



ENVIRONMENTAL POLICY RESEARCH CENTRE
Freie Universität Berlin
Department of Political and Social Sciences
Otto Suhr Institut for Political Sciences

FFU-report 04-2004

**Forschungsstelle
für Umweltpolitik**

**Globale Akteure in der
Kaspischen Region:
Staaten, Ölfirmen
und Ölexportwege**

Nadine Haase

ffu

*Korrespondenzadresse:
nadine.haase@web.de*

*Gekürzte Fassung der Diplomarbeit,
die am 22. Mai 2003 am
Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften
der Freien Universität Berlin eingereicht wurde.*

*ISSN 1612-3026
FFU-rep 04-2004*



FORSCHUNGSSTELLE FÜR UMWELTPOLITIK
Freie Universität Berlin
Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften
Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft

Ihnestr. 22
14195 Berlin

telefon +49-30-838 566 87
fax +49-30-838 566 85
email ffu@zedat.fu-berlin.de
internet www.fu-berlin.de/ffu/

Zusammenfassung

Die vorliegende Untersuchung analysiert die Verhandlungsprozesse um die Routen der transnationalen Ölexportwege im Zeitraum von 1993 bis 2003, die auf eine Verbindung der landumschlossenen Kaspischen Region mit dem Weltmarkt zielen. Im Zentrum der Arbeit steht die unterschiedliche Verteilung von Kosten und Gewinnen innerhalb von Pipelineprojekten auf die beteiligten Staaten und Ölfirmen. Anhand der Ölpipeline Baku-Ceyhan (BTC-Projekt) und der Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium (CPC-Projekt) wird gezeigt, dass die Einflussfaktoren „Ölpreis“ und „Struktur des Produktionskonsortiums“ verantwortlich sind für eine stärkere Durchsetzung privatwirtschaftlicher Präferenzen gegenüber den Präferenzen der staatlichen Akteure. Zum einen stärken demnach Multinationale Konsortien die Durchsetzungskraft der Ölfirmen als Gruppe. Zum anderen wirkt der Ölpreis gleichermaßen als Einflussgröße auf das Verhalten staatlicher wie privatwirtschaftlicher Akteure, wenn die Staatsbudgets der staatlichen Akteure stark von der Ölrente abhängig sind. Den theoretischen Hintergrund der Untersuchung bildet die Internationale Politische Ökonomie in der Interpretation von Susan Strange.

Abstract

This study analyses the negotiations of transnational oil export routes between 1993 and 2003 which aim to connect the Caspian region with the world oil market. The focus of this thesis is on the different distribution of costs and profits between involved states and oil companies with regard to various pipeline projects. By analysing two oil pipeline projects, the Baku-Ceyhan Pipeline and the export route of the Caspian Pipeline Consortium, it is demonstrated methodologically that the independent variables “oil price” and “structure of the production consortium” are responsible for a stronger enforcement of private vis-à-vis state preferences. The following two major findings have been generated: Firstly, multinational consortia strengthen the oil companies as a group to enforce their preferences. Secondly, the oil price influences the behaviour of state actors to a similar extent than private actors in case their state budgets are heavily dependent on oil rents. The theoretical background of this study refers to the International Political Economy approach by Susan Strange.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Fragestellung	2
1.3	Relevanz der Fragestellung und Forschungsstand	4
1.4	Theorie, Methodik und Operationalisierung	5
1.5	Arbeitsschritte	7
2	International Political Economy	8
2.1	Susan Strange: Der Rückzug des Staates	8
2.1.1	Historische Verortung der International Political Economy	8
2.1.2	Machtdiffusion	9
2.1.3	States and Markets: Konzeption struktureller Macht	11
2.2	Transnationale Unternehmen, Staaten und ihre transnationalen Beziehungen	13
2.2.1	Transnationale Unternehmen: Definition und Bedeutung	13
2.2.2	Der internationale Energiesektor und der Ölpreis im triangulären Kontext Staat- Markt-Unternehmen - ein historischer Abriss.	16
2.2.3	Neue Investitionsformen im Ölsektor	17
2.2.4	Auswirkungen neuer Investitionsformen in Gestalt von multinationalen Konsortien auf transnationale Beziehungen	20
3	Kaspische Energiereserven und der Weltmarkt	22
3.1	Trends Globaler Ölversorgung	23
3.1.1	Die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls	26
3.1.2	Die Ölpreisentwicklung zwischen Januar 1990 – April 2002	28
3.2	Reserven, Lagerstätten und Exportpotenzial	30
3.3	Rechtlicher Status des Kaspischen Meeres	33
3.4	Das Transportproblem	35
3.4.1	Wirtschafts-geographische und politische Determinanten	36
3.4.2	Transport des „frühen“ und „späten“ Öls	38
3.4.3	Transportoptionen für Kasachstan und Aserbajdschan	40
4	Kasachstan: Die Verhandlungen um die Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium	42
4.1	Kasachstan und der Ölsektor	42
4.2	Formierung der Verhandlungsarena	44
4.2.1	Bildung des Joint Venture Tengizchevroil zur Exploration des Tengiz- Feldes	44
4.2.2	Ein Transportweg für das Öl der Tengizchevroil: Gründung des CPC	46

4.3	Disput zwischen Chevron und dem Caspian Pipeline Consortium	46
4.3.1	Russisches Transportmonopol	47
4.3.2	Ursache für die russische Blockadepolitik: Russland und der Ölmarkt	49
4.3.3	Strategiewechsel von Chevron und der kasachischen Regierung	50
4.3.4	Einigung	53
4.3.5	Umformung des Tengizchevroil in ein Konsortium	54
4.4	Zwischenfazit	55
5	Aserbaidtschan: Die Verhandlungen um die Baku-Ceyhan Pipeline	58
5.1	Aserbaidtschan und der Ölsektor	58
5.2	Formierung der Verhandlungsarena	60
5.2.1	Bildung des Azerbaijan International Operating Company	60
5.2.2	Gruppe der staatlichen Befürworter der Baku-Ceyhan Pipeline	61
5.3	Das Werben der staatlichen Koalition für die Baku-Ceyhan Pipeline	63
5.3.1	Die USA-Kampagne für die Baku-Ceyhan Pipeline und der Ölpreis	64
5.3.2	Struktur der Azerbaijan International Operating Company	66
5.3.3	OSZE-Gipfel in Istanbul	66
5.4	Die Ölfirmen: Vom Bremser zum Investor	67
5.4.1	Politische Stabilität und Reservenentwicklung	68
5.4.2	Die Sponsorengruppe als Vorreiter der Baku-Tiblisi-Ceyhan Company	69
5.4.3	Die Ölfirmen und der türkische Gasmarkt: Die Doppelstrategie	70
5.4.4	Der neue Finanzierungsmodus	71
5.4.5	Lukoil und Russland	72
5.4.6	Einigung	73
5.5	Zwischenfazit	74
6	Schlussbetrachtung	76
6.1	Ergebnisse	77
6.2	Ausblick	80
	Anhang	81
	Literaturverzeichnis	83
	Zeitungsartikel & Newslines	89

Verzeichnis der Tabellen

Tab. 1:	Förder- und Transportkosten im Vergleich _____	27
Tab. 2:	Phasen des Ölpreisniveaus 1990-2002 _____	29
Tab. 3:	Öl- und Gasreserven im Kaspischen Raum und Zentralasien _____	30
Tab. 4:	Nettoexporte der kaspischen Staaten in Millionen Tonne _____	32
Tab. 5:	Ölproduktion und –Verbrauch; gesicherte Reserven 2001 _____	81
Tab. 6:	Produktion, Verbrauch und Nettoexport* von Erdöl in den Kaspi-Staaten _____	82

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1:	Variation der unabhängigen Variable 1 _____	6
Abb. 2:	Argumentation von Strange _____	10
Abb. 3:	Modell Strange: Quellen struktureller Macht _____	12
Abb. 4:	Verbrauchs- und Produktionsdaten der EU im Vergleich zur USA/Kanada im Jahr 2001 _____	24
Abb. 5:	Regionale Reservenverteilung (2001) _____	25
Abb. 6:	Ölpreisentwicklung zwischen Januar 1990 bis April 2002 _____	29
Abb. 7:	Existierende und potenzielle Öl- und Gasexportrouten aus der Kaspischen Region _____	35
Abb. 8:	Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium _____	42
Abb. 9:	Caspian Pipeline Consortium (1996) _____	54
Abb. 10:	Tengizchevroil (1998) _____	55
Abb. 11:	Baku-Ceyhan Pipeline _____	58
Abb. 12:	Azerbaijan International Operating Company (1994) _____	61
Abb. 13:	Azerbaijan International Operating Company (1998) _____	66
Abb. 14:	Baku-Tiblisi-Ceyhan Company (Dezember 2002) _____	74
Abb. 15:	World Oil Price Chronology: 1970-April 2002 _____	81

Verzeichnis der Abkürzungen

AIOC	Azerbaijan International Operating Company
Arco	Atlantic Richfield
b/d	Barrel pro Tag
BP	British Petroleum
BTC	Baku-Tiblissi-Ceyhan
Btu	British thermal unit
CERA	Cambridge Energy Research Association
CPC	Caspian Pipeline Consortium
CSIS	Center for Strategic and International Studies
ECT	Energiecharta Treaty
EIA	Energy Information Administration
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EU	Europäische Union
IEA	International Energy Agency
IIASA	International Institute for Applied System Analysis
ILSA	Iran-Libya Sanction Act
IPE	International Political Economy
JV	Joint Ventures
Mio.	Millionen
MK	multinationales Konsortium
MNC	Multinational Corporation
Mrd.	Milliarden
NATO	North Atlantic Treaty Organisation
NIF	Neue Investitionsformen
NIOC	National Iranian Oil Corporation
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OKIOC	Offshore Kazakhstan International Operating Company
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OSZE	Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa
R&D	Research and Development
RGW	Rates für Gegenseitige Wirtschaftshilfe
R/P-Faktor	Reserven/Produktion-Faktor
R/P-Quotient	Reserven/Produktion-Quotient
PSA	Production Sharing Agreement
Socar	State Oil Corporation of the Republic of Azerbaijan
Tcf	Trillion cubic feet
TCO	Tengizchevroil
TPAO	Turkish Petroleum Corporation
TU	transnationales Unternehmen
USA	United States of America
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development
UNO	United Nations Organisation
UV	unabhängige Variable
WEC	World Energy Council

1 Einleitung

Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion erfolgte die politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Neuordnung der Kaspischen Region.¹ Eine zentrale Bedeutung für die regionale Gestaltung kommt der politischen Ökonomie der kaspischen Energievorkommen zu. Die Regierungen der Länder Aserbaidschan und Kasachstan, die über enorme Öl- und Gasreserven verfügen, koppeln ihre wirtschaftliche Transformation und Entwicklungsstrategien eng an den Energiesektor. Auf diese Weise erhoffen sie sich, ihre Unabhängigkeit festigen und langfristig ihren Wohlstand vermehren zu können. Doch die geographische Lage der Region, die über keinen Zugang zum offenen Meer verfügt, erschwert eine Anbindung der Ölregion an den Weltmarkt, da die hierfür notwendige Transportinfrastruktur nicht vorhanden ist.

Im Fokus der politischen Ökonomie der kaspischen Öl- und Gasvorkommen stehen drei große Bereiche: *Erstens*, die Eigentumsrechte der Ressourcen im Kaspischen Meer; *zweitens*, die Partizipation in den multinationalen Konsortien, die geformt worden sind, um die Ressourcen zu explorieren; *drittens*, die Eigentumsrechte, die Routen und die Konstruktion der Pipelines, die die Kaspische Region mit dem Weltmarkt verbinden.² Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich auf den dritten und letzten Bereich, die Verhandlungsprozesse um die Routen der transnationalen Ölexportwege. Im Zentrum der Arbeit steht die unterschiedliche Verteilung von Kosten und Gewinnen innerhalb von Pipelineprojekten auf die beteiligten Staaten und Ölfirmen. Anhand der Ölpipeline Baku-Ceyhan (BTC-Projekt) und der Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium (CPC-Projekt) wird analysiert, ob die Einflussfaktoren Ölpreis und Struktur des Produktionskonsortiums verantwortlich sind für eine stärkere Durchsetzung privatwirtschaftlicher Präferenzen gegenüber den Präferenzen der staatlichen Akteure.

1.1 Hintergrund

Der Aufbau der Exportinfrastruktur für den Ölsektor fand parallel zur politischen Neuordnung der Region statt. Auf der einen Seite standen die Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und die Türkei und auf der anderen Seite Russland und Iran. Beide Koalitionen versuchten, ihren Einfluss in der Kaspischen Region durch ein Engagement im Energiesektor zu vergrößern. Daher entstand eine Konkurrenz ökonomischer und politischer Vorstellungen über die Gestaltung des Verlaufs der transnationalen Ölexportwege.

Seit 1993/1994 verhandelten Aserbaidschan und Kasachstan mit den Ölfirmen, den Transitländern einschließlich des externen Players USA um die Exportwege, die für den erwarteten Produktionsanstieg ab 2005 erforderlich sein werden. Der Monat August 2002 markiert die Einigung der beteiligten Staaten mit den Ölfirmen auf den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline. Die Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium, die das kasachische Tengiz-Feld mit dem Schwarzen Meer verbindet, konnte bereits im Oktober 2001 in Betrieb genommen werden. Demzufolge hat eine fast zehnjährige Debatte um den Verlauf der Hauptexportwege der ölexportierenden Länder Kasachstan und Aserbaidschan ihr vorläufiges Ende genommen.

