach Möglichkeiten, die Projektentwicklung wieder in Gang zu setzen und der Verzögerungstaktik von CNPC entgegen zu wirken. Im Frühjahr 2000 wurde die deutsche ILF Consulting Engineers mit der Ausarbeitung einer weiteren Studie bezüglich der Pipeline beauftragt. Interfax vermeldete darüber hinaus, dass im April ein Abkommen mit dem nicht näher bekannten Unternehmen RJK Co. abgeschlossen wurde, das die Regierung bei der Umsetzung des Projektes oder zumindest seiner Teile beratend unterstützen sollte. Hierzu wurde sogar eine Einigung mit CNPC erreicht, wonach die kasachische Regierung RJK alle bereits bestehenden Projektunterlagen vorlegen durfte. Gleichzeitig gründete der kasachische Premierminister im Juli eine fünfköpfige Arbeitsgruppe unter dem Vorsitz des stellvertretenden Ministers für Energie, Industrie und Handel, Kanat Bozumbajew, die entsprechende Vorschläge und Alternativen zur Lösung des Stillstandes vorlegen sollte.¹⁶⁵

5.3.5 Keine Veränderung der Einstellung nach dem Kashagan-Fund

In Hinblick auf frühere Äußerungen von CNPC erhoffte sich die kasachische Führung eine grundsätzliche Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Bau der Pipeline vor allem durch den Fund großer Vorkommen im kasachischen Gebiet des Kaspischen Meers, wobei erste Ergebnisse der Kashagan East 1 Testbohrung in der Tat keine Zweifel an der Präsenz enormer Ölreserven zuließen. Obwohl sich das projektführende Konsortium mit der Vorstellung genauer Zahlen absichtlich zurückhielt, verkündete Nasarbajew im Juli euphorisch, dass das entdeckte Feld mindestens 7 Mrd. Tonnen Öl (50 Mrd. Barrel) enthalten sollte, wodurch sein Land schlagartig unter die weltweit zehn größten Ölreservenhalter aufsteigen würde.¹⁶⁶ Vor dem Hintergrund der vorläufigen Explorationsergebnisse sollten aus kasachischer Sicht eigentlich alle Voraussetzungen für eine schnelle Umsetzung der östlichen Route erfüllt worden sein. „*Now that the oil volumes are there, we have to move ahead with construction of an oil pipeline from western Kazakhstan to China.*“¹⁶⁷ Auch der chinesische Vizepräsident, Hu Jintao, sprach sich bei seinem Besuch in Kasachstan, nur wenige Tage nach dem Bekanntgeben der Bohrergebnisse, für eine Intensivierung der Arbeit an der Umsetzung des Pipelinevorhabens aus. „*[D]epartments of both parliaments should speed up the work on the preliminary scientific and technical basis.*“¹⁶⁸ Auf dieser Grundlage kam es am 2. August zu weiteren Verhandlungen zwischen Nasarbajew und hochrangigen chinesischen Vertretern über die Notwendigkeit der Beschleunigung der Projektimplementierung und am 24. August verkündete der kasachische Botschafter in Peking

¹⁶⁴ Vgl. Kazakhstan, China Discuss Situation in Kazakh Oil Company, in: Interfax Russian News, 30.1.2000.

¹⁶⁵ Vgl. Kazakhstan to proceed with Chinese oil pipeline, in: IPR Strategic Business Information Database, 1.8.2000; Adolf, Matthias: Energiesicherheitspolitik der VR China in der Kaspischen Region. Erdölversorgung aus Zentralasien, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2011, S. 375; Kazakhstan to lay oil pipeline to Chinese border, in: Interfax Russian News, 19.7.2000.

¹⁶⁶ Nach weiteren Bohrungen und Auswertungen wurden die Gesamtreserven von Kashagan vom OKIOC-Konsortium im Jahr 2002 auf 38 Mrd. Barrel bestimmt, wovon 7 bis 9 Mrd. Barrel als förderbar angegeben wurden. Durch den Einsatz von Gasreinjizierungsverfahren könnten sogar etwa 13 Mrd. Barrel gewonnen werden. Die förderbaren Gasreserven betragen 489,5 Mrd. m³. Vgl. Campaner, Nadia/Yenikeyeff, Shamil: The Kashagan Field: A Test Case for Kazakhstan's Governance of Its Oil and Gas Sector, Brussels/Paris: IFRI, 2008.

¹⁶⁷ Nursultan Naserbajew, zit. in: Kazakhstan Considers Export Routes After Oil Find on Caspian, in: Interfax Russian News, 6.7.2000.

¹⁶⁸ Zit. in: Chinese vice president urges movement on Kazakh oil pipeline, in: Agence France Presse, 28.7.2000.

sogar optimistisch, dass beide Länder im kommenden Jahr mit dem Bau der Pipeline beginnen könnten.¹⁶⁹

Die Zuversicht kasachischer Regierungsvertreter wurde jedoch von CNPC keinesfalls geteilt. Der Nachweis der Existenz großer Ölreserven in der Küstenregion verbesserte zwar durchaus die langfristigen kasachischen Aussichten auf die Entwicklung einer diversifizierten Exportportinfrastruktur, er hatte jedoch aus kurzfristiger Perspektive keine entscheidenden Auswirkungen auf das kasachisch-chinesische Exportprojekt. Denn der Fund musste erst bestätigt und anschließend erschlossen werden, was mit beträchtlichem Zeitaufwand verbunden sein konnte (die endgültige Bestätigung erfolgte schließlich erst im Juni 2002).¹⁷⁰ Darüber hinaus musste von den an seiner Entwicklung beteiligten Unternehmen noch eine Entscheidung bezüglich der künftigen Exportpräferenzen getroffen werden. Kasachstan war zu diesem Zeitpunkt dabei nicht an dem Kashagan-Konsortium beteiligt und konnte daher kaum Ölvolumen für konkrete Infrastrukturprojekte in Aussicht stellen. Vor diesem Hintergrund waren Vorschläge des Vorsitzenden der Arbeitsgruppe zur Beschleunigung der Pipelineimplementierung, K. Bozumbajew, wenig hilfreich, dass das Projekt von den Ergebnissen weiterer Untersuchungen der Kashagan-Struktur abhängen sollte.¹⁷¹ Wie viel bzw. ob überhaupt Öl von Kashagan nach China exportiert werden würde, blieb zu diesem Zeitpunkt somit gänzlich unklar, sodass das Feld auch nicht in Berechnungen bezüglich der zukünftigen Auslastung der Pipeline eingeschlossen werden konnte. Positive Bekenntnisse kasachischer Offizieller über das anstehende Exportpotenzial des Landes konnten daher grundsätzlich kaum darüber hinwegtäuschen, dass CNPC wegen der fehlenden *eigenen* Reservenbasis weiterhin keine Rechtfertigung für den Bau der Kasachstan-China-Leitung besaß, und dass die Umsetzung eines so kostspieligen Infrastrukturprojektes allein auf der Grundlage von unbestätigten Erwartungen einfach mit zu großen kommerziellen Risiken behaftet war. Die Entscheidung von Nasarbajew zur frühen Verkündung der Existenz massiver Offshore-Reserven ohne das Abwarten endgültiger Explorationsergebnisse, muss somit als Teil einer Verhandlungsstrategie verstanden werden, die die kasachischen Bemühungen zum Ausbau möglichst zahlreicher Exportleitungen unterstützen und insbesondere die Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline beschleunigen sollte. Der erwünschte Erfolg dieses Schrittes blieb jedoch aus.

Vor dem Hintergrund der weiterhin zurückhaltenden chinesischen Einstellung zeigten sich kasachische Vertreter zunehmend bereit, Pläne zur Zerlegung des Transportsystems in mehrere Teilabschnitte voranzutreiben. Deren anschließende Umsetzung müsste dabei nicht ausschließlich in Kooperation mit CNPC erfolgen, sondern konnte auch alternative Ölonternehmen mit entsprechenden Interessen einbeziehen. So stellte beispielsweise der Vorschlag von KazTransOil zum Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline eine Lösung für Exportengpässe aller Produzenten in der Aktjubinsk-Region dar, wobei die Atasu-Alashankou-Pipeline wiederum sowohl für sibirische als auch in Zentralka-

¹⁶⁹ Vgl. China, Kazakhstan to begin oil pipeline construction in 2001, in: ITAR-TASS news agency, 24.8.2000.

¹⁷⁰ Bohrungen auf der Kashagan-Struktur wurden vom OKIOC-Konsortium im Jahr 1999 begonnen. Ergebnisse der Kashagan East 1 Bohrung wurden erstmals im Juli 2000 veröffentlicht. In der Folgezeit wurden mehrere weitere Bohrungen durchgeführt (z. B. Kashagan West 1, Kashagan East 2). Diese bestätigten, dass die bereits durch frühere seismische Explorationen bekannte Struktur nicht aus mehreren getrennten Feldern besteht, sondern ein einziges zusammenhängendes Vorkommen darstellt. Erst im Juni 2002 wurde das Kashagan Vorkommen für „kommerziell“ erklärt. Auf dem North Caspian PSA Lizenzgebiet (5.600 km²), das von OKIOC (seit 2001 Agip KCO; seit 2008 North Caspian Operating Company BV) gehalten wurde, wurden auch die Felder Kalamkas, Aktote, Kairan, Kashagan South-West entdeckt. Vgl. Campaner, Nadia/Yenikeyeff, Shamil: The Kashagan Field: A Test Case for Kazakhstan's Governance of Its Oil and Gas Sector, Brussels/Paris: IFRI, 2008.

¹⁷¹ Vgl. Kazakhstan, China National Petroleum Corp. to hold talks on pipeline project, in: Interfax Russian News, 4.10.2000.

sachstan tätige Unternehmen attraktiv sein konnte. Gänzlich im Sinne dieser Logik wurden in der Folgezeit auch Pläne für den Bau der Kenkiyak-Kumkol-Pipeline entwickelt, die einen Zusammenschluss der erstgenannten Segmente zu einem durchgehenden Transportsystem ermöglichen würde, aber auch unabhängig davon enorme Vorteile für Produzenten in Zentralkasachstan bieten und die aus kasachischer Sicht äußerst relevante Anbindung östlicher Raffinerien an westliche Fördergebiete erlauben würde. Alle drei Vorhaben konnten somit zwar einerseits als Abschnitte der transkasachischen Pipeline angesehen werden, wobei mit der Realisierung jedes Einzelnen letztendlich bessere Voraussetzungen für die Entstehung des gesamten Transportsystems gelegt würden, sie besaßen jedoch andererseits ebenfalls als Einzelprojekte enorme Relevanz und konnten jeweils auch ohne die verbleibenden Teilstücke zur deutlichen Verbesserung der Transport- und Exportsituation in Kasachstan beitragen.

5.3.6 Auseinandersetzungen zwischen CNPC und Kasachstan über Aktobemunaigas

Die Schwierigkeiten, denen sich die kasachische und chinesische Seite bei der Realisierung des Pipelinevorhabens ausgesetzt sahen, wurden zwischenzeitlich durch Auseinandersetzung im Rahmen des von CNPC kontrollierten Produzenten Aktobemunaigas überschattet. Probleme tauchten auf, als im April 1999 in Folge der Restrukturierung des Unternehmens, die die Schließung mehrerer Divisionen nach sich zog (Bohrung, Transport, Konstruktion), etwa 1.700 kasachische Mitarbeiter entlassen wurden. Diese wandten sich anschließend mit Briefen an hochrangige kasachische Offizielle, um auf ihre Lage aufmerksam zu machen und eine breitere öffentliche Beachtung zu erreichen.¹⁷² Zusätzlich dazu klagte auch die regionale Verwaltung der Aktjubinsk-Provinz darüber, dass CNPC die vertraglich festgelegten Investitionsverpflichtungen missachtet hätte.¹⁷³ Die lokalen Behörden forderten den chinesischen Konzern mehrfach auf, keine weiteren Mitarbeiter zu entlassen, die Situation bereits freigestellter Arbeitskräfte zu lösen, die Investitionsverpflichtungen, die auch den Bau einer Gasverarbeitungsanlage auf Zhanazhol einschlossen, einzuhalten und wandten sich ebenfalls an die Zentralregierung mit der Bitte um Unterstützung.¹⁷⁴ Die Wellen schlugen hoch. Die Regierung beantragte daraufhin eine formelle Untersuchung über die Einhaltung der vertraglichen Bedingungen durch CNPC¹⁷⁵ und der kasachische Außenminister beauftragte den Botschafter in Peking damit, die zuständigen chinesischen Behörden bezüglich der bestehenden Situation zu kontaktieren. Um den Druck auf das Unternehmen weiter zu erhöhen, wurde sogar mit der Möglichkeit der Kündigung des Vertrages gedroht, wenn bis zum 1. März 2000 nicht entsprechende Schritte zur Lösung der Probleme

¹⁷² Einige Quellen sprechen auch von 2.000 Mitarbeitern. Bei der Übernahme betrug die Belegschaft von Aktobemunaigas insgesamt etwa 9.600 Angestellte. Nach der Entlassung im April versprach das Management zuerst, dass die Arbeiter in neu geschaffene Positionen eingestellt werden. Bis dahin sollten sie weiterhin 30 Prozent der bisherigen Löhne beziehen. Die Zahlung erfolgte jedoch nicht. Daraufhin wandten sich die Arbeiter im Dezember 1999 an den kasachischen Präsidenten und die Regierung mit der Bitte um Hilfe. Nachdem es zu keiner Verbesserung der Lage kam, forderten die Arbeiter im März 2000 vom Präsidenten sogar die Aufhebung des Vertrages mit CNPC. Die neue Unternehmensführung rechtfertigte ihr Vorgehen damit, dass der Kaufvertrag lediglich festlegte, dass innerhalb des ersten Jahres nach dem Erwerb von Aktobemunaigas keine Entlassungen erfolgen dürften. Diese Frist lief jedoch im September 1998 aus. Vgl. Chinese oil firm clarifies position on Kazakh job cuts (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 4.4.2000.

¹⁷³ Im Jahr 1998 wurden lediglich 85,4 Prozent der vorgesehenen Summe investiert und im Jahr 1999 nicht mehr als 70 Mio. USD von den festgelegten 117,4 Mio. USD.

¹⁷⁴ Vgl. Kazakhstan unhappy with Chinese management of regional oil company, in: Interfax news agency, 8.1.2000.

¹⁷⁵ Vgl. Kazakh authorities checking if Chinese oil company fulfilling obligations, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 12.1.2000.

me unternommen würden.¹⁷⁶ Die Lage in Aktobemunaigas war auch Thema der Gespräche auf höchster Ebene, so zum Beispiel beim Treffen zwischen dem kasachischen Premierminister, K. Tokajew, und dem chinesischen Vizepremierminister, Wu Bangguo, am Rande des Wirtschaftsforums in Davos im Januar 2000.¹⁷⁷

Ende März kam es schließlich zur Unterzeichnung eines Memorandums über wirtschaftliche Zusammenarbeit zwischen CNPC und der Aktjubinsk-Region. In diesem sicherte der chinesische Konzern die Einhaltung seiner vertraglichen Verpflichtungen zu – inklusive weiterer Investitionen in den Aufbau lokaler Infrastruktur. Darüber hinaus wurde die Schaffung einer Arbeitsgruppe vereinbart, die mit der Lösung der noch ausstehenden Fragen, insbesondere der Belange der entlassenen Arbeitskräfte, beauftragt wurde.¹⁷⁸ Eine erste Einigung mit den Arbeitnehmern konnte schließlich Anfang April erreicht werden, was durch Zugeständnisse der kasachischen Regierung bezüglich der Anhebung der bestehenden Exportquote des Unternehmens flankiert wurde.¹⁷⁹

Die von der Regierung beantragte Untersuchung der Aktivitäten von CNPC wurde erst im November 2000 abgeschlossen. Aufgrund der Vielzahl von festgestellten Verstößen gegen geltende gesetzliche Regelungen und vertraglich bestimmte Lizenzbedingungen entschieden sich die zuständigen Behörden schließlich dazu, dem Unternehmen bis zur Behebung der Mängel eine der drei Lizenzen (Subsolt-Sektion der Kenkiyak Lagerstätte¹⁸⁰) zu entziehen. Darüber hinaus musste CNPC Kasachstan für die aufgrund der Regelmissachtungen verursachten Umweltschäden kompensieren.¹⁸¹

¹⁷⁶ Vgl. Kazakhstan: Oil and Gas Update FEB 2000, in: International Market Insight Report, 20.3.2000.

¹⁷⁷ Vgl. Kazakhstan, China Discuss Situation in Kazakh Oil Company, in: Interfax Russian News, 30.1.2000.

¹⁷⁸ Falls CNPC bis zum 31.12.2003 nicht die vereinbarte Summe von 585 Mio. USD investieren würde, müsste es an die Region eine Strafzahlung in Höhe von 15 Prozent des ausstehenden Betrages entrichten. Vgl. Kazakh western Region, Chinese oil company sign cooperation memorandum, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 21.3.2000; Chinese oil company to invest nearly \$600 in Kazakhstan, in: Interfax Russian News, 24.3.2000.

¹⁷⁹ CNPC versprach, keine weiteren Arbeitskräfte zu entlassen, vorausgesetzt, dass es keinen wirtschaftlichen Schwierigkeiten ausgesetzt sein würde. (CNPC klagte zuvor, dass es im Vergleich mit westlichen Unternehmen bei der Zuweisung von Exportquoten diskriminiert würde.) Daraufhin wurde Aktobemunaigas von der Regierung eine Quote von 500.000 t/Jahr für den Export über russische Pipelines erteilt. Um eine weitere Verbesserung der Lage zu erreichen, einigten sich Kasachstan und China beim Treffen der intergouvernementalen Handels- und Wirtschaftskommission im Oktober 2000 darauf, die Exportquote des Unternehmens auf 1,5 Mt/Jahr zu erhöhen. Im Gegenzug mussten von Aktobemunaigas 600.000 t Öl an die Raffinerie in Pawlodar geliefert werden. Die entlassenen Arbeiter sollten einmalig 20.000 Tenge (etwa 140 USD) erhalten. CNPC sprach auch davon, dass es versuchen würde, diese wieder einzustellen. Viele ehemalige Arbeiter waren jedoch mit dem erreichten Kompromiss unzufrieden und klagten gegen CNPC vor Gericht. Dieses wies die Klagen ab. Im Verlauf des Jahres 2001 wandten sie sich daher erneut an den kasachischen Premierminister, den Präsidenten, den Generalstaatsanwalt und den Sprecher des Parlaments mit der Bitte um Unterstützung. Vgl. Chinese oil firm clarifies position on Kazakh job cuts (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 4.4.2000; Kazakhstan ups oil export quota for Chinese-run Kazakh oil company (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 28.10.2000; Fired CNPC-Aktobemunaigaz employees appeal to Kazakh president for help, in: Petroleum Report, 19.9.2001.

¹⁸⁰ CNPC hielt Lizenzen für das Zhanazhol-Feld sowie die Subsolt und Suprasolt Sektionen des Kenkiyak-Feldes. Im April 2001 beantragte CNPC die Rückgabe der Lizenz. Der Konzern entschied, die Dividenden für das Jahr 2000 solange zurückzuhalten, bis er die Lizenz zurück bekäme. (Der kasachische Anteil an der Dividendenzahlung betrug etwa 25 Mio. USD.) Nachdem CNPC die Verletzungen der Lizenzbestimmungen behoben hatte, wurde diese im April 2001 wieder erteilt. Vgl. CNPC-Aktobemunaigaz asks Kazakh government to return permit for Kenkiyak Deposit, in: Petroleum Report, 11.4.2001; German, Tracey: Government Restores Aktobemunaigaz License, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 26.4.2001.

¹⁸¹ Vgl. Kazakh government tells Chinese-run oil company to abide by law (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 16.11.2000.

5.3.7 Exportengpässe von Aktobemunaigas als Impuls zur Umsetzung der Kenkiyak-Atyrau-Leitung

Neben den Auseinandersetzungen mit der kasachischen Regierung sah sich CNPC ab Anfang des Jahres 2001 auch mit erheblichen Schwierigkeiten bei der Vermarktung seiner Produktion von Aktobemunaigas konfrontiert. Ein beträchtlicher Teil des geförderten Öls wurde zuvor gemäß eines Swap-Abkommens über die Kenkiyak-Orsk-Pipeline an die russische Raffinerie in Orsk geliefert (im Jahr 2000 waren es 1,7 Mt von 2,6 Mt). Im Gegenzug dafür durfte CNPC in Noworossijsk russisches Öl entgegen nehmen. Der Eigentümer der Raffinerie, die Tuymen Oil Company (TNK), weigerte sich jedoch ab Ende Januar 2001, Öl von Aktobemunaigas zu akzeptieren. TNK begründete den Schritt damit, dass die Lieferungen angeblich zu unregelmäßig wären und die Schwankungen ohne vorhergehende Absprachen erfolgten, wodurch die kontinuierliche Betreibung der Raffinerie gefährdet war. Auch Transneft beklagte, dass die Pipeline nach Orsk zeitweilig überfüllt wäre und CNPC seinen Verpflichtungen aus dem Swap-Abkommen nicht ordentlich nachkommen würde. Der chinesische Konzern wehrte sich und warf TNK seinerseits vor, dass die Öllieferungen zu unrealistischen Bedingungen verlangt wurden.¹⁸² Es handelte sich nicht um die erste Störung der Geschäftsbeziehungen mit der Orsk-Raffinerie. Bereits in der zweiten Jahreshälfte 1998 waren die Betreiber der Anlage aufgrund der Auswirkungen der russischen Finanzkrise nicht fähig, für Lieferungen von Aktobemunaigas in US-Dollar zu zahlen. Daraufhin musste CNPC große Teile der ursprünglich für Orsk vertraglich vereinbarten Ölvolumen über andere, deutlich teurere Routen exportieren.¹⁸³

Nach dem plötzlichen Abnahmestopp im Januar sah sich CNPC gezwungen, 75 Bohrlöcher¹⁸⁴ auf dem Zhanazhol-Feld zu schließen, wodurch dem Unternehmen ein Schaden von 5 Mio. USD entstand. Nach mehrtägigen Verhandlungen konnten die Parteien im Februar eine vorläufige Einigung über die begrenzte Wiederaufnahme der Lieferungen erreichen. Dies erfolgte jedoch unter enormen Druck der russischen Seite, die sich wegen der hohen Abhängigkeit von Aktobemunaigas vom Export nach Orsk in einer deutlich besseren Verhandlungsposition befand und in den Gesprächen sogar androhte, die Pipeline gegebenenfalls komplett zu sperren. Dementsprechend herrschte bei CNPC nach dem Verhandlungsabschluss große Unzufriedenheit mit mehreren Aspekten der erreichten Einigung.¹⁸⁵

Um eine langfristig kooperativere Haltung der russischen Seite herbeizuführen, die die schwierige Lage bei der Vermarktung der Aktobemunaigas-Produktion lösen und weiteren Streitigkeiten mit CNPC vorbeugen würde, überwies die kasachische Regierung im März 2001 die von ihr kontrollierten

¹⁸² TNK verlangte u. a., dass das in der Pipeline akkumulierte Öl innerhalb von 24 Stunden verkauft werden sollte. Vgl. Chinese-owned Kazakh oil company compromises to settle oil swap row (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.2.2001; Kazakhstan tries to power up, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, 23.2.2001.

¹⁸³ Da Problem betraf damals nicht nur die Orsk-Raffinerie und Aktobemunaigas, sondern trat generell in den Beziehungen zwischen russischen Abnehmern und kasachischen Lieferanten auf. Extrem betroffen war vor allem das Karachaganak-Konsortium, das seine Kondensatproduktion nach Orenburg lieferte und wegen der Unfähigkeit der Raffinerie, für den Rohstoff in US-Dollar zu zahlen, seine Förderrate ab September 1998 von 60.000 auf 20.000 b/d verringern musste. Russische Raffinerien zeigten sich zwar bereit, für die Lieferungen aus Kasachstan in Rubel zu zahlen, jedoch wurden diese Angebote aufgrund der extremen Devaluation der Währung von kasachischer Seite abgelehnt. Vgl. Focus; Russian Crisis Spills Over, in: Petroleum Economist, S. 35, 25.11.1998.

¹⁸⁴ Andere Quellen sprechen auch von 83. Vgl. Kazakh western oilfield cuts oil output due to row with Russian refinery (Kazakh Commercial Television), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 3.2.2001.

¹⁸⁵ Unter anderem über den Preis, den TNK für das bereits in der Pipeline befindliche Öl zahlen sollte. Angeblich befanden sich dort bereits 500.000 t, die für lediglich 100 USD/t gekauft werden sollten (13,7 USD/b). Vgl. Chinese-owned Kazakh oil company compromises to settle oil swap row, in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.2.2001; Kazakhstan tries to power up, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, 23.2.2001.

Anteile an Aktobemunaigas (25,12 Prozent) in die Treuhandverwaltung der US-Gesellschaft Access Industries, die gleichzeitig Teilhaber an TNK war.¹⁸⁶ Die Entscheidung der kasachischen Regierung über den Einstieg von Access wurde auch vor dem Hintergrund strategischer Überlegungen bezüglich der Möglichkeiten zur Stärkung der Position kasachischen Öls auf dem russischen Binnenmarkt getroffen. Die niedrigen Ölpreise, die die kostspieligen und oft komplexen Exportoptionen aus Kasachstan wenig profitabel machten, führten zu Überlegungen über einen stärkeren Absatz der kasachischen Produktion in Russland. Dies sollte bevorzugt an Reexporte im Rahmen von Swap-Vereinbarungen gekoppelt werden, wobei stabile Partnerschaften mit etablierten Marktakteuren verständlicherweise vorteilhaft waren.¹⁸⁷

Die Rechnung ging auf. Nach der Übernahme der Anteile durch Access Industries konnte in der Tat prompt eine Einigung über Lieferungen von etwa 2 Mt Öl von Aktobemunaigas an die Orsk-Raffinerie im Jahr 2001 erreicht werden¹⁸⁸, wofür TNK im Gegenzug Exporte nach China zusagte.¹⁸⁹ Um den Transportengpass in der Aktjubinsk-Region kurzfristig zu entlasten, wurde von KazTransOil darüber hinaus eine neue Route eröffnet. Über den neu konstruierten Eisenbahnverladeterminale in Bestamak konnten nun Lieferungen nach Atyrau erfolgen, wo sowohl die Einspeisung in die Pipeline nach Samara als auch in eine Anbindung an den Hafen Aktau möglich war. Von dort konnte der Weitertransport per Tanker nicht nur nach Baku, sondern auch nach Machatschkala erfolgen, wo die von Transneft kurz zuvor eröffnete Verbindung nach Noworossiisk zur Verfügung stand.¹⁹⁰

Die Probleme mit der Orsk-Raffinerie führten Astana erneut deutlich vor Augen, dass sich die kasachische Ölindustrie aufgrund historisch entstandener Infrastrukturverflechtungen in der Beziehung zu russischen Geschäftspartnern in einem asymmetrischen Abhängigkeitsverhältnis befand. Die vielerorts bestehenden monopolistischen Liefer- bzw. monopsonistischen Abnehmerstrukturen beeinträchtigten auf negative Art und Weise die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zahlreicher kasachischer Produzenten, gefährdeten die Stabilität und Zuverlässigkeit der Ölexporte/-importe und verschlechterten somit die Voraussetzungen für die Entwicklung des einheimischen Ölsektors und nicht zuletzt auch die darauf beruhende Kontinuität der staatlichen Renteneinnahmen. Als Reaktion auf den neuesten Zwischenfall erteilte die Regierung daher dem von KazTransOil bereits im Jahr 1999 vorgelegten Projekt zum Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline oberste Priorität. Diese sollte die Produzenten in der Aktjubinsk-Region endgültig von den russischen Abnehmern emanzipieren und eine

¹⁸⁶ Der Vertrag zwischen der staatlichen kasachischen Kommission für Eigentum und Privatisierung sah vor, dass Access Industries verpflichtet sein würde, den Zugang von CNPC-Aktobemunaigas zum russischen Öltransportsystem und zur Raffinerie Orsk zu garantieren. Darüber hinaus sollte sich Access an den Investitionen zur Ausweitung der Förderung von Aktobemunaigas beteiligen. (Um die Produktion künftig auf 6,26 Mt/Jahr zu steigern, sollten in den nächsten fünf Jahren 1,4 Mrd. USD investiert werden.) Die Treuhandverwaltung war aber nicht mit der Übertragung von Eigentumsrechten verbunden und sollte nur für eine begrenzte Zeit erfolgen. Vgl. More oil needed to justify Kazakhstan-China-pipeline, in: Interfax news agency, 29.3.2001; Pipeline from Kazakhstan to China will not be built in near future –CNPC representative, in: Petroleum Report, 4.4.2001.

¹⁸⁷ Vgl. Kazakhstan sees Russia as promising oil market, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001.

¹⁸⁸ Der Direktor der Vermarktungs- und Raffinerieabteilung von TNK (Davor Shtern) wurde in den Aufsichtsrat von Aktobemunaigas berufen. Vgl. Gorst, Isabel: Tyumen Oil To Process Kazakhstan Oil At Orsk, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79 No. 65, S. 4, 4.4.2001.

¹⁸⁹ Im Rahmen des Swaps wurde zuerst Öl an die Orsk-Raffinerie geliefert. Im Gegenzug wurde westsibirisches Öl über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline nach Atasu befördert, wo es über den im Juni 2000 eröffneten Terminal auf Tankwagons verladen und weiter nach China exportiert wurde. Vgl. Kaztransoil to increase oil exports, in: Petroleum Report, 18.7.2001; Dushanzi Refinery to Increase Oil-refining, in: Xinhua Economic News Service, 6.4.2001.

¹⁹⁰ Vgl. Kaztransoil to pump 50,000 tonnes of Aktjubinsk oil along Makhachkala-Novorossiisk Route in April, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.4.2001.

kostengünstigere Diversifizierung ihrer Exportmöglichkeiten erlauben als die Eisenbahnlieferungen von Bestamak. Die Pipeline sollte sowohl die künftige Nutzung der bereits in der Bauphase befindlichen CPC sowie der kürzlich erweiterte Atyrau-Samara-Leitung als auch des Hafens Aktau für anschließende Tankerexporte ermöglichen.¹⁹¹

Anfänglich war von der kasachischen Seite angedacht, dass die Finanzierung des zu diesem Zeitpunkt ausschließlich unter der Leitung von KazTransOil vorangetriebenen Projektes mit geschätzten Baukosten von 180-200 Mio. USD durch die Beteiligung internationaler Kreditinstitute gesichert werden könnte. KazTransOil bemühte sich in diesem Zusammenhang insbesondere um die Teilnahme der japanischen Eximbank, die das Vorhaben grundsätzlich unterstützte. Das Unternehmen forderte daraufhin im Dezember 2000 die eigene Regierung auf, alle notwendigen Schritte zu unternehmen, um die Bedingungen der Bank, insbesondere die Erteilung von staatlichen Kreditgarantien, zu erfüllen.¹⁹² Jedoch wurde von der politischen Führung daraufhin entschieden, im ersten Schritt Finanzierungsmöglichkeiten zu bevorzugen, die den Staat nicht mit möglichen Projektrisiken belasten würden. Vor diesem Hintergrund wurde einerseits die Kostenübernahme durch KazTransOil selbst erwogen, das die Mittel u. a. durch die Herausgabe von Eurobonds erwerben sollte.¹⁹³ Andererseits wurde auch die Einbeziehung der in der Aktjubinsk-Region tätigen Ölproduzenten unterstützt, wodurch zugleich die Auslastung der Pipeline garantiert werden konnte. Neben Kazakhoil, das in der Provinz u. a. das Vorkommen Alibekmola entwickelte, wurde hierbei vor allem CNPC als möglicher Partner anvisiert.¹⁹⁴

5.3.8 Einbeziehung von CNPC in den Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline

CNPC verharrte in der Zwischenzeit prinzipiell auf der im September 1999 eingenommenen Position und zeigte unverändert keine Bereitschaft, sich am Bau einer transkasachischen Leitung bis zur chinesischen Grenze zu beteiligen. Im März 2001 bestätigte der Präsident des Konzerns, Chrou Jiping, in einer Reaktion auf kasachische Anfragen, dass die Implementierung der Kasachstan-China-Pipeline kaum in naher Zukunft zu erwarten sei, und dass jegliche Fortschritte von der Sicherung der für ihre Auslastung benötigten Reservenbasis abhängen würden. Diese sollte insbesondere in der Region lokalisiert sein, in der die Leitung ihren Ursprung nehmen sollte.¹⁹⁵

Die Haltung der chinesischen Seite war deutlich und der kasachischen Führung wurde zunehmend bewusst, dass eine Umsetzung des Pipelinevorhabens letztendlich nur durch einen entsprechenden Anstieg der Produktionsrate chinesischer Unternehmen in Kasachstan beschleunigt werden konnte. Dies zu erreichen war jedoch aus Sicht der Regierung gar nicht so einfach. Die Privatisierung attrakti-

¹⁹¹ Vgl. Kazakhstan - ten years on - projects in the pipeline - while a long-term solution to Kazakhstan's transport problems has not yet been agreed on, there are plenty of interim projects that await funding, in: The Banker, 1.9.2001.

¹⁹² Vgl. Kazakhstan to put Kenkiyak-Atyrau pipeline project on high gear, in: Petroleum Report, 7.3.2001.

¹⁹³ KazTransOil plante, die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline zuerst selbst zu bauen. Die Kosten wollte der Konzern teils aus Eigenmitteln (ca. 30 Mio. USD), teils über Eurobondemissionen (150 Mio. USD) tragen. Hierzu hielt KazTransOil anfang 2001 Gespräche mit Ratingagenturen, um ein internationales Kreditrating zu erhalten. Die Herausgabe der Bonds (Laufzeit fünf Jahre, Zinssatz 8,5 Prozent) erfolgte in Zusammenarbeit mit JP Morgan im Juli 2001. Letztendlich wurden die somit erworbenen Mittel wegen der erfolgreichen Verhandlungen mit CNPC für andere Vorhaben veranschlagt. Vgl. Kaztransoil expects to get intl credit rating in month, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 21.5.2001, Kaztransoil using Eurobond proceeds for Kenkiyak-Atyrau oil pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.7.2001; Kazakhstan - Ten Years On - Projects In The Pipeline - While A Long-term Solution To Kazakhstan's Transport Problems Has Not Yet Been Agreed On, There Are Plenty Of Interim Projects That Await Funding, in: The Banker, 1.9.2001.

¹⁹⁴ Vgl. ZAO Kaztransoil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.9.2001.

¹⁹⁵ Vgl. More oil needed to justify Kazakhstan-China-pipeline, in: Interfax news agency, 29.3.2001.

ver Ölproduzenten war bereits abgeschlossen, Lizenzen für größere und lukrativere Onshore-Vorkommen befanden sich längst in den Händen ausländischer Investoren und der nationale Ölkonzern Kazakhoil kontrollierte direkt nur einen vergleichsweise geringen Anteil der Binnenförderung, sodass eine Abtretung weiterer Beteiligungen kaum in Frage kam.¹⁹⁶ Erwartungen bezüglich neuer großer Ölfunde wurden primär mit dem kaspischen Offshore-Gebiet verbunden, was sich auch in den früher geäußerten Begehren von CNPC hinsichtlich der Beteiligung an dessen Exploration widerspiegelte. Hierzu sollte von der Regierung jedoch zuerst der entsprechende Gesetzes- und Steuerrahmen geschaffen und die Ausschreibung einzelner Blöcke in Bieterverfahren vorbereitet werden.¹⁹⁷

Die kasachische Seite bemühte sich dennoch weiterhin, den Stillstand im Pipelineprojekt zu durchbrechen. Im Juni 2001 sprach der stellvertretende Premierminister, Daniyal Akhmetov, davon, dass die Regierung alle notwendigen Schritte unternehmen würde, um CNPC weitere Lizenzen zur Entwicklung von Vorkommen in der Aktjubinsk-Region zu erteilen. Er fügte jedoch hinzu, dass es sich hierbei aufgrund bestehender Eigentumsstrukturen lediglich um vergleichsweise kleinere Lagerstätten mit begrenztem Produktionspotenzial handeln könne. Darüber hinaus wurde mit CNPC im selben Monat eine Veränderung der vertraglichen Investitionsbedingungen im Rahmen von Aktobemunaigas vereinbart. Demnach sollten Anstrengungen bei der Erschließung vorhandener Vorkommen (Zhanazhol und Kenkiyak) deutlich gesteigert werden, um deren Produktion auf etwa 6 Mt/Jahr zu erhöhen.¹⁹⁸ Laut kasachischen Vorstellungen sollten durch die Kombination dieser Maßnahmen angeblich bereits ausreichende Voraussetzungen für die Inbetriebnahme der Kasachstan-China-Pipeline im Zeitraum 2006-2010 geschaffen werden. Obwohl sich der Generaldirektor von CNPC bezüglich der Produktionsausweitung durchaus zuversichtlich zeigte und davon sprach, dass in der Aktjubinsk-Provinz durch die Erschließung neuer Lagerstätten im Jahr 2006 bis zu 10 Mt Öl gefördert werden könnten¹⁹⁹, würde dies jedoch dennoch keinesfalls für den wirtschaftlichen Betrieb der Pipeline ausreichen. Kurzfristig konnten die vorgeschlagenen Initiativen der kasachischen Regierung aufgrund ihrer begrenzten Reichweite somit aus Sicht von CNPC kaum eine Auswirkung auf das Transportprojekt haben. Beim Besuch des chinesischen Premierminister, Zhu Rongji, im September in Kasachstan einigten sich beide Parteien daher lediglich darauf, die Machbarkeit der Leitung weiter zu untersuchen, was grundsätzlich einem Verharren der chinesischen Seite auf ihrer alten Position gleichkam.²⁰⁰

¹⁹⁶ Kasachstan Produzierte im Jahr 2000 35,26 Mt Öl und Kondensat. Davon wurden nur 16,8 Prozent bzw. 5,937 Mt von Subunternehmen gefördert, die direkt durch Kazakhoil kontrolliert wurden (primär Uzenmunaigas und Kazakhoil-Emba). Ausländische JVs, an denen Kazakhoil Anteile hielt, produzierten 11,4 Mt, wovon der größte Teil auf TCO entfiel (10,5 Mt). Bei Einbeziehung dieser Beteiligungen lag der Anteil von Kazakhoil an der heimischen Produktion bei etwa 24 Prozent. Vgl. Kazakhstan produced 35.2 mln tonnes of oil, gas condensate in 2000, in: Interfax Russian News, 5.1.2001.

¹⁹⁷ Ein Programm zur Entwicklung der Offshore-Gebiete wurde von der Regierung erst im Mai 2003 verabschiedet. Vgl. The Development Programme for the Kazakh Sector of the Caspian, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 3, 2003.

¹⁹⁸ Der ursprüngliche Investitionsplan sah eine Produktionssteigerung auf 5 Mt/Jahr vor. Der neue Plan rechnete damit, dass im Jahr 2001 ein Förderniveau von 3 Mt erreicht und die Produktion im Zeitraum 2002-2004 um jeweils 1 Mt/Jahr steigen würde. Die tatsächliche Produktion von Aktobemunaigas entwickelte sich wie folgt: 2001 3,258 Mt; 2002 4,367Mt; 2003 4,650 Mt; 2004 5,321 Mt; 2005 5,833 Mt. Vgl. Kazakhstan asks CNPC to change contract, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001; Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, Jahrgänge 2002-2006.

¹⁹⁹ Im Jahr 2000 wurden in der Region 2,701 Mt gefördert. Vgl. CNPC-Aktobemunaigaz plans increase production to 10 mln tonnes per annum by 2006, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 30.7.2001.

²⁰⁰ Vgl. China, Kazakhstan Sign Joint Communiqué, in: Xinhua General News Service, 14.9.2001.

Die beschränkten Exportmöglichkeiten für die Ölproduktion von Aktobemunaigas, die vor dem Hintergrund des geplanten Förderanstiegs in naher Zukunft ohnehin ausgeweitet werden müssten, motivierten CNPC trotz der fehlenden Bereitschaft zum Bau der Leitung nach China zur Übernahme einer aktiveren Position bei der Suche nach alternativen Transportrouten aus der Aktjubinsk-Region. Eine entscheidende Rolle spielten hierbei vor allem die zuvor gewonnenen negativen Erfahrungen mit russischen Abnehmern²⁰¹ sowie die mit hohen Transportkosten verbundenen Eisenbahnlieferungen nach China, die aus unternehmerischer Perspektive kaum eine Alternative bildeten. Das von kasachischer Seite seit Längerem anvisierte und dokumentarisch bereits vorbereitete Projekt zum Bau der Leitung zur Verbindung der Aktjubinsk-Region mit Atyrau – dem wichtigsten Ölknotenpunkt Kasachstans, stellte für das Unternehmen daher eine willkommene Option zur Verbesserung seines Exportportfolios dar. Der langsame Fortschritt bei der Umsetzung des Vorhabens, der vor allem auf Schwierigkeiten von KazTransOil mit der Sicherung notwendiger Investitionsmittel zurück ging, motivierte den chinesischen Konzern daher zur Übernahme einer aktiven Rolle bei der Projektimplementierung.

Am 3. Oktober 2001 kam es zur Unterzeichnung eines Rahmenabkommens zwischen dem kasachischen nationalen Öl- und Gaspipelineunternehmen TransNefteGas (TNG)²⁰² und CNPC über die gemeinsame Umsetzung der Kenkiyak-Atyrau-Leitung. Aus kasachischer Sicht sollte die Kooperation insbesondere zur Minderung der Projektrisiken und der finanziellen Belastung von TNG beitragen, wobei von Beginn an klar gemacht wurde, dass der Mehrheitsanteil an der Infrastruktur unter staatlicher Kontrolle bleiben sollte.²⁰³ Nach der endgültigen Einigung über die Projektdetails erfolgte im Dezember die Gründung der North-West Pipeline Company MunaiTas, die die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline bauen und anschließend verwalten sollte. Es handelte sich hierbei um ein JV, an dem TNG mit 51 und CNPC mit 49 Prozent beteiligt waren. Die Finanzierung des Projektes sollte proportional zur Beteiligung am Gemeinschaftsunternehmen erfolgen, wobei die chinesische Seite aufgrund des Interesses an einer möglichst schnellen und unkomplizierten Umsetzung des Vorhabens sogar die Bereitschaft signalisierte, bei Bedarf die Gesamtkosten zu übernehmen.²⁰⁴ Die kasachische Seite lehnte dieses Angebot jedoch ab. Da die Projektdokumentation von KazTransOil bereits vor der Einigung mit CNPC abgeschlossen wurde, konnte noch vor Jahresende 2001 das Bieterverfahren zur Bestimmung des bauaufsichtsführenden Unternehmens ausgeschrieben werden.²⁰⁵ Die Bauphase sollte im April 2002 beginnen und bis Ende des Jahres abgeschlossen werden.²⁰⁶ Der Projektzeitplan sah vor, dass die 448,8 km lange Pipeline im Jahr 2003 mit einer Anfangskapazität von 2 Mt/Jahr in Betrieb gehen sollte. Nach dem vollständigen Abschluss der ersten Phase sollte sie 6 Mt/Jahr befördern können.²⁰⁷ In

²⁰¹ Vgl. Kazakhstan tries to power up, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, 23.2.2001.

²⁰² Die Holdinggesellschaft wurde im Verlauf des Jahres 2001 gegründet und vereinte die beiden Betreiber der Öl- (KazTransOil) und Gasleitungen (KazTransGas).

²⁰³ Vgl. Oil & Gas Transport, CNPC sign Kazakh Pipeline Agreement, in: Petroleum Report, 10.10.2001.

²⁰⁴ Vgl. CNPC ready to finance oil pipeline construction in Kazakhstan, in: Petroleum Report, 17.4.2002; Construction of Kenkiyak-Atyrau pipeline to start in April, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 15.4.2002.

²⁰⁵ Am Tender beteiligten sich das russische Stroitransgaz, das kasachische Kazstroitransneft und ein näher nicht benanntes ungarisches Unternehmen. Vgl. Kenkiyak-Atyrau pipeline to be filled in December, in: Petroleum Report, 29.5.2002.

²⁰⁶ Vgl. TNG, CNPC set up venture to build Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: News Bulletin, 13.12.2001.

²⁰⁷ Vgl. Kaztransoil to increase oil exports, in: Petroleum Report, 18.7.2001.

zwei weiteren Ausbaustufen sollte ihr maximales Durchleitungsvermögen bis 2006 auf 12 Mt/Jahr erhöht werden.²⁰⁸

Der feierliche Beginn der Bauarbeiten²⁰⁹ an der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline erfolgte am 23. Mai 2002.²¹⁰ Die Verlegung der Rohrleitungen wurde plangemäß im Dezember desselben Jahres abgeschlossen, worauf mit der Beladung der Infrastruktur mit technischem Öl von CNPC-Aktobemunaigas begonnen wurde.²¹¹ Die ordentliche Inbetriebnahme des Transportsystems, dessen Baukosten über 200 Mio. USD betragen, erfolgte letztendlich am 28. März 2003.²¹² KazTransOil erhielt anschließend die Zuständigkeit für den technischen Betrieb der Leitung, die jedoch Eigentum von MunaiTas blieb. Ihre minimale garantierte Auslastung wurde durch zwei Langzeittransportverträgen mit CNPC-Aktobemunaigas²¹³ (2003-2013) und dem kanadisch-kasachischen JV KazakhOil-Aktobe²¹⁴ (2003-

²⁰⁸ Die Pläne sahen vor, dass die Kapazität im Jahr 2004 9 Mt und im Jahr 2006 12 Mt erreichen sollte. Angaben über die maximale Kapazität der Leitung unterscheiden sich jedoch und werden häufig auch mit 14 Mt/Jahr angegeben, wobei in diesem Fall die zweite Phase (2004) 10 Mt betragen sollte. Vgl. CNPC ready to finance oil pipeline construction in Kazakhstan, in: Petroleum Report, 17.4.2002; Construction of Kenkiyak-Atyrau pipeline to start in April, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 15.4.2002; Kazakhstan launches first phase of Kenkiyak-Atyrau Pipeline, in: Petroleum Report, 2.4.2003; Kazakhstan to finish Kenkiyak-Atyrau crude line by end-2002, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 232, S. 6, 4.12.2002.

²⁰⁹ Der Bau der Pipeline sollte auf Turnkey-Basis vom russischen Unternehmen Stroitransgaz überwacht und durchgeführt werden. Der entsprechende Vertrag zwischen Stroitransgaz und MunaiTas wurde am 8. Mai 2002 geschlossen. Als wichtigster Auftragnehmer trat das kasachische KazStroiService auf, das 53 Prozent der Bauarbeiten bestritt. Die Designarbeiten wurden von den kasachischen Projektinstitutionen KazNIIProjekt und NIPI Kaspymunaigas durchgeführt. Rohrleitungen wurden von russischen Unternehmen geliefert (Sinarsky pipe plant und Volzsky pipe plant). Das deutsche Unternehmen SSS Korrosionsschutztechnik GmbH installierte ein kathodisches Schutzsystem. Die dezentralen Systeme wurden zum Großteil durch Solarenergie betrieben. Entsprechende Anlagen wurden von Siemens und Shell Solar geliefert. Vgl. Kenkiyak-Atyrau pipeline to be filled in December, in: Petroleum Report, 29.5.2002.

²¹⁰ Vgl. Premier notes „importance“ of new western Kazakh oil pipeline construction, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 23.5.2002.

²¹¹ Vgl. Kazakhstan completes part of Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.

²¹² Angaben zu Projektkosten unterscheiden sich und schwanken zwischen 202,839 und 228,6 Mio. USD, was zum Teil darauf zurückzuführen ist, dass nach der Inbetriebnahme der Pipeline noch Arbeiten an der Steigerung ihrer Kapazität erfolgten. Ende 2003 betrug diese 4,5 Mt/Jahr und sie wurde schließlich erst im Jahr 2004 auf 6 Mt/Jahr erweitert. Vgl. EBRD to consider Kenkiyak-Atyrau project Jun 22, in: Business Report, 24.5.2004; EBRD to refinance Kazakh Kenkiyak-Atyrau stake, in: Business Report, 25.6.2004; 82 Mln from EBRD for pipeline project, in: Petroleum Report, 4.8.2004; MunaiTas: a breakthrough into the 21st Century, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2004; European Bank for Reconstruction and Development: Kenkiyak-Atyrau Oil Pipeline, <http://www.ebrd.com/pages/project/psd/2004/28462.shtml> (Zugriff 11.9.2011).

²¹³ An dieser Stelle soll ein kurzer Hinweis zu den Ölvermarktungspraktiken chinesischer Unternehmen erfolgen. Anders als von einigen politischen Kommentatoren kritisiert, wird das von chinesischen staatlichen Konzernen produzierte „Anteils-Öl“ (sog. equity oil) nicht ausschließlich nach China exportiert. Dessen Vermarktung basiert *überwiegend* auf der Grundlage kommerzieller Überlegungen und bildet somit keinen geschlossenen „chinesischen Kreislauf“, der dem Weltölmarkt entzogen wäre. Nur ein gewisser Anteil der ausländischen Equity-Produktion chinesischer Konzerne, wird direkt nach China importiert. 2006 betrug Chinas Importe 2,81 mb/d, wobei lediglich 360.000 b/d auf die Anteilsproduktion chinesischer Unternehmen zurückgingen. Dabei betrug allein die Anteilsproduktion von CNPC im selben Jahr 658.000 b/d. 2007 erreichte die globale Anteilsproduktion aller chinesischer Produzenten 779.000 b/d, davon wurden jedoch lediglich 474.000 b/d nach China geliefert. Vgl. China's Spending Spree Takes Aim At Africa, in: Petroleum Intelligence Weekly, 15.1.2007; Sampson, Paul: Major Target: Chinese Set Their Sights On Kazakhstan, in: Nefte Compass, 22.7.2003; Downs, Erica. S.: Who's Afraid of China's Oil Companies? in: Pascual, Carlos/Elkind, Jonathan (eds.): Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications, Washington D.C.: Brookings, 2010, S. 73-102, hier S. 88; Eine Studie der IEA bestätigt diese Ergebnisse. Vgl. Jiang, Julia/Sinton, Jonathan: Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 20.

2014) gesichert und betrug für den Zeitraum bis 2014 insgesamt 81,54 Mt.²¹⁵ Die Gestaltung der Transporttarife wurde der kasachischen Regulierungsbehörde unterstellt, die diese nach der Inbetriebnahme auf 1.101 KZT/t (exkl. MwSt.) festlegte.²¹⁶

Trotz der Möglichkeit und der bestehenden kasachischen Präferenz, die Kenkiyak-Atyrau-Leitung künftig in das Kasachstan-China-Transportsystem zu integrieren, wurde sie zu diesem Zeitpunkt primär als Lösung des Transportengpasses in der Aktjubinsk-Region verstanden und somit als eigenständige Infrastruktur konzipiert, die ihre Funktion auch ohne eine eventuelle Verlängerung in östliche Richtung erfüllen sollte. Die Aussichten auf die Entstehung der transkontinentalen Pipeline bis nach China blieben im Grunde weiterhin unsicher, da die chinesische Seite aus kommerziellen Gründen unverändert auf der im Jahr 1999 eingenommenen Position verharrte und keinen Anlass sah, diese im Zuge des Bauprozesses an der Kenkiyak-Atyrau-Verbindung anzupassen. So bestätigte zwar der Berater des Generaldirektors von CNPC-Aktobemunaigas, Zhang Cheng Wu, das vorhandene Interesse an der künftigen Errichtung eines Exportsystems zwischen beiden Ländern, er unterstrich jedoch ebenfalls, dass dieses nur dann umgesetzt würde, wenn die entsprechende Reservenbasis gesichert werden könne.²¹⁷ Auch die Vorbereitung der Projektdokumentation und nicht zuletzt die Verhandlungen über die finanziellen Rahmenbedingungen sowie das Ausmaß der chinesischen Partizipation (49 Prozent) an der Kenkiyak-Atyrau-Leitung deuteten darauf hin, dass das Projekt zu dieser Zeit trotz des Potenzials zur zukünftigen Integration in die Kasachstan-China-Pipeline von beiden Parteien primär in seiner lokalen Dimension wahrgenommen und umgesetzt wurde.

Aus Sicht der kasachischen Regierung bildete die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline ebenfalls den ersten Schritt zur Etablierung der seit dem Erlangen der Unabhängigkeit angestrebten Verbindung der Produktionsgebiete im Westen des Landes mit dem ostkasachischen Pipelinesystem samt der dort befindlichen Raffinerien (Schymkent, Pawlodar). Hierzu müsste nun lediglich eine Verlängerung von Kenkiyak nach Kumkol, das bereits über die Kumkol-Karakoin-Leitung mit dem Omsk-Pawlodar-Schymkent-System verbunden war, geschaffen werden. Dieses Projekt (Kenkiyak-Kumkol) war unabhängig von der Möglichkeit seiner künftigen Integration in ein sich bis nach China erstreckendes Exportsystem aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit von größter strategischer Bedeutung und sollte daher auch im Falle des eventuellen Scheiterns der Bemühungen zum Bau des dann noch

²¹⁴ Nelson Resources und KMG waren zu jeweils 50 Prozent an dem JV beteiligt. Dieses entwickelte das Alibekmola-Vorkommen, dessen Produktion im Januar 2002 begann und bis zu 55.000 b/d erreichen sollte. Darüber hinaus besaß es Lizenzen für das Kozhasay-Feld. Die gesamten förderbaren Reserven beider Felder betrugen etwa 550 Mio. Barrel Öl und etwa 19,5 Mrd. m³ Erdgas. Der Vorteil der neuen Leitung für den Produzenten zeigt sich bei der Betrachtung seiner Netback-Preise. Betrug die Differenz zum Brent-Börsenpreis vor der Inbetriebnahme der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline 12,6 USD/b (Brent wurde für etwa 23,5 USD/b gehandelt, Alibekmola-Öl für 13,14 USD/b geliefert), fiel diese anschließend auf 6,67 USD/b. Vgl. Kazakhstan, in: Oil & Gas Journal, S. 40, 7.1.2002; Nelson Resources Announces McDaniel Reserves Report Confirms Large Reserve At Alibekmola, in: Canadian Corporate Newswire, 30.9.2002.

²¹⁵ Zusätzlich sollten im Zeitraum 2003-2015 weitere 23,82 Mt von kleineren lokalen Produzenten eingespeist werden (Kazakhturkmunai, Kokzhide, Kazakhoil-Emba, Matin, ANAKO). Obwohl MunaiTas noch im Jahr 2004 davon ausging, dass die Pipeline im Jahr 2006 auf 7 Mt und im Jahr 2009 auf 12 Mt ausgeweitet werden könnte, blieb ihre Kapazität bis zum Ende des Untersuchungszeitraums bei 6 Mt/Jahr. Vgl. MunaiTas: a breakthrough into the 21st Century, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2004.

²¹⁶ Dies entsprach im April 2003 7,38 USD/t, also etwa 1 USD/b. Vgl. KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006; First section of oil pipeline put into operation in western Kazakhstan, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.3.2003; China invests \$686 million in Kazakhstan's oil sector, in: News Bulletin, 28.3.2003.

²¹⁷ Vgl. China to build oil pipeline from Kazakhstan if Caspian reserves proved – official, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 16.4.2002; China ready to build pipeline from Kazakhstan, in: News Bulletin, 16.4.2002.

fehlenden Abschnittes bis zur Grenze (Atasu-Alashankou), beispielsweise aufgrund des eventuellen Rückzuges von CNPC vom Kasachstan-China-Pipelineprojekt, verwirklicht werden. Ein weiterer großer Vorteil bestand darin, dass es ebenfalls eine Lösung für die Transportprobleme der Produzenten in den zentralen Regionen des Landes darstellen würde, die sich für die kasachische Seite somit automatisch als potenzielle Kooperationspartner für seine Umsetzung anboten.

5.3.9 Kasachische Pläne zum Bau der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline

Die unveränderte Einstellung von CNPC gegenüber der Kasachstan-China-Pipeline bewegte die kasachische Seite Anfang des Jahres 2002 in der Tat zur Verkündung eigenständiger Pläne für den Bau einer Leitung zur Verbindung der zentralkasachischen Vorkommen des Turgai Bassins²¹⁸ mit Kenkiyak. Der staatliche Pipelinebetreiber KazTransOil nahm daraufhin Verhandlungen mit potenziellen Nutzern der Infrastruktur auf, um vor dem Hintergrund der geplanten Produktionsentwicklungen die technischen Parameter, den Zeitplan und die Kosten des Projektes zu konkretisieren. Entscheidend für den Erfolg der Initiative war vor allem, in der zentralkasachischen Region ausreichende Ölvolumen zu sichern, um die langfristige Auslastung gewährleisten zu können.²¹⁹ KazTransOil rechnete dabei primär mit dem Öltransport aus der Kumkol-Feldgruppe, die von der kanadischen Gesellschaft Hurricane Hydrocarbons (HH)²²⁰ und Lukoil entwickelt wurde.²²¹ Geplant war, die Leitung mit geschätzten Gesamtkosten von 430 Mio. USD in zwei Phasen zu verlegen. Zuerst sollte eine Verbindung von Kumkol nach Aralsk und anschließend deren Verlängerung nach Kenkiyak, wo der Anschluss an die Kenkiyak-Atyrau-Leitung erfolgen würde, entstehen (Abbildung 51). Somit würde eine Anbindung an die CPC und die Atyrau-Samara-Pipeline geschaffen und ein wichtiger Beitrag zur Verringerung der extrem hohen Transportkosten für Exporte aus Zentralkasachstan (diese wurden von HH mit 11-12 USD/Barrel angegeben), die hauptsächlich durch das Zurückgreifen auf die Eisenbahn entstanden, geleistet werden.²²²

²¹⁸ Das größte Feld des Bassins stellt Kumkol dar. Andere Felder sind z. B. East Kumkol, South Kumkol, Maybulak, Kenlyk, Konys, Kyzylkiyak, Aryskum, Nuraly, North Nuraly, Ashchisay, Akshabulak, Aksay, Bektas, Karavanchi. Vgl. Blackburn Geological Service Ltd., http://img-fotki.yandex.ru/get/4513/invngn.38/0_50a40_805d8a63_orig (Zugriff 6.10.2011).

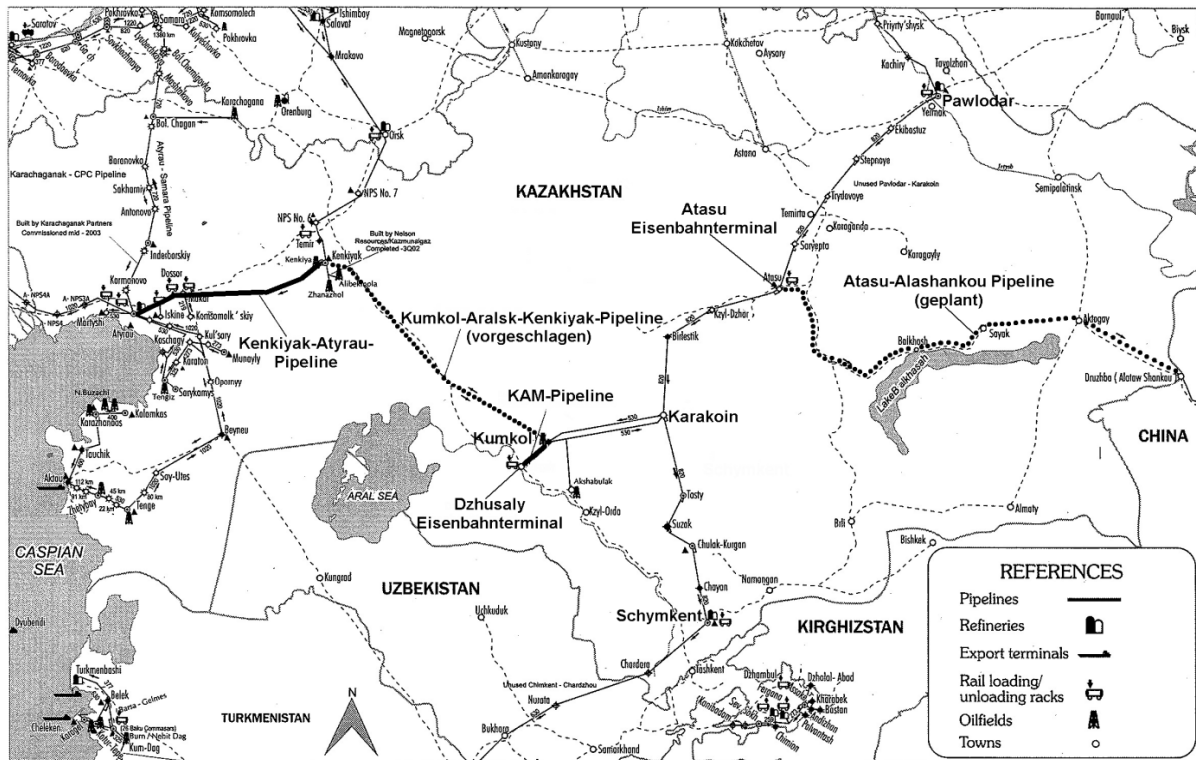
²¹⁹ Vgl. Kaztransoil pumped 32 mln tonnes of oil in 2001, in: Petroleum Report, 27.2.2001.

²²⁰ HH stellte zu der Zeit den zweitgrößten privaten Produzenten im Land dar und war für etwa 15 Prozent der kasachischen Ölförderung verantwortlich (etwa 140.000 b/d von 950.000 b/d im Jahr 2002).

²²¹ HH kontrollierte die Lizenzen für Kumkol South (100 Prozent) und teilte sich mit Lukoil die Lizenz für Kumkol North (jeweils 50 Prozent). Darüber hinaus besaß das Unternehmen Lizenzen für weitere zehn Felder in der Umgebung. Vgl. Kazakh recovery lifts Hurricane, tests creditors, in: Oil & Gas Journal, S. 73, 17.1.2000.

²²² Bis dahin wurde die gesamte Produktion aus der Region über eine 670 km lange Pipelineverbindung nach Schymkent transportiert. Dort wurde ein Teil des Öls raffiniert und ein weiterer Teil per Zug entweder nach Aktau oder Turkmenbashi zum Weitertransport per Tanker nach Baku gebracht. Eine zusätzliche Exportmöglichkeit boten Zuglieferungen nach China. Die von den Produzenten beklagten hohen Tarife für den Eisenbahntransport stellten eine der Haupteinnahmequellen der kasachischen Eisenbahngesellschaft Temir Zholy dar und ermöglichten im Prinzip eine indirekte Subventionierung des Passagiertransports in Kasachstan. Darüber hinaus waren Teile der kasachischen politischen Führung, inklusive des Schwiegersohns von Nasarbajew, T. Kulibajew, an der Leitung des Unternehmens beteiligt. Dieses stellte somit im Sinne des rentierstaatlichen Konzeptes auch eine Möglichkeit zur persönlichen Bereicherung dar. Vor dem Hintergrund der hohen Transporttarife strebten einige Produzenten wie HH den Aufbau eigener Transportsysteme an. Vgl. Kasachstan investiert in Ölpipelines, in: Länder und Märkte, BFAI, 25.10.2002.

Abbildung 51: Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline und KAM-Pipeline



Quelle: Centre for Global Energy Studies: Crude Oil Pipelines of the Former Soviet Union, London, 2005; eigene Bearbeitung.

In den seit April geführten Verhandlungen zwischen KazTransOil und HH wurde man sich schnell einig, dass die Kosten der vorläufigen Machbarkeitsstudie von beiden Unternehmen gemeinsam getragen werden sollten, sodass diese im Juli 2002 in Auftrag gegeben werden konnte.²²³ Im Oktober schlossen die Parteien schließlich ein umfassendes Abkommen („comprehensive agreement“) über die Prinzipien der Zusammenarbeit beim Bau von Ölpipelines ab. Das kanadische Unternehmen verpflichtete sich in dessen Rahmen, KazTransOil bei der Umsetzung der Pläne zum Bau der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Leitung zu unterstützen. Demnach sollte auch die anschließende detaillierte Machbarkeitsstudie gemeinsam durchgeführt werden. Wichtig war insbesondere, dass HH ebenfalls zusagte, verfügbare Exportvolumen mittels eines „ship-or-pay“-Vertrages für die Auslastung der Leitung zu verpflichten. Falls die Kreditgeber die Finanzierung von einer direkten Beteiligung abhängig machen würden, sollte HH von KazTransOil einen Minderheitsanteil am Projekt erhalten. Das Unternehmen erklärte sich in diesem Fall zur Übernahme von Baukosten entsprechend seiner Beteiligung bereit. Die gesamte Planungs- und Konstruktionsphase der Pipeline sollte laut Auffassung der Parteien zwei bis drei Jahre betragen, sodass deren Inbetriebnahme Ende 2004/Anfang 2005 zu erwarten war. Die Umsetzung der Bauarbeiten sollte wie bereits früher geplant, in zwei Phasen erfolgen, wobei die gesamte Pipeline nach ihrer Fertigstellung von KazTransOil betrieben werden sollte. Der kasachische Konzern sicherte im Gegenzug zu, dass die Leitung einen Anschluss an die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline erhalte, wodurch die Einspeisung in die CPC und das Atyrau-Samara-System ermöglicht werden sollte. Zusätzlich bestätigte die kasachische Seite ihre Unterstützung für den Bau der von HH auf eigene Initiative vorangetriebenen Kyzylkiya-Aryskum-Maybulak (KAM)-Leitung (Abbildung 52). Diese sollte zuerst als Bestandteil eines von HH entwickelten Pipeline-Schienen-Exportsystems dienen und nach

²²³ Vgl. Aris, Ben: Kazakhstan - Oil Producers Seek Cost Cuts - Oil Companies In Landlocked Kazakhstan Are Investing In More Efficient And Cheaper Ways Of Exporting, in: The Banker, 1.7.2002.

der Eröffnung der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Verbindung in Teilen als ihr Zulieferarm fungieren.²²⁴ Darüber hinaus wurde in dem Abkommen auch die Möglichkeit zur Nutzung der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline im Umkehrmodus für den Öltransport in östliche Richtung festgehalten, wodurch sowohl Voraussetzungen für deren Einsatz als Teil eines Transportsystems nach China als auch für die potenzielle Belieferung ostkasachischer Raffinerien geschaffen wurden.²²⁵

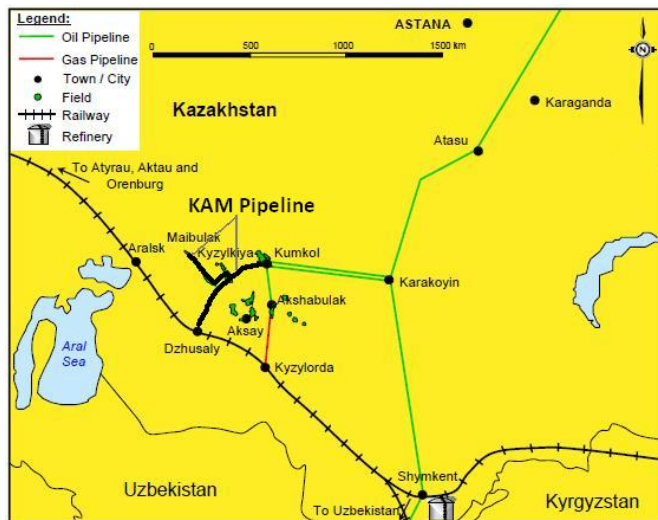
Die erreichten Fortschritte verdeutlichten, dass Kasachstan trotz der Zurückhaltung der chinesischen Seite bei der Entwicklung der Kasachstan-China-Pipeline durchaus gewillt war, aus eigener Kraft Infrastrukturmaßnahmen voranzutreiben, die neben der Verbesserung der Transportbedingungen für Produzenten auf den zentral gelegenen Vorkommen auch die aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit lang erwünschte Integration der getrennten Binnentransportsysteme des Landes ermöglichen würden. Diesbezüglich gelang Astana sogar die Gründung einer Koalition mit einem finanzkräftigen Kooperationspartner (HH), wodurch die zeitnahe Umsetzung des Kenkiyak-Aralsk-Kumkol-Projektes sehr realistisch wurde. Das Vorhaben besaß aus kasachischer Sicht noch eine weitere wichtige Komponente. Ähnlich wie durch die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline sollten auch durch seine erfolgreiche Realisierung letztendlich die Aussichten auf den Abschluss der östlichen Exportroute verbessert werden, denn der dann noch verbleibende Streckenabschnitt von Atasu bis zur chinesischen Grenze würde lediglich etwa 1.000 km betragen. Die Umsetzung der Kenkiyak-Aralsk-Kumkol-Pipeline ohne deren Ergänzung durch eine Verbindung nach China würde trotz der genannten Vorteile aber nur einen Teil der strategischen Interessen des Landes erfüllen, denn sie würde weder einen Beitrag zur (geopolitischen oder geoökonomischen) Diversifizierung der Transportrouten noch der Absatzmärkte leisten. Im Gegenteil, sie würde noch mehr Öl in den Westen des Landes befördern, die bestehenden Transportoptionen zusätzlich belasten und somit im Grunde auch die Abhängigkeit von russischen Routen fixieren. Vor diesem Hintergrund stellte die Entstehung der durchgehenden Verbindung bis zur chinesischen Grenze weiterhin die Priorität der kasachischen Infrastrukturpolitik dar, sodass die Herausforderung für Astana weiterhin in der Schaffung von Rahmenbedingungen be-

²²⁴ Die KAM-Pipeline (100.000 b/d bzw. 5 Mt/Jahr; 16 Zoll), deren Kosten vorläufig auf 70 Mio. USD beziffert wurden, sollte aus zwei Segmenten bestehen: 1. eine 104 km lange Leitung sollte die drei von HH betriebenen Felder (Kyzylkiya-Aryskum-Maybulak) mit dem Schienenterminal Dzhusaly verbinden, von wo der Weitertransport in westliche Richtung erfolgen sollte; 2. eine 70 km Leitung sollte das Kumkol-Feld in Aryskum mit dem ersten Segment verbinden. Durch das somit geschaffene System sollten die Transportkosten von HH noch vor der Inbetriebnahme der Kenkiyak-Aralsk-Kumkol-Pipeline um etwa 2,50 USD/b gesenkt werden (von etwa 12 USD/Barrel; tatsächlich sanken die durchschnittlichen Transportkosten nach der Inbetriebnahme der KAM-Pipeline im 1. Quartal 2004 sogar auf 7,63 USD/b). KazTransOil sollte im Rahmen eines JV mit HH einen Anteil von 50 Prozent an der Pipeline zwischen Aryskum und Dzhusaly erhalten und nach deren Fertigstellung ihre technische Betreuung übernehmen. Die zweite Pipeline sollte von HH allein gebaut und betrieben werden. Nach der Fertigstellung der Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline sollte die Aryskum-Dzhusaly-Sektion der KAM-Pipeline außer Betrieb genommen werden und die Kumkol-Aryskum-Sektion im umgekehrten Modus für die Einspeisung der Produktion in die Kumkol-Aralsk-Kenkiyak-Pipeline genutzt werden. Die von HH vor dem Bau der KAM-Pipeline genutzte Route, auf der es zuerst Öl von Kumkol per Pipeline nach Schymkent beförderte, um es von dort anschließend westwärts per Zug zu exportieren, stellte einen etwa 1.300 km langen Umweg dar, denn das Kumkol Feld befand sich lediglich 176 km von der Dzhusaly Station entfernt. Dies war auch der Grund für die genannten enormen Transportkosten des Produzenten. Die KAM-Pipeline wurde schließlich im Juni 2003 fertiggestellt, wobei die tatsächlichen Baukosten 77 Mio. USD betragen. Durch ihre Nutzung sollte HH eine Transportkosteneinsparung von 90-100 Mio. USD pro Jahr erreichen. Vgl. Hurricane Hydrocarbons Ltd. Agreement of cooperation with KazMunaiGaz on Oil Pipelines, in: PR Newswire, 21.10.2002; Varcoe, Chris: Hurricane hails Kazakh deal: Approval of \$70M pipeline assured, in: Calgary Herald, S. 1, 22.10.2002.

²²⁵ Vgl. China ready to import up to 50m tonnes of Kazakh oil a year, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.1.2002; Kazakhstan completes part of Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.

stand, die auch den Bau des (letzten) Abschnittes bis zur Grenzen (Atasu-Alashankou-Sektion) ermöglichen würden.

Abbildung 52: KAM-Pipeline (Detail)



Quelle: JSC KazMunaiGas Exploration Production: Proposed Acquisition of 100 per cent of the share capital of KazMunaiGaz PKI Finance B.V. from JSC National Company KazMunaiGas, Astana, September 2009, S. 136; eigene Bearbeitung.

Die Umsetzung des Kumkol-Kenkiyak-Projektes in Zusammenarbeit mit HH wurde in der Folgezeit durch den kasachischen Fortschritt in den Verhandlungen mit CNPC bzw. China über den Bau des Transportsystems zwischen beiden Ländern hinfällig gemacht. Vor diesem Hintergrund kann die eingegangene Kooperation mit dem kanadischen Unternehmen im Grunde als eine Art Absicherung der kasachischen Regierung für den Fall angesehen werden, wenn die chinesische Seite entweder endgültig das Interesse am Bau der Exportinfrastruktur zwischen beiden Ländern verlieren oder nur eine eingeschränkte Version bevorzugen würde (d. h. nur Atasu-Alashankou-Abschnitt²²⁶).

5.3.10 Die Suche nach der Reservenbasis für die Kasachstan-China-Pipeline

Bezüglich der Umsetzung des letzten Abschnittes der Kasachstan-China-Pipeline, die eine Verlängerung der bereits im Bau befindlichen (Kenkiyak-Atyrau) oder zumindest geplanten (Kumkol-Aralsk-Kenkiyak) Segmente bis zur chinesischen Grenze ermöglichen sollte, betrieb die kasachische Regierung eine Doppelstrategie. Da die von chinesischen Unternehmen in Kasachstan kontrollierte Reservenbasis unzureichend für die Auslastung einer solchen Infrastruktur war und CNPC somit weiterhin seine Beteiligung an ihrem Bau ablehnte, versuchte Astana die Voraussetzungen für ihre Umsetzung durch die Einbeziehung von Kooperationspartnern zu verbessern, die ebenfalls Interesse an ihrer Nutzung hätten. Da die in Kasachstan zur Verfügung stehenden (d. h. noch nicht an andere Produzenten vergebenen) und noch an keine Exportrouten gebundenen Onshore-Reserven durchaus begrenzt schienen, beschränkte die Regierung ihre Suche nicht nur auf ihr eigenes Land. Ausgehend von dem bereits im November 1999 diskutierten Vorschlag zum Bau einer Verbindung zwischen Atasu und Alashankou nahm KazTransOil im Verlauf des Jahres 2002 somit auch unverbindliche Gespräche mit russischen Unternehmen über die Möglichkeit des Exports ihrer sibirischen Produktion über Kasachstan nach China auf. Die Initiative zur Beteiligung russischer Produzenten an der Nutzung der geplanten kasachisch-chinesischen Infrastruktur wurde bereits nach dem Abschluss des „Jahr-

²²⁶ Dieser könnte z. B. dem Import aus den zentralkasachischen Vorkommen und aus Sibirien über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Leitung dienen, die durch Eisenbahnlieferungen aus Westkasachstan nach Atasu ergänzt werden könnten.

hundertvertrages“ mit CNPC vorangebracht, sie wurde jedoch bis dahin nicht in konkreten Verhandlungen weiterverfolgt. Laut den diskutierten Plänen sollte in der ersten Phase russisches Öl in die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline eingespeist, in Atasu in Tankwagons verladen und weiter nach China transportiert werden. Bei ausreichendem Interesse und nach Erteilung entsprechender Garantien könnte zwischen Atasu und Alashankou nach Aussage des KMG-Präsidenten, L. Kiinov, im Anschluss auch eine Pipeline verlegt werden.²²⁷ Chinesische Unternehmen zeigten dabei seit längerem Interesse am Ölimport aus Russland. Vor allem zwischen CNPC und Yukos bestanden in dieser Hinsicht bereits weitreichende Kooperationspläne, die letztendlich den Bau einer Pipeline vom ostsibirischen Teil Russlands (Angarsk) nach Daqing in Nordostchina anvisierten. Bis das Projekt, das auf russischer Seite mit erheblichen politischen Herausforderungen konfrontiert war, umgesetzt wäre, konnten russische Ölexporte jedoch nur per Eisenbahn erfolgen, wobei Teile davon bereits auch über Kasachstan realisiert wurden. Der Aufbau einer kasachischen Pipelineinfrastruktur in Richtung China könnte daher auch für russische Produzenten vorteilhaft sein.²²⁸

Trotz dieser Initiativen war man in Astana unvermindert an der Umsetzung des Exportsystems mit chinesischer Beteiligung interessiert, nicht zuletzt weil es auf chinesischem Territorium an eine entsprechende Transportinfrastruktur angeschlossen werden musste und weil man dort auch auf stabile Abnehmerstrukturen angewiesen war. Obwohl die angestrebte Einbeziehung russischer Ölvolumen, die bestehende Herausforderung bezüglich der Auslastung der Pipeline auf dem letzten Streckenabschnitt durchaus verringern konnte, bedingte CNPC seine Teilnahme an jeglichen infrastrukturellen Baumaßnahmen unverändert durch die Steigerung seiner Produktionskapazitäten in Kasachstan. Vor diesem Hintergrund bestand der zweite Teil der kasachischen Doppelstrategie in Maßnahmen zur Steigerung der Reservenbasis chinesischer Unternehmen. Im Einklang mit der bereits im Juni 2001 deklarierten Bereitschaft der Regierung, CNPC Zugang zu neuen Vorkommen zu erteilen, wurde daher mit dem Konzern im Juni 2002 ein sog. „risk exploration contract“ für einen Block in der südlichen Aktjubinsk-Region unterzeichnet. Der Konzern erhielt im Rahmen des Vertrages das Recht, sechs Jahre ein Gebiet von 3.262,3 km² zu untersuchen.²²⁹

So wie auf kasachischer Seite unverändert der Wunsch nach der Entwicklung eines Exportsystems nach China bestand, wuchs auf chinesischer Seite wegen des rasant wachsenden Ölverbrauchs (Abbildung 53) kontinuierlich der Bedarf an neuen Importkapazitäten. Vor diesem Hintergrund äußerte PetroChina nur wenige Tage nach der Bestätigung der „Wirtschaftlichkeit“ des Kashagan-Vorkommens durch das Agip KCO - Konsortium im Juni 2002 deutliches Interesse an Ölimporten aus Kasachstan über eine direkte Pipelineverbindung.²³⁰ Beim Besuch von Nasarbajew in China im Dezember 2002, bei dem erneut kommerzielle Aspekte und Finanzierungsmöglichkeiten der Kasachstan-China-Leitung besprochen wurden, äußerte die chinesische Seite sogar den Wunsch, in Zukunft jährlich bis zu 50 Mt Öl zu beziehen. Chinesischen politische Vertreter wandten sich daraufhin an Astana und sprachen sich für die Ausweitung der geplanten Pipelinekapazität auf 30-50 Mt/Jahr

²²⁷ Vgl. Kazakhstan completes part of Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.

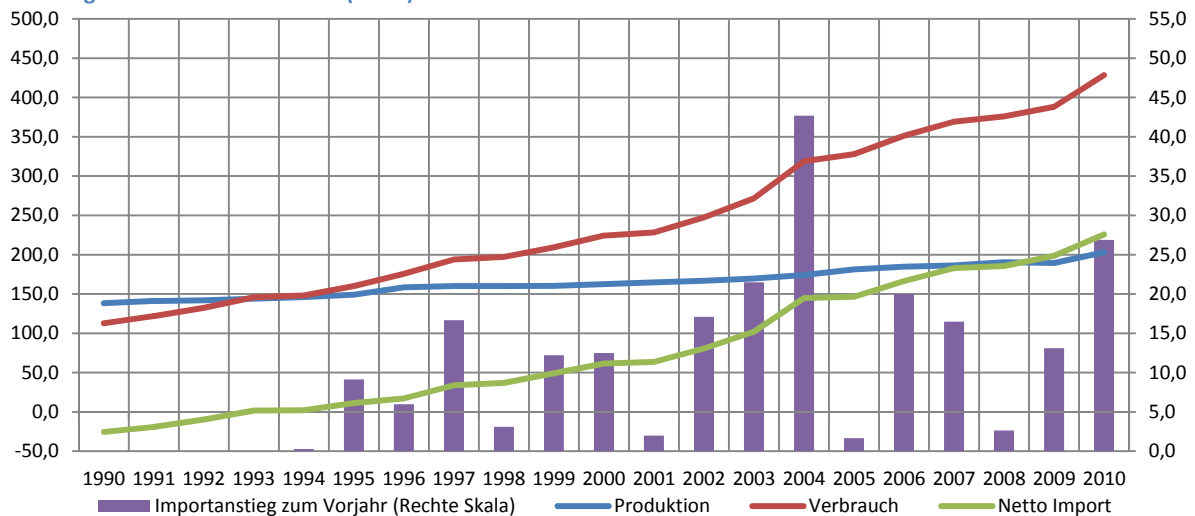
²²⁸ Vgl. Gorst, Isabel: Kazakhstan projects crude output at 3-mil b/d by 2015, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 236, S. 4, 10.12.2002.

²²⁹ Im Jahr 2005 wurden Testbohrungen mit hohen Ölerträgen durchgeführt. Die geologischen Ressourcen der hierbei entdeckten North Troyes-Struktur wurden auf 150 Mt festgelegt. Ende 2008 wurden auf der Umit-Struktur geologische Ressourcen von 180 Mt nachgewiesen. Im Jahr 2009 wurde in dem Gebiet das Hope-Feld entdeckt. Vgl. CNPC in Kazakhstan, http://218.241.105.8/do/dratekxtrans/httpccd_csswww.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/kazakhstan/ (Zugriff 24.9.2011).

²³⁰ Vgl. China Eyes Kazak Oil Pipeline, in: International Oil Daily, 17.6.2002.

aus, wodurch ebenfalls die bedenklichen kommerziellen Parameter ihres Betriebes verbessert werden sollten.²³¹

Abbildung 53: Chinesische Ölbilanz (in Mt)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung nach BP Statistical Review of World Energy 2011.

Überwältigt vom chinesischen Vorschlag bestätigten Vertreter von KMG in erster Hinsicht auch die generelle Wirtschaftlichkeit der bis dahin bedachten kleineren Pipelineverbindung (20 Mt/Jahr) und unterstrichen ebenfalls den Wunsch nach der Erschließung des chinesischen Marktes, sie sahen sich jedoch gezwungen, darauf zu verweisen, dass es zuerst zum erheblichen Anstieg der Produktion in Kasachstan kommen müsste, bevor eine Leitung größeren Umfangs gefüllt werden könnte. Die von Peking geforderte Kapazitätssteigerung konnte demnach kurzfristig keinesfalls allein aus kasachischer Produktion bestritten werden, insbesondere da deren große Teile bereits an andere Routen gebunden waren (insbesondere CPC).²³² Auch CNPC selbst dämpfte die Erwartungen der eigenen politischen Führung und sprach weiterhin davon, dass es nicht einmal ausreichende Reserven für den Bau der Pipeline mit der ursprünglich geplanten Kapazität besäße. Aus Sicht des Unternehmens musste darüber hinaus noch geklärt werden, wo in China das aus Kasachstan eingeführte Öl überhaupt verbraucht bzw. verarbeitet werden sollte. Argumentiert wurde hauptsächlich damit, dass es verfrüht wäre, eine Exportleitung nach China zu bauen, solange es keine entsprechende Infrastruktur zum Transport von Öl bzw. Ölprodukten von den westlichen in die zentralen Regionen des Landes gäbe. Eine Lösung für dieses Problem zeichnete sich jedoch ab, da zu der Zeit innerhalb chinesischer Planungsstäbe bereits Projekte zum Ausbau der Raffineriekapazitäten in der Xinxiang-Provinz entwickelt wurden, die durch entsprechende Produktpipelines ergänzt werden sollten.²³³

In der offiziellen Position von CNPC gegenüber der Kasachstan-China-Pipeline fand somit trotz des gestiegenen Interesses auf chinesischer politischer Ebene vorerst kein ersichtlicher Wandel statt. In

²³¹ Vgl. Roberts, John: Kazakhstan-China pipeline plan expanded, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 104, S. 5, 2.6.2003.

²³² Die zu dieser Zeit (noch) bestehenden kasachischen Pläne sahen vor, dass die Förderrate bis 2010 mit 100 Mt mehr als verdoppelt werden und 2015 sogar 150 Mt erreichen sollte (2002 betrug die Produktion 47 Mt). Die Richtwerte stützten sich hauptsächlich auf der erwarteten Produktionsentwicklung auf Kashagan, dessen Inbetriebnahme 2005 erwartet wurde. Jedoch zeichneten sich hier bereits Verzögerungen ab, die 2003 zur Verschiebung des Zeitpunktes für den Produktionsbeginn auf das Jahr 2007 führten. Vgl. Gorst, Isabel: Kazakhstan projects crude output at 3-mil b/d by 2015, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 236, S. 4, 10.12.2002.

²³³ Vgl. Teo, Karen/Dale, Sam/Richie, Michael: Chinese Takeaway: China Inc. Moves Into Kazakhstan, in: Nefte Compass, 12.3.2003; Kazakhstan not ready for pipeline projects to China, in: News Bulletin, 27.2.2003.

Verhandlungen mit Vertretern der kasachischen Regierung bedingte der Konzern jegliche Beteiligung an ihrer Finanzierung weiterhin durch eine erhebliche Ausweitung seiner Anteile an kasachischen Ölprojekten und die Gewährleistung minimaler Ölexportvolumen (20 Mt/Jahr) in Kasachstan, die den wirtschaftlichen Betrieb des Transportsystems garantieren würden. Die von kasachischer Seite zuvor erhaltenen Explorations- und Produktionslizenzen reichten hierfür keinesfalls aus, was in Gesprächen mit den Vertretern des Landes mehrfach klar gemacht wurde. „*They [CNPC] are asking us to admit them to larger projects in the country, then they will have the opportunity to finance such pipeline.*“²³⁴ Die kasachische Seite reagierte auf die Appelle. Nasarbajew selbst beantragte daraufhin seine Regierung, entsprechende Schritte zu unternehmen, die die Rahmenbedingungen für die Pipelineumsetzung verbessern sollten.²³⁵ Kurz danach wurde von der Exekutive im April 2003 die Entscheidung über den Verkauf der noch verbleibenden staatlichen Anteile an Aktobemunaigas in Höhe von 25,12 Prozent über die lokale Börse beschlossen. Die bis dahin in der Treuhandverwaltung von Access Industries befindlichen Beteiligungen wurden als Paket für 150,2 Mio. USD von einem zuerst unbekanntem Käufer erworben.²³⁶ Hierbei handelte es sich wenig überraschend um CNPC, das somit seinen Anteil an dem Produzenten auf 85,4 Prozent erweitern konnte.²³⁷

Auf politischer Ebene wurden trotz der zuvor geäußerten kasachischen Skepsis auf chinesische Initiative weiterhin auch Optionen zur Steigerung der Transportkapazität der Kasachstan-China-Pipeline (auf 30-50 Mt/Jahr) besprochen. Der kasachische Premierminister deutete darauf hin, dass in diesem Fall ebenso die Beteiligung weiterer im Land tätiger Ölproduzenten am Projekt zwingend notwendig wäre. Damit verwies er einerseits auf die bereits bestehenden Vereinbarungen mit PetroKazakhstan (ehml. Hurricane Hydrocarbons) zum Bau der Kenkiyak-Kumkol-Leitung, andererseits auf die Möglichkeit östlich gerichteter Lieferungen von Kashagan. Die Idee war keinesfalls unrealistisch, denn eine Entscheidung über die künftige Hauptexportroute für das Feld lag zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor. Unter den Agip KCO - Partnern schien sich dabei die Präferenz abzuzeichnen, aufgrund der enormen Produktionsgröße diversifizierte Transportkanäle anzustreben, wobei eine der bedachten Alternativen auch nach China führte. Um das generelle Interesse an Exporten in östliche Richtung zu erkunden, nahm CNPC daraufhin Sondierungsgespräche mit diversen in Westkasachstan tätigen Produzenten auf (inklusive Agip KCO).²³⁸ Zusätzlich wurde von kasachischer Seite weiterhin die Idee der Einspeisung russischen Öls in die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline und dessen Weitertransport von Atasu nach China verfolgt.²³⁹ Obwohl dies nicht die Auslastung auf der gesamten Infrastruktur von Westkasachstan bis zur Grenze betraf, könnte somit zumindest die Erhöhung ihrer Kapazität auf

²³⁴ Lyazzat Kiinov, Präsident von Kazmunaigaz, zit. in: ebenda.

²³⁵ Vgl. Kazakhstan not ready for pipeline projects to China, in: News Bulletin, 27.2.2003.

²³⁶ Vgl. Kazakh government sells 25,12% stake in CNPC-Aktobemunaigaz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 104, S. 6, 2.6.2003.

²³⁷ Die Anteile konnten erst im dritten Versuch verkauft werden, da die Regierung zuvor einen deutlich höheren Verkaufspreis von mindestens 350 Mio. USD anstrebte. Das Höchstgebot in der ersten Runde lag bei lediglich 120 Mio. USD lag. Vgl. Rusenergy: Pipeline from Kazakhstan to China at crossroads, in: Prime-Tass, 5.5.2003; Gorst, Isabel: Kazakhstan to sell stake in CNPC joint venture, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 87, S. 2, 7.5.2003; Kazakh president suggests speeding up pipeline construction, in: News Bulletin, 3.6.2003; Neff, Andrew: Kazakh President Reveals CNPC as Buyer of 25% Aktobemunaigaz Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 6.6.2003; Neff, Andrew: Third Time Lucky as Kazakhs Sell CNPC Aktobemunaigaz Stake for US\$135m, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 30.5.2003; Kazakh Government Fails in Second Attempt to Sell CNPC Aktobemunaigaz Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 29.5.2003.

²³⁸ Vgl. Interfax Presidential Bulletin Report For March 31, 2003, in: Interfax, 31.3.2003.

²³⁹ Vgl. Building oil, gas pipeline to China "promising project" – Kazakh oil giant chief, in: Prime-TASS, 28.2.2003.

dem letzten Streckenabschnitt von Atasu erreicht werden, was letztendlich Skaleneffekte für kasachische Nutzer nach sich ziehen würde.²⁴⁰ Kasachstan erhoffte sich von der Pipeline zudem einen interessanten Verhandlungsgegenstand für die alljährlichen russisch-kasachischen Transitverhandlungen. Um die Attraktivität des Angebotes zu steigern, wurde in den Gesprächen mit Russland angeblich sogar die Möglichkeit der nicht näher spezifizierten Beteiligung Transnefts an dem Projekt erwogen.²⁴¹

5.3.11 Der fehlgeschlagene Einstieg chinesischer Unternehmen ins Kashagan-Konsortium

Die Möglichkeit zur Beteiligung weiterer²⁴² chinesischer Produzenten an einem großen kasachischen Ölvorkommen, wodurch sowohl die Reservenbasis für die Kasachstan-China-Pipeline definitiv gesichert als auch die an ihrer Umsetzung interessierte Akteurskoalition beträchtlich gestärkt werden könnte, ergab sich, als BG sein Interesse am Ausstieg aus dem Kashagan-Projekt verkündete. Der Konzern begründete seine Entscheidung mit der Konsolidierung seines Investitionsportfolios und der Präferenz zur stärkeren Konzentration auf sein Kerngeschäft - die Erdgasproduktion. Verhandlungen wurden seit Beginn 2003 mit mehreren Interessenten geführt, u. a. auch mit dem indischen Energiekonzern ONGC. Schließlich wurde jedoch am 7. März 2003 vermeldet, dass es zu einer Einigung mit der staatlichen chinesischen Ölgesellschaft CNOOC über den Verkauf der Hälfte des Kashagan-Anteils von BG (8,33 Prozent) für 615 Mio. USD in bar kam. BG behielt zuerst die andere Hälfte des Anteils, einigte sich jedoch kurz darauf am 11. März mit einem weiteren chinesischen Ölonternehmen, Sinopec, über dessen Verkauf für ebenfalls 615 Mio. USD.²⁴³ Hierbei sollte es sich um den überhaupt ersten Kauf ausländischer Produktionsbeteiligungen durch Sinopec handeln.²⁴⁴ Jedoch war der Erfolg des Geschäfts keinesfalls sicher. Die verbleibenden Projektpartner besaßen entsprechend dem PSA-Abkommen Vorkaufrechte und konnten diese innerhalb von 60 Tagen geltend machen, wenn sie das Angebot der chinesischen Konzerne ausgleichen würden. Anfangs wurde spekuliert, dass einige Kashagan-Mitglieder es wegen ihrer Zusammenarbeit mit chinesischen Unternehmen in anderen Projekten und dem Interesse an einer aktiveren Beteiligung am chinesischen Markt nicht wagen würden, Peking durch die Blockierung des Eintrittes zu verstimmen. Darüber hinaus äußerte auch die kasachische Regierung, insbesondere mit Rücksicht auf das Kasachstan-China-Pipelineprojekt, den Wunsch nach dem Eintritt der Chinesen in das Projekt.²⁴⁵

Frühere Erfahrungen aus dem Ausstieg von BP/Statoil aus dem Kashagan-Konsortium im November 2001 zeigten aber auch, dass unter den verbleibenden Teilnehmern großes Verlangen nach der Ausweitung ihrer Anteile bestand. Die hohe Anzahl der am Projekt beteiligten Unternehmen führte ebenfalls dazu, dass beträchtliches Interesse an der Vereinfachung der Konsortialstruktur und somit auch der oft problematischen Entscheidungsfindung herrschte. Der Ausstieg von BG bot hierfür eine willkommene Gelegenheit. „*Reducing the number of partners would make their life easier.*“²⁴⁶ Unter

²⁴⁰ Vgl. Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: Chinese Could Fall At Final Kashagan Hurdle, in: Nefte Compass, 30.4.2003.

²⁴¹ Vgl. Russia, Kazakhstan negotiating joint supplies to China, in: Prime-Tass, 4.2.2004.

²⁴² Zu diesem Zeitpunkt verfügte CNPC als einziger chinesischer Konzern über Produktionsanteile in Kasachstan.

²⁴³ Vgl. Hari, Vandana: Another Chinese Major Grabs Piece of Kashagan Field, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 48, S. 1, 12.3.2003.

²⁴⁴ Vgl. BG sells Kazakhstan oil interests to Chinese group for 615 mln dlrs, in: Agence France Presse, 11.3.2003; Keith, Bradsher: Chinese Company to Buy Stake in Big Caspian Oil Field, in: The New York Times, S. 3, 8.3.2003.

²⁴⁵ Vgl. Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: Chinese Puzzle: Chinese Could Fall AT Final Kashagan Hurdle, in: Nefte Compass, 30.4.2003.

²⁴⁶ Laurent Ruseckas, Analytiker bei Cambridge Energy Research Associates, zit. in: Pala, Christopher: China faces opposition over buying into Kazakh oil fields, in: Yukon News, S. 30, 2.4.2003.

den Partnern bestanden zudem insbesondere Bedenken darüber, dass die Interessen der staatlichen Konzerne durchaus strategischen Überlegungen ihrer Regierung untergeordnet sein könnten und es daher künftig zu erheblichen Differenzen bei der Projektgestaltung kommen könnte. Demgegenüber betrachteten einige der Konzerne vor dem Hintergrund der hohen Kosten den potenziellen Eintritt finanzstarker chinesischer Unternehmen nicht gänzlich mit Abneigung.²⁴⁷ „*The development of Kashagan and other huge offshore deposits requires huge financing, and the more investors are willing to share the risks and contribute to the project, the better. But such partners as the Chinese may contribute new political problems on top of investments.*“²⁴⁸ Die Exportpräferenzen spielten bei der Entscheidung über den Einstieg der Chinesen in das Kashagan-Konsortium wahrscheinlich auch eine mitbestimmende Rolle. Die bestehenden Konsortialmitglieder besaßen bereits unterschiedliche Vorstellungen über zukünftige Transportwege, Shell und ExxonMobil bevorzugten die Nutzung der CPC, demgegenüber sprachen sich Inpex, Agip, ConocoPhillips und Total für die transkaspische Route und die anschließende Einspeisung in die BTC aus. Total galt darüber hinaus auch als Befürworter einer südlichen Route über den Iran. Der Einstieg chinesischer Konzerne würde zwar eine weitere Exportalternative eröffnen und somit grundsätzlich zur Diversifizierung beitragen, aus Sicht der Projektpartner würde dies jedoch zusätzliche Infrastrukturinvestitionen nach sich ziehen und Skaleneffekte auf anderen Routen senken.²⁴⁹ Somit zeichnete sich trotz kasachischer Bekundungen, dass man der Beteiligung chinesischer Unternehmen positiv gegenüber stünde, bereits vor Fristablauf für die Inanspruchnahme der Vorkaufsrechte ab, dass einige oder auch alle Kashagan-Partner diese nutzen würden.²⁵⁰

Um das Scheitern der Übernahme zu verhindern, bemühte sich die chinesische Regierung, die das Engagement ihrer Unternehmen im kaspischen Raum vor dem Hintergrund des Strebens nach der Senkung der Abhängigkeit vom Nahen Osten stark unterstützte, gemeinsam mit Sinopec und CNOOC Einfluss auf die Mitglieder von Agip KCO zu nehmen. Diesen versuchte man klar zu machen, dass eine Blockierung des Einstieges negative Konsequenzen für deren Engagement auf dem chinesischen Markt haben würde, wobei sich der Druck insbesondere auf Shell und ExxonMobil konzentrierte.²⁵¹ Die Bemühungen waren jedoch letztendlich nicht erfolgreich, sodass sich fünf der sechs Konsortial-

²⁴⁷ Vgl. Teo, Karen/Dale, Sam/Ritchie, Michael: China's Sinopec Joins March Into Kazakhstan, in: International Oil Daily, 11.3.2003.

²⁴⁸ Anonyme Quelle aus dem Umfeld des Konsortiums, zit. in: Rusenergy: Pipeline from Kazakhstan to China at crossroads, in: Prime-Tass, 5.5.2003.

²⁴⁹ Vgl. ebenda.

²⁵⁰ Vgl. Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: In Kazakhstan, China Pipe Idea Gains Momentum, Deadline for Kashagan Watched, in: International Oil Daily, 2.5.2003.

²⁵¹ An beide Konzerne wurden Briefe von Sinopec und CNOOC gesandt und es kam auch zu persönlichen Treffen mit den Unternehmensvertretern, in denen klar gemacht wurde, dass die von ihnen verfolgten Projekte in China im Falle der Blockierung des Kashagan-Eintritts in Gefahr sein würden. Vor allem Shell, das in mehrere Großprojekte involviert war (Bau der Ost-West-Gaspipeline, Bau eines Petrochemie-Komplexes in Guangdong im Wert von 4,3 Mrd. USD mit CNOOC, Aufbau einer Tankstellenkette im Wert von 200 Mio. USD mit Sinopec, Verhandlungen mit CNOOC über die Entwicklung des Xihu Trough Offshore-Gebietes, Allianz mit CNOOC zur Entwicklung von chinesischen Offshore-Erdgasreserven, Interesse an der Entwicklung des Bohai Bay Gebietes mit CNOOC), wurde mehrmals gewarnt. Auch chinesische Regierungsvertreter sprachen von negativen Auswirkungen für den Fall, dass der Eintritt blockiert werden sollte. „*We have put forward a compelling case to Shell to look at the situation. China is the largest emerging energy market and it is in everyone's best interests to listen.*“ Ein weiterer fügte hinzu: „*The Chinese have long memories and they will remember. It could have an adverse effect on its business in China.*“ Zit. in: Shell may block oil deal with Chinese, in: FT Investor, 6.5.2003; Irwin, James: China Pushes Partners on Kashagan Deal, in: International Oil Daily, 7.5.2003.

mitglieder Anfang Mai entschieden, ihre Vorkaufsrechte gegenüber beiden Kaufverträgen zu nutzen.²⁵²

Obwohl für einige Marktbeobachter insbesondere die Entscheidung von Shell – wegen der starken Involvement in den chinesischen Markt und des erheblichen Drucks der chinesischen Seite – etwas überraschend kam, beschlossen unabhängig davon auch andere Projektmitglieder die Anwendung von Vorkaufsrechten und somit die Ausweitung ihrer Anteile. Vor diesem Hintergrund sah sich auch Shell mehr oder weniger zum Handeln gezwungen, um das bestehende „Gleichgewicht“ zwischen den großen vier Konsortialpartnern (ExxonMobil, Total, ENI/Agip und Shell) aufrechtzuerhalten. Andererseits bestand für den Konzern die Gefahr, Einfluss in einem Projekt zu verlieren, das für ihn als Schlüsselunterfangen in der gesamten Region galt. Letztendlich bezeichneten auch Marktanalytiker die Entscheidung der Unternehmen als „purely commercial“²⁵³ und verneinten somit Spekulationen über einen möglichen politischen Hintergrund der Abweisung der chinesischen Konzerne. In einem globalen Umfeld, das sich durch eine zunehmende Konzentration der Produktionskapazitäten in Händen staatlicher Ölgesellschaften und einen erschwerten Zugang privater Akteure zu neuen lukrativen Reserven auszeichnete, nutzten die Kashagan-Partner demnach lediglich die Möglichkeit, ihre Anteile an einem der weltweit größten Felder zu einem vernünftigen Preis zu erhöhen. Nach der Bekanntmachung der Entscheidung akzeptierte zwar auch Nasarbajew diese als „competitive“²⁵⁴, in den Reihen der kasachischen politischen Führung herrschten über den Ausgang jedoch Frust und Enttäuschung, denn durch den Entschluss wurde die bereits sicher geglaubte Ressourcengrundlage für die Kasachstan-China-Pipeline erneut in Frage gestellt. Vor diesem Hintergrund wurde die nur wenige Tage nach der Ausübung der Vorkaufsrechte verkündete Entscheidung der Regierung über die Entziehung bestehender Ausnahmen bezüglich der Zahlung der Mehrwertsteuer von mehreren Analytikern als Vergeltungsschlag interpretiert.²⁵⁵

5.3.11.1 Ein Nachwort zu Kashagan – der Wiedereinstieg Kasachstans in sein größtes Feld²⁵⁶

Sowohl die chinesische als auch die kasachische Regierung zeigten sich nach der Entscheidung über die Ausübung der Vorkaufsrechte nicht zuletzt aufgrund ihrer Auswirkung auf die Kasachstan-China-Leitung sichtlich enttäuscht, sodass die darauffolgenden Schritte Kasachstans, die schließlich zum Wiedereinstieg²⁵⁷ in das Offshore-Feld führten, von einigen Analytikern vor allem im Kontext des Pipelineprozesses interpretiert wurden.²⁵⁸ Jedoch fallen diese Bemühungen genauso in eine Phase

²⁵² ENI, Royal/Dutch Shell, ExxonMobil, Total und ConocoPhillips übten ihre Vorkaufsrechte aus. Nicht jedoch Inpex. Vgl. News in brief, in: Petroleum Economist, July 2003.

²⁵³ Vgl. Ritchie, Michael: Last: China Wounded By Icy Blast Of Rejection, in: Nefte Compass, 14.5.2003.

²⁵⁴ Vgl. Nazarbajev thinks China's involvement in Caspian Shelf development topical, in: News Bulletin, 5.6.2003.

²⁵⁵ Die kasachische Steuerbehörde argumentierte, dass die 1999-2000 erteilten Zertifikate, die das Konsortium von der Zahlung der MwSt. befreiten, rechtswidrig wären. Die Ausnahme sollte demnach angeblich erst nach dem Beginn der Produktionsphase anfallen. Von dem Konsortium wurde daraufhin die Rückzahlung der seit 1999 nichtgezahlten Steuer verlangt. Vgl. Kazakhstan: Kashagan Partners Pay The Price Of Preemption, in: Nefte Compass, 21.3.2003.

²⁵⁶ Das Kapitel soll einen Einblick in die Entwicklung nach der Blockierung des Einstiegs von CNOOC und Sinopec in das Agip KCO-Konsortium verschaffen und ist von dem untersuchten Prozess der Kasachstan-China-Pipeline getrennt zu sehen.

²⁵⁷ Kasachstan besaß über die Kazakhstancaspiishelf Joint Stock Company ursprünglich 14,285 Prozent am Kashagan-Projekt (genauer dem OKIOC-Konsortium). Der Anteil wurde aufgrund finanzieller Schwierigkeiten der Regierung im September 1998 an Inpex und Phillips Petroleum verkauft. Jedes Unternehmen erwarb jeweils die Hälfte des Paketes (7,142 Prozent) für 250 Mio. USD.

²⁵⁸ Vgl. Pre-emption Problems at Kashagan, in: Former Soviet Union Upstream Insights, Wood Mac, June 2004.

des zunehmenden Strebens der kasachischen Führung nach einer größeren Beteiligung einheimischer Unternehmen an der Entwicklung relevanter Industriezweige und insbesondere der Stärkung des staatlichen Einflusses im Ölsektor, der eine kontinuierlich wachsende Bedeutung für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung des Landes besaß.²⁵⁹ Hierbei ging es sowohl um direkte Kontrolle der Produktionskapazitäten, die automatisch mit höheren staatlichen Renteneinnahmen sowie größeren Mitspracherechten bei Projektumsetzungen und nicht zuletzt auch Vermarktungsrouten verbunden war, als auch um die Stärkung des staatlichen Ölproduzenten KMG, der aus kasachischer Sicht perspektivisch zu einem global agierenden nationalen Ölunternehmen (NOC) entwickelt werden sollte. Wegen mehrerer Verzögerungen bei der Umsetzung von großen Produktionsprojekten und den sich daraus ergebenden Konsequenzen auf die Staatshaushaltsplanung sah man sich in Astana zusätzlich zur Einflussnahme motiviert. Nicht zuletzt war es auch das private Interesse der kasachischen Elite, inklusive der Präsidentenfamilie, an einer stärkeren Beteiligung am einheimischen Ölsektor, aus der sich erhebliche Möglichkeiten zur Selbstbereicherung ergaben, was nach Aussage einiger Autoren den Kontext der staatlichen Bemühungen zur Renationalisierung bildete.²⁶⁰

Die Diskrepanzen zwischen dem Agip KCO - Konsortium und der kasachischen Regierung verschärfen sich erheblich, als Mitte 2003 bekannt wurde, dass die Kashagan-Partner die Verschiebung des vertraglich vereinbarten Produktionsbeginns von 2005 auf frühestens 2007 anstrebten. In den anschließenden Verhandlungen über die Zustimmung der Regierung zur Veränderung des Projektzeitplans wurden von kasachischer Seite zuerst primär finanzielle Forderungen erhoben, die die entgangenen und bereits eingeplanten Haushaltseinnahmen kompensieren sollten. Letztendlich konnte man sich diesbezüglich im Februar 2004 auf Zahlungen in einer Gesamthöhe von 157,5 Mio. USD einigen.²⁶¹

Die kasachische Seite wollte sich jedoch in der Folgezeit mit einer einfachen finanziellen Entschädigung nicht abfinden. Nachdem BG mit den anderen Projektpartnern eine endgültige Einigung über den Verkauf seiner Kashagan-Beteiligungen erreicht hatte, wurde im Juni 2004 bekannt, dass die kasachische Regierung die benötigte Zustimmung für die Ausführung des Vertrages verweigerte. Argumentiert wurde damit, dass man selbst Vorkaufsrechte besäße, wobei von kasachischer Seite der Er-

²⁵⁹ Ab 1. Januar 2004 galt eine neue Gesetzgebung, die KMG einen Anteil von mindestens 50 Prozent in allen neuen Offshore-Projekten zusprach. Gleichzeitig wurden durch Veränderungen der Steuergesetzgebung die staatlichen Einnahmen aus dem Ölsektor erhöht. Die Veränderungen ließen bestehende PSA-Verträge, die durch entsprechende Schutzklauseln versehrt waren, unberührt. Vgl. Neff, Andrew: Kazmunaigaz Plans „More Aggressive“ Approach to Kazakh Oil Sector, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 24.2.2004; Neff, Andrew: President Signs Kazakh „Oil Project Sale Pre-Emption“ Bill into Law, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 3.12.2004.

²⁶⁰ Vgl. Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London, New York: Routledge, 2010, S. 58.

²⁶¹ Im August 2003 wurden erste Meldungen über Pläne zur Verlegung des Produktionsbeginns bekannt. (Der ursprünglich vereinbarte und bereits nach der Unterzeichnung des PSA-Abkommens als sehr eng gesetzt kritisierte Entwicklungsplan sah vor, dass das Feld ab Ende 2005 mit etwa 100.000 b/d in Betrieb geht.) Kasachische Vertreter sprachen zuerst von Entschädigungszahlungen in Höhe von „hundert Millionen Dollar“, wobei von der Regierung angeblich bis zu 800 Mio. USD angestrebt wurden. Später wurde eine schrittweise Auszahlung der Kompensationen verhandelt. Diese sollten zuerst 50 Mio. USD pro verschobenes Jahr betragen (bis 2008) und je nach Länge der Verzögerung weiter auf 100-150 Mio. USD/Jahr ansteigen können. Laut dem neuen Entwicklungszeitplan sollte der Produktionsbeginn von 2005 auf 2007/08 verschoben werden. Die Förderung sollte 2008 75.000 b/d betragen, 2010 auf 450.000 b/d und 2013 auf 900.000 b/d steigen. Im Jahr 2016 sollte ein Plateau von 1,2 mb/d erreicht werden. Die Investitionskosten im Zeitraum 2001-2016 sollten bei 29 Mrd. USD liegen. Vgl. Neff, Andrew: First Offshore Kazakh Oil From Kashagan Reportedly Will Be Delayed Until 2007, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 15.8.2003; Kazakhstan: More Investment, More Production For Kazakh Oil Project, in: InfoProd, 16.9.2003; Ritchie, Michael: Caspian Gushers: Kazakh Offshore Exploration Comes Up Trumps Again, in: Nefte Compass, 25.11.2003; Ritchie, Michael: Backtrack: Kazakhstan Gets Kashagan Back On Track, in: Nefte Compass, 25.2.2004.

werb des gesamten BG-Anteils angestrebt wurde. Um die rechtliche Grundlage des erhobenen Anspruches zu stärken, wurde von der Regierung im Herbst 2004 eine Gesetzesänderung initiiert, die ihr letztendlich Vorkaufsrechte bei allen Transaktionen von Lizenzrechten zur Nutzung des Untergrundes („subsoil use rights“) einräumte.²⁶² Parallel sah sich das Konsortium von den Behörden in mehreren Bereichen unter Druck gesetzt und bei der Ausübung seiner Tätigkeiten behindert.²⁶³

Letztendlich dauerte es neun Monate, bis sich die Parteien auf eine Lösung einigten und BG am 6. April 2005 verkünden konnte, dass der Vertrag über den Verkauf seiner Anteile abgeschlossen sei.²⁶⁴

Der Verhandlungsprozess wurde zusätzlich dadurch verzögert, dass unter den Konsortialmitgliedern selbst unterschiedliche Auffassungen bezüglich des Eintrittes des kasachischen Staatskonzerns herrschten. Shell und ENI sprachen öffentlich davon, dass sie keine Einwände gegen die Teilnahme von KMG hätten. Total hielt sich zurück, war jedoch aufgrund seiner Bestrebungen zur Stärkung seiner Position in anderen kasachischen Projekten (Kurmangazy) grundsätzlich auch nicht dagegen. Die US-Unternehmen ExxonMobil und ConocoPhillips leisteten jedoch erheblichen Widerstand.²⁶⁵ Die letztendlich erreichte Einigung sah vor, dass KMG eine Hälfte des BG Anteils (8,33 Prozent) erhalten und die Projektpartner, die zuvor ihre Vorkaufsrechte in Anspruch angemeldet hatten (ENI, ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips), sich die verbleibende Hälfte proportional aufteilen sollten. Der Gesamtwert der Transaktion belief sich auf 1,8 Mrd. USD (Tabelle 32).²⁶⁶

Trotz des Rückschlags bei der Übernahme der Kashagan-Anteile, gelang auch den chinesischen Unternehmen schließlich doch noch der lang erwünschte Einstieg in den kasachischen Offshore-Sektor. Die Zusammenarbeit zwischen China und Kasachstan im Energiebereich wurde im Frühjahr 2005 durch die Gründung einer gemeinsamen Kommission für Energiekooperation institutionalisiert. In

²⁶² Das im Jahr 1997 unterzeichnete Kashagan-PSA enthielt in der Tat keine Bestimmungen bezüglich der Vorkaufsrechte der Regierung. Diese begründete ihren Anspruch lediglich mit Artikel 6 der kasachischen Verfassung, der festlegt, dass sich Bodenschätze im exklusiven Eigentum des Staates befinden. Erst die im Dezember 2004 in Kraft getretene Ergänzung zum Gesetz zur Nutzung des Untergrundes (Subsurface law) erteilte dem Staat im Artikel 71 Vorkaufsrechte beim Verkauf von Anteilen in allen bestehenden Projekten. Vgl. Neff, Andrew: President Signs Kazakh „Oil Project Sale Pre-Emption“ Bill into Law, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 3.12.2004; Ritchie, Michael: Hard Talk: Kazakhs Stir The Waters Over Kashagan, in: Nefte Compass, 14.6.2004; Ritchie, Michael: Majors, Air Grievance As Kazakhstan Sticks To Its Guns, in: Nefte Compass, 1.7.2004.

²⁶³ Zum Beispiel beschlagnahmte die Zollbehörde im Juli eine Bohrplattform, die vom Konsortium genutzt werden sollte, weil ihr Betreiber (Parker Drilling Co.) angeblich Rückstände bei der Zahlung von Zollgebühren (6 Mio. USD) besaß. Parker berief sich dabei darauf, dass es für die Anlage zuvor eine Zollausschneidung erhielt. Eine Einigung konnte erst im Oktober erreicht werden. Das Unternehmen musste 3,9 Mio. USD zahlen, konnte jedoch 1,8 Mio. USD über geringere Umsatzsteuerausgaben zurückerlangen. Gleichzeitig wurden gegen das Konsortium Vorwürfe wegen Verstößen gegen den Umweltschutz erhoben. Vgl. Ritchie, Michael: Kazakhstan: Rig Seizure Puts Kashagan Partners Under New Pressure, in: Nefte Compass, 8.7.2004.

²⁶⁴ Die andauernden Verzögerungen führten sogar dazu, dass BG im August 2004 die Möglichkeit in Betracht zog, seinen Anteil am Projekt zu behalten. Vgl. Sampson, Paul: As Stalemate Continues, BG Considers Keeping Kashagan Stake, in: International Oil Daily, 26.8.2004.

²⁶⁵ Vgl. Neff, Andrew: Government Lobbies For Full BG Stake in Kashagan; No Final Deal Yet, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.11.2004.

²⁶⁶ Der Unterschied zu dem im Jahr 2003 vereinbarten Preis von 1,23 Mrd. USD entstand durch die Ausgaben, die BG in der Zwischenzeit (seit 1.1.2003) im Rahmen des Projektes tätigte. Tatsächlich wurde der Anteil von BG zuerst an die übrigen Projektpartner verkauft, wobei diese gleich im Anschluss die Hälfte der erworbenen Anteile an KMG übertrugen. Das Unternehmen zahlte hierfür insgesamt etwa 900 Mio. USD. Vgl. Neff, Andrew: BG Says Deal to Sell Kashagan Stake to Be Completed Next Week, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 31.3.2005; Kazakhstan: BG Completes Kashagan Sale, in: Nefte Compass, 7.4.2005; Kazakhstan: BG Looks For Kashagan Payback, in: Nefte Compass, 17.2.2005; Kashagan stake finally sold..., in: Former Soviet Union Upstream Insights, Wood Mackenzie, March 2005.

dieser strebten chinesische Vertreter nach der Ausweitung von Investitionsmöglichkeiten im kasachischen Energiesektor, insbesondere im kaspischen Schelf.²⁶⁷ Basierend darauf wurde im September desselben Jahres zwischen KMG, CNPC und CNOOC eine Einigung über die gemeinsame Exploration des Offshore-Blocks Darkhan erreicht.²⁶⁸ Die möglichen geologischen Ressourcen des Lizenzgebietes, das als Trostpreis für das Scheitern des Einstieges ins Kashagan-Feld galt, wurden auf bis zu 11 Mrd. Barrel geschätzt.²⁶⁹ Spätere Vereinbarungen sahen vor, dass KMG 51 Prozent am Projekt erhalten und der verbleibende Anteil unter den chinesischen Partnern gleich aufgeteilt werden sollte. Kasachische Bemühungen Investoren für die Offshore-Gebiete zu gewinnen, verliefen bis dahin eher enttäuschend. Schuld waren vor allem die angebotenen Steuerbedingungen der Offshore-PSAs, die vorgesehene dominante Rolle (mindestens 51 Prozent) von KMG, die als zu hoch eingestuften Explorationsrisiken sowie die enormen Kosten und technischen Herausforderungen, die mit der Erschließung von Vorkommen im flachen Teil des kasachischen Schelfs verbunden waren.²⁷⁰

5.3.12 Peking stimmt dem Bau der Kasachstan-China-Pipeline zu

Im Zuge der offiziellen Inbetriebnahme der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline kam es im März 2003 erneut zu Verhandlungen zwischen kasachischen Regierungsvertretern und CNPC zu Möglichkeiten der Fortsetzung des Pipelinebaus.²⁷¹ Wegen der weiterhin ungeklärten Reservenbasis sprach man sich auch für das Involvieren anderer ausländischer Unternehmen aus, was durch laufende Sondierungsgespräche zwischen CNPC und den an der Entwicklung der Offshore-Vorkommen beteiligten westlichen Konzernen bestätigt wurde.²⁷² Anfang April traf sich auch Nasarbajew persönlich mit CNPC-Vertretern, um über den Bau der Pipeline zu sprechen. Nach dem Treffen verkündete der Vizepräsident des Konzerns mit Hinblick auf die Inbetriebnahme der Kenkiyak-Atyrau-Leitung, dass ein Teil der Kasachstan-China-Pipeline bereits gebaut wäre und dass die chinesische Seite den verbleibenden Teil des Transportsystems schrittweise realisieren möchte. Als nächste Phase sollte dabei der Bau der etwa 1.000 km langen Verbindung zwischen Atasu und Alashankou anvisiert werden. Darüber hinaus wurde von beiden Seiten, nicht zuletzt vor dem Hintergrund der damals noch bestehenden Hoffnungen auf den Einstieg von CNOOC und Sinopec ins Kashagan-Feld, auch die mögliche Steigerung der Durchleitungskapazität des Systems auf 30 bis 50 Mt/Jahr diskutiert.²⁷³ Die Ergebnisse der Verhandlungen stellten einen deutlichen Fortschritt gegenüber der ursprünglichen Verzögerungshaltung des Konzerns dar, denn CNPC äußerte erstmalig auch seine Bereitschaft, konkrete finanzielle Verpflichtungen für die

²⁶⁷ Vgl. First session of Kazakhstan-Chinese subcommittee on energy cooperation, in: The Times of Central Asia, 4.4.2005.

²⁶⁸ Darkhan wurde von kasachischer Seite zuvor wiederholt zur Exploration angeboten, ausländische Konzerne zeigten jedoch geringes Interesse. Als Repsol-YPF zwischenzeitlich sein Interesse bekundete, bedingte Astana die Vergabe der Lizenz damit, dass der Konzern einen Teil der Kosten für die Erschließung des Amangeldi-Gasfeldes in Zentralkasachstan tragen sollte. Dies schien wenig attraktiv zu sein, da das Projekt eher strategischen als kommerziellen Gesichtspunkten unterlag und für die Versorgung des südkasachischen Binnenmarktes bestimmt war. Deswegen zog sich Repsol anschließend zurück. Vgl. Hardway, John: Mixed fortunes in the Caspian, in: PennEnergy, <http://www.pennenergy.com/index/petroleum/display/178966/articles/offshore/volume-63/issue-6/technology/mixed-fortunes-in-the-caspian.html> (Zugriff 2.9.2011), China and Kazakhstan to jointly explore oil and gas in northern Caspian Sea, in: China Energy Newswire, 9.9.2006.

²⁶⁹ Angaben bezüglich der Ressourcen unterschieden sich enorm. Sie reichten je nach Quelle von 480 Mt (3,5 Mrd. Barrel) über 5 Mrd. Barrel bis zu 11 Mrd. Barrel. Vgl. Olcott, Martha Brill: Kazmunaigaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, 2007, S. 13.

²⁷⁰ Vgl. Teo, Karen: Kazakh Oil Link Deal May Be In Pipeline, in: The Standard, 9.9.2005.

²⁷¹ Vgl. Kazakhstan, China to boost oil and gas cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.3.2003.

²⁷² Vgl. Foreign companies may help build western Kazakhstan-China pipeline, in: News Bulletin, 28.3.2003.

²⁷³ Vgl. Nazarbayev, CNPC discuss building oil pipeline from Kazakhstan to China, in: News Bulletin, 2.4.2003.

Kasachstan-China-Pipeline zu übernehmen und signalisierte, etwa 400 Mio. USD in den Bau des Abschnittes zwischen Atasu und Alashankou investieren zu wollen.²⁷⁴ Dies würde etwa der Hälfte der im Rahmen der vorläufigen Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2000 ermittelten Projektkosten von 850 Mio. USD entsprechen.²⁷⁵ Nach dem anschließenden Treffen von KazTransOil und CNPC Mitte April 2003, bei dem man sich auf ein weiteres gemeinsames Vorgehen bei der Umsetzung des Projektes einigen konnte, verkündete der Generaldirektor des kasachischen Konzerns, Askar Smankulov, dass die Machbarkeitsuntersuchung für die von ihm als zweiter Streckenabschnitt der Kasachstan-China-Pipeline bezeichnete Verbindung von Atasu nach Alashankou Ende des Jahres 2003 fertiggestellt würde.²⁷⁶ Im Mai wurden von beiden Seiten drei Arbeitsgruppen gegründet, in denen technische Details, Analysen bezüglich benötigter Mindestvolumen und der Ressourcenbasis für die Auslastung der Pipeline sowie rechtliche Aspekte ausgearbeitet werden sollen. Nach dem Vorbild der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline wurde auch hier angestrebt, das Projekt durch ein eigens gegründetes Unternehmen zu realisieren.²⁷⁷

Der sich im deutlich kooperativeren Auftreten von CNPC abzeichnende Wandel der chinesischen Einstellung gegenüber der Beteiligung am Bau des Pipelinevorhabens, war durch mehrere verknüpfte wirtschaftliche und politische Faktoren bedingt. Trotz der nach dem Scheitern des Einstieges von CNOOC und Sinopec ins Kashagan-Feld prinzipiell unveränderten Ressourcenbasis chinesischer Unternehmen in Kasachstan, die die Auslastung der Transportinfrastruktur keinesfalls allein gewährleisten könnte, kam es seit der Initiierung des Projektes im Jahr 1997 zur deutlichen Steigerung der gesamtkasachischen Förderkapazitäten²⁷⁸, wobei sich die zukünftigen Aussichten ungeachtet der Verzögerungen bei der Entwicklung der Offshore-Gebiete sehr positiv gestalteten. Kasachstan schien somit anders als noch Ende der 1990er Jahre grundsätzlich das Potenzial zur Auslastung der Pipeline zu besitzen, dieses musste lediglich entsprechend gebündelt werden. Darüber hinaus konnte im Verlauf der letzten Jahre ein deutlicher Anstieg des Ölpreises verzeichnet werden, dessen Niveau nun auch die Realisierung früher unattraktiver Investitionsprojekte ermöglichte (Abbildung 50). Gleichzeitig veränderte der us-amerikanische außenpolitische Aktivismus („Bush-Doktrin“) im Rahmen des nach den Ereignissen des 11. Septembers 2001 ausgerufenen Feldzuges gegen den globalen Terrorismus, der sich seit März 2003 im Irak-Krieg materialisierte und zur damaligen Zeit durchaus auch weitere Ziele in der Region (Iran) nicht gänzlich ausschloss, die sicherheitspolitischen Rahmenbedingungen im Nahen Osten und verschärfte somit auch die chinesische Wahrnehmung der Energieimporte bzw. der sehr hohen Importabhängigkeit von der Region. Neben diesen Faktoren waren es jedoch auch die chinesisch-russischen Energiebeziehungen, die laut Auffassung chinesischer Sicherheitsexperten Peking zunehmend Sorgen bereiteten und somit positive Auswirkungen auf das Streben nach der schnelleren Umsetzung der Importpipeline aus Kasachstan hatten. Die wiederholte Zurückhaltung der russischen Regierung in Bezug auf die Entscheidung über den Bau der von Yukos und CNPC präferierten Pipeline vom sibirischen Angarsk zum chinesischen Daqing²⁷⁹ (Abbildung 57),

²⁷⁴ Vgl. Kazakhstan launches first phase of Kenkiyak-Atyrau Pipeline, in: Petroleum Report, 2.4.2003.

²⁷⁵ Vgl. Design of second stage of Kazakh-Chinese oil pipeline to be ready in 2003, in: News Bulletin, 18.4.2003.

²⁷⁶ Vgl. ebenda.

²⁷⁷ Vgl. Kazakhstan, China begin design project for Atasu-Alashankou pipeline, in: News Bulletin, 15.5.2003.

²⁷⁸ 1997 wurden 25,779 Mt gefördert, 2002 bereits 47,271 Mt und 2003 51,451 Mt. Vgl. Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, in: Nefte Compass, 2003.

²⁷⁹ Bereits im August 2001 wurde eine Einigung zwischen Russland und China über die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zum Bau der Pipeline von Angarsk zur chinesischen Grenze erreicht. Die Umsetzung des Projektes stagnierte jedoch, da Transneft eine teurere Route von Taishet zur Pazifikküste (Nachodka) bevorzugte, die eine Diversifizierung der Abnehmer ermöglichen würde. Yukos plante daraufhin die Umsetzung des erst-

liefen konträr zu strategischen Plänen der chinesischen Führung hinsichtlich der Sicherung stabiler Öleinfuhren sowie der angestrebten Importdiversifizierung hin zur Verringerung der bestehenden Abhängigkeit vom Nahen Osten und den damit verbundenen Tankerlieferungen über die Malakka-Meerenge. Als sich Putin beim Besuch des chinesischen Präsidenten, Hu Jintao, in Moskau am 28. Mai 2003 lediglich bereit zeigte, eine sehr allgemein gehaltene Deklaration über die Entwicklung der Zusammenarbeit im Energiesektor zwischen beiden Ländern zu unterzeichnen, obwohl sowohl Analytiker als auch die chinesische Seite von Moskau - ähnlich wie bereits beim vorhergehenden Treffen zwischen Putin und dem damaligen chinesischen Präsidenten, Jiang Zemin, in Dezember 2002 - konkretere Zusagen bezüglich des Pipelinevorhabens erwartet hatten, zeigte man sich in Peking äußerst verstört. Auf chinesischer Seite schien zu dieser Zeit dabei offensichtlich mangelndes Verständnis darüber zu bestehen, dass Moskau keinesfalls bereit war, Exportpipelineprojekte unter Einbeziehung privater Unternehmen (Yukos) zu tolerieren. Dies würde nämlich eine eindeutige Verletzung der strategischen Interessen des Kremls bedeuten, der den Energiesektor als Instrument zum Wiedererlangen der Stellung Russlands als globale Großmacht betrachtete und daher zusammen mit innenpolitischen Beweggründen eine Stärkung der staatlichen Kontrolle über diesen Bereich anstrebte.²⁸⁰ Aus Sicht westlicher Analytiker war es daher kaum überraschend, dass Moskau in der Folgezeit die Ausführung der erreichten Vereinbarungen zwischen Yukos und CNPC über die Umsetzung der Pipelinepläne verhinderte.²⁸¹ Differenzen zwischen Russland und China bestanden aber auch in anderen energiepolitischen Bereichen. Kritisch wurde von Peking insbesondere die ablehnende Einstellung gegenüber dem Eintritt chinesischer Unternehmen in den russischen Ölsektor betrachtet, die deutlich bei der Teilnahme von CNPC an der Privatisierung von Slavneft in Dezember 2002 demonstriert wurde.²⁸² Ähnlich erfolglos verlief auch der anschließende Versuch zur Übernahme des russischen Produzenten Stimul durch CNPC.²⁸³

genannten Projektes in eigener Regie. Vgl. Party Line: Moscow Holds Off On Eastern Pipeline Decision, in: *Nefte Compass*, 28.5.2003.

²⁸⁰ Vgl. Chow, Edward C. /Hendrix, Leigh E.: *Central Asia's Pipelines: Field of Dreams and Reality*, NBR Special Report 23, The National Bureau of Asian Research, September 2010, S. 37; Downs, Erica S.: *Sino-Russian Energy Relations: An Uncertain Courtship*, in: Bellacqua, James S. (ed.): *The Future of China-Russia Relations*, Kentucky: University of Kentucky Press, 2010, S. 146-156, hier S. 152.

²⁸¹ CNPC und Yukos unterzeichneten im Rahmen desselben Besuchs, jedoch einen Tag später, ein allgemeines Rahmenabkommen über den zukünftigen Bau einer 2.400 km langen Pipeline von Angarsk nach Daqing mit einer Kapazität von 30 Mt/Jahr. Darüber hinaus wurde zwischen beiden Unternehmen ein Abkommen über die Lieferung von 700 Mt Öl im Verlauf von 25 Jahren geschlossen (Gesamtwert 150 Mrd. USD). Diese sollten ab 2006 mit 20 Mt beginnen, ab 2011 auf 30 Mt steigen und bis 2030 andauern. Bis zur Inbetriebnahme der neuen Pipeline im Jahr 2006 sollten 6 Mt/Jahr per Eisenbahn geliefert werden (Wert 1,1 Mrd. USD). Die Regierung verhinderte jedoch die Projektumsetzung. Daraufhin unterzeichneten Yukos und CNPC Anfang 2004 ein neues Lieferabkommen. Dieses sah nur noch Eisenbahnexporte im Umfang von 10 Mt/Jahr innerhalb der nächsten sechs Jahre vor. Vgl. Party Line: Moscow Holds Off On Eastern Pipeline Decision, in: *Nefte Compass*, 28.5.2003; Neff, Andrew: *Russian PM Says China Pipeline Temporarily Postponed Due to Environmental Issues*, in: *World Markets Analysis*, World Markets Research Centre, 24.9.2003; Wardell, Simon: *CNPC Agrees to Buy Oil from Yukos*, in: *World Markets Analysis*, World Markets Research Centre, 5.2.2004; Zu russischen Pipelineplänen im fernöstlichen Teil Sibiriens und der chinesisch-japanischen Konkurrenz um den Routeverlauf siehe: Kandiyoti, Rafael: *Pipelines: Flowing Oil and Crude Politics*, London, New York: I.B. Tauris, 2008, S. 211-224.

²⁸² 74,95 Prozent von Slavneft sollten privatisiert werden (12,98 Prozent wurden bereits gemeinsam von Sibneft und TNK-BP kontrolliert). Das Unternehmen stellte den neuntgrößten russischen Produzenten dar und kontrollierte neben der westsibirischen Fördereinheit Megionneftegas (260.000 b/d) auch die Raffinerien Jaroslavl (280.000 b/d) und Mosyr (240.000 b/d, Weißrussland). Duma-Abgeordnete verabschiedeten im Dezember 2002 eine Resolution, die die Regierung aufrief, Slavneft nicht an einen ausländischen Bieter zu verkaufen. Gleichzeitig forderten sie den Erlass eines generellen Verbots für den Verkauf russischer staatlicher Beteiligun-

Die enormen Wachstumsraten des chinesischen Importbedarfs (Abbildung 53)²⁸⁴ und der strategische Wunsch nach Diversifizierung der Importwege zwangen Peking zum Handeln. Laut Auffassung chinesischer Sicherheitsexperten wollte die Regierung durch eine Zuwendung an Kasachstan gleichzeitig ein Umdenken in Moskau begünstigen.²⁸⁵ Nur wenige Tage nach dem erfolglosen Treffen mit Putin wurde beim Besuch des chinesischen Präsidenten, Hu Jintao, in Kasachstan am 3. Juni 2003 zwischen KMG und CNPC das „*Agreement on joint investments in the phased construction of an oil pipeline from West Kazakhstan to China*“ unterschrieben, wodurch die im Rahmen des Pipelineprozesses in den letzten Monaten erzielten Fortschritte bestätigt wurden. Beide Unternehmen sollten demnach in der Folgezeit gemeinsam die Machbarkeit der stufenweisen Umsetzung des Kasachstan-China-Transportsystems untersuchen, wobei das Abkommen den Atasu-Alashankou-Abschnitt als dessen erste und den Kenkiyak-Aralsk-Kumkol-Abschnitt als dessen zweite und abschließende Phase ansah. Dem vereinbarten Zeitplan zufolge sollten die Design- und Dokumentationsarbeiten bis Juli 2004 abgeschlossen werden.²⁸⁶ Chinesische Medien vermeldeten daraufhin, dass die erste Pipelinephase eine Kapazität von 10-20 Mt/Jahr besitzen würde.²⁸⁷

Wegen des unvermindert bestehenden Problems der unzureichenden Auslastung der Transportinfrastruktur arbeitete die kasachische Regierung weiterhin an Plänen zur Sicherung zusätzlicher Ölvolumen. Hierbei wurde zum einen an der bereits zuvor öfters bedachten Möglichkeit der Einspeisung russischen Öls über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline festgehalten, wodurch jedoch nur die Auslastung auf dem letzten Streckenabschnitt zwischen Atasu und der chinesischen Grenze verbessert werden könnte. Die kasachische Seite schien dabei durchaus große Hoffnungen bezüglich der Bereitschaft russischer Produzenten zur Nutzung dieser Route zu hegen und sprach davon, dass das Fassungsvermögen auf dem Atasu-Alashankou-Abschnitt mit deren Beteiligung sogar auf 30-50 Mt/Jahr erweitert werden könnte. Ein gänzlich neuer kasachischer Vorschlag an die russische Seite bestand darin, die nach der Inbetriebnahme der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline leer stehende Kenkiyak-Orsk-Leitung²⁸⁸ im Umkehrmodus zu betreiben, um russisches Öl nach Kenkiyak und weiter über ka-

gen an ausländische Staatsunternehmen. Darüber hinaus führten russische Offizielle direkte Gespräche mit CNPC über den Rückzug aus dem Bieterverfahren. Schließlich wurde von der Regierung ein Beschluss angenommen, der die Teilnahme von ausländischen Unternehmen mit einer staatlichen Beteiligung von über 25 Prozent am Bieterverfahren für Slavneft ausschloss. CNPC zeigte sich zuvor angeblich bereit, 3 Mrd. USD für den angebotenen Anteil zu zahlen, wobei die Anforderung für das Mindestgebot seitens der russischen Regierung bei lediglich 1,7 Mrd. USD lag. Slavneft wurde schließlich für 1,86 Mrd. USD an zwei russische Produzenten verkauft. Vgl. McMillan, Alex Frew: Chinese pull out of Russian oil bid, in: CNN, 16.12.2002; Teo, Karen: As CNPC Scouts for Assets, Analysts Say It Tends to Pay Too Much, in: International Oil Daily, 5.12.2002; Kazakh snub dents China's Caspian plans, in: Petroleum Intelligence Weekly, 14.5.2003.

²⁸³ CNPC gewann den Tender zum Kauf von 62 Prozent an dem Ölproduzenten mit einem Gebot von etwa 180-200 Mio. USD. Die russische Antimonopolbehörde verweigerte jedoch die Zustimmung für die Übernahme. Erst durch den Kauf von 49 Prozent des russischen Produzenten Udmurtneft (120.000 b/d) im Juni 2006 durch Sinopec gelang einem chinesischen Unternehmen erstmalig der Einstieg in den russischen Ölsektor. Vgl. Irwin, James: China, Beijing dictates expansion, in: Energy Compass, 22.1.2004; Irwin, James/Teo, Karen: China: Plotting next moves in the Great Game, in: Energy Compass, 12.2.2004.

²⁸⁴ Im Jahr 2002 betrug der Nettoimport von China (ohne Hong Kong) 80,7 Mt, im Jahr 2003 102,1 Mt und im Jahr 2004 bereits 144,8 Mt. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2011.

²⁸⁵ Vgl. Downs, Erica S.: China, The Brookings Foreign Policy Studies, Energy Security Series, Washington D.C.: The Brookings Institution, December 2006, S. 33.

²⁸⁶ Vgl. MunaiTas: a breakthrough into the 21st Century, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2004; KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006.

²⁸⁷ Vgl. Hu's visit seals energy deals, in: China Daily, 4.6.2003.

²⁸⁸ Die Leitung besaß eine technische Kapazität von 6,5 Mt/Jahr (130.000 b/d).

sachisches Territorium nach China zu befördern (Abbildung 54).²⁸⁹ Der große Vorteil dieser Idee lag darin, dass somit auch die Auslastung der Segmente zwischen Kenkiyak und Atasu verbessert würde. Darüber hinaus könnte Kasachstan aufgrund der Länge der Strecke auf erhebliche Transiteinnahmen hoffen. Bereits Ende Mai sprach der Leiter von KazTransOil, A. Smankulov, auf dem zweiten Internationalen Pipelineforum in Moskau davon, dass Russland über die zwei vorgeschlagenen Routen (Omsk-Pawlodar-Atasu; Orsk-Kenkiyak) bis zu 20 Mt/Jahr über Kasachstan nach China exportieren könnte. Russland zeigte sich gegenüber den kasachischen Initiativen sehr zurückhalten, denn es besaß mit der Taishet-Nachodka-Pipeline (Abbildung 57) nicht nur eigene Pläne zum Aufbau der Ölexportinfrastruktur nach China, sondern war im Einklang mit seiner strategischen Überzeugung an einer möglichst geringen Abhängigkeit von Transitländern beim Zugang zu Abnehmern interessiert.²⁹⁰

Abbildung 54: Optionen für die Einspeisung russischen Öls in die Kasachstan-China-Pipeline



Quelle: Kazakhstan-China-Pipeline, in: European Tribune, http://www.eurotrib.com/files/3/051216_casp_kaz_china_ppl.gif (Zugriff 2.3.2012); eigene Bearbeitung.

Auf Nasarbajews persönliches Drängen hin wurden auf kasachischer Seite aber auch weitere Schritte unternommen, die die endgültige Umsetzung des Pipelineprojektes gewährleisten sollten. Um das Vorhaben nicht wie bereits in den Jahren zuvor in der Erkundungsphase zu konservieren, sollte auch die Beteiligung von CNPC am kasachischen Ölsektor endgültig deutlich gesteigert werden. Hierzu wurde im Verlauf des Besuchs des chinesischen Staatsoberhauptes zwischen dem chinesischen Staatskonzern und der kasachischen Kommission für staatliches Eigentum und Privatisierung (Teil des Finanzministeriums) ein formelles Abkommen über die zukünftige Ausweitung seiner Investitionsaktivitäten im kasachischen Öl- und Gassektor unterzeichnet. Der kasachische Präsident bekräftigte darüber hinaus, dass CNPC bei anstehenden Ausschreibungen kasachischer Offshore-Blöcke berücksichtigt wird. Ein weiterer wichtiger Faktor, der die Kasachstan-China-Pipeline und die angestrebte enge Zusammenarbeit beider Länder in der Energiesphäre aus chinesischer Sicht bedeutend erscheinen ließ, war die Einbettung dieser Vorhaben in die entwicklungspolitischen Konzepte Pekings. Diese sahen eine deutliche Investitionssteigerung in die westchinesischen Regionen vor, um deren wirtschaftlichen Wohlstand zu erhöhen und die Kluft zu den östlichen Landesteilen zu schließen. Hierzu wurden sowohl Pläne für eine erhebliche Steigerung der Raffineriekapazitäten in der Xinxiang-Provinz als auch der damit einhergehenden Erdöl- und Produkttransportinfrastruktur vorgelegt. Somit konnte

²⁸⁹ Vgl. Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: In Kazakhstan, China Pipe Idea Gains Momentum, Deadline for Kashagan Watched, in: International Oil Daily, 2.5.2003.

²⁹⁰ Vgl. Rusenergy: Kazakhstan offers transit routes for Russian oil, in: Prime-Tass, 15.9.2003.

schließlich auch die zuvor aus Sicht von CNPC nicht gänzlich geklärte Frage nach der Destination kasachischer Ölexporte beantwortet werden.²⁹¹

5.3.13 Steigerung der chinesischen Präsenz im kasachischen Ölsektor

In Anlehnung an die Fortschritte bei der Umsetzung des Pipelineprojektes steigerte CNPC parallel auch die Bemühungen zur Ausweitung seiner Präsenz im kasachischen Ölsektor. Bereits im Mai wurde eine Absichtserklärung mit dem kanadischen Unternehmen Aurado über die mögliche Beteiligung an der Exploration des etwa 6.500 km² großen Liman-Blocks unterzeichnet, der an der nordwestlichen Küste des Kaspischen Meeres unweit von Atyrau lag. CNPC strebte einen Anteil von mindestens 51 Prozent an, scheiterte jedoch letztendlich in den anschließenden Verhandlungen über die Einstiegsbedingungen.²⁹² Viel erfolgreicher zeigten sich die darauf folgenden Vorstöße des Konzerns zum Erwerb des North Buzachi - Feldes an der nordöstlichen Küste des Kaspischen Meeres (Abbildung 55). Zuerst kaufte CNPC im Juni 35 Prozent der Anteile vom saudischen Unternehmen Nimir Petroleum, wenig später, im August, erreichte es auch ein Übereinkommen mit ChevronTexaco über den Erwerb der verbleibenden 65 Prozent. CNPC sollte laut der Einigung knapp 200 Mio. USD für das gesamte Feld zahlen, dessen Reserven zwar vergleichsweise groß aber von nur sehr geringer Qualität waren.²⁹³ Letzteres war wohl auch einer der entscheidenden Gründe, der Chevron zum Verkauf seines Anteils bewog.²⁹⁴ Die Produktion des Feldes lag im Jahr 2003 bei gerade einmal 396.000 t (7.400 b/d),²⁹⁵ wobei die Peak-Förderrate laut bestehenden Plänen etwa 2,1 Mt/Jahr (40.000 b/d; im Jahr 2017) erreichen sollte.²⁹⁶ Zusammen mit dem Kauf von Nimirs Anteil an North Buzachi erwarb CNPC auch die von dem Unternehmen kontrollierte Bars Holding, die eine Explorations- und Produktionslizenz für den Bars-Block - ein 5.641 km² großes Gebiet um das North Buzachi Feld herum - besaß.²⁹⁷ Kurz nach dem Erwerb der Anteile einigte sich CNPC mit dem kanadischen Unternehmen Nelson Resources über den Verkauf von 50 Prozent an North Buzachi für etwa 90 Mio. USD.²⁹⁸ Beide Unternehmen modifizierten daraufhin die Entwicklungspläne, sodass die ursprünglich angestrebte Peak-Produktion bereits 2009 erreicht werden sollte. Darüber hinaus mehrten sich auch Gerüchte, dass CNPC Interesse an der Übernahme von PetroKazakhstan besäße, das aufgrund seiner zentralen Lage

²⁹¹ Vgl. Kazakhstan, China sign agreement on cooperation in oil and gas sphere, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 3.6.2003.

²⁹² Vgl. CNPC wants in on Liman field in Kazakhstan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.5.2003.

²⁹³ Gesamtreserven über 205 Mt, davon etwa 74 Mt förderbar. Der Schweregrad betrug 19,4-19,0° API, der Schwefelgehalt 2 Prozent. Die Produktionslizenz hat eine Laufzeit bis 2021. Vgl. Lukoil Factbook 2009, S. 37.

²⁹⁴ Vgl. China: Feeding frenzy, in: Energy Compass, 31.7.2003; Chinese Firms Target Caspian Deals m Unfazed by Recent Rebuff, in: International Oil Daily, 1.10.2003.

²⁹⁵ Der hier verwendete Konversionsfaktor für Öl vom North Buzachi - Feld beträgt aufgrund seiner höheren Dichte lediglich 6,84 Barrel pro Tonne statt des ansonsten angewandten Faktors von 7,33. Vgl. Neff, Andrew: CNPC Plans Redirect Oil Flows from Kazakhstan's North Buzachi Field, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.9.2003; ChevronTexaco Announces Sale of North Buzachi Assets in Kazakhstan, in: PR Newswire, 20.10.2003.

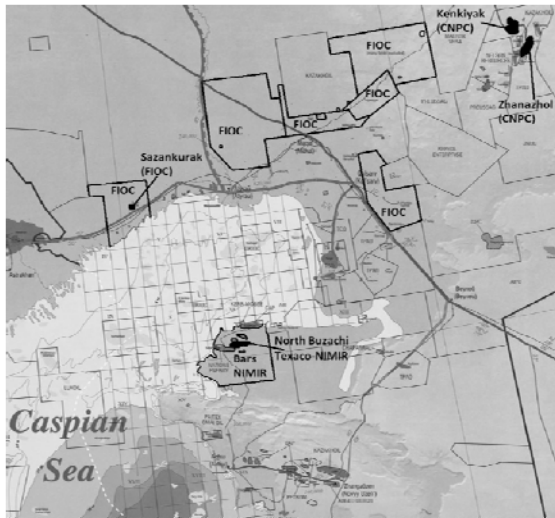
²⁹⁶ Vgl. Production expected to increase at North Buzachi oil field, in: Silk Road Intelligencer, 9.7.2008.

²⁹⁷ Vgl. Yakovleva, Maria: China Thirsts for Kazakh Oil, in: Russian Petroleum Investor, 27.6.2005.

²⁹⁸ 2005 übernahm Lukoil Nelson Resources für 2 Mrd. USD und stieg somit in das North Buzachi Feld ein. Der Konzern verkaufte 2007 die Hälfte seiner Anteile an Nelson Resources an Mittal Investments. 2010 erwarb wiederum Sinopec den Anteil von Mittal an Nelson Resources (in der Zwischenzeit umbenannt in Caspian Investment Resources). Somit beträgt die aktuelle (2013) Aufteilung der Anteile am Feld: CNPC 50 Prozent, Lukoil 25 Prozent, Sinopec 25 Prozent. Vgl. Lukoil Oil Company: Kasachstan, <http://www.lukoil-overseas.com/projects/kazakhstan/5781.php> (Zugriff 11.10.2011).

und großen Reservenbasis eine ideale Akquisition für die Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline darstellte.²⁹⁹

Abbildung 55: Explorationsblöcke von FIOC, North Buzachi Feld, Bars-Block³⁰⁰



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: o. a.; eigene Bearbeitung.

Neben CNPC drängten aber auch weitere chinesische Unternehmen in den kasachischen Ölsektor. Sinopec verhandelte seit Mitte 2003 mit dem US-Unternehmen First International Oil Co. (FIOC) über den Kauf von Anteilen an dessen zahlreichen Explorationslizenzen (Abbildung 55).³⁰¹ Letztendlich übernahm der chinesische Konzern FIOC im August 2004 für 153 Mio. USD gänzlich.³⁰² Darüber hinaus einigte sich Ende des Jahres 2003 Sinopec mittels seines Tochterunternehmens Shengli Oilfield mit dem unbekanntem Produzenten Big Sky Energy Kazakhstan auf die Gründung eines JVs auf Paritätsbasis zur Erschließung von drei kleineren Blöcken in der nordkaspischen Küstenregion (Abbildung 56). Big Sky selbst wurde durch die in Kanada registrierte China Broadband kontrolliert (wenig später in Chinese Energy Ventures Corp. bzw. CEVC unbenannt), die bis dahin primär Internetdienstleistungen in der chinesischen Provinz Chengu anbot. Dem Unternehmen wurden enge Beziehungen zu den

²⁹⁹ Vgl. Neff, Andrew: Nelson Resources in US\$90m Deal with CNPC for 50 % Stake in North Buzachi Field, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 3.12.2003.

³⁰⁰ Aus den Explorationsblöcken von FIOC und Nimir waren zahlreiche bekannte Vorkommen ausgenommen.

³⁰¹ Vgl. Sampson, Paul: China: Enter the dragon, in: Energy Compass, 2.10.2003; Rusenergy: Kazakhstan offers transit routes for Russian oil, in: Prime-Tass, 15.9.2003.

³⁰² FIOC hielt Anteile an einem kleinen produzierenden Feld (Sazankurak, Reserven 10 Mio. Barrel; Produktion im Jahr 2004: 4.700 b/d) und fünf Explorationsblöcken (Sagiski, Fyodorov, Adaiski, Mezhdurechenski, Begaidar) mit einer Gesamtfläche von etwa 34.000 km². Die Lizenzen wurden zum Teil mit anderen Unternehmen geteilt. Die Lizenz am Adaiski-Block wurde durch das JV Adai Petroleum mit Rosneft (50:50) gehalten. Die Lizenz am Fyodorov-Block wurde durch das JV Ural Oil and Gas Ltd. mit Yukos (55 Prozent) und Mol (22,5 Prozent) gehalten. Der Begaidar-Block mit dem Zhanatalap-Feld wurde durch das JV Potential Oil mit der russischen Bekstar-Allianz Group (80 Prozent) kontrolliert. Die Blöcke Mezhdurechensk und Sagizski befanden sich im ausschließlichen Besitz von FIOC. Das Feld Sazankurak wurde in Zusammenarbeit mit der kasachischen Atyraumunaigasgeologia (40 Prozent) betrieben. Vgl. Sampson, Paul: Kazakh-China Pipe Advances on Fast Track, in: International Oil Daily, 5.10.2004; Neff, Andrew: Sinopec Acquires Kazakh Oil Assets With FIOC Purchase, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.10.2004; Border, Line: China Snaps Up US Firm's Interests In Kazakhstan, in: Nefte Compass, 30.9.2004.

staatlichen chinesischen Ölkonzernen nachgesagt, für die es angeblich zur Sicherung von Öl- und Gasvorkommen in der kaspischen Region aktiv werden sollte.³⁰³

Abbildung 56: Big Sky Energy Lizenzgebiete



Quelle: Steinberg, Thomas I.: Kasachisches Öl nach China. Kompliziertes Dreiecksgeschäft erforderlich, April 2006, <http://www.steinbergrecherche.com/kasachstan.htm> (Zugriff 2.3.2012); eigene Bearbeitung.

5.3.14 Atasu-Alashankou-Pipeline als Alternative zu russisch-chinesischen Infrastrukturplänen?

Beflügelt durch die Verzögerungen bei der Umsetzung des russisch-chinesischen Ölexportprojektes schien der kasachisch-chinesische Pipelineprozess weiter an Dynamik zu gewinnen. Im September 2003 wurde von KMG verkündet, dass die Bauarbeiten an der Atasu-Alashankou-Sektion Mitte des kommenden Jahres begonnen werden könnten und in etwa zwei Jahren abgeschlossen sein sollten.³⁰⁴ Die Anfangskapazität der Leitung sollte laut dem Vizepräsident von KMG, K. Kabyldin, bei 20 Mt/Jahr liegen, sie könnte jedoch später auf bis zu 50 Mt/Jahr erweitert werden. Die Initiative richtete sich explizit an Russland bzw. russische Produzenten, denn aus kasachischer Sicht könnten diese bei Interesse künftig bis zu 30 Mt/Jahr auf der Route exportieren. Der Vorstoß konnte auf die zunehmende chinesische Unsicherheit bezüglich der Aussichten auf die zeitnahe Umsetzung des von CNPC in Zusammenarbeit mit Yukos konzipierten Projektes zum Bau der Angarsk-Daqing-Pipeline zurückgeführt werden und stellte im Grunde eine kasachische Konkurrenzalternative bzw. Übergangs-

³⁰³ Es handelte sich um die Blöcke Morskoye (75 km²), Karatal (420 km²) und Dauletaly (135 km²). China Broadband erwarb Big Sky Energy Kazakhstan im Oktober 2003 und schloss danach ein Seitenabkommen mit Shengli Oilfield über den Verkauf von 50 Prozent an dem Unternehmen für 2,3 Mio. USD ab. Davon sollte 1 Mio. USD den „signature“ Bonus begleichen, den China Broadband im Rahmen der Übernahme von Big Sky an die kasachische Regierung zahlen sollte. Weitere 300.000 USD sollten an die kasachische Regierung für historische Kosten bzw. die bereits bestehende Infrastruktur überwiesen werden. 1 Mio. USD sollten in die Anfangsphase der Exploration fließen. Im August 2004 wurde die Zusammenarbeit zwischen Sinopec und CEVC gekündigt. CEVC schloss daraufhin ein Abkommen mit dem lokalen Unternehmen BT Oil ab, das 45 Prozent an der Morskoye-Lizenz erhielt. Ein weiteres von CEVC kontrolliertes Tochterunternehmen (Big Sky Energy Atyrau) erwarb im Mai 2004 100 Prozent der Anteile am kasachischen Produzenten Vector Energy West, der zwei Explorationslizenzen (Liman-2 mit 4.110 km² und Atyrau Block mit 10.518 km²) in der Nähe des bereits kontrollierten Portfolios des Unternehmens besaß. Die möglichen Reserven auf den Blöcken wurden von der kasachischen Regierung mit 325 Mio. Barrel angegeben. Vgl. Dale, Sam: China's Sinopec Targets Kazakhstan Through Deal With Obscure Firm, in: International Oil Daily, 31.12.2003; Sinopec's Shengli Oilfield Ventures Offshore For First Time Into Kazakhstan, in: China Energy Report Weekly, 2.1.2004; Kazakhstan: Sinopec Farm-In Deal Cancelled, in: Nefte Compass, 26.8.2004; China Energy Ventures Corp. Acquires Two Oil and Gas Licenses on the North Shore of the Caspian Sea, Kazakhstan, in: Canadian Corporate Newswire, 17.5.2004.

³⁰⁴ Vgl. Kazakhstan figures building 2nd line of pipeline to China to begin in H2 2004, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.9.2003.

lösung zu diesem dar.³⁰⁵ Die russische Regierung verschob nämlich im selben Monat auf der Grundlage der Ergebnisse der Umweltverträglichkeitsstudie erneut die Entscheidung über die Realisierung der vorgeschlagenen Leitung und sprach sich für die Durchführung weiterer umweltpolitischer und technischer Untersuchungen aus. Die Verzögerungen gingen jedoch weniger auf Umweltbedenken zurück, sondern waren eher im Zusammenhang mit der Möglichkeit des Baus einer alternativen – von der Regierung und den staatlichen Konzernen Rosneft und Transneft präferierten – Leitung von Taishet zum Hafen Nachodka an der russischen Pazifikküste zu sehen (Abbildung 57). Diese besaß aus russischer Sicht den Vorteil einer diversifizierten Abnehmerstruktur, da sie anders als die von CNPC bevorzugte direkte Verbindung nach China keinem Monopson-Käufer gegenüber stehen würde, sondern neben China auch die Belieferung Japans, Südkoreas oder sogar der US-Westküste ermöglichen sollte. Die japanische Regierung betrieb intensive Lobbyarbeit zugunsten der Route, von der sie sich die Verringerung der Abhängigkeit vom Nahen Osten erhoffte, wobei einige japanische Großkonzerne Russland finanzielle Beteiligungen und großzügige Kredite (etwa 7,5 Mrd. USD) für den Bau der Pipeline zusicherten.³⁰⁶ Darüber hinaus führten die innenpolitisch bedingten Probleme von Yukos³⁰⁷, des russischen Produzenten mit dem mit Abstand intensivsten Verhältnis zu China, zu großer Unsicherheit bei den chinesischen Ölkonzernen und der Regierung in Peking bezüglich der künftigen Entwicklung der Lieferbeziehungen, die vor allem die bereits vereinbarten Ziele zur deutlichen Ausweitung der Ölimporte betraf.³⁰⁸ Dass diese Sorgen nicht unbegründet waren, bestätigte sich im folgenden Jahr, als Yukos mangels finanzieller Mittel gezwungen wurde, Zulieferungen im Umfang von 100.000 b/d (5 Mt/Jahr) an CNPC einzustellen.³⁰⁹

Die Entwicklung war aus chinesischer Sicht durchaus besorgniserregend und konnte beträchtliche Auswirkungen auf die Energieversorgung des Landes haben. Die rasant wachsende chinesische Binnennachfrage führte allein im Verlauf des Jahres 2003 zum Anstieg der Ölimporte um 31 Prozent und veranlasste den chinesischen Präsidenten, Hu Jintao, Ende des Jahres die drei Hauptakteure des chinesischen Ölsektors (CNPC, Sinopec, CNOOC) dazu aufzurufen, „to continue to implement the overseas expansion strategy so that China will gradually establish some energy and resource bases.“³¹⁰ Chinesische Sicherheitsberater sprachen in diesem Zusammenhang davon, dass „based on security reasons, the closest alternative to Russian oil is Kazakhstan.“³¹¹ Angetrieben von den politi-

³⁰⁵ Auch die von Yukos und CNPC geplante Pipeline sollte eine Kapazität von 30 Mt/Jahr besitzen. Die Konkurrenz war zumindest eine Zeitlang gegenseitig, denn auch Yukos-Vertreter sprachen davon, dass kasachisches Öl über die Omsk-Pawlodar-Pipeline in die Angarsk-Daqing-Pipeline eingespeist werden könnte.

³⁰⁶ Vgl. China to finance Kazakh oil link, in: IPR Strategic Business Information Database, 16.10.2003; China explores oil alternatives in Kazakhstan, in: Business Daily Update, S. 29, 29.9.2003.

³⁰⁷ Die Auseinandersetzung zwischen der Regierung und dem Konzern steigerte sich im Verlauf des Jahres und führte im Oktober zur Verhaftung des Firmenchefs, M. Chodorkowski, sowie zur Erhebung beträchtlicher Steuerrückzahlungsforderungen.

³⁰⁸ Yukos war zu dieser Zeit der wichtigste russische Öllieferant nach China, wobei es lediglich per Eisenbahn exportierte. Die Pläne sahen vor, dass die Lieferungen von 6,4 Mt im Jahr 2004, über 8,5 Mt im Jahr 2005 auf 15 Mt im Jahr 2006 ausgeweitet werden. Das Öl sollte sowohl an CNPC als auch Sinopec geliefert werden (10 Mt und 5 Mt). Vgl. Sapozhnikov, Pyotr: China seeks a substitute for Russian oil (Kommersant, S. 16), in: What The Papers Say Part B (Russia), 27.11.2003; China ready to up Russian oil imports, in: China Energy Report Weekly, 14.11.2003; Khartukov, Eugene/Starostina, Ellen: Expansion eyes multiple outlets, in: Oil & Gas Journal, S. 64, 3.4.2006.

³⁰⁹ Der Frachtgebühren mussten im Voraus gezahlt werden. Yukos fehlten wegen gesperrter Konten jedoch die Barmittel. Vgl. Lukoil prepares to export oil to China as Yukos suspends supplies, in: Prime-Tass, 27.9.2004.

³¹⁰ Zit. in: Irwin, James: China: Beijing dictates expansion, in: Energy Compass, 22.1.2004.

³¹¹ Chu Shulong, Außenpolitikberater der Regierung und Wissenschaftler an der Tsinghua Universität, zit. in: Irwin, James/Teo, Karen: China: Plotting next moves in the Great Game, in: Energy Compass, 12.2.2004.

schen Vorgaben, verkündeten die chinesischen Ölkonzerne daraufhin Pläne zur Beschleunigung der Suche nach alternativen Öllieferanten, die Russland ersetzen würden. Da diese Bemühungen verständlicherweise nicht nur auf Zentralasien bzw. über auf dem Landweg zugängliche Vorkommen beschränkt sein sollten, wurden von chinesischen Planern, bedingt durch das parallele Streben Pekings nach der Senkung der Abhängigkeit von maritimen Öltransporten über die Straße von Malakka, mehrere Ideen zur Umgehung der Meerenge entwickelt.³¹² In diesem Zusammenhang entstand in der Folgezeit das Projekt zum Bau einer Pipeline von Myanmar in die chinesische Provinz Yunnan.³¹³ Daneben wurden auch Pläne zum Bau von Pipelines von Pakistan und Bangladesch nach China oder zur Verlängerung der Kasachstan-China-Pipeline in südliche Richtung über Turkmenistan in den Iran entwickelt. Sogar der Bau eines Kanals über Thailand (Kra Isthmus), der bis zu 28 Mrd. USD kosten könnte, wurde diskutiert.³¹⁴ Zur Sicherung der Gasversorgung wurden im selben Jahr Pläne zum Bau einer Gaspipeline von Westkasachstan nach China vorangetrieben, die auch über Zweige nach Usbekistan und Turkmenistan verfügen würde und potenziell an das russische und iranische Netz angeschlossen werden sollte, womit eine „Pan-Asian Global Energy Bridge“ entstehen würde.³¹⁵ Im Umfeld der zunehmenden „Versicherheitlichung“³¹⁶ von Aspekten der Energieversorgung seitens der chinesischen Führung reflektierte der neuerliche kasachische Vorstoß zur Erhöhung der Export-

³¹² China importierte im Jahr 2003 etwa 38 Prozent und im Jahr 2004 bereits etwa 45 Prozent seines Ölbedarfs, wovon 80 Prozent über die Malakka-Meerenge transportiert wurden. Nicht nur die Präsenz der US-Marine entlang der Importroute, sondern auch die verbreitete Piraterie in der Malakka-Straße oder die Gefahr von Anschlägen auf Schiffe durch Terrorgruppen bilden entscheidende Unsicherheitsfaktoren. Die Präsenz der US Marine weitete sich dabei nach dem im April 2004 verabschiedeten „Maritime Affairs Safety Plan of the District“ zusätzlich aus. Diesem zufolge sollten US Marines und Special Forces in der Meerenge stationiert werden, um gegen Piraten und Terroristen vorzugehen. Auch die Taiwan-Frage und die mögliche Blockade von Tankern, die über die Taiwan-Straße nach China passierten, durch US-Truppen, stellte aus chinesischer Sicht im Kontext der Versorgungssicherheit ein relevantes Risiko dar. Vgl. Gu, Mengdi: China wants more pipelines for improved oil import security, in: Oil & Gas Journal, S. 59, 3.1.2005.

³¹³ Das Projekt wurde von Experten der Yunnan Universität entwickelt. Der Bau der 771 km langen Leitung mit Anfang im Hafen Kyauk Phyu wurde schließlich im Juni 2010 begonnen. Die Anfangskapazität beträgt 240.000 b/d (12 Mt/Jahr) und kann eventuell auf 440.000 b/d ausgeweitet werden. Parallel wurde auch eine Gaspipeline mit einer Kapazität von 12 Mrd. m³/Jahr verlegt. Die Kosten beider Projekte lagen bei 2,55 Mrd. USD, davon 1,5 Mrd. USD für die Ölleitung. CNPC kontrolliert 50,9 Prozent an der Pipelinegesellschaft. Vgl. Oil pipeline from Myanmar to China proposal safer than routing through Malacca Straits, in: China Energy Report Weekly, 15.7.2004; China: Myanmar-China Pipeline to Start Construction in 2009, in: TendersInfo, 22.11.2008; China's Qingdao port manage Burmese oil wharf (Irrawaddy), in: BBC Monitoring Asia Pacific, 13.1.2011.

³¹⁴ Vgl. Gu, Mengdi: China wants more pipelines for improved oil import security, in: Oil & Gas Journal, S. 59, 3.1.2005.

³¹⁵ Vgl. Kazakhs Mull China Gas Pipeline, in: International Oil Daily, 26.8.2004.

³¹⁶ Das sich durch die Verbindung klassischer neorealistic und konstruktivistischer Ansätze auszeichnende „Securitization“-Theorem wurde von Buzan/Wæver entwickelt und weitet das traditionelle militärisch-politisch geprägte und überwiegend auf Staaten anwendbare Konzept der Sicherheit auf weitere Sektoren bzw. Sphären (politische („polity“), militärische, ökologische, wirtschaftliche, soziale) inklusive der dort präsenten (auch nichtstaatlichen) Akteure aus. Den Ausgangspunkt bildet die Überlegung der Autoren, dass jede Angelegenheit öffentlichen Interesses auf einem Spektrum angesiedelt werden kann, das von nicht-politisierten (der Staat greift gar nicht ein), über politisierte (stellen Bestandteil staatlicher Politik dar) bis zu sog. versicherheitlichten Bereichen reicht. Im letzten Fall handelt es sich um Probleme, die für das betroffene Referenzobjekt ein „*existential threat*“ darstellen (können) und dieses somit zur Anwendung von „*extraordinary emergency measures and actions outside the normal bounds of political procedures*“ legitimieren. (Im traditionellen Sinne stellt eine solche Maßnahme z. B. die Mobilisierung der Bevölkerung gegen eine anstehende militärische Bedrohung dar.) Die Entscheidung über die Platzierung eines Problems bzw. Themas innerhalb des Spektrums ist nach Auffassung der Autoren offen und kann zeitlich variieren. „*Security is a self-referential practice, because it is in this practice that the issue becomes a security issue – not necessarily because a real existential threat exists, but*

kapazität der zwischen beiden Ländern geplanten Infrastruktur, im Grunde lediglich die bestehenden Probleme der chinesisch-russischen Öllieferbeziehungen und reagierte gleichzeitig auch auf die weiterhin ungesicherte kasachische Reservenbasis für die Auslastung des Transportsystems. Die vorgeschlagene Steigerung der Durchleitung von 20 Mt auf 50 Mt/Jahr kam grundsätzlich einem Angebot sowohl an Russland als auch an China gleich, das problematische Pipelineprojekt von Angarsk nach Daqing (geplante Kapazität 30 Mt/Jahr) aufzugeben bzw. auch den Bau einer alternativen Route vorerst zu verschieben und den chinesischen Markt stattdessen über Kasachstan zu erreichen. Kasachstan würde somit nicht nur Transiteinnahmen kassieren, sondern aufgrund von Skaleneffekten auch die Wirtschaftlichkeit seiner Exporte nach China steigern können. KMG sprach sogar davon, dass es die Finanzierung der für die Steigerung der russischen Öleinspeisung notwendigen Infrastrukturmaßnahmen (z. B. Ausbau des kasachischen Abschnittes der Omsk-Pawlodar-Pipeline) übernehmen würde, wenn es gelänge, Durchleitungsgarantien russischer Ölproduzenten zu erhalten. Die von Kasachstan vorgeschlagene Lösung stellte jedoch eine Vereinfachung der bestehenden Tatsachen dar, da beide Pipelineprojekte (Atasu-Alashankou, Angarsk-Daqing) aus chinesischer Sicht grundsätzlich für die Belieferung geografisch entfernter Teilmärkte ausgerichtet waren (Abbildung 57). Allein schon aufgrund der enormen Distanz zwischen Xinxiang und der nordwestlichen Küstenregion Chinas könnte eine einfache Ersetzung der russischen durch eine vergrößerte kasachische Pipeline kaum als Substitutlösung ausreichen, sondern müsste durch beträchtliche interne infrastrukturelle Maßnahmen flankiert werden.³¹⁷ Zudem galt aber auch, dass Russland aus strategischen Gesichtspunkten keinesfalls bereit war, auf eine direkte Pipelineverbindung zu verzichten, um diese durch eine Transitleitung zu ersetzen. Auch die geografischen Rahmenbedingungen der Ressourcenverteilung in Sibirien würden deren Export nach China über Kasachstan kommerziell unrealistisch machen. Vor diesem Hintergrund waren die Erfolgsaussichten des kasachischen Vorstoßes von Beginn an nicht gegeben.

because the issue is presented as such a threat. Security means survival in the face of existing threats, but what constitutes an existential threat is not the same across different sectors“ [for actors, respectively levels of analysis]. Die Versicherheitlichung erfolgt letztendlich im intersubjektiven Diskurs (dieser wird als „securitization move“ bezeichnet), in dem ein Problem als existentielle Bedrohung für das Referenzobjekt dargestellt und vom relevanten Publikum als solches wahrgenommen bzw. akzeptiert wird. Die Ansprüche an die „Akzeptanz“ werden von den Autoren nicht hoch gesteckt. Es muss sich somit nicht um die Übernahme der Auffassung durch das Publikum handeln, ausreichend ist bereits das Bestehen einer gewissen Resonanz, die die Einführung besonderer Maßnahmen legitimiert. Als praktisches Beispiel kann an dieser Stelle auf die unterschiedliche Wahrnehmung und Darstellung der Versorgungssicherheit bei Erdöl zwischen der EU auf der einen und den USA oder China auf der anderen Seite hingewiesen werden. Insbesondere im direkten Vergleich zwischen USA und EU, die beide über bestehende Sicherheitsmaßnahmen (Vorratsspeicherung) und diversifizierte Bezugsstrukturen verfügen (die USA besitzen zusätzlich eine beträchtliche Eigenproduktion), wird diese Differenz deutlich. Anders als die EU, die in Fragen der Ölversorgungssicherheit außenpolitisch weitgehend passiv ist, zeigen die USA in diesem Bereich enorme Handlungsbereitschaft. In Anlehnung an das Securitization-Konzept könnte argumentiert werden, dass die US-Regierung durch eine erfolgreiche Versicherheitlichung des Themas Erdölversorgung vor der eigenen Bevölkerung sowie vor einigen internationalen Akteuren ihre massive militärische Präsenz im Nahen Osten oder das außenpolitische Engagement in anderen Regionen legitimieren können. (Dabei können tatsächliche Gründe für dieses Handeln, die durchaus auch außerhalb der Energiepolitik liegen – z. B. die Aufrechterhaltung des US-Dollars als Transaktionswährung, geopolitische Ziele – im Verborgenen bleiben.) Ähnlich kann China durch die Versicherheitlichung der Ölversorgung die Subventionierung staatlicher Ölkonzerne oder den Ausbau kommerziell fragwürdiger Importprojekte legitimieren. Vgl. Buzan, Barry/Wæver, Ole/de Wilde, Jaap: *Security: A New Framework for Analysis*, Boulder/London: Lynne Rienner Publishers, 1998, S. 23-25.

³¹⁷ Die Kasachstan-China-Pipeline sollte aus chinesischer Sicht primär die Raffinerien Karamay, Dushanzi und Urumchi in der Xinxiang-Provinz versorgen. Vgl. Rusenergy: *Kazakhstan offers transit routes for Russian oil*, in: Prime-Tass, 15.9.2003; Roberts, John: *At the Wellhead*, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 82, No. 103, 1.6.2004.

Abbildung 57: Russisch-chinesische Pipelinepläne (Angarsk-Daqing; Taischet-Nachodka, inklusive Arm nach China)



Quelle: Kandiyoti, Rafael: Moscow and Beijing, Asia's Roaring Economies, in: Le Monde Diplomatique, 1.5.2005, <http://www.mindfully.org/Energy/2005/Moscow-Beijing-Economies1may05.htm> (22.2.2012); eigene Bearbeitung.

5.3.15 Verhandlungen über die Realisierungsbedingungen des Atasu-Alashankou-Abschnittes

Vor dem Hintergrund der oben skizzierten chinesischen Bedenken über die Versorgungssicherheit des Landes schritt der Prozess zur Implementierung des kasachisch-chinesischen Pipelineprojektes rasant voran. In einer weiteren Verhandlungsrunde in Oktober 2003 stimmte die chinesische Seite zu, einen Großteil der Kosten des Atasu-Alashankou-Streckenabschnittes zu übernehmen. Bis zu 800 Mio. USD³¹⁸ sollten demnach bei Bedarf von CNPC stammen, was einer Verdopplung des noch im April vorgelegten Angebotes entsprach. Da die Reservenbasis für die Auslastung der Leitung zu der Zeit ungeachtet der neuerlichen Zukäufe des Konzerns weiterhin keinesfalls ausreichend war, verdeutlichte die Entscheidung den strategischen Charakter des Projektes. Der Schritt von CNPC signalisierte zudem, dass man auf chinesischer Seite darauf vertraute, dass ein nachfragestarker Markt mit bestehender Zugangsinfrastruktur bei russischen und kasachischer Produzenten, die sich oft mit Exportkapazitätsengpässen konfrontiert sahen, Interesse wecken und zur Auslastung der Pipeline führen würde. Verhandlungen liefen jedoch weiterhin auch noch bezüglich der möglichen Beteiligung weiterer kasachischer Produzenten am Bau der Pipeline. Intensiv diskutiert wurde ebenfalls über den Preis, den Kasachstan für sein Öl auf dem chinesischen Markt erhalten sollte. Gerade in dieser Frage schienen noch erhebliche Differenzen zu herrschen und die kasachische Seite äußerte große Unzufrieden-

³¹⁸ Genaue Kostenberechnungen lagen zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor. Untersuchungen aus dem Jahr 2000 sprachen von etwa 850 Mio. USD.

heit hinsichtlich der chinesischen Haltung.³¹⁹ Der kasachische Premierminister forderte beim Besuch des Vizepräsidenten von CNPC, Wu Yaowen, dass die chinesische Seite größere Rücksicht auf kasachische Interessen nehmen solle. Er erinnerte seinen Gast daran, dass CNPC kasachisches Öl zu Preisen deutlich unterhalb des Weltmarktniveaus nach China exportiert (Unterschied betrug etwa 10,5 Prozent), was für sein Land zu entgangenen Einnahmen führe.³²⁰ Parallel dazu wurde von der kasachischen Führung im Rahmen von Treffen mit russischen Vertretern weiterhin die Möglichkeit zur Einspeisung von 10 bis 30 Mt Öl in die Kasachstan-China-Pipeline erforscht.³²¹

Ende Februar 2004 wurde schließlich die Machbarkeitsstudie zum Bau der Atasu-Alashankou-Leitung inklusive der Anbindung an das chinesische Netz an die kasachische Regierung übergeben. Die Studie sah vor, dass das Transportsystem eine Anfangskapazität von 10 Mt/Jahr besitzen würde, die später schrittweise auf 20 Mt/Jahr ausgeweitet werden sollte. Die Gesamtlänge der Pipeline auf kasachischem Territorium sollte 988 km betragen. Anfänglich war die Belieferung der chinesischen Raffinerie Dushanzi vorgesehen, die etwa 300 km von der kasachisch-chinesischen Grenze gelegen war.³²² Die Alashankou-Dushanzi-Sektion der Leitung bildete zwar einen Bestandteil des Gesamtprojektes, sie sollte jedoch von CNPC in Eigenregie verlegt und betrieben werden.³²³ Als Reservenbasis, die die Auslastung des Exportsystems gewährleisten sollte, wurden zentralkasachische Vorkommen des Turgai Bassins identifiziert, die durch die Beimischung sibirischen Öls ergänzt werden sollten. In der Studie wurden u. a. Yukos, Lukoil und TNK-BP als potenzielle russische Nutzer der Pipeline ermittelt, da diese bereits die Omsk-Atasu-Route für anschließende Lieferungen per Eisenbahn nach China verwendeten. Vor dem Hintergrund des angedachten Transports verschiedener Ölsorten sollten auch noch Gespräche über die mögliche Einführung einer Quality Bank geführt werden, die Produzenten hochwertigerer Sorten kompensieren und somit die Attraktivität der Pipeline steigern würde.³²⁴ Die Inbetriebnahme sollte innerhalb von zwei Jahren nach dem für Juli/August 2004 geplanten Beginn der Bauphase erfolgen.³²⁵ Die geschätzten Projektkosten für den kasachischen Streckenabschnitt sollten bei etwa 700 Mio. USD liegen.³²⁶

In der Vollgezeit sollten die noch ausstehenden, vor allem die Projektfinanzierung, Anteilsaufteilung und den Ölverkaufspreis betreffenden Details ausgehandelt werden. Hier schienen bei den Partnern noch erhebliche Meinungsverschiedenheiten zu herrschen. Trotz der chinesischen Bereitschaft zur Übernahme der gesamten Baukosten, deklarierte Kasachstan weiterhin das Interesse, sich aktiv an

³¹⁹ Vgl. Work on mammoth Kazakhstan-China oil pipeline to start next year, in: Agence France Presse, 10.10.2003; Kazakhs Explore Routes for Rising Exports, in: International Oil Daily, 10.10.2003; Kazakhstan-China Pipeline Phase Two Set to Begin in Mid 2004, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 10.10.2003.

³²⁰ Im Jahr 2002 wurde das von CNPC geförderte kasachische Öl in China für durchschnittlich 48,4 USD/b verkauft, wobei der Weltmarktpreis bei 54,22 USD/b lag. Vgl. Rusenergy: Kazakhstan offers transit routes for Russian oil, in: Prime-Tass, 15.9.2003; Chinese Factor in oil and gas sector of Kazakhstan: is it a danger or a benefit, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 27.11.2006.

³²¹ Vgl. Russia, Kazakhstan negotiating joint supplies to China, in: Prime-Tass, 4.2.2004.

³²² Vgl. Roberts, John: At the Wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 103, 1.6.2004.

³²³ Vgl. Oil pipeline to China to be longer than originally planned – Kazakhstan oil boss, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.2.2004.

³²⁴ Vgl. Phase 2 construction of Kazakh-China crude line begins, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 36, S. 6, 25.2.2004; Sampson, Paul: Kazakhstan: China Steps Up Pressure Over Export Pipeline, in: Nefte Compass, 19.4.2004.

³²⁵ Vgl. Feasibility study of China pipeline reaches Kazakh govt, in: News Bulletin, 23.2.2004; Ukraine Makes Ground On Odessa-Brody Pipeline, in: Nefte Compass, 25.2.2004.

³²⁶ Vgl. Western Kazakhstan-China Pipeline Cost Estimated at \$700 Mln, in: Turkish Business Digest, 24.2.2004.

der Finanzierung des Exportsystems beteiligen zu wollen. „*Our financial institutions have long been working to ensure the Kazakh share of the financing [of the pipeline construction]. Kazakhstan guarantees that it will finance its share in this project.*“³²⁷ Astana führte in diesem Zusammenhang auch Verhandlungen mit der chinesischen Entwicklungsbank zur Möglichkeit einer Kreditvergabe.³²⁸ Die Bereitschaft zur Kostenübernahme schien dabei maßgeblich mit der noch ungeklärten Frage der Aufteilung der Projektanteile verbunden zu sein. In mehreren Treffen zwischen Vertretern der kasachischen Regierung und CNPC im Zeitraum März-April versuchte die kasachische Seite, für sich einen Anteil von 51 Prozent durchzusetzen.³²⁹ Die Differenzen schienen zeitweilig so groß zu sein, dass in Medien sogar Meldungen über eine drohende Verschiebung des Beginns der Bauphase auf das Jahr 2005 kursierten.³³⁰ Schließlich konnte jedoch beim Treffen am 21. April eine Einigung über die Projektfinanzierung erreicht werden. Demnach sollten die Kosten durch von der chinesischen Seite garantierte Kredite bestritten werden.³³¹ Eine Einigung schienen die Parteien auch bezüglich des Kaufpreises für kasachisches Öl erzielt zu haben. Obwohl hierzu keine offiziellen Angaben gemacht wurden, sprachen Insider davon, dass der festgelegte Mindestpreis für kasachische Öllieferungen, der von chinesischen Abnehmern auch im Falle eines erneuten Verfalls der Weltmarktpreise garantiert werden sollte, auf 19 USD/b fixiert wurde. Die kasachische Seite verlangte von China zudem Garantien für die Verlängerung der Pipeline von der Grenze bis zur Raffinerie Dushanzi (Abbildung 58).³³² Dies schien aus chinesischer Sicht kein Problem darzustellen. Noch vor dem Abschluss der kasachisch-chinesischen Verhandlungen wurden von chinesischen Medien nämlich Meldungen veröffentlicht, wonach CNPC mit Arbeiten an Pipelineabschnitten begonnen hatte, die Teile der Infrastruktur zwischen der kasachischen Grenze und der Raffinerie in Dushanzi bilden sollten. Darüber hinaus wurden von der Regierung auch umfangreiche Pläne zum Bau weiterer interner Fernpipelines vorgestellt, die als Bestandteil des strategisch wichtigen chinesischen „West-Ost-Korridors“ die Xinxiang-Provinz mit Zentralchina und auch den weiter östlich gelegenen Verbraucherzentren (Lanzhou in der Gansu-Provinz; Abbildung 58) verbinden sollten. Parallel wurden von CNPC und Sinopec Pläne für den Zeitraum 2004-2010 zur deutlichen Steigerung der Raffineriekapazität in Xinxiang vorgelegt,³³³ die ebenfalls durch den Ausbau des Produktpipelinetzes zwischen der Grenzregion und Zentralchina begleitet werden sollten.³³⁴ Wichtig war in diesem Zusammenhang vor allem die von PetroChina

³²⁷ Danial Akhmetov, kasachischer Premierminister, zit. in: Kazakhstan, China discussing oil pipeline construction, in: Business Report, 5.4.2004.

³²⁸ Vgl. Kazakh president, Chinese bankers discuss oil pipeline construction, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 7.4.2004.

³²⁹ Vgl. Kazakhstan wants 51% stake in project of oil pipeline to China, in: Business Report, 13.4.2004.

³³⁰ Vgl. Start of Kazakhstan-China oil pipeline postponed until 2005, in: Business Report, 20.4.2004.

³³¹ Vgl. Kazakhstan, China discuss oil pipeline project, in: BBC Summary Of World Broadcasts, 21.4.2004.

³³² Vgl. Astana wants Russian oil in its pipeline to China, in: News Bulletin, 22.4.2004; China-Kazakhstan-Russia-Oil, in: China Business News, 27.5.2004.

³³³ Die Verarbeitungskapazität der Raffinerie Dushanzi sollte von 6 Mt auf 10 Mt/Jahr steigen, wobei das Werk auch eine zusätzliche Äthylen-Anlage erhalten sollte (Steigerung der Kapazität von 0,22 auf 1,22 Mt). Eine neue Anlage zur Produktion aromatischer Kohlenwasserstoffe sollte auch in Urumchi errichtet werden. Die Karamay-Raffinerie sollte modernisiert und eine Kapazität von 5 Mt/Jahr besitzen. Vgl. Sampson, Paul: Kazakhstan: China Steps Up Pressure Over Export Pipeline, in: Nefte Compass, 19.4.2004; China speeds up construction of long-distance pipeline, in: Xinhua news agency, 1.6.2004; China-Oil & Petrochemical-Xinjiang, in: China Business News, 2.6.2004; China-Sinopec-Xinjiang, in: China Business News On-Line, 3.6.2004.

³³⁴ Die geplante Länge der neuen Erdöl- und Produktpipelines sollte 3.986 km erreichen. Die wichtigsten Elemente bildeten eine Ölleitung von Shanshan nach Lanzhou (1.550 km, bis zu 20 Mt/Jahr) und eine Produktleitung von Urumchi nach Lanzhou (1.840 km, bis zu 10 Mt/Jahr). Geplant war, dass die Pipelines in den Jahren 2005 bzw. 2006 in Betrieb gehen. Ihr Bau wurde noch im Herbst 2004 begonnen. Vgl. Oil pipeline linking Xin-

anvisierte Erweiterung und Modernisierung der Dushanzi-Raffinerie im Wert von 3,3 Mrd. USD (von 6 auf 10 Mt/Jahr). Dieses Projekt war komplementär zum Bau der Kasachstan-China-Pipeline, die die primäre Versorgungsquelle der explizit auf kasachische Ölsorten kalibrierten Anlage darstellen sollte.³³⁵

Abbildung 58: Chinesisches Öl- und Gaspipelinennetz



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2007, Paris: OECD/IEA, 2007, S. 319.

Die Ausbaupläne der staatlichen Ölkonzerne bildeten einen wichtigen Bestandteil der von Peking vorangetriebenen Entwicklungsstrategie für die westlichen Grenzregionen Xinxiang und Tibet, die bereits im Januar 2000 unter dem Motto „Go West“ (Xibu da kaifa)³³⁶ ausgerufen wurde. Die zentral geförderte wirtschaftliche Entwicklung sollte die großen sozialen Disparitäten innerhalb des Landes aufheben und war gleichzeitig mit einer massiven Zuwanderung von Han-Chinesen verbunden. Beides sollte zu einer stärkeren Anbindung der bis dahin ökonomisch rückständigen und von Peking als Unruheherde betrachteten Provinzen an das chinesische „Mutterland“ führen und somit auch separatistischen Bestrebungen lokaler Minderheiten entgegenwirken.³³⁷ Die Energiedimension bildete einen integralen Aspekt der „Go West“ - Politik und sollte aus Xinxiang eine bedeutende Öl- und Gasproduktionsbasis des Landes machen, die die Produktionsausfälle der sich im Rückgang befindenden

jiang with Gansu launched, in: China Energy Report Weekly, 17.9.2004; China-Kazakhstan Oil Pipeline To Start Building, in: SinoCast China Business Daily News, 10.3.2004.

³³⁵ Vgl. PetroChina plans 27b yuan expansion, in: South China Morning Post, S. 1, 15.2.2005.

³³⁶ Auch „Great development of the West“ genannt.

³³⁷ Das Eskalationspotenzial wurde im Juli 2009 deutlich, als es in Urumchi und ganz Xinxiang zu Massenprotesten kam, deren Auslöser ein Angriff auf uighurische Arbeiter in einer chinesischen Fabrik war. Allein am 5. Juli kamen fast 200 Menschen ums Leben und nahezu 1.700 wurden verletzt. Vgl. Grieder, Tom: China's CNPC and Sinopec Vow to Ramp Up Xinjiang Crude Output, in: IHS Global Insight, 30.1.2009.

Felder im Nordosten Chinas (Daqing und Shengli) auffangen würde. Darüber hinaus sollte die autonome Provinz zu einem Raffinerie- und Petrochemiezentrum ausgebaut werden. Aufgrund der begrenzten lokalen Ressourcengrundlage wurde die Erschließung des Importpotenzials der Region, das sich aus der Angrenzung an die rohstoffreichen Nachbarländer Zentralasiens bzw. Russland ergab, explizit als Voraussetzung für das Erreichen der entwicklungspolitischen Zielsetzungen aufgenommen.³³⁸ Die Wirtschaftspläne der Regierung reichten jedoch weit über die Grenzen des eigenen Landes hinaus. Chinesische Analytiker sprachen offen davon, dass eines der inhärenten Ziele Pekings, trotz bestehender Ängste auf Seiten der westlich liegenden Nachbarstaaten, in der Abschaffung von regionalen Handelsbeschränkungen und der kontinuierlichen Vertiefung der wirtschaftlichen Integration Zentralasiens mit Chinas westlichen Grenzprovinzen darstellte.³³⁹ Dies würde die Region zwischen dem Kaspischen Meer und der chinesischen Grenze aus geoökonomischer Sicht nicht nur zur Rohstoffbasis des Landes machen und zur westlichen Ausdehnung des chinesischen Marktes führen, sondern ihr in Kombination mit entsprechenden Infrastrukturprojekten gleichzeitig auch eine „Gateway“- bzw. Brückenfunktion (siehe Fn 150 im Kapitel IV) im Rahmen des chinesischen Strebens nach dem Ausbau einer kontinentalen Verbindung zum europäischen Markt verleihen. Aus geopolitischer Sicht würde die somit eingeleitete Reduzierung der Abhängigkeit des eurasischen (primär chinesisch-europäischen) Handelsverkehrs von Seerouten zur Schwächung des Einflusses traditioneller Seemächte (insbesondere der USA) auf die Wirtschaft Chinas führen, was im Einklang mit der chinesischen Politik zum Aufbau einer multipolaren Weltordnung stünde.

Vor dem Hintergrund des chinesischen Strebens nach einer Ausweitung der Beteiligungen an ausländischen Energieprojekten wurde im Rahmen des Besuches von Nasarbajew in Peking am 17. Mai von beiden Ländern eine Vereinbarung über die verstärkte Zusammenarbeit im Öl- und Gassektor unterschrieben, die auch die gemeinsame Exploration und Entwicklung von Lagerstätten im Kaspischen Meer einschloss.³⁴⁰ Auf Unternehmensebene wurde von den Vertretern von CNPC und KMG gleichzeitig das lang ersehnte Abkommen über den Bau der Atasu-Alashankou-Pipeline verabschiedet.³⁴¹ Deren erste Phase mit einer Kapazität von 10 Mt/Jahr sollte demnach 2006 in Betrieb gehen, die zweite sollte 2011 folgen und die Durchleitung verdoppeln. Für die Realisierung des Projektes sollte von den Parteien ein JV auf Paritätsbasis gegründet werden. Beide Konzerne sollten jeweils 50 Mio. USD als Grundkapital einbringen, womit gleichzeitig ein Teil der Projektfinanzierung abdecken werden sollte. Die verbleibenden Kosten (600 Mio. USD) sollten von der chinesischen Seite garantierte Kredite decken.³⁴² CNPC wurde von kasachischer Seite gleichzeitig mit der Anfertigung der Machbarkeitsstudie für die noch verbleibende Verbindung zwischen Kenkiyak und Kumkol beauftragt.³⁴³

Aufgrund der weiterhin ungesicherten Reservenbasis warb Nasarbajew im Anschluss an das Treffen bei russischen Vertretern erneut für die mögliche Einspeisung sibirischen Öls in die Pipeline. Der Vorstoß schien erfolgreich zu sein. In einer Reaktion von Transneft wurde daraufhin verkündet, dass aus

³³⁸ Vgl. Richardson, Michael: China's western fuel depot, in: South China Morning Post, S. 13, 13.1.2005.

³³⁹ Vgl. Wong, Edward: China expanding its clout in Central Asia; Beijing sees opportunities for trade and security along its western frontiers, in: The International Herald Tribune, S. 3, 3.1.2011.

³⁴⁰ „Agreement On the Development of Comprehensive Cooperation in the Oil and Gas Sector.“

³⁴¹ „Agreement On Main Principles of the Construction of the Atasu-Alashankou Pipeline.“

³⁴² Vgl. Visiting Kazakh president wishes to make China “closest partner” (Khabar TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 17.5.2004; Kazakhstan, China to build Atasu-Alashankou pipeline, in: News Bulletin, 17.5.2004; Kazakhstan-China Pipeline Documentation to be Ready in Fall, in: Petroleum Report, 9.6.2004; China, Kazakhstan agree to build 3,000-kilometre oil pipeline, in: Agence France Presse, 18.5.2004; Construction of Kazakhstan-China Oil Pipeline to Begin in August 2004, in: Economic News, 20.5.2004.

³⁴³ Vgl. Roberts, John: At the Wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 103, 1.6.2004.

technischer Sicht das Potenzial bestünde, künftig etwa 10-12 Mt/Jahr russischen Öls über die Omsk-Pawlodar-Schymkent-Pipeline in die Atasu-Alashankou-Leitung zu befördern. Der Konzern verwies jedoch darauf, dass es diesbezüglich noch keine offiziellen Vorschläge von KMG erhalten hätte, in denen Transporttarife, Zugangsbedingungen oder Qualitätsanforderungen spezifiziert wären.³⁴⁴ Vor dem Hintergrund der sich anbahnenden Verzögerungen bei der Erweiterung der CPC-Pipeline bekundete sogar Chevron allgemeines Interesse an der künftigen Nutzung der Route. Diesbezüglich müssten von dem US-Konzern jedoch zuerst genauere Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden.³⁴⁵

Am 30. Juni kam es schließlich zwischen KazTransOil (Tochterunternehmen von KMG) und CNODC (China National Oil Development Corporation, Tochterunternehmen von CNPC) zur Gründung des auf Paritätsbasis aufgebauten JVs Kazakhstan-China Pipeline Ltd,³⁴⁶ das den Bau der Atasu-Alashankou-Leitung durchführen sollte. KazTransOil sollte nach ihrer Inbetriebnahme die Rolle des technischen Betreibers übernehmen, obwohl sie im Besitz des JVs bleiben würde. Vereinbart wurde auch, dass die Pipeline in die Öltransportinfrastruktur beider Länder integriert würde, was aus chinesischer Sicht die Verpflichtung zum Bau des etwa 252 km langen Verbindungsstücks von Alashankou nach Dushanzi beinhaltete.³⁴⁷ CNPC erhielt darüber hinaus das Recht, als exklusiver Ölkäufer auf der chinesischen Seite aufzutreten. Vor diesem Hintergrund wurde ferner festgelegt, dass ausschließlich der chinesische Konzern für die Auslastung der Leitung verantwortlich sein würde, wozu er Verträge mit Produzenten in Kasachstan und Russland eingehen sollte. KazTransOil verpflichtete sich seinerseits, freien Zugang zur Pipeline zu garantieren. Dies beinhaltete explizit die uneingeschränkte Einspeisung und Beförderung jeglichen Erdöls, das für den Weitertransport über das Atasu-Alashankou-System bestimmt sein sollte – inklusive russischer Transitlieferungen, über das von dem Konzern verwaltete Netz. Die Gestaltung des Pipelinetarifs sollte kasachischen Bestimmungen unterliegen und durch die nationale Regulierungsbehörde erfolgen.³⁴⁸ Bei anschließenden Verhandlungen, in denen die ABN Amro Bank für beide Parteien die Rolle des Finanzberaters übernahm, wurden noch letzte Details der Projektfinanzierung geklärt.³⁴⁹ Die erforderlichen Mittel sollten durch zwei von CNPC garantierte Eurobondemissionen im Gesamtwert von 600 Mio. USD sichergestellt werden,³⁵⁰ wobei der Rückzahlungszeitraum der Projektkosten auf fünf bis acht Jahre berechnet wurde.³⁵¹

³⁴⁴ Vgl. Russia to supply 12 mln tonnes of oil to Kazakh-China pipe, in: Petroleum Report, 26.5.2004; Kazakhstan Offers Its Pipelines For Supplies Of Russian Oil To China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 25.2.2005.

³⁴⁵ Vgl. TengizChevroil mulling use of various oil export routes, in: News Bulletin, 24.8.2004.

³⁴⁶ „TOO Kazakhstansko-Kitayskiy Truboprovod“ Vgl. KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006; China, Kazakhstan set up joint venture, in: Business Report, 2.7.2004.

³⁴⁷ Kosten 1,2-1,3 Mrd. Yuan (etwa 207 Mio. USD). Vgl. China to build Alataw Pass-Dushanzi oil pipeline, in: Xinhua Economic News Service, 24.8.2004; Construction of Kazakhstan-China oil pipeline said going well, in: Xinhua news agency, 1.4.2005; Chinese and Kazakhs push on with oil pipeline, in: Energy Compass, 16.7.2004.

³⁴⁸ Vgl. Kazakhstan guarantees Russian access to Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 4.5.2006; KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006.

³⁴⁹ Vgl. Sampson, Paul: Kazakhstan: Kazakh-China Pipe On The Fast Track, in: Nefte Compass, 7.10.2004; Sampson, Paul: Kazakh-China Pipe Advances on Fast Track, in: International Oil Daily, 5.10.2004; Kazakhstan to build oil pipeline to China in 2004-2005, in: Prime-Tass, 29.7.2004.

³⁵⁰ Es handelte sich um zwei Eurobonds-Tranchen im Wert von jeweils 300 Mio. USD mit einer Laufzeit bis 2019 und 2020. Diese wurden von der Kazakhstan-China Pipeline Finance B.V., einer 100 prozentigen Tochter von Kazakhstan-China Pipeline Ltd., herausgegeben und von CNPC garantiert. Die erteilten Garantieren sollten je-

Der feierliche Beginn der Bauarbeiten am kasachischen Streckenabschnitt, der nach abschließenden Routenanpassungen eine Länge von 962,2 km besaß, erfolgte schließlich in Atasu am 28. September 2004.³⁵² Der vereinbarte Zeitplan sah vor, dass die Pipelineverlegung bis zum 16. Dezember 2005 abgeschlossen und die kommerzielle Inbetriebnahme des Systems im Mai 2006 folgen sollte.³⁵³

5.3.16 Suche nach kasachischen und russischen Nutzern der Atasu-Alashankou-Pipeline

Beide Parteien waren sich zu diesem Zeitpunkt weiterhin der unzureichenden Rohstoffbasis, die die künftige Auslastung der Pipeline nicht garantierte, bewusst. So sprach beispielsweise Nikolai Davydov, Mitglied der kasachischen International Mineral Resources Academy, offen davon, dass die Leitung kaum allein durch die zentralkasachische Produktion gefüllt werden könne. Die in der Machbarkeitsstudie zum Bau der Atasu-Alashankou-Leitung angedachte kasachische Reservenbasis wurde zu dieser Zeit durch etwa zehn Felder im South Turgai Basin (inklusive Kumkol) gegründet. Deren Förderrate belief sich auf etwa 10 Mt/Jahr und konnte dem Experten zufolge potenziell auf 12-15 Mt/Jahr ausgeweitet werden. Das jährliche Exportpotenzial lag dabei aufgrund der Verpflichtungen zur Belieferung einheimischer Raffinerien aktuell bei lediglich 6,5-7 Mt, im Falle einer Ausweitung bei 9-12 Mt. Gewarnt wurde auch davor, dass sich einige der Felder bereits im fortgeschrittenen Ausbeutungsstadien befanden und eine Produktionssteigerung nur mit vergleichsweise hohem technischen Aufwand und auf Kosten ihrer Lebenserwartung erfolgen könnte. Als Ergebnis wurde konstatiert, dass das Exportpotenzial des Bassins unter den gegebenen Umständen limitiert und für eine wirtschaftlich effiziente Pipelineauslastung keinesfalls ausreichend sei. Darüber hinaus verwiesen kasachische Experten darauf, dass für die Gewinnung potenzieller Pipelinenutzer auch wirtschaftliche Bedingungen bedacht werden müssten und daher nicht einmal die Einspeisung der gesamten nicht an die Versorgung des eigenen Binnenmarktes gekoppelten zentralkasachischen Produktion als sicher gelten könne. Die auf dem chinesischen Markt erzielten Netbacks müssten demnach für die im Turgai Basin aktiven Produzenten attraktiver sein als bei den bis dahin etablierten Lieferungen nach Westeuropa, Iran oder Usbekistan. Neben direkten Exporten durch Turgai-Produzenten nach China, wurde daher auch über Swap-Abkommen mit CNPC-Aktobemunaigas spekuliert.³⁵⁴

Verhandlungen zwischen CNPC und PetroKazakhstan (ehem. Hurricane Hydrocarbons) zur möglichen Öleinspeisung in die zukünftige Pipeline bestätigten auf eine sehr ersichtliche Weise die Notwendig-

doch nur bis Dezember 2008 resp. September 2009 gelten. Die Emissionen wurden von JV Morgan überwacht. Vgl. Fitch affirms KazTransOil at BBB-; Outlook Negative, in: Central Asia General Newswire, 12.12.2008.