¹ Die Kaspische Region umfasst die Länder Zentralasiens und des Kaukasus.

² Die Unterteilung der Politischen Ökonomie der Kaspischen Öl- und Gasvorkommen in drei Bereiche geht auf die Analyse des amerikanischen Ökonomen *Abraham Becker* (Rand-Institut, USA) zurück. Vgl. Becker 2000, 92.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass es den Ölgesellschaften weder für die Produktionsstätten in Kasachstan noch in Aserbaidschan gelang, die kürzeste und kostengünstigste Transportroute über iranisches Territorium durchzusetzen. Hierin zeigt sich die These von *Stephen D. Krasner* bestätigt, wonach Staaten gegenüber transnationalen Unternehmen eine stärkere Verhandlungsposition einnehmen, wenn dem Territorium für den Verhandlungsgegenstand eine wichtige Bedeutung zukommt.³ Dies ist im Transportsektor zweifelsohne der Fall. *Stephen Blank* prognostizierte bereits 1999, welche Akteursgruppe ihre Präferenzen bei der Routenentscheidung durchsetzen wird: „Politics, not economics, will dominate future decisions about pipelines and major investment projects“⁴ Im Gegensatz zu *Blank* resümiert der Präsident von Chevron Overseas Petroleum, *Richard Matzke*, „in a reversal of history, the industry today is showing it's potential to drive geopolitical events, rather than be driven by them“.⁵ Seiner Einschätzung nach kann von einer Suprematie der Politik nur eingeschränkt gesprochen werden.

Die vorliegende Untersuchung geht über eine dichotome Betrachtungsweise der Fallstudien nach dem Schema „who wins“⁶ hinaus. In den Blick rücken statt dessen strukturelle Veränderungen, die im Zuge der Globalisierung auch in diesem Politikfeld erkennbar wurden. Das empirische Puzzle – und somit den Untersuchungsgegenstand - dieser Arbeit bilden die unterschiedlichen Verhandlungsergebnisse des BTC- und des CPC-Projekts, die im Folgenden näher erläutert werden. Im Fall des BTC-Projekts demonstrierte das multinationale Konsortium Azerbaidschan International Operating Company die Macht der Ölfirmen. Den Mitgliedern des Produktionskonsortiums gelang es zunächst, die Entscheidung für eine aserbaidschanische Exportroute, die sich auf politischen Prämissen gründete, über einen Zeitraum von acht Jahren zu blockieren. Darüber hinaus sagten die Ölfirmen des Pipelinekonsortiums, die gleichzeitig Mitglieder des Produktionskonsortiums sind, lediglich 30 Prozent der Finanzierung zu. Die Verantwortung für die Finanzierung der restlichen 70 Prozent soll an die internationalen Kreditinstitute wie Weltbank oder Europäische Bank für Wiederaufbau abgegeben werden. Diese befinden sich derzeit noch in der Entscheidungsphase, ob sie das Projekt finanzieren wollen. Demgegenüber steht das CPC-Projekt in Kasachstan. Dort benötigte man für die Verhandlungen um die Route zweieinhalb Jahre und die Finanzierung der Pipeline wurde zu 100 Prozent von den Ölfirmen übernommen.⁷

1.2 Fragestellung

Betrachtet man die Dauer des Verhandlungsprozesses bis zur Einigung auf eine Exportpipeline und die weitreichende Externalisierung der Finanzierung des Projekts seitens der transna-

³ Vgl. Krasner 1995, 272-273, 277-278.

⁴ Blank 1999, 149.

⁵ Müller 1999, 39.

⁶ Risse 1995, 193. Dort findet sich auch weiterführende Literatur zur zurückliegenden Diskussion „States and transnational actors: who wins?“, die vor allem im Zusammenhang mit den Interdependenztheorien geführt wurde.

⁷ Noch deutlicher wird der Unterschied, wenn man die Anteilseignerschaft an der Finanzierung der Pipeline mit den Anteilen des Pipelinekonsortiums vergleicht: Für das CPC-Projekt erbrachten die Ölfirmen eine 100-prozentige Finanzierung und erhielten im Gegenzug eine 50-prozentige Beteiligung an dem Pipelinekonsortium. Wohingegen die Ölgesellschaften innerhalb des BTC-Projekts eine 30-prozentige Finanzierung erbringen und über einen 75-prozentigen Anteil an dem Pipelinekonsortium verfügen. Vgl. IEA 1998, 213; RFE/RL Newsline, 5.8.2002.

tionalen Unternehmen, so ist erkennbar, dass im Fall des BTC-Projekts die Ölfirmen mehr Einfluss auf die Verhandlungen nehmen konnten, als dies beim CPC-Projekt der Fall war. Die *abhängige Variable* der vorliegenden Untersuchung ist die unterschiedliche Verteilung der Kosten und Gewinne innerhalb der Pipelineprojekte auf die beteiligten Staaten und Ölfirmen. Zur Erklärung des jeweiligen outcomes wird der Verhandlungsprozess untersucht. Die zentrale Frage ist, unter welchen *Marktbedingungen (Ölpreis)* und welchen *Investitionsformen (multinationales Konsortium vs. Joint Venture)* es transnationalen Unternehmen gelingt, Verhandlungen über den Verlauf der transnationalen Energieexportrouten dahingehend zu beeinflussen, dass ihren Präferenzen mehr Gewicht verliehen wird.

Die Untersuchung geht von folgendem Wirkungszusammenhang aus: Ein vom Markt gebildeter *Ölpreis (unabhängige Variable 1) (UV1)* entscheidet nicht nur über die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls, sondern reguliert auch die Höhe der Gewinne und beeinflusst so die Kooperationsbereitschaft der Akteure. Während es sich beim Ölpreis um eine marktinduzierte Variable handelt, bezieht sich die *unabhängige Variable 2 (UV2)* auf die *ökonomische Struktur der Produktionsseite*, auf die Investitionsform.

Die ökonomische Struktur der Produktionsseite ist nach Ansicht von *Friedemann Müller* für eine erfolgreiche Durchsetzung privat-wirtschaftlicher Präferenzen entscheidend. Er entwickelt die These, dass innerhalb von multinationalen Konsortien die Einflussnahme der Staaten neutralisiert würde und hierüber die privat-wirtschaftlichen Präferenzen gestärkt würden. Demnach können einzelne Unternehmen nicht mehr Entscheidungen herbeiführen, da die Mehrheitsverhältnisse dies nicht zulassen. Die Entscheidungen beruhen auf dem Votum einer Gruppe von Ölfirmen, weshalb eine staatliche Einflussnahme seitens einzelner Herkunftsländer der Ölfirmen keinen Erfolg verspricht.⁸

In Anlehnung an die These von *Müller* soll folgende *Hypothese* getestet werden: Ökonomischen Präferenzen von Ölfirmen kann in Verhandlungsprozessen mehr Gewicht verliehen werden, wenn die Ölfirmen in einem multinationalen Konsortium organisiert sind, als wenn die Investitionsform des Joint Ventures gewählt wurde.⁹ Die entsprechende Gegenthese dazu würde lauten, dass es in der Entscheidungsgewalt der staatlichen Akteure liegt ob oder bis zu welchem Grad die Präferenzen der Ölfirmen berücksichtigt werden. Sollte sich im Verlauf der hier vorgenommenen Untersuchung zeigen, dass die Position der Unternehmen entscheidend durch eine direkte politische Einflussnahme auf das Verhandlungsergebnis geschwächt wurde, müsste die Gegenthese als bestätigt angesehen werden. Das Ergebnis dieser Arbeit soll eine präzisere Einschätzung der Bedeutung nicht-staatlicher Akteure in Form von transnationalen Unternehmen innerhalb der Entwicklung der Transportinfrastruktur in der Kaspischen Region sein. Der Untersuchungszeitraum umfasst die Zeit zwischen 1993 und 2002.¹⁰

⁸ Vgl. Müller 1999, 39.

⁹ Vgl. Müller 1999, 39.

¹⁰ Während im Fall des CPC-Projekts ein relativ kurzer Verhandlungszeitraum (1993-1995) relevant ist, umspannt der Verhandlungsprozess der BTC Pipeline fast den gesamten Untersuchungszeitraum (1994-2002).

1.3 Relevanz der Fragestellung und Forschungsstand

Mit der Kaspischen Region befassen sich aus politikwissenschaftlicher Sicht zum einen Vertreter der Internationalen Beziehungen und zum anderen die Regionalforscher.¹¹ Die vorhandene Literatur zum kaspischen Energiesektor konzentriert sich weitgehend auf die Analyse der Außenpolitik der involvierten Staaten gegenüber der Kaspischen Region.¹²

Im Bereich der Außenpolitikanalyse ist innerhalb der letzten drei Jahre ein stärkerer Rekurs auf (geo-)ökonomische Argumentationen zu beobachten. Seither konkurrieren die ökonomischen mit den politisch-strategischen Interpretationen um die Deutungsmacht. So heben amerikanische Autoren wie *Amy Myers Jaffe* (Baker Institut, Houston), *Robert Manning* (Council on Foreign Relations, Washington) und *Abraham Becker* (Rand, Kalifornien) die ökonomischen bzw. wettbewerbsstaatlichen Präferenzen der beteiligten Staaten als eine Bestimmungsgröße des außenpolitischen Verhaltens in der kaspischen Region hervor.¹³ Vertreter der realistischen Theorie der Internationalen Beziehungen wie *Zbigniew Brzezinski* (Center for Strategic and International Studies, Washington) und *Stephen Blank* (Strategic Studies Institute, Pennsylvania) vertreten bei der Interpretation der Außenpolitik der involvierten Länder in der Region den Standpunkt, dass für das außenpolitische Verhalten strategische Überlegungen entscheidend sind.¹⁴

Theoriegeleitete Fallstudien zum kaspischen Energiesektor jenseits der Außenpolitikanalyse sind äußerst rar, daher besteht erheblicher Forschungsbedarf. Darüber hinaus analysieren die vorhandenen Untersuchungen nicht den Einfluss der transnationalen Unternehmen, obschon die Entwicklung im Mittleren Osten gezeigt hat, dass diese für die Wohlbildung von ölproduzierenden Ländern von erheblicher Bedeutung waren.¹⁵

Eine Ausnahme stellt in gewisser Hinsicht der Aufsatz von *Barbara Christophé* dar, indem sie zum einen die Bedeutung russischer¹⁶ Öl- und Gaskonzerne für die russische Außenpolitik in der Kaspischen Region untersucht und zum anderen die Rolle dieser transnationalen Unternehmen bei der Vergabe von Produktionsbeteiligungen kaspischer Lagerstätten herausarbeitet.¹⁷ Doch ihre Ergebnisse können nicht direkt auf die vorliegende Untersuchung übertragen werden, da innerhalb der Fallstudien die Akteurskonstellationen komplexer und die staatlichen Koalitionen stark sind.

¹¹ Die Regionalforschung zur Kaspische Region hat sich in ihrer eigenständigen Form erst innerhalb der 1990er Jahre institutionalisiert. Institute oder Universitätsstudienangebote namens „Caspian Studies“ existierten nicht. Zuvor waren die kaukasischen und zentralasiatischen Staaten der UdSSR-Forschung angegliedert.

¹² Exemplarisch Vgl. Mac Farlane 1998; Croissant/Aras 1999; Cherniavskii 1999, Rummel/Zullo 1999; Jaffe/Lewis 2002. Eine Ausnahme bildet bspw. Animeh 1999.

¹³ Vgl. Jaffe/Manning 2001, Becker 2000.

¹⁴ Vgl. Brzezinski 2000, Blank 1999.

¹⁵ Vgl. Risse-Kappen 1995, 294.

¹⁶ Zugunsten der Lesbarkeit der Arbeit wurde auf die Verwendung der präziseren und überdies politisch korrekten Adjektive russländisch oder kasachstanisch verzichtet.

¹⁷ Vgl. Christophé 1998, 201.

1.4 Theorie, Methodik und Operationalisierung

Zur Erklärung des dargelegten empirischen Puzzles ziehe ich die Theorie der International Political Economy (IPE) in der Interpretation von *Susan Strange* heran. Aus dem theoretischen Verständnis von *Strange*, wonach nicht nur die politischen, sondern auch die ökonomischen Strukturen relevant für die Verhandlungsprozesse sind, wurden die *unabhängigen Variablen* abgeleitet. *Strange* bietet eine Erklärung für die Verschiebung der Machtbalance zwischen Staaten und Märkten zugunsten des Marktes, als deren Produkt aus transnationalen Unternehmen globale Akteure geworden sind.¹⁸ Die Anwendung der IPE auf den kaspischen Energiesektor verspricht eine systematische Untersuchung der Bedeutung der Ölfirmen für die Transportentscheidungen.¹⁹

Zur Operationalisierung der Arbeit wird die Methode einer vergleichenden Fallstudie angewandt. Die Fälle stammen aus einer einzelnen Region, da die Kaspische Region ein spezifisches Merkmal aufweist: Sie ist die einzige Ölregion, die nicht über eine direkte Meeresanbindung verfügt, diese aber für ihre Exportzielländer benötigt.²⁰ Wie ein Blick auf die anderen öl- und gasexportierenden Länder zeigt, ist deren geographische Lage im Unterschied zu den Kaspischen Staaten nicht als landumschlossen zu charakterisieren.²¹ Dazu merken *Geoffrey Kemp* und *Robert Harkavy* an: „It is interesting that in the long and turbulent history of oil business this crossing of borders has been very rare”.²²

Der Fallauswahl liegt eine weitergehende empirische Untersuchung der Pipelineinfrastruktur in der Region zugrunde.²³ Ausschlaggebend für die Auswahl der beiden Projekte war eine Anzahl von Übereinstimmungen wie Strecke, Transportkapazität, Kosten und einer Trassenführung in der Nähe von Konfliktgebieten. Überdies war ihnen gemeinsam, dass es sich bei den ausgewählten Projekten um die Hauptexportrouten der Länder Kasachstan und Aserbaidschan handelt. Unterschiede weisen die gewählten Pipelineprojekte vornehmlich im Hinblick auf ihre Investitionsform auf. Im Fall des CPC-Projekts waren die Ölfirmen zunächst in Form eines Joint Ventures organisiert, während sie beim BTC-Projekt ein multinationales Konsortium bildeten.