³⁵¹ Vgl. Kazakh pipeline to China to transport Russian oil – energy minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.9.2004.

³⁵² Vgl. Work on oil Kazakhstan-China oil pipeline to begin this month, in: News Bulletin, 23.9.2004.

³⁵³ KazStroiService sollte die Arbeiten an der Sektion 0-592 km durchführen (129,95 Mio. USD exkl. MwSt.), die Chinese Petroleum Engineering Corporation sollte die Arbeiten am Abschnitt 592-962,2 km erledigen (86,11 Mio. USD exkl. MwSt.). Rohrleitungssysteme wurden von Leman Kazakhstan (127,79 Mio. USD exkl. MwSt.) und der Chinese Petroleum Technology Development Corporation (105,85 Mio. USD exkl. MwSt.) geliefert. Die Rohrleitungen wurden von der russischen Chelyabinsk Piping Plant und der Volga Piping Plant, dem ukrainischen Khartsyzsk Pinping Plant und mehreren chinesischen Unternehmen (u. a. Wuhan Iron and Steel Corp.) produziert. Alcatel sollte das Kontroll- und Kommunikationssystem (SCADA) im Wert von 38 Mio. USD liefern. Vgl. Atasu-Alashankou investment \$806 mln – KMG chief, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005; KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006; Kazakh pipeline to China to transport Russian oil – energy minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.9.2004; Alcatel to provide communication systems for Sino-Kazakh oil pipeline, in: China Energy Newswire, 8.9.2005.

³⁵⁴ CNPC wollte im Gegenzug für Öllieferungen aus Zentralkasachstan nach China, Teile seiner Produktion in Westkasachstan bereitstellen und über die Atyrau-Samara-Pipeline bzw. CPC exportieren. Vgl. Kazakhstan-China Pipe to Experience Oil Shortages – Expert, in: Business Report, 27.9.2004.

keit der Berücksichtigung wirtschaftlicher Faktoren und unterstrichen die vorhandenen Bedenken, dass die Nutzung der Infrastruktur keinesfalls automatisch erfolgen würde. Das kanadische Unternehmen galt aufgrund der Produktionsgröße und der Lage seiner Fördergebiete als bedeutendster potenzieller Kunde der neuen Pipeline und lieferte bereits einen zunehmenden Anteil seines Öls³⁵⁵ per Eisenbahn nach China. PetroKazakhstan zeigte zwar in den Gesprächen großes Interesse an der Exportroute, denn vorläufige Berechnungen des Unternehmens ergaben, dass durch den Pipeline-transport nach China im Vergleich zu bestehenden Eisenbahnlieferungen bis zu 3,50 USD/b eingespart werden könnten, es machte jedoch auch deutlich, dass die Nutzung der Leitung nur unter akzeptablen Transport- und Abnahmebedingungen aufgenommen werde. Da die künftigen Transporttarife zu diesem Zeitpunkt noch nicht feststanden, verweigerte der Produzent vorerst jegliche Lieferverpflichtungen. Darüber hinaus musste auch der von CNPC angebotene Abnahmepreis hoch genug sein, um die auf den anderen Routen erzielten Erträge auszugleichen. „*We're more than happy to use the pipeline, but we have to do it at the right price.*“³⁵⁶ Vor dem Hintergrund weiterhin bestehender Bedenken bezüglich der Pipelineauslastung bekräftigten kasachische Vertreter bei ihren Treffen mit chinesischen Delegationen wiederholt, dass Präferenzbedingungen für die Teilnahme chinesischer Unternehmen an der Entwicklung kasachischer Rohstoffvorkommen geschaffen würden.³⁵⁷ Da jedes neue Produktionsprojekt eine erhebliche Vorlaufzeit benötigte, könnte dies jedoch lediglich eine langfristige Lösung darstellen.

Kurzfristig mussten daher vor allem Anstrengungen zur Einspeisung russischen Öls unternommen werden. Mit Lukoil bekundete im September 2004 erstmalig ein russischer Produzent sein vorläufiges Interesse an Lieferungen über die Atasu-Alashankou-Pipeline. Der Konzern befand sich nach eigenen Angaben jedoch erst in der Anfangsphase der Untersuchung der Kooperationsmöglichkeiten mit China und weigerte sich, über konkrete Zahlen zu sprechen.³⁵⁸ Weiterhin wurden darüber hinaus auch kasachisch-russische Verhandlungen auf Regierungsebene geführt.³⁵⁹ Nach einem der Treffen verkündete der russische Industrie- und Energieminister, V. Khristenko, dass die Nutzung der Pipeline durch russische Produzenten „*will largely depend on the conditions of its exploitation*“³⁶⁰, die von kasachischer Seite angeboten würden. Gerade bezüglich der kommerziellen Bedingungen des Pipelinebetriebs schien jedoch auf kasachischer Seite zu der Zeit noch keine genaue Entscheidung getroffen worden zu sein, was auch durch Äußerungen von Transneft-Vertretern bestätigt wurde. „*So far, we*

³⁵⁵ Lieferungen von PetroKazakhstan nach China wurden Mitte 2001 aufgenommen. Im Jahr 2002 wurden etwa 150.000 t nach China geschickt, 2003 bereits 483.000 t. In der ersten Jahreshälfte 2004 waren es 251.000 t. Vgl. Roberts, John: At the Wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 103, 1.6.2004; Yakovleva, Maria: China Thirsts for Kazakh Oil, in: Russian Petroleum Investor, 27.6.2005.

³⁵⁶ Ihor Wasylkiw, Sprecher von PetroKazakhstan, zit. in: Sampson, Paul: Kazakhstan: Kazakh-China Pipe On The Fast Track, in: Nefte Compass, 7.10.2004.

³⁵⁷ Vgl. Chinese premier meets Kazakh, Tajik, Uzbek leader, in: Xinhua news agency, 22.9.2004.

³⁵⁸ Der Schritt wurde im Zuge der Schwierigkeiten, mit denen sich Yukos nach der Verkündung von Steuerrückzahlforderung der Regierung konfrontiert sah, eingeleitet. Yukos sah sich gezwungen, einen Großteil seiner Lieferungen nach China einzustellen, da es keine Mittel für die Vorauszahlung der Bahntransporttarife besaß. Zwar wurde von der chinesischen Seite die Bereitschaft zur Erstattung der Vorauszahlungen geäußert, jedoch musste dies erst mit zuständigen russischen Behörden ausgehandelt werden. Darüber hinaus drohte, dass Yukos die Nutzungslizenz für seine wichtigste Produktionseinheit (Yuganskneftegaz) entzogen wird. Dies würde die gänzliche Einstellung der Lieferungen nach China nach sich ziehen. Russische Offizielle schlugen in diesem Zusammenhang daher selbst vor, dass China versuchen sollte, Öl auch von anderen Produzenten, wie Lukoil bzw. Rosneft, zu beziehen. Vgl. Lukoil Considering Options For Cooperation With China, in: Business Report, 27.9.2004; In WTO talks, China, Russia have unfinished business, in: Prime-Tass, 27.9.2004.

³⁵⁹ Vgl. Russia may join Kazakhstan-China Oil Pipeline, in: RIA Novosti, 27.9.2004.

³⁶⁰ Zit. in: Kazakhstan to gain access to world hydrocarbon markets bypassing Russia, in: RIA Novosti, 29.9.2004.

*do not know any parameters of the project including the prices to be charged by the pipeline owner.*³⁶¹ Dies erschwerte die Verhandlungen über jegliche konkrete Zusagen.

Da CNPC im Rahmen der Einigung über den Bau der Pipeline die Verantwortung für ihre spätere Auslastung übernahm, sah sich die kasachische Seite grundsätzlich durch keine konkreten Verpflichtungen zu Verhandlungen mit Produzenten oder sogar der russischen Regierung gebunden. „*The Chinese side - the buyer - should agree with potential sellers of oil, either in Russia or Kazakhstan.*“³⁶² Der kasachische Energieminister, V. Schkolnik, bemerkte bezüglich der Rolle der Regierung in den laufenden Sondierungsgesprächen zwischen CNPC und potenziellen Interessenten in Kasachstan und Russland lediglich: „*We are helping them [CNPC] in this.*“³⁶³ Kasachische Offizielle schienen dabei ungeachtet der auch in den Verhandlungen mit PetroKazakhstan ersichtlichen vorsichtigen Einstellung der Produzenten gegenüber der Pipeline weiterhin offensichtlich darauf zu vertrauen, dass die in der Region bestehenden Transportkapazitätsengpässe nach der Inbetriebnahme der Route automatisch zur Nachfrage nach ihrer Nutzung führen werden. „*I think, companies from other countries would queue for the access of the pipeline after its construction.*“³⁶⁴

Ende Oktober bestätigte der Präsident von Lukoil, Vagit Alekperow, das Interesse an der Nutzung der Atasu-Alashankou-Pipeline, vorläufig jedoch lediglich für den Export der kasachischen Produktion, was von den Planern der Pipeline insgeheim ohnehin bereits einkalkuliert gewesen war.³⁶⁵ Der Konzern entwickelte zusammen mit PetroKazakhstan im Rahmen des JVs Turgai Petroleum Teile des Kumkol-Vorkommens und exportierte seine Produktion zur damaligen Zeit über die CPC.³⁶⁶ Es handelte sich hierbei jedoch keinesfalls um eine feste Lieferzusage. Entscheidende Faktoren, die noch mit CNPC ausgehandelt werden mussten und letztendlich die tatsächliche Inanspruchnahme der neuen Route bedingen würden, waren neben der Kontinuität der Ölabnahme vor allem die Preisbedingungen. „*[E]verything will depend on the price formula. If the rules of the game are clearly stated and the price is attractive, then naturally Lukoil and many other Russian companies will view this project favorably. If the conditions for transporting oil through the Atasu-Alashankou pipeline are similar to the conditions for the CPC pipeline, there is no question, we will go there, if not then we will continue to supply oil through the CPC.*“³⁶⁷

Parallel zu den voranschreitenden Bauarbeiten an der Pipeline wurde in der Folgezeit von CNPC und der kasachischen Regierung auf unterschiedlichen Ebenen für die Nutzung der Route geworben. Die weiterhin ungeklärten Transportbedingungen führten jedoch dazu, dass vorerst keine konkreten Lieferzusagen erzielt werden konnten. Die Zurückhaltung der Produzenten in Verbindung mit dem ohnehin bestehenden Streben nach der Ausweitung ausländischer Beteiligungen steigerte bei CNPC das Interesse, sein kasachisches Produktionsportfolio durch weitere Akquisitionen zu ergänzen, um so die

³⁶¹ Zit. in: Construction of the oil pipeline from Kazakhstan to China started (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 1.10.2004.

³⁶² Nurbol Sultan, Stellvertretender Generaldirektor von KazTransOil, zit. in: Kenkiyak-Kumkol pipeline construction to start in 2011, in: Russia & CIS Energy Newswire, 15.12.2005.

³⁶³ Zit. in: Kazakh pipeline to China to transport Russian oil – energy minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.9.2004.

³⁶⁴ Kuanysh Sultanov, kasachischer Botschafter in Peking, zit. in: Sino-Kazakhstan Oil Pipeline Starts Construction, in: SinoCast, 29.9.2004.

³⁶⁵ Vgl. Russian company wants to use Kazakh pipeline to export oil to China (Prime-Tass), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.10.2004.

³⁶⁶ Aus Zentralkasachstan wurde das Öl zuerst per Eisenbahn nach Atyrau geliefert und dort in die CPC eingespeist. Vgl. Lukoil impressed by Atasu-Alashankou project, in: News Bulletin, 11.11.2004.

³⁶⁷ Boris Zilbermints, Direktor von Lukoil Overseas Kazakhstan, zit. in: Lukoil impressed by Atasu-Alashankou project, in: News Bulletin, 11.11.2004.

zugesagte Auslastung der Pipeline möglichst durch eigenes Öl gewährleisten zu können.³⁶⁸ Das Problem bezüglich der ungeklärten Pipelineauslastung spitzte sich dabei in der Folgezeit weiter zu. Anfang des Jahres 2005 sah sich der kasachische Energieminister, V. Schkolnik, sogar gezwungen zu verkünden, dass die Atasu-Alashankou-Pipeline zuerst wahrscheinlich hauptsächlich mit russischem Öl beladen werden müsse.³⁶⁹ Damit reagierte er auf die fehlende Bereitschaft von PetroKazakhstan, einen Vertrag mit CNPC über die Nutzung der Pipeline einzugehen, da die angebotenen Konditionen aus Sicht des Produzenten nicht attraktiv genug waren. Kasachische Behörden schienen dabei im Hinblick auf die von ihnen bevorzugte Exportroute durchaus Druck auf das kanadische Unternehmen auszuüben. Sie weigerten sich beispielsweise im Verlauf des Jahres 2004 wiederholt, erforderliche Transportlizenzen auszustellen, die es ihm ermöglichen sollten, das noch Ende 2003 unterzeichnete Swap-Abkommen mit dem Iran zu erfüllen.³⁷⁰

Bei der erhofften Einspeisung russischen Öls zeichneten sich ebenfalls Komplikationen ab. Transneft-Vertreter sprachen im Februar 2005 davon, dass sie immer noch keine offiziellen Pläne oder Anfragen russischer Produzenten bezüglich des Öltransports über die Pipeline erhielten und von der kasachischen Seite ebenfalls keine genaueren Informationen über die Zugangsbedingungen vorgelegt wurden. Der Vizepräsident des Konzerns bestätigte zwar, dass die Nutzung der Omsk-Pawlodar-Schymkent-Leitung für den Weiterexport nach China theoretisch möglich wäre, er deutete jedoch erstmals darauf hin, dass wahrscheinlich Investitionen für die Aufrüstung ihres russischen Abschnittes notwendig wären. In diesem Fall müsste jedoch der Transit bestimmter Mengen russischen Öls über einen gewissen Zeitraum garantiert werden, um Transneft eine sichere Rückzahlung der Investitionskosten zu gewährleisten.³⁷¹

Auch im April waren trotz intensiver Bemühungen von CNPC weiterhin keine Lieferverträge mit kasachischen Produzenten abgeschlossen.³⁷² Darüber hinaus erfuhren die kasachisch-chinesischen Pläne bezüglich der Einspeisung russischen Öls einen deutlichen Rückschlag, als Transneft unerwartet und im Widerspruch zu seinen früheren Äußerungen die Möglichkeit ausschloss, dass Kasachstan zum Transitland für russisches Öl in Richtung China werden könnte. Dies wurde mit angeblich fehlenden freien Pipelinekapazitäten für den Export von Öl aus Westsibirien nach Kasachstan begründet. „*If the oilmen asked us whether we have the opportunity to receive oil in the Kazakh direction for its further shipment to China, I would reply to them that we don't have such an opportunity.*“³⁷³ Die Argumentation war umso erstaunlicher, da dasselbe Unternehmen noch in seiner im März veröffentlichten Bilanz über verfügbare freie Exportkapazitäten auf dem Omsk-Pawlodar-Segment in Höhe von 6,8 Mt/Jahr sprach.³⁷⁴ Gleichzeitig wurde verkündet, dass der Pipelinemonopolist die Ausgabe von Bonds vorbereite, die zusammen mit internen Ressourcen für den Bau einer Pipeline von Sibirien an die Pa-

³⁶⁸ Vgl. Neff, Andrew: CNPC Looks to Acquire Kazakh Oil Assets to Fill Pipeline to China, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.10.2004.

³⁶⁹ Vgl. Kazakh-Chinese Pipeline To Initially Be Filled With Russian Oil, in: Business Report, 21.2.2005.

³⁷⁰ Hierzu sollten 1 Mt/Jahr per Eisenbahn an die Raffinerie in Teheran geliefert werden. Aufgrund der Probleme mit der Exportlizenz sah sich das Unternehmen letztendlich gezwungen, „force majeure“ auszurufen und den Vertrag mit der Raffinerie auszusetzen. Vgl. Kazakhstan: PetroKazakhstan Weighs Up Iran Swap Deal, in: Nefte Compass, 7.4.2005.

³⁷¹ Vgl. Kazakhstan Offers Its Pipelines For Supplies Of Russian Oil To China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 25.2.2005.

³⁷² Vgl. China Kazakhstan Oil, in: China Business News On-Line, 6.4.2005.

³⁷³ Semyon Vainshtok, Präsident von Transneft, zit. in: Rosneft considering Atasu-Alashankou to ship oil to China, in: Russia & CIS Energy Newswire, 8.2.2006.

³⁷⁴ Vgl. Energy Agency Says No Oil Transport Shortage, in: Petroleum Report, 23.3.2005.

zifikküste genutzt werden sollten, ohne dass die von Japan angebotenen Kredite in Anspruch genommen werden müssten. Der Bau des Transportsystems, das eine maximale Kapazität von bis zu 80 Mt/Jahr besitzen und von Taishet nach Skovorodino und weiter nach Nachodka bzw. Kozmino verlaufen sollte, wurde durch eine Resolution des Premierministers vom 31.12.2004 beschlossen (Abbildung 57).³⁷⁵ Dass Transneft trotz freier Kapazitäten gegen die Nutzung der kasachischen Route stimmte, verdeutlichte abermals den strategischen Charakter der russischen Ölexportpolitik, die Transitländer möglichst zu vermeiden versuchte, obwohl dies nicht selten mit wirtschaftlichen Nachteilen für die Produzenten verbunden war. In diesem Fall bedeutete es, dass sie vorerst weiterhin auf vergleichsweise teurere Eisenbahnlieferungen nach China zurückgreifen mussten.³⁷⁶ Letztendlich stellte dies lediglich die Fortführung einer Entwicklung dar, die sich im Westen Russlands bereits durch den Bau mehrerer Umgehungspipelines zur Verringerung der Abhängigkeit von baltischen Exporthäfen und ukrainischen Transportnetzen abzeichnete. Auch wenn kasachische Vertreter anschließend versuchten, die Äußerungen von Transneft zu relativieren, bestätigte der Präsident des Konzerns im Juni erneut die Ablehnung der Transitwünsche. „*Nobody has worked with Transneft concerning this project. Talks are currently underway with oil companies, and then when they agree and come to Transneft, Transneft will say that this is not a possibility for us.*“³⁷⁷ Quellen nahe der Industrie sprachen auch von einem weiteren Grund für den Widerstand des Konzerns, der angeblich unzufrieden damit war, dass er nicht den Status des Pipelinebetreibers für das Pipelinesegment von der kasachisch-russischen Grenze bis Atasu erhielt, auf dem das russische Öl befördert werden sollte.³⁷⁸ Ein vorläufiger Durchbruch konnte erst nach Verhandlungen auf höchster Ebene erreicht werden. Anfang Juli 2005 kam es zum Besuch des chinesischen Präsidenten, Hu Jintao, bei seinem russischen Amtskollegen. Die gemeinsamen Gespräche konzentrierten sich vor allem auf die Intensivierung der Zusammenarbeit im Öl- und Gassektor, wobei eine besondere Stellung den Plänen zum Bau der Pipeline von Russland nach China zukam. Rosneft und Sinopec unterzeichneten im Rahmen des Treffens ein Protokoll über die Gründung eines JVs, das den Venin-Block (Teil des Sachalin 3 Projektgebietes³⁷⁹) untersuchen sollte. Darüber hinaus vereinbarten Rosneft und CNPC einen langfristigen Vertrag über Ölexporte nach China. Zu diesem Zweck sollte der russische Konzern, dessen Vertreter noch vor wenigen Monaten öffentlich deklariert hatten, dass sie keinerlei Pläne bezüglich Öllieferungen per Pipeline über Kasachstan nach China besäßen³⁸⁰, neben der Taishet-Skovorodino-Nachodka-Pipeline auch die Atasu-Alashankou-Route in Betracht ziehen. Ohne konkreten Bezug auf Transportoptionen

³⁷⁵ In der ersten Phase sollte eine 2.400 km lange Verbindung von Taishet nach Skovorodino verlegt werden (30 Mt/Jahr). In Skovorodino sollte ein Eisenbahnterminal gebaut werden, von wo das Öl an die pazifische Küste transportiert werden sollte. Später sollte die Pipeline in die Perevoznaya Bucht (Hafen Kozmino nahe Nachodka) an der Pazifikküste verlängert werden. Die Gesamtkapazität des Systems sollte 80 Mt/Jahr erreichen. Die erste Phase wurde im Dezember 2009 in Betrieb genommen und kostete 14,1 Mrd. USD. Auf Drängen Chinas hin und nach der Einigung über die Vergabe von Krediten im Gesamtwert von 25 Mrd. USD an Rosneft und Transneft wurde von Skovorodino zusätzlich eine 67 km Pipeline zur chinesischen Grenze verlegt, die etwa die Hälfte der Durchleitung des Taishet-Skovorodino-Segments besaß. Die Pipeline ermöglichte Lieferungen nach Daqing. Vgl. Transneft capacity to expand 16%, in: Petroleum Report, 13.4.2005; Smith, Christopher E.: Pipeline construction plans slow for 2010, in: Oil & Gas Journal, S. 39, 15.2.2010.

³⁷⁶ Diese Lieferungen stellten gleichzeitig eine bedeutende Einnahmequelle der russischen Eisenbahngesellschaft dar, die somit durch die staatliche Politik unterstützt wurde.

³⁷⁷ Semyon Vainshtok, zit. in: China Russia Kazakhstan Transneft, in: China Business News On-Line, 22.6.2005.

³⁷⁸ Vgl. Nelli, Sharushkina: Opening Up: Russia Opens Reserves To China, in: Nefte Compass, 7.5.2005.

³⁷⁹ Geschätzte Ressourcen beliefen sich auf 114 Mt Öl und 315 Mrd. m³ Gas.

³⁸⁰ Vgl. Kazakhstan Offers Its Pipelines For Supplies Of Russian Oil To China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 25.2.2005.

zu nehmen, wurde im Rahmen des Liefervertrages vereinbart, dass Rosneft bis 2010 insgesamt 48,4 Mt³⁸¹ Erdöl nach China exportieren und im Gegenzug eine Vorauszahlung von etwa 6 Mrd. USD erhalten sollte. Analytiker rechneten damit, dass die Mittel für den Erwerb der größten Yukos-Produktionseinheit Yuganskneftegas eingesetzt werden, die zur Tilgung der Steuerschulden des einst zweitgrößten russischen Produzenten veräußert werden sollte.³⁸²

Vor dem Hintergrund der vereinbarten Lieferverpflichtungen gegenüber CNPC wandte sich Rosneft im Oktober an Transneft mit dem Antrag auf Vergabe einer Transportquote in Höhe von 1,2 Mt für die Omsk-Pawlodar-Pipeline für das Jahr 2006. Das Öl sollte auf diesem Wege weiter über die Atasu-Alashankou-Leitung nach China exportieren werden. Parallel sprachen auch Vertreter von Lukoil und Surgutneftegaz mit Transneft über die Möglichkeit zur Nutzung dieser Option, ohne jedoch offiziell eine Quote beantragt zu haben. Konkrete Berechnungen bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Atasu-Alashankou-Route blieben weiterhin schwierig, da die Projektpartner bis dahin keine Tarife für deren Nutzung veröffentlicht hatten. Die einzige Alternative zu Pipelinelieferungen stellte jedoch der Transport per Eisenbahn dar, der normalerweise die vergleichsweise teurere Option bildete und laut Lukoil-Vertretern kaum profitabel war.³⁸³ Aus der Sicht von Rosneft, das für seine langfristigen Öllieferungen nach China einen festen Preis erhalten sollte, bestand die primäre Möglichkeit zur Gewinnmaximierung daher in der Senkung der Transportkosten.³⁸⁴ Der Präsident des Konzerns wandte sich aus diesem Grund noch im selben Monat an die russische Regierung, um eine Lösung des Problems des Zugangs russischer Unternehmen zur Kasachstan-China-Pipeline zu erreichen. Plötzlich zeigte sich auch Transneft bereit, Transit-Öl für China über die Omsk-Pawlodar-Route nach Kasachstan zu befördern, es verlangte jedoch von den Nutzern der Leitung die Übernahme der Kosten für die Instandsetzung und Ausweitung des russischen Streckenabschnittes. Dies sollte in Form eines speziell auf der Route erhobenen Transporttarifes erfolgen.³⁸⁵ Auch beim Treffen der Mitglieder der Shanghai Organisation für Zusammenarbeit (SCO)³⁸⁶ im Oktober warb der kasachische Premierminister, D. Akhmetov, vor russischen Vertretern für die Nutzung der Atasu-Alashankou-Pipeline durch russische Produzenten.³⁸⁷ Die Entwicklungen der letzten Wochen schienen die kasachisch-chinesischen Sorgen bezüglich der Einspeisung russischen Öls jedoch vorerst zerstreut zu haben.

³⁸¹ 4 Mt im Jahr 2005 und etwa 8,8 Mt im Zeitraum 2006-2010.

³⁸² Vgl. Energy a key issue during Hu's visit to Russia, in: News Bulletin, 4.7.2005; Sharushkina, Nelli: Russia Opens Up to China's Sinopec, CNPC, in: International Oil Daily, 5.7.2005.

³⁸³ Vgl. China wants Russian Oil in China-Kazakhstan Pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 7.12.2005; Kazakhstan accomplished construction of the oil pipeline to China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report, 19.12.2005.

³⁸⁴ Vgl. Rosneft wants right to ship Russian oil from Kazakhstan to China, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 12.10.2005; Rosneft to supply oil to China via the pipeline in Kazakhstan (RBC daily), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 14.10.2005.

³⁸⁵ Die Pipeline besaß zwar eine technische Kapazität von 40 Mt/Jahr, jedoch konnte diese wegen des schlechten technischen Zustandes laut Transneft angeblich nicht genutzt werden. Hierzu müssten zuerst Reparaturarbeiten durchgeführt und neue Pumpstationen installiert werden. Zu der Zeit beförderte sie lediglich etwa 0,5 Mt/Jahr Öl nach Pawlodar. Paradoxerweise deklarierte Transneft noch im März 2005 in einem Bericht für die Omsk-Pawlodar-Strecke eine ungenutzte Exportkapazität von 6,8 Mt/Jahr. Vgl. Kazakhstan accomplished construction of the oil pipeline to China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 19.12.2005; Energy Agency Says No Oil Transport Shortage, in: Petroleum Report, 23.3.2005; Second Glance: Rosneft Joins Queue For Kazakh-Chinese Line, in: Nefte Compass, 13.10.2005.

³⁸⁶ Hierzu siehe Fn 115.

³⁸⁷ Vgl. Russian companies may use Kazakh pipeline for oil export to China (rusenergy.com), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 28.10.2005.

5.3.17 Die Übernahme von PetroKazakhstan – ein entscheidender Schritt zur Auslastung der Atasu-Alashankou-Leitung

Im Einklang mit dem Ende 2003 formulierten Aufruf des chinesischen Präsidenten, Hu Jintao, demzufolge die staatlichen Ölkonzerne ihre Anstrengungen zum Erwerb ausländischer Beteiligungen im Öl-Upstreamsektor zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Landes steigern sollten, hielten CNPC sowie die beiden anderen großen nationalen Akteure (Sinopec, CNOOC) kontinuierlich Ausschau nach neuen Akquisitionsmöglichkeiten. Die geografische Lage Kasachstans, die den aus strategischen Gesichtspunkten präferierten Import auf dem Landweg ermöglichte und die weiterhin unge löste Frage der zukünftigen Auslastung der Atasu-Alashankou-Pipeline erhöhten aus Sicht von CNPC nur noch zusätzlich die Attraktivität des Erwerbs weiterer Förderbeteiligungen im Land.

Im Januar 2005 kaufte CNPC 100 Prozent der Anteile am unabhängigen kasachischen Produzenten Aidan-Munai³⁸⁸, der über Explorationslizenzen für die Blöcke Aryss (215,86 km²) und Blinov (59,697 km²) verfügte. Das Unternehmen produzierte bereits kleine Mengen Öl (4.500 b/d) auf dem Arysskoye-Feld in der zentralkasachischen Kyzylorda-Region.³⁸⁹ CNPC war auch Bestandteil des chinesischen Gemeinschaftsunternehmens Kunlun Investments³⁹⁰, das im Februar den kasachischen Produzenten KuantAmlonMunai JV³⁹¹ erwarb. Dieses förderte etwa 8.000 b/d auf dem Bektas-Konys-Vorkommen, das sich unweit der Lizenzgebiete von Aidan-Munai befand (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**). Die Produktion von beiden Akquisitionen konnte wegen ihrer Lage leicht in die geplante Atasu-Alashankou-Pipeline eingespeist werden, sodass die Übernahmen von CNPC primär vor dem Hintergrund ihrer angestrebten Auslastung getätigt wurden.³⁹² Deren geringe Förderkapazität konnte jedoch keinen entscheidenden Einfluss auf die Lösung der Problemlage haben.

Im Juni 2005 wurden aber Meldungen bekannt, wonach PetroKazakhstan, der drittgrößten kasachische Ölproduzent (Produktionsanteil etwa 12 Prozent), in Verhandlungen über den Verkauf seiner Beteiligungen oder einen möglichen Firmenzusammenschluss mit mehreren näher nicht bekannten Unternehmen stand. Der Konzern kontrollierte eine beträchtliche Reservenbasis im zentralkasachischen South Turgai Basin³⁹³ (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.; Chyba! Nenašiel sa žiaden**

³⁸⁸ Auch als ADM Projekt bezeichnet.

³⁸⁹ Vgl. Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Rooster: Chinese Dig Into Kazakhstan, in: Nefte Compass, 10.2.2005.

³⁹⁰ Die Anteile wurden zu jeweils 50 Prozent von CNPC und Zhenhua Energy (Teil des Rüstungskonglomerates Noricon) gehalten. Später reduzierte CNPC seinen Anteil auf 25 Prozent. Vgl. Sampson, Paul: Kazakhstan: China's Hold, in: Energy Compass, 24.4.2009.

³⁹¹ Die Anteile wurden bis dahin auf Paritätsbasis von Amlon Trading (ein auf Isle of Man registriertes Subjekt, das britische und kasachische Investoren vereint) und dem kasachischen Unternehmen Kuant gehalten. Vgl. China Plants Deeper Roots In Kazakhstan, in: Petroleum Intelligence Weekly, 21.2.2005; Irwin; James: Is PetroKazakhstan China's Next Target? in: International Oil Daily, 28.6.2005.

³⁹² Im August 2007 wurde die 73,5 km lange Konys-Kumkol-Pipeline gebaut (13,6 Mio. USD), die die Einspeisung in die Atasu-Alashankou-Leitung erlaubte. Vgl. Kazakh-Chinese joint venture build oil pipeline, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 24.8.2007; Sampson, Paul: Kazakhstan: China's Hold, in: Energy Compass, 24.4.2009.

³⁹³ PetroKazakhstan (PK) kontrollierte gänzlich Lizenzen für die Felder und Explorationsblöcke Kumkol South, South Kumkol, Kyzylkiya, Aryskum, Maibulak, East Kumkol, North Nurali und hielt im Rahmen von Gemeinschaftsunternehmen jeweils 50 Prozent an den Lizenzen für Kumkol North (im Rahmen von Turgai Petroleum; ein 50:50 JV mit Lukoil), Akshabulak, Nurali und Aksai (im Rahmen von Kazgermunai; PK 50 Prozent, RWE Dea 25 Prozent, Erdgas Erdöl GmbH 17,5 Prozent, International Finance Corporation (Abteilung der Weltbank) 7,5 Prozent). Die kombinierten Reserven des Unternehmens betragen zum 1.1.2005 502,9 Mio. Barrel Öl, 32,1 Mio. Barrel Flüssigerdgas, 2,48 Mrd. m³ Erdgas. Die Lizenzgebiete besaßen eine Fläche von etwa 80.000 km². Die gesamte Produktionsrate von PK betrug im Jahr 2004 7,127 Mt (etwa 151.100 b/d). Davon stammen 4,365 Mt von der Hauptproduktionseinheit PetroKazakhstan Kumkol Resources, 1,073 Mt vom Anteil an Kazgermunai (Gesamtproduktion 2,1461 Mt) und 1,689 Mt vom Anteil an Tugai Petroleum (3,3787 Mt). Vgl. Kazakhstan

zdroj odkazov.) und ebenso die für die Versorgung der südkasachischen Provinzen strategisch wichtige Raffinerie in Schymkent. Gleichzeitig besaß er auch Anteile an einer lokalen Transportleitung.³⁹⁴ Die in Kanada registrierte Ölgesellschaft, deren Beteiligungen jedoch ausschließlich in Kasachstan situiert waren, befand sich zur selben Zeit in mehreren Auseinandersetzungen mit kasachischen Behörden. Diese betrafen Forderungen nach Steuerrückzahlungen, Verletzungen geltender Umweltbestimmungen, monopolistische Praktiken beim Verkauf von Ölprodukten sowie angebliche Manipulationen bei Ölproduktpreisen und führten u. a. zu Haftbefehlen gegen zwei hochrangige Unternehmensvertreter³⁹⁵ sowie zu einer deutlichen Reduzierung der Produktionsrate von über 150.000 b/d auf etwa 100.000 b/d.³⁹⁶ Das Ausmaß der Problemlage war so weitreichend, dass der Präsident von PetroKazakhstan, Bernard Isautier, Bedenken darüber äußerte, dass die Angriffe seitens der kasachi-

Crude Oil And Condensate Production, 2004, in: Nefte Compass, 20.1.2005; Menas Associates: Companies Working in the Oil & Gas Industry of Kazakhstan, Almaty, 2006.

³⁹⁴ 49,9 Prozent an der KAM-Pipeline (zusammen mit KazTransOil). Siehe Fn 224.

³⁹⁵ Hierbei handelte es sich um Thomas Dovrak, den Präsidenten von PetroKazakhstan Kumkol Resources und PetroKazakhstan Oil Products, und Clayton Clift, einen leitenden Finanzmitarbeiter in beiden Unternehmenseinheiten. Vgl. Neff, Andrew: Two PetroKazakhstan Officials Hit with Criminal Charges in Petroleum Pricing Dispute, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 5.4.2005.

³⁹⁶ Wegen wiederholter Missachtung von Beschlüssen der Zentralen Kommission zur Entwicklung von Öl- und Gasfeldern wurde PetroKazakhstan (PK) im April 2005 gezwungen, seine Produktion auf den Kumkol-Feldern auf ein Niveau zu senken, das Gas-Flaring vermeiden würde. Darüber hinaus befand sich PK seit dem Jahr 2003 kontinuierlich in Verfahren mit kasachischen Behörden über angebliche monopolistische Gewinne, die eines seiner Subunternehmen durch Ölproduktverkäufe erzielen sollte. Im Oktober 2003 wurde PK aus diesem Grund aufgefordert, eine Rückzahlung von 6,55 Mio. USD (974 Mio. KZT) zu tätigen. Daraufhin zog das Unternehmen vor Gericht und erreichte eine Senkung der Forderung auf 1,05 Mio. USD (149,3 KZT). Das oberste Gericht erhöhte die Strafe jedoch anschließend auf 3,6 Mio. USD. In einem parallelen Prozess verhängte die Kartellbehörde eine Strafzahlung von 96 Mio. USD gegen mehrere Tochterunternehmen von PK, die als Ölprodukt-distributoren in Südkasachstan handelten. Diesen wurde vorgeworfen, geltende Bestimmungen des kasachischen Wettbewerbsrechts gebrochen zu haben. Die erste Gerichtsentscheidung in diesem Fall wurde im Juli 2005 getroffen, wobei das Ausmaß der Strafe später auf 55,4 Mio. USD (7,48 Mrd. KZT) reduziert wurde. In einem dritten Parallelprozess wurde dem Unternehmen die Verletzung von Umweltbestimmungen vorgeworfen. In einem Berufungsverfahren wurde hierbei im Dezember 2004 eine Strafe von 183.000 USD (23,837 Mio. KZT) verhängt (reduziert von der ursprünglichen Forderung von 41,605 Mio. KZT). Darüber hinaus wurden gegen PK im Januar 2005 Forderungen auf Steuerrückzahlungen für den Zeitraum 2000-2001 in Höhe von 20 Mio. USD erhoben. Im September 2004 wurde auch Turgai Petroleum, das gemeinsame JV zwischen PK und Lukoil, mit Steuerrückzahlforderungen für den Zeitraum 2002-2003 von etwa 145 Mio. USD belastet. Nach der Berufung wurde diese Summe im Januar 2005 auf 27 Mio. USD reduziert. Die oben erwähnten Vorwürfe über monopolistische Praktiken führten im Oktober 2005 dazu, dass die Kartellbehörde eine weitere Strafzahlung gegen PK in Gesamthöhe von 522 Mio. USD verhängte. Streitigkeiten entflamten auch, als sich PK weigerte, an einem staatlichen Programm zur Unterstützung landwirtschaftlicher Betriebe durch billigere Treibstoffverkäufe teilzunehmen. Darüber hinaus kam es zu Auseinandersetzungen zwischen PK und Kasachstan bezüglich eines Swap-Vertrages mit dem Iran, da kasachische Behörden im Verlauf des Jahres 2004 wiederholt Exportquoten von PK einschränkten bzw. Lizenzen zum Eisenbahnexport nicht erteilten oder kurzfristig entzogen. PK konnte seine Verpflichtungen nicht erfüllen und drohte mit internationalen Schiedsverfahren. Vgl. Stevenson, James: PetroKazakhstan shares jump 17% amid news of potential sale or merger, in: Canadian Press Newswire, 27.6.2005; Kazakhstan: Momentum Heats Up For PetroKazakhstan Sale, in: Nefte Compass, 21.7.2005; Kazakh president signs changes gaining rights in PetroKazakhstan deal, in: Canadian Press Newswire, 17.10.2006; Neff, Andrew: PetroKazakhstan Loses Monopoly Court Case, But Wins 85% Reduction in Fine, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 7.1.2004; Neff, Andrew: PKZ's Environmental Fine Upheld But Reduced in Kazakhstan, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 8.12.2004; Neff, Andrew: Lukoil-Confirms Kazakhstan Back Tax Bill of US\$27m, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 13.1.2005.

schen Regierung instrumentalisiert und „*clearly co-ordinated*“ wären.³⁹⁷ Auch einige kasachische Analytiker sprachen in diesem Zusammenhang offen davon, dass einflussreiche Lobbygruppen innerhalb des Landes mit engen Verbindungen zum Präsidenten ein Interesse an der Wiedererlangung der staatlichen Kontrolle über einige Vermögenswerte von PetroKazakhstan, hauptsächlich die Raffinerie Schymkent, haben würden.³⁹⁸ Nicht auszuschließen war zudem, dass der wachsende Druck in Verbindung mit dem Streben nach der Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline stand und PetroKazakhstan in diesem Bereich zu einer kooperativeren Haltung bewegen sollte. Darüber hinaus befand sich das Unternehmen aber auch in mehreren Gerichtsverfahren mit Lukoil, seinem Partner im Rahmen des JVs Turgai Petroleum, in denen es um die Aufteilung und Vermarktung der Ölproduktion ging. Die Streitsumme bewegte sich hierbei im dreistelligen Millionenbereich.³⁹⁹

Die langwierigen Konfrontationen mit der kasachischen Regierung und die drohenden hohen Strafzahlungen an Lukoil machten PetroKazakhstan laut Isautier verwundbar gegenüber feindlichen Übernahmeversuchen und behinderten die ordentliche Ausübung wirtschaftlicher Aktivitäten. Letztendlich bewegten diese Gründe den Aufsichtsrat zur Entscheidung, das Unternehmen an einen größeren Akteur zu verkaufen, der über ein höheres Durchsetzungsvermögen gegenüber seinem russischen Partner und der kasachischen Regierung verfügen würde. Die formelle Frist für die Abgabe der Kaufgebote wurde auf den 15. August 2005 gesetzt. Der Wert des Produzenten wurde zur damaligen Zeit von Marktanalytikern auf 2,5-3,5 Mrd. USD geschätzt, wobei neben chinesischen und russischen auch

³⁹⁷ Vgl. Cattaneo, Claudia/Harding, Jon: State-owned CNPC shakes up oilpatch: “Tremendous reward”, in: National Post’s Financial Post & FP Investing, 23.8.2005; Brethour, Patrick/Pala, Christopher: Chinese make \$4-billion bid for “vulnerable” PetroKaz, in: The Global Mail, 23.8.2005; McNish, Jacquie: Politics made PetroKaz sale a minefield. Lawyer knew early they’d have to think outside the box, in: The Globe and Mail, 18.1.2006.

³⁹⁸ So Dosym Satpayev, Leiter der Risk Assessment Group. Vgl. CNPC International to acquire PetroKazakhstan for \$4.18 bl, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 31.8.2005.

³⁹⁹ Seit Ende 2004 befand sich PetroKazakhstan (PK) im Streit mit Lukoil und Turgai Petroleum (TP), der sogar zur Produktionsunterbrechung auf dem Kumkol North-Feld führte. Die Partner konnten sich u. a. nicht über die Modalitäten des Ölverkaufs einigen. Auf der Grundlage einer Gerichtsentscheidung musste PK im März 2005 Turgai Petroleum 13,1 Mio. USD für Schäden zahlen, die dem JV durch die zuvor von PK angeordnete drastische Produktions- und Exportsenkungen entstanden. Zusätzlich klagten Lukoil und TP am Schiedsgericht in Stockholm gegen PK bezüglich wirtschaftlicher Schäden in einer Höhe von insgesamt 100 Mio. USD. Diese entstanden als PK im Zeitraum Oktober 2003 - November 2004 Öl von TP an seine Raffinerie Schymkent zu unilaterale bestimmten Preisen verkaufte und sich wiederholt weigerte, den angewandten Preismechanismus einem Audit zu unterziehen. Im Zuge des Prozesses entschied ein kasachisches Gericht, den Anteil von PK in TP kurzfristig einzufrieren. PK warf Lukoil seinerseits vor, dass die Forderungen nur einen Vergeltungszug gegen die von PK noch im vergangenen Jahr erhobenen Ansprüche in Höhe von 265 Mio. USD darstellten. PK selbst beschuldigte nämlich Lukoil und TP, ihre vertraglichen Verpflichtungen zur Belieferung der Raffinerie Schymkent nicht erfüllt zu haben. Lukoil und TP klagten vor einem kasachischen Gericht ebenfalls, dass PK ihnen im Zuge des im Dezember 2004 und Januar 2005 verordneten Exportstopps 2,89 Mio. Barrel (394.719 t) Öl schuldete. Das Gericht entschied diesbezüglich im Juni 2005 zugunsten von Lukoil und TP. Lukoil erhob auch weitere Forderungen gegen PK, z. B. über die Rückzahlung eines Kredites, der u. a. für den Bau der KAM-Pipeline genutzt wurde. Darüber hinaus klagte TP gegen PK wegen Schäden in Höhe von 193,6 Mio. USD aufgrund angeblicher „cross-flows“ von Erdöl zwischen den Lagerstätten von PK und TP. (Da die Felder teilweise zusammenhängend waren, konnten durch stärkeres Abpumpen einer Lagerstätte Beeinträchtigungen auf anderen entstehen.) Einige Berichte sprechen auch von weiteren Forderungen von Lukoil gegenüber PK in einer zusätzlichen Höhe von 256,2 Mio. USD. Vgl. Stevenson, James: PetroKazakhstan shares jump 17% amid news of potential sale or merger, in: Canadian Press Newswire, 27.6.2005; Kazakhstan: Momentum Heats Up For PetroKazakhstan Sale, in: Nefte Compass, 21.7.2005; Neff, Andrew: Court Rules Against PetroKazakhstan – It Must Replace 3 Million Barrels, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 7.6.2005; Neff, Andrew: Lukoil Claims Additional Money from PetroKazakhstan in Turgai Dispute, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 15.6.2005; Neff, Andrew: PetroKazakhstan’s 50% in Turgai JV Stake Seized by Court, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 16.6.2005.

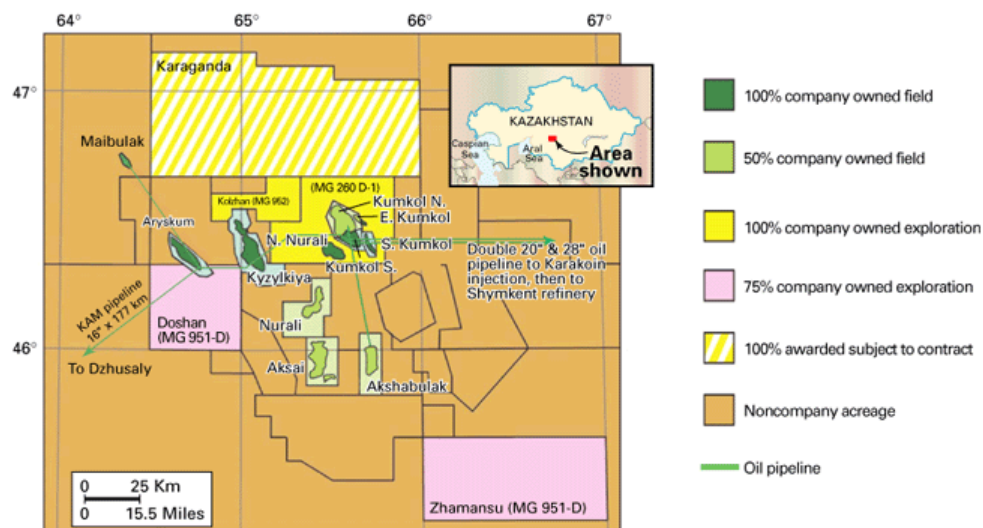
indische Interessenten als Kandidaten für die Übernahme vermutet wurden. Letztere könnten über Swaps mit dem Iran indirekt Ölexporte nach Indien realisieren.⁴⁰⁰

Tabelle 34: PetroKazakhstan: Aufschlüsselung der Produktion und Reserven nach Feldern

	Produktion in b/d (drittes Quartal 2004)	Reserven in Mio. Barrel (zum 1.1.2004)	
		Nachgewiesene	Nachgewiesene + Mögliche
Kumkol South	48.126	58,4	69,8
Kumkol North	36.703	74,1	97,4
South Kumkol	22.400	39,3	46,6
East Kumkol	752	7,9	11,7
Kyzylkiya	11.727	23,1	35,3
Aryskum	10.659	32,9	47,7
Maibulak	1.951	8,1	14,0
Akshabulak	22.304	96,1	143,5
Nurali	1.684	4,6	9,9
Aksai	267	0,3	1,3
Explorationslizenzen	386	-	-
North Nurali	827	3,8	12,8
Gesamt	157.786	348,6	490,0

Quelle: PetroKazakhstan exploration finds more oil in South Turgai basin, in: Oil & Gas Journal, 28.2.2005.

Abbildung 59: PetroKazakhstan: Felder und Explorationsgebiete



Quelle: PetroKazakhstan exploration finds more oil in South Turgai basin, in: Oil & Gas Journal, 28.2.2005.

Darüber hinaus schien auch die kasachische Regierung die Möglichkeit der Ausübung von Vorkaufsrechten in Betracht zu ziehen, die ihr nach eigener Auffassung durch die Ergänzung des Gesetzes zur Nutzung des Untergrundes (Subsurface law) im Jahr 2004 zustanden (siehe Fn 262).⁴⁰¹ Demgegenüber verwiesen Experten darauf, dass der Staat keine ausreichende rechtliche Grundlage für ein solches Eingreifen besäße, da es sich hierbei anders als im Fall des BG-Anteils an Kashagan nicht um den Erwerb eines Anlagewertes (Lizenzanteil), sondern eines gesamten (in Kanada registrierten) börsennotierten Unternehmens handeln würde.⁴⁰² Vertreter von PetroKazakhstan sprachen daher davon, dass beim Verkauf des Unternehmens ein Schlupfloch in der bestehenden Gesetzgebung genutzt

⁴⁰⁰ Vgl. Irwin; James: Is PetroKazakhstan China's Next Target? in: International Oil Daily, 28.6.2005.

⁴⁰¹ Vgl. Ritchie, Michael: Kazakhs Claim Veto Rights Over Any PetroKazakhstan Deal, in: International Oil Daily, 30.6.2005.

⁴⁰² Vgl. Neff, Andrew: Kazakh Government May Pre-Empt Any Potential Sale of PetroKazakhstan, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 1.7.2005.

werden konnte, das die Einflussnahme der Regierung auf die Verhandlungen und die Transaktion vermeiden würde.⁴⁰³

5.3.17.1 Übernahmeschlacht Teil I: CNPC vs. ONGC Videsh

Neben CNPC besaß vor allem das indische ONGC Videsh großes Interesse am Erwerb von PetroKazakhstan. Indien, das sich ähnlich wie China mit einem deutlichen Anstieg der Ölnachfrage konfrontiert sah und deswegen eine aktivere Rolle beim Erwerb ausländischer Produktionsbeteiligungen einnahm⁴⁰⁴, versuchte seinen nationalen Ölkonzern durch eine diplomatische Offensive⁴⁰⁵ und großzügige Investitionszusagen an Kasachstan zu unterstützen. So versprach beispielsweise der stellvertretende indische Außenminister, Rajiv Sikri, bei seinem Besuch in Astana, dass ONGC künftig mindesten 1,5 Mrd. USD in die Exploration kasachischer Ölvorkommen investieren würde.⁴⁰⁶ Über die indischen Erfolgchancen schienen jedoch bereits im Vorfeld Zweifel zu bestehen. CNPC befand sich angeblich bereits seit Längerem (noch vor der Aufforderung zur Einreichung der Kaufgebote) in Übernahmeverhandlungen mit PetroKazakhstan, wobei Beobachter auch darauf hindeuteten, dass in Hinblick auf die strategisch wichtige Frage der Auslastung der Atasu-Alashankou-Pipeline die Notwendigkeit der Übernahme des Produzenten durch den chinesischen Staatskonzern möglicherweise bereits im Vorfeld, beim Treffen der Präsidenten von Kasachstan und Chinas in Juli, abgesprochen wurde.⁴⁰⁷

Nach Ablauf der Bieterfrist drangen dennoch Insiderinformationen an die Oberfläche, dass das erste Angebot von CNPC knapp unter dem von ONGC⁴⁰⁸ lag. Die chinesische Seite zeigte sich demnach bereit, 50 USD pro Aktie (Gesamtpreis etwa 3,8 Mrd. USD) zu zahlen, wobei die Inder 51 USD pro Aktie (3,876 Mrd. USD) boten. Im Anschluss erhielt CNPC jedoch von Goldman Sachs, dem finanziellen Berater von PetroKazakhstan, der auch zuständig für die Überwachung der Übernahmegebote war, noch eine „*period of exclusivity*“ zur Ergänzung seines Angebotes, da dieses angeblich an weniger Bedingungen geknüpft war als das Indische und daher glaubwürdiger erschien.⁴⁰⁹ Der indische Ölminister, Shankar Aiyar, beschuldigte daraufhin die Bank unfairer Praktiken. CNPC wurde angeblich Einsicht in das Angebot von ONGC gewährt und da der chinesische Konzern dem Minister zufolge das

⁴⁰³ Vgl. Neff, Andrew: Parliament Moves to Give Kazakhstan More Control over Energy Sector Asset Sales, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.9.2005.

⁴⁰⁴ ONGC versuchte zuvor vergeblich, das kanadische Unternehmen First Calgary Petroleum zu kaufen. Es zeigte auch Interesse am Kauf der Yukos Produktionseinheit Yuganskneftegas, wobei russische Behörden seine Teilnahme am Bieterverfahren verhinderten. Es besaß auch Interesse am Erwerb von Anteilen an Rosneft. Vgl. ONGC Mulls PetroKaz Bid, in: Oil Daily, 14.7.2005.

⁴⁰⁵ Während desselben Jahres kam es bereits zu mehreren Treffen zwischen indischen und kasachischen Regierungsvertretern, bei denen die indische Seite ihr Interesse an einer stärkeren Beteiligung am kasachischen Energiesektor bekundete. Vgl. India interested in Kazakh oil, gas projects, in: Business Report, 18.2.2005.

⁴⁰⁶ Vgl. Walker, Martin: New great Asian oil game, in: UPI, 17.8.2005.

⁴⁰⁷ Vgl. Analysts confident of PetroKazakhstan sale to CNPC, in: News Bulletin, 23.8.2005; China beats India to PetroKazakhstan, in: Petroleum Economist, October 2005.

⁴⁰⁸ Das Unternehmen bot in einer Allianz zusammen mit dem indischen Stahlkonzern Mittal.

⁴⁰⁹ Vgl. India slams Goldman Sachs over PetroKazakhstan deal: report, in: Agence France Presse, 17.10.2005; Bradsher, Keith: China and India Vie for Kazakhstan Oil, in: The New York Times, S. 7, 16.8.2005; ONGC Mittal likely to outbid China National in PetroKazakh, in: Financial Express, 17.8.2005; PetroChina, CNPC JV makes 3.2 bln usd bid for PetroKazakhstan, in: AFX International Focus, 17.8.2005; Kazakhstan: Momentum Heats Up For Petrokazakhstan Sale, in: Nefte Compass, 21.7.2005; McNish, Jacquie: Politics made PetroKaz sale a minefield. Lawyer knew early they'd have to think outside the box, in: The Globe and Mail, S. 11, 18.1.2006.

„*right of the last word*“ erhielt (siehe weiter), wurde die indische Seite im Bieterverfahren klar benachteiligt.⁴¹⁰

Am 22. August wurde schließlich verkündet, dass PetroKazakhstan ein Abkommen mit CNPC International⁴¹¹ über den Verkauf seiner gesamten Stammaktien eingegangen sei. Die chinesische Seite erhöhte im zweiten Anlauf ihr früheres Angebot auf 55 USD pro Aktie, wodurch der Gesamtwert der Transaktion 4,18 Mrd. USD erreichte. Mit seiner Offerte lag der Konzern 21,1 Prozent über dem Schlusswert der PetroKazakhstan-Aktie an der NYMEX am 19. August 2005. Der Preis entsprach somit 10,59 USD pro Barrel nachgewiesener Reserven, was von Marktanalytikern als vergleichsweise hoch angesehen wurde.⁴¹² Der Aufsichtsrat von PetroKazakhstan empfahl den Aktieninhabern das Angebot von CNPC anzunehmen. Die Entscheidung darüber sollte während des Treffens der Aktionäre im Oktober getroffen werden, wobei für die Zustimmung zur Übernahme eine Mehrheit von 66,6 Prozent erforderlich war. PetroKazakhstan verpflichtete sich auch dazu, keine Aufforderung für höhere Gebote an andere Interessenten zu richten, es durfte jedoch mögliche attraktivere Angebote, die künftig vorgelegt würden, prüfen. Falls dies zum Rückzug von der Einigung mit CNPC führen würde, müsste es an die chinesische Seite eine Zahlung von 125 Mio. USD (sog. „*termination fee*“) tätigen.⁴¹³ Somit bestand für potenzielle Interessenten weiter zumindest theoretisch die Möglichkeit, Konkurrenzvorschläge vorzubringen.⁴¹⁴

Vor allem ONGC schien weiterhin Interesse an einem Gegenangebot zu hegen und versuchte diesbezüglich auch Gespräche mit Lukoil zu führen. Der russische Konzern hielt sich in der ersten Runde zurück und ging auch diesmal nicht auf die indischen Initiativen ein.⁴¹⁵ Der indische Ölminister, Shankar Aiyar, spekulierte zudem über die Möglichkeit einer gemeinsamen Übernahme von PetroKazakhstan durch CNPC und ONGC.⁴¹⁶ Marktbeobachtern zufolge bedachte auch ein Investitionsfonds aus dem Nahen Osten (Abu Dhabi Investment Fund), ein Gegenangebot vorzulegen. Vertreter des Fonds waren angeblich bereit, über 4,6 Mrd. USD zu bieten und führten diesbezüglich inoffizielle Gespräche

⁴¹⁰ Vgl. Money is nothing when oil is everything, in: The Times of Central Asia, 5.9.2005; India slams Goldman Sachs over PetroKazakhstan deal: report, in: Agence France Presse, 17.10.2005.

⁴¹¹ Ein Konzernarm, der zu jeweils 50 Prozent im Besitz von PetroChina und CNPC liegt. PetroChina stellt eine börsennotierte Tochter von CNPC dar, die von diesem mehrheitlich (86,29 Prozent) kontrolliert wird.

⁴¹² Das russische Beratungsunternehmen Aton sprach davon, dass es sich beim Angebot um einen Rekordpreis für die kaspische Region handeln würde. Der Börsenwert russischer Konzerne lag demnach bei 2,20 USD/Barrel, der Wert von PetroChina bei 8,09 USD/Barrel und der von ONGC bei 8,63 USD/Barrel. CNPC lag somit etwa auf dem Niveau des drei Wochen zuvor am Widerstand des US-Kongresses gescheiterten Übernahmeversuches von CNOOC an Unocal (18,5 Mrd. USD), das 10,55 USD/Barrel entsprach. Das erfolgreiche Gebot von Chevron betrug dabei 9,49 USD/Barrel. Vgl. China beats India to PetroKazakhstan, in: Petroleum Economist, October 2005; Carroll, Joe: Chevron May Raise Unocal Bid to Counter CNOOC Offer, in: Bloomberg, 23.6.2005.

⁴¹³ Teil des Abkommens war, dass CNPC die Möglichkeit erwägt, dass PetroKazakhstan (PK) ein neues Öl- und Gasunternehmen einträgt (Newco) und dieses mit einem Kapital von 76 Mio. USD (entspricht 1 USD für jede PK-Aktie) ausstattet. CNPC sollte danach an die Aktionäre von PK für jede Aktie von PK 54 USD in bar zahlen und eine Newco-Aktie (1 USD) hinzugeben. Der Präsident von PK, B. Isautier, sollte die Leitung des Aufsichtsrates des neuen Unternehmens übernehmen, das sich in Öl- und Gasprojekten in Zentralasien engagieren sollte. CNPC sprach sich nach anschließender Prüfung gegen diesen Vorschlag aus. Vgl. Knell, Steven: China National Petroleum Corp. To Acquire PetroKazakhstan in US\$4.18-bil. Deal, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.8.2005; Bradsher, Keith/Pala, Christopher: Chinese beat India for Kazakh oil fields; But shadow emerges over \$4.2 billion deal, in: International Herald Tribune, S. 1, 23.8.2005.

⁴¹⁴ Vgl. CNPC seen paying reasonable price for PetroKazakhstan, ONGC to bow out, in: AFX International Focus, 22.8.2005.

⁴¹⁵ Vgl. Neff, Andrew: Lukoil Could Play Role of Kingmaker in PetroKazakhstan Sweepstakes, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 1.9.2005.

⁴¹⁶ Vgl. Money is nothing when oil is everything, in: The Times of Central Asia, 5.9.2005.

mit kasachischen Offiziellen. Die Erfolgchancen derartiger Initiativen waren jedoch sehr gering. Neben der Verpflichtung von PetroKazakhstan zur Zahlung des „termination fees“ an CNPC, besaß die chinesische Seite auch das Recht, jedes potenzielle Konkurrenzangebot auszugleichen („right of last word“). ONGC entschied sich letztendlich gegen einen offenen Bieterkrieg mit CNPC, da dieser die Zusammenarbeit der Unternehmen in anderen Projekten belasten und gleichzeitig bei weiteren Bieterverfahren fortgesetzt werden könnte, was letztendlich schwerwiegende negative Auswirkungen auf beide Parteien hätte.⁴¹⁷ Die zunehmende Konkurrenz zwischen den Ölunternehmen beider Länder um globale Reserven führte bereits im August zum vorläufigen Einverständnis darüber, in Bieterverfahren künftig in gegenseitiger Absprache anzutreten.⁴¹⁸ Die Initiative wurde in der Folgezeit weiter vertieft. Beim Treffen zwischen Regierungs- und Unternehmensvertretern von China und Indien im Januar 2006, in dessen Rahmen mehrere Memoranden zur Kooperation im Energiesektor unterschrieben wurden, wurde auch eine gemeinsame Kommission gegründet, die den Dialog erleichtern und zum besseren Informationsaustausch beitragen sollte. Eine der wichtigsten Zielsetzungen lag dabei in der Abstimmung des Vorgehens in Tendern, um weitere Preisschlachten zu verhindern.⁴¹⁹

Als „Trostpreis“ bot die kasachische Regierung der indischen Seite im Anschluss die Möglichkeit zur Beteiligung an der Untersuchung eines von zwei Offshore-Blöcken (Satpaev und Makhambet) an, an dem ONGC einen Anteil von bis 50 Prozent erwerben durfte. Dies führte noch im selben Jahr zur Unterzeichnung eines Memorandums über die Exploration der Satpayev-Struktur.⁴²⁰ Dessen ungeachtet wurde in der Folgezeit wiederholt deutlich, dass trotz des zunehmenden indischen Interesses am Zugang zu kaspischen Energiereserven, das sich im aktiveren Vorgehen staatlich kontrollierter (ONGC) und privater (Mittal) Akteure oder auch im Vorschlag des indischen Außenministers zum Ausbau des südlichen Transportkorridors (von Aktau über das Kaspische Meer oder Turkmenistan nach Iran und Indien) widerspiegelte⁴²¹, Kasachstan in China den favorisierten Kooperationspartner sah. Die geografischen und infrastrukturellen Bedingungen ließen Indien in Kasachstan und Zentralasien im Vergleich zu China nur als Außenseiter erscheinen, wobei die Notwendigkeit der Kooperation mit dem östlichen Nachbarn durch die weiter offene Frage der Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline zusätzlich verstärkt wurde.

US-Konzerne beteiligten sich gar nicht erst an dem Übernahmepoker – trotz angeblicher Einladung durch den kasachischen Außenministers – und verwiesen lediglich auf die Bereitschaft chinesischer (und indischer) Unternehmen, den tatsächlichen Wert der Beteiligungen deutlich überzubezahlen.

⁴¹⁷ Vgl. New Candidates May Submit Their Bids For Purchase of PetroKazakhstan (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 26.9.2005.

⁴¹⁸ Vgl. Brethour, Patrick/Pala, Christopher: Chinese make \$4-billion bid for “vulnerable” PetroKaz, in: The Global Mail, S. 1, 23.8.2005.

⁴¹⁹ Vgl. India okays state oil firm’s Colombia venture, in: Agence France Presse, 3.8.2006.

⁴²⁰ Die darauf folgenden Verhandlungen über die Bedingungen der Exploration verliefen jedoch sehr schleppend, sodass erst im April 2011 ein Abkommen zwischen ONGC und KMG erreicht wurde. Demnach sollte ONGC 25 und KMG 75 Prozent an dem JV halten. ONGC sollte 13 Mio. USD als Unterzeichnungsbonus und weitere 80 Mio. USD als einmalige „Abtretungszahlung“ überweisen. Der indische Konzern verpflichtete sich, 165 Mio. USD für die Exploration auszugeben, wobei die Summe bei Bedarf um zusätzliche 235 Mio. USD erweitert werden konnte. ONGC erhielt die Option, im Falle eines kommerziellen Fundes seinen Anteil um weitere 10 Prozent zu erhöhen. Die geschätzten Reserven des Blocks betragen 256 Mt. Die Peak-Produktion könnte in diesem Fall etwa 287.000 b/d erreichen. Vgl. Corporate, in: Petroleum Economist, November 2005; Neff, Andrew: Kashagan Timetable Slides, but Kazakhstan Seeks to Launch Other Caspian Projects, in: IHS Global Insight, 5.10.2006; Kazakhstan sets new terms for India, in: UPI Energy, 24.4.2006; Daly, Tom/Zaidi, Ammar: India Makes Caspian Sea Breakthrough, in: Nefte Compass, 21.4.2011.

⁴²¹ Vgl. India interested in Kazakh oil, gas projects, in: Business Report, 18.2.2005.

Auch westliche Politikberater betrachteten den letztendlich angebotenen Kaufpreis als strategische Transaktion, die die klassischen Marktbedingungen verzerrte. „CNPC paid a price per share for acquiring PetroKazakhstan way above the market price. This was not a market transaction; it was a transaction that distorted the market because China as a state actor used the cash surplus generated inside China's economy in order to overpay and outbid Western investors, or the free market, for PetroKazakhstan.“⁴²² Aus geoökonomischer Sicht bestätigte die Übernahme von PetroKazakhstan die zunehmende Penetration des kasachischen Wirtschaftsraumes durch chinesische Unternehmen und reflektierte somit auch die sich kontinuierlich verändernden wirtschaftlichen und machtpolitischen Rahmenbedingungen in der Region. Letztere zeichneten sich nicht zuletzt im Aufruf der SCO-Mitglieder vom Juli 2005 zum Abzug amerikanischer Truppen von den Militärbasen in Usbekistan und Kirgistan ab. Die neue Konstellation, in der die noch Anfang der 1990er Jahre so dominanten westlichen Wirtschaftsakteure deutlich an Einfluss verloren, gründete gleichzeitig auch die Arena, in der die kasachische Führung ihr außenpolitisches Manövrieren gestalten musste. Die Konsequenz war, dass sie nicht mehr nur auf eine, sondern auf zwei regionale Großmächte Rücksicht nehmen musste. „We believe in Kazakhstan that there is no alternative to having a good, cooperative relationship with this country [China]. We don't have the choice of selecting our neighbors.“⁴²³

5.3.17.2 Übernahmeschlacht Teil II: CNPC vs. Kasachstans Renationalisierungsstreben

Die Übernahme von PetroKazakhstan durch CNPC konnte jedoch auch nach der Entscheidung im Bieterverfahren und dem Rückzug von ONGC keineswegs als beschlossene Sache betrachtet werden. Die anfänglichen Beteuerungen der Unternehmensvertreter, dass Kasachstan in diesem Fall keine rechtliche Grundlage für die Ausübung von Vorkaufsrechten oder die Blockierung der Transaktion besaß, vermochten daran auch nichts zu verändern. Im September wurden Meldungen über inoffizielle Gespräche zwischen CNPC und KMG über die Bedingungen der kasachischen Zustimmung zum Kauf von PetroKazakhstan veröffentlicht. CNPC wurde in diesen angeblich „vorgeschlagen“, dass es Teile des Produzenten an KMG verkaufen könnte, um sich somit die Unterstützung der Regierung und die Kooperation lokaler Behörden zu sichern. Quellen aus der Industrie in Almaty sprachen davon, dass KMG den Erwerb von 33 bis 50 Prozent an den Fördereinheiten von PetroKazakhstan und 50 an der Schymkent-Raffinerie anstrebte. Obwohl CNPC vehement bestritt, dass es überhaupt zu Verhandlungen mit KMG über den Verkauf von Anteile kam,⁴²⁴ mehrten sich parallel Indizien darüber, dass zwischen beiden Unternehmen eine regelrechte Konfrontation über die Details der Transaktion ausbrach.⁴²⁵ Vor diesem Hintergrund wägte die Regierung weiterhin die Erteilung der Zustimmung zur Akquisition von PetroKazakhstan durch CNPC ab.⁴²⁶

Wie ernst die kasachische Führung das Einhalten der Forderungen von KMG nahm, wurde CNPC vor Augen geführt, als sich Dariga Nasarbajewa, die Tochter des Präsidenten und Vorsitzende der proprä-

⁴²² Vladimir Socor, wissenschaftlicher Mitarbeiter der Jamestown Foundation, zit. in: Presidential Elections in Kazakhstan: The Political, Economic and Development Agenda, in: Federal News Service, 17.11.2005.

⁴²³ Kasymzhomart Tokajew, kasachischer Außenminister, zit. in: China in Central Asia, in: The Washington Times, S. 16, 24.8.2005.

⁴²⁴ Vgl. CNPC not discussing PetroKazakhstan share sale to Kazakh state oil company, in: The Times of Central Asia, 15.9.2005.

⁴²⁵ Vgl. Ling, Yen Song/Ritchie, Michael: Kazakhstan: Chinese Firms Team Up For Caspian Exploration, in: Nefte Compass, 15.9.2005; China CNPC, KazMunaiGaz in talks on PetroKazakhstan, no deal at hand – source, in: AFX, 6.9.2005.

⁴²⁶ Vgl. Neff, Andrew: CNPC, Kazmunaigaz Reportedly Discussing Deal for PetroKazakhstan Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 6.9.2005.

sidualen Partei Asar, am 21. September mit einem Antrag auf den Entzug der Lizenz von PetroKazakhstan für die Förderung auf den Kumkol-Feldern an den Premierminister wandte. Begründet wurde dies mit der Tatsache, dass der Produzent die geltenden Umweltbestimmungen bezüglich des Gas-Flaring-Verbotes verletzt haben sollte.⁴²⁷ Wenige Tage später sprach die kasachische Regierung davon, dass sie zwar keine prinzipiellen Einwände gegen die Übernahme von PetroKazakhstan durch CNPC besäße, ihre Zustimmung jedoch vom Erwerb eines blockierenden Minderheitenanteils durch KMG abhängen würde.⁴²⁸ Um die rechtliche Grundlage für das Vorgehen der Regierung zu stärken, wurden von der Legislative innerhalb von nur wenigen Tagen im Zeitraum zwischen Ende September und Mitte Oktober gesetzliche Änderungen (Gesetz über die Nutzung des Untergrundes; Öl-Gesetz) verabschiedet, die Kasachstan prinzipiell generelle Vorkaufsrechte bzw. die Möglichkeit zur Blockierung aller Verträge und Transaktionen einräumten, die Unternehmen mit Rechten zur Entwicklung von Kohlewasserstoffen im Land betrafen.⁴²⁹ Die offizielle Begründung zu den Gesetzesänderungen machte deutlich, dass die kasachische Führung weitreichende Bedenken über die „*national economic security*“⁴³⁰ besaß und sich gegen den zunehmenden Einfluss einzelner Unternehmen oder Staaten auf den Energiesektor absichern wollte (d. h. China), da dieser nicht nur wirtschaftliche Risiken einschloss, sondern auch leicht für politische Zwecke instrumentalisiert werden konnte.⁴³¹ Einige Kommentatoren deuteten in diesem Zusammenhang ebenfalls darauf hin, dass mit Hinblick auf die im Dezember anstehenden Präsidentialwahlen nationalistische Tendenzen auf innenpolitischer Ebene eine äußerst relevante Rolle spielten. Die steigende Marktdurchdringung durch chinesische Unternehmen, die sich bei Weitem nicht nur auf den Energiesektor beschränkte, führte zunehmend zu kritischen Aufrufen aus den Reihen der politischen Opposition. Hingewiesen wurde dabei u. a. auf demografische Auswirkungen der steigenden chinesischen Einwanderung in die östlichen Gebiete

⁴²⁷ Tatsächlich war die Gesetzgebung in dieser Hinsicht sehr undeutlich, da sie zwar die Abschaffung von Gas-Flaring forderte, jedoch keine konkreten Angaben bezüglich der Umsetzung machte. Somit erhielten die Behörden einen großen Entscheidungsspielraum. Da im Land keine ausreichende Gastransportinfrastruktur bestand und der Aufbau von Reinjizierungsanlagen zeitaufwendig war, hatten viele Produzenten große Probleme mit der Verwendung des Begleitgases. Vgl. Kazakhstan ministry to consider revoking PetroKazakhstan license, in: Business Report, 22.9.2006.

⁴²⁸ Vgl. Neff, Andrew: CNPC Reportedly Agrees to Sell PetroKazakhstan Stake to Kazakh Government, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.10.2005.

⁴²⁹ Die Änderungsvorschläge wurden von der Regierung dem Unterhaus am 23. September vorgelegt und am 6. Oktober verabschiedet, am 12. Oktober erfolgte die Zustimmung im Senat. Die Regierung erhielt auf der Grundlage des Gesetzes die Möglichkeit zur Ausübung von Vorkaufsrechten in allen Fällen, in denen es zum Transfer von Eigentumsrechten für „strategische“ Energieaktiva kommen würde, auch wenn dies zwischen ausländischen Unternehmen geschehen würde. Dies schloss auch Veränderungen in der Eigentumsstruktur ein, die durch Aktienkäufe bei öffentlich gelisteten Unternehmen auftreten würden. Darüber hinaus wurde die Regierung zum Entzug von Lizenzen zur Entwicklung des Untergrundes berechtigt, wenn es zu Veränderungen der Inhaberstruktur des Lizenzgehalters käme. Vgl. Sampson Paul: Kazakhstan: Chinese Heading For Clash Over PetroKazakhstan, in: Nefte Compass, 22.9.2005; Interests clashed at KIOGE-2005: Everybody had to say something, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005; Neff, Andrew: Parliament Strikes Nationalist Chord in Kazakh Oil Ownership Debate, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 23.9.2006.

⁴³⁰ Makhambet Batyrbayev, Vizepräsident von Kazmunaigas, zit. in: Bukharbayeva, Bagila: Official: Kazakhstan will seek to buy portion of oil producer acquired by China, in: AP Worldstream, 4.10.2005.

⁴³¹ „*The amendments initiated by the government give the Energy and Mineral Resource Ministry the ability to essentially block the transfer of rights to mineral fields to third parties and shares in companies that directly or indirectly hold these rights. This is envisioned in cases in which the transfer of rights to subsurface resource use could threaten the national security, namely in the event rights are concentrated with one or a few parties from one country.*“ Baktykozha Izmukhambetov, erster stellvertretender kasachischer Minister für Öl und Gas, zit. in: KIOGE-2005 Oil and Gas Conference Held in Almaty, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 11.10.2005.

Kasachstans⁴³², die wegen des enormen Unterschiedes in den Bevölkerungszahlen beider Länder in der kasachischen Bevölkerung durchaus Ängste bezüglich einer möglichen (demografischen) Einverleibung auslösten. Auch die langfristige Pachtung von Böden in Kasachstan durch chinesische Agrarunternehmen und die unilateralen chinesischen Pläne zur Nutzung der Wasserressourcen einiger grenzüberschreitender Flüsse wurden skeptisch beurteilt und stärkten auf kasachischer Seite die Resentiments gegenüber dem östlichen Nachbarn.⁴³³ Die politische Führung konnte durch die Handlungsbereitschaft im Fall PetroKazakhstan somit ihren Willen demonstrieren, nationale Interessen wenn notwendig auch gegenüber großen ausländischen Unternehmen zu wahren und gegen den vielerorts angeprangerten Ausverkauf des kasachischen Eigentums vorzugehen.⁴³⁴ Das in den Verhandlungen mit CNPC geforderte Wiedererlangen der Kontrolle über die Schymkent-Raffinerie stellte aus kasachischer Sicht aber gleichzeitig einen integralen Bestandteil der politischen Strategie zur Steigerung der Energieversorgungssicherheit in den industrialisierten südlichen Regionen des Landes dar. Sozialpolitische Zielsetzungen spielten in diesem Zusammenhang eine äußerst wichtige Rolle und bewegten die Regierung seit Längerem zur Forcierung von Maßnahmen, die zur Stärkung des Einflusses auf den einheimischen Ölproduktmarkt beitragen sollten.⁴³⁵ Der Staat wollte hiermit insbesondere gegen die unkontrollierten Preissteigerungen vorgehen⁴³⁶, die in der Bevölkerung großen Unmut verursachten und ebenfalls ein wichtiges Wahlkampfthema darstellten.⁴³⁷ Die vergleichsweise großen und qualitativ hochwertigen Kumkol-Vorkommen (API 42) spielten auch aus Sicht des nationalen Interesses an der Stärkung der Position des staatlichen Energiekonzerns eine äußerst relevante Rolle. KMG kontrollierte zur damaligen Zeit lediglich etwa 15 Prozent der landesweiten Produktion, sollte jedoch perspektivisch zum global operierenden Öl- und Gasunternehmen ausgebaut werden, vergleichbar mit nationalen Ölgesellschaften in anderen wichtigen ölproduzierenden Ländern.⁴³⁸ Der

⁴³² Chinesische Unternehmen brachten sehr oft eigene Belegschaften mit, z. B. auch bei der Betreibung von Einkaufszentren. Vgl. The Power of political intimacy, in: Asianmoney, May 2007.

⁴³³ Vgl. Kazakh TV keeps wary eye on economic ties with China, in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.4.2005; An old geostrategic chess game is being waged again, with some new players, in: AP Worldstream, 16.8.2005.

⁴³⁴ Vgl. Neff, Andrew: Parliament Strikes Nationalist Chord in Kazakh Oil Ownership Debate, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 23.9.2006.

⁴³⁵ Die Unterschiede zwischen den regulierten Preisen auf dem kasachischen Binnenmarkt und dem Weltmarkt boten bereits Anreize zum Export von Teilen der Raffinerieproduktion. Die kasachische Regierung sah sich gezwungen, im Verlauf des Jahres für mehrere Monate Produktexporte zu verbieten um eine ausreichende Versorgung des Binnenmarktes in den Wintermonaten zu gewährleisten. Vgl. Kazakhstan buys Chinese oil stake, in: AFX International Focus, 5.7.2006.

⁴³⁶ Im Zeitraum von Januar bis Oktober 2005 kam es bei Treibstoffpreisen zum Anstieg um 23 Prozent. Vgl. Bogle, Sally: PM Pushes for Full Control of Kazakh Refineries Through Stake in Pavlodar, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.11.2006.

⁴³⁷ Vgl. Kazakhstan not objecting to CNPC's PetroKazakhstan buy – source, in: Business Report, 12.9.2006.

⁴³⁸ Anfang 2004 verkündete der Präsident von KMG, Uzakbai Karbalin, dass der Konzern ein „aggressiveres“ Vorgehen auf dem Binnenmarkt zur Ausweitung seiner Produktionskapazitäten anstrebt, da die meisten von ihm kontrollierten Felder alt wären und sich im Rückgang befänden. Die zuvor veränderte Gesetzgebung garantierte KMG bereits eine dominante Stellung in der künftigen Entwicklung von Offshore-Feldern. Deren Inbetriebnahme lag jedoch noch in ferner Zukunft, wobei auch die dafür veranschlagten Kosten sehr hoch waren. Für die Ausübung der nationalen, aber auch ausländischen Expansionspläne wurde von KMG im selben Jahr (2004) ein Tochterunternehmen - KMG Exploration & Production - gegründet. Dieses wurde im September 2006 an der Börse in London gelistet, wodurch die für die Expansion benötigten finanziellen Mittel erworben werden sollten (60 Prozent wurden weiter von KMG kontrolliert). Das Interesse der Regierung am Ausbau von KMG zum globalen Ölunternehmen spiegelte sich auch in der Erklärung des kasachischen Premierministers, Danial Akhmetov, vom Januar 2006 wider. „We must seek and reach other markets, and by robustly aggressive about it. In general, we would like our oil and gas company to represent a powerful economic force.“ Zit. in:

Verkauf von PetroKazakhstan bot der kasachischen Regierung daher eine gern gesehene Möglichkeit zur Wiedererlangung der Kontrolle über Teile der zuvor privatisierten Vorkommen, wodurch das Entwicklungspotenzial und die Marktposition von KMG verbessert werden konnten. Vor diesem Hintergrund bildete die Auseinandersetzung um PetroKazakhstan aus kasachischer Sicht einen Balanceakt zwischen dem Streben nach größerer Selbstbestimmung und Kontrolle über den eigenen Energiesektor, der als wichtigste Renteneinnahmequelle eine enorme wirtschafts- und sozialpolitische Relevanz besaß, und der geökonomischen Realität der Penetration des Landes durch einen stärkeren externen Akteur, der jedoch gleichzeitig als Element der eigenen „Balancing“-Strategie fungierte und mit dem man das Interesse an der „geopolitische Diversifizierung“ der Exportinfrastruktur teilte.⁴³⁹ Unmittelbar nach der Verabschiedung der Gesetzesänderung durch den Senat (12. Oktober) bestätigte der kasachische Energieminister, V. Schkolnik, erneut, dass sein Land auf dem Erwerb eines Teils von PetroKazakhstan bestände.⁴⁴⁰ Mit Rücksicht auf die neue Rechtslage lenkte CNPC schließlich ein, sodass am 15. Oktober eine Absichtserklärung über die Prinzipien der zukünftigen Kooperation unterschrieben werden konnte.⁴⁴¹ Demnach sollten 33 Prozent von PetroKazakhstan unter denselben Bedingungen an KMG verkauft werden, unter denen der Produzent durch CNPC erworben wurde (55 USD pro Aktie). Darüber hinaus sollten beide Unternehmen ein JV auf Paritätsbasis gründen, das die Schymkent-Raffinerie betreiben würde. CNPC verpflichtete sich ebenfalls dazu, zukünftig einen Anteil seiner Ölproduktion in der Raffinerie zu verarbeiten.⁴⁴²

5.3.17.3 Übernahmeschlacht Teil III: CNPC vs. Lukoil

Den letzten Akt in der Übernahmeschlacht um PetroKazakhstan bildete der Versuch von Lukoil, Anteile an dem Unternehmen zu erwerben. Der russische Konzern, der im Rahmen des JVs Turgai Petroleum zusammen mit PetroKazakhstan das Kumkol-North-Vorkommen entwickelte und zuerst keine Rolle im Bieterverfahren um den Produzenten spielte, äußerte am 5. Oktober seine Ansprüche auf die Nutzung von Vorkaufsrechten für den Erwerb der verbleibenden Anteile an Turgai Petroleum, die ihm nach eigener Auffassung laut geltendem JV-Vertrag zustanden.⁴⁴³ Lukoil zeigte sich bereit, 700 Mio. USD für den verbleibenden Anteil (50 Prozent) an Turgai Petroleum zu zahlen. Vertreter von PetroKazakhstan argumentierten demgegenüber, dass das von Lukoil beanspruchte Vorkaufsrecht nur in den Fällen Anwendung finden würde, wenn Anteile an Turgai Petroleum direkt verkauft werden sollten. Auch CNPC zeigte keine Bereitschaft, auf das Angebot von Lukoil einzugehen, repräsentierte doch der Anteil an Turgai Petroleum etwa 20 Prozent der Reservenbasis von PetroKazakhstan. Lukoil wandte sich daraufhin an das internationale Schiedsgericht in Stockholm, das den Streit entscheiden sollte. Da die Entscheidung über den Verkauf der Anteile von PetroKazakhstan bereits im

Government Directs Kazakhstani Oil Business To Seize Foreign Markets, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 23.1.2006; Neff, Andrew: Kazmunaigaz Plans More Aggressive Approach to Kazakh Oil Sector, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 24.2.2004.

⁴³⁹ Vgl. Kazakhstan does not mind sale of PKZ to CNPC, but considers to acquire stake in it, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 19.9.2005; Neff, Andrew: Government Aims to Assert „Strategic Control“ over Kazakhstan’s Oil Reserves, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 5.10.2005.

⁴⁴⁰ Vgl. Bukharbayeva, Bagila: Official: Kazakhstan will seek to buy portion of oil producer acquired by China, in: AP Worldstream, 4.10.2005.

⁴⁴¹ Vgl. CNPC-PetroKazakhstan deal may cause legal conflict – Shkolnik, in: News Bulletin, 12.10.2005.

⁴⁴² 2 Mt/Jahr sollten an die Raffinerie Schymkent gehen. Vgl. Singer, Jason: PetroKaz, CNPC clear sale hurdle; Companies to sell 33-per-cent stake to Kazakhstan’s state oil company, in: The Globe and Mail, S. 3, 17.10.2005; China’s CNPC to agree to side deal to help PetroKazakhstan bid – report, in: AFX, 14.10.2005.

⁴⁴³ Vgl. Sampson Paul: Kazakhstan: Chinese Heading For Clash Over PetroKazakhstan, in: Nefte Compass, 22.9.2005.

Rahmen der anstehenden Generalversammlung der Aktieninhaber des Unternehmens am 19. Oktober getroffen werden sollte, das Schiedsgericht bis zu diesem Termin jedoch keinen Schiedsspruch fällen konnte, wandte sich Lukoil ebenfalls an das zuständige kanadische Gericht in Calgary (PetroKazakhstan war in Kanada registriert) mit dem Antrag, die Entscheidung der Generalversammlung von PetroKazakhstan zu verhindern. Die Blockade sollte laut Antrag solange andauern, bis ein Urteil des Stockholmer Gerichtes vorliegen würde.⁴⁴⁴ Im Falle einer positiven Entscheidung des Schiedsgerichtes war Lukoil bereit, die Turgai-Anteile zu denselben Bedingungen zu erwerben wie CNPC.⁴⁴⁵ Der russische Konzern war sich dabei durchaus der Bedeutung der Felder für die chinesische Seite hinsichtlich der Auslastung der Atasu-Alashankou-Pipeline bewusst und bot daher angeblich sogar eine Verpflichtung über künftige Öllieferungen in Höhe von 2,5 Mt/Jahr (von Turgai Petroleum) nach China an. Zusätzlich deutete Lukoil darauf hin, dass es auch weitere Optionen zur Erhöhung der Ölexporte nach China besäße.⁴⁴⁶ Tatsächlich sprach der russische Produzent bereits bei der Eröffnung seiner Vertretung in Peking im September über die Möglichkeit von Lieferungen aus seinen sibirischen Produktionsgebieten nach China durch die zukünftige kasachische Route.⁴⁴⁷

Entgegen dem Antrag von Lukoil entschied das kanadische Gericht am 18. Oktober, dass das Inkrafttreten der Entscheidung der Anteilseigentümer von PetroKazakhstan bezüglich der Übernahme durch CNPC um lediglich acht Tage verschoben werden sollte und empfahl den Streitparteien, die Frage der Vorkaufsrechte in diesem Zeitraum zu regeln.⁴⁴⁸ Am 19. Oktober stimmten die Aktieninhaber von PetroKazakhstan schließlich mit einer Mehrheit von 99 Prozent für die Übernahme durch CNPC. Die Transaktion wurde nach Ablauf der gerichtlich festgelegten Frist (26. Oktober) am 27. Oktober abgeschlossen, obwohl zu diesem Zeitpunkt noch keine Einigung zwischen Lukoil und CNPC zur Klärung der Streitpunkte erzielt wurde.⁴⁴⁹ Am 11. November stimmte auch die kasachische Regierung der Transaktion zu.⁴⁵⁰

Die Verhandlungen zwischen CNPC und KMG über die Details des Einstieges der kasachischen Seite in PetroKazakhstan erstreckten sich jedoch noch über mehrere Monate. Hierbei ging es primär um finanzielle Aspekte der Transaktion, die aufgrund ihres Umfangs für KMG eine erhebliche Herausforderung darstellten. Die kasachische Seite versuchte zudem angeblich, in den Gesprächen auch über den Erwerb eines Kontrollanteils (d. h. über 50 Prozent) an der Schymkent-Raffinerie zu verhandeln.⁴⁵¹ Die zuvor vereinbarten Rahmenbedingungen wurden jedoch letztendlich beibehalten. Im Juli 2006 wurden zwischen KMG und CNPC schließlich zwei Abkommen unterzeichnet. Durch das erste erhielt der kasachische Konzern einen Anteil von 33 Prozent an PetroKazakhstan, durch das zweiten über-

⁴⁴⁴ Vgl. China's CNPC optimistic on PetroKazakhstan deal despite Lukoil suit – source, in: AFX International Focus, 12.10.2005; Lukoil proposes to resolve Turgai dispute before Canadian hearing, in: Business Report, 20.10.2005.

⁴⁴⁵ Vgl. Kramer, Andrew: CNPC clears hurdles for Kazakhstan oil; Canadian court favours China company, in: The International Herald Tribune, S. 11, 29.10.2005.

⁴⁴⁶ Vgl. CNPC-Kazakhstan, in: China Business News On-Line, 30.9.2005.

⁴⁴⁷ Vgl. Lukoil opens office in China, in: RIA Novosti, 22.9.2005; Russia-Lukoil-Kazakhstan-Plans, in: Central Asia General Newswire, 29.9.2005.

⁴⁴⁸ Vgl. China's CNPC optimistic on PetroKazakhstan deal despite Lukoil suit – source, in: AFX, 12.10.2005; Lukoil proposes to resolve Turgai dispute before Canadian hearing, in: Business Report, 20.10.2005.

⁴⁴⁹ Vgl. Kramer, Andrew: CNPC clears hurdles for Kazakhstan oil, in: The International Herald Tribune, S. 11, 27.10.2005; Chinas Ölriese CNPC kauft Petro Kazakhstan; Übernahme nach Sieg vor Gericht, in: Stuttgarter Zeitung, 28.10.2005.

⁴⁵⁰ Vgl. PetroKaz deal approved, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 11.11.2005.

⁴⁵¹ Vgl. Neff, Andrew: Kazmunaigaz Completes Acquisition of 33% stake in PetroKazakhstan from CNPC, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 6.7.2006.

nahm er einen Anteil von 50 Prozent an der Valsera Holding BV, die ein für die Ölraffinierung zuständiges zwischengeschaltetes Unternehmen von PetroKazakhstan darstellte und die Anteile an der Schymkent-Raffinerie verwaltete. Der Wert der Übernahme betrug 1,372 Mrd. USD, wobei KMG die Summe aus seinem Anteil der zukünftigen Gewinne von PetroKazakhstan begleichen sollte.⁴⁵² Im Rahmen der Verhandlungen wurde außerdem auch eine Einigung darüber erreicht, dass CNPC die durch den Kauf von PetroKazakhstan erworbenen Vorkaufsrechte auf Kazgermunai (Fn 393)⁴⁵³ nicht beanspruchen und hierbei KMG den Vortritt überlassen wird.⁴⁵⁴

Tabelle 35: Förderrate der von CNPC Ende 2005 kontrollierten Produzenten (in Klammern Anteilsproduktion)

	2006		2005	
	b/d	Mt	b/d	Mt
Westkasachstan				
Aktobemunaigas (CNPC 85,42 Prozent)	118.500 (101.223)	5,9015 (5,0411)	117.100 (100.027)	5,833 (4,9825)
Buzachi Operating (CNPC 50 Prozent)	26.800 (13.400)	1,3358 (0,6679)	14.900 (7.450)	0,744 (0,372)
CNPC in Westkasachstan gesamt	114.623	5,709	107.477	5,3545
Zentralkasachstan				
CNPC-AiDan Munai	9.100	0,4527	8.100	0,4056
PetroKazakhstan (CNPC 66 Prozent)				
PK Kumkol Resources (CNPC 66 Prozent)	74.000 (49.333)	3,6858 (2,4572)	61.300 (40.867)	3,0549 (2,0366)
Turgai Petroleum (CNPC 33 Prozent)*	68.500 (22.833)	3,4101 (1,1367)	60.300 (20.100)	3,0035 (1,0012)
Kazgermunai (CNPC 33 Prozent)*	57.900 (19.300)	2,8828 (0,9609)	37.600 (12.533)	1,873 (0,6243)
Kuatamlonmunai (CNPC 50 Prozent)	9.500 (4.750)	0,4728 (0,2364)	8.400 (4.200)	0,4174 (0,2087)
CNPC in Zentralkasachstan gesamt	105.316	5,2493	85.800	4,2764
CNPC Gesamtproduktion	219.939	10,9583	193.277	9,6309
Andere bekannte von chinesischen Unternehmen kontrollierte Projekte				
FIOC (Sinopec)				
Adai Petroleum (50 Prozent mit Rosneft)	800 (400)	0,0387 (0,01935)	900 (450)	0,0439 (0,02195)
Sazankurak (60 Prozent mit Atyraumunaigasgeologia)	4.000 (2.400)	0,1985 (0,1191)	4.000 (2.400)	0,1998 (0,11988)
Pricaspian Petroleum	600	0,0298	200	0,0116
Kuantamlonmunai (50 Zhenhua Energy)	9.500 (4.750)	0,4728 (0,2364)	8.400 (4.200)	0,4174 (0,2087)
Chinesische Unternehmen zusammen	228.089	11,63295	200.527	9,99303
Kasachstan gesamt	1.302.600	64,8634	1.234.100	61,4541

* Ergibt sich aus dem Anteil von PetroKazakhstan an dem Produzenten in Höhe von 50 Prozent und dem Anteil von CNPC an PetroKazakhstan in Höhe von 66 Prozent.

Quelle: Kazakh Crude Oil and Condensate Production 2006, Nefte Compass, 11.1.2006; eigene Auswahl und Berechnungen.

⁴⁵² Die Finanzierung des Geschäfts erfolgte über sog. „Floating rate notes“ (Wertpapiere mit variabler Verzinsung) im Wert von 1,372 Mrd. USD. Sie besaßen eine Laufzeit von zehn Jahren und wurden von der Tochtergesellschaft von KMG „KMG PKI Finance BV“ herausgegeben. Sie wurden durch den Anteil von KMG an PetroKazakhstan und 80 Prozent der zukünftigen Dividenden, die das Unternehmen von PetroKazakhstan erhalten sollte, garantiert. Vgl. Kazakhstan to buy 33 percent of oil producer acquired by China, Kazakh premier say, in: Associated Press Financial Wire, 15.2.2006; Kazakhstan's KazMunaiGaz buys 33% in PetroKazakhstan from CNPC, in: Prime-Tass, 5.7.2006; Kazakhstan - Waiting For The Boom - Kazakhstan Stands On The Verge Of An Oil Boom But Government Conditions Are Putting Oil Companies Off Investing In The Country, in: The Baker, 1.4.2006; CNPC announces completion of PetroKazakhstan deal, in: China Knowledge Newswire, 13.7.2006.

⁴⁵³ Es besaß Explorations- und Produktionslizenzen für die Felder Akshabulak, Nuraly und Aksai mit einer Laufzeit bis 1.3.2024. Zum 30.9.2006 besaß das Unternehmen nachgewiesene Reserven von 24,2 Mt Öl und 3,2 Mrd. m³ Erdgas bzw. nachgewiesene und mögliche Reserven von 40,7 Mt Öl und 4,7 Mrd. m³ Erdgas. Vgl. After purchasing 50% share in JV Kazgermunai, KMG E&P to become Kazakhstan's second largest oil producer, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 23.4.2007.

⁴⁵⁴ KMG befand sich bereits seit längerem in Verhandlungen mit den restlichen drei Projektpartnern über den Erwerb ihrer Anteile. Eine Einigung darüber konnte im Verlauf des Jahres 2006 erreicht werden, wobei der Preis für das Gesamtanteilspaket 1,07 Mrd. USD betrug. Vgl. CNPC to waive preemption right to 50% in KazGerMunay JV, in: Central Asia General Newswire, 26.2.2006; Wilson, Elliot: How Citic oiled the wheels of Kazakh M&A, in: Euromoney, May 2007.

In der Auseinandersetzung zwischen Lukoil und CNPC über die Ausübung der Vorkaufsrechte in Turgai Petroleum entschied das Schiedsgericht in Stockholm im Oktober 2006 schließlich zugunsten des russischen Konzerns.⁴⁵⁵ Eine versöhnliche Einigung zwischen den beiden Unternehmen bezüglich der Anteile an Turgai Petroleum konnte jedoch erst nach langwierigen Verhandlungen und weiteren Gerichtsverfahren im Juli 2010 erreicht werden. Lukoil stimmte demnach zu, seine Vorkaufsrechte nicht auszuüben und die Eigentumsstruktur in Turgai Petroleum beizubehalten.⁴⁵⁶

Der Erwerb von PetroKazakhstan, dessen Produktionsrate nach der Übernahme durch CNPC schnell nahezu gänzlich wiederhergestellt werden konnte,⁴⁵⁷ stellte aus der Sicht des chinesischen Konzerns einen bedeutenden Schritt zur Stärkung seiner Position im kasachischen Ölsektor und insbesondere zur Sicherstellung der Auslastung der ersten Phase der Atasu-Alashankou-Pipeline dar. Das Unternehmen verfügte nun in Kasachstan über eine kombinierte Förderkapazität, die etwa dem Transportvolumen der Anfangsstufe der Leitung (10 Mt/Jahr) entsprach. **(Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj od-kazov.)** Problematisch war jedoch, dass ein Großteil der Kapazitäten (Aktobemunaigas, Buzachi Operating) im westlichen Teil des Landes situiert war und deren Produktion daher erst nach der Vollendung des Transportsystems durch den Kumkol-Kenkiyak-Abschnitt unter wirtschaftlich forteilhaften Bedingungen über die Atasu-Alashankou-Leitung nach China exportiert werden konnte. Zwar sollte ein Teil des von CNPC in Westkasachstan geförderten Öls per Eisenbahn auch nach Atasu geliefert werden⁴⁵⁸, jedoch blieben westliche Exportrouten (CPC, Atyrau-Samara-Pipeline, transkaspische Lieferungen) für das Unternehmen aus kommerzieller Sicht weiterhin die bevorzugten Alternativen für die Evakuierung dieser Produktion. Darüber hinaus verringerten die eingegangenen Verpflichtungen zur Belieferung des einheimischen Marktes im Umfang von etwa 2 Mt/Jahr das Exportpotenzial der neu erworbenen Produktionsstätten. Somit mussten von CNPC auch weiterhin erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um die Auslastung der ersten Phase der Atasu-Alashankou-Pipeline sicherzustellen. Darüber hinaus mussten vor dem Hintergrund der geplanten und aus kommerziellen Gründen notwendigen Steigerung des Durchleitungsvermögens der Kasachstan-China-Pipeline (auf

⁴⁵⁵ Vgl. Neff, Andrew: Canadian Court Approves CNPC-PetroKazakhstan Deal; Lukoil Holds Out on Turgai Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 27.10.2005; Wardell, Simon: Lukoil Looking to Settle Turgai Dispute in Kazakhstan, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 21.10.2005.

⁴⁵⁶ CNPC zahlte an Lukoil im Gegenzug 438 Mio. USD als Kompensierung für entgangene Dividenden. Die Unternehmen entschieden sich somit für eine Lösung, die nicht der Empfehlung des Internationalen Schiedsgerichts in Stockholm vom Oktober 2009 entsprach. Dieses schlug vor, dass die Anteile von PetroKazakhstan an Turgai Petroleum für 300 Mio. USD an Lukoil verkauft werden sollten. Zwischenzeitlich versuchte CNPC verschiedene Lösungen zu finden, die u. a. den Tausch für Beteiligungen in anderen Ländern beinhalteten. Vgl. PetroKaz, Lukoil Make Peace Over Turgai, in: Nefte Compass, 26.8.2010.

⁴⁵⁷ Die Förderrate der Hauptproduktionseinheit von PetroKazakhstan (PK), PetroKazakhstan Kumkol Resources, betrug wegen der im April behördlich festgelegten Gas-Flaring-Restriktionen im Oktober, also noch vor der Übernahme durch CNPC, lediglich 43.800 b/d (Durchschnitt 2004 lag bei 87.400 b/d). Im Dezember wurden jedoch bereits 75.700 b/d gefördert. Dabei führte CNPC im Vergleich zum vorherigen Zustand keine Veränderungen bei der Verwertung des Begleitgases durch. Anschließende kasachische Inspektionen zeigten, dass die neuen chinesischen Betreiber gleich nach der Übernahme gegen die kasachischen Gas-Flaring-Bestimmungen verstießen. Darüber hinaus fuhren sie Kontroll- und Messanlagen ein, die nicht in Kasachstan registriert bzw. von zuständigen Behörden geprüft waren. Ähnliches galt auch für weitere Anlagen und Ausrüstungsteile. Unmut lösten auch schlechte Wohnbedingungen lokaler Arbeiter aus (6-8 Personen auf 10-12 m² Wohnfläche). Vgl. KazMunaiGaz buys stake in PetroKazakhstan, in: The Times of Central Asia, 13.7.2006.

⁴⁵⁸ Unter anderem um das Erstarren des paraffinhaltigen Kumkol-Öls in der Leitung im Winter zu verhindern. Vgl. Ritchie, Michael: Kazakh-China Pipe Fill Starts, But Questions Linger Over Use, in: International Oil Daily, 15.12.2005.

20 Mt), die nach dem Verlegen des Verbindungsstückes zwischen Kumkol und Kenkiyak erfolgen sollte, auch weitere Förderkapazitäten im Land sichergestellt werden.

5.3.18 Die Inbetriebnahme des Atasu-Alashankou-Abschnittes – die geoökonomische Teilung des kasachischen Ölsektors

Am 14. November 2005 wurde die Verlegung der Röhren der Atasu-Alashankou-Pipeline durch den feierlichen Zusammenschluss des kasachischen und chinesischen Streckenabschnittes am Alatau Pass abgeschlossen.⁴⁵⁹ Trotz früherer Bekundungen von Rosneft und Lukoil bezüglich ihrer Bereitschaft zur Nutzung der Leitung für Exporte nach China bestand auch in diesem fortgeschrittenen Implementierungsstadium weiterhin keine Klarheit über die zukünftige russische Öleinspeisung, was auf Seiten chinesischer Vertreter zu einer gewissen Unruhe führte. Die chinesische Führung versuchte auf die (aus ihrer Sicht bestehenden) sicherheitspolitischen Vorteile von leitungsgebundenen Transporten hinzuweisen und rief Russland und Kasachstan auf, sich verstärkt auf Pipelinetransportoptionen zu konzentrieren. *„Oil transportation by pipeline to a large extent meets the energy safety requirements of all three countries. This is a lot better than any marine projects.“*⁴⁶⁰ Im Kern kam dies einer Forderung nach der Ausrichtung der Exportinfrastruktur beider Länder auf den schnell wachsenden chinesischen Absatzmarkt gleich, was aufgrund des statischen Charakters von Pipelines langfristige Versorgungsbeziehungen zementieren und der chinesischen Wirtschaft eine sichere Rohstoffquelle bieten würde. Nicht zuletzt würde dies auch einen Schritt hin zur Verwirklichung der Vorstellungen zur Schaffung einer kontinentalen Energiebrücke bedeuten, die Russland, Zentralasien und möglicherweise sogar den Iran mit China verbinden würde. Die Idee spiegelte gleichzeitig die in der strategischen Denkweise Pekings verankerte klassische geopolitische Konkurrenz zwischen See- und Landmächten und den von ihnen bevorzugten Transportmethoden wider⁴⁶¹ und sollte eine Befreiung von

⁴⁵⁹ Vgl. Oil pipeline between China and Kazakhstan finished, in: The Times of Central Asia, 15.11.2005.

⁴⁶⁰ Wang Haiyun, Leiter des Institute for Russian, European and Central Asian Studies, zit. in: China wants Russian Oil in China-Kazakhstan Pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 7.12.2005.

⁴⁶¹ Aus geopolitisch-neorealisticcher Perspektive vertreten einige Autoren wie Cohen die Auffassung, dass bestehende regionale Machtbedingungen es China erschweren würden, seine Macht auf die See zu projizieren und es somit zur Landmacht bestimmen. *„In our opinion, China’s ocean frontage is not first class. ... Offshore Asia, the combination of a populous string of island-nations and Australasia, buttressed by North American landmass to the north is not easy strategic game for Mainland China. On the contrary, it constitutes a region that appears to be quite capable of shaping a unique geopolitical consciousness.“* Zu einem ähnlichen Ergebnis gelangte bereits Anfang des 20. Jahrhunderts auch Fairgrieve, der jedoch als Erklärungsfaktoren der historischen Entwicklung Chinas zur Landmacht ausschließlich natürliche Rahmenbedingungen nannte und somit aus heutiger Sicht reduktionistisch im geografischen Determinismus der klassischen Geopolitik verankert blieb. *„The position of China fronting the open ocean, on the road to nowhere by sea, and the absence of any Mediterranean Sea, are great, silent, negative controls which have to an incalculable degree tended to confirm the Chinese in their habits as landmen, and to prevent them from becoming seamen. Nor were the Chinese forced to take to the sea, as were the Norsemen, by poverty of a cold, sterile land. There was no effective pressure behind, as was the case with the Saxon. ...“* Die verstärkte Fokussierung kontinentaler Versorgungswege, die sich in gemeinsamen Pipelineprojekten mit Russland, Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan sowie dem fortlaufenden Ausbau transeurasischer Eisenbahn- und Straßenkorridore widerspiegelt, scheint die Auffassung von China als Landmacht zu bestätigen. Dementgegen sind jedoch die kontinuierliche Aufrüstung der chinesischen Tiefseeflotte sowie zahlreiche Aktivitäten des Landes in Überseeregionen zu stellen. Letztere werden von amerikanischen Sicherheitsexperten unter der Bezeichnung „String of Pearls“- Strategie geführt. Deren Kern liegt im Aufbau neuer Häfen und Stützpunkte bzw. der Sicherung des Zugangs zu bereits bestehenden Anlagen (und deren Erweiterung) entlang der für die Versorgung Chinas strategisch wichtigen maritimen Transportwege, insbesondere in Richtung des Nahen Ostens und Afrikas. US-Vertreter betrachten dies nicht nur als Teil einer maritimen bzw. militärischen Strategie, sondern auch als Manifestierung chinesischer Ambitionen zur Erlangung des Status einer globalen (Super-)Macht. Vgl. Cohen, Bernard Saul: Geography and Politics in a World Divided.

der durch die US-Marine leicht zu beeinflussende Tankerversorgung schaffen. Mögliche Ansätze zu deren Umsetzung bestanden dabei durchaus auch auf multilateraler Ebene. Hierbei könnten potenziell vor allem die im Rahmen der SCO wiederholt vorgebrachten Forderungen nach einer verstärkten energiepolitischen Zusammenarbeit unter den Mitgliedern aufgegriffen werden, die bis dahin in den nur vage formulierten Vorschlägen zur Schaffung eines „SCO Energy Clubs“⁴⁶² Ausdruck fanden. Auch wenn diese Initiativen zu diesem Zeitpunkt primär von Russland ausgingen, so sprachen sich auch chinesische Vertreter wiederholt für eine Stärkung energiepolitischer Zusammenarbeit unter dem Dach der Organisation aus. Konkrete chinesische Vorstöße blieben jedoch bis dahin aus, da das Land bei der Entscheidung über multi- oder bilaterales Vorgehen grundsätzlich sehr selektiv vorging und jeweils die Möglichkeit nutzte, in der es sich eine stärkere Position ausrechnete.⁴⁶³ In einer Reaktion auf den neuerlichen chinesischen Vorstoß verwies die kasachische Seite ihrerseits lediglich auf die Verpflichtungen, die CNPC bei der Unterzeichnung des Abkommens zum Bau der Atasu-Alashankou-Pipeline eingegangen war. „CNPC should resolve the problem of filling the Atasu-Alashankou pipeline. This company should agree with the Russians on oil supplies. At the initial stage Kazakhstan will supply Kumkol oil into the pipeline, and agreement on the remaining supplies is the affair of private companies.“⁴⁶⁴ Die Initiative Pekings zur Neuausrichtung der kasachischen Exportpolitik auf den chinesischen Markt war aus Sicht der pragmatischen kasachischen Diversifizierungspolitik sowohl wirtschaftlich als auch politisch ungewollt und wurde somit gar nicht erst aufgegriffen.⁴⁶⁵

2. Edition, New York: Oxford University Press, 2. Edition, 1973, S. 74-75; Fairgrieve, James: Geography and World Power, London: University of London Press, 1927, S. 242; Pehrson, Christopher J.: String of Pearls: Meeting The Challenge of China's Rising Power Across The Asian Littoral, Strategic Studies Institute, July 2006.

⁴⁶² Beispielsweise brachte Russland beim SCO-Treffen im September 2004 die Idee eines „energy pools“ voran. Hierzu wurde ein Aktionsplan angenommen, der die Basis für die Zusammenarbeit zwischen Energieproduzenten- und -konsumenten bilden sollte. Beim Treffen im Oktober 2005 wurde von den SCO-Mitgliedern die Absicht einer verstärkten energiepolitischen Zusammenarbeit deklariert. Beim Treffen im Juni 2006 formulierte Putin dies unter dem Stichwort „SCO Energy Club“. Im September 2006 einigten sich die Mitglieder auf die Einrichtung einer Arbeitsgruppe, die die Gründung eines „regional energy club“ untersuchen sollte. Vgl. Kazakhstan, China to end preliminary gas talks, in: UPI, 2.6.2005; SCO gives top priority to energy cooperation, in: China Energy Newswire, 18.9.2006; Russia initiates SCO energy club, in: RIA Novosti, 21.6.2006.

⁴⁶³ In der SCO-Charta rangiert die wirtschaftliche Zusammenarbeit erst an fünfter Stelle hinter außen- und sicherheitspolitischen Zielen, wie: Wahrung des Friedens und Förderung von Sicherheit und Vertrauen in der Region, Suche nach gemeinsamen Positionen in außenpolitischen Angelegenheiten von gegenseitigem Interesse, Entwicklung und Umsetzung gemeinsamer Maßnahmen gegen Terrorismus, Separatismus und Extremismus, Schmuggel von Drogen und Waffen sowie illegaler Migration, Koordinierung von Bemühungen im Bereich der Abrüstung und Rüstungskontrolle. Vgl. Hilpert, Hanns Günther/Möller, Kay/Wacker, Gudrun/Will, Gerhard: China 2020. Perspektiven für das internationale Auftreten der Volksrepublik, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2005, S. 28, 29.

⁴⁶⁴ Musabek Isaev, Leiter der Abteilung für Ölindustrie im kasachischen Energieministerium, zit. in: China worried about filling Kazakhstan-China pipeline, in: Central Asia General Newswire, 30.11.2005.

⁴⁶⁵ Zu den wirtschaftlichen Gründen gehörten z. B., dass die gesamte bis dahin bestehende kasachische Pipelineinfrastruktur für Lieferungen in westliche Richtung konzipiert war, woraus sich für den künftigen Zubau von Exportkapazitäten Pfadabhängigkeitsvorteile ergaben (z. B. Erweiterung der CPC oder BTC war billiger als Bau neuer Pipelines). Dies wurde durch geografische Vorteile verstärkt, da die kasachischen Hauptproduktionsgebiete im Westen des Landes deutlich näher an Europa lagen als an China. Der europäische und mediterrane Markt stellte die aus kommerzieller Perspektive bevorzugte Absatzdestination für nahezu alle in Kasachstan tätigen Produzenten dar, da er sowohl attraktivere Transportkosten als auch höhere Netbacks bot als China. Die in Noworossijsk (oder zukünftig Ceyhan) beladenen Tanker eröffneten zum Teil auch die Möglichkeit zur Vermarktung außerhalb des mediterranen Raumes und erweiterten somit die Absatzperspektiven. Anders als bei Exporten auf den chinesischen Markt sahen sich die Produzenten hier keinen Monopson-Strukturen ausgesetzt. Vor dem Hintergrund dieser Vorteile bevorzugten Produzenten auch bei der Konzipierung künftiger Ex-

Am 15. Dezember, einen Tag vor dem ursprünglich deklarierten Termin, wurde die Atasu-Alashankou-Pipeline feierlich eingeweiht. Die tatsächlichen Kapitalinvestitionen für das Projekt beliefen sich auf 806 Mio. USD.⁴⁶⁶ An den Bauarbeiten waren direkt insgesamt 4.500 Arbeiter beteiligt, wobei durch den Pipelinebetrieb 500 feste Stellen geschaffen wurden.⁴⁶⁷ In der Folgezeit musste die Pipeline noch von CNPC mit etwa 600.000 t technischen Öls beladen werden, was laut Plänen bis Mai 2006 abgeschlossen werden sollte. Wegen des hohen Paraffingehalts des Kumkol-Öls, das bei niedrigen Temperaturen in der Pipeline zu erstarren drohte, mussten hierzu auch andere Ölarten beige-mischt werden.⁴⁶⁸ Im Jahr 2006 sollte die Leitung vorerst lediglich etwa die Hälfte ihrer projizierten Anfangskapazität besitzen, was auf den Abschluss noch ausstehender Arbeiten am kasachischen Streckenabschnitt und der binnenchinesischen Transportinfrastruktur zurückzuführen war. Geplant war daher, dass die volle Kapazität der ersten Phase (10 Mt/Jahr) erst Ende 2007 genutzt werden könnte. Parallel zur Einweihung der Pipeline wurde auch die vorläufige Machbarkeitsstudie für die Kenkiyak-Kumkol-Sektion präsentiert. Das 752 km lange Verbindungstück mit einem projizierten Durchleitungsvermögen von bis zu 20 Mt/Jahr sollte die bereits bestehenden Infrastruktursegmente in ein durchgehendes Transportsystem integrieren. Bestandteil der letzten Realisierungsphase sollte auch die Umkehrung des Transportflusses der Kenkiyak-Atyrau-Leitung sein, sodass auch Öl aus den Küstengebieten über das neue Segment in östliche Richtung befördert werden sollte. Ebenso war auch die Ausweitung der Kapazität des Atasu-Alashankou-Abschnittes von 10 auf 20 Mt/Jahr geplant, was letztendlich entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des gesamten Exportsystems war.⁴⁶⁹ Nurbol Sultan, stellvertretender Generaldirektor von KazTransOil, sprach zudem davon, dass die Kapazität des voll ausgebauten Atasu-Alashankou-Segments bei Bedarf bzw. entsprechender Nachfrage auf bis zu 50 Mt/Jahr erweitert werden könnte. Die Inbetriebnahme des letzten Abschnittes der Kasachstan-China-Pipeline sollte nach bestehendem Zeitplan jedoch erst im Jahr 2011 erfolgen.⁴⁷⁰

Die Atasu-Alashankou-Leitung war (und ist) für Kasachstan nicht nur die erste Exportpipeline, die russisches Territorium umging, sondern verschaffte dem Land gleichzeitig auch eine Möglichkeit zur Steigerung seines Transitpotenzials, denn sie konnte russischen (bzw. sibirischen) Ölproduzenten mindestens bis zur Fertigstellung eines russisch-chinesischen Exportsystems und der deutlichen Erhöhung des kasachischen Förderpotenzials, das die eigenständige Auslastung der neuen Pipeline ge-

portsysteme solche Optionen (KCTS), die nach Westen ausgerichtet waren. Auch geopolitisch betrachtet war eine zu starke Orientierung auf den chinesischen Markt aus kasachischer Sicht ungewollt. Trotz guter Beziehung wurde China weiterhin mit einem gewissen Argwohn betrachtet und eine starke Abhängigkeit wurde mit der Gefahr politischer Einflussnahmen verbunden. Im Sinne des kasachischen Exportpragmatismus sollte China somit zwar eine Diversifizierungsoption darstellen, jedoch nicht die anderen Vektoren ersetzen. Die definitive Entscheidung über die Exportdestination sollte dabei den jeweiligen Produzenten überlassen bleiben und möglichst eine Maximierung der Gewinne erlauben.

⁴⁶⁶ Vgl. Atasu-Alashankou investment \$806 mln – KMG chief, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005; Kazakh leader inaugurates historic oil pipeline to China, in: Agence France Presse, 15.12.2005.

⁴⁶⁷ Vgl. Nazarbayev opens Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005; Kazakh-China oil pipeline goes into operation, in: China Energy Weekly, 16.12.2005; Oil Pipeline Kazakhstan-China: Unreality and Reality, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.12.2005.

⁴⁶⁸ Am 15. Dezember wurden 44 Tankwagons beladen mit Öl von Aktobemunaigas in die Pipeline verladen. Der Eisenbahnterminal besaß eine Kapazität von 1,5 Mt/Jahr. Vgl. President of Kazakhstan commissioned Atasu-Alashankou oil pipeline, in: Kazakhstan General Newswire, 15.12.2005; Atasu-Alashankou volume to reach 10 mln tonnes by end 2006, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.

⁴⁶⁹ Vgl. Kazmunaigaz confirms plan to buy foreign assets, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 11.1.2006; Neff, Andrew: China Pipeline from Kazakhstan to Reach Initial Capacity by End of 2007, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 19.12.2005.

⁴⁷⁰ Vgl. Kenkiyak-Kumkol pipeline construction to start in 2011, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.

währleisten würde, einen Transportkanal zum zuvor nur per Eisenbahn zugänglichen chinesischen Markt bieten. Realpolitisch betrachtet trug sie somit nicht nur zur „geopolitischen Diversifizierung“ kasachischer Ölexportrouten und folglich zur Senkung der asymmetrischen Abhängigkeit von Russland bei, sondern offerierte darüber hinaus, zumindest im Öltransportbereich, ein Mittel zur Erhöhung der Interdependenz zwischen beiden Ländern. Vor diesem Hintergrund wurde sie von der US-Regierung auch als willkommenes Element der regionalen Strategie zum Ausbau multipler Exportrouten angesehen, deren grundsätzliche Prämisse neben der Blockierung von an den Iran gebundenen Transportlösungen auch die Verhinderung von monopolistischen Strukturen (Transneft/Gazprom) darstellte. *„We think that an oil pipeline [from Kazakhstan] to China is a good idea, and we support it. We believe that there is much advantage in having multiple export routes, including that to China.“*⁴⁷¹ Die Atasu-Alashankou-Verbindung war, mit Ausnahme einer im Jahr 1997 eröffneten kleinen turkmenischen Gasleitung in den Iran, die erste direkte Exportpipeline aus Zentralasien, die Russland gänzlich vermied. Für die östlich des Kaspischen Meeres liegenden postsowjetischen Staaten stellte sie somit auch das Symbol einer zunehmenden politischen und wirtschaftlichen Emanzipation von Moskau und der sich kontinuierlich verschiebenden Machtverhältnisse in der Region dar, was auch in Äußerungen kasachischer Offizieller reflektiert wurde: *„the importance of this [pipeline] is far beyond the framework of bilateral relations - this is, without exaggeration, is a world geopolitical issue.“*⁴⁷² Aus geoökonomischer Sicht sollte die Leitung als Bindeglied zwischen chinesischen Verarbeitungszentren in Xinjiang und zentralkasachischen Lagerstätten dienen, die für China nun die Rolle einer Ersatzrohstoffbasis für die mangelnden Binnenvorkommen im fernen Westen (Tarin-Bassin) übernehmen konnten. Demgegenüber verliefen die Hauptexporttrassen für westkasachische – inklusive der unter CNPC-Kontrolle befindlichen – Vorkommen weiterhin primär über Russland und teilweise auch den Kaukasus in den Westen. Die Pipeline kann somit auch als Instrument der geoökonomischen Teilung Kasachstans, genauer, der sich im Land befindlichen Öllagerstätten, interpretiert werden. Obwohl einzelne Produzenten (Lukoil) in Zentralkasachstan auch nach der Inbetriebnahme weiterhin Teile ihres Öls in westliche Richtung exportierten, lag der Hauptabnahmemarkt nun eindeutig im Osten. Dies wurde dadurch verstärkt, dass CNPC nach dem Erwerb von PetroKazakhstan, Aidan-Munai und Kuatamlonmunai den dominanten wirtschaftlichen Akteur in der Region darstellte.⁴⁷³ Wie bereits dargestellt wurde, reichten jedoch diese Kapazitäten nicht aus, um die Auslastung der neuen Pipeline zu gewährleisten, sodass die Öleinspeisung aus anderen kasachischen Provinzen oder Russland weiterhin dringend gefragt war.

5.3.19 Schwierigkeiten beim Zugang russischer Produzenten zur Pipeline⁴⁷⁴

Parallel zur Befüllung der Atasu-Alashankou-Pipeline mit technischem Öl wurden auch intensive Gespräche mit russischen Unternehmen über ihre Nutzung geführt. Große Hoffnungen waren dabei

⁴⁷¹ John Ordway, US Botschafter in Kasachstan, zit. in: US envoy backs Kazakh-Chinese energy cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 10.5.2006.

⁴⁷² Kasymzhomart Tokajew, kasachischer Außenminister, zit. in: Ties with China top priority – Kazakh foreign minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 15.12.2004.

⁴⁷³ In der Kyzylorda-Provinz, in der die zentralkasachischen Vorkommen des Turgai Bassins konzentriert sind, wurden im Jahr 2006 11,484 Mt Erdöl produziert. Davon entfielen 3,686 Mt auf PetroKazakhstan (66 Prozent CNPC), 2,883 Mt auf Kazgermunai (33 Prozent CNPC), 3,410 Mt auf Turgai Petroleum (33 Prozent CNPC), 0,473 Mt auf Kuatamlonmunai (50 Prozent CNPC) und 0,453 Mt auf Aidan Munai (100 Prozent CNPC). Die Anteilsproduktion von CNPC betrug somit 5,249 Mt. Vgl. Kazakh Crude Oil and Condensate Production 2006, in: Nefte Compass, 11.1.2006.

⁴⁷⁴ Das Kapitel schließt inhaltlich an Kapitel 5.3.16 an.

insbesondere mit Rosneft verbunden, das diesbezüglich bereits eine Transportquote (1,2 Mt) bei Transneft beantragte. Neben Tarifaspekten waren es vor allem die Vermarktungsbedingungen in China, die im Mittelpunkt der Verhandlungen standen, an denen neben CNPC und KMG aus technischen Gründen zeitweilig auch Transneft teilnahm. Im Februar 2006 wurde mit 16,1 USD/t erstmalig ein konkreter Tarif für Lieferungen auf der neuen Route vorgeschlagen.⁴⁷⁵ Rosneft führte ebenfalls separate Gespräche mit Transneft über den angeblichen Bedarf der Ausweitung der Omsk-Pawlodar-Leitung, die laut dem Pipelinemonopolisten über keine ausreichende Kapazität für den Öltransit in Richtung Atasu verfügte. Der Produzent signalisierte darüber hinaus auch Interesse an der Gründung eines JVs mit chinesischen Unternehmen, das die Vermarktung von Öl und Ölprodukten in China realisieren würde.⁴⁷⁶ Obwohl es CNPC seit Anfang des Jahres gelang, Absichtserklärungen über Öllieferungen mit mehreren russischen Unternehmen abzuschließen, blieb das bekundete Interesse deutlich hinter den ursprünglichen Erwartungen chinesischer und kasachischer Vertreter zurück. Diese strebten nämlich danach, dass in der Anfangsphase des Pipelinebetriebs jährlich bis zu 5 Mt Öl aus Russland eingespeist werden sollten.⁴⁷⁷ Die zögerliche Haltung der Produzenten ging sowohl auf eine Vielzahl seitens CNPC und KMG weiterhin ungeklärter Aspekte der Pipelinennutzung als auch auf die zwischen Kasachstan und Russland auf intergouvernementaler Ebene ausstehende Übereinkunft über diverse Transitmodalitäten zurück.⁴⁷⁸ Anfang April wurde zwischen den Parteien somit vorerst lediglich eine Einigung über die Einspeisung von etwa 300.000 t technischen Öls aus Russland erreicht.⁴⁷⁹ Industrieexperten und russische Unternehmen sprachen bereits zuvor davon, dass die Einleitung russischen Öls wegen des hohen Paraffingehalts der kasachischen Ölmischung notwendig wäre, da diese sonst bei geringen Temperaturen erstarren würde.⁴⁸⁰ Solche Bedenken wurden zwar anfänglich von der chinesischen Seite abgelehnt, jedoch schienen Zwischenfälle in den Wintermonaten bestätigt zu haben, dass die Beimischung notwendig ist.⁴⁸¹ Der Beginn kommerzieller russischer Lieferungen wurde von den Pipelineeigentümern ungeachtet der noch offenen Problembereiche weiterhin für die zweite Hälfte des Jahres anvisiert.⁴⁸² Die chinesische Seite plante für dasselbe Jahr, über die Leitung insgesamt 4,5 Mt (russisches und kasachisches) Öl zu beziehen und wollte die Menge im Jahr 2007 auf 8 Mt steigern.⁴⁸³

⁴⁷⁵ Vgl. Khartukov, Eugene/Starostina, Ellen: Expansion eyes multiple outlets, in: *Oil & Gas Journal*, S. 64, 3.4.2006.

⁴⁷⁶ Hierzu sollten beide Seiten eine gemeinsame Raffinerie mit einer Kapazität von 10 Mt/Jahr bauen. Rosneft setzte sich dabei für einen Standort in Ostrussland, CNPC dagegen in Westchina ein. Im Dezember 2006 wurde eine Einigung erreicht, wonach die Raffinerie bei Peking gebaut werden sollte. Hierzu sollte ein JV gegründet werden, an dem Rosneft 49 und CNPC 51 Prozent halten würden. Vgl. Rosneft considering Atasu-Alashankou to ship oil to China, in: *Russia & CIS Energy Newswire*, 8.2.2006; Neff, Andrew: Rosneft Wins Three Licenses in Eastern Siberia, in: *World Markets Analysis*, World Markets Research Centre, 10.2.2006.

⁴⁷⁷ Vgl. Kazakh pipeline begins delivering oil to China, in: *Agence France Presse*, 25.5.2006; More Kazakh oil piped into China, in: *BBC Monitoring Asia Pacific – Political*, 25.5.2005.

⁴⁷⁸ Vgl. Kazakhstan: Russia Producers Uncertain About China Pipeline, in: *Nefte Compass*, 4.5.2006.

⁴⁷⁹ Vgl. Russia to supply crude to China through Kazakh pipeline, in: *Eastbusiness*, 11.4.2006.

⁴⁸⁰ Vgl. Nelli, Sharushkina: Opening Up: Russia Opens Reserves To China, in: *Nefte Compass*, 7.5.2005.

⁴⁸¹ Angeblich kam es im Februar 2006 zum Erstarren des in der Leitung befindlichen Öls. TNK-BP sprach davon, dass in kälteren Monaten etwa 180.000-200.000 t/Monat russischen Öls benötigt wären, um dem Erstarren vorzubeugen. Vgl. TNK-BP hopes to start exporting oil to China through Atasu-Alashankou Pipeline, in: *Kazakhstan General Newswire*, 22.11.2006.

⁴⁸² Vgl. Transneft confirms possibility of using Atasu-Alashankou pipe, in: *Central Asia General Newswire*, 25.4.2006.

⁴⁸³ Die im Vergleich zur möglichen Kapazität der ersten Pipelinephase (10 Mt/Jahr) geringer angestrebten Importmengen gingen u. a. darauf zurück, dass zuerst die Erweiterung der Raffinerie in Dushanzi, die als Haupt-

Transneft verkündete Anfang April, dass im Verlauf des Jahres aus technischer Sicht russische Öllieferungen nach Atasu im Umfang von insgesamt 1,3 Mt möglich wären.⁴⁸⁴ Der Konzern strebte jedoch noch Garantien von den künftigen Nutzern der Exportroute an, die die aus seiner Sicht erforderliche Aufrüstung des russischen Segments der Omsk-Pawlodar-Pipeline absichern würden.⁴⁸⁵ Der Streckenabschnitt wurde in den letzten Jahren unregelmäßig betrieben und besaß laut Transneft somit nur ein sehr eingeschränktes Durchleitungsvermögen.⁴⁸⁶ Entgegen diesen Äußerungen versicherte KazTransOil, dass sich das 903,7 km lange kasachische Teilstück derselben Pipeline (Priirtyshsk/Grenze-Pawlodar-Atasu) in einem technisch guten Zustand befände und über eine Kapazität von 16,5 Mt/Jahr verfüge.⁴⁸⁷

Gewisse Probleme bezüglich der Nutzung der Atasu-Alashankou-Pipeline bestanden aber auch zwischen Kasachstan und CNPC, sodass die kommerziellen Lieferbeziehungen erst mit einer etwa zwei-monatigen Verspätung gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan aufgenommen werden konnten (Ende Juli, statt im Mai). Die Verzögerungen entstanden wegen Differenzen bezüglich der Messstandards und den damit einhergehenden Zollfragen. Darüber hinaus traten Probleme an Pumpanlagen in Kasachstan auf, die die Öldurchleitung deutlich verlangsamten. Deshalb kam es auch zur Senkung der für das Jahr erwarteten Gesamttransportmenge von ursprünglich 4,5 auf 3,5 Mt. Industrievertreter deuteten aber ebenfalls darauf hin, dass die Verzögerungen dadurch mit verursacht wurden, weil zwischen beiden Parteien weiterhin gewisse Differenzen bezüglich der Ölpreissetzung herrschten.⁴⁸⁸ Spekuliert wurde, dass die chinesische Seite hierbei wahrscheinlich einlenkte, da das paraffinhaltige Öl sonst in der Leitung erstarren würde. Zudem besaß CNPC auch Interesse an der Auslastung seiner Raffinerie in Dushanzi.⁴⁸⁹

Ein erheblicher Rückschlag im Streben nach der Auslastung der Leitung mit russischem Öl wurde im Juli verzeichnet, als sich Rosneft entgegen seiner früheren Ankündigungen gegen Lieferungen nach China über die Atasu-Alashankou-Verbindung entschied. Das Unternehmen begründete dies mit den unattraktiven Preisbedingungen, die die chinesische Seite für die Ölvermarktung auf dieser Route

abnehmer galt, abgeschlossen werden musste. Dies sollte erst im Verlauf des Jahres 2007 erfolgen. Vgl. Atasu-Alashankou pipeline to deliver 3.5 mln tonnes oil to China in 2006, in: Russia & CIS General Newswire, 5.7.2006; Petrochina sees expanded Dushanzi refinery completed in October – Report, in: Xinhua Financial News, 14.3.2007.

⁴⁸⁴ Vgl. Russian oil will flow to China via Kazakhstan refinery (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 1.11.2006.

⁴⁸⁵ Russisches Öl sollte über die Omsk-Pawlodar-Pipeline bis Atasu fließen, wo es in die Atasu-Alashankou-Pipeline eingespeist würde.

⁴⁸⁶ Vgl. Russian cos want to supply 1.3 mln tns of oil via Kazakh-Chinese pipe, in: Prime-Tass, 25.4.2006; Kazakhstan: Crude To Start Flowing To China, in: Energy Compass, 27.4.2006.

⁴⁸⁷ Vgl. Kazakhstan guarantees Russian access to Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 4.5.2006.

⁴⁸⁸ Zwar erreichten erste kasachische Öllieferungen die Messstation in Alashankou bereits am 25. Mai, jedoch verzögerten die zuständigen Behörden die Erlaubnis zur Grenzüberschreitung bis zum 6. Juli. Erst danach konnte mit der Befüllung der Ölspeicher in Alashankou begonnen werden. Das Öl durfte jedoch auch dann noch nicht abgenommen werden. Erste Lieferungen an die Dushanzi-Raffinerie erfolgten somit erst am 29. Juli. Vgl. Months after Pipeline Link is Completed, Kazakh Crude Finally Makes It to China, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 12.7.2006; Kazakhstan-China oil pipeline opens to commercial operation, in: Xinhua Economic News Service, 12.7.2006; Kazakh pipeline begins delivering oil to China, in: Agence France Presse, 25.5.2006; More on Kazakh oil piped into China, in: BBC Monitoring Asia Pacific – Political, 25.5.2005.

⁴⁸⁹ Vgl. Ritchie, Michael/Ling, Song Yen: Finish Line: Pricing Issues Bedevil Kazakh-China Pipeline, in: Nefte Compass, 10.8.2006.

anbot. „*At the price that China receives oil through this pipe, it is not profitable for us to supply.*“⁴⁹⁰ Auch Lukoil zeigte sich zu dieser Zeit nicht bereit, Ölexporte aus Westsibirien über die neue Pipeline zu tätigen, lediglich ein beschränkter Teil seiner zentralkasachischen Produktion (von Turgai Petroleum) sollte auf diesem Weg seine Abnehmer finden. Große Teile sollten jedoch weiterhin über die bestehende Eisenbahnroute in westliche Richtung transportiert werden, da diese Lösung kommerziell attraktiver blieb.⁴⁹¹ Entgegen früheren Bekundungen sprach im August auch TNK-BP davon, dass es die Atasu-Alashankou-Leitung nicht nutzen könne, da sein Öl entweder zu schwer und zu sauer wäre bzw. es für sein leichtes Öl aufgrund der Aufrechterhaltung der Qualität Tankwagontransporte nach China präferierte. Hierzu plante das Unternehmen den Bau eines neuen Eisenbahnterminals (in Barabinsk) mit einer Kapazität von 3 Mt/Jahr.⁴⁹² Keiner der russischen Konzerne, die zuvor noch im Zusammenhang mit der Nutzung der Pipeline gehandelt wurden, erteilte somit konkrete Lieferzusagen. Ausschlaggebend waren hierbei Differenzen in den Preisvorstellungen der Parteien, die nach Quellen aus der Industrie bei etwa 3 USD/b lagen.⁴⁹³ Darüber hinaus bestanden offensichtlich auch Uneinigkeiten bezüglich der Qualität der eingespeisten Ölsorten, da chinesische Abnehmer angeblich hochwertigeres Öl verlangten als das, welches die russischen Unternehmen liefern konnten. Diese waren in Qualitätsfragen gänzlich auf die technischen Möglichkeiten von Transneft angewiesen, wobei der Konzern in seinem Pipelinesystem keine Trennung von Sorten gewährleisten konnte.⁴⁹⁴ Neben kommerziellen Aspekten, die grundsätzlich zwischen CNPC und den russischen Unternehmen ausgehandelt wurden, mussten die russische und kasachische Seite auf politischer Ebene ebenfalls noch rechtliche Bestimmungen festlegen, die den Zugang russischer Nutzer zur Pipeline sowie Steuer- und Zollfragen regeln würden.⁴⁹⁵ Intensive Verhandlungen diesbezüglich wurden im Verlauf des Jahres 2006 u. a. im Rahmen der russisch-kasachischen intergouvernementalen Kommission für wirtschaftliche Kooperation geführt. Obwohl die Parteien vorerst keine konkrete Vereinbarung erreichen konnten, schienen die Aussichten zeitweise durchaus positiv zu sein, sodass der Präsident von Transneft nach der Kommissionssitzung in Oktober verkündete, dass das Unternehmen im Jahr 2007 etwa 7 Mt russischen Öls nach Kasachstan zu liefern plane und dabei auch mit dem Transit in Richtung der Atasu-Alashankou-Pipeline rechne.⁴⁹⁶ Angemerkt wurde jedoch ebenfalls, dass auf kasachischer Seite zuerst bestehende Probleme mit der Ölviskosität gelöst werden müssten und aus Russland nicht nur die Einspeisung ausgewählter (leichterer) Ölsorten erwartet werden könne.⁴⁹⁷

⁴⁹⁰ Dmitry Bogdanov, Vizepräsident von Rosneft, zit. in: Rosneft not planning to use Atasu-Alashankou pipe in 2006, in: Russia & CIS General Newswire, 12.7.2006.

⁴⁹¹ Dieser erfolgte über die lokale KAM-Leitung, die mit dem Eisenbahnterminal in Dzhusaly verbunden war. (siehe Fn 224). In Westkasachstan wurde das Öl meist in die CPC gefüllt. Vgl. Lukoil Overseas gives priority to Central Asia, in: UzReport, 2.8.2006.

⁴⁹² Der Terminal sollte für die Produktion vom Verkh-Tarskoye-Feld genutzt werden. Vgl. TNK-BP Plan Siberian Terminal, in: International Oil Daily, 3.8.2006.

⁴⁹³ Angeblich verlangte die chinesische Seite (exklusiver Käufer war ChinaOil, Tochter von CNPC) einen Preis von Brent minus 9 USD/b, demgegenüber strebten russische Unternehmen nach Urals minus 90 Cent/b. Vgl. Ritchie, Michael/Ling, Song Yen: Finish Line: Pricing Issues Bedevil Kazakh-China Pipeline, in: Nefte Compass, 10.8.2006.

⁴⁹⁴ Vgl. Kazakhstan: TNK-BP To Rail Light Crude To Kazakhstan, China, in: Nefte Compass, 23.11.2006.

⁴⁹⁵ Vgl. Ritchie, Michael/Ling, Song Yen: Finish Line: Pricing Issues Bedevil Kazakh-China Pipeline, in: Nefte Compass, 10.8.2006.

⁴⁹⁶ Vgl. Kazakhstan: Russian Crude To Flow Via Kazakh-China Pipe, in: Nefte Compass, 9.11.2006.

⁴⁹⁷ Vgl. Transneft could pump 7 mln tonnes Russian oil to China in 2007, in: Central Asia General Newswire, 31.10.2006.

Bei den Differenzen bezüglich der kommerziellen Bedingungen konnte zwischen den wirtschaftlichen Akteuren noch vor dem Jahresende eine Annäherung erreicht werden. Im November verkündete Rosneft, dass es angeblich Vereinbarungen mit chinesischen Abnehmern über die Lieferung von bis zu 1,5 Mt Öl im Jahr 2007 über die Atasu-Alashankou-Pipeline abgeschlossen hätte. Die Exporte müssten jedoch noch vom russischen Ministerium für Industrie und Energie genehmigt werden.⁴⁹⁸

Auch TNK-BP vermeldete, dass es einen Vertrag über Öllieferungen im Umfang von 1 Mt⁴⁹⁹, beginnend im Januar 2007, unterzeichnet habe. Lukoil prüfte demgegenüber weiterhin Möglichkeiten zu Ölexporten nach China und verwies darauf, dass die bis dahin angebotenen Bedingungen im Vergleich zu existierenden Alternativen nicht attraktiv genug wären.⁵⁰⁰

Mitte Dezember beantragte schließlich Rosneft bei Transneft offiziell die Zuweisung einer Transportquote in Höhe von 1,2 Mt für das Jahr 2007 für Exporte nach China auf der Route Omsk-Pawlodar-Atasu-Alashankou.⁵⁰¹ Wenige Tage später folgte auch die Anfrage von TNK-BP. Kurz darauf wurde jedoch bekannt, dass sich Transneft weigern würde, Exportkapazitäten auf der Omsk-Pawlodar-Route zu allozieren, da die russischen Produzenten die Zahlung eines Tarifzuschlages ablehnten, der für die benötigte Erweiterung des russischen Abschnittes benötigt wurde. Die Ölgesellschaften argumentierten, dass die Omsk-Pawlodar-Pipeline über ausreichende Kapazitäten verfüge und auch ohne zusätzliche Arbeiten die beantragten Ölvolumen transportieren könne.⁵⁰² Offene Punkte schienen ebenfalls zwischen Transneft und KazTransOil zu bestehen. Dem russischen Pipelinebetreiber zufolge lag ein Teil der Schuld für die andauernden Verzögerungen bei der Aufnahme russischer Exporte daher auch auf kasachischer Seite. Angeblich legte diese nämlich keinen Transittarif für russische Öllieferungen auf der Omsk-Atasu-Route fest und definierte bis dahin auch nicht die sog. „technische Verlustrate“, also die Ölmengen, die zusätzlich zu den vereinbarten Volumen benötigt wurden. Gleich nach der Regelung dieser Punkte könnte Transneft angeblich mit der Öleinspeisung beginnen, wobei (plötzlich) aus technischer Sicht Lieferungen von bis zu 4 Mt/Jahr möglich waren.⁵⁰³

Alle Parteien waren sich durchaus dessen bewusst, dass russisches Öl für die Auslastung des Transportsystems sehr relevant war. Der gesamte Ölexport von Kasachstan nach China erreichte im Jahr 2006 etwa 3 Mt,⁵⁰⁴ wobei über die Atasu-Alashankou-Pipeline lediglich 1,76 Mt flossen.⁵⁰⁵ Die Betriebsgesellschaft Kazakhstan-China Pipeline LLP erreichte somit einen Verlust von etwa 4,5 Mio. USD (558,787 Mio. KZT).⁵⁰⁶ Für das Jahr 2007 waren über die Leitung kasachische Lieferungen im Umfang

⁴⁹⁸ Vgl. Rosneft Wants to Boost Oil Deliveries to China, in: Eastbusiness, 10.11.2006.

⁴⁹⁹ Einige Quellen sprechen auch von 1,2 Mt. Vgl. TNK-BP working to supply oil to China on Kazakh pipeline, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 7.11.2007.

⁵⁰⁰ Vgl. Lukoil still considering Atasu-Alashankou oil supplies, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 21.11.2006.

⁵⁰¹ Vgl. Rosneft aims to pipe 1.2 million tons oil to China in 2007, in: Kazakhstan General Newswire, 20.12.2006.

⁵⁰² Die Pipeline sollte im 1. Quartal 73.000 b/d (aufs Jahr berechnet 3,65 Mt) an die Raffinerie in Pawlodar befördern und laut russischen Produzenten leicht weitere 50.000 b/d (2,5 Mt/Jahr) aufnehmen können. Vgl. Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Hangover: Russian Oil Exports Left Hanging In The Air Over Political Wrangling, in: Nefte Compass, 21.12.2006.

⁵⁰³ Mengenangaben von Transneft-Vertretern unterscheiden sich in nahezu jeder Äußerung. Das Unternehmen behauptete früher, dass über die Pipeline ohne zusätzliche Erweiterungsarbeiten maximal 1,3 Mt durchgeleitet werden könnten. Später wurde die Transportkapazität mit 7 Mt angegeben. Vgl. Russia Blames Kazakhs Over China Pipeline Failure, in: Nefte Compass, 15.2.2007.

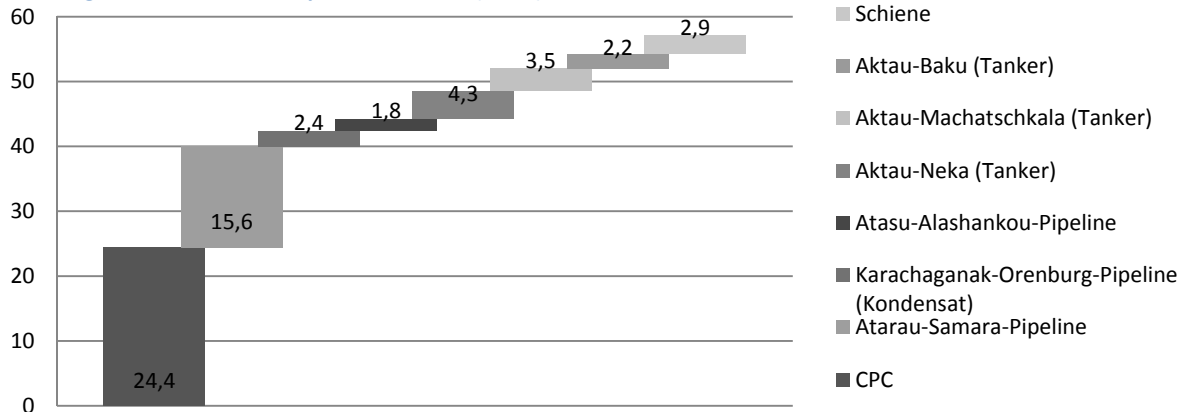
⁵⁰⁴ Vgl. CIS Daily Bulletin, January 9, in: RIA Novosti, 9.1.2007.

⁵⁰⁵ Häufig erwähnt wird aber auch der Exportwert von 2,161 Mt. Die Differenz geht wahrscheinlich auf die Anrechnung technischen Öls zurück. Vgl. JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2011, Astana, 2012, S. 44; Atasu-Alashankou transport volume exceeds 2 mln tonnes in 2006, in: Central Asia General Newswire, 12.1.2007.

⁵⁰⁶ Vgl. Kazakh-Chinese Pipeline posts \$7 mln net profit in 2007, in: Central Asia General Newswire, 29.2.2008.

von lediglich etwa 4 Mt anvisiert.⁵⁰⁷ Dies entsprach zwar einer Verdopplung der im Vorjahr beförderten Volumen, es stellte jedoch letztendlich nur die Hälfte der zuvor angestrebten Exportmenge dar. Die unmittelbaren Auswirkungen auf die geopolitische Diversifizierung der kasachischen Ölausfuhren hielten sich daher im ersten Jahr nach der Inbetriebnahme der Pipeline in Grenzen.

Abbildung 60: Kasachische Ölexportbilanz, 2006 (in Mt)



Quelle: Kazakhstan exports more than 57 mln t. of oil in 2006, in: Central Asia General Newswire, 18.1.2007; Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, Scott Willson, 2007; eigene Berechnungen.

Russische Behörden verweigerten den Produzenten letztendlich jedoch die Erteilung der beantragten Exportquoten, sodass weder Rosneft noch TNK-BP mit den geplanten Lieferungen beginnen konnten. Grund dafür waren nicht etwa die von Transneft beklagten offenen Fragen zu den Nutzungsbedingungen oder die (angeblich) mangelnde Pipelinekapazität⁵⁰⁸, sondern die von der Regierung angestrebte Regelungen des russisch-kasachisch-chinesischen Ölhandels. Rosneft selbst zeigte sich dabei bereits zuvor mit der herrschenden Situation unzufrieden und verlangte eine Untersuchung des meist sehr intransparenten russisch-kasachischen Ölaustausches, den Gesellschaften wie Russneftekhim oder Neftinvest dominierten, die in vielen Fällen als exklusive Käufer und Verkäufer russischen Öls auftraten. Das Problem aus Sicht russischer Behörden bestand vor allem darin, dass Ölexporte aus Russland über Kasachstan nach China oft nicht direkt erfolgten, sondern in der Form von Swaps mit kasachischen Produzenten. Russisches Öl wurde hierbei auf dem Papier an eine der kasachischen Raffinerien (Pawlodar oder Schymkent) geliefert, wobei im Gegenzug kasachisches Öl nach China geleitet wurde. Der Vorteil dieser Abläufe lag darin, dass auf Ölausfuhren von Russland nach Kasachstan, anders als von Russland nach China, keine Exportsteuer erhoben wurde.⁵⁰⁹ Da für Ölausfuhren aus Kasachstan zu dieser Zeit generell keine Exportsteuern galten, konnten russische Ölproduzenten bzw. die involvierten Ölhändler somit den vollen Ölpreis erhalten.⁵¹⁰ Der Reexport nach China verletzte laut russischer Auffassung jedoch den geltenden russisch-kasachischen Vertrag über die Zusammenarbeit und Entwicklung von Treibstoff- und Energieanlagen (vom 25. Dezember

⁵⁰⁷ Vgl. Russian firms yet to announce 2007 plans for Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 7.12.2006.

⁵⁰⁸ Die Unternehmen erhielten nämlich Quoten, die ihnen die Belieferung der Raffinerien Pawlodar und Schymkent erlaubten. Diese erfolgte über dieselbe Pipeline. Vgl. An in-depth look at the Russian press, January 15, in: RIA Novosti, 15.1.2007; TNK-BP hopes to start direct oil supplies to China, in: Central Asia General Newswire, 13.2.2007; TNK-BP's Tony Considine Outlines Company's View, in: Nefte Compass, 22.2.2007.

⁵⁰⁹ Die russische Exportsteuer betrug zu der Zeit 180 USD/t oder 24,55 USD/b. Vgl. Sharushkina, Nelli/Carter, Tellinghuisen: Friendly Fire: After Belarus, Russia May Probe Trade With Kazakhstan, in: Nefte Compass, 18.1.2007.

⁵¹⁰ Kasachstan führte erst im Mai 2008 eine Exportsteuer ein. Vgl. Russian Oil Will Flow To China Via Kazakhstan Refinery (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 1.11.2006.

1993) und verstimmt Moskau, da er mit enormen Einnahmeausfällen für den Staat verbunden war. Vor diesem Hintergrund wurden russische Transitlieferungen nach China über Kasachstan trotz kasachischer Bemühungen vorerst auch nicht in das russisch-kasachische Transitprotokoll für das Jahr 2007 aufgenommen, da russische Behörden strikt darauf beharrten, dass erst entsprechende Maßnahmen zur Schließung bestehender Schlupflöcher getroffen werden müssten.⁵¹¹ Das größte Problem bestand aus kasachischer und chinesischer Sicht dabei vor allen darin, dass die zuständigen Organe bei der Lösung der Aufgabe nur sehr langsam voranzukommen schienen.⁵¹²

Vor dem Hintergrund der weiterhin ausstehenden Öleinspeisung aus Russland mussten kasachische und chinesische Vertreter Anfang 2007 mit Bedauern feststellen, dass die Atasu-Alashankou-Pipeline auch im zweiten Betriebsjahr nicht ihre geplante Auslastung erreichen würde. Ihren Hauptversorger stellte im Verlauf des Jahres das von CNPC zuvor übernommene PetroKazakhstan dar, welches auf der Route etwa 4 Mt exportierte. Das Unternehmen plante in der Folgezeit eine kontinuierliche Erhöhung seiner Produktion von etwa 7 Mt (2006) auf 10 Mt/Jahr, wovon jedoch auch Verpflichtungen zur Belieferung des Binnenmarktes (Schymkent-Raffinerie) abgedeckt werden mussten.⁵¹³ Demgegenüber speiste Lukoil als zweitgrößter Produzent in Zentralkasachstan weiterhin kaum Öl in die Pipeline ein. Obwohl sich seine Förderstandorte nur unweit eines Zugangspunktes befanden, nutze es für Exporte weiterhin hauptsächlich die CPC, die vergleichsweise kompliziert per Eisenbahn (Dzhusaly-Terminal; Abbildung 51) erreicht werden musste. Der relevante Faktor bei der Entscheidung über die Destination der Öllieferungen war dabei nach Unternehmensangaben der weiterhin bessere Netbackpreis auf den westlichen Absatzmärkten.⁵¹⁴ Somit erreichten die kasachischen Exporte nach China über die Atasu-Alashankou-Pipeline im Jahr 2007 lediglich 4,767 Mt. Trotz der geringen Auslastung konnte die Betriebsgesellschaft Kazakhstan-China Pipeline LLP aufgrund angepasster Transporttarife einen Gewinn von etwa 7 Mio. USD (837,126 Mio. KZT) verbuchen.⁵¹⁵

Positiv aus Sicht der Pipelinebetreiber war, dass im Verlauf des Jahres 2007 entscheidende Fortschritte bezüglich der Einspeisung russischen Öls erreicht werden konnten. Bereits Ende Mai bestätigte der russische Industrie- und Energieminister, V. Christenko, dass die künftige Nutzung der Atasu-Alashankou-Leitung in einer kasachisch-russischen Erklärung verankert wurde, und dass russische Unternehmen seiner Auffassung nach schon im dritten Quartal des Jahres 2007 Exporte auf der Omsk-Pawlodar-Atasu-Alashankou-Route beginnen könnten.⁵¹⁶ Russischen Analytikern zufolge war

⁵¹¹ Das Problem trat bereits vor der Eröffnung der Atasu-Alashankou-Pipeline auf und wurde durch diese lediglich verschärft. Aus Russland wurden im Jahr 2006 etwa 5,68 Mt Öl nach Kasachstan exportiert, davon 4,5 Mt an die Raffinerie Pawlodar und 820.000 t an die Raffinerie Schymkent. Weitere 364.000 t wurden als technisches Öl für die Befüllung der Atasu-Alashankou-Pipeline eingespeist. Die Raffinerie in Pawlodar verarbeitete aber im selben Jahr tatsächlich nur insgesamt 3,89 Mt Öl. Die auf dem Papier vereinbarte russische Liefermenge überschritt somit das gesamte tatsächlich verarbeitete Ölvolumen. Vgl. Russian customs agency to verify compliance with customs duty procedure for oil exports to Kazakhstan, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 8.7.2007; Moscow Looks Into Kazakh Crude Swaps, in: Nefte Compass, 28.6.2007.

⁵¹² Vgl. ebenda.

⁵¹³ Vgl. Kazakhstan-China oil pipeline not to reach capacity in 2007, in: Central Asia General Newswire, 5.2.2007.

⁵¹⁴ Das Unternehmen exportierte im Jahr 2006 lediglich etwas mehr als 1 Mio. Barrel (136.425 t) Öl nach China. Vgl. Lukoil starts sending crude to China via Kazakh pipeline, in: Prime-Tass, 21.3.2007.

⁵¹⁵ Vgl. Kazakh-Chinese Pipeline posts \$7 mln net profit in 2007, in: Central Asia General Newswire, 29.2.2008; In January-October China imported over 4 ml tons of oil from Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 14.11.2007; In 2008 KazTransOil increased oil transportation 3.9%, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2009; Turgai Inks \$250 Million Loan, in: International Oil Daily, 18.3.2008.

⁵¹⁶ Vgl. Transportation of Russian oil through Atasu-Alashankou Pipeline may start in 2007, in: Central Asia General Newswire, 1.6.2007.

es angeblich vor allem die intensive Lobby-Arbeit von Rosneft, das im kommenden Jahr mit der Produktion auf dem Vankorskoye-Feld beginnen sollte und bis zur Inbetriebnahme der Eastern Siberia Pacific Pipeline (ESPO)⁵¹⁷ nach alternativen Exportkanälen in Richtung China Ausschau hielt, die letztendlich zum Durchgreifen der russischen Regierung führte. „It is clear that the state is acting in Rosneft's interests.“⁵¹⁸

Die geweckten Erwartungen der Unternehmen blieben jedoch zumindest vorerst unerfüllt, sodass bereits abgeschlossene Lieferverträge mit chinesischen Abnehmern erneut ausgesetzt werden mussten.⁵¹⁹ Grund waren weiterhin bestehende Differenzen zwischen Transneft und den Produzenten. Letztere weigerten sich unverändert, die vom Pipelinemonopolisten geforderten zusätzlichen Investitionstarife für die Nutzung der Route zu zahlen und verwiesen ihrerseits darauf, dass auf dieser auch ohne Reparaturarbeiten problemlos 5 Mt/Jahr (100.000 b/d) transportiert werden könnten.⁵²⁰ Schließlich mussten sie jedoch einlenken. Ende November, nach der Sitzung der kasachisch-russischen intergouvernementalen Kommission, die sich mit der Ausarbeitung des gemeinsamen Ölexport- und Transitplanes für das Jahr 2008 beschäftigte, konnte somit Christenko verkünden, dass im Protokoll über den gegenseitigen Öltransit erstmalig auch die Durchleitung russischen Öls über die Atasu-Alashankou-Pipeline verankert wurde. Demnach sollten im kommenden Jahr bis zu 5 Mt Erdöl auf der Route befördert werden können.⁵²¹

Nur wenige Tage nach den Äußerungen des Ministers, beantragte TNK-BP eine Quote für den Export von 500.000 t (40.000 b/d) Öl im ersten Quartal 2008.⁵²² Dagegen zeigte sich Rosneft entgegen den ursprünglichen Erwartungen plötzlich skeptisch gegenüber der Nutzung der Leitung. Verwiesen wurde vor allem auf die im Vergleich zu anderen zwischenzeitlich erschlossenen Transportalternativen weniger attraktiven wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dieser Option.⁵²³ Das Unternehmen zeigte sich jedoch grundsätzlich bereit, zukünftig Exporte über die Atasu-Alashankou-Route aufzunehmen, wenn es zu Anpassungen bei den bestehenden Nutzungsbedingungen kommen würde. Hierbei wurde einerseits auf eine Senkung der Transporttarife hingedeutet, andererseits sollte die kasachische Seite auf Forderungen verzichten, wonach Exporte nach China an Verpflichtungen zur Belieferung einheimischer Raffinerien geknüpft waren.⁵²⁴

⁵¹⁷ ESPO ist eine Bezeichnung für die Taishet-Skovorodino-Nachodka/Kozmino-Leitung.

⁵¹⁸ Natalia Milchakova, Leiterin der analytischen Abteilung des Finanzberatungsunternehmens Otkrytie, zit. in: Rosneft to transport oil to China via Kazakhstan, (Vedomosti), in: An in-depth look at the Russian press, November 27, RIA Novosti, 27.7.2007; Rosneft Gets OK For Chinese Refinery, Pipe Deliveries, in: Nefte Compass, 29.11.2007; Jiang, Julie/Sinton, Jonathan: Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 16.

⁵¹⁹ Vgl. TNK-BP working to supply oil to China on Kazakh pipeline, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 7.11.2007.

⁵²⁰ Vgl. Rosneft Gets OK For Chinese Refinery, Pipe Deliveries, in: Nefte Compass, 29.11.2007.

⁵²¹ 2006 exportierten russische Produzenten 10,264 Mt nach China per Zug. Vgl. Russia could export 5 mln tpy oil to China via Kazakhstan from 2008 – minister, in: Central Asia General Newswire, 26.11.2007.

⁵²² Vgl. TNK-BP to supply 3.6 mln bbls of oil to China in 1Q08, in: RIA Novosti, 5.12.2007.

⁵²³ Rosnefts Motivation die Atasu-Alashankou-Route zu Nutzen wurde dadurch verringert, dass es ihm gelang, einen Exklusivtarif mit der russischen Bahngesellschaft abzuschließen. Dieser wurde mit Exporten von mindestens 8,8 Mt/Jahr bedingt. Nach Erreichen einer Transportmenge von 4 Mt sollte der Tarif für jede weitere 1 Mt progressiv verringert werden. Im Falle, dass die Zielmarke erreicht würde, sollte dieser lediglich 50 Prozent des Normalwertes betragen. Vgl. Rosneft exec: No plans so far to export oil to China via Kazakhstan, in: Prime-Tass, 17.12.2007; Rosneft planning to maintain oil supplies to China at 9 mln tonnes in 2008, in: Central Asia General Newswire, 26.2.2008.

⁵²⁴ Vgl. Sharushkina, Nelli: New Tankers Lose Out To Good Old Politics, Economics, in: Energy Intelligence Briefing, 27.12.2007.

Russische Behörden erteilten den Produzenten für das erste Quartal 2008 letztendlich lediglich eine Transportquote von 300.000 t (24.000 b/d), die jeweils zur Hälfte von TNK-BP und Gazprom Neft genutzt werden sollte. Festgelegt wurde auch, dass der Reexport russischen Öls nach China nur in den Fällen zulässig sein würde, wenn im Gegenzug kasachische Öllieferungen nach Russland erfolgten. Andererseits sollten Exportsteuern angewandt werden.⁵²⁵

Die Nutzung der Atasu-Alashankou-Pipeline durch russische Unternehmen verlief zumindest in der Anfangszeit nicht gänzlich reibungslos. Vor allem Gazprom Neft schien einigen Meldungen zufolge seitens kasachischer Behörden mit gewissen Schwierigkeiten bei der Erfüllung seiner Exportquote konfrontiert zu sein. Angebliche Ursache waren die bereits von Rosneft bemängelten Forderungen bezüglich obligatorischer Öllieferungen an kasachische Raffinerien (Schymkent), die der Produzent nicht entsprechend der Vereinbarung erfüllte.⁵²⁶ Die Probleme waren jedoch nicht schwerwiegend und belasteten die Beziehungen nicht nachträglich, sodass Gazprom Neft für die folgenden Jahresquartale eine Steigerung seiner Exportquote auf jeweils 360.000t/Quartal (28.800 b/d) anstrebte und sich diesbezüglich mit Anfragen an das russische Ministerium für Industrie und Energie sowie Transneft wandte.⁵²⁷ Auch TNK-BP plante eine Erhöhung des Lieferumfangs, da die transportökonomischen Bedingungen laut Aussagen des Konzerns im Gegensatz zu den Äußerungen von Rosneft und Lukoil sehr lukrativ waren.⁵²⁸

Die Pläne der Unternehmen konnten jedoch nicht gänzlich realisiert werden. Das vom russischen Ministerium für Industrie und Energie im März eingeführte neue Quotenverteilungssystem sorgte unter den russischen Produzenten für regelrechtes Chaos.⁵²⁹ Das vorläufige Ergebnis war, dass lediglich TNK-BP eine Exportquote für die Atasu-Alashankou-Route erhielt. Das Unternehmen durfte bis zum Jahresende jedoch nur 500.000 t exportieren, deutlich weniger als eigentlich erwünscht. Gazprom Neft erhielt trotz großen Interesses und bestehender Vereinbarungen mit chinesischen Abnehmern zuerst keine Quote. Erst nach langwierigen Verhandlungen mit zuständigen russischen Behörden konnte der Konzern seine Forderungen durchsetzen und eine Transportallokation erhalten. Demnach

⁵²⁵ Vgl. ebenda; TNK-BP, Gazprom Neft to export 300,000 tonnes of oil to China, in: Central Asia General Newswire, 20.12.2007; Sharushkina, Nelli: Russia to Increase Oil Exports to China, in: International Oil Daily, 20.12.2007.

⁵²⁶ Vgl. Sharushkina, Nelli: Russian Exports To Ring The Changes In 2008, in: Nefte Compass, 24.1.2008.

⁵²⁷ Vgl. Kaztransoil doesn't give Gazprom Neft go-ahead to ship oil to China - source, in: Russia & CIS General Newswire, 18.1.2008; Gazprom Neft could ship 1.08 mln tonnes oil to China in Q2-4, in: Central Asia General Newswire, 12.3.2008.

⁵²⁸ Vgl. TNK-BP plans to ship more oil to China in Q2, in: China Energy Newswire, 20.2.2008.

⁵²⁹ Grundsätzlich sollte durch die seit März eingeführte Methodik die bis dahin auf Quartalsbasis erfolgende Quotenverteilung auf Jahresbasis umgestellt werden. Darüber hinaus sollten für alle Unternehmen gleiche Zugangsbedingungen für alle Exportdestinationen geschaffen werden, wodurch frühere Anreize zur Korruption eliminiert werden sollten. Eine Vielzahl der Produzenten wandte sich nach der Veröffentlichung der Zuteilungen jedoch an das Ministerium mit Beschwerden über die zum Teil absurden Ergebnisse der Quotenvergabe, die vielen Unternehmen Kapazitäten in Exportpipelines zuwies, die diese gar nicht benötigten bzw. anfragten und andererseits angeforderte Kapazitäten ignorierten. Gazprom Neft gehörte wegen der fehlenden Quote für den Export nach China, trotz nachgewiesener freier Kapazitäten in der Pipeline, zu den prominentesten Kritikern. Der Konzern erhielt demgegenüber Exportkapazitäten in Noworossijsk, auch wenn es die Route als am wenigsten attraktiv ansah und eher über Primorsk exportieren wollte. Gleichzeitig erhielt es keine Quote für Exporte in die Slowakei, obwohl es dort bestehende Lieferverpflichtungen besaß. Wegen der großen Kritik plante das Ministerium in der Folgezeit Veränderungen im Verteilungssystem einzuführen. Vgl. Tellinghuisen, Carter: Russia Shows Exports Dropping In First Long-Term Plan, in: Energy Intelligence Briefing, 18.3.2008; TNK-BP cleared to export 500,000 tonnes of oil to China in 2008, Gazprom Neft refused, in: Central Asia General Newswire, 19.3.2008; Tellinghuisen, Carter: Change Proposed to Russian Export System Attacks Mount on Current Scheme, in: International Oil Daily, 28.3.2008.

durften im Juli und August jeweils 20.000 t (4.700 b/d)⁵³⁰ und im letzten Quartal 250.000 t (20.000 b/d) exportiert werden.⁵³¹ Im gesamten Jahresverlauf (2008) erreichte die Atasu-Alashankou-Pipeline schließlich eine Auslastung von 6,113 Mt, wovon 1,038 Mt aus Russland stammten.⁵³²

Durch die Einspeisung russischen Öls konnte zwar die Auslastung der Leitung erneut gesteigert werden, sie lag jedoch weiterhin deutlich unterhalb des für die erste Phase geplanten Volumens. Im folgenden Jahr blieben die bereits etablierten Lieferbeziehungen grundsätzlich stabil und es traten auch keine politischen oder wirtschaftlichen Differenzen auf, die deren Umsetzung belasten würden. Die im Protokoll über den russisch-kasachischen Öltransit vom November 2007 festgelegten Rahmenbedingungen wurden ebenfalls für das Jahr 2009 übernommen, sodass russische Produzenten theoretisch bis zu 5 Mt/Jahr in Richtung China exportieren durften.⁵³³ Die Ausnutzung der Quote hing jedoch letztendlich vom Abschluss kommerzieller Lieferverträge zwischen russischen Unternehmen und CNPC, als exklusivem Abnehmer der Atasu-Alashankou-Pipeline, ab. Verzögerungen bei der Umsetzung chinesischer Pläne zum Ausbau der Verarbeitungskapazitäten in Xinxiang hatten dabei negative Auswirkungen auf die Entwicklung der Nachfrage nach Ölimporten über die Leitung. Somit blieben die transportierten Volumen auch im Jahr 2009 unterhalb der geplanten Anfangskapazität zurück und erreichten insgesamt 7,699 Mt, davon 1,499 Mt aus Russland.⁵³⁴

5.3.20 Übernahme von Nations Energy/Karazhanbasmunai⁵³⁵

Das zuvor untersuchte Streben von CNPC und Kasachstan nach der Einspeisung russischen Öls in die Atasu-Alashankou-Pipeline war grundsätzlich auf die mangelnde Förderrate bzw. Reservenbasis zentralkasachischer Vorkommen zurückzuführen, die nicht für ihre Auslastung ausreichte. Die Anbindung dieses Abschnittes mittels des geplanten Kumkol-Kenkiyak-Segments an die westkasachischen Produktionsstandorte von CNPC (Aktobemunaigas, North Buzachi), deren Öl vorerst aus infrastrukturellen und wirtschaftlichen Gründen weiter überwiegend in westliche Richtung gelenkt wurde, würde zwar prinzipiell für die Füllung der Kapazität der bereits bestehenden ersten Projektphase (10 Mt/Jahr) genügen (**Chyba! Nenašiel sa žiaden zdroj odkazov.**), auch diese reichten jedoch keinesfalls aus, um die Beladung des Transportsystems mit seinem aus kommerziellen Gründen vorgesehenen vollen Durchleitungsvermögen (20 Mt/Jahr) zu gewährleisten. Da die Mobilisierung russischer Produzenten für die Nutzung der Atasu-Alashankou-Leitung bei Weitem nicht die erwünschten Erfolge brachte, bildete das Sicherstellen der notwendigen Produktionskapazitäten in Kasachstan somit unverändert die entscheidende Voraussetzung für die Umsetzung der verbleibenden Bestandteile des kasachisch-chinesischen Pipelineprojektes. Weil westliche Unternehmen unter den bestehenden kommerziellen Bedingungen kaum Interesse an Exporten in östliche Richtung zeigten, musste die chinesische Seite daher für die Auslastung des Transportsystems aus Lagerstätten sorgen, die sich

⁵³⁰ Vgl. Gazprom Neft Restarts China Pipeline Shipments, in: Nefte Compass, 7.8.2008.

⁵³¹ Der Konzern beantragte eigentlich eine Quote von 300.000 t. Vgl. Gazprom Neft and KazMunayGas agree on oil transit to China, in: Kazakhstan Today, 10.9.2008; Gazprom Neft to deliver 250,000 tonnes of pipeline oil to China in Q4, in: Central Asia General Newswire, 19.9.2008; Gazprom Neft oked to carry crude to China via Kazakhstan, in: SinoCast China Business Daily News, 23.9.2008.

⁵³² Vgl. In 2008 KazTransOil increased oil transportation 3.9%, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2009.

⁵³³ Vgl. Konirova, K.: 1 mn tons of Russian oil delivered to China via Kazakhstan, in: Trend Daily Economic News, 17.8.2009.

⁵³⁴ Chinesische Quellen sprechen vom Gesamtimport in einer Höhe von 7,73 Mt. Vgl. Kaztransoil boosts oil transportation 7.2% in 2009, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 12.1.2010; Sino-Kazak pipeline transports 20 mln tons of oil to China, in: Xinhua General News Service, 25.1. 2010.

⁵³⁵ Das Kapitel schließt chronologisch und inhaltlich an Kapitel 5.3.18 an.

direkt unter ihrer eigenen Kontrolle befänden. Diese Notwendigkeit der Erweiterung der chinesischen Präsenz im kasachischen Ölsektor zur Sicherung der wirtschaftlichen Betreuung der Kasachstan-China-Pipeline, war dabei komplementär mit dem bereits beschriebenen allgemeinen Streben Pekings nach der Expansion der durch chinesische Unternehmen global kontrollierten Reserven- und Produktionsbasis.

China agierte dabei bei der Sicherung seiner Energieinteressen grundsätzlich auf der Grundlage bilateraler Vereinbarungen, dennoch betrachtete Peking aber auch die SCO als Instrument zur Erleichterung der wirtschaftlichen Penetration des zentralasiatischen Raumes.⁵³⁶ Zu dieser Schlussfolgerung kam auch ein Bericht des russisch-chinesischen Wirtschaftsrates, der China als treibende Kraft hinter den Bemühungen zur Ausweitung des Handels und der ökonomischen Kooperation zwischen den Organisationsmitgliedern identifizierte. Diese Entwicklung sollte letztendlich aus chinesischer Sicht in die Formung eines gemeinsamen Wirtschaftsraumes münden, der vor dem Hintergrund der bestehenden Voraussetzungen verständlicherweise unter chinesischer Dominanz stehen würde.⁵³⁷ China sprach sich zudem zunehmend auch für eine verstärkte Energiekooperation im Rahmen der SCO aus,⁵³⁸ die den gemeinsamen Wirtschaftsraum möglicherweise auch zu einem gemeinsamen Energie- raum machen und dem Land somit den Zugang zu den Energieressourcen der postsowjetischen Region erleichtern würde. Im Grunde könnte auf diesem Weg auch die Verwirklichung der Idee der „pan- eurasischen Energiebrücke“ und der damit einhergehenden Emanzipation vom Nahen Osten und den maritimen Energieimporten vorangetrieben werden. Aufgrund der strategischen Herausforderung des wachsenden chinesischen Einflussgewinns in seinem Nahen Ausland blockierte Russland, das zuvor noch als Initiator der Energiekooperation im Rahmen der SCO auftrat, in der Folgezeit jedoch chinesische Initiativen zur Vertiefung der ökonomischen (z. B. Aufbau einer SCO-Freihandelszone) und auch energiepolitischen Kooperation, die als geoökonomische Instrumente Chinas zu Durchdringung des zentralasiatischen Raumes angesehen wurden.⁵³⁹ Gleichzeitig versuchte Moskau, politische Initiativen einzuleiten, die das wachsende Ungleichgewicht innerhalb der SCO verringern würden. Dies schloss insbesondere die Möglichkeit der Ausweitung der Organisation durch den Beitritt eines weiteren großen Mitglieds ein, das den Einfluss Chinas ausgleichen könnte. Als idealer Kandidat hierfür

⁵³⁶ Zum Beispiel wurde beim Treffen der Mitglieder im September 2004 in Peking das „Program of Multilateral Trade and Economic Cooperation“ unterzeichnet, das aus chinesischer Sicht die Grundlage für eine Ausweitung der Handels- und Wirtschaftsbeziehungen dienen sollte.

⁵³⁷ Vgl. China wants become leader of economic cooperation in SCO, in: Central Asia General Newswire, 15.11.2007.

⁵³⁸ Vgl. China seeks further cooperation with SCO in oil industry, in: Xinhua General News Service, 15.6.2006.

⁵³⁹ Auch kasachische Vertreter zeigten wegen Ängsten, dass ihre Wirtschaft nach einer Handelsliberalisierung von chinesischer Seite einfach „überflutet“ werden könnte, kein nennenswertes Interesse an der Vertiefung entsprechender integrativer Prozesse mit China. Astana strebte stattdessen eine engere Kooperation mit Russland bzw. den GUS-Ländern an und engagierte sich diesbezüglich aktiv beim Aufbau einer Zollunion (an dieser beteiligten sich auch Russland und Weißrussland). Einige Experten sahen in dieser Entwicklung gerade einen Schritt, der aus kasachischer Sicht dem wachsenden chinesischen Einflussgewinn in Zentralasien entgegenwirken sollte. Obwohl Astana nicht bereit war, eine vollwertige Freihandelszone mit China einzugehen, stimmte die Regierung zumindest dem Aufbau einer freien Wirtschaftszone am Grenzübergang Khorgos zu, die künftig zur weiteren Steigerung des bilateralen Handels beitragen soll. Diese sollte ein internationales Businesszentrum, eine Handelszone, Eisenbahn-Frachtterminals, einen Flughafen, ein Tourismuszentrum, Sporteinrichtungen, sieben Fünfsterne-Hotels und eine Kulturzone mit Messezentren und Galerien beinhalten. Der Baubeginn erfolgte im Jahr 2006, wobei der Abschluss der Arbeiten für 2018 geplant ist. Vgl. Kassenova, Nargis: Kazakhstan and Eurasian Economic Integration: Quick Start, Mixed Results and Uncertain Future, Russia Nei Reports No. 14, Paris/Brussels: IFRI, 2012, S. 15-16.

wurde von Russland Indien angesehen.⁵⁴⁰ „If we admit India, the SCO will contain not two heavy-weights - Russia and China - but three. It will make things much easier for us.“⁵⁴¹ Dieser Schritt würde jedoch gleichzeitig auch zur Verringerung der Handlungsfähigkeit der Organisation selbst führen. Ungeachtet bzw. gerade wegen der Rückschläge auf intergouvernementaler Ebene verfolgte Peking weiterhin eine aktive bilaterale Expansionsstrategie, in der die zentralasiatischen Energievorkommen eine zentrale Rolle einnahmen. Das neuste Akquisitionsziel chinesischer Unternehmen im kasachischen Ölsektor stellten die Beteiligungen des kanadischen Produzenten Nations Energy dar, der diese seit Ende des Jahres 2005 zum Verkauf anbot. Sowohl CNPC als auch CNOOC zeigten sich am Erwerb interessiert, wobei Peking angeblich zuerst CNOOC den Vortritt überließ. Nations Energy betrieb den damals neuntgrößten kasachischen Produzenten Karazhanbasmunai⁵⁴² (Abbildung 61) und stellte nach den Übernahmen von PetroKazakhstan durch CNPC sowie Nelson Resources durch Lukoil einen der letzten verbliebenen unabhängigen mittelgroßen kasachischen Produzenten dar.⁵⁴³ CNOOC zog sich jedoch in der Folgezeit aus dem Bieterrennen zurück. Als möglicher Grund galt, dass die Übernahme den Konzern vor dem Hintergrund paralleler Akquisitionen finanziell stark belasten würde.⁵⁴⁴ Daraufhin erteilte Peking dem staatlichen Finanzkonglomerat CITIC⁵⁴⁵ die Erlaubnis, für den Ölproduzenten zu bieten. Dieser nahm zuerst Verhandlungen mit ONGC über den gemeinsamen Erwerb von Nations Energy auf, womit man unter anderem mögliche kasachische Vorbehalte gegen die wachsende Durchdringung des einheimischen Ölsektors durch chinesische Akteure entkräften wollte. Da zwischen den Parteien aber keine Übereinkunft über ein gemeinsames Vorgehen erreicht werden konnte, wurde schließlich von chinesischer Seite ein eigenständiges Angebot vorgelegt. Im Oktober 2006 wurde verkündet, dass es zu einer Einigung zwischen CITIC und Nations Energy über den Kauf der Unternehmensbeteiligungen gekommen sei, wobei der Gesamtpreis laut Medienberichten 1,91 Mrd. USD betragen sollte. Dieser lag mit etwa 5,59 USD pro Barrel nachgewiesener Reserven deutlich unter dem Wert der PetroKazakhstan-Übernahme, was nochmals den strategischen Charakter der damaligen Akquisition von CNPC verdeutlichte. Angeblich war es dabei nicht die Gesamthöhe des Angebotes, die von einigen Bietern sogar übertroffen wurde, sondern eher die Fähigkeit von CITIC, die Summe in bar auszuzahlen, was die Anteilseigentümer letztendlich überzeugte.⁵⁴⁶

⁵⁴⁰ Vgl. Syroezhkin, Konstantin: China's Presence in the Energy Sector of Central Asia, in: Central Asia and the Caucasus, Vol. 13, Issue 1, 2012, S. 20-42, hier S. 21.

⁵⁴¹ Anonyme Quelle aus dem Umfeld der russischen Regierung, zit. in: Gabuyev, Aleksandr: Bishop's Move. Russia Lobbying for India's Admission to SCO To Lessen China's Role There (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 15.6.2011.

⁵⁴² Seine Produktion betrug im Jahr 2005 2,238 Mt (44.900 b/d). Die nachgewiesenen Reserven beliefen sich auf 368,8 Mio. Barrel. Das Unternehmen besaß eine Förderlizenz für das Karazhanbas-Feld, die bis Juni 2020 gültig ist. 76 Prozent von Nations Energy wurden von Ecolo Investments kontrolliert.

⁵⁴³ Vgl. China's CNOOC considering bid for Kazakhstan's Nations Energy, in: AFX, 13.1.2006; Tan, Clara/Ritchie, Michael/Shook, Barbara: Bidders Set Sights on Kazakh Producer, in: International Oil Daily, 17.1.2005; KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006.

⁵⁴⁴ CNOOC erwarb parallel 45 Prozent am Akpo Feld in Nigeria für 2,3 Mrd. USD.

⁵⁴⁵ CITIC – China International Trust and Investment Corp. wurde im Jahr 1979 vom damaligen Vizepremierminister Rong Yiren gegründet. Es handelt sich um eine staatlich kontrollierte Investitionsgruppe. Das Topmanagement wird direkt durch die Regierung ernannt und ist dem chinesischen State Council und dem Regierungskabinet gegenüber verantwortlich.

⁵⁴⁶ Angeblich gab es sieben höhere Gebote, die zwischen 1,98 bis 2,5 Mrd. USD lagen. Als geschlagene Bieter wurden u. a. die russischen Unternehmen Lukoil, Rosneft, Alliance und der kasachische Kupferproduzent Kazakhmys genannt. Vgl. China's CITIC Group pays 1.9 billion dollars for Nations Energy's Kazakh oil, in: Agence France Presse, 26.10.2006; Kurtenbach, Elaine: China's CITIC Group to buy Kazakhstan oil assets from Canada's Nations Energy, in: The Associated Press, 26.10.2006; Ling, Song Yen/Sharushkina, Nelli: China's Citic Strikes

Nur wenige Tage nach den Meldungen über das Erreichen der Einigung wandten sich mehrere Mitglieder des kasachischen Unterhauses an den Premierminister und äußerten ihre Besorgnis über die zunehmende Präsenz ausländischer Akteure im kasachischen Öl- und Gassektor. Dabei wurde insbesondere auf die „*active expansion*“ chinesischer Unternehmen hingewiesen. Diese würden laut den Äußerungen der Parlamentarier durch die neuste Akquisition etwa 28 Prozent der kasachischen Ölproduktion kontrollieren und im Falle weiterer erfolgreicher Übernahmeveruche⁵⁴⁷ den Anteil auf bis zu 40 Prozent steigern.⁵⁴⁸ Neben den strategischen Auswirkungen einer zu hohen Beteiligung eines einzelnen Landes auf die kasachische außenpolitische Handlungsfähigkeit wurden auch die vergleichsweise geringen Preise, die Kasachstan für Ölexporte nach China erhielt, die schlechten Wohn- und Lohnbedingungen kasachischer Arbeitnehmer in chinesischen Unternehmen und zahlreiche Verstöße gegen Umwelt-, Einfuhr- und „Lokal Content“⁵⁴⁹-Bestimmungen kritisiert.⁵⁵⁰

Vor dem Hintergrund der sich mehrenden Vorbehalte gegen die Übernahme eines weiteren Produzenten durch ein chinesisches Unternehmen verkündete der kasachische Energieminister, B. Izmukhamebetov, im November, dass die Regierung gegen den Verkauf von Nations Energy an CITIC wäre. „*We should take immediate action to stop this agreement for Karazhanbasmunai.*“⁵⁵¹ Sogar der europäische Energiekommissar, Andris Piebalgs, zeigte sich während seines Besuches in Kasachstan besorgt über die chinesische Expansion im kasachischen Energiesektor. Er verwies auf die unterschiedliche Wahrnehmung des Energiesicherheitskonzeptes seitens der EU (marktbasiert) und Chinas (Streben nach direkter Ressourcenkontrolle) und deutete auf die bestehenden Möglichkeiten der kasachischen Gesetzgebung zur Blockierung einer weiteren Marktdurchdringung hin.⁵⁵²

Deal With Nations for Kazakh Assets, in: International Oil Daily, 27.10.2006; Wilson, Elliot: How Citic oiled the wheels of Kazakh M&A, in: Euromoney, May 2007.

⁵⁴⁷ Interesse bestand auch am Kauf des viertgrößten kasachischen Produzenten MangistauMunaiGas.

⁵⁴⁸ Diese Zahlen müssen als deutlich überbewertet angesehen werden, da der chinesische Anteil am kasachischen Ölsektor, auch nach dem Erwerb zahlreicher weiterer Beteiligungen, im Jahr 2010 lediglich etwa 22 Prozent betrug. Vgl. Kazakhstan Parliament members worried about growing foreign participation in the oil and gas sector, in: Kazakhstan General Newswire, 1.11.2006.

⁵⁴⁹ Legen u. a. den Mindestanteil bei der Beschäftigungsquote einheimischer Arbeitnehmer in einem Unternehmen fest. Gleiches gilt für die Herkunft verwendeter Anlagen, Ausrüstungsgegenstände, Dienstleistungen, die von einheimischen bzw. lokalen Produzenten hergestellt/geleistet werden müssen.

⁵⁵⁰ Wiederholt wurden bei chinesischen Unternehmen gravierende Verstöße gegen geltende kasachische Regelungen festgestellt. Beispielsweise wurde im Mai 2004 entdeckt, dass CNPC eine illegale Pipeline zwischen den Feldern Zhanazhol und Kenkiyak (30 km) betreibt. Hierbei handelte es sich um eine ehemalige Wasserleitung, die einfach umfunktioniert und ohne entsprechende Umweltsicherheitsmaßnahmen betrieben wurde. Im selben Jahr wurde von den Behörden die Nutzung von 14 Bohrlöchern von Aktobemunaigas untersagt, da CNPC bei ihrer Betreibung geltende Umweltregelungen brach. Verstöße gegen „lokal content“-Regelungen traten wiederholt auf. Insbesondere stellte CNPC im großen Ausmaß chinesische Angestellte ein, verletzte seine Verpflichtungen bezüglich der Ausbildung lokaler Arbeitskräfte oder zahlte kasachischen Mitarbeitern diskriminierende Löhne. Chinesische Subunternehmen, die hauptsächlich für CNPC-Aktobemunaigas arbeiteten, besaßen gar keine kasachischen Mitarbeiter und blockierten den Zugang kasachischer Unternehmen zu Aufträgen des Ölproduzenten. Verärgerung in der Öffentlichkeit verursachten auch Gerüchte, wonach kasachische Angestellte gezwungen wurden, chinesische Lieder zu singen. Zu Problemen im Rahmen von PetroKazakhstan siehe auch Fn 457. Vgl. Chinese Factor in oil and gas sector of Kazakhstan: is it a danger or a benefit, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 27.11.2006; Court bans CNPC-Aktobemunaigaz from operating 14 wells, in: Petroleum Report, 4.8.2004; Kazakhstan positioning as energy supplier for Europe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 6.12.2006; Ostrowski, Wojciech: Politics and Oil in Kazakhstan, London: Routledge, 2010, S. 148-149.

⁵⁵¹ Zit. in: Chinese Company Interested in Darkhan, India Interested in Satpayev, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 13.12.2006.

⁵⁵² Vgl. Kazakhstan positioning as energy supplier for Europe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 6.12.2006.

Allarmiert durch die kritischen Stimmen aus Astana, nahmen chinesische Offizielle nur wenige Tage später Verhandlungen mit der kasachischen Regierung zur Lösung des Problems auf.⁵⁵³ Gestärkt durch den im Zuge der PetroKazakhstan-Übernahme angepassten gesetzlichen Rahmen, der Kasachstan grundsätzlich sowohl die Möglichkeit zum Entzug von Förderlizenzen im Fall der Veränderung der Eigentumsstruktur eines Produzenten als auch zur Ausübung von Vorkaufsrechten in allen Transaktionen im nationalen Energiesektor verlieh⁵⁵⁴, bestätigte schließlich der kasachische Energieminister Mitte Dezember offiziell, dass die Regierung Interesse am Erwerb von Anteilen an Nations Energy besäße.⁵⁵⁵ Vertreter von KMG äußerten anfänglich den Wunsch an der Übernahme eines Kontrollpakets von 51 Prozent, Marktexperten zweifelten jedoch die finanziellen Kapazitäten des Konzerns an.⁵⁵⁶ Die Parteien konnten sich schließlich schnell einig werden. Bereits am 29. Dezember 2006 wurde zwischen CITIC und KMG ein Übereinkommen erreicht, wonach der kasachische Staatskonzern die Option für den Erwerb von 50 Prozent an Nations Energy erhielt. Diese Rechte mussten bis zum 1. September 2007 ausgeübt werden. Am kommenden Tag schloss CITIC den Kauf des Produzenten zum Preis von 1,751 Mrd. USD ab.⁵⁵⁷ Ende Mai 2007 übernahm dann KMG E&P⁵⁵⁸ 50 Prozent an Citic Canada Energy, das die Anteile des bereits in Citic Canada Petroleum unbenannten Nations Energy kontrollierte. Der Gesamtwert dieser Transaktion betrug 930 Mio. USD, wobei ein Großteil der Summe durch Niedrigzinskredit von CITIC finanziert wurde.⁵⁵⁹

5.3.21 Entscheidung zum Bau der Kenkiyak-Kumkol-Pipeline

Parallel zu den Verhandlungen um Nation Energy wurde beim Besuch von Nasarbajew in Peking im Dezember 2006 zwischen beiden Ländern die „China-Kazakhstan 21st Century Cooperation Strategy“ unterzeichnet, die auf allgemeiner Ebene u. a. die Unterstützung der Zusammenarbeit bei der Ge-

⁵⁵³ Vgl. China in talks with Kazakhstan about Nations Energy, in: Kazakhstan General Newswire, 24.11.2006.

⁵⁵⁴ Das schwammig definierte Konzept der „nationalen Sicherheit“ ermöglichte grundsätzlich die Verhinderung von Transaktionen aller strategisch bedeutender Werte.

⁵⁵⁵ Vgl. Kazakhstan interested in Nations Energy assets – minister, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2006.

⁵⁵⁶ Vgl. Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Kazakhs Study China-Nations Deal, Ponder Preemption Bid, in: International Oil Daily, 4.12.2006.

⁵⁵⁷ CITIC erwarb 100 Prozent der Stimmrechte, was 94,62 Prozent der Gesamtanteile entsprach. Neben dem Ölproduzenten Karazhahanbasmunai schloss der Kauf auch die von Nations Energy vollständig kontrollierte Transportdienstleistungsgesellschaft Argymak Trans Service und den Ölfelddienstleister Tulpar Munai Service ein. Der Wert dieser beiden Unternehmen macht die Differenz zum ursprünglich genannten Preis (1,91 Mrd. USD) aus. Vgl. Kazakhstan: Nations Clinches Karazhanbas Sale To China, in: Nefte Compass, 11.1.2007; JSC KazMunaiGaz Exploration Production to Acquire a 50% Stake in Nations Energy, 3.10.2007, in: KMG E&P, http://www.kmgp.kz/eng/news/press_releases/?cid=0&rid=319 (Zugriff 23.9.2011); McDonald, Scott: China's CITIC Group buys stake in Kazakhstan oil field for \$1US.91 bln, in: The Associated Press, 31.12.2006.

⁵⁵⁸ Kazmunaigas Energy & Production ist ein börsennotiertes Tochterunternehmen von KMG, das im März 2004 durch den Zusammenschluss der Produktionseinheiten Uzenmunaigas und Embamunaigas entstand. Etwa 60 Prozent des Unternehmens werden von KMG kontrolliert. Vgl. KMG Exploration & Production: The Company, General Information, http://www.kmgp.kz/eng/the_company/general_information/ (Zugriff 15.10.2011).

⁵⁵⁹ KMG erwarb nur Anteile am Produzenten nicht jedoch an den beiden Dienstleistern (Fn 557). Davon betrug der Kaufpreis 875,5 Mio. USD (50 Prozent der von CITIC gezahlten Summe), die verbleibenden 54,5 Mio. USD wurden als Finanzierungskosten angegeben. Von den 875,7 Mio. USD stammen 150 Mio. USD aus internen Mitteln von KMG E&P. Diese sollten eine Vorzugsrendite von 26,2 Mio. USD p. a. erhalten. Die verbleibende Summe inklusive der Mittel für die Finanzierungskosten sollten von CITIC selbst zu günstigen Bedingungen zur Verfügung gestellt werden. Vgl. Sampson, Paul: New Kazakh Upstream Player Emerges, in: Energy Compass, 31.5.2007; Wilson, Elliot: How Citic oiled the wheels of Kazakh M&A, in: Euromoney, May 2007; JSC KazMunaiGaz Exploration Production to Acquire a 50% Stake in Nations Energy, 3.10.2007, in: KMG E&P, http://www.kmgp.kz/eng/news/press_releases/?cid=0&rid=319, (Zugriff 23.9.2011).

winnung und Verarbeitung von Erdöl und Erdgas sowie beim Ausbau der Energietransportinfrastruktur vorsah.⁵⁶⁰ Unter den insgesamt elf konkreten Kooperationsabkommen, die die Bereiche Bildung, Kultur, Forschung und Entwicklung, Energie und Handel betrafen, befand sich auch ein Rahmenvertrag („outline agreement“) über den Bau der Ölleitung zwischen Kenkiyak und Kumkol. In diesem einigten sich die Parteien darauf, die Verhandlungen über die Umsetzung des letzten Segments der Kasachstan-China-Pipeline in naher Zukunft aufzunehmen. In Bezug auf den Rahmen, in dem das Projekt durchgeführt werden sollte, schien unter kasachischen Vertretern zu dieser Zeit jedoch noch keine einheitliche Meinung zu bestehen. Neben der als wahrscheinlich geltenden bilateralen Realisierung wurde zumindest von Einigen auch die Möglichkeit der Schaffung eines internationalen Konsortiums erwogen. Einigkeit herrschte jedoch darüber, dass Kasachstan eine Beteiligung von 51 Prozent anstreben würde.⁵⁶¹ Während des Treffens der Präsidenten wurden darüber hinaus auch der Bau einer zusätzlichen Schienenverbindung über den Grenzübergang Khorgos, die Errichtung eines Wärmekraftwerkes (Balkash) in Kasachstan, die Verlegung einer Gaspipeline von Turkmenistan über Usbekistan und Kasachstan nach China und die Gründung des sog. *Sustainable Development Fund of Kazakhstan* mit einem Volumen von 5 Mrd. USD, der wissenschaftliche und technische Forschungseinrichtungen unterstützen sollte, vereinbart.⁵⁶² Nasarbajew erhob zudem die Forderung, dass im Gegenzug für die zunehmende Vertiefung der Beziehungen im Rohstoffbereich zukünftig ebenfalls eine Intensivierung der Zusammenarbeit in anderen Wirtschaftssektoren stattfinden sollte. Hierbei wurden vor allem die Bereiche Landwirtschaft und Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte, Fertigungsindustrie und insbesondere Hightech-Industrie anvisiert, wodurch eine Diversifizierung und Modernisierung der kasachischen Wirtschaft erreicht werden sollte.⁵⁶³

In der Folgezeit kristallisierten sich kontinuierlich die Details des Ölpipelinevorhabens heraus, dessen Umsetzung sich beidseitiger politischer Unterstützung erfreute. Beim erneuten Treffen der Präsidenten beider Länder wurde somit am 18. August 2007 zwischen CNPC und KMG ein ergänzendes Abkommen (zum Abkommen vom 17. Mai 2004) über die Prinzipien der Kooperation bei der Realisierung der zweiten Phase (d. h. Kenkiyak-Kumkol-Abschnitt) der Kasachstan-China-Pipeline unterschrieben, was grundsätzlich einer Vereinbarung über die Vollendung des Transportsystems gleichkam. Kasachstan sollte demnach Details und Pläne zum Bau des Kenkiyak-Kumkol-Verbindungssegments vorlegen, dessen Finanzierung vorerst durch einen gemeinsamen chinesisch-kasachischen Fonds vorgesehen war. Die ohnehin wenig realistischen Gedankenspiele einiger kasachischer Vertreter bezüglich der Möglichkeit der Umsetzung des Projektes durch ein internationales Konsortium fanden somit keine Beachtung. Presseberichte deuteten auch darauf hin, dass die kasachische Seite im Verlauf der Verhandlungen die Möglichkeit der Einspeisung eines Teils ihres zukünftigen Produktionsanteils vom Kashagan-Feld, das dem damaligen Zeitplan zufolge bereits im Jahr 2010 mit der Förderung beginnen sollte, in Aussicht stellte. Dies würde jedoch lediglich eine Teillösung der weiterhin ungeklärten Frage nach der Auslastung der zukünftig auf 20 Mt/Jahr erweiterten Pipelinekapazi-

⁵⁶⁰ Vgl. Chinese, Kazakh presidents agree to expand cooperation in oil, gas exploitation, in: Xinhua General News Service, 20.12.2006.

⁵⁶¹ Vgl. Kazakhstan-China oil pipeline not to reach capacity in 2007, in: Central Asia General Newswire, 5.2.2007.

⁵⁶² Der Fonds sollte durch CITIC und den staatlichen kasachischen Fonds Kazyna gegründet werden. Vgl. China, Kazakh complete border demarcation; sign pipeline deal, in: The Press Trust of India, 21.12.2006; Kazakh leader says important documents signed during China visit (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 23.12.2006; Kazakh parliament head praises relations with China, in: Central Asia General Newswire, 26.1.2008.

⁵⁶³ Vgl. Kazakhstan, China agree to extend oil pipeline „almost“ to Caspian Sea – agency (Interfax-Kazakhstan), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 26.12.2006.

tät bedeuten.⁵⁶⁴ Darüber hinaus wurde zwischen beiden Ländern ein intergouvernementales Abkommen über die Zusammenarbeit beim Bau des kasachischen Abschnittes der Turkmenistan-China-Pipeline unterzeichnet, die zusätzlich zu den turkmenischen Gasvolumen (30 Mrd. m³/Jahr) auch den Export von bis zu 10 Mrd. m³/Jahr Gas aus Kasachstan nach China ermöglichen sollte.⁵⁶⁵

Neben der Unterstützung der beiden Projektparteien schien auch keiner der einflussreichen internationalen Akteure relevante Bedenken gegenüber der Ölleitung zu hegen, sodass deren Umsetzung auch auf außenpolitischer Ebene nicht behindert wurde. Aus russischer Sicht würde der Transport eines Teils der Kashagan-Produktion in den Osten sogar positive Auswirkungen haben, denn er würde zur Verringerung der für die westliche Richtung angedachten kasachischen Ölexportströme führen und zusammen mit dem Ausbau der CPC-Pipeline möglicherweise die von Washington unterstützten Pläne zur Schaffung von transkaspischen Exportlösungen (KCTS) untergraben oder deren Umfang zumindest deutlich reduzieren können.⁵⁶⁶ Zusätzlich hatten kasachische Exporte nach China die Verringerung der Lieferungen in Richtung Europa zur Folge, was positiv aus Sicht des Wettbewerbsumfeldes auf dem wichtigsten russischen Absatzmarkt war und somit im Grunde mögliche entgangene Transiteinnahmen kompensierte. Ängste bezüglich einer Abkehr Kasachstans von Russland hegte man in Moskau aufgrund der latenten Vorbehalte Astanas gegenüber China nicht, nicht zuletzt weil das Ausmaß der geplanten Infrastrukturmaßnahmen, anders als im Fall der transkaspischen Route, keinesfalls eine Herausforderung für die dominante russische Stellung im kasachischen Öltransportgeschäft darstellte. Gleichzeitig zeigte auch Washington keine Bedenken gegenüber der kasachisch-chinesischen Leitung, die laut wiederholten Äußerungen amerikanischer Vertreter gänzlich im Einklang mit der US-Strategie der multiplen Exportpipelines lag.⁵⁶⁷ Da sich die BTC-Leitung bereits in Betrieb befand, konnte die Kasachstan-China-Verbindung auch keine Gefahr mehr für die Umsetzung der von der US-Administration befürworteten Route zum Mittelmeer darstellen. Darüber hinaus galt, dass mehrere Mitglieder des Kashagan-Konsortiums Beteiligungen an der BTC Co. besaßen und zusammen mit der kasachischen Regierung aktiv an Plänen zur Schaffung eines transkaspischen Transportsystems (KCTS) tätig waren, sodass der künftige Export eines großen Teils ihrer Produktion in Richtung Baku als weitgehend sicher angesehen werden konnte.

Vor dem Hintergrund der weiterhin begrenzten kasachischen Produktionsbasis mussten von CNPC und KMG in der Folgezeit die Projektpläne für den Abschluss der Kasachstan-China-Pipeline angepasst werden. Das ursprüngliche Konzept, das neben dem Bau des Kenkiyak-Kumkol-Abschnittes parallel die Steigerung der Kapazität des Atasu-Alashankou-Abschnittes auf 20 Mt/Jahr und die Rekonstruktion des alten kasachischen Leitungsabschnittes zwischen Kumkol und Karakoin vorsah, wurde in zwei Phasen aufgeteilt. Vorerst sollte demnach lediglich die Kenkiyak-Kumkol-Pipeline mit einer Kapazität von 10 Mt/Jahr gebaut werden, wobei der Zeitplan für die verbleibenden Arbeiten zu einem späteren Zeitpunkt vereinbart werden sollte. Beide Konzerne einigten sich in Verhandlungen im Verlauf der zweiten Hälfte des Jahres 2007 auch darauf, dass das Vorhaben vom bestehenden JV

⁵⁶⁴ Kashagan sollte mit einer Produktionsrate von 75.000 b/d in Betrieb gehen. In der ersten Phase (drei bis fünf Jahre) sollte diese kontinuierlich auf 450.000 b/d ansteigen. Der Anteil von KMG am Konsortium betrug zu der Zeit 8,33 Prozent. Dies würde einem Produktionsanteil in der ersten Phase von etwa 37.500 b/d (1,8 Mt) entsprechen. Der Anteil an der Peak-Produktion (1,5 mb/d) sollte etwa 125.000 b/d (6,25 Mt/Jahr) betragen. KMG wollte (wenn überhaupt) aber nur begrenzte Teile seiner Produktion nach China exportieren. Aufgrund besserer Absatzbedingungen in Europa schien KCTS die bevorzugte Wahl darzustellen.

⁵⁶⁵ Vgl. China's Hu talks energy in Kazakhstan, in: Agence France Presse, 18.8.2007.

⁵⁶⁶ Vgl. Sharushkina, Nelli/Ling, Song Yen: Central Asia: Russia's Pipeline Game, in: Energy Compass, 24.8.2007.

⁵⁶⁷ Vgl. US envoy backs Kazakh-Chinese energy cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 10.5.2006; U.S. for Kazakh participation in Baku-Tbilisi-Ceyhan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.3.2005.