Zur Klärung des Forschungsdesigns schließt sich die *Operationalisierung der Variablen* an. Der *Ölpreis (UV1)* beeinflusst die Rentabilität von Pipelineprojekten und die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Ölsektors, da die Förder- und Transportkosten in der Region im Vergleich zu anderen Fördergebieten hoch sind. Die Ölpreisschwankungen wirken sich sowohl auf das Verhalten staatlicher wie nicht-staatlicher Akteure aus. So spüren die Regierungen

¹⁸ Vgl. *Strange* 1996, 44.

¹⁹ Weiterführend vgl. Kapitel 2.

²⁰ Die Möglichkeiten der Exportzielländer des kaspischen Öls sind insbesondere dadurch eingeschränkt, dass sie an die Förderregionen Russland und Iran angrenzt. In unmittelbarer Nähe befinden sich auf dem Kontinent zahlungskräftige Importeure im Osten (Asien, v.a. China, Indien, Pakistan) oder im Westen (Europa). Sobald das Öl an einen Seehafen transportiert werden kann, kommen nahezu alle Importländer in Frage.

²¹ Zu diesen Ländern gehören: Algerien, Angola, Bahrain, Brunei, Kanada, Kolumbien, Ägypten, Iran, Indonesien, Irak, Kuwait, Libyen, Mexiko, Nigeria, Norwegen, Katar, Oman, Rumänien, Russland, Saudi Arabien, Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigte Staaten von Amerika und Venezuela.

²² *Kemp/Harkavy*, 1997, 132.

²³ Innerhalb einer Dokumentation fertigte ich u.a. Profiltabellen zu 31 Öl- und Gaspipelines in der Region an. Vgl. *Haase* 2002.

der Förderländer und Transitländer den Einfluss des *Ölpreises* auf ihre Ölrenten, da ihre Einnahmen aus dem Ölgeschäft gemeinsam mit dem Ölpreis steigen oder fallen. Die Ölfirmen richten ebenfalls ihre kurz- und mittelfristigen Explorationstätigkeiten und ihr Investitionsverhalten am Ölpreis aus.²⁴ Für beide Akteursgruppen gilt der Zusammenhang: Je höher der Ölpreis und je höher dadurch die Einnahmen aus dem Ölgeschäft, desto kooperationsbereiter sind die Akteure. Abbildung 1 erläutert diese Annahme über die Wirkung der *unabhängigen Variable*.²⁵

<i>Abb. 1: Variation der unabhängigen Variable 1</i>	
UV1	Wirkungsannahme der UV 1
niedriger Ölpreis	⇒ geringe Kooperationsbereitschaft
mittlerer Ölpreis	⇒ mittlere Kooperationsbereitschaft
hoher Ölpreis	⇒ hohe Kooperationsbereitschaft

In der Begründung der Fallauswahl wurde bereits auf die Ausprägungen der *zweiten unabhängigen Variable* (UV2), Joint Venture und multinationales Konsortium, hingewiesen. Um zu überprüfen, ob das multinationale Konsortium innerhalb der Fallstudie zur Baku-Ceyhan Pipeline als Akteursgruppe aufgetreten ist, deren Verhalten einer ökonomischen Rationalität folgt, ist die Verwendung von *Kontrollindikatoren* erforderlich, da ansonsten die Wirksamkeit der UV2 nicht nachgewiesen werden kann.

Der Untersuchung liegt die Annahme zugrunde, dass die transnationalen Unternehmen als Akteur *eigenen Rechts* agieren, d.h. ihr Verhalten folgt einer ökonomischen Rationalität. Verlässt eine Ölgesellschaft die Logik der ökonomischen zugunsten einer politischen Rationalität, so kann von einer staatlichen Einflussnahme ausgegangen werden. Denn die Annahme, dass ökonomische Akteure ökonomischen Prämissen und politische Akteure politischen Prämissen folgen, ist nicht immer konsistent.²⁶ Daher werden in Anlehnung an Harald Müllers Interpretation allgemeiner Präferenzen im Rohstoffsektor sektorspezifische *Kontrollindikatoren* abgeleitet.²⁷

Hauptkritikpunkte der Ölfirmen an der Baku-Ceyhan Pipeline waren die mangelnde Rentabilität des Projekts und die politische Instabilität entlang der Trasse. Als *Kontrollindikatoren* dienen in dieser Arbeit deshalb die *zugesagte Menge von Ölreserven für den Transport (Kontrollindikator: zugesagte Reservenmenge)* und die *politische Stabilität* im aserbaidjanischen Gebiet Nagorny-Karabach und in den kurdischen Gebieten im Südosten der Türkei, durch welche die BTC-Pipeline verlaufen soll (*Kontrollindikator 2: politische Stabilität*). Einer Steigerung der Kooperationsbereitschaft der Ölfirmen gegenüber dem BTC-Projekt müsste eine po-

²⁴ Friedemann Müller weist den Ölpreis als Einflussfaktor für die Entwicklung der Kaspischen Region explizit aus. Vgl. Friedemann Müller 1999: 41; Weitergehende Erläuterungen zur Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öles in Bezug auf dessen Förder- und Transportkosten befinden sich in Kapitel 3.2.

²⁵ Die Bestimmung der Werte der Variable Ölpreis erfolgt in Kapitel 3.1.2.

²⁶ Vgl. Strange 1996, 68.

²⁷ Harald Müller identifiziert drei allgemeine Interessen, die Dispositionen und Verhalten der Unternehmen bestimmen: a) Das Gewinninteresse, b) Das Interesse an einer stabilen Umwelt, c) Flexibilität. Vgl. Müller 1996a, 443.

sitive Entwicklung der *Kontrollindikatoren* vorausgegangen sein. Eine weitere Bedingung für die Zunahme ihrer Kooperationsbereitschaft ist ein mittleres bis hohes Ölpreinsniveau (*UV1*). Ist dies beides nicht der Fall, so deutet dies darauf hin, dass die Ursache für die Verhaltensänderung der Ölfirmen in einer Einflussnahme durch staatliche Akteure zu suchen ist.

Sofern sich die *zugesagte Reservenmenge* nicht erhöht, die *politische Stabilität* nicht zugenommen hat und die *unabhängige Variable 1* nicht durch mittlere oder hohe Ölpreise gekennzeichnet ist, dürfte keine Verhaltensänderung bei den Ölfirmen des multinationalen Konsortiums zu erkennen sein.

Als Sekundärliteratur dienten wissenschaftliche Veröffentlichungen, die in Zeitschriften, Monographien und im Internet recherchiert wurden. Darüber hinaus erfolgte eine systematische Auswertung des *Petroleum Economist* für den Untersuchungszeitraum. Als Primärquellen wurden die Homepages der beteiligten Unternehmen, Pipelineprojekte, der Botschaften und Regierungen benutzt. Zusätzlich zum Quellenmaterial wurden drei mündliche Experteninterviews²⁸ im Zeitraum von Dezember 2002 bis April 2003 durchgeführt. Diese gehören der Kategorie der explorativ-felderschließenden Interviews an.²⁹ Die Interviews dienten dem Zweck, Kontextwissen zu erlangen. Folgende Experten wurden interviewt.³⁰

- ◆ Dr. Friedemann Müller, Stiftung Wissenschaft und Politik, Leiter der Forschungsgruppe Globale Fragen, Experte für energiepolitische Fragen der Kaspischen Region.
- ◆ Dr. Dietrich Sperling, ehem. MdB und Kaukasusexperte der SPD.
- ◆ Wjatscheslaw H. Gisatow, Botschafter der Republik Kasachstan in der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, der zwischen 1993-1995 an den Verhandlungen um die Exportroute beteiligt war.

1.5 Arbeitsschritte

Das folgende *Kapitel 2* bildet das theoretische Fundament der Untersuchung und ist unterteilt in zwei große Abschnitte. Im ersten Abschnitt (*Kapitel 2.1*) erfolgt die Erörterung der theoretischen Grundlagen der Untersuchung anhand der *International Political Economy* (IPE). Im zweiten Abschnitt (*Kapitel 2.2*) schließt sich eine theoretische Herleitung und Einbettung der *unabhängigen Variablen Ölpreis* und *Struktur des Produktionskonsortiums* in den Analyserahmen an.

Aufgabe und Funktion von *Kapitel 3* ist es, die energiepolitischen, rechtlichen und transportbezogenen Rahmenbedingungen auf internationaler wie regionaler Ebene darzulegen. Im ersten Abschnitt (3.1) ermittle ich zunächst entscheidende Trends der Globalen Ölversorgung. Bei der Analyse der Trends auf dem internationalen Energiemarkt konzentriere ich mich weitestgehend auf den internationalen Ölmarkt, da es sich bei den Fallstudien ausschließlich um Projekte des Ölsektors handelt. In Abschnitt 3.2 weise ich das quantitative und qualitative Ex-

²⁸ „Ein Experte kann bezeichnet werden als Person, die (...) in irgendeiner Weise Verantwortung trägt für den Entwurf, die Implementierung oder die Kontrolle einer Problemlösung oder (...) über einen privilegierten Zugang zu Informationen über Personengruppen oder Entscheidungsprozesse verfügt.“ Meuser/Nagel 1991, 443. Weiterführend ebd., 441-471.

²⁹ Vgl. Meuser/Nagel 1991, 445-448.

³⁰ Die Interviews sind in transkribierter Form im Anhang II nachzulesen, der bei der Forschungsstelle für Umweltpolitik hinterlegt wurde.

portpotenzial der Kaspischen Region im Allgemeinen und der Staaten Aserbaidschans und Kasachstans im Besonderen aus. Abschnitt 3.3 zeigt den Disput der Anrainerstaaten über den rechtlichen Status des Kaspischen Meeres auf, um dann in Abschnitt 3.4 einen Überblick über die Transportproblematik der kaspischen Ölvorkommen zu geben. Der empirische Teil der Arbeit beginnt in *Kapitel 4* mit der Untersuchung des Pipelineprojekts des Caspian Pipeline Consortium (CPC-Projekt) und wird in *Kapitel 5* mit der Fallstudie zum Baku-Tiflis-Ceyhan-Projekt (BTC-Projekt) fortgesetzt. Im Anschluss an jedes Fallbeispiel werden die spezifischen Ergebnisse innerhalb eines Zwischenfazit formuliert, um dann in *Kapitel 6* vergleichend analysiert zu werden. In dieser Schlussbetrachtung erfolgt eine abschließende Bewertung, in der die Wirksamkeit der *unabhängigen Variablen* und die Richtigkeit der *Arbeitshypothese* überprüft wird.

2 International Political Economy

Das theoretische Fundament, auf dem die vorliegende Untersuchung basiert, bildet die International Political Economy (IPE). Die IPE nimmt das Wechselspiel von Staats- und Marktkräften zum Gegenstand ihrer Analyse. Ausschlaggebend dafür, dass ich die Theorie von *Susan Strange* verwende, ist jedoch ihre Erklärungskraft für das Phänomen des Bedeutungszugewinns nicht-staatlicher Akteure in Form von transnationalen Unternehmen, zu denen in diesem Falle Ölfirmen gehören. Die theoretischen Arbeiten von *Strange* geben eine Erklärung für das Phänomen, warum aus transnationalen Unternehmen politische Akteure in den Internationalen Beziehungen geworden sind. Nach der Erörterung der theoretischen Grundlegungen der Arbeit im ersten Abschnitt (Kapitel 2.1) erfolgt im zweiten Abschnitt (Kapitel 2.2) eine theoretische Herleitung und Einbettung der *unabhängigen Variablen Ölpreis* und *Struktur des Produktionskonsortiums* in den Analyserahmen.

2.1 Susan Strange: Der Rückzug des Staates

2.1.1 Historische Verortung der International Political Economy

Die International Political Economy wie sie von *Susan Strange* seit mehr als 20 Jahren vertreten wird, geht zurück auf die klassische Politische Ökonomie. Diese unterteilt sich in drei Theoriestränge. Der erste Strang ist der Merkantilismus, zu dessen prominentesten Vertretern *Friedrich List* gehört. Der Liberalismus bildet mit *Adam Smith* als Begründer den zweiten und der Marxismus mit *Karl Marx* als geistigen Vater den dritten Strang. Aus diesen Theorieschulen der klassischen Politischen Ökonomie entwickelten sich in den 1960er und 1970er Jahren drei Interpretationsrichtungen. Hierzu gehören auf der einen Seite die liberal geprägte Theorie der sogenannten „dual economy“³¹ und das marxistisch geprägte „Modern World System“³² auf der anderen Seite. Die dritte Richtung stellt die International Political Economy dar, die eng mit der Denkschule des Realismus in der Politikwissenschaft verbunden ist, welche den Theorien der Internationalen Beziehungen zugehörig ist. Die IPE interpretiert den Aufstieg und die Handlungsweise moderner internationaler Wirtschaften im Sinne erfolgreicher liberaler dominierender Mächte. Neben *Strange* gehören *David Baldwin*, *Robert Keohane*, *Charles*

³¹ Lehmkuhl 2001, 307.