Kazakhstan-China Pipeline Co. realisiert würde, das bereits die Atasu-Alashankou-Pipeline verwaltete. Die kasachische Seite verzichtete somit auf ihre Forderung nach einer Projektmehrheit. Die Finanzierung sollte vom JV durch die Aufnahme von Krediten in Höhe von 1,18 Mrd. USD, die von CNPC garantiert werden sollten, sichergestellt werden.⁵⁶⁸ Vor dem Hintergrund dieser Einigung konnte am 11. Dezember 2007 schließlich der offizielle Beginn der Bauphase verkündet werden, wobei die tatsächlichen Bauarbeiten an der 761 km langen Leitung (813 mm) erst im folgenden Jahr begannen.⁵⁶⁹ Deren offizielle Inbetriebnahme war für Oktober 2009 vorgesehen.⁵⁷⁰

Bis zur Entscheidung über die Steigerung der Pipelinekapazität (auf 20 Mt/Jahr) und somit den endgültigen Abschluss des Projektes sollten weitere Anstrengungen bei der Ausweitung der für ihre Auslastung bestimmten Produktionsbasis unternommen werden. Große Erwartungen wurden von chinesischer Seite weiterhin insbesondere mit dem Offshore-Sektor verbunden. Im April 2008 wurde hierzu ein gemeinsames kasachisch-chinesisches Kommuniqué unterzeichnet, das die Vertiefung der Kooperation bei der Erschließung des kaspischen Schelfs deklarierte.⁵⁷¹ Das Primärziel lag in der Beschleunigung der bereits seit mehreren Jahren laufenden Verhandlungen über ein PSA über die Entwicklung des Darkhan-Offshore-Blocks, der nach Schätzungen Reserven von bis zu 11 Mrd. Barrel Öl besitzen könnte. Im Falle seiner erfolgreichen Exploration könnte ein ausreichendes Produktionspotenzial zur Verfügung stehen, um die transkontinentale Leitung auszulasten und möglicherweise auch weiter auszubauen. Die Ölpräsenz war entgegen kasachischen Behauptungen jedoch keinesfalls sicher, wobei wiederholte Verzögerungen und erhebliche Kostensteigerungen beim Kashagan-Projekt deutlich machten, dass die Erschließung von Vorkommen im kasachischen Schelfgebiet ein zeitaufwendiges Unterfangen darstellte.⁵⁷² Der einfachste und sicherste Weg zur Ausweitung der kasachischen Produktionsbasis und zur kurzfristigen Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline lag für CNPC daher weiterhin primär in der Übernahme existierender Produzenten.

5.3.22 Übernahme von Central Asia Petroleum/MangistauMunaiGas

Bereits im Verlauf des Jahres 2007 verkündete Central Asia Petroleum (CAP) sein Interesse am Verkauf des mit einer Förderrate von 115.300 b/d (2006) fünftgrößten kasachischen Ölproduzenten MangistauMunaiGas (MMG), der neben zahlreichen Ölvorkommen (Abbildung 61) auch ein Kontrollpaket (58 Prozent) an der modernsten kasachische Raffinerie in Pawlodar hielt.⁵⁷³ CAP stellte eine in

⁵⁶⁸ Die Garantien von CNPC erstreckten sich nur über einen Zeitraum von 4,5 Jahren. Vgl. Fitch affirms KazTransOil at BBB-; Outlook Negative, in: Central Asia General Newswire, 12.12.2008.

⁵⁶⁹ Tatsächlich mussten noch Projektunternehmen für die Umsetzung der Arbeiten ermittelt werden. Im Mai 2008 wurde KazStroiService als Projektleiter ausgewählt. Vgl. Kenkiyak-Kumkol oil pipeline construction to begin Dec 11, in: Central Asia General Newswire, 7.12.2007; KazStroiService to lay first section of Kenkiyak-Kumkol pipeline, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.5.2008.

⁵⁷⁰ Die Entscheidung darüber, dass die Kapazität der Atasu-Alashankou-Pipeline vorerst nicht angehoben werden sollte sowie deren kontinuierliche Unterauslastung, hatten verständlicherweise Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Parameter ihres Betriebes. Der Tarif für die Nutzung des Segments wurde nach der Inbetriebnahme des Kumkol-Kenkiyak-Abschnittes im November 2009 daher auf 26,20 USD/t angehoben. Vgl. Construction of second segment of Kazakhstan-China oil pipeline begins, in: Central Asia General Newswire, 11.12.2007; Energy Charter: Bringing Oil to the Market, Transport Tariffs and Underlying Methodologies for Cross-Border Crude Oil and Products Pipelines, Brussels: Energy Charter Secretariat, 2012, S. 52.

⁵⁷¹ Vgl. Kazakhstan to cooperate with China to explore oil and gas in Caspian sea, in: Xinhua Financial News, 15.4.2008.

⁵⁷² Vgl. Darkhan Deal To Be Finalized, in: BMI Asia Pacific Oil and Gas Insights, 1.1.2009.

⁵⁷³ CAP übernahm MMG im Jahr 1997 (damals nach TCO der zweitgrößte kasachische Ölproduzent). Das Unternehmen förderte im Jahr 2006 5,7418 Mt Öl. Es besaß Lizenzen für insgesamt 36 Öl- und Gasfelder, von denen sich zu der Zeit lediglich 15 im Produktionsstatus befanden (wichtigste Felder: Kalamkas und Zhetybay). Die

Indonesien registrierte Gesellschaft dar, hinter der angeblich der in Missgunst gefallene Schwiegersohn von Nasarbajew, Rakhat Alijew, stehen sollte.⁵⁷⁴ Chinesische Unternehmen deuteten früh ihr Interesse an der Übernahme der Anteile an, zeigten sich jedoch aufgrund gestiegener kasachischer Ressentiments deutlich zurückhaltender als bei den vorhergehenden Akquisitionen. In der Tat bestand auf kasachischer Seite von Beginn an Interesse am Einstieg bei dem Produzenten, wobei zuerst lediglich über eine Beteiligung von 25-30 Prozent spekuliert wurde. Erst im Dezember 2007 erhob KMG schließlich auch offiziell den Anspruch auf den Erwerb eines *blockierenden* Anteilpaketes und unterzeichnete mit CAP eine Absichtserklärung über den Beginn der Verhandlungen, die in den Kauf von Beteiligungen münden sollten. Angedacht war, dass nach dem Erwerb, Gespräche mit strategischen Partnern über den Verkauf der verbleibenden Anteile begonnen werden sollten. Im Einklang mit dem bereits im Rahmen der PetroKazakhstan-Akquisition deutlich gewordenen kasachischen Streben nach einer stärkeren Kontrolle des heimischen Ölproduktmarktes wurde zudem ebenfalls die Option des separaten Verkaufs der Pawlodar-Raffinerie voran gebracht. Die verbleibenden Anteile an dem Werk (42 Prozent), das von der Regierung als „strategische Anlage“ bezeichnet wurde, befanden sich dabei bereits unter staatlicher Kontrolle.⁵⁷⁵

Kurz darauf wurde von der kasachischen Regierung die Entscheidung getroffen, dass KMG im Rahmen der angestrebten Aufwertung seiner Rolle im nationalen Ölsektor auch einen deutlich größeren Anteil an der Produktionseinheit erhalten sollte. Im Juli 2008 kam es zwischen den Parteien daher zur vorläufigen Einigung darüber, dass KMG von CAP zukünftig einen *Kontrollanteil* an MMG erwerben sollte, ohne dass jedoch genaue Bedingungen des Geschäfts ausgehandelt wären. Darüber hinaus wurde beschlossen, dass KMG das Unternehmen bereits in der „Übergangsphase“, d. h. noch vor dem eigentlichen Verkauf der Anteile, leiten würde. Erst im Januar 2009 einigte sich KMG schließlich offiziell mit CAP auf dem Kauf von 50 Prozent plus zwei Stimmrechten an MMG, wobei die schwierige Lage im Zuge der sich in Kasachstan ausbreitenden Finanz- und Bankenkrise die Lösung der Finanzierungsangelegenheiten der Transaktion weiterhin verhinderte. Parallel zu dem Verhandlungsprozess verlief daher auch die Suche nach einem strategischen Partner, der KMG bei der Übernahme ergänzen bzw. unterstützen würde.⁵⁷⁶

Angaben über die Reserven unterscheiden sich aufgrund der mangelnden Exploration deutlich. Einige Quellen sprachen von bis zu 960 Mt (7 Mrd. Barrel) Gesamtreserven, von denen 194 Mt (1,4 Mrd. Barrel) als förderbar galten. Vgl. Grieder, Tom: Chinese Government Close to Sealing Oil-for-Loans Deal with Kazakhstan, in: IHS Global Insight, 15.4.2009; Central Asia Petroleum Negotiating Sale of MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 14.12.2007.

⁵⁷⁴ Rakhat Alijew war der Ehemann der ältesten der drei Töchter von Nasarbajew, Dariga. Er bekleidete zuvor hohe Posten in der kasachischen Regierung, dem Sicherheitsdienst und war auch Hauptaktionär der kasachischen Nurbank. In Missgunst geriet er erstmalig im Jahr 2001, als seine zunehmende Einflussausweitung und der rabiante Umgang mit Gegnern breiten Widerstand innerhalb der Wirtschafts- und Politelite auslösten. (Einige unterstellten auch seine Verwicklung in die Vorbereitungen eines Staatsstreichs.) Daraufhin wurde er 2002 als Botschafter nach Österreich geschickt. Nach seiner Rückkehr nahm er den Posten des Vizeaußenministers an, bevor er Anfang 2007 erneut zum Botschafter in Wien ernannt wurde. Kurz darauf wurden gegen ihn Ermittlungen wegen des Verschwindens zweier hochrangiger Nurbank-Mitarbeiter aufgenommen, die Ende Mai in den Erlass eines Haftbefehls mündeten. Österreich weigerte sich jedoch, Alijew auszuliefern. Die Übernahme von MMG wurde vor diesem Hintergrund als Bestandteil eines innerkasachischen Machtkampfes rivalisierender Businessgruppen gedeutet. Einigen Analytikern zufolge wurde dieser Schritt von T. Kulibajew, dem Ehemann der zweitältesten Tochter von Nasarbajew (Dinara), unterstützt. Vgl. Sampson, Paul: CNPC Set to Expand in Kazakhstan, in: International Oil Daily, 4.12.2008.

⁵⁷⁵ Vgl. Central Asia Petroleum Negotiating Sale of MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 14.12.2007.

⁵⁷⁶ Vgl. KazMunaiGas to buy stake in Kazakh oil firm, in: Reuters, 9.7.2008.

Hierzu boten sich gleich mehrere Akteure an. Die Ölproduktionseinheit von Gazprom, Gazprom Neft, zeigte im Rahmen ihrer ausländischen Expansionsstrategie bereits seit Mitte 2008 Interesse am Kauf der Minderheitenbeteiligung an dem zum Verkauf anstehenden kasachischen Produzenten und führte diesbezüglich intensive Verhandlungen mit der kasachischen Regierung. In diesen ging es u. a. auch um die Möglichkeit einer kasachischen Beteiligung an einem Vorkommen von Gazprom Neft in Westsibirien, die im Gegenzug für den Einstieg des Unternehmens in den kasachischen Ölsektor erteilt werden könnte. Die Wahl eines russischen Produzenten schien dabei laut Marktbeobachtern aufgrund der Nähe der Pawlodar-Raffinerie zur russischen Grenze und der infrastrukturell bedingten Abhängigkeit von russischen Öllieferungen die logische Alternative darzustellen. Neben Gazprom Neft zeigte auch der indische Konzern ONGC Kaufbereitschaft. Im Dezember 2008 wurde jedoch verkündet, dass die ausstehenden 50 Prozent (minus zwei Stimmrechte) an MMG von CNPC erworben werden sollten.⁵⁷⁷ Neben einem – gegenüber dem russischen Angebot – besseren Preis versprach CNPC auch ein Multi-Milliarden schweres Kreditpaket zur Verfügung zu stellen, das Kasachstan gegen die weitreichenden negativen Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise helfen sollte.⁵⁷⁸

Abbildung 61: Central Asia Petroleum (MMG) und Nations Energy (Karazhanbasmunai)



Quelle: Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: o. a.; eigene Bearbeitung.

Die Rahmenbedingungen für die kasachische Zusage zur Transaktion wurden beim Besuch von Nasarbajew in Peking im April 2009 ausgehandelt. Die Parteien einigten sich hierbei über einen sog. „oil for loans deal“, der die Vergabe chinesischer Kredite in einer Gesamthöhe von 10 Mrd. USD⁵⁷⁹ im Gegenzug für das Recht zum Einstieg in den kasachischen Produzenten vorsah.⁵⁸⁰ Der im

⁵⁷⁷ Vgl. Kazakhstan rejects Gazprom Neft's bid to acquire a stake in MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligence, 8.10.2008; Lukoil offers to increase oil supplies to Pavlodar refinery, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 25.12.2009.

⁵⁷⁸ Vgl. Sampson, Paul: CNPC Set to Expand in Kazakhstan, in: International Oil Daily, 4.12.2008.

⁵⁷⁹ 5 Mrd. USD sollten direkt an KMG vergeben werden. Weitere 5 Mrd. USD sollten von der chinesischen Eximbank für die Development Bank of Kazakhstan zur Verfügung gestellt werden. Der Kredit sollte für den Import chinesischer Anlagen und Ausrüstungsteile zur Förderung von Nicht-Ölinfrastrukturprojekten im Bereich Eisenbahn, Telekommunikation, Landwirtschaft, Bildung und Chemie verwendet werden. Im Rahmen späterer Verhandlungen wurde von chinesischer Seite auch die Bereitschaft bekundet, gemeinschaftliche Unternehmen im Nichtenergiesektor zu gründen und hierbei 3,5 Mrd. USD zu investieren. Darüber hinaus einigte sich die China Development Bank mit dem kasachischen Kupferproduzenten Kazakhmys auf Kredite in Höhe von 2,7 Mrd. USD. Vgl. Neff, Andrew: Kazakhstan Anticipates Additional Energy Deals with China Following \$10US-bil. Loan-for-Oil Agreement, in: IHS Global Insight, 20.4.2009; Kazakhstan and China to boost cooperation, in: Central Asia This Week, 16.10.2009; China's Hu boosts energy ties with Central Asia, in: TenderInfo, 14.12.2009.

Anschluss an das Treffen ausgehandelte Vertrag legte fest, dass CNPC Exploration & Development (Tochter von CNPC) zusammen mit KMG auf Paritätsbasis das Investitionsvehikel Mangistau Investment B.V. gründen, das wiederum von Central Asia Petroleum MMG erwerben würde. Die Akquisition sollte alle Explorations- und Produktionslizenzen des Unternehmens beinhalten, nicht jedoch die Anteile an der Pawlodar-Raffinerie.⁵⁸¹ Der von KMG mit CAP noch im Januar ausgehandelte Vertrag wurde daraufhin aufgehoben. Der Gesamtpreis der Akquisition sollte 3,3 Mrd. USD betragen, wobei der Anteil von KMG (50 Prozent) aus dem zuvor von CNPC vergebenen Kredit gezahlt werden sollte. Die verbleibenden Mittel aus dem Kredit sollten in die Finanzierung des Baus der Beineu-Bozoi-Akbulak-Schymkent-Gaspipeline fließen, die als kasachischer Zulieferarm der Turkmenistan-Uzbekistan-Kasachstan-China-Gaspipeline dienen und gleichzeitig die Versorgung südkasachischer Provinzen gewährleisten sollte.⁵⁸² Die gesamten Anteile von CAP an der Pawlodar-Raffinerie (58 Prozent) wurden im Juli 2009 im Rahmen eines separaten Kaufvertrages ausschließlich von KMG für 1,2 Mrd. USD erworben. Anschließend wurde von dem kasachisch-chinesischen Gemeinschaftsunternehmen im November auch die Übernahme von MMG vollzogen.⁵⁸³

5.3.23 Kasachische Vorbehalte gegenüber der wachsenden chinesischen Präsenz

Die kasachische politische Opposition kritisierte bereits im Verlauf der Übernahmeverhandlungen scharf die Entscheidung der Führung des Landes, einem chinesischen Unternehmen erneut einen großen einheimischen Produzenten zu überlassen und verwies darauf, dass dies „*could do irreparab-*

⁵⁸⁰ Es war nicht der erste „loans for oil deal“, den China abschloss. Allein im Zeitraum Januar 2009 – Dezember 2010 wurden insgesamt zwölf Kredit-/Investitionszusagen eingegangen. Die Summe der Kredite, die China somit weltweit für die Sicherung langfristiger Öl- und Gaslieferungen ausgab, betrug etwa 77 Mrd. USD. Z. B. im Februar 2009 erteilte die China Development Bank (CDB) Kredite im Gesamtwert von 25 Mrd. USD an Rosneft und Transneft. Rosneft erhielt 15 Mrd. USD zum Zinssatz von 5,69 Prozent im Austausch für langfristige Öllieferungen (300.000 b/d +/- 4,1 Prozent 2011-2030). Transneft erhielt 10 Mrd. USD und sollte im Gegenzug eine Pipelineverbindung von der ESPO-Leitung nach China verlegen (600.000 b/d). Im Februar 2009 wurden 10 Mrd. USD an Petrobras vergeben (Zinssatz etwa 6 Prozent), um dem Konzern bei der Finanzierung eines fünfjährigen Investitionsplanes zu helfen. Ab 2009 sollten dafür laut Plänen 150.000 b/d, zwischen 2010-19 200.000-250.000 b/d zu Marktpreisen nach China exportiert werden. Auch Venezuela wurde auf „loans-for-oil“-Basis unterstützt. Im Februar 2009 wurden 4 Mrd. USD in einen Fonds gezahlt, der zur Finanzierung gemeinsamer Projekte im Ölsektor dienen sollte. Das Land verpflichtete sich 200.000 b/d an CNPC zu liefern. Der Discount zum Marktpreis betrug 1-2 USD/b. Weitere Investitionen im Wert von 10 Mrd. USD und 70 Mrd. RMB wurden im April 2010 im Rahmen eines JVs zwischen CNPC und PDVSA zur Erschließung des Junin-4-Blocks zugesichert. 2,9 Mrd. Barrel sollten hier in den kommenden 25 Jahren produziert und nach China geliefert werden. Weitere „loans for oil“-Verträge wurden mit Angola (1 Mrd. USD), Bolivien (2 Mrd. USD), Ecuador (1 Mrd. USD), Ghana und Turkmenistan (4 Mrd. USD) abgeschlossen. Vgl. Koottungal, Leena: China using loan packages to secure oil supplies, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 3.8.2009; Jiang, Julie/Sinton, Jonathan: Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 41.

⁵⁸¹ Vgl. MangistauMunaiGas deal: summary, in: Silk Road Intelligencer, 21.4.2009; China and Kazakhstan ink USD 10 billion deal, in: Silk Road Intelligencer, 17.4.2009; Grieder, Tom: Chinese Government Close to Sealing Oil-for-Loans Deal with Kazakhstan, in: IHS Global Insight, 15.4.2009.

⁵⁸² Vgl. CNPC and KMG to pay \$3.3 billion for MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 27.4.2009.

⁵⁸³ Die Verzögerungen bei der Übernahme, die ursprünglich im Juli abgeschlossen sein sollte, gingen auf Verhandlungen zu den noch ausstehenden Steuerverpflichtungen des Produzenten zurück. Vgl. KMG to buy Pavlodar refinery for \$1.2 billion – paper, in: Silk Road Intelligencer, 31.7.2009; CNPC and KazMunayGas acquire 100% of MangistauMunaiGas shares through open trade on Kazakhstan Stock Exchange, 25.11.2009, in: Petrochina, http://www.petrochina.com.cn/Ptr/News_and_Bulletin/News_Release/CNPCandKazMunayGasacquire100ofMangistauMunaiGasshares.htm (Zugriff 22.9.2011).

*le damage to our countrys economic security, and even more so to its national security.*⁵⁸⁴ Selbst in den Reihen der Regierung herrschten durchaus Bedenken bezüglich möglicher Auswirkungen der steigenden chinesischen Präsenz auf die Arbeitsmarktsituation. Diese stützten sich nicht zuletzt auf zahlreichen negativen Erfahrungen aus der Vergangenheit, als es zum Ersatz lokaler Angestellter durch chinesische Arbeitskräfte kam. Um dem vorzubeugen, erließ die Regierung noch vor dem Abschluss der Verhandlungen strengere Bestimmungen bezüglich ausländischer Arbeitnehmerquoten, die jedoch laut Quellen aus der Industrie weithin leicht durch den Einsatz von Subunternehmen umgangen werden konnten.⁵⁸⁵ Die auch unter hochrangigen Offiziellen verbreitete Skepsis gegenüber der chinesischen Penetration des kasachischen Ölsektors bestätigte nicht zuletzt der erste Vizepräsident von KMG, M. Idenov. Dieser kommentierte die Entscheidung der Regierung im Fall von MMG im Rahmen eines privaten Gespräches mit amerikanischen Botschaftsmitarbeitern mit den Worten: *„It's a shame. When we deal with the Chinese, there is always concern about quality and performance, safety and security, health and the environment. But how can you walk away from \$10 billion?“*⁵⁸⁶ Im November 2009 kam es erneut zu kritischen Reaktionen auf die wachsende chinesische Präsenz in Kasachstan, diesmal jedoch nicht von Seiten der außerparlamentarischen Opposition, sondern aus den Reihen kasachischer Parlamentarier, die alle samt zur propräsidentialen Nur-Otan-Partei gehörten.⁵⁸⁷ Senator T. Simambajew verlangte in diesem Zusammenhang sogar, dass zukünftig keine weiteren Beteiligungen am kasachischen Öl- und Gassektor an chinesische Konzerne verkauft werden dürften.⁵⁸⁸ Damit reagierte er auf den zunehmend angeheizten öffentlichen Diskurs, in dem darüber gesprochen wurde, dass Kasachstan zum „oil appendix“ von China verwandelt würde.⁵⁸⁹ In der Tat betrug der direkte chinesische Anteil an der landesweiten Ölförderung im selben Jahr 21,8 Prozent⁵⁹⁰, wobei der Produktionsanteil von Unternehmen mit chinesischer Beteiligung sogar bei 33,7 Prozent lag.⁵⁹¹ Der Ausbau der Zusammenarbeit im Energiesektor stellte dabei aus chinesischer Sicht weiterhin den mit Abstand wichtigsten Bereich der bilateralen Beziehungen dar und überschattete deutlich die von der kasachischen Führung angestrebte Vertiefung der Kooperation in anderen Wirtschaftssphären.⁵⁹² Dies spiegelte sich deutlich in zahlreichen Deklarationen wider, die von den politischen Vertretern beider Länder unterzeichnet wurden. Als im Dezember 2009 vom chinesischen Präsidenten Hu Jintao ein Fünf-Punkte-Plan zur Stärkung der strategischen bilateralen Beziehungen vorgebracht wurde, lag die Intensivierung der Zusammenarbeit im Energiesektor gleich an zweiter Stelle hinter dem Wunsch nach der Stärkung des gegenseitigen Vertrauens durch die Aufrechterhaltung

⁵⁸⁴ Aussage eines Vertreters der oppositionellen Azat-Partei, zit. in: Kazakhstan, China sign loan for oil deal, in: The Times of Central Asia, 24.4.2009.

⁵⁸⁵ Vgl. Sampson, Paul: Kazakhstan: China's Hold, in: Energy Compass, 24.4.2009.

⁵⁸⁶ Zit. in: China National Petroleum Corporation Acquires 50 Percent Stake In Mangistaumunaigas, 23.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA678&q> (Zugriff 20.2.2012).

⁵⁸⁷ Vgl. Kazakh parliament again concerned about China's growing presence in energy sector, in: Kazakhstan General Newswire, 19.11.2009.

⁵⁸⁸ Vgl. China controls a third of Kazakhstan's oil production (Vremya Novostei), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 23.11.2009.

⁵⁸⁹ Vgl. Kazakh energy official plays down Chinese dominance in oil sector (Vremya Novostei), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.3.2010.

⁵⁹⁰ Die Anteilsproduktion chinesischer Unternehmen betrug 16,7 Mt, in Kasachstan wurden 76,5 Mt gefördert.

⁵⁹¹ Vgl. Chinese companies' share in oil production makes up 21,8% in 2009, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 3.1.2011.

⁵⁹² Vgl. Ling, Song Yen: China Set to Ink Kazakh Oil-for-Loans Deal, in: International Oil Daily, 17.4.2009.

häufiger Kontakte auf höchster Ebene.⁵⁹³ Ähnliches galt auch für das im Juni 2011 vereinbarte Memorandum bezüglich der „All-round strategic partnership“, in dem die Zusammenarbeit im Energiebereich noch vor allen anderen Bemühungen zur Stärkung der wirtschaftlichen Kooperation genannt wurde.⁵⁹⁴

Mit großen Bedenken wurde in der Öffentlichkeit und Teilen der kasachischen politischen Elite die im Dezember 2009 bekannt gewordene chinesische Anfrage über Möglichkeiten zur Pachtung von 1 Mio. ha Land für landwirtschaftliche Zwecke aufgenommen.⁵⁹⁵ Von kasachischen Vertretern wurde darüber hinaus mit zunehmender Besorgnis die Problematik der Wassernutzung der grenzüberschreitenden Flüsse Irtysch und Ili wahrgenommen. Die massive Ansiedlung von Han-Chinesen in Xinxiang, die sich u. a. im Anstieg der Flusswassernutzung für landwirtschaftliche und industrielle Zwecke widerspiegelte, zeigte in Kasachstan weitreichende Auswirkungen. Einerseits wurde durch die dramatisch gewachsene Wasserentnahme der Zufluss in die kasachischen Seen Balchasch und Saissan deutlich verringert, andererseits führte die exzessive Nutzung von Herbiziden zur erheblichen Verschlechterung der Wasserqualität. Darüber hinaus wurde auf chinesischer Seite am Lauf des Chernyy Irtysch ein großes Auffangbecken errichtet, das es China erlaubte, die Wasserdurchleitung zu regulieren und Kasachstan möglicherweise gänzlich vom Wasserzufluss abzuschneiden. Nicht zuletzt sollte das Wasser der Flüsse auch bei der Ölproduktion in Xinxiang eingesetzt werden.⁵⁹⁶ Hierzu wurde auf chinesischer Seite ein Kanal vom Chernyy Irtysch nach Karamay errichtet, der die Wasserentnahme zusätzlich erhöhen sollte.⁵⁹⁷

Die kasachische politische Führung, die in Einklang mit der Balancing-Komponente der multivektoriellen Außenpolitik unverändert großes Interesse an guten Beziehungen mit dem östlichen Nachbarn besaß, versuchte die wachsenden innenpolitischen und gesellschaftlichen Bedenken über die zunehmende chinesische Präsenz im kasachischen Ölsektor zu zerstreuen. In einer Reaktion auf den Unmut der Parlamentarier verwies der Präsident von KMG, K. Kabyldin, darauf, dass der chinesische Produktionsanteil weiterhin unter dem amerikanischer Unternehmen läge⁵⁹⁸ und auch die Anzahl chinesischer Arbeiter keinesfalls, wie unterstellt, die „local content“-Bedingungen verletzen würde. *„There is no great quantity of Chinese in our oil and gas sector. They are probably all at the bazaar you can look for them somewhere there or in some other sectors.“*⁵⁹⁹ Darüber hinaus unterstrich er,

⁵⁹³ Erst an dritter Stelle folgte die Intensivierung der Kooperation in Nicht-Energiesektoren, auf Rang vier lag die Zusammenarbeit im Finanzsektor, gefolgt von der Ausweitung des kulturellen und gesellschaftlichen Austauschs. Vgl. China, Kazakhstan pledge to strengthen strategic partnership, in: Xinhua General News Service, 12.12.2009.

⁵⁹⁴ Vgl. Roundup: China, Kazakhstan issue statement on developing all-round strategic partnership, in: Xinhua General Newswire Service, 13.6.2011.

⁵⁹⁵ Vgl. Chinese rent of arable lands not discussed at Astana negotiations, in: Russia & CIS Food and Agricultural Weekly, 16.12.2009.

⁵⁹⁶ Wasser kann in Ölfelder eingeleitet werden, um durch den Druckanstieg die Förderrate zu erhöhen.

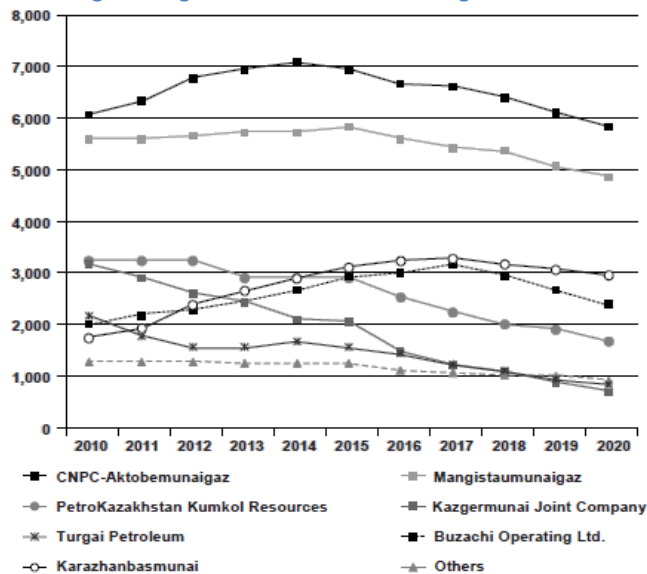
⁵⁹⁷ Vgl. Aslamova, Darya: China will start swallowing former USSR with Kazakhstan (Komsomolskaya Pravda), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 18.11.2009.

⁵⁹⁸ Im Jahr 2010 betrug der Anteil von KMG an kasachischer Ölproduktion 28 Prozent, amerikanische Unternehmen besaßen einen kombinierten Anteil von 24 Prozent, chinesische 22 Prozent, europäische 17 Prozent und russische 9 Prozent. Vgl. KazMunayGas expects net profit at \$744 mln in 2010, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 24.2.2010.

⁵⁹⁹ Zit. in: KMG Plays Down China Influence, in: International Oil Daily, 22.2.2010; Offiziell stellten lediglich 25 der 2.360 Arbeiter von PetroKazakhstan Chinesen dar (1,1 Prozent). Von den 440 Angestellten in der Unternehmenszentrale waren es nur 20 (4,5 Prozent). In Kazgermunai gab es unter den 660 Arbeitern zwölf Chinesen (1,8 Prozent), in der Unternehmenszentrale waren es elf der 200 Angestellten. In MMG gab es unter den insgesamt 6.000 Mitarbeiter nur 33 Chinesen (0,6 Prozent), in Karazhanbasmunai 21 unter 2.100 (1 Prozent). Diese

dass sich der Großteil der Beteiligungen chinesischer Unternehmen auf Lagerstätten in fortgeschrittenen Ausbeutungsstadien konzentrierte und keines der drei wichtigsten Projekte (Kashagan, Tengiz, Karachaganak), die das Rückgrat der künftigen kasachischer Produktion bilden sollten, einschlossen. Somit konnte perspektivisch sogar ein Rückgang des chinesischen Produktionsanteils erwartet werden (Abbildung 62). Hervorgehoben wurde auch, dass chinesische Unternehmen überwiegend Vorkommen erwarben, die sich bereits im Besitz privater – meist sogar ausländischer – Gesellschaften befanden, sodass man der Regierung nicht einmal den Ausverkauf des staatlichen Eigentums unterstellen könnte. Anders als viele der im Verlauf der 1990er Jahre mit westlichen Konzernen eingegangenen Projekte, produzierten chinesische Konzerne zudem nicht unter PSA-Regimen. Ihre Verträge besaßen keine Steuerstabilitätsklauseln und unterlagen somit der zunehmend schärfer werdenden nationalen Steuergesetzgebung.⁶⁰⁰

Abbildung 62: Prognose der Förderentwicklung für Produzenten mit chinesischer Beteiligung (in 1.000 t)



Quelle: Syroezhkin, Konstantin: China's Presence in the Energy Sector of Central Asia, in: Central Asia and the Caucasus, Vol. 13, Issue 1, 2012, S. 20-42, S. 31.

Ausschlaggebend für die weiterhin erfolgreiche Penetration des kasachischen Energiesektors durch chinesische Unternehmen, die trotz vorhandener Bedenken bezüglich des zunehmenden Einflussgewinns des östlichen Nachbarn voranschritt, waren letztendlich die Fähigkeit und Bereitschaft Pekings, seine Konzerne durch den koordinierten Einsatz der dem Staat zur Verfügung stehenden Mittel zu fördern. In Anlehnung an geoökonomische Prämissen kann dabei konstatiert werden, dass von der chinesischen politischen Führung nationale wirtschaftliche Akteure, die in vielen Bereichen durchaus auch nach kommerziellen Gesichtspunkten handelten und daher nicht immer automatisch als Marionetten der Regierung zu betrachten waren⁶⁰¹, für die Realisierung strategischer Interessen des Staa-

Angaben ignorierten jedoch die Sub- und Zulieferunternehmen. Vgl. Chinese participation in Kazakh oil and gas sector not too significant - KazMunayGas head, in: Kazakhstan General Newswire, 22.2.2010.

⁶⁰⁰ Vgl. Syroezhkin, Konstantin: China's Presence in the Energy Sector of Central Asia, in: Central Asia and the Caucasus, Vol. 13, Issue 1, 2012, S. 20-42, hier S. 30-32.

⁶⁰¹ Die drei wichtigsten Ölkonzerne (CNPC, Sinopec, CNOOC) befanden sich zwar im staatlichen Eigentum, wurden jedoch nicht direkt vom Staat geleitet. Tatsächlich verweisen mehrere Autoren auf die wechselseitigen Beziehungen zwischen den Unternehmen und dem Staat. Aufgrund der historisch bedingten Nähe zu einzelnen Ministerien, der hohen Stellung vieler Unternehmensvertreter im chinesischen Machtapparat, sowie wegen ihrer Größe und Handlungsmöglichkeiten im Vergleich zu den sie eigentlich überwachenden Regierungsagenturen, besitzen die Konzerne gegenüber der politischen Führung enorme Einflussmöglichkeiten. Zum Verhältnis

tes instrumentalisiert und durch diesen gegebenenfalls gegen potenzielle Wettbewerber direkt unterstützt wurden. In dieser Hinsicht ähnelte das chinesische Verhalten dem der USA oder Russlands, obwohl sich die einzelnen Akteure bei der Wahl der Instrumente durchaus unterschieden. Die vorhandene Kapazität Pekings, verschiedene Unternehmen entlang gesamter Projektketten (von der Finanzierung bis zum Bau) für die Durchsetzung der Ziele zu instruieren, erhöhte dabei die Erfolgchancen zusätzlich. Im Fall von MMG waren es darüber hinaus besondere situative Faktoren, die eine ausschlaggebende Rolle bei der Entscheidung der kasachischen Führung zugunsten von CNPC spielten, obwohl diese zuvor eigentlich zugunsten von Gazprom Neft zu tendieren schien. Vor dem Hintergrund der globalen Finanzkrise mit ihren weitreichenden Auswirkungen auf den kasachischen Bankensektor und die gesamte Wirtschaft des Landes, stellte die Bereitschaft Chinas zur Nutzung angehäufter staatlicher Devisenreserven (diese betragen im Juni 2010 2,45 Billionen USD) zur Unterstützung eigener Konzerne beim Kauf weltweiter Rohstoffvorkommen⁶⁰², eine einzigartige Möglichkeit zur Lösung der angespannten Finanzlage mit der sich Astana konfrontiert sah. Ein langjähriger Berater der kasachischen Regierung kommentierte dies im Anschluss nüchtern. „Do they [Kazakhs] need the \$10 billion to get by? Yes. Are there lots of other places where they could get it? No. Does this give the Chinese big-time leverage over them? Yes.“⁶⁰³ Darüber hinaus zeigte sich China wiederholt bereit, durch die Vergabe von günstigen Finanzierungsinstrumenten kasachische Ambitionen beim (Wieder-)Erwerb von Beteiligungen im eigenen Ölsektor zu unterstützen. Somit kann festgehalten werden, dass die Ausweitung chinesischer Präsenz letztendlich auch die von Astana erwünschte Renationalisierung der in den 1990er Jahren verlorenen staatlichen Anteile im Ölsektor mit ermöglichte und somit von der politischen Machtzentrale geduldet wurde.

Trotz der ersichtlichen chinesischen Fokussierung auf die Zusammenarbeit im Energiesektor, die neben der Erdöl- und Erdgasproduktion zunehmend auch die Ölverarbeitung⁶⁰⁴, Stromerzeugung⁶⁰⁵ und Uranförderung⁶⁰⁶ einschloss, und der daraus folgenden kasachischen Kritik an der zum Teil eindimen-

zwischen dem Staat und den Unternehmen siehe z. B. Adolf, Matthias: Energiesicherheitspolitik der VR China in der Kaspischen Region. Erdölversorgung aus Zentralasien, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2011, S. 311-344; Jiang, Julie/Sinton, Jonathan: Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 25-27.

⁶⁰² Die chinesischen staatlichen Banken (China Development Bank, China Export-Import Bank) gehen hierzu Kooperationen mit den Ölunternehmen ein. Zum Beispiel formten CNPC und Sinopec eine strategische Allianz mit der China Development Bank. Diese sicherte zu, den Unternehmen Niedrigzinskredite zur Verfügung zu stellen. CNPC sollte auf diesem Weg im Zeitraum 2010-2015 30 Mrd. USD erhalten. Vgl. ebenda, S. 16.

⁶⁰³ Zit. in: Sampson, Paul: Kazakhstan: China's Hold, in: Energy Compass, 24.4.2009.

⁶⁰⁴ Im Oktober 2009 gewann Sinopec eine Ausschreibung für die Modernisierung der Atyrau-Raffinerie. Das Projekt im Wert von 1,04 Mrd. USD sollte im Zeitraum 2010-2013 umgesetzt werden. China zeigte sich auch bereit, den Bau einer neuen Raffinerie in Kasachstan, nahe der chinesischen Grenze zu finanzieren. Vgl. China ready to build a refinery in Kazakhstan – ambassador, in: Kazakhstan General Newswire, 14.4.2009.

⁶⁰⁵ China besaß Interesse am Bau des Moinak-Wasserkraftwerkes und des Balkash-Thermalkraftwerkes. Im Dezember 2009 unterzeichneten die kasachische Staatsholding Samruk-Kazyna und die chinesische Guangdong Nuclear Power Corp. zudem ein Abkommen über die Zusammenarbeit bei der gemeinsamen Entwicklung erneuerbarer Energiequellen. Vgl. Kazakh, Chinese leaders sign several accords on energy cooperation, in: ITAR-TASS, 12.12.2009.

⁶⁰⁶ Im April 2009 gründeten der kasachische Uranproduzent Kazatomprom und das chinesische Unternehmen China Guangdong Nuclear Power Co. das JV Semizbay (51 Prozent Kasachstan), das auf der Lagerstätte Irdol in Südkasachstan (Produktionskapazität 750 t/Jahr, Reserven 18.925 t) tätig ist. Im Februar 2011 wurde zwischen beiden Ländern ein langfristiges Abkommen über Uran-Lieferungen im Gesamtumfang von 55.000 t unterzeichnet. Vgl. Daly, John C. K.: China ups Kazakh energy holdings, in: UPI Energy, 28.4.2009; Kazakhstan, China opens joint uranium mine, in: Central Asia This Week, 4.5.2009; Jacobs, Bruce: Kazakh President Energized After China Trip, in: Radio Free Europe, 23.2.2011.

sionalen Kooperation beider Länder, konnte kontinuierlich auch die Ausweitung von Investitionsaktivitäten in anderen Wirtschaftsbereichen beobachtet werden⁶⁰⁷, in denen die strategischen Ziele der Nachbarstaaten komplementär waren. Exemplarisch können hier vor allem Initiativen im Transportsektor hervorgehoben werden. Dieser nimmt aus kasachischer Sicht eine herausragende Bedeutung im Streben des Landes nach der Rolle eines wichtigen Verbindungskorridors zwischen den beiden kontinentalen Wirtschaftspolen – Europa und China – ein und soll künftig ähnlich wie das Pipeline-Netz im Grunde eine infrastrukturelle Materialisierung der multivektoriellen Ausrichtung der außenpolitischen Strategie darstellen. Dies spiegelt sich ebenfalls in zahlreichen Dokumenten der Regierung wider, wie der im Jahr 2006 angenommenen „Transportstrategie bis zum Jahr 2015“. In dieser wurde das Prioritätsziel gesetzt, das nationale Transportsystem mit dem eurasischen Netz zu verbinden und das Land somit zum Transitknoten zwischen dem Westen und Osten des Kontinents auszubauen.⁶⁰⁸ Die Unterstützung der Umsetzung kontinentaler Transportrouten wurde auch als eine der Prioritäten des kasachischen OSZE-Vorsitzes festgelegt und vorangetrieben. Die im Rahmen dieser Politik von Astana für Kasachstan angestrebte Rolle entspricht dem geopolitischen Konzept eines „Gateways“ bzw. einer Brücke, die Staaten oder auch Regionen zukommt, die getrennte regionale, politische, wirtschaftliche und soziokulturelle geografische Einheiten (sog. „geopolitical realms“) verbinden. Sie erleichtern den Austausch von Gütern, Personen, aber auch Technologien, wobei sie daraus in Form verschiedener Multiplikatoreffekte selbst wirtschaftliche und politische Vorteile beziehen.⁶⁰⁹ Das langfristige chinesische Interesse am Aufbau eines panasiatischen Schienensystems, das den Handelsverkehr zwischen dem europäischen und chinesischen Markt nicht nur beschleunigen, sondern aus geopolitischer Sicht auch unabhängiger von maritimen Routen machen sollte, korrelierte mit den kasachischen Zielen. Zur Umsetzung dieser Idee wurde von beiden Seiten Anfang des Jahres 2008 eine Vereinbarung über die Eröffnung von vier Cargo-Routen unterzeichnet und noch im August mit Bauarbeiten an einer neuen Schienenverbindung über den Grenzübergang Khorgos begonnen, die die jährliche Transportkapazität zwischen den Ländern auf 35-40 Mt verdoppeln sollte.⁶¹⁰ Das chinesische Unternehmen HPGI (Horizon Petroleum and Gas Co.) stellte noch im selben Jahr zusätzliche Pläne zum Ausbau der Eisenbahninfrastruktur zwischen beiden Ländern vor, die insgesamt 21 neue grenzüberschreitende Bahnstrecken beinhalteten, von denen acht dem Transport von Energieträgern und -produkten dienen sollten.⁶¹¹ Im März 2010 präsentierte der Sprecher des chinesischen Ministeriums für Eisenbahntransport Pläne zum Ausbau des transkontinentalen Schienennetzes, das mit einer Gesamtlänge von insgesamt 81.000 km 28 Länder Eurasiens verbinden sollte. Über Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan, Iran und die Türkei sollte Europa auf dem Landweg erreicht werden können. Im Jahr 2025 sollte laut chinesischen Vorstellungen eine Reise zwischen Peking und

⁶⁰⁷ So vergab z. B. die chinesische Eximbank im Jahr 2008 Niedrigzinskredite im Umfang von 300 Mio. USD an unterschiedliche Infrastrukturprojekte im Bereich der Landwirtschaft. Vgl. Ling, Song Yen: China Set to Ink Kazakh Oil-for-Loans Deal, in: International Oil Daily, 17.4.2009.

⁶⁰⁸ Vgl. Nazarbayev insists on urgent upgrade of transport infrastructure, in: Russia & CIS Presidential Bulletin, 15.6.2007.

⁶⁰⁹ Vgl. Cohen, Saul Bernard: Geopolitics of the World System. Lanham: Rowman & Littlefield Publishers, Inc. 2003, S. 6.

⁶¹⁰ Es handelt sich um eine 300 km lange Strecke zwischen dem kasachischen Zhetygen und dem Grenzübergang Khorgos. Die Fertigstellung sollte 2012 erfolgen. Die Kosten betragen 617 Mio. USD. Weitere Eisenbahngrenzübergänge für Warentransporte sollten in Jimunai, Baketu und Alashankou entstehen. Vgl. Kazakhstan launches construction of new railway link to China, in: Central Asia This Week, 7.8.2009; Izimov, R. Yu: Kazakhstan and China, in: Sultanov, B. K. (ed.): Kazakhstan Today, Almaty: The Kazakhstan Institute for Strategic Studies under the President of the Republic of Kazakhstan, 2010, S. 152-156, hier S. 155.

⁶¹¹ Vgl. Full steam ahead for railway builder HPGI's China-Kazakhstan, in: China Energy Weekly, 8.10.2008.

London somit per Zug in zwei Tagen möglich sein.⁶¹² China beteiligte sich daraufhin aktiv am Ausbau des kasachischen Schienennetzes. Beispielsweise wurde im Februar 2011 zwischen dem chinesischen Eisenbahnministerium und dem kasachischen staatlichen Bahnunternehmen Temir Zholy ein Abkommen über den Bau einer Hochgeschwindigkeitsstrecke zwischen Almaty und Astana durch chinesische Unternehmen erreicht.⁶¹³ Komplementär zu den chinesischen Plänen verkündete die kasachische Regierung im März 2011 ein Programm zur Transportinfrastrukturentwicklung des Landes, dass im Zeitraum bis 2014 Investitionen von 19 Mrd. USD für den Ausbau des Straßen- und Schienennetzes und als Priorität den Abschluss der Westchina-Westeuropa-Verbindung vorsah.⁶¹⁴ Somit konnte nicht nur im Energiesektor, sondern auch in einigen anderen Wirtschaftszweigen eine graduelle Vertiefung der Beziehungen zwischen beiden Ländern beobachtet werden, die füreinander zunehmend die Rolle strategischer Partner einnahmen.

5.3.24 Kleinere Akquisitionen im kasachischen Ölsektor durch chinesische Unternehmen

Die chinesische Kaufbereitschaft in Kasachstan blieb auch nach der Übernahme von MMG ungebremst bestehen. So kaufte beispielsweise der Staatsfonds China Investment Corporation im Zeitraum Juli – September 2009 für 0,939 Mrd. USD insgesamt 11 Prozent der in London gehandelten Aktien von KazMunaiGaz E&P.⁶¹⁵ Im September desselben Jahres übernahm die Yukon Energy Holding, hinter der angeblich CITIC steht, für 163,8 Mio. USD 87,96 Prozent der Anteile des an der kasachischen Börse gehandelten Produzenten Lancaster Petroleum.⁶¹⁶ Im September 2010 erwarb wiederum Sinopec von Sarl, einem Investitionsarm von Mittal, 50 Prozent am Produzenten Caspian Investment Resources (ehem. Nelson Resources), der Anteile an mehreren Feldern in Westkasachstan mit Gesamtreserven von 269,6 Mio. Barrel besaß. Der Preis der Transaktion wurde nicht veröffentlicht, er bewegte sich jedoch wahrscheinlich leicht über 1 Mrd. USD.⁶¹⁷

Bei der Durchdringung des kasachischen Öl- und Gassektors durch chinesische Unternehmen zeichnete sich zunehmend auch eine neue Entwicklungstendenz ab. Waren in dem Land zuvor primär große chinesische Akteure – insbesondere CNPC – tätig, begannen nach einer expliziten Aufmunterung

⁶¹² Im März 2011 wurde eine Testlieferung von Waren per Containerzug von Chongqing in Zentralchina über Kasachstan, Russland, Weißrussland und Polen nach Duisburg durchgeführt. Die Fahrzeit betrug 16 Tage, wogegen Lieferungen per Containerschiff 36 Tage benötigen. Ab 30. Juni 2011 verkehrt auf der Strecke regelmäßig (einmal pro Monat, geplant ist einmal pro Woche) ein Containerzug. Die Fahrzeit beträgt 13 Tage. Vgl. China's Infrastructural War, in: Power Politics, 1.8.2010; Foust, Joshua: The New, New, New Silk Road, Now With Moar Newness, in: Registan, 1.5.2011; Kazakhstan boosts construction of Euro-Asian transport corridors, in: The Times of Central Asia, 29.7.2011.

⁶¹³ Nach der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2015 sollen die Züge auf der 1.050 km langen Strecke mit einer Höchstgeschwindigkeit von bis zu 350 km/h verkehren können. Vgl. China, Kazakhstan to boost rail cooperation, in: China Daily, 23.2.2011.

⁶¹⁴ Am Ausbau der Infrastruktur beteiligen sich u. a. die ADB, die EBRD, die Islamic Development Bank. Vgl. Kazakhstan boosts construction of Euro-Asian transport corridors, in: The Times of Central Asia, 29.7.2011.

⁶¹⁵ Vgl. Neff, Andrew: Kazmunaigaz, CNPC Complete Joint Acquisition of Kazakhstan's MMG, in: IHS Global Insight, 26.11.2009.

⁶¹⁶ Lancaster Petroleum besaß Produktionslizenzen für mehrere kleinere Felder (Kokzhide, Kusay, Martuk) in der Aktjubinsk-Region und eine Explorationslizenz für den North Karpovskiy Block in Westkasachstan. Das Unternehmen wurde im Jahr 2010 in KMK Munai umbenannt. Vgl. Lancaster Petroleum sold for \$164 million – KASE, in: Silk Road Intelligence, 2.9.2009.

⁶¹⁷ Produzierende Felder: Alibekmola und Kozhasai (50:50 mit KMG), North Buzachi (50:50 mit CNPC), Arman (50:50 mit Shell) und Karakuduk (100 Prozent). Gesamtproduktion der Felder: 4,3 Mt (2009). Gehaltene Explorationslizenzen: Zhambai Yuzhny und Yuzhnoye Zaburrunye (jeweils 25 Prozent). Mittal erwarb den Anteil am Produzenten im Jahr 2007 für 980 Mio. USD. Die verbleibenden 50 Prozent hielt Lukoil. Vgl. Mittal sells stake in Kazakh oil company to Chinese Sinopec, in: Alexander's Gas and Oil Connections, 29.9.2010.

seitens der politischen Führung in Peking zur Steigerung der Aktivitäten bei der Übernahme ausländischer Rohstoffbeteiligungen im Zuge der weltweiten Finanzkrise, nun auch vergleichsweise kleinere, teils auch private Unternehmen den kasachischen Energiesektor zu betreten.⁶¹⁸ Als Beispiel hierfür kann die Einigung zwischen der chinesischen Xinjiang Guanghui Industry und dem kasachischen Produzenten Tarbagatay Munay genannt werden. Das im August 2009 abgeschlossene Geschäft sah vor, dass die chinesische Seite für 47,5 Mio. USD⁶¹⁹ 49 Prozent an der Förderlizenz (Zaysan Block) des Produzenten erhält, wofür dieser im Gegenzug 10 Prozent, mit einer Option auf den Erwerb weiterer 14,9 Prozent, an einer für den lokalen Markt bestimmten LNG-Anlage in China bekam.⁶²⁰ Ein weiteres Beispiel stellte der Kauf des kasachischen Produzenten Emir Oil dar (eine Tochtergesellschaft von BMB Munai Inc.), die Öl- und Gasproduktions- und Explorationslizenzen in der Mangistau-Region hielt. Das Unternehmen wurde Anfang 2011 von der privaten chinesischen MIE Holding Corporation für 170 Mio. USD übernommen.⁶²¹ Im September verkündeten die chinesischen Unternehmen Xinjiang Guanghui Oil (Tochter von Xinjiang Guanghui Industry) und Weyn Investment die Gründung eines JVs, das 100 Prozent der Anteile an Mangishlak Munay erwerben sollte. Das Unternehmen kontrollierte Lizenzen für das Pridorozhnoye-Gasfeld und sollte von seinem Mutterunternehmen Tegis Munai für 20 Mio. USD verkauft werden. Das chinesische JV sollte weitere 50 Mio. USD in die Entwicklung des Feldes investieren.⁶²²

Kasachstan stellte dabei lediglich einen kleinen Ausschnitt der zunehmenden globalen Übernahmeaktivitäten chinesischer Unternehmen dar. Allein im Zeitraum Januar 2009 – Dezember 2010 wurden von chinesischen Wirtschaftsakteuren mindestens 47,59 Mrd. USD für Firmenzusammenschlüsse und Akquisitionen ausländischer Beteiligungen im Öl- und Gassektor ausgegeben. Die Auswirkungen der globalen Finanzkrise eröffneten den chinesischen staatlichen Ölkonzernen (NOC) aber auch privaten Unternehmen hervorragende Möglichkeiten zum Kauf auswärtiger Beteiligungen von angeschlagenen Ölgesellschaften.⁶²³

⁶¹⁸ Vgl. A lifeline from Central Asia, in: The Times of Central Asia, 17.2.2011; Chinese MIE Holdings buys into Kazakh oil explorer Emir Oil, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 20.2.2011.

⁶¹⁹ Andere Quellen sprechen von 40,52 Mio. USD. Vgl. Chinese joint venture buys Kazakh gas field, in: Silk Road Intelligencer, 1.9.2011.

⁶²⁰ Das chinesische Unternehmen sollte die Anlage (Kapazität 500-800 Mio.m³/Jahr) in der Altai-Provinz errichten und das produzierte LNG auf dem lokalen Markt verkaufen. Tarbagatay erhielt das Recht, in den kommenden drei Jahren weitere 14,9 Prozent an der Anlage für 37,5 Mio. USD zu erwerben. Die chinesische Seite verpflichtete sich, darüber hinaus 60 Mio. USD in die Exploration von Erdgas- und 150 Mio. USD in die Exploration von Erdölvorkommen zu investieren. Die gesamte Erdgasproduktion sollte an die LNG-Anlage verkauft werden. Der Preis sollte in den ersten 5 Jahren zwischen 120-160 USD/1.000m³ liegen und später auf internationales Niveau ansteigen. Vgl. Kazakhstan and China plan to build joint LNG plant, in: Central Asia This Week, 26.12.2008; Neff, Andrew: Chinese Firm Closes In on Acquisition of 49% Stake in Kazakhstan's TBM, in: IHS Global Insight, 25.8.2009.

⁶²¹ Im Jahr 2010 Produzierte Emir Oil 117.200 t (2.400 b/d). Vgl. A lifeline from Central Asia, in: The Times of Central Asia, 17.2.2011; Chinese MIE Holdings buys into Kazakh oil explorer Emir Oil, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 20.2.2011.

⁶²² Guanghui sollte 56 Prozent der Anteile besitzen, Wein 44 Prozent. Vgl. Chinese joint venture buys Kazakh gas field, in: Silk Road Intelligencer, 1.9.2011.

⁶²³ Vgl. Jiang, Julie/Sinton, Jonathan: Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 7, 16.

5.3.25 Die Fertigstellung der Kumkol-Kenkiyak-Pipeline

Der Bau der Kenkiyak-Kumkol-Leitung (794 km) wurde im Juni 2009 beendet, sodass im Juli mit Tests und ihrer Beladung mit technischem Öl begonnen werden konnte.⁶²⁴ Damit die Atasu-Alashankou-Sektion die zusätzlich eingespeisten Ölvolumen aufnehmen konnte, wurde auf diesem Abschnitt eine weitere Pumpstation in Betrieb genommen. Die Leitung erreichte somit erstmalig die für die erste Phase ursprünglich vorgesehene Transportkapazität von 10 Mt/Jahr.⁶²⁵ Am 9. Oktober erfolgte schließlich die kommerzielle Inbetriebnahme des Kenkiyak-Kumkol-Segments, wodurch das lange anvisierte strategische Ziel einer kontinuierlichen Pipelineverbindung zwischen Westkasachstan und Westchina umgesetzt wurde. Noch im selben Monat konnten die ersten 139.000 t Öl aus den westkasachischen Fördergebieten von CNPC über das neue Segment in die Atasu-Alashankou-Leitung eingespeist werden.⁶²⁶ Nur wenige Tage nach der Inbetriebnahme wurde am 15. Oktober zwischen den Regierungsvertretern beider Länder ein Abkommen über die zukünftige Erweiterung der Kasachstan-China-Leitung auf 20 Mt/Jahr unterzeichnet.⁶²⁷

Da die Auslastung des Atasu-Alashankou-Abschnittes mit seiner bestehenden Kapazität nun allein durch die kasachische Produktion von CNPC gewährleistet werden konnte, erteilten kasachische Behörden im vierten Quartal 2009 für die bis dahin auf dem Streckenabschnitt aktiven russischen Unternehmen keine neuen Quotenzuweisungen.⁶²⁸ Der Entscheidung ging der Verzicht chinesischer Abnehmer auf Lieferungen russischer Produzenten über die Pipeline voraus.⁶²⁹ Dessen ungeachtet ermöglichte das zwischen Kasachstan und Russland im November 2009 unterzeichnete langfristige Transitabkommen (Zeitraum 2010-2020) bei Interesse die Beförderung russischen Öls über die Atasu-Alashankou-Pipeline in einer Höhe von bis zu 2 Mt/Jahr.⁶³⁰

Die neuen Akquisitionen von CNPC sowie die Steigerung der Förderraten auf bereits gehaltenen Produktionsstandorten erweckten Zuversicht bezüglich der künftigen Auslastung der Leitung, deren Transportvolumen im Jahr 2010 mit 10,092 Mt sogar leicht über der technisch vorgesehenen Kapazität lag.⁶³¹ Vor diesem Hintergrund wurden auf der Grundlage des Regierungsabkommens vom Oktober 2009 im Verlauf des Jahres 2010 Verhandlungen über den Beginn der Arbeiten an der Machbarkeitsstudie zur Erweiterung des Exportabschnittes auf das ursprünglich vorgesehene Niveau von 20 Mt/Jahr aufgenommen. Durch die Untersuchung sollte vor allem ermittelt werden, ob die bestehenden alten Segmente zwischen Kumkol und Atasu (620 km) lediglich erneuert oder ob auch eine gänzlich neue Leitung verlegt werden müsste.⁶³² Im April 2010 wurde schließlich eine Einigung darüber erreicht, dass der künftige Ausbau der Kasachstan-China-Pipeline kontinuierlich in Abhängigkeit von der erhältlichen Ölmenge voranschreiten würde. Gerechnet wurde in diesem Zusammenhang damit,

⁶²⁴ Vgl. KASE – NGSK KazStroyService (Kazakhstan) finishes construction of line part of pipeline Kenkiyak-Kumkol, in: Kazakhstan Stock Exchange News, 1.7.2009.

⁶²⁵ Vgl. Kaztransoil boosts oil transportation 7.2% in 2009, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 12.1.2010.

⁶²⁶ Vgl. Another section of Kazakhstan-China oil pipeline launched for commercial use, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 9.10.2009.

⁶²⁷ Vgl. China, Kazakhstan Ink Oil & Gas Cooperation Agreements, in: SinoCast, 15.10.2009.

⁶²⁸ Vgl. Sharushkina, Nelli: Russian Output Narrowly Misses New Record, in: International Oil Daily, 4.11.2009.

⁶²⁹ Vgl. TNK-BP: The first tanker, in: SKRIN Market & Corporate News, 4.12.2009.

⁶³⁰ Vgl. Kazakhstan to raise oil transit via Russian territory, in: Kazakhstan Today, 25.11.2009; China starts pumping oil into northwest reserves, in: Alroya, 15.12.2011.

⁶³¹ Vgl. KazTransOil increases oil transportation 3% in 2010, in: Central Asia General Newswire, 19.1.2011.

⁶³² Vgl. China, Kazakh pipeline expansion on Hu visit agenda, in: TendersInfo, 5.6.2010.

dass die volle Kapazität des Transportsystems schon 2013 erreicht werden könnte.⁶³³ Durch den Bau einer zusätzlichen Pumpstation und den Einsatz von DRA betrug sein Durchleitungsvermögen bereits im Jahr 2011 12 Mt.⁶³⁴ Die Vollauslastung konnte jedoch aufgrund von Produktionsausfällen auf relevanten Lagerstätten im Zuge von Streiks kasachischer Erdölarbeiter, die sich zunehmend Unzufrieden mit den herrschenden Lohnbedingungen zeigten, nicht gewährleistet werden. Die noch im Jahr zuvor ausgeschlossenen russischen Lieferanten konnten dabei wegen des Interesses von Transneft und Moskau an der Auslastung der ESPO-Pipeline (seit Ende 2009 im Betrieb) nur einen geringen Teil der entstandenen Lücke schließen und blieben weit unter dem durch das Transitabkommen ermöglichten Niveau.⁶³⁵

Tabelle 36: Transportvolumen und Relevanz der Kasachstan-China-Pipeline

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Atasu-Alashankou Transportvolumen (Mt)	1,76	4,767	6,113	7,699	10,092	10,894
Kasachisches Öl (Mt)	1,76	4,767	5,076	6,200	10,092	10,694
Russisches Öl (Mt)	-	-	1,037	1,499	-	0,200
Netto-Export Kasachstan (Mt)	57,100	60,796	62,769	68,066	71,200	71,360
Anteil der Pipeline am Export (%)*	3,1	7,8	8,1	9,1	14,2	15,0
Netto-Import China (Mt)	166,484	182,964	185,595	198,687	234,732	258,182
Anteil der Pipeline am Import (%)**	1,1	2,6	3,3	3,9	4,3	4,2

* Berechnet nur auf Ölexport aus Kasachstan; ** Berechnet auf Gesamttransportvolumen der Pipeline

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2011; Kaztransoil boosts oil transportation 7.2% in 2009, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 12.1.2010; In 2008 KazTransOil increased oil transportation 3.9%, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2009; Kosolapova, E.: KazTransOil ups oil transportation by percent in 2011, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 11.1.2012; JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2011, Astana, 2012 S. 44; eigene Berechnungen.

Die Inbetriebnahme des Kenkiyak-Kumkol-Pipelineabschnittes war für Kasachstan sowohl aus außen- als auch innenpolitischen Gründen von großer strategischer Bedeutung. Die Route leistete einen doppelten Beitrag zur Realisierung der nationalen Diversifizierungsbestrebungen im Rahmen der „multivektoriellen“ Pipelinepolitik, da sie nicht nur zur Senkung der Abhängigkeit von den von Transneft kontrollierten („geoökonomische Diversifizierung“) und über Russland verlaufenden Transportrassen („geopolitische Diversifizierung“) beitrug, sondern gleichzeitig westkasachische Förderprovinzen an einen bis dahin unerreichbaren Verbrauchermarkt anschloss, womit eine allgemeine Steigerung der Absatzsicherheit erzielt werden konnte. Aus innenpolitischer Sicht stellte sie wiederum die Umsetzung des bereits seit dem Erlangen der Unabhängigkeit verfolgten strategischen Ziels zur Integration der geografisch und infrastrukturell getrennten kasachischen Marktsegmente dar. Das Land erhielt somit laut dem kasachischen Energieminister, S. Mynbayev, erstmalig die technische Möglichkeit, zur Versorgung aller seiner Raffinerien durch die einheimische Produktion, wodurch eine erhebliche Steigerung der nationalen Versorgungssicherheit erreicht wurde. Dies sollte nicht etwa bedeuten, dass russische Lieferungen, die noch im Jahr 2008 6,6 Mt von den im Inland insgesamt ver-

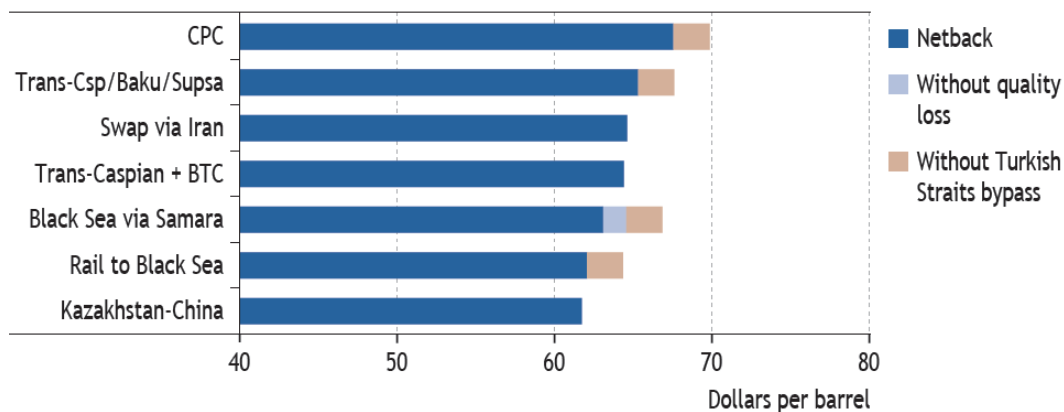
⁶³³ Vgl. Kenkiyak-Kumkol to reach full capacity in 2013, in: Kazakhstan General Newswire, 29.4.2010.

⁶³⁴ Die Pumpstation (Nr. 11) Usharal wurde schließlich im Dezember 2011 fertiggestellt. Weitere sieben Pumpanlagen sollten laut damaliger Planung im Zeitraum 2012-13 gebaut werden. Auf der Route zwischen Kumkol und Atasu sollte im Zuge der Expansionsarbeiten auch ein zusätzlicher Pipelinestrang verlegt werden. Vgl. Ismayilov, E./Suleymanov, S.: Kazakh minister: Direction of Kazakh oil transportation being worked out, in: Trend Daily Economic News, 7.10.2010; Konirova, K.: Kazakhstan-China pipeline capacity increases to 12 million tons, in: Trend Oil & Gas Azerbaijan, 20.12.2011.

⁶³⁵ Das Öl wurde primär zur Senkung der Viskosität geliefert. Vgl. Kosolapova, E.: Kazakhstan sharply decreases tariffs on Russian oil pumping to China, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 27.8.2012; Kazakhstan to charge for Russian oil transit to China, in: Central Asia General Newswire, 17.8.2012.

brauchten 12,3 Mt ausmachen, künftig ersetzt werden sollten.⁶³⁶ Es bedeutete jedoch, dass dies bei Bedarf jeder Zeit möglich wäre und die Gefahr der Instrumentalisierung der einseitigen Abhängigkeit durch Russland somit sank. Gleichzeitig konnte durch den neuen Pipelineabschnitt ein Wettbewerbsumfeld bei der Belieferung der Raffinerien Pawlodar⁶³⁷ und Schymkent⁶³⁸ geschaffen werden, wovon man sich positive Auswirkungen auf den Binnenmarktpreis erhoffte. Die Leitung besaß nicht zuletzt auch Vorteile für die wirtschaftliche und infrastrukturelle Entwicklung der durchquerten kasachischen Provinzen.

Abbildung 63: Netback-Preise auf ausgewählten Transportrouten, 2010 (Ausgangspunkt Atyrau)



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA, 2010, S. 522.

Obwohl CNPC im Grunde den primären Nutzer der Pipeline darstellte, eröffnete sich nach ihrer Inbetriebnahme auch für andere Produzenten in Westkasachstan eine zusätzliche, wenn auch vergleichsweise teure⁶³⁹ und vom erzielten Verkaufspreis zumindest vorerst weniger attraktive⁶⁴⁰ Exportroute (Abbildung 63) zu einem stark wachsenden und perspektivisch daher durchaus interessanten Absatzmarkt. Somit wurden nicht nur aus nationaler bzw. strategischer, sondern auch aus unternehmerischer bzw. kommerzieller Perspektive die Möglichkeiten zur Exportdiversifizierung verbessert. Die durch die Leitung geschaffenen zusätzlichen Transportkapazitäten trugen gleichzeitig zur Entlastung der durch die andauernden Verzögerungen beim Ausbau der CPC-Pipeline zunehmend

⁶³⁶ 2009 stiegen russische Ölexporte nach Kasachstan auf 6,3 Mt, 2010 auf 7,4 Mt. Vgl. Kazakhstan able to ensure full supply of oil to processing plants, in: Kazinform, 24.9.2009; Russian Crude Exports To Non-CIS Markets, 2010 in: Nefte Compass, January 2010.

⁶³⁷ Um die Raffinerie in Pawlodar auf die Verarbeitung einheimischen Öls umzustellen, wurden im Zeitraum 2010/11 Modernisierungsarbeiten im Wert von 30 Mio. USD durchgeführt. Vgl. Neff, Andrew: Kazakhstan's Pavlodar Refinery to Reduce Dependence on Russian Crude Feedstock, in: IHS Global Insight, 8.9.2010.

⁶³⁸ Schymkent konnte bereits zuvor im begrenzten Ausmaß mit kasachischem Öl aus dem Turgai Bassin beliefert werden.

⁶³⁹ Die Transportkosten auf der Route Kenkiyak-Alashankou betragen 64,75 USD/t, davon 26,20 USD/t für den Abschnitt Atasu-Alashankou. Für die CPC betrug der Tarif 38 USD/t (Stand 2011). Gerechnet auf 100 km betrug der CPC-Tarif 2,51 USD/t, der Tarif auf dem Atasu-Alashankou-Abschnitt 2,62 USD/t. Der Tarif für Ölexporte auf anderen von KazTransOil betriebenen Pipelines lag bei 2,29 USD/t. Vgl. Energy Charter: Bringing Oil to the Market, Transport Tariffs and Underlying Methodologies for Cross-Border Crude Oil and Products Pipelines, Brussels: Energy Charter Secretariat, 2012, S. 52; Argus Рынок Каспия, Еженедельный обзор рынков нефти и нефтепродуктов стран Каспия и Средней Азии, Выпуск IV, No. 6, 16. February 2011, S. 2.

⁶⁴⁰ Zum Beispiel betrug der Preis für Kumkol-Öl im Mittelmeerraum am 15. Februar 2011 103,14 USD/b (cif bzw. „cost insurance fright“-Kosten), in Alashankou 95,84 USD/b (daf bzw. „delivered at frontier“-Kosten). Am 7. Dezember 2010 lagen die Preise bei 91,60 USD/b bzw. 84,15 USD/b. Vgl. ebenda.

überlasteten westlichen Exportrouten bei.⁶⁴¹ Von den daraus erfolgenden positiven Auswirkungen auf die Transportgrenzkosten konnten auch Produzenten profitieren, die die neue Pipeline nicht direkt nutzten.

Tabelle 37: Chinesische Beteiligungen an kasachischen Produzenten (2011, in Klammern Anteilsproduktion)

Produzent	Anteilsinhaber in Prozent	Chinesischer Anteil	Produktion 2011	
			b/d	t
Aktjubinsk-Region				
CNPC-Aktobemunaigas	CNPC 85,42**; Angestellte 5,07; verschiedene Anleger 9,53	85,42	124.700 (106.518,74)	6.209.200 (5.303.898,64)
KazakhOil Aktobe	KMG 50, Caspian Investment Resources 50 (Sinopec 50, Lukoil 50)	25	22.900 (5.725)	1.140.700 (285.175)
KMK Munai	CITIC 87,96; kleine Aktionäre	87,96	1.600 (1.407,36)	78.200 (68.784,72)
Sagiz Petroleum	FIOC (Sinopec) 100	100	2.400	118.100
Atyrau-Region				
Adai Petroleum*	FIOC (Sinopec) 50, Rosneft 50	50	-	-
Embavedoil	Satko International Limited 100	100	200	11.800
Kozhan Oil	Big Sky 100	100	1.300	66.600
Potential Oil	FIOC (Sinopec) 100	100	1.800	89.200
Pricaspian Petroleum	FIOC (Sinopec) 100	100	800	40.200
Sazankurak	FIOC (Sinopec) 100	100	1.900	95.000
Zhambai	KMG 50, Repsol 25, Caspian Investment Resources 25	12,5	-	-
Kyzylorda-Region				
CNPC-AiDan Munai	CNPC 100	100	7.700	381.000
Kazgermunai	PetroKazakhstan 50, KMG 50	33	60.200 (19.866)	2.999.100 (989.703)
Kolzhan	PetroKazakhstan 100	67	8.000 (5.360)	400.100 (268.067)
Kuatanlommunai	Zhenhua Energy 75, CNPC 25	100	12.700	632.500
PetroKazakhstan	CNPC 67, KMG 33	67	56.400 (37.788)	2.810.100 (1.882.767)
PetroKazakhstan Ventures	PetroKazakhstan 75, Orient Petroleum 25	50	10 (5)	400 (200)
Turgay Petroleum	PetroKazakhstan 50, Lukoil 50	33	50.100 (16.533)	2.493.800 (822.954)
Mangistau-Region				
Arman	Shell 50, Caspian Investment Resources 50	25	1.500 (375)	76.400 (19.100)
Buzachi Operating	CNPC 50, Caspian Investment Resources 50	75	39.600 (29.700)	1.970.600 (1.477.950)
Emir Oil	MIE 100	100	2.300	115.600
Karazhanbasmunai	CITIC 50, KMG 50	50	39.800 (19.900)	1.980.800 (990.400)
Karakudukmunai	Caspian Investment Resources 100	50	27.900 (13.950)	1.391.300 (695.650)
Mangistaumunai	CNPC 50, KMG 50	50	115.500 (57.750)	5.750.000 (2.875.000)
Ostkasachstan-Region				
Tarbatay Munai	Guanghai 49, Tarbatay Munai 51	49	-	-
Chinesische Unternehmen gesamt			345.978,10	17.229.649,36
TengizChevroil	ChevronTexaco 50, ExxonMobil 25, KMG 20, Lukoil 5	0	518.900	25.839.900
Karachaganak Petroleum Operating	ENI 32,5, BG 32,5, ChevronTexaco 20, Lukoil 15	0	242.200	12.060.000
Kasachstan			1.607.300	80.038.500

* Aufgrund geringer Ressourcen zogen sich Sinopec und Rosneft im April 2011 zurück

** CNPC besitzt 94,5 Prozent der Stimmrechte

Quelle: Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production 2011, in: Nefte Compass, 12.1.2012; eigene Zusammenstellung und Berechnungen.

⁶⁴¹ Hier soll darauf hingewiesen werden, dass die CPC-Pipeline zuvor von CNPC im Rahmen der kasachischen Regierungsquote genutzt wurde. Im Jahr 2010 wurden 3,7 Mt Öl über die Kenkiyak-Kumkol-Pipeline in Richtung Osten transportiert. Vgl. Darbayev, Arman: Export Routes of Kazakh Oil Transportation from Caspian Region, KazMunayGas, Astana, June 2011, S. 7.

Aus der Sicht Pekings eröffnete die Leitung für chinesische Unternehmen die Möglichkeit, ihre Ölproduktion aus Kasachstan direkt auf dem Landweg nach China zu exportieren. Darüber hinaus wurde durch die Verlängerung des Transportsystems bis zur Küste des Kaspischen Meeres infrastrukturell der Zugang zu den wichtigsten kasachischen Fördergebieten gelegt, die anders als die zentralkasachischen Gebiete auch in den nächsten Dekaden über enormes Potenzial zur Produktionssteigerung verfügten. Die Pipeline leistet somit einen allgemeinen Beitrag zur Erhöhung des Ölangebotes auf dem chinesischen Markt, zur Diversifizierung chinesischer Importrouten und hierbei insbesondere zur Verringerung der Abhängigkeit von Seeimporten über die Straße von Malakka.⁶⁴² Trotz der verhältnismäßig geringen Durchleitungskapazität ist ihre sicherheitspolitische und strategische Bedeutung für China, allein schon aufgrund der Entscheidung der Regierung zum Aufbau eines Teils der strategischen Ölreserve in der Xinxiang-Provinz, unweit der Raffinerie Dushanzi,⁶⁴³ nicht zu unterschätzen. Sie stellt darüber hinaus ein geoökonomisches Instrument zur Anbindung des kasachischen Ölsektors an den chinesischen Absatzmarkt dar, für den dieser die Rolle einer Ersatzrohstoffquelle für die fehlende einheimische Ressourcenbasis übernimmt. Auch ihre Rolle bei der Realisierung der Ziele der innerchinesischen wirtschaftlichen Entwicklungspolitik, die im Rahmen der „go west“ Kampagne die westlichen Grenzregionen fokussierte, ist nicht zu vernachlässigen.

5.4 Zusammenfassende Betrachtung

Die besondere Relevanz der östlichen Route, die sie aus kasachischer Perspektive von allen anderen denkbaren Exportkorridoren unterscheidet und somit nicht nur ein aktives staatliches Engagement, sondern auch aus ökonomischen Gesichtspunkten zweifelhaftes Investitionen rechtfertigt, liegt in ihrer innenpolitischen Funktion. Sie behebt nämlich die historischen Missstände des zu Sowjetzeiten konzipierten kasachischen Pipelinenetzes und integriert den Binnenmarkt des Landes aus Sicht der Ölversorgung zu einer Einheit, indem sie die westlichen Produktionsgebiete an die östlichen Industriezentren anschließt. Es war in der Tat gerade der Aspekt der Versorgungssicherheit, der nach dem Zerfall des sowjetischen Einheitsmarktes und der anschließenden Instrumentalisierung der einseitigen

⁶⁴² Alle chinesischen Ölimporte aus Afrika und dem Nahen Osten, die im Jahr 2009 77 Prozent (3,1 mb/d) der chinesischen Gesamtimporte ausmachten, werden über die Meerenge geleitet. Zusätzlich dazu wurde auch ein wachsender Anteil der LNG-Importe auf diesem Weg befördert. Vgl. Jiang, Julie/Sinton, Jonathan: *Overseas Investments By Chinese National Oil Companies, Assessing the drivers and impacts*, Paris: International Energy Agency, 2011, S. 29.

⁶⁴³ Bei Dushanzi befinden sich strategische Ölspeicher mit einer Kapazität von 3 Mio. m³ (18,9 Mio. Barrel). In der Nähe der Raffinerie sind zusätzlich dazu kommerzielle Ölspeicher von PetroChina mit einem Volumen von 1,4 Mio. m³ (12,6 Mio. Barrel) situiert. Auch in Shanshan (ebenfalls Xinxiang) befinden sich Anlagen der strategischen Reserve mit einer Kapazität von 8 Mio. m³ (50,3 Mio. Barrel) im Aufbau (in drei Ausbaustufen). Beide Standorte sind mit einer Ölpipeline verbunden. Die Anlagen in Xinxiang sind Bestandteil der zweiten Ausbauphase der chinesischen Strategischen Ölreserve, in deren Rahmen bis 2012/13 an insgesamt acht Standorten eine kumulierte Kapazität von 26,8 Mio. m³ (168,57 Mio. Barrel) geschaffen werden sollte. Phase I der strategischen Reserve schloss vier Standorte mit einer Gesamtkapazität von 16,4 Mio. m³ (103,1 Mio. Barrel) ein und wurde Ende 2008 fertiggestellt. Die dritte Ausbaustufe der strategischen Reserve sollte 2015/16 beendet werden und die Gesamtkapazität aller drei Phasen je nach Angabe auf 70 bis 80 Mio. m³ (440-500 Mio. Barrel) erhöhen. Zusätzlich werden von Unternehmen oder lokalen Regierungen noch kommerzielle Reserven betrieben und aufgebaut. Anfang 2010 belief sich die Kapazität der kommerziellen Ölspeicher in China auf mindestens 49,5 Mio. m³ (311 Mio. Barrel). Sie waren zu etwa 65 Prozent ausgelastet. Mit der Befüllung der Speicher in Dushanzi wurde im September 2011 begonnen. Vgl. Grieder, Tom: *PetroChina Plans Strategic Petroleum Reserve Base in Xinjiang*, in: IHS Global Insight, 25.9.2009; *China to complete oil tank construction by 2011*, in: TendersInfo, 30.9.2009; Zhang, Liutong/Wu, Kang: *China works to double SPR capacity by 2013*, in: Oil & Gas Journal, S. 114, 4.10.2010; *China starts pumping oil into northwest reserves*, in: Alroya, 15.12.2011.

Abhängigkeit durch russische Produzenten zur Anwendung diskriminierender Praktiken innenpolitisch enorme Brisanz gewann und ausschlaggebend für die Entwicklung erster kasachischer Pläne für den Bau einer internen West-Ost-Pipeline (Atyrau-Kenkiyak-Kumkol) in den frühen 1990er Jahren war. Diese sollte, wenn überhaupt, nur sekundär als Exportroute genutzt werden können.⁶⁴⁴ Die Kosten dieses strategischen Projektes konnten jedoch zu der Zeit nicht durch die finanziell schwache heimische Industrie getragen werden, wobei ausländische Investoren wegen des geringen kasachischen Binnenpreisniveaus kein Interesse an der Finanzierung einer kostspieligen Transportinfrastruktur zeigten, die nicht den von ihnen präferierten Exportzwecken dienen würde (aus demselben Grund bestand auch kein Interesse an Exporten auf den russischen Markt, die über die Pipeline möglich wären). Die Idee zur Ergänzung des transkasachischen Projektes durch eine Exportfunktion war somit naheliegend, wobei bereits frühe Untersuchungen aus dem Zeitraum 1994-95 zeigten, dass sie durchaus als Teil eines östlich ausgerichteten Exportsystems konzipiert werden könnte. Die kasachische Seite sah sich jedoch anfänglich gezwungen, die Anbindung der Leitung an westliche Routen zu fokussieren (CPC, Atyrau-Samara). Dies war maßgeblich dadurch bedingt, dass es sich bei den Interessenten um den Einstieg in den kasachischen Ölsektor in den frühen 1990er Jahren hauptsächlich um westliche Unternehmen handelte, die vorrangig Ausfuhren in den Mittelmeerraum bevorzugten und die Wirtschaftlichkeit einer Verbindung nach China gänzlich anzweifelten. Die ökonomisch unterentwickelten westchinesischen Grenzprovinzen galten zu diesem Zeitpunkt nicht als potenzieller Absatzmarkt (sie besaßen selbst Produktionsüberschüsse), sodass die Vermarktung im Falle einer östlich verlaufenden Exportleitung laut bestehender Auffassung erst an der chinesischen Küste erfolgen konnte. Die Kosten für die Schaffung eines Transportsystems von dieser Länge konnten jedoch wegen der Präferenz von Chevron wie auch der kasachischen Regierung für den Export der Tengiz-Produktion zum Schwarzen Meer durch die verbleibende limitierte Reservenbasis des Landes keinesfalls gerechtfertigt werden, sodass auch entsprechende japanische Vorschläge unrealisiert blieben. Die anfänglichen Versuche, Investoren im Rahmen der offenen Privatisierung zur Beteiligung am Bau einer internen Leitung zu bewegen, die hauptsächlich für den Zweck der Exporte in westliche Richtung dienen, jedoch in Notfällen ebenfalls die Nutzung im Umkehrmodus zur Versorgung der heimischen Raffinerien erlauben sollte, scheiterten aber schließlich am mangelnden Interesse großer finanzstarker Wirtschaftsakteure am Erwerb der ausgeschriebenen Produzenten zu den von kasachischer Seite vorgeschlagenen Bedingungen.

Die Veränderung der außenpolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Form der Steigerung der chinesischen Bereitschaft zur Übernahme von Auslandsbeteiligungen und der Schaffung kontinentaler Importrouten zur Erhöhung der nationalen Versorgungssicherheit kamen den kasachischen Infrastrukturplänen erheblich zu Gute. Vor diesem Hintergrund erhielt CNPC im Rahmen der zweiten (geschlossenen) Privatisierungsrunde für Aktobemunaigas und Uzenmunaigas den Vorzug vor den ursprünglich favorisierten westlichen Wettbewerbern, deren Vorschläge zur Lösung der Transportproblematik nicht mit den chinesischen Initiativen mithalten konnten.⁶⁴⁵ Der chinesische

⁶⁴⁴ Kasachische Vertreter sprachen davon, dass Exporte über die Omsk-Pawlodar-Leitung in Richtung Sibirien möglich wären, was wegen der dort vorhandenen Produktionsstandorte kaum eine realistische Option war.

⁶⁴⁵ Da die Angebote der verbleibenden Bieter nicht bekannt sind, kann an dieser Stelle über deren genauen Inhalt nur spekuliert werden. Da die kasachische Seite die Lösung der Transportfrage als mitentscheidendes Kriterium bei der Privatisierung anwandte, erscheint es naheliegend, dass auch die geschlagenen westlichen Teilnehmer eigene Transportlösungen anboten. Hierbei handelte es sich sehr wahrscheinlich um Routen, die westlich ausgerichtet waren. Da Amoco über das JV Kazakhstan Pipeline Ventures an der CPC beteiligt war, kann bei diesem Unternehmen davon ausgegangen werden, dass es u. a. den Bau einer Anbindung zur CPC an-

Einstieg in den Ölsektor war aus kasachischer Sicht nicht nur mit der Erwartung der Schaffung des West-Ost-Interkonnectors, sondern auch mit klaren Vorstellungen über die Erschließung *mindestens* eines gänzlich neuen Exportkorridors verknüpft. Neben der eigenen Initiative von CNPC zum Bau der Kasachstan-China-Pipeline, gelang es der kasachischen Führung den Konzern nämlich auch zu einer Zusage zur (wenn auch beschränkten) Beteiligung an der Entwicklung der südlichen Exportroute zu bewegen, obwohl diese aus geopolitischen Gründen für China mit Abstand weniger attraktiv war als direkte Importe auf dem Landweg per Pipeline. Der Einstieg von CNPC in den kasachischen Ölsektor kann somit nicht nur als Ausdruck der Balancing-Strategie gegenüber Russland verstanden werden, von dessen Pipelinenetz sich Kasachstan zu emanzipieren versuchte, sondern war auch ein Schritt zur Befreiung aus den bestehenden Einschränkungen, die die starke Ausrichtung des Landes auf westliche Investoren nach sich zog. Kasachstan würde sich nämlich im Falle einer weiteren einseitigen Reduzierung der energiepolitischen Kooperation auf diese Wirtschaftsakteure der Möglichkeit zur Entwicklung von zwei Exportkorridoren berauben, da diese entweder als kommerziell unattraktiv (chinesische Route) oder wegen des Widerstandes der US-Regierung als schwer finanzierbar galten (iranische Route). Gleichzeitig würde sich Astana aufgrund der strategischen Ziele der USA und ihrer klaren Positionierung zugunsten des transkaukasischen Korridors, gegenüber Moskau in eine außenpolitisch schwierige Situation manövrieren. Im Streben nach der „geopolitischen Diversifizierung“ seiner Exporttrassen könnte das Land in diesem Fall nämlich nur auf die von Kreml mit großen politischen Vorbehalten belastete westliche Route zurückgreifen. Im Gegensatz dazu signalisierte Russland weder gegen den chinesischen noch den iranischen Korridor erkennbaren Widerstand. Vor diesem Hintergrund sollte die Eröffnung des Ölsektors für China die außenpolitischen und wirtschaftlichen Kooperationsmöglichkeiten Kasachstans steigern und somit auch die Handlungsoptionen seiner Schaukelpolitik verbessern, denn westliche Unternehmen und Regierungen konnten nun nicht mehr als einzige Alternative zu Russland auftreten. Anders formuliert, *der Eintritt Chinas in den kasachischen Ölsektor bedeutete, dass Kasachstan seine Balancing-Strategie nun nicht nur gegenüber Russland, sondern auch gegenüber dem Westen anwenden konnte.*

Der ohnehin von einer Einigung mit Iran und Turkmenistan abhängige Versuch der kasachischen Führung mit Hilfe chinesischer Unternehmen die südliche Pipelineexportroute zu entwickeln, wurde jedoch nach dem Scheitern der Verhandlungen über Uzenmunaigas obsolet. Dies ging insbesondere auf den innenpolitisch bedingten Wandel der kasachischen Bereitschaft zur weiteren Privatisierung und somit auch Verringerung staatlicher Einflussmöglichkeiten auf die einheimische Ölindustrie sowie das Streben nach der Etablierung eines starken nationalen Ölunternehmens zurück. Gleichzeitig führten auf chinesischer Seite externe wirtschaftliche Einflüsse (asiatische Wirtschaftskrise, niedriger

bot. (Dies würde der Kenkiyak-Atyrau-Route entsprechen.) Darüber hinaus waren sowohl Amoco als auch Unocal an der Entwicklung der Exportroute für die aserbaidjanischen ACG-Felder beteiligt, sodass beide wahrscheinlich auch Angebote über mögliche transkaspische Exportmöglichkeiten vorlegten. Hierzu wurden von Amoco in Zusammenarbeit mit Kasachstan zur selben Zeit sogar Untersuchungen über Pipeline- und Tankerlösungen durchgeführt (siehe Kapitel 4.4; 4.5.1; 4.5.3). Aufgrund der geografischen Lage der beiden kasachischen Produzenten (sowohl Aktobemunaigas als auch Uzenmunaigas liegen im Westen des Landes) waren für den Export ihrer Produktion in Richtung Westen jedoch nur vergleichsweise kurze Leitungen bis zur Küste bzw. zum CPC-Einspeisepunkt erforderlich, was wiederum nicht dem kasachischen Wunsch nach einer internen West-Ost-Pipeline entsprach. Spekuliert werden kann auch darüber, dass Unocal Uzenmunaigas möglicherweise für Exporte über die von ihm damals geplante transafghanische Pipeline vorgeschlagen hatte. Das Feld würde jedoch auf keinen Fall für die Auslastung dieser Leitung ausreichen, sodass vor ihrer Umsetzung eine deutlich größere Reservenbasis gesichert werden müsste. Gleichzeitig waren die Aussichten auf den Bau der Pipeline aufgrund der bestehenden sicherheitspolitischen Lage sehr unsicher, was sie kaum zur Exportlösung erster Wahl qualifizierte.

Ölpreis) zum zeitlich beschränkten Umdenken der Einstellung der politischen Führung gegenüber kostspieligen auswärtigen Akquisitionen mit fragwürdiger Profitabilität. Keine der beiden Parteien war somit in den Gesprächen bereit, entscheidende Zugeständnisse einzugehen.

Auch im Fall der erfolgreichen Übernahme von Uzenmunaigas durch CNPC wäre die für den Bau der Kasachstan-China-Pipeline erforderliche Produktionsbasis nicht ausreichend gesichert, der Fehlschlag verschärfte die Problemlage jedoch erheblich. Die entscheidende Herausforderung für die Umsetzung des Projektes bestand somit in der Folgezeit in der Gewährleistung ausreichender Förderkapazitäten für dessen Auslastung. Der von kasachischer Seite angeregte Vorstoß zur Gründung eines internationalen Konsortiums, das nach CPC-Vorbild eine Lastenteilung übernehmen würde, scheiterte letztendlich am mangelnden Interesse westlicher Konzerne. Dies ging vor allem darauf zurück, dass Produzenten mit relevanten Reserven bereits an die CPC gebunden waren. Private Wirtschaftsakteure zweifelten zudem ohnehin an der Wirtschaftlichkeit der östlichen Route und betrachteten auch die Abhängigkeit von einem exklusiven Abnehmer kritisch. Kasachstan bemühte sich daher von Beginn an auch um die Einbeziehung russischer Produzenten in die Nutzung des Exportkorridors. Dies war gleichzeitig ein Zeichen für den inklusiven Charakter seiner Diversifizierungspolitik, die bereits bei anderen Infrastrukturprojekten die Beteiligung Russlands anvisierte. Der Balancing-Ansatz der kasachischen multivektoriellen Strategie wurde somit auch in diesem Fall durch eine Bandwagoning-Kompetente ergänzt.

Das Ende der 1990er Jahre einsetzende geringe Ölpreinsniveau verschärfte die bereits im Zuge der fehlenden Produktionskapazität bestehenden Bedenken über die Wirtschaftlichkeit der Kasachstan-China-Pipeline und führte bei CNPC im Verlauf des Jahres 1999 zum vorläufigen Rückzug aus dem Projekt bzw. zur Übernahme einer Verzögerungstaktik. Die reservierte Haltung der chinesischen Seite änderte sich auch nicht im Zuge der Bekanntgabe erster positiver Explorationsergebnisse auf der Kashagan-Struktur, die von kasachischer Seite aus verhandlungstaktischen Gründen lange vor der Bestätigung der Wirtschaftlichkeit der Lagerstätte veröffentlicht wurden. Nicht zuletzt aus Sorge vor einem möglichen dauerhaften Rückzug Chinas aus dem Pipelinevorhaben sah sich Astana daraufhin gezwungen, Schritte einzuleiten, die zumindest die Umsetzung einzelner Teile des Transportsystems ermöglichen würden. Hierzu wurde die bereits zu Beginn von chinesischer Seite angeregte Idee seiner Trennung in mehrere Segmente aufgegriffen. Diese Initiative verdeutlichte abermals, dass die Kasachstan-China-Pipeline aus kasachischer Perspektive keinesfalls als ausschließliches Exportprojekt wahrgenommen wurde, sondern auch eine klare innenkasachische Komponente besaß. Die einzelnen Abschnitte sollten nämlich nicht nur die Funktion von Bestandteilen der transkontinentalen Leitung erfüllen, sondern boten auch separate Lösungen für Transportprobleme in verschiedenen Teilen des Landes. Anschließend wurden von der Regierung eigenständige politische Initiativen gestartet, die entweder im Alleingang oder durch die Einbeziehung ausgewählter Kooperationspartner die Umsetzung einzelner Teilabschnitte ermöglichen sollten. Dabei galt ebenfalls, dass die Realisierung jedes einzelnen Segments das Zustandekommen der dann noch verbleibenden begünstigen würde.

Die kasachische Initiative zum Bau der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline wurde maßgeblich durch wiederkehrende Probleme zwischen den Produzenten in der Aktjubinsk-Region und den sich ihnen gegenüber in einer monopsonischen Position befindenden russischen Abnehmern bestärkt. Auch wenn die Leitung nachträglich als erste Stufe der Kasachstan-China-Pipeline deklariert wurde, bestand deren primäre Zielsetzung zum Zeitpunkt der Konzipierung und Verlegung in der Lösung der lokalen Transportlage, wobei sie als Zulieferarm der CPC- und Atyrau-Samara-Pipelines dienen und somit Öl in Richtung Westen leiten sollte (hierzu wird sie auch nach der Fertigstellung der verbleibenden Segmente genutzt - Stand 2013). Ihr Bau war anfänglich ohne die Beteiligung von CNPC angedacht und sollte

durch japanische Kredite oder Eurobonds finanziert werden. Der Konzern entschied sich letztendlich erst nach Auseinandersetzungen mit der Raffinerie Orsk zum aktiven Engagement beim Ausbau der lokalen Infrastruktur. Die zwischen den Parteien gefundene Lösung, die KazTransOil eine Mehrheit am Projekt erteilte und es proportional an den Baukosten beteiligte, verdeutlicht rückblickend nur noch zusätzlich, dass es sich hierbei um ein eigenständig zu betrachtendes Infrastruktursegment handelt. Dies wird sowohl durch die institutionelle Trennung von den verbleibenden Abschnitten der Kasachstan-China-Leitung⁶⁴⁶ als auch durch die Tatsache bestätigt, dass der Einbeziehung von CNPC keine intergouvernementale Einigung über den Bau des gesamten Transportsystems voranging.

Bereits im Verlauf der Arbeiten an der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline wurden von Kasachstan Maßnahmen zur Umsetzung des Kenkiyak-Kumkol-Segments entwickelt. Dieses besaß eine besondere strategische Bedeutung, da es die Integration des westlichen und östlichen Pipelinenetzes ermöglichte und somit im Prinzip das Kernstück der ursprünglichen kasachischen Pläne zum Bau der West-Ost-Verbindung bildete. Aus Sicht der Regierung musste daher gewährleistet werden, dass seine Realisierung ungeachtet des Schicksals der Kasachstan-China-Pipeline sichergestellt wäre. Aus diesem Grund wurden Gespräche mit Produzenten in der zentralkasachischen Region geführt, die letztendlich zur Einigung mit Hurricane Hydrocarbons über die Projektbeteiligung mündeten. Obwohl das Abkommen schließlich wegen des Wandels der chinesischen Position nicht ausgeführt wurde, war die Initiative dennoch Ausdruck einer erfolgreichen kasachischen Koalitionsbildungsstrategie, die die Regierung gegen ein mögliches Scheitern der Verhandlungen mit der chinesischen Seite über den Bau der gesamten transkontinentalen Pipeline oder für den Fall der chinesischen Entscheidung zu deren eingeschränkter Umsetzung (d. h. nur das Atasu-Alashankou-Segment) absicherte.

Alternative Kooperationspartner wurden von Kasachstan auch für die Realisierung des letzten Streckenabschnittes zwischen Atasu und Alashankou gesucht. Hierbei wurden insbesondere russische Produzenten anvisiert, die erhebliches Interesse an der Erschließung des chinesischen Marktes durch günstige Transportmethoden besaßen, aber aufgrund der langwierigen Entscheidungsfindung ihrer Regierung über die Form der Umsetzung und den genauen Streckenverlauf der russisch-chinesischen Ölpipeline vorerst nur auf Eisenbahnlieferungen zurückgreifen konnten. Aus der Sicht Astanas galt dabei, dass die erfolgreiche Beteiligung russischer Produzenten durch Skaleneffekte die wirtschaftlichen Parameter kasachischer Exporte nach China signifikant verbessern würde. Zusätzlich erhoffte man sich einen attraktiven Verhandlungsgegenstand, der im Rahmen der bilateralen Gespräche über Transitquoten eingesetzt werden könnte. War die Ausführung der beiden erstgenannten Abschnitte durchaus auch nur in Kooperation mit nicht-chinesischen Produzenten oder sogar im kasachischen Alleingang vorstellbar, konnte die Realisierung der Atasu-Alashankou-Leitung wegen des benötigten Anschlusses an das chinesische Binnennetz und der erforderlichen Zusage zur Ölannahme grundsätzlich nur in Zusammenarbeit mit dem östlichen Nachbarn erfolgen. Vor diesem Hintergrund wandte sich die kasachische Führung hierbei von Beginn an auch an die chinesische Seite, scheiterte jedoch wiederholt an der ungelösten Problematik der Reservenbasis, die aus Sicht von CNPC die geforderte Beteiligung nicht rechtfertigte. Im Einklang mit dem strategisch bedingten Streben nach direkten Verbindungen zu Absatzmärkten war aber auch Russland nicht bereit, sich im größeren Umfang auf Transitleistungen über Kasachstan einzulassen und somit letztendlich die Auslastung der Pipeline zu garantieren. Aus diesem Grund waren in der Folgezeit auch jegliche Konzepte zum Scheitern verurteilt, die den immer wieder verschobenen Bau der russischen Exportpipeline nach China durch ein

⁶⁴⁶ Die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline wird durch MunaiTas verwaltet, die beiden anderen Abschnitte von der Kazakhstan-China Pipeline Ltd.

kooperativ (von russischen und kasachischen Produzenten) genutztes kasachisches Transportsystem ersetzen wollten.

Die schließlich im Jahr 2003 erfolgte Abkehr der chinesischen Seite von der Verzögerungstaktik hin zu der Entscheidung zugunsten der schnellen Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline wurde durch mehrere parallel auftretende Faktoren bedingt. Einerseits verbesserten der gestiegene Ölpreis, die stetig zunehmende kasachische Ölproduktion und die durch neue Offshore-Funde multiplizierten Reserven des Landes die allgemeinen wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Effizienz des Projektes. Da jedoch die von chinesischer Seite direkt gehaltene kasachische Reservenbasis – auch wegen des aufgrund kommerzieller Präferenzen der Agip-KCO-Mitglieder misslungenen Einstiegs von CNOOC und Sinopec in das Kashagan-Projekt – für die Auslastung der Leitung unverändert unzureichend blieb, müssen die Gründe für den Wandel der Einstellung zweifellos auch auf politischer Ebene gesucht werden. Hierbei spielte sowohl das amerikanische Vorgehen im Nahen Osten, das aus chinesischer Perspektive die wahrgenommenen Risiken der Abhängigkeit von Öleinfuhren aus der Region zusätzlich steigerte, als auch die zögerliche Haltung Moskaus bei der Umsetzung der russisch-chinesischen-Ölpipeline eine wichtige Rolle. Die Rekordzuwächse bei Ölimportraten zwangen zudem China zur selben Zeit zur Intensivierung der Suche nach neuen Bezugsquellen, wobei Kasachstan und Zentralasien aufgrund des möglichen Zugangs auf dem Landweg stärker in den Fokus der Aufmerksamkeit gerieten und als Ersatz für den verschlossenen russischen Energiesektor dienen sollten. Nicht zu unterschätzen ist ebenfalls die Bedeutung innenpolitischer Faktoren, denn die entwicklungspolitisch bedingte Entscheidung Pekings zum Ausbau von Xinxiang zum Raffinerie-Hub des Landes, konnte aufgrund der beschränkten Ölreserven der Region nur durch die Ausweitung der Importkapazität erreicht werden. Der positive Nebeneffekt dieser Entscheidung war, dass die Verarbeitung des aus Kasachstan eingeführten Öls direkt in der Grenzregion erfolgen konnte, wodurch der Bedarf am Bau langer Leitungen, die den Rohstoff weiter ins Binnenland befördern und die Wirtschaftlichkeit der Exporte verringern würden, entfiel.

Die weiterhin ungesicherte Reservenbasis war der entscheidenden Grund dafür, dass der verbleibende Streckenabschnitt zwischen Kenkiyak und Alashankou nicht in einem Stück, sondern in zwei Etappen realisiert wurde, wobei bei der Auslastung der ersten Phase (Atasu-Alashankou) mit erheblicher Beteiligung kasachischer aber ebenfalls russischer Produzenten gerechnet wurde. Da diese jedoch keinesfalls sicher bzw. im Voraus durch Durchleitungsgarantien verankert wurde, muss die Entscheidung für den Bau der Pipeline letztendlich als strategisch gewertet werden. Diese Auffassung wird dadurch bekräftigt, dass CNPC durch die Zusage zur Umsetzung des Projektes eigene zuvor festgelegte Teilnahmebedingungen missachtete (d. h. Beteiligung erst nach Sicherung der Reservenbasis) und durch die Übernahme der alleinigen Verantwortung für seine Auslastung gleichzeitig erhebliche kommerzielle Risiken übernahm. Dabei schien auf beiden Seiten eine gewisse Naivität bezüglich der künftigen Inanspruchnahme der Infrastruktur zu herrschen, die sich im Vertrauen in die Anziehungskraft der neuen Exportroute auf die Produzenten äußerte. Dass die Entstehung von Transportkapazitäten dabei nicht automatisch durch eine entsprechende Nachfrage bezüglich ihrer Nutzung begleitet werden musste, zeigte bereits der Fall der Odessa-Brody-Leitung, die nach der Fertigstellung mehrere Jahre leer blieb. Obwohl dieses Szenario im Fall der Atasu-Alashankou-Pipeline nicht einzutreten drohte, da CNPC bereits gewisse Produktionskapazitäten kontrollierte und auch Interesse am Ölimport aus Kasachstan besaß, bestätigten anschließende Verhandlungen mit verschiedenen Produzenten über ihre Nutzung, dass kommerzielle Aspekte der Ölvermarktung und Beförderung auch im Umfeld beschränkter Transportkapazitäten entscheidend für die Wahl der Exportroute bleiben und bei der Planung nicht missachtet werden dürfen.

Da letztendlich mehrere zuerst als potenzielle Nutzer identifizierte Unternehmen unter den vorgeschlagenen Bedingungen die Einspeisung ihres Öls verweigerten, war ersichtlich, dass die Grundausrüstung der Pipeline prinzipiell durch von chinesischer Seite direkt kontrollierte Lagerstätten gewährleistet werden musste. Der Bedarf an der Sicherung der benötigten Reservenbasis korrelierte dabei grundsätzlich mit den ohnehin bestehenden Vorgaben Pekings an die Ölkonzerne zur Steigerung der Anstrengungen zur Ausweitung ausländischer Beteiligungen. Parallel zur Umsetzung des Pipelineprojektes erfolgte somit von chinesischer Seite eine beispiellose Penetration des kasachischen Ölsektors, die gleichzeitig Ausdruck einer sich kontinuierlich verändernden regionalen (aber auch globalen) Machtkonstellation war. Westliche und russische Unternehmen mussten sich in Kasachstan (und Zentralasien) nun einer stetig wachsenden Konkurrenz seitens chinesischer (und indischer) Akteure stellen, die mit Unterstützung ihrer Regierung fähig und bereit waren, auch politische Preise für Akquisitionen zu zahlen und somit die Marktbedingungen zu verzerren. Aus kasachischer Perspektive verbesserte sich somit einerseits die Möglichkeit zur Ausübung der Balancing-Strategie, andererseits konnte die Regierung mit Hilfe der angepassten Gesetzgrundlage die Aktivitäten chinesischer Konzerne zur sukzessiven Ausweitung des staatlichen Anteils am Ölsektor instrumentalisieren. Mehrere große zuvor gänzlich privatisierte und meist in ausländischen Händen liegende Produzenten wurden somit teilweise wieder unter staatliche Kontrolle gebracht (z. B. PetroKazakhstan, MMG, Karazhanbasmunai). Dies führte zur deutlichen Stärkung der Position des nationalen Öl- und Gaskonzerns KMG, der perspektivisch zum international handelnden Akteur ausgebaut werden sollte. Die direkte Kontrolle über den Ölsektor erhöhte dabei nicht nur die Einflussmöglichkeiten der Regierung auf einzelne Förderprojekte, sondern ebenfalls ihre Renteneinkünfte aus dem lukrativsten Industriezweig. Gleichzeitig gelang dem Staat im Zuge dieser Entwicklung auch die Stärkung seiner Position im Ölverarbeitungssektor, wodurch eine bessere Einflussnahme auf die Gestaltung der Binnenmarktpreise für Ölprodukte erreicht werden konnte. Dies war im Umfeld global steigender Ölpreise und des wachsenden Unmuts auf Seiten der Bevölkerung, aus sozial- und innenpolitischen Gesichtspunkten von erheblicher Bedeutung. Zudem kann durchaus davon ausgegangen werden, dass zumindest bei einzelnen Produzenten die Entscheidung zum Verkauf ihrer Beteiligungen durch aktives Einschreiten der kasachischen Behörden mitverursacht wurde. Die chinesische Seite zeigte sich dabei bereit, Kasachstan durch geschickte Finanzierungslösungen bei der Übernahme der Beteiligungen zu helfen (Rückzahlung der Kosten aus zukünftigen Gewinnen, Vorstrecken von chinesischen Niedrigzinskrediten usw.). *Die Aktivitäten chinesischer Akteure im kasachischen Ölsektor können somit trotz des wachsenden gesellschaftlichen Unmuts, der auch Teile der politischen Elite einschloss, als komplementär zu den Renationalisierungsbestrebungen der kasachischen Führung angesehen werden.* Gleichzeitig führte die schwierige finanzielle Lage im Zuge der globalen Finanzkrise dazu, dass Kasachstan ohnehin auf die Zusammenarbeit mit China angewiesen blieb. Das Land verschaffte Astana nicht nur Zugang zum benötigten Kapital, sondern investierte zunehmend auch in anderen strategisch wichtigen Wirtschaftssektoren. Beruhigend aus kasachischer Perspektive blieb dabei, dass chinesische Konzerne trotz deutlicher Präsenzsteigerung keine Kontrolle über die wichtigsten Förderprojekte des Landes erhielten. Da die gehaltenen Projekte bereits kurz- bis mittelfristig Produktionsrückgänge aufweisen, die kasachischen Förderraten im Zuge der anstehenden Ausweitung von Tengiz und der Inbetriebnahme von Kashagan wiederum erheblich ansteigen sollten, kann zukünftig sogar ein Rückgang des chinesischen Anteils an der kasachischen Ölgewinnung erwartet werden (falls es nicht zu weiteren Aquisitionen kommt).

Ungeachtet der Übernahmeaktivitäten konnte die Auslastung der Kasachstan-China- bzw. Atasu-Alashankou-Pipeline in ihrer Anfangsphase wegen der geografischen Verteilung der gehaltenen För-

derstandorte nicht im erwünschten Ausmaß durch die Produktion von CNPC gesichert werden. Auch die parallel verlaufenden Bemühungen zur Rekrutierung russischer Produzenten waren weniger erfolgreich als erhofft. Die Schuld daran trugen teilweise die Projektpartner selbst, die die Nutzungsbedingungen für die Leitung relativ spät festlegten und somit die Planung der Unternehmen erschweren. Darüber hinaus machten die von chinesischer Seite angebotenen Abnahmepreise die Route aus Sicht vieler Produzenten auch im Vergleich zu logistisch anspruchsvolleren Exportlösungen kaum attraktiv. Dies zeigte sich explizit an der Entscheidung von Lukoil zur weiteren Nutzung der Eisenbahnlieferungen nach Westkasachstan, von wo der Weitertransport über die CPC möglich war. Ähnlich entschloss sich auch Rosneft trotz anfänglichem Interesse an Exporten über die Atasu-Alashankou-Pipeline später für direkte Lieferungen per Eisenbahn nach China. Mitentscheidend für die geringe Auslastung in der Anfangsphase war letztendlich aber auch die geringe Kooperationsbereitschaft der russischen Regierung und Transnefts. Dies kann zum Teil auf den Unwillen des Staates zur Nutzung von Transitrouten beim Zugang zu Absatzmärkten, auf unternehmerische Interessen von Transneft an der Erhebung zusätzlicher Tarife, der Auslastung seines Systems oder möglicherweise sogar der Beteiligung am Betrieb eines Teils der kasachischen Pipelineinfrastruktur, aber auch auf die russische bürokratische Schwerfälligkeit bei der Ausarbeitung von Richtlinien zur Regelung des russisch-kasachisch-chinesischen Ölverkehrs zurückgeführt werden.

Aufgrund des geringen russischen Interesses an der Nutzung der Infrastruktur und der trotz Akquisitionen nur schrittweise steigenden Reservenbasis mussten von CNPC ferner gewisse Anpassungen der Projektpläne durchgeführt werden. Demnach wurde die anschließende Verlegung des Kenkiyak-Kumkol-Verbindungsstückes nicht durch den ursprünglich vorgesehenen parallelen Ausbau der Kapazität des Atasu-Alashankou-Abschnittes auf 20 Mt/Jahr begleitet. Da dieser Wert aber zuvor von beiden Parteien als Grenzniveau für die Wirtschaftlichkeit des Systems genannt wurde, unterstreicht die getroffene Entscheidung erneut den strategischen Charakter des gesamten Projektes (für beide Parteien), in dessen Rahmen politische Vorgaben kommerzielle Kriterien überlagerten. Der Betrieb der Kasachstan-China-Pipeline konnte somit im Grunde nur dank einer zumindest indirekten beidseitigen Subventionierung erfolgen. Die chinesische Seite akzeptierte in diesem Zusammenhang die Zahlung eines von Kasachstan auch gegen ihr Interesse eingeführten vergleichsweise hohen Transporttarifs, wobei Astana einen verhältnismäßig geringen Abnahmepreis für das nach China gelieferte Öl duldete.

Entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung des Pipelinevorhabens war auch, dass es durch keinen Widerstand auf internationaler Ebene behindert wurde, da weder Russland noch die USA dadurch ihre Interessen gefährdet sahen. Die US-Administration bestätigte wiederholt, dass die Leitung den Zielsetzungen der von ihr proklamierten Strategie der multiplen Exportrouten nicht widerspräche, wobei insbesondere nach dem Beschluss zum Bau der BTC keine Gefahr mehr bestand, dass die östliche Pipeline die westlich ausgerichteten amerikanischen Infrastrukturpläne vereiteln könnte. Die zukünftige Nutzung des kaukasischen Korridors durch kasachische Produzenten galt dabei wegen der Einbeziehung mehrerer Kashagan-Partner in die BTC Co. und der kommerziell begründeten Abneigung der Produzenten gegenüber Lieferungen nach China als weitgehend sicher. Aus russischer Sicht verringerte die Kasachstan-China-Leitung wiederum die auf den europäischen Markt fließenden und dort im Wettbewerb mit russischem Öl tretenden kasachischen Exportvolumen. Darüber hinaus kann sie insbesondere beim Transport eines Teils des kasachischen (d. h. KMG) Anteils der Kashagan-Produktion nach China zur Reduzierung des ursprünglich im Rahmen des KCTS-Projektes angedachten Umfangs der Lieferungen auf der transkaspischen Route beitragen. Aufgrund der geografischen Entfernung der chinesischen Zielregionen, die durch die Pipelineprojekte beider Länder (Kasachstan-

China- und Taishet-Skovorodino-Daqing⁶⁴⁷-Leitung) versorgt werden sollen, herrschte zwischen Kasachstan und Russland auch kein Wettbewerb um den chinesischen Markt. Im Gegenteil, die kasachische Route eröffnete russischen Produzenten bei Bedarf einen zusätzlichen Exportkanal nach China. Aus geoökonomischer Perspektive kann die Kasachstan-China-Pipeline, insbesondere der Atasu-Alashankou-Abschnitt, als Instrument der geografischen Teilung des kasachischen Ölsektors angesehen werden, was durch die Ausweitung der chinesischen Präsenz in Zentralkasachstan zusätzlich verstärkt wurde. Sie dient als geoökonomisches Bindeglied zwischen beiden Ländern, wobei Kasachstan für China die Rolle einer Ersatzrohstoffbasis einnimmt, die die mangelnde Ausstattung der Xinxiang-Provinz kompensiert und gleichzeitig die Verringerung der Abhängigkeit vom Nahen Osten wie auch von den mit geopolitischen Vorbehalten belasteten maritimen Importen über die Straße von Malakka ermöglicht. Die Positionierung der chinesischen strategischen Ölreserve steigert die sicherheitspolitische Relevanz des Projektes nur noch zusätzlich.

Die Umsetzung des Pipelinevorhabens kann, trotz seiner im Vergleich zu anderen Routen geringeren Wirtschaftlichkeit, als erfolgreiches Beispiel des kasachischen Diversifizierungsstrebens wahrgenommen werden, denn es stellt die bisher einzige direkte Export*leitung* aus dem Land dar, die nicht über russisches Territorium („geopolitische Diversifizierung“) verläuft. Ähnlich wie die CPC wird sie auch nicht von Transneft betrieben und ist somit aus der russischen Quotenregelung ausgenommen („geoökonomische Diversifizierung“). Anders als der nördliche und westliche Exportkorridor, deren primärer Zielmarkt in Europa liegt, ermöglicht sie die Belieferung einer alternativen Verbraucherregion – China. Sie erfüllt somit eine weitere elementare Prämisse der Diversifizierungspolitik aus Sicht der Rohstoffproduzenten, die in der Streuung der Abnehmer liegt, und trägt somit zur Steigerung der Nachfragesicherheit („security of demand“) bei. Den entscheidenden Vorteil, der gleichzeitig ausschlaggebend für die trotz vergleichsweise schlechterer kommerzieller Rahmenbedingungen vorhandene Unterstützung der kasachischen Regierung für ihren Bau war, stellt ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes dar. Sie schützt Kasachstan nicht nur vor potenziellen Lieferunterbrechungen aus Russland, sondern steigert auch den Wettbewerb auf dem Binnenmarkt, was positive Preiseffekte für die Verbraucher nach sich zieht. In einem sich durch Infrastrukturengpässe auszeichnenden Umfeld trägt sie ferner zur Entspannung der Transportsituation und somit zur Senkung der Transportgrenzkosten bei, wodurch sie auch positive Effekte für Akteure besitzt, die sich nicht direkt an ihrer Nutzung beteiligen.

⁶⁴⁷ Die russische ESPO-Pipeline, die nach Kozmino (nahe Nachodka) an der Pazifikküste führt, besitzt in Skovorodino eine Gabelung nach Daqing in China.

„I can't think of a time when we've had a region emerge as suddenly to become as strategically significant as the Caspian.“¹

VI Der südliche Exportvektor

Aus geopolitischer Sicht stellt der Iran für Kasachstan eine Landbrücke dar, die einen sicheren (vor allem im Vergleich zur kaukasischen Route) und wegen der zum Großteil bereits vorhandenen Transportinfrastruktur auch günstigen Zugang zum offenen Meer bei gleichzeitiger Umgehung Russlands bietet. Die Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Attraktivität dieser Exportroute gründen maßgeblich auf der geografischen Struktur des iranischen Binnenmarktes. Die wichtigsten Ölproduktionsgebiete befinden sich nämlich in den südlichen Provinzen des Landes, was den Rohstofftransfer zur Versorgung der Raffinerien in den großen nördlichen Verbraucherzentren und den damit einhergehenden Ausbau des Binnenpipelinennetzes erforderlich macht (Abbildung 65). Der Nordiran kann dabei als natürlicher Absatzmarkt für kaspisches Öl angesehen werden. Im Gegenzug für Tanker- oder Pipelinelieferungen an die dort befindlichen Abnehmer können kaspische Produzenten durch entsprechende Volumen iranischen Öls an den im Golf liegenden Exportterminals kompensiert werden. Dieses als Swap bekannte Tauschinstrument stellt nicht nur eine Möglichkeit zur geografischen Optimierung der Energieversorgung und der Nutzung vorhandener Infrastruktur dar, sondern erlaubt auch das Umgehen administrativer, politischer, finanzieller, logistischer und environmentaler Herausforderungen, die mit dem Bau neuer Pipelines und Exportterminals verbunden sind. Auch bei einer Ausweitung der Exportvolumen über den Verbrauchsbedarf im Nordiran hinaus kann die bereits im Land vorhandene Infrastruktur im Grunde durch geringfügige Anpassungen für den direkten Transport kaspischen Öls zum Persischen Golf eingesetzt werden. Der wirtschaftliche Vorteil der Kooperation mit kaspischen Produzenten besteht für den Iran darin, dass er Einnahmen aus den Swap-Gebühren erzielt und Transportkosten für den Binnenöltransfer von Süd nach Nord einspart, gleichzeitig steigt auch der Anteil seines Öls auf dem Weltmarkt. Da laut gängigen Prognosen² das Wachstum der Ölnachfrage zukünftig zum Großteil im asiatischen Raum erfolgen wird, bieten Exporte aus dem Persischen Golf Kasachstan bei der Erschließung dieses Marktes geografische Vorteile gegenüber denen aus dem Schwarz- oder Mittelmeerraum. Gleichzeitig ermöglichen sie, anders als etwa Lieferungen über eine direkte Pipeline nach China, grundsätzlich auch eine breite Streuung der Abnehmer.

6.1 Erste Annäherung – iranische Route als mögliche Exportalternative für Tengiz

Bereits in den Monaten vor dem offiziellen Zusammenbruch der UdSSR sprachen sich iranische Vertreter wiederholt sowohl für die Wiederbelebung der alten Seidenstraße als auch für den Ausbau von Verbindungen zwischen dem Persischen Golf und dem sowjetischen Raum aus, wodurch das Land zur Drehscheibe kontinentaler Transportkorridore in nordsüdlicher und ostwestlicher Ausrichtung aufsteigen sollte. Die erfolgreiche Etablierung dieser Funktion würde auch die seit Langem bestehende Monopolstellung Russlands als Bindeglied zwischen Zentralasien und Europa untergraben und der Region ferner eine südliche Anbindung zum offenen Meer bieten. Aus geopolitischer und geoökono-

¹ Dick Cheney, U.S. Vizepräsident (Äußerung aus dem Jahr 1998), zit. in: Daly, John C.K.: Forum in Iran to discuss energy, in: UPI Energy, 4.3.2009.

² Vgl. IEA: World Energy Outlook 2011, Paris: OECD/IEA, 2011.

mischer Sicht würde somit die wirtschaftliche und politische Unabhängigkeit zentralasiatischer Staaten unterstützt und gleichzeitig der iranische Einfluss in der Region gestärkt werden. Dies schien zumindest unmittelbar weniger eine strategische Herausforderung für Russland darzustellen, das den Raum zwar als eigene Einflussosphäre ansah, sich jedoch aufgrund herrschender innenpolitischer und wirtschaftlicher Probleme zu diesem Zeitpunkt auf seine internen Angelegenheiten konzentrieren musste. Das Ziel widersprach aber auf fundamentale Weise den Interessen der USA, die sich seit der islamischen Revolution um eine außenpolitische Isolierung des Irans und die Eindämmung seines Einflusses in der breiteren Nachbarschaft bemühten. Eine vorsichtige Haltung Washingtons schien allein schon deswegen berechtigt zu sein, weil das iranische Interesse an der Intensivierung der Zusammenarbeit auch der Möglichkeit der Erlangung sensibler militärischer Technologien galt, die in dem durch politische, wirtschaftliche und soziale Umbrüche geprägten Raum leicht über die Grenzen gelangen konnten.³

Bereits im November 1991, während der Rundreise des iranischen Außenministers, Velayati, durch die sowjetischen Unionsrepubliken, wurden erste Vereinbarungen getroffen, welche die iranischen Wirtschafts- und Transportziele unterstützen sollten. Demnach sollte zum einen der fehlende 295 km lange Streckenabschnitt der Istanbul-Peking-Eisenbahnverbindung zwischen dem turkmenischen Tedzen und dem iranischen Mashad beendet werden,⁴ zum anderen enthielt eines der Protokolle des zwischen Velayati und Nasarbajew am 28. November unterzeichneten Kooperationsabkommens die iranische Zusage, Kasachstan beim Ölexport in Richtung Europa zu unterstützen. Unter Umständen sollte hierzu mit iranischer Beteiligung eine Pipeline von Kasachstan über Turkmenistan zum Persischen Golf gebaut werden. Bis zu deren Inbetriebnahme sollte bevorzugt auf tankerbasierte Swaps zurückgegriffen werden, in deren Rahmen kasachisches Öl an nordiranische Abnehmer geliefert und im Gegenzug iranisches Öl aus dem Persischen Golf nach Europa verschifft werden sollte. Die Initiative war keinesfalls einseitig, denn der Iran wurde auch von kasachischen Vertretern wegen der Schwierigkeiten beim Zugang zum russischen Pipelinenetz und seiner technischen Einschränkungen im Rahmen ihrer infrastrukturellen Überlegungen früh als potenzielle Exportoption in Betracht gezogen. „We expect the Islamic Republic of Iran to help us in the current difficult and complicated conditions.“⁵ Bereits im Dezember desselben Jahres wurde in Kasachstan daher mit ersten Untersuchungen bezüglich des Baus einer Pipeline begonnen, die Öl vom Tengiz-Feld an einen iranischen Exportterminal am Persischen Golf transportieren könnte. Das Konzept war als konkurrierende Alternative zum bereits länger geplanten „Unionsprojekt“, einer Pipeline von Tengiz zum Schwarzmeerhafen Noworossijsk, angedacht.⁶

Neben den transportpolitischen Zielsetzungen betrachtete der Iran seine nördliche Nachbarregion auch als attraktiven Absatzmarkt, denn der Kollaps der sowjetischen Planwirtschaft samt der primär auf Russland ausgerichteten Austauschmechanismen zwischen den einzelnen Unionsrepubliken, eröffnete neue Perspektiven zum Export iranischer Güter und der allgemeinen Intensivierung der Wirtschaftsbeziehungen. Neben der ökonomischen Dimension lagen die Interessen des Landes auch im

³ Bezüglich iranischer Bestrebungen in Kasachstan zum Erwerb von Technologien für den Bau von Atomwaffen siehe: Bodansky, Yossef: Iran's Military Nuclear Capability, Highlighted by Exclusive 1992 Report, Now Critical Part of Persian Gulf Strategic Planning, in: ISSA Special Reports, The International Strategic Studies Association, 12.12.2002, <http://128.121.186.47/ISSA/reports/Iraq/Dec1202.htm> (Zugriff 11.10.2011).

⁴ Die Strecke wurde erst im Jahr 1996 eröffnet.

⁵ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Iran Courts Muslim Republics, in: Mednews – Middle East Defense News, Regional Affairs, Vol. 5, No. 8, 20.1.1992.

⁶ Vgl. Tengiz oil export route (Russia's Radio), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.12.1991.

sicherheitspolitischen Bereich. Teheran betrachtete nämlich die als Ergebnis des strategischen Rückzuges Russlands und des daraus folgenden Machtvakuumms entstandene politische Instabilität im postsowjetischen Raum als direkte Herausforderung für die eigene nationale Sicherheit und versuchte daher Maßnahmen zu treffen, um eine Beruhigung der Lage zu erreichen.⁷ Seine politischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen versuchte der Iran auch auf institutioneller Ebene zu flankieren, wodurch nicht zuletzt Bemühungen externer Akteure (USA) zu seinem Herausdrängen aus den regionalen Geschehnissen konterkariert werden sollten. Im Februar 1992 organisierte Teheran das Treffen der Economic Cooperation Organization (ECO), in dessen Rahmen u. a. vertieft Fragen der Erschließung und des Transports der Öl- und Gasressourcen der kaspischen Region diskutiert wurden. Der bis dahin keine nennenswerten Aktivitäten aufzeigenden Organisation, der auch die Türkei und Pakistan angehörten, sollte durch den Beitritt neuer Mitglieder aus den Reihen muslimischer sowjetischer Nachfolgestaaten neues Leben eingeflößt werden. Die von Iran vorangebrachte und von der Türkei stark unterstützte Initiative mündete noch im selben Jahr in die Aufnahme der fünf zentralasiatischen Länder, wie auch Aserbaidschans und Afghanistans. Der Iran initiierte auch die Gründung der Caspian Cooperation Organization (CCO) mit Sitz in Teheran, die ein Forum zur Verbesserung der Kooperation zwischen den Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres darstellen und nicht zuletzt auch die Intensivierung der Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Rohstoffförderung und des Transports vorantreiben sollte.⁸ Den in diesem Zusammenhang auf iranischer Seite bestehenden und durch wiederholte Anfragen kasachischer und turkmenischer Vertreter genährten Optimismus bezüglich der Einbindung in das künftige Öltransportgeschäft, äußerte auch der Ölminister, Gholamreza Aghazadeh: „*It'll be up to these republics to decide which route to choose. But whatever route these republics pick for their pipelines, they'll have to include Iran.*“⁹ Diese Zuversicht schien zumindest im Hinblick auf Kasachstan jedoch sehr verfrüht zu sein, denn trotz Interessenbekundungen schwankte man in Almaty hinsichtlich einer Festlegung auf eine konkrete Exportroute. Am Rande des Treffens muslimischer Länder der ehemaligen Sowjetunion im Mai 1992, an dem auch die Türkei, Iran und Pakistan teilnahmen, versuchten iranische Vertreter mit Kasachstan eine konkrete Einigung über den Bau einer Exportpipeline zu unterzeichnen. Nasarbajew weigerte sich jedoch, ein solches Abkommen einzugehen und bat die iranische Seite um einen Aufschub der Entscheidung um zwei Monate. In diesem Zeitraum sollten genauere Untersuchungen bezüglich der Exportroutenoptionen erfolgen.¹⁰

Einen ersten Vorschlag für den kasachischen Öltransport über den Iran präsentierte im Frühjahr 1992 die Kazakhstan Pipeline Company (KPC), ein französisches JV, das die kasachische Führung bei der Erkundung nichtrussischer Exportmöglichkeiten unterstützte. Dieser sah den Bau einer Pipeline mit einer Kapazität von 200.000 b/d (10 Mt/Jahr) vor, die von der Mangyschlak-Region (u. a. Uzen-Feld) über Turkmenistan in den Iran führen würde und dort an das Binnennetz angeschlossen wäre (Abbildung 64).¹¹ Die Kosten des Projektes wurden von KPC nach ersten Untersuchungen auf etwa 1,5 Mrd. USD geschätzt. Als Alternative zu den bestehenden Mainstream-Plänen (Tengiz-Noworossiysk, Baku-Mittelmeer) sollte von dem JV im Auftrag der Regierung auch die Möglichkeit der

⁷ Vgl. Mohsenin, Mehrdad M.: The evolving security role of Iran in the Caspian Region, in: Chufrin, Gennady: The Security of the Caspian Sea Region, Oxford: Oxford University Press, 2001, S. 166-177, hier S. 173.

⁸ Die Institution konnten jedoch in der Folgezeit keine nennenswerten Ergebnisse vorweisen. Vgl. Forsythe, Rosemarie: The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia: Prospects for Oil Exploitation and Export in the Caspian Basin, Adelphi Paper No. 300, Oxford: Oxford University Press, 1996, S. 24-25.

⁹ Zit. in: Iran's Key Role in Central Asia Is Seen By Minister, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 167, S. 1, 27.8.1992.

¹⁰ Vgl. Central Asian summit ends with modest economic projects, in: Agence France Presse, 10.5.1992.

¹¹ Vgl. Spicer, Andi: Kazakhstan: Luring Foreign Oil Giants Away From Russia, in: Inter Press Service, 29.6.1992.

Anbindung des Tengiz-Feldes an den Persischen Golf untersucht werden. Hierzu müsste es vor allem zur Erhöhung des Durchleitungsvermögens der zuvor vorgeschlagenen Leitung kommen, die den Anforderungen an eine Hauptexportroute für das Riesenvorkommen nicht entsprach. Von KPC wurde dabei auch die Möglichkeit der Teilung der Exporte auf zwei Routen in Erwägung gezogen, wodurch zwar Skaleneffekte verringert, dagegen aber Transportrisiken reduziert werden könnten.¹²

Die Überlegungen über den Bau einer Pipeline von Kasachstan über den Iran zum Persischen Golf für den Abtransport der Tengiz-Produktion besaßen aber bereits im Vorfeld der offiziellen Entscheidung über den Verlauf der Hauptexportroute für das Feld kaum Erfolgsaussichten. Im Sinne des Konzeptes der bestreitbaren Märkte können sie ähnlich wie parallele Äußerungen bezüglich der möglichen kasachischen Teilnahme an aserbaidisch-türkischen Infrastrukturvorhaben hauptsächlich als Teil einer Verhandlungsstrategie gegenüber Moskau gesehen werden bzw. als Absicherung der kasachischen Führung für den Fall, dass der Bau der eigentlich bevorzugten Transportlösung zum Schwarzen Meer nicht realisierbar wäre. Nur wenige Tage nach den kasachisch-iranischen Gesprächen kam es zur Unterzeichnung des Vertrages mit Chevron über die Gründung des JVs zur Entwicklung des Tengiz-Vorkommens (18. Mai). Nasarbajew äußerte im Anschluss daran unmissverständlich seine Präferenz zugunsten der Noworossiysk-Alternative als Hauptexportroute für das Feld, da diese nicht nur die aus kommerziellen Gesichtspunkten günstigste Option darstellte, sondern auch die geopolitischen Gegebenheiten und Interessen Moskaus reflektierte und somit den strategischen Vorgaben der kasachischen Außenpolitik am besten entsprach (Kapitel 3.1.2/4).¹³ Sie wurde ebenfalls von Chevron als mit Abstand attraktivste Exportvariante angesehen und nach dem Abschluss der Vereinbarung daher als Wunschoption genannt.¹⁴

Kurz darauf wurde im Juni eine Einigung zwischen Kasachstan und Oman über die Gründung des Caspian Pipeline Consortiums (CPC) erreicht, das mit dem Bau der Exportleitung für Tengiz beauftragt wurde. Unter den vom CPC betrachteten Streckenalternativen befanden sich zwar auch einige, die über den Iran führten und entsprechend durch diplomatische Lobbyarbeit iranischer Vertreter unterstützt wurden,¹⁵ jedoch wurde nach ersten Untersuchungen im Einklang mit den zuvor geäußerten Präferenzen schnell eine Entscheidung zugunsten der Route nach Noworossiysk getroffen, die laut damaligen Plänen lediglich die Verlegung einer verhältnismäßig kurzen Anbindung zwischen einer bereits bestehenden Pipeline nach Grosny und der Hafenstadt erforderte. Der zwischenzeitlich erfolgte russische Beitritt zum CPC (Juli 1992) bestätigte darüber hinaus den Anspruch des Landes, sich am Transport kasachischen Öls beteiligen zu wollen. Zusätzlich flankierte auch die US-Regierung den Entscheidungsfindungsprozess durch diplomatische Initiativen auf höchster Ebene, die zweifelsfrei sicherstellen sollten, dass die kasachische Wahl hinsichtlich der Transportinfrastruktur für Tengiz keinesfalls gegen die Regionalziele der Großmacht verstoßen würde. „*That was no accident. The U.S. government at the highest levels made sure that that was the way this thing happened.*“¹⁶ Große Beachtung fand in diesem Zusammenhang insbesondere der Kasachstan-Besuch des US-

¹² Vgl. Dorian, James P./ Zhansaitov, Shakarim F./ Indriyanto, Hartono S.: The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia; in: Energy Policy Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698, hier S. 693.

¹³ Vgl. Second ex-Soviet republic joins pipeline project, in: United Press International, 6.7.1992.

¹⁴ Vgl. Kazakhstan, Oman to build oil line, in: United Press International, 17.6.1992.

¹⁵ 1. Eine direkte Verbindung von Tengiz über Turkmenistan zum Persischen Golf; 2. Kasachisches Öl konnte auch nach Turkmenistan und von dort über eine Unterwasserpipeline nach Baku gebracht werden. Gemeinsam mit aserbaidischem Öl sollte es danach nach Tabriz in den Iran fließen, von wo es entweder in Richtung Türkei oder zum Persischen Golf befördert werden konnte.

¹⁶ Anonymer kasachischer Regierungsberater, zit. in: Coll, Steve: Central Asia's High-Stakes Oil Game; Ex-Soviet Republics Are the Big Prize in a Global Rush to Explore, in: The Washington Post, S. 1, 9.5.1993.

Außenministers, James Baker, während seiner Zentralasienreise im Frühjahr 1992. Dieser erklärte die Eindämmung der iranischen Rolle in der Region, worunter er unmissverständlich auch den Boykott der über das Territorium des Landes führenden Energieinfrastrukturprojekte einschloss, und die Bekämpfung fundamentalistischer Strömungen zu den beiden tragenden Säulen der amerikanischen Regionalpolitik. Tatsächlich schürten US-Abgesandte bei ihren Treffen mit Vertretern zentralasiatischer Länder wiederholt Ängste darüber, dass im Falle des politischen Einflussgewinns des Irans die Ausbreitung eines vom Teheran unterstützten islamischen Fundamentalismus in den Nachfolgestaaten der UdSSR drohe, wodurch ihre politische Entwicklung gefährdet würde. Die US-Regierung versuchte in diesem Zusammenhang ihrerseits die Rolle der Türkei als strategischen Gegenspielers des Irans zu stärken und den NATO-Verbündeten als säkular-islamischen Staats mit Vorbildfunktion für die postsowjetische muslimische Region zu präsentieren. Dabei galt jedoch, dass Teheran nicht zuletzt wegen bestehenden Vorbehalten seitens der politischen Eliten der neuen unabhängigen Ländern und der Unterschiede in den Glaubensrichtungen eine deutlich geringere Bereitschaft zur Einbeziehung religiöser Aspekte in den außenpolitischen Umgang mit den sowjetischen Nachfolgestaaten zeigte, als einige der Staaten mit engeren sicherheitspolitischen Beziehungen zum Westen.¹⁷ Der Iran verfolgte stattdessen eine eher pragmatische auf die Wahrung seiner nationalen Interessen ausgerichtete Außen- und Wirtschaftspolitik.¹⁸

Die Aussichten auf eine zumindest eingeschränkte Beteiligung Irans am kasachischen Ölexportgeschäft blieben jedoch weiterhin aufrechterhalten, denn im Anschluss an die Entscheidung über die CPC-Route wurde von kasachischer Seite weiterhin die Bereitschaft zu Lieferungen an Verbraucher im Iran bestätigt. Diese sollten *vorerst* nicht über eine direkte Pipelineverbindung erfolgen, sondern auf der Grundlage von tankerbasierten Swap-Geschäften. Diesbezüglich wurden noch im Verlauf desselben Jahres von kasachischer Seite weitere Gespräche mit dem Iran geführt.¹⁹ Der Vorschlag befriedigte nicht gänzlich die iranischen Ansprüche, denn er kam ähnlich wie andere auf dem Tankerverkehr im Kaspischen Meer beruhende Exportoptionen zu dieser Zeit nur für den Transport relativ begrenzter Ölvolumen in Frage. Die kaspischen Häfen waren meist klein, flach und überwiegend schlecht ausgestattet, was insbesondere für die drei iranischen Standorte Neka, Bandar Anzali und Bandar Nowshahr zutraf. Die marode Hafeninfrastuktur inklusive beschränkter Speicherkapazitäten, die limitierte Leistungsfähigkeit der kaspischen Tankerflotte²⁰ wie auch die mangelhafte Verkehrsan-

¹⁷ Beispielsweise Pakistan und Saudi Arabien.

¹⁸ Vgl. Efeğil, Ertan/Stone, Leonard A.: Iran's interests in Central Asia: a contemporary assessment, in: Central Asian Survey, Vol. 20, No. 3, 2001, S. 353-365, hier S. 358; Mohsenin, Mehrdad M.: The evolving security role of Iran in the Caspian Region, in: Chufirin, Gennady: The Security of the Caspian Sea Region, Oxford: Oxford University Press, 2001, S. 166-177, hier S. 173.

¹⁹ Vgl. EIU: Country Report Kazakhstan 2nd quarter 1996, London: The Economist Intelligence Unit, 1996, S. 30; Iran Hints Of Big Role in Kazakh Oil Sector, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 157, S. 2, 13.8.1992.

²⁰ Anfang der 1990er Jahre wurden vom aserbaidzhanischen Unternehmen Caspian Shipping 29 Tanker betrieben (geschätzte jährliche Transportkapazität 8,1 Mt/Jahr); der Iran besaß sechs Tanker (Kapazität 0,8 Mt/Jahr); sechs Tanker waren im Besitz anderer Betreiber (Kapazität 0,8 Mt/Jahr); weitere 20 von russischen Unternehmen betriebene Flusstanker, die neben der Wolga-Don-Wasserstraße saisonal auch auf dem Kaspischen Meer eingesetzt wurden, konnten etwa 3,5 Mt/Jahr transportieren. Diese von der IEA berechnete Transportkapazität stellte jedoch lediglich eine hypothetische Größe dar. Die Tiefe der Anlegestellen und die technischen Gegebenheiten der Häfen erlaubten in vielen Fällen nicht die volle Auslastung der Tankerkapazität, die oft nur teilbeladen anlegen konnten bzw. für einige Häfen aufgrund von Größenbeschränkungen gar nicht geeignet waren. Vor allem iranische Häfen waren aufgrund von Sedimentablagerungen sehr flach. Darüber hinaus befanden sich viele der Schiffe im schlechten technischen Zustand, was deren Einsatz einschränkte und zu mehreren Unglücken führte. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 140.

bindung nordiranischer Terminals an Raffinerien und Verarbeitungsanlagen im Inland stellten Faktoren dar, die einer intensiveren Nutzung transkaspischer Seerouten entgegen standen.²¹ Teheran hegte daher weiterhin auch Hoffnungen auf die mögliche Schaffung einer direkten Pipelineverbindung von Kasachstan in den Iran, wobei ein Streckenverlauf via Baku, wo auch aserbaidischisches Öl aufgenommen werden sollte und weiter nach Tabriz im Norden Irans präferiert wurde.²²

Um die auch auf kasachischer Seite herrschenden Probleme mit der Hafeninfrastruktur zu beheben, gründete die kasachische Regierung bereits Anfang 1992 eine Aktiengesellschaft, die den Umbau von Aktau, des einzigen kasachischen Exporthafens, realisieren sollte. Der steigende Meeresspiegel führte nämlich zu deutlichen Einschränkungen bei der Nutzung der Anlegeplätze und verlangte u. a. nach dem Bau von Schutzvorrichtungen. Die finanzielle Notlage im Land erschwerte jedoch die Umsetzung des Vorhabens. Die lokale Verwaltung sah sich daraufhin gezwungen, ein niederländisches Unternehmen anzuwerben, das auf Öl-Barter-Basis zumindest einen Teil der dringend benötigten Umbaumaßnahmen durchführen sollte.²³ Auch das von der Zentralregierung initiierte „Antikriesenprogramm für die Jahre 1993-95“ sah den Um- und Ausbau von Aktau vor, wozu u. a. eine verstärkte Zusammenarbeit mit iranischen Unternehmen angestrebt wurde.²⁴ Die Umsetzung der Pläne scheiterte jedoch lange an der fehlenden Finanzierungsbereitschaft externer Geldgeber. Erst Ende 1994 beschloss die EBRD, sich an der Modernisierung und dem Umbau des Hafens zu beteiligen. Vorgesehen war zuerst, dass dies bereits aus den Mitteln bestritten wird, die für Kasachstan für das Jahr 1995 zur Verfügung gestellt werden sollten.²⁵ Jedoch führten Differenzen über die Höhe der Selbstbeteiligung an den auf 75 Mio. USD bezifferten Projektkosten²⁶ zu deutlichen Verzögerungen bei der Kreditvergabe. Letztendlich konnte zwischen den Parteien erst 1996 eine Einigung erreicht werden, wonach sich die Bank mit etwa 54 Mio. USD am Umbau beteiligen und der verbleibende Teil von Kasachstan selbst getragen werden sollte.²⁷ Aufgrund schlechter infrastruktureller Rahmenbedingungen konnte Kasachstan in den Iran in den frühen 1990er Jahren lediglich begrenzte Volumen von Raffinerienebenprodukten exportieren, insbesondere Heiz- und Schweröl, die dort zur Stromerzeugung genutzt wurden. Rohöllieferungen stellten, wenn überhaupt, eine Ausnahme dar.²⁸

²¹ 1. Neka mit einer Verladekapazität von etwa 1,5 Mt/Jahr besaß jedoch nur eine eingeschränkte Speicherkapazität von 6.200 t. Der Hafen konnte ursprünglich Tanker bis 4.200 dwt aufnehmen, er litt jedoch unter starker Sedimentablagerung, was den Tiefgang der Schiffe zusätzlich einschränkte (max. als 4 m). 2. Bandar Anzali mit einer Kapazität von 1,7 Mt/Jahr war hauptsächlich für feste Waren bestimmt. Rohöl konnte nicht angenommen werden, obwohl der Hafen zum Teil für Heizölimporte aus Aserbaidischistan genutzt wurde. Er erlaubte einen größeren Tiefgang (4,5 m; Schiffe von bis zu 5.000 dwt). 3. Bandar Nowshahr war hauptsächlich für feste Waren bestimmt, nur selten wurden kleine Tanker mit Diesel angenommen. Für Details zu den Häfen siehe: ebenda, S. 139.

²² Vgl. Kazakhstan to continue oil cooperation with Iran (Kommersant), in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.2.1993.

²³ Vgl. In The Oil Realm: Iran Or Turkey (AVTO, No. 12, S. 3), in: RusData DiaLine – BizEkon News, 30.3.1992.

²⁴ Vgl. Kazakh Anti-Crisis Program for 1993-95 Viewed, in: Interfax news agency, 18.2.1993.

²⁵ Vgl. Kazakhstan; EBRD to grant Kazakhstan 250 million dollar loan in 1995, in: Interfax news agency, 22.11.1994.

²⁶ Vgl. Cooper, Peter: Amec, BB, Wimpey chase Kazak double, in: Construction News, 2.2.1995.

²⁷ Die feierliche Inauguration des modernisierten Hafens fand im September 1999 statt. Seine Ölverladekapazität stieg von etwa 5 auf 8 Mt/Jahr. Vgl. EBRD to help rescue Kazakh port, in: United Press International, 25.4.1996; Aktau Commercial Seaport (Kazakhstan), in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.4.2005.

²⁸ Vgl. Hooman, Peimani: The Caspian pipeline dilemma: political games and economic losses, Westport: Praeger Publishers, 2001, S. 61.

6.2 Suche nach Übergangslösungen vor der Fertigstellung der CPC – Swaps statt Pipelines

Die im Anschluss an die Unterzeichnung des Tengiz-Vertrages (April 1993) auftretenden Schwierigkeiten bei der Vergabe der von Russland im Vorfeld zugesagten Transitquoten führten Almaty und westlichen Unternehmen deutlich vor Augen, dass im kaspischen Energiepoker nicht der Besitz der Ölvorkommen, sondern vielmehr die Sicherung einer Exportroute zum Weltmarkt die tatsächliche Herausforderung darstellt. Bis zur Fertigstellung der CPC-Pipeline, die die Abhängigkeit vom Transneft-Netz verringern und Kasachstan von den strengen russischen Quotenregelungen emanzipieren sollte, mussten somit kurzfristig alternative Transportmöglichkeiten geschaffen werden, um die Attraktivität des kasachischen Ölsektors für Investoren zu steigern. Dies war auch aus finanzpolitischen Gründen dringend notwendig, da die kasachische Regierung den defizitären Staatshaushalt stabilisieren musste und gleichzeitig soziale Leistungen für die Bevölkerung aufrechterhalten wollte. Vor diesem Hintergrund war außenpolitisches Handeln gefragt, nicht zuletzt auch um Druck auf Russland auszuüben und seine Kooperationsbereitschaft zu steigern. Die seit dem Ende der 1980er Jahre andauernde instabile Lage im Kaukasus ließ begründete Zweifel an der Sicherheit des westlichen Transportkorridors aufkommen, wobei die beschränkte Kapazität der dort bestehenden Eisenbahnverbindung und die marode Pipelineinfrastruktur vor der Aufnahme von Lieferungen ohnehin erhebliche Investitionen erforderten. Transportkosten zum Absatzmarkt stellten im Hinblick auf die damals herrschenden vergleichsweise moderaten Ölpreise einen entscheidenden Faktor bei Berechnungen der Unternehmen über die Profitabilität der kasachischen Ölproduktion dar und schlugen sich auch direkt auf die staatlichen Renteneinnahmen aus der Ölindustrie nieder. Die iranische Route, insbesondere in Verbindung mit Swap-Geschäften, wurde in diesem Zusammenhang nicht nur von kasachischen Politikern, sondern auch von westlichen Industrievertretern und Analytikern als kürzeste, kostengünstigste und im Vergleich zum Kaukasus sichere Exportalternative angesehen.²⁹ Der Iran stellte somit laut Auffassung des kasachischen Präsidenten sowohl aus sicherheitspolitischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten die bevorzugte Wahl für den kurzfristigen Transport der Tengiz-Produktion dar. *„Kazakhstan's wealth belongs to its people. We have a joint venture with Chevron and its is in our practical interest to get out Chevron's production through Iran.“*³⁰

Am 27. Oktober 1993 unterzeichneten kasachische und iranische Vertreter ein Vertragspaket über die Ausweitung der Transportinfrastruktur zwischen beiden Ländern. Neben Abkommen über den Ausbau des Straßen- und Schienennetzes, die zur Intensivierung der Handelsbeziehungen beitragen sollten, wurde auch eine Absichtserklärung über künftige Lieferungen eines Teiles des kasachischen Anteils der Tengiz-Produktion an die Rey-Raffinerie nahe Teheran geschlossen, wofür im Gegenzug entsprechende Ölvolumen am iranischen Terminal Kharg im Persischen Golf freigesetzt werden sollten. Die Exporte sollten gleich nach dem Ausbau der kaspischen Hafenterminals beider Länder mit 40.000 b/d (2 Mt/Jahr) starten und später auf 100.000 b/d (5 Mt/Jahr) ansteigen. Iran versprach, umgehend mit der Erweiterung seiner Verladekapazitäten im kaspischen Raum zu beginnen.³¹ Auf verbaler Ebene äußerten beide Seiten darüber hinaus weiterhin auch den Wunsch nach dem Bau einer Pipelineverbindung. In diesem Zusammenhang nannte die iranische Seite verschiedene Alternativen, die neben einer direkten Anbindung Kasachstans über Turkmenistan an den Persischen Golf³² auch

²⁹ Vgl. Mobil/Kazakhstan deal set to boost pipeline options, in: FT Energy Newsletters - East European Energy Report, S. 7, 27.10.1995.

³⁰ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakhstan, Iran expand economic ties, in: Agence France Presse, 25.10.1993.

³¹ Vgl. Iran-Kazakhstan Crude Swap: Details Are Set, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 228, S. 5, 23.11.1993.

³² Vgl. Kazakhstan president sees north Caspian Sea oil capacity 5-6 times Alaskan, in: AFX News, 17.2.1994.

eine an der südlichen Küste des Kaspischen Meeres verlaufende und weiter zur türkischen Mittelmeerküste führenden Leitung betrachteten.³³ Teheran bot sich ebenfalls als Transitkorridor für Aserbaidschan an.³⁴ Eine südlich ausgerichtete Hauptexportroute für aserbaidchanisches Öl könnte aus iranischer Sicht durch die Schaffung eines entsprechenden Anschlusses dabei auch leicht von kasachischen Produzenten mitgenutzt werden, was für beide Seiten Skaleneffekte nach sich ziehen würde. Auch turkmenische Ölexportpläne, die im April 1994 in die Unterzeichnung einer Absichtserklärung mit dem Iran über den Bau einer Ölpipeline mit einer Kapazität von 120.000 b/d (6 Mt/Jahr) mündeten, boten Kasachstan die Möglichkeit zur Nutzung von Synergievorteilen.³⁵

Die verbalen Interessenbekundungen zum Bau der südlich ausgerichteten Exportinfrastruktur basierten jedoch keinesfalls auf ausgereiften Plänen, sondern stellten lediglich mehr oder weniger wage Ideen dar. Wie bereits die Erfahrungen mit der als strategisch bedeutend angesehenen Binnenpipelineverbindung zwischen den westkasachischen Produktionsgebieten und den östlichen Verbraucherkzentren zeigten (Kapitel 5.1), fehlten Kasachstan schlicht die finanziellen Fähigkeiten für die Realisierung von Transportprojekten, wobei man sich sehr wohl der Auswirkungen der US-Außenpolitik auf die Möglichkeiten zur Einbeziehung internationaler Geldgeber oder westlicher Produzenten in die Finanzierung einer iranischen Route bewusst war. *„How to finance the Iran-Turkmenistan route? It is very hard. It is premature to say anything. We are looking at the problem. No-one knows who would be willing to finance a line that needs to cross Iran in view of the poor state of Western relations with Iran.“*³⁶ Es war aber ebenfalls die mangelnde Substanz iranischer Kooperationsvorschläge und die fehlende Kapazität des Landes, deren Umsetzung eventuell aus eigenen Mitteln zu unterstützen, die die Entwicklung des südlichen Pipelineexportkorridors behinderten. *„They [Iran] have so many problems at home, they are hardly able to make trouble abroad.“*³⁷ Experten konstatierten vor diesem Hintergrund, dass das von US-amerikanischer Seite befürchtete iranische Vordringen in den postsowjetischen kaspischen Raum *„is more style than substance“*, und dass insbesondere die Erfahrungen der iranisch-kasachischen Beziehungen nicht ein Zeichen für den Einfluss Irans in der Region darstellen würden, sondern vielmehr auf eindrucksvolle Weise die Probleme des Landes bei der Umsetzung seiner Ziele verdeutlichten.³⁸ Das politische Vordringen Irans in den postsowjetischen Raum und die damit einhergehenden Initiativen zum Ausbau seines Territoriums zur Exportroute für kaspische Produzenten wurden nicht zuletzt auch maßgeblich durch die „Zentralität Russlands“ in der Regionalpolitik Teherans limitiert. Das strategische Interesse des Landes lag vor dem Hintergrund der Spannungen mit Washington eindeutig in der Aufrechterhaltung guter Beziehungen zu Moskau und spiegelte sich auch in der zunehmenden Kooperation beider Länder im Militär- und Nuklearbereich wider.³⁹

³³ Vgl. Ambassador calls for further expansion of Tehran-Baku ties, in: Moneyclips, 24.1.1994; Kazakhstan and Turkmenistan propose pipeline through Iran, in: Turan news agency, 17.1.1994; Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.

³⁴ Vgl. Iran: CIS states offered energy export routes, in: Middle East Economic Digest, S. 24, 5.1.1995.

³⁵ Vgl. Turkmenistan signs pipeline deals as Turkey's worth dawns on Russia, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 19, 27.4.1994; Iran says Turkmen gas transport deal is near, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 140, S. 4, 21.7.1994.

³⁶ Vgl. Conference Report: Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.

³⁷ Charles Gurdon, Regionalexperte von Menas Associated, zit. in: Nelson, Mark M.: Tehran woos Central Asia. The race is on for trade, but Iran's record in Kazakhstan shows a surprising lack of progress, in: The Globe and Mail, 18.5.1995.

³⁸ Vgl. ebenda.

³⁹ Vgl. Mesbahi, Mohiaddin: Iran and Central Asia: paradigm and policy, in: Central Asia Survey, Vol. 23, No. 2, June 2004, S. 109-139.

Die geringe Substanz kasachisch-iranischer Pipelinepläne bestätigte sich u. a. im Rahmen einer Anfang des Jahres 1994 geführten kasachisch-amerikanischen Verhandlungsrunde zu Möglichkeiten zur Lösung bestehender Exportengpässe. Obwohl der von kasachischer Seite erwünschte Bau einer Pipeline über den Iran seitens der US-Vertreter als „*one of the biggest issues in the relationship [with Kazakhstan]*“ bezeichnet wurde, verwies man jedoch gleichzeitig darauf, dass es sich hierbei aktuell um eine eher hypothetische Option handele. „*The Iranian thing is pretty much hypothetical for us because it hasn't been presented to us as a real option yet.*“⁴⁰ Die strategischen Interessen und Transportprioritäten Kasachstans lagen zu diesem Zeitpunkt weiterhin eindeutig im Norden. In den Verhandlungen mit der US-Administration orientierte man sich daher weniger an Initiativen zur Veränderungen der Rahmenbedingungen für den Bau einer Pipeline über den Iran, sondern fokussierte maßgeblich amerikanische politische Hilfeleistungen bei der Umsetzung des CPC-Vorhabens oder Möglichkeiten der amerikanischen Einflussnahme auf die kasachisch-russischen Transitbeziehungen, die eine für beide Seiten vernünftige Nutzung des bestehenden russischen Netzes erlauben sollten.⁴¹ Das kasachische Interesse, erst einmal primär an russischen Exportrouten festzuhalten, widersprach auch nicht den damaligen Vorstellungen Washingtons. Diese sahen Moskau in der Phase unmittelbar nach dem Zusammenbruch der UdSSR als Garant der regionalen Stabilität. Die US-Administration schien daher die Interessen Russlands in seiner direkten (südlichen) Nachbarschaft vorerst zu akzeptieren und hielt sich zu dieser Zeit mit eigenen infrastrukturellen Vorhaben zurück (Kapitel 4.1). Die sich auch im weiteren Verlauf des Jahres 1994 abzeichnende restriktive russische Haltung bei der Erteilung von Transitquoten und der trotz sichtbarer US-Unterstützung mangelnde Fortschritt im Rahmen des Tengiz-Noworossiysk-Projektes zwangen jedoch Almaty zunehmend auch nach nicht-russischen Exportalternativen Ausschau zu halten. Die iranische Route nahm in diesen Überlegungen aufgrund ihrer Kosten- und Sicherheitsvorteile gegenüber kaukasischen Lösungen eine primäre Rolle ein. Wichtig war auch die geopolitische Ebene der Diversifizierungsbemühungen, die im Einklang mit der Bandwagoning-Komponente der kasachischen Außenpolitik Russland keinen Grund zum Anstoß geben sollte. Südlich ausgerichtete Projekte schienen in Moskau, nachdem das strategische russische Interesse an der Wahrung der dominanten Stellung im kasachischen Erdölexportgeschäft durch die Entscheidung zugunsten der Hauptroute nach Noworossiysk sichergestellt wurde, in der Tat kein besonderes Unbehagen hervorzurufen. Nicht nur weil es sich hierbei um vergleichsweise geringe Volumen handeln sollte, Exporte über den Iran würden auch nicht kommerzielle Interessen russischer Produzenten verletzen, die insbesondere eine Minimierung kasachischer Konkurrenz auf ihrem Hauptabsatzmarkt in Europa anstrebten. Gleichzeitig wurde der Iran aufgrund seiner russlandzentrierten Politikorientierung, der geringen (außen-)politischen Anziehungskraft auf die meisten postsowjetischen Länder und des pragmatischen Charakters seiner regionalen Wirtschaftspolitik vom Kreml auch nicht als ernstzunehmender geopolitischer Konkurrent um den Einfluss im kaspischen Raum wahrgenommen. Unbeachtet der amerikanischen Iranpolitik wurden daher im Verlauf des Jahres 1994 zwischen kasachischen und iranischen Vertretern in Anlehnung an die Einigung vom Oktober 1993 wiederholte Verhandlungen über die Möglichkeiten zur Aufnahme von Swap-Geschäften geführt, die aus kasachischer Sicht als Teil einer „early oil“-Exportlösung für die Tengiz-Produktion dienen sollten. Im November 1994 sprach der kasachische Öl- und Gasminister, N. Balgimbajew, schließlich davon, dass Chevron ab dem kommenden Jahr mit Lieferungen im Umfang von 1 Mt/Jahr

⁴⁰ Hochrangiger Regierungsmitarbeiter der Clinton-Administration, zit. in: Upperton, Jane: Kazakh minister sees Caspian Sea boosting output, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 37, S. 1, 23.2.1994.

⁴¹ Vgl. ebenda.

über den Iran beginnen könnte, wozu mit dem Unternehmen aber noch ein separates Abkommen vereinbart werden sollte. Der Bedarf an zusätzlichen Exportkapazitäten war dabei für Chevron enorm. Aufgrund der unkooperativen Haltung Russlands, die bereits zur Reduzierung seiner Investitionspläne geführt hatte, sah sich der Produzent im Verlauf des Jahres zunehmend gezwungen, alle vorhandenen Exportaltkanäle in Betracht zu ziehen. Kasachstan selbst strebte im Einklang mit der vorangehenden Absichtserklärung perspektivisch Lieferungen von bis zu 5 Mt/Jahr über den Iran an, wobei das Hauptproblem in den Verhandlungen laut kasachischen Aussagen in der Einigung hinsichtlich der Eigenschaften der Ölmischung bestand.⁴²

Nach einer weiteren Verhandlungsrunde im Januar 1995 bestätigte Konstantin Zhigalov, Leiter der präsidentialen Abteilung für internationale Beziehungen, die feste Absicht zur Etablierung der iranischen Route, wobei er den pragmatischen Charakter der multivektoriellen Exportpolitik seines Landes unterstrich. „*Alma-Ata will not give up the Iranian version of oil export. It is the shortest way to the Persian Gulf and we shall not reject it, because we lay more emphasis on economic interests, not political ones.*“⁴³ Von Zhigalov wurde allerdings gleichzeitig bekräftigt, dass man bei der Planung der Route die „special attitude“ der US-Regierung gegenüber dem Iran berücksichtigen würde. Damit signalisierte Kasachstan die Bereitschaft *vorerst* auf Pläne zum Bau einer direkten Pipelineverbindung zu verzichten und lediglich tankerbasierte Swaps zu verfolgen, die auch im Falle der Beteiligung von US-Akteuren grundsätzlich nicht gegen die zu der Zeit geltenden US-Bestimmungen verstoßen würden. Andere, von Washington freundlicher angesehene südlich gerichtete Transportoptionen über Pakistan und Afghanistan wurden wegen der sicherheitspolitischen Lage in den Transitländern und der langen Realisierungszeiten dagegen gar nicht erst näher in Betracht gezogen.⁴⁴

6.3 Die US-Sanktionspolitik als limitierender Faktor südlich ausgerichteter Diversifizierungsbemühungen

Die im Verlauf des Jahres 1994 in Washington einsetzende Ernüchterung über das Verhalten Russlands in seiner Nachbarschaft und der damit einhergehende Wandel der US-Strategie gegenüber dem postsowjetischen Raum hatten eine deutlich aktivere amerikanische außen- und nicht zuletzt auch Infrastrukturpolitik in der kaspischen Region zur Folge (siehe Kapitel 4.2), was letztendlich eine weitere Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Eröffnung der südlichen Exportroute für kasachisches Öl nach sich zog. Ende Januar 1995 verkündete die Clinton-Administration, dass sie die Baku-Ceyhan-Pipeline als bevorzugte Hauptexportroute für die gesamte Region unterstützen würde. Die Leitung sollte entsprechend den Vorstellungen nicht nur aserbajdschanisches, sondern auch kasachisches Öl ans Mittelmeer befördern und stellte explizit eine Lösung dar, die einerseits den Bau iranischer Exportsysteme verhindern und andererseits zur Diversifizierung bestehender Monopolstrukturen beitragen sollte, was prinzipiell eine gegen Russland ausgerichtete Zielsetzung darstellte. Wegen der beschränkten aserbajdschanischen Reservenbasis bestand die wichtigste Herausforderung für die politischen Befürworter nun darin, genügend Öl in der gesamten Region sicherzustellen bzw. zu bündeln, um den Bau dieser teuersten der bestehenden realistischen Exportoptionen, die von den Produzenten daher mit entsprechendem Unmut betrachtet wurde, zu rechtfertigen.

⁴² Vgl. Pala, Christopher: Kazakh official is bullish on Tengiz despite a stand-off on financing, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 225, S. 1, 18.11.1994.

⁴³ Konstantin Zhigalov, zit. in: President Nazarbayev supports Chevron joining Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 2.2.1995.

⁴⁴ Vgl. ebenda.

Die bis zu diesem Zeitpunkt in Bezug auf den Iran geltende US-Gesetzgebung legte lediglich Restriktionen für ausgewählte finanzielle oder materielle Transaktionen fest, insbesondere die, die für das Land militärische Vorteile begründen würden. Sie verlangte gleichzeitig, dass die US-Regierung die Vergabe eigener Mittel für Iran-Projekte verweigert, das US State Department bei internationalen Entwicklungsbanken (Weltbank, EBRD usw.) und anderen Finanzinstitutionen aktive Lobbyarbeit gegen iranische Anträge für Kredite betreibt und US-Vertreter in diesen Institutionen gegen solche Anträge stimmen.⁴⁵ Obwohl somit die Finanzierung von Infrastrukturprojekten im Iran bzw. in Zusammenarbeit mit iranischen Partnern bereits vor dem Jahr 1995 deutlich erschwert war, war die Beteiligung amerikanischer Konzerne an Energieprojekten im Land wie auch die Nutzung seiner Anlagen für Ölexporte (d. h. auch Swaps) nicht explizit verboten. Tatsächlich zeigten vor diesem Hintergrund zahlreiche in der Region tätige US-Produzenten großes Interesse an Swap-Geschäften mit dem Iran, wobei ebenfalls auf einen Wandel der US-Außenpolitik spekuliert wurde, der ihnen künftig die Finanzierung südlich ausgerichteter Pipelineprojekte erleichtern würde. Wenige Wochen nach der amerikanischen Entscheidung zugunsten der Unterstützung der Baku-Ceyhan-Route kam es im März⁴⁶ und Mai 1995⁴⁷ jedoch zur deutlichen Verschärfung der US-Sanktionspolitik gegenüber dem Iran, wodurch im Grunde jegliche direkte Teilnahme amerikanischer Ölkonzerne an infrastrukturellen Vorhaben, die das Land einbezogen, gänzlich unterbunden wurde. Die Verfechter der Sanktionsverschärfung setzten sich darüber hinaus auch für die Verhinderung der Teilnahme von US-Unternehmen von Ölswaps

⁴⁵ Die Geschichte der US-Sanktionen gegen den Iran reicht in die 1970er Jahre zurück. Die US-Regierung verabschiedete kurz nach dem Beginn der Geiselnahme in der US-Botschaft in Teheran (November 1979) erste unilaterale Sanktionen gegen das Land: Proclamation 4702 verbot Ölimporte aus dem Iran in die USA; Executive Order 12710 blockierte die gesamten Vermögen der iranischen Regierung oder der Iranischen Zentralbank, die sich in Reichweite der US-Jurisdiktion befanden; Executive Order 12205 (April 1980) legte ein Embargo auf US-Exporte in den Iran (inklusive einiger Beschränkungen für Finanztransaktionen) fest; Executive Order 12211 (April 1980) untersagte alle Importe aus dem Iran und verbot US-Bürgern die Reise in oder die Durchführung finanzieller Transaktionen mit dem Iran. Nach der Freilassung der Geiseln wurden die bestehenden Executive Orders aufgehoben, mit Ausnahme der Blockierung des Eigentums der iranischen Regierung. Nach den Bombenanschlägen auf die US-Botschaft und die Marinebaracken im Libanon wurde der Iran von der Reagan-Administration im Januar 1984 zum „Sponsor des internationalen Terrorismus“ erklärt. Diese Entscheidung verbot alle Formen amerikanischer Außenassistentenzahlungen für den Iran. Ein Jahr später begann die US-Administration, Zahlungen an internationale Organisationen im selben Umfang zurückzuhalten, der den Mitteln entsprach, welche von diesen an den Iran überwiesen wurden. Im August 1986 wurde dem Iran nach dem US Arms Export Control Act der Bezug von US-Waffen (inklusive Ersatzteilen) verweigert. Im Oktober 1987 wurde ein Verbot für Ölimporte aus dem Iran durch die USA erlassen. 1988 wurden US-Vertreter in internationalen Organisationen angewiesen, grundsätzlich gegen Kreditvergaben an den Iran zu stimmen. Im Oktober 1992 wurde der Iran-Iraq Arms Non-Proliferation Act erlassen, der restriktive Bestimmungen bezüglich der Exporte von „dual-use“-Gütern enthielt. Vgl. McQuaile, Margaret: U.S. Official Pans Iran Pipeline Route, but Caspian role stance finessed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 39, S. 1, 27.2.1995; Conference Report: Lines on a map, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 13, 1.4.1995; Franssen, Herman/Morton, Elaine: A Review Of US Unilateral Sanctions Against Iran, in: The Middle East Economic Survey, Vol. XLV, No. 34, 26.8.2002.

⁴⁶ Executive Order No. 12957 vom 15. März 1995 verbot alle Formen von Investitionen von US-Unternehmen im iranischen Energiesektor. Die Regelung wurde lediglich zehn Tage nach der Unterzeichnung eines Vertrages zwischen Conoco und Iran über die Entwicklung der Blöcke A und E des Sirri-Ölfeldes erlassen. Es erscheint als wahrscheinlich, dass Conoco von der iranischen Regierung zuvor absichtlich gewählt wurde, um so ein Zeichen bezüglich der Absicht auf eine Verbesserung der bilateralen Beziehungen zu setzen. Nach dem Rückzug von Conoco schloss Total im Juli einen Vertrag über die Entwicklung desselben Vorkommens ab. Vgl. ebenda.

⁴⁷ Executive Order No. 12959 vom 6. Mai 1995 erweiterte die bestehenden Sanktionen und verbot US-Unternehmen sowohl mit iranischen Unternehmen (inklusive den im Ausland registrierten) Handel zu treiben als auch Investitionen im Iran zu tätigen. Strikte Beschränkungen wurden auch auf Reexporte für US-Produkte oder Teilprodukte eingeführt. Vgl. ebenda.

ein, wovon sie sich eine direkte finanzielle Beeinträchtigung des Irans versprochen.⁴⁸ Die intensive Lobby-Arbeit der Ölindustrie im Vorfeld der neuen Sanktionsbestimmungen veranlasste Clinton aber dazu, den Unternehmen im Falle von Swaps durch eine separate Regelung zumindest auf dem Papier ein Schlupfloch zu gewähren, indem es prinzipiell ermöglicht wurde, Swap-Lizenzen beim US Treasury Department zu beantragen. Durch diese Regelung behielt sich die US-Administration laut offizieller Begründung das Recht vor, nach eigenem Ermessen Energieprojekte in Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan zu unterstützen und im Notfall negative Auswirkungen der Sanktionspolitik auf die eigenen Wirtschaftssubjekte zu vermindern.⁴⁹

Anfänglich erschienen somit die Signale der Regierung durchaus zweideutig, sodass sich viele US-Konzerne im Grunde optimistisch bezüglich der Auslegung der Swap-Lizenz-Regelung zeigten und Hoffnungen auf zumindest begrenzte Ölexporte über den Iran hegten. Nach weiteren Schritten der Administration zur Verschärfung der Sanktionsgesetzgebung im Verlauf des Jahres 1995 (Iran Foreign Oil Sanctions Act⁵⁰), die letztendlich in der Verabschiedung des Iran Libya Sanction Acts⁵¹ (ILSA) im August 1996 gipfelten, verbreitete sich jedoch zunehmend die Erkenntnis über eine restriktive Interpretierung der Swap-Möglichkeit. Die Äußerungen von Regierungsmitarbeitern bestätigten, dass sich die Unternehmen bei eventuellen Lizenzanträgen, wenn überhaupt, lediglich geringe Erfolgschancen erhoffen durften. „*The oil swap loophole is contained in a cover letter sent by the President to Congress with the Executive Order. And the key word is limited. We will examine on a case by case basis*

⁴⁸ Zu den weiteren erwarteten finanziellen Auswirkungen der Sanktionsverschärfung zählten nach Auffassung der Befürworter negative Effekte auf den erzielten iranischen Ölverkaufspreis nach dem Verlust der US-Abnehmer und Kostensteigerungen für die Aufrechterhaltung der iranischen Ölproduktion, da gewisse Anlagen bzw. Technologien für das Land nur schwer erhältlich wären. Als indirekter Effekt wurden die Auswirkungen auf das iranische Investitionsumfeld genannt. Vgl. Prepared Statement By Patrick Clawson, To The Senate Committee on Banking, Housing and Urban Affairs, in: Federal News Service, 15.3.1995.

⁴⁹ Die separate Regelung zur Executive Order No. 12959 legt fest: „*United States persons may be licensed to participate in market-based swaps of crude oil from the Caspian Sea area for Iranian crude oil in support of energy projects in Azerbaijan, Turkmenistan, and Kazakhstan.*“ Vgl. Clinton, William J.: Letter to Congressional Leaders on Iran, in: Public Papers of the President, 6.5.1995.

⁵⁰ Vorgelegt von Senator Alfons D'Amato. Die erste Version wurde am 8. September 1995 verabschiedet und sanktionierte energiebezogene Technologieexporte ausländischer Unternehmen in den Iran. Eine überarbeitete Version wurde am 18. Dezember 1995 verabschiedet und sanktionierte stattdessen Investitionen ausländischer Unternehmen in den iranischen Ölsektor.

⁵¹ Hierbei handelt es sich grundsätzlich um die Verfeinerung und Erweiterung der Zuständigkeit des Iran Foreign Oil Sanction Acts auf Libyen. (Die Sanktionen gegen Libyen wurden am 23. April 2004 aufgehoben.) Das Dokument richtet sich primär gegen ausländische Unternehmen, da US-Subjekten bereits durch Regelungen aus dem Jahr 1995 Handel und Investitionen mit bzw. im Iran verboten wurden. ILSA verlangt, dass ausländische Unternehmen, die Investitionen in den iranischen Ölsektor von über 40 Mio. USD pro Jahr (1997 auf 20 Mio. USD abgesenkt) tätigen, von der US-Regierung mit mindestens zwei der folgenden Strafmaßnahmen sanktioniert werden: 1. Verweigerung von Darlehen, Krediten oder Kreditgarantien der US-Export-Import-Bank; 2. Lizenzverweigerung für US-Exporte von militärischen oder für militärische Zwecke verwandbaren Technologien; 3. Verweigerung von Krediten von US-Finanzinstitutionen, die 10 Mio. USD pro Jahr überschreiten; 4. Falls es sich um eine Finanzinstitution handelt: Verbot als primärer Händler mit US-Staatsanleihen und/oder als Verwalter von US-Staatsanleihen zu agieren; 5. Verbot der Vergabe staatlicher Aufträge der US-Regierung an das Unternehmen; 6. Verbot eines Teils oder aller Importe in die USA (auf die Erzeugnisse des Unternehmens). Der Präsident durfte eine Ausnahme erteilen, falls: 1. Das Heimatland des betroffenen Unternehmens sich bereit erklärt, starke Maßnahmen (inklusive wirtschaftlicher) zu ergreifen, die iranische Aktivitäten zur Erlangung von Massenvernichtungswaffen und der Unterstützung des Terrorismus hemmen würden; 2. Im Fall, dass die Ausnahme den nationalen Sicherheitsinteressen der USA dienen würde. Vgl. Franssen, Herman/Morton, Elaine: A Review Of US Unilateral Sanctions Against Iran, The Middle East Economic Survey, Vol. XLV, No. 34, 26.8.2002.

*specific applications for a Treasury Department license.*⁵² Die Bestimmungen der Regelung müssten demnach im Kontext der antiiranisch ausgerichteten amerikanischen Regionalpolitik gedeutet werden, die grundsätzlich bereit war, individuelle private Verluste zur Unterstützung der staatlichen Strategie in Kauf zu nehmen. „*This is not intended to encourage them [Ölkonzerne], but to support U.S. interests in the development of Central Asian oil resources.*“⁵³ Das primäre amerikanische Interesse bestand dabei in der Minimierung des iranischen politischen Einflusses in der kaspischen Region und der Unterstützung der geopolitischen und geoökonomischen Anbindung der neuen unabhängigen Länder an den euroatlantischen Raum, was insbesondere durch die Schaffung einer entsprechenden transkaukasischen Transportinfrastruktur flankiert werden sollte. Parallel zu den legislativen Maßnahmen konnte ebenfalls eine zunehmende Steigerung des politischen Drucks auf Ölkonzerne beobachtet werden, der sie von Geschäften mit dem Iran abhalten sollte.⁵⁴

Durch den geschaffenen Rechtsrahmen wurde somit nicht nur die direkte finanzielle Beteiligung von US-Ölunternehmen am Ausbau der benötigten Transportinfrastruktur verhindert, sondern auch ihre Produktionsanteile vom Transport über den Iran auf Swap-Basis ausgeklammert. Da US-Konzerne zu diesem Zeitpunkt die wichtigste Investorengruppe im regionalen Ölsektor darstellten und an nahezu allen bedeutenden Projekten beteiligt waren, erhoffte sich die US-Regierung von den Gesetzesbestimmungen einen prohibitiven Charakter für die Entwicklung südlich ausgerichteter Exportalternativen. Da sich Russland durch sein Verhalten als Kooperationspartner zunehmend unbeliebt machte und Exporte nach China von kommerziellen Akteuren als unwirtschaftlich angesehen wurden, erwartete man in Washington von der Sanktionsverschärfung gleichzeitig einen positiven Anstoß für die Umsetzung der transkaukasischen Route, die nun erzwungenermaßen in die Rolle des einzigen Exportkorridors aus dem kaspischen Raum stilisiert wurde.

6.4 Der Versuch zur Beteiligung von Chevron an Swaps mit dem Iran

Kurz nach der Sanktionsverschärfung im März 1995 unterzeichneten kasachische und iranische Vertreter ein Protokoll, das den Bau einer Pipeline von Tengiz nach Aktau vorsah. Die Leitung sollte die bestehende Eisenbahnanbindung des Hafens ergänzen und die Voraussetzungen für den geplanten Swap-Export verbessern.⁵⁵ Auf Drängen der kasachischen Regierung, die sich Zuhause mit einem wachsenden Berg ausstehender Gehalts- und Pensionszahlungen konfrontiert sah, und wegen einer weiteren Senkung der russischen Exportquote⁵⁶ nahm auch Chevron im September 1995 vorläufige Verhandlungen mit NIOC über die Bedingungen von Swap-Exporten auf.⁵⁷ In parallel verlaufenden Sondierungsgesprächen mit der US-Administration wurden vom Konzern Möglichkeiten bezüglich der Erteilung der dafür benötigten Lizenz erörtert. Hierbei hegte man zuerst durchaus positive Erwartungen und hoffte aufgrund der zweifellos schwierigen Lage in der sich der Konzern in Kasachstan be-

⁵² Mitarbeiter des US State Departments zit. in: Caspian Oil Swap? in: The Iran Brief, 5.5.1997.

⁵³ Zit. in: The White House View, in: The Iran Brief, 6.10.1997.

⁵⁴ Vgl. Lorenzetti, Maureen/Karey, Gerry: Details of Iranian trade ban issued by White House, in: Platt's Oilgram Price Report, Vol. 73, No. 89, S. 1, 9.5.1995; Roberts, John: Russia-Iran: Regional Neighbors Find Caspian A Stormy Sea, in: IPS-Inter Press Service, 18.5.1995.

⁵⁵ Die Projektkosten wurden auf 49 Mio. USD berechnet. Vgl. Iran Quarterly Report No. 20, in: MEED Quarterly Report – Iran, July 1995.

⁵⁶ Die mögliche Produktionskapazität von TCO lag zu diesem Zeitpunkt bei etwa 6 Mt/Jahr, es erhielt jedoch lediglich eine Exportquote für 150.000 t/Monat (1,8 Mt/Jahr). Vgl. Caspian Group's Finance Date Goes By, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 190, S. 1, 3.10.1995.

⁵⁷ Vgl. McQuaile, Margaret: Chevron Talking Tengiz-For-Iran Swaps, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 176, S. 3, 13.9.1995.

fand auf eine einsichtige Haltung der US-Regierung. „*We believe our understanding is correct that the government would be open to considering such a swap so long as it was short term and did not appear to provide a significant benefit to Iran.*“⁵⁸

Obwohl die angestrebten Swaps mit dem Iran laut Chevron lediglich als kurzfristige Lösung für beschränkte Ölvolumina bis zum Ausbau der Hauptexportpipeline (CPC) in Anspruch genommen werden sollten, würde bereits der anvisierte Umfang des zwischen Kasachstan und Iran verhandelten Tauschgeschäfts (5 Mt/Jahr) zweifellos den Ausbau iranischer Hafen- und Transportvorrichtungen nach sich ziehen müssen.⁵⁹ Die Teilnahme des US-Konzerns könnte den Umfang der Lieferungen möglicherweise sogar weiter erhöhen. Unabhängig davon, wer die infrastrukturellen Maßnahmen durchführen und finanzieren würde, wäre deren Rückzahlung letztendlich auch durch Lieferzusagen von Chevron garantiert, was im Grunde seiner indirekten Beteiligung am Bau der Anlagen gleichkäme und somit im Konflikt mit den Prinzipien der Sanktionsbestimmungen wäre. Nicht nur, dass jeglicher Infrastrukturausbau, der die Transitkapazität des Irans erhöhen würde, ohnehin im Widerspruch zu den Zielen der US-Regionalpolitik stand, in Washington hegte man darüber hinaus wahrscheinlich auch berechtigte Zweifel an der zeitlichen und quantitativen Begrenztheit der Swaps. Die Etablierung einer anfangs zwar kleinen südlichen Exportroute könnte aufgrund von Skalen- und Pfadabhängigkeitseffekten (trotz des Rückzugs von Chevron nach der Schaffung der CPC) nämlich leicht zu deren künftigen Ausweitung durch nicht-amerikanische Produzenten führen und möglicherweise auch durch den Bau einer direkten Pipeline ergänzt werden. Die Bindung kasachischer Ölexporte auf der iranischen Route könnte dabei aufgrund der zur damaligen Zeit als unzureichend angesehenen aserbajdschanischen Reservenbasis negative Auswirkungen auf die von der US-Administration bevorzugte westliche Hauptexportleitung haben und somit die geopolitischen Interessen des Landes konterkarieren. Washington besaß somit ungeachtet der schwierigen Transportlage, in der sich Chevron befand, keinesfalls Interesse daran, dass sich das Unternehmen in irgendeiner Form an den Geschäften mit dem Iran beteiligt und den Ausbau seiner Transitkapazität unterstützt. Die Ergebnisse der Sondierungsgespräche von Chevron waren vor diesem Hintergrund so enttäuschend, dass der Konzern schließlich entschied, nicht einmal einen Swap-Lizenzantrag beim US Treasury Department zu stellen. „*We're [TCO] trying to avoid the whole Iranian question like the plague. We cannot be involved in that.*“⁶⁰ TCO musste sich bei der Suche nach alternativen Exportmöglichkeiten daher neben den teuren Eisenbahnlieferungen über Russland nach Finnland, in die Ukraine oder ins Baltikum zunehmend auf den kaukasischen Korridor umorientieren. Hierzu wurden seit Ende 1995 Gespräche mit SOCAR über die Etablierung einer komplizierten Tanker-Pipeline-Eisenbahn-Route geführt, auf der Öl von Aktau über den aserbajdschanischen Terminal in Dubendi zum georgischen Schwarzmeer-Hafen Batumi befördern würde.⁶¹ Dies entsprach gänzlich den Zielsetzungen der amerikanischen Regionalpolitik, die nicht zuletzt auch auf die künftige Einbindung dieser Volumen (oder zumindest eines Teils da-

⁵⁸ Mike Libbey, Sprecher von Chevron, zit. in: Chevron-Kazakhstan Venture Seeking To Trade Iranian Oil To Boost Exports, in: Associated Press Worldstream, 12.9.1995; Lelyveld, Michael S.: US says sanctions threat is blocking Iran deals, in: Journal of Commerce, S. 1, 29.1.1996.

⁵⁹ Die Verladekapazität von Neka betrug lediglich 1,5 Mt/Jahr, der angestrebte Swap-Umfang dagegen 5 Mt/Jahr. Vgl. Upperton, Jane: Price only issue for Iran-Caspian swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 239, S. 1, 13.12.1995; McQuaile, Margaret: Chevron Talking Tengiz-For-Iran Swaps, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 176, S. 3, 13.9.1995.

⁶⁰ Carl Burnett, Vertreter von Mobil in Kasachstan, zit. in: Kazakhstan turn to Iranian swap, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 27.8.1996.

⁶¹ Vgl. Upperton, Jane: Caspian/Kazakh deal slowed on profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

von) in die aserbaidische Hauptexportroute Hoffnungen hegte. Die US-Regierung machte mit Rücksicht auf die äußerst schwierige finanzielle Lage in Kasachstan schließlich aber ebenfalls klar, dass sie keine Einwände gegenüber Swaps nicht-amerikanischer Produzenten mit dem Iran erheben würde, da diese grundsätzlich gegen keine geltenden US-Bestimmungen verstießen und daher als „consistent with US foreign policy“ betrachtet wurden.⁶²

Obwohl in der Folgezeit Äußerungen einiger US-Regierungsvertreter innerhalb der Ölindustrie durchaus positive Erwartungen bezüglich der Aussichten auf eine zeitnahe Verbesserung der Geschäftsmöglichkeiten mit den Iran erweckten,⁶³ blieben praktische Schritte der Administration in dieser Richtung aus. Im Gegenteil, es kam sogar zur weiteren Verschärfung bestehender Bestimmungen. So enthielten beispielsweise die im Mai 1997 verabschiedeten „Iranian Transaction Regulations“ des Treasury Department’s Office of Foreign Assets, die als Grundlage für das Handeln der Behörde bei der Sanktionsüberwachung dienten, nicht einmal einen Bezug auf die von Clinton eröffnete Möglichkeit zur Swap-Lizenzvergabe.⁶⁴ Allein schon das Bestehen dieser Option wurde von einigen Abgeordneten und Politikberatern zunehmend kritisch betrachtet, sodass sich Forderungen nach ihrer gänzlichen Abschaffung mehrten.⁶⁵ Die weiterhin strikt ablehnende Einstellung der Administration gegenüber Energieprojekten im bzw. mit dem Iran zeigte sich ebenfalls deutlich durch die im Jahr 1997 beschlossene Halbierung der im ILSA festgelegten Investitionsobergrenze für den iranischen Öl-Sektor (auf 20 Mio. USD).⁶⁶ Der US-Energiesekretär, F. Pena, unterstrich in diesem Zusammenhang abermals explizit die Haltung seiner Regierung: „We do not support conducting ordinary business with a country that funds, trains and supports terrorists or seeks to acquire weapons of mass destruction.“ Gleichzeitig warnte er auch nicht-amerikanische Konzerne vor der Zusammenarbeit mit dem Iran. „Under the Iran-Libya Sanctions Act, we could be forced by law to impose sanctions on any company which contributes directly and significantly to the development of Iran's petroleum industry by, among other things, investing in Iran.“⁶⁷

6.5 Das erste kasachisch-iranische Swap-Abkommen und sein Scheitern

Der im Grunde erzwungene Ausschluss Chevrons aus dem Swap-Geschäft hatte negative Auswirkungen auf die Geschwindigkeit des kasachisch-iranischen Verhandlungsprozesses und führte letztendlich ebenfalls zur Aufgabe der Pläne zum Bau der Verbindungsleitung zwischen Tengiz und dem Hafen Aktau. Nach mehrmonatigen Gesprächen, begleitet durch Sondierungen bezüglich der technischen Möglichkeiten zur Verarbeitung kasachischer Ölsorten in iranischen Raffinerien (hierbei kam es auch zu geringen Testlieferungen im Umfang von etwa 7.200 t), unterzeichneten beide Länder

⁶² Erklärung des US Treasury Department’s Office of Foreign Asset Control, zit. in: Clover, Charles: Kazakhstan-Iran oil swap begins, in: Financial Times, 6.1.1997.

⁶³ Zum Beispiel signalisierte Robert Pelletreau (Assistant Secretary of State) die mögliche Änderung der US-Iranpolitik und den Anfang eines politischen Dialoges während eines Treffens von Wirtschaftsvertretern in Dubai am 24. Oktober 1996. Vgl. Political outlook, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 3, December 1996.

⁶⁴ Vgl. OFAC Regulations, in: The Iran Brief, 2.6.1997.

⁶⁵ Vgl. Prepared Testimony of Hillary Mann Associate Fellow, The Washington Institute For Near East Policy Before The House Judiciary Committee Subcommittee On Crime, in: Federal News Service, 10.6.1997.

⁶⁶ Zusätzlich verbot Executive Order 13059 US-Unternehmen wissentlich Güter in Drittländer zu exportieren, wenn diese dort in Produkte eingebaut würden, die für den Iran bestimmt wären. Vgl. Clinton, William J.: Message to the Congress on Iran, in: Public Papers of the President, 17.9.1997; IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 41.

⁶⁷ Zit. in: Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

schließlich im Januar 1996 eine weitere Absichtserklärung über zukünftige Swap-Lieferungen.⁶⁸ Einer der Gründe für den langsamen Verhandlungsfortschritt waren Differenzen bezüglich der Qualität und Zusammensetzung des zur Verfügung gestellten Öls. Kasachstan wollte nach dem Rückzug von Chevron hauptsächlich Sorten von der Mangyschlak-Halbinsel liefern, die wegen der geringen Qualität von einigen Industrievertretern als „*virtually impossible to sell*“⁶⁹ bezeichnet wurden. Iranische Vertreter verwiesen darauf, dass nordiranische Raffinerien nicht für die Verarbeitung visköser Sorten ausgelegt seien und verlangten nach einer Mischung, die auch das leichte Tengiz-Öl beinhalten würde.⁷⁰ Da die Exklusivrechte für die Vermarktung der TCO-Produktion zu der Zeit bei Chevron lagen und der Konzern in das Swap-Geschäft nicht verwickelt werden durfte, musste auf kasachischer Seite zuerst eine entsprechende vertragliche Lösung gefunden werden. Chevron verzichtete daraufhin auf die Vermarktungsrechte des kasachischen Produktionsanteils (25 Prozent). Dieser Schritt eröffnete letztendlich die Tür für die Unterzeichnung eines formalen Rahmenabkommens zwischen Nasarbajew und Rafsanjani im Mai 1996. Die Parteien einigten sich in diesem auf ein zehnjähriges Swap-Geschäft, das Kasachstan ermöglichen sollte, anfänglich 1 Mt/Jahr (20.000 b/d) und später bis zu 6 Mt/Jahr (120.000 b/d) über den Iran zu exportieren.⁷¹ Das Öl sollte zuerst per Eisenbahn nach Aktau befördert und von dort per Tanker an Häfen im Nordiran verschifft werden. Die anschließende Verarbeitung sollte in den iranischen Raffinerien in Teheran (Rey) und Tabriz erfolgen. Im Gegenzug sollte NIOC für kasachische Kunden äquivalente Ölvolumen der Sorte „Iranian light“ am Kharg-Terminal im Persischen Golf freisetzen. Gleichzeitig sprachen sich die Staatmänner auch für die Zusammenarbeit beider Länder mit Turkmenistan beim Bau einer Pipeline zum Persischen Golf aus.⁷²

Der zuerst für den 1. Juli 1996⁷³ angesetzte Beginn der Testlieferungen verzögerte sich jedoch aufgrund bestehender Differenzen zu kommerziellen Details des Geschäftes. Das auf kasachischer Seite für die Realisierung der Swaps zuständige Unternehmen Munai-Impex verlangte nämlich zuerst, dass sich der Iran auch an den Transportkosten beteiligt. NIOC bestand dagegen auf sog. „direct barter terms“, wonach es keine Transportkosten tragen müsste, und verlangte darüber hinaus, dass Kasachstan einen Teil der Ausgaben für den Umbau der Anlagen im Hafen von Neka sowie die Umstellung iranischer Raffinerien auf die neue Ölmischung kompensiert. Erst Mitte August wurde zwischen beiden Parteien ein Abkommen unterzeichnet, in dem man sich auf Swap-Gebühren in Höhe von 14 USD/t (etwa 2 USD/b) und den Verzicht auf gegenseitige Forderungen nach Kostenkompensierungen einigte. Der Iran konnte somit bei vollem Swap-Umfang auf jährliche Einnahmen von etwa 84 Mio. USD hoffen, wobei zusätzlich dazu Ersparnisse aus den vermiedenen Transportkosten für die Belieferung seiner nördlichen Raffinerien zu erwarten waren. Im Anschluss an die Einigung wurde von irani-

⁶⁸ Vgl. U.S. trade ban's shadow hangs over Iran, in: United Press International, 13.2.1996.

⁶⁹ Zit. in: Upperton, Jane: Tengiz crude swapped into Iran; US won't have role, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 99, S. 3, 21.5.1996.

⁷⁰ Iran bestand zuerst auf reinem Tengiz-Öl, dieses erwies sich jedoch auch als inkompatibel.

⁷¹ 1997 sollten 20.000 b/d (1 Mt) und 1998 40.000 b/d (2 Mt) geliefert werden. Die volle Kapazität von 6 Mt sollte im Jahr 2000 erreicht werden. Iranischen Quellen zufolge sollten zusätzlich auch jeweils bis zu 60.000 t/Monat Schwer- und Heizöl an den Iran geliefert werden. Dies sollte teils über die neugebaute Eisenbahnstrecke über Turkmenistan und teils per Tanker erfolgen. Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 138; Iran-Kazakhstan; Iran and Kazakh oil ministers discuss details of oil swap deal (Voice of Iran), in: BBC Summary of World Broadcasts, 20.5.1996.

⁷² Vgl. Thoenes, Sander: Kazakh-Iran Oil Swap Said Near, in: The Moscow Times, No. 1040, 5.9.1996; Caspian oil deals boost Iran's Central Asian role, in: FT Energy Newsletter - East European Energy Report, S. 17, 24.5.1996.

⁷³ Hierbei sollten 7.000 t einer Mischung der Ölsorten Uzen, Kalamkas und Buzachi geliefert werden. Die Beimischung von Tengiz-Öl sollte kontinuierlich auf 60 Prozent steigen. Vgl. Upperton, Jane: First Kazakh oil to Iran will be moving July 1, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 102, S. 1, 24.5.1996.

schen Vertretern optimistisch verkündet, dass die Öleinfuhren bereits ab September im Umfang von 40.000 b/d und somit deutlich über dem ursprünglich vereinbarten Anfangsvolumen beginnen könnten.⁷⁴ Die US-Regierung begrüßte zwar nicht die neuerliche Entwicklung, sie erklärte ihrerseits jedoch lediglich im Einklang mit der bereits bekannten Position, dass sie keine Einwände gegen das Tauschgeschäft erheben würde, solange es amerikanische Konzerne ausschließt.⁷⁵ Diese signalisierten nämlich weiterhin die Bereitschaft, den Iran zumindest als „early oil“-Exportroute bis zur Inbetriebnahme der CPC nutzen zu wollen und betrieben in Washington auch entsprechende Lobbyaktivitäten. „If the US government says it's ok, of course I'd be interested in the Iranian option. But our energy is focused on the CPC pipeline. Without CPC, things just aren't going to move here.“⁷⁶ Der zuvor verkündete Anfangstermin wurde jedoch erneut verfehlt, da zwischen den Parteien trotz des erreichten Übereinkommens weiterhin einige Aspekte ungeklärt blieben und iranische Vertreter einige bereits vereinbarte Punkte durch neue Bedingungen zu ergänzen versuchten. Dies betraf insbesondere das Streben nach der kasachischen Beteiligung an den Kosten der Raffinerieumstellung, die sich als deutlich anspruchsvoller erwies, als ursprünglich erwartet. Aufgrund der Differenzen musste die Aufnahme der Swaps in den kommenden Wochen und Monaten immer wieder verschoben werden,⁷⁷ wobei die endgültige Einigung über die ausstehenden Vertragsdetails erst im Januar 1997 erreicht werden konnte.⁷⁸

Der Anfang des Jahres auf beiden Seiten hoch gefeierte Beginn der Öllieferungen stellte jedoch letztendlich keinen Durchbruch im Rahmen kasachischer Diversifizierungsbemühungen und des Strebens nach der Errichtung einer südlichen Exportroute dar. Es waren nicht die infrastrukturellen Beschränkungen kaspischer Terminals, die zuvor von mehreren Experten als Haupthindernis für die Ausweitung der nach Neka transportierten Ölvolumen genannt wurden, sondern die Eigenschaften der von Kasachstan exportierten Rohölmischung, auf deren Verarbeitung die nordiranischen Raffinerien nicht ausgerichtet waren, die die Etablierung der Exportroute hemmten. Das Problem erwies sich schließlich als so gravierend, dass es bereits im März 1997 zur gänzlichen Unterbrechung der Lieferungen kommen musste.⁷⁹ Die iranische Seite bemängelte zum einen den hohen Gehalt von Vanadium und einigen anderen Metallen in der Buzachi-Ölsorte und verwies zum anderen auch auf den hohen Mercaptan-Gehalt im Tengiz-Öl. Um eine Verarbeitung möglich zu machen, müssten die Verunreinigungen laut iranischen Forderungen in Kasachstan entfernt werden. In Almaty war man sich dabei der minderen Qualität des Buzachi-Öls, das den Hauptteil der gelieferten Mischung ausmachte, durchaus bewusst. Bereits seit mehreren Jahren plante die Regierung den Bau einer Verarbeitungsanlage in der Mangistau-Region, welche die Metalle entfernen sollte, für das Projekt konnten jedoch letztendlich keine Investoren gefunden werden.⁸⁰

⁷⁴ Vgl. Upperton, Jane: Snags remain in Iran-Kazakh Swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 158, S. 1, 15.8.1996; Iran: Kazakhs sign swap deal for US venture, in: Middle East Economic Digest, S. 21, 23.8.1996.

⁷⁵ Vgl. Thoenes, Sander: Kazakh-Iran Oil Swap Said Near, in: The Moscow Times, No. 1040, 5.9.1996.

⁷⁶ Nick Zana, Generaldirektor von Tengizchevroil, zit. in: Almaty autumn? In: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 4, 1.10.1996.

⁷⁷ Vgl. Upperton, Jane: Caspian/Kazakh deal slowed on profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

⁷⁸ Vgl. Iran: In Brief, Middle East Economic Digest, S. 20, 26.5.1995; Gaddy, Dean E.: Iran expands Middle East influence; into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 74, 5.3.2001; Kazakhs send out first swap oil to Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 4, S. 3, 7.1.1997; Lee, Julian: FSU oil exports through Iran set to increase, in: Oil & Gas Journal, S. 68, 7.4.2003.

⁷⁹ Vgl. Renewed differences with Iran on oil swap deal, in: Interfax news agency, 24.3.1997.

⁸⁰ Vgl. Upperton, Jane: Metals Threatening Kazak-Iran Oil Swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 73, S. 3, 16.4.1997.

Im Anschluss an die Unterbrechung wurden erneut bilaterale Verhandlungen aufgenommen, die schließlich zur Änderung der Zusammensetzung der Ölmischung und Wiederaufnahme kasachischer Exporte nach Neka im Mai führten.⁸¹ Die unter dem Swap-Abkommen verschifften Ölvolumen blieben jedoch so gering, dass sie NIOC nicht einmal erlaubten, eine von BP gebuchte Tankerladung im Umfang von 130.000 t abzufertigen. Erst Anfang Juli, also sechs Monate nach der offiziellen Aufnahme des Tauschgeschäftes, konnte auf Kharg die Beladung des ersten Tankers mit „kasachischem“ Swap-Öl (67.000 t) gefeiert werden.⁸² Die weiterhin andauernden Qualitätsprobleme verhinderten jedoch auch in der Folgezeit die Etablierung eines regulären Austausches und führten im Oktober zur erneuten Aussetzung des Vertrages. Der Gesamtumfang des bis dahin von Kasachstan an den Iran gelieferten Öls belief sich laut offiziellen Angaben auf weniger als 70.000 t.⁸³

Die Schwierigkeiten bei der Implementierung des Swap-Abkommens dauerten auch im Verlauf des Jahres 1998 an. Neben Problemen mit der Ölqualität waren dafür aber auch die veränderten Eigentumsverhältnisse bei MangistauMunaiGas verantwortlich. Der zuvor staatliche Produzent, dessen Öl den Hauptbestandteil der vereinbarten Exportmischung bilden sollte⁸⁴, wurde in der Zwischenzeit von Central Asia Petroleum⁸⁵ übernommen. Die neuen Eigentümer weigerten sich jedoch nach sechsmonatigen Verhandlungen mit der iranischen Seite, die kasachischen Verpflichtungen aus dem Swap-Abkommen zu akzeptieren und zogen sich aus diesem zurück.⁸⁶ Bis Ende des Jahres wurden zwischen Vertretern beider Länder anschließend noch mehrere Gesprächsrunden über die Möglichkeiten der Wiederaufnahme der Swaps geführt, die jedoch trotz zwischenzeitlich deklarerter Verhandlungsfortschritte⁸⁷ zu keiner Belegung der Lieferungen führten. Die weiterhin bestehenden technischen Schwierigkeiten bei der Verarbeitung kasachischer Ölsorten sowie die beschränkte Importkapazität nordiranischer Häfen, die durch den zwischenzeitlich ausgeweiteten Rohöl- und Ölprodukthandel mit turkmenischen Ölproduzenten nahezu ausgelastet waren⁸⁸, führten letztendlich dazu, dass Kasachstan auch in den folgenden beiden Jahren keine südliche Exportroute auf Basis eines Swaps-Handels etablieren konnte.

Dessen ungeachtet festigten sich im kaspischen Raum parallel dazu kommerzielle Strukturen, welche die künftige Entwicklung des maritimen Ölhandels zwischen beiden Ländern begünstigten. In der zweiten Hälfte der 1990er Jahre gewannen nämlich zunehmend private Ölhandelsunternehmen (Vitol, Glencore u. a.) Interesse an der Region und betrieben Handelsaktivitäten mit Rohöl und Ölprodukten zwischen den einzelnen Anrainerstaaten. An Tauschgeschäften mit dem Iran waren insbe-

⁸¹ Der Gehalt von Tengiz-Öl in der Mischung wurde auf unter 20 Prozent verringert. Vgl. Kazakhstan and Iran patch up dispute over oil swap deal, in: Interfax news agency, 19.5.1997.