³² Ebd.

Kindleberger, Joseph Nye und Edward Morse zu den prominentesten Vertretern der ersten IPE-Generation.³³

Die IPE ist gekennzeichnet von einem Theoriepluralismus und weist keine methodologisch einheitliche Vorgehensweise auf. International Political Economy bezeichnet demnach eher ein Bündel Fragen, die mit Hilfe einer eklektischen Theoriemischung analysiert werden. Zu den klassischen Fragen gehören: „By what political and economic processes, and thanks to what political and economic structure, did this outcome come about? After causes, some consequences: Who benefited? Who paid? Who carried the risks? Who enjoyed new opportunities?“³⁴

Das Erkenntnisinteresse des Realismus ähnelt dem der IPE in der Konzentration auf den Faktor Macht als Bestimmungsvariable internationaler Politik. Gleichzeitig besteht in der Definition und Konzeption von Macht auch die wesentliche Unterscheidung beider Theorieansätze voneinander. So ist es auch zu verstehen, dass die Vertreter der IPE das realistische Verständnis bezüglich Macht und Akteur kritisieren, wenn sie an die Forschung der Internationalen Beziehungen appellieren, sie solle ihre Machtkonzeption erweitern und ihren staatszentristischen Fokus ablegen.³⁵

Im folgenden Abschnitt werde ich die Definition und Konzeption von Macht von *Susan Strange* darlegen und damit gleichzeitig die Arbeitsdefinition der vorliegenden Untersuchung fixieren. Zur Darstellung der theoretischen Grundlagen wähle ich in der Form keinen systematischen Vergleich zwischen dem Machtverständnis der Theorie des Realismus und der International Political Economy. Vergleiche der beiden theoretischen Ansätze dienen der Kontrastierung und finden deshalb nur punktuell Verwendung.³⁶

2.1.2 Machtdiffusion

„It is power that determines the relationship between authority and market. Markets cannot play a dominant role in the way in which a political economy functions unless allowed to do so by whoever wields power and possesses authority.“³⁷

Das Zitat gibt eine zentrale Annahme der IPE wieder, die für das Verständnis der Theorie notwendig ist. In der Literatur wird zumeist der Begriff Globalisierung³⁸ herangezogen, um nationalstaatliche Steuerungsverluste bzw. den Funktionswandel von Nationalstaaten zu erklären. Diesen Begriff weist Susan Strange als in seiner Erklärungskraft zu unpräzise zurück: „The worst of them all is ‘globalisation’ - a term which can refer to anything from the internet to a hamburger“.³⁹ Anstelle dessen gibt sie selbst eine Erklärung für den Steuerungs- und Autori-

³³ Vgl. Kindleberger 1970; Baldwin 1971; Keohane/Nye 1972; Morse 1976.

³⁴ Strange 1997, 172.

³⁵ Vgl. Strange 1997, 172.

³⁶ Für eine systematische Darstellung und Entwicklung der realistischen Theorie siehe Baylis/Smith 2001, 141-161.

³⁷ Strange 1989, 23.

³⁸ Unter Globalisierung wird gefasst: „Processes which make the movement and exchange of goods and services, of information, entertainment and communications, capital, and people more and more borderless and make the organization and control of these processes increasingly difficult to exist.“ Segbers 2001, 16. Der Begriff Globalisierung findet meist Verwendung, um der Intensität und Gleichzeitigkeit der verschiedenen Aspekte – nicht den Einzelaspekten als solchen – Ausdruck zu verleihen. Weiterführend Albrow 1996, 88; Sklair 1999, 143.

³⁹ Strange 1996, viii.

tätsverlust des Nationalstaates auf der einen Seite und über den Verbleib der abgegebenen ordnungspolitischen Macht auf der anderen Seite.⁴⁰

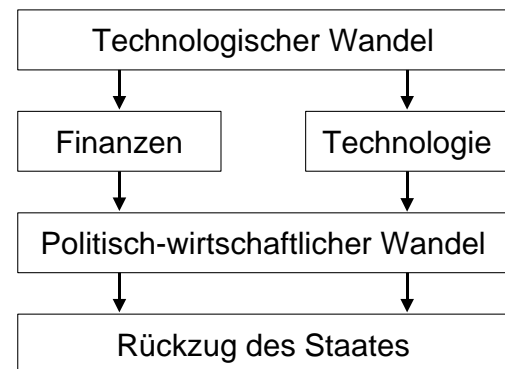
Gegenwärtig konstatiert *Strange* auf systemischer Ebene eine Umkehrung der Machtverteilung zwischen Staat und Markt im internationalen System. "The argument put forward is that the impersonal forces of world markets, integrated over the postwar period by private enterprise, in finance, industry and trade than by the cooperative decisions of governments, are now more powerful than the states to whom ultimate political authority over society and economy is supposed to belong".⁴¹

Die Veränderung der Machtbalance zwischen Staat und Markt führt sie auf die abnehmende politische Autorität zurück, die gleichzeitig ihr zu erklärendes Phänomen darstellt.⁴² Ursächlich für den Steuerungs- und Autoritätsverlust auf nationalstaatlicher Ebene ist das beschleunigte Tempo des technischen Wandels. Der technologische Fortschritt bildet in *Stranges* Argumentation somit die unabhängige Variable. Eine grundlegende Folge des technologischen Wandels ist eine enorme Steigerung der Kapitalkosten für technologische Innovationen. Ein Kostenanstieg ist insbesondere im Rahmen von Investitionen (Finanzen) sowie der Entwicklung und Forschung neuer Technologien (research-and-development (R&D) costs) (Technologie) zu beobachten.

Auf die beschriebene Weise bewirkte der technische Fortschritt einen komplexen politischen und wirtschaftlichen Wandel.⁴³ Als dessen Resultat setzten Veränderungen nationaler Prioritätensetzung ein, mächtige regionale Kräfte (Europäische Union) entstanden und neue nicht-staatliche Akteure (transnationale Unternehmen) gewannen an Gestaltungsmacht, die zu einer Schwächung des Nationalstaats und seiner traditionellen nationalen Interessen als die organisierenden Prinzipien der internationalen Beziehungen führten.⁴⁴

Nationalstaaten sind zu Wettbewerbsstaaten geworden. Sie konkurrieren nicht mehr primär um Territorium oder die Ressourcen eines bestimmten Territoriums sondern um Weltmarktanteile. Demzufolge verleihen ökonomische Wirkungskraft bzw. globale Marktanteile Staaten zunehmend Verhandlungsmacht.⁴⁵ Die hohen

Abb. 2: Argumentation von *Strange*



Quelle: *Strange* 1994, 3-15.

⁴⁰ *Strange* identifiziert drei Muster, wie sich staatliche Autorität gegen Ende des 20. Jahrhunderts entwickelt hat. Erstens konstatiert sie innerhalb der Staatengruppe eine wachsende Asymmetrie in der Autorität, die sie in Gesellschaft und Ökonomie ausüben. Zweitens ist allen Staaten gemein, dass sie aufgrund von drei Faktoren geschwächt wurden. Dazu zählen technologischer und finanzpolitischer Wandel sowie eine beschleunigte Integration in den Weltmarkt. Drittens ist durch den Autoritätsverlust der Staaten ein Machtvakuum entstanden, das weder durch intergovernmentale Institutionen noch von einer Hegemonialmacht ausgefüllt werden wird. Vgl. *Strange* 1996, 12-15.

⁴¹ *Strange* 1996, 4.

⁴² Zur Untermauerung ihrer These führt *Strange* Paradoxien an, die als Gegenargument zu ihrer Hauptthese angeführt werden können. Gleichzeitig erklärt sie, warum die Argumente nicht gegen die Erklärungskraft ihrer These sprechen. Vgl. *Strange* 1996, 4-6.

⁴³ Zur Bedeutung der Entwicklung von Atomwaffen und deren politische Implikationen vgl. *Strange* 1996, 8.

⁴⁴ Vgl. *Gilpin* 1999, 349.

⁴⁵ Vgl. *Strange* 1996, 9.

Kapitalkosten im Bereich Investition und technologische Innovationen lassen die Zusammenarbeit mit starken Wirtschaftssubjekten und die Kostenverteilung für die Nationalstaaten attraktiv erscheinen. Zur eigenen Wohlstandsmehrung ist der Nationalstaat auf die Zusammenarbeit mit heimatischen wie ausländischen transnationalen Unternehmen angewiesen. Mittels solcher Koalitionen oder Allianzen gelingt es dem Nationalstaat, den technologischen Fortschritt und die Innovationen im eigenen Land zu gewährleisten, ohne die Hauptkosten zu tragen.⁴⁶

Aus dem Anstieg der Kapitalkosten resultiert ein Bedeutungsgewinn der Kontrolle über Kredit und mithin der Finanzarchitektur. *Strange* kritisiert in diesem Zusammenhang, dass in der Vergangenheit Forschung und Theorie weitgehend den politischen Aspekt der Kreditbildung und deren internationale Struktur der Kreditvergabe ausblendeten.

In ihrer Analyse geht *Strange* noch einen Schritt weiter als den bloßen Rückzug der staatlichen Autorität zu konstatieren und allgemeine Einflussgrößen hierfür zu formulieren. *Stranges* Kernthese ihres Buches „The Retreat of the State“⁴⁷ bildet die Machtdiffusion im internationalen System. Demnach hat sich das Internationale System dahingehend verändert, dass sich Macht nicht mehr von einem zum anderen Akteur überträgt. So „...ist gegenwärtig das Phänomen zu beobachten, dass Staaten zunehmend an Einfluss und Steuerungskompetenz verlieren, ohne dass diese sich neuen Akteuren zuschreiben ließe.“⁴⁸ Macht wird zunehmend strukturell gebunden, oder geht über auf neue Akteure. Eine Haupthypothese ist, dass die Verschiebung der Machtbalance zwischen Staaten und Märkten aus den transnationalen Unternehmen politische Akteure gemacht hat.⁴⁹ Nach dem Verständnis der IPE fungiert der Staat nicht mehr als primärer Akteur im Internationalen System sondern ist einer unter mehreren Akteuren, denen Entscheidungsmacht beispielsweise über die Verteilung von Wohlstand obliegt.⁵⁰

2.1.3 States and Markets: Konzeption struktureller Macht

Dominierte bei den Realisten ein statisches Machtverständnis, dass sich über die Kontrolle bestimmter Ressourcen oder eines bestimmten Territoriums definierte, so dynamisierten die Vertreter der IPE ihren Machtbegriff. Macht besteht vielmehr in der Kapazität, Ergebnisse – outcomes – entsprechend dem eigenen Willen zu beeinflussen. Macht ist insofern nichts Gegebenes, sie wird errungen. In Anlehnung an Max Weber definiert *Strange* Macht als: „...the ability of a person or a group of persons so to affect outcomes that their preferences take precedence over the preferences of others.“⁵¹

Stranges Beitrag zu theoretischen Grundlagen geht über die definitorische Ebene hinaus, indem sie in ihrem 1988 erschienen Buch „States and Markets“⁵² eine erweiterte Machtkonzept-

⁴⁶ Nach Angaben von Wade tätigten die amerikanischen Unternehmen während der 1980er Jahre 90 Prozent ihrer Forschung und Entwicklung im Herkunftsland. Gleiches gilt für Japan. Vgl. Wade 1999, 372.

⁴⁷ Strange 1996.

⁴⁸ Segbers/Brieger 2000, 12.

⁴⁹ Vgl. Strange 1996, 44; Kapitel 2.2.1.

⁵⁰ Zur „primary actor“ Diskussion vgl. Strange 1996, 53-54, 68. Die Gegenposition nimmt Gilpin ein. Vgl. Gilpin 1999.

⁵¹ Strange 1996, 17.

⁵² Strange 1989.

tion entwickelte. Hierin unterscheidet sie zwischen zwei Arten von Macht, der relationalen und der strukturellen Macht. Relationale Macht ist gemäß eines realistischen Verständnisses definiert als „...the power of A to get B to do something they would not otherwise do.“⁵³ In Abgrenzung zur relationalen Macht definiert *Strange* strukturelle Macht wie folgt: “Structural power ...is the power to shape and determine the structures of the global political economy within which other states, their political institutions, their economic enterprises and (not least) their scientists and other professional people have to operate.”⁵⁴ Demnach überträgt strukturelle Macht zum einen die Macht zu entscheiden, wie Dinge gemacht werden. Zum anderen verleiht strukturelle Macht die Macht, das System zu gestalten, indem sich Staaten aufeinander, auf Menschen oder auf Unternehmen beziehen.

In den konkurrierenden Verhandlungen zwischen Staaten und Unternehmen zählt strukturelle Macht zunehmend mehr als relationale Macht. Der Grund hierfür ist, dass die relationale Macht abhängig von der Verteilung der strukturellen Macht ist.⁵⁵ Doch woraus ist strukturelle Macht beschaffen – aus welchen Strukturen speist sich Macht? Strukturelle Macht basiert nicht primär auf *einer* Struktur – wie dies beispielsweise *Karl Marx* oder *Robert Cox* für den Bereich Produktion in Anspruch nahmen – sondern auf vier unterscheidbaren aber miteinander verbundenen Strukturen. Zu diesen vier Strukturen bzw. Quellen von Macht erster Ordnung zählt *Strange* Sicherheit, Produktion, Finanzen und Wissen.⁵⁶ Demnach erlangen Akteure auf unterschiedlichsten Ebenen Macht, indem sie beispielsweise über die Kontrolle von Sicherheit, Produktion, Kredit, Wissen verfügen. Nachgeordnet und deshalb Machtquellen zweiter Ordnung bilden die Bereiche Energie, Transport und Handel.