⁸² Vgl. Iran sells oil as part of Kazakhstan-Iran oil swap, in: International Market Insight Reports, 3.7.1997; EIU: Kazakhstan, Country Report 3rd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997, S. 35.

⁸³ Vgl. Oil swap deal with Iran suspended, in: Interfax news agency, 22.10.1997; Unlocking The Caspian, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 2-7, 1.5.1998.

⁸⁴ Etwa 85 Prozent des Swap-Öls sollten von Feldern stammen, die von MangistauMunaiGas betrieben wurden.

⁸⁵ Das Unternehmen war in Indonesien registriert. Ihm wurden enge Verbindungen zum Schwiegersohn von Nasarbajew, Rakhat Aliyev, nachgesagt.

⁸⁶ Vgl. Kazakh-Iran oil swap agreement suspended, in: Interfax-Kazakhstan, 11.5.1998; Azeri president signs PSA agreement amid route dispute, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 9-10, 1.7.1998.

⁸⁷ Beispielsweise wurde im Dezember 1998 eine Einigung über die Lieferung von bis zu 3 Mt (60.000 b/d) im Jahr 1999 erreicht, die jedoch nicht umgesetzt wurde. Vgl. Kazakh/Irani oil swaps resume, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 23.12.1998; Iran, Kazakhstan interested in strengthening regional stability, in: IRNA news agency, 10.1.1999.

⁸⁸ Vgl. IEA: Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris: OECD/IEA, 1998, S. 139.

sondere in Turkmenistan tätigen Ölonternehmen (Dragon Oil, Monument Oil & Gas, Burren Energy PLC u. a.) interessiert, deren Öl von der Qualität den Anforderungen iranischer Raffinerien entsprach und somit keine kostspieligen Umbaumaßnahmen erforderlich machte.⁸⁹

6.6 Der Eintritt von CNPC in den kasachischen Ölsektor als Chance für den Bau der Kasachstan-Iran-Pipeline

Wie bereits besprochen, wurden Swaps mit dem Iran im Rahmen kasachischer Überlegungen über die Möglichkeit der Errichtung einer südlichen Exportroute lediglich als erster, für begrenzte Ölmengen angedachter Schritt einer Diversifizierungsstrategie betrachtet, deren eigentliche Zielsetzung im Bau einer direkten Pipelineverbindung lag. Die weiterhin unkooperative Haltung Russlands bei der Vergabe von Transitquoten und die ständigen Verzögerungen bei der Umsetzung des CPC-Projektes schränkten das Wachstumspotenzial des kasachischen Ölsektors zunehmend ein und gefährdeten somit auch die wirtschaftspolitischen Zielsetzungen der Regierung. Diese sah sich daher motiviert, stärker Ausschau nach neuen Exportmöglichkeiten zu halten. Im Rahmen dieser Überlegungen wurde im Einklang mit dem pragmatischen Charakter der Diversifizierungspolitik keine der bestehenden Alternativen ausgeschlossen, wobei die im Vergleich zu anderen Pipelineoptionen kostengünstigste und ebenfalls schnell zu realisierende Idee eines direkten Anschlusses an das iranische Netz immer stärker in den Fokus der Aufmerksamkeit zu rücken schien. Dies wurde nicht zuletzt durch die russische Abneigung gegenüber der westlichen Exportroute und die in diesem Zusammenhang von Moskau instrumentalisierte Frage transkaspischer Öllieferungen bestärkt, die gemäß der Bandwagoning-Komponente der kasachischen Außenpolitik bei der Entscheidung bezüglich der Exportroute berücksichtigt werden mussten. Die entscheidende Herausforderung hinsichtlich des südlichen Korridors stellte für Almaty dabei die Suche nach einem geeigneten Kooperationspartner dar, der die entsprechende Infrastruktur bauen und anschließend auslasten könnte. Amerikanische Unternehmen, die zu der Zeit die wichtigsten Akteure im kasachischen Ölsektor darstellten⁹⁰, konnten sich aufgrund der Bestimmungen der US-Sanktionspolitik trotz des durchaus vorhandenen Interesses weder finanziell noch durch Öllieferungen an einem südlich ausgerichteten Exportprojekt beteiligen. „*In the absence of politics . . . you would find that the route through Iran, serving Asian markets, is very competitive. But when the United States says Iran is out of bounds, believe me, Iran is out of bounds as far as the U.S. companies evaluating these proposals.*“⁹¹ Die kasachische Führung sah sich vor diesem Hintergrund zwischen den geopolitisch motivierten infrastrukturellen Interessen Russlands und der USA gefangen, wobei sie selbst nicht über finanzielle Kapazitäten zur eigenständigen Eröffnung eines Transportkanal zum Weltmarkt verfügte. Eine erfolgreiche Diversifizierung in südliche Richtung konnte daher nur durch die Einbeziehung eines neuen finanzstarken und technologisch

⁸⁹ Vgl. ebenda, S. 138-140.

⁹⁰ Europäische Unternehmen verfügten zu dieser Zeit in Kasachstan über keine aktiven Produktionsprojekte, die den Bau einer eigenständigen Exportinfrastruktur rechtfertigen würden. Eine Ausnahme stellte hier lediglich das Karachaganak-Feld dar (Entwickelt von Agip und BG), das jedoch aufgrund seiner geografischen Lage nahe der Grenze zu Russland nicht für die Einbeziehung in die südliche und westliche Exportroute in Frage kam und für die CPC reserviert war. Gerade der Blick auf die Struktur des CPC verdeutlicht dabei auf anschauliche Weise die Rolle amerikanischer Unternehmen im kasachischen Ölsektor. Chevron, Mobil, Kerr-McGee-Oryx, Amoco und Arco kontrollierten zusammen etwa 31 Prozent der Anteile am Konsortium, europäische Unternehmen (BG, Agip, Shell) lagen mit einem kombinierten Anteil von 7,75 Prozent sogar noch hinter den russischen Konzernen (Lukoil und Rosneft), die 10,5 Prozent hielten.

⁹¹ James Norausky, Vizepräsident von Amoco Eurasia, zit. in: Whitte, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, 9.12.1997.

kompetenten Partners erreicht werden, der gleichzeitig unabhängig von der US-Sanktionspolitik agieren müsste. Die Erhöhung der Anzahl der Akteure würde der kasachischen Führung auch aus der Perspektive der von ihr verfolgten multivektoriellen Außenpolitik Vorteile verschaffen, da sie zusätzliche Optionen zur Ausübung der Balancing-Strategie eröffnen würde, was im Sinne des Konzeptes der bestreitbaren Märkte den Druck auf bereits etablierte Partner erhöhen und somit den Bau einzelner Exportprojekte beschleunigen könnte.

Die kasachischen Aussichten auf einen neuen Spieler im kaspischen Energiepoker, mit dessen Hilfe der Bau der südlichen Pipelineexportroute vorangetrieben werden könnte, schienen sich im Zuge der zunehmend aktiven chinesischen Energieaußenpolitik deutlich verbessert zu haben. Im Juni 1997 erwarb CNPC 60,3 Prozent am kasachischen Ölproduzenten Aktobemunaigas und im August erhielt derselbe Konzern auch Exklusivrechte für Verhandlungen über den Einstieg in Uzenmunaigas, welches das zu der Zeit zweitgrößte bekannte kasachische Erdölfeld kontrollierte. Die im September unterzeichneten Rahmenabkommen zwischen der kasachischen Regierung und CNPC bestätigten die vorangegangenen Einigungen und sahen neben der Verlegung einer kontinentalen Pipelineverbindung nach China auf kasachische Initiative ebenfalls vor, dass der chinesische Konzern einen Vorschlag für den Bau einer Leitung in den Iran vorlegt.⁹² Diese sollte den geäußerten Vorstellungen zufolge vom Uzen-Feld über Turkmenistan in den Iran verlaufen, wo sie an das dortige Binnennetz angeschlossen wäre und somit eine Grundlage für pipelinebasierte Swaps schaffen würde (Abbildung 64). Aus kasachischer Sicht könnte die Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline (KTI) als „early oil“-Exportlösung für die Produktion von CNPC dienen und nach der künftigen Umorientierung der Ölvolumenta in Richtung China von anderen Unternehmen genutzt werden. Die bezüglich der Teilnahme an diesem Projekt von CNPC eingegangenen Verpflichtungen waren jedoch sehr vage und sollten noch in anschließenden Verhandlungen, die u. a. auch vom Ausgang der Gespräche über Uzenmunaigas abhängig waren, präzisiert werden. Klar war lediglich, dass die kontinentale Verbindung nach China für Peking aus strategischen Gründen einen deutlich höheren Stellungswert besaß als die Route in den Iran, die im Grunde lediglich die weitere Forcierung der Abhängigkeit vom Persischen Golf und den maritimen Importwegen nach sich ziehen würde. Aus diesem Grund war CNPC nur bereit, sich am kasachischen Segment der Leitung (etwa 250 km) zu beteiligen, sodass das Schicksal des Gesamtprojektes prinzipiell auch von der kasachischen Einigung mit Iran und Turkmenistan über den Bau der verbleibenden Streckenabschnitte abhängig war. Ungeachtet der Einschränkungen, durch die die chinesische Seite ihrer Teilnahme am KTI-Projekt bedingte, zeichnete sich nach der bewussten Öffnung des kasachischen Energiesektors für einen neuen Großakteur für die Regierung plötzlich eine durchaus realistische Möglichkeit zur zeitnahen Umsetzung der südlichen Exportroute ab. Die scheinbare Zurückhaltung der US-Administration im Falle des von Shell unabhängig von diesen Entwicklungen vorangetriebenen Turkmenistan-Iran-Türkei-Gaspipelineprojektes⁹³, das in einer gewis-

⁹² Die Kosten einer solchen Pipeline mit einer Kapazität von 250.000 b/d wurden von Wood Mackenzie auf 1,1 Mrd. USD geschätzt. Vgl. Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 24.10.1997; Nations: China: The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future, in: Asiaweek, 10.10.1997; Chinese Connection Boosts Kazak Oil Export Options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.11.1997; Hutchinson, David: Central Asia FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: Oil & Gas Journal, S. 27, 9.3.1998.

⁹³ Bereits im Jahr 1994 kam es zur vorläufigen Einigung zwischen Turkmenistan und Iran über den Bau einer Pipeline, die Gaslieferungen über den Iran in die Türkei und nach Europa erlauben würde. Im Mai 1997 wurde von der Türkei ein Memorandum mit Turkmenistan und dem Iran über den Kauf turkmenischen Gases unterzeichnet. Dieses sollte über eine neue 3.200 km lange Leitung mit einer Kapazität von 30 Mrd. m³/Jahr, die Turkmenistan über Iran mit der Türkei und potenziell Europa verbinden würde, eingeführt werden. Zur großen

sen Weise als Lackmusstest für kasachische Infrastrukturpläne diene, bestärkte Almaty nur noch zusätzlich in der Auffassung, dass Washington auch die kasachisch-iranische Ölleitung dulden würde und motivierte die Regierung zu einer aktiveren Pipelinediplomatie hinsichtlich der Erschließung des iranischen Exportkorridors.

Abbildung 64: Pipelines und Terminals im Nordiran, KTI-Pipelineprojekt



Quelle: Gaddy, Dean: Iran expands Middle East influence into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 74, 5.3.2001.

Während einer Serie gegenseitiger Treffen zwischen kasachischen und iranischen Vertretern im weiteren Verlauf des Jahres 1997 wurden iranische Unternehmen von kasachischer Seite wiederholt zur aktiven Investitionsbeteiligung im Öl- und Gassektor des Landes aufgerufen.⁹⁴ Die Verhandlungen mündeten im November in die Unterzeichnung eines bilateralen Protokolls, in dem beide Länder ihre Bereitschaft zur Zusammenarbeit bei der Erschließung von Kohlenwasserstoffvorkommen im Kaspischen Meer deklarierten.⁹⁵ Aus transportpolitischer Hinsicht war wichtig, dass sich die iranische Seite

Überraschung der Öffentlichkeit erklärte im Juli der Assistant Secretary, Larson, vor dem House International Relations Committee, dass die türkischen Pläne „does not technically violate ILSA“. Dies wurde von ihm sowohl mit Rücksicht auf die Versorgungssicherheit der Türkei als auch aufgrund des Widerstandes europäischer Länder gegen den extraterritorialen Ansatz des ILSA begründet. Vgl. Morgan, Dan/Ottaway, David B.: U.S. Won't Bar Pipeline Across Iran; Move Seen As Gesture Of Reconciliation, Easing of Isolation, in: The Washington Post, S. 1, 27.7.1997; US not to oppose trans-Iran pipeline: report, in: Agence France Presse, 27.7.1997; Special Report: Turkey, in: Middle East Economic Digest, S. 7, August 1997; Prepared Testimony Of Ambassador Stuart Eizenstat Under Secretary For Economic And Business Affairs Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export And trade Promotion, in: Federal News Service, 23.10.1997.

⁹⁴ Vgl. Minister calls for more Iranian investment in Kazakhstan, in: IPS-Inter Press Service, 14.11.1997.

⁹⁵ Vgl. Iran, Kazakhstan Agree to Cooperate over Caspian Sea, in: Xinhua News Agency, 3.11.1997.

ebenfalls bereit erklärte, am Bau einer südlichen kasachischen Exportpipeline mitzuwirken.⁹⁶ Da die Finanzierung des Vorhabens kaum durch internationale Entwicklungsbanken möglich war, mussten hierfür jedoch noch alternative Geldgeber gefunden werden. Aus diesem Grund wandten sich kasachische Offizielle in Sondierungsgesprächen noch während desselben Jahres auch an einige Golf-Staaten.⁹⁷ Nasarbajew sprach sich in diesem Zusammenhang u. a. für die Beteiligung Kuwaits am Projekt aus und führte diesbezüglich auch Verhandlungen mit bahrainischen Banken.⁹⁸ Parallel wurden ebenfalls unverbindliche Gespräche über die Zusammenarbeit zwischen Kasachstan und Turkmenistan bei der gemeinsamen Umsetzung der Pipelineinfrastruktur geführt.⁹⁹ Diese Initiativen mündeten schließlich in eine vorläufige Einigung zwischen den Präsidenten Irans, Kasachstans und Turkmenistans, wonach die Gründung eines internationalen Konsortiums angestrebt werden sollte, das den Ölexport aus Kasachstan und Turkmenistan über den Iran zum Ziel hätte. Das seit den frühen 1990er Jahren in Kasachstan aktive französische JV KPC stellte in diesem Zusammenhang das Projekt zum Bau einer 2.080 km langen Transportinfrastruktur mit einer Kapazität von 900.000 b/d (45 Mt/Jahr) vor, die von der Halbinsel Mangyschlak bis zum Persischen Golf führen sollte. Die Kosten des Vorhabens, das auch auf bestehende Leitungssegmente zurückgreifen sollte, wurden von den Vertretern des JVs auf lediglich 1,6 Mrd. USD geschätzt.¹⁰⁰ Äußerungen des Leiters von KPC, Jaques Retourne, zufolge, würde man zur Umsetzung angeblich nur noch auf die Bewilligung seitens der beteiligten Regierung warten. Diese Einschätzung schien jedoch zu optimistisch zu sein, denn die Projektkosten wollte man über Kredite französischer, deutscher und japanischer Exportbanken decken, deren Zusagen zu diesem Zeitpunkt keinesfalls vorlagen. Eine Beteiligung an der Finanzierung sollte angeblich auch von Elf Aquitaine kommen. Der Konzern bot gleichzeitig an, in den ersten drei Jahren jeweils 3 Mt kasachischen Öls über die Pipeline abzunehmen und die Volumina in den darauffolgenden zehn Jahren auf 10-15 Mt/Jahr zu steigern.¹⁰¹ Die entscheidende Herausforderung aus kasachischer Sicht bestand jedoch weniger in der garantierten Ölabnahme, die im Persischen Golf ohnehin kein Problem darstellte, viel wichtiger war es, Interessenten zu finden, die die Auslastung der Leitung gewährleisten würden. Die vorgeschlagene Kapazität konnte nämlich keinesfalls durch die Akquisitionen von CNPC gedeckt werden, wobei das Unternehmen langfristig ohnehin ein viel größeres Interesse an östlich ausgerichteten Exporten besaß und sich daher in Bezug auf die iranische Pipelinerroute eher passiv verhielt.

6.7 Divergierende Einstellungen innerhalb der USA zu Ölexporten über den Iran

Die bestehende Möglichkeit der Einbeziehung von CNPC in den Bau der südlich ausgerichteten Exportinfrastruktur hatte auch Auswirkungen auf das kasachisch-amerikanische Verhältnis und ließ die kasachische Führung im Umgang mit Washington deutlich selbstbewusster auftreten.¹⁰² Ungeachtet dessen, dass der Energiebeauftragte der US-Regierung, Federico Pena, im Verlauf seiner Herbstreise

⁹⁶ Darüber hinaus wurde die Nutzung der Schienenverbindung zwischen Kasachstan und Iran für Ölexporte vorgeschlagen. Der Transporttarif sollte angeblich 3 USD/b betragen. Probleme bereiteten jedoch sowohl die Kapazität der Strecke als auch der Mangel an Tankwagons und fehlende Verladekapazität im Hafen Bandar Abbas.

⁹⁷ Vgl. Iran ready to play Caspian oil game, in: Middle East Economic Digest, S. 4, 7.11.1997.

⁹⁸ Vgl. EIU: Kazakhstan, Country Report 4rd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997, S. 35.

⁹⁹ Vgl. Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, 1.1.1998.

¹⁰⁰ Vgl. Hooman, Peimani: The Caspian pipeline dilemma: political games and economic losses, Westport: Praeger Publishers, 2001, S. 62.

¹⁰¹ Vgl. Kazakhstan International Oil and Gas Exhibition and Conference, October 1998, http://www.emgmks.com/kazkommerts/research/kioge_98.htm (Zugriff 23.2.2011).

¹⁰² Vgl. MEED Quarterly Report - Iran, S. 3, September 1997.

durch die kaspische Region jede Möglichkeit nutzte, die Ablehnung seiner Administration gegenüber einer iranischen Exportpipeline zu unterstreichen, äußerte sich Nasarbajew während seines Besuches in Washington im November 1997 hinsichtlich dieser Route so deutlich, dass einige Kommentatoren in diesem Zusammenhang von einem Ultimatum sprachen.¹⁰³ Die Aussagen kamen umso überraschender, als Pena nur wenige Stunden zuvor über die Ergebnisse der Gespräche mit dem Präsidenten informierte, in denen dieser angeblich seine Unterstützung für eine transkaspische Verbindung zwischen Kasachstan und Aserbaidschan mit Anschluss an die Baku-Ceyhan-Pipeline aussprach. Laut Auffassung amerikanischer Verhandlungsteilnehmer handelte es sich hierbei um eine Zusage, die ohne jegliche Bedingungen erfolgte. Dagegen verkündete Nasarbajew in seiner anschließenden Erklärung vor der versammelten Presselandschaft, dass der Iran eine logische Route darstelle und der Verzicht seines Landes auf deren Nutzung durch die Fähigkeit der USA bedingt wäre, in absehbarer Zeit (bis Oktober 1998) einen realistischen Plan zur Finanzierung der von ihnen bevorzugten Alternative (Baku-Ceyhan) vorzulegen.¹⁰⁴

Die auf den kaspischen Raum (und im Kontext dieser Arbeit insbesondere Kasachstan) angewandte Pipelinepolitik der USA war zu dieser Zeit nicht auf die durch den Eintritt von CNPC verursachte plötzliche strategische Gleichgewichtsverschiebung und die damit verbundene Ausweitung der Handlungsoptionen innerhalb kasachischer Diversifizierungsmöglichkeiten eingestellt. Die bis dahin verfolgte einfache Blockadehaltung, die ihre Grundkomponente in der Sanktionspolitik gegenüber dem Iran besaß, konnte nämlich nur solange erfolgreich sein, solange keine Alternativen in Form finanzkräftiger und handlungsbereiter Akteure auftraten, die ohne Rücksicht auf die US-Haltung und internationale Kreditinstitutionen mit amerikanischer Beteiligung Projekte durchführen konnten. Der große strategische Vorteil der Öffnung des kasachischen Ölsektors für chinesische Unternehmen, der aus kasachischer Perspektive in der Aussicht auf die Erschließung von zwei bis dahin unzugänglichen Exportrichtungen bestand, stellte im Umkehrschluss eine enorme strategische Herausforderung für die US-Administration dar. Diese lag weniger darin, dass Teile des kasachischen Ölsektor nun auch an einen östlichen Abnehmermarkt gebunden werden konnten, da westliche Unternehmen, die weiterhin den Großteil der Reservenbasis samt der wichtigsten Vorkommen kontrollierten, von den wirtschaftlichen Aspekten dieser Route nicht überzeugt waren. Die Gefahr lag vielmehr darin, dass durch den Eintritt eines durch den Sanktionsrahmen nicht zu beeinflussenden Marktteilnehmers eine realistische Chance für die pipelinebasierte Erschließung der bis dahin als Tabu betrachteten Iran-Route bestand, die von westlichen Industrievertretern als sehr attraktiv angesehen wurde und an deren Nutzung man daher entsprechendes Interesse besaß. Dies würde einerseits schlagartig das strategische Ziel der amerikanischen Regionalpolitik unterwandern, den Iran zu isolieren und ihn aus dem kaspischen Exportgeschäft fern zu halten. Andererseits würde aufgrund der Kostenvorteile dieser Transportoption auch das Risiko bestehen, dass beträchtliche Teile der kasachischen Ölproduktion von dem von Washington präferierten westlichen Transportkorridor abgezogen werden könnten, was wegen der unsicheren aserbajdschanischen Reservenbasis durchaus die gesamte Umsetzung des Baku-Ceyhan-Projektes gefährden könnte. Der Eintritt von CNPC in den kasachischen Ölsektor, wie auch die aufgrund andauernder Verzögerungen im Rahmen des CPC-Projektes erzwungene Suche Kasachstans nach Transportalternativen, die sich in der Annäherung zwischen Kasachstan und dem

¹⁰³ Vgl. Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

¹⁰⁴ Vgl. Chinese Connection Boosts Kazak Oil Export Options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.11.1997; Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, 1.1.1998; EIU: Kazakhstan, Country Report 1st quarter 1998, The Economist Intelligence Unit, 1998, S. 32-33.

Iran widerspiegelte, verlangten daher laut Auffassung mehrerer hochrangiger US-Regierungsmitarbeiter nach einer deutlich proaktiveren Politik, möglicherweise bis hin zu einer direkten oder indirekten materiellen Unterstützung der von Washington präferierten Exportoption. Sonst könnten die amerikanischen geopolitischen Ziele in der Region ernsthaft gefährdet werden. *„It is increasingly clear that there is a 'wrong' way, and that we [U.S.] must act now to avert it. Decisions to look to Iran for oil and gas transportation solutions would set back western-oriented energy development, with all that implies - Western investment, development of the Eurasian Transportation Corridor, and political and strategic cooperation with the US and the West.“*¹⁰⁵

Auch an der „Heimatfront“ sah sich die US-Administration mit Herausforderungen konfrontiert. Amerikanische Ölunternehmen, die aufgrund der bestehenden Investitionseinschränkungen im iranischen Energiesektor europäischen und asiatischen Konkurrenten den Vortritt überlassen mussten, fühlten sich von ihrer Regierung hintergangen.¹⁰⁶ Der Druck der Konzerne auf Washington bezüglich der Veränderung der Sanktionsbestimmungen wuchs noch deutlicher, als der Iran im Juli 1998 beschloss, Teile seines Öl- und Gassektors für ausländische Investoren zu öffnen.¹⁰⁷ Bereits im Verlauf des Jahres 1997 organisierte die US-Ölindustrie eine zunehmend starke Lobby gegen die bestehende Sanktionspolitik.¹⁰⁸ Repräsentanten einiger Branchenriesen – Arco, Conoco, Mobil – äußerten bei öffentlichen Auftritten offen Forderungen nach der Aufhebung der Investitionsbeschränkungen und wurden dabei auch von einzelnen Vertretern aus den Reihen der Politik unterstützt. *„Sanctions undercut the health of the U.S. economy, they mitigate the positive impact of U.S. companies operating overseas, they strain the credibility of the U.S. as an international policy maker. Furthermore, they just don't work.“*¹⁰⁹ Unter den lautstarken Kritikern der bestehenden Iranpolitik befand sich auch der ehemalige Verteidigungsminister (und zukünftige US-Vizepräsident) und damalige Vorsitzende von Halliburton, Dick Cheney. Er plädierte für ein Übereinkommen mit dem Iran, wobei die Regierung nach seiner Aussage kurzfristig keine „political solutions“ vorantreiben sollte *„that may in fact not be the best solution economically.“*¹¹⁰ Parallel stattfindende Annäherungsversuche des neuen iranischen Präsi-

¹⁰⁵ Jan Kalicki, hochrangiger Mitarbeiter im Department of Commerce zuständig für Fragen der kaspischen Region, zit. in: Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, 1.1.1998.

¹⁰⁶ Diese Wahrnehmung verstärkte sich, als die US-Regierung nach intensiven Gesprächen mit der EU im Mai 1998 beschloss, dass Total, Gazprom und Petronas für das eingegangene Abkommen zur Entwicklung von Phase II und III des Süd Pars Feldes nicht sanktioniert werden. Der US-Präsident bediente sich dabei der ILSA-Bestimmung, die ihm die Erteilung von Ausnahmen aus Gründen der nationalen Sicherheit ermöglichte. Die EU verzichtete im Gegenzug darauf, im Rahmen der WTO formelle Beschwerden einzureichen und die Zusammenarbeit mit den USA im Bereich der Nichtproliferation und antiterroristischer Aktivitäten im Bezug auf den Iran zu steigern. Vgl. Perlez, Jane/LeVine, Steve: U.S. Oilmen Chaffing at Curbs on Iran, in: The New York Times, S. 8, 9.8.1998; Mortished, Carl: US resolve faces tough test from Iran oil project, in: The Times, 8.6.1998.

¹⁰⁷ Je nach Quelle wurden 42 oder 43 Öl- und Gasprojekte in internationalen Bieterverfahren ausgeschrieben. Vgl. Mossavar-Rahmani, Bijan: Iran plays the Great Game to end its isolation, in: The European, S. 54, 15.6.1998; Investors lap up Iranian oil offers, in: Middle East Economic Digest, S. 4, 17.7.1998.

¹⁰⁸ Zum Beispiel warb Mobil in öffentlichen Anzeigen in zwei landesweiten US-Zeitungen für die Erlaubnis von Öl-Swaps mit dem Iran. Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, dass US-Unternehmen gestattet werden sollte, mit dem Iran mindestens vorläufige Verträge auszuhandeln, die nach der Aufhebung der Sanktionen umgesetzt werden könnten. Verlangt wurde auch nach der Abschaffung des Verbotes für die Nutzung iranischer Anlagen und Ausrüstungsteile im kaspischen Raum, sodass US-Konzerne besser an Projekten partizipieren konnten, an denen ausländische Partner teilnahmen, die solches Material nutzten. Vgl. Perlez, Jane/LeVine, Steve: U.S. Oilmen Chaffing at Curbs on Iran, in: The New York Times, S. 8, 9.8.1998.

¹⁰⁹ Lucio Noto, Vorsitzender von Mobil, zit. in: Mobil Chairman Comments State Department Study on Sanctions, in: Business Wire, 30.3.1998.

¹¹⁰ Vgl. Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

dentem, Khatami, die im Januar 1998 einen öffentlichen Aufruf zum Dialog mit den amerikanischen Bürgern einschlossen,¹¹¹ erweckten dabei in der US-Industrie positive Erwartungen. Diese wurden auch durch Apelle namhafter Politikberater (z. B. Z. Brzezinski), welche Washington zur Aufnahme seriöser Gespräche mit dem Iran aufforderten, bekräftigt.¹¹² Argumentiert wurde u. a. damit, dass aus geopolitischer Sicht eine amerikanisch-iranische Feindschaft gegen die langfristigen Interessen der USA auf dem eurasischen Kontinent verstoßen würde.¹¹³

Nach Meinung der Unternehmen sollte die Regierung in Folge des Vorstoßes von Khatami „*sent positive signals of its own back to Iran*“.¹¹⁴ In diesem Zusammenhang wurde von ihnen als eine der möglichen Politikoptionen eine kooperativere Einstellung zur Erteilung von Swap-Lizenzen vorgeschlagen. Nicht nur, dass diese die Aktivitäten der US-Konzerne in der kaspischen Region unterstützen würden, sie erforderten wegen der in der geltenden Gesetzgebung bereits bestehenden Ausnahmemöglichkeiten keine legislativen Veränderungen und wären daher politisch leichter zu akzeptieren. Darüber hinaus waren sie im Grunde mit keinen direkten Investitionsaktivitäten verbunden. Vor diesem Hintergrund beantragte Mobil im April 1998 als überhaupt erstes Unternehmen beim US Treasury Department eine Swap-Lizenz für seine turkmenische Ölproduktion.¹¹⁵ Es handelte sich um einen Schritt, der von vielen Analytikern als Testballon für einen möglichen Folgeantrag für eine deutlich umfangreichere Swap-Lizenz für Tengiz-Öl gedeutet wurde.¹¹⁶ Bereits die erste Reaktion der US-Administration auf den Vorstoß war sehr verhalten und enttäuschte die Erwartungen der Industrie. „*Our policy has been to support the east-west corridor. No one has ever used this [swap] exemption ...*“¹¹⁷ In Washington war man sich dabei der Auswirkungen der Sanktionen auf die eigenen Ölunternehmen durchaus bewusst, man blieb jedoch aufgrund der verfolgten strategischen Ziele dennoch in der ablehnenden Haltung standhaft. „*It has to be admitted there is a problem with American companies. But this is a situation where the strategic interests of the United States are so great that they outweigh temporary advantages of American companies.*“¹¹⁸ Da die Auslastung der Baku-Ceyhan-Pipeline immer noch unsicher war und die CPC-Leitung einen beträchtlichen Teil der kasachischen Produktion transportieren sollte, könnte eine weitere Verringerung der erhältlichen Ölvolumen durch deren Bindung an eine südliche Route, die Aussichten auf die Umsetzung der amerikanischen Infrastrukturziele gefährden. „*I will say that we will not take any steps by allowing a swap application*

¹¹¹ Vgl. Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, 1.1.1998.

¹¹² Vgl. Rashid, Ahmed: Beneath Iran's hijab: The land of the ayatollahs is re-emerging from its revolutionary past with multi-billion-dollar oil and gas exploitation and transportation schemes, in: The Vancouver Sun, S. 11, 26.5.1998.

¹¹³ Vgl. Brzezinski, Zbigniew: A Geostrategy for Eurasia, in: Foreign Affairs, Vol. 76, No. 5, September/October 1997, S. 50-64, hier S. 57.

¹¹⁴ Lucio Noto, Vorsitzender von Mobil, zit. in: McQuaile, Margaret: Caspian Crude Swaps To Start In June, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 106, S. 2, 4.6.1998.

¹¹⁵ Der Projektpartner von Mobil (40 Prozent) auf dem turkmenischen Burun-Feld war das britische Unternehmen Monument Oil & Gas (35 Prozent). Dieses unterzeichnete im selben Monat ein Swap-Abkommen mit NIOC. Die Förderrate des Feldes betrug 6.500 b/d und sollte bis Ende des Jahres auf 20.000 b/d ansteigen.

¹¹⁶ Vgl. Mobil reportedly seeks approval to take part in 400 mln usd Iran project, in: AFX News, 26.5.1998; McQuaile, Margaret: Caspian Crude Swaps To Start In June, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 106, S. 2, 4.6.1998; Gaddy, Dean E.: Iran expands Middle East influence; into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 74, 5.3.2001.

¹¹⁷ Federico Pena, US Energy Secretary, zit. in: Hamilton, Martha M.: The Last Great Race for Oil Reserves? Companies Scramble to Tap Up to 200 Billion Barrels in the Caspian Sea Region, in: The Washington Post, S. 1, 26.4.1998.

¹¹⁸ Stuart E. Eizenstat, Under Secretary for Economic Affairs im US State Department, zit. in: Perlez, Jane/LeVine, Steve: U.S. Oilmen Chaffing at Curbs on Iran, in: The New York Times, S. 8, 9.8.1998.

that will detract from the volumes that will be available to a Baku-Ceyhan pipeline. It's very important that we send a very consistent signal with respect to our policy on pipelines through Iran. If companies begin to believe that there can be extended swaps for large volumes, that can have a detrimental effect on the development of these initial pipelines. And so it's going to be important that we take that into consideration when we consider swaps."¹¹⁹ Aus diesem Grund wurden die eingereichten Swap-Lizenzanträge in der Folgezeit abgelehnt.¹²⁰

Die Öl-Branche setzte den politisch bedingten Ausschluss der Iran-Route, deren Kosten laut gängigen Schätzungen unter denen der BTC liegen sollten, ohne dass dafür entsprechende Kompensierungen seitens der US-Administration angeboten würden, einer politisch oktroyierten Subventionierung der US-amerikanischen strategischen Ziele durch die Privatwirtschaft gleich. „*Our government is asking industry to subsidize the sanctions imposed against Iran. This is an exercise in private sector subsidization of government geopolitical theory.*“¹²¹ Dieses Verhalten entsprach gänzlich den Prämissen der geoökonomischen Denkschule, denen zufolge Unternehmen bei Bedarf als Werkzeuge zur Umsetzung nationaler Interessen ihrer Heimatregierung instrumentalisiert werden können. Paradox erschien in diesem Zusammenhang weniger das Agieren der US-Regierung, sondern vor allem die Argumentation ihrer Vertreter. Diese sprachen in Hinsicht auf die Realisierung regionaler Pipelineprojekte im offenen Widerspruch mit dem politischen Vorgaben und der Kritik der Privatwirtschaft davon, dass „*any pipeline that is finally going to be constructed must reflect the market.*“¹²²

Parallel zur andauernden Verweigerung der Teilnahme amerikanischer Unternehmen an der Nutzung der südlichen Exportroute reagierte die US-Administration auf die – längst nicht nur durch den Eintritt Chinas – veränderten regionalen Rahmenbedingungen der Diversifizierungsoptionen¹²³ auch durch eine großangelegte politische und diplomatische Offensive, die zusätzlich durch eine Reihe institutioneller, legislativer und finanzieller Maßnahmen flankiert wurde. Regelmäßige Besuche in der Region und Verhandlungen mit politischen Vertretern vor Ort sollten allen beteiligten Parteien deutlich machen, dass eine südliche Exportroute von den USA keinesfalls akzeptiert werden könnte. „*There is enormous pressure that is being placed on the leaders of the region, including Kazakhstan.*“¹²⁴ Im März 1998 wurde unter amerikanischer Einflussnahme von den Außenministern Aserbaidschans, Georgiens, Kasachstans, Turkmenistans und der Türkei ein Kommuniqué zur Unterstützung des Ost-West-Transportkorridors für Öl und Gas aus der kaspischen Region unterzeichnet.¹²⁵ Im Mai wurde die „Caspian Sea Initiative“ ausgerufen, welche die Kompetenzen von drei handels- und investitionsunterstützenden Finanzagenturen¹²⁶ der US-Regierung bündeln und Energieprojekte in der Region fördern sollte. Der im Juli im US State Department eingerichtete Posten des Secretary of

¹¹⁹ Morningstar, Richard: Secretary of State for Caspian Basin Energy Holds News Conference On Policy For The Caspian Region, in: FDCH Political Transcripts, 3.11.1998.

¹²⁰ Im November 1998 verweigerte die Regierung die Erteilung der Lizenz an das US-Handelsunternehmen Optimarket, das kasachisches Öl swapen wollte. Der Antrag von Mobil wurde im April 1999 abgelehnt. Vgl. Oil swap deal refused, in: Gulf States Newsletter, S. 1, 30.11.1998.

¹²¹ Prepared testimony of Mike Stinson, Senior Vice President for Government Affairs CONOCO inc. Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee on Foreign Relations, in: Federal News Service, 3.3.1999.

¹²² Federico Pena, US Secretary of Energy, zit. in: Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

¹²³ Hier muss auch auf turkmenische Pläne zum Bau der Turkmenistan-Iran-Türkei-Gaspipeline mit Beteiligung europäischer Unternehmen (Shell) hingewiesen werden, die die US-Regierung genauso verhindern wollte.

¹²⁴ Federico Pena, US Secretary of Energy, zit. in: Hearing of the House International Relations Committee Subject: U.S. Role in the Caucasus and Central Asia, in: Federal News Service, 30.4.1998.

¹²⁵ Vgl. Secretary Pena Praises Progress On Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 23.5.1998.

¹²⁶ Hierbei handelte es sich um die Export-Import-Bank, die OPIC und die TDA.

State for Caspian Basin Energy Diplomacy (besetzt durch Richard Morningstar) sollte zur besseren Koordinierung der amerikanischen Regionalpolitik beitragen und den Ländern der Region einen direkten Ansprechpartner bieten. Der Kongress stimmte im September im Rahmen eines größeren Maßnahmenpaketes der Vergabe von 10 Mio. USD für die Unterstützung der Planung von Energie- und Infrastrukturprojekten in der kaspischen Region zu. Gleichzeitig wurden gesetzliche Ausnahmeregelungen verabschiedet, welche die bereits seit dem Berg-Karabach-Krieg (1992) geltenden legislativen Einschränkungen für Kreditvergaben und Fördermaßnahmen der Export-Import Bank und der Overseas Private Investment Corporation (OPIC) für Investitionsvorhaben in Aserbaidschan aufhoben.¹²⁷ Zusätzlich wurde OPIC aufgefordert, geltende interne Obergrenzen für die Beteiligung an Projekten in der Region anzuheben. In Ankara wurde im Oktober das Caspian Trade and Finance Center gegründet¹²⁸, das vor Ort die US-Pipelinestrategie sowie die Finanzierung regionaler Projekte unterstützen sollte. Noch im selben Monat erhielt die türkische Botas von der Trade and Development Agency (TDA) einen Zuschuss in Höhe von 823.000 USD, der es dem Konzern ermöglichen sollte, technische, finanzielle, environmentale und juristische Sachkenntnisse zu erwerben, die bei der Entwicklung des Baku-Ceyhan-Projektes notwendig waren.¹²⁹ Die diplomatischen Anstrengungen mündeten schließlich am 29. Oktober 1998 in die Unterzeichnung der Ankara Deklaration, in der die Präsidenten Aserbaidschans, Georgiens, Kasachstans, Usbekistans und der Türkei ihre Unterstützung für den Bau der Baku-Tiflis-Ceyhan-Pipeline bekundeten, die dem Wortlaut der Deklaration zufolge von Produzenten und Transporteuren von beiden Seiten des Kaspischen Meeres im gleichen Maße genutzt werden sollte.¹³⁰ Im Dezember wurde in Washington schließlich zwischen Kazakhoil, Royal Dutch/Shell, Mobil und Chevron ein Abkommen über die Durchführung einer Machbarkeitsstudie für jeweils eine Öl- und Gaspipeline von der kasachischen Küste nach Baku unterzeichnet. Die Studie sollte als Entscheidungsgrundlage für die kasachische Beteiligung an der BTC dienen.¹³¹

Als ergänzendes Element der regionalen Infrastrukturstrategie der US-Administration kann auch das verstärkte Streben nach der möglichst schnellen Umsetzung des CPC-Projektes gewertet werden¹³², das sich trotz erheblicher Fortschritte der letzten Monate weiterhin mit Komplikationen und Verzögerungen bei der Klärung letzter Details und dem Einwerben notwendiger behördlicher Genehmigungen konfrontiert sah. Die bereits zuvor gegebene verbale und diplomatische Unterstützung der Pipeline wurde nun erstmalig auch durch die Bereitschaft der US-Regierung zu ihrer Förderung aus Mitteln der Ex-Im-Bank, TDA und OPIC bekräftigt. Die türkische (Baku-Ceyhan) und russische (CPC) Hauptexportroute wurden von der US-Administration somit zu Komplementärprojekten im Rahmen einer geoökonomischen Strategie stilisiert, deren primäre Zielsetzung in der Verhinderung der Entstehung des iranischen Exportkorridors lag. *„Only by working together can the United States, Russia and the other new independent states in the Caspian region ensure the free flow of energy to world*

¹²⁷ Hierbei ging es sowohl um einen leichteren Zugang der Konzerne zu finanziellen Fördermaßnahmen der Regierungsagenturen als auch um die Möglichkeit, Versicherungen gegen politische Risiken (z. B. gegen Wechselkursrisiken oder Risiken der Repatriierung von Profiten) abzuschließen.

¹²⁸ Dieses setzte sich aus Vertretern der Ex-Im-Bank, OPIC und TDA zusammen.

¹²⁹ Morningstar, Richard: Secretary of State for Caspian Basin Energy Holds News Conference On Policy For The Caspian Region, in: FDCH Political Transcripts, 3.11.1998.

¹³⁰ Vgl. Text of Ankara Declaration Supporting Baku-Ceyhan Pipeline, in: Anatolia news agency, 29.10.1998.

¹³¹ Die Kosten der Studie von 20 Mio. USD sollten von den drei ausländischen Unternehmen getragen werden. Der Untersuchungszeitraum sollte 18 Monate betragen. Vgl. Lebedev, Ivan: Kazakhstan – West deal not worry Russia – minister, in: TASS, 10.12.1998.

¹³² Vgl. Lebedev, Ivan: USA hopes for early launch for Caspian project building, in: TASS, 4.11.1998.

markets.”¹³³ Mit anderen Worten, der „free flow“ schloß somit alle Exportrouten (inklusive der östlichen) ein, die nicht über den Iran verlaufen würden. Diese Formulierung war umso paradoxer, als die einzigen politisch motivierten Schwierigkeiten beim Export der kasachischen Ölproduktion bis dahin von Moskau verursacht wurden. Ähnlich unbeachtet blieb in dieser Argumentation auch die von US-Vertretern häufig gegen Iran einbeziehende Routenvorschläge angewandte Begründung, wonach das Land einen direkten Konkurrenten für kaspische Produzenten im Zugang zum Weltmarkt darstellen würde und daher Interesse an der Behinderung des Transitgeschäftes besäße.¹³⁴ Dieses traf nämlich gleichwohl auch für Russland zu. Dabei galt ebenfalls, dass der europäische Raum, der als Hauptzielmarkt sowohl für die CPC als auch die BTC anvisierte wurde, bereits vergleichsweise gesättigt war und kein großes Nachfragesteigerungspotenzial aufwies, wohingegen der asiatische Markt, der durch die südliche Route bedient werden sollte, deutliche Wachstumsraten verzeichnete. Eine weitere Konzentration der Ölexporte in die europäische Verbraucherregion entsprach daher weder den kommerziellen Interessen der Unternehmen noch der Produzentenländer. Das Engagement der US-Administration konnte jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich die strategischen Rahmenbedingungen durch den Eintritt von CNPC in den kasachischen Ölsektor deutlich verändert hatten und die endgültige Entscheidung über den Bau der südlichen Exportroute nun nicht mehr allein von Washingtons Interessen abhing.

6.8 CNPC zeigt Interesse an tankerbasierten Swaps mit dem Iran

Bereits kurz nach der Unterzeichnung des kasachisch-chinesischen Jahrhundertvertrages im September 1997 nahm CNPC auf kasachische Initiative vorläufige Gespräche mit iranischen Vertretern über die Möglichkeiten des Baus einer Pipeline auf, die von den noch verhandelten Vorkommen von Uzenmunaigas entlang der kaspischen Küste nach Iran führen sollte (Abbildung 64). Kasachisches Öl sollte anschließend im Nordiran verbraucht werden, wofür CNPC im Gegenzug entsprechende Volumina im Persischen Golf erhalten würde, die weiter nach China verschifft werden könnten. Das Scheitern der Verhandlungen über den Einstieg in Uzenmunaigas im Verlauf des Jahres 1998 (Kapitel 5.2.5) veränderte jedoch die Rahmenbedingungen der chinesischen bzw. kasachischen Exportpläne. Der ursprünglich angedachte Bau einer direkten Pipelineverbindung in den Iran wurde von chinesischer Seite verworfen, wobei auch die Umsetzung der Kasachstan-China-Leitung wegen der mangelnden Reservenbasis und des geringen Ölpreinsniveaus vorerst eingefroren wurde. Die damaligen Überlegungen bezüglich der Möglichkeiten zum Export der Produktion von den im Rahmen der Akquisition von Aktobemunaigas erworbenen Vorkommen in der Aktjubinsk-Region konzentrierten sich neben der Nutzung einer alten Leitung nach Russland (Kenkiyak-Orsk) auch auf tankerbasierte Swaps mit dem Iran. Letzteres koinzidierte mit den bereits seit längerem angestrebten, jedoch wiederholt in Verzögerung geratenen iranischen Plänen zur deutlichen Ausweitung der bis dahin nur im geringen Ausmaß mit Turkmenistan stattfindenden Tauschgeschäfte auch auf kasachische Ölproduzenten und war nicht zuletzt auch im Interesse der kasachischen Seite, die sich trotz der mittlerweile deutlich kooperativeren Einstellung Russlands bei der Transitquotenvergabe aufgrund der weiterhin in Vorbe-

¹³³ Morningstar, Richard: Secretary of State for Caspian Basin Energy Holds News Conference On Policy For The Caspian Region, in: FDCH Political Transcripts, 3.11.1998.

¹³⁴ Dieses Argument wurde beispielsweise von J. Kalicki, Mitarbeiter im Department of Commerce zuständig für Fragen der kaspischen Region, genutzt. „Iran is a competitor, not a partner, for the Caspian states when it comes to oil and gas exports. We think the Caspian states will want to avoid an Iranian hand on the oil and gas spigot.“ Zit. in: Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

reitungsphase befindlichen CPC-Pipeline mit akuten Transportengpässen konfrontiert sah. Die iranischen Pläne zur Ausweitung des Swap-Handels sahen einerseits den Ausbau der Verladekapazität des Hafens Neka sowie des Pipelinetransportvermögens zwischen der Küste und dem iranischen Leitungsnetz vor, das zu der Zeit bei lediglich etwa 40.000 b/d (2 Mt/Jahr) lag. Andererseits sollte eine Umstellung nordiranischer Raffinerien auf kaspische, insbesondere kasachische Ölsorten erfolgen.¹³⁵ Dies reflektierte das iranische strategische Interesse an der Stärkung seiner Position als Transitkorridor zum Weltmarkt für kaspische Rohstoffexporteure und muss im generellen Kontext des Strebens des Landes nach einer Einflusssteigerung in der kaspischen Region betrachtet werden. Letzteres sollte anders als von der US-Administration unterstellt nicht durch den Export religiöser Ideen, sondern durch eine infrastrukturelle und daher geoökonomische Anbindung des Raumes erfolgen. Teheran versuchte, durch die Eröffnung eines alternativen Exportkanals ebenfalls die wirtschaftliche Grundlage für die von den USA unterstützten infrastrukturellen Vorhaben zu schwächen und somit die gegen den Iran ausgerichteten ordnungspolitischen Interessen des Landes zu vereiteln. Gleichzeitig kann auch auf die innenpolitischen Vorteile der Swaps hingewiesen werden, die zur Optimierung der einheimischen Ölversorgung und zu Transportkostensparnissen beitragen konnten.

6.9 Irans Pläne zum Ausbau des Landes zum Hauptexportkorridor für kaspisches Öl

Die Überlegungen zur Steigerung der Swap-Kapazität schienen jedoch nur die Anfangsphase eines deutlich weitreichenderen iranischen Transportkonzeptes darzustellen, über dessen Vorbereitung unter Experten bereits seit Anfang des Jahres 1998 spekuliert wurde.¹³⁶ Im Mai stellte schließlich der iranische Ölminister, Bijan Namdar Zangeneh, während einer Konferenz in London ambitionierte Pläne zum Ausbau der Swap- und Transportkapazitäten vor, die sein Land im Falle ihrer erfolgreichen Umsetzung schlagartig zum bedeutendsten Akteur im Rahmen der kaspischen Exportgleichung aufsteigen lassen würden. Das vorgestellte Drei-Phasen-Konzept sah eine endgültige Transportkapazität von bis zu 1,6 mb/d (80 Mt/Jahr) vor und übertraf somit alle konkurrierenden Infrastrukturprojekte. In der ersten Phase sollte parallel zur bereits bestehenden kleinen Leitung (etwa 40.000 b/d; 2 Mt/Jahr) eine neue, etwa 390 km lange Pipeline von Neka nach Teheran verlegt werden. Diese sollte die Belieferung der Raffinerien in Teheran (Rey) und Tabriz erlauben, die zeitgleich zum Pipelinebau auf die Verarbeitung kaspischer Ölsorten umgestellt werden sollten. Die kombinierte Kapazität der beiden Raffinerien betrug etwa 350.000 b/d (17,5 Mt/Jahr) und sollte durch die neue Transportinfrastruktur, die auch Ausbaumaßnahmen am Hafen Neka einschließen sollte, gänzlich ausgelastet werden können. Im zweiten Schritt sollte durch den Bau neuer Leitungssegmente und die Umkehr der Flussrichtung in der bestehenden iranischen Süd-Nord-Pipeline auch die Versorgung der Raffinerien in Isfahan und Arak mit insgesamt 450.000 b/d (22,5 Mt/Jahr) aus dem kaspischen Raum ermöglicht werden (Tabelle 38). In der letzten Stufe sollten durch zusätzliche Modifizierungen und Erweiterungen der bestehenden Pipelineinfrastruktur Kapazitäten für den direkten Export (d.h. nicht auf Swap-Basis) weiterer bis zu 800.000 b/d (40 Mt/Jahr) an den Terminal Kharg am Persischen Golf geschaffen werden (Abbildung 65).¹³⁷ Für den Öltransport in Richtung Iran waren verschiedene Optionen vorgesehen. Beruhte die erste Phase grundsätzlich nur auf Tankerimporten über Neka, sollten in der Folge-

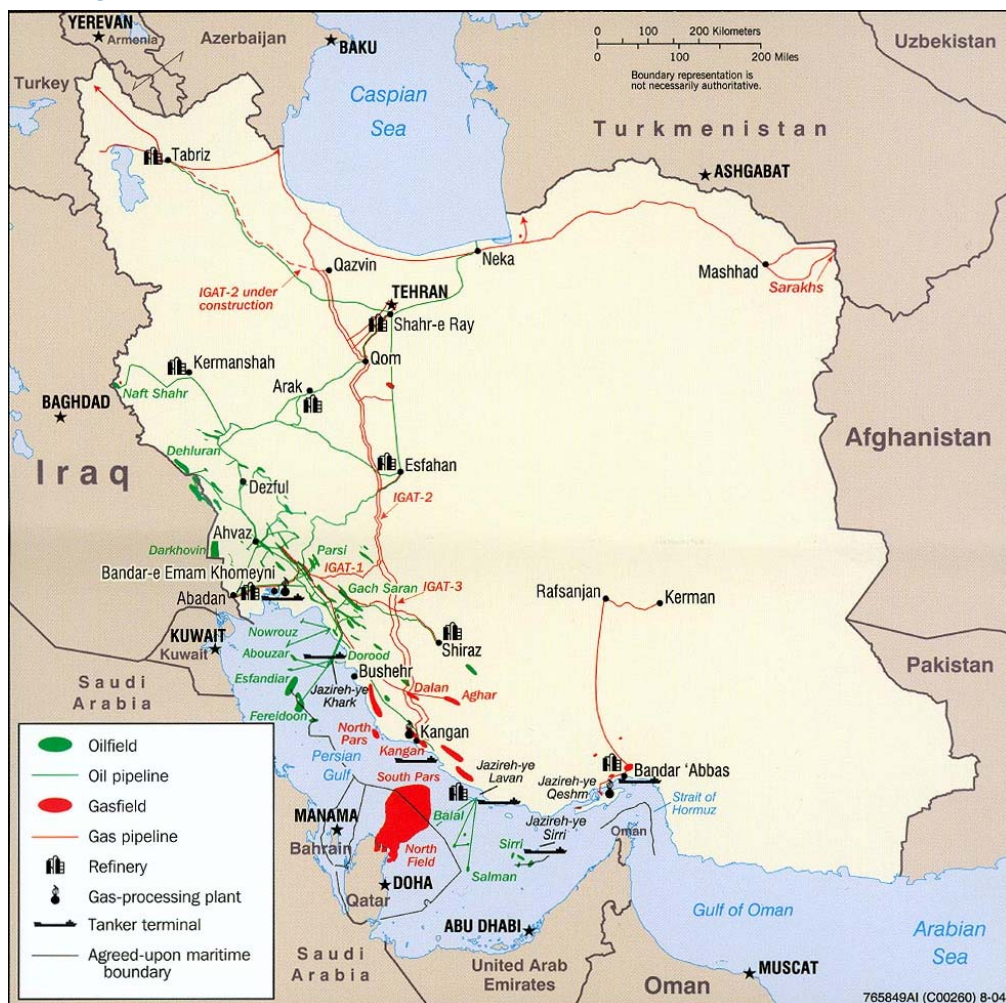
¹³⁵ Vgl. Iran to issue international tender for Caspian pipeline project, in: IRNA news agency, 27.5.1999.

¹³⁶ Vgl. Ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 61, 23.4.1998.

¹³⁷ Iran bot auch den Umbau einer alten Gaspipeline an, die anschließend 100.000 b/d von Aserbaidshan an die Raffinerie Tabriz befördern könnte (Kosten unter 300 Mio. USD). Vgl. Three-phased plan to transfer Caspian oil unveiled, in: IRNA news agency, 3.6.1998; Peimani, Hooman: The Caspian pipeline dilemma: political games and economic loses, Westport: Praeger Publishers, 2001, S. 60.

zeit sowohl direkte großvolumige Pipelineverbindungen aus Kasachstan und Aserbaidschan als auch mehrere „micro-Pipelines“¹³⁸, die von verschiedenen iranischen Häfen an der Küste des Kaspischen Meeres zur bestehenden Teheran-Tabriz-Leitung führen und zusammen mit der Neka-Teheran-Route eine kombinierte Swap-Kapazität von etwa 700.000 b/d (35 Mt/Jahr) schaffen würden¹³⁹, verlegt werden (Abbildung 64). Die iranische Zuversicht bezüglich der Chancen auf eine deutliche Stärkung der Transportrolle wurde durch Äußerungen des kasachischen Außenministers, K. Tokajew, genährt, der parallel zur Verkündung der Pläne das hohe Interesse seines Landes an der südlichen Route bekräftigte. „Our president and myself have repeatedly said that we do not rule out Iran as a route to export oil.“¹⁴⁰

Abbildung 65: Iranische Öl- und Gasinfrastruktur



Quelle: Key Petroleum Sector Facilities, http://www.parstimes.com/images/iran_petroleum_facilities_2004.jpg (Zugriff 2.3.2011).

¹³⁸ Vgl. Afrasiabi, Kaveh/Maleki, Abbas: Iran's Foreign Policy After 11 September, in: The Brown Journal of World Affairs, Vol. IX, Issue 2, Winter/Spring 2003, S. 255-265, hier S. 262.

¹³⁹ Es sollte sich um drei Routen handeln: 1. Anbindung des Hafens Anzali mittels eines etwa 160 km langen Verbindungsstückes an die Teheran-Tabriz-Pipeline, wodurch jeweils 100.000 b/d an die Raffinerien in Tabriz und Teheran geliefert werden könnten; 2. Anbindung des Hafens Nowshahr an die Teheran-Tabriz-Pipeline (Kapazität wie erste Route); 3. Umkehrung und Umfunktionierung der bestehenden sowjetischen Gaspipeline von Astara nach Tabriz. Vgl. Gaddy, Dean: Iran expands Middle East influence into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 74, 5.3.2001.

¹⁴⁰ Zit. in: Alekberov, Elshan: Despite political obstacles, energy world progresses around Caspian sea, in: Oil & Gas Journal, S. 38, 15.6.1998.

Bereits Anfang Juni erfolgte die Ausschreibung des Bieterverfahrens für den Bau der neuen Neka-Teheran-Pipeline mit einer Kapazität von bis zu 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr).¹⁴¹ Der Auftrag schloss entsprechend den zuvor verkündeten Plänen auch die Errichtung von Ölspeichern, Blending- und Verladeanlagen im Hafen Neka wie auch die Modernisierung und Umstellung der Raffinerien in Teheran und Tabriz auf die Eigenschaften kaspischer Ölarten ein. Das Projekt sollte auf BOT-Basis¹⁴² realisiert werden. Die Bauzeit sollte 24 Monate betragen und die geschätzten Kosten von etwa 400 Mio. USD, ergänzt durch eine entsprechende Profitrate, sollten den Investoren über Einnahmen aus Swap-Geschäften während einer Laufzeit von fünf Jahren zurückgezahlt werden. Die Bedingungen der Ausschreibung sahen auch vor, dass 40 Prozent der Projektkosten in Rial aufgebracht und iranische Arbeitskräfte und Anlagen eingesetzt werden sollten. Ausländische Bieter sollten somit zur Gründung von JVs mit iranischen Partnern motiviert werden.¹⁴³ Der Abschluss des Bieterverfahrens war zuerst für September 1998 angedacht, die Frist wurde jedoch später auf Oktober verschoben.¹⁴⁴

Die von Teheran verfolgte Strategie schien darin zu bestehen, durch den schnellen Bau eines eigenen Transportsystems Tatsachen zu schaffen, welche die US-amerikanischen Bestrebungen zur Entwicklung transkaspischer Transportlösungen, die für kasachische Produzenten als Zulieferarme der Baku-Ceyhan-Pipeline dienen sollten, untergraben würden. Damit sollte die Auslastung der Leitung, die von den in Aserbaidschan tätigen westlichen Unternehmen aufgrund der hohen Projektkosten ohnehin mit großer Skepsis betrachtet wurde, in Frage gestellt und deren Umsetzung möglicherweise gänzlich vereitelt werden. Ähnlich wie es bereits im Fall der Kasachstan-China-Leitung zu beobachten war, hoffte man auch hier offensichtlich darauf, dass freie Kapazitäten in einem durch Transportengpässe gekennzeichneten Raum automatisch Nutzer anlocken würden, die daraufhin kein Interesse am Bau weiterer kostspieliger Pipelines besitzen würden. Darüber hinaus schien Teheran auch die Standfestigkeit der amerikanischen Sanktionspolitik testen zu wollen, die von außen betrachtet, nachdem Washington kurz zuvor (Mai) entschieden hatte, Total, Gazprom und Petronas für ihre Aktivitäten im Iran (South Pars) nicht unter dem ILSA zu pönalisieren, durchaus Risse aufwies.¹⁴⁵ Aufgrund des herrschenden geringen Ölpreinsniveaus, das die Wirtschaftlichkeit kostspieliger Exportinfrastrukturprojekte wie der Baku-Ceyhan-Leitung untergrub, stellte der von der iranischen Seite voranbrachte Plan eine durchaus verlockende Lösung dar.¹⁴⁶ Dessen Attraktivität wurde u. a. dadurch bestätigt, dass selbst einige US-Produzenten Interesse an der Nutzung der Neka-Teheran-Pipeline zeigten.¹⁴⁷

¹⁴¹ Diese sollte durch eine schrittweise Installation von Pumpstationen erreicht werden. In der ersten Stufe sollte die Kapazität 120.000 b/d, in der zweiten 250.000 b/d und in der dritten 370.000 b/d betragen. Vgl. Iran: Consortium being formed for Neka-Teheran pipe, in: Middle East Economic Digest, 26.2.1999.

¹⁴² Build-operate-transfer

¹⁴³ Vgl. Iran to issue international tender for Caspian pipeline project, in: IRNA news agency, 27.5.1998.

¹⁴⁴ Vgl. Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 22, 5.6.1998.

¹⁴⁵ Vgl. Corzine, Robert/Couturier, Kelly/Khalaf, Roula: Tehran to issue Collars 400m Caspian pipeline tender: Transit for oil plan will test resolve of Washington in its moves to check Iranian influence in Central Asia, in: Financial Times, 29.5.1998.

¹⁴⁶ Vgl. Levyveld, Michael S.: Iran to take on US with Caspian pipeline investment, in: Journal of Commerce, S. 3, 7.5.1998.

¹⁴⁷ Hierzu gehörte insbesondere Mobil, das im April 1998 bei US-Behörden eine Swap-Lizenz beantragte und sein Öl über die Neka-Teheran-Leitung befördern wollte. Mobil exportierte seine Produktion aus Turkmenistan bis dahin über den Kaukasus für etwa 8 USD/b. Monument Oil, der Partner des US-Konzerns im selben Projekt, swaptete seinen Produktionsanteil über den Iran für etwa 4 USD/b. Vgl. Mobil reportedly seeks approval to take part in 400 mln USD Iran project, in: AFX, 26.5.1998; Morse, Ed: Oil Industry Analysis, in: CNNFN, 26.5.1998.

Parallel zur Ausschreibung des Bieterverfahrens verkündete das iranische Ölministerium die Bereitschaft zur Umstellung weiterer nördlicher Raffinerien auf die Verarbeitung kaspischer Ölsorten. Zusätzlich wurden auch Pläne bezüglich der zeitnahen Ausschreibung (möglicherweise bereits Anfang 1999) des Tenders für die zweite Phase des Transportsystems vermeldet. Dieses sollte den Bau einer neuen Pipeline mit einer Kapazität von 400.000 b/d (20 Mt/Jahr) beinhalten, wodurch die Gesamtimportkapazität aus dem kaspischen Raum auf etwa 800.000 b/d (40 Mt/Jahr) steigen würde. Aufgrund natürlicher Begrenzungen des Hafens Neka sollte die neue Leitung in Abhängigkeit von abgeschlossenen Lieferverträgen eine Anbindung des iranischen Netzes an die aserbaidzhanische oder turkmenische Grenze (mit Verlängerung nach Kasachstan) bieten und der Belieferung der Raffinerien in Isfahan und Arak dienen (Tabelle 38).¹⁴⁸ Mit der Initiative reagierte die iranische Seite vor allem auf die noch kurz zuvor von Kasachstan in Zusammenarbeit mit CNPC angestrebte Verlegung der KTI-Pipeline. Obwohl das zwischenzeitliche Scheitern der Übernahme von Uzenmunaigas und die Verlagerung des Interesses des chinesischen Konzerns auf tankerbasierte Swaps die kurzfristigen Aussichten auf ihre Umsetzung verschlechterten, vermeldeten sowohl turkmenische als auch kasachische Vertreter aufgrund der kommerziellen Vorteile des Projektes weiterhin großes Interesse an seiner künftigen Realisierung. Dies wurde auch von Nasarbajew selbst bestätigt, der sich nach dem Treffen mit dem iranischen Außenminister, Kamal Kharrazi, in Astana im August 1998 entschlossen für den Bau der KTI-Pipeline aussprach. „*No political reasons can disrupt its implementation.*“¹⁴⁹

6.10 Europäische Unternehmen zeigen Interesse an der südlichen Route

Die weiterhin positive Einstellung der kasachischen Führung gegenüber dem KTI-Projekt entwickelte sich nicht im luftleeren Raum, sondern stützte sich auf entsprechenden Präferenzen auf Unternehmensebene. Nach der konzeptionellen Umorientierung von CNPC waren es nun insbesondere einige europäische Akteure, die aktives Interesse an einer iranischen Exportroute zeigten. Vor allem der französische Konzern Total, der bereits den Zuschlag für die Erschließung einiger Blöcke des South Pars Feldes erhielt, wurde hierbei zunehmend aktiv und konnte sich durchaus auch auf das Wohlwollen seiner Heimatregierung verlassen. Während der 5th Caspian Oil and Gas Conference in Baku Anfang Juni 1998 deklarierte der französische Staatssekretär für Industrie, Christian Pierret, in Bezug auf die Wahl der Streckenverläufe der Exportrouten aus der kaspischen Region, dass „*we must not intervene in the free decision of the states of this region. The criteria of economic profitability and diversification, gauges of security, will be essential elements for guiding future choices.*“¹⁵⁰ Die US-Administration sah dies verständlicherweise anders. Die einen Monat zuvor getroffene Entscheidung über die Sanktionsausnahme im Falle des South Pars Feldes, die erst nach langen und zähen Verhandlungen mit der EU getroffen wurde und grundsätzlich nur zustande kam, um angedrohte Vergeltungsmaßnahmen der Union innerhalb der WTO gegen US-Unternehmen abzuwenden, stellte laut US-Vertretern keinesfalls einen Präzedenzfall dar, der auf alle energiebezogenen Vorhaben mit dem Iran übertragen werden konnte. Exportinfrastrukturprojekte stellten aufgrund des strategischen Interesses Washingtons an der geoökonomischen Anbindung der kaspischen Region über den Kaukasus an den europäischen Raum eine besondere Kategorie dar. Die amerikanische Außenministerin, M. Albright, stellte in ihrer Begründung zur Entscheidung der US-Regierung über das Verhalten im Falle des South Pars Projektes daher fest, dass zwar auch zukünftig ähnliche Ausnahmen für europäische

¹⁴⁸ Vgl. Iran: Second pipeline planned from Caspian Sea, in: Middle East Economic Digest, 12.6.1998; Second Caspian-Iran Pipe Tender, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 22.6.1998.

¹⁴⁹ Zit. in: Iran foreign minister calls for Caspian convention, in: Interfax news agency, 14.8.1998.

¹⁵⁰ Zit. in: Caspian Sea: France, US still opposed on pipeline route, in: Europe Energy, No. 515, 5.6.1998.

Unternehmen erteilt werden könnten, solange sich deren Heimatregierungen kooperativ im Rahmen der amerikanischen Iran-Politik zeigen würden, sie verdeutlichte jedoch gleichzeitig, dass es sich dabei nur um Explorations- und Produktionsaktivitäten handeln dürfte und „*a line would be drawn*“ gegen den Bau von Pipelines.¹⁵¹

Total ließ sich davon jedoch nicht verschrecken und entwickelte in der Folgezeit Initiativen, die weit über einfache Interessensbekundungen hinausreichten. Im Oktober schloss der Konzern ein Abkommen mit der turkmenischen Regierung ab, wonach er auf eigene Kosten eine Machbarkeitsstudie für den turkmenischen Teil der KTI-Pipeline durchführen sollte.¹⁵² Diese sollte Teil einer weiter angelegten Untersuchung sein, die eine optimale Exportroute für die künftige Produktion der mit großen Hoffnungen verbundenen kasachischen Offshore-Explorationsblöcke ermitteln sollte, an deren Erkundung Total beteiligt war. Die turkmenische Vorgabe sah vor, dass zusätzlich zu dem aus Kasachstan führenden Hauptstrang auch ein Arm zu den westturkmenischen Ölfeldern vorhanden sein sollte. Das Transportsystem, das im Grunde komplementär mit den iranischen Infrastrukturvorstellungen war, sollte in erster Phase die Beförderung von bis zu 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) in den Nordiran ermöglichen, wofür iranisches Öl im Süden gewappt werden sollte. Später sollten bis zu 1 mb/d (50 Mt/Jahr) kaspischen Öls direkt zum Terminal Kharg exportiert werden können. Das deutsche Unternehmen Tissen sollte angeblich die Machbarkeitsstudie für den iranischen Teil des Systems übernehmen.¹⁵³ Die Ergebnisse der Untersuchungen von Total wurden im Mai 1999 vorgelegt und bestätigten, dass der turkmenische Streckenabschnitt (550 km der insgesamt 2.500 km) keine technischen Schwierigkeiten beinhalten würde.¹⁵⁴ Auch der italienische Konzern ENI, der zusammen mit Total an der Erkundung der Kashagan-Struktur beteiligt war, äußerte großes Interesse an der südlichen Exportroute. Während einer internationalen Konferenz in Almaty sprach der Vizepräsident des Unternehmens, Domenico Spada, davon, dass sich Pipelineprojekte grundsätzlich an der Nachfrage orientieren sollten. Der europäische Markt wies nach seiner Aussage einen Nachfrageanstieg von lediglich 0,7 Prozent auf, wohingegen der ostasiatische mit 3 Prozent wuchs. Der Iran würde dabei die wirtschaftlichste Route bieten, mittels welcher der asiatische Markt aus Zentralasien erreicht werden konnte. „*The most economic solution for both Turkmenistan and Kazakhstan oil would be through Iran. The Far East - the market of the future - is more accessible through the Gulf and Iran.*“ Der einzige Faktor, der die Entwicklung der Infrastruktur zur damaligen Zeit behinderte, wären „*troubles*“ zwischen den USA und dem Iran, die jedoch laut Spada „*could be lifted at any time.*“¹⁵⁵

Es waren somit bei Weitem nicht nur chinesische Unternehmen, auf deren Zusammenarbeit Kasachstan bei der Entwicklung des südlichen Transportkorridors hoffen konnte. Die Erfolge europäischer Konzerne, die trotz amerikanischen Unmuts Beteiligungen an Projekten im iranischen Ölsektor erwarben, beflügelten auch die Entstehung von Infrastrukturplänen, die den Export kasachischen Öls über den Iran zum Weltmarkt ermöglichen sollten.

¹⁵¹ Vgl. Franssen, Herman/Morton, Elaine: A Review Of US Unilateral Sanctions Against Iran, in: The Middle East Economic Survey, Vol. XLV, No. 34, 26.8.2002.

¹⁵² Vgl. French oil firm likely to join Kazakh-Iranian pipeline project, in: Interfax news agency, 8.12.2001.

¹⁵³ Vgl. US Congress boosts Azeri and Turkmen energy initiatives, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 11-13, 1.10.1998; Caspian Pipeline Feasibility Study, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 16.10.1998.

¹⁵⁴ Vgl. Turkmenistan faces challenges in export transportation options, in: Oil & Gas Journal, S. 47, 28.10.2002.

¹⁵⁵ Zit. in: Caspian export route war of words rages again, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 41, 18.10.1999.

6.11 Der steinige Weg zur Auftragsvergabe für die Neka-Teheran-Pipeline

Im Dezember 1998 erteilte NIOC, bedingt durch politisches Eingreifen,¹⁵⁶ den Auftrag für das Neka-Teheran-Projekt an die Iran Power Plant Projects Management Company (MAPNA), eine zur damaligen Zeit in den ausländischen Industriekreisen relativ unbekanntes iranische Staatsfirma.¹⁵⁷ Diese setzte sich mit ihrem Angebot (347 Mio. USD)¹⁵⁸ überraschend gegen 13 Konkurrenten durch, die zum Teil JVs, bestehend aus namhaften europäischen und asiatischen Konzernen, darstellten. Unter Wirtschaftsvertretern bestanden jedoch von Beginn an große Zweifel daran, ob das Unternehmen überhaupt die für die Projektumsetzung erforderliche Finanzierung aufbringen könnte, geschweige über das notwendige Know-how verfügen würde.¹⁵⁹

MAPNA wurde von NIOC anschließend in der Tat instruiert, mit den am Bieterverfahren teilnehmenden chinesischen Konzernen CNPC und Sinopec, die für diesen Zweck zusammen mit den Ölhandelsunternehmen Federal Asia und Vitol ein Konsortium gegründet hatten, Verhandlungen über die Formung eines Projektunternehmens aufzunehmen.¹⁶⁰ Die beiden chinesischen Ölkonzerne sollten laut iranischen Vorstellungen Ingenieursdienstleistungen, entsprechende Technologielösungen sowie die benötigten Investitionsmittel zur Verfügung stellen, wobei MAPNA die Leitung des JVs zukommen sollte. Jedoch weigerte sich die chinesische Seite unter den vorgeschlagenen Bedingungen mit MAPNA zu kooperieren.¹⁶¹ Die Enttäuschung der chinesischen Unternehmen und des State Councils in Peking über den Ausgang und die Umstände des angeblich „offenen“ Bieterverfahrens, in dem letztendlich doch ein staatliches Unternehmen bevorzugt wurde, das weder über technische noch finanzielle Kapazitäten zur Umsetzung des ausgeschriebenen Projektes verfügte und erst recht nicht die Kompetenz zum Anwerben ausländischer Kredite besaß, war enorm und drang auch an die Öffentlichkeit.¹⁶²

Nach dem Scheitern der Verhandlungen mit den Chinesen verkündete Teheran im Februar 1999 das Interesse an der Aufnahme von Gesprächen mit einigen europäischen Unternehmen.¹⁶³ Am neuen

¹⁵⁶ Vgl. Nixon, Malcolm: Foreign-Invested Pipelines Give Cause For Investment Worries, in: Hart's Asia Petroleum News, Vol. 3, No. 42, 25.10.1999.

¹⁵⁷ Das Unternehmen wurde erst im Jahr 1993 vom damaligen Energieminister, Bijan Zahganeh, gegründet und war hauptsächlich für Kraftwerksprojekte zuständig. Nachdem Zahganeh den Posten des Ölministers bezogen hatte, „folgte“ ihm die Firma. Die Eigentumsstruktur wurde von drei staatlichen Unternehmen gebildet: Teheran Water and Sewage Organisation (51 Prozent), Iran Power Generation and Transmission Co. – Tavanir (39 Prozent), Industrial Development and Renovation Organization – IDRO (10 Prozent).

¹⁵⁸ MAPNA schlug eine etwas andere Streckenführung vor und verkürzte die ursprünglich angedachte Route (392 km) auf lediglich 324 km. Dies war die Grundlage für das niedrigere Preisangebot von 347 Mio. USD. CNPC bot 400 Mio. USD für eine 392 km lange Route.

¹⁵⁹ Unter anderem stach es auch das Konsortium von CNPC und Sinopec, das mit den Ölhandelsunternehmen Vitol und Federal Asia verbunden war, Gazprom/IMEG, Mott MacDonald, BG, Monument Oil & Gas (alle drei GB), Dragon Oil (Irland), Salzgitter (Österreich), ETPM Entrepouse (Frankreich), Hyundai (Süd Korea), Initec (Spanien), Bonyad Mostazafin & Janbazan (Iran) aus. Vgl. Explorers in defiant mood, in: Petroleum Economist, 10.3.1999; Iran: Local firm may join Chinese for pipeline deal, in: Middle East Economic Digest, 15.1.1999.

¹⁶⁰ Vgl. Iran's Neka pipeline in a tailspin, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 33, 23.8.1999.

¹⁶¹ Vgl. Caspian pipeline announced, in: The Iran Brief, 8.2.1999; Iran: Oil Projects Update, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 27, 30.9.1999.

¹⁶² Vgl. Ditching Kazakh oil pipeline – A wise step, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 36, 13.9.1999; Nixon, Malcolm: Foreign-Invested Pipelines Give Cause For Investment Worries, in: Hart's Asia Petroleum News, Vol. 3, No. 42, 25.10.1999.

¹⁶³ Die Namen der Firmen wurden nicht bekannt gegeben. Es sollte sich jedoch angeblich um die spanische Initec und die französische ETPM Entrepouse handeln. Vgl. Iran: Oil Projects Update, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 27, 30.9.1999.

Konsortium sollte die iranische Seite dabei neben MAPNA nun auch durch NIOC vertreten sein. Angestrebt wurde ebenfalls die Einbeziehung von Ölproduzenten oder -händlern aus der kaspischen Region, die fähig wären, die Auslastung der Pipeline zu garantieren. Laut iranischen Vorstellungen sollten dabei die lediglich auf Zulieferbasis eingebundenen westlichen Konsortialpartner nicht nur die gesamte Projektfinanzierung aufbringen, sondern zusätzlich auch die Abdeckung möglicher Risiken durch staatliche Sicherheitsgarantien gewährleisten.¹⁶⁴ Solche Bedingungen konnten von den europäischen Unternehmen jedoch keinesfalls akzeptiert werden, sodass auch die zweite Verhandlungsrunde zu keinem Erfolg führte und MAPNA sich letztendlich gezwungen sah, sich aus dem Projekt zurückzuziehen.¹⁶⁵ US-Offizielle betrachteten die Entwicklung mit Genugtuung. „NIOC is a bit thuggish. They force Iranian subcontractors on foreign main contractors, or in this case, they force the foreign companies to become subcontractors to an Iranian prime contractor, skimming off the top. If they were any better at this they would have signed four or five projects since the South Pars deal. Luckily for us, they are not.“¹⁶⁶

Der drohende Misserfolg bei der Umsetzung des Neka-Teheran-Projektes, das die erste Phase des Planes zum Ausbau Irans zum Transportkorridor für die gesamte Region bilden sollte, würde die geökonomischen Interessen des Landes und seine Stellung im Wettbewerb kaspischer Exportrouten endgültig untergraben. Vor diesem Hintergrund sah sich Teheran gezwungen, sich erneut an China zu wenden. Im September 1999 orderte NIOC beim chinesischen Schiffsbauer Dalian New Shipyard fünf Tanker, was einen Schritt darstellte, der von Analytikern als „Olivenzweig“ an Peking interpretiert wurde.¹⁶⁷ Tatsächlich konnten noch vor dem Jahresende erneut Verhandlungen mit dem im vorherigen Bieterverfahren geschlagenen chinesisch-schweizerischen Konsortium (CNPC, Sinopec, Federal Asia und Vitol) aufgenommen werden.¹⁶⁸ Dieses zeigte sich nach ersten Gesprächen bereit, etwa 130 Mio. USD der auf 360 Mio. USD bezifferten Gesamtkosten aus eigenen Mitteln zur Verfügung zu stellen. Bezüglich der Finanzierung des verbleibenden Anteils wollte man sich an europäische, hauptsächlich französische Banken und Exportkreditagenturen wenden.¹⁶⁹

In der Folgezeit kam es jedoch zu deutlichen Veränderungen der Projektrahmenbedingungen, die zu erneuten Verzögerungen in den Verhandlungen führten. Das ursprünglich als Einzelauftrag gedachte Vorhaben wurde von iranischer Seite kurzerhand in seine drei Bestandteile zerlegt: Bau der Neka-Teheran-Pipeline, Modernisierung und Umstellung der Raffinerien in Teheran und Tabriz auf schwefelhaltige kasachische Ölsorten, Ausbau der Hafenanlagen in Neka. Der Schritt wurde mit der Notwendigkeit begründet, Hartwährungsausgaben einzusparen. Vor diesem Hintergrund wurde der Auftrag für den Bau der Neka-Teheran-Pipeline, die mit etwa 220 Mio. USD für den Großteil der Kosten verantwortlich war, an einheimische Unternehmen u. a. die National Iranian Engineering & Construction Company vergeben. Die Bauarbeiten an der Leitung konnten somit bereits Anfang des Jahres 2000 aufgenommen werden. Ihre erste Ausbaustufe mit einer Kapazität von 50.000 b/d (2,5 Mt/Jahr)

¹⁶⁴ Vgl. Iran: Consortium being formed for Neka-Teheran pipe, in: Middle East Economic Digest, 26.2.1999.

¹⁶⁵ Vgl. Nixon, Malcolm: Foreign-Invested Pipelines Give Cause For Investment Worries, in: Hart's Asia Petroleum News, Vol. 3, No. 42, 25.10.1999.

¹⁶⁶ Anonymer US-Offizieller, zit. in: Caspian pipeline announced, in: The Iran Brief, 8.2.1999.

¹⁶⁷ Vgl. Ditching Kazakh oil pipeline – A wise step, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 36, 13.9.1999.

¹⁶⁸ Vgl. CNPC's diktat on Iranian pipeline deal, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 39, 4.10.1999; CNPC, Iran to build pipeline to central Asia-Mideast crude swaps, in: Oil & Gas Journal, S. 42, 7.2.2000.

¹⁶⁹ Offizielle Exportkreditagenturen (wie z. B. Hermes) unterlagen nicht den Bestimmungen von ILSA. Vgl. Pipeline Finance, in: Gulf States Newsletter, S. 1, 6.3.2000.

sollte laut Projektzeitplan im Januar 2001 fertiggestellt werden,¹⁷⁰ wobei die volle Leistung von 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) durch den kontinuierlichen Zubau von Pumpstationen bis Ende 2002 erreicht werden sollte. Teheran trat in diesem Zusammenhang in Verhandlungen mit Aserbaidshon und Turkmenistan über die Auslastung der Pipeline, da deren Ölsorten, anders als die kasachischen, problemlos in Iran verarbeitet und somit bereits vor dem Abschluss der Raffinerieumstellung importiert werden konnten. Turkmenistan verfügte jedoch über keine größeren Exportvolumen, wobei Aserbaidshon aufgrund des strategischen Interesses am Baku-Ceyhan-Projekt und der engen Kooperation mit den USA keine Lieferungen an den Iran durchführen wollte.¹⁷¹

Wegen der weitreichenden Umgestaltung des Projektes mussten letztendlich die Verhandlungen mit dem chinesisch-schweizerischen Konsortium neu angesetzt werden. Im März 2000 konnte mit diesem eine erste Vereinbarung darüber erreicht werden, dass es die verbleibenden zwei Projektbestandteile durchführen würde. Sinopec und CNPC sollten die Bauarbeiten realisieren, die beiden Handelsgesellschaften sollten wiederum für die Kreditbeschaffung verantwortlich sein und für den Zeitraum von vier Jahren eine Öleinspeisung im Umfang von 44.000 b/d (2,2 Mt/Jahr) sicher stellen. Das benötigte Investitionsvolumen betrug 143 Mio. USD, wovon 103 Mio. USD in den Umbau der Raffinerien in Teheran und Tabriz und 40 Mio. USD in den Ausbau der Hafenanlagen fließen sollten.¹⁷² Veränderungen innerhalb der Exportpläne von CNPC, die u. a. auf die mangelnde Attraktivität der von der iranischen Seite vorgesehenen Swap-Bedingungen zurückgingen (siehe nächstes Kapitel), und möglicherweise sogar eine gewisse finanzielle Überlastung des Konzerns¹⁷³ führten dazu, dass dieser das Konsortium Mitte des Jahres verließ. Da CNPC als einzige der beteiligten Parteien über Förderkapazitäten im kaspischen Raum verfügte, hatte der Rückzug auch Verzögerungen im Rahmen der Kreditverhandlungen mit den europäischen Banken zur Folge. Letztere sahen die Zuverlässigkeit der zukünftigen Öllieferungen und somit auch die Auslastung der Infrastruktur gefährdet.¹⁷⁴ Die Verhandlungen zwischen den verbleibenden drei Konsortialpartnern und NIOC über die noch ausstehenden Projektdetails dauerten bis zum Ende des Jahres an, sodass die endgültige Vergabe des Bauauftrages, dessen Realisierung zwei Jahre dauern sollte, schließlich erst im Januar 2001 verkündet werden konnte.¹⁷⁵

Im Hinblick auf die kasachischen Diversifizierungsbemühungen besaß der Ausstieg von CNPC aus dem Baukonsortium eine durchaus weitreichende strategische Bedeutung. Der Konzern signalisierte damit nämlich, dass er das Interesse an der aktiven Beteiligung am Ausbau der iranischen Exportroute für seine kasachische Produktion definitiv verlor. Obwohl CNPC in der Folgezeit durchaus einen Teil seines Öls in Richtung Neka exportierte, blieb der Umfang der Lieferungen deutlich geringer als von kasachischer Seite ursprünglich erhofft wurde und erreichte nicht einmal das Volumen, das von dem

¹⁷⁰ Vgl. Iran: Chinese-Swiss group seeks revised Neka finance, in: Middle East Economic Digest, 7.4.2000; Iran: Oil and Gas projects Update, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 25, 10.5.2001.

¹⁷¹ Mit Aserbaidshon wurden Gespräche über Swap-Lieferungen von 80.000 b/d geführt. Vgl. Lukoil strikes huge oil reserves in Caspian, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 1, 1.3.2000; Dorriane, Kianouche: Iran seeks deals with neighbors in face of US oil sanctions, in: Agence France Presse, 14.3.2000.

¹⁷² Vgl. Oil agreement signed with Chinese and Swiss consortium (Vision of the Islamic Republic of Iran Network 4), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.3.2000; CNPC, Iran to build pipeline to central Asia-Mideast crude swaps, in: Oil & Gas Journal, S. 42, 7.2.2000.

¹⁷³ Zur finanziellen Belastung von CNPC und der Unfähigkeit, getätigte Investitionszusagen zu erfüllen, siehe bspw. China Struggles To Reform Giants, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.8.1999.

¹⁷⁴ Vgl. Middle East: Firm oil prices give energy financing a lift, in: Petroleum Economist, S. 60, 13.6.2000.

¹⁷⁵ Vgl. Iran, China sign deal for refinery upgrades, new terminal: in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 10, S. 6, 16.1.2001.

Konzern bis zur Fertigstellung der Kasachischen-China-Pipeline in westliche Richtung geleitet wurde. Für Astana bedeutete diese Entwicklung nicht nur, dass die Exporte vorerst weiterhin auf russische Routen konzentriert blieben, sondern insbesondere den Verlust eines der, wenn nicht des wichtigsten Partners, der sie bei südlich ausgerichteten Transportprojekten unterstützen konnte.

6.12 Die versuchte Wiederaufnahme des kasachisch-iranischen Swap-Handels

Es waren nicht nur die auf iranischer Seite bestehenden infrastrukturellen Einschränkungen und die Probleme bei der Verarbeitung kasachischer Ölsorten, sondern auch die im Vergleich zu bereits etablierten Konkurrenzrouten angebotenen unattraktiven kommerziellen Rahmenbedingungen, die das Interesse vieler Produzenten an der Nutzung des Swap-Handels mit dem Iran verringerten. Dies bestätigte nicht zuletzt die Erfahrung von Central Asia Petroleum bzw. MangistauMunaiGas, das im Jahr 1998 die Ausführung des zuvor auf Regierungsebene ausgehandelten Swap-Vertrages verweigerte. Zahlreiche Industrievertreter klagten darüber hinaus auch über den komplizierten Verhandlungsprozess und bürokratische Hürden, die für die stockende Entwicklung der Handelsbeziehungen mit dem Iran verantwortlich waren.¹⁷⁶ Als Bestandteil des Strebens nach einer „proaktiven Rolle“ im Rahmen des Wettstreits um den Export kaspischen Öls verkündete daher der iranische Ölminister, Bijan Namdar Zanganeh, im November 1999, dass die geforderten Swap-Gebühren ab dem 1. Januar 2000 von 24 USD/t¹⁷⁷ um 30 Prozent auf 17 USD/t gesenkt würden. Im Falle wachsender Handelsvolumen wurde sogar eine weitere Reduzierung in Aussicht gestellt (möglich wäre eine Rate von 12 USD/t).¹⁷⁸ Zusätzliche Kostenreduzierungen wollte die iranische Seite auch beim Tankertransport erreichen, insbesondere durch den Einsatz größerer Schiffe. Vor diesem Hintergrund wurde vermeldet, dass das iranische Transportunternehmen National Iranian Tanker Co. (NITC) angeblich beim Schiffsbauer Sadra-Neka für insgesamt 260 Mio. USD acht Tanker mit einer Kapazität von jeweils 60.000 dwt und fünf kleinere Frachter bestellt hätte, die für den Transport auf dem Kaspischen Meer eingesetzt werden sollten. Hierbei handelte es sich jedoch lediglich um einen PR-Zug, da zu dieser Zeit¹⁷⁹ keiner der Häfen im Kaspischen Meer auf die Beladung von Tankern mit einer solchen Kapazität ausgelegt war.¹⁸⁰ Tatsächlich waren es vor allem iranische Häfen, die es den Schifffahrtsunternehmen aufgrund von Tiefgangbeschränkungen nicht erlaubten, die Ladekapazitäten ihrer Frachter voll auszulasten, wodurch die kommerziellen Bedingungen des transkaspischen Handels mit dem Iran zusätzlich verschlechtert wurden.¹⁸¹

Obwohl sich Russland in Transitfragen mittlerweile deutlich kooperativer zeigte, dauerten die kasachischen Exportengpässe aufgrund der Verzögerungen beim Bau der CPC weiterhin an, sodass zwischen Astana und Teheran im Verlauf des Jahres 2000 erneut Verhandlungen über die Neuaufnahme der Swap-Lieferungen eingeleitet wurden. Diese verliefen jedoch nur sehr schleppend, da sowohl kasachische Offizielle als auch die im Land tätigen Unternehmen die von NIOC vorgeschlagenen neu-

¹⁷⁶ Vgl. Iranian gas plans meet setbacks, in: Middle East News Items, 16.11.1999.

¹⁷⁷ Im Vergleich dazu erhob Transneft für die im Jahr 2000 eröffneten Machatschkala-Noworossijsk-Route einen Tarif von 7,06 USD/t, was von vielen Produzenten als Referenzwert genutzt wurde. Vgl. Useinov, Arif: Tengiz crude exports hobbles by Azeri transit fees, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 80, S. 2, 28.4.1998.

¹⁷⁸ Vgl. Iran to cut Caspian oil swap rates by 30 percent, in: Agence France Presse, 9.12.1999.

¹⁷⁹ Gleiches gilt auch für das Jahr 2012.

¹⁸⁰ In einigen Häfen (Machatschkala, Baku) konnten Tanker bis 13.000 dwt beladen werden. Neka konnte dagegen aufgrund der Tiefgangbeschränkungen nur Tanker mit einer Fracht bis 5.000 dwt akzeptieren.

¹⁸¹ Vgl. Iran needs more tankers, in: Hart's Middle East Oil and Gas, Vol. 2, No. 9, 3.5.2000.

en Gebühren weiterhin für viel zu hoch hielten.¹⁸² Vertreter von CNPC gehörten zu den lautstärksten Kritikern der kommerziellen Bedingungen und bevorzugten vor diesem Hintergrund Exporte über die Kenkiyak-Orsk-Pipeline bzw. Swaps mit russischen Produzenten. Gleichzeitig konnten im Nordiran bis zum Abschluss der Raffinerieumstellung lediglich ausgewählte kasachische Ölsorten mit besonderen Eigenschaften (ähnlich denen von Iranian Light) verarbeitet werden, wodurch die Anzahl potenzieller Lieferanten ohnehin erheblich reduziert wurde. Differenzen bestanden aber auch in anderen Bereichen. Die iranische Seite strebte beispielsweise den Abschluss langfristiger (bis zu 20 Jahre) Swap-Verträge an, die die Auslastung der geplanten Infrastrukturvorhaben garantieren würden.¹⁸³ Die Produzenten waren dagegen vor dem Hintergrund der anstehenden Inbetriebnahme der CPC-Leitung, von der man sich eine deutliche Verbesserung der Transportbedingungen aus Kasachstan erhoffte, nicht bereit, Lieferzusagen über einen längeren Zeitraum einzugehen.¹⁸⁴

Um die Attraktivität der iranischen Route, die weiterhin lediglich von turkmenischen Produzenten genutzt wurde, im Wettbewerb mit anderen Transportalternativen zu erhöhen und auf die Forderungen der kasachischen Ölunternehmen einzugehen, deklarierte Teheran im Verlauf des Jahres 2000 seine Bereitschaft zu weiteren Tarifanpassungen. Ab Anfang des Jahres 2001 sollten die Swap-Gebühren auf 16 USD/t für turkmenisches und 13 USD/t für kasachisches Öl fallen. Die neuen Bedingungen sollten mit dem Abschluss der Bauarbeiten an der ersten Phase der Neka-Teheran-Pipeline korrespondieren, welche die bis dahin bestehende Transportkapazität etwa verdoppeln sollte.¹⁸⁵ Weitere Senkungen von bis zu 10 Prozent sollten bei größeren Swap-Volumen (über 1 Mt/Jahr) möglich sein. Das von der iranischen Seite in diesem Zusammenhang ausgerufene strategische Ziel bestand darin, die eigene Route zur kostengünstigsten Exportalternative aus der Region zu machen und somit die Wirtschaftlichkeit der BTC, des geoökonomischen Sinnbildes des Engagements der USA in der Region, zu untergraben. *„Iran is the cheapest, shortest and safest way to transfer Caspian crude. We will use this advantage to keep swap prices as low as we can. So much that it will be uneconomical to try any other routes. Political motives used to deprive Iran as a route to transport Caspian oil (to the West) are losing their appeal, as well as efforts to impose costlier routes on regional countries.“*¹⁸⁶

Der seit der zweiten Jahreshälfte 1997 andauernde Stillstand im kasachisch-iranischen Swap-Handel schien nach langen Verhandlungen und vor dem Hintergrund der angepassten Tarifbedingungen im

¹⁸² Trotz der Ende 1999 angekündigten Tarif-Senkung wurden sehr wahrscheinlich weiterhin etwas höhere Gebühren erhoben. Späteren Meldungen zufolge wurden kasachischen Produzenten im Jahr 2000 Gebühren von 21 USD/t angeboten. Vgl. Iran: Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001; Gorst Isabel: Swap Fee Holding Up Plan To Exchange Kazakh, Iranian Crudes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 193, S. 2, 6.10.2000.

¹⁸³ Nicht nur kasachisches, sondern auch aserbajdschanisches Öl spielte in den iranischen Überlegungen eine Rolle. Teheran zeigte sich bereit, in Langzeitverträgen 220.000 b/d von SOCAR oder AIOC abzunehmen. Auch der Bau einer Anschlussleitung zwischen Baku und der Teheran-Tabriz-Pipeline wurde angestrebt. Vgl. Townsend, David: Caspian Geopolitics; Irreconcilable Differences, in: Petroleum Economist, S. 18, 19.7.2000; Iran's big Caspian buy, in: Hart's E & P Daily, 1.6.2000; Iran aims to create Caspian energy market, in: Hart's Middle East Oil and Gas, Vol. 2, No. 12, 13.6.2000.

¹⁸⁴ Der iranische Swap-Handel beschränkte sich somit im Verlauf des Jahres 2000 weiterhin nur auf geringe Volumen turkmenischen Öls (15.000-20.000 b/d; 0,75-1 Mt/Jahr). Vgl. Iran: Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001; Gorst, Isabel: Swap fee holding up plan to exchange Kazakh, Iranian crudes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 193, S. 2, 6.10.2000.

¹⁸⁵ Die alte Neka-Teheran-Pipeline besaß eine Kapazität von 40.000 b/d. Durch die erste Stufe der neuen Pipeline sollten 50.000 b/d hinzukommen.

¹⁸⁶ Bijan Namdar Zanganeh, iranischer Ölminister, zit. in: Iran: Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001.

Dezember 2000 endlich durchbrochen zu sein. Beide Parteien verkündeten, dass die Lieferungen Anfang des Jahres 2001 erneut aufgenommen würden, vorerst jedoch nur auf einem geringen Niveau von 1 Mt/Jahr (20.000 b/d).¹⁸⁷ Kasachstan schien dabei durchaus Interesse am höheren Tauschumfang zu besitzen, musste seine Forderungen jedoch wegen der weiterhin bestehenden Beschränkungen bei den Verarbeitungsmöglichkeiten iranischer Raffinerien limitieren. Letztendlich konnte gerade aus diesem Grund nicht einmal der Export der vereinbarten Mengen durchgeführt werden. Wie schon 1997 traten auch diesmal bereits bei der ersten Testlieferung technische Schwierigkeiten im Raffinierungsprozess auf, sodass der Handel im März ausgesetzt werden musste.¹⁸⁸ Als mögliche Lösung für das Problem wurde vom Iran der Bau einer Vermischungsanlage („blending plant“) in Aktau vorgeschlagen. Diese sollte verschiedene kasachische Rohölsorten entsprechend gewissen Qualitätskriterien zu einer für den Iran geeigneten Exportmischung zusammenfügen. Die Umsetzung des Vorhabens scheiterte jedoch am mangelnden Interesse der angedachten Investoren.¹⁸⁹

Auch die von iranischer Seite angestrebte deutliche Ausweitung der eigenen Öltransitkapazitäten traf bei kaspischen Produzenten auf keine entsprechende Resonanz. Da mit Aserbaidschan keine Einigung über Swap-Lieferungen erreicht werden konnte, die Aufnahme kasachischen Öls immer wieder an technischen Herausforderung der Ölverarbeitung scheiterte und Turkmenistan lediglich über marginale Ölexportmöglichkeiten verfügte, konnte nicht einmal die Auslastung der bereits im Bau befindlichen ersten Stufe der Neka-Teheran-Pipeline garantiert werden. Vor diesem Hintergrund mussten frühere optimistische Zielsetzungen über ihren möglichst schnellen Ausbau (bis Ende 2002) auf 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) deutlich herabgesetzt werden und die neuen Pläne vorerst lediglich mit einem Durchleitungsvermögen von 115.000 b/d (5,75 Mt/Jahr) rechneten.¹⁹⁰

6.13 Irans Infrastrukturinitiativen zum Export der Kashagan-Produktion

Die sich ab Frühjahr 2000 mehrenden Indizien über riesige Ölvorkommen der Offshore-Kashagan-Struktur, deren Export zum Weltmarkt einen deutlichen Zubau der Transportkapazitäten erforderlich machen würde, beflügelten in Teheran erneut Überlegungen über mögliche Großprojekte. Hochrangige iranische Regierungsvertreter stellten Ende April im Rahmen des Eurasian Economic Summits in Almaty neue Pläne zum Infrastrukturausbau vor, die teilweise auf den Ideen aus dem Jahr 1998 und den Untersuchungen von Total basierten. In der ersten Phase sollte demnach durch zusätzliche Baumaßnahmen die Ausweitung der Kapazität der noch im Bau befindlichen Neka-Teheran-Pipeline von den geplanten 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) auf 800.000 b/d (40 Mt/Jahr) erfolgen. In der zweiten Phase sollte mit einer 1.500 km langen Leitung mit einem Fassungsvermögen von 1 mb/d (50 Mt/Jahr) die direkte Anbindung kasachischer Offshore-Gebiete wie auch turkmenischer Vorkommen an das iranische Binnennetz geschaffen werden. Die kombinierte Swap- und Transportkapazität dieses Systems würde bei 1,8 mb/d (90 Mt/Jahr) liegen und könnte nach weiteren Anpassungen bis 2005 auf bis zu 2 mb/d (100 Mt/Jahr) steigen. Erste Verhandlungen mit kasachischen und turkmenischen Vertretern über die Realisierung einer direkten Kasachstan-Turkmenistan-Iran/Neka-Verbindung, deren Gesamtkosten laut dem stellvertretenden iranischen Außenminister, Mohammed Hossein Adeli, mit

¹⁸⁷ Vgl. Oil exchange between Kazakhstan, Iran to restart in a month – deputy minister, in: Interfax Russian News, 8.12.2000.

¹⁸⁸ Vgl. Wardell, Simon: Oil Swaps with Kazakhstan Put on Hold, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 27.3.2001.

¹⁸⁹ Iran plante die Einbeziehung von Vitol in die Finanzierung des Projektes. Vgl. German, Tracy: Iran Considers Aktau Refinery project, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.6.2001.

¹⁹⁰ Vgl. Iranian route is best for Caspian oil transport, envoy says, in: Turan news agency, 13.11.2000.

1,2 Mrd. USD lediglich die Hälfte der damals von der türkischen Seite angegebenen BTC-Kosten (2,4 Mrd. USD) betragen sollten, wurden laut iranischen Angaben zu dieser Zeit angeblich bereits aufgenommen.¹⁹¹ Die iranischen Berechnungen stützten sich zum Teil auf die zuvor von Total durchgeführte Machbarkeitsstudie, die den Baupreis für eine 800 km lange Verbindung von der kasachisch-türkmenischen Grenze nach Neka mit kleinerem Durchmesser (28 Zoll) und einer Kapazität von 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) bei lediglich 700 Mio. USD ermittelte. Nichtsdestotrotz sprach Jim Giffen, der als Berater des kasachischen Präsidenten in Öllangelegenheiten tätig war, davon, dass der Iran die Kosten für den Bau seiner Pipelines absichtlich unterschätzt, um sich einen Verhandlungsvorteil zu verschaffen.¹⁹² Teheran signalisierte auch seine Bereitschaft, in ein langfristiges (20 Jahre) Kauf- oder Swap-Abkommen mit Produzenten in Kasachstan einzutreten, wodurch die Auslastung der Pipeline gewährleistet werden sollte.¹⁹³ Parallel dazu wurden von NIOC Pläne zur Kapazitätssteigerung und Modernisierung der Raffinerien Teheran, Tabriz und Arak auf insgesamt 800.000 b/d sowie für den Bau einer neuen Raffinerie in der Nähe von Neka (100.000-120.000 b/d)¹⁹⁴ vorgestellt. Diese sollten zusammen mit der Raffinerie in Isfahan auf die Verarbeitung kaspischer Ölsorten umgestellt werden. Nicht nur Rohöl-, sondern auch Ölprodukt-Swaps unter Einbeziehung der Raffinerie in Bandar Abbas sollten somit nach iranischen Vorschlägen ermöglicht werden, was kaspischen Produzenten die einzigartige Möglichkeit zum Export raffinierter Erzeugnisse auf den Weltmarkt eröffnen würde. Teheran war dabei nicht nur am Swap-Handel interessiert, sondern versuchte, die nördlichen Provinzen bzw. Raffinerien auch als direkten Absatzmarkt für kaspisches Öl anzubieten.¹⁹⁵ Hossein Kazempour, Berater des iranischen Ölministers, sprach in diesem Zusammenhang davon, dass der Norden Irans einen garantierten Absatzmarkt für 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) darstellen würde, wobei im gesamten Land möglicherweise bis zu 800.000 b/d (40 Mt/Jahr) aus der kaspischen Region verbraucht werden könnten.¹⁹⁶ Vor diesem Hintergrund kam es zur erneuten Revision der Projektparameter der noch im Bau befindlichen Neka-Teheran/Rey-Pipeline, deren zuvor geplante maximale Kapazität von 370.000 b/d nun auf bis zu 435.000 b/d (etwa 22 Mt/Jahr) erhöht wurde (Abbildung 67), obwohl sie vorerst wegen des geringen vorhandenen Interesses der Produzenten mit lediglich 115.000 b/d (5,75 Mt/Jahr) betrieben werden sollte.¹⁹⁷

Die neuesten iranischen Vorschläge waren eingebettet in eine weitgefaste Infrastrukturinitiative. Neben Pipelines sollte vor allem das Straßen- und Schienennetz im Norden des Landes ausgebaut werden, wodurch der Iran entsprechend der bereits zu Beginn der 1990er Jahre verkündeten strategischen Zielsetzung zum Gateway im Handel zwischen Europa, Zentral- und Ostasien etabliert werden sollte.¹⁹⁸ Diese Vorstellungen konkurrierten zum Teil mit dem von der EU geförderten TRACECA-

¹⁹¹ Die Kostenerwartungen der Unternehmen für die BTC lagen mit 3,4 Mrd. USD deutlich über den offiziellen türkischen Schätzungen. Vgl. In Almaty, Iranian official pitches route for Caspian oil exports, in: *Interfax Russian News*, 27.4.2000; Iran Enters Pipeline Race, in: *Hart's Middle East Oil and Gas*, Vol. 2, No. 9, 3.5.2000.

¹⁹² Vgl. Iran looks to Kazakhstan for oil to fill northern line, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 78, No. 83, S. 1, 1.5.2000.

¹⁹³ Vgl. McQuaile, Margaret/Cully, Paul: Caspian not part of thawing US-Iran relations, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 78, No. 106, S. 4, 2.6.2000; Iran's blueprint for Caspian, in: *Hart's Asian Petroleum News*, Vol. 4, No. 24, 19.6.2000; Townsend, David: Caspian Geopolitics; Irreconcilable Differences, in: *Petroleum Economist*, S. 18, 19.7.2000.

¹⁹⁴ Vgl. Gaddy, Dean: Iran expands Middle East influence into Caspian Sea, in: *Oil & Gas Journal*, S. 74, 5.3.2001.

¹⁹⁵ Vgl. Iran aims to create Caspian energy market, in: *Hart's Middle East Oil and Gas*, Vol. 2, No. 12, 13.6.2000.

¹⁹⁶ Vgl. Gaddy, Dean: Iran expands Middle East influence into Caspian Sea, in: *Oil & Gas Journal*, S. 74, 5.3.2001.

¹⁹⁷ Durch weitere Maßnahmen konnte die Kapazität angeblich auf bis zu 500.000 b/d steigen. Vgl. Lee, Julian: FSU oil exports through Iran set to increase, in: *Oil & Gas Journal*, S. 68, 7.4.2003.

¹⁹⁸ Vgl. Iran aims to revive Silk Road, escape isolation, in: *The Times of Central Asia*, 3.8.2010.

Korridor, der über den Kaukasus und das Kaspische Meer verlief und im Grunde auch der von der US-Regierung unterstützten Infrastrukturstrategie für den Südkaukasus entsprach. Im August 2000 einigten sich Regierungsvertreter Russlands, Irans und Indiens auf die Entwicklung eines strategischen Transportkorridors in nordsüdlicher Ausrichtung, der den Persischen Golf, Indien und Pakistan mit den iranischen und russischen Häfen am Kaspischen Meer verbinden und sich weiter über das russische Straßen-, Schienen- und Wasserkanalnetz bis nach Ost- und Zentraleuropa sowie Skandinavien ausdehnen sollte. Im September 2000 wurde während der zweiten Eurasian Transport Conference in St. Petersburg ein Abkommen über die gemeinsame Unterstützung des Vorhabens abgeschlossen. Der Vertrag wurde zur selben Zeit auch durch Oman ergänzt und in den folgenden Monaten von allen vier Ländern ratifiziert. Im April 2003 trat auch Kasachstan, das erhebliches Interesse an der Steigerung seines Transitpotenzials besaß, dieser Initiative bei, wobei vor allem die Nutzung der bestehenden und im Bau bzw. Planung befindlichen kasachischen Häfen Aktau, Bautino und Kuryk anvisiert wurde.¹⁹⁹

Tabelle 38: Iranische Raffineriekapazität (2000)

Raffinerie	Kapazität (b/d)
Abadan	400.000
Arak*	150.000
Bandar Abbas	232.000
Isfahan*	265.000
Kermanshah	30.000
Lavan Island	30.000
Shiraz	40.000
Tabriz*	112.000
Teheran (Rey)*	225.000
Gesamt	1.484.000

* Nach iranischen Plänen angedacht für die Verarbeitung kaspischer Ölsorten

Quelle: Gaddy, Dean: Iran expands Middle East influence into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 74, 5.3.2001

6.14 Totals Interesse an der südlichen Exportroute

Der im Juli 2000 proklamierte Ölfund auf Kashagan veränderte aufgrund seiner Größe die transportpolitischen Rahmenbedingung in der gesamten Region und führte dazu, dass die Möglichkeit der Errichtung einer großvolumigen südlichen Pipeline innerhalb kasachischer Diversifizierungsüberlegungen erneut stärker an Bedeutung gewann. Nach dem Rückzug von CNPC aus den Planungen der iranischen Exportroute sollten hierbei nun ausgewählte europäische Konzerne, die sowohl am Kashagan-Projekt beteiligt waren als auch keine Scheu an der Durchführung von Projekten im und mit dem Iran besaßen, die bevorzugten Kooperationspartner darstellen. Die Erfahrungen bei der Umsetzung von Transportinfrastrukturvorhaben in der Region verdeutlichten, dass diese allein schon aufgrund der Beteiligung zahlreicher staatlicher und kommerzieller Akteure zeitlich sehr anspruchsvoll waren und daher nicht selten auch die Zeitpläne für die Erschließung von Vorkommen gefährdeten. Die neue Offshore-Lagerstätte sollte dabei nach ersten kasachischen Vorstellungen bereits innerhalb von fünf Jahren in Betrieb gehen (2005).²⁰⁰ Vor diesem Hintergrund war zwar einerseits schnelles Handeln gefragt, die kasachische Führung weigerte sich jedoch gleichzeitig, sich früh auf die BTC-Leitung festzu-

¹⁹⁹ Vgl. Kushkumbayev, Sanat: Kazakhstan, in: Starr, Frederic S. (ed.): The New Silk Roads. Transport and Trade in Greater Central Asia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Uppsala University, 2007, S. 275-303.

²⁰⁰ Vertreter von KazTransOil, zit. in: Gorst, Isabel: Kazakhs in talks on adding oil line via Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 236, S. 1, 8.12.2000.

legen, die von US-Vertretern von Beginn an als ideale Hauptexportlösung für Kashagan präsentiert wurde. Und dass obwohl sich Astana zuvor zur Nutzung der Pipeline in Form diverser, wenn auch vager intergouvernementaler Vereinbarungen bekannte. Der Grund dafür war der Unmut Moskaus über diese Option, ihre vergleichsweise unattraktiven kommerziellen Rahmenbedingungen, die auch die meisten aserbaidischen Produzenten eher für die Baku-Supsa-Pipeline plädieren ließen, und die noch ungelöste Frage des transkaspischen Transports großer Ölvolumina, bei dem nicht auf den Bau von Unterwasserleitungen zurückgegriffen werden durfte. Astana versuchte vor diesem Hintergrund eine pragmatische Haltung einzunehmen und strebte die endgültige Entscheidung über die künftige Kashagan-Exportroute auf der Grundlage von Untersuchungen über wirtschaftliche Bedingungen des Transports auf jeweiligen Alternativtrassen an. Aus diesem Grund wurden Verhandlungen mit mehreren europäischen Produzenten – Total, Agip, BG, BP – über die Möglichkeit des Baus einer südlichen Exportpipeline initiiert.²⁰¹

Obwohl verbale Bekundungen für das Interesse an einer südlichen Transportoption zuvor durchaus von mehreren am Kashagan-Konsortium (OKIOC) beteiligten Partnern getätigt wurden, galt Total als ihr mit Abstand stärkster Befürworter und schien im Gegensatz zu den meisten anderen Akteuren auch keine Bedenken über die Auswirkungen der US-Sanktionspolitik zu hegen. *„One thing that makes sense is a pipeline linking Kashagan to the border with Iran. ... There is nothing under ILSA to stop a pipeline from Kazakhstan to sell oil to Iran.“*²⁰² Der französische Konzern berief sich wegen der Größe des Vorkommens auf die Notwendigkeit der Transportdiversifizierung und sprach sich für den Einsatz von mindestens zwei Exportrouten aus. Bei den Untersuchungen sollte dabei keine der bestehenden Optionen nur aufgrund von politischen Widerständen a priori ausgeschlossen werden. Lediglich der Transport nach China wurde zu diesem Zeitpunkt aufgrund der schlechten kommerziellen Parameter als kaum realistische Alternative wahrgenommen und nicht näher in Betracht gezogen. *„For such a huge field, in a country that is not directly linked to the main consuming market, you cannot rely only on one export route. The three routes [BTC, CPC, Iran] have to be studied and compared and in the end at least two of them should be built.“*²⁰³ Washington sah sich nicht nur dadurch verstimmt, dass unter den von Total zu diesem Zeitpunkt bevorzugten Routen die Iran-Pipeline figurierte, sondern auch dadurch, dass die BTC als unattraktiv angesehen wurde. *„Among the variants available today are two that are more serious than the others – the route to the north, (to Russia's Novorossiysk) and the route through Turkmenistan to Iran.“*²⁰⁴ In Hinblick auf seine Transportpräferenzen warb der französische Konzern bei der kasachischen Regierung dafür, dass sie eine aktivere diplomatische Rolle bei der Unterstützung des südlichen Korridors einnehmen sollte.²⁰⁵

In Astana freute man sich über das Interesse. Bereits im Oktober 2000 wurden erste Meldungen bekannt, wonach Total von der Regierung ein sog. „official operator's mandate“ für die Durchführung der Machbarkeitsstudie zum Bau einer Pipeline von dem neu entdeckten Offshore-Feld über Turkmenistan nach Nordiran erhalten würde. Sie sollte nach offiziellen Vorstellungen in ihrer Anfangs-

²⁰¹ Vgl. Wardell, Simon: Government Questions Commerciality of Baku-Ceyhan, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.6.2001.

²⁰² Christophen de Margerie, Vicepräsident von Total Exploration and Production, zit. in: Oil firms to study pipeline from Caspian Sea to Iran's border, in: The Houston Chronicle, S. 8, 24.6.2001.

²⁰³ Leitender Mitarbeiter von Total, zit. in: TotalFinaElf sees two pipelines for Caspian oil, in: Reuters English News Service, 29.10.2001.

²⁰⁴ Christophen de Margerie, Vicepräsident von Total Exploration and Production, zit. in: French oil giant pushes for oil route to Iran, in: Agence France Presse, 8.12.2000.

²⁰⁵ Vgl. German, Tracy: Feasibility Study on Iran Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.12.2000.

phase 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) und später 1 mb/d (50 Mt/Jahr) transportieren können. Die Baukosten wurden zu dieser Zeit auf 2,1 Mrd. USD geschätzt, davon 1,6 Mrd. USD für die erste Phase.²⁰⁶ Die kasachische Seite besaß großes Interesse daran, dass auch andere im OKIOC vertretene Unternehmen in die Ausarbeitung der Pläne einbezogen werden, da man sich davon verständlicherweise größere Chancen auf die anschließende Umsetzung des Projektes erhoffte. Obwohl sich zuerst alle oben erwähnten Ölkonzerne an den aufgrund des großen amerikanischen Widerstandes von der kasachischen Regierung absichtlich geheim gehaltenen Gesprächen zu beteiligen schienen, zeigten sie sich in dieser Hinsicht sehr zurückhaltend.²⁰⁷

Noch bevor die Verhandlungen über die Formung der Unternehmensgruppe zur Erstellung der Machbarkeitsstudie abgeschlossen waren, wurden im Dezember 2000 vom kasachischen Außenministerium bereits erste Ideen zu bevorzugten Rahmenbedingungen der künftigen Projektumsetzung veröffentlicht. Hierbei wurde ein ähnliches Modell angestrebt, wie es bereits im Fall der CPC zur Anwendung kam. Demnach sollten sich die drei von der Pipeline durchquerten Länder untereinander 50 Prozent der Anteile aufteilen, die verbleibenden 50 Prozent sollten an interessierte Unternehmen gehen. Letztere sollten 100 Prozent der Projektkosten übernehmen und Durchleitungsverpflichtungen eingehen, die die Auslastung und Profitabilität garantieren würden. Obwohl die gesamte Pipelinekapazität unter den beteiligten Produzenten aufgeteilt werden sollte, sollte Astana das Recht behalten, einen Teil davon jederzeit beanspruchen zu dürfen. Der Umfang sollte vom kasachischen Anteil an der Ölproduktion des Kashagan-Konsortiums (entsprechend der PSA-Regebelung) abhängen.²⁰⁸ Die iranische Regierung zeigte sich mit dem kasachischen Vorstoß einverstanden, nicht jedoch die Unternehmen. Sie schlugen ihrerseits vor, dass die Länder zu Beginn lediglich 21 Prozent der Anteile an dem Projektkonsortium erhalten sollten. Weitere 29 Prozent sollten erst überwiesen werden, wenn die Ölproduzenten „a reasonable level of return on the investment capital“ erreicht hätten. Darüber hinaus sollten die beteiligten Länder anfangs auch keine direkte Beteiligung an den Projektprofiten (also Dividenden) erhalten. Ihre Einnahmen müssten sich in dieser Phase lediglich auf die reguläre Gewinnbesteuerung und die Zahlungen von Pflichtabgaben (bspw. Pachtgebühren für Grundstücke) beschränken. Die Debatte schien jedoch vollkommen verfrüht zu sein, da das tatsächliche Interesse der Ölproduzenten an der Projektbeteiligung zuerst überhaupt bestätigt werden musste.²⁰⁹

Analytiker gingen vor dem Hintergrund der deutlichen Bekenntnisse von Total zur südlichen Route davon aus, dass im Falle, dass das Unternehmen den Betreiber-Status im OKIOC-Konsortium erhalten sollte, es mit großer Wahrscheinlichkeit auch deren Umsetzung vorantreiben würde.²¹⁰ Der französi-

²⁰⁶ Vgl. TotalFinaElf reportedly to do feasibility study for Kazakhstan-Iran Pipeline, in: AFX European Focus, 9.10.2000; Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001; Kazakh premier, French oil company vice president discuss cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.12.2000; Caspian, in: Petroleum Economist, January 2001.

²⁰⁷ Die Veröffentlichung der Informationen über die Verhandlungen erfolgte angeblich mehr oder weniger zufällig und wurde von der Regierung als „deadly mistake“ bezeichnet. Sie waren Bestandteil eines internen Berichtes des kasachischen Außenministers, der durch Versehen beim Sprecher des Premierministers landete und von diesem anschließend vor Journalisten erwähnt wurde. Vgl. Gorst, Isabel: Kazakhs in talks on adding oil line via Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 236, S. 1, 8.12.2000.

²⁰⁸ Vgl. Kazakhstan to intensify work on Iran pipeline study, in: Agence France Presse, 7.12.2000.

²⁰⁹ Vgl. Kazakhstan offers oil firms a half share in Iranian oil pipeline project, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.12.2000; German, Tracey: Iran Pipeline Proposed, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.12.2000; Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001; Iran supports Kazakh proposal on sharing in construction of Kazakhstan-Iran Pipeline, in: Interfax News Agency, 8.12.2000.

²¹⁰ Vgl. Iran: Political Outlook, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 5, 19.1.2001.

sche Konzern, der nach dem Zusammenschluss von TotalFina mit Elf²¹¹ im Verlauf des Jahres 2000 zum weltweit viertgrößten privaten Ölonternehmen aufstieg, leugnete keinesfalls sein Interesse, in dem Konsortium die Führungsrolle übernehmen zu wollen. Diese Ansprüche wurden untermauert, als Total im Februar 2001 eine Einigung mit BP (9,52 Prozent) und Statoil (4,76 Prozent) über den Erwerb ihrer Anteile erreichte.²¹² BP bemühte sich zuvor vergeblich um die Erhöhung seiner Projektbeteiligung und erklärte nach dem Scheitern seiner Initiativen, dass es kein Interesse daran besäße, als kleinerer Partner ohne relevante Einflussmöglichkeiten an einem Vorhaben teilzunehmen, das in den kommenden Jahren keine Gewinne generieren würde. Im Sommer 2000 beschloss der Konzern daher den Rückzug aus OKIOC und fing Gespräche über den Verkauf seiner Anteile an. Die von Statoil genannten Gründe waren ähnlich. Da jedoch alle verbleibenden Konsortialmitglieder nach der Bekanntgabe der Einigung zwischen Total, BP und Statoil ihre vertraglichen Vorkaufsrechte ausübten, wurden die Beteiligungen der beiden Konzerne proportional aufgeteilt (Tabelle 32).²¹³ Ähnlich wie bei den Bemühungen um die Ausweitung der Präsenz im Konsortium scheiterte Total auch im Streben um die Betreiberrolle. Für viele Beobachter überraschend wurde im Februar 2001 als Kompromisslösung der Operatorstatus in OKIOC an Agip erteilt.²¹⁴ Obwohl der Ausgang dieser Entwicklungen noch keinesfalls mit der Entscheidung bezüglich der künftigen Exportroute gleichzusetzen war, verringerte sich insbesondere durch das Scheitern von Total bei der Übernahme zusätzlicher Kashagan-Anteile definitiv der mögliche Umfang der für die südliche Exportroute zur Verfügung stehenden Produktionsvolumen.

6.15 Wettbewerb um die Hauptexportroute für Kashagan

Im Anschluss an die Entscheidung über den OKIOC-Betreiber intensivierten die Unternehmen in Kooperation mit der kasachischen Regierung ihre Suchen nach Exportrouten, wobei die Interessensdivergenzen zwischen den Konsortialpartnern dazu führten, dass man mit der Möglichkeit der Nutzung mehrerer Transportkanäle rechnete. Astana versuchte, trotz des spürbaren Drucks aus Washington, sich alle Optionen offen zu halten und warb im Einklang mit dem pragmatischen Charakter der multi-vекtoriellen Exportstrategie neben der kaukasischen und russischen auch für die nähere Untersuchung der iranischen Alternative. *„I always say that we have been looking at various routes for trans-*

²¹¹ Total übernahm die belgische Petrofina im Jahr 1999 und wurde zu TotalFina umbenannt. Nach der Übernahme von Elf Aquitaine veränderte sich der Name des Unternehmens in TotalFinaElf. Dieser wurde im Jahr 2003 erneut in Total geändert. Vgl. Total: An Illustrated History of Total, http://histoire.total.com/index_en.html (Zugriff 15.2.2011).

²¹² BP und Statoil traten dem Konsortium im Rahmen einer strategischen Allianz bei und kontrollierten zusammen 14,28 Prozent der Anteile. Die Allianz zwischen beiden Unternehmen wurde 1999 aufgelöst, danach erhielt BP 2/3 und Statoil 1/3 der Anteile. Total bot für BPs Anteil 400 Mio. USD, Statoil sollte 200 Mio. USD erhalten.

²¹³ Vgl. French oil giant wants to take lead in Kazakh oil consortium, in: Agence France Presse, 6.12.2000; BP Sells Kashagan Stake To TotalFinaElf, in: APS Diplomat Recorder, 3.2.2001.

²¹⁴ Neben Total bemühten sich auch ExxonMobil und Shell um den Status des Betreibers. Im Kampf der drei Branchenriesen, die kein Interesse daran besaßen, dass einer der Konkurrenten die Führungsrolle im Projekt übernehmen würde und sich daher in den Abstimmungen immer wieder gegen den jeweiligen Gegner aussprachen, entschied man sich schließlich für Agip. Einer der Gründe gegen ExxonMobil war neben dem rigiden Führungsstil angeblich auch die Tatsache, dass das Unternehmen nicht an einer iranischen Route teilnehmen könnte. Total besaß angeblich mangelnde Erfahrungen in Kasachstan und Shell wurde von den Partnern kritisiert, dass es für die bereits aufgetretenen administrativen Verzögerungen und zu hohe Ausgaben verantwortlich sei. Vgl. Strategy moves by oil companies impact Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 17.2.2001; Pala, Christopher: AGIP of Italy picked to manage big Kazakh oil field, in: The New York Times, S. 1, 13.2.2001; Baku-Ceyhan May Need Kazak Oil To Thrive, in: Petroleum Intelligence Weekly, 4.10.2002.

porting oil to world markets, including the southern direction - through Iran's territory - which is the shortest one."²¹⁵ Mit finanzieller Unterstützung der US-Administration (346.000 USD) wurden im März 2001 Arbeiten an der Machbarkeitsstudie für den maritimen Öltransport zwischen Kasachstan und Aserbaidschan aufgenommen, die neben der Klärung der Anforderungen an die Tankerflotte auch die Identifizierung eines Gebietes für den Bau eines neuen Hafens an der kasachischen Küste beinhalten sollte. Im April 2001 wurde von der kasachischen Regierung eine Arbeitsgruppe geformt, die für die Vorbereitung des Rahmenabkommens über die Durchführung der Machbarkeitsstudie für die KTI-Pipeline und die anschließende Projektbegleitung zuständig sein sollte. Von dieser wurden daraufhin Verhandlungen mit iranischen Vertretern, Total und ausgewählten Produzenten über die Projektparameter aufgenommen. Hochrangige Regierungsmitglieder äußerten sich dabei wiederholt positiv über die Realisierungschancen des Vorhabens und betonten, dass sich Kasachstan zwar der internationalen Umstände bewusst wäre, diese jedoch keinen Grund für die Ablehnung profitabler Beziehungen mit dem Iran darstellen dürften. Unterstrichen wurde auch, dass beide Länder ihr gegenseitiges Verhältnis auf der Grundlage des Prinzips der Nichteinmischung in interne Angelegenheiten aufbauen würden.²¹⁶ Im Juni erfolgte schließlich die Vergabe des Auftrages zur Erstellung der Machbarkeitsstudie für die südliche Exportroute, wobei in dieser nicht nur die direkte Pipelineverbindung auf dem Land, sondern komplementär zu der ersten Untersuchung ebenfalls tankerbasierte Lösungen betrachtet werden sollten.²¹⁷ Beide Studien sollten innerhalb eines Jahres abgeschlossen werden und als Entscheidungsgrundlage bei der Wahl der künftigen Hauptexportroute für Kashagan dienen. Jedoch signalisierten bereits die Teilnehmerzahlen deutlich, welche der beiden Optionen größere Erfolgchancen besaß. An der Ersten nahm neben den kasachischen staatlichen Konzernen (KazTransOil, Kazakhoil) auch eine breite Palette ausländischer Ölunternehmen teil, unter denen auch mehrere Nichtmitglieder von OKIOC figurierten (Texaco, Chevron, Hurricane Hydrocarbons u. a.).²¹⁸ Dagegen besaßen Total und Kazakhoil deutlich größere Schwierigkeiten beim Finden von Kooperationspartnern für die zweite Studie. Anfänglich wurde insbesondere Agip, das sich ähnlich wie Total für eine Diversifizierung der Exportrouten für Kashagan aussprach, aufgrund entsprechender Interessensbekundungen als potenzieller Unterstützer des französischen Konzerns gehandelt. Diese Erwartungshaltung wurde jedoch enttäuscht. Die Präferenzen des italienischen Unternehmens für den Export eines Teils seiner Produktion über den nördlichen Vektor waren von Beginn an klar und gingen auf die bestehenden Anteile an der CPC zurück.²¹⁹ Die Beteiligungen von Agip an Förderprojekten in Aserbaidschan begünstigten schließlich auch die Entscheidung für den Einstieg in die BTC Co., wobei die iranische Route wegen der mit ihr verbundenen „politischen Risiken“ abgelehnt wurde. „No-one wants to invest in risky projects.“²²⁰ Ähnlich wie Agip waren auch Shell und BG an der

²¹⁵ Nursultan Nasarbajew, zit. in: Kazakh leader says all oil transport options being considered (Kazakh Television first channel), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 6.3.2001.

²¹⁶ Beispielsweise Zhakysbek Kulekejew, Minister für Wirtschaft und Handel, oder Dulat Kuanyshev, Stellvertreter Außenminister. Vgl. Kazakhstan says oil export through Iran appealing, in: Petroleum Report, 23.5.2001; Kazakhstan and Iran prepare framework agreement to build oil pipeline to Persian Gulf (rusenergy.com), in: What The Papers Say (Russia), 15.5.2001.

²¹⁷ Vgl. News in brief, in: Petroleum Economist, July 2001; Kazmunaigaz plans to develop Caspian oil fields, in: Petroleum Report, 3.4.2002.

²¹⁸ Vgl. Kazakhstan to complete study on participation in Baku-Ceyhan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001; Kazakhstan has doubts over profitability of Baku-Ceyhan Pipeline, in: Petroleum Report, 20.6.2001.

²¹⁹ Vgl. ENI Interested in Kazakh Oil Transport, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 27.5.2002.

²²⁰ Gian Maria Gros-Pietro, Vorsitzender von ENI, zit. in: Italian ENI chief estimates Caspian crude oil at 7,8bn barrels – Kazakh report, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.4.2002.

CPC-Pipeline beteiligt und besaßen kein Interesse am Engagement in einem weiteren Infrastrukturprojekt, wobei die US-Konzerne ConocoPhillips und ExxonMobil von der südlichen Exportroute ohnehin von vorn heraus ausgeschlossen waren. Total konnte für die Teilnahme an der Machbarkeitsstudie somit nur das japanische Unternehmen Inpex gewinnen, das durch die Japan National Oil Corporation (JNOC) ergänzt wurde. Letztere besaß in Kasachstan jedoch keine aussichtsreichen Produktionsgebiete und konnte somit keinen Beitrag zur Auslastung leisten.²²¹ Im Dezember 2001 wurde zwischen kasachischen Vertretern und Agip, als Vertreter des Kashagan-Konsortiums, schließlich auch eine Arbeitsgruppe zur Untersuchung der Möglichkeit des Exports eines Teils der „early oil“-Produktion des Feldes über die CPC-Pipeline und/oder das Transneft-System gegründet. Allein Erste sollte nach der Umsetzung der angestrebten Erweiterung leicht 200.000 b/d (10 Mt/Jahr) aus den Offshore-Gebieten aufnehmen können. Darüber hinaus sollte aber auch der Bau einer gänzlich neuen Leitung über Russland untersucht werden, die jedoch erst nach einem erheblichen Anstieg der Kashagan-Förderraten benötigt würde.²²²

Parallel zu den laufenden Machbarkeitsuntersuchungen wurde von amerikanischer Seite enormer diplomatischer Druck ausgeübt, der die Einstellung der kasachischen Führung gegenüber südlich ausgerichteten Exportprojekten verändern sollte. So bestätigte der US-Außenminister, C. Powell, während des Besuches von Nasarbajew in Washington im Dezember 2001, in dessen Verlauf der kasachische Präsident die iranische Route erneut als „*most beneficial*“²²³ bezeichnete, unmissverständlich die strikt ablehnende Haltung seiner Regierung gegenüber dieser Lösung. Im Rahmen des Besuches wurde zwischen beiden Ländern die Deklaration über die Gründung einer Energiepartnerschaft unterzeichnet, von der sich die US-Administration u. a. die Unterstützung kasachischer Ölexporte in westliche Richtung erhoffte.²²⁴ Die rhetorische Zuordnung des Iran zur „*Achse des Bösen*“²²⁵ und die Verlängerung des ILSA um weitere fünf Jahre (bis 2006) zerstreuten gleichzeitig jegliche Aussichten auf einen eventuellen Wandel der amerikanischen Außenpolitik gegenüber dem Land, auf den man in Astana noch kurz nach den Terroranschlägen vom September 2001 spekulierte. Im März 2002 kam es zum Treffen des US-Sonderbeauftragten für die kaspische Region, S. Mann, mit Nasarbajew. Mann plädierte dafür, dass Kasachstan endlich die BTC zu seiner Hauptexportroute erklären sollte, was symbolisch im Vorschlag zu deren Umbenennung in Aktau-Baku-Tiflis-Ceyhan (ABTC) zum Ausdruck kam. Er vergaß ebenfalls nicht auf eindringliche Weise die Ablehnung Washingtons gegenüber Infrastrukturprojekten in Bezug auf den Iran zu bekräftigen. „*We very much want to discourage invest-*

²²¹ JNOC beteiligte sich seit 1994 an der Exploration von Blöcken in der Region des Aral Sees. Im Jahr 1997 folgte die Unterzeichnung eines PSA-Vertrages mit einer Laufzeit von 30 Jahren. Der Gesamtumfang der Investitionen im Fall der Entdeckung förderbarer Reserven sollte 3,87 Mrd. USD betragen. Jedoch wurden nur vergleichsweise geringe Ölvorkommen entdeckt. Vgl. TotalFinaElf unavailable to comment on reported Iran pipeline study, in: AFX European Focus, 28.5.2001; Wardell, Simon: TotalFinaElf Studies Pipeline Option, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 29.5.2001; TotalFinaElf hopes to sign pipeline agreement with KazTransOil in 2001, in: Interfax Russian News, 8.12.2000.

²²² Das maximale Förderniveau der ersten Phase sollte nach etwa drei Jahren erreicht werden. Vgl. Demirmen, Ferruh: Analysis of Caspian Oil Scene: As Kazakhstan Turns Cool to Baku-Ceyhan, A New Rivalry Between Turkey and Russia Simmers, in: Turkish Daily News, 26.2.2002.

²²³ Vgl. ebenda.

²²⁴ Vgl. Wardell, Simon: US Still Against Iran Pipeline Route, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 10.12.2001; News in brief, in: Petroleum Economist, February 2002; Hearing of the Senate Foreign Relations Committee, Subject: United States Energy Security: Russia and the Caspian, in: Federal News Service, 30.4.2003.

²²⁵ Beispielsweise in der Ansprache von J. W. Bush zur Lage der Nation am 29.1.2002.

ment in the Iranian energy sector, regardless of the source.“²²⁶ Das aktive Vorgehen der USA im Rahmen des „Anti-Terror-Krieges“, das neben dem Aufbau einer militärischen Präsenz in Zentralasien²²⁷ auch durch eine anfängliche Annäherung der Beziehungen mit Russland begleitet wurde, steigerte deutlich den politischen Einfluss der globalen Supermacht in der Region und hatte auch Auswirkungen auf die Wahrnehmung der Sicherheit des kaukasischen Korridors seitens der kasachischen Führung. Die sicherheitspolitische Lage in Afghanistan und die wachsenden Anforderungen an ein aktives Eingreifen zur Wahrung der gesamtregionalen Stabilität steigerten aus kasachischer Perspektive gleichzeitig den Bedarf an einer weiteren Vertiefung der Zusammenarbeit mit den USA.²²⁸

Der diplomatische Druck aus Washington, das Aufrechterhalten der Sanktionspolitik und das stärkere sicherheitspolitische Engagement in der Region schienen Wirkung zu zeigen. Trotz der zuvor öfters geäußerten kritischen Haltung gegenüber den Kosten der BTC und der Betonung der Vorteile der iranischen Route, traten kasachische Vertreter im Rahmen der folgenden Treffen mit US-Abgesandten weniger kämpferisch auf. Im Gegenteil, von kasachischer Seite wurde mehrfach betont, dass die endgültige Entscheidung über die Wahl der Exportroute für Kashagan durch die Haltung der USA mit beeinflusst sein würde.²²⁹

6.16 Scheitern der Initiative zum Bau der Kasachstan-Turkmenistan-Iran-Pipeline

Die ersten Ergebnisse der Machbarkeitsuntersuchungen von Total bestätigten, dass die KTI-Route sehr kostengünstig wäre und angeblich bereits bei einem Transporttarif von 1,5 USD/b wirtschaftlich betrieben werden konnte (zum Vergleich, der CPC Tarif betrug 3,59 USD/b). Vor diesem Hintergrund nahmen kasachische Vertreter in der Folgezeit Gespräche über weiterführende Analysen mit dem französischen Konzern, den an der Studie beteiligten japanischen Unternehmen aber auch anderen im Land aktiven Produzenten auf. Der Vorsitzende von Total bestätigte in diesen zwar einerseits das weiterhin vorhandene Interesse an der südlichen Route: „*We think it is absolutely reasonable to think about the southern direction, towards Iran.*“²³⁰ Er dämpfte jedoch gleichzeitig die kasachische Erwartungshaltung und verwies darauf, dass diese keinesfalls als ausschließliche Exportoption betrachtet würde. Mit Rücksicht auf die Interessen verbleibender Kashagan-Partner müssten demnach auch andere Alternativen erkundet und erst auf der Grundlage der Ergebnisse könnten anschließend Entscheidungen getroffen werden. „*We shall continue to study the routes to decide which of them we can implement.*“²³¹ Die im Vergleich zu früheren Verhandlungsrunden zu beobachtende zögerliche Haltung gegenüber der Beteiligung an der weiteren Untersuchung der südlichen Route stellte eine klare Reaktion auf das geringe Interesse anderer Ölproduzenten und die damit einhergehenden mangelnden Chancen auf ihre Realisierbarkeit dar. Die mit der Umsetzung von Infrastrukturvorhaben in der Region verbundene finanzielle Belastung, kommerzielle und politische Risiken sowie die Not-

²²⁶ Stephen Mann, US Caspian Envoy, zit. in: US opposes pipeline to Iran, in: Morning Star, S. 2, 13.3.2002.

²²⁷ Charschi-Chanabad-Basis in Usbekistan, Manas-Basis in Kirgistan.

²²⁸ Vgl. Kazakhstan – Decision Makers – Oil Pipeline Via Iran & Swaps, in: APS Review Oil Market Trends, 9.8.2004.

²²⁹ Vgl. Iran: Iran export option receives Kazakh boost, in: Middle East Economic Digest, S. 12, 9.2.2001; Wardell, Simon: US Reiterates Opposition to Iran Pipeline, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 13.3.2002; Disagreements on Caspian Status Unresolved, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.3.2002.

²³⁰ Thierry Desmarest, Vorsitzender von Total, zit. in: TotalFinaElf, Kazakhstan discussing oil pipeline to Iran, in: AFX European Focus, 20.5.2002.

²³¹ Thierry Desmarest, Vorsitzender von Total, zit. in: French oil major hopes to continue Kazakh oil cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 20.5.2002.

wendigkeit, deren Auslastung mit Öl zu garantieren, verlangten nach der Formung eines breiteren Projektkonsortiums mit einer ausreichenden Reservenbasis, was jedoch unter den gegebenen Bedingungen nicht realistisch erschien. Tatsächlich setzte Total bereits zuvor nicht alles auf eine Karte und beteiligte sich daher zusammen mit anderen Kashagan-Mitgliedern auch aktiv an der Untersuchung der Exportmöglichkeiten über Russland und das Kaspische Meer in Richtung BTC.²³²

Die Formung der Unternehmensgruppe, die auf der Grundlage der vorliegenden Ergebnisse eine detaillierte Machbarkeitsstudie für die südliche Route ausarbeiten sollte, schien für Astana vor diesem Hintergrund eine kaum zu überwindbare Herausforderung darzustellen.²³³ Die langen Vorlaufzeiten einzelner Verhandlungsrunden stellten nach außen ein klares Indiz für die geringe Bereitschaft der angefragten Unternehmen dar, sich an solchen Untersuchungen finanziell zu beteiligen, wobei bereits das Bekanntwerden von Meldungen über entsprechende Beratungen heftige Proteste aus Washington nach sich zog.²³⁴ Medienberichten zufolge zeigten sich die japanischen Unternehmen angeblich zuerst bereit, die Untersuchungen fortzusetzen. Der massive diplomatische Druck der US-Administration auf Japan führte jedoch dazu, dass die Zusagen schließlich zurückgezogen wurden.²³⁵ Washington betrieb angeblich bereits zuvor erhebliche Lobbyarbeit bei der französischen Regierung, die ihr Unternehmen „zurechtweisen“ sollte. Letztendlich bewarb sich Total gar nicht erst für die Ausarbeitung der detaillierten Studie, wobei dies aus den oben genannten Gründen nicht unbedingt als Folge eines eventuellen politischen Drucks seiner Regierung interpretiert werden muss, die sich zuvor wiederholt deutlich für die Freiheit bei der Wahl der Exportrouten aussprach. Tatsächlich konnte bei dem Produzenten bereits seit Frühling 2001 ein sichtbarer Wandel in der Einstellung zur Nutzung der BTC beobachtet werden, die noch laut den Äußerungen der Konzernspitze vom Ende des Jahres 2000 nicht einmal unter den enger in Betracht gezogenen Exportalternativen figurierte. Die veränderte Auffassung ging darauf zurück, dass Total mittlerweile auch eine Exportlösung für seine aserbaidischen Beteiligungen entwickeln musste, insbesondere das Kondensat vom Shah Deniz-Feld, an dem es 10 Prozent besaß. Hierzu bot sich die Zusammenarbeit mit der an der Entwicklung der BTC-Leitung beteiligten Produzentengruppe genauso an, wie die Bündelung der Exporte von seinen aserbaidischen und kasachischen Produktionsprojekten auf einer Route. Letzteres sollte eine finanzielle Überlastung des Unternehmens verhindern. Eine ähnliche Überlegung traf im Grunde auch für Inpex zu, das seit der zweiten Jahreshälfte Verhandlungen mit Lukoil über den Kauf seiner Anteile an den ACG-Feldern hielt (10 Prozent). Vor diesem Hintergrund unterzeichneten Total im Juni und Inpex im September 2002 Abkommen über den Beitritt zur BTC Co. (Total erhielt 5 Prozent, Inpex 2,5 Prozent).²³⁶ Die Entscheidung zugunsten der Teilnahme an der Pipeline bedeute jedoch insbesondere aus der Sicht von Total keinesfalls den Verzicht auf die Möglichkeit künftiger Exporte über den Iran, denn das als Lösung für den Anschluss nach Baku konzipierte tankerbasierte Transportsystem könnte prinzipiell durchaus auch für Exporte in Richtung Neka genutzt werden.²³⁷

²³² Vgl. Neff Andrew: Kazakhstan May Increase Swap Exports with Iran in 2004, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.2.2003.

²³³ Vgl. Kazakhstan hopes to agree on study of oil pipeline to Iran, in: Agence France Presse, 3.10.2002; Report: Kazakhstan government considering Iran pipeline, in: Associated Press World Stream, 27.11.2002.

²³⁴ Vgl. German, Tracey: Oil Export Link to Iran Still Under Discussion, in: World Market Analysis, World Market Research Centre, 4.10.2002.

²³⁵ Vgl. Iran Makes Way Toward Caspian Hub Status, in: Petroleum Intelligence Weekly, 9.10.2003.

²³⁶ Vgl. REG-Total Fina Elf. Re Agreement, in: London Stock Exchange Aggregate Regulatory News Service, 13.6.2002.

²³⁷ Vgl. TotalFinaElf BTC Pipeline project, in: London Stock Exchange Aggregated regulatory News Service, 18.9.2002.

Die nach dem Rückzug von Total und Inpex gegebenen Rahmenbedingungen machten die Umsetzung der KTI nicht möglich. Obwohl das Projekt aufgrund seiner wirtschaftlichen Attraktivität von kasachischen Vertretern weiterhin als eine der erwünschten Exportoptionen genannt wurde, musste man sich in Astana aufgrund des Fehlens eigener Kapazitäten zu seiner Implementierung den geopolitischen und geoökonomischen Umständen beugen. Es waren letztendlich nichtkasachische bzw. nicht unter Kontrolle des kasachischen Staates stehende Unternehmen, die den Bau und die Auslastung von Exportpipelines bewerkstelligen mussten, wobei deren Entscheidungen nur bis zu einem gewissen Grade durch die Präferenzen der kasachischen Regierung beeinflusst werden konnten. *„We’re studying all possible routes. Our approach is a very pragmatic one. Companies are the ones who will pay to build the pipeline, and those companies include those from the US and Europe. The government is there to create the conditions needed for the pipeline to be built. If it is going to be dangerous to build such a line [via Iran], it won’t be built. No one will put money into a dangerous route.“*²³⁸ Während seines Treffens mit Chatami im Verlauf des Jahres 2002 reagierte Nasarbajew daher auf iranische Anfragen bezüglich der Umsetzbarkeit der KTI deutlich zögerlicher als noch ein Jahr zuvor, obwohl er dem Projekt in gewohnter Manier keine Absage erteilte. *„[Kazakhstan] considers Iran as a promising export route for its oil. Kazakhstan is looking for multiple ways to export oil to world markets but is unlikely to need additional pipeline capacity before 2010.“*²³⁹ Deutlichere Worte fand dagegen der Leiter von KMG, K. Kabyldin: *„In the current situation, it would be impossible to finance this project.“*²⁴⁰

Vor dem Hintergrund der Entscheidung der Unternehmen nahm Astana schließlich im November 2002 offizielle Verhandlungen mit Baku über die Nutzung der BTC auf.²⁴¹ Obwohl sich Aserbaidschan und die an den Gesprächen ebenfalls beteiligten US-Vertreter anfänglich für den Bau einer Unterwasserleitung einsetzten, wurde diese Idee von kasachischer Seite aufgrund der ablehnenden Haltung Russlands prinzipiell ausgeschlossen. In Anlehnung an die Ergebnisse der zuvor erstellten Machbarkeitsstudien sollte stattdessen ausschließlich der Tankerverkehr fokussiert werden.²⁴² Hierbei beschränkte sich die Zusammenarbeit auf kasachischer Seite nicht nur auf die Kashagan-Mitglieder. Die Pläne zur deutlichen Ausweitung der maritimen Exportkapazitäten wurden auch von weiteren Produzenten getragen, die sich bereits im Juli 2002 zur „Cross-Caspian Producers Group“²⁴³ zusammenschlossen, um mit KMG und seiner maritimen Transporttochter KMTF bei der Entwicklung eines transkaspischen Ölexportsystems zu kooperieren. Als Vertreter des Kashagan-Konsortiums wurden anschließend auch ENI und Total in die Gruppe einbezogen.²⁴⁴ Erste Schritte zur Steigerung der Transportkapazität wurden von KMTF bereits im selben Jahr angekündigt. Bis Mitte 2003 sollte demnach eine Vertiefung der Anlegeplätze im Hafen Aktau durchgeführt werden, sodass dort auch Tan-

²³⁸ Vladimir Schkolnik, kasachischer Energieminister, zit. in: Landry, Cathy: Kazakhstan sees foreign interest growing, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 80, No. 176, S. 3, 13.9.2002.

²³⁹ Zit. in: Khatami Tours Central Asia To Press For Iran Energy Routes, in: Middle East News Online, 26.9.2002.

²⁴⁰ Zit. in: Gorst, Isabel: Solving the export puzzle, in: Petroleum Economist, November 2002.

²⁴¹ Vgl. German, Tracey: Kazakhstan May Ship Oil Via BTC Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.11.2002; Lloyd, Sarah: Kazakhstan Mulls Building Caspian Oil Terminal, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 31.7.2003.

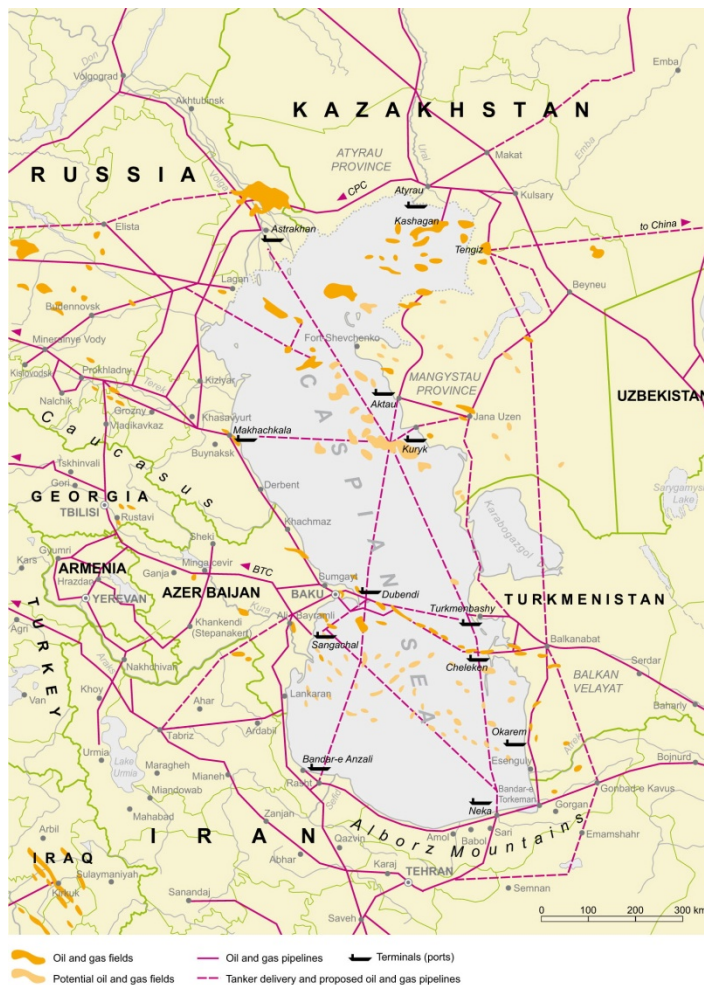
²⁴² Vgl. Useinov, Arif/Gorst, Isabel: Kazakhstan considers adding 400,000 b/d to Baku-Ceyhan line, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 80, No. 231, S. 2, 3.12.2002; Nanay, Julia: U.S. Energy Security: Russia and the Caspian, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 30.4.2003.

²⁴³ ChevronTexaco, Nations Energy, Hurricane Hydrocarbons, Maersk Oil, MangistauMunaiGas.

²⁴⁴ Vgl. Kazakhstan: Russia Approves Kazakh Transit Scheme, in: Nefte Compass, 11.12.2002.

ker mit einer Kapazität von 12.000 dwt voll beladen werden konnten.²⁴⁵ Zusammen mit weiteren für den Zeitraum 2003-2004 geplanten Umbauarbeiten sollte die Ölverladekapazität des Hafens somit von etwa 8 Mt auf 12 Mt/Jahr steigen.²⁴⁶

Abbildung 66: Maritime Transportrouten im Kaspischen Meer



Map produced by UNEP/GRID-Arendal, August 2008

Quelle: Environment and Security Initiative, <http://www.envsec.org/maps/012.jpg> (Zugriff 25.2.2012).

Der größte strategische Vorteil der von der kasachischen Führung und den Unternehmen eingeschlagenen transkaspischen maritimen Transportstrategie bestand darin, dass sie grundsätzlich keine ausschließliche Bindung an einen konkreten Imphafen bzw. eine konkrete Route nach sich zog. Obwohl aserbaidische Terminals generell als Primärdestinationen künftiger Exporte angedacht waren, konnte ein tankerbasiertes System beim entsprechenden Ausbau anderer Häfen im Grunde flexible Lieferungen auf verschiedenen Trassen ermöglichen (Abbildung 66). Anders als die von der US-Administration bevorzugte transkaspische Pipeline, die vor dem Hintergrund geopolitischer Rahmenbedingungen ohnehin nicht durchsetzbar war,²⁴⁷ konnte das Tankersystem eine einfache Lösung

²⁴⁵ Bis dahin war aufgrund der Tiefgangbeschränkungen lediglich die Beladung bis 5.900 t möglich. Vgl. Ritchie, Michael: Cross Caspian: Kazak Producers Map Out Western Export Route, in: Nefte Compass, 30.10.2002.

²⁴⁶ Vgl. Kazmortransflot to develop Aktau Port Infrastructure, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.2.2003.

²⁴⁷ An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass vor dem Hintergrund seismischer Aktivitäten in der Region bei der Planung von Pipelines auch der umweltpolitische Aspekt relevant ist. Jedoch beweisen zahlreiche Offshore-Pipelineprojekte in russischen, aserbaidischen, turkmenischen und kasachischen Gewässern, die zum Abtransport der Offshore-Produktion zum Festland dienen und sich zum Teil über hunderte von Kilometern er-

zugunsten der Diversifizierung kasachischer Exportrouten darstellen. Mit Ausnahme der östlichen Trasse nach China würde es nämlich keinen der verbleibenden Korridore ausschließen. Nicht zuletzt würde ein solches System – bedingt durch das Bestehen ausreichender Reserveverladekapazitäten auf Seiten der Importterminals – den Produzenten/Exporteuren erlauben, elastisch auf eventuelle Probleme in den Transitbeziehungen oder veränderte kommerzielle Rahmenbedingungen auf den Verbrauchermärkten reagieren zu können (Arbitrageeffekte) und daher die Transportsicherheit und Einkünfte erhöhen. Das Kaspische Meer könnte sich somit von einer geopolitischen/geografischen Barriere zum Instrument der Flexibilisierung des primär pipelinebasierten und daher sehr statischen kasachischen Ölexportgeschäfts wandeln. Obwohl in der kasachischen Exportstrategie der Bau einer direkten Pipelineverbindung in den Iran zurückgestuft wurde, blieb eine zukünftige Ausweitung der Ausfuhren in südliche Richtung somit keinesfalls ausgeschlossen. Hierzu müssten auf iranischer Seite lediglich entsprechende Maßnahmen zum Ausbau der Importkapazitäten getroffen werden.

6.17 Kasachisch-iranischer Swap-Handel im Zeitraum 2001-2009

Nach der misslungenen Wiederaufnahme der Swap-Geschäfte im Frühjahr 2001 wurden im Dezember desselben Jahres schließlich Testlieferungen einer neu zusammengestellten Ölmischung²⁴⁸ nach Neka durchgeführt, die in den iranischen Raffinerien erfolgreich verarbeitet werden konnte. Anfang 2002 konnte somit zwischen Munai-Impex, dem Handelsarm von KMG, und Naftiran Intertrade Co. (NICO), einem Tochterunternehmen des staatlichen iranischen Ölkonzerns NIOC, die Unterzeichnung eines Vertrages über Öllieferungen auf der Route Aktau-Neka erfolgen. Für die praktische Realisierung des Abkommens, dessen Umfang im selben Jahr jedoch lediglich 1 Mt (20.000 b/d)²⁴⁹ betragen sollte, war Unioil – ein neu gegründetes kasachisches Handelsunternehmen mit Sitz in London und einer undurchschaubaren Eigentumsstruktur – zuständig. Mit der Verschiffung sollte KMTF beauftragt werden. Da der Konzern zu der Zeit jedoch über keine eigenen Tanker verfügte, mussten diese vorerst von anderen Transportunternehmen (z. B. Caspar) gechartert werden.²⁵⁰ Aufgrund der Tiefgangbeschränkungen des Hafens Neka²⁵¹ konnten dabei lediglich kleinere Frachter eingesetzt werden, was im Vergleich zu anderen transkaspischen Routen zu höheren Transportkosten führte.²⁵² Das geringe Gesamtvolumen der Öllieferungen war vor allem durch die weiterhin begrenzte Fähigkeit iranischer Raffinerien zur Verarbeitung kasachischer Ölsorten sowie die bestehenden Beschränkungen der Importinfrastruktur limitiert. Das Fassungsvermögen der alten Neka-Teheran-Leitung betrug nämlich nur etwa 40.000 b/d (2 Mt/Jahr) und musste mit Öllieferungen aus Turkmenistan geteilt

strecken, dass der Umweltaspekt den Bau der Unterwasserinfrastruktur kaum behindern kann. Vielmehr wird dieses Argument für politische Ziele instrumentalisiert.

²⁴⁸ Bestehend aus Kumkol-Öl und verschiedenen Ölsorten aus der Aktjubinsk-Region.

²⁴⁹ Vgl. Kazakhstan: Kulibayev Says Exports To Iran To Hit 1 Million Tons, in: Nefte Compass, 9.10.2002.

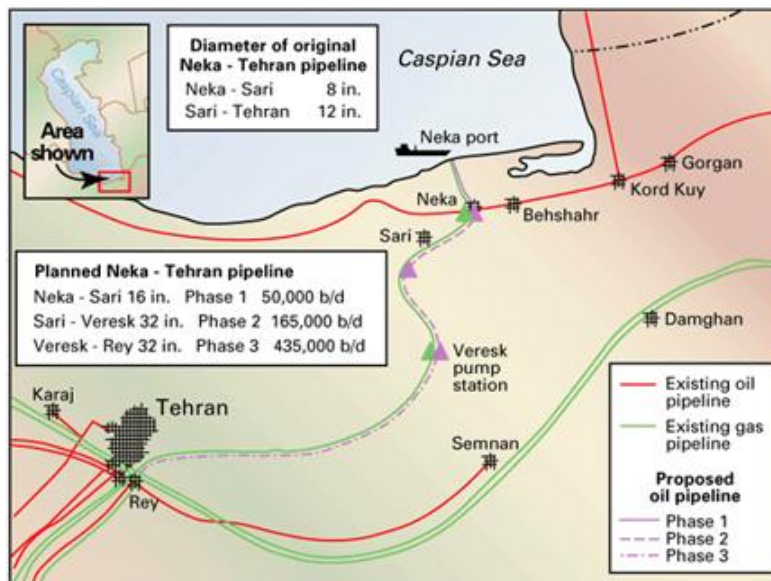
²⁵⁰ Auf der Route waren zwei Schiffe im Einsatz. Vgl. Kazmortransflot transported over 1 mln tonnes of oil in Q1, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.4.2002.

²⁵¹ Der Wasserpegel im Hafenbereich sank allein zwischen 2001-2002 um 25 cm. Trotz Ausbaggerungen betrug die Tiefe im Hafenbecken nur 3,25 m, was nicht für Schiffe von über 5.000 dwt geeignet war (dazu waren 4,5 m nötig). Im Verlauf des Jahres 2002 sollten daher weitere Ausbaggerungen erfolgen, welche die Tiefe auf 5 m erhöhen würden.

²⁵² Die Schätzungen bezüglich der Transportkosten auf der Route Aktau-Neka lagen relativ weit auseinander. Nefte Compass berechnete diese für einen 3.000 dwt-Tanker auf 10 USD/t. Petros schätzte die Kosten für Tanker mit Kapazitäten zwischen 5.000-7.000 dwt auf 13-16 USD/t. Die Swap-Gebühren lagen für kasachisches Öl bei 13 USD/t. Vgl. Kazakhstan: New Trading Company Carves Out A Role, in: Nefte Compass, 10.9.2002; Iran, in: <http://petros.ru/iran/> (Zugriff 28.2.2011); Wardell, Simon: Caspian Oil Swaps Continue to Grow, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.7.2002.

werden.²⁵³ Erst im Verlauf des Jahres 2002 wurde unter technischer Aufsicht von Sinopec der Neka-Sari-Abschnitt der neuen Neka-Teheran-Pipeline beendet, wodurch die Kapazität auf der Route um 50.000 b/d (2,5 Mt/Jahr) anstieg (Abbildung 67). Einschränkungen für die Lieferanten galten auch aufgrund klimatischer Bedingungen, weil der Fließpunkt der über die Neka-Teheran-Route beförderten Ölmischung bei mindestens 12°C liegen musste. Um die Attraktivität der Exporte über Neka gegenüber denen über Baku und Machatschkala zu steigern, entschloss sich NIOC im Frühjahr 2002 erneut zur Verbesserung der Swap-Konditionen. Diese galten für leichtere Ölsorten (API über 37°) wie auch beim Überschreiten gewisser Mengengrenzen. Bei Lieferungen im Umfang von über 10.000 b/d sollte die Gebühr um 5 Prozent, bei Lieferungen von über 20.000 b/d sogar um 10 Prozent gesenkt werden.²⁵⁴ Vor diesem Hintergrund steigerte sich im Verlauf des Jahres zunehmend auch das Interesse russischer Ölproduzenten an der Inanspruchnahme der Route.²⁵⁵

Abbildung 67: Ausbauphasen der Neka-Teheran/Rey Swap-Pipeline (revidierte Pläne)



Quelle: Lee, Julian: FSU oil exports through Iran set to increase, in: Oil & Gas Journal, S. 68, 7.4.2003.

Die von Aktau nach Neka verschifften Ölvolumina blieben auch im Verlauf des Jahres 2003 auf dem Vorjahresniveau von etwa 1 Mt/Jahr.²⁵⁶ Das für den Handel zuständige Unioil transportierte eine Ölmischung, die von mehreren kasachischen Produzenten, darunter Aktobemunaigas (CNPC), Kazgermunai (Lukoil/PetroKazakhstan), KMG und PetroKazakhstan, stammte. Letzteres strebte mit Erfolg auch den Abschluss eines eigenständigen Swap-Vertrages mit NICO an, in dessen Rahmen bis zu 1 Mt/Jahr per Zug von den in Zentralkasachstan liegenden Lagerstätten des Produzenten an die Raffinerie in Teheran verfrachtet werden sollten. Die Lieferungen auf dieser Route wurden im Dezember 2003 aufgenommen.²⁵⁷ Parallel dazu stieg kontinuierlich auch der Umfang russischen Öls, das

²⁵³ Vgl. Neff, Andrew: Kazakhstan May Increase Swap Exports with Iran in 2004, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.2.2003.

²⁵⁴ Vgl. Dracheva, Marina: Huddle: Iran Urges Closer Caspian Ties, in: Nefte Compass, 5.6.2002.

²⁵⁵ Zum Beispiel begann Lukoil im November 2002 mit Testlieferungen über den Iran. Der Konzern wollte etwa 1 Mt/Jahr über das Handelsunternehmen Vitol liefern. Vgl. Russian firms exporting more crude oil to Iran, in: Oil & Gas Journal, S. 32, 10.3.2003.

²⁵⁶ Vgl. Kazmunaigaz completes oil swap with Iran, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.12.2003.

²⁵⁷ Vgl. Caspian Swap Shop: Iran Set For Autumn Launch Of Key Pipeline, in: Nefte Compass, 21.5.2003; Kazakhstan: PetroKazakhstan signs Iranian Swap Deal, in: Nefte Compass, 14.5.2003; Sosnowski, Tom: Petrokazakhstan profit up on export gains, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 213, S. 2, 4.11.2003.

nach Neka verschifft wurde.²⁵⁸ Hierfür war u. a. BP verantwortlich, das auf der Trasse Teile seiner Ölproduktion von Sidanco exportierte.²⁵⁹

Die Rahmenbedingungen für die künftige Ausweitung der Swap-Geschäfte verbesserten sich im Verlauf des Jahres 2003 durch den Abschluss von Bauarbeiten an weiteren Teilen der nordiranischen Infrastruktur deutlich. Im September 2003 wurde die zweite Ausbaustufe (Sari-Veresk) der neuen Neka-Teheran-Pipeline in Betrieb genommen. Im November schloss das von Sinopec geleitete chinesisch-schweizerische Konsortium schließlich ebenfalls den Auftrag zur Umstellung der Raffinerien in Teheran und Tabriz auf kaspische Ölsorten wie auch zum Ausbau der Hafenanlagen in Neka ab, wodurch die iranische Swap-Kapazität Ende des Jahres etwa 165.000 b/d (8,25 Mt/Jahr) erreichte.²⁶⁰ Die iranische Regierung bereitete noch im Verlauf desselben Jahres die Ausschreibung einer weiteren Ausbauphase (Phase III) der Neka-Teheran-Leitung vor, welche die Kapazität des Transportsystems um weitere 270.000 b/d (13,5 Mt/Jahr) erhöhen sollte.²⁶¹ Die Steigerung der Pipelinedurchleitung konnte vergleichsweise schnell und kostengünstig realisiert werden, da sie lediglich der Installation von zusätzlichen Pumpstationen bedurfte. Die parallel dazu erforderliche Ausweitung und Umstellung der Verarbeitungskapazität in den Raffinerien Teheran und Tabriz ließ die Projektkosten jedoch auf etwa 500 Mio. USD ansteigen. Die Umsetzung des Vorhabens sollte 36 Monate beanspruchen und unter ähnlichen Finanzierungsbedingungen realisiert werden, wie die vorherige Phase (BOT).²⁶² Angeblich erhielt NIOC daraufhin neun vorläufige Interessensbekundungen, wobei die endgültige Projektvergabe vorerst ausblieb. Analytiker führten dies vor allem auf mangelnde freie kasachische Ölvolumen zurück, die für die Auslastung der Anlagen notwendig wären. „*The Caspian hasn't got that much oil to spare right now.*“²⁶³ Dies wurde einerseits durch die Inbetriebnahme der CPC-Pipeline bedingt, deren Transportkapazität im Verlauf des Jahres 2002 kontinuierlich gesteigert wurde, sowie durch die kasachisch-russische Einigung über den langfristigen Öltransitvertrag, die vor dem Hintergrund der Ausbaumaßnahmen an der Atyrau-Samara-Pipeline und der Inbetriebnahme der Machatschkala-Noworossijsk-Route mit einer Erhöhung der Exporte über das Transneft-Netz verbunden war.²⁶⁴ Das Festhalten an der russischen Route trotz der Möglichkeit zur stärkeren Diversifizierung der Exporte in Richtung Iran verdeutlichte wieder einmal den pragmatischen Ansatz der kasachischen multivekto-

²⁵⁸ Vgl. Sampson, Paul: Iran Poised to Boost Caspian Oil Trade Through Neka Upgrade, in: International Oil Daily, 12.3.2003; Farzanegan, M.R.: Iranian options most economically viable for exporting Caspian oil, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 17.3.2003.

²⁵⁹ Vgl. Persian Cats: Crude Imports To Iran Are Picking Up, in: Nefte Compass, 8.10.2003.

²⁶⁰ Vgl. Iran Stakes Claim to Caspian Export Trade, in: International Oil Daily, 29.4.2004; Farzanegan, M. R.: Iranian options most economically viable for exporting Caspian oil, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 17.3.2003; Akiner, Shirin: Politics of Energy in the Caspian Sea Region, in: Gladman, Imogen (ed.): Regional Surveys Of The World, Eastern Europe, Russia and Central Asia 2004, 4th Edition, London: Europe Publications, 2003, S. 16.

²⁶¹ Vgl. Lee, Julian: FSU oil exports through Iran set to increase, in: Oil & Gas Journal, S. 68, 7.4.2003; Iran Bid: Iran Moves To Third Phase Of Neka Program, in: Nefte Compass, 9.12.2003; Lloyd, Sarah: China Eyes Iranian Swaps for its Kazakh Crude, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 28.8.2003.

²⁶² Das Konsortium musste aus einem oder mehreren Unternehmen mit Know-how bezüglich der notwendigen Bauarbeiten sowie mindestens einer Ölhandelsgesellschaft bestehen, die die Auslastung der Anlagen garantieren würde. Die Baukosten sollten über Einnahmen aus Swap-Gebühren zurückerstattet werden. Vgl. Caspian Dreaming: Iran Dreams of Neka As Rotterdam of the Caspian, in: Nefte Compass, 29.4.2004.

²⁶³ Siamak Namazi, iranischer Consultant, zit. in: Gavin, James: Tehran drives for transit status, in: Petroleum Economist, December 2003.

²⁶⁴ Vgl. Interfax Oil & Gas Report For 15-21 November, 2002; News in brief, in: Petroleum Economist, January 2003; News in brief, in: Petroleum Economist, August 2002; Kazakhstan: Russia Approves Kazakh Transit Scheme, in: Nefte Compass, 11.12.2002.

riellen Exportpolitik, die zwar nach einer Verringerung der Abhängigkeit vom Transneft-Netz strebte, dies jedoch durch kommerziell attraktive Rahmenbedingungen der Alternativrouten bedingte.

Auch wenn sich die über den Iran exportierten Ölvolumina weiterhin auf einem geringen Niveau bewegten, hatten die erfolgreiche Etablierung des kasachisch-iranischen Swap-Handels sowie die iranischen Pläne zum kontinuierlichen Infrastrukturausbau weiterreichende positive Auswirkungen. Einerseits entstand durch die neue Route für einige Produzenten eine zusätzliche Diversifizierungsoption, welche die Belieferung gänzlich neuer Abnehmer ermöglichte und somit zur Verbesserung der Vermarktungsvoraussetzungen beitrug, andererseits wirkte sie sich positiv auf die in Kasachstan bestehenden Transportgrenzkosten aus. Durch den steigenden Wettbewerb sahen sich die auf dem transkaukasischen Eisenbahnkorridor tätigen aserbaidischen und georgischen Unternehmen nämlich gezwungen, ihre Tarife im Jahr 2004 um durchschnittlich 11 Prozent zu verringern, was zu Transportkostensenkungen von etwa 2 USD/t führte.²⁶⁵

Die gestiegene Transportkapazität zwischen Neka und Teheran und die attraktiven Swap-Tarife, die je nach Ursprungsland, Ölqualität und Volumen zwischen 11-16 USD/t betragen (1,5-2,18 USD/b), steigerten das Interesse der Ölproduzenten im kaspischen Raum an Exporten über den Iran. Ab Ende des Jahres 2003 wuchsen die kombinierten Handelsvolumen kontinuierlich und erreichten in der ersten Jahreshälfte 2004 einen Umfang von bis zu 120.000 b/d. Davon wurden jeweils etwa 40.000 b/d aus Kasachstan und Russland sowie etwa 20.000 b/d aus Turkmenistan per Tanker verfrachtet, wobei ab Dezember 2003 zusätzlich etwa 20.000 b/d von PetroKazakhstan per Zug nach Neka befördert wurden.²⁶⁶ Tankerlieferungen von Kasachstan nach Neka fanden dabei nicht nur im Rahmen des offiziellen Abkommens zwischen Munai-Impex und NICO statt, sondern wurden zunehmend auch von unabhängigen privaten Ölhandelsunternehmen durchgeführt. Die iranische Seite verkündete vor dem Hintergrund der positiven Entwicklungen, dass sie die Ausbaupläne für den Hafen Neka samt der Pipeline nach Teheran weiter vorantreiben würde. Die Transportkapazität sollte demnach zukünftig auf bis zu 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) gesteigert werden.²⁶⁷ Auch die Anstrengungen zum Aufbau einer eigenen kaspischen Tankerflotte, bestehend u. a. aus sechs Tankern der Paramax-Klasse (63.000 dwt), sollten intensiviert werden. Hierzu wurde angeblich sogar ein Abkommen mit dem Unternehmen Caspian Maritim Ltd. unterzeichnet. Das erste Schiff sollte laut Aussagen iranischer Vertreter bereits im Jahr 2006, parallel zum angestrebten Abschluss des Ausbaus des Hafens Neka, geliefert werden.²⁶⁸ Ähnlich wie bei früheren Bekundungen (Jahr 2000) über die Bestellung von Tankern dieser Klasse konnten jedoch auch diese kaum ernst genommen werden, da ohne den parallelen Ausbau der Exporthäfen die Kapazität solcher Schiffe gar nicht erst sinnvoll genutzt werden konnte. Aussichten auf eine weitere positive Entwicklung des Swap-Handels ließen selbst kasachische staatliche Unternehmen eigenständige Pläne zum Ausbau der südlichen Tankerexportroute vorantreiben. So verhandelten KMG und Kaznafta im Juni 2004 mit iranischen Vertretern beispielsweise über den Bau

²⁶⁵ Vgl. Hunter, Catherine: As Battle for Pipeline Recedes, Competition for Caspian Oil Transit Heats up, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 27.4.2004; News in brief, in: Petroleum Economist, Mai 2004.

²⁶⁶ Vgl. Iran Stakes Claim to Caspian Export Trade, in: International Oil Daily, 29.4.2004.

²⁶⁷ Nach dem Abschluss von Phase III der Neka-Teheran-Pipeline sollte die Kapazität des System 435.000 b/d betragen. Durch den Zubau weiterer Pumpstationen und Loopings konnte die Leistung weiter erhöht werden.

²⁶⁸ Vgl. Roberts, John: Iran moves to boost Caspian presence, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 39 S. 1, 1.3.2004.

von zwei Terminals im Nordiran, die den Export von zusätzlichen 1,5 Mt/Jahr aus Kasachstan erlauben sollten.²⁶⁹

In der zweiten Hälfte des Jahres 2004 kam es jedoch zum deutlich Einbruch des Swap-Geschäfts, der diese Pläne relativierte. Betrug das kombinierte Volumen der Öllieferungen aus dem gesamten kaspischen Raum nach Neka im August noch 120.000 b/d (495.000 t), fiel dieses im September auf etwa 70.000 b/d (280.000 t) und erreichte in Oktober lediglich etwa 30.000 b/d (120.000 t). Veränderte Marktbedingungen, welche die nach Brent datierten Preise im Mittelmeerraum gegenüber den nach Dubai²⁷⁰ datierten Preisen für iranisches Öl im Persischen Golf deutlich attraktiver machten (Abbildung 68), bewegten viele Exporteure und Handelsunternehmen trotz höherer Transportkosten zum Umlenken eines Teils ihrer Volumina auf die transkaukasische Route.²⁷¹ Russische Produzenten, wie z. B. Lukoil, die zuvor regelmäßig Neka nutzten, orientierten ihre Exporte wiederum an den kürzlich ausgeweiteten Terminal in Primorsk um. Zusätzlich dazu konnte PetroKazakhstan aufgrund von Problemen mit kasachischen Behörden bei der Erteilung von Exportlizenzen ab Juli keine Eisenbahnlieferungen in den Iran realisieren.²⁷² Der kasachische Gesamtexport nach Neka stieg 2004 vor dem Hintergrund der zum Vorjahr verbesserten Raffinierungsmöglichkeiten auf etwa 1,9 Mt (38.000 b/d), wovon etwa 0,4 Mt von PetroKazakhstan per Eisenbahn geliefert wurden, er blieb jedoch deutlich hinter den positiven Erwartungen der ersten Jahreshälfte zurück.²⁷³ Im unattraktiven Marktumfeld gelang es Neka auch im Verlauf des Jahres 2005 nicht an die Entwicklung der ersten Vorjahreshälfte anzuknüpfen. Die kasachischen Exporte stiegen somit nur leicht auf 2,1 Mt an.²⁷⁴

In Teheran war man mit dieser Entwicklung keineswegs zufrieden. Wiederholt äußerten iranische Vertreter in Gesprächen mit kasachischen Kollegen ihr Interesse an einer deutlichen Ausweitung des Swap-Handels, wobei für das Jahr 2006 eine Verdreifachung des Vorjahresvolumens angestrebt wurde.²⁷⁵ Obwohl kasachische Offizielle die Bereitschaft zur Inanspruchnahme der südlichen Exportroute

²⁶⁹ Vgl. Kazmunaigaz, Kaznafta to build two oil terminals in Iran, in: Business Report, 17.6.2004.

²⁷⁰ Dubai-Fateh bildet ähnlich wie Brent und West Texas Intermediate, eine sog. Benchmark-Ölsorte, die als Referenz für zahlreiche andere Ölsorten dient und insbesondere relevant für die Vermarktung im asiatischen Raum ist. Kasachische Produzenten erhielten im Rahmen der Swaps die iranische Ölsorte Iranian Light, deren Preis sich ebenfalls an der Entwicklung von Dubai-Fateh orientierte.

²⁷¹ Ölanalysen bezeichnen den iranischen Korridor im Zusammenhang mit den Preisentwicklungen auf den Ölmärkten als „total loser“. Vgl. Diversion: Iran Loses Out As Caspian Crude Heads To Europe, in: Nefte Compass, 16.9.2004.

²⁷² Nachdem PetroKazakhstan rechtliche Schritte gegen die kasachische Regierung androhte, wurde die Lizenz im Januar 2005 kurzfristig wieder erteilt. Im Zusammenhang mit den Auseinandersetzungen zwischen PetroKazakhstan, der kasachischen Regierung und Lukoil (siehe Kapitel 5.3.17) wurde sie jedoch im Februar wieder entzogen, sodass das Unternehmen „force majeure“ deklarieren musste und die Lieferungen in den Iran einstellte. Vgl. Kazakhstan: PetroKazakhstan Cut Out Of Iran Swap Trade, in: Nefte Compass, 30.9.2004; Kazakhstan: PetroKazakhstan Weighs Up Iran Swap Deal, in: Nefte Compass, 7.4.2005.

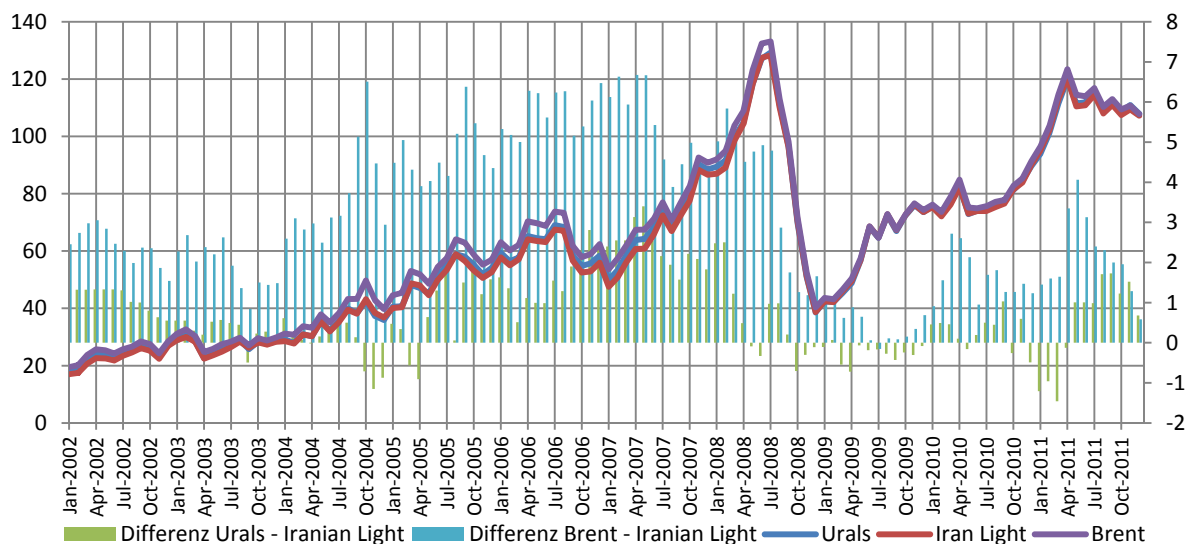
²⁷³ Vgl. Kazmunaigaz completes oil swap with Iran, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.12.2003; Kazmortransflot oil transportation up 63% in 11 months, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.1.2005; Kazakh company's oil shipments up by 57,5 per cent in 2004 (Prime-TASS) in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 25.1.2005.

²⁷⁴ Vgl. Caspian Swaps: Iran May Sweeten Swap Terms To Protects Trade, in: Nefte Compass, 7.4.2005; Kazmortransflot transports 16% more oil in 2005, in: Russia & CIS Energy Newswire, 27.1.2006; Kazakhstan boosts oil deliveries to Iran under swap deals (Interfax), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.11.2006; Sampson, Paul: Pipe Dreams: Multiple Pipelines Come To Pass In The Caspian, in: Nefte Compass, 1.6.2006.

²⁷⁵ Vgl. Kazakhstan set to triple oil swap operations with Iran, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 22.5.2006; Iran interested in boosting oil Swap operations with Kazakhstan – Premier Akhmetov, in: Kazakhstan General Newswire, 6.5.2006.

bestätigten²⁷⁶, reagierten sie auf die iranischen Offerten mit deutlicher Zurückhaltung und schienen die Entwicklung im Einklang mit dem pragmatischen Charakter ihrer Diversifizierungspolitik den Marktkräften zu überlassen. Beim Treffen der Außenminister beider Länder wurde daher vorerst lediglich vereinbart, dass die Lieferungen im Rahmen des offiziellen Swap-Abkommens nicht gesenkt würden (d. h. 1 Mt/Jahr) und deren mögliche Ausweitung Thema anschließender Expertengespräche sein sollte. Die Rahmenbedingungen für die Umsetzung der iranischen Vorstellungen schienen dabei keinesfalls positiv zu sein. Analytiker sprachen davon, dass die Eröffnung der BTC-Pipeline im Verlauf des Jahres 2006 eine Entlastung vorhandener Transportkanäle bringen sollte, sodass der transkaukasische Eisenbahnkorridor bei Bedarf zusätzliches Öl aus Kasachstan aufnehmen könnte.²⁷⁷ Nicht nur der Ausbau westlich ausgerichteter Exportmöglichkeiten, sondern auch die Inbetriebnahme des Atasu-Alashankou-Abschnitts der Kasachstan-China-Pipeline sollte laut Marktbeobachtern das Swap-Geschäft mit dem Iran beeinträchtigen. Erwartet wurde, dass die Produktion von PetroKazakhstan und Kazgermunai, die bis dahin eine Schlüsselkomponente der kasachischen Exportmischung für Neka bildete, nun die neue Pipeline in den Osten speisen würde. Beide Unternehmen wurden nämlich im Verlauf des Jahres 2005 von CNPC übernommen. Ähnliches galt auch für das Öl von Aktobemunaigas, das zuvor zumindest teilweise über Neka geswappt wurde.²⁷⁸

Abbildung 68: Preisentwicklung der Ölsorten Brent, Iranian Light und Urals (Monatsdurchschnitt, USD/b)



Quelle: OECD/IEA Datenbank, http://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oeed_bv_id=eneprice-data-en&doi=data-00447-en# (Zugriff 2.3.2012); eigene Berechnungen.

Letzteres zeigte sich zumindest unmittelbar als unberechtigt. CNPC besaß nämlich keine Bereitschaft, seine gesamte Ölproduktion von den westkasachischen Vorkommen unter kommerziell fragwürdigen Bedingungen per Eisenbahn bis zur Mündung der neuen Leitung nach China zu befördern, die zudem erst Mitte des Jahres 2006 eröffnet und erst graduell auf ihre vorgesehene Kapazität gesteigert werden sollte. Ausschlaggebend für die Entwicklung der Transportvolumina auf der südlichen Route war jedoch insbesondere, dass Probleme bei dem bis dahin dominanten Dienstleistungsanbieter auf dem

²⁷⁶ So beispielsweise Nasarbajew beim Treffen mit Ahmedinedschad am Rande des SCO Summits in China im Frühjahr 2006. Vgl. Iranian president warns against foreign interference in Caspian region, in: IRNA, 15.6.2006.

²⁷⁷ Vgl. Kazakhstan, Iran agreed not to curtail oil swap deals – Foreign Minister of Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 8.6.2006.

²⁷⁸ Vgl. Sampson, Paul: Kazakhstan: Kazakhs Keep Export Option Open As New Routes Come On Stream, in: Nefte Compass, 16.3.2006.

transkaukasischen Eisenbahnkorridor (Azertrans), die letztendlich in die Zerschlagung des Unternehmens mündeten, zu deutlichen Behinderungen des Transitgeschäftes auf dieser Konkurrenzstrecke führten (Kapital 4.16). Dies spiegelte sich u. a. im mehrwöchigen Betriebshalt des aserbaidischen Importterminals Dubendi wider, der die Lieferanten zum Umschwung auf andere Alternativen zwang. Da es im Zuge der anschließenden Monopolisierung der Transportstrukturen durch Middle East Petroleum auch zur deutlichen Erhöhung der Beförderungsgebühren zwischen Baku und Batumi kam, gewannen Exporte über den Iran trotz bestehender Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Ölsorten, welche die südliche Route benachteiligten (Abbildung 68), an wirtschaftlicher Attraktivität. Vor diesem Hintergrund konnte der kasachisch-iranische Swap-Handel im Jahr 2006 im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesteigert werden, obwohl er mit 4,33 Mt (86.000 b/d) das von der iranischen Seite zuvor angestrebte Niveau verfehlte. Davon entfiel etwa die Hälfte (2,2 Mt; 44.000 b/d) auf Exporte im Rahmen des intergouvernementalen Abkommens, das von KMG mit NICO realisiert wurde, der Rest wurde von privaten Handelsunternehmen (z. B. Vitol, Hibernian) geliefert.²⁷⁹

Das erstarkte Interesse an der südlichen Exportroute beschränkte sich nicht nur auf den kasachisch-iranischen Handel, auch turkmenische und insbesondere russische Produzenten kehrten verstärkt zurück. Die im Verlauf des Jahres kontinuierlich wachsende Auslastung der iranischen Transportinfrastruktur veranlasste NIOC zum Bau weiterer Pumpstationen an der Neka-Teheran-Pipeline, sodass deren Kapazität im September 2006 auf 250.000 b/d (12,5 Mt/Jahr) erhöht wurde.²⁸⁰ Im Rahmen eines zweijährigen Ausbauprogramms sollte die Transportleistung der Infrastruktur in zwei Phasen weiter gesteigert werden, zuerst auf 370.000 b/d (18,5 Mt/Jahr) und später auf etwa 450.000 b/d (22,5 Mt/Jahr). Komplementär dazu wurde im Verlauf des Jahres von iranischer Seite mit Sinopec ein Vertrag über die Ausweitung der Raffinerie in Tabriz geschlossen, die zusammen mit dem Werk in Teheran/Rey Öl aus dem kaspischen Raum verarbeitete. Ihre Kapazität sollte bis zum Jahr 2010 von 112.000 b/d auf 220.000 b/d (von etwa 5,5 auf 11 Mt/Jahr) nahezu verdoppelt werden.²⁸¹

Die positive iranische Erwartungshaltung wurde jedoch enttäuscht. In den folgenden Jahren konnte kein weiterer Zuwachs des Ölhandels auf der Aktau-Neka-Route verzeichnet werden, sodass das Jahr 2006 den vorläufigen Höhepunkt kasachischer Ölexporte in südliche Richtung darstellte (Stand 2013). Die in Neka verladenen Volumina reichten in der Folgezeit nicht einmal zur Auslastung der im Verlauf des Jahres 2006 geschaffenen Transport- und Verarbeitungskapazitäten aus.²⁸² Als Grund für diese Entwicklung muss an erster Stelle der Wettbewerb durch die beiden Konkurrenzrouten (Aktau-Machatschkala-Noworossiysk, Aktau-Baku-Batumi/Kulevi) genannt werden. Der von Transneft angebotene Tarif für die Nutzung der Pipeline zwischen Machatschkala und Noworossiysk lag überwiegend unterhalb der von der iranischen Seite geforderten Swap-Gebühren (der Tarif wurde von Transneft im Jahr 2001 auf 7,06 USD/t festgelegt und erreichte 2010 8,70 USD/t), wobei die geringeren Ver-

²⁷⁹ Vgl. Neka Netbacks: Iran Makes The Most Of Rising Caspian Oil Exports, in: Nefte Compass, 14.9.2006; Sampson, Paul: Iran Strengthens Role as Caspian Hub, But New Pipes Challenge, in: International Oil Daily, 13.2.2007; Kazakhstan boosts oil deliveries to Iran under swap deals (Interfax), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.11.2006; Daly, John C.K.: Analysis: Iran seeks oil swaps, in: UPI Energy, 31.8.2007.

²⁸⁰ Vgl. Iran: Neka-Rey oil pipeline capacity hits 250,000 bpd, in: Tehran Times, 24.9.2006; High oil prices persist while Republicans control the White House, in: Kargozaran, 10.9.2006.

²⁸¹ Vgl. Gould, Tim et al.: Perspective on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: IEA/OECD, December 2008, S. 35.

²⁸² Laut Amin Eskenderi, dem Leiter des NIORDC Oil Processing Department, besaß der Hafen von Neka eine Verladekapazität von 17,2 Mt/Jahr (344.000 b/d). Vgl. Iran is ready to be a route for Caspian oil export to world market, in: Alexander's Gas & Oil Connections, News & Trends: Central Asia, Vol. 13, Issue 9, 15.3.2008; NIORDC Präsentation, Moscow, 23.6.2009.

schiffungskosten auf der Strecke von Aktau nach Machatschkala, die u. a. durch die Möglichkeit der deutlich höheren Auslastung der Tanker bzw. den Einsatz größerer Schiffe gegeben waren,²⁸³ die Gesamttransportkosten im Vergleich zur südlichen Route zusätzlich attraktiver machten. Dieser Effekt wurde bis zur zweiten Jahreshälfte 2008 ebenfalls durch den höheren Wert der Urals-Sorte, die die kasachischen Produzenten in Noworossiysk von Transneft erhielten, im Vergleich zu der im Gegenzug für die Swap-Lieferungen von NIOC zur Verfügung gestellten Sorte Iranian Light verstärkt. Obwohl dieser Vorteil durch die darauffolgende Preisentwicklung entfiel (Abbildung 68), spielten für die Verteilung der Ölvolumina zwischen Neka und Machatschkala auch weitere Faktoren eine wichtige Rolle. Beispielsweise zeichnete sich die russische Route wegen der jahres- und quartalsbasierten Quotenregelung durch eine vergleichsweise geringe Flexibilität aus, sodass kurzfristige Verlagerungen auf andere Strecken nur schwer zustande kommen und die Produzenten somit kaum auf temporäre Preisschwankungen reagieren konnten. Darüber hinaus konnte ein Teil der über Machatschkala exportierten Ölsorten aufgrund der Qualitätsmerkmale ohnehin gar nicht erst nach Neka umgelenkt werden. Entscheidend war auch, dass Kasachstan mit Rücksicht auf Transitvereinbarungen mit Russland an der möglichst vollständigen Auslastung seiner Quote interessiert war, um somit positive Voraussetzungen für ihre weitere Steigerung zu schaffen. Auch in der Konkurrenzsituation zwischen der transkaukasischen Eisenbahnroute und den Swap-Lieferungen über den Iran wurde die Wahl der Exporteure durch das Zusammenspiel der Transportkosten und der Ölpreisdifferenz zwischen Mittelmeerraum und Persischem Golf bedingt.²⁸⁴ Dies galt jedoch nur für einen Teil der verfügbaren Ölvolumina, da US-Produzenten aufgrund der Sanktionsbestimmung Neka ohnehin gänzlich meiden mussten. Es war dabei gerade Chevron bzw. TCO, das seit Ende des Jahres 2008 für einen kontinuierlich wachsenden Teil der maritimen Lieferungen von Aktau verantwortlich war. Lediglich nicht-amerikanische Unternehmen mit passenden Ölsorten und die in der Region tätigen Handelsgesellschaften, die gleichzeitig nicht durch längerfristige vertragliche Bestimmungen an eine konkrete Trasse gebunden waren, konnten ihre Wahl kurzfristig auf der Grundlage von aktuellen Netback-Preisentwicklungen²⁸⁵ auf jeweiligen Teilmärkten treffen. Ein weiterer wichtiger Grund für den stetigen Rückgang der Exporte über Neka waren Akquisitionen von CNPC im kasachischen Ölsektor und die im Zusammenhang mit der Erweiterung der Kasachstan-China-Pipeline stehende kontinuierliche Umlenkung der Ausfuhr des Konzerns in östliche Richtung. Einer deutlichen Ausweitung der Exporte über den Iran stand nach Meinungen einiger Experten, wie z. B. des Leiters des PIR-Center Education Programme, Albert

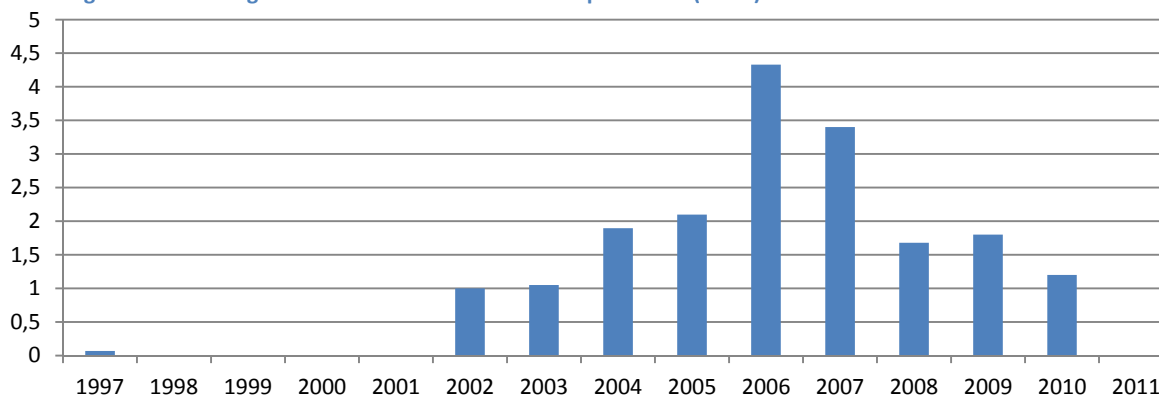
²⁸³ Neka zeichnete sich auch weiterhin durch Tiefgangbeschränkungen aus und konnte nur Tanker mit etwa 5.000 t Öl empfangen, Machatschkala akzeptierte demgegenüber auch Tanker mit 13.000 t. Die Tanker-Transportkosten auf der Route Aktau-Machatschkala bewegten sich im Jahr 2010 zwischen 11,30 und 11,50 USD/t (für Tanker der Kapazität 13.000 dwt), demgegenüber lagen sie auf der Route Aktau-Neka bei 14-16 USD/t (für Tanker der Kapazität 5.000 dwt). Vgl. Argus Рынок Каспия, Еженедельный обзор рынков нефти и нефтепродуктов стран Каспия и Средней Азии, Выпуск IV, No. 6, 16. February 2011, S. 2.

²⁸⁴ Die nach Brent datierten Preise im Mittelmeerraum bewegten sich nahezu durchgehend deutlich über denen der Sorte Iranian Light. Da die Eisenbahnlieferungen auf der Route Baku-Batumi/Kulevi aber teurer waren als die Swap-Exporte über Neka, ergaben sich die Vorteile durch die Nutzung der transkaukasischen Route erst ab einem gewissen Unterschied zwischen den Ölpreisen. Nachdem die Tarife in Aserbaidschan nach der Zerschlagung von Azertrans (2006) erst sichtbar anstiegen und die Produzenten von der kaukasischen Route abgeschreckt wurden, kam es in der Folgezeit mit Hinsicht auf den Wettbewerb mit Neka zu gewissen Anpassungen, was letztendlich zur Rückkehr der Exporteure führte.

²⁸⁵ Der Netback-Preis berechnet sich als Differenz zwischen dem Marktwert des Öls und den Gesamtkosten, welche entstehen, bevor das Öl an den Verkaufspunkt gelangt (Produktion, Transport usw.).

Zulkharneyev, außerdem das fehlende Interesse auf kasachischer Seite entgegen.²⁸⁶ Dies spiegelte sich sowohl auf Ebene des nationalen Ölonternehmens wider und konnte ebenfalls in der Haltung der Regierung erkannt werden, die nach der erfolgreichen Aufnahme der Swaps im Jahr 2002 in den Verhandlungen mit dem Iran nicht mehr zu den noch im Verlauf der 1990er Jahre diskutierten deutlich höheren Transportvolumen (5-6 Mt/Jahr) zurückkehrte. Spätestens nach dem Erwerb des Terminals Batumi (2006) und von Rompetrol (2007) lag das strategische Interesse von KMG in der Auslastung seiner Anlagen in Georgien und der Versorgung der Raffinerien in Rumänien mit eigenem Öl. Eine mögliche Steigerung der Lieferungen über den Iran wurde von kasachischer Seite insgeheim erst im Zuge der Inbetriebnahme von Kashagan und dem in diesem Zusammenhang angestrebten Ausbau der maritimen Transportkapazitäten in Betracht gezogen, sie wurde jedoch entsprechend der pragmatischen Einstellung von kommerziellen Rahmenbedingungen und dem Interesse der Produzenten abhängig gemacht. Die iranische Swap-Route konnte daher aus kasachischer Sicht grundsätzlich als Nische bezeichnet werden, deren Nutzung zum Großteil den Ölhandelsgesellschaften überlassen wurde und die bei Bedarf zur Entlastung der angespannten Transportlage beitragen bzw. als eine Art „Reserve“ dienen konnte. Sogar im Verlauf des russisch-georgischen Krieges im Jahr 2008, der eine einzigartige Chance für eine Renaissance des südlichen Korridors darstellte, entschied sich die kasachische Regierung zur Umlenkung der kurzfristig nicht über Batumi exportierbaren Ölvolumina auf den eigenen Markt. Bis zum Stopp der Swaps im Jahr 2010 zeichnete sich daher im Lieferumfang nach Neka, trotz gewisser Schwankungen, eine allgemein rückläufige Tendenz ab (Abbildung 69).

Abbildung 69: Entwicklung des kasachisch-iranischen Ölswap-Handels (in Mt)



Quellen: Scott Wilson: Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, 2007, S. 20, 21; IHS Database; KazMunayGas: Kazakhstan's oil export: reality and perspectives, Istanbul, October 2010, http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1057/Nurtas_Shmanov_KAZMUNAYGAS_ENG.pdf, (Zugriff 25.6.2011).

6.18 Irans Reaktion auf Astanas maritime Exportstrategie

Parallel zur Entwicklung des kasachisch-iranischen Swap-Handels fanden auf iranischer Seite weiterhin auch Überlegungen zur Schaffung einer großvolumigen Exportroute für Kashagan statt, die ebenfalls von anderen Produzenten im kaspischen Raum genutzt werden könnte. Frühere sowohl in Astana als auch in Teheran entwickelte Ideen zur Einbeziehung des Irans in die Evakuierung größerer kasachischer Ölvolumina waren dadurch geprägt, dass die auf Tankerlieferungen basierenden Swaps lediglich die erste Stufe eines Transportkorridors darstellen sollten, dessen Kernstück eine spätere Überlandleitung von Kasachstan über Turkmenistan in den Iran (KTI) mit Anschluss an das bestehende iranische Pipelinenetz bilden würde. Die Rahmenbedingungen, unter denen die aktuellen irani-

²⁸⁶ Vgl. The Caspian Sea As the Focal Point of Iranian Energy Interests, (Vremya Novosti), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 21.4.2010.

schen Transportpläne konzipiert wurden, mussten jedoch zwei Faktoren berücksichtigen. Auf einer Seite war dies die von der kasachischen Regierung und den Ölkonzernen für Kashagan bevorzugte maritime Exportstrategie, die sich in Plänen zum Ausbau der Häfen Aktau und Kuryk wie auch im Aufbau einer eigenen kaspischen Tankerflotte widerspiegelte und von Astana zum integralen Bestandteil der kasachischen multivektoriellen Exportpolitik ausgerufen wurde. Auf der anderen Seite musste vor dem Hintergrund der Erfahrungen zur Vorbereitung der Machbarkeitsstudie zur KTI endgültig anerkannt werden, dass von westlichen Unternehmen kaum direkte Kooperationen beim Aufbau einer südlich ausgerichteten Pipelineinfrastruktur zu erwarten waren. Beide Aspekte führten bereits dazu, dass die kasachische Führung jegliche Pläne zur aktiven Beteiligung an Vorhaben, die eine direkte Pipelineverbindung beider Länder vorsehen würden, zurückstellte und in dieser Hinsicht keine Initiatorrolle mehr einnahm. Die Herausforderung für Teheran bestand somit nicht nur in der Entwicklung eines Transportsystems, das kompatibel mit den kasachischen Exportplänen für Kashagan wäre, sondern auch in der Einbeziehung von Partnern, die seine Finanzierung und Auslastung gewährleisten würden. Das strategische Interesse Irans lag dabei unverändert in der Etablierung einer ernsthaften Konkurrenz zur BTC, die als politische Pipeline und Sinnbild der us-amerikanischen geopolitischen und geoökonomischen Penetration des kaspischen Raumes wahrgenommen wurde. „*The [BTC] pipeline was put into operation with America's political pressure. Now Iran will reduce its costs and compete with the pipeline.*“²⁸⁷

6.18.1 Das Neka-Jask-Pipelineprojekt

Iranische Vertreter verkündeten im Juli 2006 Pläne zum Bau eines sog. „submerget turret loading systems“²⁸⁸ in Neka, das die Offshore-Beladung von Tankern mit einer Kapazität von bis zu 63.000 dwt erlauben und die bestehenden Tiefgangprobleme des Hafens überwinden sollte. Somit konnte nicht nur eine deutliche Senkung der Transportkosten ermöglicht werden, der Vorstoß sollte vor allem die Kompatibilität des Hafens Neka mit der im Rahmen von KCTS eingesetzten Tankerklasse garantieren. Parallel wurden vom Iran erneut Pläne zum Bau von sechs Tankern mit einer Kapazität von jeweils 63.000 dwt verkündet. Die iranischen Hoffnungen auf eine Beteiligung am Kashagan-Exportgeschäft waren nicht unbegründet, denn in der Tat schienen einige Partner im Agip KCO der Möglichkeit des künftigen Exports eines Teiles ihrer Produktion nach Neka nicht gänzlich abgeneigt zu sein.²⁸⁹ Die kasachische Seite begrüßte daher öffentlich die iranischen Ausbaupläne, die im Grunde die eigene Exportstrategie reflektierten, und unterstützte auch verbal die Ausweitung der Swap-Geschäfte. „*I believe that it is very important to strengthen our energy relations, especially in swap supplies.*“²⁹⁰ Im Dezember 2006 kam es zu einer Serie von Treffen zwischen hochrangigen kasachischen und iranischen Offiziellen, in denen die Ausweitung der Öllieferungen wie auch der Bau von Raffinerien in Nordiran und möglicherweise auch Aktau besprochen wurde. Der Ausbau der Raffineriekapazität

²⁸⁷ Abdolrahman Kheyla'i, Betriebsleiter des Ölexportterminals Neka, zit. in: Zandi, Reza: Plans afoot to compete with Baku-Ceyhan pipeline (Sharq), in: BBC Monitoring Middle East, 17.7.2006.

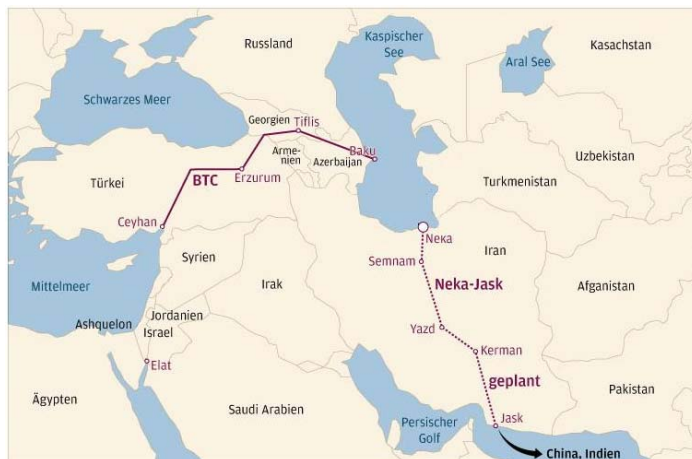
²⁸⁸ Es handelt sich um eine Unterwasseranlage zur Beladung von Tankern, die mit einer besonderen Andockvorrichtung am Schiffsrumpf ausgestattet sein müssen. Vgl. STL System, in: PortMeridian, <http://www.portmeridian.com/stl-system.html> (Zugriff 16.2.2012).

²⁸⁹ Drei davon sollten von der Sadra Company im Iran, weitere drei im russischen Astrachan gebaut werden. Vgl. Zandi, Reza: Plans afoot to compete with Baku-Ceyhan pipeline (Sharq), in: BBC Monitoring Middle East, 17.7.2006; ConocoPhillips Updates Ambassador On "N" Block, Kashagan, 6.12.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ASTANA738&q> (Zugriff 16.2.2012).

²⁹⁰ Daniyal Akhmetov, kasachischer Premierminister, zit. in: Kazakhstan prime minister speaks for strengthening energy cooperation with Iran, especially in Swap operations, in: Kazakhstan General Newswire, 15.9.2006.

stellte aus iranischer Sicht einen wichtigen Bestandteil des Planes zur Steigerung des Swap-Potenzials dar, da nur so die lokale Verarbeitung kasachischen Öls gewährleistet werden konnte.²⁹¹ Gleichzeitig würde dies auch einen Beitrag zur Lösung iranischer Versorgungsengpässe mit Ölprodukten (insbesondere Treibstoffen) darstellen, deren Verbrauch aufgrund der stark subventionierten Preise und der demografischen, urbanen und wirtschaftlichen Entwicklung des Landes in den letzten Jahren rasant anstieg.²⁹² Teheran schlug in diesem Zusammenhang auch die Beteiligung kasachischer Unternehmen am Ausbau der iranischen Raffinerien vor. Jedoch konnten im Verlauf der Verhandlungen zur Umsetzung dieser Pläne, die u. a. im Rahmen der *Kazakh-Iranian intergovernmental commission for trade and economic cooperation* geführt wurden, vorerst keine Ergebnisse erzielt werden.²⁹³

Abbildung 70: Neka-Jask-Pipelineprojekt



Quelle: Bekbolotova, Gulaim: Aserbaidshans Geschäfte mit Israel erzürnen den Iran, in: Wirtschaftsblatt, 29.8.2008, <http://wirtschaftsblatt.at/home/nachrichten/international/828674/index> (Zugriff 2.3.2012); eigene Bearbeitung.

In Anlehnung an den Vorschlag zum Ausbau des Hafens Neka wurden von iranischer Seite im Verlauf des Jahres 2007 weitere Vorstöße gemacht, die zur Stärkung der Transitposition beitragen und somit das politische und wirtschaftliche Gewicht des Landes im kaspischen Raum erhöhen sollten. Im August sprach der iranische Ölminister, Gholam-Hossein Nozari, über bestehende Pläne zum Bau einer großen Leitung zwischen Neka und Teheran, welche die Transportkapazität zwischen dem Hafen und dem nordiranischen Pipelinenetz auf 1 mb/d erhöhen sollte.²⁹⁴ Hochrangige Angestellte des Ministeriums verkündeten gleichzeitig, dass der Iran künftig bis zu 2 mb/d aus der kaspischen Region aufnehmen könnte, wovon jeweils die Hälfte im Land verbraucht bzw. exportiert werden könnte. In den folgenden Monaten kam es jedoch zur weiteren Umstrukturierung des Pipelineplanes. Im November

²⁹¹ Iranische Raffinerien konnten (teils erst nach entsprechenden Anpassungen) insgesamt 350.000 b/d kaspischen Öls verarbeiten (davon Tabriz 80.000 b/d, Isfahan 150.000 b/d, Teheran 120.000 b/d). Vgl. Iran is ready to be a route for Caspian oil export to world market, in: Alexander's Gas & Oil Connections, News & Trends: Central Asia, Vol. 13, Issue 9, 15.3.2008; NIORDC Präsentation, Moscow, 23.6.2009.

²⁹² Im Verlauf der zurückliegenden Dekade um etwa zehn Prozent pro Jahr. Aufgrund ausstehender Investitionen reichten die eigenen Raffineriekapazitäten nicht mehr für die Versorgung des Binnenmarktes aus und das Land musste große Mengen an Ölprodukten einführen. Im Jahr 2007 wurden Treibstoffe im Umfang von 36 Mio. Liter/Tag importiert. Gasöl-Importe betragen im selben Jahr etwa 8 Mio. Liter/Tag. Die iranischen Pläne für die Ausweitung der einheimischen Raffineriekapazitäten sahen bis zum Jahr 2012 Investitionen im Umfang von 20 Mrd. USD vor. Vgl. Tan, Steve: Iran to double refinery capacity by 2012, in: Chemical News & Intelligence, 19.5.2008; Daly, John C.K.: Iran as energy transit route, in: UPI Energy, 16.10.2008.

²⁹³ Vgl. Kazakhstan, Iran to increase trade up to 10bn dollars – Ahmedinezhad (Interfax), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.10.2007.

²⁹⁴ Vgl. Cizuk, Samuel: New Iranian Pipeline to Raise Oil Swap Capacity for Central Asian, Caucasian Neighbours to 1 mil. b/d, in: IHS Global Insight, 28.8.2007.

erteilte Nozari schließlich seine Zustimmung für die Durchführung von zwei Machbarkeitsstudien. Die erste sollte die Errichtung einer Raffinerie im Norden des Landes untersuchen, die der Verarbeitung kaspischer Ölimporte dienen sollte.²⁹⁵ Die zweite Studie sollte den Bau einer Leitung von Neka nach Jask am Omanischen Golf erforschen (Abbildung 70), die kaspischen Ölproduzenten eine direkte Exportmöglichkeit zum Indischen Ozean eröffnen und auch eine Funktion bei der Versorgung des Binnenmarktes übernehmen würde.²⁹⁶ Die Kosten des 1.515 km langen Systems mit einer Kapazität von 1 mb/d wurden auf 1,5-2 Mrd. USD geschätzt, wobei der Zugang nicht auf dem Landweg über Zulieferpipelines, sondern per Tanker erfolgen sollte. Diese Lösung sollte aus iranischer Sicht nicht nur im Einklang mit den kasachischen maritimen Exportplänen sein, sondern auch eine größere Flexibilität und Diversifizierung bei der Beladung und Auslastung ermöglichen. Der Iran sollte somit für Produzenten der gesamten Region zum „Golden Gate“²⁹⁷ beim Zugang zum Weltmarkt aufsteigen. Innerhalb des Landes wurden aber auch kritische Stimmen laut. Diese bemängelten, dass die inflationäre Vermehrung von Infrastrukturprojekten bereits zu Finanzengpässen bei mehreren strategischen Vorhaben führte und eine neue Großpipeline lediglich zur weiteren Verschärfung des Problems beitragen würde. Die Planer schienen sich hiervon jedoch nicht abschrecken zu lassen. Die Projektbauzeit wurde mit vier Jahren angegeben, wobei der genaue Zeitrahmen der Umsetzung von den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie, die bis Mitte 2008 vorgelegt werden sollte, und der Entwicklung der Verhandlungen mit potenziellen Investoren abhängen sollte. Die Zusammenarbeit mit ausländischen Unternehmen war laut Teheran erwünscht, da diese u. a. die Auslastung der Leitung garantieren sollten. Iranische Offizielle sprachen davon, dass im Vorfeld bereits einige westliche, russische und kasachische Ölgesellschaften ihr Interesse an einer Projektbeteiligung bekundeten.²⁹⁸ Demnach befanden sich angeblich sowohl ENI als auch Total unter den Interessenten, was jedoch von den meisten Analytikern nur als Teil der iranischen Verhandlungstaktik gedeutet wurde. In der Tat beeilten sich ENI-Vertreter zu verkünden, dass das Engagement an einer iranischen Route aus ihrer Sicht politisch unmöglich wäre. Auch die Teilnahme von Total, das zu den Aussagen keine Stellung bezog, wurde von Wirtschaftskommentatoren als unwahrscheinlich angesehen, da sich der Konzern angeblich zunehmendem Druck seitens seiner Regierung ausgesetzt sah, keine neuen Verträge mit dem Iran einzugehen und bereits mit erheblichen Problemen bei der Realisierung seines iranischen LNG-Projektes konfrontiert war.²⁹⁹ Demgegenüber implizierten Äußerungen von ExxonMobil-Vertretern, wonach beide Unternehmen – insbesondere aber das französische – in Verhandlungen über KCTS im Verlauf des Jahres 2007 ein erhebliches Interesse daran bekundeten, den geplanten Terminal in Kuryk nicht ausschließlich für Lieferungen nach Baku zu reservieren, dass von ihnen durchaus auch die Möglichkeit des Exports eines Teils ihrer Produktionsanteile nach Neka in Betracht gezogen wurde.³⁰⁰

²⁹⁵ Mit einer Kapazität von 300.000 b/d. Der Standort sollte noch bestimmt werden.

²⁹⁶ Die Pipeline sollte an Standorten einiger bestehender und geplanter Raffinerien entlang verlaufen und somit bei Bedarf deren Versorgung erlauben. Die iranischen Pläne sahen auch die Möglichkeit ihres Betriebes in umgekehrter Richtung vor. In diesem Fall würde sie als reines Binnenprojekt zur besseren Versorgung der nördlichen Verbraucherzentren durch Lieferungen aus dem Süden dienen. Vgl. Cizuk, Samuel: Caspian-to-Arabian Sea Pipeline Suggested by Iran as it Searches for Central Asian Inroads, in: IHS Global Insight, 20.11.2007.

²⁹⁷ Vgl. Iran Proposes Caspian-Gulf Pipeline, in: Nefte Compass, 29.11.2007.

²⁹⁸ Vgl. Chevron Manager Discusses Orenburg Deal, KCTS, 26.4.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA1110&q> (Zugriff 16.2.2012).

²⁹⁹ Vgl. Butyrina, Yelena: Kazakhstan may participate in the Iranian Neka-Jask pipeline construction project (Panorama, S. 7), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 4.3.2008.

³⁰⁰ Vgl. Cizuk, Samuel: New Iranian Pipeline to Raise Oil Swap Capacity for Central Asia, Caucasian Neighbours to 1 mil. b/d, in: IHS Global Insight, 28.8.2007; Ritchie, Michael: Iran Unveils Plans for Caspian Export Pipe, in: International Oil Daily, 16.11.2007.

6.18.2 Irans Streben nach der Beteiligung kasachischer Produzenten am Neka-Jask-Projekt

Obwohl der Druck der US-Administration dazu führte, dass Astana die iranische Route nicht mehr öffentlich als eine ihrer Prioritäten deklarierte, blieb die kasachische Regierung im Einklang mit ihrer pragmatischen Exportpolitik weiterhin an dieser Option interessiert. Dies führte dazu, dass die iranischen Pläne auf niedrigen Ebenen wiederholt diskutiert wurden. So nahmen beispielsweise Ende des Jahres 2007 iranische und kasachische Vertreter auf Arbeitsgruppenniveau Gespräche über die Möglichkeit der Schaffung eines Kasachstan-Iran-Transportsystems (KITS) auf, das die Neka-Jask-Pipeline speisen würde. Dieses könnte grundsätzlich nach dem Vorbild des KCTS gestaltet und durch ein Gemeinschaftsunternehmen zwischen KMG und NIOC implementiert werden. Darüber hinaus wurde von iranischer Seite weiterhin auch der Bau von Raffinerien und petrochemischen Anlagen im Nordiran angestrebt. Wie bereits im Jahr zuvor wurde hierbei auch eine direkte Beteiligung der kasachischen Seite vorgeschlagen, die als Bestandteil von Swap-Vereinbarungen erfolgen sollte.³⁰¹ Iranische Vertreter sprachen sogar von der Möglichkeit gemeinsamer Investitionsprojekte im Persischen Golf, womit sie auf das kasachische Interesse an der auswärtigen Expansion der Aktivitäten von KMG reagierten.³⁰² Obwohl sich hochrangige kasachische Offizielle, darunter auch Nasarbajew, bei gemeinsamen Gesprächen wiederholt zustimmend über die Implementierung des Neka-Jask-Projektes äußerten,³⁰³ blieben die Bekenntnisse lediglich auf einer allgemeinen verbalen Ebene und wurden durch keine weiterführenden politischen Initiativen begleitet. Die kasachische Führung war sich nämlich der weiterhin bestehenden finanziellen Herausforderungen, mit denen eine aktive Teilnahme an der südlichen Exportroute verbunden wäre, sowie des zu erwartenden Widerstandes aus Washington sehr wohl bewusst. „*The only "but" is that there are certain investment restrictions as a result of this country's position in international politics.*“³⁰⁴

Interne Berichte und sporadische Meldungen aus dem Umfeld der Verhandlungen über KCTS im Verlauf des Jahres 2008 verdeutlichten jedoch, dass man in Astana durchaus realistisch mit der Möglichkeit zukünftiger Exporte über den Iran rechnete, wobei in dieser Hinsicht vor allem Total und ENI als Hauptkandidaten betrachtet wurden. Beide Unternehmen schienen einzuplanen, nach der Ausweitung der Förderung auf Kashagan (Phase II der Feldentwicklung) im Jahr 2015 einen Teil ihres Öls nach Neka liefern zu wollen und auch KMG selbst bedachte angeblich diese Alternative.³⁰⁵ Wie viel Öl auf diesem Weg befördert werden sollte blieb aber ungewiss. Die Äußerungen europäischer und kasachischer Unternehmens- bzw. Regierungsvertreter zugunsten südlicher Exporte auf der Trasse Aktau/Kuryk-Neka mussten zudem im Sinne des Konzeptes der bestreitbaren Märkte auch als Teil der Verhandlungstaktik gegenüber Aserbaidschan interpretiert werden, das weiterhin als primäre Route für die Kashagan-Exporte galt. Das Land vertrat in den Gesprächen über die Gestaltung von KCTS eine sehr harte Position und wollte keine Beteiligung ausländischer Ölproduzenten am transkaspischen

³⁰¹ Kasachische Produzenten sollten Öl an die im Iran gebauten Raffinerien liefern und damit ihre Auslastung garantieren. Im Gegenzug sollten sie Rohöl im Persischen Golf erhalten.

³⁰² Vgl. Pannier, Bruce: Kazakhstan Set To Increase Energy Cooperation With Iran, in: Radio Free Europe, 16.10.2008.

³⁰³ Vgl. Butyrina, Yelena: Kazakhstan may participate in the Iranian Neka-Jask pipeline construction project (Panorama, S. 7), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 4.3.2008.

³⁰⁴ Transit of Kazakh oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline boosts regional security (Interview with Kaigeldy Kabyldin, in: Panorama, S. 9), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 19.9.2008.

³⁰⁵ Vgl. International Oil Companies Brief Ambassador On Current Operations And Future Plans, 6.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1977&q> (Zugriff 17.2.2012).

Tankertransport erlauben.³⁰⁶ Trotz der Spekulationen über die künftige Möglichkeit des Exports eines Teils der Kashagan-Produktion in Richtung Iran, unternahm Astana aber auch im Verlauf des Jahres 2008 keinerlei konkrete Schritte zur Unterstützung des Neka-Jask-Projektes. Beim Treffen mit dem US-Sonderbeauftragten für die kaspische Region (S. Mann) sprach der stellvertretende Vorsitzende des nationalen Wohlfahrtsfonds Samruk-Kazyna, T. Kulibajew, zwar davon, dass Kasachstan zukünftig mit dem Öltransport in alle geografischen Richtungen rechnet. Er deutete jedoch gleichzeitig darauf, dass im Falle des erfolgreichen Ausbaus der CPC, der transkaspischen Verbindung über Baku und der Kasachstan-China-Pipeline auf insgesamt etwa 120-130 Mt/Jahr³⁰⁷ „we would not need to ship [oil] to Iran.“³⁰⁸ Später äußerte er sich noch etwas präziser. „The route through Iran is the fastest way to reach the Asian market. And Iran is more politically stable than, say, Afghanistan. But we are well aware that the United States is opposed to shipments through Iran, so we are not actively pursuing that option. We will wait and see, maybe there will be a change in this policy with the new administration in Washington.“³⁰⁹ Auch der stellvertretende Präsident von KMG, M. Idenov, bestätigte diese Auffassung. Ihm zufolge besaß Kasachstan keine unmittelbaren Pläne zur Ausweitung der Lieferungen in den Iran, wobei er auch Skepsis bezüglich der Aussichten zum Bau der Neka-Jask-Pipeline zeigte. „No one would build such a long, expensive pipeline without a commitment of oil – and who would commit the oil?“³¹⁰ Aus langfristiger Perspektive wurde zwar von ihm die Steigerung der Ölexporte über den Iran nicht ausgeschlossen, die eindeutige Präferenz seiner Regierung würde jedoch beim Ausbau der CPC, dem Schaffen eines Anschlusses an die BTC, der Fertigstellung der Kasachstan-China-Leitung und möglicherweise dem Bau einer weiteren transkaukasischen Pipeline liegen. Mit Hinblick auf diese Interessenslage konnte im Rahmen der kasachisch-iranischen Arbeitsgruppentreffen vorerst einzig eine Einigung darüber erzielt werden, dass die iranische Seite bis Ende 2008 die Machbarkeitsstudie zum Bau einer Raffinerie im Norden Irans zur Verarbeitung kaspischer Ölsorten vorliegt, die dann von der kasachischen Seite weiter untersucht werden sollte. Fokussiert wurden darüber hinaus Projekte zur Ausweitung der Eisenbahninfrastruktur, die ebenfalls Russland und Turkmenistan einbeziehen sollten und eventuell auch für Öllieferungen genutzt werden könnten.³¹¹ Obwohl die Verbesserung der Exportmöglichkeiten auf der südlichen Exportroute von kasachischer Seite im Sinne der multivektoriellen Diversifizierungsstrategie sicherlich erwünscht war und ihre perspektivische Nutzung nicht ausgeschlossen wurde, wurde sie jedoch aufgrund der bestehenden Rahmenbedingungen lediglich als potenzielle Ergänzung der drei anderen großen Korridore betrachtet. Eigene politische Impulse, geschweige denn die Bereitschaft zur Übernahme von konkreten Verpflichtungen bzw. einer direkten Beteiligung an der Umsetzung der Neka-Jask-Leitung, zeigte Astana weiterhin nicht. Die Initiative im Rahmen des Projektes, das wegen seiner Größe prinzipiell Zusagen über die Durchleitung kasachischer Ölvolumen benötigte, blieb somit nur auf iranischer Seite.

³⁰⁶ Vgl. Butyrina, Yelena: Astana and Tehran resume talks on Kazakh-Iranian oil pipeline (Panorama, S. 9), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 9.12.2007.

³⁰⁷ Davon CPC 52,5 Mt, Kasachstan-China-Pipeline 20 Mt und KCTS 56 Mt.

³⁰⁸ Zit. in: Timur Kulibayev Discuss Oil Transportation And Georgia Investments, 20.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2081&q> (Zugriff 17.2.2012); The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2012).

³⁰⁹ Zit. in: Kulibayev On The State Of Economy, Hydrocarbon Transportation, 21.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2291&q> (Zugriff 18.2.2012).

³¹⁰ Zit. in: Kazmunaigas First VP Idenov On Swaps With Iran And Trans-Caspian Agreement With Socar, 19.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2276&q> (Zugriff 18.2.2012).

³¹¹ Vgl. Pannier, Bruce: Kazakhstan set to increase energy cooperation with Iran, in: Radio Free Europe, 16.10.2008.

6.18.3 Neka-Jask-Pipeline als Zukunftsprojekt?

Teheran beschränkte sich in seiner Suche nach Kooperationspartnern jedoch nicht nur auf Kasachstan. Iranische Delegationen führten während des Jahres 2008 mehrere Verhandlungsrunden mit Vertretern aus Aserbaidschan und Russland bezüglich ihrer Pipeline- und Raffineriepläne.³¹² Aufgrund der ersichtlichen aserbaidischen Exportpräferenzen und der beschränkten Reservenbasis des Landes, wurden dabei vor allem russische Unternehmen als Kandidaten anvisiert. Erste Gespräche mit Gazprom bezüglich des Pipelineprojektes fanden bereits im Februar 2008 statt.³¹³ Im Juli folgte die Unterzeichnung einer Erklärung zwischen NIOC und dem russischen Gaskonzern über die Zusammenarbeit im Rahmen von Öl- und Gasprojekten im Iran. In den folgenden Monaten mehrten sich Meldungen, wonach beide Parteien auf iranische Initiative hin die Gründung eines gemeinschaftlichen Unternehmens zum Bau der Neka-Jask-Pipeline besprechen würden.³¹⁴ Die Bestrebungen mündeten schließlich aber nur in die Unterzeichnung einer allgemeinen Absichtserklärung zwischen dem iranischen Ölminister und dem russischen Energieminister im März 2009. In dieser einigten sich beide Länder auf eine weitreichende Zusammenarbeit im Energiesektor, die Öl- und Gas-Swaps, die Erschließung von Rohstoffvorkommen, den Bau von LNG-Anlagen und auch die Zusammenarbeit bei der Neka-Jask-Pipeline einschloss. Die Erklärung verwies auch auf die Absicht zur Gründung eines Konsortiums unter Beteiligung von Unternehmen aus dem Iran, Russland und eines dritten Landes, das die Umsetzung der Projekte vorantreiben sollte.³¹⁵

Die Machbarkeitsstudie und entsprechende Dokumentationsarbeiten für die Neka-Jask-Leitung, wurden von iranischer Seite Mitte 2009 abgeschlossen, worauf aus Teheran vermeldet wurde, dass in kürzester Zeit die Ausschreibung eines Bieterverfahrens zur Auswahl der Projektpartner erfolgen würde.³¹⁶ Die Kosten der 1.684 km langen³¹⁷ Pipeline sollten 3,3 Mrd. USD betragen, sie schlossen jedoch nicht den Bau von Verladeterminals in Neka und Jask ein, die in separaten Aufträgen vergeben werden sollten.³¹⁸ Die Gesamtprojektkosten lagen somit deutlich über den ursprünglich geäußerten iranischen Schätzungen von 2 Mrd. USD. Die Inbetriebnahme und Kapazitätssteigerung der Pipeline sollte laut iranischen Vertretern mit der Produktionsentwicklung im kaspischen Raum koordiniert werden, womit hauptsächlich der Förderbeginn des Kashagan-Feldes gemeint wurde. Laut Teheran wurden im Vorfeld bereits „private Gespräche“ mit diversen Unternehmen bezüglich der Teilnahme am Projekt geführt, wobei die russischen Konzerne Gazprom und Tatneft explizit als mögliche Partner genannt wurden.³¹⁹ Ferner wurde weiterhin auch die Beteiligung westlicher Firmen angestrebt. In diesem Zusammenhang sollten insbesondere Verhandlungen mit ausgewählten Mitgliedern des Agip-

³¹² Vgl. Iran opposes Caspian pipeline official, in: Mehr news agency, 24.1.2009.

³¹³ Vgl. Iran-NIORDC Neka-Jask Pipeline, in: Energy World, <http://www.cceec.com.cn/English/Project/2010/0827/7486.html> (Zugriff 23.2.2011).

³¹⁴ Vgl. Iran, Gazprom discuss energy deal, in: UPI Energy, 14.10.2008.

³¹⁵ Vgl. Minister says Iran-Russia MoU on energy "most comprehensive" (Voice of the Islamic Republic of Iran), in: BBC Monitoring Middle East, 16.3.2009.

³¹⁶ Vgl. Kazakhstan/Russia/Iran Kazakhstan, Russia probable partners of Iran in Neka-Jask oil pipeline, in: Thai Press Reports, 11.6.2009.

³¹⁷ Die anfänglich angenommene Gesamtlänge (1.515 km) der Route stieg nach der Begutachtung durch das iranische Umweltministerium an, da Korrekturen am Streckenverlauf durchgeführt werden mussten.

³¹⁸ Vgl. Jafarov, T.: Iran invites Caspian countries to invest in construction of new oil pipeline – Interview, in: Trend Daily Economic News, 25.6.2009.

³¹⁹ Vgl. Oman: Iran: Tehran looking for pipeline investors for Oman route, in: TendersInfo, 24.6.2009.

KCO - Konsortiums über die Durchleitung eines Teiles ihrer Produktion erfolgen. Hoffnungen wurden dabei vor allem an die Teilnahme von Total, ENI aber auch japanischer Partner geknüpft (Inpex).³²⁰ Die iranische Erwartungshaltung war nicht gänzlich unbegründet und stützte sich auf dem geringen Verhandlungsfortschritt bei der Umsetzung des KCTS. Die unverändert kompromisslose Position der aserbaidischen Seite hinsichtlich der Beteiligung der Produzenten am transkaspischen Teil des Transportsystems frustrierte die kasachische Regierung und ließ sie in den Gesprächen eine zunehmend konfrontative Position einnehmen, wobei mittlerweile offen mit der Möglichkeit der Umlenkung eines Teils der Kashagan-Produktion in südliche Richtung gedroht wurde. „If KCTS does not go forward as anticipated, the European oil companies will ship their crude to Iran.“³²¹ Hierzu wurde von kasachischer Seite die Idee zum Bau eines zusätzlichen Terminals („Kuryk II“) entwickelt, der ebenfalls an die Eskene-Kuryk-Pipeline angeschlossen wäre, jedoch außerhalb der vertraglichen Bestimmungen des zwischen Aserbaidschan und Kasachstan gemeinsam entwickelten transkaspischen Teils des KCTS bleiben und somit eine freie Routenwahl erlauben würde.³²² Eine Einigung mit Aserbaidschan blieb aus kasachischer Sicht aber dennoch unumgänglich, nicht zuletzt weil mehrere Kashagan-Partner Interesse an der Inanspruchnahme ihrer Transportrechte in der BTC besaßen bzw. für Lieferungen über den Iran erst gar nicht in Frage kamen (ExxonMobil, ConocoPhillips). Außer Total, ENI und Inpex schienen keine weiteren Mitglieder des Konsortiums zur Nutzung der Iran-Route bereit zu sein, wobei auch diese lediglich die Verschiffung eines beschränkten Teils ihres Öls in südliche Richtung hinnehmen würden (alle drei besaßen auch Anteile an der BTC, ENI auch an der CPC). Konkrete Angaben über die eventuelle Kapazität des Kuryk II-Terminals, der vorerst hauptsächlich als verbales Druckmittel eingesetzt wurde, wurden nicht gemacht. Aufgrund der angedachten Dimensionen des transkaspischen Teils des KCTS würde jedoch dieser alleine kaum den Bau der Neka-Jask-Pipeline rechtfertigen können. Es erschien viel wahrscheinlicher, dass der Terminal von seiner Dimension unterhalb der Kapazität der voll ausgebauten Neka-Teheran-Pipeline (25 Mt/Jahr) liegen und somit keine zusätzliche Leitung auf iranischem Boden benötigen würde.³²³ Im Umfeld kontinuierlicher Sanktionsverschärfungen und steigenden politischen Drucks der US-Regierung gegen Projekte mit dem Iran beruhte die Strategie der am Export auf der südlichen Route interessierten Produzenten daher ausschließlich auf der Bereitschaft zur eventuellen Nutzung der bestehenden iranischen Transportinfrastruktur. Der von Teheran angestrebte Bau neuer Anlagen müsste somit gänzlich ohne ihr Engagement bzw. jegliche Art von Lieferzusagen erfolgen, was jedoch für den Erbauer mit erheblichen Investitionsrisiken verbunden wäre.

Letztendlich waren selbst kasachische Vertreter trotz der Probleme in den Verhandlungen mit Aserbaidschan keinesfalls bereit, irgendeine Art von Lieferzusagen für das Neka-Jask-Projekt zu erteilen und sie zeigten sich in Gesprächen mit der iranischen Seite äußerst skeptisch bezüglich der Möglich-

³²⁰ Vgl. Tellinghuisen, Carter/Sampson, Paul: Iran Turns to Allies in Poll Aftermath, in: International Oil Daily, 24.6.2009.

³²¹ Arman Darbaeyv, Exekutivleiter von KMG für Öltransport und Dienstleistungsprojekte, zit. in: The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q> (Zugriff 18.2.2012).

³²² Die Lieferungen im Rahmen des transkaspischen Teils von KCTS (vom Terminal in Kuryk) sollten an Baku gebunden sein. Die Entscheidung für die Nutzung einer weiteren Route war von der Zustimmung aller Teilnehmer abhängig, was Aserbaidschan in dieser Frage ein Vetorecht zusprach (siehe Kapitel 4.23).

³²³ Die maximale Kapazität der Eskene-Kuryk-Leitung soll 80 Mt/Jahr betragen und das angedachte Transportvermögen des maritimen Teils von KCTS bis zu 56 Mt/Jahr erreichen. Somit wäre im Grunde die Belieferung eines zusätzlichen kasachischen Terminals mit einer Kapazität von 24 Mt/Jahr möglich. Bedacht werden muss jedoch ferner, dass die Eskene-Kuryk-Pipeline auch eine Gabelung nach Aktau besitzen soll, wodurch die für den Bau eines neuen Terminals verbleibende Kapazität weiter schrumpfen würde.

keit seiner zeitnahen Umsetzung. Verwiesen wurde darauf, dass zuerst eine ausreichende Reservenbasis für die Pipeline gefunden werden müsste und Teheran hierbei wenn überhaupt nur beschränkt auf Kashagan hoffen konnte. Ein großer Teil der Produktion des Feldes sollte künftig nämlich über die BTC-Pipeline befördert werden, da diese über ausreichende freie Transportkapazitäten verfügte und ihre Ausweitung deutlich günstiger wäre, als der Bau einer neuen Leitung über den Iran. Darüber hinaus spekulierte man auf kasachischer Seite ebenfalls mit der Möglichkeit der Verlegung einer neuen Leitung zwischen Baku und der georgischen Küste, die u. a. für Exporte nach Rumänien genutzt werden sollte. Da Teile des Kashagan-Öls auch über die CPC fließen sollten, würden die für andere Routen verbleibenden Volumina verhältnismäßig gering bleiben. Gleichzeitig wurde auf die negativen Auswirkungen der globalen Finanzkrise hingewiesen, die die Finanzierung des Neka-Jask-Vorhabens behinderten. *„Reason of unreality of the pipeline from Central Asia via Iran is the fact that only China has enough funds to finance such project at the moment under the crisis conditions.“*³²⁴ Diese Tatsache wurde auch in Teheran erkannt, sodass bei der Suche nach potenziellen Projektpartnern im Verlauf des Jahres 2009 zunehmend chinesische Konzerne in den Mittelpunkt des Interesses rückten.³²⁵ Iranische Vertreter reisten im Juli nach China, um über Investitionen in den eigenen Ölsektor zu verhandeln. Dabei ging es nicht nur um den Bau der Neka-Jask-Pipeline, sondern auch um die Erweiterung und Modernisierung der neun bestehenden sowie um den Bau von insgesamt sieben neuen Raffinerien. Das gesamte Investitionsvolumen der besprochenen Projekte sollte 54 Mrd. USD betragen.³²⁶ Bezüglich des Pipelineprojektes zeigte man auf chinesischer Seite jedoch zur großen Enttäuschung der Iraner kaum Interesse, da man im kaspischen Raum über keine ausreichenden Produktionskapazitäten verfügte, um seine Auslastung zu gewährleisten. Aus geopolitischer und kommerzieller Perspektive war man ohnehin vielmehr an der Füllung der weiterhin deutlich unter der geplanten Kapazität betriebenen Kasachstan-China-Pipeline interessiert, die gerade zur Verringerung der Abhängigkeit des Landes von maritimen Ölimporten beitragen sollte. Vor dem Hintergrund der Verhandlungsergebnisse trat bei iranischen Vertretern zum Ende des Jahres 2009 bezüglich der Aussichten auf eine baldige Umsetzung des Neka-Jask-Projektes, das zuvor sogar in den kommenden iranischen Fünfjahresplan (2010-2015) aufgenommen wurde, daher eine deutliche Ernüchterung ein. *„Construction of the Neka-Jask pipeline will continue, perhaps, the volume of investment and a schedule for its construction will be changed.“*³²⁷ Gewisse weiterführende Initiativen wurden jedoch dennoch unternommen, nicht zuletzt, weil die Leitung nicht nur für Transitzwecke konzipiert wurde, sondern auch eine Funktion bei der Belieferung heimischer Raffinerien erfüllen sollte. Aus diesem Grund kam es im Mai 2010 zu Verhandlungen zwischen NIORDC und der Khatam al-Anbya Company³²⁸ über mögliche Baumaßnahmen. Mitte Juli musste von den Parteien jedoch verkündet werden, dass die Arbeiten am Projekt nicht begonnen würden, solange nicht die Ressourcenbasis gesichert sei.³²⁹

³²⁴ Mitarbeiter von Kazmunaigas, zit. in: Konyrova, K.: Construction of oil pipeline from Central Asia to Iran is not real: expert, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 1.7.2009.

³²⁵ Vgl. Iran to Negotiate foreign Companies for Neka-Jask Pipeline, in: Moj News Agency, 31.10.2009.

³²⁶ Vgl. Iran Promotes Oil Refining & Pipeline Projects in China, in: Sinocast, 8.7.2009.

³²⁷ Muhammadbaghir Bahrami, iranischer Botschafter in Aserbaidshan, zit. in: Khatinoglu, D.: Iran mulling modernization of gas pipeline to import Azerbaijani gas annually: Interview with Iranian Ambassador, in: Trend Daily Economic News, 16.9.2009; Iran eyes Russia for pipeline investments, in: UPI Energy, 24.6.2009.

³²⁸ Kontrolliert durch die Islamische Revolutionsgarde.

³²⁹ Vgl. Iran-NIORDC Neka-Jask Pipeline, in: Energy World, <http://www.cceec.com.cn/English/Project/2010/0827/7486.html> (Zugriff 23.2.2011).

Im Januar 2011 bestätigte der stellvertretende Ölminister und Leiter von NIOC, Seifollah Jashnsaz, dass sein Land weiterhin an den Plänen zur Umsetzung der Neka-Jask-Pipeline festhielt, wobei er darauf beharrte, dass diese innerhalb der nächsten fünf Jahre umgesetzt werden sollten.³³⁰ Im Oktober vermeldeten iranische Nachrichtenagenturen die angebliche Unterzeichnung eines Abkommens über den Bau der Leitung (Wert 3,3-3,7 Mrd. USD) mit einem näher nicht benannten südkoreanischen Unternehmen. Auf iranischer Seite sollte daran das Unternehmen Khatam al-Anbya beteiligt sein. Gleichzeitig verkündete die Iranian Oil Terminal Company ihr Interesse daran, in Jask einen neuen Export/Importterminal im Wert von 2,2 Mrd. USD mit Anbindung an die Pipelineinfrastruktur des Landes samt größerer Ölspeicheranlagen (20 Mio. Barrel³³¹) zu bauen. Hierzu wurde von dem Konzern ein vorläufiger Vertrag mit Khatam al-Anbya unterzeichnet.³³² Insbesondere die Pläne für den Ausbau der Terminal-Infrastruktur besaßen einen eindeutig strategischen Charakter, denn sie sollte Iran eine Exportmöglichkeit für den Fall potenzieller Störungen der Öllieferungen vom Hauptexportterminal Kharg bieten. „*In the event of any type of problem in exporting crude oil from the Kharg terminal, this terminal can provide back up for exports.*“³³³ Ähnliches galt auch bezüglich eventueller Unterbrechung des Tankerverkehrs über die Meerenge von Hormoz, deren Blockade im Falle eines militärischen Vorgehens der USA vom Iran wiederholt als Vergeltungsschlag angedroht wurde.

Der kurz- und mittelfristige Bedarf für den Bau der Neka-Jask-Pipeline zum Export kaspischen Öls erscheint ungeachtet des Sanktionsumfeldes als nicht gegeben. Da russische Produzenten generell Lieferungen über das Transneft-System bevorzugen, Aserbaidschan sogar über nichtausgelastete Transportkapazitäten in der BTC und Baku-Supsa-Pipeline verfügt und Turkmenistan nur eine geringe Produktionsbasis besitzt, müssen iranische Planer auch künftig grundsätzlich kasachisches Öl als Hauptreservenbasis für das Projekt in Betracht ziehen. Die Verzögerungen bei der Umsetzung von Phase II von Kashagan, die bereits zu Verschiebungen des KCTS-Implementierungszeitplans führten (2018-19), machen im Zusammenhang mit der anstehenden Ausweitung der CPC ein zusätzliches Transportsystem mit einer Durchleitung von 1 mb/d vorerst gänzlich unnötig. Gleichzeitig stellen gerade die im Rahmen von KCTS anvisierten infrastrukturellen Maßnahmen wichtige Voraussetzungen für die auf dem Seeweg vorgesehene Beladung der Neka-Jask-Leitung dar. Auch nach der angestrebten zukünftigen Errichtung des KCTS bliebe die Wahrscheinlichkeit des Exportes größerer Ölvolumen aus Kasachstan nach Neka, die für die Auslastung der Neka-Jask-Leitung in ihrem vorgesehenen Umfang ausreichen würden, mehr als nur ungewiss. Da der transkaspische Teil von KCTS laut bestehenden Bestimmungen der Belieferung aserbaidchanischer Terminals dienen wird, müsste es von kasachischer Seite zuerst zum Bau eines separaten Terminals in Kuryk kommen. Obwohl dies zukünftig nicht ausgeschlossen ist, muss die potenzielle Menge des für Neka zur Verfügung stehenden Öls auch im Kontext kommerzieller Interessen seiner möglichen Erbauer und Nutzer betrachtet werden. Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Streben von KMG nach der Auslastung seines Exportterminals in Batumi und der Versorgung seiner Raffinerien in Europa. Das Unternehmen scheint zu dieser Zeit (Ende des Untersuchungszeitraums) deutlich größeres Interesse am Bau einer neuen transkaukasischen Pipelinerroute als an der Steigerung der Exporte über den Iran zu besitzen. Die zukünftige Bereitschaft westlicher Ölunternehmen, welche derzeit die bekannten kasachischen Vor-

³³⁰ Vgl. Iran to construct oil pipeline to link Caspian Sea to Persian Gulf, in: TendersInfo, 11.1.2011.

³³¹ Der Terminal Kharg besitzt eine Speicherkapazität von 22 Mio. Barrel.

³³² Vgl. S Korea signs on to trans-Iran pipeline, in: Press TV, 7.10.2011; Iran builds new oil storage facilities in Bushehr Province (Bushehr Provincial TV), in: BBC Monitoring Trans Caucasus Unit, 21.10.2011.

³³³ Pirouz Mousavi, Leiter der Iranian Oil Terminal Company, zit. in: Iran plans oil export terminal outside Gulf, in: AlArabiya.net, 21.5.2012.

kommen mit den größten Steigerungspotenzialen dominieren (Tengiz, Kashagan), den Iran als Exportroute zu nutzen, wird stark vom außenpolitischen Umfeld abhängen. Darüber hinaus besitzen die meisten bereits Anteile an bestehenden Pipelineprojekten (CPC, BTC), deren Beanspruchung für sie daher künftig Vorrang besitzen wird. Nichtsdestotrotz scheinen einige, vor allem europäische bzw. japanische Konzerne (Total, ENI, Inpex), großes Interesse an der Diversifizierung ihrer Exportmöglichkeiten zu haben, sodass sie mögliche freie Transportkapazitäten im Iran unter kommerziell attraktiven Bedingungen durchaus gerne als Ergänzung zu den anderen Hauptexportrouten nutzen würden. Der Umfang dieser Lieferungen würde jedoch keinesfalls das angedachte Transportvermögen der Neka-Jask-Pipeline auslasten können. Aus Sicht der Produzenten würde dabei das eventuelle Scheitern dieses Projektes, an dessen Bau sie sich unter den herrschenden Rahmenbedingungen ohnehin nicht beteiligen können und aufgrund ihrer Transportverpflichtungen gegenüber anderen Route auch nicht wollen, grundsätzlich keinen Rückschlag darstellen. Die bereits bestehende Infrastruktur zwischen Neka und Teheran, die leicht weiter ausbaubar ist, bietet nämlich ausreichende Kapazitäten für die Durchführung von Swaps in dem von ihnen eventuell angestrebten Umfang. Paradoxerweise müsste nicht einmal ein zukünftiger großer Ölfund im iranischen Sektor des Kaspischen Meeres unbedingt zur Verbesserung der Erfolgsaussichten der Neka-Jask-Pipeline beitragen. Aus iranischer Sicht würde in diesem Fall nämlich durchaus logisch erscheinen, das Öl direkt im Norden zu verarbeiten und somit auf Transfers aus dem Süden zu verzichten. Aussichten darauf, dass zumindest Teile der Verbindung zwischen Neka und Jask auch ohne den Export kaspischen Öls gebaut werden könnten, sind aufgrund des strategischen Charakters und innenpolitischen Bedarfs einiger ihrer Bestandteile aber durchaus gegeben. So machen beispielsweise die iranischen Pläne zum Bau des neuen Export-/Importterminals in Jask, der die Risiken der starken Exportkonzentration auf den Terminal-Kharg sowie die Abhängigkeit von der Tankerpassage über Hormoz verringern soll, dessen Anschluss an das nationale Pipelinenetz erforderlich. Auch der benötigte und seit mehreren Jahren geplante Ausbau der landesweiten Raffineriekapazitäten muss grundsätzlich durch die Erweiterung des Pipelinenetzes begleitet werden.³³⁴ Im Rahmen der Ausbaumaßnahmen könnten daher auch Leitungsegmente entstehen, die als Teile der Neka-Jask-Verbindung fungieren würden. Diese würden jedoch vorerst nicht für den Export kaspischen Öls in den Süden, sondern für den Transport iranischen Erdöls in die umgekehrte Richtung eingesetzt werden.

6.19 Das Ende des iranischen Swap-Handels im Jahr 2010

Einen radikalen Einschnitt in der Nutzung der südlichen Ölexportroute stellte das Jahr 2010 dar. Im März informierte NICO unerwartet seine vier Swap-Partner³³⁵, dass es keinen der laufenden Verträge erneuern würde und dass die Lieferungen zum Juni 2010 eingestellt werden müssten. Paradoxerweise erfolgte dieser Schritt kurz nachdem der iranische Präsident einen Beschluss über Maßnahmen zur Steigerung der Erdöl-Swaps mit den Ländern des kaspischen Raumes auf 15 Mt/Jahr verabschiedet hatte.³³⁶ Der Grund für die Entscheidung waren Entwicklungen auf den internationalen Rohstoffmärkten, denn ein Überangebot an schweren und sauren Ölsorten bereitete Iran wachsende Schwie-

³³⁴ Der Bedarf an weiteren Raffineriekapazitäten verschärfte sich durch die neuen Sanktionsbestimmungen aus dem Jahr 2010 (CISADA) zusätzlich, da diese auch auf den Ölprodukthandel ausgerichtet waren (siehe weiter unten).

³³⁵ Hierbei handelte es sich um folgende Unternehmen: Select Energy Trading GmbH (Deutschland), Dragon Oil Emirates (VAE), Vitol (Schweiz), Caspian Oil Development (Irland).

³³⁶ Auch der Fünfjahresplan zur Entwicklung der iranischen Ölindustrie für den Zeitraum 2010-2015 sah eine Steigerung des Tauschhandels von etwa 5 Mt/Jahr auf 18 Mt/Jahr vor.

rigkeiten bei der Vermarktung eines Teils seiner Ölproduktion und zwang es auf kostspielige „floating storage operations“³³⁷ zurückzugreifen. Der Import zusätzlicher Ölvolumina aus dem kaspischen Raum wurde daher zunehmend als Belastung wahrgenommen und machte die Swap-Geschäfte unprofitabel.³³⁸ Vor diesem Hintergrund wurde vom stellvertretenden iranischen Ölminister verkündet, dass in der Folgezeit Untersuchungen erfolgen würden, die „a real formula and fee for oil swaps“ festlegen sollten.³³⁹ Die neuen Bedingungen sollten nach seiner Aussage prinzipiell so eingestellt werden, dass sie in dem Handel die Wahrung nationaler Interessen garantieren und dem Land eine angemessene Gewinnrate verschaffen würden. „In oil swaps, national interests must be protected. Oil swaps have to be according to the country's needs.“³⁴⁰ In diesem Zusammenhang wurden von iranischen Vertretern Forderungen nach einer Anhebung der Swap-Gebühren, die bis dato teilweise lediglich 8 USD/t (1,1 USD/b) betragen, auf mindestens 40 USD/t (5,5 USD/b) verlautet.³⁴¹

Die beiden Akteure, die zu dieser Zeit den Großteil des kaspischen Ölhandels mit dem Iran realisierten und somit am meisten in Mitleidenschaft gezogen wurden, waren Vitol und Dragon Oil. Letzteres exportierte auf der Route etwa 90 Prozent seiner turkmenischen Produktion und konnte zuerst einen Vertrag über die Verlängerung der Swaps bis Juli abschließen. Daraufhin wurden die Exporte des Unternehmens über Baku gelenkt, wobei neben dem Eisenbahnkorridor nach Batumi und Kulevi auch die BTC in Anspruch genommen wurde.³⁴² Bei Vitol handelte es sich um eine Ölhandelsgesellschaft, die u. a. einen Vermarktungsvertrag mit KMG besaß und zum Großteil kasachisches Öl beförderte. Das Unternehmen stellte zusammen mit allen anderen im Raum tätigen Ölhändlern die Lieferungen nach Neka im Verlauf des zweiten Quartals 2010 ein, was den kasachischen Ölexport in den Iran gänzlich zum Stillstand brachte.³⁴³

Marktanalytiker verwiesen ebenfalls auf den negativen Einfluss der verschärften amerikanischen Sanktionspolitik auf die Swap-Geschäfte, obwohl an dieser Stelle angeführt werden muss, dass die neuen Bestimmungen erst zu einem Zeitpunkt in Kraft traten, als die Handelsaktivitäten bereits eingestellt waren. Die Maßnahmen kulminierten vorläufig in der Unterzeichnung des Comprehensive Iran Sanctions, Accountability, and Divestment Act (CISADA) durch B. Obama am 1. Juli 2010.³⁴⁴ Ob-

³³⁷ Hierbei werden Tanker als schwimmende Ölspeicher eingesetzt.

³³⁸ Ähnliches galt auch für den Bereich der Ölproduktswaps, wo der Iran keinen Bedarf an der Aufnahme von Schweröl für Kraftwerke sah. Vgl. Cizuk, Samuel: Iran Says Product Swap with Turkmenistan, Iraq to Resume, in: IHS Global Insight, 24.11.2010; Sayami, Ardalan: Caspian Oil Swapping is Halted, in: Roozonline, 12.7.2010; Sampson, Paul: Iran to Call Time on Caspian Oil Swaps, in: Nefte Compass, 15.4.2010.

³³⁹ Hossein Noghrehkar Shirazi, zit. in: Iran says Caspian oil swaps suspended, in: Press TV, 19.6.2010.

³⁴⁰ Hossein Noghrehkar Shirazi, zit. in: Iran wants better Caspian oil deals, in: UPI Energy, 21.6.2010.

³⁴¹ Vgl. Cizuk, Samuel: Iran Confirms Oil Swaps with Caspian States Have Halted, in: IHS Global Insight, 22.7.2010; Cizuk, Samuel: Uncertainty over Iran Swap Deal Prompts Dragon Oil Redirect Additional Turkmen Oil Via Azerbaijan, in: IHS Global Insight, 9.4.2010; Dragon Oil Announces New Swap Deal With Iran, in: Business Monitor Online, 22.4.2010.

³⁴² Der Produktionsanteil von Dragon Oil betrug etwa 50.000 b/d. Das Unternehmen gewann das Öl auf dem Cheleken Feld. Vgl. Dragon Oil PLC 2010 Full Year Results, in: ENP Newswire, 23.2.2011; Sampson, Paul: Caspian Crude Oil Shippers Scramble for New Routes, in: Nefte Compass, 17.6.2010.

³⁴³ Vgl. Iran wants better Caspian oil deals, in: UPI Energy, 21.6.2010.

³⁴⁴ Die Einführung von CISADA durch die US-Regierung erfolgte nach der Verabschiedung der Resolution 1929 (2010) des UN Sicherheitsrates am 9.6.2010 [zwölf Stimmen dafür, zwei dagegen (Türkei und Brasilien), eine Enthaltung (Libanon)], die zusätzliche Sanktionen in Form der Ausweitung des Waffenembargos und der Verschärfung der Restriktionen gegen Finanz- und Schifffahrtsunternehmen, die sich an proliferationssensitiven Aktivitäten beteiligten, verhängte. Beim CISADA handelte es sich um eine Ergänzung und Verschärfung des bereits im Rahmen des Iran Sanctions Acts (und anderer US-Gesetze) bestehenden US-Sanktionsregelwerks. Es versucht einige zusätzliche Aktivitäten, wie den Verkauf von Treibstoffen und mit der Produktion von Treibstoff-

wohl die eingeführten Regelungen nichtamerikanischen Unternehmen grundsätzlich weder den Handel mit iranischem Öl noch die Durchführung von Swaps verboten, sie erschwerten jedoch deutlich die Geschäftsbeziehungen mit dem Iran, da sie verstärkt Bankaktivitäten fokussierten, die das Land direkt oder indirekt einbezogen. Ölhändlern fiel es vor diesem Hintergrund schwerer, Geldinstitute zu finden, die zur Finanzierung der Swaps bereit waren.³⁴⁵ Darüber hinaus wurde von den US-Behörden auch die Tätigkeit von NICO, das auf iranischer Seite für die Umsetzung der Tauschgeschäfte zuständig war, unter den Iran Sanctions Act gestellt. Gänzlich verhindert werden konnte der Ölhandel mit dem Iran aber durch die Sanktionsbestimmungen dennoch nicht. Auch Analytiker verwiesen auf deren beschränkten Charakter, da die Bankgeschäfte weiterhin über Finanzhäuser im Persischen Golf, vor allem in den Vereinigten Arabischen Emiraten, oder auch gemeinsame iranisch-venezuelanische Banken getätigt werden konnten.³⁴⁶ Obwohl die verschärften Sanktionen die Ölgeschäfte mit dem Iran zweifellos erschwerten, muss der Hauptgrund für das vollständige Einstellen der Swaps daher eher in der ablehnenden iranischen Haltung gesucht werden.

Dies bestätigte sich, als ein erneutes Interesse Teherans an der Wiederaufnahme des Handels zu seinem Neustart führte. Ende November 2010 wurde von iranischer Seite eine Einigung mit Turkmenistan (und Irak) über den Beginn der Swap-Geschäfte proklamiert, vorerst jedoch nur im Ölproduktbereich. Tatsächlich erreichten bereits am 10. Dezember erste Mazut-Lieferungen aus Turkmenistan den Hafen Neka.³⁴⁷ Im März 2011 bestätigte der stellvertretende iranische Ölminister, Ahmad Qalehbani, auch das Interesse seines Landes an der Wiederaufnahme der Swaps mit Rohöl, jedoch nur unter bestimmten Bedingungen. „*We are ready to do swaps but a swap which secures our economic interests and its costs and revenues will be logical.*“³⁴⁸ Dies würde nach seiner Aussage zutreffen, wenn die Gebühren bei 5-6 USD/b liegen würden. Ferner sollten die Interessenten künftig selbst für die Vermarktung der im Austausch erhaltenen iranischen Ölvolumina verantwortlich sein und nicht wie zuvor die iranische Seite.³⁴⁹ Die Initiative zur Wiederaufnahme des Handels, die auch durch

fen verbundenen Anlagen und Dienstleistungen, einzuschränken sowie internationale Bankbeziehungen mit dem Iran zu begrenzen. Sektion 104 von CISADA ermöglicht, ausländische Banken von Aktivitäten in den USA auszuschließen, wenn diese Transaktionen mit iranischen Revolutionsgarden bzw. ihnen nahe stehenden Subjekten oder mit anderen den Sanktionen unterliegenden iranischen Entitäten (z. B. NICO) durchführen. CISADA schreibt vor, dass von der US-Administration gegen den Verletzer der Bestimmungen drei von neun möglichen Sanktionen angewandt werden sollen. Hierbei werden die bereits im Iran Sanction Act bestehenden Sanktionsmaßnahmen übernommen (siehe Fn 51) und durch drei weitere ergänzt: 1. Verhinderung von Devisentransaktionen; 2. Verbot jeglicher Kredite oder Zahlungen zwischen dem Verletzer und jeder US-Finanzinstitution; 3. Verbot des Erwerbs, Besitzes oder des Handels mit jeglichen US-basierten Vermögenswerten. Vgl. Katzman, Kenneth: Iran Sanctions, Congressional Research Service, April 2011, S. 3-4.

³⁴⁵ So mussten beispielsweise europäische Banken, die bis dahin im großen Ausmaß in die Abwicklung der Swaps eingebunden waren (z. B. die französischen Banken BNP Paribas oder Cylon), die Ausgabe der hierzu benötigten Akkreditive stoppen.

³⁴⁶ Als Beispiel für eine Bank, die weiterhin Akkreditive für Ölgeschäfte mit dem Iran ausstellte, wurde die in Dubai registrierte Noor Islamic Bank genannt. Vgl. Vitol to resume Caspian oil swaps with Iran, in: Alroya, 24.6.2011; Sampson, Paul: Iran to Bring Back Caspian Crude Oil Swaps, in: Nefte Compass, 30.6.2011; Cole, Juan: Why economic sanctions on Iran won't work, in: Salon, 19.4.2010; Sampson, Paul: Iran to Call Time on Caspian Oil Swaps, in: Nefte Compass, 15.4.2010.

³⁴⁷ Vgl. Yusifzade, A.: Iran to resume oil products swap-operations with Caspian countries and Iraq, in: Trend Daily Economic News, 24.11.2010; Iran-Caspian oil products' swaps resume, in: Mehr News Agency, 10.12.2010.

³⁴⁸ Zit. in: Deputy Minister: Iran Ready to Resume Oil Swap, in: FARS News Agency, 12.3.2011.

³⁴⁹ Die Vermarktung wurde ursprünglich von NICO übernommen. Vgl. ebenda.

einen personellen Wechsel auf dem Posten des zuständigen Ministers begleitet wurde³⁵⁰, schloss alle Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres, inklusive Russland, ein. Russische Experten zeigten sich in ihren Reaktionen auf den Vorstoß keinesfalls abweisend und beteuerten auch die weiterhin gegebenen Möglichkeiten zur Umgehung der bestehenden US-Sanktionen. „*It is possible to work even with these limitations. In principle, this is what is happening, as Russian companies are already working on oil fields in Iran. As a result, it is possible to talk about a pretty attractive scheme which has its risks and costs, but is able to lead to savings in the organization of deliveries for both sides. Increased presence on the markets which are important to each of them will also be a clear plus.*“³⁵¹

Im Juni 2011 wurde schließlich von iranischer Seite vermeldet, dass es zur Einigung zwischen NIOC und mindestens einem ausländischen Unternehmen über die Bedingungen des Swap-Handels gekommen sei. Die genaue Höhe der erhobenen Gebühren sollte demnach von der Ölqualität abhängen und etwa im Bereich von 25 USD/t (ca. 3,4 USD/b) liegen.³⁵² Medienberichten zufolge handelte es sich bei der Partei angeblich um die in der Schweiz registrierte Ölhandelsgesellschaft Vitol, die vorerst nur turkmenisches Öl befördern sollte.³⁵³ Erste Lieferungen unter dem neuen Vertrag trafen in Neka bereits Ende Juni ein.³⁵⁴ Noch im selben Monat wurden vom iranischen Außenminister beim Treffen mit seinem kasachischen Amtskollegen auch Verhandlungen über die Wiederaufnahme kasachisch-iranischer Swaps initiiert.³⁵⁵ Die Reaktion der kasachischen Seite war jedoch zur iranischen Enttäuschung sehr zurückhaltend. KMG sprach davon, dass es vorerst kein Interesse an der Durchführung solcher Geschäfte habe.³⁵⁶

Es war nicht nur die deutliche Erhöhung der Tarife, sondern auch die Art und Weise der einseitigen Veränderung der Rahmenbedingungen im Vorjahr, welche das Vertrauen der Händler und Produzenten in die Zuverlässigkeit Irans untergruben und so eine Steigerung der Tauschmengen behinderten. Dies spiegelte sich u. a. im Verhalten von Dragon Oil wider, das einst 90 Prozent seiner Produktion über den Iran exportierte und nach der unilateralen Kündigung der Swap-Verträge auf die transkaukasische Route umsteigen musste. Der Produzent entschloss sich im Oktober 2011, das Abkommen mit Socar Trading über den Export nahezu seines gesamten Produktionsanteils via Aserbaidzhan vorerst bis Ende 2012 zu verlängern und nannte als Hauptgrund hierfür das Interesse an langfristiger Planungssicherheit, die durch die Route über Baku besser gegeben wäre. Darüber hinaus schienen für Dragon auch die neuen iranischen Bedingungen weniger attraktiv zu sein, als die auf der Route

³⁵⁰ Der frühere Minister, Gholam-Hossein Nozari, der die Entscheidung bezüglich der Einstellung der Swaps traf, wurde durch Masoud Mirkazemi ersetzt. Vgl. Milad, F.: Iranian oil minister welcomes oil swap, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 2.12.2011.

³⁵¹ Dmitri Aleksandrov, Leiter der Analyseabteilung von Univer, zit. in: Kulikov, Sergei: Tehran's Offer To Moscow; Iran is prepared to barter its hydrocarbons for Russian (Nezavisimaya Gazeta, No 102, S. 4), in: What The Papers Say (Russia), 24.5.2011.

³⁵² Vgl. Iran to restart oil swap operation in Caspian Sea, in: Trend – Iran Economy News, 12.6.2011.

³⁵³ Angeblich sollte Vitol 50.000 t/Monat (12.000 b/d) von Burren Energy exportieren. Vitol selbst bestätigte diese Angaben nicht. Vgl. Vitol to resume Caspian oil swaps with Iran, in: Alroya, 24.6.2011; Murkowski blasts SPR sale over alleged violation of Iran sanctions, in: E&E News PM, Vol. 10, No. 9, 19.7.2011.

³⁵⁴ Die Höhe der Öllieferungen blieb in den ersten Monaten mit etwa 8.300 b/d gering. Vgl. Iran to start oil swap operation in 20 days, in: Trend Daily Economic News, 7.8.2011; Iran's oil swap in Caspian Sea region hit 50,000 bpd, in: Trend Daily Economic News, 28.8.2011.

³⁵⁵ Vgl. Iran, Kazakhstan in talks over oil and wheat swap, in: Trend – Iran Economy News, 29.6.2011.

³⁵⁶ Vgl. Maratov, A.: Company head: KMG has no plans to conduct swap operations on oil with Iran, in: Trend Daily Economic News, 9.8.2011.

über Aserbaidschan.³⁵⁷ Neben dem direkten Vergleich zwischen den Transport- bzw. Swap-Kosten blieb die Attraktivität des Tausches weiterhin auch stark von der Preisdifferenz zwischen den nach Brent und Dubai datierten Sorten abhängig, was den Iran stark benachteiligte (Abbildung 68).³⁵⁸ Dem Land fiel es dabei laut Auffassung von Marktbeobachtern in den letzten beiden Jahren ohnehin zunehmend schwerer, den Händlern leichtere Ölsorten zur Verfügung zu stellen. Einerseits besaß man das Interesse an ihrer eigenständigen Vermarktung, andererseits wurden sie verstärkt in einheimischen Raffinerien benötigt.³⁵⁹

Die Dynamik des Swap-Handels blieb somit trotz zahlreicher iranischer Initiativen zum Abschluss zusätzlicher Verträge in der zweiten Jahreshälfte 2011 vergleichsweise gering und erreichte laut offiziellen Angaben im Oktober lediglich ein Niveau von etwa 20.000 b/d.³⁶⁰ In Teheran strebte man dabei noch kurz nach der Wiederaufnahme der Lieferungen eine unrealistische Steigerung auf 200.000 b/d bis zum März 2012 an, wobei selbst die anschließend korrigierten Erwartungen von 70.000 b/d deutlich über der tatsächlichen Transportbereitschaft der Produzenten lagen.³⁶¹ Noch im selben Monat wurde erstmalig seit achtzehn Monaten auch eine Test-Tankerladung (4.700 t) von Aktau nach Neka verschickt. Es handelte sich dabei jedoch nicht um kasachisches, sondern russisches Öl, das zuvor aus Russland per Eisenbahn (angeblich an Vitol) geliefert wurde.³⁶²

Um die erwünschte Ausweitung des Handels zu erzielen und den schärferen Sanktionsbestimmungen entgegenzuwirken, sollte laut Plänen der iranischen Regierung erstmalig auch die Möglichkeit zur Beteiligung privater iranischer Unternehmen an den Swap-Geschäften gegeben sein, wodurch die bis dahin herrschende Monopolstellung von NICO gebrochen werden sollte.³⁶³ Die privatwirtschaftlichen Akteure, die im Rahmen der Union of Iranian Oil, Gas and Petrochemical Products Exporters vereint waren, zeigten sich jedoch mit den von NIOC angebotenen Teilnahmebedingungen unzufrieden, sodass sie im Dezember 2011 aus Protest ihre Partizipation am Ölswap-Programm der Regierung einstellten.³⁶⁴ Obwohl der Öltausch in der Folgezeit weiter durch staatliche iranische Akteure betrieben wurde (20.000 b/d)³⁶⁵, enttäuschte diese Entscheidung die Regierung und erschwerte die angestrebte Belebung des Geschäftes. Wenig verständlich war daher, dass trotz fehlender Nachfrage auf Seiten der Exporteure von Teheran parallel infrastrukturelle Ausbaumaßnahmen beschlossen wurden, die

³⁵⁷ Das Unternehmen verkaufte im dritten Quartal 2011 95 Prozent seines Produktionsanteils direkt an Socar Trading, fünf Prozent wurden an einen nicht genannten unabhängigen Ölhändler verkauft, der wiederum einen Swap-Vertrag mit Iran besaß. Vgl. Ismayilov, E.: Dragon Oil extends contract with Socar Trading, in: Trend Daily Economic News, 19.10.2011; Dragon Oil PLC Interim Management Statement, in: London Stock Exchange Aggregated Regulatory News Service, 20.10.2011.

³⁵⁸ Vgl. Brent premium to Dubai jumps to \$8,85 per barrel, in: Alroya, 15.6.2011.

³⁵⁹ Vgl. Cizuk, Samuel: Vitol Strikes Deal to Resume Iranian Oil Swaps of Turkmen Crude, in: IHS Global Insight, 24.6.2011; Sampson, Paul: Iran to Bring Back Caspian Crude Oil Swaps, in: Nefte Compass, 30.6.2011.

³⁶⁰ Vgl. Cizuk, Samuel: Iran Returns to Encourage Oil Swaps with Caspian Neighbours, in: IHS Global Insight, 3.10.2011; Iran builds new oil storage facility in Bushehr Province (Bushehr Provincial TV), in: BBC Monitoring Trans Caucasus Unit, 21.10.2011.

³⁶¹ Vgl. Iran to boost oil swaps to 200,000 bpd, in: Press TV, 6.10.2011; About 20,000 barrels of oil swapped per day in past 2 months - Iran official (IRNA), in: BBC Monitoring Middle East, 24.10.2011.

³⁶² Vgl. Kazakh port loading crude cargo for Iran delivery, in: Alroya, 11.10.2011.

³⁶³ Vgl. NIOC to allow oil swap by private sector, in: Press TV, 9.11.2011.

³⁶⁴ Sie argumentierten, dass die von NIORDC berechneten Transportkosten von Süd-Iran in den Norden bei 109 USD/t (1,2 Mio. Rial; Umrechnung auf Grundlage des offiziellen Kurses) liegen würden. Durch die Swaps würden diese Kosten eingespart, jedoch betrug der von NIOC festgelegte Swap-Tarif lediglich 25 USD/t. Die Unternehmen sprachen davon, dass der Tarif keine wirtschaftliche Grundlage besitzen würde und verlangten daher seine Erhöhung. Vgl. Moezzi, M.: Iran confirms suspending oil swap, in: Iran Economy News, 20.12.2011.

³⁶⁵ Vgl. Moezzi, M.: Minister: Iran continues swapping oil, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 21.12.2011.

im Verlauf des Jahres 2012 in Neka Rahmenbedingungen für die Öleinfuhr von 500.000 b/d (25 Mt/Jahr) aus dem kaspischen Raum schaffen sollten.³⁶⁶

Bis zum Abschluss des Untersuchungszeitraums fanden keine weiteren Lieferungen kasachischen Öls in den Iran statt. Die sich zum Ende des Jahres 2011 abzeichnende weitere Verschärfung der US-Sanktionsbestimmungen, die insbesondere gegen das Finanzsystem des Landes gerichtet werden und ausländische Finanzinstitutionen von Transaktionen mit iranischen Banken (inklusive der Zentralbank) abhalten sollte, sollte die zukünftige Entwicklung von Geschäftsbeziehungen zusätzlich erschweren. Dies bekräftigte u. a. auch die Entscheidung der in Dubai ansässigen Noor Islamic Bank, die vom Iran bis dahin für die Durchführung eines beträchtlichen Teils seiner Ölzahlungen genutzt wurde, seine Transaktionen mit dem Land zu beenden (zum 1. März 2012).³⁶⁷ Ungeachtet der negativen Auswirkungen dieser Entwicklungen bekräftigten ausländische Geschäftsleute, dass es „in Indien, Russland, Südkorea oder China immer noch Banken gäbe, die iranische Akkreditive annehmen“³⁶⁸ würden, sodass der Handel mit dem Land grundsätzlich auch weiterhin betrieben werden könne. Die bestehende Zurückhaltung Kasachstans und der im Land tätigen Produzenten verdeutlichte jedoch, dass die Bereitschaft zu Swap-Geschäften mit dem Iran im Umfeld eines zunehmend restriktiven Zahlungsverkehrs und fehlender kommerzieller Vorteile aus der Nutzung der südlichen Exportroute nicht mehr vorhanden war.

6.20 Zusammenfassende Betrachtung

Die Ergebnisse kasachischer Diversifizierungsbemühungen hinsichtlich der Etablierung des südlichen Transportkorridors, der über iranisches Territorium Ölexporte aus dem Persischen Golf ermöglichen sollte, müssen differenziert betrachtet werden. Trotz mehrerer Anläufe scheiterten Astana und Teheran im Streben nach dem Bau einer direkten Verbindung zwischen den kasachischen Produktionsgebieten und dem iranischen Leitungsnetz bzw. den Terminals an der Golf-Küste. Da Ähnliches auch für die Anstrengungen Teherans zum Anschluss der aserbajdschanischen Vorkommen gilt, kann der Iran

³⁶⁶ Hierzu sollte die dritte Ausbauphase der Neka-Rey-Infrastruktur fertiggestellt werden (Bau von Ausgleichstanks, Pumpstationen). Das Projekt sollte von Petro Part Co. im ersten Quartal des kommenden iranischen Jahres abgeschlossen werden. Die zu der Zeit auf der Neka-Teheran-Route bestehende Kapazität von etwa 450.000 b/d (22,5 Mt/Jahr) überstieg ohnehin deutlich das Interesse potentieller Nutzer. Die Verbindung bestand aus folgenden Segmenten: Neka Port-Neka-Pumpstation (4 km; 30 Zoll; 450.000 b/d), Neka-Sari (37 km; 32 Zoll; 450.000 b/d), Neka-Sari (37 km; 16 Zoll; 110.000 b/d), Sari-Fsharshkn Mghank (189 km; 32 Zoll; 450.000 b/d), Fsharshkn Mghank-Rey (94 km; 30 Zoll; 450.000 b/d). Vgl. Neka Netbacks: Iran Makes The Most Of Rising Caspian Oil Exports, in: Nefte Compass, 14.9.2006; Iran: Caspian states to swap 500,000 barrels of oil daily in next 18 months, in: Islamic Republic News Agency, 27.12.2011; Iran's Caspian oil swap to hit 500k bpd, in: Press TV, 28.12.2011.

³⁶⁷ Am 21. November 2011 wurde der Iran von der US-Administration auf der Grundlage des USA Patriot Act als „*jurisdiction of primay money laundering concern*“ identifiziert. Das iranische Finanzsystem, inklusive der Zentralbank, wurde in diesem Zusammenhang als Gefahrenquelle für Regierungen und finanzielle Einrichtungen deklariert, die mit ihm gemeinsame Transaktionen durchführen. Banken, die Geschäfte mit dem Iran eingingen, wurden in diesem Zusammenhang gewarnt, dass sie die iranischen Ambitionen zur Beschaffung von Atomwaffen, die Terrorismusunterstützung usw. fördern würden. Obwohl der Schritt mit keiner unmittelbaren Verschärfung der Strafen verbunden war, mussten US-Banken zusätzliche Anordnungen umsetzen, die den Zugang iranischer Entitäten zum US-Finanzsystem verhindern sollten. Am selben Tag wurde vom US-Kongress beschlossen, in den zu der Zeit besprochenen Gesetzesentwurf zur weiteren Verschärfung der Sanktionen (sog. „Iran Threat Reduction Act“) auch eine Bestimmung aufzunehmen, wonach mit der iranischen Zentralbank handelnde ausländische Banken direkt sanktioniert werden sollten. Vgl. Katzman, Kenneth: Iran Sanctions, CRS Report for Congress, Congressional Research Service, April 2012, S. 21-22, 36, 56.

³⁶⁸ John Schneider-Merck, Lieferant deutscher Automobilersatzteile in den Iran, zit. in: Backfisch, Michael: Banken schließen Schlupfloch Dubai, in: Financial Times Deutschland, 13.3.2012, S. 13.

somit im gesamtregionalen Maßstab als klarer Verlierer des „Great Games“ um den Bau von Erdölexportpipelines betrachtet werden. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es zu keinen Ölausfuhren aus Kasachstan (bzw. dem kaspischen Raum) über den Iran kam, denn zwischen dem Hafen Aktau (wie auch Häfen in anderen Anrainerstaaten) und dem iranischen Terminal Neka konnte eine maritime Transportroute etabliert und über einen längeren Zeitraum genutzt werden.

Die südliche Route stellte aus kasachischer Sicht von Beginn an eine attraktive Option zum Erreichen des Weltmarktes dar, was sowohl durch geografische Faktoren als auch die bereits vorhandene und einsetzbare iranische Binneninfrastruktur bedingt war. Gleichzeitig zeichnete sie sich vor allem im Vergleich zum transkaukasischen Korridor (besonders in den 1990er Jahren) durch deutliche Sicherheitsvorteile aus. In einigen Bereichen konnte sie sogar Vorzüge gegenüber russischen Transportalternativen aufweisen, wozu vor allem die wegen der fehlenden Einschränkungen durch die Bosphorus-Meerenge deutlich diversifizierteren Vermarktungsmöglichkeiten zählten.³⁶⁹ Vor diesem Hintergrund wurden erste Initiativen für den Bau einer Pipelineverbindung zwischen Kasachstan und dem Iran bereits in der Phase unmittelbar vor der offiziellen Auflösung der UdSSR vorangebracht. Sie sollten nicht nur aus verhandlungstaktischen Gründen gegenüber Moskau (entsprechend dem Konzept der bestreitbaren Märkte) als Konkurrenz zur Tengiz-Noworossiysk-Pipeline dienen, sondern Kasachstan auch für den Fall möglicher innenpolitischer Probleme in Russland, die den Ausbau der Exportinfrastruktur verhindern würden, absichern. Die Umsetzung einer iranischen Hauptexportroute für das Tengiz-Feld scheiterte jedoch an mehreren Faktoren. Trotz wirtschaftlicher Vorteile im Vergleich zu Leitungen über den Kaukasus oder nach China war sie der russischen Lösung in dieser Kategorie klar unterlegen, wobei die internationale Finanzierung iranbezogener Infrastrukturprojekte ohnehin mit erheblichen Herausforderungen verbunden war. Zusätzlich machten auch (geo-)politische Gründe die Entscheidung für eine russische und gegen eine iranische Exportlösung aus kasachischer Sicht erforderlich. Hierzu zählten sowohl die Notwendigkeit der Rücksichtnahme auf russische strategische Interessen als auch der Widerstand der US-Administration. Letztere wollte nämlich im Einklang mit ihrer geopolitischen Eindämmungsstrategie auf keinen Fall zulassen, dass eine Pipeline, die für den Export eines der wichtigsten kaspischen Vorkommen bestimmt wäre, das zugleich von einem US-Konzern entwickelt wurde, über den Iran verlief. Teheran würde somit nicht nur beträchtlichen politischen Einfluss auf Kasachstan gewinnen, sondern auch ein geoökonomisches Druckmittel gegen die US-Regierung erhalten.

Der im Grunde früh absehbare Misserfolg der ersten Pipelineinitiative schloss den Iran jedoch keinesfalls als Option aus den kasachischen Diversifizierungsüberlegungen aus. Aufgrund der Schwierigkeiten beim Zugang zum russischen Leitungsnetz war Kasachstan nämlich weiterhin an alternativen, kurzfristig umsetzbaren und vor allem kostengünstigen Exportmöglichkeiten interessiert. Hierbei wurde die Nutzung von tankerbasierten Swaps mit dem Iran im Vergleich zu Lieferungen über den Kaukasus als eindeutig bevorzugte Lösung wahrgenommen. Die schnelle Eröffnung des iranischen Korridors zu einem Zeitpunkt, als Kasachstan neben russischen Routen keine Transportalternativen zur Verfügung standen und der Iran daher im Rahmen der Diversifizierungspolitik des Landes eine Voreiterrolle einnehmen konnte, die aufgrund von Pfadabhängigkeitseffekten durchaus langfristige Auswirkungen auf das Transportgeschehen haben könnte, wurde jedoch durch technische Faktoren bzw. die Einschränkungen der dafür benötigten Infrastruktur verhindert. Die iranische Unfähigkeit zur Übernahme einer größeren Initiative bei der Lösung dieses Problems, trotz kasachischer Auffor-

³⁶⁹ Obwohl auch die Meerenge von Hormoz einen sog. „Flaschenhals“ darstellt, ist sie mit keinen Einschränkungen bezüglich der Tankergröße verbunden.

derungen zur Intensivierung der Kooperation, verdeutlichte dabei die limitierten Kapazitäten des Landes, die nicht mit den eigenen geopolitischen Zielsetzungen Schritt halten konnten.

Die von der kasachischen Führung daraufhin angestrebte Einbeziehung amerikanischer Unternehmen (insbesondere Chevron) in die Nutzung des Swap-Handels, wodurch eine schnellere Behebung der Infrastrukturprobleme erreicht werden konnte, scheiterte an verschärften Bestimmungen der US-Sanktionspolitik (März und Mai 1995). Die kasachische Initiative erfolgte nämlich zum selben Zeitpunkt, als Washington die Ziele seiner Regionalpolitik präziserte und in diesem Zusammenhang seine eindeutige Präferenz für die Nutzung des kaukasischen Korridors erklärte. Auch wenn die Inanspruchnahme von Swaps für US-Konzerne auf dem Papier nicht gänzlich ausgeschlossen wurde, war die US-Administration in der Folgezeit nicht bereit, die dazu benötigten Lizenzen auszustellen. Denn sie befürchtete die daraus erfolgenden negativen Auswirkungen auf die Etablierung der Exportroute zum Mittelmeer, die sich konzeptionell nicht nur gegen den Iran, sondern auch gegen Russland richtete. Die US-Regierung plante, die Wirtschaftsakteure als geoökonomische Instrumente zur Realisierung der Prioritäten ihrer Regionalpolitik zu instrumentalisieren und war auch bereit, diesen kommerziellen Schaden zuzufügen, um die eigenen geopolitischen Interessen nicht zu gefährden. Die Bestimmungen der US-Sanktionspolitik, die im Verlauf des Untersuchungszeitraums kontinuierlich verschärft wurden, verhinderten letztendlich die direkte oder indirekte Beteiligung amerikanischer Unternehmen an der Entwicklung des südlichen Transportkorridors, sowohl auf Tanker- als auch auf Pipelinebasis. Dies bildete insbesondere in den frühen 1990er Jahren, als US-Akteure die wichtigste Investorengruppe im kasachischen Erdölsektor bildeten, einen erheblichen Anteil an der Rohstoffbasis des Landes kontrollierten und somit ausschlaggebend für Entscheidungen bezüglich der Transportprojekte waren, einen wichtigen Faktor für die langsame Umsetzung der südlichen Exportroute. Vor diesem Hintergrund kann auch festgehalten werden, dass die Entscheidung von Chevron zur Nutzung des wirtschaftlich und sicherheitspolitisch weniger attraktiven transkaukasischen Eisenbahnkorridors durch die Bestimmungen der US-Sanktionspolitik bedingt wurde. Die daraufhin ohne Unterstützung externer Kooperationspartner von Kasachstan und Iran im Alleingang mehrmals versuchte Aufnahme des Swap-Handels scheiterte aber letztendlich nicht etwa am Widerstand der US-Administration, die diesen mit Rücksicht auf die schwierige kasachische Transportlage (ohne Beteiligung amerikanischer Unternehmen) akzeptierte, sondern an iranischer Unfähigkeit zur Umstellung eigener Raffinerien auf die Verarbeitung kasachischer Ölsorten. Dies verdeutlichte erneut die beschränkten technischen Möglichkeiten Teherans, wobei die zu diesem Zeitpunkt angebotenen kommerziell unattraktiven Swap-Bedingungen und die auf iranischer Seite bestehenden bürokratischen Herausforderungen die Produzenten von der Entwicklung eigenständiger Initiativen zur Erschließung der Route abschreckten.

Nachdem die Zusammenarbeit mit US-Unternehmen hinsichtlich der südlichen Exportroute durch die Iranpolitik Washingtons vereitelt wurde, wandte sich Kasachstan an chinesische Partner, die in ihrem Handeln nicht durch die bestehenden außenpolitischen Rahmenbedingungen limitiert waren. Kasachstan gelang es, CNPC im Zuge der angestrebten Privatisierung von Uzenmunaigas zur Zusage einer eingeschränkten Beteiligung an der Entwicklung der KTI-Leitung zu bewegen. Das anschließende Scheitern der Übernahme des Produzenten, das primär auf die fehlende kasachische Bereitschaft zur weiteren Verringerung des Einflusses im einheimischen Ölsektor zurückging, bedeutete jedoch gleichzeitig auch das Aus für die kasachischen Hoffnungen auf die Umsetzung des südlichen Pipelinekorridors mit chinesischer Beteiligung. Die Einwilligung von CNPC ging nämlich nicht auf ein genuines Interesse an der Route zurück, sondern stellte lediglich einen taktischen Zug zur Steigerung der Chancen auf den Einstieg in Uzenmunaigas dar. Entscheidend für China waren dagegen die Etablie-

rung einer kontinentalen Importpipeline sowie die Verringerung der Abhängigkeit vom Persischen Golf, die durch die KTI-Leitung lediglich weiter fixiert würde. Ähnlich wie die US-Regierung war auch Peking aus strategischen Gründen bereit die aus einzelunternehmerischer Perspektive kommerziell attraktivere Exportlösung aufzugeben und seine Wirtschaftsakteure für die eigenen geo- und entwicklungspolitischen Ziele zu instrumentalisieren. Die Aussichten auf die Erschließung der iranischen Route mit chinesischer Hilfe bestanden aufgrund der kasachischen Transportengpässe und der schlechten Voraussetzungen für den Bau der Kasachstan-China-Pipeline jedoch weiter, obschon dies lediglich auf der Grundlage von tankerbasierten Swaps erfolgen sollte. Die iranische Haltung bei der Festlegung der Swap-Bedingungen und im Rahmen der Vergabe des Projektes zum Ausbau der notwendigen Infrastruktur führte jedoch dazu, dass sich CNPC schließlich aus der aktiven Beteiligung an der Erschließung des südlichen Korridors zurückgezogen hat. Obwohl die für die Swap-Geschäfte notwendigen Maßnahmen letztendlich mit Hilfe von Sinopec umgesetzt werden konnten, ging die Entscheidung von CNPC auch mit dem Verlust des Interesses an einer stärkeren Inanspruchnahme der südlichen Route einher. Zwar wurde ein Teil der Anteilsproduktion des Konzerns in der Folgezeit dennoch über Neka ausgeführt, jedoch orientierte er seine Exportstrategie grundsätzlich um und präferierte bis zur Fertigstellung der Kasachstan-China-Leitung die Nutzung russischer Transportoptionen (Kenkiyak-Orsk-, CPC- und Atyrau-Samara-Pipeline). Die im Vergleich zur ursprünglichen kasachischen Zielsetzung wenig erfolgreiche Kooperation mit der chinesischen Seite bzw. CNPC bei der Entwicklung des südlichen Exportkorridors war somit letztendlich durch Faktoren bedingt, die sowohl auf Seiten Kasachstans, Chinas, aber auch Irans zu suchen waren. Das Scheitern bei der stärkeren Einbindung von CNPC in die südlich ausgerichteten kasachischen Infrastrukturpläne muss dabei als herber Rückschlag der Diversifizierungspolitik gewertet werden, da es sich hierbei um den Akteur handelte, der im Vergleich zu allen anderen angesprochenen Kooperationspartnern vom iranfeindlichen Investitionsumfeld am wenigsten beeinflussbar war. Da hierbei dem auf kasachisches Einschreiten zurückgehenden Misserfolg bei der Übernahme von Uzenmunaigas eine maßgebliche Rolle zukam, kann daher auch festhalten werden, dass *die kasachische Regierung die Entwicklung der iranischen Exportroute der Wahrung ihrer Interessen im einheimischen Ölsektor unterordnete*.

Nach dem Fehlschlag der Kooperationsversuche mit CNPC wandte sich Kasachstan im Zuge der Entdeckung des Kashagan-Vorkommens und der damit einhergehenden Frage nach der Entwicklung der entsprechenden Hauptexportroute europäischen Unternehmen zu. Insbesondere Total zeigte sich vor dem Hintergrund des erfolgreichen Einstiegs in das South Pars-Projekt, der von der US-Administration nicht verhindert werden konnte, anfänglich zum Bau einer südlichen Pipeline entschlossen. Auch hier wurden jedoch die kasachischen Hoffnungen letztendlich enttäuscht. Es war zum einen das durch das Sanktionsumfeld bedingte mangelnde Interesse der meisten Kashagan-Partner, ohne deren Beteiligung die Umsetzung eines so großen Exportprojektes kaum vorstellbar war, und zum anderen der erhebliche Druck der US-Administration, der sich sowohl gegen die kasachische Regierung als auch die Heimatregierungen der Unternehmen richtete, die potenziell Interesse am Einstieg in das Projekt zeigten (Inpex, JNOC), die zum Scheitern der Initiative führten. Wichtig war ferner, dass Total und Inpex ebenso kommerzielle Vorteile in der Bündelung der Exporte von ihren verschiedenen Produktionsstandorten im kaspischen Raum sahen und sich somit für die Kooperation mit der BTC-Gruppe entschlossen. Die kommerziellen Vorteile der iranischen Option reichten somit letztendlich nicht aus, um eine politische Allianz zu formen, die dem Druck der US-Regierung standhalten würde.

Obwohl dies gleichzeitig das Ende der kasachischen Bemühungen zum Aufbau einer Festland-Pipelineverbindung in Richtung Iran darstellte, bedeutete die Entscheidung der Kashagan-Partner für die

westliche Exportroute nicht das gänzliche Scheitern der Hoffnungen auf die künftige Etablierung eines südlichen Transportkorridors, der größere kasachische Ölvolumina aufnehmen könnte. Da der von der US-Administration zum Anschluss an Baku bevorzugte Bau von Unterwasserpipelines durch die ablehnende Haltung Russlands verhindert wurde, sahen sich die kasachische Regierung und die Ölkonzerne zur Fokussierung tankerbasierter transkaspischer Lösungen gezwungen. Auch wenn die eingeschlagene maritime Transportstrategie, die sich künftig im vollen Ausmaß im KCTS-Projekt materialisieren sollte, primär zur Verbindung mit aserbaidischen Terminals angedacht war, bot sie ebenso die Möglichkeit zur breiteren Diversifizierung und Flexibilisierung kasachischer Ausfuhren. *Sie stellt somit ein gelungenes konzeptionelles Element der multivektoriellen Exportpolitik dar, das im Grunde durch die vorhandenen geopolitischen Rahmenbedingungen erzwungen wurde und das Kaspische Meer aus kasachischer Sicht von einer geopolitischen Barriere zu einer Exportdrehscheibe umfunktionieren sollte.* Der Iran reagierte in der Tat auf den Wandel der kasachischen Exportstrategie und entwickelte eigene Pläne, die seine Importanlagen im Hafen Neka mit dieser kompatibel machen sollten. Die angedachten Maßnahmen wurden aus innenpolitischen Gründen auch durch das Projekt einer großvolumigen Transportinfrastruktur ergänzt, die eine direkte Verbindung zwischen dem Kaspischen Meer und Jask im omanischen Golf schaffen sollte. Obwohl sowohl Astana als auch einige Kashagan-Partner durchaus Interesse an künftigen maritimen Exporten nach Neka besaßen, sollten diese aufgrund vorhandener Beteiligungen an der regionalen Transportinfrastruktur (BTC, Batumi, CPC) sowie den kommerziell und politisch bedingten Transportpräferenzen nur als Ergänzung zu den Lieferungen über den westlichen und nördlichen Korridor erfolgen. Weder die Unternehmen noch Kasachstan besaßen die Bereitschaft zur Beteiligung an der Neka-Jask-Pipeline, die aus ihrer Sicht grundsätzlich nicht erforderlich zu sein schien und die in dem von Teheran vorgesehenen Ausmaß die kasachischen Exportansprüche an die südliche Route deutlich überschreiten würde. Im Umfeld des massiven politischen Widerstandes der US-Regierung beschränkte sich die Strategie der an der Nutzung der iranischen Route interessierten kasachischen Produzenten somit weitgehend auf die Bereitschaft zur Beanspruchung bestehender iranischer Anlagen. Darüber hinaus ließen – ungeachtet des Sanktionsrahmens – der beschlossene Ausbau der CPC und die parallele Verzögerung bei der Entwicklung von Kashagan, was bereits zur Verschiebung des Zeitplans für die Umsetzung des KCTS führte, den Bedarf nach einer neuen iranischen Infrastruktur für Zwecke des Exports aus dem kaspischen Raum in mittelfristiger Perspektive ohnehin gering erscheinen.

Ungeachtet des mangelnden Erfolgs beim Bau einer direkten Pipelineverbindung von Kasachstan in den Iran konnte zwischen beiden Ländern ab Ende des Jahres 2001 ein maritimer Ölhandel etabliert werden, der kasachischen Produzenten auf der Grundlage von Swaps im begrenzten Ausmaß Ausfuhren in die gesamte Welt ermöglichte. Anders als im Verlauf der 1990er Jahre befand sich Kasachstan zu diesem Zeitpunkt jedoch in einer deutlich komfortableren Transportlage, was sowohl durch die Eröffnung der CPC-Pipeline als auch durch die Steigerung der Exportquoten über das Transneft-Netz bedingt war. Die Beanspruchung der südlichen Exportalternative fand somit im Rahmen eines durch die US-Sanktionspolitik eingeschränkten³⁷⁰ Wettbewerbsumfelds statt, in dem sie sich sowohl gegen die beiden weiteren transkaspischen Routen (Machatschkala und Baku) als auch diverse Pipelineoptionen behaupten musste. Stand einer schnellen Ausweitung der Lieferungen anfänglich noch die begrenzte Transport- und Verarbeitungskapazität auf iranischer Seite entgegen, bedingte nach der Fertigstellung der Neka-Teheran-Pipeline und der Umrüstung der Raffinerien in Teheran und Tabriz ein Zusammenspiel kommerzieller und politischer Faktoren die Nutzung des Korridors. In die erste

³⁷⁰ Die von US-Unternehmen kontrollierte Anteilsproduktion war von Exporten über Neka ausgeschlossen.

Kategorie gehörte neben den Transportkosten, die die iranische Route insbesondere im Vergleich zum kaukasischen Korridor bevorteilten, auch das Preisniveau auf unterschiedlichen Teilmärkten, das im Untersuchungszeitraum meist Vorteile für nach Brent datierte Exporte in Richtung Europa (d. h. über Baku und Machatschkala) bot. Die kasachischen Spitzenexportwerte über Neka im Zeitraum 2006-2007 wurden insbesondere durch die Auseinandersetzungen im Rahmen des aserbaidjanischen Transportsektors und die dort existente monopolistische Preisgestaltung ermöglicht, welche die Nutzer zum Ausweichen zwangen. Die Inbetriebnahme der Kasachstan-China-Pipeline und die Penetration des kasachischen Ölsektors durch CNPC verschlechterten zusammen mit der Normalisierung der Bedingungen auf dem transkaukasischen Korridor jedoch anschließend die Wettbewerbsposition von Neka. Waren Lieferungen der von CNPC übernommenen Produzenten zuvor für einen beträchtlichen Anteil des Exportumfangs auf der südlichen Route verantwortlich, wurde deren Öl zunehmend in östliche Richtung gelenkt. Iran konnte auch nicht von den Transportengpässen im Zuge der Verzögerungen bei der CPC-Erweiterung und der daraus folgenden Steigerung maritimer Exporte von Aktau profitieren, da diese hauptsächlich von Chevron realisiert wurden. Nicht zuletzt waren auch die unternehmerischen Interessen von KMG nach der Übernahme des georgischen Schwarzmeerterminals Batumi und der Rompetrol-Gruppe mit Exporten über den transkaukasischen Korridor nach Europa verbunden. Die mangelnde Bereitschaft der kasachischen Regierung und der Produzenten zur stärkeren Nutzung der iranischen Route wurde insbesondere im Zuge der russisch-georgischen Kampfhandlungen im Jahr 2008 sichtbar, die auf kasachischer Seite zu keiner (nicht einmal kurzfristigen) Ausweitung von Lieferungen über Neka führten. (Dabei lenkte Aserbaidschan, das zuvor keine Exporte auf der Route realisierte, etwa 300.000 t Öl nach Neka.) Obwohl ein Teil der maritimen Ölexporte vom Hafen Aktau aufgrund der Einschränkungen, denen sich die US-Konzerne ausgesetzt sahen, grundsätzlich vom südlichen Korridor ausgeschlossen war, muss somit festgestellt werden, dass seine intensivere Beanspruchung (bis zum Jahr 2010) nicht entscheidend durch die amerikanische Sanktionspolitik eingeschränkt wurde, sondern eher unter kommerziell und strategisch bedingtem Desinteresse der Produzenten litt. Die Rahmenbedingungen für die Nutzung der Route veränderten sich maßgeblich im Jahr 2010. Obwohl die komplette Einstellung der Lieferungen im zweiten Quartal des Jahres prinzipiell auf die einseitigen Handlungen der iranischen Seite zurückzuführen ist, die mit den kommerziellen Parametern des Tauschgeschäftes unzufrieden war, behinderten die kurz darauf eingeführten Sanktionsverschärfungen in erheblichem Ausmaß seine eventuelle Neuaufnahme. Da das kasachische Interesse an der Route bereits davor relativ beschränkt war und die neuen iranischen Nutzungsbedingungen die Wirtschaftlichkeit der Swaps weiter untergruben, besaßen die Produzenten im bestehenden Sanktionsumfeld keine ausreichenden Anreize, um diese zu beleben.

Abschließend kann festhalten werden, dass sich in den kasachischen Bemühungen zur Etablierung des südlichen Korridors, als Ausdruck des Strebens nach „geopolitischer Diversifizierung“, in besonderer Klarheit der multivektorielle Charakter und somit auch die Balancing-Strategie der Außen- und Exportpolitik des Landes abzeichneten. Mit Ausnahme von russischen Unternehmen, die grundsätzlich nicht für den Bau von Pipelines zu gewinnen waren, die Russland umgingen, versuchte Kasachstan im Verlauf des Untersuchungszeitraums nämlich Kooperationen mit allen relevanten Akteursgruppen einzugehen, um die Eröffnung der Route voranzutreiben. Sowohl amerikanische, chinesische als auch europäische bzw. japanische Konzerne wurden in verschiedenen Zeitperioden in kasachische Diversifizierungsbestrebungen eingeschlossen. *Der mangelnde Erfolg dieser Initiativen unterstreicht den (geo)politischen Charakter der regionalen Infrastrukturpolitik. Denn unter den herrschenden Rahmenbedingungen konnte von Kasachstan auch eine sich gegenüber vielen Konkurrenzal-*

ternativen durch wirtschaftliche Vorteile auszeichnende Transportlösung nicht ohne die klare politische Unterstützung von einem der im kaspischen Raum entscheidenden politischen Akteure umgesetzt werden, wenn sie gleichzeitig von einem anderen entscheidenden Akteur strikt abgelehnt wurde. Die eindeutige politische Ablehnung der iranischen Route durch Washington konnte in diesem Fall nicht durch ein entsprechendes Gegeninteresse eines der möglichen kasachischen Kooperationspartner kompensiert werden. Die russische Einstellung gegenüber diesem Korridor kann als indifferent bezeichnet werden, wobei während des Untersuchungszeitraums keine erkennbaren Einwände gegen Iran einbeziehende kasachische Diversifizierungsbemühungen geäußert wurden. Das strategische Interesse Moskaus an der Maximierung der Kontrolle über die kasachischen Ölexporte schien nach der Entscheidung zugunsten der CPC-Pipeline und der weiteren Inanspruchnahme des Transneft-Netztes gesichert zu sein. Gleichzeitig verstießen kasachische Exporte über den Iran auch nicht gegen russische kommerzielle Interessen, die prinzipiell in der Verringerung des unkontrollierten Eindringens von Konkurrenten auf seinen wichtigsten Absatzmarkt – Europa – bestanden. Darüber hinaus stellte der Iran aus russischer Sicht ebenfalls keine geopolitische Herausforderung im postsowjetischen kaspischen Raum dar, was sowohl auf den pragmatischen Charakter seiner regionalen Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, die geringe politische Anziehungskraft für Kasachstan und die generell „russlandzentrierte“ iranische Außenpolitik zurückzuführen war. Aus kasachischer Sicht stellte die iranische Route somit eigentlich eine hervorragende Möglichkeit zur „geopolitischen Diversifizierung“ dar, da sie anders als der kaukasische Korridor mit keinen politischen Vorbehalten Moskaus verbunden und anders als der chinesische Korridor kommerziell deutlich attraktiver war (höherer Netbackpreis und diversifizierte Vermarktungsmöglichkeiten). Da Chinas strategische Präferenz jedoch in der Verhinderung der Importabhängigkeit vom Nahen Osten und den maritimen Routen lag und weder Japan noch Europa letztendlich bereit waren, in dieser Frage, die für die USA eine rote Linie darstellte, ihren Verbündeten zu düpiieren, blieben Kasachstan letztendlich keine Kooperationspartner für ihre Umsetzung. *Die Haltung der USA in diesem Bereich unterstreicht gleichzeitig, dass das Streben nach der Eindämmung des iranischen Einflusses größer war, als das parallel deklarierte Interesse an der Emanzipierung der kaspischen Länder von Russland, geschweige denn der Maximalisierung ihrer wirtschaftlichen Vorteile.*

Ungeachtet der verhältnismäßig geringen realisierten Exportvolumen sollte jedoch der Beitrag der südlichen Route zu kasachischen Exportbemühungen nicht vernachlässigt werden. Im Umfeld hoher Transportkosten und meist limitierter Exportkapazitäten bot sie eine zusätzliche Möglichkeit zur Entlastung der Lage und trug auch zur Senkung der Transportgrenzkosten aus der Region bei. Als direkter Wettbewerber der transkaukasischen Route stellte sie eine „Benchmark“ dar, der die dort tätigen Transportdienstleister zur Anpassung ihrer Tarifpolitik zwang. Obgleich im begrenzten Ausmaß, öffnete sie einigen Produzenten dennoch den Zugang zu Märkten bzw. Abnehmern, die über andere Strecken nicht erreichbar waren und trug somit zur Erhöhung ihrer Absatzsicherheit bei. Darüber hinaus kann festgestellt werden, *dass die kontinuierlichen kasachischen Bemühungen zur Entwicklung der iranischen Exportroute im Einklang mit dem Konzept der bestreitbaren Märkte zur Steigerung der Initiativen anderer Akteure bei der Entwicklung alternativer Transportmöglichkeiten beitrugen.* Dies gilt insbesondere für die USA, deren zuerst primär passive Blockadehaltung durch ein deutlich proaktiveres Vorgehen zugunsten der BTC ersetzt wurde. *Die iranische Route trug somit zur allgemeinen Dynamisierung der regionalen Infrastrukturpolitik bei.*

VII Zusammenfassung

Im vorliegenden Abschnitt soll zuerst eine kurze Bündelung der zuvor nach geografisch definierten Vektoren untersuchten Infrastrukturprozesse geboten werden. Ziel ist nicht die komplexe Darstellung von Details bzw. die Analyse von Prozessen, die in den jeweiligen Hauptkapiteln und deren Zusammenfassungen zu finden ist, sondern lediglich eine skizzenhafte Zusammenführung der parallel verlaufenden Entwicklungen. Im Anschluss soll eine Kategorisierung einzelner Transportprojekte erfolgen, worauf im nächsten Schritt die Beantwortung der zentralen Fragestellung der Dissertation anschließt. Abgeschlossen wird das Kapitel mit der Diskussion einzelner Hypothesen und einem Ausblick.

Die während der Sowjetzeit kontinuierlich entwickelte Erdöltransportinfrastruktur hatte zum Ergebnis, dass Kasachstan nach dem Zerfall der UdSSR weder einen eigenständigen Zugang zum Weltmarkt noch – trotz enormen Rohstoffreichtums – Autonomie bei der Versorgung seines Energiebinnenmarktes besaß. Die Einschränkungen des russischen Pipelinenetzes, das sich aufgrund der historisch bedingten Ausrichtung auf die Belieferung des sowjetischen Marktes und osteuropäischer Verbündeter durch unzureichende maritime Exportkapazitäten auszeichnete, führten auf russischer Seite zur Einführung strenger Quotenregelungen, die den kasachischen Öltransit erheblich einschränkten. Dies wurde zusätzlich durch das Konkurrenzdenken gegenüber kasachischen Ölexporten hinsichtlich der Belieferung des europäischen Marktes verschärft. Darüber hinaus wurden kasachische Produzenten bei der Nutzung des Transneft-Systems mit zahlreichen monopolistisch-diskriminierenden Praktiken konfrontiert bzw. litten unter seinen Unzulänglichkeiten (Vermischung von Ölsorten). Die Belieferung des russischen Binnenmarktes oder der zentralasiatischen Nachbarrepubliken stellte dabei wegen unattraktiver Vermarktungsbedingungen, Nachfragebeschränkungen und vorhandener heimischer Produktion keine Alternative zu Exporten auf den Weltmarkt dar. Die Attraktivität des von der kasachischen Regierung früh zum Motor der Wohlstandsvermehrung des gesamten Landes erkorenen Ölsektors für ausländische Produzenten, deren Knowhow und Investitionen für seine Entwicklung von maßgeblicher Bedeutung waren, war somit von der Verbesserung der Exportmöglichkeiten auf Märkte außerhalb der GUS abhängig.

Dies erforderte zum einen die Schaffung transparenter, nichtdiskriminierender Zugangsbedingungen zum russischen Pipelinenetz sowie dessen Ausbau, was eine effizientere Nutzung vorhandener Infrastruktur erlauben würde, zum anderen den Aufbau gänzlich neuer Exportsysteme, die der angestrebten Produktionssteigerung Rechnung tragen würden. Musste Ersteres aufgrund des Scheiterns der europäischen Energiecharta-Initiative ausschließlich auf intergouvernementaler Ebene zwischen Kasachstan und Russland ausgehandelt werden, war Letzteres aufgrund finanzieller Beschränkungen und fehlender Erfahrungen der jungen Republik ohne Einbeziehung ausländischer Investoren nicht denkbar. Entscheidend für den Bau neuer Exportsysteme war dabei das Vorhandensein ausreichender Reserven bzw. Produktionskapazitäten, die deren Auslastung gewährleisten würden. Dieser Faktor muss bei der späteren Bewertung infrastruktureller Bestrebungen der kasachischen Regierung und der Geschwindigkeit der Umsetzung einzelner Vorhaben als entscheidende Variable mit bedacht werden. Jedoch verdeutlichen einzelne untersuchte Beispiele zugleich, dass Pipelineprojekte in der Region auch ohne die für einen kommerziell sinnvollen Betrieb ausreichende Reservenbasis initiiert und sogar realisiert werden konnten (insbesondere die Kasachstan-China-Pipeline, zum Teil auch die Baku-Noworossiysk-Pipeline, ein besonderer, jedoch nur nebensächlich beachteter Fall ist die Odessa-Brody-Pipeline), was auf ein hohes Ausmaß der Politisierung der Infrastrukturproblematik hinweist. Diese ergibt sich sowohl aus der strategischen Bedeutung des Rohstoffes Öl für einzelne staatliche

Akteure als auch aus den geopolitischen Rahmenbedingungen, die den zentralasiatischen Raum prägen und maßgeblichen Einfluss auf die außenpolitischen Handlungsoptionen der dort ansässigen Länder sowie die Transportprojekte haben. An erster Stelle muss hier die Landgeschlossenheit der Region genannt werden, die ihre Anbindung an den Weltmarkt nicht nur verhältnismäßig kostspielig, sondern auch von der Interessenslage und internen Stabilität der Nachbarstaaten abhängig macht. Zweitens nimmt Zentralasien die Doppelrolle einer Puffer- und Transitzone ein, in der sich die Interessen direkter Nachbarstaaten, externer Akteure mit globalen Gestaltungsansprüchen und der Länder der Region treffen. Ergänzt werden beide Faktoren durch die Tatsache, dass der kaspisch-zentralasiatische Raum wegen internen Gegebenheiten Instabilitätserscheinungen aufweist, die Auswirkungen auf die breite Nachbarschaft haben und somit ordnungspolitische Eingriffe von außen anziehen bzw. erforderlich machen. Die Transport- und Pipelineinfrastruktur wurde dabei von den politischen Akteuren im Einklang mit geoökonomischen Prämissen zu einem der zentralen Instrumente zur Realisierung ihrer geopolitischen Ziele erkoren und kann somit nicht ausschließlich unter kommerziellen Kriterien betrachtet werden. Letztendlich kann festgestellt werden, dass jedes der untersuchten Projekte auf positive und/oder negative Weise die Interessen verschiedener Akteure betraf und bei der Umsetzung auf externe politische Unterstützung angewiesen war. Die kasachische Ölexportpolitik fand somit in einem Umfeld statt, in dem die Schaffung einzelner Transportprojekte vom komplexen Zusammenspiel kommerzieller und politischer Bedingungen abhing.

Die frühen kasachischen Infrastrukturpläne waren mit der Entwicklung eines Exportsystems für das noch zu Sowjetzeiten teilerschlossene Tengiz-Feld verbunden, dessen Produktionspotenzial alleine bereits über der zum Zeitpunkt der Unabhängigkeitserlangung vorhandenen Transportkapazität lag. Obwohl sich die Regierung hierbei – im Einklang mit dem auf die Energieexportpolitik übertragenen Balancing-Konzept der multivektoriellen Außenpolitik – auf dem Papier alle Optionen offen halten wollte und sowohl unabhängige Gespräche mit dem Iran als auch mit der Türkei über alternative Routen führte, wurde sehr früh eine klare Präferenz für die Variante nach Noworossijsk geäußert. Obgleich diese aufgrund der Länge und der bereits vorhandenen Infrastruktur die wirtschaftlich attraktivste Lösung darstellte, darf die Entscheidung zu ihren Gunsten nicht nur auf kommerzielle Faktoren reduziert, sondern muss ebenfalls in dem die kasachische Politikgestaltung prägenden geopolitischen Kontext gedeutet werden. Sie reflektierte daher auch die Bandwagoning-Komponente der kasachischen Außenpolitik, die wegen der Stellung Russlands in der Region und seiner Einflussmöglichkeiten auf Kasachstan die Aufrechterhaltung möglichst enger Beziehungen mit Moskau anstrebte. Somit ist die Wahl der Route auch als Erfüllung einer geopolitischen Pflicht zu verstehen, die von Kasachstan gegenüber dem nördlichen Nachbarn zu erbringen war.

Da Chevron, als federführender Partner im Tengiz-Projekt, trotz Präferenzbekundungen zugunsten der Streckenführung zuerst keine Bereitschaft zur Baubeteiligung zeigte, musste hierzu mit OOC ein externer Akteur herangezogen werden, dessen Interessen in den Bereichen Kostenbeteiligung und Risikoübernahme mit denen des US-Produzenten unvereinbar waren und in der Folgezeit zusammen mit russischen Forderungen nach einem Ausschluss privater Produzenten aus der Konsortialstruktur zu erheblichen Verzögerungen bei der Projektumsetzung führten. Da die Produktion von Tengiz an die russische Route gebunden wurde und Kasachstan vorerst über keine Vorkommen verfügte, die den Bau einer weiteren größeren Exportpipeline rechtfertigten, blieben Überlegungen zur Eröffnung weiterer Exportkanäle vorerst auf verhältnismäßig kleine Lösungen konzentriert, die primär als Überbrückung bis zur Eröffnung der CPC-Pipeline oder möglicherweise als sekundäre Exportalternativen für den Fall langandauernder russischer Weigerungen zur Steigerung der Transitquoten und -kapazität seines Systems dienen sollten. Hierbei konzentrierten sich die offiziellen Regierungsbemü-

hungen trotz massiver diplomatischer Kampagnen der Türkei und später auch der USA anfänglich vor allem auf die iranische Route, die aufgrund vorhandener Infrastruktur und möglicher Swap-Nutzung eine attraktive Vermarktungsoption ohne erheblichen Investitionsbedarf versprach, und mit geringeren sicherheitspolitischen Problemen behaftet war als der Kaukasus. Der frühe Versuch zur Einbeziehung Chevrons in die Etablierung der Route scheiterte nicht etwa am mangelnden Interesse des Konzerns, sondern an der verschärften Sanktionspolitik der USA, die indessen eigene, geopolitisch unterlegte, infrastrukturelle Präferenzen entwickelten und ohnehin an der Eindämmung des iranischen Einflusses in der Region interessiert waren. Washington erkannte dennoch die schwierige Transportlage Kasachstans an und akzeptierte eine beschränkte Nutzung der südlichen Route. Deren Erschließung scheiterte aber jahrelang an der technischen Inkompetenz Irans zur Verarbeitung kasachischer Ölsorten, die ohne Einbeziehung externer Partner nicht überwunden werden konnte. Aufgrund der andauernden restriktiven russischen Quotenpraxis und der Unvereinbarkeit der Interessen von Chevron mit denen in Aserbaidschan tätiger ausländischer Produzenten sah sich der US-Konzern daher gezwungen, eigenständige Pläne zur Nutzung des transkaukasischen Korridors zu entwickeln. Obwohl die anfängliche Idee des Baus einer Pipelineverbindung zwischen der aserbaidischen und georgischen Küste aus Kostengründen aufgegeben wurde, stellte die seit Ende 1996 aufgenommene Nutzung der transkaukasischen Eisenbahninfrastruktur für Kasachstan letztendlich die erste Russland umgehende Verbindung zum Weltmarkt dar. Diese beruhte nicht etwa auf der Initiative staatlicher Akteure, sondern entsprang dem Handeln eines privaten Ölproduzenten, sodass festgehalten werden kann, dass die Diversifizierung kasachischer Erdölexporte keinesfalls nur als ein von politischer Ebene betriebener Prozess zu verstehen ist.

Trotz anhaltender Schwierigkeiten bei der Entwicklung der iranischen Route und erheblicher diplomatischer Anstrengungen gelang es Washington nicht, Kasachstan fest in den westlichen Transportkorridor zu integrieren. Der Eintritt Chinas als Importeurs in den Weltenergiemarkt veränderte die regionalen Transport- und Investitionsbedingungen entscheidend und trug maßgeblich zur Dynamisierung der kaspischen Energie- und Außenpolitik bei. Galten westliche Produzenten für die Länder der Region in den ersten Jahren nach der Unabhängigkeit als einzige Option zu russischen Unternehmen und konnten daher wegen ihres Knowhows und finanzieller Stärke großen Einfluss auf die Investitionsbedingungen nehmen, betrat in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre eine neue Kategorie von Wirtschaftsakteuren die Bühne. Unterstützt durch den eigenen Staat zeigten sich Chinas Konzerne bereit, auch außerhalb marktwirtschaftlicher Vorgaben zu operieren und waren in ihrem Handeln nicht durch die amerikanische Regionalpolitik zu beeinträchtigen. Dies spiegelte sich zum einen in großzügigen Bonuszahlungen und hohen Übernahmegeboten wider, die oft weit über dem Marktwert der erworbenen Standorte lagen, zum anderen in Transportprojekten, die von westlichen Akteuren als wirtschaftlich unprofitabel oder politisch tabuisiert angesehen wurden. Erst der Eintritt Chinas in die regionale Energiepolitik eröffnete Kasachstan letztendlich die Möglichkeit zur Ausübung einer effektiven Balancing-Strategie, die nun nicht nur gegenüber Russland, sondern auch gegenüber westlichen Akteuren (insbesondere USA) geführt werden konnte. Die bewusste Entscheidung Kasachstans zur Eröffnung seines Ölsektors für chinesische Unternehmen ging jedoch nicht nur auf die damit einhergehenden Exportmöglichkeiten zurück, sondern wurde maßgeblich wegen des Strebens nach der Steigerung der eigenen Versorgungssicherheit getroffen. Westliche Unternehmen zeigten sich nämlich im Verlauf der Privatisierung im Zeitraum 1996-97 nicht bereit, sich an der Lösung dieser – aus kasachischer Sicht strategisch äußerst wichtigen – Frage entsprechend zu beteiligen.

Die Wahl von CNPC bei der Privatisierung von Aktobemunaigas und Uzenmunaigas ebnete Kasachstan nicht nur Wege zur besseren Versorgung des Binnenmarktes und zur Erschließung der östli-

chen Route, sondern bot auch Chancen hinsichtlich des iranischen Korridors. Der Vorteil beider Exportoptionen bestand darin, dass sie mit keiner russischen Opposition belegt waren und somit eine Diversifizierung ohne Konfrontation mit dem Kreml ermöglichten. Kurz nach der Übernahme von Aktobemunaigas im Jahr 1997 wurde von CNPC eine Eisenbahnexportroute in Richtung China eröffnet, die als Vorläufer pipelinebasierter Ausfuhren diente und den zweiten Russland umgehenden Exportkorridor darstellte. Aufgrund des geringen Lieferumfangs war seine Bedeutung vorerst nur symbolisch, er diente jedoch als Signal, dass China aus strategischen Gründen bereit war, auch die kommerziell unattraktivste und von westlichen Produzenten daher gemiedene Trasse zu erschließen. Obwohl sich CNPC schließlich – nicht zuletzt wegen der kasachischen Haltung bei der Privatisierung von Uzenmunaigas – aus der aktiven Entwicklung der iranischen Route zurückzog, spielte Sinopec durch die Beteiligung am Umbau der iranischen Raffinerien eine entscheidende Rolle bei der Schaffung von Rahmenbedingungen, die die erfolgreiche Aufnahme kasachischer Exporte über den Iran Ende 2001/Angang 2002 ermöglichten. Chinesische Unternehmen trugen somit letztendlich zur Erschließung von zwei der vier kasachischen Exportvektoren bei und beteiligten sich daher maßgeblich an den Diversifizierungsbemühungen des Landes.

Die zunehmende Penetration des kasachischen Ölsektors durch externe Akteure, die teils klare anti-russische geopolitische Interessen besaßen, sowie erste Erfolge bei der Erschließung neuer Exportkanäle führten schließlich auch zur Veränderung der russischen Einstellung gegenüber kasachischen Erdölausfuhren über russisches Territorium, die man aus politischen und wirtschaftlichen Gründen aufrechterhalten wollte. Dies spiegelte sich seit Ende der 1990er Jahre in der deutlich kooperativeren Quotenvergabepraxis sowie der Ausweitung einzelner Exportrouten wider und verringerte kurzfristig den Druck auf die Schaffung alternativer kasachischer Transporttrassen. Die ebenfalls in diesem Kontext zu sehende Zustimmung Moskaus zur Restrukturierung des CPC-Konsortiums, die als Bedingung für die Projektumsetzung galt, wurde durch die Beteiligung russischer Konzerne an den wichtigsten kasachischen Produktionsprojekten (Tengiz, Karachaganak) und Zugeständnisse privater Produzenten im Steuerbereich begleitet (Verzicht auf die von OOC zuvor vereinbarte Steuerbefreiung), wodurch die Leitung eine höhere Beteiligung an den Renten des kasachischen Erdölexports erlauben sollte. Die Haltung Moskaus im anschließenden Erweiterungsprozess, die zur Korrektur der wahrgenommenen Missstände des Pipelinekonsortiums im Bereich der Tarifpolitik und Verwaltungsautonomie führen sollte, ist im Kontext des „obsolescing-bargain“-Verhaltens zu verstehen und spiegelte ebenfalls das innenpolitisch (Verhältnis zur eigenen Ölwirtschaft und ausländischen Investoren) und außenpolitisch (Streben nach einer Stärkung der Rolle im „Nahen Ausland“ und dem Wiedererlangen des Status einer globalen Supermacht, was auch mithilfe des Energiesektors erreicht werden sollte) gewachsene Selbstbewusstsein der neuen russischen politischen Führung unter V. Putin wider, welche die Energiepolitik verstärkt als Instrument der Machtpolitik wiederentdeckte.

Parallel zum Werben um die CPC-Erweiterung fanden auch Prozesse auf den verbleibenden Exportkorridoren statt. Dabei kann festgehalten werden, dass die Bemühungen zum Aufbau der östlichen Exportroute weitgehend politisch unabhängig von den anderen Routen verliefen und mit diesen nur durch die Auswirkungen auf das verfügbare Exportpotenzial Kasachstans verbunden waren. Dagegen standen das Streben nach der Etablierung einer Pipelineverbindung in Richtung Iran und die Einbeziehung Kasachstans in den westlichen Transportkorridor in enger Konkurrenz zueinander und Letzteres befand sich auch in wechselseitiger Beziehung mit dem CPC-Prozess. Die Umsetzung der Kasachstan-China-Pipeline wurde lange durch die mangelnde Reservenbasis, das geringe Ölpreinsniveau und die daraus resultierende fehlende politische Unterstützung Pekings verhindert. Der versuchte Einstieg Chinas in das Kashagan-Feld, der eine Lösung des ersten Problembereichs dargestellt hätte,

wurde aber von westlichen Partnern gegen das Interesse der kasachischen Regierung vereitelt. Dies geschah nicht etwa aufgrund einer vermeintlichen Politisierung des Projektes, sondern basierte auf kommerziellen Überlegungen. Im globalen Umfeld, das sich durch zunehmende Kontrolle der Erdölreserven durch staatliche Ölkonzerne auszeichnet, bildete Kashagan eine willkommene Gelegenheit zur Steigerung der Reservenbasis der am Konsortium beteiligten Privatakteure. Die Unsicherheit über die Zukunft des Kasachstan-China-Pipelinevorhabens führte auf kasachischer Seite zur Entwicklung einer eigenen Strategie, die Astana vor einem möglichen Rückzug von CNPC schützen und zumindest das Erreichen der Binnenvorteile der Leitung gewährleisten sollte. Diese Strategie bestand in der Zerlegung des Projektes in mehrere Bestandteile, die mit jeweils interessierten Partnern bzw. möglicherweise sogar im Alleingang umgesetzt werden sollten, und bildete letztendlich die Grundlage für den Bau des westlichen Streckenabschnittes (Kenkiyak-Atyrau). Die veränderten internationalen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie innenpolitische Entwicklungspläne bewegten die chinesische Seite jedoch schließlich zur Übernahme der vollen Verantwortung (Finanzierung, Auslastung) auch für die noch verbleibenden Pipelinesegmente. Da sich der Entschluss auf keine ausreichende Reservenbasis stützte, bestätigte er eindeutig den strategischen Charakter des Projektes. Das Problem der Auslastung konnte auch durch die anschließende massive Penetration des kasachischen Ölsektors durch CNPC (und weitere chinesische Unternehmen) nur teils gelöst werden. Auch die Verhandlungen mit Russland über die Nutzung der Infrastruktur brachten nur partiellen Erfolg. Ihre mangelnde kommerzielle Attraktivität spiegelt sich beispielhaft darin wider, dass selbst das mit CNPC auf Vorkommen in Zentralkasachstan tätige Lukoil nach der Inbetriebnahme weiter Eisenbahnxporte in Richtung Westen bevorzugte.

Der zeitgleich zu diesem Prozess verlaufende Wettbewerb zwischen dem westlichen und südlichen Korridor wurde maßgeblich um die Exportroute für Kashagan ausgefochten und bezog auch den nördlichen Transportkorridor mit ein. Obwohl einige Produzenten anfangs an der Entwicklung einer pipelinebasierten südlichen Exportlösung interessiert waren, brachen sie schließlich aufgrund des politischen Drucks der USA und wirtschaftlicher Vorteile, die sich aus der Bündelung kasachischer und aserbaidjanischer Exporte ergaben, die entsprechenden Untersuchungen ab. Nicht zuletzt blockierte die mit Rücksicht auf Russlands Position in Fragen transkaspischer Lieferungen konzipierte maritime Exportstrategie im Verständnis der Befürworter der südlichen Route keinesfalls ihre künftige Nutzung. Im Gegenteil, das Kaspische Meer konnte durch den Ausbau entsprechender Hafenanlagen die Funktion einer Drehscheibe übernehmen und zur Flexibilisierung der sonst so starren Pipelineausfuhren beitragen.

Die Überlegungen bezüglich der Exportroute für Kashagan konzentrierten sich nach dem Ausscheiden der südlichen Option maßgeblich auf die westliche und nördliche Route. Russlands feindseliges Verhalten gegenüber ausländischen Energieunternehmen, das sich im Rahmen des CPC-Prozesses sowie zahlreicher heimischer Produktionsprojekte widerspiegelte, bewegte die Kashagan-Partner letztendlich zur Entscheidung für den westlichen Korridor als künftiger Hauptexportlösung. Vor dem Hintergrund der Unsicherheit über den Erfolg der CPC-Erweiterung interessierten sich dabei zunehmend auch weitere kasachische Produzenten für transkaspische Transportalternativen. Insbesondere die Frustration von Chevron über den CPC-Prozess war so groß, dass die Nutzung von KCTS nicht mehr nur aus verhandlungstaktischen Gründen angedroht wurde, sondern eine aktive Integration in das Projekt stattfand. Die Glaubwürdigkeit dieser Position zwang letztendlich auch Russland zum Einlenken. Moskau gelang es dabei, durch seine vorherige kompromisslose Haltung bereits nahezu alle seine Forderungen durchzusetzen und musste lediglich auf Zusagen zum parallelen Bau der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline mit der CPC-Erweiterung verzichten. Zusammen mit dem Erwerb der Anteile

des sich aus dem Pipelinekonsortium zurückgezogenen OOC konnte der Kreml somit eine erhebliche Steigerung seines Einflusses in den CPC-Führungsgremien sowie der Einnahmen aus dem Öltransport erreichen. Der Beschluss zur Erweiterung der CPC führte in Verbindung mit den Verzögerungen bei der Kashagan-Erschließung letztendlich dazu, dass die Notwendigkeit der Schaffung eines großen transkaspischen Transportsystems vorerst verschoben werden konnte, was Russlands dominante Position im kasachischen Öltransportgeschäft zumindest mittelfristig fixierte.

Die Inanspruchnahme der westlichen Route durch kasachische Produzenten beschränkte sich somit im Untersuchungszeitraum hauptsächlich auf den Eisenbahnkorridor zwischen Baku und der georgischen Schwarzmeerküste, der sich durch zahlreiche Missstände auszeichnete. Hierfür waren maßgeblich die von aserbaidzhanischer Seite kreierte und im Sinne des Capture-Ansatzes erhaltenen monopolistischen Strukturen verantwortlich, die als Rentseeking-Instrumente zur Bereicherung politischer und wirtschaftlicher Eliten dienten. Die von der kasachischen Seite bevorzugte Verlegung einer Pipelineverbindung von Baku an die georgische Schwarzmeerküste, die die Probleme eliminieren und eine erhebliche Steigerung des Lieferumfangs nach sich ziehen könnte, wurde von aserbaidzhanischer Seite abgelehnt. Da die Nutzung der Baku-Supsa-Leitung vom AIOC blockiert und auch die BTC-Pipeline nur in einem kurzen Zeitraum zu wirtschaftlich attraktiven Bedingungen zugänglich gemacht wurde, fanden auf dem westlichen Exportkorridor nahezu keine kasachischen Öllieferungen per Pipeline statt.

Die bereits in Bezug auf die Konzipierung der Exportroute für Kashagan erwähnte Konkurrenzsituation zwischen dem südlichen, westlichen und nördlichen Exportkorridor bestand im kleinen Rahmen auch um die maritimen Lieferungen vom Hafen Aktau. Hierbei kann festgestellt werden, dass die transkaukasische Route keine Pfadabhängigkeitsvorteile aus ihrer vergleichsweise frühen Eröffnung beziehen konnte. Die seit 2000 betriebene Machatschkala-Noworossijsk-Verbindung zeichnete sich wegen des Transports per Pipeline durch bessere Kostenbedingungen aus, die aber (für Produzenten leichter Ölarten) durch die Vermischung von Ölarten aufgehoben wurden. Die volle Auslastung der von Russland auf dieser Route gewährten Transitrechte wurde von Kasachstan dennoch, auch mit Hinsicht auf Forderungen nach künftigen Steigerungen der Exportquote, stets angestrebt. Die Konkurrenz zwischen Baku und der seit 2002 eröffneten südlichen Route wurde neben den Transportkosten auch durch bestehende Preisunterschiede auf den Ölteilmärkten bzw. Benchmark-Sorten bestimmt, wobei Neka durch das Sanktionsumfeld für einen Teil der Produzenten gänzlich unzugänglich gemacht wurde. Interne Probleme bewegten Teheran im Verlauf des Jahres 2010 jedoch zur Aussetzung des Handels, sodass Kasachstan zum Ende des Untersuchungszeitraums auf einen seiner vier möglichen Exportkorridore verzichten musste.

Vor der Beantwortung der zentralen Fragestellung der Dissertation über den Erfolg der kasachischen Erdölexportpolitik und der Bemühungen zum Aufbau eines diversifizierten Erdöltransportsystems soll auf der Grundlage der Eckpfeiler der kasachischen Außen- und Erdölexportpolitik, der im Kapitel 2.6.3 skizzierten Herausforderungen beim Zugang zu internationalen Absatzmärkten und unterschiedlichen Verständnismöglichkeiten des Begriffes Diversifizierung im Kontext kasachischer Infrastrukturpolitik eine allgemeine Einordnung einzelner Transportprojekte vorgenommen werden. Diese soll folgend auch in die Bewertung der kasachischen Exportpolitik einfließen.

Die kasachische Führung formulierte bereits kurz nach dem Erlangen der Unabhängigkeit ihre im Grunde auf zwei Säulen beruhende multivektorielle Außenpolitik, die im Untersuchungszeitraum auch das Fundament der Energie- und Infrastrukturpolitik bildete. Die erste Säule beruhte auf der Notwendigkeit der Aufrechterhaltung möglichst guter Beziehungen zu Russland, die sich ebenfalls in enger Kooperation beim Erdöltransport widerspiegeln sollten. Diese – aus theoretischer Perspektive

dem Bandwagoning-Ansatz entsprechende – Strategie kam im Grunde der Anerkennung geopolitischer und geoökonomischer Gegebenheiten der Region gleich, in der Russland auch nach dem Zerfall der UdSSR und der Schwächung durch politische und wirtschaftliche Transformationsprozesse für Kasachstan weiter den entscheidenden außenpolitischen Akteur darstellte. Die wirtschaftlich-infrastrukturelle Verflechtung, die ethnodemografische Situation sowie die sicherheitspolitische Abhängigkeit Kasachstans von seinem nördlichen Nachbarn führten dazu, dass der Kreml weiterhin großen Einfluss auf die politische und wirtschaftliche Entwicklung des Landes besaß und seine Interessen nicht ignoriert werden konnten. Diese lagen außenpolitisch in der Wahrung einer dominanten Stellung in weiten Teilen des Gebietes der ehemaligen UdSSR, das von der neuen Elite als „Nahes Ausland“ bezeichnet wurde und eine herausragende sicherheits- und wirtschaftspolitische Funktion zugeschrieben bekam. Der Energietransport übernahm in den russischen strategischen Überlegungen dabei eine zentrale Rolle. Das Infrastrukturnetz bildete ein integratives Element, das zugleich zur Aufrechterhaltung der Abhängigkeitsverhältnisse und Umsetzung politischer oder wirtschaftlicher Interessen instrumentalisiert werden konnte. Aus energiepolitischer Sicht stellte Kasachstan nach dem Erlangen der Unabhängigkeit prinzipiell weiterhin keinen eigenständigen Akteur dar, sondern war lediglich Teil eines als Einheit konzipierten, grenzüberschreitenden Austauschsystems, dessen Schaltzentrale in Moskau lag. Eine eventuelle schnelle Abkehr von Russland war unmöglich, denn dieses kontrollierte nicht nur den Zugang zum Weltmarkt, sondern war auch für die Versorgung des kasachischen Binnenraumes verantwortlich. Das Aufrechterhalten der Zusammenarbeit war für Kasachstan aber auch in kommerzieller Hinsicht relevant, denn die bestehende Infrastruktur bot eine Grundlage, die durch Ausbau und Modernisierung effizient weiter genutzt werden und somit den Bedarf an neuen kostspieligen Transportkapazitäten verringern konnte. Trotz des Eintritts neuer, zum Teil auch externer Akteure in die wirtschafts- und sicherheitspolitische Konstellation des zentralasiatisch-kaspischen Raums – und einer im Untersuchungszeitraum zu beobachtenden kontinuierlichen Verlagerung des regionalen ökonomischen Gleichgewichts zugunsten Chinas – blieb Russland unverändert der zentrale Akteur der kasachischen Außen- und Wirtschaftspolitik.³⁷¹

Der zweite Pfeiler der kasachischen Außenpolitik besteht im Streben nach dem Aufbau partnerschaftlicher Beziehungen mit diversen internationalen Großakteuren, was sich im Energieexportbereich im Interesse an der Schaffung einer diversifizierten, nicht nur auf Russland fixierten Transportinfrastruktur widerspiegelt. In seinem Kern ist diese Strategie durch den neorealistischen „Balancing“-Ansatz geprägt, der die außen- und innenpolitische Handlungsfreiheit eines Staates gegenüber einem dominanten Akteur durch das Schaffen von Allianzen mit anderen Mächten steigern und ihn zugleich vor den aus asymmetrischen Abhängigkeitsverhältnissen resultierenden Möglichkeiten des Machtmissbrauchs schützen soll. Durch die konsequente Anwendung dieser Strategie können Rahmenbedingungen geschaffen werden, in denen auch politisch oder wirtschaftlich schwächere Akteure durch

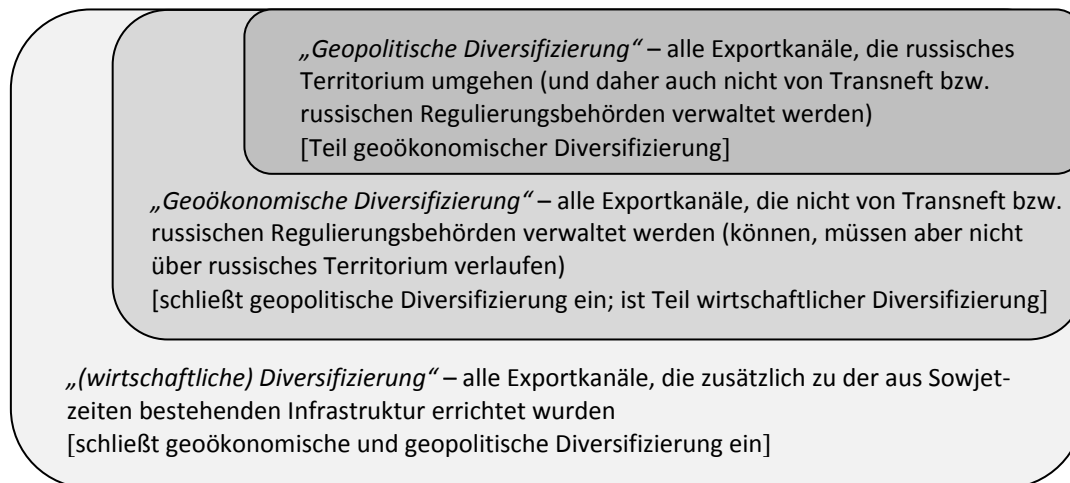
³⁷¹ Im ökonomischen Bereich zeigt sich dies in der Gründung der Zollunion zwischen beiden Ländern (und Weißrussland) im Jahr 2010, wogegen Kasachstan chinesische Vorstöße zur Etablierung einer gemeinsamen Freihandelszone aus Sorge vor wirtschaftlicher Überflutung vorerst zurückhaltend betrachtete. Auch die enge Zusammenarbeit im Rahmen der OVKS, die deutlich weitreichender war als innerhalb der SCO bzw. westlicher Programme, bestätigt die besondere Stellung Russlands. Trotz guter nachbarschaftlicher, wirtschaftlicher und sicherheitspolitischer Beziehungen bleibt China im Bewusstsein breiter Teile der kasachischen Bevölkerung, aber auch unter Teilen der politischen Elite weiter als Risikoquelle verankert (Angst vor demografischer Überschwemmung sowie vor der Reduzierung auf einen Rohstofflieferanten der chinesischen Fertigungsindustrie). Nicht zuletzt stellten ethnische Russen trotz massiver Abwanderung in den 1990er Jahren weiterhin etwa ein Viertel der kasachischen Bevölkerung dar, was zusammen mit der weit verbreiteten russischen Sprache und Kultur ein enges ethnokulturelles Bindeglied zwischen beiden Ländern schafft.

eine flexible Wahl von Partnern mit korrelierenden Präferenzen eigene Interessen umsetzen bzw. Vorteile maximieren können. Der kasachischen Führung war dabei von Beginn an bewusst, dass die Entwicklung des einheimischen Ölsektors nur in Kooperation mit ausländischen Unternehmen erfolgen konnte. Dies ging nicht nur auf den Kapital- und Technologiebedarf zurück, den russische Konzerne schlicht nicht aufbringen konnten. In Moskau wurden kasachische Produzenten zudem als Konkurrenten wahrgenommen, deren Zutritt zum europäischen Markt durch restriktive Quoten möglichst limitiert werden sollte, und man strebte ferner nach der Aufrechterhaltung des schon zu Sowjetzeiten existenten Modells, das den Verbrauch kasachischen Öls hauptsächlich auf dem preislich wenig attraktiven russischen bzw. GUS-Binnenmarkt vorsah. Kasachstan konnte es sich zudem ohnehin nicht erlauben, beim Zugang zum Weltmarkt ausschließlich vom Transneft-Netz abhängig zu bleiben. Zum einen besaß der Konzern zumindest in der Anfangsphase einfach nicht die Fähigkeit zu seinem Ausbau. Zum anderen hätte man damit die Kontrolle über die Entwicklung der gesamten kasachischen Erdölwirtschaft und somit auch der Rentenflüsse in die Hände eines einzigen – externen politischen Weisungen unterliegenden – Akteurs gelegt. Transneft stellte nämlich keinesfalls einen unabhängigen Netzbetreiber dar, der sich in seinen Entscheidungen an kommerziellen Kriterien orientierte, sondern ein geoökonomisches Instrument Moskaus, das bei Bedarf zur Erfüllung nationalstaatlicher Interessen eingesetzt wurde. Hierzu gehörten neben Manipulationen des Wettbewerbes durch Beschränkungen kasachischer Ölexporte auch Eigentumsansprüche auf lukrative kasachische Produktionsstandorte. Sowohl ausländische Investoren als auch die kasachische Führung waren vor diesem Hintergrund nicht bereit, sich von Transneft oder dem Kreml abhängig zu machen, mussten aber im Rahmen infrastruktureller Überlegungen sowohl kommerzielle als auch außenpolitische Rahmenbedingungen berücksichtigen, was deren Entscheidungsfreiheit bei der Wahl der Exportrouten limitierte. In diesem Spannungsfeld – zwischen der Aufrechterhaltung enger Beziehungen mit Russland (Bandwagoning) und dem Streben nach der Verringerung der einseitigen Abhängigkeit sowie der Stärkung politischer und wirtschaftlicher Souveränität durch die Kooperation mit anderen Akteuren (Balancing) – musste die kasachische Erdölexportpolitik entwickelt werden.

Wie im Kapitel 2.6.3 ausgearbeitet wurde (Tabelle 10), war Kasachstan zum einen an verbesserten Zugangsbedingungen zum russischen Pipelinennetz und der Maximierung seiner Nutzung durch den Ausbau der Kapazität bestehender Leitungen interessiert. Da die existierende Infrastruktur jedoch keinesfalls für die Aufnahme der angestrebten Produktionssteigerung ausgelegt war, musste zum anderen auch eine (wirtschaftliche) Diversifizierung der Transportmöglichkeiten erfolgen, was als Aufbau neuer Exportmöglichkeiten zusätzlich zu den aus Sowjetzeiten bestehenden Optionen zu verstehen ist. Obwohl dabei die von Russland bzw. Transneft nach ihrem Einstellungswandel hinsichtlich der Transitlieferungen errichteten Kanäle (Machatschkala-Noworossijsk) gerne beansprucht wurden, strebten Kasachstan und die Produzenten insbesondere die Schaffung solcher Exportrouten an, die den Erdöltransport von Transneft bzw. den russischen Regulierungsbehörden unabhängig machen und eine autonome, kommerziellen Gesichtspunkten unterliegende Nutzung erlauben würden. Diese Infrastrukturmaßnahmen wurden in der Arbeit unter dem Begriff „geoökonomische Diversifizierung“ subsumiert. Der Streckenverlauf konnte hierbei grundsätzlich entweder über Russland erfolgen oder das Land meiden. Letzteres wurde als besondere Unterkategorie der geoökonomischen Diversifizierung identifiziert und mit dem Titel „geopolitische Diversifizierung“ bezeichnet. Deren politischer Kern liegt in der vollständigen Abschaffung russischer Einflussmöglichkeiten auf den Öltransport. Die analytische Trennung ist notwendig, da Russland auch im Falle des Ausschlusses seines Staatskonzerns aus dem Infrastrukturbetrieb (bzw. seiner Regulierungsbehörden aus der Gestaltung der Transportregeln) allein schon aufgrund der Streckenführung über sein Territorium, d. h. seiner Transitposi-

tion, weiterhin gewisse Einflussmöglichkeiten – auf die Entscheidungsfindung verbunden mit dem Bau bzw. der Erweiterung der Infrastruktur sowie die Kontinuität des Transports (z. B. über Lizenzvergaben bzw. -entzüge) oder die finanziellen Angelegenheiten des Betreiberunternehmens (z. B. im Steuerbereich) – bleiben, wodurch diverse wirtschaftliche und/oder politische Zugeständnisse erzwungen werden können. Die Summe materieller und immaterieller Vorteile die Russland (oder andere Länder wie Aserbaidschan) allein aufgrund der Transitfunktion von Kasachstan und den Produzenten rekrutieren kann, wurde in der Arbeit als „geopolitische Rente“ bezeichnet. Die beiden eingeführten Diversifizierungskategorien erlauben es, bei der Betrachtung der kasachischen Erdölexportpolitik auf analytischer Ebene die sonst eindimensional auf geografische Streckenverläufe reduzierte Aufteilung von Transportprojekten – die in der Fachliteratur häufig (z. B. Nabiyeu, Kadiyoti; siehe Kap. 1.2) mit einer undifferenzierten Stigmatisierung aller russischen Routen als geopolitische Hebel verbunden ist – durch die Möglichkeit ihrer Bündelung anhand unterschiedlicher Un-/Abhängigkeiten von russischer Gestaltungshoheit zu ergänzen. Gerade dieses Kriterium scheint sich bezüglich der Ziele der kasachischen Infrastrukturpolitik, die – wie dargestellt – nicht einseitig in der Abkehr von Russland zu suchen sind, zur Bewertung ihres Erfolgs besonders gut zu eignen.

Abbildung 71: Verständnis und Dimensionen des Begriffes „Diversifizierung“ im Kontext kasachischer Erdölexportpolitik



Quelle: Eigene Darstellung.

Die „geopolitische Diversifizierung“ schließt alle Russland umgehenden Routen ein und kann als energieinfrastrukturelle Materialisation der außenpolitischen Balancing-Strategie verstanden werden. Demgegenüber können alle Optionen, die Russland entweder direkten (durch Staatskonzerne bzw. Regierungsbehörden) Einfluss auf die Transportbedingungen verschafften oder zumindest indirekt aufgrund seiner Transitposition eine gewisse Beteiligung an Entscheidungen zur Infrastruktur sowie Möglichkeiten zur Störung des regulären Betriebes einräumten, unter die Bandwagoning-Strategie eingeordnet werden.³⁷² Die Untersuchung zeigte ebenfalls, dass das Bandwagoning-Verhalten der kasachischen Regierung grundsätzlich auch als rahmenbildendes Element der Balancing-Strategie verstanden werden muss. Demnach berücksichtigt Kasachstan selbst in Infrastrukturprojekten, die russisches Territorium meiden, Russlands strategische Interessen. Dies spiegelt sich insbesondere im Verhältnis zum BTC-Prozess und der Konzipierung der transkaspischen Transportinfrastruktur wider. So ließ sich Kasachstan trotz wiederholt deklarierten Interesses an der Entstehung der BTC auf

³⁷² Aus Perspektive der Bewertung des Beitrages zur transportpolitischen Emanzipation von Russland wird daher auch die CPC als Teil der Bandwagoning-Strategie gesehen, obgleich die im Rahmen des Projektes erfolgende Kooperation mit westlichen Konzernen dem Balancing-Ansatz zuzuordnen ist.

keine konkreten Verpflichtungen bzw. eine direkte Beteiligung an dem Projekt ein, welches eindeutig als Bestandteil der amerikanischen Regionalstrategie zur Eindämmung des russischen Einflusses gewertet werden kann. Auch die kaspische maritime Exportstrategie, die hauptsächlich den Anschluss an den westlichen Exportkorridor (insbesondere die BTC) verbessern und sich zukünftig im KCTS materialisieren soll, stellt eine Reaktion auf die ablehnende Haltung Moskaus gegenüber transkaspischen Pipelines dar. Kasachstan und die Produzenten akzeptierten damit russische Vorbehalte und nahmen die Entwicklung einer im Vergleich zum Bau einer Unterwasserleitung kostspieligeren (insbesondere in Bezug auf die Betriebskosten) Exportoption in Kauf. Die sich aus der künftigen Nutzung von Tankern im Rahmen von KCTS eventuell ergebenden Vorteile der Transportflexibilisierung müssen dabei als positive Externalität gewertet werden. Das Bandwagoning-Verhalten spiegelte sich auch im Verhältnis zu den Bosphorus-Bypass-Projekten wider, bei denen Kasachstan klar die von Russland bevorzugten Alternativen unterstützte (zuerst Burgas-Alexandroupolis, später Samsun-Ceyhan) und jegliche konkrete Zusagen zu Maßnahmen vermied, die gegen Russlands Interessen verstießen (Odessa-Brody-Plock), trotz durchaus bestehendem Interesse an deren Nutzung.

Nicht zuletzt bildete die außenpolitische Bandwagoning-Strategie in Einklang mit dem „opportunity thesis“-Konzept auch den allgemeinen politischen Rahmen, in dem überhaupt der Bau von Russland umgehenden Routen ermöglicht werden sollte. Die Teilnahme bzw. teilweise sogar die Initiierung integrationspolitischer Prozesse, die die engere Verflechtung beider Länder zum Ziel hatten, sollten das Vertrauen Russlands steigern und somit Kasachstans außenpolitischen Handlungsspielraum erweitern. Im energiepolitischen Bereich wurde daher von Astana auch mehrmals betont, dass trotz enormen Interesses an der Schaffung Russland-umgehender Exportoptionen (d. h. „geopolitischer Diversifizierung“) der Umfang der Lieferungen auf diesen letztendlich von der Ölmenge abhängen würde, die auf Russland einbeziehenden Routen transportiert werden könne. Vor diesem Hintergrund muss somit nochmals akzentuiert werden, dass die kasachische Balancing-Strategie im Verhältnis zu Russland dem Bandwagoning-Verhalten unterstellt war. Gleichzeitig gilt, dass das Balancing auch gegenüber anderen Akteuren eingesetzt wurde, was insbesondere im Rahmen der Bemühungen zur Schaffung des südlichen Exportkorridors deutlich zum Vorschein kam, wo Astana die Blockadepolitik der USA umgehen versuchte. Die Entscheidung für den Einlass chinesischer Unternehmen in den kasachischen Ölsektor muss daher als elementarer Bestandteil der Balancing-Strategie gewertet werden. Astana verschaffte sich somit nicht nur eine zusätzliche Kooperationsalternative zu Russland bzw. russischen Unternehmen, sondern schwächte auch die Verhandlungsposition des Westens bzw. westlicher Unternehmen, die nicht mehr als exklusive Alternative zu Russland auftreten konnten. Kasachstan eröffnete sich mit diesem Schritt endgültig das Feld zur Ausübung der Rolle eines aktiven Subjektes internationaler Beziehungen, das zur Wahrung seiner Interessen flexibel Kooperationen mit verschiedenen Partnern eingehen und diese eventuell gegenseitig ausspielen kann.

In Tabelle 39 werden einzelne in der Arbeit untersuchte Exportmöglichkeiten den jeweiligen Diversifizierungskategorien zugeteilt und diese wiederum in die außenpolitischen Strategien eingeordnet.

Tabelle 39: Klassifizierung kasachischer Exportoptionen im Kontext der außenpolitischen Strategien des Landes und der entwickelten Diversifizierungskategorien

	Außenpolitik- strategie	Diversifizierung			Beispiele
		wirtschaftlich	geökonomisch	geopolitisch	
Nutzung/Ausbau ursprünglicher Transportsysteme	Bandwagoning	Nein	Nein	Nein	Atyrau-Samara-, Karachaganak-Orenburg-, Kenkiyak-Orsk-Pipeline
Schaffung <i>neuer</i> Exportoptionen über Russland	Bandwagoning	Ja	Nein	Nein	Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline, Eisenbahnexporte über Russland, Nasarbajews Vorschlag zur Lösung des CPC-Stillstandes von 1994 (unrealisiert)
Nicht von russischen Staatskonzernen kontrollierte aber über Russland führende Routen	Bandwagoning	Ja	Ja	Nein	CPC-Pipeline
Nicht über Russland führende Routen	Balancing	Ja	Ja	Ja	Kasachstan-China-Eisenbahn/Pipeline, KTI-Pipeline, Iran-Swap, Aktau-Baku-Batumi/Kulevi, Aktau-BTC, KCTS

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Die Antwort auf die Frage nach dem Erfolg der kasachischen Infrastrukturpolitik kann vor diesem Hintergrund sowohl auf quantitativer als auch qualitativer Ebene erfolgen, wobei die einzelnen Diversifizierungskategorien bei der Gesamtbewertung als Hilfsindikatoren herangezogen werden sollen. Können somit auf quantitativer Ebene Anteile einzelner Exportoptionen, die entweder zur „geökonomischen“ oder „geopolitischen“ Diversifizierung eingeordnet werden, an den gesamten Ölausfuhren als Richtwerte gelten, müssen auf qualitativer Ebene ursprüngliche Zielsetzungen mit erzielten Ergebnissen verglichen werden. Zugleich soll hier entsprechend der Fragestellung nochmals explizit auf einzelne Faktoren hingewiesen werden, die zum Erfolg bzw. Misserfolg der Bemühungen beitragen. Aus Gründen der Vollständigkeit werden hierbei auch die bereits in der zurückliegenden Argumentation eingebrachten Faktoren eingeschlossen.

Generell betrachtet kann festgestellt werden, dass es Kasachstan im Verlauf des Untersuchungszeitraums gelang, sein Öl über alle der vier untersuchten Exportvektoren auszuführen. Vor dem Hintergrund der geopolitischen Konstellation in der Region und den bestehenden Interessen einzelner einflussreicher Akteure, die sich nicht nur für, sondern auch gegen Transporte auf gewissen Routen aussprachen und diesbezüglich eine entsprechende Lobby- bzw. Blockadepolitik betrieben, kann dies bereits als großer Erfolg gewertet werden. Bei näherer Betrachtung einzelner Optionen sind jedoch auch Misserfolge bzw. Versäumnisse zu erkennen, die in die Bewertung einfließen müssen.

Nördlicher Vektor

In Bezug auf den russischen Exportvektor können die von Kasachstan im Untersuchungszeitraum verfolgten Zielsetzungen in drei Kategorien zusammengefasst werden:

1. Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung des Transneft-Netzes;
2. Ausbau seiner Exportkapazität;
3. Schaffung einer Transneft-unabhängigen Exportroute („geökonomische Diversifizierung“).

Erfolge wurden in allen drei Bereichen erreicht, obwohl in allen auch erhebliche Defizite, insbesondere hinsichtlich der dazu benötigten Zeiträume, zu verzeichnen sind.

1. Als größte unmittelbare Herausforderung der kasachischen Exportpolitik nach dem Erlangen der Unabhängigkeit galt der durch die restriktive russische Quotenpraxis limitierte Zugang zum Transneft-Netz. Dies ist einerseits auf technische Faktoren, also seine physischen Einchränkungen, andererseits auf politische Faktoren, also das durch eine „Nullsummenspiel“-Logik geprägte Konkurrenzdenken der russischen Seite bezüglich der Versorgung des europäischen Marktes und der Nut-

zung der Leitungsinfrastruktur, zurückzuführen. Darüber hinaus besaß Russland Interesse an der Instrumentalisierung der Transportabhängigkeit zur Erpressung von Beteiligungen an lukrativen kasachischen Förderprojekten. Kasachstan gelang es im Verlauf des Untersuchungszeitraums letztendlich nicht nur die absolute Höhe der jährlichen Exportquote (von etwa 7 Mt, die seit Mitte der 1990er Jahre galt³⁷³, auf bis zu 22,5 Mt), sondern auch den Anteil der Lieferungen auf Märkte außerhalb Russlands und der GUS (von 50 Prozent der Quote Mitte der 1990er Jahre auf über 90 Prozent), wo attraktivere Vermarktungsmöglichkeiten herrschen, deutlich zu steigern (Tabelle 20, Abbildung 19). Kritisch zu bewerten ist jedoch, dass obwohl diese Ziele bereits seit dem Erlangen der Unabhängigkeit verfolgt wurden, ein spürbarer Wandel in der russischen Einstellung erst seit dem Jahr 1999 zu beobachten war, also zum Zeitpunkt als Chevron bereits beträchtliche Teile (70-80 Prozent) seiner Produktion über kostspielige Eisenbahnrouten in die Ukraine bzw. ins Baltikum oder über die kombinierte transkaukasische Tanker-Eisenbahnroute exportierte und erhebliche Verzögerungen im Vergleich zum ursprünglichen Plan bei der Implementierung seiner Investitionsstrategie auf Tengiz verkraften musste. Sowohl für den Konzern als auch für Kasachstan ergaben sich daraus geringere Einnahmen, deren Ausweitung infolge des verschobenen Produktionsanstiegs ebenfalls zeitlich verzögert wurde. Darüber hinaus sahen sich im Zeitraum der sinkenden Ölpreise in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre zahlreiche kleinere Produzenten gezwungen, wegen des Mangels an effizienten Transportalternativen ihre Aktivitäten zwischenzeitlich einzustellen oder Kasachstan gänzlich zu verlassen. Dies war ebenfalls mit Einnahmeverlusten für den Staat verbunden.

Neben der Quotensteigerung gelang Kasachstan auch der Abschluss eines langfristigen Transitabkommens, das für Produzenten und Regierung größere Planungssicherheit schuf. Obwohl weiterhin alljährliche intergouvernementale Verhandlungen über die genaue Höhe der Quote erfolgten, durfte diese nicht mehr unter das vertraglich festgelegte Niveau fallen. Das Abkommen wurde jedoch erst im Jahr 2002 unterzeichnet, also zehn Jahre nach den ersten Initiativen Nasarbajews zur Entwicklung eines langfristigen Koordinierungsrahmens für die Exportpolitik energiereicher GUS-Länder, der eine transparente und von politischen Launen unabhängige Nutzung der bestehenden Infrastruktur gewährleisten sollte. Gleichzeitig beinhaltete es nicht, genauso wenig wie die erneuerte Fassung aus dem Jahr 2009, die von kasachischer Seite erwünschten verbindlichen Zusagen zum kontinuierlichen Ausbau der russischen Infrastruktur.

Die Veränderung der russischen Einstellung gegenüber dem Zugang kasachischen Öls zum Transneft-Netz kann auf mehrere wirtschaftliche, aber auch (geo)politische Faktoren zurückgeführt werden. Der Transit wurde stärker unter kommerziellen Kriterien wahrgenommen und als lukrative Einnahmequelle und Möglichkeit zur Partizipation an kasachischen Rentenflüssen anerkannt. Durch eine effektivere Nutzung vorhandener Kapazitäten konnten sowohl zusätzliche Erlöse generiert, die Transneft zur Umsetzung zahlreicher geplanter Infrastrukturvorhaben verwenden konnte, als auch Transportstückkosten für russische Produzenten gesenkt werden. Ersteres beteiligte kasachische Produzenten indirekt am Ausbau russischer Infrastruktur und minderte somit zusammen mit Letzterem die Belastung russischer Unternehmen. Darüber hinaus gelang es Russland durch seine vorherige Haltung in Transportfragen den Einstieg seiner Konzerne in die wichtigsten kasachischen Ölprojekte zu erreichen. Aus (geo)politischer Sicht wurde Moskau zunehmend bewusst, dass in Bezug auf den kasachischen Öltransit ein „window of opportunity“ bestand, und dass das Land im Falle unkoopera-

³⁷³ Neben Lieferungen im Rahmen der Exportquote wurde Öl von Kasachstan nach Russland auch auf Swap-Basis gesandt, wobei Teile davon eventuell auch für Auslandsexporte dienten. Hierfür erhielt das Land im Gegenzug Öl für die Raffinerien in Pawlodar und Schymkent.

tiven russischen Verhaltens schlicht gezwungen wäre, in Zusammenarbeit mit ausländischen Produzenten alternative Routen zu entwickeln. Erste Erfolge bei der Konzipierung Russland-umgehender Exportoptionen im Kaukasus verdeutlichten diese Gefahr. Die zunehmende Penetration des Raumes durch staatliche Akteure mit eigenen infrastrukturellen Vorstellungen (USA, China), von denen sich einzelne explizit gegen russische strategische Interessen richteten (BTC), bot Astana zugleich mehrere Kooperationsmöglichkeiten auf politischer Ebene. Russland versuchte durch die Bündelung kasachischer Exporte auf seinen Routen auch die wirtschaftliche Grundlage für die BTC zu untergraben und somit Einfluss auf den Export aserbaidzhanischen Öls auszuüben. Jedoch kann ebenfalls darauf verwiesen werden, dass Russland einfach auch Interesse an der Wahrung guter Beziehungen mit Kasachstan hatte, einem seiner engsten Verbündeten im GUS-Raum, mit dem es u. a. einen Vertrag über eine strategische Partnerschaft besitzt.

Kasachstan bemühte sich auch um die Abschaffung diskriminierender Preispraktiken bei der Nutzung des Transneft-Netzes, die freie Streckenwahl bzw. Entscheidung über Exportterminals und die Schaffung eines Qualitätsausgleichsmechanismus. Obwohl im ersten Bereich kontinuierliche Verbesserungen erzielt werden konnten, die nicht zuletzt auf das zunehmende Konkurrenzumfeld durch alternative Exportrouten (inklusive der CPC) zurückzuführen sind, konnte im Verlauf des Untersuchungszeitraums (trotz weitgehender Angleichungen im Jahr 2009) keine vollständige rechtliche Gleichstellung kasachischer und russischer Öllieferungen erreicht werden. Die andauernde Diskriminierung der Transitlieferungen führte letztendlich zu höheren Transportkosten, die sowohl die Einnahmen der Produzenten als auch der kasachischen Regierung verringerten. Bei der Forderung nach einem höheren Einfluss auf die Streckenwahl war Transneft nicht bereit, Zugeständnisse einzugehen, denn dies betraf einen elementaren Kompetenzbereich des Konzerns, der als Betreiber des russischen Netzes für dessen ordentliche Funktionsweise Sorge trug, und könnte ebenfalls negative Auswirkungen auf russische Exporteure haben bzw. diese sogar diskriminieren (z. B. wenn sich kasachische Produzenten für die günstigsten Exportterminals entscheiden würden). Auch bei der Forderung nach der Einrichtung einer Quality-Bank konnten von kasachischer Seite keine Fortschritte erreicht werden, obwohl zahlreiche russische Produzenten ebenfalls daran interessiert waren und selbst Transneft prinzipiell keine Einwände zeigte. Innenpolitische Rahmenbedingungen (einseitige negative Beeinträchtigung der Produzenten in den Republiken Tatarstan und Baschkirtistan; Kap. 3.4.2) wie auch die Beschaffenheit des Transneft-Netzes, das nur in begrenztem Maße die Trennung zahlreicher Ölsorten ermöglichte, erlaubten lediglich die Einführung von sehr beschränkten Mindestqualitätsstandards ohne entsprechende Ausgleichzahlungen. Letztendlich führte dies zum Wertverlust für kasachische Produzenten hochwertigerer Ölsorten bzw. zwang diese zur Nutzung teurer Alternativrouten.

Zusammenfassend kann für diesen Bereich festgehalten werden, dass insbesondere die Umstände vor 1999 aus kasachischer Sicht sehr kritisch zu bewerten sind, da sie die Entwicklung des Ölsektors behinderten und die Nutzung kostspieliger Transportalternativen erzwangen. Jedoch führte der wirtschaftlich und politisch bedingte Wandel der russischen Einstellung gegenüber Transitlieferungen zur klaren Verbesserung der Situation. Die kontinuierliche Steigerung der Transportquote samt der Ausweitung des Exportanteils auf Märkte außerhalb der GUS und der Abschluss des langfristigen Transitvertrages, die als primäre kasachische Forderungen angesehen werden können, führten letztendlich dazu, dass die bestehenden Pipelinekapazitäten voll ausgelastet werden konnten. Kritisch zu betrachten ist jedoch der nur langsame Fortschritt bei der tariflichen Gleichstellung der Öllieferungen, wodurch kasachischen Produzenten und somit auch der Regierung Einnahmeausfälle entstanden.

2. Bei kasachischen Forderungen nach der Ausweitung der Exportkapazität des Transneft-Netzes, die im engen Zusammenhang mit den Forderungen nach der Steigerung der Exportquote zu

betrachten sind, konnten gemischte Erfolge erreicht werden. Der Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline wurde von kasachischer Seite bereits während der Verhandlungen über die Schaffung einer kurzfristigen Exportroute für Chevron im Verlauf des Jahres 1994 gefordert. Eine Einigung über deren Erweiterung von 10,5 auf 15 Mt/Jahr konnte jedoch erst im Jahr 2000, im Zuge des Wandels der russischen Haltung in Transitfragen, erreicht werden. Anschließend versuchte Kasachstan, in Verhandlungen zum langfristigen Transitvertrag einen Ausbau auf 25 Mt/Jahr bis zum Jahr 2006 zu verankern, scheiterte jedoch mit dieser Forderung. Die kasachischen Initiativen zur Kapazitätserweiterung führten auch in den Folgejahren nur zu partiellen Erfolgen. Transneft zeigte sich nach mehrjähriger Weigerung schließlich im Jahr 2006 bereit, der ersten Phase des kasachischen Planes zuzustimmen, der die Erhöhung der Durchleitung durch den Einsatz chemischer Zusatzstoffe (DRA) vorsah (die Kapazität erreichte damit 17,5-18 Mt/Jahr). Das kasachische Streben nach einer weiteren, mechanischen Steigerung auf 25 oder möglicherweise sogar 30 Mt/Jahr wurde in der Folgezeit durch die Erteilung langfristiger Durchleitungsgarantien bedingt. Transnefts Position besaß eine kommerzielle Grundlage und ließ sich auf die benötigten Kapitalinvestitionen zurückzuführen, die der Konzern zur Erweiterung eigener Infrastruktursegmente zur Aufnahme dieser Ölvolumen tätigen musste. Die angebotenen Bedingungen waren jedoch für kasachische Produzenten nicht attraktiv genug. Insbesondere der geforderte Garantiezeitraum – in Verbindung mit dem Weiterbestehen der oben genannten Missstände – stimmte sie unzufrieden, da sie auf die Verbesserung der allgemeinen Transportsituation infolge angestrebter Kapazitätsausweitungen auf anderen Routen (CPC, Kasachstan-China) spekulierten.

Auch in die ergänzte Fassung des langfristigen Transitabkommens aus dem Jahr 2009 wurde die von kasachischer Seite geforderte Zusage nach einem Termin zum Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline nicht eingeschlossen. Festgehalten werden kann jedoch, dass diesem Vorhaben bei Erfüllung der von Transneft erhobenen Bedingungen kein politischer Widerstand zu drohen scheint. Demgegenüber eröffnete Transneft im Jahr 2000 mit der Machatschkala-Noworossijsk-Verbindung für Kasachstan eine gänzlich neue Exportmöglichkeit, die als positive Externalität der Inbetriebnahme des Tschetschenien-Bypasses der Baku-Noworossijsk-„early oil“-Route gewertet werden kann. Wegen des geringen aserbaidischen Interesses an der Leitung und des beschränkten turkmenischen Exportpotenzials stieg das kasachische Transportvolumen über Machatschkala kontinuierlich und erreichte bis zu 4,5 Mt/Jahr. Ein wichtiger Aspekt dieser Route besteht darin, dass sie grundsätzlich in Konkurrenz zu Baku und Neka um Exporte vom kasachischen Hafen Aktau steht. Sie trug somit zwar einerseits zum Wettbewerb zwischen den tankerbasierten Exportoptionen bei, was positive Auswirkungen auf die Transportbedingungen hatte, sie verringerte jedoch andererseits auch das kasachische Exportpotenzial in Richtung der beiden Häfen. Denn Kasachstan versuchte immer, die von Russland zugewiesenen Transportrechte möglichst zu erfüllen, um sich somit positive Voraussetzungen für weitere Quotensteigerungen zu sichern.

Obwohl Kasachstan in dieser Kategorie die deklarierten Zielsetzungen nicht gänzlich erreichen konnte, kann insbesondere der nach dem Jahr 2000 bestehende Zustand eher positiv gewertet werden. Die Erweiterung der Infrastruktur schien in den letzten Jahren weniger am politischen Widerstand, sondern vielmehr an der Unzufriedenheit der in Kasachstan tätigen Produzenten mit den von Transneft angebotenen kommerziellen Bedingungen zu scheitern.

3. Auch der Bau der Tengiz-Noworossijsk-Verbindung (CPC) verlief nicht entsprechend den Erwartungen, wobei dieser Prozess in zwei Phasen aufgeteilt werden kann: a) Bau der Pipeline und b) ihre Erweiterung auf die vorgesehene Maximalkapazität.

a) Nach der Gründung des Pipelinekonsortiums 1992 und der Entscheidung bezüglich des Streckenverlaufs wurde mit der Inbetriebnahme der ersten Phase des Exportsystems innerhalb von drei

Jahren gerechnet. Eine breite Palette an Faktoren führte jedoch letztendlich dazu, dass ihre Nutzung erst Ende 2001 aufgenommen werden konnte. Die anfängliche Ablehnung Chevrons, sich aktiv an der Entwicklung der Transportinfrastruktur zu beteiligen, legte im Grunde das Fundament für die Bildung eines Konsortiums mit einem externen Akteur, dessen Interessen im Widerspruch zu denen Chevrons standen und somit einen schnellen Bau behinderten. Kasachstan war nämlich aufgrund mangelnder Projekterfahrungen und fehlender finanzieller Kapazitäten regelrecht gezwungen, auf die Hilfe von OOC zurückzugreifen. Die anschließend entwickelte, gemeinsame Verhandlungsposition des Konsortiums, die sich aus Forderungen von Deuss bzw. OOC („ship-or-pay“-Durchleitungsgarantien, überproportionale finanzielle Beteiligung von Chevron und entsprechend unterproportionale Beteiligung von OOC) und Russland (keine Entscheidungsrechte für private Unternehmen) zusammensetzte, bewegte Chevron nach mehreren gescheiterten Gesprächsrunden dazu, die Zusammenarbeit mit CPC zu meiden, obwohl man sich weiterhin für die Strecke nach Noworossijsk aussprach. Russland schien dabei, aufgrund des bereits thematisierten Nullsummenspiel-Denkens, anfangs grundsätzlich kein Interesse an einer schnellen Umsetzung des Projektes zu besitzen und sah die Verhandlungen zudem als Instrument zur Durchsetzung eigener Interessen (z. B. Beteiligung an Projekten in Kasachstan). Vor diesem Hintergrund unterstützte Moskau die Position von OOC/Deuss, die durch das einseitige Interesse an der Maximierung eigener kommerzieller Vorteile und Minimierung der Risikoübernahme geprägt war.

Die anfängliche Spaltung innerhalb der kasachischen politischen Führung über die Bedingungen, unter denen das Projekt umgesetzt werden sollte, und die Positionierung in dem Streit erschwerte Chevron die Bildung einer Gegenkoalition und trug somit zur Verzögerung der Problemlösung bei. Erst die Restrukturierung der kasachischen Regierung im Jahr 1994 und die Übernahme einer aktiven Rolle durch Chevron, das sich aufgrund der Verzögerungen zunehmend der Eigenverantwortung für den Export seiner Ölproduktion bewusst wurde, ermöglichten die Bildung einer Interessensallianz, die in der Folgezeit eine „Doppelstrategie“, bestehend aus Elementen des Bandwagoning- und des Balancing-Ansatzes, verfolgte. Chevron und der kasachischen Regierung gelang es, im ersten Schritt eine breite Unternehmensgruppe mit Interesse an der Projektbeteiligung zu formen, die durch die diplomatische Unterstützung ihrer Heimatregierungen (insbesondere der USA) begleitet wurde. Wichtig war hier insbesondere der auf Kosten des kasachischen Regierungsanteils erfolgende Einstieg von Mobil in das Tengiz-Projekt, da somit nicht nur das amerikanische Interesse an der Lösung des Stillstandes gesteigert wurde, sondern auch weil der Konzern positive Beziehungen zu einflussreichen russischen Eliten besaß. Washington blockierte in der Folgezeit die Aktivitäten von OOC bei der Beschaffung der Projektfinanzierung und betrieb in Moskau intensive Lobbyarbeit auf höchster Ebene (Gore-Tschernomyrdin-Kommission), um die Einstellung der russischen Seite zur Beteiligung privater Unternehmen zu verändern. Zusätzlich kam es auf Kosten westlicher Konzerne sowohl zur Einbeziehung russischer Produzenten in die Unternehmensgruppe als auch zu deren Beteiligung an den wichtigsten kasachischen Vorkommen (insbesondere Lukoil an Tengiz). Dadurch wurde zum einen auf die von Russland deklarierten, historischen Ansprüche eingegangen und zum anderen das russische Eigeninteresse an der Umsetzung der Pipeline gestärkt. Moskau wurden von den Produzenten zugleich attraktivere Projektbedingungen angeboten (Verzicht auf Steuerfreiheit), wobei sich westliche Akteure darüber hinaus bereit zeigten, den Kostenanteil russischer Unternehmen an der Pipeline zu tragen (Arco von Lukoil; Shell von Rosneft). Das zunehmende regionale Engagement der USA, die sich vehement für den Bau der BTC-Pipeline mit Einbeziehung Kasachstans bzw. kasachischer Produzenten einsetzten, aber auch die Initiativen von Chevron zur Kooperation mit AIOC und zur Etablierung eines eigenen Exportsystems im Kaukasus unterstützten den Wandel der russischen Position. Russland

wollte durch sein unkooperatives Verhalten weder die geopolitische Penetration seiner Nachbarschaft durch externe Akteure noch den Aufbau alternativer Routen unterstützen und sah in der CPC-Pipeline ebenfalls eine mögliche Konkurrenzalternative zur BTC für den Transport aserbaidjanischen Öls. Auf individueller Ebene waren es wiederum gute persönliche Beziehungen zwischen Nasarbajew und Jelzin sowie das Ausscheiden von J. Deuss aus OOC, die den Projektfortschritt begünstigten.

Letztendlich war es somit ein komplexes Zusammenspiel diverser Faktoren, das zur Lösung des Stillstandes beitrug. Festgehalten werden kann, dass die Pipeline (aufgrund ihres Streckenverlaufes) sowohl den russischen strategischen Vorstellungen entsprach als auch die von den Unternehmen geforderte Verwaltungsautonomie sowie das kasachische Interesse an der Verringerung des russischen Einflusses auf den Ölexport befriedigte. Obwohl 1996 mit dem Entschluss zur Restrukturierung des ursprünglichen Konsortiums durch die Aufnahme privater Produzenten grundsätzlich die Weichen für die Umsetzung des Projektes gestellt wurden, verlangsamte sich diese in der Folgezeit aufgrund mehrerer Faktoren. Hierzu zählte allein schon die komplexe Konsortialstruktur, die sich durch eine hohe Zahl von Akteuren mit zum Teil divergierenden Interessen auszeichnete. Darüber hinaus wurde gegen den Willen der Produzenten von russischer Seite auch Transneft in die Verhandlungen über die Projektbedingungen einbezogen. Der Konzern besaß eigene infrastrukturelle Vorstellungen und wollte sich auch nicht mit der vorgesehenen Rolle eines ausschließlich „technischen“ Betreibers abfinden. Der schlechte Führungsstil des von Lukoil gestellten CPC-Generaldirektors, der mutmaßliche Versuch zur Instrumentalisierung der Verhandlungen für eine erweiterte Beteiligung des Konzerns an Tengiz sowie finanzielle Eigeninteressen russischer Regionen, die sich des lokalen Widerstandes bedienten und die Vergabe von Wegrechten und Baugenehmigungen verschoben, verzögerten den Prozess immer weiter. Letztendlich bewegte die wachsende geopolitische Konkurrenz in der Region und das russische Eigeninteresse Moskau jedoch zu vehementem Einschreiten und führten zur Beschleunigung des Implementierungsprozesses.

Auch technische Schwierigkeiten im Verlauf der Bauarbeiten und die bürokratische Schwerfälligkeit des russischen Verwaltungsapparates können für einen Teil der Verzögerung verantwortlich gemacht werden. Zusätzlich trugen finanzielle Interessen der Hafenstadt Noworossijsk dazu bei, dass der Pipelinebetrieb erst mit Verzug im vollen Umfang aufgenommen werden konnte und die Tankerbeladung anfangs mit höheren Kosten verbunden war.

b) Auch die Erweiterung der CPC, die grundsätzlich mit der Produktionsentwicklung der für ihre Auslastung entscheidenden Vorkommen (insbesondere Tengiz) koordiniert werden sollte, konnte letztendlich erst nach erheblichen Verzögerungen im Jahr 2010 beschlossen werden, wobei der geplante Abschluss der Arbeiten außerhalb des Untersuchungszeitraums liegt (2014/15). Nach der Lösung der Differenzen zwischen Chevron und der kasachischen Regierung über die finanziellen Bedingungen der Ausweitung der Tengiz-Produktion Anfang 2003 setzte sich die Führung des Pipelinekonsortiums samt der beteiligten Konzerne dabei für die Inbetriebnahme der ersten Erweiterungsphase bereits 2006 ein, wobei die Maximalkapazität durch einen kontinuierlichen Ausbau in den darauffolgenden zwei bis drei Jahren erreicht werden sollte. Die Transportlücke, die sich aus den Verzögerungen ergab (und ergibt), konnte nur teilweise durch den Einsatz von DRA (Kapazitätswachstum von 21,7 auf 28,5 Mt/Jahr) verringert werden. Ausschlaggebend für die Verschleppung waren die Forderungen Russlands, die im Einklang mit dem „obsolescing-bargain“-Modell insbesondere die Steigerung der Renteneinnahmen und der Kontrolle an der Entscheidungsfindung anvisierten. Als Bestandteil seiner Verhandlungsstrategie drohte Moskau damit, Teile der erreichten Vorteile der „geoökonomischen

Diversifizierung“ aufzuheben (Autonomie bei der Regelung der Tarife und Zugangsbedingungen) und die Pipeline eigenen Regulierungsbehörden zu unterstellen.

Darüber hinaus verlangte Russland die Beteiligung kasachischer Produzenten am Bau eines Bosphorus-Bypasses. Obwohl die Forderung nach der finanziellen Lastenteilung bei der Lösung der (umweltpolitisch zunehmend bedenklichen) Passage durch die Meerenge durchaus legitim war und von Chevron sowie der kasachischen Regierung akzeptiert wurde, zeugten die von Russland geforderten Bedingungen auch von einer politischen Instrumentalisierung des Projektes. Dieses würde letztendlich einen Teil des CPC-Öls (17 Mt/Jahr) unter Transnefts Einfluss stellen, der damit bis in den Mittelmeerraum ausgeweitet wäre. Die Konfliktlinien im Verlauf der CPC-Erweiterungsverhandlungen verliefen primär zwischen Moskau und den privaten Produzenten, wobei die kasachische Seite aufgrund negativer Auswirkungen auf die Entwicklung ihres Ölsektors zunehmende diplomatische Initiativen zur Vermittlung zwischen den Parteien übernahm. Obwohl für Astana auch von einigen Forderungen seitens der Produzenten Nachteile ausgingen (z. B. Berücksichtigung der Instandsetzungskosten für die Infrastruktur), waren es vor allem russische Begehren, die beeinträchtigend wirkten und Kasachstan in den Mediationsbemühungen eindeutig auf die Seite der Unternehmen positionierten. In Einklang mit der Bandwagoning-Strategie unterstützte Kasachstan dabei die von Russland bevorzugte Bosphorus-Bypass-Route, erwartete aber im Gegenzug auch ein gewisses Entgegenkommen bei den Bedingungen ihrer Umsetzung (Verzicht auf die strikte Koppelung an die Erweiterung der CPC; aktive Beteiligung an dem Betreiberkonsortium), was jedoch von Russland ignoriert wurde. Die hohe Anzahl der am CPC beteiligten Produzenten und deren divergierende Interessen erschwerten es, eine einheitliche Position aufzubauen und verzögerten somit ebenfalls den Verhandlungsverlauf und die Kompromissfindung. Moskaus endgültige Zustimmung zur Erweiterung konnte erst nach der Erfüllung nahezu des gesamten ursprünglichen Forderungskataloges erreicht werden, wobei die Produzenten lediglich in Bezug auf den Bau des Bosphorus-Bypasses keine festen Verpflichtungen eingingen. Auch in dieser Frage bewegten sie sich jedoch auf Russland zu (Zusagen über künftige Lieferungen), wobei die von Moskau zuerst angestrebte parallele Umsetzung der CPC-Erweiterung und des Baus der Burgas-Alexandroupolis-Pipeline aufgrund der negativen Einstellung der neuen bulgarischen Regierung gegenüber dem Projekt ohnehin gänzlich unrealistisch wurde. Das russische Einlenken wurde entsprechend dem Theorem der „beschreibbaren Märkte“, aber auch maßgeblich durch kontinuierliche Fortschritte bei der Konzipierung alternativer Exportsysteme (KCTS) bedingt, wobei entscheidende CPC-Mitglieder sowie Kasachstan selbst durchaus glaubhaft machen konnten, dass sie den Ausbau der Pipeline bei weiteren Forderungen und Verzögerungen fallen lassen würden. Nach dem endgültigen Wandel der russischen Position (2008) müssen die anschließenden Verzögerungen auf den Entschluss einzelner Konsortialpartner zum Ausstieg aus dem Projekt zurückgeführt werden. Besonders die durch frühere negative Erfahrungen mit der kasachischen Regierung geprägte, strikte Verhandlungsposition von BP verhinderte eine parallele Abwicklung der CPC-Restrukturierung und der für die Erweiterung benötigten Entscheidungen.

Sowohl die Verzögerungen beim Bau als auch der Erweiterung der CPC führten dazu, dass Ölunternehmen auf kostspieligere Alternativen (Eisenbahn) zurückgreifen mussten, was nicht nur deren Gewinne, sondern auch die Renteneinnahmen des Staates verringerte. Darüber hinaus wurde auch der Implementierungszeitraum einzelner Produktionsprojekte (Tengiz) negativ beeinflusst. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass Kasachstan und die Produzenten durch die russische Haltung selbst zur stärkeren „geopolitischen Diversifizierung“ getrieben wurden, was sich anfänglich in der Erschließung des kaukasischen Eisenbahnkorridors und der iranischen Swap-Route und später im KCTS-Prozess widerspiegelte. Obwohl – wie bereits ermittelt – die Bandwagoning-Strategie die Grundlage

der kasachisch-russischen Transportbeziehungen bildete, war es letztendlich erst deren Kombination mit der Balancing-Strategie, die zum Erfolg im Rahmen des CPC-Prozesses beitrug. Die Produzenten und Kasachstan mussten im Gegenzug für die russische Einwilligung zum Bau und zur Ausweitung der CPC-Leitung erhebliche Zugeständnisse eingehen. Bestanden diese in der ersten Phase hauptsächlich in der Einbeziehung russischer Unternehmen in die wichtigsten kasachischen Produktionsprojekte sowie das Pipelinekonsortium selbst (obwohl z. B. Rosneft nicht einmal relevante Produktionsstandorte in Kasachstan besaß, um seine Quote zu füllen), der Übernahme ihrer Projektkosten und im Verzicht auf Steuervorteile, sollten in der zweiten Phase insbesondere die Steigerung der Transportkosten und des russischen Einflusses im Konsortium erreicht werden. Der Bau der CPC-Pipeline kann aber dennoch als großer Erfolg kasachischer Diversifizierungsbemühungen gewertet werden. Sie stellt die einzige über russisches Territorium verlaufende Exportpipeline dar, die trotz der Zugeständnisse im Verlauf des Erweiterungsprozesses weiterhin weder von Transneft verwaltet wird noch den russischen Regulierungsbehörden unterstellt ist, transparente marktkonforme Zugangsbedingungen für die Teilnehmer gewährleistet und über einen funktionierenden Qualitätsausgleichsmechanismus verfügt. Aus Sicht der kasachischen Regierung und der Produzenten erfüllt diese Pipeline somit die Forderung nach einer selbstverwalteten Exportroute, wobei sie gleichzeitig das russische Interesse an der geopolitischen Kontrolle der kasachischen Ölausfuhren wahrt. Ungeachtet der Tarifsteigerungen, die jedoch den vertraglichen Höchstsatz respektieren, stellt sie insbesondere für kasachische Produzenten hochwertiger Ölarten die mit Abstand attraktivste Exportoption dar (Abbildung 63) und trägt zur Schaffung einer Konkurrenzsituation in einem sonst von Transneft dominierten Umfeld bei.

Westlicher Vektor

Innerhalb des westlichen Exportvektors können zwei Problemfelder unterschieden werden: Einerseits die kasachische Beteiligung an der Nutzung der aserbaidischen Hauptexportpipeline, die von ihren politischen Befürwortern aus geopolitischen, aber auch wirtschaftlichen Gründen als Exportroute für den gesamten kaspischen Raum konzipiert wurde. Andererseits die Entwicklung und Nutzung eines eigenständigen, transkaukasischen Korridors zum Schwarzen Meer. Diese differenzierte Wahrnehmung bestand nicht von Beginn an, sondern entwickelte sich erst im Verlauf des Untersuchungszeitraums aufgrund unterschiedlicher Interessen und Exportbedürfnisse beteiligter Akteure. Zu berücksichtigen ist darüber hinaus, dass, obwohl der Transport kasachischen Öls über die aserbaidische Hauptexportpipeline von Beginn an angestrebt wurde, diese in erster Hinsicht den Anforderungen des aserbaidischen Ölsektors entsprechen sollte und Kasachstan in diesem Prozess lediglich eine sekundäre Rolle einnahm.

Nach der Entscheidung zugunsten der Tengiz-Noworossiysk-Route, die neben kommerziellen Vorteilen zugleich als Einlösung der (geopolitischen) Schuldigkeit gegenüber Moskau verstanden werden kann, war Kasachstan bereit, *auch* die „geopolitische Diversifizierung“ seiner Transportoptionen voranzutreiben. Im Grunde können hierbei aus kasachischer Sicht zwei Herausforderungen identifiziert werden, die durchaus unterschiedliche Anforderungen an den Zeitraum der Eröffnung und die Kapazität zusätzlicher Exportkanäle stellten. Kurzfristig sollte eine temporäre (bis zur Entstehung der CPC), verhältnismäßig kleine Lösung für den bestehenden Engpass (verursacht durch die russische Quotenpolitik) entstehen, langfristig mindestens eine neue, größere Exportroute für die erwartete Produktion der Offshore-Vorkommen. Da die Küstengewässer aber zuerst noch untersucht und ihr Rohstoffreichtum bestätigt werden mussten, konnten im Letzteren Bereich vorerst keine festen Zusagen getroffen werden. Darüber hinaus wollte man sich auf kasachischer Seite nicht im Voraus auf eine konkrete Hauptroute festlegen und versuchte, eine pragmatische Haltung einzunehmen, die dem Land die Maximierung der Renteneinnahmen sichern würde. Der westliche Korridor zeichnete sich dabei

nicht nur durch hohe sicherheitspolitische Risiken aus. Die politisch am meisten befürwortete Variante zum Mittelmeer war im Vergleich zu Konkurrenzalternativen darüber hinaus wirtschaftlich weniger attraktiv. Der russische Widerstand gegenüber dieser Route und die in diesem Zusammenhang instrumentalisierte Frage des legalen Status des Kaspischen Meeres, die zusammen mit Umweltbedenken als Vorwand gegen den Bau von Unterwasserpipelines eingesetzt wurde, ergänzten die Gesamtlage, in der die Entscheidung getroffen werden musste.

In den frühen 1990er Jahren bestand das Interesse Kasachstans und Chevrons vorerst in der kurzfristigen Lösung des bestehenden Exportengpasses. Auf politischer Ebene konzentrierte man sich hierbei anfänglich auf den südlichen Exportkorridor, der für Chevron jedoch wegen der Verschärfung der US-Sanktionspolitik im Verlauf des Jahres 1995 gesperrt wurde. Der Konzern sah sich somit gezwungen, auf die kaukasische Route auszuweichen und versuchte, hierbei auch mit AIOC zu kooperieren. Anfänglich wurde dies durch die unterschiedlichen Produktionszeiträume verhindert, später spielten kommerzielle Interessen eine Rolle, da sich AIOC gegen die Vermischung des schwefelarmen, aserbaidischen Öls mit dem Tengiz-Öl aussprach. Chevron besaß im Kaukasus zuerst weitreichende Infrastrukturpläne, verzichtete jedoch schließlich auf den Bau einer eigenständigen Pipelineverbindung zwischen Baku und der georgischen Küste aufgrund hoher Investitionskosten und Fortschritten bei der CPC. Das Unternehmen spielte aber eine Pionierrolle bei der Etablierung des Eisenbahnkorridors in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre und beteiligte sich auch am Aufbau von Teilen der notwendigen Hafeninfrastruktur.

Erst nach dem Misserfolg im Süden verstärkte sich auch das Interesse der kasachischen Führung am westlichen Korridor, sodass bei intergouvernementalen Verhandlungen wiederholt von der Bereitschaft zum Export von bis zu 10 Mt/Jahr unter wirtschaftlich attraktiven Bedingungen gesprochen wurde. Astana entwickelte in der Folgezeit zunehmendes strategisches Interesse an der Route, die einen Russland-unabhängigen Zugang zum europäischen Markt versprach. Dies spiegelte sich in der Übernahme des Terminals in Batumi (2006) wider und steigerte sich insbesondere nach dem Kauf von Rompetrol im Jahr 2007. Die quantitativen Vorgaben konnten jedoch zu keinem Zeitpunkt erreicht werden und die Auslastung der Route blieb letztendlich stark vom Liefervolumen von TCO abhängig, das auf den transkaukasischen Korridor im Zeitraum 1997-2002 und erneut nach Oktober 2008 zurückgriff. Den Grund für die verhältnismäßig geringe Nutzung durch andere Produzenten stellten nicht etwa der politische Widerstand Russlands, sondern die internen Missstände auf der Route selbst dar. Die von Aserbaidischan geduldeten bzw. (mit-)geschaffenen monopolistischen Strukturen führten zu hohen Transportkosten, wobei die Qualität der angebotenen Dienstleistungen mit der Zeit nur unzureichend verbessert wurde. In der Wettbewerbssituation mit weiteren transkaspischen Exportmöglichkeiten konnte sie somit keine Vorteile aus der früheren Etablierung beziehen und profitierte (gegenüber Neka) hauptsächlich von besseren Preisbedingungen im europäischen Raum, dem Ausschluss amerikanischer Unternehmen aus dem iranischen Swap-Handel und der physischen Einschränkung der Machatschkala-Noworossijsk-Route. Vorteile aus den Eisenbahnlieferungen konnten dabei hauptsächlich Produzenten hochwertiger Ölsorten beziehen, was der Route jedoch nur eine Nischenposition für den Fall einer totalen Auslastung der CPC verschaffte. Offizielle kasachische Bemühungen zur Verbesserung der Transportbedingungen zeigten aufgrund des Interesses der aserbaidischen Seite an der Aufrechterhaltung der etablierten Rentier-Mechanismen kaum Wirkung, wobei auf kasachischer Seite selbst in einzelnen Bereichen der Transportkette ähnliche Zustände herrschten.

Das Streben Astanas, Zugang zur Baku-Supsa-Leitung zu erlangen, wodurch die Transportkosten deutlich gedrückt und intransparente kommerzielle Strukturen umgangen werden konnten, scheiter-

te wiederum am Widerstand des AIOC-Konsortiums, das sich gegen die Vermischung der Ölsorten in seiner Pipeline wehrte und nach den Erfahrungen des Georgien-Krieges und der BTC-Sabotage Interesse an Reservetransportkapazitäten besaß. Der von Kasachstan daraufhin vorgeschlagene Bau einer neuen Leitung traf auf den Widerstand der aserbaidischen Seite, die Interesse an der Auslastung vorhandener freier Pipelinekapazitäten sowie des eigenen georgischen Terminals Kulevi besaß. Obwohl die transkaukasische Eisenbahnroute als „geopolitische Diversifizierung“ gilt, zeigte Russland im Verlauf des Untersuchungszeitraums keinen erkennbaren politischen Widerstand gegen ihre Nutzung durch Kasachstan, was nicht zuletzt auf das geringe Liefervolumen zurückgeführt werden kann. Moskau gelang es dabei, durch die Eröffnung der Machatschkala-Noworossijsk-Pipeline und die Senkungen der Eisenbahntarife für Lieferungen von Machatschkala in die Ukraine auf wirtschaftlicher Ebene effektive Maßnahmen zu treffen, die einen beträchtlichen Teil der Exporte von Aktau banden und den Umfang kasachischer Lieferungen über Baku einschränkten.

Die kasachische Beteiligung an der aserbaidischen Hauptexportpipeline war, wie bereits besprochen, grundsätzlich an die Entscheidung über den Export aus den Offshore-Vorkommen gekoppelt. Kasachstan war auf offizieller Ebene von einem sehr frühen Zeitpunkt an in die Verhandlungen involviert, verweigerte jedoch trotz massivem diplomatischen Drucks seitens der US-Administration, die durch die Türkei sowie Aserbaidischan unterstützt wurde, eine direkte (d. h. Einbeziehung von KMG) Beteiligung an der BTC. Denn obwohl sie – als Beitrag zur Verbesserung der Transportsituation im kaspischen Raum im Allgemeinen und zur eigenen „geopolitischen Diversifizierung“ im Besonderen – grundsätzlich im Einklang mit kasachischen strategischen Interessen lag, Astana ihren Bau wiederholt befürwortete und auch Bereitschaft zu ihrer künftigen Nutzung signalisierte, konnte aus kasachischer Sicht im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie keine politische Verantwortung für ein Projekt übernommen werden, dass sich explizit gegen die Interessen Russlands richtete. Darüber hinaus zeigte man sich auf kasachischer Seite auch mit den kommerziellen Rahmenbedingungen der Leitung unzufrieden, die ebenfalls seitens aserbaidischer Produzenten bemängelt wurden. Die lange unbestätigte Wirtschaftlichkeit der Offshore-Vorkommen bot der politischen Führung dabei eine willkommene Rechtfertigung gegen eine direkte Einbeziehung in das Projekt, obwohl parallel unbeirrt Untersuchungen über die Erschließung diverser neuer Routen (inklusive der iranischen) geführt wurden. Nach der Bestätigung des Kashagan-Fundes entzog sich die kasachische Seite der Verantwortung für die Exportfrage und überließ deren Lösung den Produzenten, wobei diese die russische Haltung in Fragen der transkaspischen Infrastruktur akzeptieren mussten. Da die chinesische Route wirtschaftlich unattraktiv war, die iranische Route aufgrund des Sanktionsumfelds und des diplomatischen Drucks der USA nicht in Frage kam und eine gänzliche Abhängigkeit von Russland riskant schien, blieb der Entschluß einzelner Unternehmen, zumindest einen Teil ihrer Produktion über die BTC zu leiten, zwingend.

Die stillschweigende Akzeptanz dieser Entscheidung durch Moskau kann als Erfolg der (bei Weitem nicht nur auf den Ölsektor limitierten) außenpolitischen Bandwagoning-Strategie Kasachstans gewertet werden. Astana signalisierte zugleich, dass der tatsächliche Umfang der Lieferungen von der Kooperationsbereitschaft Russlands beim Ausbau eigener Transportkapazitäten und der CPC abhängen wird, wobei sich der Kreml von der Ablehnung des Baus transkaspischer Pipelines anscheinend eine quantitative Einschränkung der Liefervolumen nach Baku und die Bevorteilung von Hauptexportlösungen über russisches Territorium erhoffte. Letztendlich disqualifizierte sich Moskau jedoch durch seine Position im CPC-Prozess selbst als verlässlicher Transitpartner und zwang die Kashagan-Partner förmlich zur Wahl der transkaspischen Option als wichtigster Hauptexportroute. Parallel zum Agip KCO waren auch zahlreiche weitere Unternehmen, die sich in der Cross Caspian Producers Group

vereinten, an der Entwicklung maritimer transkaspischer Transportlösungen interessiert. Diese von privaten Wirtschaftsakteuren gestartete Initiative wurde in der Folgezeit von der Regierung gebündelt und materialisierte sich schließlich im KCTS-Projekt, in dessen kontinentalen Teil der kasachische Staat vertreten durch KMG gegen das Interesse ausländischer Produzenten die führende Rolle anstrebte. Ähnlich wie im Upstream- und Raffinerie-Sektor konnte somit im Verlauf des Untersuchungszeitraums auch im Transportbereich der Versuch zur Stärkung staatlicher Kontrolle über die Ölindustrie beobachtet werden. Dies führt zu einer Beobachtung, welche die aus kasachischer Sicht geopolitische und anti-russische Prägung der BTC, nicht jedoch des KCTS unterstreicht: Astana weigerte sich zum einen, sich an der BTC zu beteiligen, möchte jedoch zum anderen über ein Transportsystem bestimmen, das primär für Lieferungen in Richtung Baku und weiter gen Westen dienen soll. Der tatsächliche Bedarf an der neuen Infrastruktur war grundsätzlich von der Produktionsentwicklung des Kashagan-Feldes abhängig. Obwohl zwischenzeitlich auch Chevron in die Konzipierung von KCTS einbezogen wurde, konnte der Konzern seinen kurzfristigen maritimen Exportbedarf grundsätzlich über bestehende Terminalanlagen und Tanker befriedigen und sah im neuen Transportsystem vor allem die Lösung für den Export der dritten Ausbaustufe des Tengiz-Feldes, die nicht mehr durch die CPC geleitet werden kann, sowie eine Reserveoption für den eventuellen Fall des Scheiterns der CPC-Erweiterung. Es war somit letztendlich die Verzögerung bei der Erschließung von Kashagan, die die Notwendigkeit der Entwicklung von KCTS in die Zukunft verlagerte und somit auch den Anteil der im Untersuchungszeitraum erfolgten westlich gerichteten „geopolitischen Diversifizierung“ verhältnismäßig gering hielt. Wurde anfänglich noch ein Produktionsbeginn des Feldes im Jahr 2005 angestrebt, verschob sich der Termin anschließend bis auf das Jahr 2013. Obwohl aufgrund der Schwierigkeiten bei der CPC-Erweiterung zwischenzeitlich mit einer früheren Inbetriebnahme von KCTS bereits zum Beginn der Offshore-Produktion gerechnet wurde, kehrte man nach der Lösung der CPC-Frage zum ursprünglichen Konzept zurück, wonach das neue System aufgrund ausreichender Kapazitäten auf bestehenden Routen erst für Phase II des Feldes benötigt wird. Russland bewahrte somit zumindest mittelfristig seine dominante Rolle im kasachischen Ölexportgeschäft. Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass bei der Konzipierung des Transportsystems erhebliche Interessensdifferenzen unter den beteiligten Akteuren offengelegt wurden, wobei der Versuch der kasachischen Regierung zur Maximierung staatlicher Kontrolle über das Projekt negative Auswirkungen auf die zukünftige Geschwindigkeit seiner Umsetzung haben und aus Sicht der Unternehmen auch erhebliche kommerzielle Risiken nach sich ziehen kann.

Ungeachtet der Verzögerungen bei Kashagan und der Umsetzung des KCTS war jedoch die Nutzung der BTC, die kontinuierlich über ausreichende freie Kapazitäten verfügte, für kasachische Ölproduzenten grundsätzlich auch mittels vorhandener maritimer Transportstrukturen (Hafen Aktau) möglich. Strenge Qualitätsanforderungen und unattraktive Tarifbedingungen für Nichtmitglieder des Pipelinekonsortiums schränkten jedoch das kasachische Interesse an der Route ein. Sogar Chevron, das nach der Übernahme von Unocal zum Mitglied der BTC Co. wurde, musste für den Export seiner Tengiz-Produktion einen separaten Vertrag unterzeichnen, der das Volumen aus Qualitätsgründen deutlich limitierte und nicht erlaubte, die anfänglich angedachten Vorstellungen (bis zu 4,5 Mt/Jahr) zu erfüllen. Die nach dem Ablauf des ersten Vertrages unilateral erhöhten Transporttarife führten zur Aufgabe der Route, die laut offizieller Erklärung unter den angebotenen Bedingungen keine Vorteile gegenüber Eisenbahnlieferungen besaß.

Der Erfolg kasachischer Diversifizierungsbemühungen auf dem westlichen Korridor im Verlauf des Untersuchungszeitraums muss somit – trotz Rücksichtnahme auf die noch nicht angelaufene Produk-

tion Kashagans³⁷⁴ – als sehr begrenzt bewertet werden. Die Route erlangte aufgrund vergleichsweise schlechter wirtschaftlicher Parameter nicht die erwartete Aufmerksamkeit der Produzenten und blieb deutlich hinter den deklarierten Zielsetzungen zurück. Kasachstan konnte sich nicht mit seinen Initiativen zur Verbesserung der bestehenden Rahmenbedingungen der Eisenbahnlieferungen durchsetzen und scheiterte auch mit der Forderung nach der Nutzung der Baku-Supsa-Pipeline (eventuell sogar einem Einstieg in das Projekt). Auch die angebotenen Bedingungen für Exporte über die BTC sind selbst im Vergleich zur kaukasischen Eisenbahnroute nicht attraktiv genug, wobei die festgelegten Qualitätskriterien so streng sind, dass die Leitung für eine Vielzahl kasachischer Produzenten gar nicht erst zugänglich ist. Kasachstan wurde somit von der Nutzung der Pipelines im Kaukasus vorerst ausgeschlossen, am Bau einer neuen Pipeline behindert und musste für den Eisenbahntransport überhöhte Preise zahlen. Kritisch zu bewerten sind auch die Zustände auf der maritimen Route und die kasachisch-aserbaidchanische Konkurrenz um den Transport kasachischen Öls, die sich letztendlich auch negativ auf die von Chevron erwünschte Ausweitung der Lieferungen auswirkten (im Zeitraum 2010-11). Kasachstan gelang es somit nicht, eine Interessensallianz mit Aserbaidshan aufzubauen, das hauptsächlich bestrebt ist, eigene Vorteile zu maximieren und seine geografische Position zur Erpressung zusätzlicher (bzw. „geopolitischer“) Renteneinnahmen einzusetzen. Dies kann letztendlich als einer der entscheidenden Faktoren für die bestehenden Schwierigkeiten und das geringe Transportniveau auf der Eisenbahnroute benannt werden.

Aus einzelunternehmerischer Sicht kann jedoch festgestellt werden, dass der transkaukasische Korridor insbesondere für Chevron eine sehr wichtige Rolle spielte (und spielt) und sowohl im Zeitraum vor dem Bau der CPC als auch im Zuge der Verzögerungen bei deren Erweiterung eine strategische Überbrückungsfunktion einnahm. Die Skalenvorteile bzw. Vergünstigungen, die Chevron durch das schiere Transportvolumen bei den Spediteuren erreichte, sowie die Preisvorteile bei der Ölvermarktung im Vergleich zu Routen, auf denen die Ölqualität nicht aufrechterhalten wird, machten den transkaukasischen Korridor für den Konzern attraktiv genug. Die im Vergleich zu Eisenbahnlieferungen über Russland in die Ukraine geringeren Volumen verdeutlichen jedoch, dass der transkaukasische Korridor auch für Chevron lediglich die zweite Wahl der Reserverouten darstellte.

In Hinblick auf die zukünftig erwartete Produktionsentwicklung auf Kashagan und die bestehenden Exportpläne der Unternehmen und der kasachischen Regierung (KCTS) besitzt der westliche Vektor langfristig aber ein erhebliches Steigerungspotenzial.

Östlicher Vektor

Entscheidend bei der Bewertung des östlichen Exportvektors ist die Tatsache, dass dessen Funktion nicht nur in der Erschließung eines gänzlich neuen Absatzmarktes, sondern auch in der Verbesserung der Versorgungssicherheit des kasachischen Binnenmarktes besteht. Obwohl die Idee einer transkasachischen Pipeline, die die Versorgung östlicher Raffinerien mit Öl aus den westlichen Provinzen ermöglichen und somit Schutz gegen mögliche Lieferunterbrechungen durch Russland bzw. diskriminierende Preispraktiken bieten sollte, bereits unmittelbar nach der Unabhängigkeit konzipiert wurde, konnte Kasachstan diese aufgrund begrenzter finanzieller Kapazitäten der einheimischen Industrie nicht aus eigener Kraft realisieren. Versuche zur Beteiligung westlicher Produzenten an einem solchen Projekt scheiterten wiederum aufgrund mangelnder wirtschaftlicher Attraktivität der Lieferungen auf den Binnenmarkt. Auch die Kombinierung der Binneninfrastruktur mit einer östlich gerichteten Exportleitung blieb für westliche Privatakteure (die den kasachischen Energiesektor in den frühen

³⁷⁴ Nach dem Beginn der Produktion kann damit gerechnet werden, dass Kashagan-Partner mit BTC-Beteiligungen einen Teil ihrer Produktionsanteile auf dieser Route exportieren werden.

1990er Jahren dominierten) aufgrund der im Vergleich zu allen anderen Exportmöglichkeiten schlechteren kommerziellen Parameter uninteressant. Insbesondere weil für eine Vermarktung unter Wettbewerbsbedingungen eine Anbindung bis an die chinesische Küste erforderlich war.