Abb. 3: Modell Strange: Quellen struktureller Macht

1. Ordnung	Sicherheit	Finanzen	Produktion	Wissen/Technologie
2. Ordnung	Energie	Transport	Handel	

Quelle: Strange 1989, 24 ff.

Das Modell von *Strange* verdeutlicht die Verteilung struktureller Macht in Verhandlungssituationen, die als Ausgangsbedingungen und Kapazitäten verstanden werden können. Zur Illustration soll das Modell von *Strange* auf die Akteure der Fallbeispiele Aserbaidschan und Kasachstan in allgemeiner Form übertragen werden. Zu den relevanten Akteuren innerhalb der Verhandlungen um die transnationalen Exportrouten zählen jeweils das Produktionsland (Aserbaidschan oder Kasachstan), die Transitländer (Georgien, Türkei oder Russland), die Ölfirmen der Produktionskonsortien, bei externer Finanzierung große Entwicklungsbanken sowie die USA und Russland als externe Staaten.

Im nächsten Schritt ist die Frage der Verteilung zu erörtern: Welcher Akteur bzw. welche Akteursgruppe verfügt über welche Quellen struktureller Macht und kann sich diese, für sich zu nutze machen? Das Produktionsland und die Transitländer haben die Kontrolle der Sicherheit

⁵³ Strange 1989, 24.

⁵⁴ Strange 1989, 24f.

⁵⁵ Beispiele und Belege vgl. Strange 1989, 25.

⁵⁶ Vgl. Strange 1989, 26.

über das relevante Territorium inne. Die Ölfirmen bestimmen die Bereiche Produktion und technologisches Know-how. Ihre Gestaltungsmacht gründet sich auf die von ihnen erworbenen Produktionsrechte und dem von ihnen transferierten technologische Know-how der Produktions- und Förderanlagen einschließlich des sogenannten Humankapitals, dem notwendigen Personal zur Installation und Bedienung der Infrastruktur für die Produktion. Überdies kommt den Ölfirmen aufgrund ihrer Investitionen in die Produktion eine große Bedeutung bei der Finanzierung zu. Letztlich obliegt die Kontrolle der Kreditvergabe den großen (Entwicklungs-)Banken. Denn sie entscheiden, ob sie die Finanzierung für ein Pipelineprojekt bereitstellen oder nicht.

Die Verteilung von struktureller Macht auf Seiten der USA und Russlands wird an dieser Stelle nicht erschöpfend erörtert, sondern lediglich exemplarisch skizziert. Die USA konnte als Hegemonialmacht in einer Fülle von Strukturen auf internationaler Ebene strukturelle Macht implementieren. Hervorzuheben sind Möglichkeiten zur Lenkung finanzieller Ströme mittels des Einflusses auf die Weltbank oder den Internationalen Währungsfonds, die Vergabe von Entwicklungshilfe aus Mitteln des US-amerikanischen *Freedom Support Act Assistance* und als Herkunftsland des Gros der Direktinvestitionen in den Kaspischen Energiesektor.⁵⁷ Ferner sind die Einflussmöglichkeiten seitens der USA auf die sicherheitspolitische Integration der kaspischen Staaten in das westliche Allianzsystem zu nennen. Demgegenüber steht das sicherheitspolitische Drohpotenzial Russlands und dessen kontinuierliche sicherheitspolitische Unterstützung Armeniens, mit dem Ziel ein Gegengewicht zu Aserbaidschan aufrechtzuerhalten. Im Zusammenhang mit der Pipelinefrage ist das russische Monopol über die bestehende Transportinfrastruktur von entscheidender Bedeutung.

Im Ergebnis können die transnationalen Ölfirmen demnach zwei, mit Einschränkungen sogar drei Quellen struktureller Macht auf sich vereinigen. Einem statischen Machtbegriff folgend könnte hieraus für die Verhandlungen eine Überlegenheit der nicht-staatlichen Akteure gegenüber den staatlichen Akteuren abgeleitet werden. Dem Ansatz von *Strange* liegt hingegen ein dynamischer Machtbegriff zu Grunde, entsprechend können keine Schlüsse über das Verhandlungsergebnis gezogen werden. Dennoch bietet die vorliegende Konzeption ein Analysemodell, um die Verteilung der Machtressourcen innerhalb der Verhandlungsarena systematisch zu erfassen.

2.2 Transnationale Unternehmen, Staaten und ihre transnationalen Beziehungen

2.2.1 Transnationale Unternehmen: Definition und Bedeutung

Den transnationalen Unternehmen (TU) ist mit anderen nicht-staatlichen Akteuren gemeinsam, dass ihre Bedeutung für die internationale Politik in den letzten drei Dekaden rasant gestiegen ist. Der folgende Abschnitt skizziert, wie sich der Bedeutungsgewinn in quantitativer ebenso wie qualitativer Hinsicht manifestiert.

Im Jahr 1992 bezifferte der Bericht der *Transnational Corporations and Management Division* der Vereinten Nationen die Anzahl der transnationalen Unternehmen auf 35 000 mit 150 000

⁵⁷ Im Jahr 1998 erhielt Kasachstan 40,5 Mio. Dollar und 34,3 Mio. Dollar Aserbaidschan aus Mitteln des Freedom Support Act Assistance. "Kazakhstan, to take perhaps the best case, received about \$ 1.1 billion in net foreign direct investment flows in 1996, with the United States the largest source of investment." Garnett 2000, 24.

ausländischen Angliederungen.⁵⁸ Die jüngeren Schätzungen des *World Investment Report 2000* der *United Nations Conference on Trade and Development* (UNCTAD) zur Jahrtausendwende verdeutlichen die zahlenmäßige Zunahme auf 65 000 transnationale Unternehmen mit 700 000 dazugehörigen Tochtergesellschaften. Zusammen erwirtschafteten sie allein ein Viertel des weltweiten Sozialproduktes.⁵⁹ Ihr Beitrag zur weltweiten Wertschöpfung hat den transnationalen Unternehmen den Beinamen „central organizer“⁶⁰ und „engines of growth“⁶¹ verschafft. Ein Teil des Phänomens Globalisierung stellen die weltweit stark angestiegenen Investitionsströme in Form von Direktinvestitionen dar. Diese sind Produkt der wirtschaftlichen Aktivität der TUs und ihrer globalen Vernetzung. Hervorzuheben ist überdies ihr Beitrag an Forschungs- und Entwicklungskosten.⁶²

Die Annahme, es handele sich bei transnationalen Unternehmen um ein überwiegend amerikanisches Phänomen, kann nunmehr nicht nur in der öffentlichen Wahrnehmung sondern auch empirisch als widerlegt betrachtet werden. Unternehmen unterschiedlichster Herkunft verfolgten in den letzten Jahrzehnten eine globale Expansionsstrategie und gehören nunmehr mittels ihrer weltweiten Zweig- und Tochterniederlassungen dem Kreis der transnationalen Unternehmen an. Dies gilt insbesondere für den Ölsektor, wo neben amerikanischen TU wie Amoco, Mobil, Chevron europäische TU wie Shell, Total, Fina, Elf, British Petroleum oder ENI um Marktanteile konkurrieren.⁶³

Ein transnationales bzw. multinationales Unternehmen wird definiert als „...a firm based in a single home country that invests in one or more other states (known as host country)“⁶⁴ or „...that has dealings with the society or government in another country“⁶⁵. Zu den Charakteristika transnationaler Unternehmen zählen folglich ausländische Tochterfirmen. Gemäß dieser weitgefassten Definition werden die Begriffe transnationale und multinationale Unternehmen synonym verwendet.

Definitionen, die einem engeren Verständnis folgen und präziser gefasst sind, trennen nicht nur beide Begriffe voneinander, sondern darüber hinaus entwickelte sich Ende der 1960er Jahre und während der 1970er Jahre entlang der Frage, ob ein Unternehmen qua seiner Handlungen als multinational oder transnational einzustufen ist, ein Disput zwischen Befürwortern und Gegnern einer Expansion von Unternehmen nach neoklassischen Maximen.

Letzterer Begriffsinterpretation zufolge unterscheidet sich ein multinationales Unternehmen von einem transnationalen Unternehmen in seiner Unabhängigkeit vom Herkunftsland. Die multinationale Zusammensetzung von Eigentümerschaft und Management intern und starke institutionelle Marktpositionen in verschiedenen Ländern extern, versetze multinationale Unternehmen im Unterschied zu transnationalen Unternehmen in die Lage, unabhängig von Re-

⁵⁸ Vgl. UN 1992 zitiert nach Strange 1996, 46.

⁵⁹ Vgl. UNCTAD 2000; Kyrer 2001, 578.

⁶⁰ UN 1992 zitiert nach Strange 1996, 45.

⁶¹ Ebd.

⁶² Ein Überblick gibt Ietto-Gillies 2002, *The role of TNCs in cross-border transactions*, 11-36.

⁶³ Vgl. Strange 1996, 50; Insbesondere zur Konzentration der triadischen Herkunft (USA, Europa, Japan) von Direktinvestitionen im Ausland vgl. Vernon 1992, 7-35; Zur Herkunft der TU vgl. Ietto-Gillies 2002, 84 u. 86.

⁶⁴ Krieger 1993, 606.

⁶⁵ Baylis/Smith 2001, 362.

gierungen zu agieren. Idealerweise sollten die Einnahmen eines multinationalen Unternehmens zu einem signifikanten Teil (mindestens 20 Prozent des Gesamtumsatzes) aus den Gewinnen ausländischer Beteiligungsgesellschaften erbracht werden.⁶⁶

In der vorliegenden Untersuchung wird eine solche begriffliche Unterscheidung nicht vorgenommen, da eine präzise definitorische Zuordnung keine Sicherheit in der Analyse verspricht, d. h. selbst wenn die interne wie externe Struktur eine Ölfirma als multinational ausweist, besteht nicht die Garantie, dass sie ihren eigenen Interessen und nicht denen der Herkunftsregierung folgt. Eine berechtigte Frage bleibt: „Whose interest does the MNC represent: those of the home country, the host country, or the firm itself.“⁶⁷ Essentielle Fragen zum Verhältnis Staat und Unternehmen obliegen einer fallorientierten Prüfung. Insbesondere in der Ölbranche bestehen in vielen Ländern historisch starke Verbindungen zwischen den transnationalen Ölunternehmen und den relevanten Teilen der Administration der Herkunftsregierung (Armee, Außen-, Wirtschafts- bzw. Energieministerium). Folglich ist ein wechselseitiges Lobbying für den Erhalt von Förderrechten oder den Verlauf von Transportwegen unter Umständen für beide Seiten – Herkunftsregierung und transnationales Unternehmen – vielversprechend.⁶⁸

Wie vorangehend bereits angedeutet, nahmen viele Entwicklungs- und Schwellenländer zu Zeiten des Kalten Krieges eine skeptische bis ablehnende Haltung gegenüber dem Engagement von transnationalen Unternehmen in ihrem Land ein. Der Grund für die Skepsis resultierte aus der Vermutung, die Herkunftsregierung des transnationalen Unternehmens wolle sich über die wirtschaftliche Aktivität hinaus, politischen Einfluss verschaffen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den transnationalen Unternehmen nicht selten um Unternehmen handelte, deren Herkunftsland identisch mit der ehemaligen Kolonialmacht des Ziellandes war.

Für die 1990er Jahre konstatiert *Strange* einen Einstellungswandel auf Seiten der Länder nachholender Entwicklung und der ehemals sowjetischen Neuen Unabhängigen Staaten. Jetzt sehen die Regierungen dieser Länder in den Investitionen der transnationalen Unternehmen vielmehr die Möglichkeiten zur Wohlstandsbildung und Schaffung von Arbeitsplätzen. *Strange* führt die pragmatische Annäherung auf den wachsenden Glauben der Regierungen dieser Länder zurück, dass sie Vereinbarungen mit den TU verhandeln können, bei denen die Gewinne der ausländischen Investition nicht notwendigerweise durch die Kosten absorbiert werden.⁶⁹ Ein gutes Beispiel hierfür stellen die Verhandlungen der kasachischen Regierung mit den Ölfirmen dar, als sie Anfang der 1990er Jahre die Beteiligungen an der Produktion einer Vielzahl Ölfeldern vereinbarten. Nach Angaben des *Petroleum Economist* zeigten die Verhandlungsführer der kasachischen Regierung ein hohes Maß an Professionalität und Verhandlungsgeschick. Die kasachischen Verhandlungsqualitäten sind besonders vor dem Hintergrund hervorzuheben, dass sich die kasachischen Akteure noch Monate zuvor in einem

⁶⁶ Vgl. Greenwald 1982, 678f ; Woll 2000, 525; Wade 1999, 372.

⁶⁷ Krieger 1993, 606. Multinational Corporation (MNC).

⁶⁸ Vgl. Yergin 1991.

⁶⁹ Vgl. *Strange* 1996, 49.

System bewegten, in dem die Investoren und Entscheidungsträger der Produktionsseite identisch waren.⁷⁰

2.2.2 Der internationale Energiesektor und der Ölpreis im triangulären Kontext Staat- Markt-Unternehmen - ein historischer Abriss.

Der nachfolgende Abschnitt ordnet zunächst den Energiesektor in die Machtkonzeption von *Strange* ein. Mit Rekurs auf historische Machtkonstellationen werden grundlegende Beziehungsmuster zwischen Staaten, transnationalen Ölfirmen und dem internationalen Energiemarkt skizziert, um dann den *Ölpreis (unabhängige Variable 1)* in den theoretischen Kontext einzubetten.