Eine realistische Chance zur Verbindung Kasachstans mit China ergab sich erst 1997, durch die bewusste Öffnung des kasachischen Erdölsektors für CNPC. Das kasachische energiepolitische Interesse an neuen Exportrouten und das Streben nach der Ausweitung des außenpolitischen Handlungsspielraums, der bis dahin auf nur zwei „Vektoren“ (Russland und den Westen) beschränkt war, korrelierte dabei mit dem chinesischen Interesse an verringerter maritimer Importabhängigkeit und direkter Kontrolle der Rohstoffvorkommen. Obwohl anfänglich ein für die Umsetzung des Projektes benötigter Zeitraum von fünf Jahren ermittelt wurde, rechneten realistische Prognosen kasachischer Vertreter mit der Inbetriebnahme etwa Mitte 2005. Bis zu diesem Zeitpunkt sollten Exporte per Eisenbahn erfolgen. Auch wenn diese in der Tat bereits im Oktober 1997 begannen, blieb deren Niveau in der Folgezeit gering (maximal 1,3 Mt/Jahr) und erreichte aufgrund schlechter kommerzieller Bedingungen zu keinem Zeitpunkt die ursprünglich anvisierte Zielmarke von 5 Mt/Jahr. Dieser Faktor war auch entscheidend für das Fernbleiben privater Unternehmen von der Eisenbahnroute, obwohl diese von Einzelnen zumindest zeitweilig (insbesondere Chevron 1997-1998) durchaus als eine der Überbrückungsoption bis zum Bau der CPC ins Auge gefasst wurde.

Auch das Pipelineprojekt sah sich mit erheblichen Problemen konfrontiert. Die anfänglichen kasachischen Hoffnungen auf die Schaffung einer Infrastruktur, die Exporte bis zur chinesischen Küste ermöglichen und somit auch eine diversifizierte Abnehmerstruktur bieten würde, mussten fallen gelassen werden. Das begrenzte kasachische Produktionspotenzial und das fehlende Interesse westlicher Produzenten machten eine solche Leitung unrealistisch. Ergänzt wurde dies durch schlechte Explorationsergebnisse in Westchina, da eine Zeitlang selbst auf chinesischer Seite durchaus die Möglichkeit des gemeinsamen Transports kasachischen und chinesischen Öls bis in die verbraucherstarken Küstenregionen zumindest theoretisch bedacht wurde. Zwei weitere Faktoren trugen dazu bei, dass die kasachische Idee der direkten Belieferung des pazifischen Raumes fallen gelassen werden musste. Einerseits bestand auf chinesischer Seite strategisches Interesse an möglichst großer Verringerung der Abhängigkeit von maritimen Lieferungen aus dem Nahen Osten, sodass kasachische Ölimporte nicht mit anderen Verbrauchern in der fernöstlichen Region geteilt, sondern ausschließlich in China genutzt werden sollten. Andererseits war es auch das (in der im Jahr 2000 proklamierten „Go-West“-Strategie materialisierte) Streben nach wirtschaftlicher Entwicklung der Xinxiang-Provinz, die trotz unzureichender Rohstoffbasis zum Raffinerie-Zentrum des Landes ausgebaut werden sollte. Dies sprach gegen den Transport zur Küste und für den lokalen Verbrauch der Importe aus Zentralasien. Obwohl die Kasachstan-China-Pipeline somit nur nach Westchina reichen sollte, verhinderten kommerzielle Rahmenbedingungen vorerst ihre zügige Umsetzung. Denn sowohl der geringe Ölpreis als auch die unzureichende Reservenbasis machten das Projekt für CNPC unattraktiv, wobei auch die politische Führung Chinas mehrere Jahre keine Bereitschaft zu ihrer direkten staatlichen Unterstützung zeigte. Die Problemlage wurde dabei teilweise durch die kasachische Entscheidung verstärkt, CNPC nicht wie ursprünglich angedacht an Uzenmunaigas zu beteiligen. Die bereits erwähnte Abneigung der in Westkasachstan tätigen, privaten Produzenten gegenüber der östlichen Pipelineroute untergrub letztendlich auch die kasachische Hoffnung auf deren Umsetzung im Rahmen eines breiten multilateralen Konsortiums, wodurch nicht nur die Auslastung hätte verbessert, sondern auch ein Gegengewicht zu China bzw. CNPC im Projektkonsortium hätte geschaffen werden können.

Der Wandel der chinesischen Einstellung gegenüber der Pipeline im Jahr 2003 kann auf ein Zusammenspiel mehrerer wirtschaftlicher und politischer Faktoren zurückgeführt werden. Einerseits schuf

der Ölpreisanstieg bessere Rahmenbedingungen für die Durchführung kostspieligerer Projekte, wobei der zwischenzeitliche Produktionszuwachs und der Kashagan-Fund die Aussichten auf ein langfristig ausreichendes kasachisches Exportpotenzial deutlich verbesserten. Andererseits veränderte der außenpolitische Aktivismus der USA im Zuge des „Anti-Terror-Feldzuges“, insbesondere das militärische Engagement im Persischen Golf (Irak-Krieg), aus chinesischer Sicht die internationalen sicherheitspolitischen Rahmenbedingungen und steigerte zusätzlich das Interesse an einer Verringerung der Abhängigkeit vom Nahen Osten und maritimen Ölimporten. Der mangelnde Fortschritt bei der Umsetzung der seit Jahren geplanten Importpipelines (für Öl und Gas) aus Russland zwang Peking, zudem den energiepolitischen Fokus verstärkt auf Zentralasien zu lenken.

Gänzlich unabhängig von dieser Entwicklung und noch vor der Entscheidung zugunsten der Umsetzung der gesamten Leitung erfolgte der Bau des westlichsten Abschnittes der Pipeline (Kenkiyak-Atyrau) mit chinesischer Unterstützung im Zeitraum 2002-2003. Dies ging auf die Probleme in den Beziehungen zu russischen Abnehmern zurück, die sich gegenüber CNPC und anderen Produzenten in der Aktjubinsk-Region in Monopsonposition befanden und diese entsprechend missbrauchten. Der Exportabschnitt der Kasachstan-China-Leitung (Atasu-Alashankou) konnte Mitte 2006 fertiggestellt werden, bot jedoch zuerst nur Zugang für die vom Produktionsniveau limitierten Vorkommen in Zentralkasachstan. Erst nach dem Abschluss des Kumkol-Kenkiyak-Verbindungsstückes im Jahr 2009, der mit dem – aufgrund der kontinuierlichen Penetration des kasachischen Ölsektors – wachsenden Exportpotenzial von CNPC und dem Ausbau der Raffinerien in Xinxiang koordiniert wurde, wurden Bedingungen für den direkten Pipelineexport von Westkasachstan nach China geschaffen. Dies führte gleichzeitig auch zur Einstellung der Eisenbahnlieferungen.

Aufgrund der unzureichenden Reservenbasis von CNPC und des mangelnden Interesses unbeteiligter kasachischer Produzenten am Projekt befand sich die Auslastung der Pipeline jedoch im gesamten Untersuchungszeitraum auf einem Niveau, das weit unter dem ursprünglich ermittelten Grenzwert für ihren wirtschaftlich effizienten Betrieb lag (20 Mt/Jahr). Dies wurde (zumindest auf dem letzten Streckenabschnitt) auch durch die geringe Bereitschaft Russlands zur Beteiligung an der Auslastung der Pipeline verursacht, die trotz diplomatischer Bemühungen seitens Kasachstans nicht gesteigert werden konnte. Russland blieb somit seiner – auch in Osteuropa zunehmend zu beobachtenden – Strategie treu, wonach es bei Exporten auf Transitländer möglichst zu verzichten versucht. Dies kann im Fall der Kasachstan-China-Leitung nur teilweise auf die vom Betreiber angebotenen kommerziellen Bedingungen zurückgeführt werden, obwohl diese – wie das bereits anfangs erwähnte Beispiel von Lukoil zeigt – auch für manche Produzenten in Zentralkasachstan im Vergleich zu Exporten in westliche Richtung unattraktiver sind. Dessen ungeachtet zeigten nämlich mehrere in Sibirien tätige, russische Produzenten durchaus großes Interesse an der Route, konnten dieses aber nur beschränkt umsetzen. Schuld waren sowohl die von Transneft angebotenen Zugangsbedingungen als auch die Quotenvergabepolitik der Regierung, die auf politische Beweggründe (z. B. in Form des Interesses an der Nutzung der russischen Eisenbahn) zurückgingen.

Letztendlich erforderte die bestehende Situation eine Subventionierung des Pipelinebetriebes. Diese erfolgte erstens durch CNPC, indem es verhältnismäßig hohe Transportkosten zahlte. Zugleich lagen die in China erzielten Verkaufspreise deutlich unter dem Niveau in der Mittelmeerregion, was grundsätzlich einer indirekten Subventionierung durch Kasachstan gleichkam. Beides kann als Preis für eine „strategische Pipeline“ bezeichnet werden, die einerseits der Verringerung der chinesischen Abhängigkeit von maritimen Erdöleinfuhren und andererseits der Steigerung der Versorgungssicherheit des kasachischen Binnenmarktes dient. Dies bedeutet, dass obwohl die Kasachstan-China-Pipeline nach der Schließung der südlichen Route im Jahr 2010 den einzigen nicht primär für westliche Verbrau-

chemärkte bestimmten Exportkorridor darstellt, Kasachstan und die Produzenten aus der mit ihr einhergehenden Möglichkeit zur Diversifizierung der Abnehmer keine finanziellen Vorteile beziehen können. Schuld daran ist vor allem die monopsonische Abnehmerstruktur, die an der chinesischen Mündung der Leitung besteht, wo PetroChina (Tochter von CNPC) den exklusiven Ölkäufer darstellt. Die Pipeline blieb somit trotz deklarierten kasachischen Interesses an ihrer „Internationalisierung“ nicht nur beim Bau sondern auch bei der Nutzung ein bilaterales kasachisch-chinesisches Unterfangen und kann als Teil eines vertikal integrierten Systems von CNPC verstanden werden, im dessen Rahmen der Konzern seine Verarbeitungsanlagen mit eigener Produktion beliefert.

Für Kasachstan stellt die Pipeline insbesondere aus strategischer Perspektive einen enormen Erfolg dar, denn sie sichert das Land seit 2009 erstmalig gegen potenzielle Lieferunterbrechungen durch Russland ab. Aus ökonomischer Sicht fällt ihre Bewertung etwas nüchterner aus. Obwohl sie das Beispiel einer erfolgreich ausgeführten „geopolitischen Diversifizierung“ ist und somit die transportpolitische Abhängigkeit von Russland senkt, machen sie die derzeit (Ende des Untersuchungszeitraums) bestehenden wirtschaftlichen Parameter zu der im Vergleich zu nahezu allen anderen Exportoptionen (sogar den meistgenutzten Eisenbahnrouten zum Schwarzen Meer) unattraktivsten Alternative (Abbildung 63). Diese Situation könnte sich jedoch zukünftig durch die Erweiterung ihrer Kapazität und damit einhergehende Anpassungen der Tarifbedingungen verbessern. Die korrelierende strategische Bedeutung der Infrastruktur für beide Länder reichte letztendlich aus, dass sie sich gegen die unvorteilhaften kommerziellen Bedingungen durchsetzen konnte, wobei weder Russland noch die USA politische Einwände gegen das Projekt zeigten und somit seinen Fortschritt auch nicht behindern versuchten.

Südlicher Vektor

Die Nutzung des südlichen Exportvektors konnte aus kasachischer Sicht sowohl auf dem Landweg, mittels einer Pipeline über Turkmenistan, als auch auf dem Seeweg, mittels Tankerlieferungen nach Neka, erfolgen. Sein größter Vorteil bestand dabei in den geringen Kapitalkosten, die für den Bau der Exportinfrastruktur benötigt wurden und ihn sowohl gegenüber der westlichen als auch der östlichen Route begünstigten. Einen weiteren Vorzug bildeten die Vermarktungsmöglichkeiten aus dem Persischen Golf, die die Belieferung des dynamischen asiatischen Marktes, aber auch anderer Weltregionen erlaubten. Aus diesen Gründen rangierte die iranische Route ganz oben auf der Wunschliste der kasachischen Bestrebungen zur „geopolitischen Diversifizierung“, obwohl der Bau einer direkten Pipelineverbindung mit dem Iran nach der Entscheidung für die Route nach Noworossijsk vorerst im Hintergrund stand. Als problematisch zeigte sich dabei die fehlende Fähigkeit bzw. Bereitschaft des Irans, die Entwicklung einer solchen Infrastruktur zu unterstützen, sodass Kasachstan hierbei auf die Kooperation ausländischer Partner angewiesen war, die jedoch mit Restriktionen bei der Kreditsicherung rechnen mussten. Der eingeschränkte Zugang zum russischen Pipelinennetz zwang die kasachische Seite dennoch, die Entwicklung alternativer Exportrouten voranzutreiben, die primär zur Überbrückung der Engpässe bis zur Eröffnung der CPC dienen sollten. Tankerbasierte Swaps mit dem Iran schienen hierzu die ideale Lösung zu bilden, auch weil sich der Kaukasus in den frühen 1990er Jahren durch eine hohe Instabilität auszeichnete. Das bereits im Jahr 1994 deklarierte kasachische Ziel bestand in der Etablierung eines Handels im Umfang von 5 Mt/Jahr. Obwohl die auf beiden Seiten bestehende marode Hafeninfrastruktur ein unmittelbares Erreichen dieses Ziels verhinderte, waren Swaps auf einem geringen Anfangsniveau durchaus möglich. Beide Länder verkündeten dabei die Bereitschaft zur kontinuierlichen Modernisierung der Terminals, die auf kasachischer Seite auch durch internationale Geldgeber unterstützt wurde.

Die Umsetzung der Pläne wurde aber durch die Verschärfung der US-Sanktionspolitik im März 1995 verkompliziert. Diese verhinderte die von kasachischer Seite bis dahin angestrebte Beteiligung von Chevron bzw. anderer US-Konzerne (z. B. Mobil) an den Swaps. Obwohl das Interesse privatwirtschaftlicher Akteure an der Route enorm war und ihrerseits diesbezüglich über mehrere Jahre massive Lobbyarbeit gegenüber der US-Administration betrieben wurde, scheiterten sie letztendlich an den geopolitischen Zielsetzungen der Regierung. Washington war fest entschlossen die Unternehmen als geökonomische Instrumente zur Umsetzung seiner westlich ausgerichteten Pläne einzusetzen und wenn nötig auch deren finanzielle Benachteiligung in Kauf zu nehmen. Das Mitte 1996 geschlossene Abkommen zwischen Kasachstan und Iran, laut dem nach der Aufnahme der Lieferungen im Jahr 1997 bis zum Jahr 2000 ein Handelsvolumen von 6 Mt/Jahr erreicht werden sollte, wurde aber letztendlich nicht durch den Widerstand aus Washington untergraben. Die USA erkannten nämlich die komplizierte Situation, in der sich Kasachstan befand, an und zeigten sich bereit, beschränkte Ölexporte über den Iran ohne Beteiligung von US-Unternehmen zu tolerieren.

Es waren ausschließlich technische, aus der Unfähigkeit der iranischen Seite zur Verarbeitung kasachischer Ölsorten resultierende Faktoren, die zum Scheitern des Abkommens führten. Die mit großer Verspätung erfolgte Aufnahme des Swap-Handels Anfang 2002, die erst nach der Lösung dieser Herausforderungen mithilfe chinesischer Partner sowie der Anpassung kommerzieller Nutzungsbedingungen durch den Iran ermöglicht wurde, konnte jedoch die ursprünglich mit der Route verbundenen Erwartungen nicht erfüllen. Im Konkurrenzumfeld mit den beiden anderen kaspischen Häfen (Baku, Machatschkala) konnten zwar Neka eine Zeitlang insbesondere von den Problemen der transkaukasischen Route profitieren, die Lieferungen erreichten jedoch nie das noch in den 1990er Jahren angestrebte Niveau (der Höchststand betrug 4,3 Mt/Jahr).

Obwohl das Sanktionsumfeld die Anzahl potenzieller Nutzer durch den Ausschluss amerikanischer Unternehmen etwas einschränkte, wirkte es nicht prohibitiv, sodass es vielmehr unattraktive Netback-Preisbedingungen im Persischen Golf waren, die die Route trotz geringer Transportkosten bei den Produzenten disqualifizierten. Die zunehmende Penetration des kasachischen Ölsektors durch CNPC wirkte sich ebenfalls negativ auf die Route aus, da Teile der Exportvolumina somit in Richtung China gelenkt wurden. Auch die Verlagerung des kasachischen strategischen Interesses auf den transkaukasischen Korridor führte dazu, dass Astana nicht mehr den zuvor propagierten Lieferumfang fokussierte und im Rahmen des intergouvernementalen Swap-Abkommens lediglich 1-2 Mt/Jahr nach Neka verschiffte. Durch die Auseinandersetzung mit PetroKazakhstan, die in den Entzug der Eisenbahnexportlizenz mündete, blockierte die kasachische Administration sogar selbst die Ausweitung der Ausfuhren (im Umfang von 1 Mt/Jahr). Schwierigkeiten bei der Vermarktung bestimmter Ölsorten, die den Ölhandel für Iran verteuerten, und die Unzufriedenheit mit kommerziellen Konditionen der Swaps führten Teheran im Jahr 2010 schließlich zur Einstellung der Geschäfte, deren versuchte Wiederaufnahme unter veränderten tariflichen und vermarktungsrechtlichen Rahmenbedingungen im Folgejahr an den zwischenzeitlich verschärften Sanktionsbestimmungen fehlschlug.

Der Aufbau einer direkten Pipelinerroute, die Kasachstan und Iran über Turkmenistan verbinden würde, scheiterte im Untersuchungszeitraum gänzlich, trotz mehrerer Anläufe und des kasachischen Versuchs zur Kooperation mit verschiedenen Partnern. Dabei kann festgehalten werden, dass die iranischen Infrastrukturvorschläge meist die Vorstellungen der kasachischen Regierung bzw. möglicher interessierter Unternehmen überschritten und oft als Hauptexportlösungen für die gesamte kaspische Region konzipiert waren. Die Gründe für den Misserfolg sind unterschiedlich. Die kasachische Seite trug durch ihre Entscheidung im Privatisierungsverfahren um Uzenmunaigas 1998 zum Teil selbst dazu bei, dass sich der von den außenpolitischen Rahmenbedingungen am wenigsten zu beein-

flussende Akteur aus der Konzipierung der Route zurückzog. Obwohl CNPC und die chinesische Regierung aus strategischen Gründen ohnehin nur begrenztes Interesse an Exporten über den Iran besaßen, da somit die Abhängigkeit von maritimen Importen weiter fixiert würde, zeigten sie zuvor zumindest Bereitschaft zur Beteiligung am kasachischen Abschnitt der Exportleitung. Letztendlich schienen bei der Entscheidung über Uzenmunaigas jedoch auf kasachischer Seite innenpolitische Beweggründe, in Form des Strebens nach der Stärkung der Position des nationalen Energieunternehmens, eine wichtigere Rolle gespielt zu haben, als die durchaus ungewisse Möglichkeit zur Eröffnung einer neuen Exportroute. Die Reservenbasis von CNPC im Falle eines eventuellen Erfolges bei der Privatisierung würde nämlich kaum den Bau von zwei Exportpipelines rechtfertigen. Stattdessen bevorzugte CNPC tankerbasierte Swaps, die als eine der Übergangslösungen bis zum Bau der transkontinentalen Verbindung nach China genutzt werden sollten. Eine intensivere Kooperation des Konzerns mit dem Iran in diesem Bereich wurde jedoch durch die kommerziell bedingte Umorientierung auf Exporte über russische Routen in Richtung Europa und die skandalösen Umstände der Auftragsvergabe für den Aufbau der Swap-Infrastruktur verhindert.

Neben der Zusammenarbeit mit der chinesischen Seite strebte Kasachstan auch die Beteiligung europäischer Unternehmen an. Insbesondere Total zeigte hierbei große Eigeninitiative und nahm bereits im Verlauf der 1990er Jahre wiederholt an Untersuchungen einzelner Streckenabschnitte teil, es besaß jedoch bis zur Entdeckung von Kashagan keine Reservenbasis, die den Bau einer Pipeline rechtfertigen würde. Die anschließend auch durch Inpex unterstützte Initiative des französischen Konzerns zum Bau einer südlich ausgerichteten Exportinfrastruktur für das Offshore-Riesenfeld scheiterte ebenfalls. Zumindest anfänglich zeigten sich beide Konzerne dabei kaum vom Sanktionsumfeld beeindruckt und nahmen die Untersuchungen zusammen mit kasachischen Staatsunternehmen auf. Der diplomatische Druck der US-Regierung auf die Heimatregierung der Konzerne (insbesondere Japan) spielte bei der Entscheidung zum Rückzug aus dem Projekt eine wichtige Rolle, wobei auch zahlreiche kommerzielle Faktoren diesen Entschluss begünstigten. Für beide Unternehmen war es vorteilhaft, die Exporte aus Kasachstan mit denen aus Aserbaidschan zu bündeln, wobei sich für Letztere die BTC als naheliegende Lösung ergab. Bei der Umsetzung der iranischen Route konnten sie darüber hinaus wegen den Sanktionen nicht auf die Unterstützung weiterer Kashagan-Partner hoffen, was sie einer erheblichen finanziellen Belastung aussetzen würde. Schließlich würde dies auch zur weiteren transportpolitischen Zersplitterung der Kashagan-Exportvolumen³⁷⁵ führen, wodurch Skalenvorteile verloren gingen. Die Entscheidung zugunsten der transkaspischen maritimen Exportstrategie, die als Anschluss an die westliche Route dienen sollte, konnte dabei auch mit Lieferungen an den Iran kombiniert werden, ohne dass hierzu der Bau einer eigenständigen Pipeline benötigt wäre. Tatsächlich wurde dieser Faktor in der Folgezeit auch in den Verhandlungen über KCTS aufgegriffen und stützte sich auf entsprechenden iranischen Vorstößen, wonach die Infrastruktur des Landes mit dem transkaspischen Teil des Systems kompatibel gemacht werden sollte. Die mögliche Nutzung der iranischen Route sollte jedoch aus Sicht interessierter Produzenten, wenn überhaupt, nur in begrenztem Umfang erfolgen und nicht das Ausmaß der bereits bestehenden Pipelinekapazitäten (Neka-Teheran) überschreiten, sodass aus kasachischer Sicht kein unmittelbarer Bedarf an der Umsetzung iranischer Vorschläge zum Bau einer neuen Großpipeline zwischen Neka und Jask bestand. Für den Fall des weiteren Bestehens des derzeitigen (2013) Sanktionsumfelds erscheinen künftige Ausfuhren von

³⁷⁵ ExxonMobil, Shell, BG und Agip beteiligten sich bereits an der CPC, wobei Agip auch Anteile an der BTC Co. hielt. ConocoPhillips, das erst zum späteren Zeitpunkt der BTC beitrug, kam als US-Konzern für Lieferungen über den Iran ohnehin nicht in Frage.

Kashagan über den Iran dabei gänzlich unrealistisch, unabhängig davon ob hierfür nur die bereits existierende Infrastruktur zur Verfügung stünde oder ob der Iran im Alleingang bzw. in Kooperation mit einem externen Partner die Neka-Jask-Pipeline umsetzen würde.

Die Ergebnisse kasachischer Diversifizierungsbemühungen auf dem südlichen Korridor müssen vor diesem Hintergrund als wenig erfolgreich bewertet werden, obwohl dieser im beschränkten Zeitraum von zwei Jahren (2006-2007) aus quantitativer Sicht eine durchaus relevante Exportrolle einnahm. Sein größter direkter Beitrag bestand letztendlich in der Steigerung des Wettbewerbs auf dem Kaspischen Meer um die vom Gesamtumfang begrenzten Exporte vom Hafen Aktau. Indirekt beflügelte er darüber hinaus die amerikanischen Bemühungen zur Umsetzung des eurasischen Transportkorridors, insbesondere der BTC-Pipeline, die aus geopolitischer Sicht sowohl gegen Russland als auch den Iran gerichtet ist. Die hier beschriebene Situation verdeutlicht, dass in einem geopolitisch umkämpften Raum auch ein aus kommerzieller Sicht durchaus attraktiver Exportkorridor, an dessen Erschließung erhebliches Interesse seitens privater Unternehmen besteht, nicht gegen den massiven Widerstand eines einflussreichen politischen Akteurs entwickelt werden kann, wenn sich zugleich nicht einer der verbleibenden einflussreichen politischen Akteure für seine intensivere Nutzung einsetzt. China besaß aus strategischen Gründen kein Interesse an größeren Exporten eigener Unternehmen aus Kasachstan über den Iran, da es das Öl eher auf dem Landweg beziehen wollte. Russland zeigte zwar keine Einwände gegen diesen Korridor und seine Produzenten nutzten ihn sogar im begrenzten Umfang selbst, jedoch wollte es keine aktive Rolle bei seiner Entwicklung spielen und war aus strategischen Gründen mehr an kasachischen Exporten über sein Pipelinenetz interessiert als an der Unterstützung der „geopolitischen Diversifizierung“ des Landes. Die EU spielte dagegen keine aktive Rolle bei der Konzipierung der Erdölexportinfrastruktur der Region und überließ die Entscheidungen den privaten Akteuren, die jedoch massiv von der US-Politik bedrängt wurden. Sie besaß dabei keine Bereitschaft sich in dieser für die USA geopolitisch hochbrisanten Frage gegen die Interessen ihres Verbündeten zu stellen. Dies zeigte sich auch an der Haltung der EU im Rahmen von Gasprojekten, bei denen ihr Engagement deutlich aktiver ist.

Die qualitative Auswertung verdeutlicht, dass es Kasachstan zwar im Untersuchungszeitraum gelang, zahlreiche neue Routen zu etablieren sowie die Zugangsbedingungen zum russischen Netz zu verbessern bzw. dessen Nutzung auszuweiten, diese Prozesse jedoch meist mit erheblichen politischen und teilweise auch wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden waren, die letztendlich zu Verzögerungen gegenüber den ursprünglich angedachten Umsetzungszeiträumen führten. Einige der kasachischen Forderungen bzw. infrastrukturellen Vorstellungen konnten dagegen gar nicht erst oder nur eingeschränkt umgesetzt werden. In der Gesamtbetrachtung war dies mit Transportmehrkosten der Produzenten, Beeinträchtigungen für die Entwicklung des Ölsektors und somit auch Auswirkungen auf die Renteneinnahmen der Regierung verbunden.

Aus quantitativer Sicht ist im Verlauf des Untersuchungszeitraums im ersten Schritt der Anstieg der Anzahl der von Kasachstan genutzten Transportkanäle zu konstatieren, was als Steigerung der „wirtschaftlichen“ Exportdiversifizierung gewertet werden kann. Nach dem Zusammenbruch der UdSSR bestanden für Kasachstan mit der Atyrau-Samara-Pipeline, der Kenkiyak-Orsk-Pipeline, der Karachaganak-Orenburg-Pipeline, dem Hafen Aktau und der Eisenbahn grundsätzlich nur Transportmöglichkeiten, die über Russland verliefen oder die Belieferung des regionalen Marktes erlaubten. Von den drei Leitungen konnte dabei nur die erste als reguläre Exportroute wahrgenommen werden, da sie als einzige an das russische Hauptpipelinenetz angeschlossen war und somit Ausfuhren über die Druzhba oder über die maritimen Terminals ermöglichte. Die Kenkiyak-Orsk-Pipeline war dagegen nur für Lieferungen an ausgewählte russische Raffinerien bestimmt und konnte nur in Kombination

mit Swap-Vereinbarungen indirekt für Exporte außerhalb Russlands genutzt werden. Die mangelnde Attraktivität dieser Lieferbeziehungen, die durch die Monoposonposition der russischen Seite geprägt waren, wurde dadurch bestätigt, dass im Zuge der Eröffnung der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline im Jahr 2003 die Verbindung nach Orsk stillgelegt wurde. Auch die letzte der genannten Leitungen kann nicht als klassische Exportroute betrachtet werden, da sie ausschließlich der Beförderung instabiler Kondensats von Karachaganak an das russische Verarbeitungswerk in Orenburg dient und ebenfalls nur in Verbindung mit Swaps für Exporte außerhalb Russlands eingesetzt werden kann. Auch in diesem Fall sahen sich die Betreiber von Karachaganak vonseiten Gazproms, des Eigentümers der Anlage in Orenburg, mit unattraktiven Preisbedingungen konfrontiert. Der Hafen Aktau wurde ausschließlich für Lieferungen im Rahmen des sowjetischen Binnenmarktes genutzt, die nach dem Zerfall der Union zum Stillstand kamen, wobei Exporte außerhalb dieses Raumes erst im Zuge der Entwicklung weiterführender Routen möglich wurden. Die Eisenbahn bot eine von der Kapazität sehr beschränkte Exportalternative, die vergleichsweise wenig attraktive Transportkosten aufwies.

Zu den bestehenden wurden im Verlauf des Untersuchungszeitraums kontinuierlich neue Routen erschlossen, die teils dauerhaft und teils zeitlich begrenzt genutzt wurden. Hierzu gehörten:

- der Eisenbahnkorridor zwischen Baku und der georgischen Schwarzmeerküste (Batumi, Kulevi); seit Anfang 1997 im Betrieb;
- die Eisenbahnroute in Richtung China; seit (Oktober) 1997 genutzt und nach der Fertigstellung der Pipelineverbindung im Jahr 2009 aufgegeben;
- die Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline; seit (Mai) 2000 ununterbrochen genutzt;
- die CPC-Pipeline; seit Oktober 2001 ununterbrochen genutzt;
- der Export nach Neka; nach mehreren erfolglosen Anläufen seit Anfang 2002 im ordentlichen Betrieb; seit Juni 2010 ausgesetzt; die Lieferungen erfolgten überwiegend per Tanker, im Zeitraum Dezember 2003 bis Januar 2005 nutzte PetroKazakhstan auch die Eisenbahn;
- die Kasachstan-China-Pipeline; seit Juli 2006 im ununterbrochenen Betrieb;
- die BTC-Pipeline; genutzt zwischen Oktober 2008 und Dezember 2009;
- Lieferungen per Eisenbahn an Usbekistan; seit 2003³⁷⁶ (Kirgistan wurde unregelmäßig mit geringen Volumina beliefert, siehe Anhang);
- zusätzlich erfolgten über Russland auf diversen Eisenbahnrouten Lieferungen an Terminals oder Abnehmer in der Ukraine, im Baltikum und zeitweise sogar Finnland.

Die zum Ende des Untersuchungszeitraums verfügbare Transportkapazität einzelner Routen in der Region wie auch mögliche künftige Projekte können aus der folgenden Tabelle abgelesen werden.

Tabelle 40: Ölexportrouten aus dem kaspischen Raum (Kapazität Ende 2011 in Mt/Jahr)

	Kapazität	Erweiterung	Weitere Hinweise
Russischer Vektor			
Atyrau-Samara-Pipeline	17,5-18	25-30	Umsetzung der Erweiterung ist unsicher
Karachaganak-Orenburg-Pipeline	ca. 5	-	ausschließlich für Karachaganak
Kenkiyak-Orsk-Pipeline	6,5 (technisch) 2,5 (reell)	-	seit 2003 nicht genutzt; Export an Raffinerie Orsk
Machatschkala-Noworossiysk-Pipeline*	4,5-5	-	gekoppelt an Aktau; genutzt von Aserbaidschan (von Baku), Kasachstan, Turkmenistan

³⁷⁶ Diese gehen auf die Veränderung der Versorgungslage im Land zurück, dessen begrenzte Ölproduktion nichtmehr die Binnennachfrage bedienen kann. Usbekistan importierte aus Kasachstan jährlich zwischen 0,24 und 0,67 Mt (siehe Anhang).

CPC-Pipeline**	28,5	52,5 bzw. etwa 61 mit DRA (2015+)	Expansion kann sich gegenüber dem ursprünglichen Plan verzögern
Eisenbahn	ca. 10	-	Export Richtung Ukraine, Baltikum
Westlicher Vektor			
Baku-Batumi/Kulevi-Eisenbahn*	ca. 14	-	gekoppelt an Aktau; genutzt von Aserbaidshan, Kasachstan, Turkmenistan
Baku-Supsa-Pipeline	7,5	-	für Kasachstan nicht zugänglich; Betreiber AIOC
BTC-Pipeline*	60	bis zu 90 (abhängig von KCTS)	gekoppelt an Aktau; genutzt von Aserbaidshan, Turkmenistan; Qualitätsbeschränkungen
KCTS	-	25-36-56 (1. Stufe nicht vor 2018/19)	abhängig von Kashagan Phase II; Weitertransport über BTC, Eisenbahn, evtl. neue Pipeline
Baku-georgische Küste-Pipeline	-	bis zu 30	bisher nur Projektidee
Östlicher Vektor			
Kasachstan-China-Pipeline	12	20 (2014+)	russische Öleinspeisung erwünscht; Erweiterung abhängig von Auslastung
Eisenbahn	ca. 3	-	nicht genutzt
Südlicher Vektor			
Neka-Teheran-Pipeline*	bis zu 25	-	gekoppelt an Aktau; nicht genutzt
Neka-Jask-Pipeline	-	50	Umsetzung unwahrscheinlich; würde Neka-Teheran-Pipeline einschließen
Regional			
Eisenbahn	1	-	Export nach Usbekistan, Kirgistan

* Die Gesamtkapazität des Hafens Aktau beträgt etwa 12 Mt/Jahr; ** nur Kapazität für Kasachstan
Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Abbildung 72: Kaspische Region: Infrastrukturubau seit 1991, inklusive Projektvorschlägen

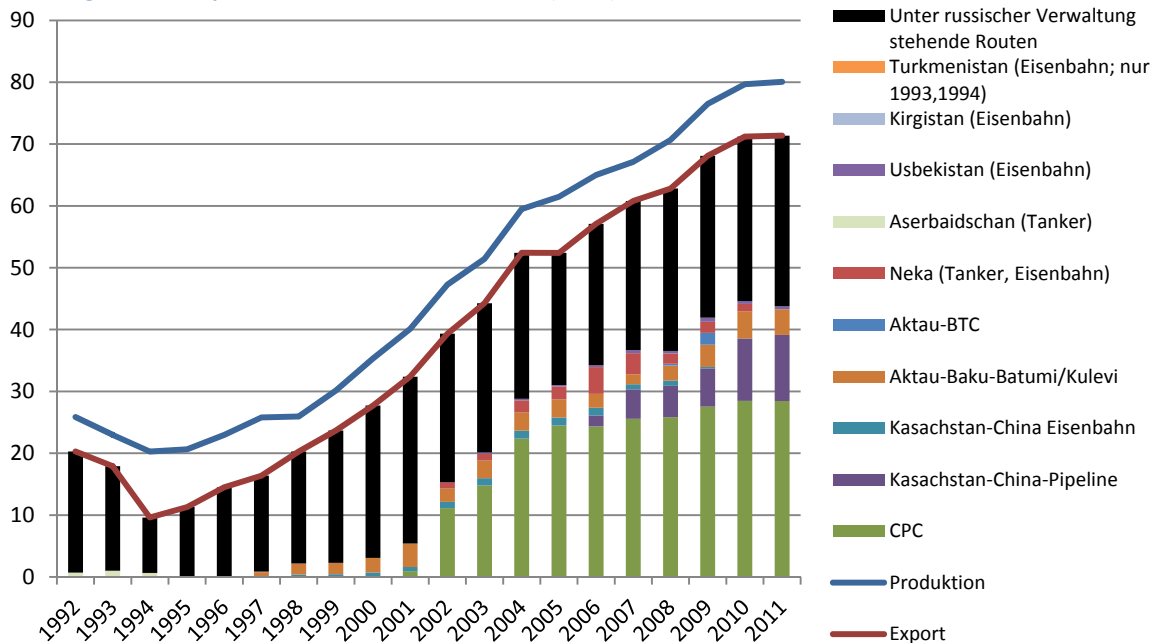


Quelle: Gould, Tim et al.: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: OECD/IEA, December 2008, S. 59; eigene Bearbeitung.

Die derzeit (2011) mit Abstand wichtigste kasachische Exportroute stellt die CPC-Pipeline dar, die zum Ende des Untersuchungszeitraums einen Anteil von etwa 40 Prozent an den Ausfuhren besaß, kurzfristig jedoch über 46 Prozent (2005) des Öls beförderte. Es folgt die Atyrau-Samara-Pipeline, die

trotz Kapazitätsausbaus ihre ursprünglich dominante Position einbüßte und einen kontinuierlichen Anteilrückgang auf lediglich etwa 21,5 Prozent verzeichnete. Die drittichtigste Einzelexportroute bildet seit 2007 die Kasachstan-China-Pipeline, deren Anteil im Zuge der Fertigstellung des Kenkiyak-Kumkol-Verbindungsstückes und des Beginns der Ausweitung des Atasu-Alashankou-Abschnittes im letzten Jahr des Untersuchungszeitraums auf über 15 Prozent anstieg. Kombiniert bestritten diese drei Transportoptionen im letzten Fünfjahresabschnitt des Untersuchungszeitraums (2007-2011) über 75 Prozent der kasachischen Ölausfuhren und können daher als aktuelles Rückgrat der Exportinfrastruktur gesehen werden (Abbildung 73, Abbildung 74).

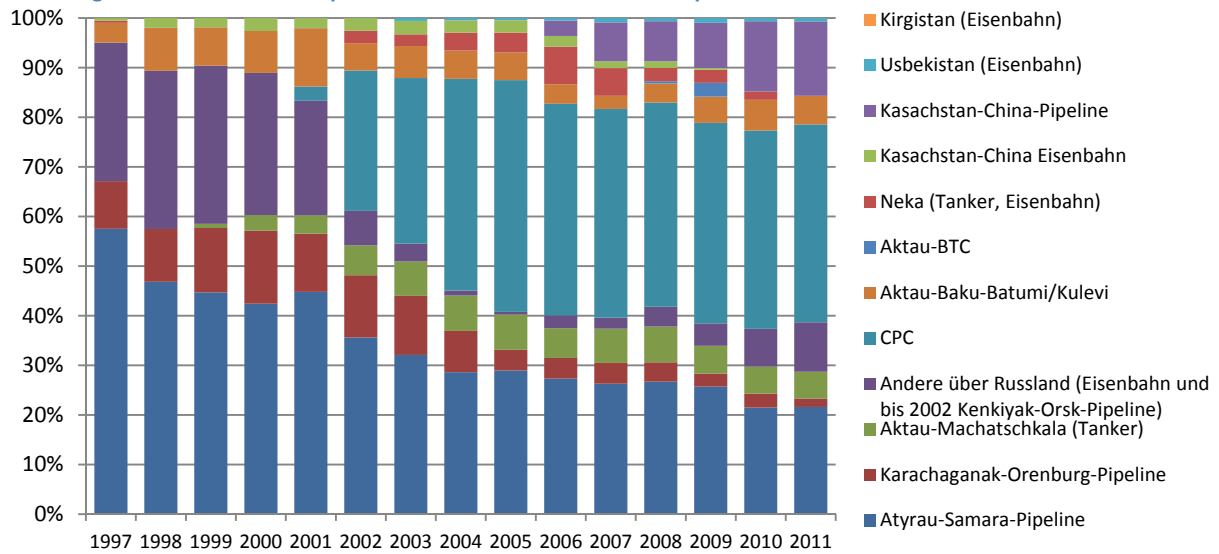
Abbildung 73: Erdöllexport aus Kasachstan nach Routen (in Mt)



Quelle: Anhang.

Die verbleibenden Ausfuhren werden überwiegend durch den Hafen Aktau bestritten, dessen Exportkapazität im Untersuchungszeitraum kontinuierlich erweitert wurde (von etwa 5 auf bis zu 12 Mt/Jahr). Er ermöglicht die Belieferung von drei auf dem Seeweg zu erreichenden Terminals (Machatschkala, Baku, Neka), die mit den an sie angeschlossenen Routen – wie bereits oben dargestellt wurde – um die durch die Verladekapazität von Aktau objektiv limitierten maritimen Exportvolumen konkurrieren. Der Anteil des Hafens an den Ölausfuhren schwankte im der Phase 2001-2009 zwischen 14 und 17,5 Prozent. In den letzten beiden Jahren des Untersuchungszeitraums (2010-2011) führten die politisch bedingte Einstellung der Exporte über den Iran, Streitigkeiten zwischen Kasachstan und Aserbaidshjan über Lieferbedingungen auf der transkaukasischen Eisenbahnstrecke sowie die Uneinigkeit über die Nutzung der BTC jedoch dazu, dass Unternehmen gezwungen waren auf andere Routen umzuschwenken (insbesondere Eisenbahn über Russland), wodurch sowohl die absolute Menge der maritimen Exporte als auch deren kombinierter Anteil fiel. Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass insbesondere der transkaukasische Eisenbahnkorridor für einzelne kasachische Produzenten (TCO) lediglich eine Überbrückungsrolle spielte und somit in Abhängigkeit von bestehenden freien Pipelinekapazitäten beansprucht wurde. Dies führte zu positiven Entwicklungstrends der Transportvolumina auf dieser Route in Zeiträumen vor dem Bau der CPC-Leitung und im Zuge der Verzögerungen ihrer Erweiterung, die jedoch nach der Lösung der Engpässe entsprechend korrigiert wurden bzw. werden (Abbildung 73, Abbildung 74).

Abbildung 74: Anteil einzelner Exportrouten am kasachischen Erdöllexport³⁷⁷



Quelle: Anhang.

Die Rolle der Karachaganak-Orenburg-Pipeline, die zwischen 1998 und 2003 noch für über 10 Prozent der kasachischen Exportvolumen verantwortlich war, sank nach der Inbetriebnahme der Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Leitung deutlich. Diese schloss das Feld an die Atyrau-Samara-Pipeline (Pumpstation Bolschoi Chagan) sowie den Knotenpunkt Atyrau an, wo die Einspeisung in die CPC erfolgen kann, und brach somit das bis dahin bestehende Monopson von Gazprom (in Orenburg).

Einen verhältnismäßig hohen Anteil nahmen in einzelnen Phasen des Untersuchungszeitraums auch Lieferungen per Eisenbahn ein. Aufgrund hoher Transportkosten, die besonders in den 1990er Jahren für viele Produzenten prohibitiv waren, wurde diese Exportmethode primär als Überbrückung in Phasen genutzt, in denen unzureichende Pipelinekapazitäten zur Verfügung standen. Insbesondere TCO sah sich gezwungen in den Jahren vor der Inbetriebnahme der CPC-Leitung (1995-2001) und im Zuge der Verzögerungen bei deren Erweiterung (seit 2007) verstärkt auf die Eisenbahn zurückzugreifen. Ähnlich sind auch Exporte per Zug nach China als Ausweichmaßnahme bis zur Fertigstellung der transkontinentalen Pipeline zu bewerten. Die Eisenbahn kann somit als „Reserve“- bzw. „Swing“-Option betrachtet werden, die die Unterschiede zwischen dem Exportpotenzial der Produzenten und der Aufnahmekapazität von Pipelinerouten ausgleicht. Deren extensive Nutzung stellt zugleich einen Indikator dar, der nach außen auf Probleme bzw. Missstände in der regionalen Pipelineinfrastruktur hinweist. Ein geringer Teil der Eisenbahnausfuhren diente aber auch der Belieferung regionaler Abnehmer (Turkmenistan, Kirgistan, Usbekistan; Abbildung 73, Abbildung 74).

Mit Hinblick auf die „geoökonomische Diversifizierung“ kann aus quantitativer Sicht festgehalten werden, dass es Kasachstan im Untersuchungszeitraum gelang, die Abhängigkeit von Routen unter direkter russischer Verwaltungshoheit deutlich zu reduzieren. Der Prozess beanspruchte jedoch erheblich mehr Zeit, als ursprünglich angedacht war, denn noch im Jahr 2000 wurden auf Letzteren nahezu 90 Prozent kasachischer Exporte befördert. Anschließend sank ihr Anteil jedoch rapide, sodass er 2004 weniger als 50 Prozent betrug, im Folgejahr nur noch 40 Prozent erreichte und sich anschließend leicht unterhalb dieses Wertes stabilisierte (Abbildung 75, Abbildung 76).

³⁷⁷ Getrennte Angaben über Exporte auf der Kenkiyak-Orsk-Pipeline liegen nicht vor. Sie werden in den Grafiken daher zusammen mit den Eisenbahnlieferungen angegeben. Die Exporte per Pipeline bewegten sich vor ihrer Stilllegung Anfang 2003 unterhalb von 2 Mt/Jahr, wogegen per Eisenbahn etwa 5-6 Mt ausgeführt wurden.

Abbildung 75: Anteil „geopolitischer“ und „geoökonomischer“ Diversifizierung am kasachischen Gesamtexport

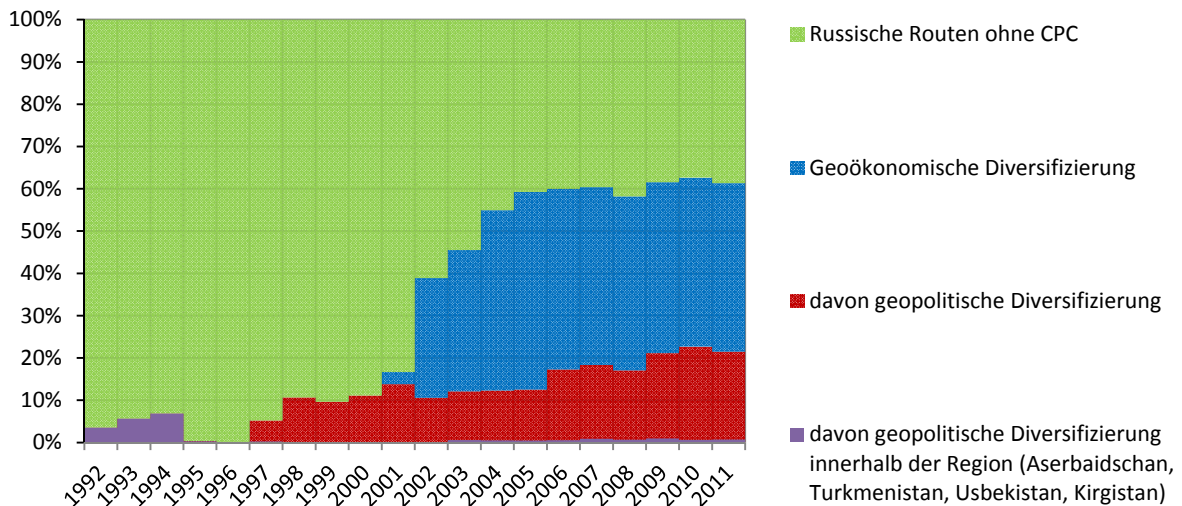
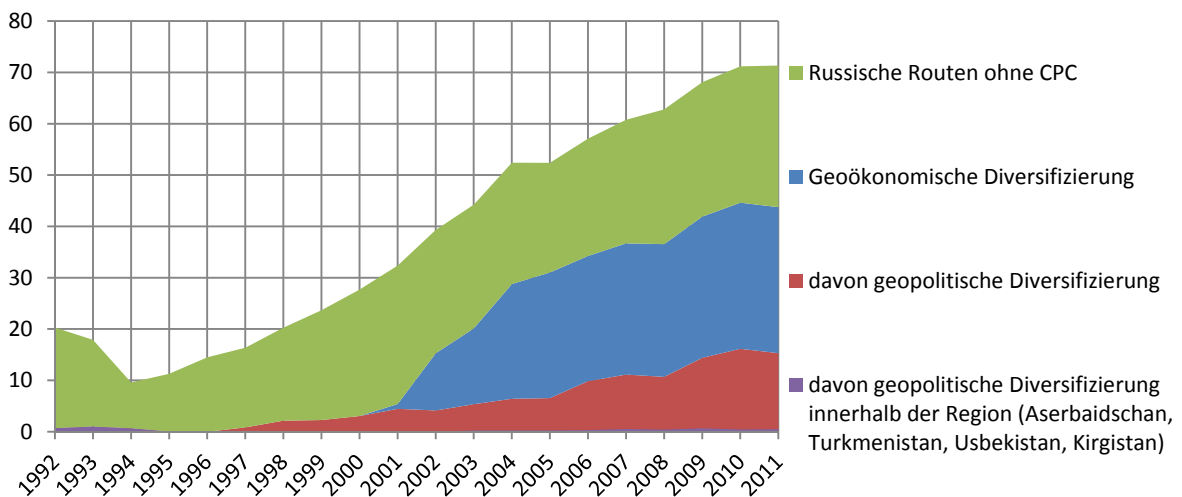


Abbildung 76: „Geopolitische“ und „Geoökonomische“ Diversifizierung (in Mt)

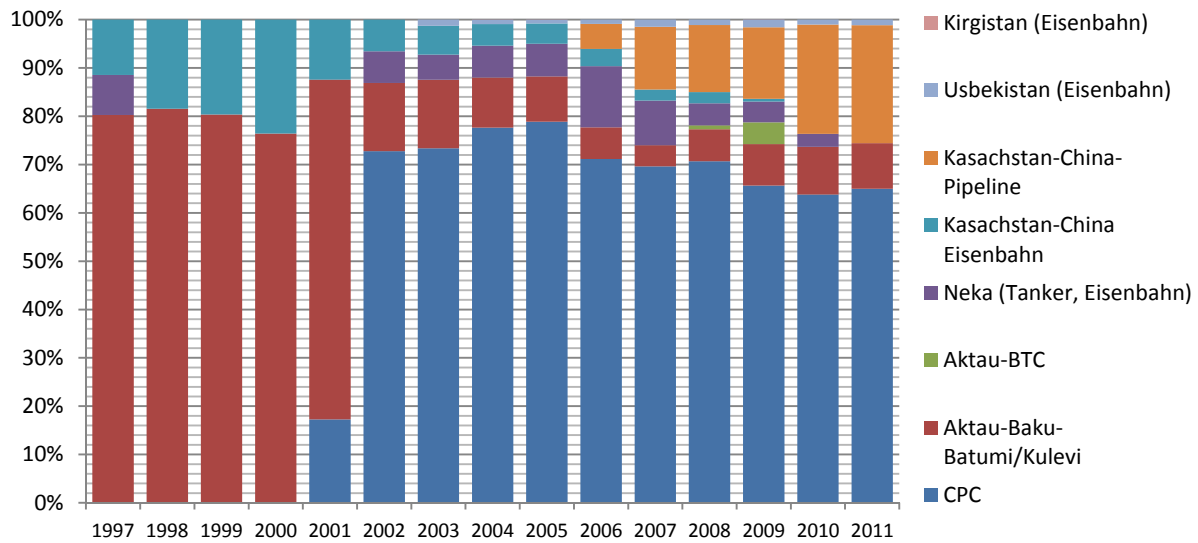


Quelle: Anhang.

Ausschlaggebend für diesen Erfolg ist insbesondere die Ende 2001 in Betrieb genommene CPC-Pipeline, die zeitweilig nahezu 80 Prozent und in den letzten drei Jahren immerhin etwa 2/3 der gesamten „geoökonomischen Diversifizierung“ ausmachte (Abbildung 77). Infolge der im Jahr 2011 eingeleiteten Erweiterungsarbeiten kann kurz- und mittelfristig mit einer weiteren Steigerung sowohl ihrer absoluten als auch relativen Bedeutung gerechnet werden (Tabelle 40).

Aus quantitativer Sicht fällt der Erfolg der im Verlauf des Untersuchungszeitraums analysierten kasachischen Bemühungen zur „geopolitischen Diversifizierung“, die aus geografischer Sicht alle nichtrussischen Exportvektoren einschließt, deutlich beschränkter aus. Obwohl bereits seit 1997 mehrere Routen betrieben wurden, die in diese Kategorie fielen, blieb deren Exportanteil in absoluten und relativen Zahlen vorerst beschränkt. Erst im Zuge der Inbetriebnahme der Atasu-Alashankou-Pipeline (2006), ihrer Verlängerung nach Kenkiyak (2009) und dem Beginn ihrer Erweiterung (2011) konnte der Anteil des Öls, das auf dem Weg zu Abnehmern am russischen Territorium vorbeifloss, von etwa 10-12 auf über 20 Prozent gesteigert werden (Abbildung 75, Abbildung 76). Die Leitung hält mittlerweile einen Anteil von etwa 70 Prozent in der Kategorie „geopolitische Diversifizierung“ und befördert somit mehr Öl als alle verbleibenden Russland-umgehenden Routen zusammen (Abbildung 78).

Abbildung 77: Anteil einzelner Routen an der „geökonomischen Diversifizierung“



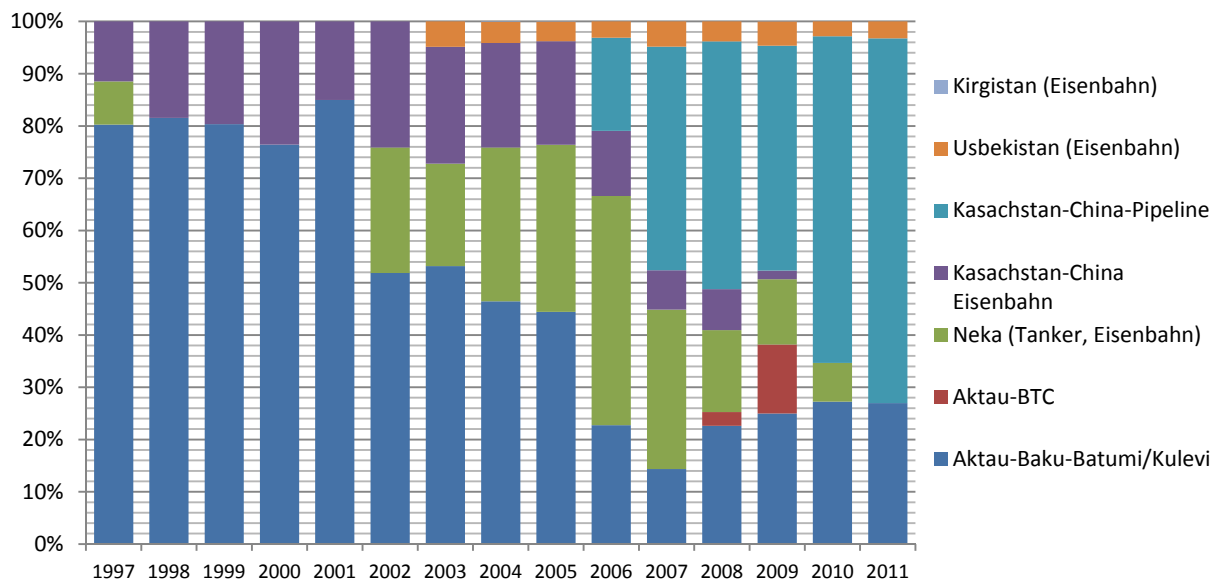
Quelle: Anhang.

Der Beitrag des westlichen und südlichen Exportkorridors zur kasachischen Diversifizierung ist demgegenüber bislang nur verhältnismäßig bescheiden ausgefallen (Abbildung 79, Abbildung 80). Relativ betrachtet erreichte Ersterer seinen vorläufigen Höhepunkt im Zeitraum 2000-2001 (etwa 10 Prozent an den Gesamtexporten), was primär auf Aktivitäten von Chevron zur Überbrückung der CPC-Verzögerungen zurückzuführen ist. Trotz des erneuten Anstiegs der absoluten Transportvolumen seit Ende 2008 blieb seine relative Bedeutung aufgrund der zwischenzeitlich deutlich gewachsenen kasachischen Gesamtexportmenge aber unterhalb der zuvor erreichten Spitzenwerte. Schuld daran sind auch die thematisierten Streitigkeiten zwischen Kasachstan und Aserbaidschan und die unattraktiven Nutzungsbedingungen der BTC, die eine von TCO durchaus angestrebte stärkere Inanspruchnahme vorerst verhinderten. Insbesondere vor dem Hintergrund der massiven politischen Unterstützung, die der Integration Kasachstans in den westlichen Vektor seitens der USA zukam sowie dem kasachischen strategischen Interesse an der direkten Versorgung rumänischer Raffinerien, muss somit das derzeit bestehende Transportniveau als enttäuschend bewertet werden. Es handelt sich jedoch gleichzeitig um den Korridor mit dem langfristig größten Steigerungspotenzial. In Abhängigkeit von der Entwicklung der Produktion auf Kashagan bzw. weiteren Offshore-Feldern sowie der verfügbaren Kapazitäten im Rahmen bestehender Pipelines könnten im Falle der erfolgreichen Umsetzung von KCTS künftig bis zu 56 Mt/Jahr über Baku in Richtung Westen exportiert werden (Tabelle 40). Der Bedarf an dem transkaspischen Transportsystem soll jedoch laut derzeitigen Projektionen nicht vor 2018/19 bestehen.

Auch der Anteil des südlichen Vektors an den Gesamtexporten blieb im Verlauf des Untersuchungszeitraums gering und überstieg lediglich im Zeitraum 2006-2007 5 Prozent (Abbildung 79, Abbildung 80). Die Route profitierte kurzfristig von Transportproblemen im Kaukasus, verlor aber nach deren Lösung und aufgrund der weniger attraktiven Netback-Bedingungen im Golf-Raum erneut sowohl absolut als auch relativ an Bedeutung. Nicht einmal die russisch-georgische Auseinandersetzung im Jahr 2008 konnte zu einer Belebung beitragen. Im Zuge der bereits eingeleiteten Erweiterung der Kasachstan-China-Pipeline, die ihre Kapazität bis 2014/15 auf 20 Mt/Jahr steigern soll (von 12 Mt im Jahr 2012), ist ungeachtet der weiterhin zu erwartenden Einschränkungen bei Lieferungen über den Iran mit einem Anstieg des Anteils der „geopolitischen Diversifizierung“ an kasachischen Ölausfuhren

zu rechnen. Dieser wird vorerst hauptsächlich in östliche Richtung stattfinden und erst im Falle der geplanten Umsetzung von KCTS eine verstärkte westliche Ausrichtung erhalten.

Abbildung 78: Anteil einzelner Routen an der „geopolitischen Diversifizierung“



Quelle: Anhang.

Bei Betrachtung der Aufteilung der Ölexportströme auf verschiedene Korridore wie auch der Entwicklungen im Bereich der „geoökonomischen“ und „geopolitischen“ Diversifizierung können für Kasachstan schematisch vier Diversifizierungsphasen unterschieden werden (Abbildung 75, Abbildung 76, Abbildung 79, Abbildung 80). Diese Gliederung muss jedoch mit Vorsicht und als extreme Vereinfachung der untersuchten Problematik wahrgenommen werden, da sich die politischen Prozesse, welche der Entwicklung einzelner Routen vorangingen, immer über längere Zeiträume und mehrere Perioden erstreckten, die im Folgenden genannten Phasen sich jedoch jeweils nur auf den Istzustand hinsichtlich der Verteilung der Exportströme beziehen.

- In der ersten Phase, die vom Erlangen der Unabhängigkeit bis zum Jahr 1996 andauerte, ist keine „geoökonomische“ oder „geopolitische Diversifizierung“ der kasachischen Ölexportströme zu beobachten. Abgesehen von sehr begrenzten Ausfuhren innerhalb der Region (Tankerlieferungen nach Baku, Eisenbahn- und Tankerexporte nach Turkmenistan), die als Erbe der sowjetischen Planwirtschaft zu sehen sind und infolge wirtschaftlicher Umbrüche gänzlich eingestellt wurden, wurden die gesamten Exporte über von Russland verwaltete Routen bestritten. In dieser Phase fand dennoch eine „wirtschaftliche“ Diversifizierung statt, die sich in der hauptsächlich von Chevron betriebenen Erschließung diverser über Russland verlaufender Eisenbahnrouen zeigte.
- Die zweite Phase, die auch als „erste“ oder „westliche Welle geopolitischer Diversifizierung“ bezeichnet werden kann, bildet der Zeitraum von 1997 bis zur Eröffnung der CPC-Pipeline Ende 2001. Hier wurde neben etablierten russischen Routen auch mit der Nutzung mehrerer kleiner Russland-meidender Exportkanäle begonnen (Aktau-Baku-Batumi, Kasachstan-China-Eisenbahn) bzw. intensive Bemühungen zu deren Eröffnung geführt (Iran-Swap). Im Grunde kann in dieser Phase die Erschließung aller verbleibenden geografischen Exportkorridore konstatiert werden. Diese Bemühungen führten in geringem Umfang zur „geopolitischen Diversifizierung“ der kasachischen Ölausfuhren und trugen zur Reduzierung des Anteils des russischen Exportvektors auf unter 90 Prozent bei. Dies geht vor allem auf die von Chevron erschlossene und zunehmend auch von anderen Produzenten genutzte transkaukasische Route zurück. Auf russischer Seite kann in dieser

Phase wiederum ein Wandel in der Einstellung gegenüber kasachischen Transitlieferungen gefolgt vom beträchtlichen Anstieg der absoluten Exportvolumen über das Transneft-Netz verzeichnet werden, was durch den Ausbau der Atyrau-Samara-Pipeline und die Eröffnung der Machatschkala-Noworossiysk-Route begleitet wurde.

- Phase drei bildet der Zeitraum von 2002 bis zur Eröffnung der Kasachstan-China-Pipeline Mitte 2006 und kann als „*Phase geoökonomischer Diversifizierung*“ bezeichnet werden. Diese Periode wurde insbesondere durch die Steigerung der Auslastung der CPC-Pipeline geprägt. Obwohl der Anteil des nördlichen Korridors an den Gesamtausfuhren im Vergleich zu den Werten der zweiten Phase prinzipiell unverändert hoch blieb (über 87 Prozent), fand der Anstieg der Exporte hier im Grunde ausschließlich über die CPC statt. Die Verringerung der Transportvolumen auf der Karachaganak-Orenburg-Route und die Schließung der Kenkiyak-Orsk-Pipeline, beides Prozesse, die eng mit der CPC verbunden sind³⁷⁸, wurden nur partiell durch die stärkere Nutzung der Machatschkala-Noworossiysk- und Atyrau-Samara-Verbindung aufgehoben, sodass der Anteil der von russischen Staatskonzernen bzw. Behörden direkt kontrollierten Routen an kasachischen Ölausfuhren auf 40 Prozent sank. Im Bereich der „geopolitischen Diversifizierung“ konnte dagegen trotz eines Anstieges der absoluten Volumen der Exporte auf Russland-umgehenden Routen (um fast 50 Prozent) relativ betrachtet nur eine stagnierende Entwicklung beobachtet werden. Russland gelang es nämlich durch die Machatschkala-Noworossiysk-Route einen erheblichen Anteil kasachischer Exporte vom Hafen Aktau zu binden, die potenziell entweder nach Baku oder Neka verschifft werden könnten und somit zur Steigerung der „geopolitischen Diversifizierung“ beigetragen hätten.
- Die letzte Phase, die bis zum Ende des Untersuchungszeitraums andauerte und als „*zweite*“ oder auch „*östliche Welle geopolitischer Diversifizierung*“ bezeichnet werden kann, ist durch den kontinuierlichen Anstieg der Exporte nach China im Zusammenhang mit dem Ausbau der entsprechenden Transportinfrastruktur geprägt, wodurch die Abhängigkeit von russischen Routen erstmalig unter 80 Prozent gesenkt werden konnte. Der östliche Korridor überholte in dieser Periode in seiner Bedeutung sowohl den südlichen als auch den westlichen und konnte in absoluten Volumen sogar ähnliche Zuwächse verzeichnen wie der nördliche. Die Differenzen über die Nutzung der BTC und die Aufteilung der Ölexporten zwischen Batumi und Kulevi verhinderten dabei die von kasachischer und unternehmerischer Seite erwünschte höhere Beanspruchung des westlichen Vektors, wobei die Nutzung des südlichen Korridors aus politischen Gründen gänzlich aufgegeben werden musste. Beides limitierte letztendlich auch den Anstieg der „geopolitischen Diversifizierung“, die sonst höhere Werte erreichen könnte. Anders als in Phase 3 fand der Anstieg der über den russischen Vektor beförderten Ölmenge nur eingeschränkt über die CPC statt, was primär auf die Verzögerungen beim Expansionsprojekt zurückging. Den größten Zuwachs der Transportvolumen verzeichnete auf russischer Seite die Eisenbahnoption, wobei die kombinierten Exporte über das Transneft-Netz im Vergleich zur vorherigen Phase grundsätzlich unverändert blieben. Im Gesamtergebnis führten diese Entwicklungen dazu, dass in der letzten Phase somit im Vergleich zu Phase 3 nur eine stagnierende Entwicklung im Bereich der „geoökonomischen Diversifizierung“ verzeichnet wurde.

³⁷⁸ Die Karachaganak-Bolschoi Chagan-Atyrau-Pipeline ermöglichte die Einspeisung vom Karachaganak-Feld in die CPC (und die Atyrau-Samara) und die Kenkiyak-Atyrau-Pipeline schloss die Aktjubinsk-Region, die bis dahin nur die Kenkiyak-Orsk-Leitung nutzen konnte, an die CPC (und Atyrau-Samara) an.

Abbildung 79: Aufteilung kasachischer Erdölexporte nach geografischen Korridoren - absolut (in Mt)

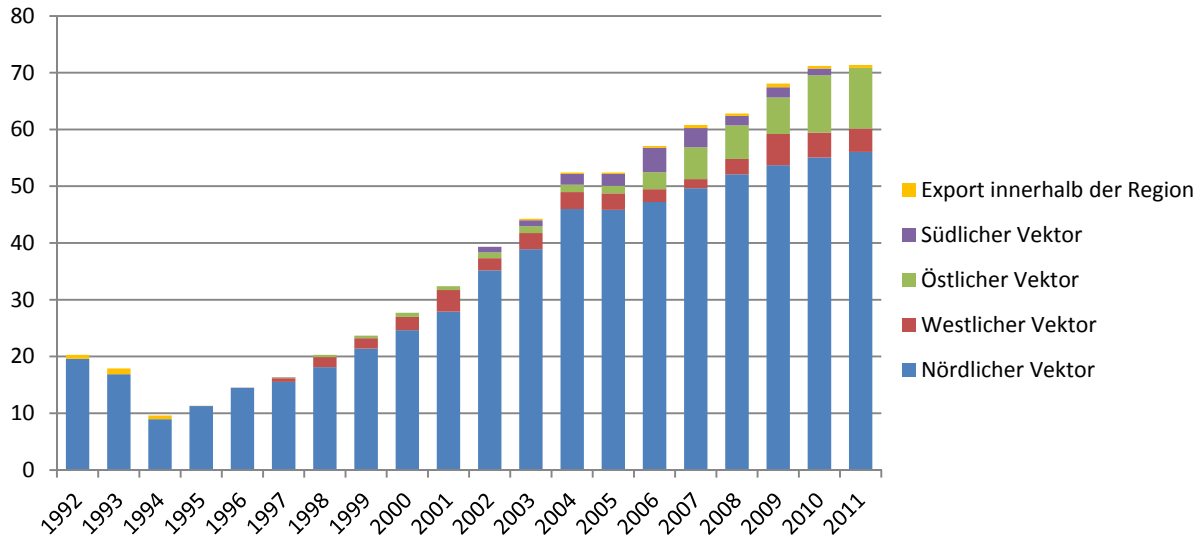
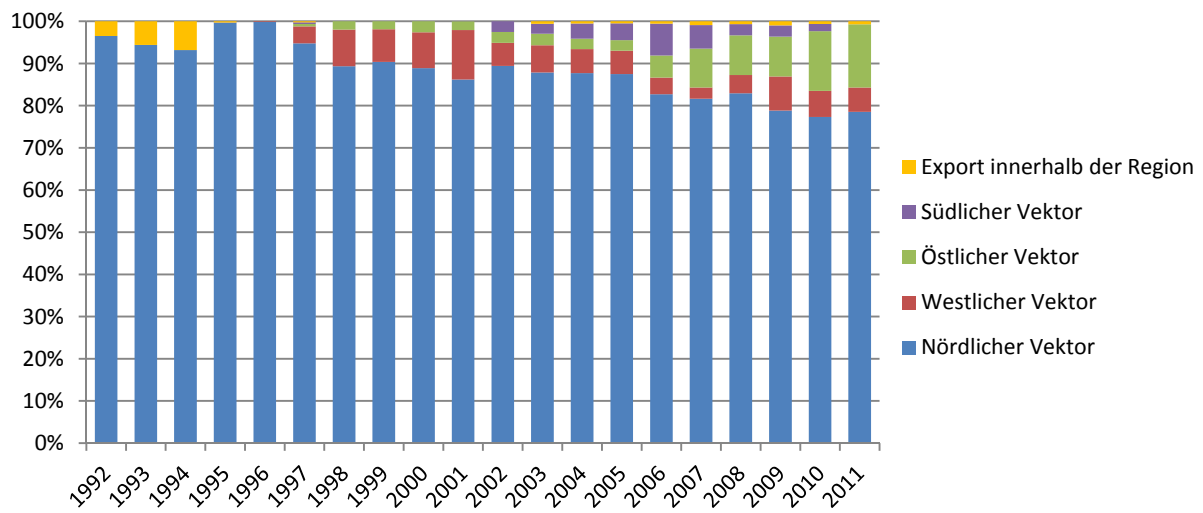


Abbildung 80: Aufteilung kasachischer Erdölexporte nach geografischen Korridoren - relativ



Quelle: Anhang.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der russische Korridor weiterhin unangefochten den geografisch wichtigsten Vektor der kasachischen Erdölexportpolitik darstellt und trotz vielfältiger Diversifizierungsschritte für nahezu 80 Prozent der Ölausfuhren des Landes verantwortlich ist. Seine dominante Stellung kann auf eine Kombination wirtschaftlicher und (geo)politischer Faktoren zurückgeführt werden, die in enger Verflechtung zu sehen sind und keine monokausalen Erklärungsmuster erlauben. Pfadabhängigkeitseffekte spielen hierbei als integraler Bestandteil der wirtschaftlichen Kalkulationen eine besondere Rolle, denn in einer Region, in der der Bau neuer Transportoptionen aufgrund geografischer und politischer Faktoren mit enormen Investitionskosten und Risiken verbunden ist, besaß der nördliche Korridor wegen des infrastrukturellen Erbes der UdSSR einen natürlichen Wettbewerbsvorteil gegenüber den anderen Richtungen. Sowohl die Atyrau-Samara-Pipeline als auch die Verbindung zwischen Karachaganak und Orenburg bestanden bereits zu Sowjetzeiten und auch die seit 2000 genutzte Leitung zwischen Machatschkala und Noworossijsk basiert auf sowjetischer Infrastruktur. Mit der Kenkiyak-Orsk-Pipeline wurde im Verlauf des Untersuchungszeitraums lediglich eine einzige der ursprünglichen Transportoptionen aufgegeben, da an dieser im Grunde keine der beteiligten Parteien ausreichendes Interesse besaß. Trotz diskriminierenden und mit zahlrei-

chen Missständen verbundenen Nutzungsbedingungen, deren Abschaffung sehr langwierig und mit gemischten Erfolgen verlief, wurde die bestehende Infrastruktur von Kasachstan nicht nur weiter beansprucht, sondern auch ihre Ausweitung angestrebt. Dies geht unter anderem darauf zurück, dass die russischen Leitungen auch unter den gegebenen Umständen vergleichsweise attraktive Exportkonditionen boten, die im Verlauf des Untersuchungszeitraums kontinuierlich verbessert wurden (Abbildung 63).

Das Festhalten an russischen Routen ist jedoch nicht nur ein Zeichen für ökonomischen Pragmatismus der kasachischen Exportbemühungen, sondern muss gleichzeitig auch als Bestandteil einer vielschichtigen außenpolitischen Bandwagoning-Strategie gegenüber dem nördlichen Nachbarn gewertet werden. Russland stellte nämlich auch nach dem Zerfall der UdSSR das Gravitationszentrum des kasachischen außenpolitischen Universums dar und seine Interessen mussten aufgrund diverser Einflussmöglichkeiten auf die innenpolitische und wirtschaftliche Entwicklung Kasachstans bei der Entscheidungsfindung über den Ölexport berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund darf auch der Entschluss zum Bau der CPC-Pipeline nicht einfach auf wirtschaftliche Vorteile der Streckenführung bzw. der Inanspruchnahme bereits bestehender Infrastruktursegmente reduziert werden, welche die Route zweifellos bevorteilten. Gerade dieser Leitung kommt wegen ihrer Größe bei der Gesamtbewertung der kasachischen Diversifizierungsbemühungen eine zentrale Rolle zu, da sie etwa 40 Prozent der gesamten und mehr als die Hälfte der über Russland beförderten kasachischen Ölvolumen bündelt. Sie stellt ein Infrastrukturprojekt dar, das auf besondere Weise die Feinheiten der kasachischen außenpolitischen Strategie und die Gratwanderung zwischen dem Streben nach politischer und wirtschaftlicher Souveränität sowie der Notwendigkeit der Anerkennung geopolitischer und geoökonomischer Interessen seines Nachbarn verkörpert. So ist sie aufgrund ihres Verlaufs zwar einerseits als Beispiel der Bandwagoning-Taktik zu sehen, sie vereint jedoch andererseits eine Vielzahl westlicher Unternehmen und ermöglicht als einzige Exportleitung auf russischem Boden eine von Transneft autonome Betreuung. Durch die CPC gelang es Kasachstan, Russlands strategische Interessen zu berücksichtigen und seine zentrale Rolle im Erdölexportbereich zu fixieren, wobei zugleich eine Steigerung der Selbstbestimmung über die Ölausfuhren erreicht wurde. Die Leitung kann somit gleichermaßen als Zeichen außen- bzw. geopolitischer Loyalität und Schritt zur Souveränitätsstärkung gewertet werden.

Das kasachische Interesse am Aufbau Russland-umgehender Routen war dennoch präsent und reicht bis in den Zeitraum des Erlangens der staatlichen Unabhängigkeit zurück. Obwohl durch dieses Streben als Bestandteil der Balancing-Komponente der multivektoriellen Außenpolitik ein Beitrag zur Stärkung der wirtschaftlichen und politischen Souveränität Kasachstans und zur Etablierung kooperativer Beziehungen mit allen in der Region entscheidenden politischen Akteuren geleistet werden sollte, wurde damit keinesfalls eine Abkehr von Moskau verfolgt, wie es z. B. im Fall Aserbaidschans zu beobachten ist. Neben den ersichtlichen Vorteilen der Diversifizierungspolitik, die in der Erschließung neuer Märkte, Reduzierung der Transitrisiken oder sogar (im Fall der östlichen Route) der Verbesserung der eigenen Versorgungssicherheit zu suchen sind, sollte Russland dadurch im Einklang mit dem „Konzept der bestreitbaren Märkte“ auch zum Aufbau von transparenten, wirtschaftlichen Grundsätzen unterliegenden Transportbeziehungen bewegt werden, die kasachischen Produzenten und der Regierung eine möglichst apolitische Nutzung seiner Infrastruktur erlauben würden. Astana machte dabei wiederholt deutlich, dass der Umfang der Ölexporte auf Russland-umgehenden Routen trotz des deklarierten strategischen Interesses an ihrer Entstehung prinzipiell von der Kooperationsbereitschaft des Landes bei der Steigerung der Transportkapazität bzw. Verbesserung der Transitbedingungen auf bestehenden Trassen abhängen wird, womit die Balancing-Strategie klar dem Bandwagoning

unterstellt wurde. Tatsächlich erfolgten viele kasachische Schritte in Richtung einer stärkeren „geopolitischen Diversifizierung“ primär als Reaktion auf ein vorangehendes unkooperatives Verhalten Moskaus und beruhten nicht auf einem eventuell a priori vorhandenen Interesse an der Umgehung Russlands. Dies kann z. B. im Streben nach der Etablierung der Swaps mit dem Iran, dem Aufbau der transkaukasischen Eisenbahnroute, aber auch der Entscheidung zugunsten des im Untersuchungszeitraum noch nicht umgesetzten KCTS erkannt werden. Dessen geplantes maximales Transportvermögen wurde im Zuge der Erfahrung des CPC-Prozesses kontinuierlich gesteigert, es wird jedoch letztendlich scheinbar doch von freien Kapazitäten der über Russland-führenden Routen (inklusive der CPC) abhängen.

Die Grenzen der „geopolitischen Diversifizierung“ im Untersuchungszeitraum wurden neben den politischen Rahmenbedingungen jedoch auch durch wirtschaftliche Faktoren und Fundamentaldaten abgesteckt. Denn letztendlich war nach der kasachischen Entscheidung zugunsten der CPC-Pipeline der Bau jedes neuen größeren Transportsystems durch die Entdeckung und Erschließung entsprechender neuer Reserven bedingt. Obwohl diese in der Tat gefunden wurden, führten Verzögerungen im Rahmen des Kashagan-Projektes dazu, dass bis zum Ende des Untersuchungszeitraums grundsätzlich kein Bedarf an einer solchen Infrastruktur bestand. Die Probleme mit der Auslastung der Kasachstan-China-Pipeline verdeutlichen dies auf sehr anschauliche Weise, denn trotz enormer politischer und wirtschaftlicher Anstrengungen, die ihren Bau und die Sicherung der Reservenbasis begleiteten, reichte Letztere nicht einmal aus, um die ermittelten Minimalkriterien der wirtschaftlichen Betreibung zu befriedigen. Aus kasachischer Sicht war es somit weniger die unmittelbare exportpolitische Notwendigkeit, sondern eher die strategische Bedeutung der Pipeline für die Steigerung der Versorgungssicherheit, die ihren Bau rechtfertigte und daher auch ihr Bestehen in der heutigen Form zum Erfolg macht.

Dagegen sind sowohl der südliche als auch der westliche Korridor in ihrem bislang genutzten Ausmaß lediglich als sekundäre Transportoptionen zu betrachten. Sie nahmen Residualvolumen auf, die letztendlich nicht ausreichten, um eine eigenständige Pipelinetransportroute aufzubauen, und dienten zur zeitlichen Überbrückung bei Engpässen auf den nördlichen Routen. Ihr Bestehen trug jedoch auch zur Steigerung des Wettbewerbes in der Region bei und hatte somit erheblichen Einfluss auf die russische Kooperationsbereitschaft in Transitfragen. Im Kaukasus musste sich Kasachstan dabei mit der Nutzung der Eisenbahn abfinden und konnte im Verlauf des Untersuchungszeitraums kaum von den dort stattfindenden Infrastrukturmaßnahmen (BTC, Baku-Supsa) profitieren, obwohl mit der BTC prinzipiell Voraussetzungen für eine künftige stärkere „geopolitische Diversifizierung“ kasachischer Exporte auf dem westlichen Vektor geschaffen wurden. Erst im Zuge der anstehenden Erschließung des Kashagan-Feldes bzw. der Produktionssteigerung durch Phase II wird jedoch auf kasachischer Seite die entsprechende Grundlage bzw. der faktische Bedarf für die Nutzung der Leitung entstehen. In diesem Zusammenhang muss die Entscheidung zugunsten von KCTS, das zwar weiterhin ein Zukunftsprojekt darstellt, jedoch von Russland in seiner tankerbasierten Form bereits akzeptiert wurde, als großer Erfolg im Rahmen kasachischer Diversifizierungsbemühungen gewertet werden.

Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung sowohl des besonderen Charakters der CPC-Pipeline als auch der erreichten Fortschritte im Verhältnis zur Nutzung des russischen Transportsystems kann die kasachische Diversifizierungspolitik ungeachtet des hohen Anteils der Exporte über russisches Territorium als überwiegend erfolgreich bewertet werden. Denn ihre zentrale Motivation lag nicht in der transportpolitischen Abkehr von Russland, sondern darin, den alltäglichen Öllexport planbar zu machen und kommerziellen Regeln zu unterstellen bzw. ihn von politischen Instrumentalisierungen zu befreien. Somit ist aus kasachischer Sicht weniger der derzeit (2012) nur leicht über 20

Prozent reichende Anteil der „geopolitischen Diversifizierung“ (und im Umkehrschluss die nahezu 80-prozentige Abhängigkeit von russischen Exportrouten), sondern vielmehr der über 60 Prozent betragende Anteil der „geoökonomischen Diversifizierung“ entscheidend. Der Weg hierzu war jedoch sehr lang und mühsam und mit beträchtlichen Zusatzkosten bzw. Einnahmeverlusten sowohl für die Produzenten als auch für die Regierung verbunden, wobei im Verhältnis zu Russland weiterhin einige Problemfelder verbleiben, die Verbesserungspotenzial aufweisen.

Diskussion der Hypothesen

Im Folgenden sollen in Kürze einzelne, im Anfangskapitel vorgestellte Arbeitshypothesen diskutiert werden. Hierzu werden bereits geäußerte Argumente und Erkenntnisse wiederholt und gebündelt.

Die Ergebnisse der Untersuchung bestätigen *nur teilweise* die Annahmen in *Hypothese 1 a*. Sie zeigen, dass obwohl die kasachische multivektorielle Außenpolitik und die auf ihr aufbauende Energieexportstrategie im Verhältnis zu Russland eine Kombination von Handlungsweisen enthalten, die aus theoretischer Sicht sowohl dem Bandwagoning- als auch dem Balancing-Ansatz zuzuschreiben sind, Letzterer eher eine defensive bzw. reaktive Ausprägung besitzt und in seiner Ausführung durch Ersteren eingeschränkt wird. Kasachstan führte somit, wie in der Hypothese angenommen, grundsätzlich keine auf die Abkehr von Russland ausgerichtete Politik aus, wobei auch die Maßnahmen, die zur „geopolitischen Diversifizierung“ beitragen sollten, Moskaus strategische Interessen respektierten. Russland besaß aus politischen und wirtschaftlichen Gründen prinzipiell ein Interesse an der Maximierung der Kontrolle über kasachische Exportvolumen, fokussierte sich hierbei jedoch primär auf Lieferungen in Richtung Europa. Gleichzeitig versuchte der Kreml die Penetration des Raumes durch die USA zu verhindern und die amerikanischen Infrastrukturpläne im Kaukasus zu torpedieren. Gegenüber südlich oder östlich ausgerichteten kasachischen Diversifizierungsbemühungen konnten im Verlauf des Untersuchungszeitraums aber keine negativen russischen Bekundungen identifiziert werden, obwohl diese Infrastrukturinitiativen auch nicht aktiv unterstützt wurden. Bezüglich der südlichen Route sah sich Kasachstan jedoch einem erheblichen Widerstand der USA ausgesetzt, was die Entwicklung dieser (aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten attraktiven) Richtung negativ beeinträchtigte. Die Haltung der US-Administration gegenüber der östlichen Route kann dagegen als neutral bewertet werden, wobei im Norden unterschieden wurde zwischen Exporten über die CPC, deren Bau und Nutzung diplomatisch unterstützt wurde, und dem Transneft-Netz, dessen Monopolstellung im GUS-Raum durch die Strategie der multiplen Routen bzw. des eurasischen Transportkorridors untergraben werden sollte. Anders als Russland und die USA betrieb China keine negative Pipelinepolitik und konzentrierte sich lediglich auf die aktive Unterstützung der Entwicklung der östlichen Route. Die EU hielt sich mit Ausnahme der gescheiterten Energiecharta-Initiative, die eine effizientere Nutzung der sowjetischen Infrastruktur ermöglichen sollte, aus dem Ölpipelinepoker raus.

In diesem Interessensgeflecht musste die kasachische Infrastrukturpolitik entwickelt werden, wobei das Land selbst nach möglichst pragmatischen (d. h. wirtschaftliche Vorteile maximierenden) Lösungen strebte. Vor diesem Hintergrund darf die dominante Stellung des russischen Korridors nicht lediglich – wie in Hypothese 1 a angenommen – eindimensional auf (geo)politische Beweggründe verbunden mit russischen Interessen zurückgeführt werden, sondern muss auch durch das Agieren anderer Akteure, die bereits thematisierten Pfadabhängigkeitseffekte und die wirtschaftliche Dimension des Pipelinebetriebes (Skaleneffekt) erklärt werden. So stellt die CPC hinsichtlich des Netback-Preises die mit Abstand attraktivste kasachische Exportroute (für leichte Ölsorten) dar und auch das Transneft-System bietet kasachischen Produzenten (insbesondere denen mit etwas schwereren Ölsorten) trotz unvollständiger Tarifgleichstellung eine sehr konkurrenzfähige Transportalternative

(Abbildung 63). Da der russische Vektor nach der Fertigstellung der CPC einen Großteil der kasachischen Produktion aufnehmen konnte, stellte für die unter kommerziellen Gesichtspunkten agierenden Akteure der Bau eines weiteren großen Exportsystems, dass im Verlauf des Untersuchungszeitraums die Anteilsverhältnisse bei den Ölausfuhren verändern und somit Russlands Rolle schmälern würde, keine Notwendigkeit dar. Das Beispiel der Kasachstan-China-Pipeline verdeutlicht, dass in Kasachstan vorerst nicht einmal die Berechtigung für einen Transportkanal mittlerer Größe bestand und sein Bau nur durch strategische Beweggründe gerechtfertigt werden konnte (siehe auch Diskussion zur Hypothese 2). Für die von klassischen kommerziellen Akteuren benötigten Kapazitäten reichten auch die westliche und südliche Route aus, wobei die Iran-Politik der USA und die auf der transkaukasischen Route herrschenden Umstände deren eventuelle stärkere Nutzung auf Kosten der russischen Optionen behinderten. Die bestehenden Anteilsverhältnisse beim Ölexport sollten sich erst im Zuge der Produktionssteigerung auf Kashagan und der geplanten Umsetzung der damit einhergehenden transkaspischen Infrastrukturvorhaben signifikant verändern, gegen die Russland derzeit (2012) keine Einwände zu zeigen scheint.

Auch *Hypothese 1 b* konnte *nur teilweise* bestätigt werden. Obwohl der Widerstand Russlands gegen die BTC-Pipeline erheblichen Einfluss auf die staatliche kasachische Verhandlungsposition gegenüber dieser Route besaß, wurde ihre tatsächliche Nutzung im Untersuchungszeitraum letztendlich durch andere Faktoren behindert. Der geopolitisch bedingte russische Widerstand führte in der Tat dazu, dass sich Kasachstan im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie gegen eine direkte Beteiligung am Projekt aussprach, obwohl seine strategischen Vorteile anerkannt wurden. Denn Astana sah dieses nicht nur als möglichen Beitrag zur „geopolitischen Diversifizierung“ des Erdölexports, sondern hatte auch ein generelles Interesse an der US-Präsenz im kaspischen Raum, die sich positiv auf die Ausübung ihrer außenpolitischen Balancing-Strategie und das regionale Gleichgewicht auswirkte. Obwohl Kasachstan (bzw. KMG) der Leitung fern blieb, wurde den privaten Produzenten jedoch die Entscheidung zur Teilnahme grundsätzlich offen gelassen. Tatsächlich traten somit mehrere Unternehmen mit Beteiligungen im kasachischen Ölsektor der BTC bei. Dieser Zustand wurde von russischer Seite akzeptiert, wobei Kasachstan – ungeachtet massiver US-Lobby – im Einklang mit der Bandwagoning-Strategie die Beschränkung der transkaspischen Anbindung an die Leitung auf die Tanker-Methode akzeptierte.

Obwohl dieser Umstand gewisse Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Ölexports besitzt, erklärt er keinesfalls die geringe Nutzung der BTC durch Kasachstan. Hierbei müssen zwei Aspekte unterschieden werden. Zum einen war die BTC aus kasachischer Sicht vor allem als Exportroute für die neu zu erschließenden Offshore-Vorkommen gedacht, was letztendlich durch die „kasachischen“ Teilnehmer an der BTC Co. bestätigt wurde, bei denen es sich (mit Ausnahme von Chevron, das sein Anteil durch den Kauf von Unocal erwarb) um Unternehmen mit Beteiligungen am Kashagan-Vorkommen handelte. Da das Feld im Untersuchungszeitraum nicht die aktive Produktionsphase eintrat, konnten die Konzerne dementsprechend auch nicht die Leitung für den Export kasachischen Öls nutzen. Zum anderen stand die BTC, im Fall freier Kapazitäten, aber auch anderen kasachischen bzw. im kaspischen Raum tätigen Unternehmen offen. Tatsächlich wurde die Pipeline im Untersuchungszeitraum kontinuierlich unterhalb der Vollauslastung betrieben, was ihre Nutzung durch dritte Parteien grundsätzlich ermöglichte. Es können jedoch zwei kommerzielle Faktoren identifiziert werden, die eventuelle kasachische Interessenten fernhielten. Erstens handelt es sich um die von AIOC erhobenen Anforderungen an die Ölqualität, die von vielen Produzenten bzw. deren Ölsorten schlicht nicht erfüllt wurden, zweitens um die im Vergleich zu verfügbaren Alternativen kaum attraktiveren Transportbedingungen. Beide Faktoren sind am Beispiel der Erfahrungen von Chevron zu

beobachten. Der Konzern sah sich aus dem ersten Grund zuerst zur erheblichen Einschränkung seiner Lieferungen gezwungen und gab diese letztendlich aus dem zweiten Grund gänzlich auf. Somit kann festgestellt werden, dass, obwohl die russische Haltung gegenüber der BTC die kasachische Entscheidung bezüglich der direkten Teilnahme am Projekt beeinflusste, es letztendlich wirtschaftliche Faktoren und der wiederholt verschobene Produktionsstart auf Kashagan waren, die im Untersuchungszeitraum die Nutzung der Leitung für den Export kasachischen Öls beeinträchtigen.

Im Zuge der anstehenden Inbetriebnahme des Feldes kann jedoch grundsätzlich auch mit einer Steigerung bzw. dem erneuten Beginn der kasachischen Öleinspeisung gerechnet werden, da die Kashagan-Mitglieder mit BTC-Beteiligungen Interesse an der Nutzung ihrer Quoten haben werden. Eine erhebliche Erweiterung der Inanspruchnahme ist insbesondere nach dem Beginn der Produktion von Kashagan Phase II zu erwarten (im Zeitraum 2018-19 angestrebt), die laut derzeitigen Plänen auch mit dem Bau des KCTS verbunden sein soll. Hierbei soll gleichzeitig darauf verwiesen werden, dass die russische Ablehnung von Unterwasserpipelines die geplante Kapazität des transkaspischen Transportsystems nicht negativ beeinträchtigen konnte. Obwohl sich Moskau von seiner Haltung wahrscheinlich eine Einschränkung der künftigen Lieferungen in Richtung Baku und eine Bevorteilung transrussischer Exportoptionen für Kashagan versprach, entwickelten die Produzenten und Kasachstan eine technische Lösung, die bei Bedarf das Potenzial zur Aufnahme eines Großteils der Produktion des Feldes besitzt.³⁷⁹

Die Ergebnisse der Untersuchung konnten die *Hypothesen 2 a* und *2 b* gänzlich bestätigen. Die Kasachstan-China-Pipeline kann für beide beteiligten Länder eindeutig als Projekt von strategischer Bedeutung bezeichnet werden, dessen Umsetzung letztendlich ungeachtet schlechter kommerzieller Rahmenbedingungen (fehlende Reservenbasis, Anfangskapazität liegt deutlich unterhalb des ermittelten Niveaus der Wirtschaftlichkeit, mangelnde Auslastung der Pipeline) durchgesetzt wurde und somit auch eine direkte bzw. indirekte Subventionierung durch beide Parteien benötigt. Liegen die strategischen Vorteile aus chinesischer Sicht in der Verringerung der Abhängigkeit vom Nahen Osten, maritimen Importen und dem Beitrag zur Entwicklung der westlichen Provinzen des Landes, steht aus kasachischer Sicht insbesondere die Steigerung der einheimischen Versorgungssicherheit im Vordergrund, wobei die kommerziellen Vorteile der somit erreichten „geopolitischen Diversifizierung“ sowie des Anschlusses an einen neuen Verbrauchermarkt aufgrund der monopsonischen Abnehmerstruktur und der erforderlichen Subventionierung derzeit geringer zu bewerten sind.

Die Untersuchung ergab ebenfalls, dass Kasachstan zumindest die Teile der Kasachstan-China-Verbindung auch ohne chinesische Beteiligung umzusetzen versuchte, die zur Steigerung der Versorgungssicherheit seines Binnenmarktes dienen sollten. Das Land scheiterte dabei zuerst in einer frühen Phase mit dem Bauversuch durch die Mobilisierung interner Ressourcen der eigenen Industrie und es gelang ihm in den 1990er Jahren auch nicht, westliche Unternehmen für das Projekt zu gewinnen. Die im Jahr 1997 eingegangene Zusammenarbeit mit CNPC verschaffte Astana zwar den benötigten Kooperationspartner, jedoch führte der zwischenzeitliche Rückzug bzw. die Verzögerungstaktik (1998-2002) des Konzerns dazu, dass die kasachische Seite zur Entwicklung von Lösungen gezwungen war, die sie vor den Konsequenzen eines eventuell dauerhaften chinesischen Ausstiegs aus dem Vorhaben absichern würden. Die konzeptionelle Aufteilung der transkontinentalen Leitung in drei Bestandteile, die grundsätzlich auch als eigenständige Transportmaßnahmen Rechtfertigung besaßen, sollte ihre phasenweise Umsetzung ermöglichen. Die Realisierung einzelner Abschnitte konnte

³⁷⁹ Die Peak-Produktion des Feldes wird mit 75 Mt/Jahr erwartet, KCTS soll bis zu 56 Mt/Jahr befördern können.

dabei teils im Alleingang, teils in Zusammenarbeit mit Akteuren erfolgen, die das kasachische Interesse am Bau des jeweiligen Segments teilten.

Der Kenkiyak-Atyrau-Abschnitt sollte vor diesem Hintergrund den Produzenten in der Aktjubinsk-Region dienen, die bis dahin über keine direkte Pipelineexportmöglichkeit verfügten. Die verhältnismäßig geringen Projektkosten (ca. 200 Mio. USD) führten dazu, dass KazTransOil anfänglich den Bau in Eigenregie anstrebte, wobei die Finanzierung durch internationale Entwicklungsbanken mit entsprechenden Regierungsgarantien oder Eurobonds erfolgen sollte. Hierzu wurden erfolgreiche Gespräche mit japanischen Institutionen geführt, die ihre Unterstützung zusagten. Für die Auslastung sollten lokale Produzenten zuständig sein, wobei größere Akteure wie CNPC-Aktobemunaigas oder Kazakhoil-Aktobe durch zahlreiche kleinere Unternehmen ergänzt werden sollten. Aufgrund fehlender Transportalternativen war das Interesse an der Nutzung der Leitung groß und die Produzenten zeigten keine Scheu vor der Erteilung von Durchleitungsgarantien. Die kasachische Seite entschied sich vor diesem Hintergrund für die Umsetzung der Pipeline in Zusammenarbeit mit den Produzenten, da somit eine politische Risikoübernahme vermieden werden konnte. Die letztendlich von KazTransOil eingegangene Partnerschaft mit CNPC erfolgte als Reaktion auf die Schwierigkeiten im Verhältnis zwischen dem chinesischen Konzern und russischen Abnehmern und wurde zu einem Zeitpunkt beschlossen, als die chinesische Seite noch keine positive Entscheidung zugunsten der Umsetzung der gesamten Kasachstan-China-Pipeline traf. Obwohl die Kenkiyak-Atyrau-Leitung so konzipiert wurde, dass sie später auch die Funktion eines Versorgungsarmes der transkontinentalen Pipeline erfüllen konnte, wurde sie primär als Lösung für die Transportprobleme in der Region Aktjubinsk entwickelt und muss im zeitlichen Kontext der Entscheidungsfindung über deren Bau daher als eigenständiges lokales Projekt verstanden werden. Diese Auffassung spiegelt sich auch in der eigentumsrechtlichen Trennung der Leitung von den verbleibenden Teilen der Kasachstan-China-Pipeline und den Unterschieden in den Finanzierungsmodalitäten wider.

Hinsichtlich des Kumkol-Kenkiyak-Teilstückes gelang es der kasachischen Regierung im Zeitraum der chinesischen Blockadehaltung eine Kooperation mit dem auf den zentralkasachischen Vorkommen aktiven kanadischen Unternehmen Hurricane Hydrocarbons (PetroKazakhstan) einzugehen. Es handelte sich um den nach TCO zweitgrößten privaten Produzenten in Kasachstan, der sich aufgrund exzessiver Transportkosten bei der Konzipierung von effizienteren Exportmöglichkeiten durch eine große Handlungsbereitschaft auszeichnete. Obwohl es sich hierbei nur um eine Spekulation handelt, kann dennoch davon ausgegangen werden, dass im Falle des Scheiterns der Verhandlungen zwischen Kasachstan und China über den Bau der transkontinentalen Leitung, die erfolgreiche Umsetzung des Kumkol-Kenkiyak-Abschnittes in Kooperation mit Hurricane Hydrocarbons als sehr wahrscheinlich gilt. Kasachstan würde damit die seit der Unabhängigkeit angestrebte Verbindung zwischen den westlichen Förderprovinzen und dem Pipelinesystem erhalten, das der Versorgung der beiden östlichen Raffinerien dient und somit das interne Ziel zur Steigerung der Versorgungssicherheit erfüllen.

Anders als bei den zuvor genannten Abschnitten war die Umsetzung der Verbindung zwischen Atasu und Alashankou ohne die Beteiligung Chinas undenkbar. Nicht nur weil die kasachische Infrastruktur an das chinesische Netz angeschlossen werden müsste, sondern auch weil entsprechende Abnahmeverträge bestehen müssten. Aus diesem Grund versuchte Kasachstan im Zeitraum der Blockadehaltung von CNPC, den Konzern zumindest für den separaten Bau des Atasu-Alashankou-Abschnitts zu gewinnen. Auch hier bemühte man sich aber um Kooperationspartner, die CNPC zumindest durch die Auslastung der Leitung unterstützen würden. Gerechnet wurde insbesondere mit der Teilnahme russischer Unternehmen (tätig in Sibirien), aber auch der Produzenten in Zentralkasachstan.

Obwohl der Bau des östlichsten, dem Export dienenden Pipelineabschnittes ohne chinesische Beteiligung nicht erfolgen konnte, kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Chancen auf die Umsetzung der verbleibenden beiden Segmente auch ohne chinesische Beteiligung durchaus hoch zu bewerten sind.

Bezüglich *Hypothese 3*, deren Gültigkeit prinzipiell bereits aus der qualitativen Beantwortung der Zentralfrage abgelesen werden kann und hier daher nur der Vollständigkeit halber nochmals strukturiert diskutiert werden soll, kann ebenso festgehalten werden, dass diese durch die Ergebnisse der Untersuchung bestätigt wurde. Demnach kann die US-Sanktionspolitik zwar als äußerst relevanter, jedoch keinesfalls einziger Faktor bzw. ausreichender Erklärungsgrund für das geringe Niveau kasachischer Ölexporte über den Iran herangezogen werden. Bei der Einschätzung der Situation muss dabei eine Phasen-Differenzierung vorgenommen werden, welche die aus der kasachischen Balancing-Strategie resultierenden Bemühungen zur Einbeziehung verschiedener Akteure in die Umsetzung südlich ausgerichteter Exportprojekte reflektiert. Nur in Bezug auf US-Konzerne, die Kasachstan in der ersten Phase als Kooperationspartner heranzuziehen versuchte, gilt, dass diese durch die seit 1995 bestehenden Sanktionsmaßnahmen der US-Regierung gänzlich an der Umsetzung von iranbasierten Energieinfrastrukturprojekten sowie der Teilnahme an Swaps gehindert wurden. Obwohl ihnen auf dem Papier von der US-Administration zumindest die Möglichkeit einer Ausnahmeregelung für Swaps in Aussicht gestellt wurde, wurde diese in der Praxis trotz Anfragen (insbesondere von Mobil) nie gewährt. Da US-Betriebe insbesondere in den 1990er Jahren eine entscheidende Rolle im kasachischen Erdölsektor einnahmen und auch später einen beträchtlichen Teil des Produktionspotenzials kontrollierten, hatte deren Ausschluss aus der südlichen Route zweifellos einen erheblichen negativen Einfluss auf die Geschwindigkeit ihrer Entwicklung und die beförderten Ölvolumina.

Demgegenüber waren chinesische Unternehmen, die von Kasachstan in der zweiten Phase herangezogen wurden, keinesfalls von der US-Sanktionspolitik beeinflusst. Kasachstan bemühte sich, CNPC an der Entwicklung der KTI-Pipeline zu beteiligen, scheiterte jedoch damit. Obwohl als Impuls für den endgültigen Rückzug des Konzerns aus dem Projekt der Misserfolg bei der Übernahme von Uzenmunaigas genannt werden kann, spielten auf chinesischer Seite auch weitere Faktoren eine entscheidendere Rolle und diskriminierten das Projekt im Voraus trotz seiner wirtschaftlichen Vorteile. Das chinesische strategische Interesse an Öleinfuhren aus Kasachstan bestand in erster Hinsicht, weil sie zur Verringerung der Abhängigkeit vom Nahen Osten und maritimen Importen dienen sollten, wobei Exporte über den Iran diesen Zielen keine Rechnung trugen. Da die beschränkte kasachische Reservenbasis aus chinesischer Sicht die gleichzeitige Umsetzung einer südlichen und östlichen Exporttrasse verhinderte, musste sich China im direkten Vergleich zwischen diesen aus geopolitischen Gründen für die Letztere entscheiden. Das geringe Interesse an der Iran-Route wurde von Beginn an dadurch bestätigt, dass CNPC lediglich die Beteiligung am kasachischen Abschnitt in Aussicht stellte. Der Konzern zeigte jedoch durchaus Interesse an tankerbasierten Swaps und strebte auch die Beteiligung am Ausbau der hierfür benötigten iranischen Infrastruktur an. Die von der iranischen Seite angebotenen Swap-Bedingungen führten jedoch dazu, dass sich der Fokus von CNPC zunehmend auf nördliche Transportmöglichkeiten umorientierte, deren Attraktivität nach der Inbetriebnahme der Kenkiyak-Atyrau-Pipeline (Anschluss an die CPC und Atyrau-Samara-Leitung) weiter stieg. Letztendlich behinderten auch die negativen Erfahrungen mit dem Iran im Zuge der Auftragsvergabe zum Bau der Neka-Teheran-Pipeline eine Intensivierung der Kooperation mit CNPC und somit eine mögliche Ausweitung der Lieferungen. Das mangelnde chinesische Interesse an der Zusammenarbeit mit dem Iran beim Aufbau einer Transitinfrastruktur für Öl aus Zentralasien wurde letztendlich auch in den Verhandlungen über die Neka-Jask-Pipeline bestätigt. Es waren somit insbesondere Interessen ver-

bunden mit der Geopolitik des Öltransportes, die das Engagement des von der amerikanischen Iranpolitik am wenigsten zu beeinflussenden Akteurs am Ausbau der südlichen Route verhinderten. Nichtsdestotrotz war es mit Sinopec ein anderes chinesisches Unternehmen, das die Anpassung iranischer Raffinerien an kasachische Ölsorten durchführte und somit Voraussetzungen für die Aufnahme der Swaps schaffte.

In Bezug auf europäische Unternehmen, die von Kasachstan als letzte in die Bemühungen zum Bau der südlich ausgerichteten Exportinfrastruktur herangezogen wurden, kann festgehalten werden, dass, obwohl die Mehrheit die amerikanische Position respektierte und vor dem Hintergrund der eigenen Präsenz auf dem US-Markt eine Teilnahme an diesen Initiativen ablehnte, auch Akteure mit einer nicht konformen Haltung gefunden werden konnten. Insbesondere Total bekundete über mehrere Jahre großes Interesse an der südlichen Route und wurde bei Untersuchungen bezüglich ihrer Nutzungsmöglichkeit zum Export der Kashagan-Produktion von der japanischen Inpex unterstützt. Der letztendliche Entschluss beider Akteure zum Rückzug aus dem Projekt ist auf eine Kombination von politischen und kommerziellen Faktoren zurückzuführen. Zu Ersteren ist der diplomatische Druck Washingtons auf deren Heimatregierungen zu zählen, zu Letzteren u. a. die geringe Anzahl an Kooperationspartnern, der Verlust von Skaleneffekten durch die Teilung der Kashagan-Exporte auf mehrere Routen oder die Möglichkeit, Skaleneffekte aus dem gemeinsamen Export mit aserbajdschanischen Öl zu nutzen. Das darauffolgende Interesse mehrerer Kashagan-Partner (Total, Agip, Inpex) an der uneingeschränkten Nutzung von KCTS bzw. am Bau eines zweiten, von den kasachisch-aserbajdschanischen Vertragsbedingungen zur Regelung des maritimen Teils des Transportsystems ausgeschlossenen, Exportterminals bestätigt, dass sich einige Unternehmen bei der Wahl ihrer Exportrouten nicht durch die Vorgaben der US-Regionalpolitik einschränken lassen wollten. Die zum Ende des Untersuchungszeitraums erfolgten Sanktionsverschärfungen (CISADA), die in der Folgezeit durch weitere Maßnahmen vonseiten der USA und EU begleitet wurden, werden jedoch im Fall ihres Fortbestehens eventuelle Schritte zur Nutzung des Irans als Route für Kashagan-Exporte verhindern.

Auch bezüglich des Swap-Handels mit dem Iran kann festgehalten werden, dass dieser vor der sanktionsbedingten Erschwerung der Banktransaktionen im Jahr 2010 grundsätzlich nur zum Teil durch die US-Politik behindert wurde. Diese schloss lediglich amerikanische Akteure direkt von der Route aus, wobei Washington mehrmals explizit bestätigte, dass die Durchführung von Swaps (nicht-amerikanischer Unternehmen) mit dem Iran grundsätzlich keinen Verstoß gegen die geltenden Sanktionsbestimmungen unter dem ILSA (bzw. später ISA) darstellen würde. Anfänglich waren es somit hauptsächlich technische Einschränkungen (unzureichende Hafenskapazitäten, Unfähigkeit zur Verarbeitung kasachischen Öls), aber auch hohe Gebühren, später das unattraktive Preisverhältnis zwischen den Brent- und Dubai-datierten Ölverkäufen im Mittelmeer und Persischen Golf, die die Nutzung der Route entweder verhinderten oder einschränkten. Auch die Kristallisierung kasachischer strategischer Interessen, die spätestens nach dem Erwerb von Rompetrol direkte Lieferungen in Richtung Europa fokussierten, sowie der Aufkauf von Produzenten durch CNPC zum Zwecke der Auslastung der östlichen Pipeline trugen zur geringeren Auslastung der südlichen Route bei. Wie oben erwähnt, wurde die Einstellung der Swaps im Jahr 2010 letztendlich durch die iranische Unzufriedenheit mit den finanziellen Konditionen des Handels bedingt, die vor allem auf die gestiegenen Lagerungs- und Vermarktungskosten im Persischen Golf zurückzuführen ist, und fand zu einem Zeitpunkt statt, als die Route noch von mehreren Handelsunternehmen genutzt wurde. Erst die Wiederaufnahme der Lieferungen wurde durch die zwischenzeitliche Sanktionsverschärfung negativ beeinträchtigt, wobei die neuen iranischen Bedingungen die Swaps zugleich weniger attraktiv machten. Eine zeitnahe Rückkehr der Nutzer erscheint unter den herrschenden Bedingungen daher unwahrscheinlich.

Ausblick

Kasachstan gelang es, in den beiden Jahrzehnten seit dem Erlangen der Unabhängigkeit dank seiner pragmatischen, auf alle Seiten offenen, multivektoriellen Außenpolitik mithilfe ausländischer Partner seine Ölproduktion kontinuierlich auszuweiten und trotz der aufgezeigten Schwierigkeiten zahlreiche neue Exportkanäle für deren Vermarktung zu eröffnen. Diese Entwicklung bildete – ungeachtet der insbesondere in den letzten Jahren stärker zu verzeichnenden Versuche der Regierung zur Diversifizierung der nationalen Wirtschaft, deren Auswirkungen und potenzielle Erfolge erst abzuwarten sind – das Fundament des rasanten ökonomischen Aufstieges des Landes, das somit die tiefe Krise nach dem Zusammenbruch der UdSSR mehr als nur überwinden konnte und zum wirtschaftlichen Gravitationszentrum Zentralasiens avancierte. Die positiven Trends lassen sich auch am stetigen Wohlstandszuwachs der Bevölkerung beobachten, der sich jedoch durch eine beträchtliche regionale und soziale Disparität auszeichnet. Letztere weist dabei, wie die vermehrten und zum Teil erst nach brutalem Einschreiten staatlicher Organe beendeten Ölarbeiterstreiks der letzten Jahre zeigen, zunehmendes gesellschaftliches Eskalationspotenzial auf. Der Ölreichtum des Landes, der sich im Zuge zurückliegender Preisentwicklung auf den internationalen Rohstoffmärkten in einer regelrechten Flut von Renteneinnahmen materialisierte, diente der Elite um Präsident N. Nasarbajew zur Machtkonservierung und als essenzielle Stütze der Entwicklung einer neopatrimonialen, autoritären und bislang jegliche Hoffnungen westlicher Beobachter sowie Transformationsforscher auf einen demokratischen Wandel torpedierenden Herrschaftsform. Gerade eine künftig stärkere Beteiligung der breiten Gesellschaft am Ölreichtum (beispielsweise durch den Ausbau der noch in den Krisenjahren zurückgefahrenen Wohlfahrtfunktionen des Staates) und insbesondere dessen Nutzung für nachhaltige wirtschaftliche Reformen werden im Falle weiterhin unveränderter innenpolitischer Rahmenbedingungen für die langfristige Stabilität des Regimes, das sich keinesfalls nur auf Kooptationen potenzieller Herausforderer oder Repressionsmaßnahmen stützen kann, von entscheidender Bedeutung sein. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der sich aus Altersgründen zunehmend aufzwingenden Frage der Nachfolgerschaft des gesellschaftlich hoch angesehenen amtierenden Präsidenten, dessen Protégés bislang ebenfalls keine prodemokratischen Tendenzen aufweisen, sich jedoch kaum auf einen ähnlichen Rückhalt verlassen werden können.

Kasachstan verfügt über ausreichende Ölressourcen, um auch in den kommenden Dekaden auf üppige Einkünfte aus deren Vermarktung hoffen zu können. Sowohl die bereits seit den Sowjetzeiten produzierenden Felder Tengiz und Karachaganak als auch das voraussichtlich im Jahr 2013 in Betrieb gehende Kashagan besitzen zusammen mit den noch nicht erschlossenen Vorkommen der Küstengewässer ein erhebliches Produktionspotenzial, das den erwarteten Rückgang auf den älteren und kleineren Onshore-Lagerstätten mehr als nur ausgleichen dürfte. Obwohl sich die kasachischen Prognosen über die künftige Förderentwicklung nicht zuletzt aufgrund der laufenden Verhandlungen über kommerzielle Bedingungen einzelner Projekte nahezu jährlich verändern, ist ihnen dennoch eine grundsätzlich positive Erwartungshaltung gleich, die von ausländischen Beobachtern geteilt wird. Die neuesten Voraussagen, die auch der Budgetplanung für den Zeitraum 2013-15 zugrunde liegen, rechnen nach einem leichten Produktionsanstieg im Jahr 2013 (von 79,2 Mt³⁸⁰ im Jahr 2012 auf 82

³⁸⁰ Der Export betrug 68,616 Mt, davon 27,9 Mt über die CPC, 15,4 Mt über die Atyrau-Samara-Pipeline, 7,06 Mt über den Hafen Aktau (davon fast 3 Mt in Richtung Baku und weiter nach Batumi oder Kulevi), 6,97 Mt per Eisenbahn (davon 0,373 Mt nach Usbekistan, 0,012 Mt nach Kirgistan) und 0,838 Mt nach Orenburg. Vgl. Muhtarov, D.: Kazakhstan announces results of oil and gas condensate extraction and processing for 2012, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 28.1.2013.

Mt) mit einem Sprung auf 90 Mt in den Jahren 2014/15.³⁸¹ Bis 2020 soll dann ein weiterer Zuwachs auf etwa 132 Mt/Jahr folgen, der jedoch vom Ausgang der noch verhandelten Erweiterungsprojekte auf Kashagan (Phase II) und Tengiz (Future Growth Project) abhängen wird. Insbesondere das Erstgenannte erscheint aufgrund hoher Kosten derzeit wahrscheinlich nur nach einer Einigung über die Verlängerung der PSA-Vertragslaufzeit realistisch zu sein, was mit neuen weitreichenden Zugeständnissen der privaten Partner gegenüber Kasachstan (möglicherweise in Form weiterer Anteilsveränderungen) einhergehen müsste. Die infrastrukturelle Grundlage für den künftigen Export der Produktionszuwächse wurde dabei bereits entweder durch den Bau der in dieser Arbeit untersuchten Transportmaßnahmen inklusive der eingeleiteten Ausbaustufen gelegt oder durch die im selben Zeitraum entwickelten Projektkonzepte vorbestimmt. Die Erweiterungen der CPC und der Kasachstan-China-Pipeline, die sich gegenüber den Vorgabezeiträumen möglicherweise etwas verzögern können³⁸², werden ausreichende Kapazitäten zur Verfügung stellen, um der kurzfristigen Förderentwicklung Rechnung zu tragen, wobei die nicht vor 2018/19 zu erwartenden Steigerungsmaßnahmen auf Kashagan und Tengiz³⁸³ nach aktuellem Planungsstand durch das KCTS bedient werden.

Im Zusammenhang mit diesem Infrastrukturprojekt wird – ähnlich wie es seit Jahren im Upstream-Bereich bemängelt wird und bereits bei der Untersuchung des Verhandlungsprozesses um seine Konzipierung zunehmend zum Vorschein kam – das Streben der politischen Führung nach einer weiteren Stärkung der Kontrolle über den Rohstoffsektor inklusive der Transportkette, die ebenfalls einen Teil des Rentierinstrumentariums³⁸⁴ bildet, zu beobachten sein, was in bekannter Manier durch entsprechende legislative Maßnahmen abgesichert werden dürfte.³⁸⁵ Dies kann zwar zu Verzögerungen bei der Umsetzung führen, sollte jedoch aufgrund des allgemeinen Interesses am Produktionsanstieg nicht das Gelingen des Projektes an sich verhindern. Dies gilt desto mehr, da die temporär erwogene Verlegung einer weiteren Leitung parallel zur CPC unter privaten Produzenten nach derzeitigem Er-

³⁸¹ Frühere Prognosen rechneten 2014 mit einer Produktion von 83 Mt, wogegen 2015 ein Anstieg auf 95 Mt erwartet wurde. Vgl. Стратегический план Министерства нефти и газа Республики Казахстан на 2011–2015 годы, http://mgm.gov.kz/index.php?option=com_content&view=article&id=1801%3A-2011-2015-&catid=30%A2011-09-02-04-11-19&Itemid=46&lang=en (Zugriff 23.4.2012); In 2013 Kazakhstan expects GDP growth of 6 % with oil prices at \$90 per barrel, in: Caspian Barrel, 11.9.2012.

³⁸² Bei der CPC wird (Stand Anfang 2013) eine Verschiebung um sechs Monate bis ein Jahr erwartet. Bei der Kasachstan-China-Pipeline wird die Termineinhaltung von der Sicherung der Auslastung abhängen. Im Verlauf des Jahres 2012 wurde noch damit gerechnet, dass ihre Kapazität 2013 17 Mt/Jahr und 2014 20 Mt/Jahr erreicht. Die kasachische Seite versuchte hierzu, durch massive Tarifsenkungen russische Produzenten anzulocken und die Atasu-Alashankou-Leitung als Konkurrenz zur ESPO-Pipeline von Transneft zu positionieren. Vor diesem Hintergrund mussten eventuelle russische Nutzer des Atasu-Alashankou-Abschnittes seit September 2012 lediglich 1.673,89 KZT/t/ 1.000 km (11,2 USD) zahlen, wogegen kasachisches Öl für 3.818 KZT (25,6 USD; alle Angaben ohne MwSt.) befördert wurde. Zusätzlich dazu bemühte sich auch CNPC, russisches Öl für die Pipeline zu gewinnen, um so die Auslastung seiner neuen Raffinerien zu garantieren. Hierzu wurden u. a. Anfragen russischer Konzerne nach Krediten an Lieferverpflichtungen für die Leitung geknüpft. Vgl. CPC to Tackle Pipeline Expansion Delay, in: Nefte Compass, 31.1.2013; Transneft unaware of Russian interest in Atasu-Alashankou oil pipeline, in: Central Asia General Newswire, 20.8.2012; Sladkova, Nadezhda/Tan, Clara: Russia Targets Asia-Pacific as Tensions with Europe Rise, in: Nefte Compass, 13.9.2012; China may grant Rosneft loan for more oil – Dvorkovich (RIA Novosti), in: RusData Dialine – BizEkon News, 28.2.2013.

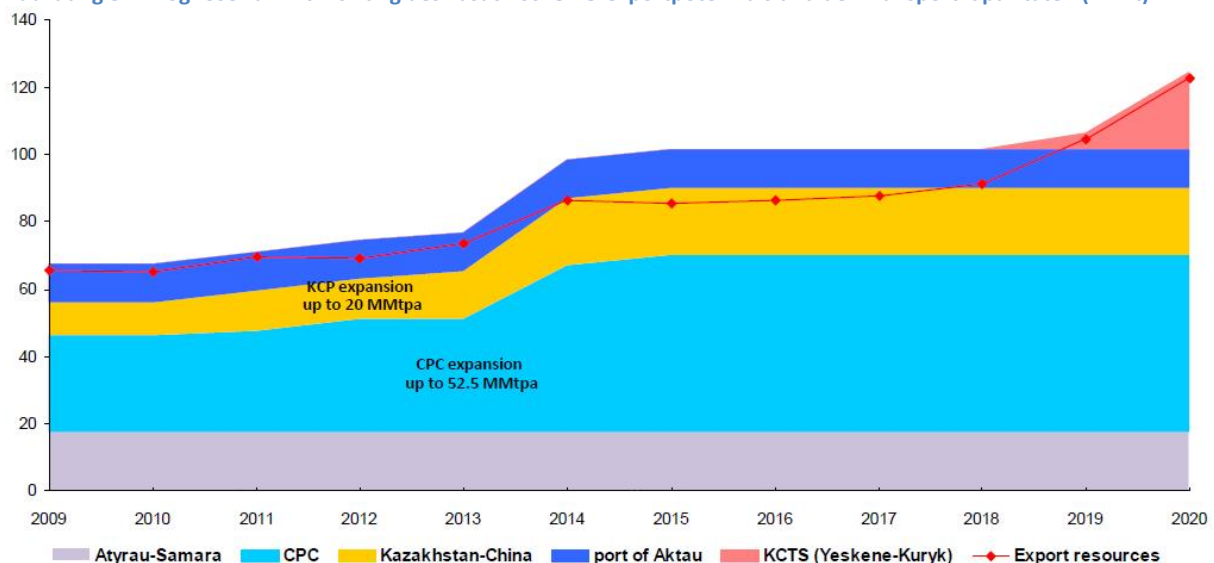
³⁸³ Vgl. Nurshayeva, Raushan: UPDATE 1 Chevron-led Kazakh oil venture sees sharp output rise in 2018-19, in: Reuters, 28.1.2013.

³⁸⁴ Vgl. Report alleges Kazakh leader's son-in-law monopolized oil exports (Respublika), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 3.4.2012.

³⁸⁵ Im Juni 2012 verabschiedete das kasachische Parlament ein Gesetz, wonach der Staat 51 Prozent in allen neuen Pipelineprojekten erhalten soll. Vgl. Kazakhstan to retain majority ownership of pipelines, in: Pipeline & Gas Journal, Vol. 239, No. 9, August 2012, S. 14.

kenntnisstand keinen Rückhalt findet. Das russische Vorgehen im Rahmen der Verhandlungen zur CPC-Erweiterung sowie die auch nach dem Beginn der Bauarbeiten wiederholt zum Vorschein kommende unkooperative Haltung der Behörden und Transnefts, die sich exemplarisch in Auseinandersetzungen über Mehrwertsteuerfragen oder Hilfsdienstleistungen verbunden mit dem Betrieb der maritimen Anlagen zeigt,³⁸⁶ scheinen eine abschreckende Wirkung zu haben. Zusätzlich dazu müsste die Verlegung eines weiteren Stranges unweigerlich durch den Bau eines Bosphorus-Bypasses begleitet werden, der nicht nur die Kosten der Route erhöhen würde, sondern auch mit erheblichen politischen Herausforderungen verbunden wäre. Dessen ungeachtet ist langfristig eventuell sogar der Bau eines weiteren Stranges der Kasachstan-China-Pipeline möglich, über den mit Rücksicht auf die interne Nachfrageentwicklung und die Raffinerie-Ausbaupläne in Xinxiang vorerst jedoch nur auf chinesischer Seite *spekuliert* wird³⁸⁷ und der daher in kasachischen Planungen derzeit keine Beachtung findet. Ähnlich wie beim bereits bestehenden Strang wird auch in diesem Fall der Frage der Auslastung eine entscheidende Rolle zukommen, wobei Astana hier aufgrund bereits erreichter Ziele der Versorgungssicherheit kaum Initiativen zeigen sollte, sich auf kommerziell fragwürdige Bedingungen einzulassen. Eine Lösung könnte die stärkere Einbindung sibirischer Produzenten darstellen, wobei die chinesische Seite hierzu zuerst den politischen und wirtschaftlichen Widerstand des Kremls und Transnefts gegenüber russischen Exporten über Transitrouten überwinden und den Produzenten zugleich Abnahmepreise bieten müsste, die wettbewerbsfähig gegenüber den Netbacks bei Ausfuhren über die ESPO-Pipeline nach Kozmino/Nachodka wären, von wo aus der gesamte pazifische Raum beliefert wird.³⁸⁸

Abbildung 81: Prognose zur Entwicklung des kasachischen Ölexportpotenzials und der Transportkapazitäten (in Mt)



Quelle: Darbayev, Arman: Export Routes for Kazakh Oil. Transportation from Caspian Region, Präsentation von KMG, Astana, June 2011.

³⁸⁶ Vgl. Russian ministry proposes checking CPC safety ahead of Sochi Olympics, in: Central Asia General News-wire, 10.1.2013; Sampson, Paul/Sladkova, Nadezhda: Caspian Pipeline Mired on Fight Over Oil Spill Services, in: Nefte Compass, 17.1.2013; Russian high crt refuses CPC-P's claim to return 1.5 bln rbl tax, in: Prime-Tass, 10.1.2013.

³⁸⁷ Vgl. Daly, Tom: China Ponders New Kazakh Oil Pipeline, in: Nefte Compass, 16.8.2012.

³⁸⁸ ESPO-Öl wurde im Verlauf des Jahres 2012 mit einer Prämie von 4-6 USD/b gegenüber der Sorte Dubai gehandelt. Vgl. Rosneft to possibly boost oil deliveries to China through Kozmino, in: Russia & CIS Energy News-wire, 7.6.2012.

Die skizzierte Entwicklung wird dazu führen, dass sich der Anteil kasachischer Ausfuhren über direkt von russischen Behörden bzw. Transneft kontrollierten Routen künftig weiter deutlich verringern sollte und sowohl eine Steigerung der „geökonomischen“ als auch „geopolitischen Diversifizierung“ zu erwarten ist. Letztere sollte vor dem Hintergrund der derzeitigen Pläne, nach einer anfänglichen Stärkung der Ostausrichtung (durch den Ausbau der Kasachstan-China-Pipeline), insbesondere nach 2019 (bzw. nach der Umsetzung von KCTS) eine deutliche westliche Prägung erhalten. Obwohl der Gesamtanteil des russischen Vektors somit sichtlich sinken dürfte, sollte er aufgrund der ausgebauten CPC und der etablierten Transneft-Routen weiterhin seine zentrale Position in der kasachischen Exportgleichung beibehalten. Eine Diversifizierung in Richtung Süden, die im Zuge der KCTS-Entwicklung prinzipiell möglich ist, wird hingegen von der Lösung des von Kasachstan nur sekundär zu beeinflussenden Problemfeldes hinsichtlich des Irans abhängen, wobei Astana aufgrund des Sanktionsumfeldes derzeit keine aktiven Pläne zur Beanspruchung dieses Vektors verfolgt.

Literaturverzeichnis

Bücher, Zeitschriften, Dokumente und Berichte

- Abdolvand, Behrooz: Die geoökonomischen Interessen der USA und deren Auswirkung auf die Neuverteilung der kaspischen Energieressourcen, Dissertationsschrift, Berlin, 2007.
- Adolf, Matthias: Energiesicherheitspolitik der VR China in der Kaspischen Region. Erdölversorgung aus Zentralasien, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2011.
- Afrasiabi, Kaveh/Maleki, Abbas: Iran's Foreign Policy After 11 September, in: The Brown Journal of World Affairs, Vol. IX, Issue 2, Winter/Spring 2003, S. 255-265.
- Akiner, Shirin: Emerging Political Order in the New Caspian States, Azerbaijan, Kazakhstan, and Turkmenistan, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 90-125.
- Akiner, Shirin: Political Processes in Post-Soviet Central Asia, in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 117-144.
- Akiner, Shirin: Politics of Energy in the Caspian Sea Region, in: Gladman, Imogen (ed.): Regional Surveys Of The World, Eastern Europe, Russia and Central Asia 2004, 4th Edition, London: Europe Publications, 2003.
- Akiner, Shirin: The Formation of Kazakh Identity: From Tribes to Nation-State, London: The Royal Institute of International Affairs, 1995.
- Allison, Roy: Central Asian military reform. National, regional and international influences, in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 219-233.
- Altmann, Franz-Lothar: Südosteuropa und die Sicherung der Energieversorgung der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Januar 2007.
- Amineh, Mehdi Parvazi/Houweling, Henk: Caspian Energy: Oil and Gas Resources and the Global Market, in: Amineh, Mehdi Parvazi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics. Conflict Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 77-92.
- Amineh, Mehdi Parvazi: Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region, New York: St. Martin's Press, 1999.
- Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk: The Geopolitics of Power Projection in US Foreign Policy: From Colonization to Globalization, in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 25-76.
- Anderson, John: Constitutional Change in Central Asia, in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 75-83.
- Anderson, Liam/Beck, Michael: U.S. Political Activism in Central Asia. The Case of Kyrgyzstan and Uzbekistan, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York: Routledge, 2000, S. 75-89.
- Andrianopoulos, Andreas: The Economics and Politics of Caspian Oil, in: Journal of Southeast European and Black Sea Studies, Vol. 3, Issue 3, 2003, S. 76-91.
- Andrulleit, Harald/Babies, Hans Georg/Meißner, Jürgen/Rehder, Sönke/Schauer, Michael/Schmidt, Sandro: Kurzstudie. Reserven Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011, Hannover: Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2011.
- Ankara Declaration (Anatolia news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 31.10.1998 (LexisNexis).
- Argus Рынок Каспия, Еженедельный обзор рынков нефти и нефтепродуктов стран Каспия и Средней Азии, Выпуск IV, No. 6, 16. February 2011.
- Arystanov, Nurgali: Kazakhstan-U.S. Strategic Partnership Commission's Inaugural Meeting Opens a New Avenue for Bilateral Cooperation, in: News Bulletin of the Embassy of the Republic of Kazakhstan, Special Issue No. 48, 16.4.2012, http://www.kazakhembus.com/archived_article/kazakhstan-u-s-strategic-partnership-commissions-inaugural-meeting-opens-a-new-avenue (Zugriff 23.5.2012).
- Auty, Richard M.: Transition to mid-income democracies or to failed states? in: Auty, Richard M./de Soysa, Indra (eds.): Energy, Wealth and Governance in the Caucasus and Central Asia, London, New York: Routledge, 2006, S. 3-16.
- Babak, Vladimir: Kazakhstan: Big Politics Around Big Oil, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, London: Praeger, 1999, S. 181-207.
- Babali, Tuncay: Prospects of export routes for Kashagan oil, in: Energy Policy, Vol. 37, No. 4, 2009, S. 1298-1308.

- Bahgat, Gawdat: Prospects for energy cooperation in the Caspian Sea, in: *Communist and post-Communist Studies*, Vol. 40, Issue 2, June 2007, S. 157-168.
- Baldauf, Ingeborg: Tradition, Revolution, Adaption. Die kulturelle Sowjetisierung Zentralasiens, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasiens. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 99-119.
- Balmaceda, Margarita M.: *Energy Dependency, Politics and Corruption in the Former Soviet Union. Russia's power, oligarch's profits and Ukraine's missing energy policy, 1995-2006*, New York: Routledge, 2008.
- Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): *The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands*, London: Tauris, 1994.
- Barrows Company (ed.): *World Petroleum Arrangements*, New York: The Barrows Company Inc., 1995.
- Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): *The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World*, London: Croom Helm, 1987.
- Beblawi, Hazem: *The Rentier State in the Arab World*, in: Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): *The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World*, London: Croom Helm, 1987, S. 49-62.
- Beck, Martin/Schlumberger, Oliver: Der Vordere Orient – ein entwicklungspolitischer Sonderfall? Rentenökonomie, Markt und wirtschaftliche Liberalisierung, in: Wehling, Hans-Georg (Hrsg.): *Der Vordere Orient an der Schwelle zum 21. Jahrhundert, Der Bürger im Staat*, Jg. 48, Heft 3, Stuttgart: Landeszentrale für politische Bildung Baden-Württemberg, 1998, S. 128-134.
- Beck, Martin: Der Rentierstaats-Ansatz und das Problem abweichender Fälle, in: *Zeitschrift für Internationale Beziehungen*, Jg. 14, Heft 1, 2007, S. 43-70.
- Berkove, Dan/Ruseckas, Laurant: China Plays The Pipeline Card – But Is It Bluffing? in: *CERA Alert*, 10.10.1997.
- Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): *Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia*, New York: Routledge, 2000.
- Beyer, Jürgen: Pfadabhängigkeit ist nicht gleich Pfadabhängigkeit! Wider den impliziten Konservatismus eines gängigen Konzepts, in: *Zeitschrift für Soziologie*, Jg. 34, Heft 1, Februar 2005, S. 5-21.
- Bierschenk, Thomas/Chauveau, Jean-Pierre/de Sardan, Jean-Piere Olivier: *Local Development Brokers in Africa, The rise of a new social category*, Arbeitspapiere Nr. 13, Johannes Gutenberg Universität Mainz: Institut für Ethnologie und Afrikastudien, 2002.
- Bindemann, Kirsten: *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, 1999.
- Bjørnmoose, Jens/Roca, Ferran/Turgot, Tatsiana/Hansen, Dinne Smederup: *Gas and Oil Pipelines in Europe, Directorate-General For Internal Policies (Policy Department A: Economic and Scientific Policies)*, PE 416.239, Brussels: European Parliament, November 2009, <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201106/20110628ATT22856/20110628ATT22856EN.pdf> (Zugriff 23.6.2011).
- Blank, Stephen J.: *The United States: Washington's New Frontier in the Transcaspian*, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, London: Praeger, 1999, S. 249-273.
- Blank, Stephen: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy wars, in: *Central Asia Survey*, Vol. 18, No. 2, 1999, S. 149-184.
- Blank, Stephen: *Russia and Europe in the Caucasus*, in: *European Security*, Vol. 4, No. 4, Winter 1995, S. 622-645.
- Bodansky, Yossef: *Iran's Military Nuclear Capability, Highlighted by Exclusive 1992 Report, Now Critical Part of Persian Gulf Strategic Planning*, in: *ISSA Special Reports, The International Strategic Studies Association*, 12.12.2002, <http://128.121.186.47/ISSA/reports/Iraq/Dec1202.htm> (Zugriff 11.10.2011).
- Bomssel, Olivier: *Collapse of the state and competitiveness, Evidence from African and post-socialist countries*, in: *Resource Policy*, Vol. 18, Issue 4, December 1992, S. 270-281.
- Borh, Annette: *The Central Asian States As Nationalising Regimes*, in: Bhavna, Dave (ed.): *Politics of Modern Central Asia. Critical Issues in Modern Politics, Volume II State – Society Relations: Stability and Transformation*, London, New York: Routledge, 2010, S. 215-243.
- Bowyer, Clive Anthony: *Parliament and Political Parties in Kazakhstan*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Stockholm: Institute for Security and Development Policy, 2008.
- Brexendorff, Alexander: *Rohstoffe im Kaspischen Becken: völkerrechtliche Fragen der Förderung und des Transports von Erdöl und Erdgas*, Frankfurt am Main: Lang, 2006.
- Brill, Heinz: *Geopolitik heute. Deutschlands Chance?* Frankfurt/M., Berlin: Ullstein, 1994.
- Brink, Tobias ten: *Geopolitik. Geschichte und Gegenwart kapitalistischer Staatenkonkurrenz*, Münster: Westfälisches Dampfboot, 2008.

- Brubaker, Rogers: Nationhood and the National Question in the Soviet Union and Post-Soviet Eurasia: an Institutional Account, in: *Theory and Society*, Vol. 23, Issue 1, 1994, S. 47-78.
- Brukoff, Patricia A.: *The Unwilling State. Exploring Kazakhstan's Resistance to Economic Autonomy in the Post-Soviet Period*, Santa Monica: Rand, 1995.
- Brzezinski, Zbigniew: A Geostategy for Eurasia, in: *Foreign Affairs*, Vol. 76, No. 5, September-October 1997, S. 50-64.
- Brzezinski, Zbigniew: *Die einzige Weltmacht: Amerikas Strategie der Vorherrschaft*. Frankfurt am Main: Fischer Taschenbuch Verlag GmbH, 1999.
- Brzezinski, Zbigniew: The premature partnership, in: *Foreign Affairs*, Vol. 73, No. 2, March-April 1994, S. 67-81.
- Bülent, Aras/Foster, George: Turkey: Looking for Light at the End of the Caspian Pipeline, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, London: Praeger, 1999, S. 229-247.
- Burger, Ethan S.: *Eastern Europe And Oil: The Soviet Dilemma*, The Rand Paper Series, Santa Monica, 1979.
- Buzan, Barry/Wæver, Ole/de Wilde, Jaap: *Security: A New Framework for Analysis*, Boulder/London: Lynne Rienner Publishers, 1998.
- Buzan, Barry/Wæver, Ole: *Regions and Powers. The Structure of International Security*, Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
- Çaman, Efe: *Türkische Außenpolitik nach dem Ende des Ost-West-Konflikts. Außenpolitische Kontinuität und Neuorientierungen zwischen der EU-Integration und neuer Regionalpolitik*, Dissertationsschrift, Augsburg, 2004.
- Campaner, Nadia/Yenikeeff, Shamil: *The Kashagan Field: A Test Case for Kazakhstan's Governance of Its Oil and Gas Sector*, Brussels/Paris: IFRI, 2008.
- Campbell, Robert W.: *Trends in the Soviet Oil and Gas Industry*, Baltimore: The John Hopkins University Press, 1976.
- Centre for Global Energy Studies: *Crude Oil Pipelines of the Former Soviet Union*, London, 2005.
- Cezanne, Wolfgang: *Allgemeine Volkswirtschaftslehre*, München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2005.
- Chow, Edward C. /Hendrix, Leigh E.: *Central Asia's Pipelines: Field of Dreams and Reality*, NBR Special Report 23, Seattle: The National Bureau of Asian Research, September 2010.
- Christoffersen, Gaye: *China's Indentations For Russian And Central Asian Oil And Gas*, NBR Analysis, Vol. 9, No. 2, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998.
- CIA: *Uzen Oilfield: A Case Study of Soviet Mismanagement*, CIA Research Paper, 1982, http://www.foia.cia.gov/browse_docs_full.asp (Zugriff 21.2.2011).
- Cohen, Ariel/Hiller, John/Moore, Thomas G./Phillips, James/Przystup, James J./Sheehy, Thomas P./Sweeney, John P.: *Making The World Safe For America, Russia and Eurasia*, Heritage Foundation Reports, October 1996.
- Cohen, Ariel: *Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Stockholm: Institute for Security and Development Policy, Stockholm, 2008.
- Cohen, Bernard Saul: *Geography and Politics in a World Divided*. 2. Edition, New York: Oxford University Press, 2. Edition, 1973.
- Cohen, Saul Bernard: *Geopolitics of the World System*, Lanham u.a.: Rowman & Littlefield Publishers, 2003.
- Collins, Kathleen: *Clan Politics and Regime Transition in Central Asia*, New York: Cambridge University Press, 2006.
- Congress of the United States Office of Technology Assessment: *Technology & Soviet Energy Availability*, Washington D.C.: Westview Press, 1982.
- Constitution of the Republic of Kazakhstan, <http://www.constcouncil.kz/eng/norpb/constrk/> (Zugriff 21.2.2012).
- Cornell, Svante E./Tsereteli, Mamuka/Socor, Vladimir: *Geostrategic Implications of the Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline*, in: Starr, Frederic S./Cornell, Svante E. (eds.): *The Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline: Oil Window to the West*, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Uppsala: Uppsala University, 2005, S. 17-38.
- CPC: *Caspian Pipeline Consortium a new global energy supplier*, http://www.cpc.ru/_press/documents/cpc_a4_0303_en.pdf (Zugriff 20.7.2011).
- CPC: *CPC Facts and Figures*, in: *CPC News*, Vol. 1, Issue 1, November 1998, www.cpc.ru/newsletters/cpc-news_issue-1_1998_eng.pdf (Zugriff 4.6.2010).
- CPC: *General Information about CPC*, in: *CPC News*, Vol. 0, Issue 0, August 1998, http://www.cpc.ru/newsletters/cpc-news_issue-0_1998_eng.pdf (Zugriff 4.6.2010).

- Cramer, Bernhard/Andruleit, Harald et al.: *Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie*, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2009.
- Crandall, Maureen S.: *Energy, Economics, and Politics in the Caspian Region. Dream and Realities*, Westport: Praeger, 2006.
- Cremer, Ulrich/Lutz, Dieter: *Nach dem Krieg ist vor dem Krieg*, Hamburg: VSA Verlag, 1999.
- Cummings, Sally N.: *Eurasian Bridge or Murky Waters between East and West? Ideas, Identity and Output in Kazakhstan's Foreign Policy*, in: Fawn, Rick (ed.): *Ideology and National Identity in Post-communist Foreign Policies*, London, Portland: Frank Cass Publishers, 2005, S. 137-152.
- Cummings, Sally N.: *Independent Kazakhstan: managing heterogeneity*, in: Cummings, Sally N. (ed.): *Oil, Transition and Security in Central Asia*, London, New York: Routledge, 2003, S. 25-35.
- Cummings, Sally N.: *Kazakhstan: An Uneasy Relationship – Power and Authority in the Nasarbajev regime*, in: Cummings, Sally N. (ed.): *Power and Change in Central Asia*, London: Routledge, 2002.
- Cummings, Sally N.: *Kazakhstan: Power and The Elite*, New York: I.B. Tauris, 2005.
- Cutler, Robert M.: *The sources of Kazakhstani conduct*, in: Gervers, Michael/Schlepp, Wayne (eds.): *Continuity and Change in Central and Inner Asia*, Toronto: University of Toronto Asian Institute, 2002, S. 63-76.
- Dave, Bhavna: *Kazakhstan*, in: *Nations in Transit*, New York: Freedom House, 2011, S. 263-283.
- Dave, Bhavna: *Kazakhstan. Ethnicity, Language and Power*, Central Asia Studies Series 8, Abingdon: Routledge, 2007.
- David, Steven R.: *Explaining Third World Alignment*, in: *World Politics*, Vol. 43, No. 2, January 1991, S. 233-256.
- Decree of the President of the Republic of Kazakhstan dated March 19, 2010 # 958: *2010-2014 National Program of accelerated industrial and innovative development of the Republic of Kazakhstan and cancellation of certain decrees of the President of the Republic of Kazakhstan*, in: *Kazakhstanskaya Pravda*, 31.3.2010 (LexisNexis).
- Delay, Jennifer: *The Caspian Oil Pipeline Tangle: A Steel Web of Confusion*, in: Croissant, Michael P./Aras, Bülent (eds.): *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, London: Praeger, 1999, S. 43-81.
- Dellecker, Adrian: *Caspian Pipeline Consortium, Bellwether of Russia's Investment Climate? Russia/NIS Center*, Brussels/Paris: IFRI, 2008.
- Die EU und Zentralasien: *Strategie für eine neue Partnerschaft*, 2007, <http://www.auswaertiges-amt.de/cae/servlet/contentblob/347892/publicationFile/3096/Zentralasien-Strategie-Text-D.pdf;jsessionid=155D1F91E59E17505F461DD99B865BF4> (Zugriff 9.3.2012).
- Dienes, Leslie/Shabad, Theodore: *The Soviet Energy System: Resource Use and Policies*, Washington D.C.: V. H. Winston & Sons, 1979.
- Dodsworth, John R./Mathieu, Paul H./Shiells, Clinton R.: *Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries*, IMF Policy Discussion Paper, PDP/02/13, December 2002.
- Dorian, James P./ Zhansaitov, Shakarim F./ Indriyanto, Hartono S.: *The Kazakh oil industry. A potential critical role in Central Asia*, in: *Energy Policy*, Vol. 22, No. 8, 1994, S. 685-698.
- Downs, Erica S.: *China, The Brookings Foreign Policy Studies, Energy Security Series*, Washington D.C.: The Brookings Institution, December 2006.
- Downs, Erica S.: *China's Quest for Energy Security*, Santa Monica: Rand Corporation, 2006.
- Downs, Erica S.: *Sino-Russian Energy Relations: An Uncertain Courtship*, in: Bellacqua, James S. (ed.): *The Future of China-Russia Relations*, Kentucky: University of Kentucky Press, 2010, S. 146-156.
- Downs, Erica S.: *Who's Afraid of China's Oil Companies?* in: Pascual, Carlos/Elkind, Jonathan (eds.): *Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications*, Washington D.C.: Brookings, 2010, S. 73-102.
- Ebel, Robert E.: *Communist Trade in Oil and Gas. An evaluation of the future export capacity of the Soviet bloc*, New York: Praeger Publishers, 1970.
- Edwards, Matthew: *The New Great Game and the new gamers: disciples of Kipling and Mackinder*, in: *Central Asia Survey*, Vol. 22, No. 1, March 2003, S. 83-102.
- Efegil, Ertan/Stone, Leonard A.: *Iran's interests in Central Asia: a contemporary assessment*, in: *Central Asian Survey*, Vol. 20, No. 3, 2001, S. 353-365.
- EIA: *Country Analysis: Kazakhstan*, Washington D.C.: U.S. Department of Energy, November 2010, <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Kazakhstan/kazakhstan.pdf> (Zugriff 4.12.2010).
- EIA: *Country Brief Kazakhstan*, Washington D.C.: U.S. Department of Energy, 2004.
- EIA: *International Energy Outlook 2010, DOE/EIA-0484(2010)*, Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration, July 2010, <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/riley2/docs/EIA-0484-2010.pdf> (Zugriff 4.5.2012).

- EIA: International Energy Outlook 2011, DOE/EIA-0484(2011), Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration, September 2011, <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf> (Zugriff 4.5.2012).
- EIU: Country Profile Kazakhstan, London: The Economist Intelligence Unit, 2007.
- EIU: Kazakhstan, Country Report 1st quarter 1998, London: The Economist Intelligence Unit, 1998.
- EIU: Kazakhstan, Country Report 2nd quarter 1996, London: The Economist Intelligence Unit, 1996.
- EIU: Kazakhstan, Country Report 2nd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997.
- EIU: Kazakhstan, Country Report 3rd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997.
- EIU: Kazakhstan, Country Report 4rd quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997.
- EIU: Kazakhstan, Country Report, 1st quarter 1997, London: The Economist Intelligence Unit, 1997.
- Eleukenov, Dastan: Perspektiven on Security in Kazakhstan, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia, New York, London: Routledge, 2000, S. 240-255.
- Elliot Iain F.: The Soviet Energy Balance, Natural Gas, Other Fossil Fuels, and Alternative Power Sources, New York: Praeger Publishers, 1974.
- Energy Charter Secretariat: Bringing Oil to the Market, Transport Tariffs and Underlying Methodologies for Cross-Border Crude Oil and Products Pipelines, Brussels: Energy Charter Secretariat, 2012, http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Publications/Oil_Pipeline_Tariffs_2012_ENG.pdf (Zugriff 21.11.2012).
- Energy Charter Secretariat: Energy Charter Annual Report 2006, Brussels,: Energy Charter Secretariat, 2007, http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/AR2006en.pdf (Zugriff 26.4.2011).
- Energy Charter Secretariat: Energy Transit, The Multilateral Challenge, Energy Charter Secretariat, Brussels, 1998, http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Transit_-_Multilateral_Challenge_-_1998_-_ENG.pdf (Zugriff 23.3.2010).
- Energy Charter Secretariat: The Energy Charter Treaty and Related Documents, A legal Framework for international energy cooperation, Brussels,: Energy Charter Secretariat, 2004, <http://www.ena.lt/pdfai/Treaty.pdf> (Zugriff 18.2.2011).
- Engels, Markus/Schwarz, Petra: Alliierte Restriktionen für die Außenwirtschaftspolitik der Bundesrepublik Deutschland. Das Röhrenembargo von 1962/63 und das Erdgas-Röhren-Geschäft von 1982, in: Haftendorn, Helga/Riecke, Henning (Hrsg.): „...die volle Macht eines souveränen Staates ...“ Die Alliierten Vorbehalte als Rahmenbedingung westdeutscher Außenpolitik 1949-1990, Baden-Baden: Nomos Verlag, 1996, S. 227-242.
- Engerer, Hella/von Hirschhausen, Christian: Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen – unsichere Perspektiven, Diskussionspapier Nr. 171, Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Juli 1998.
- Erdmann, Gero/Engel, Ulf: Neopatrimonialism Revisited – Beyond a Catch-All Concept, GIGA Working Papers No. 16, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, February 2006.
- Ernst & Young: Kazakhstan oil and gas tax guide, 2011, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Kazakhstan_OGTG_2011_E/\\$FILE/Kazakhstan_OGTG_2011_E.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Kazakhstan_OGTG_2011_E/$FILE/Kazakhstan_OGTG_2011_E.pdf) (Zugriff 23.4.2011).
- Eschment, Beate: Elitenrekrutierung in Kasachstan. Nationalität, Klan, Region, Generation, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 175-193.
- Esentugelov, Arystan: Kazakhstan: The Prospects and Perils of Foreign Investment, in: Rumer, Boris/Zhukov, Stanislav (eds.): Central Asia. The Challenges of Independence, Delhi: Aakar Books, 2003, S. 237-258.
- Europäische Kommission: Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Kom (2006) 105, Brüssel, 8.3.2006, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:de:PDF> (Zugriff 23.6.2011).
- Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament: Eine Energiepolitik für Europa, KOM(2007) 1, Brüssel, 10.1.2007, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF> (Zugriff 23.6.2011).
- Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Der Energiedialog zwischen der Europäischen Union und der Russischen Föderation von 2000-2004, KOM(2004)777, Brüssel, 13.12.2004, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52004DC0777:DE:HTML> (Zugriff 9.3.2012).
- Europäische Kommission: Weißbuch: Eine Energiepolitik für die Europäische Union, KOM (95)682, Brüssel, 1995, <http://www.uni-mannheim.de/edz/pdf/kom/weissbuch/kom-1995-0682-de.pdf> (Zugriff 23.6.2011).

- European Commission: Communication: The European Union's oil supply, COM(2000)631, Brussels 11.10.2000, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2000:0631:FIN:EN:PDF> (Zugriff 23.6.2011).
- European Commission: Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply, COM(2000)769, Brussels, 29.11.2000, http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy-supply/doc/green_paper_energy_supply_en.pdf (Zugriff 23.6.2011).
- European Commission: Oil Infrastructures. An assessment of the existing and planned oil infrastructures within and towards the EU, SEC(2008) 2869, Brussels, 13.11.2008, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2008:2869:FIN:EN:PDF> (Zugriff 23.6.2011).
- European Union and Central Asia: Strategy for a New Partnership, Council of the European Union, General Secretariat of the Council, Brussels, October 2007, https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/librairie/PDF/EU_CtrlAsia_EN-RU.pdf (Zugriff 23.6.2011).
- Fairgrieve, James: Geography and World Power, London: University of London Press, 1927.
- Farrant, Amanda: Mission impossible: the politico-geographical engineering of Soviet Central Asia's republican boundaries, in: Central Asia Survey, Vol. 25, No. 1-2, March-June 2006, S. 61-74.
- Fishelson, James: From the Silk Road to Chevron: The Geopolitics of Oil in Central Asia, in: Vestnik The Journal of Russian and Asian Studies, Vol. 1, Issue 7, Winter 2007, S. 22-53.
- Forsythe, Rosemarie: The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia: Prospects for Oil Exploitation and Export in the Caspian Basin, Adelphi Paper No. 300, Oxford: Oxford University Press, 1996.
- Franke, Anja/Gawrich, Andrea/Alakbarov, Gurban: Kazakhstan and Azerbaijan as Post-Soviet Rentier States: Resource Incomes and Autocracy as a Double "Curse" in Post-Soviet Regimes, in: Europe Asia Studies, Vol. 61, Issue 1, 2009, 109-140.
- Franke-Schwenk, Anja: Autoritäre Herrschaftsstrategien. Die Legende vom kasachischen Schneeleoparden, Wiesbaden: Springer VS, 2012.
- Freedman, Robert: Economic Warfare in the Communist Bloc, New York: Praeger Publishers, 1970.
- Freitag-Wirminghaus, Rainer: Vom Panturkismus zum Pragmatismus. Die Türkei und Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 339-355.
- Frumkin, Abram: Modern Theories of International Economic Relations, Moscow: Progress Publishers, 1969.
- Furman, Dimitrii: The Regime in Kazakhstan, in: Rumer, Boris (ed.): Central Asia at the End of the Transition, New York: M.E. Sharpe, 2005, S. 195-266.
- Gause III, Gregory F.: Regional Influences on Experiments in Political Liberalization in the Arab World, in: Brynen, Rex/Korany, Bahgat/Noble, Paul (eds.): Political Liberalization and Democratization in the Arab World. Volume 1: Theoretical Perspectives, Boulders: Lynne Rienner Publishers, 1995, S. 283-306.
- Geden, Oliver/Goldthau, Andreas/Noetzel, Timo: Energie-NATO und Energie-KSZE – Instrument der Versorgungssicherheit? Die Debatte um Energieversorgung und kollektive Sicherheitssysteme, Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007.
- Gleason, Gregory: Inter-State Cooperation in Central Asia from the CIS to the Shanghai Forum, in: Europe-Asia Studies, Vol. 53, No. 7, 2001, S. 1077-1095.
- Gleason, Gregory: Markets and Politics in Central Asia. Structural reform and political change, London, New York: Routledge, 2003.
- Goldemberg, José/Johansson, Thomas B. et al.: World Energy Assessment: Overview 2004 Update, New York: UNDP, 2004, <http://www.undp.org/content/dam/aplaws/publication/en/publications/environment-energy/www-ee-library/sustainable-energy/world-energy-assessment-overview-2004-update/World%20Energy%20Assessment%20Overview-2004%20Update.pdf> (Zugriff 2.5.2010).
- Gorst, Isabel: Lukoil: Russia's Largest Oil Company, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, March 2007.
- Götz, Roland: Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit? Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Dezember 2006.
- Götz, Roland: Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2004.
- Götz, Roland: Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2002.
- Gould, Tim/Murray, Isabel/Sinton, Jonathan/Graczyk, Dagmar/Sager, Christopher/Wiig, Audun: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris: IEA/OECD, December 2008.

- Gray, Dale: *Reforming the Energy Sector in Transition Economies: Selected Experience and Lessons*, Discussion Paper No. 296, Washington D.C.: The World Bank, 1995.
- Grieco, Joseph M.: *Understanding the Problem of International Cooperation: The Limits of Neoliberal Institutionalism and the Future of Realist Theory*, in: Baldwin, David A. (ed.): *Neoliberalism and Neoliberalism. The Contemporary Debate*: New York: Columbia University Press, 1993, S. 301-338.
- Gritsch, Maria: *The Nation-State and Economic Globalization: Soft Geo-Politics and Increased State Autonomy?* in: *Review of International Political Economy*, Vol. 12, No. 1, February 2005, S. 1-25.
- Gruska, Ulrike: *Abchasien – Kämpfe um den schönsten Teil der Schwarzmeerküste*, in: Gumpfenberg, Marie-Carin von/Udo, Steinbach (Hrsg.): *Der Kaukasus. Geschichte – Kultur – Politik*, München: C.H. Beck, 2010, S. 103-113.
- Guliyev, Farid/Akhrarhodjaeva, Nozima: *The Trans-Caspian energy route: Cronyism, competition and cooperation in Kazakh oil export*, in: *Energy Policy*, Vol. 37, No. 8, 2009, S. 3171-3182.
- Gumpel, Werner: *Energiepolitik in der Sowjetunion*, Köln: Verlag Wissenschaft und Politik, 1970.
- Gumpel, Werner: *Energy Policy Of The Soviet Union*, Stanford: Hoover Institution Press, 1979.
- Gumpfenberg, Marie-Carin von: *Staats- und Nationsbildung in Kasachstan*, Opladen: Leske und Budrich, 2002.
- Gurushina, Natalia: *The Free-standing company in the world economy, 1830-1996*, New York: Oxford University Press, 1998.
- Gustafson, Thane: *Crisis Amid Plenty, The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev And Gorbachev*, Princeton: Princeton University Press, 1989.
- Halbach, Uwe: *Das Erbe der Sowjetunion. Kontinuität und Brüche in Zentralasien*, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 77-98.
- Halbach, Uwe: *Der „nicht mehr postsowjetische“ Raum? Russland in der Wahrnehmung kaukasischer und zentralasiatischer Staaten vor und nach dem 11. September*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2002.
- Halbach, Uwe: *Ungelöste Regionalkonflikte im Südkaukasus*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2010.
- Hanks, Reuel R.: *'Multi-vector politics' and Kazakhstan's emerging role as a geo-strategic player in Central Asia*, in: *Journal of Balkan and Near Eastern Studies*, Vol. 11 No. 3, September 2009, S. 257-267.
- Hansen, Sander: *Pipeline Politics; The struggle for control of the Eurasian energy resources*, Clingendael International Energy Programme, The Hague: The Clingendael Institute, 2003.
- Hatipoğlu, Esra: *Turkey in the Eurasian area*, in: *Marmara Journal of European Studies*, Vol. 3, No. 1-2, 1993/94, S. 86-113.
- Heinrich, Andrea/Pleines, Heiko: *Weder Fluch noch Segen – Die politischen Herausforderung des Erdölbooms in Kasachstan*, in: *Zentralasien-Analysen*, Nr. 57, September 2012, S. 2-6.
- Hellman, Joel S./Jones, Geraint/Kaufmann, Daniel: *Seize the state, seize the day: state capture, corruption, and influence in transition*, World Bank Policy Research Paper No. 2444, Washington D.C.: The World Bank, September 2000.
- Hellman, Joel/Kaufmann, Daniel: *Confronting the Challenge of State Capture in Transition Economies*, in: *Finance Development*, Vol. 38, No. 3, September 2001, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2001/09/hellman.htm> (Zugriff 4.6.2011).
- Hilpert, Hanns Günther/Möller, Kay/Wacker, Gudrun/Will, Gerhard: *China 2020. Perspektiven für das internationale Auftreten der Volksrepublik*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2005.
- Hodder, Dick/Sarah J. Lloyd/McLachlan, Keith (eds.): *Land-locked States of Africa and Asia*, London: Frank Cass Publishers, 1998.
- Hodgkins, Jordan A.: *Soviet Power: Energy Resources, Production and Potentials*, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1961.
- Hohlen Dieter/Schultze, Rainer-Olaf: *Lexikon der Politikwissenschaft Band 2 N-Z, 4., aktualisierte und ergänzte Auflage*, München: Verlag C.H. Beck, 2010.
- Hooman, Peimani: *The Caspian pipeline dilemma: political games and economic losses*, Westport: Praeger Publishers, 2001.
- Hooson, David, J. M.: *A New Soviet Heartland?* in: *The Geographical Journal*, Vol. 128, No. 1, March 1962, S. 19-29.
- Hooson, David: *A New Soviet Heartland?* Princeton: Van Nostrand, 1964.
- Hunter, Shireen T.: *The Evolution of the Foreign Policy of the Transcaucasian States*, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): *Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia*, New York, London: Routledge: 2000, S. 25-47.

- Huntington, Samuel P.: America's Changing Strategic Interests, in: *Survival*, Vol. 33, No. 1, January/February 1991, S. 3-17.
- Huntington, Samuel P.: *The clash of civilizations and the remaking of world order*, New York: Simon&Schuster Paperbacks, 2003.
- Hyeden, Günter: *Kritik der deutschen Geopolitik*, Berlin: Dietz Verlag, 1958.
- IEA: *Caspian Oil and Gas: The supply potential of Central Asia and Transcaucasia*, Paris: OECD/IEA, 1998.
- IEA: *World Energy Outlook 2007*, Paris, IOECD/IEA, 2007, <http://www.oecd-ilibrary.org/> (Zugriff über Digitale Bibliothek der FU Berlin).
- IEA: *World Energy Outlook 2008*, Paris: OECD/IEA, 2008, <http://www.oecd-ilibrary.org/> (Zugriff über Digitale Bibliothek der FU Berlin).
- IEA: *World Energy Outlook 2010*, Paris: OECD/IEA, 2010, <http://www.oecd-ilibrary.org/> (Zugriff über Digitale Bibliothek der FU Berlin).
- IEA: *World Energy Outlook 2011*, Paris: OECD/IEA, 2011, <http://www.oecd-ilibrary.org/> (Zugriff über Digitale Bibliothek der FU Berlin).
- Invest in Kazakhstan: The law of Republic Kazakhstan from January, 8th, 2003 No 373-II On Investments (with amendments and additions as of the July 10, 2012), http://invest.gov.kz/upload/docs/en/bc1349944fb05dec7fec0578fd9b50_da.pdf (Zugriff 26.7.2012).
- İpek, Pınar: The role of oil and gas in Kazakhstan's foreign policy: Looking east or west? in: *Europe-Asia Studies*, Vol. 59, Issue 7, 2007, S. 1179-1199.
- Izimov, R. Yu: Kazakhstan and China, in: Sultanov, B. K. (ed.): *Kazakhstan Today*, Almaty: The Kazakhstan Institute for Strategic Studies under the President of the Republic of Kazakhstan, 2010, S. 152-156.
- Jacobsen, Hans-Adolf: *Karl Haushofer Leben und Werk, Band I Lebensweg 1869-1946 und ausgewählte Texte zur Geopolitik*, Boppard am Rhein: Harald Boldt Verlag, 1979.
- Jaffe, Amy: US policy towards the Caspian region: can the wish-list be realized? in: Chufirin, Gennady (ed.): *The Security of the Caspian Sea Region*, New York: Oxford University Press, 2001, S. 136-150.
- Janusz-Pawletta, Barbara: *Gegenwärtige Entwicklungen betreffend den völkerrechtlichen Status und das Regime des Kaspischen Meeres*, Dresden: Neise Verlag, 2007.
- Jensen, Robert G./Shabad, Theodore/Wright, Arthur W.: *Soviet natural resources in the world economy*. Chicago: The University of Chicago Press, 1983.
- Jiang, Julia/Sinton, Jonathan: *Overseas Investments by Chinese National Oil Companies. Assessing the drivers and impacts*, Paris: International Energy Agency, 2011.
- Joint Progress Report by the Council and the European Commission to the European Council on the implementation of the EU Strategy for Central Asia, General Secretariat, Brussels, 14. June 2010, http://eeas.europa.eu/delegations/kazakhstan/documents/eu_kazakhstan/joint_progress_report_eu_ca_strategy_en.pdf (Zugriff 9.3.2012).
- JSC KazMunaiGas Exploration Production 15th Annual Investor Conference Renaissance Capital, June 2011 (Präsentation), <http://www.kmgep.kz/details/ndownload.php?fn=164&lang=kaz> (Zugriff 16.6.2012).
- JSC KazMunaiGas Exploration Production, Goldman Sachs Third Annual EEMEA One-on-One Conference, November 2011 (Präsentation), www.kmgep.kz/details/ndownload.php?fn=167&lang=kaz (Zugriff 17.6.2012).
- JSC KazMunaiGas Exploration Production: Proposed Acquisition of 100 per cent of the share capital of KazMunaiGaz PKI Finance B.V. from JSC National Company KazMunayGas, Astana, September 2009, www.kmgep.kz/details/ndownload.php?fn=146&lang=eng (Zugriff 2.3.2012).
- JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2010, Astana, 2011, http://www.kmg.kz/upload/corporate_management/equity/2010/Otchetnost_2010/Godovoi_otchet_zh_2010_god_en.pdf (Zugriff 8.9.2012).
- JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2011, Astana, 2012, http://www.kmg.kz/upload/corporate_management/equity/2011/annual_report-ENG-s_obl.pdf (Zugriff 8.9.2012).
- JSC National Company "KazMunayGas": Consolidated financial statements Year ended December 31, 2011 with Independent Auditor's Report, 2011, http://www.kmg.kz/upload/corporate_management/equity/2011/Godovoy_otchet_KMG_2011_eng.pdf (Zugriff 8.9.2012).
- Junisbai, Barbara: A Tale of Two Kazakhstans: Sources of Political Cleavage and Conflict in Post-Soviet Period, in: *Europe-Asia-Studies*, Vol. 62, Issue 2, 2010, S. 235-269.
- Junisbai, Barbara/Junisbai, Azamat: The Democratic Choice of Kazakhstan: A Case Study on Economic Liberalization, Intra-elite Cleavage, and Political Opposition, in: *Demokratizatsiya: The Journal of Post-Soviet Democratization*, Vol. 13, No. 3, Summer, 2005, S. 373-392.
- Kaiser, Mark J.: A review of the oil and gas sector in Kazakhstan, in: *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 2, February 2007, S. 1300-1314.

- Kalicki, Jan H./Elkind, Jonathan: Eurasian Transportation Futures, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington D.C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 149-174.
- Kanai, Miharū/Gönül, Gürbüz/Khitarishvili, Thea: From Wellhead to Market, Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries, Brussels: Energy Charter Secretariat, January 2007, http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_Pipeline_Tariffs_-_2007_-_ENG.pdf (Zugriff 23.3.2010).
- Kandiyoti, Rafael: Pipelines: Flowing Oil and Crude Politics, London: I.B. Tauris, 2008.
- Kandiyoti, Rafael: What price access to the open seas? The geopolitics of oil and gas transmission from the Trans-Caspian republics, in: Central Asian Survey, Vol. 27, No. 1, March 2008, S. 75-93.
- Kardas, Saban: Russia joins the Samsun Ceyhan pipeline, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 195, 23.10.2009, [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=35649](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=35649) (Zugriff 2.3.2011).
- Kassenova, Nargis: Kazakhstan and Eurasian Economic Integration: Quick Start, Mixed Results and Uncertain Future, Russia Nei Reports No. 14, Paris/Brussels: IFRI, 2012.
- Kassenova, Nargis: Kazakhstan and the South Caucasus corridor in the wake of the Georgia-Russia War, EUCAM EU-Central Asia Monitoring Policy Brief No. 3, Brussels: Centre For European Policy Studies, January 2009.
- Katzman, Kenneth: Iran Sanctions, CRS Report for Congress, Congressional Research Service, April 2011.
- Katzman, Kenneth: Iran Sanctions, CRS Report for Congress, Congressional Research Service, April 2012.
- Kazantsev, Andrei: Russian Policy in Central Asia and the Caspian Sea Region, in: Europe-Asia Studies, Vol. 60, Issue 6, 2008, S. 1073-88.
- Kemp, Geoffrey/Harkavy, Robert: Strategic Geography and the Changing Middle East, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 1997.
- Kevin, Sheives: China Turns West: Beijing's Contemporary Strategy towards Central Asia, in: Pacific Affairs, Vol. 79, No. 2, Summer 2006, S. 205-224.
- Kjærnet, Heidi/Satpaev, Dosym/Torjesen, Stina: Big Business and High-level Politics in Kazakhstan: An Everlasting Symbiosis? in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 6, No. 1, 2008, S. 95-107.
- Klinghoffer, Arthur Jay: The Soviet Union & International Oil Politics, New York: Columbia University Press, 1977.
- Kober Stanley.: The Great Game, Round 2: Washington's Misguided Support for the Baku-Ceyhan Oil Pipeline, Cato Foreign Policy Briefing No. 63, CATO Institute, October 2002.
- Kolar, Peter: The COMECON Pipeline, RPE Evaluation and Analysis Department, 1960, <http://www.osaarchivum.org/files/holdings/300/8/3/text/122-1-92.shtml> (Zugriff 6.6.2011).
- Konarovsky, Mikhail: Russia and the Emerging Geopolitical Order in Central Asia, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: Tauris, 1994, S. 235-258.
- Kong, Bo: China's International Petroleum Policy, Santa Barbara: Greenwood Publishing Group, 2010.
- König, Marietta S.: Der ungelöste Streit um Südossetien, in: von Gumpfenberg, Marie-Carin/Udo, Steinbach (Hrsg.): Der Kaukasus. Geschichte – Kultur – Politik, München: C.H. Beck, 2010, S. 125 – 136.
- Konyrova, Kulpasch: Конфликт интересов („Interessenkonflikt“), in: Kazenergy, No. 1 (51), 2012, S. 82-83.
- Kovner, Milton: The Challenge of Coexistence: A Study of Soviet Economic Diplomacy, Washington: Public Affairs Press, 1961.
- Krämer, Annette: Islam in Zentralasien. Blüte, Unterdrückung, Instrumentalisierung, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 53-76.
- Krech, Hans: Die Türkei im Aufwind, in: Die Europäische Sicherheit, Jg. 42, Nr. 2, Februar 1993, S. 79-81.
- Kruf, Kare: An Overview of Oil and Gas Pipelines in Kazakhstan, in: Kazakhstan International Business Magazine No. 3/4, 2001, <http://www.investkz.com/en/journals/28/315.html> (20.8.2011).
- Kushkumbayev, Sanat: Kazakhstan, in: Starr, Frederic S. (ed.): The New Silk Roads. Transport and Trade in Greater Central Asia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program - A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Uppsala: Uppsala University, 2007, S. 275-303.
- Kusznir, Julia: Energiepolitik in Kasachstan, in: Osteuropa-Wirtschaft, Jg. 56, Nr. 1-2, 2011, S. 18-33.
- Kuzion, Taras: Geopolitical Pluralism in the CIS: The Emergence of GUUAM, in: European Security, Vol. 9, No. 2, 2000, S. 81-114.
- Lacoste, Yves: Geographie und politisches Handeln. Perspektiven einer neuen Geopolitik, Berlin: Wagenbach Verlag, 1990.

- Lang, Kai-Olaf: Polens Energiepolitik. Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juni 2007.
- Larsson, Robert L.: Russia's Energy Policy: Security Dimensions and Russia's Reliability as an Energy Supplier, Stockholm: Swedish Defence Research Academy, 2006.
- Laruelle, Marlène: Wiedergeburt per Dekret. Nationsbildung in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 139-154.
- Lawrence, Martha/Melibaeva, Sevara/Bullock, Richard/Moose, James/Le Ber, Olivier/Sulukhia, Tamara: Caucasus Transport Corridor for Oil and Oil Products, Washington D.C.: The World Bank, December 2008.
- Le Billon, Philippe: The Geopolitical Economy of Resources Wars, in: Le Billon, Philippe (ed.): The Geopolitic of Resources Wars: Resources, Dependence, Governance and Violence, London: Frank Cass, 2005, S. 1-28.
- Leeuw, Charles van der: Oil and Gas in the Caucasus & Caspian, New York: St. Martin's Press, 2000.
- Lenczowski, George: The Arc of Crisis: Its Central Sector, in: Foreign Affairs, Vol. 57, No. 4, Spring 1979, S. 796-820.
- LeVine, Steve: The Oil and the Glory. The Pursuit of Empire and Fortune on the Caspian Sea, New York: Random House, 2007.
- Levy, Jack S./Barnett, Michael M.: Alliance Formation, Domestic Political Economy, and Third World Security, in: The Jerusalem Journal of International Relations, Vol. 14, No. 4, December 1992, S. 19-40.
- Lewery, J. Leonard: Foreign Capital Investments in Russian Industries and Commerce, U.S. Department of Commerce, Bureau of Foreign and Domestic Commerce, Miscellaneous Series No. 124 Washington D.C., 1923, in: Wilkins, Mira (ed.): European Foreign Investments as seen by the U.S. Dept. of Commerce, New York: Arno Press, 1977.
- Liao, Janet Xuanli: A Silk Road for Oil: Sino-Kazakh Energy Diplomacy, in: Brown Journal of World Affairs, Vol. 7, Issue 2, Winter 2005/Spring 2006, S. 39-52.
- Lieberman, Marvin B./Montgomery, David B.: First-mover Advantages, Research Paper No. 969, Stanford Business School, October 1987.
- Lloyd, Sarah J.: Pipelines to prosperity? in: The International Spectator, Vol. 32, No. 1, January-March 1997, S. 53-70.
- Loewe, Markus: Soziale Sicherung in den arabischen Ländern: Determinanten, Defizite und Strategien für den informellen Sektor, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2010.
- Luciani, Giacomo: Allocation vs. Production States: A Theoretical Framework, in: Beblawi, Hazem/Luciani, Giacomo (eds.): The Rentier State. Nation, State and Integration in the Arab World, London: Croom Helm, 1987, S. 63-83.
- Lukoil Factbook 2009, <http://www.lukoil.com/materials/doc/DataBook/DBP/2009/FactBook/facts2009eng.pdf> (Zugriff 2.2.2012).
- Lumpkin, C. Jeffrey: Investing in Kazakhstan's Energy Sector: The Geopolitical Environment, NBR Executive Insight Nr. 10, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998.
- Lussac, Samuel: The State as a (Oil) Company? The Political Economy of Azerbaijan, GARNET Working Paper No. 74/10, February 2010.
- Luttwak, Edward N.: From Geopolitics to Geo-Economics: Logic of Conflict, Grammar of Commerce, in: The National Interest, No. 20, Summer 1990, S. 17-23.
- Luttwak, Edward N.: Turbo-Kapitalismus. Gewinner und Verlierer der Globalisierung, Hamburg, Wien: Europa Verlag, 2000.
- Luttwak, Edward N.: Weltwirtschaftskrieg. Export als Waffe – aus Partnern werden Gegner, Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verlag, 1994.
- Mahan, Alfred T.: The interest of America in sea power, present and future, Port Washington: Reissue, 1970.
- Mamedov, Rustam: International Legal Status of the Caspian Sea: Issues of Theory and Practice, in: Uzgel, İlhan/Akdevelioğlu, Atay/Yeşilyurt, Nuri (eds.): The Turkish Yearbook, Vol. 32, Ankara: Ankara University Press, 2001, S. 217-259.
- Manning, Robert A.: The Myth of the Caspian Great Game and the „New Persian Gulf“, in: The Brown Journal of World Affairs, Vol. VIII, Issue 2, Summer/Fall 2000, S. 15-33.
- Masanov, Nurbulat: The Role of Clans in Kazakhstan today, in: Prism, Vol. 4, Issue 3, 1998, [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=20207&tx_ttnews\[backPid\]=220](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=20207&tx_ttnews[backPid]=220) (Zugriff 2.3.2012).
- Matveeva, Anna: Traditionen, Kalküle, Funktionen. Russlands Rückkehr nach Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 277-294.

- Meissner, Hannes: *The Resource Curse and Rentier States in the Caspian Region: A Need for Context Analysis*, GIGA Working Papers No. 133, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies, May 2010.
- Memorandum of Understanding On Co-Operation In The Field Of Energy Between The European Union And The Republic of Kazakhstan, Brussels, December 2006, http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/caucasus_central_asia/memorandum/doc/mou_kazakshtan_en.pdf (Zugriff 9.3.2012).
- Menas Associates: *Companies Working in the Oil & Gas Industry of Kazakhstan*, Almaty, 2006.
- Menon, Rajan: *Treacherous Terrain: The Political and Security Dimensions of Energy Development in the Caspian Sea Zone*, NBR Analysis, Vol. 9, No. 1, Seattle: The National Bureau of Asian Research, 1998.
- Merrien, André/Sames, Marcel: *Transport of crude oil and oil products on the Caspian Sea, Pre-feasibility study for Rehabilitation of Aktau oil berths n°4 and n°5, Traceca Corridor Traffic and Feasibility Studies – TNREG 9803*, Taxis, Juli 2001, <http://www.traceca-org.org/fileadmin/fm-dam/TAREP/24xh/24xh15.pdf> (Zugriff 2.8.2010).
- Mesbahi, Mohiaddin: *Iran and Central Asia: paradigm and policy*, in: *Central Asia Survey*, Vol. 23, No. 2, June 2004, S. 109-139.
- Mir-Babayev, Yusuf: *Azerbaijan's Oil History. A Chronology Leading up to Soviet Era*, in: *Azerbaijan International*, Vol. 10, No. 2, Summer 2002, S. 34-40.
- Mishin, Vladimir: *Breaking Through The Oil Blockade*, in: *Oil of Russia*, No. 3, 2005, <http://www.oilru.com/or/24/415/> (Zugriff 19.12.2011).
- Mohsenin, Mehrdad M.: *The evolving security role of Iran in the Caspian Region*, in: Chufrin, Gennady (ed.): *The Security of the Caspian Sea Region*, Oxford: Oxford University Press, 2001, S. 166-177
- Morse, Edward L./Richard, James: *The Battle for Energy Dominance*, in: *Foreign Affairs*, Vol. 81, No. 2, March-April 2002, S. 16-31.
- Müller, Friedemann: *Der Ressourcenfluch: Rohstoffexporte als Krisenfaktor*, SWP Diskussionspapier, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Oktober 2004.
- Müller, Friedemann: *Voraussetzungen einer europäischen Zusammenarbeit mit den Republiken der Sowjetunion im Energiesektor*, in: Müller, Friedemann (Hrsg.): *Rußlands Energiepolitik: Herausforderungen für Europa*, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 1992, S. 151-162.
- Murray, Isabel et al.: *Russia Energy Survey 2002*, Paris: OECD/IEA, 2002, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/russia_energy_survey.pdf (Zugriff 3.4.2011).
- Murthi, Mamta et al.: *Kazakhstan: Living Standards During the Transition*, No. 17520-KZ, Human Development Unit Europe and Central Asia Region, Washington D.C.: The World Bank, 1998, http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/1998/03/22/000009265_3980623151019/Rendered/PDF/multi_page.pdf (Zugriff 3.3.2010).
- Nabiyev, Rizvan: *Erdöl- und Erdgaspolitik in der kaspischen Region, Ressourcen, Verträge, Transportfragen und machtpolitische Interessen*, Berlin: Verlag Dr. Köster, 2003.
- Nanay, Julia: *Russia and the Caspian Sea Region*, in: Kalicki, Jan H./Goldwyn, David L. (eds.): *Energy and Security. Toward a New Foreign Policy Strategy*, Washington D.C.: Woodrow Wilson Center Press, 2005, S. 127-147.
- Nankani, Gobind: *Development Problems of Mineral-Exporting Countries*, World Bank Staff Working Paper No. 354, Washington D.C.: The World Bank, 1979.
- Nasarbajew, Nursultan: *Kasachstans Weg*, Berlin: Verlag Hans Schiler, 2008.
- Nazpary, Joma: *Post-Soviet Chaos: Violence and Dispossession in Kazakhstan*, London: Pluto Press, 2002.
- North, Robert N.: *The Impact of Recent Trends in Soviet Foreign Trade on Regional Economic Development in the USSR*, in: Jensen, Robert G./Shabad, Theodore/Wirght, Arthur W. (eds.): *Soviet Natural Resources in the World Economy*, Chicago: The University of Chicago Press, 1983, S. 97-124.
- Nuriyev, Elkhan: *Conflicts, Caspian Oil and NATO. Major Pieces of the Caucasus Puzzle*, in: Bertsch, Gary K./Craft, Cassidy/Jones, Scott A./Beck, Michael (eds.): *Crossroads and Conflict. Security and Foreign Policy in the Caucasus and Central Asia*, New York, London: Routledge, 2000, S. 140-151.
- o. V. *Local Content: Legal Aspects*, in: *Kazakhstan International Business Magazine*, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/547.html> (Zugriff 2.3.2012).
- o. V.: *Economy Diversification: Investors Are Ready to Help*, in: *Kazakhstan International Business Magazine*, No. 5, 2009, www.investkz.com/en/journals/64/545.html (Zugriff 2.3.2012).
- o. V.: *Editorial Overview: The Oil and Gas Complex of Kazakhstan: Basic Results in 2001*, in: *Kazakhstan International Business Magazine*, No. 3, 2002, <http://www.investkz.com/en/journals/32/243.html> (Zugriff 3.2.2012).

- o. V.: Editorial: Mission Is Possible, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2012, <http://www.investkz.com/en/journals/78/638.html> (Zugriff 2.3.2012).
- o. V.: Editorial: Plans delayed, Ambitions not Forgotten, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/549.html> (Zugriff 2.3.2012).
- o. V.: Editorial: Plans delayed, Ambitions not Forgotten, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 5, 2009, <http://www.investkz.com/en/journals/64/549.html> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: MunaiTas: a breakthrough into the 21st Century, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 1, 2004, <http://www.investkz.com/en/journals/38/160.html> (Zugriff 11.9.2011).
- o. V.: The Development Programme for the Kazakh Sector of the Caspian, in: Kazakhstan International Business Magazine, No. 3, 2003, <http://www.investkz.com/en/journals/36/190.html> (Zugriff 25.8.2011).
- O'Leary, Shannon: Resources and Conflict in the Caspian Sea, in: *Geopolitics*, Vol. 9, Issue 1, 2004, S. 161-186.
- Offe, Claus: Das Dilemma der Gleichzeitigkeit. Demokratisierung und Marktwirtschaft in Osteuropa, in: *Merkur*, Jg. 45, Nr. 4, April 1991, S. 279-292.
- Olcott, Martha Brill/Åslund, Anders/Garnett, Sherman (eds.): *Getting It Wrong: Regional Cooperation and the Commonwealth of Independent States*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 1999.
- Olcott, Martha Brill: *Central Asia's Catapult To Independence*, in: *Foreign Affairs*, Vol. 71 No. 3, Summer 1992, S. 108-130.
- Olcott, Martha Brill: *Central Asia's New States, Independence, Foreign Policy and Regional Security*, Washington D.C.: United States Institute of Peace Press, 1996.
- Olcott, Martha Brill: *Central Asia's Second Chance*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2005.
- Olcott, Martha Brill: *Emerging Political Elites*, in: Banuazizi, Ali/Weiner Myron (eds.): *The New Geopolitics of Central Asia*, London: Tauris, 1994, S. 44-67.
- Olcott, Martha Brill: *Kazakhstan Unfulfilled Promise*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2002.
- Olcott, Martha Brill: *Kazakhstan. Unfulfilled Promise? 2. überarbeitete Auflage*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2010.
- Olcott, Martha Brill: *Kazmunaigaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company*, Rice University: The James A. Baker III Institute for Public Policy, Japan Petroleum Energy Center, March, 2007.
- Olcott, Martha Brill: *Pipelines and Pipe Dreams: Energy Development and Caspian Society*, in: *Journal of International Affairs*, Vol. 53, No. 1, 1999, S. 305-324.
- Olcott, Martha Brill: *Russia, Central Asia, and the Caspian: How Important is the Energy and Security Trade-off?* Rice University: James A. Baker III Institute for Public Policy, Japan Petroleum Energy Center, March 2006.
- Oliker, Olga: *Kazakhstan's Security Interests and Their Implications for the U.S.-Kazakh Relationship*, in: *China and Eurasia Forum Quarterly*, Vol. 5, No. 2, 2007, S. 63-72.
- Oskar, Krejčí: *Mezinárodní politika*, Praha: Ekopress, 2001.
- Ostrowski, Wojciech: *Politics and Oil in Kazakhstan*, London, New York: Routledge, 2010.
- Ottaway, Marina: *Democracy Challenged: The Rise of Semi-Authoritarianism*, Washington D.C.: Carnegie Endowment for International Peace, 2003.
- Paramonov, Vladimir/Strokov, Aleksey: *Russia and Central Asia: Current and Future Economic Relations*, Central Asian Series 06/31(E), Defence Academy of the United Kingdom, Conflict Studies Research Centre, 2006.
- Peck, Anne E.: *Economic Development in Kazakhstan: The Role of Large Enterprises and Foreign Investment*, London: Routledge Curzon, 2004.
- Pehrson, Christopher J.: *String of Pearls: Meeting The Challenge of China's Rising Power Across The Asian Littoral*, Strategic Studies Institute, July 2006.
- Peters, Susanne: *Building Up the Potential for Future Resource Conflict: the shortcomings of Western response strategies to new energy vulnerabilities*, Florence: European University Institute, 2003.
- Piero, Soave: *Die Finanzierung der transeuropäischen Netze*, Europäisches Parlament, Juni 2011, http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_4.7.2.pdf (Zugriff 1.3.2012).
- Pinar, Akçali: *Nation-State Building in Central Asia: A lost Case?* in: Amineh, Mehdi Parvizi/Houweling, Henk (eds.): *Central Eurasia in Global Politics, Conflict, Security and Development*, Leiden, Boston: Brill, 2005, S. 95-115.
- Polownikow, Alexandra: *Die Zollunion zwischen Belarus, Kasachstan und Russland – Motive, Entwicklungen und Perspektiven*, Arbeitspapier FG 5, 2012/Nr. 01, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Juli 2012.
- Pomfret, Richard: *The Central Asian Economies Since Independence*, Princeton: Princeton University Press, 2006.

- Proninska, Kamila: Energy and security: regional and global dimensions, in: SIPRI Yearbook 2007: Armaments, Disarmament and International Security, Stockholm International Peace Research Institute, Oxford University Press, 2007, S. 213-240.
- Raabe, Stephan: Der Streit um die Ostsee-Gaspipeline. Bedrohung oder notwendiges Versorgungsprojekt? Rapporte der Konrad-Adenauer-Stiftung Nr. 14, 2009.
- Raballand, Gaël/Esen, Ferhat: Economics and politics of cross-border oil pipelines – the case of the Caspian basin, in: Asia Europe Journal, Vol. 5, No. 1, 2006, S. 133-146.
- Rahr, Alexander: Russland gibt Gas: Die Rückkehr einer Weltmacht, München: Carl Hanser Verlag, 2008.
- Ranjbar, Reza M.: Das Rechtsregime des Kaspischen Meeres und die Praxis der Anrainerstaaten, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2004.
- Rasizade, Alec: The mythology of munificent Caspian bonanza and its concomitant pipeline geopolitics, in: Central Asian Survey, Vol. 21, No. 1, 2002, S. 37-54.
- Reznikova, Oksana: Transnational corporations in Central Asia, in: Rumer, Boris (ed.): Central Asia in Transition: Dilemmas of Political and Economic Development, New York: M.E. Sharpe & Co. Inc., 1996, S. 67-105.
- Roberts, John: Caspian oil and gas. How far have we come and where are we going? in: Cummings, Sally N. (ed.): Oil, Transition and Security in Central Asia, London, New York: Routledge, 2003, S. 143-160.
- Roberts, John: Energy Reserves, pipeline routes and the legal regime in the Caspian Sea, in: Chufurin, Gennady (ed.): The Security of the Caspian Sea Region, SIPRI, Oxford University Press, 2001, S. 33-68.
- Romanova, Tatiana: Energy Dialogue from Strategic Partnership to the Regional Level of the Northern Dimension, in: Aalto, Pami (ed.): The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security, Cornwall: MPG Books Ltd, 2008, S. 63-92.
- Roy, Oliver: The New Central Asia: The Creation of Nations, London: I.B. Tauris, 2000.
- Rubinstein, Alvin Z.: The Asian Interior, The Geopolitical Pull on Russia, in: Orbis, Vol. 38, Issue 4, Fall 1994, S. 567-583.
- Rumer, Boris Z.: The Potential of Political Instability and Regional Conflicts, in: Banuazizi, Ali/Weiner, Myron (eds.): The New Geopolitics of Central Asia and Its Borderlands, London: I.B. Tauris, 1994, S. 68-87.
- Rumer, Eugene B.: Peripherie, Zentrum, Problemfall. Die Zentralasienpolitik der USA, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 295-312.
- Russell, Jeremy: Energy as a foreign factor in Soviet foreign policy, Westmead: Saxon House, 1976.
- Sagers, Matthew J.: Long-term plans for oil and gas sector in Kazakhstan, in: International Geology Review, Vol. 35, No. 4, 1993, S. 398-399.
- Sagers, Matthew J.: Review of the Energy Industries in the Former USSR in 1991, in: Post-Soviet Geography, Vol. 33, No. 4, 1992, S. 237-268.
- Saghed, Nasser/Javadi, Masoud: Azerbaijan's „Contract of the Century“ Finally Signed with Western Oil Consortium, in: Azerbaijan International, Vol. 2, No. 4, Autumn 1994, S. 26-28.
- Sampson, Anthony: The Seven Sisters: The Great Oil Companies and the World They Shaped, New York: Viking Press, 1975.
- Sarsembayev, Azamat: Imagined communities: Kazak nationalism and Kazakification in the 1990s, in: Central Asia Survey, Vol. 18, No. 3, 1999, S. 319-346.
- Satpaev, Dossym: An Analysis of the Internal Structure of Kazakhstan's Political Elite and an Assessment of Political Risk levels, in: Uyama, Tomohiko (ed.): Empire, Islam and Politics in Central Eurasia. Sapporo: Hokkaido University, 2007, S. 283-300.
- Satpajew, Dossym: Die Politik Kasachstans, in: Krumm, Reinhard (Hrsg.): Zentralasien: Eine Innenansicht, Bishkek: Friedrich Ebert Stiftung, 2006, S. 89-102.
- Saurbek, Zhanibek: Kazakhstan-Chinese Energy Relations: Economic Pragmatism or Political Cooperation? in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 6, No. 1, 2008, S. 79-93.
- Schatz, Edward: State Constructivism and Clans in Central Asia, Davis Center for Russian Studies, Harvard University, 2001.
- Schmitz, Andrea/Somfalvy, Esther: Falsche Erwartungen. Die innenpolitische Dimension des kasachischen OSZE-Vorsitzes, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2011.
- Schmitz, Andrea/Wolters, Alexander: Politischer Protest in Zentralasien. Potentiale und Dynamiken, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2012.
- Schmitz, Andrea: Elitenwandel und politische Dynamik in Kasachstan, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2003.
- Schmitz, Andrea: Kasachstan: neue Führungsmacht im postsowjetischen Raum? Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2009.

- Schofield, Clive/Pratt, Martin: Claims to the Caspian Sea, in: *Jane's Intelligence Review*, Vol. 8, No. 2, 1996, S. 75-78.
- Schörnig, Niklas: Neorealismus, in: Schieder, Siegfried/Spindler, Manuela (Hrsg.): *Theorien der Internationalen Beziehungen*, 2. überarbeitete Auflage, Opladen & Farmington Hills: Verlag Barbara Budrich, 2006, S. 65-92.
- Schweller, Randall L.: Bandwagoning for Profit: Bringing the Revisionist State Back, in: *International Security*, Vol. 19, No. 1, Summer 1994, S. 72-107.
- Scott Wilson: Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, Scott Wilson, 2007, <http://www.traceca-org.org/fileadmin/fm-dam/TAREP/55km/55km1.pdf> (Zugriff 25.6.2011).
- Scott, Erik: Caspian Oil: How Soon and at What Cost? Carnegie Endowment For International Peace, Meeting Report Vol. 3, No. 8, 19.3.2001, <https://carnegie-mec.org/2001/03/13/caspian-oil-how-soon-and-at-what-cost/esbq> (Zugriff 21.2.2011).
- Shaffer, Brenda: From Pipedream to Pipeline: A Caspian Success Story, in: *Current History*, Vol. 104, Issue 684, October 2005, S. 343-346.
- Shiels, Clinton R.: FDI and the Investment Climate in the CIS Countries, IMF Policy Discussion Paper, PDP/03/5, Washington D.C.: International Monetary Fund, November 2003.
- Shiryayev, Boris: Großmächte auf dem Weg zur neuen Konfrontation? Das „Great Game“ am Kaspischen Meer: eine Untersuchung der neuen Konfliktlage am Beispiel Kasachstan, Hamburg: Verlag Dr. Kovač, 2008.
- Silk Road Strategy Act H.R. 2867, 105th Congress 1st Session, 7.11.1997, http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=105_cong_bills&docid=f:h2867ih.txt.pdf (Zugriff 2.11.2011).
- Socor, Vladimir: Bridgehead in Europe: Kazakhstan Acquires Romania's Rompetrol, in: *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 4, Issue 165, 7.9.2007, [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=32976](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=32976) (Zugriff 2.3.2011).
- Socor, Vladimir: Kazakhstan's Growing Gas Exports To Go Russia's Way, in: *Eurasia Daily Monitors*, Vol. 4, Issue 97, 17.5.2007, [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews\[tt_news\]=32749&tx_ttnews\[backPid\]=171&no_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews[tt_news]=32749&tx_ttnews[backPid]=171&no_cache=1) (Zugriff 2.3.2011).
- Socor, Vladimir: Kazakhstan-Azerbaijan Oil Transport Agreement: Not Yet Historic, But Might Become So, in: *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 3, Issue 118, 19.6.2006, [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews\[tt_news\]=31791&tx_ttnews\[backPid\]=177&no_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews[tt_news]=31791&tx_ttnews[backPid]=177&no_cache=1) (Zugriff 2.3.2011).
- Socor, Vladimir: Western Majors Sign Agreement of Intent on Trans-Caspian Oil Transport System, in: *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 4, Issue 18, 25.1.2007, [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews\[tt_news\]=32424&tx_ttnews\[backPid\]=171&no_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews[tt_news]=32424&tx_ttnews[backPid]=171&no_cache=1) (Zugriff 2.3.2011).
- Soligo, Ronald/Myers Jaffe, Amy: *Unlocking the Assets: Energy and the Future of Central Asia and the Caucasus. The Economics of Pipeline Routes: The Conundrum of Oil Exports from the Caspian Basin*, Rice University: James A. Baker III Institute for Public Policy, 1998.
- Spykman, Nicholas J.: *America's Strategy in World Politics. United States And The Balance of Power*, New Brunswick/New Jersey: Transaction Publishers, 2008.
- Spykman, Nicholas J.: *The Geography of Peace*, New York: Hartcourt, Brace and Co., 1944.
- Stadelbauer, Jörg: Mittelasien – Zentralasien. Raumbegriffe zwischen wissenschaftlicher Strukturierung und politischer Konstruktion, in: *Petermanns Geographische Mitteilungen*, Band 147, Heft 5, 2003, S. 58-63.
- Starr, Frederick S.: Making Eurasia Stable, in: *Foreign Affairs*, Vol. 75, No. 1, January-February, 1996, S. 80-92.
- Steinberg, Thomas I.: Kasachisches Öl nach China. Kompliziertes Dreiecksgeschäft erforderlich, April 2006, <http://www.steinbergrecherche.com/kasachstan.htm> (Zugriff 2.3.2012).
- Stent, Angela E.: *From Embargo to Ostpolitik. The Political Economy of West German-Soviet Relations 1955-1980*, Cambridge: Cambridge University Press, 1981.
- Stern, Jonathan P.: *Soviet Oil and Gas Exports to the West: Commercial Transaction or Security Threat?* Aldershot: Gower, 1987.
- Stevens, Paul: *Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), June 2003.
- Sublette, Carey: *Nuclear Weapons Frequently Asked Questions*, 2001, <http://nuclearweaponarchive.org/Nwfaq/Nfaq0.html> (Zugriff 23.3.2012).
- Sultanov, B. K.: Kazakhstan's Multi-Vector Foreign Policy, in: Sultanov, B. K. (ed.): *Kazakhstan Today*, Almaty: The Kazakhstan Institute for Strategic Studies under the President of the Republic of Kazakhstan, 2010, S. 127-137.
- Suny, Ronald G.: *The Soviet Experiment: Russia, the USSR, and the Successor States*, Oxford: Oxford University Press, 1997.
- Swanström, Niklas: China and Central Asia: a new Great Game or traditional vassal relations? in: *Journal of Contemporary China*, Vol. 14, Issue 45, 2005, S. 569-584.

- Syroezhkin, Konstantin: China's Presence in the Energy Sector of Central Asia, in: *Central Asia and the Caucasus*, Vol. 13, Issue 1, 2012, S. 20-42.
- TengizChevroil LLP, Caspian Engineering & Research LLP: Future Growth Project Declaration of Intent To Invest in Construction, Executive Summary Volume 2, Atyrau 2010, http://www.tengizchevroil.com/en/documents/FGP-DECLARATION_En.pdf (Zugriff 24.5.2011).
- The World Bank: Azerbaijan Country Economic Memorandum – A New Silk Road: Export-led Diversification, Poverty Reduction and Economic Management Unit Europe and Central Asia Region, Report No. 44365-AZ, Washington D.C.: The World Bank, December 2009, http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2010/01/07/000333037_20100107230943/Rendered/PDF/443650ESW0AZ0P1ICO Disclosed01161101.pdf (Zugriff 25.6.2011).
- The World Bank: Kazakhstan, The Transition to a Market Economy, A World Bank Country Study, Washington D.C.: The World Bank, 1993, http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/IW3P/IB/1993/08/01/000009265_3970716142413/Rendered/PDF/multi0page.pdf (Zugriff 23.4.2010).
- Timm, Christian: Jenseits von Demokratiehoffnung und Autoritarismusverdacht: Eine herrschaftssoziologische Analyse post-transformatorischer Regime, in: Albrecht, Holger/ Frankenberg, Rolf (Hrsg.): *Autoritarismus Reloaded. Neue Ansätze und Erkenntnisse der Autokratieforschung*, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2010, S. 95-118.
- Tokarev, Nikolai: KazTransOil and Transneft: sustained partnership, in: *KazEnergy*, No. 3-4 (39-40), 2010, S. 226-227.
- Traceca: Rehabilitation of Crude Oil and Oil Product Transportation Networks, Country Report Kazakhstan, Inogate, 1999, <http://www.traceca-org.org/fileadmin/fm-dam/TAREP/24xh/24xh10.pdf> (Zugriff 25.6.2011).
- Tsereteli, Mamuka: The Impact Of The Russia-Georgia War On The South Caucasus Transportation Corridor, Washington D.C.: The Jamestown Foundation, 2009.
- Tsyngakov, Andrei P.: The Culture of Economic Security: National Identity and Political-Economic Ideas in the Post-Soviet World, in: *International Politics*, Vol. 39, No. 2, June 2002, S. 153-173.
- Tugendhat, Christopher: *Oil, the Biggest Business*, New York: Putman, 1968.
- United States Department of Energy and The White House: National Energy Policy, Report of the National Energy Policy Development Group, Washington D.C., May 2001, <http://www.wtrg.com/EnergyReport/National-Energy-Policy.pdf> (Zugriff 12.10.2010).
- United States General Accounting Office: Kazakhstan Unlikely to Be Major Source of Oil for the United States, GAO/GGD-94-74, March 1994, <http://www.gao.gov/assets/220/219252.pdf> (Zugriff 14.7.2010).
- Vahl, Marius: Just Good Friends? The EU-Russian „Strategic Partnership“ and the Northern Dimension, CEPS Working Document No. 166, Brussels: Centre For European Policy Studies, March 2001.
- Varwick, Johannes: Das neue strategische Konzept der NATO, in: *Aus Politik und Zeitgeschichte*, 50/2010, Dezember 2010, S. 23-29.
- Vernon, Raymond: *Sovereignty at Bay: The Multinational Spread of U.S. Enterprises*, New York: Basic Books, 1971.
- Wacker, Gudrun: Die „Shanghai Organisation für Zusammenarbeit“ Eurasische Gemeinschaft oder Papiertiger? Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2001.
- Wacker, Gudrun: Neue alte Nachbarn. China und Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): *Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen*, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 313-325.
- Walt, Stephen M.: Alliance Formation in Southwest Asia: Balancing and Bandwagoning in Cold War Competition, in: Jervis, Robert/Snyder, Jack (eds.): *Dominoes and Bandwagons: Strategic Beliefs and Great Power Competition in the Eurasian Rimland*, New York: Oxford University Press, 1991, S. 51-84.
- Walt, Stephen M.: *The Origins of Alliances*, Ithaca and London: Cornell University Press, 1987.
- Waltz, Kenneth N.: *Theory of international politics*, New York: McGraw-Hill, 1979.
- Weitz, Richard: Kazakhstan and the New International Politics of Eurasia, Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program – A Joint Transatlantic Research and Policy Center, Washington D.C.: John Hopkins University, Stockholm: Institute for Security and Development Policy, 2008.
- Welzel, Christian: Methoden und Arbeitsweisen. Wissenschaftstheoretische und methodologische Grundlagen, in: Lauth, Hans-Joachim/Wagner, Christoph (Hrsg.): *Politikwissenschaft: Eine Einführung*, (6. grundlegend überarbeitete Auflage) Paderborn: Schöningh UTB, 2009, S. 389-422.
- Werle Raymund: Pfadabhängigkeit, in: Benz, Arthur/Lütz, Susanne/Schimank, Uwe/Simonis, Georg (Hrsg.): *Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder*, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2007, S. 119-131.