Den internationalen Energiesektor gliedert *Strange* in ihre Konzeption struktureller Macht als eine Struktur zweiter Ordnung ein. Die Bedeutung des Sektors speist sich aus seiner volkswirtschaftlichen Relevanz. Öl steht auf dem weltweiten Ranking auf Platz zwei der Primärenergieträger. Aufgrund der geographischen Verteilung des Öls, basiert die Ölkonsumption der meisten Staaten auf importiertem Öl. Entsprechend ist der internationale Ölhandel „der wichtigste Faktor in der internationalen Verflechtung der Energiewirtschaft“⁷¹. In dieser Struktur und aus ihr heraus erhalten die Schlüsselakteure Unternehmen, Regierungen und Märkte strukturelle Macht, mit deren Hilfe sie in die Lage versetzt werden, ihre Präferenzen zu verhandeln. *Strange* weist daraufhin, dass das Zusammenspiel der Kräfte auf dem internationalen Energiesektor nicht auf den Nexus Staat-Autorität oder Staat-Markt reduziert werden könne. Vielmehr ist der internationale Ölmarkt von einer triangulären Balance zwischen Staat-Markt-Unternehmen gekennzeichnet.⁷²

Im Rückblick auf die Machtkonstellationen des Energiesektors innerhalb der letzten hundert Jahre zeigt *Strange*, dass in der Phase zwischen dem 1. Weltkrieg und den 1960er Jahren die Ölfirmen - als Gruppe die *Sieben Schwestern* genannt - den Markt, den Preis und überwiegend auch die Verträge mit den Regierungen bestimmen konnten. Eine Ausnahme bildete die Nationalisierungspolitik des Irans im Jahr 1951, indem die Ölfirmen durch die Verstaatlichung der Anglo-Iranian Company vorerst aus dem iranischen Geschäft ausgeschlossen wurden. Bereits in der Formationsphase der Organisation Ölexportierender Länder (OPEC), die zu Beginn der 1960er Jahre einsetzte, erlangten die ölexportierenden Länder Selbstbewusstsein und setzten sich zunehmend gegenüber den Ölfirmen durch. Darauffolgend konnten die ölexportierenden Länder ab 1969 das Angebot politisch regulieren und somit die Ölpreisbildung am Markt beeinflussen.⁷³

Seit der zweiten Ölkrise der 1980er Jahre bildet sich der *Ölpreis* am internationalen Spotmarkt, deren Handelsorte rund um den Globus verteilt sind. Einen Teil der Regulierungskraft haben Staaten und Unternehmen folglich an den Markt abgegeben. Insofern manifestiert sich im *Ölpreis* eine solche nicht-personell gebundene Kraft des Weltmarktes („impersonal po-

⁷⁰ Vgl. Müller 1999: 38. Professionelle Beratung sicherte sich die kasachische Regierung durch die international renommierte Consulting Firma *JP Morgan*. Vgl. *Petroleum Economist*, Februar 1994, 19.

⁷¹ Fischer/Häckel 1987, 33.

⁷² Vgl. *Strange* 1989, 194 u. 199.

⁷³ Vgl. *Strange* 1989, 195-198.

wer(s) of world markets⁷⁴), die nach der Analyse von *Strange* zu einer Machtdiffusion im internationalen System beiträgt. Der *Ölpreis* fungiert als wesentliche Bestimmungsvariable für die Höhe der Gewinne von Unternehmen und Staaten ebenso für die Rentabilität einer Förderregion.⁷⁵

Zu Beginn der 1990er Jahre war die internationale Öllandschaft geprägt von der räumlichen Expansion vieler transnationaler Ölfirmen, die im Zuge dessen hohe Investitionssummen zum Erwerb neuer Produktionsrechte tätigten. Auf der Makroebene konnten die transnationalen Unternehmen die Machtkonstellation nicht grundlegend zu ihrem Vorteil justieren. Signifikant dürften in diesem Zusammenhang allerdings die Konzentrationsprozesse innerhalb des Ölsektors zum Ende der Dekade sein. Auf der Unternehmensseite deuten zahlreiche Fusionen transnationaler Unternehmen wie BP-Amoco (1998), ExxonMobil (1999), TotalFinaElf (2000), ChevronTexaco (2001) daraufhin, dass eine Formationsphase der Ölfirmen begonnen haben könnte.⁷⁶ Auf der Seite der Angebotsländer, gelang es der OPEC bis 1999 nicht, eine politische Preisregulierung zu erzielen. Eine Ausnahme bildet die Zeit vom Oktober 1999 bis November 2000, in der es die OPEC in Kooperation mit Nicht-OPEC Ländern schaffte, ihre Preisvorstellungen zu realisieren. Für den Untersuchungszeitraum ist demnach eine markt-dominierte Ölpreisbildung charakteristisch.

Das Maß internationaler Institutionalisierung im Sinne von politischer Regulierung und Normierung, die für den Untersuchungsgegenstand direkt von Relevanz sind, können als sehr schwach eingestuft werden.⁷⁷ Zu nennen ist der zum Schutz vor politischen Risiken konzipierte Energiecharta-Vertrag (ECT). Er wurde 1994 von 50 Staaten unterzeichnet und trat am 18. April 1998 nach der Ratifizierung von 30 Staaten in Kraft. Mit der Unterzeichnung des ECT einigten sich u.a. die Staaten Kasachstan und Aserbaidschan auf gemeinsame Spielregeln bezüglich der wettbewerbsmäßigen Gleichstellung von Investoren, der Verpflichtung der Nicht-Unterbrechung von Transitwegen, der Beachtung der Regeln der Welthandelsorganisation und der Streitbeilegung.⁷⁸ Direkten Einfluss auf die Verhandlungen und die Erfolgsaussichten ökonomischer Präferenzen nimmt hingegen der Ölpreis: „Politische Kosten und Risiken schlagen sich in der Kalkulation der Investoren in dem Sinne wieder, dass sie bei niedrigem Ölpreis und geringen Aussichten auf dessen baldiges Ansteigen geplante Investitionen in die Länge strecken.“⁷⁹ Folglich wirkt der Markt in Form des Ölpreises als Einflussfaktor.

2.2.3 Neue Investitionsformen im Ölsektor

In dem Buch „The Retreat of the State“⁸⁰ weist *Strange* auf die allgemeine Bedeutung von Neuen Investitionsformen und spezifische Veränderungen im Bereich der auslandsbezogenen

⁷⁴ Strange 1996, 4.

⁷⁵ Vgl. Strange 1989, 194-200; Strange 1996, 4; Müller 1993, 36-44.

⁷⁶ Vgl. OPEC 2001.

⁷⁷ Im Unterschied zu den Verhandlungen der kaspischen Staaten mit der *North Atlantic Treaty Organisation* (NATO) im Rahmen des *Partnership for Peace Programms* ist für die energiepolitischen Verhandlungen ein geringer Grad an internationaler Institutionalisierung charakteristisch.

⁷⁸ Zu den Staaten, die den ETC nicht unterzeichnet haben, zählen die USA, China und der Iran. Im Falle Russland erfolgte bisher keine Ratifizierung.

⁷⁹ Müller 1999, 40.

⁸⁰ Strange 1996.

Investitionsformen hin. Neue Investitionsformen (NIF) für Auslandsinvestitionen stellten zu Beginn der 1990er Jahre einen der drei neuen Trends für transnationale Unternehmen dar. Da die Frage, der Bedeutung der ökonomischen Struktur im Hinblick auf Verhandlungsergebnisse einen wichtigen Teil der Untersuchung bildet, erfolgt anschließend eine Betrachtung derjenigen NIF, die für den Ölsektor von Relevanz sind.⁸¹

Der Begriff „new forms of investment“(NIF)⁸² umfasst einen weiten und heterogenen Bereich internationaler wirtschaftlicher Aktivitäten, die zum großen Teil außerhalb der Industrienationen und überwiegend in Schwellen- und Entwicklungsländern getätigt werden. Einer Studie des Development Center's der OECD zufolge können die NIF charakterisiert werden als: "a foreign company supplies goods (tangible or intangible) to an investment project or enterprise in a host country – goods that constitute assets for the investment project or enterprise – but local interests in the host country retain majority or whole ownership of the investment project or enterprise."⁸³ In Abgrenzung zum traditionellen Konzept von ausländischen Direktinvestitionen besitzt im Falle der NIF das ausländische Unternehmen weder zwangsläufig Beteiligungen am Investitionsprojekt, noch obliegt dem Unternehmen dessen Kontrolle. Jedoch impliziert eine fehlende oder geringe Beteiligung des Unternehmens nicht zwangsläufig, dass das Unternehmen keine effektive (partielle) Kontrolle oder Einfluss auf das Projekt ausüben könne.⁸⁴

Zu den NIF zählen Joint Ventures (JV), Production Sharing and Risk-Service Agreements (PSA), Buy-Back und Licensing Agreements, Franchising, Turnkey and Product-in-hand Contracts, International Subcontracting.⁸⁵ Investitionsprojekte basieren oft auf einer Kombination zweier oder mehrerer solcher Formen bzw. Vereinbarungen. Für die Untersuchung relevant sind lediglich die ersten beiden, Joint Ventures und Production Sharing Agreements, welche weiter unten näher erläutert werden.

Die NIF werden statistisch nicht separat von den ausländischen Direktinvestitionen ausgewiesen. Deshalb ist die weltweite quantitative Bedeutung aus den Statistiken nicht zu entnehmen. Dessen ungeachtet ist das *Neue* an den Investitionsformen eher auf dessen quantitativen Zuwachs zurückzuführen. Empirische Evidenz für die These von Oman, die traditionelle ausländische Direktinvestitionen würden abgelöst von den NIF, bietet insbesondere der Ölsektor.⁸⁶ Bis in die späten 1950er Jahre dominierten die traditionellen Auslandsdirektinvestitionen, die auf Grundlage von Konzessionsverträgen getätigt wurden. Als Initialzündung für einen gegenläufigen Trend fungierte das erste große Joint Venture im Iran, das zwischen der staatseigenen National Iranian Oil Corporation (NIOC) und der aufsteigenden italienischen Ölfirma Agip vereinbart wurde. Hierdurch konnte der Widerstand der transnationalen Ölunter-

⁸¹ Strange beschreibt für den Produktionssektor allgemein das Phänomen, dass es transnationalen Unternehmen durch bestimmte neue Investitionsformen gelingt, die Finanzierung auf Staaten oder inländische Partnerfirmen umzuverteilen. Vgl. Strange 1996, 47.

⁸² Oman 1989, 10.

⁸³ Ebd.

⁸⁴ „Indeed, the possibility of separating majority ownership of equity from a significant degree of effective control is a major factor behind the growth of NIF“. Oman 1989, 11.

⁸⁵ Vgl. Oman 1989, 11.

⁸⁶ Vgl. Oman 1989.

nehmen, der *Sieben Schwestern*, den Produzentenländern Beteiligungen an der Produktion einzuräumen, erstmalig gebrochen werden. Während der 1960er und 1970er Jahre übernahmen zahlreiche ölproduzierenden Länder der Dritten Welt das Konzept der neuen Investitionsformen in ihre Politik, so dass seit Ende der 1970er Jahre im Ölsektor NIF wie Joint Ventures und Production Sharing Agreements die Konzessionsverträge abgelöst haben.⁸⁷

Die Investitionen seit Beginn der 1990er Jahre in den kaspischen ölfördernden Ländern folgen dem gleichen Muster. In Kasachstan und Aserbaidschan sind die Investitionen überwiegend in Form von *Joint Ventures* getätigt worden. Ein exemplarischer Blick auf Kasachstans Investitionslandschaft zeigt die deutlichen Zuwächse: 1990 waren es noch 15 und 1997 732 Joint Ventures. Im kasachischen Öl- und Gassektor sind die wichtigsten 22 Kontrakte auf Basis von Joint Venture und in Kombination mit Production Sharing Agreements vereinbart worden.⁸⁸

Nachdem die allgemeine wie sektorspezifische Bedeutung der NIF in Gestalt von Production Sharing Agreements (PSA) und Joint Ventures (JV) dargelegt wurde, erfolgt im nächsten Schritt die Erklärung der Begriffe PSA und JV selbst, um dann im in einem weiteren Schritt zu den multinationalen Konsortien in der Ölbranche zu gelangen.

PSA sind vertragliche Vereinbarungen zwischen einer Regierung, in der sich die Lagerstätte befindet, und einem Investor über die Vergabe des exklusiven Rechts zur Suche, Erkundung und Förderung mineralischer Rohstoffe für einen bestimmten Zeitraum in einem bestimmten Gebiet. Der Investor trägt alle damit verbundenen Kosten und das gesamte Projektrisiko. Nach Zahlung einer Lizenzgebühr arbeitet der Investor gewinnorientiert und alle Produktionsgewinne werden zwischen der Regierung und dem Investor aufgeteilt, was die Steuern und Abgaben des Investors reduziert.⁸⁹ Das Risiko der transnationalen Unternehmen unter PSA ist immer als hoch einzustufen, während bei JV die Risikoverteilung stärker den einzelnen Vereinbarungen unterliegt.⁹⁰

Ein JV ist ein Geschäft, bei dem die Bereitstellung des Risikokapitals zwischen zwei oder mehr Firmen geteilt wird. Dabei handelt es sich um eine Organisationsform, die oft für ein Projekt Anwendung findet, das für eine Firma allein zu groß oder risikoreich ist. In das Projekt bringen ausländische wie inländische Unternehmen unterschiedliche Stärken mit ein. So verfügt das ausländische Unternehmen beispielsweise über technisches Know-how und Produktionsmaschinen, während das inländische Unternehmen über Kenntnisse der lokalen Bedingungen, der Geschäftspraktiken, die Verhandlungsweise mit der inländischen Regierung oder den Gewerkschaften verfügt.⁹¹

Sowohl in Kasachstan als auch Aserbaidschan dominieren die Vereinbarungen, die eine Kombination der beiden Investitionsformen darstellen. Im Zusammenhang mit den Kontraktmodalitäten ist auf zwei Aspekte bei der Verteilung der Gewinne und Risiken hinzuweisen.

⁸⁷ Vgl. Oman 1989, 21.

⁸⁸ Vgl. Botschaft Kasachstans 2003. Die Angaben sind der Website der Botschaft Kasachstans unter der Rubrik *Economy/Investment Activities in Kazakhstan* zu entnehmen. Der Anstieg der JV speist sich aus den Zuwächsen ab Mitte der 1990er Jahre in den Bereichen Maschinenbau, Industrie, Transport und soziale Infrastruktur.

⁸⁹ Vgl. Heinrich/Pleines 2001, 13.

⁹⁰ Vgl. IEA 1998, 122f.

⁹¹ Vgl. Black 1997, 258.

Zum einen betrifft es die sogenannten „windfall profits“⁹². In den Verträgen Aserbaidshans ist ein Reserven-Faktor eingebaut. D.h. wenn man mehr Reserven findet oder der Ölpreis höher als erwartet sein sollte, dann gehen die „windfall profits“ an den Staat und nicht an die Ölgesellschaften. Zum anderen betrifft es die Risikoverteilung zwischen den Staaten Aserbaidshan bzw. Kasachstan und den Ölgesellschaften. Die Staaten sind überproportional am Ölpreisrisiko beteiligt. „Das heißt, die ausländische Gesellschaft hat die Priorität, um ihre Investitionen wieder einzuspielen. Je schlechter die Gewinnsituation infolge niedriger Ölpreise ist, desto später profitiert der Staat davon.“⁹³, erklärte Paul Haseldonckx von der DEMINEX GmbH (Essen) auf einer Konferenz in Baku 1998.

Zur Erschließung und Förderung des Öls der größten aserbaidshianischen Lagerstätten wurde 1994 ein Vertrag mit einem multinationalen Konsortium, der Azerbaijan International Operating Company (AIOC) abgeschlossen und damit die Form des Joint Ventures verlassen. Allgemein handelt es sich bei einem Konsortium um ein virtuelles Unternehmen, das darauf zielt, eine größere Finanzierungsaufgabe bei gleichzeitiger Verteilung des Risikos zu lösen.⁹⁴ Ein multinationales Konsortium (MK) stellt somit die Weiterentwicklung eines Joint Ventures dar, bei dem die Verteilung von Risiko und Finanzierung auf mehrere ausländische Unternehmen aus unterschiedlichen Herkunftsländern stammend und einem inländischen Unternehmen verteilt wird. Darüber hinaus wirkt sich die Investitionsform eines MK in qualitativer Hinsicht aus, so die These, die im nächsten Abschnitt vorgestellt wird.

2.2.4 Auswirkungen neuer Investitionsformen in Gestalt von multinationalen Konsortien auf transnationale Beziehungen

Nachdem zuvor die Neuen Investitionsformen in Form ihrer wichtigsten Charakteristika vorgestellt wurden, werden im nächsten Schritt deren Implikationen für transnationale Beziehungen untersucht. Im Zentrum stehen die folgenden zwei Fragen: Lassen sich allgemeine Veränderungen durch neue Investitionsformen auf transnationale Beziehungen identifizieren? Ist ein Unterschied zu erkennen, ob es sich bei der gewählten Investitionsform um ein Joint Venture oder ein multinationales Konsortium handelt? Die Erörterung der Fragen dient zugleich der theoretischen Fundierung der *zweiten unabhängigen Variable, der ökonomischen Struktur der Produktionsseite*.⁹⁵

Bevor die Wirkung auf die transnationalen Beziehungen zu beschreiben ist, muss zunächst expliziert werden, was darunter zu verstehen ist. Transnationale Beziehungen werden definiert als „..., regular interactions across national boundaries when at least one actor is a non-state agent or does not operate on behalf of a national government or an intergovernmental

⁹² Körber-Stiftung 1998, 49. Unter „windfall profits“ versteht man Gewinne, die einem Unternehmen aufgrund einer allgemeinen Änderung der Marktlage, nicht aber aufgrund eigener Anstrengungen „zufallen“. Steigt zum Beispiel der Preis für einen Rohstoff aufgrund politischer oder konjunktureller Entwicklungen stark an, ohne dass sich die Produktionskosten des fördernden Unternehmens erhöhen, entstehen ihm windfall profits. Seefelder Infodienst (<http://www.seefelder.de/lexikon/w.htm>).

⁹³ Körber-Stiftung 1998, 50. Weitere Ausführungen zu Kontraktmodalitäten und zur Risikoverteilung zwischen kaspischen Ölstaaten und Ölgesellschaften vgl. ebd., 48-51.

⁹⁴ Konsortien werden vor allem von Banken zur Platzierung von Wertpapier gebildet. Vgl. Kyrrer 2001, 309.

⁹⁵ Vgl. Strange 1997, 172; Kapitel 2.11.

organization.”⁹⁶ Die Verhandlungen bezüglich der transnationalen Energietransportwege in der Kaspischen Region erfüllen die definitorischen Kriterien und sind demnach Teil Transnationaler Beziehungen.

Multinationale Konsortien als Investitionsform beeinflussen zunächst die Anzahl der Akteure transnationaler Beziehungen. Während bei einem Joint Venture der Staat, das ausländische Unternehmen und dessen Herkunftsland an Verhandlungen beteiligt sind, vermehrt sich die Anzahl der potenziellen Akteure mit der Anzahl der transnationalen Unternehmen im Konsortium. Im Falle des AIOC beispielsweise verfügen neben der State Oil Corporation of the Republic of Azerbaijan (Socar) zehn transnationale Unternehmen über Beteiligungen, die aus insgesamt acht verschiedenen Ländern stammen. Im Vergleich zur Dreier-Konstellation bei einem *Joint Venture*, entsteht eine weit komplexere Verhandlungslandschaft, wenn als Investitionsform ein multinationales Konsortium gewählt wird. Denn gegenüber drei Akteuren sind es für den Fall der multinationalen Konsortien elf Unternehmen und neun nationale Regierungen (diesmal das Produktionsland eingeschlossen), die direkt oder indirekt involviert sein können.⁹⁷

Aus der beschriebenen Akteurskonstellation leitet *Müller* den Bedeutungszugewinn multinationaler Konsortien innerhalb von Verhandlungen ab. „Diese (multinationale Konsortien, N.H.) sind seither in der Regel so angelegt, dass sie genau nicht dem nationalen Interesse eines Landes folgen können, weil immer mehrheitlich auch andere Länder in dem Konsortium vertreten sind. Die Konstruktion eines Konsortiums impliziert also die Neutralisierung nationaler Interessen.“⁹⁸

Inwiefern tatsächlich von einer Neutralisierung nationaler Interessen die Rede sein kann, wird im Rahmen der Fallbeispiele zu überprüfen sein. Dennoch ist anzunehmen, dass die Struktur der multinationalen Konsortien die Anreizstruktur zur Instrumentalisierung von transnationalen Unternehmen senkt, da die Beeinflussung eines einzelnen oder zweier transnationaler Unternehmen wenig Erfolgsaussichten verspricht, die eigenen nationalstaatlichen Präferenzen durchzusetzen. Für die Untersuchung relevant ist der Umkehrschluss: Je multinationaler und je privatwirtschaftlicher die Zusammensetzung des Produktionskonsortiums desto stärker die Position der Unternehmen, die einer ökonomischen Rationalität verpflichtet ist. Hiernach müsste eine Organisierung in multinationalen Konsortien zur Positionsstärkung der transnationalen Unternehmen und auf diese Weise zur Durchsetzung ökonomischer Rationalität im Verhandlungsergebnis führen.

Während der Anstieg der Akteure in der Arena der transnationalen Beziehungen durch die multinationalen Konsortien offensichtlich ist, bedarf es für eine qualitative Wirkung der Neuen Investitionsform in Gestalt von multinationalen Konsortien eines Nachweises. Aufgabe der vorliegenden Untersuchung ist es nicht zuletzt zu prüfen, ob sich die Struktur auf der Produktionsseite als Einflussgröße für die Verhandlungen erweist oder nicht.

⁹⁶ Risse 1995, 3.

⁹⁷ Vgl. IEA 1998, 175.

⁹⁸ Müller 1999, 39.

3 Kaspische Energiereserven und der Weltmarkt

Die Kaspische Region erlebt in den 1990er Jahren ihren dritten Ölboom. Das erste Ölfieber in Baku, die Hauptstadt des heutigen Aserbaidschans, setzte in den 1870er Jahren und markierte den Beginn der industriellen Ölförderung in der Region.⁹⁹ Während in den ersten Jahrzehnten zunächst nur auf dem Festland (onshore) gefördert wurde, erschloss die Produktion unter sowjetischer Planwirtschaft auch die Vorkommen vor der Küste (offshore). Die sowjetische Produktion in der Region diente vor allem der Selbstversorgung der kaspischen Länder.¹⁰⁰

Der Zusammenbruch der Sowjetunion und mithin die Auflösung des Rates für Gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW) schaffte eine neue wirtschafts-geographische Situation.¹⁰¹ In Folge konnte eine Angliederung der kaspischen Staaten an den Weltmarkt in Angriff genommen werden. Für den zuvor eher als geschlossen zu charakterisierenden Weltölmarkt eröffnete sich unerwartet eine neue Förderregion. Oder um die Bedeutung der Kaspischen Region für den Ölmarkt mit den Worten des Vorstandsvorsitzenden von British Petroleum *John Browne* zu beschreiben, ist sie die "greatest unexplored and undeveloped oil province in the world".¹⁰² Die Aussicht auf neu zu erobernde Marktanteile steigerte den Konkurrenzdruck zwischen den Ölfirmen, Explorationsrechte zu erwerben. Anfang der 1990er Jahre herrschte weltweit ein hohes Maß an Konkurrenz auf dem globalen Ölmarkt, der sich auch anderenorts in umfassenden Investitionen im Bereich der Ölexploration (upstream) manifestierte.¹⁰³

In Kapitel 3 erfolgt die Herausarbeitung der globalen wie regionalen Rahmenbedingungen, die den hier behandelten Energiesektor determinieren. Die Bedeutung der kaspischen Öl- und Gasvorkommen erschließen sich aus dem Kontext, dem Weltmarkt. Der Prozess der Einbettung der kaspischen Energieproduktion in den Weltmarkt enthält seinerseits wirtschafts-geographische, rechtliche und politische Dimensionen. Diese werden in den nachfolgenden vier Abschnitten des 3. Kapitels behandelt.

Im ersten Abschnitt (3.1) ermittle ich zunächst entscheidende Trends der Globalen Ölversorgung. Im nächsten Schritt untersuche ich die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls anhand der Förder- und Transportkosten des aserbaidschanischen und kasachischen Öls im Vergleich zu anderen Förderregionen. Im Anschluss setze ich die Erkenntnisse über die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls in Beziehung zur Ölpreisentwicklung in den 1990er Jahren.

Im Abschnitt 3.2 weise ich das quantitative und qualitative Exportpotenzial der Kaspischen Region im Allgemeinen und der Staaten Aserbaidschans und Kasachstans im Besonderen aus. Für die Bestimmung der Höhe der Reserven und des Exports verwende ich ausschließlich Reservenangaben. „Zu den sicher bestätigten Reserven zählen nur die Funde, die bereits durch Bohrungen bestätigt und mit heutiger Technik wirtschaftlich förderbar sind. Dazu zählen

⁹⁹ Vgl. Yergin 1991, 72-100.

¹⁰⁰ Vgl. Adams 1998; Bimboes 2000.

¹⁰¹ Elmar Altvater und Brigitte Mahnkopf charakterisierten die veränderte wirtschafts-geographische Situation nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wie folgt: Nunmehr wurde die „...funktionale mit der geographischen Globalität kongruent.“ Altvater/Mahnkopf, 517.

¹⁰² Turkistan News vom 26. Februar 1998.

¹⁰³ Vgl. Olorunfemi/Knöbl 1993, 151-162.

nicht die Mengen, deren Lage und Mächtigkeit man zwar genau kennt, die aber zu heutigen Preisen noch nicht rentabel abgebaut werden können“.¹⁰⁴ Hingegen gelten Ressourcen „als noch nicht entdecktes, aber geologisch mögliches und unter Voraussetzung eines akzeptablen Preisniveaus förderbares Erdöl“.¹⁰⁵ Auf diese Weise kann basierend auf einer sicheren Datenlage die Bedeutung der kaspischen Vorkommen bestimmt werden.¹⁰⁶

In Abschnitt 3.3 wird der Disput der Anrainerstaaten über den rechtlichen Status des Kaspischen Meeres. Der letzte Abschnitt (3.4) gibt einen Überblick über die Transportproblematik und setzt somit die Projekte, die in den Fallbeispielen der folgenden Kapitel untersucht werden, in Beziehung zueinander. Aufgabe des Abschnittes ist es, den Planungshorizont für den Aufbau der Exportwege auf der einen Seite und die verschiedenen konkurrierenden Optionen für Exportrouten auf der anderen Seite darzustellen.