- Westphal, Kirsten: Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Wither Europe? in: Internationale Politik und Gesellschaft, Nr. 4, 2006, S. 44-62.
- Westphal, Kirsten: Germany and the EU-Russia Energy Dialogue, in: Aalto, Pami (ed.): The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security, Cornwall: MPG Books Ltd, 2008, S. 93-118.
- Westphal, Kirsten: Wettlauf um Energieressourcen. Markt und Macht in Zentralasien, in: Sapper, Manfred/Weichsel, Volker/Huterer, Andrea (Hrsg.): Machtmosaik Zentralasien. Traditionen, Restriktionen, Aspirationen, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung, 2007, S. 463-478.
- Wetzel, Anne: Das Konzept der Pfadabhängigkeit und seine Anwendungsmöglichkeiten in der Transformationsforschung, Arbeitspapiere des Osteuropa-Instituts der Freien Universität Berlin, Heft 52/2005.
- Wiesmann, Klaus: Die vielleicht letzte Chance der NATO. Die Umsetzung der Prager Gipfelentscheidung, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2003.
- Wilczynski, Jozef: The Economics and Politics of East-West Trade, New York: Praeger Publishers, 1969.
- Wiles, Peter: Communist International Economics, New York: Praeger Publishers, 1969.
- Wilson, David: Soviet Energy to 2000, Special Report No. 231, London: The Economist Intelligence Unit, 1986.
- Wilson, David: Soviet Oil & Gas to 1990, London: The Economist Intelligence Unit, 1980.
- Xu, Xiaojie: Chinese NOCs' Overseas Strategies: Background, Comparison and Remarks, Rice University: The James A. Baker III Institute For Public Policy, 2007.
- Yenikeyeff, Shamil M.: The Georgia-Russia standoff and the future of the Caspian and Central Asian energy supplies, Oxford Energy Comment, August 2008.
- Zardykhan, Zharmukhamed: Kazakhstan and Central Asia: regional perspectives, in: Central Asia Survey, Vol. 21, No. 2, 2002, S. 167-183.
- Zha, Daojiong: China's Energy Security and Its International Relations, in: The China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 3, No. 3, 2005, S. 39-54.
- Zhovtiz, Evgeny A.: Freedom of Association and the Question of its Realization in Kazakhstan, in: Holt, Ruffin M./Vaughan, Daniel (eds.): Civil Societies in Central Asia, Seattle: University of Washington Press, 1999, S. 57-70.
- Ziegler, Charles E.: The energy factor in China's foreign policy, in: Journal of Chinese Political Science, Vol. 11, No. 1, Spring 2006, S. 1-23.
- Zimovina, E. P.: Динамика численности и состава населения Казахстана во второй половине XX века („Populationsdynamik und Zusammensetzung der Bevölkerung Kasachstans in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts“), in: Demoskop Weekly, No. 103-104, 3.-16. März 2003, <http://demoscope.ru/weekly/2003/0103/analit03.php> (Zugriff 25.5.2012).
- Zweig, David/Jianbai, Bi: China's Global Hunt for Energy, in: Foreign Affairs, Vol. 84, No. 5, September-October 2005, S. 25-38.
- Информация об основных потребительских характеристиках и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества регулируемого ОАО "АК "Транснефть" на 2011 год в сфере оказания услуг по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам, („Angaben zu den grundlegenden Verbrauchseigenschaften und deren Erfüllung staatlicher oder anderer anerkannter Qualitätsstandards, die von Transneft A.G. für das Jahr 2011 im Bereich des Öltransports durch Pipelines reguliert werden“), <http://www.transneft.ru/finance/subject/> (Zugriff 10.6.2011).
- Стратегический план Министерства нефти и газа Республики Казахстан на 2011 –2015 годы („Strategischer Plan des Ministeriums für Öl und Gas der Republik Kasachstan für die Jahre 2011-2015“), http://mgm.gov.kz/index.php?option=com_content&view=article&id=1801%3A-2011-2015-&catid=30%3A2011-09-02-04-11-19&Itemid=46&lang=en (Zugriff 23.4.2012).

Jahresberichte des Internationalen Währungsfonds

- Odling-Smee, John/Ishan, Kapur et al.: Kazakhstan: IMF Economic Review 1993, Washington D.C.: International Monetary Fund, June 1993.
- Odling-Smee, John/Ishan, Kapur et al.: Kazakhstan: IMF Economic Review 1994, Washington D.C.: International Monetary Fund, 1995.
- Hansen, Leif/Figliuoli/Panth, Sanjaya/Mourmouras, Alex/Valila, Timo: Republic of Kazakhstan: Recent Economic Developments, IMF Staff Country Report No. 98/84, Washington D.C.: International Monetary Fund, August 1998, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/1998/cr9884.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Berengaut, Julian/Desruelle, Dominique/Stern, Richard/Khazai, Sepideh/Szekely, Istvan/Andrews, Michael/Njoroge, Patrick: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Staff Country Report No. 99/95, Washington D.C.: International Monetary Fund, September 1999, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/1999/cr9995.pdf> (Zugriff 16.2.2012).

- Berengaut, Julian/Desruelle, Dominique/Stern, Richard/Khazai, Sepideh/Székely, István/Andrews, Michael/Njoroje, Patrick: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Staff Country Report No. 00/29, Washington D.C.: International Monetary Fund, March 2000, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2000/cr0029.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Mensbrugghe, Emmanuel van der/Mathieu, Paul/Ross, Paul/Semblat, Romuald/Lehmann, Alexander/Székely, István: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 01/20, Washington D.C.: International Monetary Fund, January 2001, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2001/cr0120.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Mensbrugghe, Emmanuel van der/Mathieu, Paul/Luecke, Matthias/Sun, Yan/Davoodi, Hamid: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 02/64, Washington D.C.: International Monetary Fund, March 2002, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2002/cr0264.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Keller, Peter M./Mathieu, Paul/Bacalu, Veronica/Oestreicher, Geoffrey/Medas, Paulo/Yang, Yongzheng: Republic of Kazakhstan: Selected Issues and Statistical Appendix, IMF Country Report No. 03/211, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2003, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2003/cr03211.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Berengaut, Julian/Elborgh-Woytek, Katrin/Kisinbay, Turgut/Lohmus, Peter/ Yang, Yongzheng: Republic of Kazakhstan: Statistical Appendix, IMF Country Report No. 04/363, Washington D.C.: International Monetary Fund, November 2004, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2004/cr04363.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Berengaut, Julian/Keller, Peter M./Elborgh-Woytek, Katrin/Kisinbay, Turgut/Lohmus, Peter/Mathieu, Paul/Thomas, Theo/ Yang, Yongzheng: Republic of Kazakhstan: Selected Issues, IMF Country Report No. 04/362, Washington D.C.: International Monetary Fund, November 2004, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2004/cr04362.pdf> (Zugriff 16.2.2012).
- Husain, Aasim/Davoodi, Hamid/Sumlinski, Mariusz/Ter-Martirosyan, Anna/Lohmus, Peter: Republic of Kazakhstan: Selected Issues, IMF Country Report No. 05/240, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2005, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2005/cr05240.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- Davoodi, Hamid/Ter-Martirosyan, Anna/Lohmus, Peter: Republic of Kazakhstan: Statistical Appendix, IMF Country Report No. 05/239, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2005, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2005/cr05239.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- Husain, Aasim/Davoodi, Hamid/Sumlinski, Mariusz/Ter-Martirosyan, Anna et. al: Republic of Kazakhstan: 2006 Article IV Consultation – Staff Report; and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, IMF Country Report No. 06/244, Washington D.C.: International Monetary Fund, June 2006, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2006/cr06244.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- Husain, Aasim et al.: Republic of Kazakhstan: 2007 Article IV Consultation – Staff Report; and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, IMF Country Report No. 07/235, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2007, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2007/cr07235.pdf (16.2.2012).
- o. V.: Republic of Kazakhstan: 2008 Article IV Consultation – Staff Report; Staff Statement; and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, IMF Country Report No. 08/288, Washington D.C.: International Monetary Fund, August 2008, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2008/cr08288.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Republic of Kazakhstan: 2009 Article IV Consultation – Staff Report; Supplement; and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, IMF Country Report No. 09/300, Washington D.C.: International Monetary Fund, October 2009, <https://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2009/cr09300.pdf> (16.2.2012).
- o. V.: Republic of Kazakhstan: 2010 Article IV Consultation – Staff Report; Supplement; Public Information Notice on the Executive Board Discussion; and Statement by the Executive Director for Kazakhstan, IMF Country Report No. 10/241, Washington D.C.: International Monetary Fund, July 2010, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2010/cr10241.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- Coronel, A.L./Al-Eyd, A./Rozhkov, D./Raman, N./Saker, N./Owen, D./Sazanov, K.: Republic of Kazakhstan: 2011 Article IV Consultation – Staff Report; Supplement; and Public Information Notice, IMF Country Report No. 11/150, Washington D.C.: International Monetary Fund, June 2011, www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2011/cr11150.pdf (Zugriff 16.2.2012).
- Coronel, Ana Lucía/Rozhkov, Dmitriy/Al-Eyd, Ali/Raman, Narayanan: Republic of Kazakhstan: Selected Issues, IMF Country Report No. 11/151, International Monetary Fund, Washington, June 2011, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2011/cr11151.pdf> (Zugriff 16.2.2012).

Presseartikel und Nachrichtenagenturmeldungen

Abbas Najam: China signs crucial oil deal with Kazakhstan, in: Moneyclips, 26.9.1997.

Adams, Terry: Not the new Middle East, in: *Petroleum Economist*, December 2001.

Agayev, R.: Azerbaijan State Railway Intends to Transport Oil Products to Georgian Port of Kulevi, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 23.2.2007.

Aida, Sultanova: BP, Chevron-led consortium begin talks on shipping oil through Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: *AP Worldstream*, 14.12.2005.

Alekberov, Elshan: Despite political obstacles, energy world progresses around Caspian sea, in: *Oil & Gas Journal*, S. 38, 15.6.1998.

Alemdar, Zeynep: Turkic Nations Gather At Summit Meeting, in: *Associated Press Worldstream* 28.8.1995.

Ali, Arif: Oman, Kazakhstan form pipeline consortium, in: *Moneyclips*, 18.6.1992.

Aliyev, S.: BTC Expansion to Cost \$70mln – Vice-President of BP Azerbaijan, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 29.4.2008.

Aliyev, S.: Kazakhstan's oil with American fragrance – ChevronTexaco selects Azerbaijan, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 13.10.2008.

Antonov, Oleg: Kazakh president embarks on 2-day state visit to Azerbaijan, in: *TASS*, 24.5.2005.

Arinova, K.: Azerbaijan and Kazakhstan to Establish Joint Enterprise For Construction Oil Transporting Via Baku-Tbilisi-Jeyhan, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 8.8.2007.

Arinova, K.: Azerbaijan and Kazakhstan to Establish Joint Oil Transportation Enterprise – Kazmunaygas President, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 5.12.2007.

Aris, Ben: Kazakhstan - Oil Producers Seek Cost Cuts - Oil Companies In Landlocked Kazakhstan Are Investing In More Efficient And Cheaper Ways Of Exporting, in: *The Banker*, 1.7.2002.

Arnold-Forster, Sam: China secures Kazakh deal, in: *Calgary Herald*, S. 2, 5.6.1997.

Artykova, Nadira: Central Asian Republics: Kazakhstan Opts For Russian Oil Route, in: *IPS-Inter Press Service*, 3.3.1994.

Artykova, Nadira: Chevron Row Poses Threat to Oil Deals, in: *The Moscow Times*, No. 463, 18.5.1994.

Arvedlund, Erin: Lukoil Gets \$ 5 Billion U.S. Partner, in: *The Moscow Times*, No. 1051, 20.9.1996.

Aslamova, Darya: China will start swallowing former USSR with Kazakhstan (Komsomolskaya Pravda), in: *BBC Monitoring Former Soviet Union – Political*, 18.11.2009.

Backfisch, Michael: Banken schließen Schlupfloch Dubai, in: *Financial Times Deutschland*, 13.3.2012.

Balman, Sid: Clinton presses Yeltsin on oil deals, in: *United Press International*, 28.9.1994.

Bardin, Vladimir: The Energy Foursome (Kommersant-Daily, S. 2), in: *Russian Press Digest*, 23.2.2000.

Barnard, Bruce: Soviet Turmoil Threatens Energy Charter's Success, in: *Journal of Commerce*, S. 1, 20.11.1991.

Baturin, Andrei: Russia suggests Caspian states decide on joint oil balance, in: *TASS*, 11.3.2001.

Behn, Sharon: Chevron Likes Idea of a Kazakhstan to China Crude Pipe, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 75, No. 111, S. 2, 10.6.1997.

Behn, Sharon: China's CNPC Wins Uzen, Plans Line To Home Nation, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 75, No. 149, S. 1, 4.8.1997.

Behn, Sharon: Chinese Market Will Get 1st Tengiz Test Next Month, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 75, No. 207, S. 1, 24.10.1997.

Behn, Sharon: Kazakhs, Tractabel at odds over sell-off, in: *Platt's Oilgram News*, Vol. 76, No. 40, S. 1, 2.3.1998.

Bekbolotova, Gulaim: Aserbajdschans Geschäfte mit Israel erzürnen den Iran, in: *Wirtschaftsblatt*, 29.8.2008, <http://wirtschaftsblatt.at/home/nachrichten/international/828674/index> (Zugriff 2.3.2012).

Bell, Alistar: Russia saber-rattling echoes in Turkic republics, in: *The Herald*, S. 17, 31.12.1993.

Bell, Alistar: Turkey goes all out in bid to win new friends, in: *The Herald*, S. 9, 25.4.1992.

Berdniker, Mark D.: New Russian energy policy sparks controversy, in: *Calgary Herald*, S. 3, 12.11.1991.

Berdniker, Mark D.: Russia to squeeze other republics on oil, pipeline, in: *Journal of Commerce*, S. 7, 12.11.1991.

Bernstein, Jonas: Russia Confident on Oil Route, in: *The Moscow Times*, No. 816, 11.10.1995.

Bierman, Stephen: Caspian Crude: Caspian Producers Look To Fill BTC Pipeline, in: *Nefte Compass*, 15.6.2006.

Bierman, Stephen: Total Promotes Plan to Link Kashagan, BTC; More Outlets Also Needed for Big New Field, in: *International Oil Daily*, 12.6.2006.

Blagov, Sergei: Russia eager to maintain its influence over Caspian energy transit, in: *The Times of Central Asia*, 23.5.2008.

Blagov, Sergei: Russia registers significant victory in Caspian basin energy contest, in: *Eurasianet*, 5.4.2006.

Bodgener, Jim/Roberts, John: While we were marching through Georgia, in: *FT Energy Newsletter – Energy Economist*, S. 8, 1.2.1995.

Bogle, Sally: PM Pushes for Full Control of Kazakh Refineries Through Stake in Pavlodar, in: *World Markets Analysis*, World Markets Research Centre, 7.11.2006.

Border, Line: China Snaps Up US Firm's Interests In Kazakhstan, in: Nefte Compass, 30.9.2004.

Borget, Carrol/Powell, Bill/Levine, Steve: Black Gold, Blue Sea, in: Newsweek, S. 36, 12.5.1997.

Bourne, James: Oman Oil's Money Contribution To Caspian Doubted, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 4, 12.4.1995.

Bradsher, Keith/Pala, Christopher: Chinese beat India for Kazakh oil fields; But shadow emerges over \$4.2 billion deal, in: International Herald Tribune, S. 1, 23.8.2005.

Bradsher, Keith: China and India Vie for Kazakhstan Oil, in: The New York Times, S. 7, 16.8.2005.

Brauer, Birgit: Three ex-Soviet republics discussing new oil pipeline, in: Associated Press Worldstream, 11.11.1997.

Brethour, Patrick/Pala, Christopher: Chinese make \$4-billion bid for "vulnerable" PetroKaz; CEO blames Lukoil, Kazakh government as CNPC offers premium for Calgary firm, in: The Globe and Mail, S. 1, 23.8.2005.

Broladze, Nodar: Chevron to invest in Georgian pipeline, in: United Press International, 9.1.1996.

Bromby, Robin: Energy crisis forces China to consider \$12.5bn oil pipeline, in: The Australian, S. 21, 17.3.1997.

Brower, Derek: New kid on the block, in: Petroleum Economist, July 2007.

Brusilovskaya, Yelena: Chevron representatives report to the president that the problem of oil treatment is practically solved (Panorama, S. 5) in: BBC Summary of World Broadcasts, 5.8.1994.

Bukharbayeva, Bagila: Kazakh leader says his country to join Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline next week, in: Associated Press Worldstream, 8.6.2006.

Bukharbayeva, Bagila: Official: Kazakhstan will seek to buy portion of oil producer acquired by China, in: Associated Press Worldstream, 4.10.2005.

Butyrina, Yelena: Astana and Tehran resume talks on Kazakh-Iranian oil pipeline (Panorama, S. 9), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 9.12.2007.

Butyrina, Yelena: Kazakhstan may participate in the Iranian Neka-Jask pipeline construction project (Panorama, S. 7, 29.2.2008), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 4.3.2008.

Carroll, Joe: Chevron May Raise Unocal Bid to Counter CNOOC Offer, in: Bloomberg, 23.6.2005.

Cattaneo, Claudia/Harding, Jon: State-owned CNPC shakes up oilpatch: "Tremendous reward", in: National Post's Financial Post & FP Investing, 23.8.2005.

Chazan, Guy: Russia may have targeted Georgian pipelines, in: The Globe and Mail, S. 11, 14.8.2008.

Ciszuk, Samuel: Caspian-to-Arabian Sea Pipeline Suggested by Iran as it Searches for Central Asian Inroads, in: IHS Global Insight, 20.11.2007.

Ciszuk, Samuel: Iran Confirms Oil Swaps with Caspian States Have Halted, in: IHS Global Insight, 22.7.2010.

Ciszuk, Samuel: Iran Returns to Encourage Oil Swaps with Caspian Neighbours, in: IHS Global Insight, 3.10.2011.

Ciszuk, Samuel: Iran Says Product Swap with Turkmenistan, Iraq to Resume, in: IHS Global Insight, 24.11.2010.

Ciszuk, Samuel: New Iranian Pipeline to Raise Oil Swap Capacity for Central Asia, Caucasian Neighbours to 1 mil. b/d, in: IHS Global Insight, 28.8.2007.

Ciszuk, Samuel: Russian, Georgian Clashes, Kurdish Bombing, Expose BTC Pipeline Weaknesses, in: IHS Global Insight, 11.8.2008.

Ciszuk, Samuel: Uncertainty over Iran Swap Deal Prompts Dragon Oil Redirect Additional Turkmen Oil Via Azerbaijan, in: IHS Global Insight, 9.4.2010.

Ciszuk, Samuel: Vitol Strikes Deal to Resume Iranian Oil Swaps of Turkmen Crude, in: IHS Global Insight, 24.6.2011.

Clark, Heather: Kazakhstan outlines pipeline arteries to get oil to markets, in: Agence France Presse, 31.3.1998.

Clark, Heather: Kazakhstan, China to discuss oil export pipeline next month, in: Agence France Presse, 7.10.1999.

Clover, Charles/Jack, Andrew/Stern, David: Putin calls for bigger Russian role in Caspian, in: Financial Times, 22.4.2000.

Clover, Charles: Kazakhstan-Iran oil swap begins, in: Financial Times, 6.1.1997.

Cole, Juan: Why economic sanctions on Iran won't work, in: Salon, 19.4.2010, http://www.salon.com/2010/04/19/sanctions_iran/ (Zugriff 12.6.2011).

Coll, Steve: Central Asia's High-Stakes Oil Game; Ex-Soviet Republics Are the Big Prize in a Global Rush to Explore, in: The Washington Post, S. 1, 9.5.1993.

Cooper, Peter: Amec, BB, Wimpey chase Kazak double, in: Construction News, 2.2.1995.

Corzine, Robert/Clover, Charles: Kazakhstan oil finds an outlet in China, in: Financial Times, 11.7.1997.

Corzine, Robert/Couturier, Kelly/Khalaf, Roula: Tehran to issue Collars 400m Caspian pipeline tender: Transit for oil plan will test resolve of Washington in its moves to check Iranian influence in Central Asia, in: Financial Times, 29.5.1998.

Corzine, Robert: From minor to major: Formerly monolithic state oil companies are at last challenging the western majors on their home turf, in: Financial Times, 19.8.1997.

Corzine, Robert: Survey – Kazakhstan 98: CPC: More than a pipe dream, in: Financial Times, 17.6.1998.

Corzine, Robert: The Lure Of The East: China, a vast potential market for Kazakh oil, in: Financial times, 23.7.1997.

Dale, Sam: China's Sinopec Targets Kazakhstan Through Deal With Obscure Firm, in: International Oil Daily, 31.12.2003.

Daly, John C. K.: Analysis E. Europe offers transit routes, in: UPI Energy, 12.10.2007.

Daly, John C. K.: Analysis: Iran seeks oil swaps, in: UPI Energy, 31.8.2007.

Daly, John C. K.: China ups Kazakh energy holdings, in: UPI Energy, 28.4.2009.

Daly, John C. K.: Forum in Iran to discuss energy, in: UPI Energy, 4.3.2009.

Daly, John C. K.: Iran as energy transit route, in: UPI Energy, 16.10.2008.

Daly, John C. K.: Oil pollution in the Caspian, in: UPI Energy, 20.9.2007.

Daly, John C. K.: UPI Energy Watch, in: United Press International, 26.7.2004.

Daly, Tom/Zaidi, Ammar: India Makes Caspian Sea Breakthrough, in: Nefte Compass, 21.4.2011.

Daly, Tom: Agip Says Kashagan Start-Up Won't Be Delayed by Icy Weather, in: International Oil Daily, 11.10.2011.

Daly, Tom: China Ponders New Kazakh Oil Pipeline, in: Nefte Compass, 16.8.2012.

Daly, Tom: French Clinch New Deal As Kazakhstan Opens Up, in: Nefte Compass, 8.10.2009.

Daly, Tom: Kazakh Finally Claim Karachaganak Stake, in: International Oil Daily, 15.12.2011.

Daly, Tom: Kazakhstan Maps Out Energy Challenges, in: Nefte Compass, 6.10.2011.

Daly, Tom: Kazakhstan Reveals 2020 Vision for 50% Leap in Oil Exports, in: International Oil Daily, 5.10.2011.

Davis, Anthony: The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future, in: Asiaweek, 10.10.1997.

Davydova, Milana: Our Man In The Caspian Area (Segodnya, S. 1), in: Russian Press Digest, 29.5.2000.

De Waal, Thomas: Caspian Consortium: Which Route to Riches? in: The Moscow Times, No. 722, 31.5.1995.

Demirmen, Ferruh: Analysis of Caspian Oil Scene: As Kazakhstan Turns Cool to Baku-Ceyhan, A New Rivalry Between Turkey and Russia Simmers, in: Turkish Daily News, 26.2.2002.

Demirmen, Ferruh: As Kazakhstan turns cool to Baku-Ceyhan, a new rivalry between Turkey and Russia simmers, in: Turkish Daily News, 26.2.2002.

Demirmen, Ferruh: Baku-Tbilisi-Ceyhan: Project enters new phase in the wake of oil company obfuscation, maneuvering and jockeying, in: Turkish Daily news, 19.10.2000.

Demirmen, Ferruh: Despite recent gains in momentum, prospects for Baku-Ceyhan Caspian oil export line remain doubtful, in: Oil & Gas Journal, S. 23, 15.11.1999.

Deutsch, Claudia H.: Taking a Team Approach to Soviet Trade, in: The New York Times, S. 4, 31.7.1988.

Dimov, Ivan: Japanese Invest In Kazakhstan's Oil Sector (Delovoi Mir, No. 259, S. 7), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.11.1994.

DiNardo, Robert: Chevron, While Upbeat On Kazakh Line, Aiming At Rail, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 31, S. 1, 13.2.1997.

Dinesh, Manimoli/Sampson, Paul/Ritchie, Michael: US Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: International Oil Daily, 20.11.2002.

Dion, Richard R.: Long view of Caspian oil export options tilts to Kazakhstan-China, in: Oil & Gas Journal, S. 21, 7.6.1999.

Donahue, Patrick: Kazakh President Nazarbayev Urges Iran to Renounce Nuclear Arms, in: Bloomberg, 7.2.2012; <http://www.bloomberg.com/news/2012-02-07/kazakh-president-nazarbayev-urges-iran-to-renounce-nuclear-arms.html> (Zugriff 23.5.2012).

Dorriane, Kianouche: Iran seeks deals with neighbors in face of US oil sanctions, in: Agence France Presse, 14.3.2000.

Dorsey, James M.: Baku's black gold waits for stability, pipeline decision, in: The Washington Times, S. 15, 2.5.1995.

Dorsey, James M.: Oil pursuit proves slippery in Azerbaijan; Distrust of West, war hurt foreign companies' efforts, in: The Washington Times, S. 8, 23.4.1994.

Dorsey, James M.: Turks may gain from Russian turmoil, in: The Washington Times, S. 8, 12.2.1994.

Dracheva, Marina: Honor: CPC gins For Expansion To Pay Off Loans, in: Nefte Compass, 17.7.2002.

Dracheva, Marina: Huddle: Iran Urges Closer Caspian Ties, in: Nefte Compass, 5.6.2002.

Dracheva, Marina: Ports hold key to historic trade routes, in: Nefte Compass, 6.3.2002.

Dracheva, Marina: Russia Keeps Exports High To Gain Competitive Edge, in: Energy Intelligence Briefing, 30.7.2002.

Druzhinin, Dmitry: Undependable Partners Will End Up Watching Things From The Sidelines (Business MN, No. 3-4, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 24.1.1996.

Dubnov, Arkady: Philosophical Conversation (Vremya Novostei, S. 2), in: What The Papers Say (Russia), 23.4.2002.

Dzaguto, Vladimir/Rebrov, Denis/Grib Natalia: Bulgaria backs out of energy projects with Russia (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, June 15, in: RIA Novosti, 15.6.2010.

Ebel, Robert E.: U.S. Interests In Caucasus Region, Testimony Before The House Committee On International Relations, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 30.7.1996.

Elder, Miriam: Putin Lands a Deal for Turkmen Gas, in: The Moscow Times, No. 3655, 14.5.2007.

Enginsoy, Umit: Turkey plans to bring Kazakh oil to Mediterranean, in: Agence France Presse, 1.3.1996.

Ersoy, Ercan: Turkey limits BP/Amoco oil purchases, in: Journal of Commerce, S. 10, 24.11.1998.

Erzhanova, Lilya: Kazakhstan signals interest in gas export route to Europe that would bypass Russia, in: Associated Press Financial Wire, 4.5.2006.

Evans, Julian: Boom or bust in the Caspian? in: Euromoney, January 2005.

Farzanegan, M.R.: Iranian options most economically viable for exporting Caspian oil, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 17.3.2003.

Fedorov, Oleksiy: The transit project – it was a failure from the start (Ukrayinska Pravda), in: BBC Monitoring Kiev Unit, 31.3.2005.

Fitchett, Joseph: Caspian Find Make a Reality of Pipeline to Turkey, in: International Herald Tribune, S. 22, 15.11.2000.

Flemer, Jan: EU's Nabucco gas pipeline snubbed by key suppliers, in: Agence France Presse, 8.5.2009.

Foust, Joshua: The New, New, New Silk Road, Now With Moar Newness, in: Registan, 1.5.2011.

Franssen, Herman/Morton, Elaine: A Review Of US Unilateral Sanctions Against Iran, in: The Middle East Economic Survey, Vol. XLV, No. 34, 26.8.2002.

Frantz, Douglas: Chevron Talks to Azerbaijanis About Pipeline, in: The New York Times, S. 5, 10.2.2001.

Fritsch, Peter/Pope, Huger: Western partners seek Caspian pipeline shake up Oil companies fault Russian managers and freeze funds, in: The Globe and Mail, S. 6, 2.2.1998.

Gabuyev, Aleksandr: Bishop's Move. Russia Lobbying for India's Admission to SCO To Lessen China's Role There (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 15.6.2011.

Gaddy, Dean E.: Iran expands Middle East influence; into Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, Vol. 99, Issue 10, S. 74, 5.3.2001, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-99/issue-10/special-report/middle-east-update-iran-expands-middle-east-influence-into-caspian-sea.html> (Zugriff 23.4.2011).

Gadzhizade, Asya: U.S. official arrives in Azerbaijan, in: United Press International, 13.11.1996.

Gafarly, Mekham: Russia Regains Access To Azeri Oil (Segodnya, No. 83, S. 3), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 25.11.1993.

Gavin, James: Tehran drives for transit status, in: Petroleum Economist, December 2003.

Gavshina, Ksana/Mishin, Vladimir: Tightening the knot of oil and gas (Gazeta, No. 149, S. 3), in: What The Papers Say (Russia), 11.8.2008.

George, Dev: Caspian Sea reserves could rival those of Saudi Arabia, in: Offshore, S. 23, July 1993.

German, Tracey: Baku-Ceyhan Pipeline Gets Green Light, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.8.2002.

German, Tracey: Chevron Joins Baku-Ceyhan Pipeline Group, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.2.2001.

German, Tracey: Chevron Withdraws From Pipeline Project, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.5.2001.

German, Tracey: Government Restores Aktobemunaigaz License, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 26.4.2001.

German, Tracey: Iran Pipeline Proposed, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.12.2000.

German, Tracey: Kazakhstan May Ship Oil Via BTC Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.11.2002.

German, Tracey: Oil Export Link to Iran Still Under Discussion, in: World Market Analysis, World Market Research Centre, 4.10.2002.

German, Tracey: Russia Ups Pressure for Change to CPC Tariff Terms, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.12.2002.

German, Tracy: Feasibility Study on Iran Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.12.2000.

German, Tracy: Iran Considers Aktau Refinery project, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.6.2001.

Gismatullin, Eduard: Yukos Opens Refinery, Eyes China, in: The Moscow Times, No. 1797, 18.9.1999.

Glazov, Andrei: CPC to Increase Transportation Tariff in July, in: International Oil Daily, 17.3.2004.

Gorst Isabel: Swap Fee Holding Up Plan To Exchange Kazakh, Iranian Crudes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 193, S. 2, 6.10.2000.

Gorst, Isabel: Awash with crude, one option for Russia is strategic reserve, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 22, S. 2, 1.2.2002.

Gorst, Isabel: Caspian Pipeline Group Sets \$ 680-mil Budget, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 232, S. 3, 4.12.2000.

Gorst, Isabel: ChevronTexaco reactivates Tengiz Project, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 18, S. 1, 28.1.2003.

Gorst, Isabel: Chevron-Texaco Union to create Kazakh power, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 193, S. 1, 5.10.2001.

Gorst, Isabel: Cooperation builds among nations bordering Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 192, S. 1, 7.10.2002.

Gorst, Isabel: CPC Gearing Up to Fill Oil Line From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 22, S. 3, 1.2.2001.

Gorst, Isabel: CPC Gets Russian Border Approval For Oil Transport, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 111, S. 1, 11.6.2001.

Gorst, Isabel: CPC in deal to transport Karachaganak condensate, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 1, S. 6, 2.1.2003.

Gorst, Isabel: CPC Negotiates Terms of Quality Bank, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 110, S. 2, 8.6.2001.

Gorst, Isabel: CPC oil export terminal sees start-up delays, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 146, S. 5, 31.7.2001.

Gorst, Isabel: CPC signs transport deal with Kazakh-Chinese JV, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 124, S. 2, 30.6.2003.

Gorst, Isabel: CPC to pursue plan to expand capacity of Kazakhstan crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 185, S. 1, 26.9.2002.

Gorst, Isabel: Delay of Tengiz project imperils CPC expansion, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 222, S. 1, 18.11.2002.

Gorst, Isabel: Focus: Kazakh export, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 40, S. 7, 28.2.2002.

Gorst, Isabel: Hopes fade for Russian access to CPC oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 183, S. 1, 21.9.2001.

Gorst, Isabel: Kazakh crude exports on agenda for Putin visit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 192, S. 1, 5.10.2000.

Gorst, Isabel: Kazakhs in talks on adding oil line via Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 236, S. 1, 8.12.2000.

Gorst, Isabel: Kazakhstan projects crude output at 3-mil b/d by 2015, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 236, S. 4, 10.12.2002.

Gorst, Isabel: Kazakhstan to sell stake in CNPC joint venture, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 87, S. 2, 7.5.2003.

Gorst, Isabel: Kazakhstan, Russia to sign long-term oil transit deal: Kaztransoil official, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 182, S. 1, 20.9.2001.

Gorst, Isabel: Kazakhstan's State Company Maps Caspian E&P Plans, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 190, S. 5, 2.10.2003.

Gorst, Isabel: Kaztransoil to build 6-mil mt/yr crude pipeline link, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 116, S. 3, 16.6.2000.

Gorst, Isabel: Lukoil official backs Baku-Ceyhan oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 214, S. 1, 5.11.2001.

Gorst, Isabel: Lukoil Venture New Exporter On Kazakh Crude Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 204, S. 1, 22.10.2003.

Gorst, Isabel: Russia's New PM Critical of CPC's Performance, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 39, S. 1, 1.3.2004.

Gorst, Isabel: Russian Pipelines Set Plans To Move More Kazakh Oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 123, S. 1, 27.6.2002.

Gorst, Isabel: Solving the export puzzle, in: Petroleum Economist, November 2002.

Gorst, Isabel: Tariffs to be increased on Caspian oil line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 52, S. 3, 18.3.2004.

Gorst, Isabel: Tengiz Partners To Provide Cash Influx, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 97, S. 1, 21.5.1998.

Gorst, Isabel: Transneft Agrees To Link its Russian Oil Transport Network to CPC Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 17, S. 1, 25.1.2002.

Gorst, Isabel: Transneft offer on connecting to CPC line unacceptable: Rosneft, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 27, S. 1, 8.2.2002.

Gorst, Isabel: Transneft to commission Caspian-area crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 87, S. 2, 5.5.2000.

Gorst, Isabel: Tyumen Oil To Process Kazakhstan Oil At Orsk, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79 No. 65, S. 4, 4.4.2001.

Gorst, Isabel: US may help fund study of Russian pipeline that may help US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 11, S. 2, 10.6.2004.

Gorvett, Jon: Pipeline wrangle continues, in: The Middle East, No. 287, S. 19-20, February 1999.

Gottschalk, Arthur: Getting Crude Oil To Market Held Key To Russian Projects, in: Journal of Commerce, S. 38, 10.5.1995.

Gottschalk, Arthur: Mobil buys share in Tengiz oil field, in: Journal of Commerce, S. 7, 20.5.1996.

Gottschalk, Arthur: Phase I of Caspian oil project under way but Chevron could snag Phase II, in: Journal of Commerce, S. 1, 16.8.1995.

Gottschalk, Arthur: Pipeline deal nears completion; Caspian venture took 4 years to develop, in: Journal of Commerce, S. 1, 19.2.1997.

Gralla, Joan: Chevron May Join Pipeline Consortium, in: Calgary Herald, S. 4, 3.9.1993.

Gransden, Gregory: Turkey, Russia agree that Armenian offensive must be stopped, in: United Press International, 9.9.1993.

Greenberg, Ilan/Kramer, Andrew E.: Cheney seeks oil, influence for U.S. in ex-Soviet states, in: The Houston Chronicle, S. 23, 6.5.2006.

Grieder, Tom: China's CNPC and Sinopec Vow to Ramp Up Xinjiang Crude Output, in: IHS Global Insight, 30.1.2009.

Grieder, Tom: Chinese Government Close to Sealing Oil-for-Loans Deal with Kazakhstan, in: IHS Global Insight, 15.4.2009.

Grieder, Tom: PetroChina Plans Strategic Petroleum Reserve Base in Xinjiang, in: IHS Global Insight, 25.9.2009

Gruziya, Svobodnaya: ohne Titel, in: Economic Press Review, 24.10.1998.

Gu, Mengdi: China wants more pipelines for improved oil import security, in: Oil & Gas Journal, S. 59, 3.1.2005.

Gulyaev, Michael: Caspian Pipeline Talks Make Tentative Progress, in: The Moscow Times, No. 922, 20.3.1996.

Gulyayev, Michael: Russia, Azerbaijan Sign Pipeline Deal, in: The Moscow Times, No. 880, 19.1.1996.

Guseynov, Elmar: Chevron Hurries To Complete Railroad Construction In Azerbaijan (Izvestia, No. 206, S. 2), in: RusData Dialine - BizEkon News, 29.10.1997.

Gutterman, Steven: Consortium to build Russian pipeline, in: United Press International, 19.1.1995.

Hacaoglu, Selcan: Turkey loads first oil from Caspian pipeline onto tanker for Western markets, in: The Associated Press, 2.6.2006.

Hall, Matthew: Hurdles Still Present as Russia, Kazakhstan Seek to Agree CPC Expansion, in: IHS Global Insight, 26.5.2008.

Hall, Matthew: Three Russian Oil Companies to Split 51% Stake in Balkan Pipeline, in: IHS Global Insight, 1.11.2006.

Hamilton, Martha M.: The Last Great Race for Oil Reserves? Companies Scramble to Tap Up to 200 Billion Barrels in the Caspian Sea Region, in: The Washington Post, S. 1, 26.4.1998.

Hardway, John: Mixed fortunes in the Caspian, in: PennEnergy, <http://www.pennenergy.com/index/petroleum/display/178966/articles/offshore/volume-63/issue-6/technology/mixed-fortunes-in-the-caspian.html> (Zugriff 2.9.2011).

Hari, Vandana: Another Chinese Major Grabs Piece of Kashagan Field, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 48, S. 1, 12.3.2003.

Helmer, John: Moscow to block oil flow from Kazakhstan, in: Business Times, S. 6, 8.2.1993.

Helmer, John: Officials agree to speed Caspian oil project, in: *Journal of Commerce*, S. 12, 23.9.1999.

Hersh, Seymour M.: The price of oil. What was Mobil up in Kazakhstan and Russia? in: *The New Yorker*, 9.7.2001.

Hewitt, Giles: Chinese oil industry shifts overseas strategy, in: *Agence France Presse*, 25.9.1997.

Hiro, Dilip: Iran-CIS States: Battle For Resources Of The Caspian Sea, in: *IPS-Inter Press Service*, 13.11.1996.

Holley, David: China surging onto the oil market with big import deals; But impact on global warming worries experts, in: *The Dallas Morning News*, 3.8.1997.

Howe, Kenneth: Chevron Struggling in Tengiz, Plenty of Oil in Kazakhstan – but it is hard to get out, in: *The San Francisco Chronicle*, S. 1, 25.9.1995.

Humber, Yuriy: \$900M Pipeline Wins Backing, in: *The Moscow Times*, No. 3490, 5.9.2006.

Hunter, Catherine: As Battle for Pipeline Recedes, Competition for Caspian Oil Transit Heats up, in: *World Markets Analysis*, World Markets Research Centre, 27.4.2004.

Hurdle, Jon: Amoco to develop Soviet oil field, in: *United Press International*, 25.6.1991.

Hutchinson, David I.: Central Asia FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: *Oil & Gas Journal*, S. 27, 9.3.1998.

Hutchison, David I.: Central Asian FSU republics set to expand oil export pipeline network, in: *Oil & Gas Journal*, S. 27, 3.9.1998.

Irwin, James/Teo, Karen: China: Plotting next moves in the Great Game, in: *Energy Compass*, 12.2.2004.

Irwin, James: China Pushes Partners on Kashagan Deal, in: *International Oil Daily*, 7.5.2003.

Irwin, James: China: Beijing dictates expansion, in: *Energy Compass*, 22.1.2004.

Irwin, James: Is PetroKazakhstan China's Next Target? in: *International Oil Daily*, 28.6.2005.

Ismailov, E.: Some 500,000 tons of oil from Kazakhstan transported via Azerbaijan a month, in: *Trend Daily Economic News*, 5.3.2010.

Ismayilov E.: BTC capacity will be increased: Azerbaijan's energy minister, in: *Trend Daily Economic News*, 13.6.2009.

Ismayilov, E./Suleymanov, S.: Kazakh minister: Direction of Kazakh oil transportation being worked out, in: *Trend Daily Economic News*, 7.10.2010.

Ismayilov, E.: Ambassador: Kazakhstan does not delay CCOTS, in: *Trend Daily Economic News*, 16.12.2010.

Ismayilov, E.: Azerbaijan to consider competitive conditions for Kazakh oil transit, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 29.9.2011.

Ismayilov, E.: Azerbaijan, Georgia and Kazakhstan will increase transportation of oil cargoes, in: *Trend Daily Economic News*, 1.9.2010.

Ismayilov, E.: BP negotiates to enlarge Baku-Supsa, Baku-Tbilisi-Ceyhan pipelines for Kazakh oil, in: *Trend Daily Economic News*, 4.6.2009.

Ismayilov, E.: Dragon Oil extends contract with Socar Trading, in: *Trend Daily Economic News*, 19.10.2011.

Ismayilov, E.: Kashagan oil may be transported via Azerbaijan from 2013, in: *Trend Oil & Gas – Azerbaijan*, 29.9.2011.

Ismayilov, E.: Kazakhstan interested in alternative routes of oil transportation via Azerbaijan: energy ministry, in: *Trend Daily Economic News*, 20.8.2009.

Ismayilov, E.: Kazakhstan ready to contribute to movement of tankers along TRACECA: interview with transport and communication minister, in: *Trend Daily Economic News*, 21.5.2009.

Ismayilov, E.: KazMunaiGaz, Socar start development of feasibility study for Trans-Caspian oil transport systems, in: *Trend Daily Economic News*, 2.6.2010.

Ismayilov, E.: KMG: Kazakhstan shows interest in Baku-Black Sea corridor, in: *Trend Daily Economic News*, 2.6.2010.

Ismayilov, E.: Roughly 4mln tons of Kazakh oil to be shipped through Azerbaijan this year, in: *Trend Daily Economic News*, 4.6.2009.

Ismayilov, E.: SOCAR: BTC capacity to be increased in case of huge oil volumes, in: *Trend Daily Economic News*, 7.10.2010.

Ivanovich, David: Oil Companies to sign deal with Azerbaijanis, in: *The Houston Chronicle*, S. 1, 20.9.1994.

Ivanovich, David: Pumped up; Oil firms eye Caspian area; U.S. views pipelines as big foreign policy victory, in: *The Houston Chronicle*, S. 1, 28.11.1997.

Ivantsov, Igor: New Pipeline To Stretch From Kazakhstan To Black Sea, in: *TASS*, 30.4.1996.

Jacobs, Bruce: Kazakh President Energized After China Trip, in: *Radio Free Europe*, 23.2.2011.

Jafarov, T.: Iran invites Caspian countries to invest in construction of new oil pipeline – Interview, in: *Trend Daily Economic News*, 25.6.2009.

Johnson, Christine: U.S., Russia Hold Commercial Energy Summit, in: *State Department*, 30.9.2002.

Johnston, Daniel/Johnston, David: Kashagan and Tengiz – Castor and Pollux, in: PetroMin Magazine, December 2001, http://www.danieljohnston.com/pdf/kashagan_and_tengiz.pdf (Zugriff 13.1.2012)

Johnstone, Chris: EU signs gas deal with supplier nations, in: Europolitics new neighbours, 28.4.2009.

Kafanov, Lucy: Energy Policy: Bodman urges Russia to clarify rules for foreign investors, in: E&E News PM, 24.10.2005.

Kalyuzhnov, Andrei/Nanay, Julia: Caspian area refineries struggle to overcome Soviet legacy, in: Oil & Gas Journal, Special Report: Caspian Sea Activity, S. 62, 21.8.2000.

Kandiyoti, Rafael: Moscow and Beijing, Asia's Roaring Economies, in: Le Monde Diplomatique, 1.5.2005, <http://www.mindfully.org/Energy/2005/Moscow-Beijing-Economies1may05.htm> (22.2.2012).

Karey, Gerald/DiNardo, Robert: Two giant Kazak contracts signed in US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 225, S. 1, 19.11.1997.

Karey, Gerald: Baku-Ceyhan deals to be set in June: Turkey's Aktas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 88, S. 4, 10.5.1999.

Karpishev, Oral: Chevron-Texaco pays disputed worth of assets to Kazakhstan, in: TASS, 24.4.2003.

Karpishev, Oral: Kazakhstan looks for sources to finance TengizChevroil growth, in: TASS, 19.11.2002.

Keith, Bradsher: Chinese Company to Buy Stake in Big Caspian Oil Field, in: The New York Times, S. 3, 8.3.2003.

Kezik, Irina: Azerbaijan will play on two pipes; the Azeri State Oil Company cannot fill the Odessa-Plock pipeline without Kazakh oil (Gazeta, S. 14), in: What the Papers Say Part B (Russia), 12.10.2007.

Khankishiyeva, E.: Kazakhstan intends to transport 56mln tons of oil through Azerbaijan, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 5.9.2008.

Khartukov, Eugene/Starostina, Ellen: Russia's new pipelines will debottleneck exports, production, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 6.10.2003.

Khartukov, Eugene/Starostina/Ellen: Expansion eyes multiple outlets, in: Oil & Gas Journal, S. 64, 3.4.2006.

Khatinoglu, D.: Iran mulling modernization of gas pipeline to import Azerbaijani gas annually: Interview with Iranian Ambassador, in: Trend Daily Economic News, 16.9.2009.

Killen, Brian: Azerbaijan signs development deal, in: Calgary Herald, S. 7, 21.9.1994.

Kingston, John: A long wait, but Tengiz deal is signed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 68, S. 1, 7.4. 1993.

Kinzer, Stephen: On Piping Out Caspian Oil, U.S. Insists, the Cheaper, Shorter Way Isn't Better, in: The New York Times, S. 10, 8.11.1998.

Kirinitseyanov, Yuri: Eurasia Plus America, Plus... (Kazakhstanskaya Pravda, No. 63, S. 1), in: RusData DiaLine – BisEkon News, 1.4.1995.

Kirtzkhalia, N.: Kazakh Company Acquires Oil Terminal, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.2.2008.

Klebnikov, Paul: LUKoil: Kingpin Of the Caspian, in: The Moscow Times, No. 907, 27.2.1996.

Knell, Steven: China National Petroleum Corp. To Acquire PetroKazakhstan in US\$4.18-bil. Deal, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.8.2005.

Koh, Peter/Norton, Guy: Kazmunaigas spreads its wings, in: Euromoney, September 2007.

Kokoschin, Andrej: Russland verwandelt sich in Energiesupermacht, in: russland.ru, 19.1.2005, <http://www.russland.ru/ruwir0010/morenews.php?iditem =3144> (Zugriff 20.2.2012).

Kolchin, Sergei: Why Russia refuses to ratify Energy Charter, in: RIA Novosti, 7.4.2006, <http://en.rian.ru/analysis/20060407/45451331.html> (Zugriff 4.6.2011).

Konirova, K.: 1 mn tons of Russian oil delivered to China via Kazakhstan, in: Trend Daily Economic News, 17.8.2009.

Konirova, K.: 1mln tons of Tengiz oil transported via Azerbaijani railway in 2008, in: Trend Daily Economic News, 4.6.2009.

Konirova, K.: Kazakhstan interested in transporting its oil via Georgia, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.4.2008.

Konirova, K.: Kazakhstan likely to deliver over 55mln tons of oil a year via Azerbaijan: Kazakh Minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 24.6.2007.

Konirova, K.: Kazakhstan to Consider Possibility of New Oil Pipeline Construction in Azerbaijan – Kazmunaygaz, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 11.2.2008.

Konirova, K.: Kazakhstan-China pipeline capacity increases to 12 million tons, in: Trend Oil & Gas Azerbaijan, 20.12.2011.

Konirova, K.: Trans-Caspian project important for Kazakhstan: Interview with KazMunaiGas president, in: Trend & Oil Gas – Azerbaijan, 24.3.2009.

Konirova, K.: U.S. stands ready to provide political support for Kazakh Caspian Transportation System: special envoy, in: Trend Daily Economic News, 26.8.2009.

Konyrova, K.: Azerbaijan to likely build new oil pipeline, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.9.2009.

Konyrova, K.: Consortium to be formed on Trans Caucasus oil project, in: Trend Daily Economic News, 23.9.2009.

Konyrova, K.: Construction of oil pipeline from Central Asia to Iran is not real: expert, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 1.7.2009.

Konyrova, K.: Eskene-Kurik project will be speed up: Kazakh PM, in: Trend Daily Economic News, 16.1.2010.

Konyrova, K.: Feasibility study of Trans-Caspian project being developed: Interview with head of Socar Kazakhstan Office, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 29.6.2009.

Konyrova, K.: Kazakh Energy Minister: Europe Should be Appraised for Its Large Market, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 30.7.2007.

Konyrova, K.: Kazakhstan called reason of Tengiz oil pumping suspension via Baku-Tbilisi-Ceyhan, in: Trend Daily Economic News, 18.2.2010.

Konyrova, K.: Kazakhstan Caspian Transportation System to be launched in 2012: KazEnergy association head, in: Trend Daily Economic News, 11.6.2009.

Konyrova, K.: Kazakhstan's share in Kazakh and Trans Caspian parts of oil transportation is different: head of energy ministry, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 8.7.2009.

Konyrova, K.: KMG experts evaluate Baku-Black Sea Pipeline, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 4.12.2009.

Koottungal, Leena: China using loan packages to secure oil supplies, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 3.8.2009.

Kopytoff, Verne: Kazakhstan, oil firms end dispute; ChevronTexaco and partners can expand operations in Central Asian nation, in: The San Francisco Chronicle, 28.1.2003.

Koshkareva, Tatiana/Narzikulov, Rustam: Kazakhstan is unsatisfied with Russia's position in the northern Caspian and would like to replace the leadership of the Caspian Pipeline Consortium with Americans (Nezavisimaya Gazeta, S. 1) in: What The Papers Say (Russia), 26.1.1998.

Kosolapova, E.: Kazakhstan sharply decreases tariffs on Russian oil pumping to China, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 27.8.2012.

Kosolapova, E.: KazTransOil ups oil transportation by percent in 2011, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 11.1.2012.

Kozlov, Sergei: Caspian Oil Still An Object Of Bargain (Nezavisimaya Gazeta, No. 19, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News 3.2.1995.

Kozlov, Sergei: Which Way Will Caspian Oil Flow? (Nezavisimaya Gazeta, S. 3), in: Russian Press Digest, 19.9.1996.

Kraar, Louis/Deutschman, Alan: Top U.S. Companies move into Russia in a novel consortium, oil exports by Chevron can pay profits earned by Kodak. The corporations are betting that Gorbachev's reform will succeed – eventually, in: Fortune Magazine, 31.7.1989, http://money.cnn.com/magazines/fortune/fortune_archive/1989/07/31/72293/index.htm (Zugriff 21.5.2010).

Kramer, Andrew: CNPC clears hurdles for Kazakhstan oil; Canadian court favours China company, in: The International Herald Tribune, S. 11, 29.10.2005.

Krylov, Nikolai: Oil sensation in Russia (Rossiiskaya Gazeta, S. 1), in: What The Papers Say (Russia), 22.1.1998.

Kulagin, Gennady: Kazakhstan To Become Major Exporter Of Oil And Gas (Kazakhstanskaya Pravda, No. 22-23, S. 1), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 2.2.1995.

Kulagin, Gennady: President Says Chevron on Track to Develop Tenghiz Oil Field, in: ITAR-TASS, 22.2.1995.

Kulikov, Sergei: Caspian War (Nezavisimaya Gazeta, No. 54, S. 1), in: What The Papers Say (Russia), 22.11.2011.

Kulikov, Sergei: Tehran's Offer To Moscow; Iran is prepared to barter its hydrocarbons for Russian (Nezavisimaya Gazeta, No. 102, S. 4), in: What The Papers Say (Russia), 24.5.2011.

Kurtenbach, Elaine: China, Kazakhstan oil giants agree to build oil pipeline, in: The Associated Press, 18.5.2004.

Kurtenbach, Elaine: China's CITIC Group to buy Kazakhstan oil assets from Canada's Nations Energy, in: The Associated Press, 26.10.2006.

Kuzmenko, Boris: More Oil Expected To Get More Cash (Delovoi Mir, No. 259, S. 7), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 17.5.1997.

Kuzovnokov, Sergei: Chinese will bid on Kazakh oil tenders, in: Moscow News, No. 46, 20.11.1997.

Landry, Carole: US Caspian Turkey, in: Agence France Presse, 21.10.1998.

Landry, Cathy: Kazakhstan sees foreign interest growing, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 176, S. 3, 13.9.2002.

Laurence, Peter: Azerbaijan considers three routes for „main“ Caspian oil, in: Agence France Presse, 10.6.1997.

Lavrentieva, Victoria: World Bank Arm Political Risk Insurance, in: The Moscow Times, No. 2583, 11.12.2002.

Lebedev, Ivan: Kazakhstan – West deal not worry Russia – minister, in: TASS, 10.12.1998.

Lebedev, Ivan: USA hopes for early launch for Caspian project building, in: TASS, 4.11.1998.

Ledener, Edith M.: Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 22.11.1995.

Lee, Julian: FSU oil exports through Iran set to increase, in: Oil & Gas Journal, S. 68, 7.4.2003, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-101/issue-14/transportation/fsu-oil-exports-through-iran-set-to-increase.html> (Zugriff 4.3.2011).

Lee, Julian: Kazakhstan strengthens Chinese links, in: FSU Oil & Gas Advisory Service, CGES, July 2009, <http://www.cges.co.uk/resources/articles/2009/07/15/kazakhstan-strengthens-chinese-links> (Zugriff 21.7.2011).

Lee, Julian: Kazakhstan's Caspian transport squeeze, in: FSU Oil & Gas Advisory Service, CGES, September 2009, <http://www.cges.co.uk/resources/articles/2009/09/25/kazakhstan%E2%80%99s-caspian-transport-squeeze> (21.7.2011).

Lee, Julian: Raising the capacity to export Caspian crude, in: FSU Advisory Service, CGES, April 2008, <http://www.cges.co.uk/resources/articles/2008/04/10/raising-the-capacity-to-export-caspian-crude> (Zugriff 21.7.2011).

Lee, Julian: The expansion of Kazakhstan's oil export capacity begins, in: FSU Advisory Service, CGES, July 2008, <http://www.cges.co.uk/resources/articles/2008/07/09/the-expansion-of-kazakhstan%E2%80%99s-oil-export-capacity-begins> (Zugriff 21.7.2011).

Lee, Winnie: Kazakhstan to China Line, Now Under Study, May Be Extended East: CNPC Head, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 202, S. 1, 17.10.1997.

Lelyveld, Michael S.: "2-Route" Compromise On Azeri Oil Leaves Moscow With A Major Role, in: Journal of Commerce, S. 1, 11.10.1996.

Lelyveld, Michael S.: Azerbaijan drops Russian pipeline from consideration, in: Journal of Commerce, S. 3, 2.12.1998.

Lelyveld, Michael S.: BP said vying with Chevron for Soviet oil exploration, in: Journal of Commerce, S. 11, 15.10.1991.

Lelyveld, Michael S.: British experts will review Chevron pact with republic, in: Journal of Commerce, S. 9, 6.11.1991.

Lelyveld, Michael S.: Chevron freezes Kazak pipeline funds, in: Journal of Commerce, S. 3, 26.1.1998.

Lelyveld, Michael S.: Feasibility study set for huge pipeline World Bank takes 1st step in opening Central Asian oil, in: Journal of Commerce, S. 1, 15.2.1996.

Lelyveld, Michael S.: Iran to take on US with Caspian pipeline investment, in: Journal of Commerce, S. 3, 7.5.1998.

Lelyveld, Michael S.: Kazak leader is urged to cease Tehran dealings, in: Journal of Commerce, S. 12, 19.11.1997.

Lelyveld, Michael S.: US Officials unveil plan for trans-Caspian pipeline; Proposal omits feuding shoreline nations, in: Journal of Commerce, S. 3, 21.11.1997.

Lelyveld, Michael S.: US says sanctions threat is blocking Iran deals, in: Journal of Commerce, S. 1, 29.1.1996.

Leonard, Peter: France, Kazakhs ink military transit, energy deals, in: The Associated Press, 6.10.2009.

Leonard, Peter: Kazakhstan plays a balancing game with Georgia, in: Associated Press Worldstream, 8.9.2008.

Leshchenko, Natalia: Kazakhstan and Italian Consortium Continue Talks over Kashagan Oil Field Dispute Passed Deadline, in: IHS Global Insight, 23.10.2007.

Leskov, Sergei: Russia Starts Building An Oil Pipeline By-Passing Chechnya (Izvestia, S. 1), in: Russian Press Digest, 17.9.1997.

Levin, Konstantin: Nemtsov's Pipe Solo (Kommersant Daily, S. 16), in: What The Papers Say (Russia), 16.9.1997.

LeVine, Steve: Moscow Pressures Its Neighbors To Share Their Oil, Gas Revenues, in: The Washington Post, S. 24, 18.3.1994.

LeVine, Steve: Washington Tries To Squeeze Moscow On CIS Oil Markets (Finansovye Izvestia, No. 29, S. 4), in: RusData Dialine - BizEkon News, 25.4.1995.

LeVine, Steve: Who really controls Kazakhstan's oil fields? in: Foreign Policy Online, 2. December 2010, http://oilandglory.foreignpolicy.com/posts/2010/12/02/who_really_controls_kazakhstans_oil_fields (Zugriff 2.2.2012).

Lillis, Joanna: Kazakhstan: Astana set to make an energy export break with Russia, in: Eurasianet, 1.5.2008, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav050208.shtml> (23.5.2012).

Lillis, Joanna: Kazakhstan: Is Astana Aiming To Broker US-Iran Nuclear Deal? in: Eurasianet, 4.7.2009, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav040809.shtml> (Zugriff 23.5.2012).

Lillis, Joanna: Russia-Kazakhstan: Medvedev tries to pick up where Putin left off, in: Eurasianet, 22.5.2008, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav052308.shtml> (Zugriff 23.5.2012).

Ling, Katherine: Biden says Russia, Europe energy relationship must become U.S. priority, in: Environment and Energy Daily, Vol. 10, No. 9, 13.3.2008.

Ling, Song Yen/Sharushkina, Nelli: China's Citic Strikes Deal With Nations for Kazakh Assets, in: International Oil Daily, 27.10.2006.

Ling, Song Yen: China Set to Ink Kazakh Oil-for-Loans Deal, in: International Oil Daily, 17.4.2009.

Ling, Yen Song/Ritchie, Michael: Kazakhstan: Chinese Firms Team Up For Caspian Exploration, in: Nefte Compass, 15.9.2005.

Lippman, Thomas W.: Chevron, Kazakhstan Sign \$ 20 Billion Oil Agreement; Record-Setting Pact Comes After Oman Aid, in: The Washington Post, S. 1, 19.5.1992.

Lloyd, Sarah: China Eyes Iranian Swaps for its Kazakh Crude, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 28.8.2003.

Lloyd, Sarah: Kazakhstan Mulls Building Caspian Oil Terminal, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 31.7.2003.

Lorenzetti, Maureen/Karey, Gerry: Details of Iranian trade ban issued by White House, in: Platt's Oilgram Price Report, Vol. 73, No. 89, S. 1, 9.5.1995.

Lorenzetti, Maureen: Chevron undeterred in effort to boost Tengiz output, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 35, S. 1, 23.2.1999.

Lorenzetti, Maureen: US Stays positive on Baku-Ceyhan route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 205, S. 3, 23.10.1998.

Lugovina, Olga: CPC says about to complete talks on Caspian pipe expansion, in: Prime-Tass English-language Business Newswire, 20.5.2005.

Lugovina, Olga: New CPC Structure Approved, in: CPC Press Release, 16.3.2006, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3472/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 21.7.2011).

Lukianov, Sergey: Caspian Partners Sign Pipeline Deal, in: The Moscow Times, No. 1106, 7.12.1996.

Lysova, Tatyana: CPC Enters 1997 with New Deal, in: Moscow News, 16.1.1997.

Mably, Richard/Sanders, Richard: Kazakh PL Route Decision is Elusive, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 100, S. 1, 24.5.1993.

Mably, Richard: Chevron ships its first Tengiz crude. Pipeline conditions are outlined; in: Platt's Oilgram News Vol. 71, No. 100, S. 4, 24.5.1993.

Mably, Richard: Russian Parliament OKs Participation in Caspian Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 136, S. 1, 15.7.1993.

Malkova, Irina/Mazneva, Yelena: Geopolitics Not Being Constructed (Vedomosti), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 24.3.2010.

Marashian, Onnic/McQuaile, Margaret: Azeri group seeks a US stance on route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 144, S. 1, 28.7.1995.

Maratov, A./Ismayilov, E.: Tengizchevroil to resume pumping Kazakh oil via BTC, in: Trend Daily Economic News, 5.11.2010.

Maratov, A.: Company head: KMG has no plans to conduct swap operations on oil with Iran, in: Trend Daily Economic News, 9.8.2011.

Maratov, A.: KMG head: Talks about postponement in beginning development of second phase of Kashagan field are premature, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.5.2011.

Maratov, A.: KMG: Project to build refineries in Georgia is disadvantageous, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.2.2011.

Mater, Nadire: Central Asia: Presidents Discuss Possible "Turkic Common Market", in: IPS-Inter Press Service, 18.10.1994.

Mater, Nadire: Energy: Oil Company Officials Head For Crunch Meeting in Baku, in: IPS-Inter Press Service, 6.8.1993.

Mater, Nadire: Turkey-Russia: Moscow out front in high stakes Azeri oil route bid, in: IPS-Inter Press Service, 7.9.1995.

Matthews, Owen: The Next Move is Check, in: Newsweek (Atlantic Edition), S. 44, 8.4.2002.

Matzke, Richard H.: Challenges of Tengiz oil field and other FSU joint ventures, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 4.7.1994.

McCafferty, Mark/Kretzschmar, Valentina: CPC, BTC pipelines make current Caspian area oil export capacity adequate, in: Oil & Gas Journal, S. 52, 5.10.2004, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-102/issue-18/special-report/cpc-btc-pipelines-make-current-caspian-area-oil-export-capacity-adequate.html> (Zugriff 13.5.2010).

McCracken, Ross: Tengizchevroil JV inks export contract, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 90, S. 3, 10.5.2001.

McDermott, Roger: Kazakhstan Downplays NATO's Role in Central Asia, in: European Dialogue, 17.10.2012.

McDonald, Scott: China's CITIC Group buys stake in Kazakhstan oil field for \$1US.91 bln, in: The Associated Press, 31.12.2006.

McMillan, Alex Frew: Chinese pull out of Russian oil bid, in: CNN, 16.12.2002.

McNish, Jacquie: Politics made PetroKaz sale a minefield. Lawyer knew early they'd have to think outside the box, in: The Globe and Mail, S. 11, 18.1.2006.

McQuaile, Margaret: Cash-Rich Arco Sees Lukoil As Good Match, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996.

McQuaile, Margaret/Cully, Paul: Caspian not part of thawing US-Iran relations, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 106, S. 4, 2.6.2000.

McQuaile, Margaret/Upperton, Jane: Azeri partners size up marketing options, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 183, S. 1, 22.9.1997.

McQuaile, Margaret: Caspian Crude Swaps To Start In June, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 106, S. 2, 4.6.1998.

McQuaile, Margaret: Chevron May Fund Pipeline Via Georgia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 7, S. 1, 10.1.1996.

McQuaile, Margaret: Chevron Talking Tengiz-For-Iran Swaps, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 176, S. 3, 13.9.1995.

McQuaile, Margaret: Chevron, AIOC in Tengiz export talks, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 196, S. 1, 12.10.1995.

McQuaile, Margaret: Iran and Afghanistan remain options for AIOC line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 229, S. 1, 25.11.1996.

McQuaile, Margaret: No Firm Decision Made As CPC Meeting Closes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 55, S. 1, 19.3.1996.

McQuaile, Margaret: Russia & The Republics, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 172, S. 3, 8.9.1998.

McQuaile, Margaret: Splitting up CPC to be decided this week, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 60, S. 4, 26.3.1996.

McQuaile, Margaret: U.S. Official Pans Iran Pipeline Route, but Caspian role stance finessed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 39, S. 1, 27.2.1995.

Meek, James: China joins scramble for black gold, in: The Guardian, S. 11, 29.9.1997.

Merkulov, Vladimir: Exported Tengiz-Produced Oil To Bypass Chechnya (Business MN, No. 34, S. 6), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.8.1993.

Milad, F.: Iranian oil minister welcomes oil swap, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 2.12.2011.

Moezzi, M.: Iran confirms suspending oil swap, in: Iran Economy News, 20.12.2011.

Moezzi, M.: Minister: Iran continues swapping oil, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 21.12.2011.

Morgan, Dan/Ottaway, David B.: U.S. Won't Bar Pipeline Across Iran; Move Seen As Gesture Of Reconciliation, Easing of Isolation, in: The Washington Post, S. 1, 27.7.1997.

Morgan, Dan/Ottaway, David B.: Vast Kazakh Field Stirs U.S.-Russian Rivalry; Pipelines Are Key to American Exports, in: The Washington Post, S. 1, 6.10.1998.

Morse, Ed: Oil Industry Analysis, in: CNNFN, 26.5.1998.

Mortished, Carl: US resolve faces tough test from Iran oil project, in: The Times, 8.6.1998.

Mosolova, Tanya/Golubkova, Katya/Paxton, Robin/Zhdannikov, Dmitry/Stott, Michael: Reuters Summit – BP holding back Caspian pipeline expansion, in: Thomson Financial News Super Focus, 10.9.2008.

Mossavar-Rahmani, Bijan: Iran plays the Great Game to end its isolation, in: The European, 15.6.1998.

Muhtarov, D.: Kazakhstan announces results of oil and gas condensate extraction and processing for 2012, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 28.1.2013.

Mullins, William: Offshore Caspian New Kazakh Focus For Western Help, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 77, S. 1, 21.4.1993.

Mursaliyev, Azer: Diplomatic geography smells of oil, in: Moscow News, 8.7.1994.

Nadler, Gerald: Muslim republics do deals alone, in: The Washington Times, S. 9, 12.5.1992.

Namtalashvili, Gabriel: The Transit Of Caspian Oil Via Georgia Will Have Its Economy And Politics On The Mend (Finansovye Izvestia, No. 91, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.11.1995.

Narzikulov, Rustam: Caspian Pipeline Consortium Out On A Limb (Bizness Segodnya, No. 34), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 5.9.1995.

Narzikulov, Rustam: Gore Upholds Chevron Interests In Kazakhstan (Segodnya, S. 1), in: Russian Press Digest, 16.12.1994.

Narzikulov, Rustam: Oil is always politics (Nezavisimaya Gazeta, S. 1,4), What The Papers Say (Russia), 20.1.1997.

Neff Andrew: BG Lowers 2004 Output Forecast at Karachaganak, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.12.2003.

Neff, Andrew: Additional Oil Export Routes Needed, Says Kazakh Energy Minister, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.6.2005.

Neff, Andrew: Agip KCO and Kazakh Government Finally Formalise Kashagan Development Plan, in: IHS Global Insight, 31.10.2008.

Neff, Andrew: Agip KCO, Kazakh Government Agree on New Timetable for First Oil from Kashagan, in: IHS Global Insight, 30.6.2008.

Neff, Andrew: AIOC Reportedly Expecting Extended Plateau Production at Azerbaijan's ACG Fields, in: IHS Global Insight, 12.6.2007.

Neff, Andrew: Another Russian Power Play? CPC Pipeline Consortium's Accounts Frozen over Tax Claim, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 27.7.2006.

Neff, Andrew: BG Says Deal to Sell Kashagan Stake to Be Completed Next Week, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 31.3.2005.

Neff, Andrew: BP Signals Willingness to Approve CPC Expansion If Allowed to Sell Pipeline Stake, in: IHS Global Insight, 1.12.2008.

Neff, Andrew: BTC Capacity Could Be Expanded to 1.6-million b/d by 2011, Says BP Official, in: IHS Global Insight, 1.6.2007.

Neff, Andrew: BTC Pipeline Begins Shipping Turkmen Crude; TCO Oil May Rejoin BTC, in: IHS Global Insight, 13.8.2010.

Neff, Andrew: BTC Pipeline Shareholders Plan Flexible Transport Tariffs to Boost Exports, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 9.6.2005.

Neff, Andrew: Canadian Court Approves CNPC-PetroKazakhstan Deal; Lukoil Holds Out on Turgai Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 27.10.2005.

Neff, Andrew: Chevron Agrees with Kazakhstan to Join Domestic Oil Pipeline Project, in: IHS Global Insight, 9.6.2008.

Neff, Andrew: ChevronTexaco Interested in Alternative Export Routes for Kazakh Oil, in: Nefte Compass, 15.10.2004.

Neff, Andrew: ChevronTexaco Pays Kazakh Government US\$210m for Disputed 1993 Assets, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 28.4.2003.

Neff, Andrew: China competing with Russia for Central Asian investments, in: Oil & Gas Journal, S. 41, 6.3.2006.

Neff, Andrew: China Pipeline from Kazakhstan to Reach Initial Capacity by End of 2007, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 19.12.2005.

Neff, Andrew: Chinese Firm Closes In on Acquisition of 49% Stake in Kazakhstan's TBM, in: IHS Global Insight, 25.8.2009.

Neff, Andrew: CNPC Looks to Acquire Kazakh Oil Assets to Fill Pipeline to China, in: World Markets Research Centre, World Markets Analysis, 7.10.2004.

Neff, Andrew: CNPC Plans Redirect Oil Flows from Kazakhstan's North Buzachi Field, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.9.2003.

Neff, Andrew: CNPC Reportedly Agrees to Sell PetroKazakhstan Stake to Kazakh Government, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 17.10.2005.

Neff, Andrew: CNPC, Kazmunaigaz Reportedly Discussing Deal for PetroKazakhstan Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 6.9.2005.

Neff, Andrew: Court Rules Against PetroKazakhstan – It Must Replace 3 Million Barrels, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 7.6.2005.

Neff, Andrew: CPC Shareholders Agree to Russian Demands in Exchange for Capacity Expansion, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.10.2005.

Neff, Andrew: CPC Shareholders Seek to Reduce Payments to Russia as Reimbursement for Pipeline, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.12.2003.

Neff, Andrew: Eni Feels the Heat as Kazakh Authorities Maintain Pressure in Kashagan Dispute, in: IHS Global Insight, 28.8.2007.

Neff, Andrew: Eni-Led Consortium, Kazakh Government Close Gap in Kashagan Dispute Talks; Deal Seen in Early 2008, in: IHS Global Insight, 24.12.2007.

Neff, Andrew: Eni-Led Consortium, Kazakhstan Sign Framework Agreement to Continue Kashagan Talks, in: IHS Global Insight, 23.10.2007.

Neff, Andrew: First Offshore Kazakh Oil From Kashagan Reportedly Will Be Delayed Until 2007, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 15.8.2003.

Neff, Andrew: Government Aims to Assert "Strategic Control" over Kazakhstan's Oil Reserves, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 5.10.2005.

Neff, Andrew: Government Lobbies For Full BG Stake in Kashagan; No Final Deal Yet, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.11.2004.

Neff, Andrew: Kashagan Partners Eye US\$4-bil. Trans-Caspian Oil Transport System to Connect to BTC Pipeline, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 9.6.2006.

Neff, Andrew: Kashagan Timetable Slides, but Kazakhstan Seeks to Launch Other Caspian Projects, in: IHS Global Insight, 5.10.2006.

Neff, Andrew: Kashagan Work Halted for Three Months by Kazakh Government; Eni Remains Upbeat on Potential Compromise, in: IHS Global Insight, 27.8.2007.

Neff, Andrew: Kazakh Government May Pre-Empt Any Potential Sale of PetroKazakhstan, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 1.7.2005.

Neff, Andrew: Kazakh PM Demands Co-Operator Role for Kazmunaigaz in Stalled Kashagan Project, in: IHS Global Insight, 6.9.2007.

Neff, Andrew: Kazakh Port Seeks to Double Oil Export Capacity, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 21.4.2005.

Neff, Andrew: Kazakh President Reveals CNPC as Buyer of 25% Aktobemunaigaz Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 6.6.2003.

Neff, Andrew: Kazakhstan Agrees to Russian Bosphorus Bypass Plan in Deal to Expand CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 11.5.2007.

Neff, Andrew: Kazakhstan Anticipates Additional Energy Deals with China Following \$10US-bil. Loan-for-Oil Agreement, in: IHS Global Insight, 20.4.2009

Neff, Andrew: Kazakhstan May Increase Swap Exports with Iran in 2004, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.2.2003.

Neff, Andrew: Kazakhstan Seeks Permission to Pump Oil via Baku-Supsa Pipeline, in: IHS Global Insight, 20.3.2009.

Neff, Andrew: Kazakhstan's Pavlodar Refinery to Reduce Dependence on Russian Crude Feedstock, in: IHS Global Insight, 8.9.2010.

Neff, Andrew: Kazmunaigaz Completes Acquisition of 33% stake in PetroKazakhstan from CNPC, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 6.7.2006.

Neff, Andrew: Kazmunaigaz Looks to Buy Out Omani Assets in Kazakhstan, Including CPC Stake, in: IHS Global Insight, 14.7.2008.

Neff, Andrew: Kazmunaigaz Plans „More Aggressive“ Approach to Kazakh Oil Sector, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 24.2.2004.

Neff, Andrew: Kazmunaigaz, CNPC Complete Joint Acquisition of Kazakhstan's MMG, in: IHS Global Insight, 26.11.2009.

Neff, Andrew: Littoral states again fail to reach deal on Caspian Sea legal status and ownership of natural resources, in: IHS Global Insight, 17.10.2007.

Neff, Andrew: Lukoil Claims Additional Money from PetroKazakhstan in Turgai Dispute, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 15.6.2005.

Neff, Andrew: Lukoil Could Play Role of Kingmaker in PetroKazakhstan Sweepstakes, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 1.9.2005.

Neff, Andrew: Lukoil-Confirms Kazakhstan Back Tax Bill of US\$27m, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 13.1.2005.

Neff, Andrew: Nelson Resources in US\$90m Deal with CNPC for 50% Stake in North Buzachi Field, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 3.12.2003.

Neff, Andrew: No Quality Reduction in BTC Blend of Kashagan Oil, Azeri Light, in: World Markets Research Centre, World Markets Analysis, 20.5.2004.

Neff, Andrew: Numerous hurdles to overcome to realize Ukrainian PM's "White Stream" Gas Pipeline Vision, in: IHS Global Insight, 31.1.2008.

Neff, Andrew: Oil and Gas Minister Says Kazakhstan's Oil Production, Exports to Surge Higher by 2020, in: IHS Global Insight, 5.10.2011.

Neff, Andrew: Oil Shipments via Georgia's Kulevi Black Sea Terminal Rose Sharply in 2010, in: IHS Global Insight, 25.1.2011.

Neff, Andrew: ONGC Mittal Nears Deal to Buy Oman Stake in CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 23.2.2007.

Neff, Andrew: Parliament Moves to Give Kazakhstan More Control over Energy Sector Asset Sales, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.9.2005.

Neff, Andrew: Parliament Strikes Nationalist Chord in Kazakh Oil Ownership Debate, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 23.9.2006.

Neff, Andrew: PetroKazakhstan Loses Monopoly Court Case, But Wins 85% Reduction in Fine, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 7.1.2004.

Neff, Andrew: PetroKazakhstan's 50% in Turgai JV Stake Seized by Court, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 16.6.2005.

Neff, Andrew: Phase-II Development of Kazakhstan's Kashagan Field Delayed to 2018-19, in: IHS Global Insight, 13.8.2010.

Neff, Andrew: PKZ's Environmental Fine Upheld But Reduced in Kazakhstan, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 8.12.2004.

Neff, Andrew: President Signs Kazakh „Oil Project Sale Pre-Emption“ Bill into Law, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 3.12.2004.

Neff, Andrew: Rosneft Wins Three Licenses in Eastern Siberia, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 10.2.2006

Neff, Andrew: Russia Cuts Tariffs in Bid for Caspian Oil Transit Business, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 7.8.2006.

Neff, Andrew: Russia Warns CPC Operating License Could Be Suspended, in: IHS Global Insight, 6.12.2006.

Neff, Andrew: Russia, Kazakhstan Agree to Double CPC Oil Pipeline Capacity by 2012, in: IHS Global Insight, 8.5.2008.

Neff, Andrew: Russia-Kazakhstan – Energy Ties That Bind, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 14.1.2005.

Neff, Andrew: Russian Federal Energy Agency Seeks Nationally-Regulated Tariffs for CPC Pipeline, in: IHS Global Insight, 20.10.2006.

Neff, Andrew: Russian PM Says China Pipeline Temporarily Postponed Due to Environmental Issues, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 24.9.2003.

Neff, Andrew: Sinopec Acquires Kazakh Oil Assets With FIOC Purchase, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 22.10.2004.

Neff, Andrew: Socar Says ACG Reserves Rise to 6.89 bil. Barrels, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 15.8.2005.

Neff, Andrew: SOCAR to Increase Oil Exports Via Georgia Following Transit Deal with Dragon, in: IHS Global Insight, 26.2.2010.

Neff, Andrew: Start of Kashagan Production Likely to be Delayed, Says Kazakh Minister, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 29.6.2006.

Neff, Andrew: Start of Kazakh Oil Exports Via Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline Remains On Hold, in: IHS Global Insight, 19.3.2008.

Neff, Andrew: Talks Continue as Kashagan Deadline Arrives; Kazakh Official Confirms Plans to Revamp Oil Taxes, in: IHS Global Insight, 30.11.2007.

Neff, Andrew: Talks Deadline Extended as Deal Nears for Kazakhstan to Increase Kashagan Stake, in: IHS Global Insight, 3.12.2007.

Neff, Andrew: Tengizchevroil Reportedly Set to Start Exporting Via BTC in Mid-2007, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 30.6.2006.

Neff, Andrew: Third Time Lucky as Kazakhs Sell CNPC Aktobemunaigaz Stake for US\$135m, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 30.5.2003.

Neff, Andrew: Transneft Links Approval of CPC Expansion to Bosphorus Bypass Pipeline, in: IHS Global Insight, 15.2.2006.

Neff, Andrew: Transneft Mulling Legal Action Against BP for Blocking CPC Expansion, in: IHS Global Insight, 20.11.2008.

Neff, Andrew: Turkish, Kazakh Leaders Discuss Caspian Oil Export Routes, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.1.2003.

Neff, Andrew: Two PetroKazakhstan Officials Hit with Criminal Charges in Petroleum Pricing Dispute, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 5.4.2005.

- Neff, Andrew: Unocal Acquisition Gives ChevronTexaco a Caspian Oil Bridge, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.4.2005.
- Neff, Andrew: War Leaves Russia with Veto Power over Georgian Energy Infrastructure, Regional Pipelines, in: IHS Global Insight, 26.8.2008.
- Nelli, Sharushkina: Opening Up: Russia Opens Reserves To China, in: Nefte Compass, 7.5.2005.
- Nelson, Mark M.: Tehran woos Central Asia. The race is on for trade, but Iran's record in Kazakhstan shows a surprising lack of progress, in: The Globe and Mail, 18.5.1995.
- Nixon, Malcolm: Foreign-Invested Pipelines Give Cause For Investment Worries, in: Hart's Asia Petroleum News, Vol. 3, No. 42, 25.10.1999.
- Norman, James/Useinov, Arif: Dream of Baku-Ceyhan line fading away, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 191, S. 1, 4.10.2000.
- Norman, Jim: Amoco beat out for Uzen, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 108, S. 1, 5.6.1997.
- Nurshayeva, Raushan: UPDATE 1 Chevron-led Kazakh oil venture sees sharp output rise in 2018-19, in: Reuters, 28.1.2013, <http://www.reuters.com/article/2013/01/28/oil-kazakhstan-tengizchevroil-idUSL5N0AX5OY20130128> (Zugriff 11.3.2013).
- o. V.: „Rosneft“ willing to sell part of its stake in the CPC, in: IPR Strategic Business Information Database, 15.3.2000.
- o. V.: „Serious row“ brewing over Russian „seizure“ of Kazakh oil transit route (Kazakh Commercial Television), in: BBC Summary of World Broadcasts, 1.3.2002.
- o. V.: „Some nuances“ in Kazakh-Azeri position on Caspian Sea, Kazakh premier says, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 22.10.1999.
- o. V.: 1 Bln in to North Caspian Project, in: Business Report, 4.5.2005.
- o. V.: 105mln on Stavropol pumping stations, in: Petroleum Report, 11.8.2004.
- o. V.: 17 Million Tons of Oil Pumped through Atyrau-Samara Section, in: Economic News, 8.1.2010.
- o. V.: 1st Kazakh oil shipment goes through BTC pipeline, in: The Associated Press, 3.11.2008.
- o. V.: 210 mln for assets acquired, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.4.2003.
- o. V.: 82 Mln from EBRD for pipeline project, in: Petroleum Report, 4.8.2004.
- o. V.: A lifeline from Central Asia, in: The Times of Central Asia, 17.2.2011.
- o. V.: A New Seaport to Export Caspian Crude; Kazakhstan Plans A new Port On The Caspian Sea As An Outlet For Oil Production From The Kashagan Oilfield, in: PR Newswire US, 13.5.2005.
- o. V.: A Shift Worth Watching, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, 1.10.1997.
- o. V.: A tale of two pipelines – CPC and Iskene-Kuryk, in: Global Insight, Centre for Global Energy Studies, May 2010.
- o. V.: ABB Alstrom's Double Asian Success, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 38, 27.9.1999.
- o. V.: About 20,000 barrels of oil swapped per day in past 2 months - Iran official (IRNA), in: BBC Monitoring Middle East, 24.10.2011.
- o. V.: After purchasing 50% share in JV Kazgermunai, KMG E&P to become Kazakhstan's second largest oil producer, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 23.4.2007.
- o. V.: Agip KCO to build tankers for KCTS system, in: Central Asia This Week, 19.6.2009.
- o. V.: Agip KCO to invest \$2 Bln in Kazakh sector of Caspian in 2002, in: Petroleum Report, 16.10.2002.
- o. V.: Agip KCO to produce 22 mln tonnes during Phase 1 of Kashagan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 24.12.2002.
- o. V.: Agreement on Pre-Caspian Gas Pipeline Signed in Moscow, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 20.12.2007.
- o. V.: Agreement reached with Republic of Kazakhstan on Karachaganak, 14.12.2011, <http://www.bg-group.com/MediaCentre/PressArchive/2011/Pages/14Dec2011.aspx> (Zugriff 1.5.2012).
- o. V.: Agreement to be signed after six months to involve Kazakhstan in BTC, in: AssA-Irada, 12.3.2003.
- o. V.: AIOC confirms plans to build main export pipeline, in: Middle East News Items, 7.12.1998.
- o. V.: AIOC continue to juggle export pipeline options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 5, 31.3.1997.
- o. V.: AIOC offered Transneft to lower the transit tariffs on oil transportation, in: Nezavisimaya Gazeta, S. 5, 12.2.1999.
- o. V.: Aktau Commercial Seaport (Kazakhstan), in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.4.2005.
- o. V.: Aktau port expanding international ferry routes, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 3.9.2001.
- o. V.: Aktau-Baku oil route management company to be set up, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 8.9.2003.

- o. V.: Aktau-Baku-Ceyhan project discussed by Kazakh president, U.S. presidential advisor on Caspian energy, in: Interfax Russian News, 13.12.2000.
- o. V.: Albright visits Kazakhstan, in: IPR Strategic Business Information Database, 17.4.2000.
- o. V.: Alcatel to provide communication systems for Sino-Kazakh oil pipeline, in: China Energy Newswire, 8.9.2005.
- o. V.: Alegratrans says finishing \$60 Mln upgrade of Batumi terminal, in: Prime-Tass, 2.6.2003.
- o. V.: All CPC shareholders agree BP withdrawal from Kazakhstan Pipeline Ventures, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.
- o. V.: Almaty autumn? In: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 4, 1.10.1996.
- o. V.: Ambassador calls for further expansion of Tehran-Baku ties, in: Moneyclips, 24.1.1994.
- o. V.: Ambassador Morningstar to have Caspian talks in Ankara, in: Turkish Daily News, 9.12.1998.
- o. V.: American “Chevron” to transport Tengiz oil through Azerbaijan along its own transportation network, in: AssA-Irada, 10.10.1997.
- o. V.: Americans lobby for multiple oil pipelines from Caspian region, in: The Associated Press, 1.4.1998.
- o. V.: Amoco Backs Barge Export, in: Hart’s Daily Petroleum Monitor, 6.5.1998.
- o. V.: Amoco takes a slice of CPC, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 9, 31.3.1997.
- o. V.: An in-depth look at the Russian press, January 15, in: RIA Novosti, 15.1.2007.
- o. V.: An in-depth look at the Russian press, November 29, in: RIA Novosti, 29.11.2007.
- o. V.: An old geostrategic chess game is being waged again, with some new players, in: Associated Press Worldstream, 16.8.2005.
- o. V.: Analysts confident of PetroKazakhstan sale to CNPC, in: News Bulletin, 23.8.2005.
- o. V.: And to the North; in: FT Energy Newsletter - Energy Economist, S. 4, 1.10.1995.
- o. V.: Ankara fears oil pipe accord, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 10.5.1996.
- o. V.: Announces Start of Oil Quality Bank Operation, in: Petroleum Report, 18.9.2002.
- o. V.: Another 1.4bn dollars to be invested in Kazakh-Russian oil pipeline, in: ITAR-TASS, 10.8.2004.
- o. V.: Another Kazakh megaproject lined up, in: Oil & Gas Journal, S. 24, 13.7.1992.
- o. V.: Another Russian “No” To Caspian Deal, Energy Ministry Joins Foreign Ministry Objections, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 72, No. 214, S. 1, 3.11.1994.
- o. V.: Another section of Kazakhstan-China oil pipeline launched for commercial use, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 9.10.2009.
- o. V.: Armenia Fuel Flow Further Cut, After Georgia Joins Ban, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 70, No. 244, S. 1, 17.12.1992.
- o. V.: Astana and Baku mull new oil transportation routes for Kazakh oil, in: Ukraine Business Daily, 25.9.2009.
- o. V.: Astana insists on greater Caspian Pipeline Capacity (Vedomosti), An in-depth look at the Russian press, August 21, in: RIA Novosti, 21.8.2008.
- o. V.: Astana wants Russian oil in its pipeline to China, in: News Bulletin, 22.4.2004.
- o. V.: Atasu-Alashankou investment \$806 mln – KMG chief, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: Atasu-Alashankou pipeline to deliver 3.5 mln tonnes oil to China in 2006, in: Russia & CIS General Newswire, 5.7.2006.
- o. V.: Atasu-Alashankou transport volume exceeds 2 mln tonnes in 2006, in: Central Asia General Newswire, 12.1.2007.
- o. V.: Atasu-Alashankou volume to reach 10 mln tonnes by end 2006, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: Atyrau to become oil capital of Kazakhstan – PM, in: Interfax Russian News, 3.9.1999
- o. V.: Autocracy: FEC Bids To Regulate CPC, in: Nefte Compass, 27.2.2002.
- o. V.: Azerbaijan agrees to become partner with Kazakhstan and Oman in oil pipeline, in: Business Wire, 6.7.1992.
- o. V.: Azerbaijan allows Chevron to transport oil through its territory, in: Interfax news agency, 18.1.1996.
- o. V.: Azerbaijan and Kazakhstan to conduct another round talks on Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline project in February, in: Economic News, 31.1.2003.
- o. V.: Azerbaijan becomes partner in Kazakhstan/Oman oil pipeline, in: AFX News, 6.7.1992.
- o. V.: Azerbaijan confirms Caspian oil project, in: TASS, 11.9.1992.
- o. V.: Azerbaijan confirms participation in Caspian pipeline consortium, in: ITAR-TASS, 18.9.1992.
- o. V.: Azerbaijan discusses participation in Baku-Ceyhan project with Alberta Energy, TotalFinaElf, in: News Bulletin, 26.3.2001.
- o. V.: Azerbaijan greets good news of trans-Caspian feasibility study, in: Agence France Presse, 10.12.1998.
- o. V.: Azerbaijan OKs oil shipments by rail from Tengiz field, in: Prime-Tass, 10.9.2008.

- o. V.: Azerbaijan Planning PL to Divert Its Oil To Black Sea Via Iran, Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 248, S. 1, 27.12.1991.
- o. V.: Azerbaijan provides Russia with 800 mcm of gas in 2010, in: Russia & CIS Business and Financial News-wire, 11.1.2011.
- o. V.: Azerbaijan Ratifies Caspian Oil Deal, in: The Moscow Times, No. 591, 16.11.1994.
- o. V.: Azerbaijan ready for transit of 20M tons of Caspian oil official, in: AssA-Irada, 29.9.2011.
- o. V.: Azerbaijan says Kazakh oil not necessary for US-Backed pipeline, in: Turkish Daily News, 25.10.2000.
- o. V.: Azerbaijan seeks speed up of Caspian deal but issues remain, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 12, 14.1.1994.
- o. V.: Azerbaijan to consider agreement to transport Kazakh oil, in: Central Asia General Newswire, 26.5.2005.
- o. V.: Azerbaijan turns to Iran for help with exports, in: Petroleum Intelligence Weekly, 25.8.2008.
- o. V.: Azerbaijan working group to consider main Caspian export pipeline route, in: ITAR-TASS news agency, 5.9.1997.
- o. V.: Azerbaijan, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, August 1997.
- o. V.: Azerbaijan, Kazakhstan agree on Caspian oil shipments from 2013, in: Agence France Presse, 14.11.2008.
- o. V.: Azerbaijan, Kazakhstan Near Maritime Transport Deal; TCO reportedly Set to Resume Using BTC Pipeline, in: IHS Global Insight, 8.11.2010.
- o. V.: Azerbaijan, Kazakhstan reach agreement on tariff duties, in: Agence France Presse, 23.2.1999.
- o. V.: Azerbaijan, Kazakhstan to launch new westbound oil pipeline, in: TendersInfo, 26.9.2009.
- o. V.: Azerbaijan/Georgia: Transportation on rail corridor down 30%, in: Esmerk, 25.3.2008.
- o. V.: Azerbaijan: \$1 billion to be invested by Azerbaijan in increase of oil transit, in: TendersInfo, 4.9.2010.
- o. V.: Azerbaijan: Newcomer Takes Over Caspian Transco Operations, in: Nefte Compass, 27.2.2002.
- o. V.: Azerbaijan's pipeline network to expand, in: AssA-Irada, 24.6.1999.
- o. V.: Azerbaijani minister on cooperation with Kazakhstan, in: Ekspress-K, S. 3, 25.4.2008.
- o. V.: Azerbaijani president favours CIS consolidation, in: ITAR-TASS news agency, 4.2.1995.
- o. V.: Azerbaijani president's news conference on Caspian oil deal (Azerbaijani TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 23.9.1994.
- o. V.: Azerbaijani, Georgian and Turkish presidents launch BTC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005.
- o. V.: Azerbaijan-Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 126, S. 6, 1.7.1997.
- o. V.: Azerbaijan-Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 3, S. 5, 6.1.1998.
- o. V.: Azeri and Kazakh leaders discuss oil, sign range of agreements, in: Turan news agency, 8.4.2000.
- o. V.: Azeri companies, US firm sign accord on Kazakh oil transit, in: Trend news agency, 15.3.2006.
- o. V.: Azeri crude reaches Black Sea port Batumi, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 54, S. 2, 19.3.1997.
- o. V.: Azeri minister calls for Kazakh initiative to receive BTC access, in: Central Asia General Newswire, 28.9.2006.
- o. V.: Azeri official says subsea pipeline "realistic" before Caspian status agreed, in: Turan news agency, 23.6.2006.
- o. V.: Azeri oil consortium increases oil transportation tariffs, in: Bilik Dunyasi news agency, 23.8.2002.
- o. V.: Azeri oil export route moves nearer reality, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 18, 19.12.1995.
- o. V.: Azeri parliament ratifies Baku-Ceyhan pipeline deal, in: Turan news agency, 26.5.2000.
- o. V.: Azeri pipeline will trough Iran, Med described as a future "Second Gulf", in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 48, S. 4, 10.3.1993.
- o. V.: Azeri premier tells Kazakhs oil pipeline could go through Armenia or Iran, in: Trend news agency, 22.10.1999.
- o. V.: Azeri president backs Turkish pipeline, in: Middle East Economic Digest, 16.5.1997.
- o. V.: Azeri president calls on US to attract Kazakhstan to Baku-Ceyhan pipeline, in: Turan news agency, 10.11.2000.
- o. V.: Azeri president meets US Chevron oil firm boss in Turkish resort (Respublika, S. 1,3), in: BBC Monitoring Trans Caucasus Unit, 1.6.1999.
- o. V.: Azeri president signs PSA agreement amid route dispute, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 9-10, 1.7.1998.
- o. V.: Azeri proposal for Kazakh oil transit may not be profitable due to tax – agency, in: Sharg news agency, 28.4.2000.
- o. V.: Azeri State Oil Co. Bringing Together Three West Firms, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 220, S. 1, 11.11.1992.
- o. V.: Azeri supply replacing Iraq in Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 50, S. 2, 12.3.1992.

- o. V.: Azeri, Kazakh oil officials discuss accord on Baku-Ceyhan transport, in: Turan news agency, 28.11.2002.
- o. V.: Azeris Looking At Turkish Pipeline As Export Route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 148, S. 1, 31.7.1992.
- o. V.: Azeris may sell share in Baku-Ceyhan to Kazakhstan, in: Turan news agency, 6.12.2002.
- o. V.: Azeris seek international help in developing oil and gas sector, in: Offshore, S. 50, February 1994.
- o. V.: Azeris, Kazakhs Advance Cross-Caspian Route, in: Nefte Compass, 9.7.2009.
- o. V.: Azeris, Kazaks agree need for trans-Caspian crude line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 207, S. 6, 27.10.1999.
- o. V.: Azersun to increase oil transshipment from Dubendi terminal 75% by 2003, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 20.8.2002.
- o. V.: Azpetrol Founder Given Nine-Year Jail Sentence, in: Nefte Compass, 8.11.2007.
- o. V.: Azpetrol plans 330% increase in rail oil tank cars, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 4.3.2002.
- o. V.: Baku port expanding to handle Central Asia oil, in: Turan news agency, 31.10.1997.
- o. V.: Baku proposes joint transportation of Kazakh oil via Georgian terminals, in: Central Asia General News-wire, 4.4.2007.
- o. V.: Baku, Astana start work on oil transit agreement, in: Central Asia General Newswire, 4.4.2007.
- o. V.: Baku, Astana to continue talks on Kazakhstan's joining in BTC project, in: AssA-Irada, 23.12.2003.
- o. V.: Baku-Batumi oil transportation halted, in: Business Report, 16.3.2004.
- o. V.: Baku-Ceyhan Agreements signed, in: Interfax Russian News, 18.11.1999.
- o. V.: Baku-Ceyhan May Need Kazak Oil To Thrive, in: Petroleum Intelligence Weekly, 4.10.2002.
- o. V.: Baku-Ceyhan pipeline 40% complete, in: Petroleum Report, 24.9.2003.
- o. V.: Baku-Ceyhan pipeline to transport Kazakh, Azeri oil separately – Azeri oil major, in: Turan news agency, 11.12.2002.
- o. V.: Baku-Ceyhan: While the pipeline is far from certain, Turkey should act from a position of strength, in: Turkish Daily News, 4.4.2000.
- o. V.: Baku-Novorossiysk oil pipeline around Chechnya to handle 17 mln tonnes annually, in: Interfax Russian News, 4.4.2000.
- o. V.: Balgimbaev's agenda, in: Oil & Gas Journal, 21.8.1995.
- o. V.: Balkan oil pipeline to go ahead, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 1.2.1996.
- o. V.: Balkan pipeline corridor set to become reality, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 4, 19.3.1996.
- o. V.: Batumi oil terminal cuts oil shipments by 10% y/y in 2009, in: Kazakhstan Today, 21.1.2010.
- o. V.: Bechtel gets \$850 million Caspian pipeline pact, in: United Press International, 23.10.1992.
- o. V.: Bechtel International Inc. appointed as engineering subcontractor for Baku-Ceyhan, in: Petroleum Report, 23.5.2001.
- o. V.: Beginning of Russian-Kazakhstani Talks in Expanded Format, in: Ministry of Foreign Affairs of The Russian Federation, 22.5.2008, http://www.mid.ru/brp_4.nsf/e78a48070f128a7b43256999005bcbb3/0b95f9340bf2587fc325745200217fbf?OpenDocument (Zugriff 23.3.2012).
- o. V.: Belarus signs protocol of disagreements to raise tariff for RF oil transit by 8% in 2012, in: ITAR-TASS news agency, 23.1.2012.
- o. V.: BG Group plc Agreement reached with RoK on Karachaganak, in: News Release, 14.12.2011.
- o. V.: BG Says Karachaganak Condensate Exports Restart After Nine-Month Delay, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.5.2004.
- o. V.: BG sells Kazakhstan oil interests to Chinese group for 615 mln dlrs, in: Agence France Presse, 11.3.2003.
- o. V.: Bids Invited To Supply Pipes For Tengiz-Novorossiysk-Pipeline, in: Interfax Russian News, 17.7.1998.
- o. V.: Big deals signed in Bulgaria: Burgas-Alexandroupolis and South Stream, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.1.2008.
- o. V.: Big Oil in Georgia, in: International Market Insight Reports, 23.10.1997.
- o. V.: Bln in added taxes from TengizChevroil, in: Petroleum Report, 1.10.2003.
- o. V.: BNP Paribas ready to fund infrastructure for Kazakhstan to join BTC, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 6.6.2006.
- o. V.: Bodman tries to revive US-Russia energy dialogue, in: Energy Compass, 27.5.2005.
- o. V.: Boris Nemtsov Discusses The Tengiz-Novorossiysk Oil Pipeline (Russky Telegraf, S. 3), in: What The Papers Say (Russia), 14.4.1998.
- o. V.: Bosphorus oil transit rules ticking time bomb: oil exec, in: Agence France Presse, 7.10.2004.
- o. V.: Botas is angry as Ankara oks firm to build new line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 127, S. 1, 1.7.1994.

- o. V.: Bouygues wins Russian terminal contract, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 33, March 1999.
- o. V.: BP considers selling Caspian pipeline stake, in: Thomson Financial News Super Focus, 19.9.2008.
- o. V.: BP has yet to agree memorandum on CPC expansion (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.
- o. V.: BP Interested in Tenghiz, in: Chemical Week 25.7.1990.
- o. V.: BP is ready to agree with broadening of capacity of CPC (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 3.12.2008.
- o. V.: BP lowers the price of its stake in CPC (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 5.12.2008.
- o. V.: BP May Agree to Caspian Pipeline Consortium’s Expansion, in: Russian Financial Control Monitor: Business News, 24.10.2008.
- o. V.: BP May Pull out of Caspian Pipeline Consortium, in: Russian Financial Control Monitoring: International Cooperation (English), 21.10.2008.
- o. V.: BP plans to pull out of Caspian Pipeline Consortium – source (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 19.9.2008.
- o. V.: BP prepared to support CPC expansion on certain terms, agrees with KMG on sale of stake, in: Central Asia General Newswire, 28.11.2008.
- o. V.: BP pulling out of Tengiz project, Caspian Pipeline Consortium (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 11.12.2009.
- o. V.: BP Sells Kashagan Stake To TotalFinaElf, in: APS Diplomat Recorder, 3.2.2001.
- o. V.: BP, Lukoil discussed CPC situation, in: Kazakhstan General Newswire, 7.10.2008.
- o. V.: BP/Statoil Cut A Separate Azeri Deal; Prospect Alongside Amoco Concession, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 70, No. 175, S. 1, 9.9.1992.
- o. V.: BP-Operated BTC Pipeline Readies for Kazakhstan Crude Exports, in: International Oil Daily, 24.4.2007.
- o. V.: Brent premium to Dubai jumps to \$8,85 per barrel, in: Alroya, 15.6.2011.
- o. V.: Brief, Vol. 4, No. 25, in: Hart’s Asian Petroleum News, 26.6.2000.
- o. V.: Britain’s Alegratrans Invests \$ 60 Mln in Batumi Terminal, in: Petroleum Report, 4.6.2003.
- o. V.: British Petroleum: BTC Loads 1000th Tanker at Ceyhan, in: M2 Press Wire, 21.12.2009.
- o. V.: Broadening of capacity of Caspian Pipeline Consortium postponed again (Gazeta), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.5.2005.
- o. V.: BTC Co, Chevron discuss transportation of Tengiz oil through BTC pipe, in: Russia & CIS General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: BTC may start to transport Kazakh oil in 2007, in: Central Asia General Newswire, 20.4.2006.
- o. V.: BTC shareholders sign deal to transport Kazakh oil, in: AssA-Irada, 13.2.2007.
- o. V.: Budget Approved of the Caspian pipe laying consortium, in: Russian Economic News, 4.11.1999.
- o. V.: Building oil, gas pipeline to China “promising project” – Kazakh oil giant chief, in: Prime-TASS news agency, 28.2.2003.
- o. V.: Building trans-Caspian pipeline possible prior to status deal – US Diplomat, in: AssA-Irada, 24.12.2008.
- o. V.: Bulgaria Delays Pipe Progress, in: International Oil Daily, 14.6.2007.
- o. V.: Bulgaria has bad debts in Burgas-Alexandroupolis project, in: Russia & CIS General Newswire, 21.3.2011.
- o. V.: Bulgaria to trim share in Balkan pipeline in exchange for additional transit fees, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 8.11.2006.
- o. V.: Burgas-Alexandroupolis Agreement Signed on Project Company – Transneft (Part 3), in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 18.12.2007.
- o. V.: Burgas-Alexandroupolis pipeline builders may invite Chevron to join, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 10.4.2006.
- o. V.: Bush Administration Pushes for Resolution of Tengiz Dispute, in: Oil daily, 20.11.2002.
- o. V.: Bush urges Kazakhstan to lobby for Caspian pipeline, in: Associated Press Worldstream, 7.3.2001.
- o. V.: Business Between Russia, West Must Be Civilized – Putin, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 29.1.2009.
- o. V.: Business briefs, in: The Houston Chronicle, S. 2, 11.6.1997.
- o. V.: Calm Down: Kalmykia To Send Crude Via CPC, in: Nefte Compass, 28.12.2006.
- o. V.: Canadian Hurricane Hopes To Set Up Supplies of Kazakh Oil To China, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 6.3.2001.
- o. V.: Capacity of Caspian Pipeline Consortium to be increased to 67 million tons (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.3.2005.

- o. V.: Capacity of future Kazakhstan-China pipeline must be no less than 20 million tonnes, in: Interfax Russian News, 24.3.2000.
- o. V.: Caspar tanker fleet to ship oil from Kazakhstan, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 17.5.2006.
- o. V.: Caspian Consortium Switches PL Route; Line to Skirt Troubled Russian Region, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 97, S. 1, 19.5.1993.
- o. V.: Caspian Consortium to boost oil pipeline capacity, in: RIA Novosti, 1.3.2005.
- o. V.: Caspian crude oil line gets power systems, in: Oil & Gas Journal, S. 62, 18.6.2001.
- o. V.: Caspian development accelerates despite Chechnya, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 7, 1.1.2000.
- o. V.: Caspian Dreaming: Iran Dreams of Neka As Rotterdam of the Caspian, in: Nefte Compass, 29.4.2004.
- o. V.: Caspian Energy: Looking East, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 10-15, 1.11.1998.
- o. V.: Caspian export route war of words rages again, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 41, 18.10.1999.
- o. V.: Caspian Group's Finance date Goes By, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 190, S. 1, 3.10.1995.
- o. V.: Caspian Littoral States Issue Joint Statement In Istanbul – Azeri Report (Khalg Gazeti'), in: BBC Monitoring Central Asia, 5.3.1998.
- o. V.: Caspian Merger: Chevron Broadens Caspian Reach With Unocal Buy, in: Nefte Compass, 7.4.2005.
- o. V.: Caspian Oil Consortium announces plans for pipeline construction, in: BBC Summary of World Broadcasts, 30.10.1992.
- o. V.: Caspian oil consortium pledges to increase throughput, in: Prime-TASS news agency, 23.9.2003.
- o. V.: Caspian Oil Consortium; USA does not rule out two pipelines to carry Caspian oil, in: Interfax news agency, 25.4.1995.
- o. V.: Caspian oil deals boost Iran's Central Asian role, in: FT Energy Newsletter - East European Energy Report, S. 17, 24.5.1996.
- o. V.: Caspian Oil Flows As Russian Dispute Ends, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 4.3.1998.
- o. V.: Caspian oil pipeline consortium submits feasibility study, in: Associated Press World Stream, 3.8.1998.
- o. V.: Caspian oil pipeline expansion planned – Kazakh minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 1.3.2005.
- o. V.: Caspian Oil Swap? in: The Iran Brief, 5.5.1997.
- o. V.: Caspian Pipe Faces Tax Demand, in: International Oil Daily, 19.7.2006.
- o. V.: Caspian pipeline announced, in: The Iran Brief, 8.2.1999.
- o. V.: Caspian pipeline consortium agrees on budget, work plan, in: Associated Press Worldstream, 19.2.1998.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium agrees on final shares, in: Interfax news agency, 15.11.1996.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium Director, „Juncture of Pipeline Round Chechnya Is Technically Impossible“, in: SKRIN market and corporate news, 2.12.1999.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium Loaded Its 800th Tanker, in: CPC Press Release, 7.4.2006, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3474/Default.aspx> (Zugriff 21.7.2011).
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium posts profit for 2007, reduces debt in Q1, in: Central Asia General Newswire, 15.5.2008.
- o. V.: Caspian pipeline consortium project set to begin in October, in: Interfax news agency, 19.3.1998.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium Received the Land For Construction of the Russia Part of the Pipeline (Vremya MN, S. 4), in: What The Papers Say (Russia), 3.2.1999 .
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium reduces debt 3.3% to \$4.7 bln in Q3, in: Central Asia General Newswire, 12.11.2008.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium Shareholders Approve Pipeline Construction Cost Estimate and Schedule, in: PR Newswire, 8.9.1998.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium shareholders sign memorandum on project expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium signs contract with Russian-French consortium, in: ITAR-TASS news agency, 22.4.1999.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium started transportation of Russian oil (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 12.11.2004.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium started using the new drilling technology, in: Economic News, 14.2.2000.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium starts competing against Transneft (Vremya Novostey), in: What The Papers Say (Russia), 24.12.2001.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium system launch postponed „indefinitely“, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.7.2001.

- o. V.: Caspian Pipeline consortium to agree expansion of pipeline capacity, in: SKRIN Market & Corporate News, 14.12.2010.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium To Be Expanded (Kommersant-Daily, No. 198, S. 9), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 25.10.1995.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium to be named a monopoly (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 5.12.2003.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium to lower payments to Russia (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report, 10.12.2003.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium to more than double capacity, in: New Bulletin, 22.9.2003.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium to transport oil from Kalmykia (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report, 24.11.2003.
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium, Russian company unify transport systems, in: Interfax news agency, 8.7.2003.
- o. V.: Caspian Pipeline Contracts Awarded to IDS Corporation Subsidiary, in: PR Newswire, 7.2.2000
- o. V.: Caspian Pipeline Feasibility Study, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 16.10.1998.
- o. V.: Caspian pipeline important for Russia, in: Interfax news agency, 1.12.1999.
- o. V.: Caspian pipeline may be built before legal status is agreed – ambassador, in: Central Asia General News-wire, 16.4.2007.
- o. V.: Caspian pipeline plans get going, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 1, 19.3.1996.
- o. V.: Caspian Pipeline presses ahead, in: Middle East Economic Digest, S. 23, 8.12.1995.
- o. V.: Caspian Pipeline Progress Settles Consortium Nerves, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 18, 1.5.1999.
- o. V.: Caspian pipeline route and schedule detailed, in: Interfax news agency, 30.4.1996.
- o. V.: Caspian pipeline to double capacity, in: Energy Compass, 4.4.2002.
- o. V.: Caspian pipeline to raise transit fee, in: SKRIN Market & Corporate News, 21.6.2007.
- o. V.: Caspian sea companies asked to join together, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 218, S. 1, 9.11.1992.
- o. V.: Caspian Sea oil pipeline to take Turkish route: BP leads US\$29B project: Eight-year push to get global backing for plan, in: National Post, 6.6.2002.
- o. V.: Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 76, S. 6, 21.4.1997.
- o. V.: Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 160, S. 6, 20.8.1998.
- o. V.: Caspian Sea, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 238, S. 6, 10.12.1998.
- o. V.: Caspian Sea: Feasibility of Kazak Pipeline To Be Studied, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 10.12.1998 .
- o. V.: Caspian Sea: France, US still opposed on pipeline route, in: Europe Energy, No. 515, 5.6.1998.
- o. V.: Caspian Sea: Pena Offers US Support For Energy Projects, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 28.5.1998.
- o. V.: Caspian Sea: Pipeline Deal Could Be Signed Today, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 9.12.1998.
- o. V.: Caspian Shipping: New Generation Of Tankers Takes Shape, in: Nefte Compass, 24.11.2004.
- o. V.: Caspian States Still Divided, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 1.7.2003.
- o. V.: Caspian Swap Shop: Iran Set For Autumn Launch Of Key Pipeline, in: Nefte Compass, 21.5.2003.
- o. V.: Caspian Swaps: Iran May Sweeten Swap Terms To Protects Trade, in: Nefte Compass, 7.4.2005.
- o. V.: Caspian Talks Move On, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 56, S. 6, 20.3.1996.
- o. V.: Caspian to Turkey line is called „inevitable“ by US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 109, S. 4, 5.6.1996.
- o. V.: Caspian Trans Co suspends oil transports to Batumi, in: Turan news agency, 19.10.1999.
- o. V.: Caspian Transco to move 2-mil mt of oil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 183, S. 5, 23.9.1998.
- o. V.: Caspian TransCo to move Texacos's Severnye Buzachi crude, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 235, S. 6, 8.12.1999.
- o. V.: Caspian, in: Petroleum Economist, January 2001.
- o. V.: Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 157, S. 6, 16.8.2002.
- o. V.: Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004.
- o. V.: Cem: Turkey and Kazakhstan seeking ways to transport Kazakh oil via Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 13.6.2000.
- o. V.: Central Asia Petroleum Negotiating Sale of MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 14.12.2007.
- o. V.: Central Asian nation, in: The San Francisco Chronicle, 28.1.2003.
- o. V.: Central Asian states seek treaty for protecting oil and gas routes, in: E&E News PM, Vol. 10, No. 9, 29.9.2008.

- o. V.: Central Asian summit ends with modest economic projects, in: Agence France Presse, 10.5.1992.
- o. V.: Chechen Oil to Be Pumped via the Caspian Pipeline Consortium System (Vedomosti), in: Economic Press Review, 17.9.2004.
- o. V.: Chechen Transit – The Last Oil Rush Of The 20th Century (Izvestia, S. 2), in: What The Papers Say (Russia), 4.9.1997.
- o. V.: Chechen war poses long-term threat to Russian pipeline plans, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 1.12.1994.
- o. V.: Chernomyrdin on Russian debt to Kuwait, reported arms sales (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 29.11.1994.
- o. V.: ChervonTexaco says it will stick with Moscow-backed oil pipeline, in: AFX.COM, 24.1.2005.
- o. V.: Chevron and Caspian TransCo Announce Transportation Agreement With Republic Of Georgia, in: PR Newswire, 2.3.1998.
- o. V.: Chevron And Republic of Kazakhstan Sign Joint Venture Foundation Agreement, in: Financial News, 18.5.1992 .
- o. V.: Chevron Board Meets in Moscow, as Firm Looks for Softer Stance on Caspian Pipe, in: International Oil Daily, 26.9.2002.
- o. V.: Chevron calls for the construction of a few pipelines circumventing the Black sea straits, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2006.
- o. V.: Chevron can pump 75,000 barrels daily via BTC, in: Central Asia General Newswire, 21.7.2006.
- o. V.: Chevron Chairman Hails Major Milestone in Development of Caspian Pipeline Through Russia and Kazakhstan, in: PR Newswire, 24.11.1998.
- o. V.: Chevron considers exporting Kazakh oil through Georgia, in: Interfax news agency, 21.3.1996.
- o. V.: Chevron Embrace of Tengiz Pipeline Not Overwhelming, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 79, S. 1, 23.4.1993.
- o. V.: Chevron Hikes Stake in Tengizchevroil to 50%, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 167, S. 4, 30.8.2000.
- o. V.: Chevron Holding To Stance On Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 68, S. 1, 7.4.1995.
- o. V.: Chevron holds talks to pump oil through Burgas-Alexandroupolis pipe, in: Central Asia General Newswire, 28.11.2006.
- o. V.: Chevron May Get a Boost in Tengiz From Mobil, in: The San Francisco Chronicle, S. 1, 17.10.1995.
- o. V.: Chevron may receive about 20% in Baku-Ceyhan project, in: Interfax Russian News, 5.3.2001.
- o. V.: Chevron may stop support of Burgas-Alexandroupolis pipeline (Gazeta.ru), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.9.2006.
- o. V.: Chevron May Use Batumi Port, in: International Oil Daily, 21.4.2005.
- o. V.: Chevron not caught in Russia squeeze, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 171, S. 1, 6.9.1995.
- o. V.: Chevron offers to modernize Azeri oil pipeline to boost Kazakh oil shipments, in: AFX News, 7.10.1997.
- o. V.: Chevron official named board chairman at CPC-R (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 18.10.2007.
- o. V.: Chevron opposes tying CPC to Burgas-Alexandroupolis pipeline, favors southern route, in: Central Asia General Newswire, 22.4.2008.
- o. V.: Chevron Overseas and LUKoil Presidents Tour Caspian Pipeline Route in Russia, in: PR Newswire, 29.6.1998.
- o. V.: Chevron Plans Kazakh Pipe, in: Oil Daily, 23.11.2005.
- o. V.: Chevron Ready to Join Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline Construction, in: Eastbusiness.org, 26.4.2006.
- o. V.: Chevron resumes transporting Kazakh oil through Azerbaijan, in: Interfax Russian News, 5.3.1999.
- o. V.: Chevron Says it Wants to Join Pipeline Consortium, in: The Associated Press, 22.6.1992.
- o. V.: Chevron says when Caspian Pipeline Consortium becomes operational tanker traffic in Bosphorus will decrease (rusenergy.com), in: What The Papers Say (Russia), 25.6.2001.
- o. V.: Chevron seeks route for Kazakh oil, in: United Press International, 1.12.1995.
- o. V.: Chevron Sells 5 Percent Stake in Tengiz Joint Venture, in: PR Newswire, 16.1.1997.
- o. V.: Chevron shies away from BTC, in: Nefte Compass, 4.3.2010.
- o. V.: Chevron starts exporting Kazakh oil via Azerbaijan, in: Interfax news agency, 24.3.1997; 1st Time: Tengiz oil ships from Georgia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 75, S. 1, 18.4.1997.
- o. V.: Chevron Talks to Socar, in: International Oil Daily, 23.7.2007.
- o. V.: Chevron to Double Kazakh Production, in: Nefte Compass, 6.3.2008.
- o. V.: Chevron To Join Turkish Oil Project, in: Associated Press Online, 9.2.2001.
- o. V.: Chevron to step up oil transit across Georgia, in: Interfax Russian News, 7.9.1999.
- o. V.: Chevron to support Burgas-Alexandroupolis only with CPC expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 31.8.2006.

- o. V.: Chevron to transport Kazakhstan oil to Georgia via Azerbaijan in 2007, in: Petroleum Report, 12.10.2005.
- o. V.: Chevron wants 10 per-cent share in Baku-Ceyhan sponsor group – Azeri oilman, in: MPA news agency, 19.6.2001.
- o. V.: Chevron wants to carry oil through the Turkish straights, in: News Bulletin, 18.6.2001.
- o. V.: Chevron withdraws from project to rehabilitate Khashuri-Batumi pipeline, in: Business Report, 20.4.2001.
- o. V.: Chevron/Kazakhstan Deal Is Praised Described by Company as a “Breakthrough” in: Platt’s Oilgram News, Vol. 70, No. 91, S. 1, 11.5.1991.
- o. V.: Chevron: Caspian Pipeline Consortium Base Operations and Expansion Project, 11.5.2011, <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9NDAyNjkyNnxDaGlsZEIPTQyNTgzOHxUeXBIPtI=&t=1> (Zugriff 2.8.2011).
- o. V.: Chevron’s Georgia deal will allow firm to increase shipments of Tengiz oil, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 75, No. 191, S. 1, 2.10.1997.
- o. V.: Chevron-Kazakhstan Venture Seeking To Trade Iranian Oil To Boost Exports, in: Associated Press Worldstream, 12.9.1995.
- o. V.: Chevron-led group bows to Moscow, in: The Calgary Herald (Alberta), S. 4, 7.10.2005.
- o. V.: ChevronTexaco Announces Sale of North Buzachi Assets in Kazakhstan, in: PR Newswire, 20.10.2003.
- o. V.: ChevronTexaco fails to reach deal on joining Azeri BTC pipeline, in: AFX European Focus, 30.5.2002.
- o. V.: ChevronTexaco to boost output and investment in Kazakhstan, in: Interfax news agency, 16.4.2002.
- o. V.: China and Kazakhstan ink USD 10 billion deal, in: Silk Road Intelligencer, 17.4.2009.
- o. V.: China and Kazakhstan to jointly explore oil and gas in northern Caspian Sea, in: China Energy Newswire, 9.9.2006.
- o. V.: China beats India to PetroKazakhstan, in: Petroleum Economist, October 2005.
- o. V.: China CNPC, KazMunaiGaz in talks on PetroKazakhstan, no deal at hand – source, in: AFX, 6.9.2005.
- o. V.: China controls a third of Kazakhstan’s oil production (Vremya Novostei), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 23.11.2009.
- o. V.: China developing transnational oil pipeline from Kazakhstan, in: Xinhua news agency, 21.5.1999.
- o. V.: China Energy Ventures Corp. Acquires Two Oil and Gas Licenses on the North Shore of the Caspian Sea, Kazakhstan, in: Canadian Corporate Newswire, 17.5.2004.
- o. V.: China explores oil alternatives in Kazakhstan, in: Business Daily Update, S. 29, 29.9.2003.
- o. V.: China Eyes Kazak Oil Pipeline, in: International Oil Daily, 17.6.2002.
- o. V.: China in Central Asia, in: The Washington Times, S. 16, 24.8.2005.
- o. V.: China in talks with Kazakhstan about Nations Energy, in: Kazakhstan General Newswire, 24.11.2006.
- o. V.: China invests \$686 million in Kazakhstan’s oil sector, in: News Bulletin, 28.3.2003.
- o. V.: China Kazakhstan Oil, in: China Business News On-Line, 6.4.2005.
- o. V.: China may grant Rosneft loan for more oil – Dvorkovich (RIA Novosti), in: RusData Dialine – BizEkon News, 28.2.2013.
- o. V.: China pays US\$ 4.3B for oilfield stake, in: The Financial Post (Toronto), S. 71, 5.6.1997.
- o. V.: China plans to expand overseas oil development. Nation Tries To Secure Stable Supply Sources, in: The Nikkei Weekly, S. 19, 9.2.1998.
- o. V.: China Plants Deeper Roots In Kazakhstan, in: Petroleum Intelligence Weekly, 21.2.2005.
- o. V.: China President Meets Russian and Central Asian Leaders in Kyrgystan, in: ChinaOnline, 25.8.1999.
- o. V.: China proposes to lay railroad towards Khorgos on Kazakhstan-Chinese border, in: The Times of Central Asia, 13.6.2005.
- o. V.: China ready to build a refinery in Kazakhstan – ambassador, in: Kazakhstan General Newswire, 14.4.2009.
- o. V.: China ready to build pipeline from Kazakhstan, in: News Bulletin, 16.4.2002.
- o. V.: China ready to import up to 50m tonnes of Kazakh oil a year, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.1.2002.
- o. V.: China ready to up Russian oil imports, in: China Energy Report Weekly, 14.11.2003.
- o. V.: China Russia Kazakhstan Transneft, in: China Business News On-Line, 22.6.2005.
- o. V.: China seeks further cooperation with SCO in oil industry, in: Xinhua General News Service, 15.6.2006.
- o. V.: China speeds up construction of long-distance pipeline, in: Xinhua news agency, 1.6.2004.
- o. V.: China starts pumping oil into northwest reserves, in: Alroya, 15.12.2011.
- o. V.: China Struggles To Reform Giants, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.8.1999.
- o. V.: China takes control of Kazakhstan’s Aktyubinsk: Oil, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, 24.6.1997.
- o. V.: China to boost production, export of Kazakh oil, in: Interfax Russian news, 3.4.2000.
- o. V.: China to build Alataw Pass-Dushanzi oil pipeline, in: Xinhua Economic News Service, 24.8.2004.

- o. V.: China to build large oil projects in Kazakhstan, in: Xinhua News Agency, 15.10.1997.
- o. V.: China to build oil pipeline from Kazakhstan if Caspian reserves proved – official, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 16.4.2002.
- o. V.: China to complete oil tank construction by 2011, in: TendersInfo, 30.9.2009.
- o. V.: China to finance Kazakh oil link, in: IPR Strategic Business Information Database, 16.10.2003.
- o. V.: China wants become leader of economic cooperation in SCO, in: Central Asia General Newswire, 15.11.2007.
- o. V.: China wants Russian Oil in China-Kazakhstan Pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 7.12.2005.
- o. V.: China wins oil deposit tender (Khabar TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 8.8.1997.
- o. V.: China worried about filling Kazakhstan-China pipeline, in: Central Asia General Newswire, 30.11.2005.
- o. V.: China, Kazakh complete border demarcation; sign pipeline deal, in: The Press Trust of India, 21.12.2006.
- o. V.: China, Kazakh pipeline expansion on Hu visit agenda, in: TendersInfo, 5.6.2010.
- o. V.: China, Kazakhstan agree to build 3,000-kilometre oil pipeline, in: Agence France Presse, 18.5.2004.
- o. V.: China, Kazakhstan consider oil pipeline, in: Interfax news agency, 15.12.1999.
- o. V.: China, Kazakhstan Ink Oil & Gas Cooperation Agreements, in: SinoCast, 15.10.2009.
- o. V.: China, Kazakhstan pledge cooperation on Xinjiang, in: Agence France Presse, 13.6.1997.
- o. V.: China, Kazakhstan pledge to strengthen strategic partnership, in: Xinhua General News Service, 12.12.2009.
- o. V.: China, Kazakhstan set up joint venture, in: Business Report, 2.7.2004.
- o. V.: China, Kazakhstan sign border treaty, discuss investment, in: Agence France Presse, 4.7.1998.
- o. V.: China, Kazakhstan Sign Joint Communique, in: Xinhua General News Service, 14.9.2001.
- o. V.: China, Kazakhstan to begin oil pipeline construction in 2001, in: ITAR-TASS news agency, 24.8.2000.
- o. V.: China, Kazakhstan to boost rail cooperation, in: China Daily, 23.2.2011.
- o. V.: China: Feeding frenzy, in: Energy Compass, 31.7.2003.
- o. V.: China: Myanmar-China Pipeline to Start Construction in 2009, in: TendersInfo, 22.11.2008.
- o. V.: China's CITIC Group pays 1.9 billion dollars for Nations Energy's Kazakh oil, in: Agence France Presse, 26.10.2006.
- o. V.: China's CNOOC considering bid for Kazakhstan's Nations Energy, in: AFX - Asia, 13.1.2006.
- o. V.: China's CNPC optimistic on PetroKazakhstan deal despite Lukoil suit – source, in: AFX International Focus, 12.10.2005.
- o. V.: China's CNPC to agree to side deal to help PetroKazakhstan bid – report, in: AFX – Asia, 14.10.2005.
- o. V.: China's Hu boosts energy ties with Central Asia, in: TendersInfo, 14.12.2009.
- o. V.: China's Hu talks energy in Kazakhstan, in: Agence France Presse, 18.8.2007.
- o. V.: China's Infrastructural War, in: Power Politics, 1.8.2010.
- o. V.: China's Kazakh oil projects hurt by Asian, Russian financial crisis, in: Agence France Presse, 8.10.1997.
- o. V.: China's new petroleum structure continues to evolve under reform, in: Oil & Gas Journal, S. 23, 6.10.1997.
- o. V.: China's petroleum monopoly takes stake in Kazak oil company, in: Associated Press Worldstream, 4.6.1997.
- o. V.: China's Qingdao port manage Burmese oil wharf (Irrawaddy), in: BBC Monitoring Asia Pacific, 13.1.2011.
- o. V.: China's Spending Spree Takes Aim At Africa, in: Petroleum Intelligence Weekly, 15.1.2007.
- o. V.: China-Kazakhstan Oil Pipeline To Start Building, in: SinoCast China Business Daily News, 10.3.2004.
- o. V.: China-Kazakhstan-Russia-Oil, in: China Business News, 27.5.2004.
- o. V.: China-Oil & Petrochemical-Xinjiang, in: China Business News, 2.6.2004.
- o. V.: Chinas Ölriese CNPC kauft Petro Kazakhstan; Übernahme nach Sieg vor Gericht, in: Stuttgarter Zeitung, 28.10.2005.
- o. V.: China-Sinopec-Xinjiang, in: China Business News On-Line, 3.6.2004.
- o. V.: Chinese and Kazakhs push on with oil pipeline, in: Energy Compass, 16.7.2004.
- o. V.: Chinese companies' share in oil production makes up 21,8% in 2009, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 3.1.2011.
- o. V.: Chinese Company Interested in Darkhan, India Interested in Satpayev, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 13.12.2006.
- o. V.: Chinese Connection Boosts Kazak Oil Export Options, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.11.1997.
- o. V.: Chinese examines Kazakh pipes, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.2.1998.
- o. V.: Chinese Factor in oil and gas sector of Kazakhstan: is it a danger or a benefit, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 27.11.2006.

- o. V.: Chinese Firms Target Caspian Deals m Unfazed by Recent Rebuff, in: International Oil Daily, 1.10.2003.
- o. V.: Chinese joint venture buys Kazakh gas field, in: Silk Road Intelligencer, 1.9.2011.
- o. V.: Chinese MIE Holdings buys into Kazakh oil explorer Emir Oil, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 20.2.2011.
- o. V.: Chinese oil company to invest nearly \$600 in Kazakhstan, in: Interfax Russian News, 24.3.2000.
- o. V.: Chinese oil firm clarifies position on Kazakh job cuts (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 4.4.2000.
- o. V.: Chinese participation in Kazakh oil and gas sector not too significant – KazMunayGas head, in: Kazakhstan General Newswire, 22.2.2010.
- o. V.: Chinese premier meets Kazakh, Tajik, Uzbek leader, in: Xinhua news agency, 22.9.2004.
- o. V.: Chinese rent of arable lands not discussed at Astana negotiations, in: Russia & CIS Food and Agricultural Weekly, 16.12.2009.
- o. V.: Chinese to provide financing for Caspian pipeline, in: PR Newswire, 29.6.1995.
- o. V.: Chinese vice president urges movement on Kazakh oil pipeline, in: Agence France Presse, 28.7.2000.
- o. V.: Chinese, Kazakh presidents agree to expand cooperation in oil, gas exploitation, in: Xinhua General News Service, 20.12.2006.
- o. V.: Chinese-owned Kazakh oil company compromises to settle oil swap row (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.2.2001.
- o. V.: Chirag-1 well blows out; Output slowed, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 75, No. 87, S. 1, 6.5.1997.
- o. V.: CIS Daily Bulletin, January 9, in: RIA Novosti, 9.1.2007.
- o. V.: Clinton Admin To Meet With Oil Execs, in: National Journal’s Daily Energy Briefings, 14.10.1998.
- o. V.: Clinton advises Kazakhs to avoid Iran in routing new pipelines fir oil, gas, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 25, No. 46, S. 1, 24.11.1997.
- o. V.: Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.
- o. V.: Closing ranks, in: The Hindu, 22.10.2000.
- o. V.: CNPC and KazMunayGas acquire 100% of MangistauMunaiGas shares through open trade on Kazakhstan Stock Exchange, 25.11.2009, http://www.petrochina.com.cn/Ptr/News_and_Bulletin/News_Release/CNPCandKazMunayGas_acquire100ofMangistauMunaiGasshares.htm, (Zugriff 22.9.2011).
- o. V.: CNPC and KMG to pay \$3.3 billion for MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 27.4.2009.
- o. V.: CNPC announces completion of PetroKazakhstan deal, in: China Knowledge Newswire, 13.7.2006.
- o. V.: CNPC gets Uzen field as Texaco joins Karachaganak, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 1.8.1997.
- o. V.: CNPC International to acquire PetroKazakhstan for \$4.18 bl, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 31.8.2005.
- o. V.: CNPC not discussing PetroKazakhstan share sale to Kazakh state oil company, in: The Times of Central Asia, 15.9.2005.
- o. V.: CNPC ready to finance oil pipeline construction in Kazakhstan, in: Petroleum Report, 17.4.2002.
- o. V.: CNPC scraps oil pipeline plan, in: Hart’s Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 33, 23.8.1999.
- o. V.: CNPC seen paying reasonable price for PetroKazakhstan, ONGC to bow out, in: AFX International Focus, 22.8.2005.
- o. V.: CNPC shelves China-Kazakhstan oil pipeline, in: Oil & Gas Journal, S. 44, 30.8.1999.
- o. V.: CNPC to waive preemption right to 50% in KazGerMunay JV, in: Central Asia General Newswire, 26.2.2006.
- o. V.: CNPC wants in on Liman field in Kazakhstan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.5.2003.
- o. V.: CNPC, Iran to build pipeline to central Asia-Mideast crude swaps, in: Oil & Gas Journal, S. 42, 7.2.2000.
- o. V.: CNPC’s diktat on Iranian pipeline deal, in: Hart’s Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 39, 4.10.1999.
- o. V.: CNPC-Aktobemunaigaz asks Kazakh government to return permit for Kenkiyak Deposit, in: Petroleum Report, 11.4.2001.
- o. V.: CNPC-Aktobemunaigaz plans increase production to 10 mln tonnes per annum by 2006, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 30.7.2001.
- o. V.: CNPC-Kazakhstan, in: China Business News On-Line, 30.9.2005.
- o. V.: CNPC-PetroKazakhstan deal may cause legal conflict – Shkolnik, in: News Bulletin, 12.10.2005.
- o. V.: Commencement of Baltic pipeline won’t boost Russia’s oil exports – Alekperov, in: News Bulletin, 13.12.2001.
- o. V.: Commercial oil production at Kashagan to start by end of 2013, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 31.10.2008.

- o. V.: Committee of the producing companies of the Caspian Pipeline Consortium approved the estimate of Tengiz-Novorossiysk oil pipeline construction (Russky Telegraf, S. 4), in: What The papers Say (Russia), 27.8.1998.
- o. V.: Companies and Industries, in: Central Asia This Week, IntelliNews, 25.7.2008.
- o. V.: Companies of Georgia, U.S., Britain sign pipeline treat, in: Xinhua News Agency, 3.3.1998.
- o. V.: Conference Report: Chevron criticizes Oman on Caspian pipeline financing, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 19, 1.10.1994.
- o. V.: Conference Report: Closed Gates: Kazakhstan and the Bosphorus, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 2, 1.3.1994.
- o. V.: Conference Report: Kazakh reserves estimates talked up, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 8, 26.7.1996.
- o. V.: Conference Report: Kazakhs express interest in Azeri/Turkish pipeline link, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 23, 11.5.1993.
- o. V.: Conference Report: Lines on a map, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, S. 13, 1.4.1995.
- o. V.: ConocoPhillips buys 2.5 pct stake in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline consortium, in: AFX European Focus, 30.10.2002.
- o. V.: Consortium Pays \$3M for Fire Trucks, in: The Moscow Times, No. 2037, 5.9.2000.
- o. V.: Consortium to build terminal near Russian Black Sea port, in: Interfax news agency, 16.6.1999.
- o. V.: Consortium: Russian government will earn billions in pipeline revenues, in: Associated Press Worldstream, 20.6.2001.
- o. V.: Construction of Caspian Pipeline Started (Russian radio, Vesti), in: What The Papers Say (Russia), 5.3.1999.
- o. V.: Construction of Eskene-Kuryk oil pipeline to be launched in 2010, in: Kazakhstan Today, 28.4.2009.
- o. V.: Construction of Kazakhstan-China oil pipeline said going well, in: Xinhua news agency, 1.4.2005.
- o. V.: Construction of Kazakhstan-China Oil Pipeline to Begin in August 2004, in: Economic News, 20.5.2004.
- o. V.: Construction of Kenkiyak-Atyrau pipeline to start in April, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 15.4.2002.
- o. V.: Construction of oil pipeline from Kashagan to CPC will not start before 2007 – KazTransOil, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 16.1.2006.
- o. V.: Construction of oil terminal starts, in: Interfax news agency, 5.4.2000.
- o. V.: Construction of pipeline linking Turkmenistan, China and Japan under discussion, in: BBC Summary of World Broadcasts, 18.12.1992.
- o. V.: Construction of Russia, Bulgaria, Greece oil pipeline to start in summer 2010 (ITAR-TASS), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 24.3.2009.
- o. V.: Construction of second segment of Kazakhstan-China oil pipeline begins, in: Central Asia General Newswire, 11.12.2007.
- o. V.: Construction of the oil pipeline from Kazakhstan to China started (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 1.10.2004.
- o. V.: Construction of Trans-Caspian Pipeline is Economically Attractive: US Department of State's Co-ordinator, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 25.2.2008.
- o. V.: Continuing Coverage of Senate Campaign Finance Hearings: Sen. Thompson Questions Don Fowler About Businessman Roger Tamraz, in: CNN, 9.9.1997.
- o. V.: Contract for Caspian oil pipeline's upgrading signed in Alma Ata, in: RIA Novosti, 29.3.2000.
- o. V.: Cool Hand: Russia Claims Wrong Timing For CPC Expansion, in: Nefte Compass, 13.11.2002.
- o. V.: Corporate, in: Petroleum Economist, November 2005.
- o. V.: Cost control key to Kashagan second phase – Mynbayev, in: Silk Road Intelligencer, 17.8.2010.
- o. V.: Cost key to Kashagan 2, in: Oil & Gas News, 25.8.2010.
- o. V.: Cost of Caspian Pipeline Consortium expansion grows to \$3.5 bln, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008.
- o. V.: Cost of connecting Kazakhstan to BTC pipeline an estimated \$4 bln, in: Central Asia General Newswire, 8.6.2006.
- o. V.: Cost of expanding CPC pipeline could top 2,5 bln, in: Central Asia General Newswire, 30.5.2008.
- o. V.: Court bans CNPC-Aktobemunaigaz from operating 14 wells, in: Petroleum Report, 4.8.2004.
- o. V.: CPC – one of most successful projects in energy sector in ex-USSR, in: SKRIN Market & Corporate News, 18.7.2011.
- o. V.: CPC Accepts Moscow's Demands, in: International Oil Daily, 21.9.2007.
- o. V.: CPC Accuses Transneft of Trying to Mislead Government, in: Business Report, 4.6.2001.

- o. V.: CPC activity should be regulated in line with shareholder agreement – Kazakh PM, in: News Bulletin, 20.11.2002.
- o. V.: CPC AGM set for March 22-23, in: Central Asia General Newswire, 16.2.2007.
- o. V.: CPC Agrees Expansion, in: International Oil Daily, 2.12.2008.
- o. V.: CPC Approves Transneft Proposals, in: Nefte Compass, 20.9.2007.
- o. V.: CPC asked for additional emission payments, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.1.2007.
- o. V.: CPC Attempts To Cut Value of Russian Assets in Project Called Unfounded, in: Business Report, 5.12.2003.
- o. V.: CPC Awards Siemens In GBP 54M Telecom Deal, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 40, May 1999.
- o. V.: CPC begins pipeline construction, in: Interfax Russian News, 17.11.1999.
- o. V.: CPC Cap: Chevron Keeps Export Options Open, in: Nefte Compass, 6.2.2002.
- o. V.: CPC capacity could be expanded to 50 mln tonnes of oil per year in spring 2012, in: Central Asia General Newswire, 30.5.2008.
- o. V.: CPC capacity may rise to 76 mln tonnes of oil annually (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 18.12.2009.
- o. V.: CPC capacity needs to be expanded – Alekperov, in: Central Asia General Newswire, 17.11.2006.
- o. V.: CPC Changes Please Moscow, in: Nefte Compass, 15.11.2007.
- o. V.: CPC Charter Changes, in: International Oil Daily, 31.8.2007.
- o. V.: CPC chief announces difficulties with implementation of project in Russia, in: News Bulletin, 20.11.2002.
- o. V.: CPC Clears Some Hurdles, in: International Oil Daily, 8.6.2005.
- o. V.: CPC Conflab: CPC Moves In Right Direction For Expansion, in: Nefte Compass, 10.2.2005.
- o. V.: CPC Costs Jump US \$200M, in: Hart's Petroleum Monitor, 31.7.1998.
- o. V.: CPC could raise up to \$1 bln for pipeline expansion in 2012-2013 (Part 5), in: Central Asia General Newswire, 24.8.2010.
- o. V.: CPC deal finally settled, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 28.5.1997.
- o. V.: CPC debt to fall to \$4.6 bln by end 2008, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.
- o. V.: CPC Debt Up 70% in Two Years, in: Business Report, 10.12.2003.
- o. V.: CPC Elects First Board, in: International Oil Daily, 19.10.2007.
- o. V.: CPC expansion project will be ready by year-end, in: News Bulletin, 6.10.2005.
- o. V.: CPC expansion still dogged by problems, in: Energy Compass, 22.7.2005.
- o. V.: CPC expansion will help to improve financial indices – Chevron, in: Kazakhstan General Newswire, 18.7.2007.
- o. V.: CPC expects delivery of Karachaganak crude in mid-2003, in: News Bulletin, 16.7.2002.
- o. V.: CPC Expects Pipeline Capacity to Hit 67 mln TPY by 2008, in: Petroleum Report, 30.6.2004.
- o. V.: CPC gives final go-ahead to pipeline expansion; cost - \$5,4 bln, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2010.
- o. V.: CPC group to develop debt plan by end of Aug, in: Central Asia General Newswire, 20.7.2007.
- o. V.: CPC has shipped over 40 mln tones of oil, in: News Bulletin, 10.9.2004.
- o. V.: CPC holders OK increasing oil transport tariff 25,7% from Oct 1, in: Prime-Tass, 19.9.2007.
- o. V.: CPC Inks Equipment Deals, in: International Oil Daily, 18.5.2010.
- o. V.: CPC Looks for Compromise, in: International Oil Daily, 10.2.2005.
- o. V.: CPC Losses Growing Due To Loan Interest, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 16.8.2006.
- o. V.: CPC Lows Ahead Despite Disagreements, in: Nefte Compass, 5.6.2008.
- o. V.: CPC May Be Bankrupted, in: Russian Financial Control Monitor News Service: Fuel & Energy (English), 13.11.2008.
- o. V.: CPC may name launch date at start of October, in: News Bulletin, 20.9.2001.
- o. V.: CPC members continue jockeying amid new structure, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 4, 20.12.1996.
- o. V.: CPC oil transport up 5% in November, in: Petroleum Report, 22.12.2004.
- o. V.: CPC owners raise oil-pumping tariff to \$30,83/ton, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005.
- o. V.: CPC Participants against listing pipeline as natural monopoly, in: Petroleum Report, 25.2.2004.
- o. V.: CPC Pipeline Creeps Forward, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 29.10.1998.
- o. V.: CPC pipeline expansion launched in Atyrau, in: Central Asia General Newswire, 1.7.2011.
- o. V.: CPC Pipeline Tender Due, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 7.7.1998.
- o. V.: CPC Pipeline Throughput Capacity May Be Stepped Up, in: RIA Novosti, 1.3.2005.
- o. V.: CPC pipeline's capacity to be enlarged – Razdukhov, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 31.5.2007.

- o. V.: CPC Plans To Reach Design Capacity in Summer 2003, in: Petroleum Report, 26.6.2002.
- o. V.: CPC posts \$423 mln net profit in 2007, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.5.2008.
- o. V.: CPC preparing to grow, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005.
- o. V.: CPC reduces debt 3% to \$4.9 bln in Q2, in: Central Asia General Newswire, 8.8.2008.
- o. V.: CPC Restructuring Near, But A Bit Late, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 223, S. 1, 15.11.1996.
- o. V.: CPC says about to complete talks on Caspian pipe expansion, in: Prime-Tass, 20.5.2005.
- o. V.: CPC says Kazakh oil flowing again to Novorossiisk: AFP, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 100, S. 8, 24.5.2001.
- o. V.: CPC says started pumping oil for new shipped Tuesday, in: Prime-Tass, 21.10.2003.
- o. V.: CPC says to increase pipe's capacity to 67 mln tns by 2008, in: Prime-Tass, 7.10.2004.
- o. V.: CPC Shareholders Agree On Expansion Without BP, in: Nefte Compass, 4.12.2008.
- o. V.: CPC Shareholders agree to launch Expansion Project Construction, in: Trend Daily Economic News, 19.4.2011.
- o. V.: CPC shareholders approve allocation of \$50 mln to draft pipeline's expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.
- o. V.: CPC shareholders back Transneft proposal on feasibility study update, in: Central Asia General Newswire, 8.4.2008.
- o. V.: CPC shareholders confirm oil transportation agreement, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 6.8.2001.
- o. V.: CPC shareholders confirm oil transportation agreement, in: Petroleum Report, 8.8.2001.
- o. V.: CPC Shareholders Expect Additional Guarantees From Russia, in: Petroleum Report, 16.10.2002.
- o. V.: CPC shareholders expect BP to agree on sale of stake in consortium soon, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008.
- o. V.: CPC shareholders fail to approve capacity expansion, in: Prime-Tass, 29.9.2006.
- o. V.: CPC shareholders seek to keep expansion on budget, in schedule, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 1.12.2011.
- o. V.: CPC shareholders set price for oil transportation from Tengiz to Novorossiisk, in: News Bulletin, 30.11.2001.
- o. V.: CPC shareholders sign agreement on BP's withdrawal from consortium, LUKARCO, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2008.
- o. V.: CPC shareholders sign agreement on BP's withdrawal, in: Central Asia General Newswire, 25.11.2009.
- o. V.: CPC shareholders suggest Russia to show flexibility in determining tariffs, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.6.2005.
- o. V.: CPC shareholders to hike tariffs – Kalyuzhny, in: News Bulletin, 8.10.2003.
- o. V.: CPC shareholders to settle expansion issue in April, in: Russia & CIS Energy Newswire, 5.4.2006.
- o. V.: CPC shareholders to supplement charter, in: Business Report, 14.3.2005.
- o. V.: CPC shareholders vote against Transneft proposals – source, in: Central Asia General Newswire, 4.7.2007.
- o. V.: CPC shareholders, Russian Minister to discuss CPC efficiency, in: Prime-Tass, 24.6.2004.
- o. V.: CPC Shareholders' Debt Deal, in: International Oil Daily, 20.7.2007.
- o. V.: CPC Shipping Other Volumes, in: International Oil Daily, 13.9.2002.
- o. V.: CPC signs agreement on pipeline land lease, in: Interfax Russian News, 29.12.1999.
- o. V.: CPC signs contract for expansion survey, in: Business Report, 15.6.2004.
- o. V.: CPC signs contracts on Russian substation construction, in: Interfax Russian News, 29.12.1999.
- o. V.: CPC signs cooperation agreements with host regions by pipeline, in: SKRIN Market & Corporate News, 8.10.2010.
- o. V.: CPC signs oil transportation deal with CNPC-Aktobemunaigaz, in: News Buletin, 27.6.2003.
- o. V.: CPC stake transfer to Trasneft may be resolved by year-end, in: Russia & CIS Energy Newswire, 1.12.2006.
- o. V.: CPC starts to transport Russian oil – Press Release, in: Business Report, 9.11.2004.
- o. V.: CPC Stockholders Want Krasnodar-Kropotkin Link, in: Petroleum Report, 26.11.2003.
- o. V.: CPC to dispute \$290 mln in additional tax charges for 2004-2005 (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 20.7.2007.
- o. V.: CPC to increase tariffs 3.3% from July, in: Business Report, 16.3.2004.
- o. V.: CPC to raise tariffs, reduce interest rates – source (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 19.9.2007.
- o. V.: CPC to ship Russian Crude, in: International Oil Daily, 13.9.2004.
- o. V.: CPC to Tackle Pipeline Expansion Delay, in: Nefte Compass, 31.1.2013.
- o. V.: CPC wins first lawsuit against tax service, in: Russia & CIS General Newswire, 27.7.2006.
- o. V.: CPC: Russia Presses For Pipeline Changes, in: Nefte Compass, 24.11.2004.

- o. V.: CPC's expansion delayed indefinitely, (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, May 21, in: RIA Novosti, 21.5.2008.
- o. V.: CPC's western shareholders dissatisfied with Transnefts tariffs, (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, February 6, in: RIA Novosti, 6.2.2008.
- o. V.: CPC-K shareholders will need to invest up to \$0,5 ml to increase charter capital, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 27.6.2005.
- o. V.: CPC-R Net Loss Down 10% to 2,4 bln Rubles in 2004, in: Petroleum Report, 20.7.2005.
- o. V.: Creation of Trans-Caspian oil transport system postponed – KMG, in: Central Asia General Newswire, 15.6.2010.
- o. V.: Crimea; Kazakhstan and Turkey agree on oil pipeline to Mediterranean, in: Interfax news agency, 15.8.1995.
- o. V.: Crude oil transported from Kazakhstan to China, in: Xinhua News Agency, 21.10.1997.
- o. V.: Crunch Time: Tax Woes Deepen For Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, Vol. 15, No. 29, 26.7.2006.
- o. V.: Darkhan Deal To Be Finalized, in: BMI Asia Pacific Oil and Gas Insights, 1.1.2009.
- o. V.: Deals Tighten Russian Grip on Central Asia, in: International Oil Daily, 21.12.2007.
- o. V.: Decision to expand CPC needed in 2-3 months, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 14.3.2006.
- o. V.: Delays in Burgas-Alexandroupolis won't affect CPC upgrade – Transneft, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 3.9.2010.
- o. V.: Deputy Minister: Iran Ready to Resume Oil Swap, in: FARS News Agency, 12.3.2011.
- o. V.: Derr cites gridlock over Tengiz pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 98, S. 5, 20.5.1994.
- o. V.: Design of second stage of Kazakh-Chinese oil pipeline to be ready in 2003, in: News Bulletin, 18.4.2003.
- o. V.: Devon to ship oil via Baku-Ceyhan despite Exxon, in: Turkish Daily News, 27.11.2004.
- o. V.: Digest of the Russian press, July 4, in : RIA Novosti, 4.7.2007.
- o. V.: Disagreements on Caspian Status Unresolved, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 19.3.2002.
- o. V.: Ditching Kazakh oil pipeline – A wise step, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 36, 13.9.1999.
- o. V.: Diversion: Iran Loses Out As Caspian Crude Heads To Europe, in: Nefte Compass, 16.9.2004.
- o. V.: DJ Source: BP eyes CPC stake sale, or giving it in trust to Lukoil, in: Prime-Tass, 23.9.2008.
- o. V.: Documents to expand CPC pipeline could be signed in H1 – KazMunaiGaz, in: Central Asia General Newswire, 6.5.2006.
- o. V.: DOE's White expects new Caspian plan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 81, S. 5, 27.4.1995.
- o. V.: Dragon Oil Announces New Swap Deal With Iran, in: Business Monitor Online, 22.4.2010.
- o. V.: Dragon Oil PLC 2010 Full Year Results, in: ENP Newswire, 23.2.2011.
- o. V.: Dragon Oil PLC Interim Management Statement, in: London Stock Exchange Aggregated Regulatory News Service, 20.10.2011.
- o. V.: Druzhba Pipeline, in: Pipelines International, September 2009, http://pipelinesinternational.com/news/druzhba_pipeline/008045/ (Zugriff 15.6.2011).
- o. V.: Dushanzi Refinery to Increase Oil-refining, in: Xinhua Economic News Service, 6.4.2001.
- o. V.: Eastern Branch of Kaztransoil Boosts Oil Transmission to 2.35 Million Tons (Panorama), in: What The Papers Say (Russia), 2.6.2000.
- o. V.: Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist, April 2011.
- o. V.: Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist, October 2009.
- o. V.: EBRD agrees to allocate over 2bn dollars to Kazakhstan, in: ITAR-TASS news agency, 23.11.1995.
- o. V.: EBRD to consider Kenkiyak-Atyrau project Jun 22, in: Business Report, 24.5.2004.
- o. V.: EBRD to help rescue Kazakh port, in: United Press International, 25.4.1996.
- o. V.: EBRD to refinance Kazakh Kenkiyak-Atyrau stake, in: Business Report, 25.6.2004.
- o. V.: Economic protocol with Russia: discussion on energy supplies (Turkish Daily News), in: BBC Summary of World Broadcasts, 21.4.1994.
- o. V.: Economics ministry agrees on tax documents for subsurface law, in: Petroleum Report, 16.11.2005.
- o. V.: Embamunaigaz plans to begin transporting oil through CPC, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 24.9.2002.
- o. V.: Energy a key issue during Hu's visit to Russia, in: News Bulletin, 4.7.2005.
- o. V.: Energy Agency chief considers CPC bankruptcy unlikely, in: Kazakhstan General Newswire, 17.11.2006.
- o. V.: Energy Agency Says No Oil Transport Shortage, in: Petroleum Report, 23.3.2005.
- o. V.: Energy Briefs, in: Journal of Commerce, S. 48, 31.3.1994.
- o. V.: Energy Ministry Supports Inclusion of CPC-R On Natural Monopoly, in: Business Report, 2.12.2003.
- o. V.: ENI Interested in Kazakh Oil Transport, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 27.5.2002.

- o. V.: Environmentalists fight oil giants on Russian coast, in: Associated Press Worldstream, 7.12.1997.
- o. V.: Environmentalists protest against the Caspian Pipeline Consortium (Segodnya), in: What The Papers Say (Russia), 14.7.1997.
- o. V.: ESPO pipeline's 1st section to be used to capacity – deputy PM, in: Russia & CIS Energy Newswire, 21.7.2007.
- o. V.: European bank to fund development of transport sector, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.12.2000.
- o. V.: European Commission helps New Independent States (NIS) get oil and gas flowing: ECU 12 million committed this year, in: RAPID, 14.5.1997.
- o. V.: European Commission programme on oil and gas pipelines in the NIS, in: RAPID, 22.11.1996.
- o. V.: European oil companies conclude USD 1.4 Billion Deals in Kazakhstan, in: European Energy, No. 567, 13.10.2000.
- o. V.: Exploration and production, in: Petroleum Economist, April 2007.
- o. V.: Explorers in defiant mood, in: Petroleum Economist, 10.3.1999.
- o. V.: Export Pipelines, in: Petroleum Economist, S. 38, 14.1.2000.
- o. V.: Extra Helping: Major Demand Allocation For CPC Link, in: Nefte Compass, 19.2.2002.
- o. V.: Extraordinary General Shareholders' Meeting of CPC-R and CPC-K, Press release, 19.9.2007, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3518/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).
- o. V.: Exxon becomes latest Azeri recruit as Iran is dropped, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 1, 26.4.1995.
- o. V.: Exxon-Sodeco due Sakhalin Contract, in: Oil & Gas Journal, S. 30, 28.10.1991.
- o. V.: Fast Track development eyed in Caspian Sea, in: Oil & Gas Journal, S. 22, 5.6.1995.
- o. V.: Feasibility Study for Kazak-China Crude Line Ready in Sep, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 164, S. 6, 26.6.1999.
- o. V.: Feasibility study of China pipeline reaches Kazakh govt, in: News Bulletin, 23.2.2004.
- o. V.: Feasibility study of trans-Caspian system to be launched in H2/09, in: Kazakhstan Today, 13.5.2009.
- o. V.: Field of dreams; Caspian oil, in: Economist.com, 9.1.2003.
- o. V.: Fifteen countries pledge to develop Caspian energy supply routes, in: Prime-Tass, 14.11.2008.
- o. V.: Filling of western Kazakh export oil pipeline postponed for 3 months, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.1.2001.
- o. V.: Final accord signed to finance Caspian pipeline scheme, in: Interfax news agency, 16.5.1997.
- o. V.: Final Investment Decision on Caspian Pipeline Consortium Expansion Project is Passed, in: CPC News, Press Releases 2010, 15.12.2010, <http://www.cpc.ru/desktopdefault.aspx?alias=press&lang=En-US&tabid=3706> (Zugriff 2.8.2011).
- o. V.: Financiers and investors line up behind BTC project, in: Newsbase, 12.6.2002.
- o. V.: Fired CNPC-Aktobemunaigaz employees appeal to Kazakh president for help, in: Petroleum Report, 19.9.2001.
- o. V.: First Deputy General Director of CPC Gives Interview, in: Economic News, Information Agency Oreanda, 1.3.2011.
- o. V.: First major news pipeline opens from oil-rich Caspian region, in: Agence France Presse, 26.3.2001.
- o. V.: First phase of Caspian pipeline by year-end, in: Moneyclips, 26.1.1995.
- o. V.: First section of oil pipeline put into operation in western Kazakhstan, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.3.2003.
- o. V.: First session of Kazakhstan-Chinese subcommittee on energy cooperation, in: The Times of Central Asia, 4.4.2005.
- o. V.: Fitch affirms KazTransOil at BBB-; Outlook Negative, in: Central Asia General Newswire, 12.12.2008.
- o. V.: Five Countries Join Oil Meeting in Ankara, in: Associated Press Worldstream, 23.6.1994.
- o. V.: Five nations meet on Caspian pipeline route, in: Agence France Presse, 1.3.1998.
- o. V.: Five Year Plan: TNK-BP Approves Five Year Plan, in: Nefte Compass, 17.12.2003.
- o. V.: Fluor Joint Venture Reconfirmed Prime EPCM Contractor for Execution of \$2,6 Billion Oil Field Development Project in Kazakhstan, in: PR Newswire, 3.3.2003.
- o. V.: Focus; Company Results; Oil Find Re-Opens Debate About Export Routes, in: Petroleum Economist, S. 74, 13.6.2000.
- o. V.: Focus; Russian Crisis Spills Over, in: Petroleum Economist, S. 35, 25.11.1998.
- o. V.: Foreign companies may help build western Kazakhstan-China pipeline, in: News Bulletin, 28.3.2003.
- o. V.: Foreign firms sign memorandum to build Kazakhstan pipeline, in: Interfax Russian News, 18.6.1999.
- o. V.: Foreign ministry press briefing, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.7.2003.
- o. V.: Former Soviet Union's refining sector faces big shakeout, in: Oil & Gas Journal, S. 21, 22.11.1993.

- o. V.: Four options for completing Caspian pipeline, in: Interfax news agency, 26.3.1998.
- o. V.: French oil firm likely to join Kazakh-Iranian pipeline project, in: Interfax news agency, 8.12.2001.
- o. V.: French oil giant pushes for oil route to Iran, in: Agence France Presse, 8.12.2000.
- o. V.: French oil giant wants to take lead in Kazakh oil consortium, in: Agence France Presse, 6.12.2000.
- o. V.: French oil major hopes to continue Kazakh oil cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 20.5.2002.
- o. V.: FSU/Eastern Europe: Countries thrive on revitalized output, in: World Oil, August 2002.
- o. V.: Full steam ahead for railway builder HPGI's China-Kazakhstan, in: China Energy Weekly, 8.10.2008.
- o. V.: Future of mainland deals in balance, in: South China Morning Post, S. 3, 7.6.1999.
- o. V.: Gas pipeline bursts, catches fire in western Kazakhstan, in: Associated Press Worldstream, 12.2.2004.
- o. V.: Gazprom Neft and KazMunayGas agree on oil transit to China, in: Kazakhstan Today, 10.9.2008.
- o. V.: Gazprom Neft could ship 1.08 mln tonnes oil to China in Q2-4, in: Central Asia General Newswire, 12.3.2008.
- o. V.: Gazprom Neft oked to carry crude to China via Kazakhstan, in: SinoCast China Business Daily News, 23.9.2008.
- o. V.: Gazprom Neft Restarts China Pipeline Shipments, in: Nefte Compass, 7.8.2008.
- o. V.: Gazprom Neft to deliver 250,000 tonnes of pipeline oil to China in Q4, in: Central Asia General Newswire, 19.9.2008.
- o. V.: Gazprom to draft new rules for foreign involvement in Shtokman, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 13.12.2006.
- o. V.: Georgia agrees to cut Chevron's oil transit tariff, in: New Europe On-Line, 12.2.1999.
- o. V.: Georgia conflict hits export route plans, in: International Petroleum Finance, 8.9.2008.
- o. V.: Georgia Launches Offensive to reclaim South Ossetia, in: Russia & CIS Banking & Finance Weekly, 15.8.2008.
- o. V.: Georgia proposes Novorossiysk-Supsa-Ceyhan connection pipeline, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, 29.1.2001.
- o. V.: Georgia, Azerbaijan and Ukraine Inaugurate New Pipeline, in: Europe Energy, No. 535, 23.4.1999.
- o. V.: Georgia, Chevron sign deal for crude line rehab, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 172, S. 6, 8.9.1999.
- o. V.: Georgia/Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 42, S. 6, 3.3.1997.
- o. V.: Georgia: Batumi On The Brink Of Civil War, in: Nefte Compass, 29.4.2004.
- o. V.: Georgia: Kazakhs Establish Presence In Batumi, in: Nefte Compass, 28.12.2006.
- o. V.: Georgian ports owe 5m dollars in fines for failure to unload Azeri oil, in: Turan news agency, 25.2.2002.
- o. V.: Georgian, Turkish, Azerbaijani Presidents Discuss Baku-Cejhan Project, in: Interfax Russian News, 27.4.1998.
- o. V.: Getting Central Asian oil to market, in: Middle East Economic Digest, S. 2, 28.4.1995.
- o. V.: Giving CPC monopoly status will destabilize consortium, in: News Bulletin, 27.2.2002.
- o. V.: Government Directs Kazakhstani Oil Business To Seize Foreign Markets, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 23.1.2006.
- o. V.: Govt Adjusts Oil, Gas Industry Forecasts To 2020, in: Petroleum Report, 10.9.2003.
- o. V.: Govt. Confirms Transfer To Rosimushevstvo of CPC Interests, in: Business Report, 21.3.2005.
- o. V.: Govt. Representatives should not be in charge of CPC – Lukoil CEO, in: News Bulletin, 14.4.2005.
- o. V.: Greater part of issues to enlarge Caspian Pipeline Consortium coordinated with Russian authorities-CEO, in: RIA Novosti, 3.6.2005.
- o. V.: Greater use of Azeri route is eyed by Tengiz group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 98, S. 5, 21.5.1997.
- o. V.: Greece And Russia Agree To Build Transbalkan Pipeline, in: BC Cycle, 8.9.1995.
- o. V.: Greece: Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline a Project of National Importance, in: TenderInfo, 27.3.2009.
- o. V.: Greek official reports Central Asian interest in proposed pipeline, in: Associated Press Worldstream, 1.11.1994.
- o. V.: Guidelines: Trader Seeks Ground Rules For CPC Access, in: Nefte Compass, 4.11.2004.
- o. V.: Head of CPC Gives Interview, in: Economic News, 16.7.2010.
- o. V.: Headline News, in: Business Report, 10.11.2002.
- o. V.: Headline News, in: Interfax Russian News, 24.9.1999.
- o. V.: Headline News, in: Interfax Russian News, 28.7.2000.
- o. V.: Heads of Russia and Iran adopt joint statement on Caspian Sea, in: RIA Novosti, 12.3.2001.

- o. V.: High oil prices persist while Republicans control the White House, in: Kargozaran, 10.9.2006, <http://www.zawya.com/story.cfm/sidZAWYA20060924040041/Iran%3A%20Neka-Rey%20oil%20pipeline%20capacity%20hits%20250,000%20bpd%20> (Zugriff 25.2.2011).
- o. V.: Hopes for CPC's Moscow talks, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 5.2.1998.
- o. V.: Horse And Hound: Riders Roan The Pipeline Range, in: Nefte Compass, 17.4.2002.
- o. V.: Hu's visit seals energy deals, in: China Daily, 4.6.2003.
- o. V.: Hurricane Enters into an Agreement relating to the Acquisition of an Interest in the CPC Pipeline, in: Canada NewsWire, 30.8.2001.
- o. V.: Hurricane Hydrocarbons Ltd. – CPC Purchase Transaction Terminated, in: Canada NewsWire, 13.6.2002.
- o. V.: Hurricane Hydrocarbons Ltd. – Financial Results for the Quarter Ending March 31, 2002, in: PR Newswire, 7.5.2002.
- o. V.: Hurricane Hydrocarbons Ltd. Agreement of cooperation with KazMunaiGaz on Oil Pipelines, in: PR Newswire, 21.10.2002.
- o. V.: Hurricane Hydrocarbons to pursue becoming 3rd party shipper in CPC, in: Associated Press Worldstream, 13.6.2002.
- o. V.: Hydrocarbon export routes central to Eurasian economic forum, in: TASS, 8.4.2002.
- o. V.: ICH Caland wins 3 orders worth „tens of millions“ usd, in: AFX News, 14.7.1999.
- o. V.: Important milestone marked in May – 1,300,000 Tons of “foreign” oil transported through Azerbaijan, in: AssA-Irada, 30.3.1998.
- o. V.: In 2008 KazTransOil increased oil transportation 3.9%, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2009.
- o. V.: In 2013 Kazakhstan expects GDP growth of 6 % with oil prices at \$90 per barrel, in: Caspian Barrel, 11.9.2012.
- o. V.: In Almaty, Iranian official pitches route for Caspian oil exports, in: Interfax Russian News, 27.4.2000.
- o. V.: In Asian Natural Gas Pipeline Study Exxon Affiliate Joins CNPC, Mitsubishi, in: Canada Newswire, 21.8.1995.
- o. V.: In January-October China imported over 4 ml tons of oil from Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 14.11.2007.
- o. V.: In Kazakhstan, oil reserves generate big interest, in: Agence France Presse, 17.6.1993.
- o. V.: In The Oil Realm: Iran Or Turkey (AVTO No. 12, S. 3), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 30.3.1992.
- o. V.: In WTO talks, China, Russia have unfinished business, in: Prime-Tass, 27.9.2004.
- o. V.: India interested in Kazakh oil, gas projects, in: Business Report, 18.2.2005.
- o. V.: India okays state oil firm's Colombia venture, in: Agence France Presse, 3.8.2006.
- o. V.: India slams Goldman Sachs over PetroKazakhstan deal: report, in: Agence France Presse, 17.10.2005.
- o. V.: ING mandated on Caspian oil pipeline deal, in: Project Finance, April 2010.
- o. V.: Ingosstrakh, Lukoil to insure pipeline consortium for \$ 2 BLN, in: Interfax Russian News, 25.2.1999.
- o. V.: Interests clashed at KIOGE-2005: Everybody had to say something, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005.
- o. V.: Interfax Oil & Gas Report For 15-21 November, 2002.
- o. V.: Interfax Presidential Bulletin Report For March 31, 2003, in: Interfax News Agency, 31.3.2003.
- o. V.: Investors lap up Iranian oil offers, in: Middle East Economic Digest, S. 4, 17.7.1998.
- o. V.: Investors seek free economic zone status for Georgian oil terminal, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 14.3.2005.
- o. V.: Iran aims to create Caspian energy market, in: Hart's Middle East Oil and Gas, Vol. 2, No. 12, 13.6.2000.
- o. V.: Iran aims to revive Silk Road, escape isolation, in: The Times of Central Asia, 3.8.2010.
- o. V.: Iran Announces Big Oil And Gas Meeting In Teheran, in: Associated Press Worldstream, 19.8.1994.
- o. V.: Iran Bid: Iran Moves To Third Phase Of Neka Program, in: Nefte Compass, 9.12.2003.
- o. V.: Iran builds new oil storage facility in Bushehr Province (Bushehr Provincial TV), in: BBC Monitoring Trans Caucasus Unit, 21.10.2011.
- o. V.: Iran Courts Muslim Republics, in: Mednews – Middle East Defense News, Regional Affairs, Vol. 5, No. 8, 20.1.1992.
- o. V.: Iran Enters Pipeline Race, in: Hart's Middle East Oil and Gas, Vol. 2, No. 9, 3.5.2000.
- o. V.: Iran eyes Russia for pipeline investments, in: UPI Energy, 24.6.2009.
- o. V.: Iran foreign minister calls for Caspian convention, in: Interfax news agency, 14.8.1998.
- o. V.: Iran Forges Caspian Venture, in: International Oil Daily, 3.9.2003.
- o. V.: Iran Hints Of Big Role in Kazakh Oil Sector, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 157, S. 2, 13.8.1992.
- o. V.: Iran interested in boosting oil Swap operations with Kazakhstan – Premier Akhmetov, in: Kazakhstan General Newswire, 6.5.2006.

- o. V.: Iran is ready to be a route for Caspian oil export to world market, in: Alexander's Gas & Oil Connections, News & Trends: Central Asia, Vol. 13, Issue 9, 15.3.2008.
- o. V.: Iran looks to Kazakhstan for oil to fill northern line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 83, S. 1, 1.5.2000.
- o. V.: Iran Makes Way Toward Caspian Hub Status, in: Petroleum Intelligence Weekly, 9.10.2003.
- o. V.: Iran needs more tankers, in: Hart's Middle East Oil and Gas, Vol. 2, No. 9, 3.5.2000.
- o. V.: Iran not ruled out as a route to export Kazakh oil, in: Agence France Presse, 5.5.1998.
- o. V.: Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001.
- o. V.: Iran opposes Caspian pipeline official, in: Mehr news agency, 24.1.2009.
- o. V.: Iran plans oil export terminal outside Gulf, in: AlArabiya.net, 21.5.2012.
- o. V.: Iran Promotes Oil Refining & Pipeline Projects in China, in: Sinocast, 8.7.2009.
- o. V.: Iran Proposes Caspian-Gulf Pipeline, in: Nefte Compass, 29.11.2007.
- o. V.: Iran Quarterly Report No. 20, in: MEED Quarterly Report – Iran, July 1995.
- o. V.: Iran ready to play Caspian oil game, in: Middle East Economic Digest, S. 4, 7.11.1997.
- o. V.: Iran rules out underwater Caspian pipelines before demarcation, in: IRNA news agency, 7.1.1998.
- o. V.: Iran says Caspian oil swaps suspended, in: Press TV, 19.6.2010, <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=131131§ionid=351020103> (Zugriff 21.2.2011).
- o. V.: Iran says Turkmen gas transport deal is near, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 140, S. 4, 21.7.1994.
- o. V.: Iran sells oil as part of Kazakhstan-Iran oil swap, in: International Market Insight Reports, 3.7.1997.
- o. V.: Iran Stakes Claim to Caspian Export Trade, in: International Oil Daily, 29.4.2004.
- o. V.: Iran supports Kazakh proposal on sharing in construction of Kazakhstan-Iran Pipeline, in: Interfax news agency, 8.12.2000.
- o. V.: Iran to boost oil swaps to 200,000 bpd, in: Press TV, 6.10.2011.
- o. V.: Iran to construct oil pipeline to link Caspian Sea to Persian Gulf, in: TendersInfo, 11.1.2011.
- o. V.: Iran to cut Caspian oil swap rates by 30 percent, in: Agence France Presse, 9.12.1999.
- o. V.: Iran to issue international tender for Caspian pipeline project, in: IRNA news agency, 27.5.1998.
- o. V.: Iran to Negotiate foreign Companies for Neka-Jask Pipeline, in: Moj News Agency, 31.10.2009, <http://en.niordc.ir/index.aspx?siteid=77&pageid=967> (Zugriff 23.2.2011).
- o. V.: Iran to restart oil swap operation in Caspian Sea, in: Trend – Iran Economy News, 12.6.2011.
- o. V.: Iran to start oil swap operation in 20 days, in: Trend Daily Economic News, 7.8.2011.
- o. V.: Iran wants better Caspian oil deals, in: UPI Energy, 21.6.2010.
- o. V.: Iran, China sign deal for refinery upgrades, new terminal: in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 10, S. 6, 16.1.2001.
- o. V.: Iran, Gazprom discuss energy deal, in: UPI Energy, 14.10.2008.
- o. V.: Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 24.10.1997.
- o. V.: Iran, in: Middle East Economic Digest, S. 22, 5.6.1998.
- o. V.: Iran, Kazakhstan Agree to Cooperate over Caspian Sea, in: Xinhua News Agency, 3.11.1997.
- o. V.: Iran, Kazakhstan in talks over oil and wheat swap, in: Trend – Iran Economy News, 29.6.2011.
- o. V.: Iran, Kazakhstan interested in strengthening regional stability, in: IRNA news agency, 10.1.1999.
- o. V.: Iran: Caspian states to swap 500,000 barrels of oil daily in next 18 months, in: Islamic Republic News Agency, 27.12.2011.
- o. V.: Iran: Chinese-Swiss group seeks revised Neka finance, in: Middle East Economic Digest, 7.4.2000.
- o. V.: Iran: CIS states offered energy export routes, in: Middle East Economic Digest, S. 24, 5.1.1995.
- o. V.: Iran: Consortium being formed for Neka-Teheran pipe, in: Middle East Economic Digest, 26.2.1999.
- o. V.: Iran: In Brief, in: Middle East Economic Digest, S. 20, 26.5.1995.
- o. V.: Iran: Iran export option receives Kazakh boost, in: Middle East Economic Digest, S. 12, 9.2.2001.
- o. V.: Iran: Iran offers discounts to support Caspian export offer, in: Middle East Economic Digest, S. 9, 5.1.2001.
- o. V.: Iran: Kazakhs sign swap deal for US venture, in: Middle East Economic Digest, S. 21, 23.8.1996.
- o. V.: Iran: Local firm may join Chinese for pipeline deal, in: Middle East Economic Digest, 15.1.1999.
- o. V.: Iran: Neka-Rey oil pipeline capacity hits 250,000 bpd, in: Tehran Times, 24.9.2006.
- o. V.: Iran: Oil and Gas projects Update, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 25, 10.5.2001.
- o. V.: Iran: Oil Projects Update, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 27, 30.9.1999.
- o. V.: Iran: Political Outlook, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 5, 19.1.2001.
- o. V.: Iran: Second pipeline planned from Caspian Sea, in: Middle East Economic Digest, 12.6.1998.
- o. V.: Iran's big Caspian buy, in: Hart's E & P Daily, 1.6.2000.
- o. V.: Iran's blueprint for Caspian, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 4, No. 24, 19.6.2000.

- o. V.: Iran's Caspian oil swap to hit 500k bpd, in: Press TV, 28.12.2011, http://ifco.ir/industry/industryParts/petrol/pipe_petrol.asp (Zugriff 25.2.2011).
- o. V.: Iran's Key Role in Central Asia Is Seen By Minister, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 167, S. 1, 27.8.1992.
- o. V.: Iran's Neka pipeline in a tailspin, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 33, 23.8.1999.
- o. V.: Iran's oil swap in Caspian Sea region hit 50,000 bpd, in: Trend Daily Economic News, 28.8.2011.
- o. V.: Iran-Caspian oil products' swaps resume, in: Mehr News Agency, 10.12.2010.
- o. V.: Iranian gas plans meet setbacks, in: Middle East News Items, 16.11.1999.
- o. V.: Iranian president warns against foreign interference in Caspian region, in: IRNA news agency, 15.6.2006.
- o. V.: Iranian route is best for Caspian oil transport, envoy says, in: Turan news agency, 13.11.2000.
- o. V.: Iran-Kazakhstan Crude Swap: Details Are Set, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 228, S. 5, 23.11.1993.
- o. V.: Iran-Kazakhstan; Iran and Kazakh oil ministers discuss details of oil swap deal (Voice of the Islamic Republic of Iran), in: BBC Summary of World Broadcasts, 20.5.1996.
- o. V.: Iran-Turkey ties include Caspian line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 3, S. 4, 6.1.1997.
- o. V.: Iron Fist: Moscow To Increase Control Over CPC, in: Nefte Compass, 10.3.2005.
- o. V.: Issue of CPC expansion to be resolved in few months – CPC head, in: Central Asia General Newswire, 31.3.2006.
- o. V.: It is planned to transport not only Azerbaijan, but also Kazakh oil through the Baku-Tbilisi-Dzheikhan Pipeline, in: RIA Novosti, 28.1.2000.
- o. V.: Italian company to supply pipes for Caspian consortium, in: TASS, 24.11.1998.
- o. V.: Italian ENI chief estimates Caspian crude oil at 7,8bn barrels – Kazakh report, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.4.2002.
- o. V.: Japanese Bank in talks on financing Kazakh engineering projects (Kazakh TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 11.2.1994.
- o. V.: Japanese bank ready to fund Kazakh oil pipeline construction projects, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 21.3.2000.
- o. V.: Japanese businessmen voice interest in Asian pipeline project (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.7.1997.
- o. V.: Japanese companies interested in KCTS project, in: Kazakhstan Today, 13.5.2010.
- o. V.: Japanese Mitsubishi corporation reportedly to assist Turkmen gas pipeline via China (Turkmenskaya Iskra), in: BBC Summary of World Broadcasts, 3.2.1995.
- o. V.: Joint venture transport Azeri oil, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 17, 18.11.1996.
- o. V.: JSC KazMunaiGas Exp Final Results, in: London Stock Exchange Aggregate Regulatory News Service, 19.3.2007.
- o. V.: JSC KazMunaiGaz Exploration Production to Acquire a 50% Stake in Nations Energy, 3.10.2007, http://www.kmgp.kz/eng/news/press_releases/?cid=0&rid=319 (Zugriff 23.9.2011).
- o. V.: Just Wait: Chevron denies deal on Kazakh pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 58, S. 1, 24.3.1994.
- o. V.: Kalming Influence: Kalmykia To Get CPC Payback, in: Nefte Compass, 19.2.2002.
- o. V.: Kalmneft appeal for CPC access, in: Petroleum Report, 31.3.2004.
- o. V.: Kalmykia To Export Via CPC and Sell Kalmneft, in: Nefte Compass, 15.3.2007.
- o. V.: Kalyuzhny negative about Kazakh participation in Baku-Ceyhan project, in: Interfax Russian News, 6.3.2001.
- o. V.: Karabagh warfare tied to pipeline plan; Crude Route to Turkey at Center of Dispute, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 100, S. 1, 22.5.1992.
- o. V.: Karachaganak Consortium Eyes Gas Condensate Shipment Via Transneft, in: Business Report, 19.10.2004.
- o. V.: Karachaganak Output Cut, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 6.10.1998.
- o. V.: Kasachstan investiert in Ölpipelines, in: Länder und Märkte, BFAI, 25.10.2002.
- o. V.: KASE – NGSK KazStroyService (Kazakhstan) finishes construction of line part of pipeline Kenkiyak-Kumkol, in: Kazakhstan Stock Exchange News, 1.7.2009.
- o. V.: Kashagan stake finally sold..., in: Former Soviet Union Upstream Insights, Wood Mackenzie, March 2005.
- o. V.: Kazak/BMB Venture Looks At Transit: Two Routes Under Study for Crude Movement, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 138, S. 3, 17.7.1992.
- o. V.: Kazakh Anti-Crisis Program for 1993-95 Viewed, in: Interfax news agency, 18.2.1993.

- o. V.: Kazakh authorities checking if Chinese oil company fulfilling obligations, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 12.1.2000.
- o. V.: Kazakh BTC Agreement May Be Signed By September, in: Petroleum Report, 20.4.2005.
- o. V.: Kazakh Chief Was Busy Talking In US, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 208, S. 1, 30.10.1995.
- o. V.: Kazakh company's oil shipments up by 57.5 per cent in 2004 (Prime-TASS), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 25.1.2005.
- o. V.: Kazakh CPC Pipeline Plan Gets Off Ground, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 6, 1.5.1998.
- o. V.: Kazakh Crude Challenges Mideast In Europe, in: Petroleum Intelligence Weekly, 29.5.2002.
- o. V.: Kazakh Crude Oil and Condensate Production 2006, in: Nefte Compass, 11.1.2006.
- o. V.: Kazakh energy official plays down Chinese dominance in oil sector (Vremya Novostei), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.3.2010.
- o. V.: Kazakh exports to fall 10% in 1999, in: Interfax Russian News, 2.3.1999.
- o. V.: Kazakh FM to push oil pipeline, promote trade on Chinese visit, in: Agence France Presse, 6.7.1999.
- o. V.: Kazakh foreign minister in Ankara signs range of bilateral agreements (TRT TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.9.1993.
- o. V.: Kazakh foreign minister says Russia must attend next Caspian Meeting, in: ITAR-TASS news agency, 2.3.1998.
- o. V.: Kazakh government approves investment program for 2000-2002, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 23.2.2000.
- o. V.: Kazakh government considers building new Caspian oil terminal, in: The Associated Press, 5.5.2005.
- o. V.: Kazakh Government Fails in Second Attempt to Sell CNPC Aktobemunaigaz Stake, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 29.5.2003.
- o. V.: Kazakh government plans new Caspian Port (Ekspress-K), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.5.2005.
- o. V.: Kazakh government said to turn against China oil pipeline (Interfax news agency), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 19.8.1999.
- o. V.: Kazakh government sells 25,12% stake in CNPC-Aktobemunaigaz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 104, S. 6, 2.6.2003.
- o. V.: Kazakh government should approve purchase of Oman's stake in CPC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.7.2008.
- o. V.: Kazakh government tells Chinese-run oil company to abide by law (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 16.11.2000.
- o. V.: Kazakh involvement in Baku-Ceyhan pipeline internal affair – Russian Minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.7.2005.
- o. V.: Kazakh KazMunaiGaz: Interested in BP's stake in CPC, in: Prime-Tass English-language Business Newswire, 7.10.2008.
- o. V.: Kazakh leader highlights transit problems at talks with Putin, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 12.1.2006.
- o. V.: Kazakh leader inaugurates historic oil pipeline to China, in: Agence France Presse, 15.12.2005.
- o. V.: Kazakh leader proposes building new oil pipeline between Caspian, Black Sea, in: Central Asia General Newswire, 2.3.2010.
- o. V.: Kazakh leader says all oil transport options being considered (Kazakh Television first channel), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 6.3.2001.
- o. V.: Kazakh leader says important documents signed during China visit (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 23.12.2006.
- o. V.: Kazakh leader supports Baku-Tbilisi-Ceyhan project, in: ITAR-TASS news agency, 7.4.2000.
- o. V.: Kazakh leader vows to weed out Moslem separatists, boost oil cooperation, in: Agence France Presse, 8.5.1998.
- o. V.: Kazakh looking to US for funding of pipeline, in: New Europe On-Line, 7.10.1998.
- o. V.: Kazakh minister reports stoppage on Caspian pipeline, in: Interfax news agency, 10.3.2001.
- o. V.: Kazakh minister says CPC participants agree on pipeline expansion, in: Petroleum Report, 2.3.2005.
- o. V.: Kazakh official is bullish on Tengiz despite a stand-off on financing, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 225, S. 1, 18.11.1994.
- o. V.: Kazakh oil can be carried via Baku-Supsa Pipeline, in: Economic News, 15.9.2009.
- o. V.: Kazakh oil companies steer clear of transcaspian pipeline project (Kazakh Commercial TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 14.12.2001.
- o. V.: Kazakh oil deliveries via BTC pipeline likely to resume, in: Kazakhstan Today, 26.5.2010.

- o. V.: Kazakh oil exports through BTC pipeline makes up 240,200 tons in February, in: Kazakhstan Today, 18.3.2009.
- o. V.: Kazakh oil exports will not harm Russian producers – Tokayev, in: Interfax Russian News, 11.4.2000.
- o. V.: Kazakh Oil head on Caspian pipeline route, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 31.3.1998.
- o. V.: Kazakh oil hits further export obstacles – TV (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 19.5.2001.
- o. V.: Kazakh oil may flow via Baku-Supsa pipeline if AIOC agrees, in: Kazakhstan Today, 16.9.2009.
- o. V.: Kazakh oil transit via Russia up 6.8% on year in 2004, in: Prime-Tass, 3.2.2005.
- o. V.: Kazakh parliament again concerned about China’s growing presence in energy sector, in: Kazakhstan General Newswire, 19.11.2009.
- o. V.: Kazakh parliament head praises relations with China, in: Central Asia General Newswire, 26.1.2008.
- o. V.: Kazakh parliament ratifies BTC pipeline agreement with Azerbaijan, in: Central Asia General Newswire, 26.3.2008.
- o. V.: Kazakh parliament ratifies BTC project, in: AssA-Irada, 24.4.2008.
- o. V.: Kazakh pipeline begins delivering oil to China, in: Agence France Presse, 25.5.2006.
- o. V.: Kazakh Pipeline Proposal Lacks Support In Baku, in: Nefte Compass, 21.2.2008.
- o. V.: Kazakh pipeline to China to transport Russian oil – energy minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.9.2004.
- o. V.: Kazakh pipeline to start operations in 1998: Oman, in: Agence France Presse, 28.4.1996.
- o. V.: Kazakh PM, On US Swing, Is Hopeful On Tengiz Future, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 73, No. 56, S. 1, 22.3.1995.
- o. V.: Kazakh port loading crude cargo for Iran delivery, in: Alroya, 11.10.2011.
- o. V.: Kazakh premier, French oil company vice president discuss cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.12.2000.
- o. V.: Kazakh president can’t promise oil for Baku-Ceyhan pipeline, in: Agence France Presse, 23.11.1999.
- o. V.: Kazakh president concludes deal with Chevron corporation (ITAR-TASS), in: BBC Summary of World Broadcasts, 21.5.1992.
- o. V.: Kazakh president confirms Astana’s plans to participate in Baku-Ceyhan oil project, in: Interfax Russian News, 29.8.2000.
- o. V.: Kazakh president mentions Russian oil route at opening US-backed pipeline (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 25.5.2005.
- o. V.: Kazakh president signs changes gaining rights in PetroKazakhstan deal, in: Canadian Press Newswire, 17.10.2006.
- o. V.: Kazakh president suggests speeding up pipeline construction, in: News Bulletin, 3.6.2003.
- o. V.: Kazakh president, Chinese bankers discuss oil pipeline construction, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 7.4.2004.
- o. V.: Kazakh president, Russian fuel minister discuss oil, gas cooperation (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.2.2000.
- o. V.: Kazakh president, Russian minister discuss oil, gas cooperation (Khabar TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 23.2.2000.
- o. V.: Kazakh Railways Mull Tariff Cut For Oil Transit, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 17.4.1998.
- o. V.: Kazakh recovery lifts Hurricane, tests creditors, in: Oil & Gas Journal, S. 73, 17.1.2000.
- o. V.: Kazakh reliance on Russian pipeline “inadmissible” – aide (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.2.1995.
- o. V.: Kazakh shares in trans-Caspian system to total 50%, in: Kazakhstan Today, 8.7.2009.
- o. V.: Kazakh snub dents China’s Caspian plans, in: Petroleum Intelligence Weekly, 14.5.2003.
- o. V.: Kazakh spokesman says Baku-Ceyhan needs Kazakh oil, in: ITAR-TASS news agency, 20.11.1999.
- o. V.: Kazakh trade fleet seeks state support, in: Kazakhstan General Newswire, 21.1.2010.
- o. V.: Kazakh TV keeps wary eye on economic ties with China (Channel 31 TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 11.4.2005.
- o. V.: Kazakh western oilfield cuts oil output due to row with Russian refinery (Kazakh Commercial Television), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 3.2.2001.
- o. V.: Kazakh western Region, Chinese oil company sign cooperation memorandum, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 21.3.2000.
- o. V.: Kazakh, Azerbaijani presidents sign Caspian Sea agreement, in: News Bulletin, 30.11.2001.
- o. V.: Kazakh, Azeri presidents sign oil transportation agreement (Russian TV channel), in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.6.1997.

- o. V.: Kazakh, Chinese leaders sign several accords on energy cooperation, in: ITAR-TASS, 12.12.2009.
- o. V.: Kazakh, Russian premiers discuss oil pipeline commissioning delay, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.7.2001.
- o. V.: Kazakh, US officials discuss cooperation in energy sector (Kazakhstan Today), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 6.2.2007.
- o. V.: Kazakh/Iran oil swaps resume, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 23.12.1998.
- o. V.: Kazakh-China oil pipeline goes into operation, in: China Energy Weekly, 16.12.2005.
- o. V.: Kazakh-China pipeline feasibility study "effectively" drafted, in: Interfax news agency, 13.4.1999.
- o. V.: Kazakh-Chinese joint venture build oil pipeline, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 24.8.2007.
- o. V.: Kazakh-Chinese oil pipeline not realistic until price rise: minister, in: Agence France Presse, 3.7.1999.
- o. V.: Kazakh-Chinese Pipeline Contract May Be Signed in Spring 1999, in: Interfax Russian News, 16.5.1998.
- o. V.: Kazakh-Chinese Pipeline posts \$7 mln net profit in 2007, in: Central Asia General Newswire, 29.2.2008.
- o. V.: Kazakh-Chinese pipeline study to be released in December: Kazakh FM, in: Agence France Presse, 25.11.1999.
- o. V.: Kazakh-Chinese Pipeline To Initially Be Filled With Russian Oil, in: Business Report, 21.2.2005.
- o. V.: Kazakh-Georgian joint venture to boost Caspian oil shipments, in: Interfax-Kazakhstan, 22.9.2006.
- o. V.: Kazakh-Iran oil swap agreement suspended, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 11.5.1998.
- o. V.: Kazakh oil closely following course of talks on Baku-Ceyhan, in: AssA-Irada, 4.6.1999.
- o. V.: Kazakhs confirm Mobil's role as pipeline partner sought, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 5, 27.11.1995.
- o. V.: Kazakhs consider pipeline through China, in: United Press International, 30.4.1996.
- o. V.: Kazakhs Explore Routes for Rising Exports, in: International Oil Daily, 10.10.2003.
- o. V.: Kazakhs forward outlook to groups, but delay on OPEC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 114, S. 1, 14.6.1993.
- o. V.: Kazakhs hope to export oil by „northern route“ via Azerbaijan, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 10.4.2000.
- o. V.: Kazakhs invite bids for oil firms in democratic manner, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, 20.6.1995.
- o. V.: Kazakhs Mull China Gas Pipeline, in: International Oil Daily, 26.8.2004.
- o. V.: Kazakhs pipeline options remain a headache for all, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 25.11.1994.
- o. V.: Kazakhs Play Hard Ball With Investors, in: Petroleum Intelligence Weekly, 15.10.2003.
- o. V.: Kazakhs press on with oil sales despite scarcity of bids, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 3, 21.6.1996.
- o. V.: Kazakhs ready to give Russian firm stake in Tengiz oil deal, in: Interfax news agency, 2.11.1995.
- o. V.: Kazakhs send out first swap oil to Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 4, S. 3, 7.1.1997.
- o. V.: Kazakhs to build refinery link, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 23, 20.6.1995.
- o. V.: Kazakhstan – Decision Makers – Oil Pipeline Via Iran & Swaps, in: APS Review Oil Market Trends, 9.8.2004.
- o. V.: Kazakhstan – High Transit Fees, in: APS Oil Market Trends, August 2006.
- o. V.: Kazakhstan – Nurlan Balgimbayev, in: APS Review Downstream Trends, 3.8.1998.
- o. V.: Kazakhstan - Ten Years On - Projects In The Pipeline - While A Long-term Solution To Kazakhstan's Transport Problems Has Not Yet Been Agreed On, There Are Plenty Of Interim Projects That Await Funding, in: The Banker, 1.9.2001.
- o. V.: Kazakhstan - Waiting For The Boom - Kazakhstan Stands On The Verge Of An Oil Boom But Government Conditions Are Putting Oil Companies Off Investing In The Country, in: The Baker, 1.4.2006.
- o. V.: Kazakhstan able to ensure full supply of oil to processing plants, in: Kazinform, 24.9.2009.
- o. V.: Kazakhstan accomplished construction of the oil pipeline to China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 19.12.2005.
- o. V.: Kazakhstan acquires 50% stake in Batumi Oil Terminal, in: Russia & CIS General Newswire, 22.12.2006.
- o. V.: Kazakhstan aims to export 130 million tonnes of crude a year by 2015, in: Agence France Presse, 28.6.2005.
- o. V.: Kazakhstan and Agip KCO agree on taxes and royalty under Kashagan, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 30.6.2008.
- o. V.: Kazakhstan and Azerbaijan discuss KCTS project, in: Kazakhstan Today, 8.11.2010.
- o. V.: Kazakhstan and Azerbaijan sign documents on Trans-Caspian project and new pipeline, in: Trend Daily Economic News, 2.10.2009.

- o. V.: Kazakhstan and Azerbaijan to fasten KCTS project, in: Kazakhstan Today, 3.6.2010.
- o. V.: Kazakhstan and China define oil accord, in: Agence France Presse, 26.9.1997.
- o. V.: Kazakhstan and China plan to build joint LNG plant, in: Central Asia This Week, 26.12.2008.
- o. V.: Kazakhstan and China to boost cooperation, in: Central Asia This Week, 16.10.2009.
- o. V.: Kazakhstan and Iran patch up dispute over oil swap deal, in: Interfax news agency, 19.5.1997.
- o. V.: Kazakhstan and Iran prepare framework agreement to build oil pipeline to Persian Gulf (rusenergy.com), in: What The Papers Say (Russia), 15.5.2001.
- o. V.: Kazakhstan and Turkey agree on oil pipeline to Mediterranean, in: Interfax news agency, 15.8.1995.
- o. V.: Kazakhstan and Turkey Discuss Pipeline Link, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 119, S. 3, 19.6.1992.
- o. V.: Kazakhstan and Turkmenistan propose pipeline through Iran, in: Turan news agency, 17.1.1994.
- o. V.: Kazakhstan and Ukraine reach agreement on mutual trade (ITAR-Telegraph Agency of the Soviet Union news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 1.1.1993.
- o. V.: Kazakhstan announces affiliation to Baku-Tbilisi-Ceyhan project, in: TASS, 24.5.2005.
- o. V.: Kazakhstan asks CNPC to change contract, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan assessing Trans-Caspian gas pipeline project – minister, in: Central Asia General Newswire, 28.2.2007.
- o. V.: Kazakhstan Beefs Up Its National Oil Company (Interfax-Kazakhstan news agency), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Economic, 6.6.1998.
- o. V.: Kazakhstan boosts construction of Euro-Asian transport corridors, in: The Times of Central Asia, 29.7.2011.
- o. V.: Kazakhstan boosts oil deliveries to Iran under swap deals (Interfax-Kazakhstan news agency), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.11.2006.
- o. V.: Kazakhstan buys Chinese oil stake, in: AFX International Focus, 5.7.2006.
- o. V.: Kazakhstan can deliver 500,000 tonnes monthly via Baku-Supsa, in: Russia & CIS Energy Newswire, 21.11.2005.
- o. V.: Kazakhstan Caspian Consortium Assets Transfer, in: Interfax news agency, 25.2.1998.
- o. V.: Kazakhstan Caspian Transportation System Will Transport Nearly 60mln Tons of Oil via Aktau-Baku-Tbilisi-Ceyhan Route Per Year: Kazakhstan's Foreign Minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 4.8.2007.
- o. V.: Kazakhstan cautious on Baku-Ceyhan, in: Interfax Russian News, 19.11.1999.
- o. V.: Kazakhstan CEC announces final results of elections, 17.1.2012, <http://kazelection2012.canalblog.com/archives/2012/01/17/23303112.html> (Zugriff 30.3.2012).
- o. V.: Kazakhstan completes part of Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.
- o. V.: Kazakhstan confirms interest in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: News Bulletin, 1.3.2004.
- o. V.: Kazakhstan considering delaying second phase of Kashagan development, in: Silk Road Intelligencer, 11.4.2011.
- o. V.: Kazakhstan considers export routes after oil find on Caspian shelf, in: Interfax Russian News, 6.7.2000.
- o. V.: Kazakhstan considers oil quality bank for Atyrau-Samara pipeline, in: Petroleum Report, 20.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan considers pipeline options, in: Interfax news agency, 12.1.2001.
- o. V.: Kazakhstan considers pipeline privatization plan, in: Interfax news agency, 13.10.1994.
- o. V.: Kazakhstan continues CPC expansion talks with Russia, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2005.
- o. V.: Kazakhstan continues peaceful takeover of oil and gas assets, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 14.12.2011.
- o. V.: Kazakhstan courts Western oil firm buyers, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 5, 1.4.1996.
- o. V.: Kazakhstan Crude Oil And Condensate Production, 2004, in: Nefte Compass, 20.1.2005.
- o. V.: Kazakhstan distances itself from Nabucco project, in: Central Asia This Week, 26.6.2009.
- o. V.: Kazakhstan does not mind sale of PKZ to CNPC, but considers to acquire stake in it, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 19.9.2005.
- o. V.: Kazakhstan exports more than 57 mln t. of oil in 2006, in: Central Asia General Newswire, 18.1.2007.
- o. V.: Kazakhstan expresses interest in Azerbaijani – Turkish pipeline project, in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.4.1993.
- o. V.: Kazakhstan eyes expansion of oil export pipelines, in: Interfax news agency, 3.6.1999.
- o. V.: Kazakhstan eyes stake in Burgas-Alexandroupolis project, in: Central Asia General Newswire, 4.4.2007.
- o. V.: Kazakhstan figures building 2nd line of pipeline to China to begin in H2 2004, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.9.2003.

- o. V.: Kazakhstan government goes to Calgary in search of oilfield investments, in: The Standard, S. 2, 28.6.2003.
- o. V.: Kazakhstan guarantees Russian access to Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 4.5.2006.
- o. V.: Kazakhstan halts oil deliveries through Azerbaijan, in: Agence France Presse, 11.2.1999.
- o. V.: Kazakhstan has doubts over profitability of Baku-Ceyhan Pipeline, in: Petroleum Report, 20.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan has second thought about Caspian pipeline deal, in: Interfax news agency 5.3.1995.
- o. V.: Kazakhstan hedges its bets on oil export pipelines, in: Interfax news agency, 25.8.1995.
- o. V.: Kazakhstan holds 12th Oil and Gas Conference KIOGE-2004, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.10.2004.
- o. V.: Kazakhstan hopes to agree on study of oil pipeline to Iran, in: Agence France Presse, 3.10.2002.
- o. V.: Kazakhstan increases oil production and export, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 4.2.2002.
- o. V.: Kazakhstan increases oil transportation 3.9%, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.1.2009.
- o. V.: Kazakhstan insists on multiple oil pipe export routes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 155, S. 2, 13.8.1998.
- o. V.: Kazakhstan interested in Baku-Supsa Pipeline, in: The Times of Central Asia, 1.4.2005.
- o. V.: Kazakhstan interested in construction Baku-Batumi oil pipeline, in: Kazakhstan Today, 8.7.2008.
- o. V.: Kazakhstan interested in Nations Energy assets – minister, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2006.
- o. V.: Kazakhstan International Oil and Gas Exhibition and Conference, KIOGE'98 Report, October 1998, in: http://www.emgmks.com/kazkommerts/research/kioge_98.htm (Zugriff 23.2.2011).
- o. V.: Kazakhstan is nervous about Russia's oil pipeline construction for Caspian oil (Russky Telegraph, S. 2), in: What The Papers Say (Russia), 27.1.1998.
- o. V.: Kazakhstan joins Caspian oil pipeline accord, in: Interfax news agency, 14.3.1995.
- o. V.: Kazakhstan joins U.S.-backed pipeline, in: AFX International Focus, 16.6.2006.
- o. V.: Kazakhstan keen to pump oil via Azeri-Georgian pipeline – minister, in: Interfax news agency, 14.11.2008.
- o. V.: Kazakhstan keen to use BTC oil pipeline skirting Russia: Nazarbayev, in: Agence France Presse, 1.3.2004.
- o. V.: Kazakhstan launches construction of new railway link to China, in: Central Asia This Week, 7.8.2009.
- o. V.: Kazakhstan launches first phase of Kenkiyak-Atyrau Pipeline, in: Petroleum Report, 2.4.2003.
- o. V.: Kazakhstan launches test oil export route to China, in: Agence France Presse, 22.6.2000.
- o. V.: Kazakhstan leader wants Russia to take part in Poland-bound oil project, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.3.2007.
- o. V.: Kazakhstan looking for new routes, in: Newsbase Russian Daily Bulletin, 12.10.1999.
- o. V.: Kazakhstan may export up to 10 mln tonnes of oil on Trans-Caucasian route, in: Interfax Russian News, 22.9.2000.
- o. V.: Kazakhstan may tender Caspian oil areas in 1997, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, 25.10.1996.
- o. V.: Kazakhstan minister on new consortium with Russian and US oil companies, in: Interfax news agency, 31.10.1995.
- o. V.: Kazakhstan ministry to consider revoking PetroKazakhstan license, in: Business Report, 22.9.2006.
- o. V.: Kazakhstan mulls buying half of Oman's stake in Caspian Pipeline Consortium, in: Central Asia General Newswire, 4.7.2008.
- o. V.: Kazakhstan mulls second Caspian seaport, in: SKRIN Market & Corporate News, 6.5.2005.
- o. V.: Kazakhstan needs new export pipelines by 2009, in: News Bulletin, 26.6.2003.
- o. V.: Kazakhstan needs several oil export pipelines – Tokayev, in: Interfax Russian News, 2.11.1998.
- o. V.: Kazakhstan not likely to transport oil via Azerbaijan, in: Turan news agency, 10.4.2000.
- o. V.: Kazakhstan not objecting to CNPC's PetroKazakhstan buy – source, in: Business Report, 12.9.2006.
- o. V.: Kazakhstan not ready for pipeline projects to China, in: News Bulletin, 27.2.2003.
- o. V.: Kazakhstan Offers Its Pipelines For Supplies Of Russian Oil To China (Vremya Novostey), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 25.2.2005.
- o. V.: Kazakhstan offers oil firms a half share in Iranian oil pipeline project, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 6.12.2000.
- o. V.: Kazakhstan oil minister outlines development programme (Panorama), in: BBC Summary of World Broadcasts, 9.12.1994.
- o. V.: Kazakhstan oil pours into China through crossborder pipeline, in: GOV.cn, 25.5.2006.
- o. V.: Kazakhstan optimistic about oil export, in: Interfax Russian News, 3.6.1999.
- o. V.: Kazakhstan out to make biggest BTC exporter, in: RIA Novosti, 26.5.2005.
- o. V.: Kazakhstan overcomes reservation about pipeline project, in: Interfax news agency, 17.4.1995.

- o. V.: Kazakhstan Parliament members worried about growing foreign participation in the oil and gas sector, in: Kazakhstan General Newswire, 1.11.2006.
- o. V.: Kazakhstan plans to begin building Trans-Caspian Oil Transportation System, in: Central Asia General Newswire, 23.12.2010.
- o. V.: Kazakhstan plans to build new terminal to deliver oil to BTC, in: Prime-Tass, 3.9.2003.
- o. V.: Kazakhstan plans to increase oil transit through Russia, in: News Bulletin, 27.12.2001.
- o. V.: Kazakhstan plans to open new blocks: First Offerings Set for December, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 223, S. 3, 16.11.1992.
- o. V.: Kazakhstan plays both sides of pipeline, in: Turkish Daily News, 6.4.2007.
- o. V.: Kazakhstan positioning as energy supplier for Europe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 6.12.2006.
- o. V.: Kazakhstan posits new Black Sea pipeline, in: United Press International, 7.7.2008.
- o. V.: Kazakhstan president backs use of US-proposed oil pipeline, in: Agence France Presse, 2.3.2001.
- o. V.: Kazakhstan President Concludes Deal With Chevron Corporation, in: ITAR-TASS, 19.5.1992.
- o. V.: Kazakhstan President Ends Visit to China, Signs Documents, in: Interfax Russian News, 24.11.1999.
- o. V.: Kazakhstan president sees north Caspian Sea oil capacity 5-6 times Alaskan, in: AFX News, 17.2.1994.
- o. V.: Kazakhstan presses for oil delivery through Caucasus, in: Interfax Russian News, 3.11.1998.
- o. V.: Kazakhstan produced 35.2 mln tonnes of oil, gas condensate in 2000, in: Interfax Russian News, 5.1.2001.
- o. V.: Kazakhstan proposes Iran pipeline deal, in: Agence France Presse, 6.12.2000.
- o. V.: Kazakhstan proposes supplements to draft agreement on transportation of oil via BTC вЂ" Energy Minister, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 15.3.2006.
- o. V.: Kazakhstan ready to discuss oil transport with Georgia, in: News Bulletin, 31.3.2005.
- o. V.: Kazakhstan ready to ship oil, in: Associated Press Online, 2.3.2001.
- o. V.: Kazakhstan regards oil pipeline to China as most promising, in: Interfax Russian news, 19.9.1999.
- o. V.: Kazakhstan rejects Gazprom Neft's bid to acquire a stake in MangistauMunaiGas, in: Silk Road Intelligencer, 8.10.2008.
- o. V.: Kazakhstan says oil export through Iran appealing, in: Petroleum Report, 23.5.2001.
- o. V.: Kazakhstan says Russia holding up 2 billion dollar pipeline, in: Agence France Presse, 25.7.1997.
- o. V.: Kazakhstan says Russia should be involved in Odessa-Gdansk pipeline, in: AFX International Focus, 29.3.2007.
- o. V.: Kazakhstan seeks lower tariffs on Aktau-Batumi oil transport, in: Prime-Tass, 18.4.2005.
- o. V.: Kazakhstan seeks majority stake in Caspian oil pipeline project, in: Interfax news agency, 10.3.2009.
- o. V.: Kazakhstan Seeks New Routes, in: International Oil Daily, 2.4.2007.
- o. V.: Kazakhstan seeks to step up crude oil export capabilities, in: Oil & Gas Journal, S. 27, 22.6.1992.
- o. V.: Kazakhstan seen beckoning Chevron anew, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 169, S. 3, 3.9.1991.
- o. V.: Kazakhstan sees BTC as alternative to Russian route, in: AssA-Irada, 7.12.2007.
- o. V.: Kazakhstan sees Russia as promising oil market, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan sees Russian as primary oil export route, in: Business Report, 9.1.2004.
- o. V.: Kazakhstan sees trans-Caspian oil pipeline routes as top priority, in: Interfax Russian News, 15.4.1998.
- o. V.: Kazakhstan sells its silver, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 12, 1.6.1995.
- o. V.: Kazakhstan set to triple oil swap operations with Iran, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 22.5.2006.
- o. V.: Kazakhstan sets new terms for India, in: UPI Energy, 24.4.2006.
- o. V.: Kazakhstan sets out oil export pipeline priorities, in: Interfax news agency, 31.3.1998.
- o. V.: Kazakhstan signs oil export route memo, in: AFX International Focus, 24.1.2007.
- o. V.: Kazakhstan Sounds Out Oman Over Mol Deal, in: Nefte Compass, 27.3.2008.
- o. V.: Kazakhstan starts building \$1.5 bln oil pipe bypassing Russia, in: Prime-Tass, 6.6.2008.
- o. V.: Kazakhstan starts transporting oil by Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: TendersInfo, 4.11.2008.
- o. V.: Kazakhstan steering a middle course between Russia and the West, in: Gates of Vienna News, 24.9.2008.
- o. V.: Kazakhstan Stepping Up Pressure Over Kashagan, in: Silk Road Intelligencer, 13.8.2007.
- o. V.: Kazakhstan still views Russia as a main oil transport route, in: Petroleum Report, 5.10.2005.
- o. V.: Kazakhstan Struggling For Oil And Gas Sufficiency (Segodnya, No. 202, S. 10), in: RusData Dialine - BizEkon News, 24.10.1995.
- o. V.: Kazakhstan suggest a clause on stability of the tax regime be added to the agreement on the republic joining BTC, in: Kazakhstan General Newswire, 23.5.2006.
- o. V.: Kazakhstan supports Baku-Ceyhan oil pipeline, in: IPS-Inter Press Service, 11.9.1997.
- o. V.: Kazakhstan to boost Caspian, in: Oil & Gas News, 9.8.2010.
- o. V.: Kazakhstan to boost oil shipments through Georgia, in: Agence France Presse, 22.9.2006.
- o. V.: Kazakhstan to build oil pipeline to China in 2004-2005, in: Prime-Tass, 29.7.2004.

- o. V.: Kazakhstan to buy 33 percent of oil producer acquired by China, Kazakh premier say, in: Associated Press Financial Wire, 15.2.2006.
- o. V.: Kazakhstan to charge for Russian oil transit to China, in: Central Asia General Newswire, 17.8.2012.
- o. V.: Kazakhstan to complete study on Participation in Baku-Ceyhan in 6-8 Months, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan to complete studying oil export from Aktau to Baku in 6-8 months, in: News Bulletin, 11.6.2001.
- o. V.: Kazakhstan to continue oil cooperation with Iran (Kommersant), in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.2.1993.
- o. V.: Kazakhstan to control Caspian crude supplies, in: TendersInfo, 30.3.2009.
- o. V.: Kazakhstan to cooperate with China to explore oil and gas in Caspian sea, in: Xinhua Financial News, 15.4.2008.
- o. V.: Kazakhstan to deliver 450,000 tonnes of oil to China, in: Interfax Russian News, 2.12.1999.
- o. V.: Kazakhstan to export 'almost all' oil via Russia – president Nazarbayev, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 18.3.2011.
- o. V.: Kazakhstan to export oil via Baku-Ceyhan pipeline in 2008 – minister, in: Trend news agency, 4.4.2007.
- o. V.: Kazakhstan to feed Burgas-Alexandroupolis oil pipe, in: SeeNews, Balkans Business Digest, 26.3.2009.
- o. V.: Kazakhstan to finish Kenkiyak-Atyrau crude line by end-2002, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 232, S. 6, 4.12.2002.
- o. V.: Kazakhstan to gain access to world hydrocarbon markets bypassing Russia, in: RIA Novosti, 29.9.2004.
- o. V.: Kazakhstan to hold up Kashagan approval due to cost – Minister, in: Silk Road Intelligencer, 1.2.2011.
- o. V.: Kazakhstan to increase capacity of Atyrau-Samara Pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 1.9.2003.
- o. V.: Kazakhstan to increase oil exports through Azerbaijan, in: Interfax Russian News, 9.4.2000
- o. V.: Kazakhstan to increase oil exports, in: Interfax Russian News, 19.7.1999.
- o. V.: Kazakhstan to increase seaport oil capacity to 45.8 mln tpy by 2010, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 1.3.2006.
- o. V.: Kazakhstan to intensify work on Iran pipeline study, in: Agence France Presse, 7.12.2000.
- o. V.: Kazakhstan to invest \$1.6 bln to build link with BTC oil pipe by '10, in: Prime-Tass, 28.11.2006.
- o. V.: Kazakhstan to join Baku-Tbilisi-Ceyhan oil pipeline (Izvestia), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 28.4.2008.
- o. V.: Kazakhstan to keep options open on oil pipelines, president says (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 26.1.2000.
- o. V.: Kazakhstan to lay oil pipeline to Chinese border, in: Interfax Russian News, 19.7.2000.
- o. V.: Kazakhstan to participate in Baku-Ceyhan Nazarbayev, in: Interfax Russian News, 3.12.1999.
- o. V.: Kazakhstan to pay same as other BTC participants to pump crude, in: Business Report, 10.3.2004.
- o. V.: Kazakhstan to play „active” part in Baku-Ceyhan pipeline „great game”, premier (Kazakh Commercial TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 30.5.2000.
- o. V.: Kazakhstan to proceed with Chinese oil pipeline, in: IPR Strategic Business Information Database, 1.8.2000.
- o. V.: Kazakhstan to put Kenkiyak-Atyrau pipeline project on high gear, in: Petroleum Report, 7.3.2001.
- o. V.: Kazakhstan to raise oil exports via Azeri railways, minister, in: AssA-Irada, 13.10.2011.
- o. V.: Kazakhstan to raise oil transit via Russian territory, in: Kazakhstan Today, IntelliNews, 25.11.2009.
- o. V.: Kazakhstan to respect Russia's view in deciding on trans-Caspian gas project, in: ITAR-TASS, 4.4.2007.
- o. V.: Kazakhstan to resume talks on shipping oil via BTC pipeline – Azeri oil co, in: AFX, 8.11.2002.
- o. V.: Kazakhstan to retain majority ownership of pipelines, in: Pipeline & Gas Journal, Vol. 239, No. 9, August 2012, S. 14.
- o. V.: Kazakhstan to study all possible routes of oil export, in: Interfax Russian News, 28.4.2000.
- o. V.: Kazakhstan to supply 30m t of oil per year to Transcaucasus pipeline, in: Prime-Tass, 26.5.2005.
- o. V.: Kazakhstan to Supply up to 38mln Ton of Oil a Year to World Markets Via Azerbaijan – Kazmunaygaz, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 22.8.2006.
- o. V.: Kazakhstan to table alternative Caspian oil pipeline project, in: Interfax news agency, 26.10.1995.
- o. V.: Kazakhstan to transport 17m tonnes of oil via Russia in 2002, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 19.12.2001.
- o. V.: Kazakhstan to transport oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: News Bulletin, 11.3.2003.
- o. V.: Kazakhstan to use Baku-Ceyhan pipeline for Caspian oil, in: Agence France Presse, 8.4.2000.
- o. V.: Kazakhstan transfers CPC stake to Kaztransoil, in: Interfax Russian News, 2.6.1999.

- o. V.: Kazakhstan tries to power up, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, 23.2.2001.
- o. V.: Kazakhstan turn to Iranian swap, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 3, 27.8.1996.
- o. V.: Kazakhstan unable to use Baku-Ceyhan oil pipeline till 2006, - deputy PM, in: ITAR-TASS news agency, 26.4.2001.
- o. V.: Kazakhstan unhappy with Chinese management of regional oil company, in: Interfax news agency, 8.1.2000.
- o. V.: Kazakhstan ups oil export quota for Chinese-run Kazakh oil company (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 28.10.2000.
- o. V.: Kazakhstan utilizes the largest oil tankers on the Caspian Sea, in: The Times of Central Asia, 9.9.2010.
- o. V.: Kazakhstan Values Cooperation With Chevron But Cannot Part Ways With Russia (Segodnya, No. 204, S. 11), in: RusData Dialine - BizEkon News, 25.10.1994.
- o. V.: Kazakhstan wants 51% stake in project of oil pipeline to China, in: Business Report, 13.4.2004.
- o. V.: Kazakhstan wants Atyrau-Samara oil pipeline capacity doubled, in: Petroleum Report, 19.11.2003.
- o. V.: Kazakhstan wants new Caspian transportation system for oil export, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 7.8.2007.
- o. V.: Kazakhstan wants oil pipeline capacity to be increased, in: Central Asia General Newswire, 12.1.2006.
- o. V.: Kazakhstan wants to be main operator of Kazakh Caspian Transport System Project, in: Kazakhstan General Newswire, 10.3.2009.
- o. V.: Kazakhstan wants to buy 3 per cent of Oman’s share in Caspian consortium (Interfax news agency), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 13.11.2008.
- o. V.: Kazakhstan wants to cut Kashagan costs by 30 percent, in: Silk Road Intelligencer, 13.7.2009.
- o. V.: Kazakhstan wants to increase Atyrau-Samara pipeline’ throughput capacity (Interfax-Kazakhstan news agency), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 30.3.2007.
- o. V.: Kazakhstan wants to join Burgas-Alexandroupolis pipeline project – Nazarbayev (Part 3), in: Central Asia General Newswire, 10.5.2007.
- o. V.: Kazakhstan West Oil & Gas Pipelines Feasibility Study, in: Interfax news agency, 18.12.1998.
- o. V.: Kazakhstan will need another oil pipe after 2011 – Energy minister, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.6.2005.
- o. V.: Kazakhstan will resume transportation of Tengiz oil through BTC if adequate tariffs are offered, Kazmunaygas head, in: Kazakhstan General Newswire, 24.1.2011.
- o. V.: Kazakhstan won’t drop Caucasus export route for oil, in: Prime-Tass, 3.9.2008.
- o. V.: Kazakhstan won’t withdraw from Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: Central Asia General Newswire, 25.8.2008.
- o. V.: Kazakhstan, Azerbaijan experts drafted framework agreement on Kazakhstani oil transportation by BTC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 10.10.2005.
- o. V.: Kazakhstan, Azerbaijan sign economic accords, hold oil talks, in: Interfax Russian News, 23.10.1998.
- o. V.: Kazakhstan, Azerbaijan, Georgia to set up working group on transport cooperation, in: Kazakhstan General Newswire, 25.5.2007.
- o. V.: Kazakhstan, China agree to extend oil pipeline „almost“ to Caspian Sea – agency (Interfax-Kazakhstan news agency), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 26.12.2006.
- o. V.: Kazakhstan, China begin design project for Atasu-Alashankou pipeline, in: News Bulletin, 15.5.2003.
- o. V.: Kazakhstan, China discuss oil pipeline project (Khabar TV), in: BBC Summary Of World Broadcasts, 21.4.2004.
- o. V.: Kazakhstan, China Discuss Situation in Kazakh Oil Company, in: Interfax Russian News, 30.1.2000.
- o. V.: Kazakhstan, China discussing oil pipeline construction, in: Business Report, 5.4.2004.
- o. V.: Kazakhstan, China National Petroleum Corp. to hold talks on pipeline project, in: Interfax Russian News, 4.10.2000.
- o. V.: Kazakhstan, China opens joint uranium mine, in: Central Asia This Week, 4.5.2009.
- o. V.: Kazakhstan, China sign agreement on cooperation in oil and gas sphere, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 3.6.2003.
- o. V.: Kazakhstan, China sign loan for oil deal, in: The Times of Central Asia, 24.4.2009.
- o. V.: Kazakhstan, China to boost oil and gas cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 28.3.2003.
- o. V.: Kazakhstan, China to build Atasu-Alashankou pipeline, in: News Bulletin, 17.5.2004.
- o. V.: Kazakhstan, China to do joint feasibility study for pipeline, in: Interfax Russian News, 15.6.1998.
- o. V.: Kazakhstan, China to end preliminary gas talks, in: United Press International, 2.6.2005.
- o. V.: Kazakhstan, China to prepare plan on economic cooperation, in: Interfax Russian News, 4.7.1998.
- o. V.: Kazakhstan, China to review of pipeline feasibility study, in: Interfax Russian News, 28.6.1999.

- o. V.: Kazakhstan, in: Oil & Gas Journal, S. 40, 7.1.2002.
- o. V.: Kazakhstan, in: Petroleum Economist, November 2000.
- o. V.: Kazakhstan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 200, S. 6, 16.10.1998.
- o. V.: Kazakhstan, Iran agreed not to curtail oil swap deals – Foreign Minister of Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 8.6.2006.
- o. V.: Kazakhstan, Iran expand economic ties, in: Agence France Presse, 25.10.1993.
- o. V.: Kazakhstan, Iran to increase trade up to 10bn dollars – Ahmedinezhad (Interfax-Kazakhstan news agency), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.10.2007.
- o. V.: Kazakhstan, oil companies agree feasibility study on pipeline, in: Agence France Presse, 10.12.1998.
- o. V.: Kazakhstan, Oman to build oil line, in: United Press International, 17.6.1992.
- o. V.: Kazakhstan, Russia want more effective CPC, in: Petroleum Report, 3.3.2004.
- o. V.: Kazakhstan, Tengizchevroil sign deal to expand Tengiz oil project, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.9.2003.
- o. V.: Kazakhstan, Turkey Sign Pipeline Deal, in: Associated Press Worldstream, 13.6.1995.
- o. V.: Kazakhstan, USA discuss Kazakh Caspian oil transport, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.12.2000.
- o. V.: Kazakhstan/Russia/Iran Kazakhstan, Russia probable partners of Iran in Neka-Jask oil pipeline, in: Thai Press Reports, 11.6.2009.
- o. V.: Kazakhstan: 1996, Business Intelligence Report World Information, October 1996.
- o. V.: Kazakhstan: BG Completes Kashagan Sale, in: Nefte Compass, 7.4.2005.
- o. V.: Kazakhstan: BG Looks For Kashagan Payback, in: Nefte Compass, 17.2.2005.
- o. V.: Kazakhstan: Caspian Pipeline Set To Advance With Expansion, in: Nefte Compass, 14.10.2004.
- o. V.: Kazakhstan: Crude To Start Flowing To China, in: Energy Compass, 27.4.2006.
- o. V.: Kazakhstan: First Local Producer Joins The CPC Club, in: Nefte Compass, 25.9.2002.
- o. V.: Kazakhstan: German Refiners Get Hooked On Kazakh Crude, in: Nefte Compass, 5.6.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Kashagan Partners Pay The Price Of Preemption, in: Nefte Compass, 21.3.2003.
- o. V.: Kazakhstan: Kulibayev Says Exports To Iran To Hit 1 Million Tons, in: Nefte Compass, 9.10.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Leaders Discuss Alternative Pipeline Route, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 20.11.1997.
- o. V.: Kazakhstan: Local Producers Emerge To Rival Foreign Firms, in: Nefte Compass, 27.1.2004.
- o. V.: Kazakhstan: Momentum Heats Up For PetroKazakhstan Sale, in: Nefte Compass, 21.7.2005.
- o. V.: Kazakhstan: More Export Routes Needed For Crude Potential, in: Nefte Compass, 9.6.2005.
- o. V.: Kazakhstan: More Investment, More Production For Kazakh Oil Project, in: InfoProd, 16.9.2003.
- o. V.: Kazakhstan: Nations Clinches Karazhanbas Sale To China, in: Nefte Compass, 11.1.2007.
- o. V.: Kazakhstan: New Trading Company Carves Out A Role, in: Nefte Compass, 10.9.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Oil and Gas Update Feb 2000, in: International Market Insight Reports, 20.3.2000.
- o. V.: Kazakhstan: Petrokazakhstan Cut Out Of Iran Swap Trade, in: Nefte Compass, 30.9.2004.
- o. V.: Kazakhstan: PetroKazakhstan signs Iranian Swap Deal, in: Nefte Compass, 14.5.2003.
- o. V.: Kazakhstan: Petrokazakhstan Weighs Up Iran Swap Deal, in: Nefte Compass, 7.4.2005.
- o. V.: Kazakhstan: PM Calls For Tighter Control At Caspian Port, in: Nefte Compass, 7.5.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Premier says CPC problems resolved, in: InfoProd, 10.9.2001.
- o. V.: Kazakhstan: Review 1997, in: Middle East Review World of Information, March 1997.
- o. V.: Kazakhstan: Review 1998, in: Asia & Pacific Review World of Information, November 1998.
- o. V.: Kazakhstan: Russia Agrees On 15-Year Crude Transit, in: Nefte Compass, 11.6.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Russia Approves Kazakh Transit Scheme, in: Nefte Compass, 11.12.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Russia Argees To Enlarge Q4 Export Quota, in: Nefte Compass, 30.7.2002.
- o. V.: Kazakhstan: Russia Producers Uncertain About China Pipeline, in: Nefte Compass, 4.5.2006.
- o. V.: Kazakhstan: Russian Crude To Flow Via Kazakh-China Pipe, in: Nefte Compass, 9.11.2006.
- o. V.: Kazakhstan: Russian Institute To Study Trans-Caspian Exports, in: Nefte Compass, 30.4.2003.
- o. V.: Kazakhstan: Sinopec Farm-In Deal Cancelled, in: Nefte Compass, 26.8.2004.
- o. V.: Kazakhstan: TNK-BP To Rail Light Crude To Kazakhstan, China, in: Nefte Compass, 23.11.2006.
- o. V.: Kazakhstan; EBRD to grant Kazakhstan 250 million dollar loan in 1995, in: Interfax news agency, 22.11.1994.
- o. V.: Kazakhstan's joining Baku pipeline "historic event" – leader, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 16.6.2006.
- o. V.: Kazakhstan's KazMunaiGaz buys 33% in PetroKazakhstan from CNPC, in: Prime-Tass, 5.7.2006.
- o. V.: Kazakhstan's leader pledged to more than double capacity of oil pipeline to Russia, in: The Associated Press, 4.4.2006.

- o. V.: Kazakhstan's president meets industrialists, calls for oil independence, in: Interfax news agency, 22.2.1993.
- o. V.: Kazakhstan's Tengiz Oil To Go To Black Sea Via Georgia, in: Interfax new agency, 3.3.1998.
- o. V.: Kazakhstan-China Oil Pipeline found To Be Impractical, in: Interfax Russian News, 1.9.1999.
- o. V.: Kazakhstan-China oil pipeline not to reach capacity in 2007, in: Central Asia General Newswire, 5.2.2007.
- o. V.: Kazakhstan-China oil pipeline opens to commercial operation, in: Xinhua Economic News Service, 12.7.2006.
- o. V.: Kazakhstan-China Pipe to Experience Oil Shortages – Expert, in: Business Report, 27.9.2004.
- o. V.: Kazakhstan-China Pipeline Documentation to be Ready in Fall, in: Petroleum Report, 9.6.2004.
- o. V.: Kazakhstan-China Pipeline Phase Two Set to Begin in Mid 2004, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 10.10.2003.
- o. V.: Kazakhstan-China pipeline provides opportunities for Russia, in: Interfax news agency, 23.10.1997.
- o. V.: Kazakhstan-China Pipeline Study, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 22.4.1998.
- o. V.: Kazakhstani oil starts flowing through BTC, in: BMI Emerging Europe Oil and Gas Insights, January 2008.
- o. V.: Kazakhstani prime minister speaks for strengthening energy cooperation with Iran, especially in Swap operations, in: Kazakhstan General Newswire, 15.9.2006.
- o. V.: Kazakhstan-Russia oil pipeline project „going well“, in: Interfax news agency, 28.10.1999.
- o. V.: Kazakh-US deal to research Caspian oil export route, in: Interfax news agency, 4.10.2001.
- o. V.: Kazmortransflot adding new oil transport routes in Caspian, in: Petroleum Report, 15.3.2002.
- o. V.: Kazmortransflot oil transportation up 63% in 11 months, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.1.2005.
- o. V.: Kazmortransflot to borrow USD 110mn from ATF Bank, in: Central Asia This Week, 15.7.2011.
- o. V.: Kazmortransflot to develop Aktau Port Infrastructure, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 11.2.2003.
- o. V.: Kazmortransflot to invest \$750 ml by 2020 to expand its fleet, in: Kazakhstan General Newswire, 17.6.2011.
- o. V.: Kazmortransflot transported over 1 mln tonnes of oil in Q1, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.4.2002.
- o. V.: Kazmortransflot transports 16% more oil in 2005, in: Russia & CIS Energy Newswire, 27.1.2006.
- o. V.: Kazmortransflot: Astana tanker illegally held in Baku port, in: Central Asia General Newswire, 3.9.2010.
- o. V.: Kazmunaigas acquires Naftans assets for \$ 220 ml, in: Kazakhstan General Newswire, 14.3.2008.
- o. V.: Kazmunaigas suspends plan on construction refinery in Turkish Ceyhan, in: Central Asia This Week, 6.11.2009.
- o. V.: KazMunaiGas to buy stake in Kazakh oil firm, in: Reuters, 9.7.2008.
- o. V.: KazMunaiGaz buys stake in PetroKazakhstan, in: The Times of Central Asia, 13.7.2006.
- o. V.: Kazmunaigaz completes oil swap with Iran, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 22.12.2003.
- o. V.: Kazmunaigaz confirms plan to buy foreign assets, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 11.1.2006.
- o. V.: KazMunaiGaz expects CPC to achieve 67 mln tpy by 2009, in: Central Asia General Newswire, 31.5.2006.
- o. V.: Kazmunaigaz net profit rises 34% in 2004, in: Petroleum Report, 26.1.2005.
- o. V.: Kazmunaigaz plans to develop Caspian oil fields, in: Petroleum Report 3.4.2002.
- o. V.: Kazmunaigaz ready to buy out the stake of BP in Kazakhstan Pipeline Ventures (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 22.12.2008.
- o. V.: KazMunaiGaz says there are problems in talks to expand CPC system, in: Central Asia General Newswire, 24.1.2007.
- o. V.: KazMunaiGaz seeks a share in Transbalkan Pipeline (RBK Daily), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.12.2006.
- o. V.: KazMunaiGaz, CPC shareholders could join Burgas-Alexandroupolis project, in: Central Asia General Newswire, 21.11.2006.
- o. V.: Kazmunaigaz, Kaznafta to build two oil terminals in Iran, in: Business Report, 17.6.2004.
- o. V.: KazMunayGas closes deal on acquisition of BP share in Kazakhstan Pipeline Ventures, in: Kazakhstan General Newswire, 30.4.2009.
- o. V.: KazMunayGas confirms interest in Oman's CPC stake, in: Central Asia General Newswire, 11.7.2008.
- o. V.: KazMunayGas expects net profit at \$744 mln in 2010, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 24.2.2010.
- o. V.: Kazmunaygas to invest USD 180 mn in Petromidia modernization in 2011, in: Central Asia This Week, 5.8.2011.
- o. V.: Kazmunaygas, Socar postpone pipeline talks indefinitely, in: Petroleum Report, 9.7.2003.

- o. V.: KazMunayGaz mulling over increasing its participation in TCO through purchasing BP's stake in LUKARCO, in: Kazakhstan General Newswire, 18.12.2008.
- o. V.: KazMunayGaz to pay BP \$250 mln for stake in CPC shareholder, in: Central Asia General Newswire, 18.12.2008.
- o. V.: KazMunayGaz to start talks on joining Burgas-Alexandroupolis pipeline construction after setting up project operator, in: Russia & CIS General Newswire, 4.12.2007.
- o. V.: KazStroiService to lay first section of Kenkiyak-Kumkol pipeline, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.5.2008.
- o. V.: Kaztransoil boosts oil transportation 7.2% in 2009, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 12.1.2010.
- o. V.: Kaztransoil doesn't give Gazprom Neft go-ahead to ship oil to China - source, in: Russia & CIS General Newswire, 18.1.2008.
- o. V.: Kaztransoil expects to get intl credit rating in month, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 21.5.2001.
- o. V.: KazTransOil increases oil transportation by 3% in 2010, in: Central Asia General Newswire, 19.1.2011.
- o. V.: KazTransOil pipeline on track, in: The Calgary Herald (Alberta), S. 4, 28.12.2005.
- o. V.: Kaztransoil pumped 32 mln tonnes of oil in 2001, in: Petroleum Report, 27.2.2001.
- o. V.: KazTransOil to boost capacity of Atyrau-Samara pipeline to 17 mln tonnes in 2009, in: Central Asia General Newswire, 16.10.2008.
- o. V.: Kaztransoil to increase oil exports, in: Petroleum Report, 18.7.2001.
- o. V.: Kaztransoil to increase oil transportation capacity, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 31.12.2002.
- o. V.: Kaztransoil to pump 50,000 tonnes of Aktyubinsk oil along Makhachkala-Novorossiisk Route in April, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.4.2001.
- o. V.: KazTransOil transported record volume of oil through Atyrau-Samara pipeline in November, in: Interfax Russian News, 1.12.2000.
- o. V.: Kaztransoil using Eurobond proceeds for Kenkiyak-Atyrau oil pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.7.2001.
- o. V.: Kaztransoil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 17.12.2002.
- o. V.: KazTransOil: Cooperation With China in Oil Transportation, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 29.5.2006.
- o. V.: Kenkiyak-Atyrau pipeline to be filled in December, in: Petroleum Report, 29.5.2002.
- o. V.: Kenkiyak-Kumkol oil pipeline construction to begin Dec 11, in: Central Asia General Newswire, 7.12.2007.
- o. V.: Kenkiyak-Kumkol pipeline construction to start in 2011, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: Kenkiyak-Kumkol to reach full capacity in 2013, in: Kazakhstan General Newswire, 29.4.2010.
- o. V.: Khatami Tours Central Asia To Press For Iran Energy Routes, in: Middle East News Online, 26.9.2002.
- o. V.: Khristenko reiterates Russia dissatisfaction with CPC profits, in: Prime-Tass, 27.2.2004.
- o. V.: Khristenko says list of candidates for CPC post is short, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 19.4.2006.
- o. V.: Khristenko says Russia wants equal rights for all CPC shareholders, in: Petroleum Report, 1.6.2005.
- o. V.: KIOGE-2005 Oil and Gas Conference Held in Almaty, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 11.10.2005.
- o. V.: KMG Plays Down China Influence, in: International Oil Daily, 22.2.2010.
- o. V.: KMG raises cost estimates for Trans-Caspian system 33%, in: Central Asia General Newswire, 7.10.2009.
- o. V.: KMG to buy Pavlodar refinery for \$1.2 billion – paper, in: Silk Road Intelligencer, 31.7.2009.
- o. V.: KTK signs first contract for use of future pipeline, in: Interfax Russian News, 14.9.2000.
- o. V.: Kumkol Oilfield in Kazakhstan Onstream, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 118, S. 2, 19.6.1991.
- o. V.: Kuwait/Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 228, S. 6, 23.11.1994.
- o. V.: Kvaerner Unit Formalises Azeri Oil Pipeline Deal, in: European Report, No. 2168, 23.10.1996.
- o. V.: Kyiv Energy Summit participants look to create „secure energy space“, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 2.6.2008.
- o. V.: Lancaster Petroleum sold for \$164 million – KASE, in: Silk Road Intelligencer, 2.9.2009.
- o. V.: Leaders Promote Caspian Oil Supply Corridor at Polish Summit, in: IHS Global Insight, 14.5.2007.
- o. V.: Letter from the steppe: Caspian oil and the Great Game: bluff and mathematics, in: The Times of Central Asia, 4.2.2011.
- o. V.: Linear segment of Caspian pipeline to be build by early November, in: Interfax Russian News, 14.9.2000.
- o. V.: Looming showdown at meeting of CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 42, S. 1, 29.2.1996.
- o. V.: Lugar continues his energy security mission in Azerbaijan, in: States News Service, 15.1.2008.

- o. V.: Lukoil (OAO) 1st Quarter Results (MDA) -2-, in: London Stock Exchange Aggregated Regulatory News Service, 26.5.2011.
- o. V.: Lukoil backs Baltic Pipeline System, in: Interfax Russian News, 12.11.1999.
- o. V.: Lukoil begins sending Russian oil to CPC, in: News Bulletin, 18.11.2004.
- o. V.: Lukoil CEO speaks out against govt official heading CPC, in: Prime-Tass, 14.4.2005.
- o. V.: Lukoil Considering Options For Cooperation With China, in: Business Report, 27.9.2004.
- o. V.: Lukoil continues to harbor Kazakh pipeline ambitions, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 7, 22.1.1996.
- o. V.: Lukoil declines to buy BP's stake in CPC, says price is too high – source, in: Central Asia General Newswire, 25.9.2008.
- o. V.: Lukoil head pleased with business environment created in Kazakhstan, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2006.
- o. V.: Lukoil impressed by Atasu-Alashankou project, in: News Bulletin, 11.11.2004.
- o. V.: Lukoil In Talks On Joining Kazakhstan-Chevron Joint Venture, in: Associated Press Worldstream, 18.10.1995.
- o. V.: Lukoil intends to build a private export oil pipeline (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.6.2004.
- o. V.: Lukoil keeps its share in KTK, in: AK&M Online News, 6.10.2010.
- o. V.: Lukoil Lines Up BP Assets In Kazakhstan, in: Nefte Compass, 30.10.2008.
- o. V.: Lukoil Makes CPC Pipe Debut, in: International Oil Daily, 21.10.2003.
- o. V.: Lukoil offers to increase oil supplies to Pavlodar refinery, in: Companies and Industries, Central Asia This Week, 25.12.2009.
- o. V.: Lukoil oil transport through Tikhoretsk-Kropotkin Pipeline, in: Petroleum Report, 6.2.2002.
- o. V.: Lukoil opens office in China, in: RIA Novosti, 22.9.2005.
- o. V.: Lukoil Overseas gives priority to Central Asia, in: UzReport, 2.8.2006.
- o. V.: Lukoil prepared to buy CPC stake if BP decides to sell – Alekperov (Part 2), in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.1.2009.
- o. V.: Lukoil prepares to export oil to China as Yukos suspends supplies, in: Prime-Tass, 27.9.2004.
- o. V.: Lukoil proposes to resolve Turgai dispute before Canadian hearing, in: Business Report, 20.10.2005.
- o. V.: Lukoil seeks to buy stake in Chevron field pipeline, in: The Houston Chronicle, 13.4.1996.
- o. V.: Lukoil starts sending crude to China via Kazakh pipeline, in: Prime-Tass, 21.3.2007.
- o. V.: Lukoil still considering Atasu-Alashankou oil supplies, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 21.11.2006.
- o. V.: Lukoil strikes huge oil reserves in Caspian, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 1, 1.3.2000.
- o. V.: Lukoil to buy stake in Chevron deal, in: United Press International, 16.4.1996.
- o. V.: Lukoil to finalize talks with BP in CPC, in: SKRIN Market & Corporate News, 13.3.2009.
- o. V.: Lukoil, Rosneft Hope For 8-Mln Tonne Additional Export Quota, in: Petroleum Report, 27.2.2002.
- o. V.: Lukoil, Rosneft, Transneft to make CPC more effective, in: Petroleum Report, 17.3.2004.
- o. V.: Lukoil: Kingpin Of the Caspian, in: The Moscow Times, No. 907, 27.2.1996.
- o. V.: Major Conference to secure Oil and Gas supplies to Europe, in: RAPID, 4.12.1997.
- o. V.: Major developments planned for Kazakh gas-condensate deposit, in: Interfax news agency, 4.10.2000.
- o. V.: Major oil pipeline could be delayed for years: top oil official, in: Agence France Presse, 17.3.1999.
- o. V.: Management of Caspian Pipeline Consortium to sign contract with Smit-Octo-Luktrans (Kommersant-Daily), in: What The Papers Say (Russia), 11.9.2000.
- o. V.: MangistauMunaiGas deal: summary, in: Silk Road Intelligencer, 21.4.2009.
- o. V.: May 15 CPC restructuring is on track, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 84, S. 4, 1.5.1997.
- o. V.: May 15 Restructuring is on Track, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 84, S. 4, 1.5.1997.
- o. V.: Meanwhile in Kazakhstan, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 4, 1.4.1996.
- o. V.: Medvedev signs decree transferring Oman's former stake in CPC to Transneft, in: Central Asia General Newswire, 10.7.2009.
- o. V.: MEED Quarterly Report - Iran, S. 3, September 1997.
- o. V.: Meeting of Caspian Pipeline Consortium managing bodies, in: SKRIN Market & Corporate News, 29.10.2008.
- o. V.: Middle East: Firm oil prices give energy financing a lift, in: Petroleum Economist, S. 60, 13.6.2000.
- o. V.: Minister calls for more Iranian investment in Kazakhstan, in: IPS-Inter Press Service, 14.11.1997.
- o. V.: Minister presses claim for pipeline consortium, in: ITAR-TASS news agency, 9.12.1998.

- o. V.: Minister says Iran-Russia MoU on energy “most comprehensive” (Voice of the Islamic Republic of Iran), in: BBC Monitoring Middle East, 16.3.2009.
- o. V.: Ministry Rules Out Bankrupting CPC, in: Nefte Compass, 1.2.2007.
- o. V.: Missing Link: Transneft Suggests CPC Linkup, in: Nefte Compass, 22.5.2002.
- o. V.: Mittal sells stake in Kazakh oil company to Chinese Sinopec, in: Alexander’s Gas and Oil Connections, 29.9.2010.
- o. V.: Mobil acquires interest in Caspian Pipeline Consortium, in: Business Wire, 16.5.1997.
- o. V.: Mobil announces the terms of its acquisition of a 25% interest in Tengiz, in: Business Wire, 16.5.1996.
- o. V.: Mobil Chairman Comments State Department Study on Sanctions, in: Business Wire, 30.3.1998.
- o. V.: Mobil Chairman Sees Tengiz Oil Output Up By Early 2000, in: New Europe On-Line, 23.12.1998.
- o. V.: Mobil in talks to buy part of Kazakhstan’s stake in oil venture, in: The Houston Chronicle, S. 3, 13.10.1995.
- o. V.: Mobil Prepared To Sign Onshore Deal In Kazakhstan, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 73, No. 71, S. 1, 12.4.1995.
- o. V.: Mobil reportedly seeks approval to take part in 400 mln USD Iran project, in: AFX News, 26.5.1998.
- o. V.: Mobil signs CPC restructuring agreement in Moscow, in: Business Wire, 6.12.1996.
- o. V.: Mobil signs dollars 80m deal in Kazakhstan as US boosts ties, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 26.4.1995.
- o. V.: Mobil signs Kazakhstan Joint Venture, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 73, No. 74, S. 3, 18.4.1995.
- o. V.: Mobil to take Shell and JKPC as partners in Tulpar joint venture in Kazakstan, in: Business Wire, 12.8.1996.
- o. V.: Mobil/Kazakhstan deal set to boost pipeline options, in: FT Energy Newsletters - East European Energy Report, S. 7, 27.10.1995.
- o. V.: Mol Eyes Caspian in OOC Deal, in: Nefte Compass, 14.3.2008.
- o. V.: Money is nothing when oil is everything, in: The Times of Central Asia, 5.9.2005.
- o. V.: Months after Pipeline Link is Completed, Kazakh Crude Finally Makes It to China, in: Global Insight, World Markets Research Centre, 12.7.2006.
- o. V.: More Kazakh oil piped into China, in: BBC Monitoring Asia Pacific – Political, 25.5.2005.
- o. V.: More oil needed to justify Kazakhstan-China-pipeline, in: Interfax news agency, 29.3.2001.
- o. V.: Moscow Approves Feasibility Study of Caspian Pipeline, in: Interfax Russian News, 24.11.1998.
- o. V.: Moscow Eyes CPC Tariffs, in: International Oil Daily, 11.10.2002.
- o. V.: Moscow Gains As BP, Oman Sell CPC Stakes, in: International Petroleum Finance, 10.11.2008.
- o. V.: Moscow Looks Into Kazakh Crude Swaps, in: Nefte Compass, 28.6.2007.
- o. V.: Moscow Man Takes CPC Helm, in: International Oil Daily, 27.4.2006.
- o. V.: Moscow Protests The Transcaspian Pipeline Project, in: Interfax news agency, 13.4.1998.
- o. V.: Moscow Pushes Ahead With Energy Master Plan, in: Petroleum Intelligence Weekly, 30.4.2007.
- o. V.: Moscow Seeks Further Tariff hike For CPC, in: Nefte Compass, 7.2.2008.
- o. V.: Moscow seeks Kazakh oil share as production declines, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 2, 25.3.1994.
- o. V.: Moscow-backed Kazakh pipeline to reach full capacity ahead of schedule, in: Agence France Presse, 7.10.2004.
- o. V.: Mr. Wolf: “The Region Possesses Enough Oil For MEP”, in: AssA-Irada, 6.6.2000.
- o. V.: Multibillion dollar oil and gas deal signed with China (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 26.9.1997.
- o. V.: Murkowski blasts SPR sale over alleged violation of Iran sanctions, in: E&E News PM, Vol. 10, No. 9, 19.7.2011.
- o. V.: National Nuclear Security Administration: NNSA Secures 775 Nuclear Weapons Worth of Weapons-Grade Nuclear Material from BN-350 Fast Reactor in Kazakhstan, 18.11.2010, <http://nnsa.energy.gov/mediaroom/pressreleases/bn35011.18.10> (Zugriff 27.6.2012).
- o. V.: Nations: CHINA: The Big Oil Shock: How China beat the West in Central Asia and helped secure its future, in: Asiaweek, 10.10.1997.
- o. V.: Nazarbayev addresses parliament on the problems of transition to the market (Kazakh TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 12.10.1993.
- o. V.: Nazarbayev insists on urgent upgrade of transport infrastructure, in: Russia & CIS Presidential Bulletin, 15.6.2007.
- o. V.: Nazarbayev opens Atatu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: Nazarbayev thinks China’s involvement in Caspian Shelf development topical, in: News Bulletin, 5.6.2003.
- o. V.: Nazarbayev to discuss pipeline project with Chevron, in: Interfax news agency, 4.10.1995.
- o. V.: Nazarbayev, CNPC discuss building oil pipeline from Kazakhstan to China, in: News Bulletin, 2.4.2003.

- o. V.: Nazarbayev, Putin discuss energy cooperation, in: News Bulletin, 12.1.2005.
- o. V.: Neka Netbacks: Iran Makes The Most Of Rising Caspian Oil Exports, in: Nefte Compass, 14.9.2006.
- o. V.: Nelson Resources Announces McDaniel Reserves Report Confirms Large Reserve At Alibekmola, in: Canadian Corporate Newswire, 30.9.2002.
- o. V.: New Candidates May Submit Their Bids For Purchase of PetroKazakhstan (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 26.9.2005.
- o. V.: New Caspian MEP Concern, in: Hart's E & P Daily, 10.7.2000.
- o. V.: New Caspian Pipe Taxes, in: International Oil Daily, 7.3.2007.
- o. V.: New Company For Baku-Ceyhan Oil Project, in: Turkish Daily News, 11.1.1999.
- o. V.: New CPC agreement envisages tariff hike to \$32.5 per tonne, in: Central Asia General Newswire, 15.3.2006.
- o. V.: New Kashagan Deal Offers Cause For Optimism, in: Petroleum Intelligence Weekly, 24.11.2008.
- o. V.: New Kazakh oil pipeline to be put in use with „at least“ a month delay (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 15.2.2001.
- o. V.: New loading unit allows greater Kazakh south-north oil transportation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 25.7.2000.
- o. V.: New oil and product loading equipment installed at Batumi, in: Middle East News Items, 1.2.1999.
- o. V.: New pipeline for Kazakh oil transit to be laid in Azerbaijan, in: Interfax news agency, 6.2.1998.
- o. V.: New Question In Baku: What Is The Split On Early Oil? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 223, S. 1, 20.11.1995.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, April 2003.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, August 2002.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, December 2000.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, February 2002.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, January 2003.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, July 2001.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, July 2002.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, July 2003.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, June 2008.
- o. V.: News in brief, in: Petroleum Economist, May 2004.
- o. V.: News: Kazakhs voice concern over regional instability, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 18, 16.12.1992.
- o. V.: News: Oil Industry News in Brief, in: FT Energy Newsletters – North Sea Letter, S. 21, 9.8.1995.
- o. V.: Newspaper interviews chief of Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: BBC monitoring Former Soviet Union – Economic, 9.9.2000.
- o. V.: Next Kazakh, Azeri talks on BTC to be held late May in Baku, in: Prime-Tass, 13.5.2004.
- o. V.: NIOC to allow oil swap by private sector, in: Press TV, 9.11.2011.
- o. V.: No additional govt decision on oil quality for CPC required – Khristenko, in: Business Report, 26.7.2001.
- o. V.: No Kazakh-Azeri oil pipeline until Caspian status resolved – Kazakh diplomat, in: Turan news agency, 28.8.2002.
- o. V.: No silk route for Central Asian exports, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 5, 1.11.1992.
- o. V.: Not all participants of Caspian Pipeline Consortium will receive access to the pipeline (rusenergy.com), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.9.2004.
- o. V.: Not all Russian proposals reflected in CPC memorandum, official says, in: Business Report, 11.10.2005.
- o. V.: Odessa-Brody-Gdansk pipeline will not offer competition to Russian routes, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 12.11.2007.
- o. V.: OFAC Regulations, in: The Iran Brief, 2.6.1997.
- o. V.: ohne Titel (rusenergy.com), in: What The Papers Say (Russia), 24.9.2003.
- o. V.: Ohne Titel (Vedomosti), in: Economic Press Review, 27.6.2002.
- o. V.: Ohne Titel (Zerkalo), in: Economic Press Review, 29.5.1999.
- o. V.: Ohne Titel (Zerkalo), in: Economic Press Review, 6.5.2000.
- o. V.: Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 1.11.1995.
- o. V.: Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 3.5.1996.
- o. V.: Ohne Titel, in: Associated Press Worldstream, 8.1.1996.
- o. V.: Ohne Titel, in: OGJ Newsletter, Oil & Gas Journal, S. 3, 16.6.1997.
- o. V.: Ohne Titel, in: Oil & Gas Journal, 19.4.1999.
- o. V.: Ohne Titel, in: Oil & Gas Journal, 3.4.2000.

- o. V.: Ohne Titel, in: Petroleum Economist, 10.3.1999.
- o. V.: Ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 50, 19.7.2000.
- o. V.: Ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 61, 23.4.1998.
- o. V.: Ohne Titel, in: Petroleum Economist, S. 73, 30.9.1999.
- o. V.: Oil & Gas Transport, CNPC sign Kazakh Pipeline Agreement, in: Petroleum Report, 10.10.2001.
- o. V.: Oil agreement signed with Chinese and Swiss consortium (Vision of the Islamic Republic of Iran Network 4), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.3.2000.
- o. V.: Oil boss upbeat on pipeline accord, in: Turan news agency, 22.11.1999.
- o. V.: Oil Chronicles: News from the Caspian Sea, in: Silk Road Intelligencer, 5.2.2008.
- o. V.: Oil deposit opened in northwest Kazakhstan for pilot exploitation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.5.2000.
- o. V.: Oil exchange between Kazakhstan, Iran to restart in a month – deputy minister, in: Interfax Russian News, 8.12.2000.
- o. V.: Oil find re-opens debate about export routes, in: Petroleum Economist, S. 74, 13.6.2000.
- o. V.: Oil firms to study pipeline from Caspian Sea to Iran's border, in: The Houston Chronicle, S. 8, 24.6.2001.
- o. V.: Oil from Chechnya to be transported via the Caspian Pipeline Consortium System (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 20.9.2004.
- o. V.: Oil Majors Stand By Tengiz Field Pipeline, in: The Moscow Times, No. 1385, 5.2.1998.
- o. V.: Oil ministry: Kashagan second phase expected in 2019, in: Central Asia This Week, 9.12.2011.
- o. V.: Oil pipeline agreement signed with Azerbaijan, in: Turkish national news agency, 9.3.1993.
- o. V.: Oil pipeline between China and Kazakhstan finished, in: The Times of Central Asia, 15.11.2005.
- o. V.: Oil pipeline from Kazakhstan deposits to Russian port being built apace, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.1.2000.
- o. V.: Oil pipeline from Myanmar to China proposal safer than routing through Malacca Straits, in: China Energy Report Weekly, 15.7.2004.
- o. V.: Oil pipeline from Tengiz field to Novorossiisk, in: Middle East News items, 21.12.1998.
- o. V.: Oil Pipeline Kazakhstan-China: Unreality and Reality, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.12.2005.
- o. V.: Oil pipeline linking Xinjiang with Gansu launched, in: China Energy Report Weekly, 17.9.2004.
- o. V.: Oil pipeline to China to be longer than originally planned – Kazakhstan oil boss, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.2.2004.
- o. V.: Oil swap deal refused, in: Gulf States Newsletter, S. 1, 30.11.1998.
- o. V.: Oil swap deal with Iran suspended, in: Interfax news agency, 22.10.1997.
- o. V.: Oil terminal in separatist Georgian region is mined, in: Agence France Presse, 5.5.2004.
- o. V.: Oil terminal opened at Azeri port to ship Kazakh oil to Black Sea, in: Turan news agency, 4.12.1998.
- o. V.: Oil Transportation Poses Serious Problems, in: FT Energy Newsletters –East European Energy Report, S. 3, 13.5.1992.
- o. V.: Oil Transportation Tariff of Caspian Pipeline Consortium May Be Raised (Izvestia), in: What The Papers Say (Russia), 28.8.2002.
- o. V.: Oil: Black Sea-Mediterranean pipeline project to be speeded up, in: Europe Energy, No. 445, 29.4.1995.
- o. V.: Oman oil and financial co-operation with Kazakhstan (Telegraph Agency of the Soviet Union World Service in Russian), in: BBC Summary of World Broadcasts, 22.11.1991.
- o. V.: Oman Oil Looks To Russia PM For Help, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 20, S. 1, 29.1.1996.
- o. V.: Oman oil representatives resign from Caspian pipeline consortium, in: Interfax news agency, 6.2.1996.
- o. V.: Oman set to leave Caspian pipeline consortium – Russian agency source (Interfax news agency), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 30.6.2008.
- o. V.: Oman values stake in Caspian Pipeline Consortium at \$700 mln – source, in: Central Asia General News-wire, 1.7.2008.
- o. V.: Oman, Kazakhstan Set Pipeline Project; Will Take Tengiz To as-yet Undetermined Site, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 118, S. 1, 18.6.1992.
- o. V.: Oman: Green light for Caspian oil pipeline, in: Middle East Economic Digest, S. 26, 3.2.1995.
- o. V.: Oman: Iran: Tehran looking for pipeline investors for Oman route, in: TendersInfo, 24.6.2009.
- o. V.: Oman-Kazakhstan pipeline consortium agreement signed, in: Agence France Presse, 17.6.1992.
- o. V.: Omel Bids on Oman's CPC Assets, in: International Oil Daily, 21.2.2007.
- o. V.: ONGC Mittal likely to outbid China National in PetroKazakh, in: Financial Express, 17.8.2005.
- o. V.: ONGC Mulls PetroKaz Bid, in: Oil Daily, 14.7.2005.
- o. V.: Open Door: Russia And Kazakhstan Expand Energy Ties, in: Nefte Compass, 11.2.2004.
- o. V.: Opening of key Kazakhstan-Russia oil pipeline postponed, in: Associated Press Worldstream, 26.7.2001.

- o. V.: Organization for Economic Cooperation Countries Expected to Lead Oil Production By 2010, in: Interfax Russian News, 8.10.1999.
- o. V.: Out: Russia, in: Nefte Compass, 22.9.2004.
- o. V.: Owner of Russian part of Caspian Pipeline Consortium wins suits against tax bodies, in: SKRIN Market & Corporate News, 5.6.2008.
- o. V.: Partners are split over Azeri crude export line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 40, S. 6, 26.2.1993.
- o. V.: Party Line: Moscow Holds Off On Eastern Pipeline Decision, in: Nefte Compass, 28.5.2003.
- o. V.: Payments for oil transit from Kazakhstan to equal Russian rates starting 2012, in: Russia & CIS Energy Newswire, 16.11.2011.
- o. V.: Persian Cats: Crude Imports To Iran Are Picking Up, in: Nefte Compass, 8.10.2003.
- o. V.: PetroChina plans 27b yuan expansion, in: South China Morning Post, S. 1, 15.2.2005.
- o. V.: Petrochina sees expanded Dushanzi refinery completed in October – Report, in: Xinhua Financial News, 14.3.2007.
- o. V.: PetroChina, CNPC JV makes 3.2 bln usd bid for PetroKazakhstan, in: AFX International Focus, 17.8.2005.
- o. V.: PetroKaz deal approved, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 11.11.2005.
- o. V.: PetroKaz, Lukoil Make Peace Over Turgai, in: Nefte Compass, 26.8.2010.
- o. V.: PetroKazakhstan exploration finds more oil in South Turgai basin, in: Oil & Gas Journal, 28.2.2005, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-8/exploration-development/petrokazakhstan-exploration-finds-more-oil-in-south-turgai-basin.html> (Zugriff 23.8.2011).
- o. V.: PetroKazakhstan in CPC Deal, in: International Oil Daily, 27.6.2003.
- o. V.: Petroleum: Winners and losers in great pipeline route tussle, in: IPS-Inter Press Service, 9.10.1995.
- o. V.: Petromidia refinery to process Kazakh crude, in: Central Asia This Week, 28.1.2011.
- o. V.: Phase 2 construction of Kazakh-China crude line begins, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 36, S. 6, 25.2.2004.
- o. V.: Pied Piper: Lukoil seeks CPC expansion for its Caspian crude, in: Nefte Compass, 29.4.2004.
- o. V.: Pipe Summits reveal political rather than economic foundation, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 15.3.2007.
- o. V.: Pipeline Finance, in: Gulf States Newsletter, S. 1, 6.3.2000.
- o. V.: Pipeline from Kazakhstan to China will not be built in near future –CNPC representative, in: Petroleum Report, 4.4.2001.
- o. V.: Pipeline in Kazakhstan spills over 2,500 tonnes of oil, in: News Bulletin, 8.7.2004.
- o. V.: Pipeline next plan of Oman, Chevron Kazak Triumvirate, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 121, S. 1, 23.6.1992.
- o. V.: Pipeline operator rues loss of transit deals (Kommersant), in: BBC Summary of World Broadcasts, 26.7.2000.
- o. V.: Pipeline success depends on initial volume – Azeri oil chief, in: MPA news agency, 6.3.2001.
- o. V.: Pipelines high on agenda for Medvedev's Kazakhstan visit – Kremlin source (ITAR-TASS), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 22.5.2008.
- o. V.: Pipelines, in: Oil & Gas Journal, S. 40, 22.11.1999.
- o. V.: Pipelines: Turks Continue To Push For Anti-Iran Route, in: National Journal's Daily Energy Briefing, 2.3.1998.
- o. V.: Piping Hot: Transneft Steps Up Pipeline Projects, in: Nefte Compass, 16.2.2006.
- o. V.: Planned sale of state shares in Tengizchevroil called undesirable, in: Interfax Russian News, 1.9.1999.
- o. V.: Plans to route oil via China discussed in Beijing (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 3.12.1999.
- o. V.: Political outlook, in: MEED Quarterly Report – Iran, S. 3, December 1996.
- o. V.: Politics and Chechnya continue to influence Caspian pipelines, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 6, June 1999.
- o. V.: Politics Play Havoc With Bosphorus Bypass Plans, in: Petroleum Intelligence Weekly, 23.11.2009.
- o. V.: Potential Dubendi-Batumi pipeline may become a Baku-Ceyhan MEP segment, in: AssA-Irada, 19.8.1999.
- o. V.: Pre-emption Problems at Kashagan, in: Former Soviet Union Upstream Insights, Wood Mackenzie, June 2004.
- o. V.: Premier Kazhegeldin gives Russia assurances over Turkish pipeline project, in: Interfax news agency, 21.8.1995.
- o. V.: Premier notes "importance" of new western Kazakh oil pipeline construction, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 23.5.2002.

- o. V.: President commissions first Kazakh oil tanker (Khabar TV), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 23.5.2005.
- o. V.: President Heidar Aliyev receives deputy foreign minister of Russia Boris Pastukhov, in: AssA-Irada, 27.3.1998.
- o. V.: President Nazarbayev supports Chevron joining Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 2.2.1995.
- o. V.: President Nazarbayev, Chevron executive discuss oil export problems, in: Interfax news agency, 3.10.1997.
- o. V.: President of Kazakhstan commissioned Atasu-Alashankou oil pipeline, in: Kazakhstan General Newswire, 15.12.2005.
- o. V.: President seeks diversified oil-export routes as output grows, in: Interfax news agency, 5.6.1997.
- o. V.: Presidential Elections in Kazakhstan: The Political, Economic and Development Agenda, in: Federal News Service, 17.11.2005.
- o. V.: Presindet Nazarbayev clears way for final approval of Caspian pipeline deal, in: Interfax news agency, 3.4.1997.
- o. V.: Press Briefing by Fuel and Energy Minister Viktor Kalyuzhny, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 24.2.2000.
- o. V.: Press conference with Prosecutor General Yuri Chaika RIA Novosti, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 5.12.2006.
- o. V.: Press conference with Yuri Shafranik, fuel and energy minister, in: Official Kremlin Int'l News Broadcast, 18.4.1995.
- o. V.: Pressured, Transneft Pitches New Pipeline, in: The Moscow Times, No. 2096, 21.4.2004.
- o. V.: Prime minister announces temporary halt to oil, gas privatization, in: Agence France Presse, 10.2.1998.
- o. V.: Private pipelines to be legally banned in Russia (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.12.2006.
- o. V.: Production expected to increase at North Buzachi oil field, in: Silk Road Intelligencer, 9.7.2008.
- o. V.: Production Surge in Russia, Caspian Spurs Pipeline Plans, in: International Oil Daily, 26.6.2002.
- o. V.: Project for CPC expansion to be launched in Atyrau on July 1, in: Kazakhstan General Newswire, 21.6.2011.
- o. V.: Project of Caspian Pipeline Consortium to be Commissioned in August, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 9.6.2001.
- o. V.: Property Agency To Represent Russia in CPC, in: Petroleum Report, 1.12.2004.
- o. V.: Prospects for independent development of private oil and gas business in Russia (Kommersant-Dengi), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 18.10.2004.
- o. V.: Protocol on Caspian Pipeline Consortium signed in Moscow, in: TASS, 11.3.1995.
- o. V.: Pumping of Kazakh oil into Tengiz-Novorossiysk pipeline suspended, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 29.5.2001.
- o. V.: Putin introduces his successors to Nazarbayev; and Nazarbayev introduces his son-in-law to Putin (Nezavisimaya Gazeta, No. 68), in: What the Papers Say Part A (Russia), 5.4.2006.
- o. V.: Putin signs decree transferring state's stake in CPC to Transneft as trustee, in: Russia & CIS General Newswire, 28.4.2007.
- o. V.: Putin signs law to ratify Burgas-Alexandroupolis Agreement, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 20.6.2007.
- o. V.: Rail shipments of Kazakh oil via Georgia temporarily halted, in: ITAR-TASS news agency, 7.12.1996.
- o. V.: Refining and marketing, in: Petroleum Economist, November 2007.
- o. V.: REG-Total Fina Elf. Re Agreement, in: London Stock Exchange Aggregate Regulatory News Service, 13.6.2002.
- o. V.: Regulator Asks Russian Govt. To Classify CPC As Natural Monopoly, in: Petroleum Report, 13.11.2002.
- o. V.: Regulator inspecting Caspian Pipeline Consortium, in: Central Asia General Newswire, 20.12.2006.
- o. V.: Relations with large oligarchic groups strengthen influence of Lukoil on Russian economy (Novoye Vremya, No. 41, October 1999, S. 15), in: What The Papers Say (Russia), 18.10.1999.
- o. V.: Renewed differences with Iran on oil swap deal, in: Interfax news agency, 24.3.1997.
- o. V.: Report alleges Kazakh leader's son-in-law monopolized oil exports (Respublika), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 3.4.2012.
- o. V.: Report: Kazakhstan government considering Iran pipeline, in: Associated Press World Stream, 27.11.2002.

- o. V.: Republic of Kazakhstan and Caspian Pipeline Consortium Reach Agreement on Transport Terms for Tengiz and Korolev Oil, in: PR Newswire, 22.3.1994.
- o. V.: Resolution to Caspian mess in sight? in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 236, S. 1, 8.12.1995.
- o. V.: Return of Adjara into Georgian fold should prove economic blessing, in: Agence France Presse, 6.5.2004.
- o. V.: Richardson calls Caspian pipeline deal „major victory“ for Clinton, in: Platt's Inside Energy, S. 7, 22.11.1999.
- o. V.: Romania, Kazakhstan to cooperate in transporting oil, in: Xinhua General News Agency, 22.11.2007.
- o. V.: Rosneft aims to pipe 1.2 million tons oil to China in 2007, in: Kazakhstan General Newswire, 20.12.2006.
- o. V.: Rosneft allowed to distribute Russian quotas for CPC, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 8.2.2006.
- o. V.: Rosneft And Shell Come Together In A Joint Venture (Kommersant-Daily, No. 100, S. 9), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 15.6.1996.
- o. V.: Rosneft considering Atasu-Alashankou to ship oil to China, in: Russia & CIS Energy Newswire, 8.2.2006.
- o. V.: Rosneft exec: No plans so far to export oil to China via Kazakhstan, in: Prime-Tass, 17.12.2007.
- o. V.: Rosneft expects to sign PSA on Kazakh offshore field soon, in: News Bulletin, 4.9.2003.
- o. V.: Rosneft Gets OK For Chinese Refinery, Pipe Deliveries, in: Nefte Compass, 29.11.2007.
- o. V.: Rosneft gets right to distribute Russian quotas for CPC, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 6.2.2006.
- o. V.: Rosneft negotiates the re-assignment of its quota for oil transportation via Tengiz-Novorossiysk pipeline, (Vedomosti), in: What The Papers Say (Russia), 28.2.2000.
- o. V.: Rosneft not planning to use Atasu-Alashankou pipe in 2006, in: Russia & CIS General Newswire, 12.7.2006.
- o. V.: Rosneft planning to maintain oil supplies to China at 9 mln tonnes in 2008, in: Central Asia General Newswire, 26.2.2008.
- o. V.: Rosneft ready to sell part of CPC stake, in: Interfax Russian News, 23.2.2000.
- o. V.: Rosneft to possibly boost oil deliveries to China through Kozmino, in: Russia & CIS Energy Newswire, 7.6.2012.
- o. V.: Rosneft to supply oil to China via the pipeline in Kazakhstan (RBC daily), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 14.10.2005.
- o. V.: Rosneft to support CPC expansion, only in tandem with Burgas-Alexandroupolis, in: Central Asia General Newswire, 24.4.2006.
- o. V.: Rosneft to transport oil to China via Kazakhstan, (Vedomosti), An in-depth look at the Russian press, November 27, in: RIA Novosti, 27.7.2007.
- o. V.: Rosneft wants right to ship Russian oil from Kazakhstan to China, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 12.10.2005.
- o. V.: Rosneft Wants to Boost Oil Deliveries to China, in: Eastbusiness, 10.11.2006.
- o. V.: Rosneft, Sibneft, TNK-BP may join Burgas-Alexandroupolis consortium, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 10.3.2006.
- o. V.: Rosneft-Shell venture to pump Russian oil through CPC, in: Business Report, 16.9.2004.
- o. V.: Rosprirodnadzor becomes an all-purpose tool in the hands of the State (Nezavisimaya Gazeta), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 16.10.2006.
- o. V.: Rostekhnadzor fails to uncover CPC violations, in: Kazakhstan General Newswire, 26.1.2007.
- o. V.: Roundup: China, Kazakhstan issue statement on developing all-round strategic partnership, in: Xinhua General Newswire Service, 13.6.2011.
- o. V.: Royal Dutch/Shell others in talks on Kazakhstan-Turkey pipeline project, in: AFX News, 9.12.1998.
- o. V.: Rusenergy: Kazakhstan offers transit routes for Russian oil, in: Prime-Tass, 15.9.2003.
- o. V.: Rusenergy: Pipeline from Kazakhstan to China at crossroads, in: Prime-Tass, 5.5.2003.
- o. V.: Russia against changes to Kazakh pipeline deal – Fuel Ministry (Interfax news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 10.11.1994.
- o. V.: Russia agrees to buy Oman's 7% stake in Caspian Pipeline Consortium (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 5.9.2008.
- o. V.: Russia and Kazakhstan have coinciding energy interests, in: RIA Novosti, 15.2.2001.
- o. V.: Russia and Kazakhstan sign Caspian Sea accord, in: FT Energy Newsletters – East European Report, S. 15-16, 1.7.1998.
- o. V.: Russia and Kazakhstan strengthen cooperation in energy sphere, in: Kazakhstan Today, 8.5.2008.
- o. V.: Russia and Kazakhstan to cooperate on Caspian oil project, in: Interfax news agency, 23.1.1995.
- o. V.: Russia and Kazakhstan to discuss joint energy and military efforts, in: Russian Economic News, 14.2.2001.

- o. V.: Russia and Turkey intend to build an oil refinery (Vzglyad), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 17.8.2009.
- o. V.: Russia approves draft agreement on Kazakh oil transit (Part 2), in: News Bulletin, 5.6.2002.
- o. V.: Russia Becomes Newest Partner in Caspian Pipeline Consortium; New Venture Incorporated By Founding Members, in: PR Newswire, 23.7.1992.
- o. V.: Russia bewildered by not being invited to Caspian conference, in: Interfax Russian News, 4.3.1998.
- o. V.: Russia Blames Kazakhs Over China Pipeline Failure, in: Nefte Compass, 15.2.2007.
- o. V.: Russia blocking expansion of Kazakh oil pipeline: report, in: Agence France Presse, 13.11.2006.
- o. V.: Russia buys Oman's stake (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 5.11.2008.
- o. V.: Russia calls for change in CPC tariffs before expansion, in: Petroleum Report, 30.3.2005.
- o. V.: Russia calls for higher oil transit tariffs on Caspian pipeline network, in: Prime-TASS news agency, 9.9.2002.
- o. V.: Russia completes construction of key Kazakh oil pipeline, in: Agence France Presse, 22.11.2000.
- o. V.: Russia could buy out Oman's stake in Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, July 3, in: RIA Novosti, 3.7.2008.
- o. V.: Russia could export 5 mln tpy oil to China via Kazakhstan from 2008 – minister, in: Central Asia General Newswire, 26.11.2007.
- o. V.: Russia could increase stake in Caspian Pipeline Consortium in 2009, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 13.1.2009.
- o. V.: Russia Demands Increase of Tariffs by Caspian Pipeline Consortium (Vedomosti), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 30.3.2005.
- o. V.: Russia Disapproves as Kazakhstan joins Baku-Ceyhan oil mainline project, in: RIA Novosti, 14.3.2001.
- o. V.: Russia Does Not Rule Out Other Countries' Participation In Burgas-Alexandrou Oil Pipeline Construction Project (Segodnya, No. 200, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 20.10.1995.
- o. V.: Russia emphasises oil export pipelines but EBRD reticent, in: FT Energy Newsletter - East European Energy Report, S. 4, 27.3.1995.
- o. V.: Russia Energy Minister Negotiates Oil Deals With Azerbaijan, in: The Associated Press, 19.11.1993.
- o. V.: Russia energy minister visits Baku; discusses investment in oil, in: Turan news agency, 26.11.1993.
- o. V.: Russia favors diverse transportation of Caspian resources – Kalyuzhny, in: News Bulletin, 22.2.2002.
- o. V.: Russia gets in way of big Kazakh, Chevron oil project, in: Prime-Tass English-language Business Newswire, 16.10.2007.
- o. V.: Russia hails cooperation with Kazakhstan, creation of Single Economic Space, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 8.10.2003.
- o. V.: Russia has reserve facilities to transport Azerbaijani, Kazakh oil – deputy minister, in: Interfax Russian News, 6.4.2000.
- o. V.: Russia has strong position in the use of Caspian natural resources, in: Interfax Russian News, 12.2.2001.
- o. V.: Russia hints of gas supply cutoff to Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 142, S. 2, 25.7.1994.
- o. V.: Russia Hopes For Quick Resolution To Conflict Surrounding CPC, in: Petroleum Report, 23.10.2002.
- o. V.: Russia in talks to sell part of 7% stake in CPC to Kazakhstan, in: Prime-Tass English-language Business Newswire, 11.11.2008.
- o. V.: Russia initiates SCO energy club, in: RIA Novosti, 21.6.2006.
- o. V.: Russia insists on equal rights for all CPC shareholders, in: TASS, 2.6.2005.
- o. V.: Russia invites Kazakhstan to use oil pipe bypassing Chechnya, in: Interfax Russian News, 11.4.2000.
- o. V.: Russia Kazakhstan Agree to Boost CPC Capacity, in: Interfax Russian News, 7.5.2008.
- o. V.: Russia looks to up Kazakh transit to maintain light crude export volume, in: Central Asia General Newswire, 13.12.2011.
- o. V.: Russia may allow Kazakhstan to export oil from Russia for Karachaganak gas condensate, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 28.1.2002.
- o. V.: Russia may change laws on CPC, in: Petroleum Report, 6.10.2004.
- o. V.: Russia may join Kazakhstan-China Oil Pipeline, in: RIA Novosti, 27.9.2004.
- o. V.: Russia might give KazMunayGas use of CPC Co pipeline quota, in: Central Asia General Newswire, 17.12.2010.
- o. V.: Russia mulls transferring CPC stake to Transneft, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 19.1.2006.
- o. V.: Russia not restricting transit of Kazakh oil, in: Interfax Russian News, 21.2.2001.
- o. V.: Russia offers sweetener for exporting Azeri oil, in: Interfax news agency, 4.9.1995.
- o. V.: Russia plans to make another price hike proposal to CPC, in: Central Asia General Newswire, 29.12.2006.

- o. V.: Russia prepares bill to block Chevron's CPC oil pipeline from Kazakhstan – report, in: AFX.COM, 14.12.2006.
- o. V.: Russia presses to change CPC rules, in: Nefte Compass, 26.11.2004.
- o. V.: Russia remains main partner in hydrocarbon production – Kazakh PM, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 30.5.2006.
- o. V.: Russia seeks further oil outlets any may bring in Western JVs, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 2, 27.9.1994.
- o. V.: Russia Speeding Up Tengiz-Novorossiysk Oil Pipeline Construction (Biznes Segodnya, No. 24), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.3.1994.
- o. V.: Russia supports proposal to increase CPC capacity – Yusufov, in: Business Report, 25.9.2002.
- o. V.: Russia to supply 12 mln tonnes of oil to Kazakh-China pipe, in: Petroleum Report, 26.5.2004.
- o. V.: Russia to supply 2,5 Million kwt/h of electric power to Byelorussia before the year is out, in: Russian Economic News, 15.7.1999.
- o. V.: Russia to supply crude to China through Kazakh pipeline, in: Eastbusiness, 11.4.2006.
- o. V.: Russia to transfer pipeline assets to Caspian consortium for export Kazakh oil (Interfax news agency), in: BBC Summary Of World Broadcasts, 29.12.1994.
- o. V.: Russia to Use Caspian Pipeline Consortium System, in: Izvestiya, Economic Press Review, 13.9.2004.
- o. V.: Russia wades in to stop Baku-Ceyhan resurfacing, in: Hart's Petroleum Asian News, Vol. 3, No. 45, 15.11.1999.
- o. V.: Russia wants \$20Mln spent on updating feasibility study on CPC expansion, in: Central Asia General Newswire, 3.4.2008.
- o. V.: Russia wants CPC to achieve greater capacity – Gordeyev, in: TASS, 4.12.2003.
- o. V.: Russia wants formal processing of CPC rate hike, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 25.1.2006.
- o. V.: Russia wants Kazakh oil to be transported via Russia, not Baku-Ceyhan pipeline, in: AFX European Focus, 19.3.2001.
- o. V.: Russia wins Kazakh-Azeri crude PL routing contest over Turkey, Iran, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 209, S. 1, 27.10.1992.
- o. V.: Russia, Azerbaijan sign oil pact, in: United Press International, 18.1.1996.
- o. V.: Russia, in: Petroleum Intelligence Weekly, 17.1.2005.
- o. V.: Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 221, S. 6, 16.11.1998.
- o. V.: Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 64, S. 6, 6.4.1999.
- o. V.: Russia, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 126, S. 6, 2.7.2002.
- o. V.: Russia, Iran stand against laying pipeline on Caspian bottom, in: Xinhua News Agency, 25.2.1998.
- o. V.: Russia, Kazakhstan agree CPC expansion terms, in: Petroleum Report, 25.8.2004.
- o. V.: Russia, Kazakhstan agree on principle for dividing Caspian Sea, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 21.5.2002.
- o. V.: Russia, Kazakhstan agree to divide Caspian Sea oil, in: Agence France Presse, 9.4.1998.
- o. V.: Russia, Kazakhstan amend oil transit tariff policy, in: Central Asia General Newswire, 23.11.2009.
- o. V.: Russia, Kazakhstan and Oman Agree to Start Construction of Phase One of the Caspian Oil Pipeline, in: PR Newswire, 19.1.1995.
- o. V.: Russia, Kazakhstan discuss CPC expansion, in: Central Asia General Newswire, 16.3.2007.
- o. V.: Russia, Kazakhstan discuss oil export routes, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 26.4.2000.
- o. V.: Russia, Kazakhstan find common ground on CPC expansion (Part 2), in: Central Asia General Newswire, 7.5.2008.
- o. V.: Russia, Kazakhstan negotiating joint supplies to China, in: Prime-Tass, 4.2.2004.
- o. V.: Russia, Kazakhstan reach agreement on disputed Caspian oil field, in: Interfax news agency, 29.11.2001.
- o. V.: Russia, Kazakhstan to confirm economic commitments, in: ITAR-TASS news agency, 19.6.2000.
- o. V.: Russia, Kazakhstan to decide whether to buy Oman stake in CPC in 2 weeks – source, in: Central Asia General Newswire, 25.9.2008.
- o. V.: Russia, Kazakhstan to Discuss Energy Cooperation, in: Interfax Russian News, 14.2.2000.
- o. V.: Russia, Kazakhstan to sign long-term oil transit deal (ITAR-TASS news agency), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.5.2002.
- o. V.: Russia, Kazakhstan, Oman to begin oil pipeline, in: Interfax news agency, 19.1.1995.
- o. V.: Russia, Oman discuss deal to purchase stake in CPC, in: Central Asia General Newswire, 16.7.2008.
- o. V.: Russia/Kazakhstan: CPC companies to sign investment decision to expand pipeline, in: Vedomosti (Esmerk), S. 7, 14.12.2010.
- o. V.: Russia: CPC delay blamed on missing hoses, in: InfoProd, 1.10.2001.

- o. V.: Russia: Maltese connection to one billion Russian Omani pipeline deal, in: TendersInfo, 11.11.2008.
- o. V.: Russia: Putin intends to discuss Russian-US energy cooperation at summit, in: World Stream Connection, 23.9.2003.
- o. V.: Russia: Rosneft negotiates purchase of 46% in LukArco, in: Kommersant (Esmerk), S. 9, 17.6.2010.
- o. V.: Russia: Transneft president Vaynshtok comments on new oil pipeline projects (Kommersant), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 20.3.2007.
- o. V.: Russia's Accounting Chamber critical about Russia's participation in CPC, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 13.6.2005.
- o. V.: Russia's energy ministry to revisit agreement with Kazakhstan on oil transit till 2020, in: Kazakhstan General Newswire, 22.1.2009.
- o. V.: Russia's FEC wants CPC to be considered natural monopoly, in: Prime-Tass, 18.2.2004.
- o. V.: Russia's Mikhailov, Abdulatipov likely to join Chechen oil pipeline talks, in: AFX News, 2.9.1997.
- o. V.: Russia's Transneft captures transit business, in: Petroleum Economist, November 2001.
- o. V.: Russia's Transneft says BP's attitude to CPC expansion „blackmail“, in: Prime-Tass, 1.12.2008.
- o. V.: Russia-Lukoil-Kazakhstan-Plans, in: Central Asia General Newswire, 29.9.2005.
- o. V.: Russian banks may help fund Caspian oil pipeline, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 18, 26.4.1995.
- o. V.: Russian companies may use Kazakh pipeline for oil export to China (rusenergy.com), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 28.10.2005.
- o. V.: Russian company want to bring more Kazakh oil to Russia, in: Interfax news agency, 20.1.1999.
- o. V.: Russian company wants to use Kazakh pipeline to export oil to China (Prime-Tass), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 22.10.2004.
- o. V.: Russian cos want to supply 1.3 mln tns of oil via Kazakh-Chinese pipe, in: Prime-Tass, 25.4.2006.
- o. V.: Russian customs agency to verify compliance with customs duty procedure for oil exports to Kazakhstan, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 8.7.2007.
- o. V.: Russian firms exporting more crude oil to Iran, in: Oil & Gas Journal, S. 32, 10.3.2003.
- o. V.: Russian firms yet to announce 2007 plans for Atasu-Alashankou pipeline, in: Central Asia General Newswire, 7.12.2006.
- o. V.: Russian government's irrationality rankles U.S. business, in: Prime-Tass, 15.7.2004.
- o. V.: Russian govt fulfils its obligations to CPC – Transport Ministry, in: News Bulletin, 15.10.2001.
- o. V.: Russian govt orders increase in CPC efficiency, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 7.3.2007.
- o. V.: Russian govt prepares decree on transfer of Oman's stake in CPC to Transneft, in: Central Asia General Newswire, 22.6.2009.
- o. V.: Russian high crt refuses CPC-P's claim to return 1.5 bln rbl tax, in: Prime-Tass, 10.1.2013.
- o. V.: Russian ministry proposes checking CPC safety ahead of Sochi Olympics, in: Central Asia General Newswire, 10.1.2013.
- o. V.: Russian newspaper describes Dagestan pipeline plan as „political“ (Segodnya), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 30.10.1999.
- o. V.: Russian official denies objections to Baku-Ceyhan pipeline, in: Associated Press Worldstream, 14.3.2001.
- o. V.: Russian official strongly opposes Kazakh oil delivery via Caspian, in: The Times of Central Asia, 21.7.2006.
- o. V.: Russian officials state that the US is moving towards a confrontation with Moscow (Russky Telegraf, S. 1), in: What The Papers Say (Russia), 29.4.1998.
- o. V.: Russian oil will flow to China via Kazakhstan refinery (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 1.11.2006.
- o. V.: Russian participation a must to send Caspian oil west, Kazakhstan's president says, in: Central Europe Energy Weekly, 31.3.2007.
- o. V.: Russian Pipe Maker Signs \$ 86,6 mln Contract with CPC, in: Interfax news agency, 21.12.1998.
- o. V.: Russian pipeline operator sounds warning over Caspian plan, in: Interfax news agency, 31.5.2001.
- o. V.: Russian stake in CPC could be eroded – source, in: Business Report, 4.5.2005.
- o. V.: Russian, Kazakh presidents reach agreement on oil fields, proving grounds (RTR TV), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 4.4.2006.
- o. V.: Russians query Caspian pipe, in: Middle East Economic Digest, S. 18, 29.11.1996.
- o. V.: Russian-U.S. WTO deal benefits economic cooperation – Ambassador Burns, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 16.11.2006.
- o. V.: S Korea signs on to trans-Iran pipeline, in: Press TV, 7.10.2011.
- o. V.: Samruk-Kazyna Sovereign Fund holds extended sitting, in: Kazakhstan Government News, 12.8.2010.
- o. V.: SCO gives top priority to energy cooperation, in: China Energy Newswire, 18.9.2006.

- o. V.: Second Caspian-Iran Pipe Tender, in: Hart's Daily Petroleum Monitor, 22.6.1998.
- o. V.: Second ex-Soviet republic joins pipeline project, in: United Press International, 6.7.1992.
- o. V.: Second ex-Soviet republic joins pipeline project, in: United Press International, 6.7.1992.
- o. V.: Second Glance: Rosneft Joins Queue For Kazakh-Chinese Line, in: Nefte Compass, 13.10.2005.
- o. V.: Secretary Pena Praises Progress On Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 23.5.1998.
- o. V.: Shakh Deniz Agreement Seen In Weeks, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 231, S. 7, 1.12.1995.
- o. V.: Shareholders give preliminary consent to augment Caspian Pipeline capacity, in: News Bulletin, 25.6.2003.
- o. V.: Shareholders of CPC Achieved Progress at Negotiations on the Terms for Broadening of the Pipeline System (AK&M agency), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 23.5.2005.
- o. V.: Shareholders spats delay Burgas-Alexandroupolis pipeline (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, March 25, in: RIA Novosti, 25.3.2008.
- o. V.: Shareholders' signatures on the Burgas-Alexandroupolis oil pipeline, in: Prometheus Gas, 1.2.2008, <http://www.prometheusgas.gr/view.asp?pid=543&cid=&sid=45&ssid=&lang=1> (Zugriff 2.8.2011).
- o. V.: Shell acquires Kerr-McGee assets in Kazakhstan, in: PennEnergy, 2.6.2003, <http://www.pennenergy.com/index/petroleum/display/167897/articles/offshore/top-stories-general-interest/shell-acquires-kerr-mcgee-assets-in-kazakhstan.html> (Zugriff 20.7.2011).
- o. V.: Shell may block oil deal with Chinese, in: FT Investor, 6.5.2003.
- o. V.: Shell mulls transportation oil from Kazakh fields via BTC pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 11.4.2007.
- o. V.: Shell unit, Russia's Rosneft form joint venture for stake in Caspian pipeline, in: AFX News, 14.11.1996.
- o. V.: Shipments of Kazakh oil resume across Azerbaijan, in: Turan news agency, 5.3.1999.
- o. V.: Siemens and BMB form venture for Kazakh oil and power deal, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 16, 25.8.1995.
- o. V.: Sino-Kazak pipeline transports 20 mln tons of oil to China, in: Xinhua General News Service, 25.1. 2010.
- o. V.: Sino-Kazakhstan Oil Pipeline Starts Construction, in: SinoCast, 29.9.2004.
- o. V.: Sino-Kazakhstan Trade Has Bright Future, in: Xinhua General News Service, 27.3.2000.
- o. V.: Sinopec's Shengli Oilfield Ventures Offshore For First Time Into Kazakhstan, in: China Energy Report Weekly, 2.1.2004.
- o. V.: Slavneft Carve-Up Deal Finally Agreed, in: International Oil Daily, 22.6.2005.
- o. V.: Socar Black Sea terminal starts oil transshipments, in: AssA-Irada, 20.5.2010.
- o. V.: SOCAR to double capacity at Kulevi port, in: Oil & Gas Journal, S. 11, 10.5.2010.
- o. V.: Socar to increase BTC capacity up to 2 million bpd until 2020, in: TendersInfo, 8.10.2010.
- o. V.: Socar to start Kazakh oil shipments from Kulevi terminal next year, in: Kazakhstan Today, 23.11.2009.
- o. V.: SOCAR Trading aims to increase competitiveness of SOCAR at world markets: interview with SOCAR MEOD head, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 8.7.2009.
- o. V.: Socar, Kazmunaigaz sign trans-Caspian project deal, in: AssA-Irada, 8.8.2007.
- o. V.: Socar, Kazmunaygas sign agreement on key principles of Trans-Caspian project, in: Central Asia General Newswire, 14.11.2008.
- o. V.: Socar's Aliyev says \$3 bln needed to link Kazakhstan with BTC, in: Prime-Tass, 18.4.2005.
- o. V.: Special Report: Construction, in: Middle East Economic Digest, S. 23, 22.3.1996.
- o. V.: Special Report: Turkey, in: Middle East Economic Digest, S. 7, August 1997.
- o. V.: Stage 2 Doubts Lead Kazakhs To Hold Pipe Assets, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 51, S. 1, 15.3.1995.
- o. V.: Start of Kazakhstan-China oil pipeline postponed until 2005, in: Business Report, 20.4.2004.
- o. V.: Start of Russian CPC Oil Supplies Postponed, in: Business Report, 27.4.2004.
- o. V.: State commission considers technical scheme of transport agreement on BTC, Azeri energy minister assures, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 14.2.2006.
- o. V.: State to produce 28 mln tons of oil in 98, in: Middle East News Items, 19.10.1998.
- o. V.: Statement by Vladimir Putin and Nursultan Nazarbayev, in: RIA Novosti, 20.6.2000.
- o. V.: Statement on the Legal Framework Agreement for the Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline, in: Public Papers of the President, 28.4.2000.
- o. V.: Strategy moves by oil companies impact Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 17.2.2001.
- o. V.: Supporters of pipeline woo oil companies in Kazakhstan, in: Agence France Presse, 1.3.2001.
- o. V.: Surgutneftegas pumps 125,000 tonnes of oil via CPC pipeline, in: Business Report, 26.11.2004.
- o. V.: Talks on Kazakh inclusion in BTC project set for March, in: Russia & CIS Energy Newswire, 28.2.2006.
- o. V.: Tamraz determined on Caspian project, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 135, S. 1, 17.7.1995.

- o. V.: Tankers to help fill BTC pipeline early, in: Petroleum Report, 18.8.2005.
- o. V.: Target Date For Caspian Line Is 2000, Official Says, in: Platts Oilgram News, Vol. 75, No. 193, S. 5, 6.10.1997.
- o. V.: Tariffs applied to Kazakhstani vessels by Makhachkala and Azeri ports are discriminatory, in: Kazakhstan General Newswire, 13.2.2007.
- o. V.: Tax Agencies Charge CPC \$290 mn in Back Taxes, in: Russian Financial Control Monitoring: Business News (English), 13.7.2007.
- o. V.: Tax authorities lodge claims against KTK-R, in: Central Asia General Newswire, 26.7.2006.
- o. V.: TCO signed agreements on oil exports by Caspian Sea, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 28.11.2005.
- o. V.: TCO southern export route a temporary solution, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 29.11.2005.
- o. V.: TCO Southern Export Route a Temporary Solution, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 1.12.2005.
- o. V.: Tehran proposes regional oil talks: Central Asian, Transcaucasia Energy Links Sought, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 166, S. 1, 26.8.1992.
- o. V.: Tengiz Crude Reaches Output Cost of US\$ 2/BBL, in: Hart's Asian Petroleum News, Vol. 3, No. 40, 11.10.1999.
- o. V.: Tengiz faces deadlock over southern export route, in: Nefte Compass, 8.5.2008.
- o. V.: Tengiz flows halt via BTC, in: International Oil Daily, 18.2.2010.
- o. V.: Tengiz oil export route (Russia's Radio), in: BBC Summary of World Broadcasts, 13.12.1991.
- o. V.: Tengiz Oil Heading West, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 234, S. 5, 3.12.1997.
- o. V.: Tengiz Oil Will Bypass Russia (Kommersant-Daily, S. 5), in: What The Papers Say (Russia), 13.3.1998.
- o. V.: Tengiz Output Boost For 2008, in: BMI Emerging Europe Oil and Gas Insights, 1.2.2008.
- o. V.: Tengiz Partners to Approve \$3 Billion Expansion, in: International Oil Daily, 1.10.2002.
- o. V.: Tengiz Pipeline Costs Rise, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 17, 1.8.1998.
- o. V.: Tengiz pipeline dispute casts long shadows in Kazakhstan, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 1, 24.5.1994.
- o. V.: Tengiz Troubles Damage Chevron, Kazakh Alike, in: Petroleum Intelligence Weekly, 19.11.2002.
- o. V.: TengizChevrOil (TCO) Sour Gas Injection and Second Generation Project, Tengiz Oil Field, Kazakhstan, in: Hydrocarbons-technology.com, 2004, http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tengiz_chevr_oil/ (Zugriff 13.7.2011).
- o. V.: Tengizchevroil Completes Five Years of Operation at the Tengiz Oil Field In Kazakhstan, in: PR Newswire, 6.4.1998.
- o. V.: Tengizchevroil considers change in oil export routes, in: Central Asia This Week, 13.8.2010.
- o. V.: TengizChevroil mulling use of various oil export routes, in: News Bulletin, 24.8.2004.
- o. V.: TengizChevroil ready to transport 20 mln tonnes of oil to Georgia through Azerbaijan, in: Central Asia General Newswire, 6.6.2007.
- o. V.: TengizChevroil to boost investment 46%, in: Business Report, 25.8.2004.
- o. V.: Tengizchevroil to increase production capacity as CPC opens, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 30.7.2001.
- o. V.: Tengizchevroil to produce 27 mln tones annually by 2010, in: Business Report, 16.11.2005.
- o. V.: Tengiz-Novorossiisk Pipeline Construction To Begin By The End Of 1998 (Panorama, S. 9), in: What The Papers Say (Russia), 6.4.1998.
- o. V.: Test cargo of Tengiz crude oil to be shipped from Georgia soon: sources, in: Platt's Oilgram Price Report, Vol. 74, No. 200, S. 10, 15.10.1996.
- o. V.: Texaco's Kazakh exports, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 184, S. 2, 24.9.1999.
- o. V.: Text of Ankara Declaration Supporting Baku-Ceyhan Pipeline, in: Anatolia news agency, 29.10.1998.
- o. V.: The Baku-Supsa Pipeline Will Not Be Completed Until The End Of March 1999 (Russky Telegraf, S. 4), in: What the Papers Say (Russia), 6.3.1998.
- o. V.: The Caspian Sea As the Focal Point of Iranian Energy Interests (Vremya Novosti), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 21.4.2010.
- o. V.: The Chinese Dragon Reaches Kazakhstan (Nezavisimaya Gazeta, S. 3), in: What the Papers Say (Russia), 27.9.1997.
- o. V.: The Costs of Broadening of the Pipeline of the Caspian Pipeline Consortium Reached \$2.5 Billion (RBC Daily), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.6.2008.
- o. V.: The energy significance of Russian/Chechen conflict, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 20.1.1995.

- o. V.: The Kashagan project is getting more costly (Delovaya Nedelya), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 10.9.2010.
- o. V.: The Kazakh Hope For Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 11.11.1999.
- o. V.: The Only Way Out, in: Petroleum Economist, S. 33, 12.8.1998.
- o. V.: The Power of political intimacy, in: Asianmoney, May 2007.
- o. V.: The Scramble For Oil's Last Frontier, in: Businessweek, 11.1.1993,
<http://www.businessweek.com/stories/1993-01-10/the-scramble-for-oils-last-frontier> (Zugriff 3.6.2010).
- o. V.: The Sole Russian Private Oil Pipeline May Go Bankrupt (Kommersant)in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 15.11.2006.
- o. V.: The straits and narrow: Turkey to slap insurance obligation on tankers, in: Agence France Presse, 8.9.1998.
- o. V.: The United States Supports Multiple Pipelines To Transport Oil, in: Inside Energy, S. 6, 17.11.1997.
- o. V.: The White House View, in: The Iran Brief, 6.10.1997.
- o. V.: Third Kazakh oil producer invites bids, in: United Press International, 9.8.1996.
- o. V.: Three-phased plan to transfer Caspian oil unveiled, in: IRNA news agency, 3.6.1998.
- o. V.: Ties with China top priority – Kazakh foreign minister, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 15.12.2004.
- o. V.: Timetable for Caspian Pipeline Consortium May be moved up, in: Middle East News Items, 19.10.1998.
- o. V.: TNG, CNPC set up venture to build Kenkiyak-Atyrau pipeline, in: News Bulletin, 13.12.2001.
- o. V.: TNK-BP cleared to export 500,000 tonnes of oil to China in 2008, Gazprom Neft refused, in: Central Asia General Newswire, 19.3.2008.
- o. V.: TNK-BP hopes to start direct oil supplies to China, in: Central Asia General Newswire, 13.2.2007.
- o. V.: TNK-BP hopes to start exporting oil to China through Atasu-Alashankou Pipeline, in: Kazakhstan General Newswire, 22.11.2006.
- o. V.: TNK-BP Plan Siberian Terminal, in: International Oil Daily, 3.8.2006.
- o. V.: TNK-BP plans to ship more oil to China in Q2, in: China Energy Newswire, 20.2.2008.
- o. V.: TNK-BP reduces, Rosneft increases supplies to CPC, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 29.9.2006.
- o. V.: TNK-BP to supply 3.6 mln bbls of oil to China in 1Q08, in: RIA Novosti, 5.12.2007.
- o. V.: TNK-BP working to supply oil to China on Kazakh pipeline, in: Russia & CIS Business and Financial Newswire, 7.11.2007.
- o. V.: TNK-BP, Gazprom Neft to export 300,000 tonnes of oil to China, in: Central Asia General Newswire, 20.12.2007.
- o. V.: TNK-BP, Rosneft, Sibneft, Chevron to found pipeline company, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 26.4.2006.
- o. V.: TNK-BP: The first tanker, in: SKRIN Market & Corporate News, 4.12.2009.
- o. V.: TNK-BP's Tony Considine Outlines Company's View, in: Nefte Compass, 22.2.2007.
- o. V.: Total, ExxonMobil call on Kazakhstan to resolve several issues with oil transport system, in: Central Asia General Newswire, 15.6.2007.
- o. V.: TotalFinaElf BTC Pipeline project, in: London Stock Exchange Aggregated regulatory News Service, 18.9.2002.
- o. V.: TotalFinaElf hopes to sign pipeline agreement with KazTransOil in 2001, in: Interfax Russian News, 8.12.2000.
- o. V.: TotalFinaElf reportedly to do feasibility study for Kazakhstan-Iran Pipeline, in: AFX European Focus, 9.10.2000.
- o. V.: TotalFinaElf sees two pipelines for Caspian oil, in: Reuters English News Service, 29.10.2001.
- o. V.: TotalFinaElf unavailable to comment on reported Iran pipeline study, in: AFX European Focus, 28.5.2001.
- o. V.: TotalFinaElf, Kazakhstan discussing oil pipeline to Iran, in: AFX European Focus, 20.5.2002.
- o. V.: Townshend sees no need for new pipe to bring Kazakh oil to BTC, in: Prime-Tass, 3.9.2003.
- o. V.: Trans-Balkan pipeline stalls (Kommersant), An in-depth look at the Russian press, June 19, in: RIA Novosti, 19.6.2008.
- o. V.: Trans-Caspian Aktau-Baku oil pipeline to be built: Azeri official, in: Agence France Presse, 7.12.2002.
- o. V.: Trans-Caspian oil pipeline to be launched in August, in: ITAR-TASS news agency, 5.6.2001.
- o. V.: Trans-Caspian oil pipeline wasteful unless large amount of oil found on Kazakh shelf, in: Interfax Russian News, 1.3.2001.
- o. V.: Trans-Caspian pipeline construction only possible upon consent of all Caspian states вЂ" Kazakh FM, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 22.5.2006.

- o. V.: Transcaspian pipeline unprofitable at present, says Kazakh Premier Balgymbayev, in: AssA-Irada, 26.10.1998.
- o. V.: Trans-Caspian Pipes on Agenda, in: International Oil Daily, 4.3.2008.
- o. V.: Trans-Caspian Tender to Open, in: International Oil Daily, 4.6.2010.
- o. V.: Transfer of CPC to Transneft management will lift political pressure – Khristenko, in: Russia & CIS General Newswire, 12.12.2006.
- o. V.: Transit of Kazakh oil via Azerbaijan plunges, in: Turan news agency, 28.8.2002.
- o. V.: Transit of Kazakh oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline boosts regional security (Interview with Kaigeldy Kabyldin, in: Panorama, S. 9), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 19.9.2008.
- o. V.: Transit of Kazakh oil via Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline boosts regional security (Panorama), in: BBC Monitoring Central Asia Unit, 27.9.2008.
- o. V.: Transneft and KazTransOil discuss cooperation in infrastructure projects, in: Kazakhstan General Newswire, 2.3.2009.
- o. V.: Transneft and KazTransOil to study possibility of investment to Atyrau-Samara, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 20.2.2006.
- o. V.: Transneft awaits confirmation on oil volume in Atyrau-Samara pipe, in: Russia & CIS Oil and Gas Weekly, 14.6.2006.
- o. V.: Transneft Backed in CPC, in: International Oil Daily, 22.6.2006.
- o. V.: Transneft Blocks CPC Expansion, in: International Oil Daily, 10.3.2008.
- o. V.: Transneft can cover transit needs for Caspian region in next 10 years, in: Petroleum Report, 17.9.2003.
- o. V.: Transneft capacity to expand 16%, in: Petroleum Report, 13.4.2005.
- o. V.: Transneft confirms possibility of using Atasu-Alashankou pipe, in: Central Asia General Newswire, 25.4.2006.
- o. V.: Transneft could pump 7 mln tonnes Russian oil to China in 2007, in: Central Asia General Newswire, 31.10.2006.
- o. V.: Transneft does not question expediency of CPC project – Vainshtok, in: News Bulletin, 5.6.2001.
- o. V.: Transneft executives are unprepared for appearance of competitor in form of Caspian Pipeline Consortium (VolgaNet Communications), in: What The Papers Say (Russia), 8.6.2001.
- o. V.: Transneft expects Kazakhstan to confirm its future shipments via the Atyrau-Samara pipeline, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 13.6.2006.
- o. V.: Transneft hopes for agreement with BP on CPC expansion before end of Sept, in: Central Asia General Newswire, 11.9.2008
- o. V.: Transneft may manage Russia's stake in Caspian Pipeline Consortium, in: SKRIN Market & Corporate News, 13.1.2006.
- o. V.: Transneft mulling construction of pipeline parallel to CPC, in: Russia & CIS Business & Financial Daily, 12.11.2008.
- o. V.: Transneft president says Chevron, KazMunayGaz interested in Burgas-Alexandroupolis project, in: Kazakhstan General Newswire, 25.4.2006.
- o. V.: Transneft proposes to CPC to issue \$ 5 bln in Eurobonds to restructure debt, in: Kazakhstan General Newswire, 4.7.2007.
- o. V.: Transneft proposing to cut costs of CTC, in: Vedomosti (Esmerk), S. 7, 9.8.2011.
- o. V.: Transneft Pushes CPC Bond, in: International Oil Daily, 16.7.2007.
- o. V.: Transneft ready to protect Russia's CPC interests, in: Kazakhstan General Newswire, 9.2.2006.
- o. V.: Transneft receives trust management of 24% in Caspian Pipeline Consortium, in: Kazakhstan General Newswire, 11.6.2007.
- o. V.: Transneft suggests options for transport of Kazakh-Russian blend, in: Petroleum Report, 25.7.2001.
- o. V.: Transneft to extend Chechen bypass to Caspian port, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 50, S. 6, 14.3.2000.
- o. V.: Transneft to persist in achieving reliable, safe oil pipeline operation, in: Petroleum Report, 28.2.2001.
- o. V.: Transneft unaware of Russian interest in Atasu-Alashankou oil pipeline, in: Central Asia General Newswire, 20.8.2012.
- o. V.: Transneft will not take part in the Caspian Pipeline Consortium (Kommersant), in: What The Papers Say (Russia), 31.7.2000.
- o. V.: Transneft, KazMunaiGas, Chevron confirmed as mgmt companies for CPC expansion, in: Kazakhstan General Newswire, 12.2.2010.
- o. V.: Transneft: BP agrees to leave CPC project, in: IntelliNews, Kazakhstan Today, 19.12.2008.
- o. V.: Transneft: Kazakhstan interested in Burgas-Alexandroupolis proj, in: Prime-Tass, 18.3.2009.

- o. V.: Transportation accord signed for Azeri oil, in: Oil & Gas Journal, S. 104, 11.3.1996.
- o. V.: Transportation ministry offered unprecedented discount on railroad oil transportation (Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 4.8.2006.
- o. V.: Transportation of Kazakh oil via BTC to start in Q2, 2007 – Socar, in: Central Asia General Newswire, 29.6.2006.
- o. V.: Transportation of Russian oil through Atasu-Alashankou Pipeline may start in 2007, in: Central Asia General Newswire, 1.6.2007.
- o. V.: Transporting Kazakh Oil by Sea Could Create Traffic Problems, in: Petroleum Report, 4.4.2001.
- o. V.: Transshipments through Aktau seaport rises by 28% y/y to 3.2 tons in Q1/09, in: Kazakhstan Today, 13.5.2009.
- o. V.: Transshipments through Batumi oil terminal drop to 329,886 tons in February, in: Kazakhstan Today, 5.3.2009.
- o. V.: Transshipments via Batumi seaport drop 4.7% y/y to 6.11mn tones in 2010, in: Kazakhstan Today, 18.11.2011.
- o. V.: Trial operation of Kazakh-Russian oil pipeline launched, agency, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 15.10.2001.
- o. V.: Turgai Inks \$250 Million Loan, in: International Oil Daily, 18.3.2008.
- o. V.: Turk gasline talks inconclusive, in: FT Energy Newsletters – International Gas Report, S. 14, 5.3.1993.
- o. V.: Turkey and US continue to push Ceyhan despite AIOC doubts, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 7-8, October 1998.
- o. V.: Turkey attempts to get regional oil, in: Xinhua General News Service, 23.11.1993.
- o. V.: Turkey drums up support for Baku-Ceyhan on eve of pipeline decision, in: Agence France Presse, 29.10.1998.
- o. V.: Turkey fails to secure commitment to Caspian oil pipeline from neighbours, in: AFX, 2.3.1998.
- o. V.: Turkey Lobbies U.S. on Caspian Route; Wants Pipeline to Go to Ceyhan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 16, S. 3, 24.1.1995.
- o. V.: Turkey pipeline plan shadowed by war, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 70, S. 1, 12.4.1993.
- o. V.: Turkey says energy agreements „positive results“, in: Anatolia news agency, 19.11.1999.
- o. V.: Turkey says it will build oil pipeline to Mediterranean, in: Agence France Presse, 7.5.1996.
- o. V.: Turkey sees new pipeline route for Azerbaijan's crude, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 246, S. 4, 21.12.1993.
- o. V.: Turkey struggles to control Asian pipeline routings, in: FT Energy Newsletters – European Energy Report, S. 4, 19.1.1995.
- o. V.: Turkey to block increased oil transport via straits: minister, in: Agence France Presse, 8.6.1998.
- o. V.: Turkey Welcomes US Support of Pipeline Route for Caspian Oil, in: Associated Press Worldstream, 31.1.1995.
- o. V.: Turkey, Central Asian republics open summit, in: Xinhua General News Service, 30.10.1992.
- o. V.: Turkey, Kazakhstan agree to work on oil pipeline, in: Agence France Presse, 11.9.1997.
- o. V.: Turkey, Kazakhstan to construct pipeline to transmit Kazakh crude oil, in: Xinhua General News Service, 15.6.1992.
- o. V.: Turkey: Central Asian pipeline feasibility study tendered, in: Middle East Economic Digest, S. 19, 5.7.1996.
- o. V.: Turkey's Botas Sees A Bigger "Bridge", in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 242, S. 6, 15.12.1992.
- o. V.: Turkish company to operate oil fields in Kazakhstan, in: Xinhua General News Service, 13.7.1992.
- o. V.: Turkish minister speaks for Kazakh oil exports via Turkey, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 27.4.2000.
- o. V.: Turkish plan for oil line outlined, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 29, S. 3, 9.2.1996.
- o. V.: Turkish PM in Russia To Talk Route of Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 174, S. 5, 8.9.1993.
- o. V.: Turkish PM visits Kyrgyzstan, in: United Press International, 16.8.1995.
- o. V.: Turkish Premier Signs Energy Deal In Kazakhstan (Turkish TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 16.7.1992.
- o. V.: Turkish prime minister returns home from Central Asia tour, in: Xinhua General News Service, 3.5.1992.
- o. V.: Turkish talks on Kazakhstan pipeline, in: Europe Energy, 16.7.1992.
- o. V.: Turkmenistan faces challenges in export transportation options, in: Oil & Gas Journal, S. 47, 28.10.2002.
- o. V.: Turkmenistan signs pipeline deals as Turkey's worth dawns on Russia, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 19, 27.4.1994.
- o. V.: Turkmenistan: Review 1998, in: Asia & Pacific Review World of Information, November 1998.
- o. V.: Turks get U.S. backing on Baku-MED line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 23, S. 4, 2.2.1995.
- o. V.: Turks in Kazakh gasline talks, in: FT Energy Newsletter – International Gas Report, S. 12, 26.6.1992.

- o. V.: Turning point for Caspian energy deals, in: Turkish Daily News, 18.11.1999.
- o. V.: Two Additional Caspian Pipeline Contracts Awarded to IDS Engineering, in: PR Newswire, 29.6.2000.
- o. V.: U.S. Companies Gain The Right To Negotiate With Kazakhstan (Segodnya, No. 99, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 7.6.1996.
- o. V.: U.S. delegation to discuss diversification of Kazakh oil, gas export routes, in: Kazakhstan Oil & Gas Weekly, 6.2.2007.
- o. V.: U.S. deputy energy minister worried about registration of CPC as monopoly, in: News Bulletin, 20.11.2002.
- o. V.: U.S. energy secretary urges Kazakhstan to speed up joining Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: The Associated Press, 14.3.2005.
- o. V.: U.S. Ex-Im Bank looks into possible financing of CPC – Bank’s deputy chairman, in: News Bulletin, 17.7.2002.
- o. V.: U.S. for Kazakh participation in Baku-Tbilisi-Ceyhan, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 29.3.2005.
- o. V.: U.S. grants Kazakhstan \$600,000 to study natural gas strategy, in: Interfax Russian News, 26.4.2000.
- o. V.: U.S. has no doubt about KKST success, in: Kazakhstan General Newswire, 28.7.2010.
- o. V.: U.S. moves to foil Iran pipeline; Kazakhs seek loans for alternative route, in: The Houston Chronicle, S. 2, 20.11.1997.
- o. V.: U.S. oil company offers Georgia new projects, in: Interfax Russian News, 22.4.2000.
- o. V.: U.S. ready to help in construction of Baku-Ceyhan oil pipeline, in: Interfax Russian News, 13.6.1998.
- o. V.: U.S. trade ban’s shadow hangs over Iran, in: United Press International, 13.2.1996.
- o. V.: U.S. wants Kazakhstan to join BTC project, in: Petroleum Report, 30.3.2005.
- o. V.: U.S., Italian company clash, in: Calgary Herald, 8.10.1999.
- o. V.: Ukraine Makes Ground On Odessa-Brody Pipeline, in: Nefte Compass, 25.2.2004.
- o. V.: Ukraine, Industry Trends and Developments 2008, in: BMI Infrastructure Report, 2008.
- o. V.: Ukraine: Old Questions For New Odessa-Brody Extension Proposal, in: Radio Free Europe, 16.10.2007.
- o. V.: Ukrtransnafta, Polish Pern to find ways for drawing investors into Odessa-Brody pipeline laying to Plock, in: Ukraine Business Weekly, 4.6.2003.
- o. V.: Unified Energy Space Key To Eurasian Integration, in: Petroleum Report, 15.10.2003.
- o. V.: Unlocking the Caspian, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 2-7, 1.5.1998.
- o. V.: US adviser lobbies for US-backed oil link from Kazakhstan to Turkey, in: Agence France Presse, 13.12.2000.
- o. V.: US Agency Buys Into Batumi Port, in: Nefte Compass, 9.4.2003.
- o. V.: US backs Turkish route for oil exports, in: Agence France Presse, 10.11.1997.
- o. V.: US calls for Kazakhstan’s inclusion in Ceyhan pipeline project, in: ITAR-TASS news agency, 9.11.2000.
- o. V.: US company to finance Kazakhstan’s stake in Caspian oil pipeline, in: Interfax news agency, 14.3.1997.
- o. V.: US Company to increase transport of oil from Central Asia via Georgia (Georgian Radion), in: BBC Monitoring Former Soviet Union, 12.6.1998.
- o. V.: US Congress boosts Azeri and Turkmen energy initiatives, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 11-13, 1.10.1998.
- o. V.: US envoy backs Kazakh-Chinese energy cooperation, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 10.5.2006.
- o. V.: US Envoy Pushes For Baku-Ceyhan Pipeline On Visit To Kazakhstan, in: Interfax news agency, 8.10.1999.
- o. V.: US envoy urges Kazakhstan to join Washington-backed pipeline, in: Associated Press Worldstream, 4.10.2000.
- o. V.: US funds Kazakhstan study of oil pipeline, in: Agence France Presse, 11.6.2001.
- o. V.: US not to oppose trans-Iran pipeline: report, in: Agence France Presse, 27.7.1997.
- o. V.: US official in Kazakhstan to discuss oil transportation routes, in: Interfax-Kazakhstan news agency, 5.2.2007.
- o. V.: US oil companies welcome new Caspian pipeline agreement, in: RIA news agency, 29.4.1996.
- o. V.: US oil giant Chevron increases stake in Tengizchevroil, in: Agence France Presse, 29.8.2000.
- o. V.: US opposes pipeline to Iran, in: Morning Star, S. 2, 13.3.2002.
- o. V.: US Provides \$600,000 Grant, in: AssA-Irada, 12.6.2001.
- o. V.: US to fund feasibility studies of trans-Caspian energy pipelines, in: Agence France Presse, 16.8.2007.
- o. V.: US urging greater EU unity on finding non-Russian Suppliers, in: European Report, 4.4.2008.
- o. V.: US, Austrian firms step forward with new plan for a Caspian pipeline, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 73, No. 108, S. 1, 6.6.1995.
- o. V.: US, Kazakhstan ink energy agreement, nuclear safety deal, in: Agence France Presse, 21.12.2001.

- o. V.: US, official attends opening of Kazakh-Russian oil pipeline, in: Interfax news agency, 27.11.2001.
- o. V.: USA seeks Kazakh participation in Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 13.12.2000.
- o. V.: USAID to provide grant for Kazakh gas pipeline, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 16.9.2002.
- o. V.: US-Led Consortium Moves To Improve Flow Landlocked Caspian Oil To West, in: The Wall Street Journal, S. 8, 11.10.1996.
- o. V.: USTDA grants Kazakhstan \$ 700,000 for sea-born trade development, in: Kazakhstan General Newswire, 22.9.2009.
- o. V.: Uzen signing is delayed, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 175, S. 3, 10.9.1997.
- o. V.: Varied petroleum supplies key to stable markets; China exploring overseas business, in: China Daily, 8.9.1997.
- o. V.: Visiting Kazakh president wishes to make China "closest partner" (Khabar TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 17.5.2004.
- o. V.: Vitol to resume Caspian oil swaps with Iran, in: Alroya, 24.6.2011.
- o. V.: Washington urges EU to use Central Asia as energy supplier, in: European Report, 27.6.2007.
- o. V.: Western Kazakh pipeline ready for final tests, in: Kazakhstan Today news agency, 7.1.2003.
- o. V.: Western Kazakhstan-China Pipeline Cost Estimated at \$700 Mln, in: Turkish Business Digest, 24.2.2004.
- o. V.: Western shareholders of Caspian Pipeline Consortium are ready to make concession to Russia (Vedomosti/Kommersant), in: The Russian Oil and Gas Report (Russia), 10.10.2005.
- o. V.: While Russia Holds Firm On Its Caspian Proposal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 162, S. 4, 23.8.1995.
- o. V.: White sees progress on Tengiz exports, in: FT Energy Newsletter – East European Energy Report, S. 12, 22.5.1995.
- o. V.: Winds Of Change: Ministry Shifts Control Over Export, in: Nefte Compass, 15.5.2002.
- o. V.: Wolf: Azerbaijani oil reserves sufficient for Baku-Ceyhan, in: Turkish Daily News, 11.11.2000.
- o. V.: Work on mammoth Kazakhstan-China oil pipeline to start next year, in: Agence France Presse, 10.10.2003.
- o. V.: Work on oil Kazakhstan-China oil pipeline to begin this month, in: News Bulletin, 23.9.2004.
- o. V.: Work on Tengiz to start in '93; \$ 1.5B investement, in: Platt's Oilgram News, Vol. 70, No. 97, S. 1, 19.5.1992.
- o. V.: World Bank funds Azeri-Turkish pipeline study, in: FT Energy Newsletters – East European Energy Report, S. 10, 30.9.1996.
- o. V.: Wrap: Russia, Bulgaria, Greece sign pipeline deal, highly security, in: RIA Novosti, 15.3.2007.
- o. V.: Yeltsin brings home copious fruits from Chinese, Kazakh trips, in: TASS, 27.4.1996.
- o. V.: Yeltsin signs decree to advance Caspian pipeline project, in: Interfax news agency, 25.4.1997.
- o. V.: You gotta have a pipeline, or two, in: Petroleum Economist, S. 14, 20.2.1998.
- o. V.: ZAO Kazmunaigaz, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.8.2003.
- o. V.: ZAO Kaztransoil, in: Central Asia & Caucasus Business Report, 18.9.2001.
- o. V.: Zarubezneft deputy to head CPC (part 2), in: Central Asia General Newswire, 26.4.2006.
- Orange, Richard: Shell shuts Caspian office, \$50bn Kashagan project on ice, in: The Telegraph, 24.5.2011.
- Ottaway, David B./Morgan, Dan: China Pursues Ambitious Role In Oil Market; Energy Needs Push Beijing To Bid High for Access, in: The Washington Post, S. 1, 26.12.1997.
- Ottaway, David B./Morgan, Dan: U.S. Backs Non-Iranian, „Eurasian” Corridor West for Caspian Sea Oil, in: The Washington Post, S. 37, 20.11.1997.
- Ottaway, David B.: Vast Caspian Oil Field Found; Discovery May Spur U.S.-Russia Pipeline Rivalry, in: The Washington Post, S. 1, 16.5.2000.
- Ottaway, David/Morgan, Dan: U.S., Turkey Turn Up Pressure For Caspian Basin Oil Pipeline, in: The Washington Post, S. 23, 28.10.1998.
- Page, Mary Michael: A little less sizzle in the region's expectations, in: Petroleum Economist, S. 40, 22.9.1998.
- Pala, Christopher: AGIP of Italy picked to manage big Kazakh oil field, in: The New York Times, S. 1, 13.2.2001.
- Pala, Christopher: Bureaucrats bleed pipeline; Foreign investors pay to cut through Russian red tape, in: The Washington Times, S. 15, 15.5.2002.
- Pala, Christopher: Caspian Oil to Top Summit Agenda, in: International Herald Tribune, S. 11, 12.3.2001.
- Pala, Christopher: Caspian pipeline opens; Conduit of Kazakh oil symbol of cooperation, in: The Washington Times, S. 14, 3.12.2001.
- Pala, Christopher: China faces opposition over buying into Kazakh oil fields, in: Yukon News, S. 30, 2.4.2003.
- Pala, Christopher: Kazakh official is bullish on Tengiz despite a stand-off on financing, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 225, S. 1, 18.11.1994.

Pala, Christopher: Kazakhstan concerned on TCO's taxes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 226, S. 2, 22.11.2002.

Pala, Christopher: Oil investors set to exploit rich Baku fields, in: The Washington Times, S. 9, 9.3.1992.

Pala, Christopher: Tengiz consortium cancels expansion, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 221, S. 1, 15.11.2002.

Pannier, Bruce: Kazakhstan Set To Increase Energy Cooperation With Iran, in: Radio Free Europe, 16.10.2008.

Parker, Mushtak: Pease and pipeline profits in Central Asia, in: Moneyclips, 10.7.1995.

Pereira, Oswald: Oman will seek fund for Kazakhstan pipeline, in: Moneyclips, 18.6.1992.

Perkins, Robert: Hurricane buys small stake from BP in CPC line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 169, S. 1, 31.8.2001.

Perlez, Jane/LeVine, Steve: U.S. Oilmen Chaffing at Curbs on Iran, in: The New York Times, S. 8, 9.8.1998.

Perlez, Jane: U.S. Deal on Caspian Oil Still Problems With Bottom Line, in: The New York Times, S. 6, 21.11.1999.

Pfeifer, Sylvia: Can a pipe dream come true? in: Sunday Business, 24.10.1999.

Podolsky, Paul: Pipeline Row Mars Chevron Plan, in: The Moscow Times, No. 457, 7.5.1994.

Polukhin, Aleksey: Gas in exchange for oil that we do not have (Novaya Gazeta), in: BBC Monitoring Former Soviet Union – Political, 21.10.2009.

Pope, Hugu: Turks put squeeze on Bosphorus, in: The Independent, S. 8, 10.8.1993.

Pringle, Peter: Tehran and Ankara woo Central Asia, in: The Independent, S. 9, 11.5.1992.

Pronina, Lyuba: Chevron on Tract With Kazakh Investment, in: The Moscow Times, No. 2067, 17.10.2000.

Prutkovskaya, Natalia: The benefits of the Russian Federation in taxes, fees and contributions from CPC have amounted to \$475 million, in: CPC Press Release, 10.9.2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3446/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

Prutkovskaya, Natalia: The first pipes are being laid in Southern Russia, in: CPC Press Release, 17.11.1999, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3412/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

Raff, Anna: DJ Russia close to ending tariff row with CPC – oil minister, in: Prime-Tass, 20.2.2004.

Rao, Sujata: Caspian Pipeline Plan Hinges on Shareholders, in: The Moscow Times, No. 1395, 19.2.1998.

Rashid, Ahmed: Beneath Iran's hijab: The land of the ayatollahs is re-emerging from its revolutionary past with multi-billion-dollar oil and gas exploitation and transportation schemes, in: The Vancouver Sun, S. 11, 26.5.1998.

Raum, Tom: Central Asia's pipeline politics in play on war sidelines, in: Associated Press Worldstream, 23.12.2001.

Reifenberg, Anne: Dream clashes with pipeline politics Enigmatic millionaire John Deuss had a vision of turning cash-strapped Kazakhstan's crude into pay dirt until human nature entered the picture, in: The Globe and Mail, 30.10.1995.

Richardson, Michael: China's western fuel depot, in: South China Morning Post, S. 13, 13.1.2005.

Riechmann, Deb: Clinton, Kazakhstan Leader Meet, in: Associated Press Online, 21.12.1999.

Ritchie, Michael/Junnola, Jill: Conflict Tarnishes Georgia's Image, in: International Oil Daily, 14.8.2008.

Ritchie, Michael/Ling, Song Yen: Finish Line: Pricing Issues Bedevil Kazakh-China Pipeline, in: Nefte Compass, 10.8.2006.

Ritchie, Michael/Sampson, Paul: Terminal Case: Black Sea Oil Terminal Gets Back To Business, in: Nefte Compass, 12.5.2004.

Ritchie, Michael/Sampson, Paul: Terminal Case: Black Sea Oil Terminal Gets Back To Business, in: Nefte Compass, 12.5.2004.

Ritchie, Michael/Sharushkina, Nelli: Chevron Signals Interests in Bourgas-Alexandroupolis Pipeline, in: International Oil Daily, 8.3.2007.

Ritchie, Michael/Sharushkina, Nelli: Russia Races To Build Bosphorus Pipeline, in: Nefte Compass, 15.3.2007.

Ritchie, Michael: As Russia Drags Heels, Kazakhs Hatch New Route for Caspian Oil, in: International Oil Daily, 19.5.2005.

Ritchie, Michael: At The Helm: BP Holds Key To Caspian Export Domination, in: Nefte Compass, 22.9.2004.

Ritchie, Michael: Azeri Crude Makes Market Debut at First Cargo Loads at Ceyhan, in: International Oil Daily, 26.5.2006.

Ritchie, Michael: Backtrack: Kazakhstan Gets Kashagan Back On Track, in: Nefte Compass, 25.2.2004.

Ritchie, Michael: BG, ENI Launch Kazakh Export Stream, in: International Oil Daily, 15.7.2003.

Ritchie, Michael: Bingo!: Kashagan Shifts Into Higher Gear As Commerciality Is Declared, in: Nefte Compass, 2.7.2002.

Ritchie, Michael: BP Bows Out Of Kazakhstan, Hunkers Down In Russia, in: Nefte Compass, 13.11.2008.

Ritchie, Michael: BP remedies part of Caspian field shutdown, in: International Oil Daily, 13.10.2008.

Ritchie, Michael: BP Set to Pull Out of Kazakhstan With Sale of Minority Stakes, in: International Oil Daily, 2.10.2008.

Ritchie, Michael: Caspian Gushers: Kazakh Offshore Exploration Comes Up Trumps Again, in: Nefte Compass, 25.11.2003.

Ritchie, Michael: Caspian Oil Set for October Debut at Ceyhan, in: International Oil Daily, 8.6.2005.

Ritchie, Michael: Caspian Pipeline Set to Advance With Expansion, After Delays, in: International Oil Daily, 8.10.2004.

Ritchie, Michael: Catching Up: Kazakh Export Capacity Fails To Keep Pace, in: Nefte Compass, 4.11.2004.

Ritchie, Michael: Chevron Gets Kazakh Expansion Back on Track, in: International Oil Daily, 27.1.2003.

Ritchie, Michael: CPC Confident of Expansion Breakthrough, in: International Oil Daily, 7.10.2005.

Ritchie, Michael: Cross Caspian: Kazakh Producers Map Out Western Export Route, in: Nefte Compass, 30.10.2002.

Ritchie, Michael: Deals Tighten Russian Grip on Central Asia, in: International Oil Daily, 21.12.2007.

Ritchie, Michael: Eni Takes Stake in Turkish Bypass Pipe, But Rivals Circle, in: International Oil Daily, 18.9.2006.

Ritchie, Michael: Hard Talk: Kazakhs Stir The Waters Over Kashagan, in: Nefte Compass, 14.6.2004.

Ritchie, Michael: Iran Unveils Plans for Caspian Export Pipe, in: International Oil Daily, 16.11.2007.

Ritchie, Michael: Kashagan Partners Agree "New Way Forward", in: International Oil Daily, 3.11.2008.

Ritchie, Michael: Kashagan Partners See End to Dispute, in: International Oil Daily, 24.12.2007.

Ritchie, Michael: Kashagan Partners Wrangle Over Details, in: International Oil Daily, 27.3.2008.

Ritchie, Michael: Kazakh-China Pipe Fill Starts, But Questions Linger Over Use, in: International Oil Daily, 15.12.2005.

Ritchie, Michael: Kazakhs Claim Veto Rights Over Any PetroKazakhstan Deal, in: International Oil Daily, 30.6.2005.

Ritchie, Michael: Kazakhstan Not Seeking to Change Eni Deal, in: International Oil Daily, 9.10.2007.

Ritchie, Michael: Kazakhstan Ties Exports Into Caspian Transit System, in: Nefte Compass, 1.2.2007.

Ritchie, Michael: Kazakhstan: Rig Seizure Puts Kashagan Partners Under New Pressure, in: Nefte Compass, 8.7.2004.

Ritchie, Michael: Last: China Wounded By Icy Blast Of Rejection, in: Nefte Compass, 14.5.2003.

Ritchie, Michael: Majors, Air Grievance As Kazakhstan Sticks To Its Guns, in: Nefte Compass, 1.7.2004.

Ritchie, Michael: New Firm Aims to Relaunch Caspian Terminal After Disruption, in: International Oil Daily, 14.5.2004.

Ritchie, Michael: Oil Change: Caspian Exporters Uneasy Over Baku Upheavals, in: Nefte Compass, 23.3.2006.

Ritchie, Michael: Rising Oil Production in Russia, Caspian Spurs Pipeline Projects, in: Oil Daily, 26.6.2002.

Ritchie, Michael: Russia: Shell capitulates, in: Energy Compass, 15.12.2006.

Ritchie, Michael: Russia: The Putin Doctrine, in: Energy Compass, 4.1.2008.

Ritchie, Michael: US Renews Efforts to Weaken Russian Grip on Caspian Oil and Gas, in: International Oil Daily, 11.2.2008.

Ritchie, Michael: US Would Support Caspian Subsea Pipe, in: International Oil Daily, 3.10.2002.

Roberts, John: At the wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 3, S. 3, 6.1.2003.

Roberts, John: At the wellhead, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 103, 1.6.2004.

Roberts, John: Central Asia: Oil Industry Waits For Elusive Pipeline Decision, in: IPS-Inter Press Service, 30.4.1993.

Roberts, John: Central Asia: Turkey Urges West To Consider Possible Intervention, in: IPS-Inter Press Service, 3.3.1993.

Roberts, John: Energy: Turkey Leads Plans For Pipeline To Central Asian Republics, in: IPS-Inter Press Service, 15.10.1992.

Roberts, John: Iran moves to boost Caspian presence, in: Platt's Oilgram News, Vol. 82, No. 39 S. 1, 1.3.2004.

Roberts, John: Karachaganak partners set to begin lengthy liquids shipping process, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 113, S. 5, 13.6.2003.

Roberts, John: Kazakhstan-Britain: Energy Exports Are Tops, in: IPS-Inter Press Service, 24.11.1995.

Roberts, John: Kazakhstan-China pipeline plan expanded, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 104, S. 5, 2.6.2003.

Roberts, John: Meanwhile in Turkey, in: FT Energy Newsletters – Energy Economist, S. 6, 1.10.1993.

Roberts, John: Nazarbayev's Challenge, in: FT Energy Newsletter – Energy Economist, 1.1.1998.

Roberts, John: New Company Behind Baku-Ceyhan Oil Line Quietly Taking Action, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 151, S. 1, 8.8.2002.

Roberts, John: Russia-Iran: Regional Neighbors Find Caspian A Stormy Sea, in: IPS-Inter Press Service, 18.5.1995.

Robinson, Anthony: Oil and Gas around risky waters, in: Financial Times, 17.6.1998.

Rohlfs, Doug/Knapp, David: Russia Q3 Export Cuts Scent Flagging Supply Growth, in: Energy Intelligence Briefing, 17.6.2005.

Rohlfs, Doug/Teo, Karen: Kazakhstan: CPC Signs Up First Government-Nominated Shippers, in: Nefte Compass, 9.7.2003.

Rohlfs, Doug: Baku-Ceyhan Oil Pipe Is Formally Launched, in: International Oil Daily, 18.9.2002.

Rohlfs, Doug: Juggling Act: Russia Gives Way To Caspian Crude In Q3 Exports, in: Nefte Compass, 24.6.2004.

Rohlfs, Doug: Leap Forward: TNK Deal Presents Huge Marketing Leap For BP, in: Nefte Compass, 11.2.2003.

Rohlfs, Doug: Russian Producers to Ship Crude Through CPC, in: International Oil Daily, 8.7.2003.

Roumiantseva, Nadezhda: Transneft Hints at CPC "Bankruptcy", in: Oil Daily, 24.9.2008.

Salimov, Marat: Parliament Finds Registration in Bermudas Suspicious (Kommersant, No. 31, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 22.2.1993.

Salpukas, Agis: Market Place; Chevron's Bet On Kazakh Oil, A Long Shot, Is Paying Off, in: The New York Times, S. 1, 12.2.1997.

Sampson Paul: Kazakhstan: Chinese Heading For Clash Over PetroKazakhstan, in: Nefte Compass, 22.9.2005.

Sampson Paul: Logjam: Caspian Cargoes Pile Up Off Azerbaijan, in: Nefte Compass, 6.2.2002.

Sampson, Paul/Batty, James: Caspian Opens Up For Mol As Spinoff Of Oman Deal, in: Nefte Compass, 13.3.2008.

Sampson, Paul/Pike, David: Busted Flush: Hurricane Tripped Up At Final CPC Hurdle, in: Nefte Compass, 19.6.2002.

Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Kazakhs Study China-Nations Deal, Ponder Preemption Bid, in: International Oil Daily, 4.12.2006.

Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Knockout: ChevronTexaco Plays Hardball Over Tengiz, in: Nefte Compass, 20.11.2002.

Sampson, Paul/Ritchie, Michael: Rooster: Chinese Dig Into Kazakhstan, in: Nefte Compass, 10.2.2005.

Sampson, Paul/Sharushkina, Nelli: Russia Turns Charm on Kazakhstan in Bid to Cement Influence, in: International Oil Daily, 14.1.2004.

Sampson, Paul/Sladkova, Nadezhda: Caspian Pipeline Mired on Fight Over Oil Spill Services, in: Nefte Compass, 17.1.2013.

Sampson, Paul: As Stalemate Continues, BG Considers Keeping Kashagan Stake, in: International Oil Daily, 26.8.2004.

Sampson, Paul: Caspian Crude Oil Shippers Scramble for New Routes, in: Nefte Compass, 17.6.2010.

Sampson, Paul: Chevron loads first Caspian tanker with Tengiz crude, in: Nefte Compass, 9.10.2008.

Sampson, Paul: China: Enter the dragon, in: Energy Compass, 2.10.2003.

Sampson, Paul: CNPC Set to Expand in Kazakhstan, in: International Oil Daily, 4.12.2008.

Sampson, Paul: Eni Chief Executive Divulges Details on Recent Kashagan Agreement, in: International Oil Daily, 16.1.2008.

Sampson, Paul: Eni To Share Operator Duties Under Kashagan Settlement, in: Nefte Compass, 17.1.2008.

Sampson, Paul: Georgian Flows Resume, but Fears Grow Over Long-Term Stability, in: International Oil Daily, 28.8.2008.

Sampson, Paul: Iran Poised to Boost Caspian Oil Trade Through Neka Upgrade, in: International Oil Daily, 12.3.2003.

Sampson, Paul: Iran Strengthens Role as Caspian Hub, But New Pipes Challenge, in: International Oil Daily, 13.2.2007.

Sampson, Paul: Iran to Bring Back Caspian Crude Oil Swaps, in: Nefte Compass, 30.6.2011.

Sampson, Paul: Iran to Call Time on Caspian Oil Swaps, in: Nefte Compass, 15.4.2010.

Sampson, Paul: Karachaganak Condensate Exports Halted After Quality Problem, in: International Oil Daily, 24.9.2003.

Sampson, Paul: Kazakh-China Pipe Advances on Fast Track, in: International Oil Daily, 5.10.2004.

Sampson, Paul: Kazakhs Give Kashagan Group Last Chance With News Deadline, in: Nefte Compass, 3.7.2008.

Sampson, Paul: Kazakhs Seeking Changes to Kashagan PSA, in: International Oil Daily, 31.7.2007.

Sampson, Paul: Kazakhstan Get Tough Over Kashagan Delays, in: Nefte Compass, 1.8.2007.

Sampson, Paul: Kazakhstan: China Steps Up Pressure Over Export Pipeline, in: Nefte Compass, 19.4.2004.

Sampson, Paul: Kazakhstan: China's Hold, in: Energy Compass, 24.4.2009.

Sampson, Paul: Kazakhstan: Karachaganak Oil Exports Halted By Mercaptans, in: Nefte Compass, 24.9.2003.

Sampson, Paul: Kazakhstan: Kazakh-China Pipe On The Fast Track, in: Nefte Compass, 7.10.2004.

Sampson, Paul: Kazakhstan: Kazakhs Keep Export Option Open As New Routes Come On Stream, in: Nefte Compass, 16.3.2006.

Sampson, Paul: Kazmunaigas Sets Its Sights On Key Kashagan Role, in: Nefte Compass, 20.9.2007.

Sampson, Paul: Kulevi Comes of Age With First Crude Oil Cargo, in: Nefte Compass, 20.5.2010.

Sampson, Paul: Major Target: Chinese Set Their Sights On Kazakhstan, in: Nefte Compass, 22.7.2003.

Sampson, Paul: Milestones: Kazakhstan Pushes The Boat Out For BTC Pipeline, in: Nefte Compass, 26.5.2005.

Sampson, Paul: New Kazakh Upstream Player Emerges, in: Energy Compass, 31.5.2007.

Sampson, Paul: Oman Agrees to Sell CPC Stake to Russia, in: International Oil Daily, 17.9.2008.

Sampson, Paul: Pipe Dreams: Multiple Pipelines Come To Pass In The Caspian, in: Nefte Compass, 1.6.2006.

Sampson, Paul: Route One: Kazakh Exporters Turn To BTC Pipeline, in: Nefte Compass, 3.2.2004.

Sampson, Paul: Watershed: Baku-Ceyhan Pipeline Faces Key Challenges, in: Nefte Compass, 2.1.2003.

Sanders, Richard: Turkey Studying A „Sumed“-Type Line For Crude Supply, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 71, No. 186, S. 1, 24.9.1993.

Sapozhnikov, Pyotr: China seeks a substitute for Russian oil (Kommersant, S. 16), in: What The Papers Say Part B (Russia), 27.11.2003.

Savicheva, Yelena: Chevron’s Kazakh Oil: Better Late, Than Never (Kommersant No. 19, S. 4), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 11.5.1992.

Sayami, Ardalan: Caspian Oil Swapping is Halted, 12.7.2010; in: <http://www.roozonline.com/english/news/newsitem/article/2010/july/12//caspian-oil-swapping-is-halted.html> (Zugriff 21.2.2011).

Schneider, Michael/Behn, Sharon: Decision on Kazakh-China, in: Platt’s Oilgram News, Vol. 76, No. 45, S. 3, 9.3.1998.

Serov, Andrei: Russia, Oman Confirm Intention to Lay Caspian Pipeline, in: TASS, 10.3.1995.

Shaikh, Habib: Uzbekistan, a new land for Saudi investors, in: Moneyclips, 1.4.1994.

Shargorodsky, Sergei: Russian Demands Complicate Azerbaijan’s Multi-Billion Dollar Oil Deal, in: Associated Press Worldstream, 23.8.1994.

Sharifov, V.: Kazakhstan prepared to construct new oil pipeline via Azerbaijan and Georgia, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 7.9.2007.

Sharipzhan, Merhat/Mihalisko, Michael: Kazakhstan: Ukraine Wins Promises Of Cooperation, But No Energy Deal, in: Radio Free Europe, 6.3.2008.

Sharushkina, Nelli/Carter, Tellinghuisen: Friendly Fire: After Belarus, Russia May Probe Trade With Kazakhstan, in: Nefte Compass, 18.1.2007.

Sharushkina, Nelli/Dracheva, Marina: Beach Boys: Russia And Kazakhstan Go It Alone In North Caspian, in: Nefte Compass, 23.4.2002.

Sharushkina, Nelli/Glazov, Andrei: Russia Steps Up Pressure on Caspian Line, in: International Oil Daily, 5.12.2003.

Sharushkina, Nelli/Ling, Song Yen: Central Asia: Russia’s Pipeline Game, in: Energy Compass, 24.8.2007.

Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: Chinese Could Fall At Final Kashagan Hurdle, in: Nefte Compass, 30.4.2003.

Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: Chinese Puzzle: Chinese Could Fall AT Final Kashagan Hurdle, in: Nefte Compass, 30.4.2003.

Sharushkina, Nelli/Ritchie, Michael: In Kazakhstan, China Pipe Idea Gains Momentum, Deadline for Kashagan Watched, in: International Oil Daily, 2.5.2003.

Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: BP Ponders Sale of CPC Stake, in: International Oil Daily, 22.9.2008.

Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: Caspian Pipeline Expansion Agreed As Russia Sees The Light, in: Nefte Compass, 18.12.2008.

Sharushkina, Nelli/Roumiantseva, Nadezhda: CPC Finally Agrees Key Pipeline Expansion, in: International Oil Daily, 18.12.2008.

Sharushkina, Nelli/Sladkova, Nadezhda: Rosneft Reined Into Political Service, in: Nefte Compass, 24.6.2010.

Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Hangover: Russian Oil Exports Left Hanging In The Air Over Political Wrangling, in: Nefte Compass, 21.12.2006.

Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Russia Prosecutor Puts Industry in Sights, in: International Oil Daily, 6.12.2006.

Sharushkina, Nelli/Tellinghuisen, Carter: Warning Signs: Russia Prosecutors Sets Sights On Oil And Gas, in: Nefte Compass, 7.12.2006.

Sharushkina, Nelli: Blocked Artery: Russia Turns The Screw On Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 21.4.2005.

Sharushkina, Nelli: Bombshell: Moscow Gets Tough Over Caspian Pipeline, in: Nefte Compass, 9.12.2003.

Sharushkina, Nelli: Bosphorus Bypass: TNK-BP Weighs Up Samsun-Ceyhan Pipeline, in: Nefte Compass, 3.8.2006.

Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Expansion Remains On Track, in: Nefte Compass, 4.6.2009.

Sharushkina, Nelli: Caspian Pipeline Nears Deal on Expansion; Two Issues Outstanding, in: International Oil Daily, 23.5.2005.

Sharushkina, Nelli: Dragging Feet: CPC Expansion Still Faces Hurdles As Moscow Drags Feet, in: Nefte Compass, 21.7.2005.

Sharushkina, Nelli: Green Light: Kazakhs Claim CPC Expansion Is Back On Track, in: Nefte Compass, 6.5.2006.

Sharushkina, Nelli: Line Manager: Putin Backs Bosphorus Bypass Pipeline To Rival Turkey, in: Nefte Compass, 7.9.2006.

Sharushkina, Nelli: Moscow Remains Tough on CPC Expansion, in: International Oil Daily, 16.4.2008.

Sharushkina, Nelli: New Tankers Lose Out To Good Old Politics, Economics, in: Energy Intelligence Briefing, 27.12.2007.

Sharushkina, Nelli: Putin Refuses to Discuss CPC Expansion During Kazakh Trip, in: International Oil Daily, 13.1.2005.

Sharushkina, Nelli: Rattled: Russia Gives Caspian Pipeline A Rough Ride, in: Nefte Compass, 23.10.2002.

Sharushkina, Nelli: Russia Holds Out Hope of Shtokman Role, But Details Fuzzy, in: International Oil Daily, 11.12.2006.

Sharushkina, Nelli: Russia Opens Up to China's Sinopec, CNPC, in: International Oil Daily, 5.7.2005.

Sharushkina, Nelli: Russia Revives Northern Export Pipe, in: International Oil Daily, 15.2.2006.

Sharushkina, Nelli: Russia to Increase Oil Exports to China, in: International Oil Daily, 20.12.2007.

Sharushkina, Nelli: Russia: Yukos RIP, in: Energy Compass, 28.7.2006.

Sharushkina, Nelli: Russia's Transneft Gets Big CPC Stake, in: International Oil Daily, 3.5.2007.

Sharushkina, Nelli: Russia's Transneft May Join Caspian Pipe, in: International Oil Daily, 12.4.2006.

Sharushkina, Nelli: Russian Crude Set to Flow Down CPC Pipe After Deal With Kalmykiya, in: International Oil Daily, 20.11.2003.

Sharushkina, Nelli: Russian Exports To Ring The Changes In 2008, in: Nefte Compass, 24.1.2008.

Sharushkina, Nelli: Russian Output Narrowly Misses New Record, in: International Oil Daily, 4.11.2009.

Sharushkina, Nelli: Setback: CPC Expansion Could Be Held Up Over Bosphorus Bypass, in: Nefte Compass, 15.6.2006.

Sharushkina, Nelli: TNK-BP Considers Alternative Bosphorus Bypass Crude Pipeline, in: International Oil Daily, 1.8.2006.

Sharushkina, Nelli: Transneft Imposing Moscow's Terms on CPC, in: International Oil Daily, 23.7.2007.

Sharushkina, Nelli: Trumpet: Rosneft Takes Control Over Russian CPC Exports, in: Nefte Compass, 2.2.2006.

Sharushkina, Nelli: Turkish Bypass Pipe Starts to Take Shape, in: International Oil Daily, 1.11.2006.

Shermatova, Sanobar: Putin building up integration with Kazakhstan, Kirgizia, in: Moscow News, No. 41, 18.10.2000.

Sieff, Martin: Kazakh prez walks US-Russia tightrope, in: United Press International, 25.6.2004.

Silverstein, Ken: Oil Adds Sheen to Kazakh Regime, in: Los Angeles Times, 12.5.2004.

Singer, Jason: PetroKaz, CNPC clear sale hurdle; Companies to sell 33-per-cent stake to Kazakhstan's state oil company, in: The Globe and Mail, S. 3, 17.10.2005.

Sitov, Andrei: Russian questions on Caspian Consortium mainly removed-minister, in: TASS, 25.10.2005.

Skibinskaya, Irina: New Participants Join the Oman-Kazakhstan Project (Business MN No. 35, S. 11), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 23.9.1992.

Sladkova Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Bulk of Kashagan Output to Flow Through Expanded CPC Pipeline, in: International Oil Daily, 16.12.2010.

Sladkova Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Kazakhstan Commits Kashagan Crude for CPC Expansion, in: Nefte Compass, 16.12.2010.

Sladkova, Nadezhda/Sharushkina, Nelli: Bulk Kazakhstan Commits Kashagan Crude for CPC Expansion, in: Nefte Compass, 16.12.2010.

Sladkova, Nadezhda/Tan, Clara: Russia Targets Asia-Pacific as Tensions with Europe Rise, in: Nefte Compass, 13.9.2012.

Sladkova, Nadezhda: Bosphorus Bypass Scheme Hit Brakes After CPC Gets Go-Ahead, in: International Oil Daily, 17.12.2010.

Sladkova, Nadezhda: Caspian Pipeline Comes Under New Cost Pressure, in: Nefte Compass, 11.8.2011.

Smedley, Mark: Kazakhstan: Eni Looks Every Which Way For Kashagan Exports, in: Nefte Compass, 30.9.2004.

Smirnov, Konstantin/Lapin, Yevgeny: Russia Invites Azerbaijan To Join Caspian Consortium (Kommersant-Daily, No. 78, S. 3), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 29.4.1994.

Smith, Christopher E.: Pipeline construction plans slow for 2010, in: Oil & Gas Journal, S. 39, 15.2.2010.

Sneider, Daniel: US Firm's Offer Stirs Controversy In C. Asia State, in: Christian Science Monitor, S. 1, 24.4.1991.

Sneider, Daniel: US, Russia Vie for Rich Oil Fields in Caspian Sea, in: Christian Science Monitor, S. 6, 8.6.1995.

Snieckus, D. V.: Caspian's back to the future, in: Oil & Gas Journal, S. 39, 16.10.2000.

Socolovsky, Jerome: Soviet Republics Sign International Energy Exchange Accord, in: The Associated Press, 17.12.1991.

Sosnowski, Tom: Petrokazakhstan profit up on export gains, in: Platt's Oilgram News, Vol. 81, No. 213, S. 2, 4.11.2003.

Southerland, Daniel/Lippman, Thomas W.: Mobil Nears Deal on Kazakhstan Oil Field; Bid Would Make Firm a Major Player for One of Last Big Reserves, in: The Washington Post, S. 1, 27.10.1995.

Spicer, Andi: Kazakhstan: Luring Foreign Oil Giants Away From Russia, in: IPS-Inter Press Service, 29.6.1992.

Stern, David L.: Rice Denies U.S. Is Vying for Ex-Soviet States, in: The New York Times, S. 10, 6.10.2008.

Stern, David L.: Russia seeks to reassert influence in energy-rich Caspian, in: Agence France Presse, 3.6.2000.

Steven, Gutterman: Azerbaijan parliament ratifies oil deal, in: United Press International, 15.11.1994.

Stevenson, James: PetroKazakhstan shares jump 17% amid news of potential sale or merger, in: Canadian Press Newswire, 27.6.2005.

Styazhkin, Nikolai: Kazakh-Russian oil pipeline to boast environmental safety, in: TASS, 11.10.1997.

Suleimanov, S./Ismailov, E.: KMG head: Trans-Caspian Oil Transport System will be needed by 2018, in: Trend Daily Economic News, 6.10.2010.

Suleymanov, S./Ismayilov E.: Socar: Resumption of Tengiz oil pumping via BTC pipeline is commercial matter, in: Trend Daily Economic News, 5.10.2010.

Suleymanov, S.: BTC partners negotiate with Chevron on tariffs for Kazakh oil transportation, in: Trend Daily Economic News, 9.6.2010.

Suleymanov, S.: CPC shareholders must change project agreement in autumn, in: Trend Daily Economic News, 12.7.2010.

Suleymanov, S.: Kazakh-Azerbaijani joint venture on Trans-Caspian oil transport systems project to be established by end of this year, in: Trend Daily Economic News, 14.6.2010.

Suleymanov, S.: KMG CEO: Company in talks with potential sponsors of Baku-Black Sea Project, in: Trend Daily Economic News, 9.10.2010.

Suleymanov, S.: KMG head: Tariffs for transportation of Tengiz oil via BTC are uncompetitive, in: Trend Daily Economic News, 2.7.2010.

Suleymanov, S.: Only existing pipeline system to be commissioned in first stage of Kashagan field development: Kazmunaygas head, in: Trend Daily Economic News, 3.7.2010.

Tahmancioglu, Eve: Chevron may become part of Kazakhstan pipeline consortium, in: United Press International, 22.6.1992.

Tan, Clara/Ritchie, Michael/Shook, Barbara: Bidders Set Sights on Kazakh Producer, in: International Oil Daily, 17.1.2005.

Tan, Steve: Iran to double refinery capacity by 2012, in: Chemical News & Intelligence, 19.5.2008.

Teagarden, Michael/Sharushkina, Nelli: Karachaganak Joins Caspian Pipeline Consortium as Third Shipper, in: International Oil Daily, 30.12.2002.

Teagarden, Mike/Ritchie, Michael: Caspian Oil Route Cut in Georgian Standoff, in: International Oil Daily, 16.3.2004.

Teagarden, Mike: Georgian Leaders End Standoff; Oil Supplies Not Affected, in: International Oil Daily, 18.3.2004.

Tellinghuisen, Carter/Sampson, Paul: Iran Turns to Allies in Poll Aftermath, in: International Oil Daily, 24.6.2009.

Tellinghuisen, Carter: Change Proposed to Russian Export System Attacks Mount on Current Scheme, in: International Oil Daily, 28.3.2008.

Tellinghuisen, Carter: Russia Shows Exports Dropping In First Long-Term Plan, in: Energy Intelligence Briefing, 18.3.2008.

Tellinghuisen, Carter: Stressing Environment, Moscow Applies Pressure to Caspian Shippers, in: International Oil Daily, 27.7.2006.

Teo, Karen/Dale, Sam/Richie, Michael: Chinese Takeaway: China Inc. Moves Into Kazakhstan, in: Nefte Compass, 12.3.2003.

Teo, Karen/Dale, Sam/Ritchie, Michael: China's Sinopec Joins March Into Kazakhstan, in: International Oil Daily, 11.3.2003.

Teo, Karen: As CNPC Scouts for Assets, Analysts Say It Tends to Pay Too Much, in: International Oil Daily, 5.12.2002.

Teo, Karen: China's CNPC Sells First Oil on Kazakh Line, in: International Oil Daily, 7.7.2003.

Teo, Karen: Kazakh Oil Link Deal May Be In Pipeline, in: The Standard, 9.9.2005.

Thoenes, Sander: Agreement Reached on Caspian Oil Pipeline, in: The Moscow Times, No. 1092, 19.11.1996.

Thoenes, Sander: Initial Agreement Reached On Caspian Pipeline Deal, in: The Moscow Times, No. 946, 12.4.1996.

Thoenes, Sander: Kazakh-Iran Oil Swap Said Near, in: The Moscow Times, No. 1040, 5.9.1996.

Thuburn, Dario: US to Assist Kazakhstan in Policing Energy Infrastructure, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 26.2.2004.

Tolkacheva, Julie: CPC Ready to Start New Pipeline in '96, in: The Moscow Times, No. 633, 20.1.1995.

Townsend, David: Caspian Geopolitics; Irreconcilable Differences, in: Petroleum Economist, S. 18, 19.7.2000.

Tutushkin, Alexandr: Re-division Of Kazakh Oil Is Imminent (Kommersant-Daily, No. 194, S. 1), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 19.10.1995.

Uchitelle, Louis: Givebacks By Chevron In Oil Deal, in: The New York Times, S. 35, 23.5.1992.

Ulman, Seva: Ozal welcomes fellow presidents "21st century will be the century of the Turks" (Turkish TV), in: BBC Summary of World Broadcasts, 2.11.1992.

Ulman, Seva: Turkey withdraws pipeline funding offer, in: United Press International, 10.5.1996.

Ulman, Seva: Turkey, Azerbaijan sign deal for pipeline to Mediterranean, in: United Press International, 9.3.1993.

Upperton, Jane/Behn, Sharon: China-Kazakh Line is open to "outsiders", in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 192, S. 3, 3.10.1997.

Upperton, Jane/Bourne, James: New Kazakh Pipeline Group Is A Reality, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 211, S. 1, 2.11.1995.

Upperton, Jane/DiNardo, Robert: Chevron reportedly cut from pipeline ownership, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 240, S. 1, 13.12.1994.

Upperton, Jane/Steward, Peter/McQuaiile, Margaret: Breakthrough for Tengiz Line Looming; Overhaul at Black Sea Port Part of Project; in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 12, S. 1, 18.1.1995.

Upperton, Jane/Zipf, Peter: Deuss at Oman oil, Caspian group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 15, S. 1, 22.1.1996.

Upperton, Jane: ... While in Kazakhstan, CPC board will meet on various menu of choices, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 40, S. 1, 27.2.1996.

Upperton, Jane: Arco to Provide Backing For Lukoil's Stake In CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 114, S. 1, 12.6.1996.

Upperton, Jane: Blessings from on high for the new CPC protocol, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 84, S. 1, 30.4.1996.

Upperton, Jane: Caspian Group At Work On Restructuring, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 243, S. 3, 19.12.1995.

Upperton, Jane: Caspian Group Reaches Deal On Restructuring, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 225, S. 1, 19.11.1996.

Upperton, Jane: Caspian Group Seen Taking Shape in Next Few Weeks, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 65, S. 1, 2.4.1996.

Upperton, Jane: Caspian/Kazakh deal slowed on profits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 193, S. 1, 4.10.1996.

Upperton, Jane: Chevron Sees CPC Resolution Shortly, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 96, S. 1, 16.5.1996.

Upperton, Jane: Chevron-CPC Pipeline Rift Remains Wide, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 191, S. 1, 4.10.1995.

Upperton, Jane: CPC Director To Come From Russia's Lukoil, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 70, S. 4, 14.4.1998.

Upperton, Jane: CPC Reorganization Misses A Deadline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 78, S. 1, 22.4.1996.

Upperton, Jane: CPC Says on Pace to Start Line Construction in 1998, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 39, S. 1, 27.2.1998.

Upperton, Jane: CPC, Sans Chevron, Sets Line's Phase 1; Work Can Proceed Without its Agreement – For Now, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 14, S. 1, 20.1.1995.

Upperton, Jane: Derr, Russian PM Hold Pipeline Meet, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 221, S. 1, 14.11.1994.

Upperton, Jane: Fedun Sees Little Means For Firms To Avoid A Lukoil Role, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 206, S. 1, 26.10.1995.

Upperton, Jane: First Kazakh oil to Iran will be moving July 1, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 102, S. 1, 24.5.1996.

Upperton, Jane: Fresh Start for Caspian Pipeline Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 96, S. 1, 19.5.1997.

Upperton, Jane: Kazakh minister sees Caspian Sea boosting output, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 37, S. 1, 23.2.1994.

Upperton, Jane: Kazakhstan is frozen out of Russia Nov. Exports, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 207, S. 1, 27.10.1995.

Upperton, Jane: Kazakhstan Privatization Brings Only 1 Western Bid, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 99, S. 3, 21.5.1996.

Upperton, Jane: Lengthy Talks Begin To Set A New CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 172, S. 1, 5.9.1996.

Upperton, Jane: Lukoil, Chevron Set \$ 200-Mil Deal For Tengiz Stake, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 12, S. 1, 17.1.1997.

Upperton, Jane: Lukoil's Kazakh Program Exploring Every Option, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 213, S. 1, 6.11.1995.

Upperton, Jane: Metals Threatening Kazak-Iran Oil Swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 73, S. 3, 16.4.1997.

Upperton, Jane: New Chevron Plan Seeks To Dislodge Oman From Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 201, S. 1, 19.10.1995.

Upperton, Jane: New Delay For CPC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 78, S. 1, 23.4.1997.

Upperton, Jane: Oman Denies Exit From Caspian Group, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 28, S. 1, 8.2.1996.

Upperton, Jane: Oman Minister Shanfari Steps Down From Oman Oil, As Another Deuss Ally Departs, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 31, S. 5, 13.2.1996.

Upperton, Jane: Oman Oil Blasted Over its Kazakh Role; Chevron's Matzke Assails PI Gambit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 192, S. 1, 4.10.1994.

Upperton, Jane: Oman Oil down to 10% of consortium, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 49, S. 1, 11.3.1996.

Upperton, Jane: Price only issue for Iran-Caspian swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 239, S. 1, 13.12.1995.

Upperton, Jane: Rosneft Enlists Shell's Help in Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 117, S. 1, 17.6.1996.

Upperton, Jane: Russia & The Republics, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 224, S. 3, 18.11.1996.

Upperton, Jane: Russia Approves CPC Economic Study, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 94, S. 4, 18.5.1998.

Upperton, Jane: Russia meeting resistance on Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 187, S. 3, 28.9.1995.

Upperton, Jane: Russian Deadline Set for CPC Move, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 68, S. 4, 8.4.1996.

Upperton, Jane: Shift in CPC Equity Held Off Until March, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 26, S. 3, 6.2.1997.

Upperton, Jane: Small Group of Western Companies to Take Part in Kazakhstan's Sell-off, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 38, S. 1, 23.2.1996.

Upperton, Jane: Snags remain in Iran-Kazakh Swap, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 158, S. 1, 15.8.1996.

Upperton, Jane: Tengiz crude swapped into Iran; US won't have role, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 99, S. 3, 21.5.1996.

Upperton, Jane: Tengiz Production Cuts Are Planned; Chevron Links Move to PI Snag, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 193, S. 1, 5.10.1994.

Upperton, Jane: The road is clear for a Caspian pipeline, as 13 entities put signatures on a deal, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 238, S. 1, 9.12.1996.

Useinov, Arif/Gorst, Isabel: Kazakhstan considers adding 400,000 b/d to Baku-Ceyhan line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 231, S. 2, 3.12.2002.

Useinov, Arif: Tengiz crude exports hobbles by Azeri transit fees, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 80, S. 2, 28.4.1998.

Useinov, Arif/Gorst, Isabel: Kazakhstan considers adding 400.000 b/d to Baku-Ceyhan line, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 231, S. 2, 3.12.2002.

Useinov, Arif/Lorenzetti, Maureen: Azeris, AIOC take pipeline feud public, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 130, S. 1, 9.7.1998.

Usseinov, Arif/Stein, George: Socar says Tengiz exports via Rail, tanker start in sep, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 148, S. 1, 1.8.1996.

Usseinov, Arif: Chevron's Aim: 1.2-mil Mt in exports from Tengiz, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 115 S. 4, 16.6.1997.

Usseinov, Arif: October start for Tengiz exports via Azerbaijan, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 161, S. 1, 20.8.1996.

Usseinov, Arif: Pipeline may boost Tengiz oil volumes, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 147, S. 4, 3.8.1998.

Usseinov, Arif: Russia will be circumvented underwater (Segodnya, S. 6), in: What The Papers Say (Russia), 29.5.1997.

Usseinov, Arif: Russia Yields On Caspian, Accepts Sectoral Development, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 61, S. 2, 31.3.1998.

Usseinov, Arif: Tab for Chevron on rail link to Batumi is \$ 30/MT, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 7, S. 5, 12.1.1998.

Usseinov, Arif: Tengiz Transport Across To Poti Almost Set: Socar, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 183, S. 4, 20.9.1996.

Usseinov, Arif: World Bank to support Azeri projects, says Socar, in: Platt's Oilgram News, Vol. 80, No. 121, S. 4, 25.6.2002.

Varcoe, Chris: Hurricane hails Kazakh deal: Approval of \$70M pipeline assured, in: Calgary Herald, S. 1, 22.10.2002.

Velichko, Oleg: Russia and Kazakhstan discuss economic cooperation, in: TASS, 14.11.1995.

Vinogradov, Boris: In Search Of Roundabout Routes For Caspian Oil To The World Market (Izvestia, No. 246, S. 3), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 23.12.1994.

Vinogradov, Boris: Why Chevron Is Not Able To Leave Kazakh Tengiz Oil Field (Finansovye Izvestia, No. 19, S. 2), in: RusData DiaLine - BizEkon News, 21.3.1995.

Viviano, Frank: Caspian Rig of Fire; Raging war zones surround planned network of oil export pipelines, in: The San Francisco Chronicle, S. 1, 11.8.1998.

Walker, Martin: New great Asian oil game, in: United Press International, 17.8.2005.

Walker, Tony/Corzine, Robert: Asia-pacific: China buys Dollars 4.3bn Kazakh oil stake, in: Financial Times, 5.6.1997.

Wallace, Charles P.: 7 Firms Negotiate for Soviet Trade: Consortium Holds Exploratory Talks on Joint Ventures, in: Los Angeles Times, 14.4.1988.

Wardell, Jane: BP shuts down Georgian Pipeline, in: Associated Press Financial Wire, 12.8.2008.

Wardell, Simon: Caspian Oil Swaps Continue to Grow, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 8.7.2002.

Wardell, Simon: CNPC Agrees to Buy Oil from Yukos, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 5.2.2004.

Wardell, Simon: Government Questions Commerciality of Baku-Ceyhan, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 13.6.2001.

Wardell, Simon: Kazakh Government Turns Up the Heat on Eni over Kashagan Delays, in: IHS Global Insight, 31.7.2007.

Wardell, Simon: Lukoil Looking to Settle Turgai Dispute in Kazakhstan, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 21.10.2005.

Wardell, Simon: More Talks With Azerbaijan Over Oil Pipeline Under Way, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 11.3.2003.

Wardell, Simon: Oil Swaps with Kazakhstan Put on Hold, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 27.3.2001.

Wardell, Simon: Russia Rejects CPC Expansion Proposal, in: IHS Global Insight, 13.11.2006.

Wardell, Simon: TotalFinaElf Studies Pipeline Option, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 29.5.2001.

Wardell, Simon: US Reiterates Opposition to Iran Pipeline, in: World Markets Analysis, World Market Research Centre, 13.3.2002.

Wardell, Simon: US Still Against Iran Pipeline Route, in: World Markets Analysis, World Markets Research Centre, 10.12.2001.

Warren, Christopher/Perry, William J.: Nato's True Mission, in: The New York Times, S. 27, 21.10.1997.

Watkins, Eric: Kazakh port due expansion, in: Oil & Gas Journal, S. 33, 7.3.2005.

Western Firms Seek Pact To Develop USSR Heavy-Oil Field, in: Platt's Oilgram News, Vol. 61, No. 82, S. 2, 28.4.1983.

Whalen, Jeanne: Russia Softens Stand On Caspian Division, in: The Moscow Times, No. 1432, 11.4.1998.

Whitehouse, Mark: Block Window On the Black Sea, in: The Moscow Times, No. 1355, 16.12.1997.

Whittle, Richard: Debate flowing over route of Caspian oil pipeline; U.S. doing what it can to avoid path through Iran, in: The Dallas Morning News, S. 1, 9.12.1997.

Williams, Selina: Georgia set to reinforce oil corridor role, in: Financial Times, 3.3.1998.

Wilson, Elliot: How Citic oiled the wheels of Kazakh M&A, in: Euromoney, May 2007.

Wong, Edward: China expanding its clout in Central Asia; Beijing sees opportunities for trade and security along its western frontiers, in: The International Herald Tribune, S. 3, 3.1.2011.

Wong, Joon San: Amoco chief sees attractive returns; Deals open door to mainland's energy sector, in: South China Morning Post, S. 6, 28.11.1997.

Yakovleva, Maria: China Thirsts for Kazakh Oil, in: Russian Petroleum Investor, 27.6.2005.

Yelovsky, Konstantin/Kirilchenko, Yuri: Kazakhstan seeks to involve in Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline, in: TASS, 10.9.2005.

Yevgrashina, Lada: BP starts work on landmark Caspian pipe: US\$2.9B project: First major pipeline bypass Russia, in: National Post's Financial Post & FP Investing, 12.9.2002.

York, Geoffrey: Caspian oilfield open up Consortium challenges Russia's monopoly in area with plan to build a twin pipeline through Georgia and Turkey, in: The Globe and Mail, 10.10.1995.

Yudashkin, Grigory: FINAM – Daily Market Watch – Breaking News – Nov 25, 2008 – part 2, in: Russian Banks and Brokers Reports, 25.11.2008.

Yuldasheva, Aida: First major new pipeline opens from oil-rich Caspian region, in: Agence France Presse, 26.3.2001.

Yusifzade, A.: Iran to resume oil products swap-operations with Caspian countries and Iraq, in: Trend Daily Economic News, 24.11.2010.

Yusifzade, A.: New tender will be announced on Trans-Caspian System project, in: Trend Daily Economic News, 23.9.2010.

Zaman, Amberin/Halling, Colin/McMichael, Bruce: Turkey Raises Threat of Closing Straits, New Regulations Would Effectively Bar Oil: Cetin, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 52, S. 1, 16.3.1994.

Zaman, Amberin/Lorenzetti, Maureen: Baku-Ceyhan financing cleared, Turkey claims, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 102, S. 1, 29.5.1998.

Zaman, Amberin/Usseinov, Arif: New Turkey PM Visiting Kazakstan In First Journey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 75, No. 175, S. 3, 10.9.1997.

Zaman, Amberin/Zipf, Peter/Lorenzetti, Maureen: Turkey official, in US, meets with AIOC, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 158, S. 1, 17.8.1995.

Zaman, Amberin: Amoco's Caspian Sea Project Stalls As Azeris Try To Untangle Political Ties, in: Platt's Oilgram News, Vol. 69, No. 239, S. 1, 13.12.1991.

Zaman, Amberin: Armenia Out Of Picture For Caspian Line; Iran Route is Increasingly Favored, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 166, S. 1, 26.8.1993.

Zaman, Amberin: Caspian leaders sign pipeline accords, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 224, S. 1, 19.11.1999.

Zaman, Amberin: Deal on Turkey gas line on tap for Europe summit, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 223, S. 1, 18.11.1999.

Zaman, Amberin: Disagreement Fierce Over Caspian Line; At Conference in Turkey, Consensus is Fleeting, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 83, S. 1, 29.4.1993.

Zaman, Amberin: Kazakh exports threaten Bosphorus: Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 79, No. 61, S. 3, 29.3.2001.

Zaman, Amberin: Kazakh leader reiterates support for line to Turkey, in: Platt's Oilgram News, Vol. 78, No. 187, S. 2, 28.9.2000.

Zaman, Amberin: New Botas Chief: Azeri Talks Revived, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 78, S. 1, 22.4.1994.

Zaman, Amberin: No Resolution To Caspian Legal Status, Turkic meeting fails to agree on several Issues, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 205, S. 4, 21.10.1994.

Zaman, Amberin: Russia doesn't like latest Turkish take on straits, in: Platt's Oilgram News, Vol. 74, No. 92, S. 3, 10.5.1996.

Zaman, Amberin: Turkey Fails To Win Consensus On Caspian Line Route, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 41, S. 1, 3.3.1998.

Zaman, Amberin: Turkish/Azeri Muddle: Iraqis, Kurds Want Say, in: Platt's Oilgram News, Vol. 71, No. 54, S. 4, 18.3.1993.

- Zaman, Amberin: Turkmenistan Gas, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 214, S. 7, 5.11.1998.
- Zandi, Reza: Plans afoot to compete with Baku-Ceyhan pipeline (Sharq), in: BBC Monitoring Middle East, 17.7.2006.
- Zhang, Liutong/Wu, Kang: China works to double SPR capacity by 2013, in: Oil & Gas Journal, S. 114, 4.10.2010.
- Zhavoronkova, V.: KMG: Trans-Caspian system project depend on resource base, in: Trend Oil & Gas – Azerbaijan, 6.4.2011.
- Zhdanov, Andrei: In America We Discussed Specific Economic Projects (Kazakhstanskaya Pravda, No. 66, S. 1), in: RusData Dialine - BizEkon News, 7.4.1995.
- Zhilyakov, Viktor: Caspian Oil Consortium expands pipeline network in Krasnodar, in: TASS, 8.9.2004.
- Zhilyakov, Viktor: Conference demands expert examination of new oil route, in: TASS, 5.10.1997.
- Zhong, Zhong/Junfeng, Chen: Kazakhstan, China to upgrade friendly ties, in: Xinhua News Agency, 22.9.1997.
- Zipf, Peter/Usseinov, Arif: Tengiz crude exports via Azerbaijan suspended, in: Platt's Oilgram News, Vol. 77, No. 27, S. 1, 10.2.1999.
- Zipf, Peter: CPC Nears Engineering Deal on Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 152, S. 1, 9.8.1995.
- Zipf, Peter: CPC Unlocks Funding For Tengiz Pipeline Work, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 33, S. 1, 19.2.1998.
- Zipf, Peter: Early Azeri Output of 80,000 b/d studied, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 96, S. 1, 18.5.1995.
- Zipf, Peter: Kazakh pipeline rehabilitation stalled; Chevron Pushes Option First Raised by President, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 55, S. 1, 21.3.1994.
- Zipf, Peter: Lines to Black Sea pushed for Caspian, in: Platt's Oilgram News, Vol. 73, No. 92, S. 1, 12.5.1995.
- Zipf, Peter: New Pipeline in Kazakh Mix: President; in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 35, S. 1, 18.2.1994.
- Zipf, Peter: Partners Freeze Funds For Kazakh Export Pipeline, in: Platt's Oilgram News, Vol. 76, No. 22, S. 1, 3.2.1998.
- Zipf, Peter: Quantities At Centre of Kazakh Standoff; Chevron Refuses Guarantees; Ultimatum Threatened, in: Platt's Oilgram News, Vol. 72, No. 89, S. 1, 9.5.1994.

Wikileaks-Dokumente

- o. V.: Ambassador Mann Discusses Caspian Energy Issues At Istanbul Energy Conference, 23.7.2004, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=04ANKARA4110&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Azerbaijan Views Of The Kazakhstan-Azerbaijan Oil-Transport Negotiations, 1.5.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU651&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: BP Builds Picture Of Split GOAJ On Oil Transport Agreement With Kazakhstan, 2.3.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU333&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Bryza's Meeting With Russian And Western Energy Officials, 21.8.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW4088&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Caspian Basin Energy Ambassador Mann Discusses East-West Energy Corridor Next Steps With Turkish Energy Officials, 25.5.2004, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=04ANKARA2914&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Chevron Ready To Give Up On CPC Expansion, Says Company's Eurasia President, 21.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW470&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: Chevron Russia President On CPC Breakthrough, Company's Plans in Russia, 24.9.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW4691&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Chevron's Eurasia Manager Offers Insight Into CPC Deadlock, 7.3.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ALMATY886&q=kazakhstan%20pipeline> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: China National Petroleum Corporation Acquires 50 Percent Stake In Mangistaumunaigas, 23.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA678&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: Codel Hastings Meets With President Nazarbayev, PM Masimov, 8.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1222&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: ConocoPhillips On Oil Transportation, Investment Climate, 23.2.2010, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA261&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: ConocoPhillips Updates Ambassador On "N" Block, Kashagan, 6.12.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ASTANA738&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Conoco-Phillips Views Of The Kazakhstan-Azerbaijan Oil-Transport Negotiations, 2.5.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BAKU663&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: CPC Update: Expansion MOU "Initialed", Awaiting Final Agreement, 29.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW2183&q> (Zugriff 17.2.2012).

- o. V.: Despite Obstacles, Kazakhstan Maintains Trans-Caspian Oil Momentum, 20.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA354&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Energy Deputy Secretary Poneman Briefed On Pipeline Contract, 16.10.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1858&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: Engaging With The Germans On Their EU Central Asia Strategy, 30.11.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06BERLIN3402&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Eurasian Energy Coordinator Mann Discusses Energy Transport With Samruk Deputy Head Kabyldin, 28.7.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1360&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: ExxonMobil Updates Ambassador On CPC Pipeline, KCTS Project, 19.10.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06ASTANA&q=kazakhstan%20pipeline> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: GOK And KMG Discuss Kashagan, Oil And Gas Transport Routes With Energy Coordinator Ambassador Mann, 4.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA225&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: International Oil Companies Brief Ambassador On Current Operations And Future Plans, 6.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1977&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: Kazmunaigas First VP Idenov On Swaps With Iran and Trans-Caspian Agreement With Socar, 19.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2276&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: Kazmunaigas President Discusses Georgia, Crude Transport With Ambassador Steve Mann, 8.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2008&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: KMG Halts KCTS Negotiations, Then Seeks New Talks With Companies, 17.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1400&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: Kulibayev On The State Of The Economy, Hydrocarbon Transportation, 21.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2291&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: Marine Transportation Expert Advises Government On Trans-Caspian Project, 2.4.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA578&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: Oil Companies And Ambassadors Discuss Oil and Gas Issues With Energy Coordinator Ambassador Mann, 4.2.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA206&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Ordoway Meets With Shkolnik and Kulibayev; Discusses BTC, CPC and Kashagan, 11.3.2005, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=05ALMATY953&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Senator Lugar Meets With Government Leaders In Astana, 14.1.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA66&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Shell's Candid Conversation With UK Eurasian Energy Officers, 4.11.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2175&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: Special Envoy Gray Discusses Energy Issues With Government and Major Companies, 1.8.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA1381&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: Special Envoy Morningstar Discusses Oil Transportation Projects With Minister Of Energy Mynbayev, 28.8.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA1449&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: Sullivan Discusses Energy, Economic Partnership With Prime Minister, 22.2.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA460&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Timur Kulibayev Discuss Oil Transportation And Georgia Investments, 20.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2081&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: With IGA On Trans-Caspian Oil Transport Ratified, Kazakhstan Impatient With Azerbaijan, Aloof Of IOCs, 15.4.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA729&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: CPC Update: Further Movement Toward Finish Line? 4.12.2006, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=06MOSCOW12763&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: KMG Executive Discusses KCTS Process, 2.3.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA563&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Chevron Manager Discusses Orenburg Deal, KCTS, 26.4.2007, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07ASTANA1110&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: BP Supports CPC Expansion – At The Right Price, 30.10.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA2144&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: CPC Expansion At Hand?, 12.12.2008, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08MOSCOW3591&q> (Zugriff 7.2.2012).
- o. V.: Kazakhstan Caspian Transportation System Update, 18.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA283&q> (Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: The Upward Trends Of TengizChevroil, 24.2.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA317&q> (Zugriff 18.2.2012).

- o. V.: KMG's Idenov Entertains, Reveals, 27.2.2009,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA352&q> (Zugriff 17.2.2012).
- o. V.: The Politics Of Pipelines, 24.3.2009, <http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA530&q>
(Zugriff 18.2.2012).
- o. V.: A KCTS Scorecard Of Risk And Rewards, 30.4.2009,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA748&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: The U.S. IOC Big Three And KMG, 15.1.2010,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA41&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Kazakhstan Money and Power, 25.1.2010, <http://cablegatesearch.net/cable.php?id=10ASTANA72&q>
(Zugriff 14.4.2012).
- o. V.: Kazakhstan To Study Plans For Samsun-Ceyhan Pipeline, 30.11.2009,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=09ASTANA2100&q> (Zugriff 20.2.2012).
- o. V.: Scen setter For Sullivans February 7 Energy Talks In Baku, 1.2.2007,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07BAKU155&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Russian Energy: Chevron And CPC – Looking At Options, 6.2.2007,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=07MOSCOW509&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Caspian Pipeline Consortium: State Of Play Kazakhstan, 6.5.2005,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=05ALMATY1774&q> (Zugriff 15.2.2012).
- o. V.: Chevron Faces The Squeeze At Tengiz And Karachaganak, 14.1.2008,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08ASTANA65&q> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: US embassy cables: A stormy meeting in Kazakhstan, 15.2.2008, <http://www.guardian.co.uk/world/us-embassy-cables-documents/141608> (Zugriff 16.2.2012).
- o. V.: Ambassador Mann Talks Energy With President Aliyev, 5.3.2008,
<http://www.cablegatesearch.net/cable.php?id=08BAKU191&q> (Zugriff 17.2.2012).

Anhörungen des US-Kongresses/Senats

- Commission On Security and Cooperation In Europe (CSCE) Hearing Subject: Russian foreign policy toward other former soviet republics chairman: Senator Dennis Deconcini (D-AZ), 24.5.1994.
- Energy Secretary Federico Pena, Remarks At U.S.-Russia Business Council Conference Regarding The Caspian Oil Pipeline, in: Federal News Service, 19.11.1997.
- Hearing of the House International Relations Committee Subject: U.S. Role in the Caucasus and Central Asia, in: Federal News Service, 30.4.1998.
- Hearing Of The International Economic Policy, Export And Trade Promotion Subcommittee Of The Senate Foreign Relations Committee Subject: US Interests In The Caspian Sea Region Chaired By: Senator Chuck Hagel (R-NE); in: Federal News Service, 23.10.1997.
- Hearing of the Senate Foreign Relations Committee, Subject: United States Energy Security: Russia and the Caspian, in: Federal News Service, 30.4.2003.
- Prepared Statement By Donald L. Pressley Acting Assistant Administrator For Europe And The New Independent States United States Agency For International Development Before The House Committee On International Relations, in: Federal News Service, 30.4.1998.
- Prepared Statement By Patrick Clawson, To The Senate Committee on Banking, Housing and Urban Affairs, in: Federal News Service, 15.3.1995.
- Prepared Statement Of Marc Grossman Assistant Secretary Of State For European And Canadian Affairs Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export, And Trade Promotion Subject - U.S. Policy On The Caspian, in: Federal News Service, 8.7.1998.
- Prepared Statement Of Stephen Sestanovich Ambassador-at-Large Special Adviser To The Secretary Of State For The New Independent States Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export And Trade Promotion Subject - U.S. Policy On The Caspian, in: Federal News Service, 8.7.1998.
- Prepared Testimony Of Ambassador Stuart Eizenstat Under Secretary For Economic And Business Affairs Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee On International Economic Policy, Export And Trade Promotion, in: Federal News Service, 23.10.1997.
- Prepared Testimony of Hillary Mann Associate Fellow, The Washington Institute For Near East Policy Before The House Judiciary Committee Subcommittee On Crime, in: Federal News Service, 10.6.1997.
- Prepared Testimony of Lawrence R. Fisher Vice President Production and Pipelines Fluor Daniels Inc. Before The Senate Committee on Foreign Relations Sub-Committee on International Economic Policy, Export, and Trade Promotion, in: Federal News Service, 25.2.1998.

Prepared testimony of Mike Stinson, Senior Vice President for Government Affairs CONOCO inc. Before The Senate Foreign Relations Committee Subcommittee on Foreign Relations, in: Federal News Service, 3.3.1999.

Remarks By Richard Morningstar, Special Envoy For Eurasian Energy, State Department, To The Woodrow Wilson Center: "The U.S. Perspective On Eurasian Energy", in: Federal News Service, 15.10.2010.

Testimony October 23, 1997 Charles J. Pitman Chairman & President AMOCO Eurasia Petroleum Company Senate Foreign Relations International Economic Policy, Export And Trade Promotion U.S. Interests In The Caspian Sea Region, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 23.10.1997.

Nanay, Julia: U.S. Energy Security: Russia and the Caspian, in: Federal Document Clearing House Congressional Testimony, 30.4.2003.

Morningstar, Richard: Secretary of State for Caspian Basin Energy Holds News Conference On Policy For The Caspian Region, in: FDCH Political Transcripts, 3.11.1998.

Mann, Steven R.: Energy and Security Issues in Central Asia, Statement Committee on House International Relations Subcommittee on the Middle East and Central Asia, in: CQ Congressional Testimony, 25.7.2006.

Clinton, William J.: Letter to Congressional Leaders on Iran, in: Public Papers of the President, 6.5.1995.

Clinton, William J.: Message to the Congress on Iran, in: Public Papers of the President, 17.9.1997.

Wilson, Ross: European and Eurasian Energy, Testimony before the Committee on House Foreign Affairs Subcommittee Europe and Eurasia, in: CQ Congressional Testimony, 2.6.2011.

Blank, Stephen: Energy and Security Issues in Central Asia, Statement Committee on House International Relations Subcommittee on the Middle East and Central Asia, in: CQ Congressional Testimony, 25.7.2006.

Reden und Präsentationen

Belotti, A.: Eni in the Caspian Area, Deutsche Bank Oil & Gas Conference, London, September 2004 (Präsentation), http://www.eni.com/it_IT/attachments/investor-relations/presentazioni/2004/DeutscheBank21Sept.pdf (Zugriff 26.8.2012).

Darbajev, Arman: Export Routes of Kazakh Oil Transportation from Caspian Region, JSC NC KazMunayGas, Astana, June 2011 (Präsentation), http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1441/11.00_Arman_Darbajev_ENG.pdf (Zugriff 4.8.2011).

MacDonald, Ian: Speech to MIOGE on June 25, 2002, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3390/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 1.2.2010).

MacDonald, Ian: The Caspian Pipeline Consortium – Meeting the Challenge of Exporting Production, Kazakhstan Oil & Gas Conference, 1.7.2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3391/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 13.7.2011).

Nasarbajew, Nursultan: Jahresbotschaft 2000, 24.10.2000, <http://www.botschaft-kasachstan.de/> (Zugriff 23.5.2012).

Nasarbajew, Nursultan: СТРАТЕГИЯ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ КАЗАХСТАНА КАК СУВЕРЕННОГО ГОСУДАРСТВА („Strategie zur Formung und Entwicklung Kasachstans als eines souveränen Landes“), 16.5.1992, www.bureau.kz/lib/download/515.doc (Zugriff 3.2.2012).

Nasarbajew, Nursultan: Kazakhstan 2030, Prosperity, Security and Ever Growing Welfare of all the Kazakhstanis, 1997, http://www.akorda.kz/en/kazakhstan/kazakhstan2030/strategy_2030 (Zugriff 21.2.2012).

Naszarbejew, Nursultan: 2006 State-of-the-Nation Address. Kazakhstan to join the world's 50 most competitive countries and to further enhance democracy and stability, http://www.kazembassy.org.uk/-img/Country%20Profile%202007_1.pdf (Zugriff 3.2.2012).

NIORDC Präsentation, Moscow, 23.6.2009, <http://de.scribd.com/doc/86705532/599ba9f5685ec58cc43993da9760b722> (Zugriff 23.9.2011).

Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit Paris, 2.6.2005, <http://www.cpc.ru/desktopdefault.aspx?alias=press&lang=En-US&tabid=3464> (Zugriff 20.7.2011).

Remarks by Ian MacDonald, CIS Oil and Gas Summit, London 31.3.2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3389/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011).

Remarks by Ian MacDonald, KIOGE, Almaty October 2004, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-us/tabID!3456/Default.aspx> (Zugriff 22.7.2011).

Remarks by Ian MacDonald, Russian-American Commercial Energy Summit, St. Petersburg, 23.9.2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3393/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 20.7.2011).

Speech by Ian MacDonald General Director of the Caspian Pipeline Consortium, Houston, February 12, 2003, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3388/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 2.3.2011).

Internetseiten

- Ambassade de la Republique du Kazakhstan: Kazakhstan-NATO, <http://www.kazakhstanembassy.be/index.php/en/relations/with-nato> (Zugriff 23.5.2012).
- Amerco International: Overview of the Baltic Pipeline System (BPS), http://www.amercointernational.com/baltic_pipeline_system.asp (16.6.2011).
- Atyrau Region: Mineral deposits extraction. Oil Fields, <http://www.spk-caspiy.kz/eng/index.php?pn=76&id=110> (Zugriff 2.2.2012).
- BG Group: Kazakhstan, <http://www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/Kazakhstan.aspx> (Zugriff 20.8.2011).
- Blackbourn Geological Service Ltd., http://img-fotki.yandex.ru/get/4513/invngn.38/0_50a40_805d8a63_orig (Zugriff 6.10.2011).
- Central Asia Oil and Gas Pipelines, <http://id.scribd.com/doc/2532506/Central-Asian-gas-and-oil-pipelines-2004> (Zugriff 26.3.2010)
- Chevron: Caspian Pipeline Consortium Base Operations and Expansion Project, 11.5.2011, <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9NDAYNjkyNnxDaGlsZEIEPTQyNTgzOHxUeXBIPtI=&t=1> (Zugriff 2.8.2011).
- CNPC in Kazakhstan, http://218.241.105.8/do/dratekxtrans/httpccd_csswww.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/kazakhstan/ (Zugriff 24.9.2011).
- CNPC Worldwide, <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/> (Zugriff 29.9.2011).
- CPC: About, Shareholders, <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!en-US/tabID!3360/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 21.3.2012).
- CPC: Crude oil shipment volumes from the CPC marine terminal, <http://www.cpc.ru/EN/shippers/Pages/volumes.aspx> (Zugriff 22.7.2011).
- CPC: Expansion Project, <http://www.cpc.ru/EN/expansion/Pages/default.aspx> (Zugriff 21.5.2012).
- CPC: Результаты деятельности КТК-Р, К в области охраны окружающей среды („Ergebnisse der Maßnahmen von CPC-R, K im Bereich des Umweltschutzes“), <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!ru/tabID!3367/DesktopDefault.aspx> (Zugriff 21.7.2011).
- EIA: Russia, Bosphorus Bypass Map, http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Russia/images/casp_bosp_bypass_map.gif (Zugriff 21.7.2011).
- Environment and Security Initiative, <http://www.envsec.org/maps/012.jpg> (Zugriff 25.2.2012).
- EU: EU/US Statement On Caspian Energy Issues, in: Delegation of the European Union to the United States, 18. Mai 1998, <http://www.eurunion.org/partner/summit/Summit9805/caspian.htm> (Zugriff 9.3.2012).
- European Bank for Reconstruction and Development: Kenkiyak-Atyrau Oil Pipeline, <http://www.ebrd.com/pages/project/psd/2004/28462.shtml> (Zugriff 11.9.2011).
- Geopolitics, in: Merriam-Webster Dictionary, <http://www.merriam-webster.com/dictionary/geopolitics> (Zugriff 2.3.2012).
- Gomeltransneft Druzhba: Historical excursus, <http://www.transoil.by/en/about/history/> (15.6.2011).
- ILF Consulting Engineers, <http://www.ilf.com/typo3temp/pics/2480b1f62d.jpg> (Zugriff 21.2.2012).
- Iran, <http://petros.ru/iran/> (Zugriff 28.2.2011).
- Iran-NIORDC Neka-Jask Pipeline, in: Energy World, <http://www.cceec.com.cn/English/Project/2010/0827/7486.html> (Zugriff 23.2.2011).
- Karachaganak KPO, <http://www.kpo.kz/about-kpo.html?&L=0> (Zugriff 2.11.2011).
- Karachaganak Project, in: IGEM, <http://www.igem.org.uk/download/document/3%204%20Chris%20Circuit.pdf> (Zugriff 20.8.2011).
- Kazakhstan-China-Pipeline, in: European Tribune, http://www.eurotrib.com/files/3/051216_casp_kaz_china_ppl.gif (Zugriff 2.3.2012).
- Kazmortransflot: Финансовые показатели („Finanzindikatoren“), <http://www.kmtf.kz/articles/view/14> (21.2.2012).
- KazMunaiGas: History, Chronology, <http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/> (Zugriff 2.3.2012).
- KazMunaiGas: History, Industry History, Establishment Stage, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).
- KazMunaiGas: History, Industry History, Initial Stage, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).
- KazMunaiGas: History, Industry History, The stage of the formation of geological prospecting subindustry, http://www.kmg.kz/en/about/history/sector_history/ (Zugriff 21.2.2012).

KazMunaiGas: Khvalynskoe, Centralnaya Projects (Präsentation),
http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1441/09.00_Alexander_Denyakin_Eng.pdf (Zugriff 16.8.2011).

KazMunaiGas: Operation, Oil and gas upstream, Kashagan <http://www.kmg.kz/en/-manufacturing/upstream/kashagan/> (Zugriff 22.5.2012).

KazMunayGas Exploration & Production JSC: The Company, General Information,
http://www.kmgep.kz/eng/the_company/general_information/ (Zugriff 15.10.2011).

KazMunayGas: Company Structure, Subsidiaries, http://www.kmg.kz/en/group_companies/subsidiary/rd/
 (Zugriff 4.10.2011).

KazMunayGas: Kazakhstan's oil export: reality and perspectives, Istanbul, October 2010 (Präsentation),
http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1057/Nurtas_Shmanov_KAZMUNAYGAS_ENG.pdf
 (Zugriff 25.6.2011).

KazMunayGas: Manufacturing, Ustream, Kashagan, Short summary on the Northern-Caspian project (NCP), in:
 KazMunaiGas <http://www.kmg.kz/en/manufacturing/upstream/kashagan/> (Zugriff, 13.1.2012).

KazTransOil: Investment Projects, http://www.kaztransoil.kz/en/finance_and_economy/investment_projects/
 (Zugriff 15.8.2011).

Key Petroleum Sector Facilities, in: Parstimes,
http://www.parstimes.com/images/iran_petroleum_facilities_2004.jpg (Zugriff 2.3.2011).

KMG Transcaspian LLP, <http://www.kmg-tc.kz/> (Zugriff 8.3.2012).

Lukoil Oil Company: Kasachstan, <http://www.lukoil-overseas.com/projects/kazakhstan/5781.php> (Zugriff 11.10.2011).

Ministry of Oil and Gas of the Republic of Kazakhstan: Нефтяная промышленность („Erdölwirtschaft“),
http://mgm.gov.kz/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog-&id=41&Itemid=63&lang=ru (Zugriff 2.5.2012).

NATO: Das strategische Konzept des Bündnisses, in: NATO Summit Press Release (24.4.1999),
<http://www.nato.int/docu/pr/1999/p99-065d.htm> (Zugriff 1.2.2012).

North Caspian Operating Company: Export Strategy, http://www.ncoc.kz/en/kashagan/export_strategy.aspx
 (Zugriff 2.12.2011).

North Caspian Operating Company: Roles and Responsibilities,
http://www.ncoc.kz/en/ncoc/role_and_responsibility.aspx (Zugriff 21.2.2012).

Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2001, in: Perry-Castañeda Library Map Collection, Russia and the Former Soviet Republics Maps, The University of Texas at Austin, http://www.lib.utexas.edu/maps/middle_east_and_asia/caspian_sea_oil_gas-2001.jpg (Zugriff 2.3.2012).

Oil and Gas Infrastructure in the Caspian Sea Region 2012, in: Perry-Castañeda Library Map Collection, Oil and Gas Map Sites, The University of Texas at Austin, http://www.lib.utexas.edu/maps/middle_east_and_asia/txu-pclmaps-oclc-785323952-caspian_sea_oil_and_gas.jpg (Zugriff 2.2.2013).

Regional Finance Centre of Almaty, <http://www.rfca.kz/en/transportation> (Zugriff 2.2.2012).

RSF: Predators: Nursultan Nazarbayev, President, Kazakhstan, <http://en.rsf.org/predator-abdallah-ibn-al-saud,37208.html> (Zugriff 2.3.2012).

Sarmatia: EAOTC Project, History, <http://sarmatia.com.pl/en/eaotc-project/history/> (Zugriff 1.2.2011).

Secretariat of the Conference on Interaction and Confidence Building Measures in Asia, http://www-s-cica.org/page.php?page_id=7&lang=1 (Zugriff 23.5.2012).

STL System, in: PortMeridian, <http://www.portmeridian.com/stl-system.html> (Zugriff 16.2.2012).

Tengizchevroil: About TCO, http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 2.3.2011).

Tengizchevroil: About TCO, The History of the Tengiz Field,
http://www.tengizchevroil.com/en/about/tco_history.asp (Zugriff 14.8.2011).

Tengizchevroil: About TCO, The TCO Field, http://www.tengizchevroil.com/en/about/the_tco_field.asp (Zugriff 15.3.2012).

The Great Game: Maps, <http://greatgame.no.sapo.pt/mapas/PIPELINE.jpg> (Zugriff 25.6.2011).

Theodosia Oil Terminal: About Us, History, <http://www.en.fponp.gov.ua/about/history/history.html> (Zugriff 27.2.2012).

Timur Askarovich Kulibaev Ph.D., in: Bloomberg Businessweek,
<http://investing.businessweek.com/research/stocks/private/person.asp?personId=26282920&privcapId=51981064&previousCapId=5828266&previousTitle=GAZPROM%20OAO>
 (Zugriff 14.4.2012).

Timur Kulibaev, in: Gazprom, Management, Board of Directors,
<http://www.gazprom.com/about/management/directors/kulibaev/> (Zugriff 14.4.2012) .

Total: An Illustrated History of Total, http://histoire.total.com/index_en.html (Zugriff 15.2.2011).
Transneft: Current Projects, BPS-2, <http://www.transneft.ru/projects/119/10028/> (Zugriff 16.6.2011).
Zeus Intelligence, <http://member.zeusintel.com/NewsImages/ZGMR/20101119/3.Kashagan.jpg> (Zugriff 21.2.2012).

Datenbanken und statistische Dokumente

Asia Development Bank Online-Datenbank, <http://www.adb.org/data/sdbs> (Zugriff 18.5.2012).
BP Statistical Review of World Energy 2011,
<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=9025443&contentId=7047051> (Zugriff 20.6.2011).
BP Statistical Review of World Energy 2012,
<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> (Zugriff 23.6.2012).
EIA: Sport Prices for Crude Oil and Petroleum Products, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_w.htm
(Zugriff 2.3.2012).
Europäische Kommission: Energy, Statistics & Market observatory, EU Crude oil imports,
http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/import_export_en.htm (Zugriff 21.3.2012).
IHS Database

Ministry of Finance of the Republic of Kazakhstan:

Folgende Publikationen wurden abgerufen unter:

<http://www.minfin.kz/index.php?uin=1120287940&lang=rus> (Zugriff 21.2.2013).

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2005.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2006.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2007.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2008.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2009.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2010.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2011.

Объемы экспорта отдельных товаров РК по основным странам-торговым партнерам 2012.

(„Exportvolumen bestimmter Waren der Republik Kasachstan an wichtigste Handelspartner“)

Publikationen von Nefte Compass (Zugriff über die Online-Bibliothek der FU Berlin, Datenbank LexisNexis)

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2001.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2002.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2003.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2004.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2005.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2006.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2007.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2008.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2009.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2010.

Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, 2011.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2004.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2005.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2006.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2007.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2008.

Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2009.

Russian Crude Oil Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2010.

Russian Crude Oil Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, 2011.

OECD/IEA Online-Datenbank, <http://www.oecd-ilibrary.org/statistics> (Zugriff über die Online-Bibliothek der FU Berlin).

Petromarket, http://petromarket.ru/downloads/rob/Russia_Oil_Balances_6.pdf (Zugriff 20.6.2011).

The Agency of Statistics of the Republic of Kazakhstan, <http://www.eng.stat.kz/Pages/default.aspx>.

Folgende Publikationen wurden Abgerufen unter: <http://www.stat.kz/PUBLISHING/Pages/publications.aspx>
(Zugriff 26.9.2012).

Промышленность Республики Казахстан за 1990-1997 годы, Статистический сборник („Industrie der Republik Kasachstan in den Jahren 1990-1997, Statistisches Bulletin“), Almaty: Национальное Статистическое Агентство Республики Казахстан, 1998.

Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 1990, 1995-1998 („Industrie der Republik Kasachstan und ihrer Regionen, Statistisches Bulletin 1990, 1995-1998“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 1999.

Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 1998-2001 („Industrie der Republik Kasachstan und ihrer Regionen, Statistisches Bulletin 1998-2001“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2002.

Промышленность Республики Казахстан и его регионов, Статистический сборник 2002-2005 („Industrie der Republik Kasachstan und ihrer Regionen, Statistisches Bulletin 2002-2005“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2006.

Региональный статистический ежегодник Казахстана, Статистический сборник („Regionales statistisches Jahrbuch Kasachstans, Statistisches Bulletin“), Almaty: Национальное Статистическое Агентство Республики Казахстан, 1998.

Регионы Казахстана в 2010 году, Статистический сборник („Kasachstans Regionen im Jahr 2010, Statistisches Bulletin“), Astana: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2011.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2004.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2005.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2006.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2007.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2008.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2009.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2010.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2011.

Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан („Energiebilanz der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2012.

Внешнеэкономическая деятельность Республики Казахстан („Außenwirtschaftliche Aktivitäten der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике 1999.

Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан („Außenhandel und gemeinsames Unternehmertum der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2001.

Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан („Außenhandel und gemeinsames Unternehmertum der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2002.

Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан („Außenhandel und gemeinsames Unternehmertum der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2003.

Внешняя торговля и советное предпринимательство Республики Казахстан („Außenhandel und gemeinsames Unternehmertum der Republik Kasachstan“), Almaty: Агентство Республики Казахстан по статистике, 2004.

The National Bank of Kazakhstan Datenbank, <http://nationalbank.kz/index.cfm?docid=158> (Zugriff 28.7.2012).

The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan: Oil and gas extraction in Azerbaijan, <http://www.azstat.org/statinfo/industry/en/index.shtml> (Zugriff 19.12.2011).

Weltbank Online-Datenbank, <http://databank.worldbank.org/data/Home.aspx> (Zugriff 19.8.2012).

Wood MacKenzie Country Overview Kazakhstan 2009, Woodmac Live Site.

Anhang

Tabelle 41: Erdöllexport aus Kasachstan – einzelne Routen und geografische Vektoren (in Mt)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Produktion	25,848	22,975	20,279	20,641	22,968	25,778	25,945	30,130	35,317	40,091
Export	20,300	17,9	9,612	11,307	14,503	16,382	20,289	23,674	27,713	32,378
Nördlicher Vektor gesamt	19,591	16,894	8,955	11,266	14,483	15,528	18,125	21,395	24,638	27,906
Atyrau-Samara-Pipeline	-	-	-	-	-	9,400	9,500	10,585	11,574	14,500
Karachaganak-Orenburg-Pipeline	-	-	-	1,525	0,998	1,570	2,160	3,067	4,077	3,806
Aktau-Machatschkala-Noworossiysk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,200
CPC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,933
Andere über Russland	19,591	16,894	8,955	9,741	13,485	4,559	6,465	7,543	7,933	7,467
Westlicher Vektor gesamt	0	0	0	0	0,020	0,654	1,765	1,831	2,350	3,800
Aktau-Baku-Batumi	0	0	0	0	0,020	0,654	1,765	1,831	2,350	3,800
BTC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Östlicher Vektor gesamt	0	0	0	0	0	0,093	0,399	0,477	0,724	0,672
Eisenbahn	0	0	0	0	0	0,093	0,399	0,447	0,724	0,672
Kasachstan-China-Pipeline	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Südlicher Vektor (Neka)	0	0	0	0,007	0	0,067	0	0	0	0,00003
Regional	0,709	1,006	0,657	0,034	0	0,039	0,036	0	0,003	0
Aserbaidshon	0,709	0,947	0,607	0,034	0	0,039	0,036	0	0,003	0
Turkmenistan	-	0,059	0,050	0	0	0	0	0	0	0
Usbekistan	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geoökonomische Diversifizierung	0,709	1,058	0,657	0,041	0,020	0,853	2,164	2,278	3,074	5,404
Geopolitische Diversifizierung	0,709	1,058	0,657	0,041	0,020	0,853	2,164	2,278	3,074	4,471

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Produktion	47,271	51,451	59,485	61,486	65,003	67,1258	70,671	76,483	79,685	80,060
Export	39,334	44,265	52,419	52,405	57,100	60,796	62,803	68,100	71,200	71,360
Nördlicher Vektor gesamt	35,170	38,904	45,988	45,847	47,227	49,650	52,092	53,695	55,049	56,039
Atyrau-Samara-Pipeline	14,007	14,200	15,001	15,175	15,595	15,975	16,769	17,504	15,301	15,427
Karachaganak-Orenburg-Pipeline	4,931	5,267	4,359	2,183	2,370	2,549	2,46	1,784	1,995	1,211
Aktau-Machatschkala-Noworossijsk	2,355	3,068	3,730	3,717	3,429	4,200	4,517	3,815	3,878	3,833
CPC	11,131	14,778	22,365	24,480	24,360	25,566	25,839	27,525	28,467	28,439
Andere über Russland	2,746	1,591	0,534	0,292	1,473	1,360	2,507	3,067	5,408	7,128
Westlicher Vektor gesamt	2,160	2,852	2,989	2,916	2,246	1,600	2,707	5,500	4,400	4,131
Aktau-Baku-Batumi	2,160	2,852	2,989	2,916	2,246	1,600	2,422	3,600	4,400	4,131
BTC	0	0	0	0	0	0	0,285	1,900	0	0
Östlicher Vektor gesamt	1,004	1,198	1,286	1,300	2,990	5,607	5,916	6,438	10,092	10,694
Eisenbahn	1,004	1,198	1,286	1,300	1,230	0,840	0,840	0,240	0	0
Kasachstan-China-Pipeline	0	0	0	0	1,760	4,767	5,076	6,198	10,092	10,694
Südlicher Vektor (Neka)	1	1,050	1,895	2,098	4,330	3,400	1,678	1,800	1,200	
Regional	0	0,260	0,265	0,248	0,307	0,539	0,410	0,667	0,464	0,501
Aserbaidshon	0	0	0	0	0	0	0	0	0,005	0,005
Turkmenistan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kirgistan	0	0	0,004	0,004	0	0	0	0,0006	0	0
Usbekistan	0	0,260	0,261	0,244	0,307	0,539	0,410	0,667	0,459	0,496
Geoökonomische Diversifizierung	15,295	20,139	28,800	31,042	34,233	36,712	36,550	41,931	44,618	43,760
Geopolitische Diversifizierung	4,164	5,361	6,435	6,562	9,873	11,146	10,711	14,406	16,151	15,321

Quellen: IHS Database; Publikationen des Ministry of Finance of the Republic of Kazakhstan (siehe Literaturverzeichnis); OECD/IEA Online-Datenbank; Petromarket; Publikationen von The Agency of Statistics of the Republic of Kazakhstan (siehe Literaturverzeichnis); Wood MacKenzie Country Overview Kazakhstan 2009, Woodmac Live Site; Russian Crude Oil Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, Jahrgänge 2010 und 2011; Russian Crude Exports to Non-CIS Markets, Nefte Compass, Jahrgänge 2004-2009; Kazakh Crude Oil and Gas Condensate Production, Nefte Compass, Jahrgänge 2001-2011; Результаты деятельности КТК-Р, К в области охраны окружающей среды <http://www.cpc.ru/portal/alias!press/lang!ru/tabID!3367/DesktopDefault.aspx>; Kazmortransflot: Финансовые показатели <http://www.kmtf.kz/articles/view/14>; Scott Wilson: Aktau Port Development, Masterplanning & Feasibility Study, 2007; Zha, Daojiong: China's Energy Security and Its International Relations, in: The China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 3, No. 3, 2005, S. 39-54; Downs, Erica S.: Who's Afraid of China's Oil Companies? in: Pascual, Carlos/Elkind, Jonathan (eds.): Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications, Washington D.C.: Brookings, 2010, S. 73-102; BP Statistical Review of World Energy 2011 und 2012; Kaztransoil boosts oil transportation 7.2% in 2009, in: Central Asia & Caucasus Business Weekly, 12.1.2010; In 2008 KazTransOil increased oil transportation 3.9%, in: Kazakhstan General Newswire, 12.1.2009; Kosolapova, E.: KazTransOil ups oil transportation by percent in 2011, in: Trend Oil & Gas - Azerbaijan, 11.1.2012; JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2010, Astana, 2011; JSC KazMunaiGaz: Annual Report 2011, Astana, 2012; KazMunaiGas: Kazakhstan's oil export: reality and perspectives, Istanbul, October 2010; Interne Unterlagen der russischen Botschaft in Berlin; eigene Berechnungen, Schätzungen und Anpassungen.

Der Lebenslauf ist in der Online-Version aus Gründen des Datenschutzes nicht enthalten.