3.1 Trends Globaler Ölversorgung

Befürchtungen eines abrupten Endes des Ölzeitalters wie sie in den 70er-Jahren durch die Erfahrungen der Ölkrise geweckt wurden, haben sich nicht bewahrheitet. Tatsächlich zeichnet sich ein schrittweiser Rückgang der Ölreserven ab. Die Energiesicherheit, verstanden als Vorhandensein qualitativ ausreichender Energieressourcen für die globale Energieversorgung, ist gegeben. Die Ereignisse seit dem 11. September 2001 haben vor allem Aspekte der Versorgungssicherheit in die Wahrnehmung von Medien und Regierungen gerückt. Seither werden stärker Risiken, die im Zuge einer Unterbrechung der Versorgungswege aufgrund innenpolitischer bzw. regionaler Instabilitäten, gewalttätiger Konflikte oder terroristischer Anschläge entstehen könnten, thematisiert. Des weiteren rückt für importabhängige Nationalstaaten ein grundlegender Aspekt der Versorgungssicherheit mit internationaler Dimension auf die Agenda: Die Diversifizierung der Bezugsquellen des Energieimportes aus verschiedenen Lieferländern und Exportregionen.¹⁰⁷ Anhand der Trends der globalen Ölversorgung im nachfolgenden Abschnitt wird deutlich, dass sich zukünftig die Bemühungen um eine Verringerung der Importabhängigkeit von wenigen Bezugsquellen verstärken werden.

Als wichtigster Primärenergieträger verliert Öl gegenüber Gas und Kohle an Versorgungsanteilen. Die Anteilsverschiebung geht zum einen auf die klimapolitischen Eigenschaften von Gas zurück, das im Vergleich zu Öl umweltfreundlicher und emissionsärmer ist. Zum anderen ist das Nachfragewachstum von Gas auf die längerfristige Reichweite der weltweit als gesichert geltenden Reserven zurückzuführen. Der globale R/P-Faktor, also die gesicherten Reserven geteilt durch die derzeitige jährliche Produktion, liegt mit 61 Jahren (Gas) weit über dem Wert von Öl mit 40 Jahren.¹⁰⁸

¹⁰⁴ Esso 2000, 2.

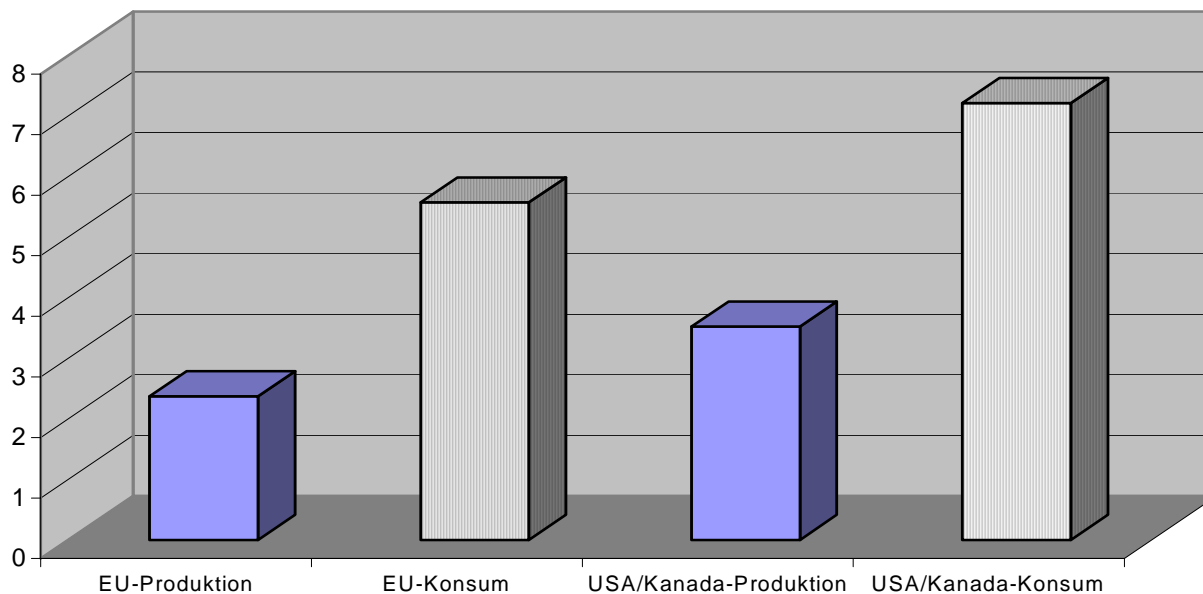
¹⁰⁵ Müller 1993, 47.

¹⁰⁶ Für eine ausführliche Definitionen von Reserven und Ressourcen: Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) 2002, 31.

¹⁰⁷ Vgl. Kemp/Harkavy 1997, 109-156; Müller 2003; Umbach 2002. Zu den Determinanten der globalen Energiesituation gehören: „Die Globale Nachfrage und Größe der Energieressourcen sind die zentralen Bestimmungsfaktoren der globalen Energiesituation. Drei Variablen bestimmen die Entwicklung der globalen Energienachfrage: Energieverbrauch pro Kopf (bzw. Bevölkerungswachstum), Wachstumsrate des gesellschaftlichen Gesamtprodukts und der Energie-Elastizitätskoeffizient...“ als „...Ausdruck für die erreichte Effizienz der Energienutzung“ Fischer/Häckel 1987, 50-52.

¹⁰⁸ Vgl. British Petroleum 2002, 6-22.

Abb. 4: Verbrauchs- und Produktionsdaten der EU im Vergleich zur USA/Kanada im Jahr 2001 (in Mrd. Fass)



Ein exemplarischer Vergleich der Produktions- und Verbrauchszahlen des Jahres 2001 der USA/Kanada mit denen der Europäischen Union (EU) zeigt (vgl. Abb. 4), dass die Importabhängigkeit von Öl in den westlichen Industrieländern nach wie vor sehr hoch ist. Die USA/Kanada produzierten im Jahr 2001 3,52 Mrd. Fass. Der Verbrauch des gleichen Jahres erreicht mit 7,21 Mrd. Fass (28 Prozent des weltweiten Ölverbrauches) jedoch mehr als das doppelte Volumen. Demnach waren die USA/Kanada zu 50 Prozent importabhängig. Der Ölverbrauch der EU entspricht 21 Prozent des weltweiten Ölverbrauches und betrug 5,57 Mrd. Fass. Die Produktion erreichte lediglich die Marge von 2,37 Mrd. Fass, so dass eine fast 60-prozentige Importabhängigkeit vorliegt. Aus der Diskrepanz von Reserven und Produktion ergibt sich eine statistische Lebensdauer der Reserven, der als Quotient aus Reserven und Produktion (R/P-Quotient) berechnet wird. Sowohl der R/P-Quotient der Länder USA/Kanada mit 9,8 Jahren als auch der EU mit 7,8 Jahren deuten daraufhin, dass sich die Importabhängigkeit noch verstärken wird. Im Jahr 2010, also zum Zeitpunkt, zu dem nach jetzigen Angaben das Ende der statistischen Reichweite der nordamerikanischen und europäischen Reserven erreicht sein wird, werden die Exportkapazitäten der Kaspischen Region zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund wird die Kaspische Region als eine Möglichkeit angesehen, zur Diversifizierung westlicher Energiebezugsquellen beizutragen.¹⁰⁹

Die Notwendigkeit auf Seiten der Importländer, ihre Versorgung auf den Bezug aus einer ausreichenden Anzahl von Exportländern zu gründen, steigt. Denn die Zukunftsprognosen des Weltenergiebedarfs zeigen zwei Trends, die in diesem Zusammenhang von Relevanz sind:

Erstens: Die verschiedenen Szenarien der Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA), International Institute for Applied System Analysis (IIASA)/World Energy Council (WEC) gehen von einem Anstieg des Weltenergiebedarfs um ca. 60 Prozent

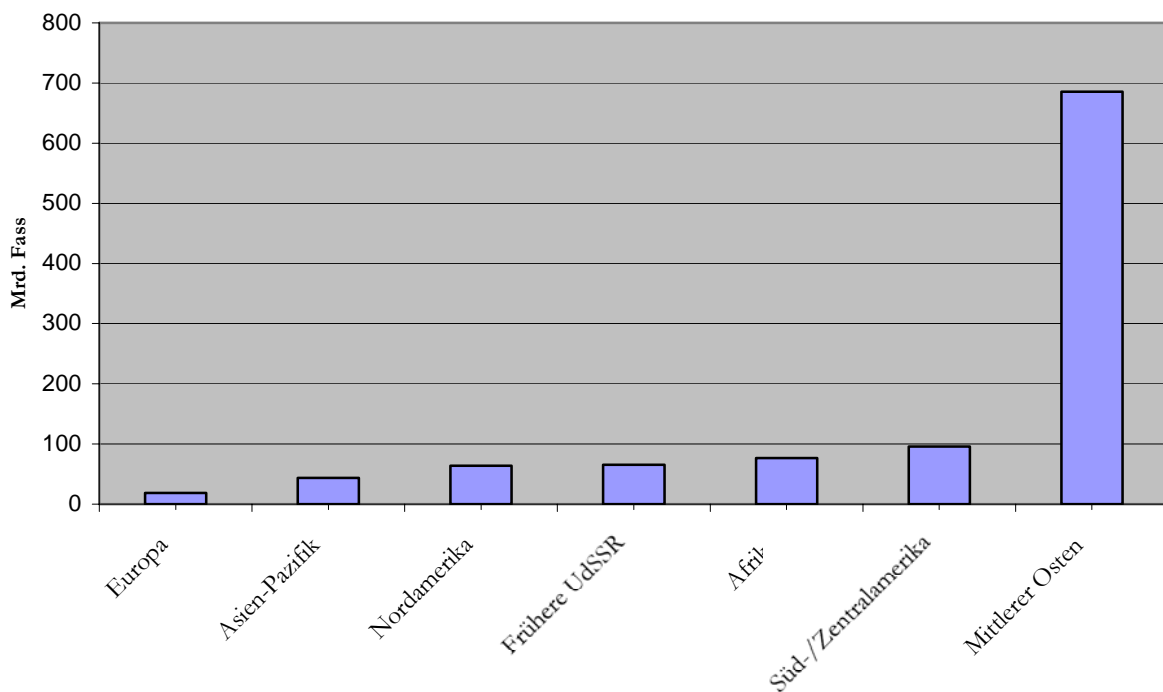
¹⁰⁹ Vgl. BP Statistical Review of World Energy, Juni 2002. Die Daten, die im vorangegangenen und nachfolgenden Absätzen Erwähnung finden, sind in Tabelle 5 (Anhang) zusammengefasst.

in den nächsten 25 Jahren aus.¹¹⁰ In absoluten Zahlen ausgedrückt bedeutet der weltweite Bedarfsanstieg einen Sprung von 346 Quadrillion British thermal units (Btu) im Jahr 1990 auf 607 Quadrillion Btu im Jahr 2020. Zwar ist der Zuwachs in besonderem Maße auf das Wachstum in den asiatisch-pazifischen Ländern, insbesondere China und Indien, zurückzuführen.¹¹¹ Dennoch bedeutet der weltweite Verbrauchsanstieg, dass sowohl westliche Industriestaaten als auch die asiatischen Länder vermehrt um Versorgungsquellen bemühen müssen und um diese verstärkt konkurrieren werden.¹¹²

Die Zukunftsprojektionen des weltweiten Ölbedarfs gehen von einem Anstieg auf 120 Mio. Barrel pro Tag aus. Zur Deckung dieses Zukunftsbedarfs ist eine Erweiterung der globalen Produktionskapazitäten um 43 Mio. Barrel pro Tag notwendig.¹¹³

Zweitens: Die Konzentration auf wenige Lagerstätten, vor allem die Abhängigkeit vom Mittleren Osten wird sich in Zukunft verstärken. Diese Entwicklung verdeutlicht die Regionale Reservenentwicklung in der nachfolgenden Graphik.

Abb. 5: Regionale Reservenverteilung (2001)



Quelle: British Petroleum 2002, 4-5.

¹¹⁰ Vgl. Prognos 1999, 7. Die Zukunftsprognosen des Weltenergiebedarfs kamen in den darauf folgenden drei Jahren zu den gleichen Ergebnissen. Mit einem relevanten Zugewinn an Wärme- und Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist bis 2020 nicht zurechnen. Zwar wird deren Produktion nominal deutlich ansteigen. Aufgrund des prognostizierten weltweiten Energieverbrauchswachstums wird ihr Anteil am gesamten globalen Energieverbrauch jedoch relativ nicht erkennbar zunehmen.

¹¹¹ Auf Seiten der proportionalen Nachfrage wird eine Umstrukturierung erwartet, wonach 2020 der Bedarf der sogenannten Entwicklungsländer den der Industrieländer übertroffen haben wird. Vgl. ebd.

¹¹² Die Energiestrategie Chinas sieht nach den Analysen von *Amy Myers Jaffe* und *Steven W. Lewis* vom amerikanischen Baker Institute vor, ihre Kooperationen nicht auf Saudi Arabien zu beschränken, sondern ihre Aktivitäten auf Afrika und die Kaspische Region auszuweiten. Vgl. Jaffe/Lewis 2002, 122ff.

¹¹³ Vgl. International Energy Agency (IEA) 2001, 26.

Bereits 2001 stellte die OPEC 40,7 Prozent des weltweit produzierten Öls, wovon allein 26,2 Prozent aus den Anrainerstaaten des Persischen Golfes¹¹⁴ (Golf-OPEC) stammten. Zum Vergleich, Russland stellte 9,7 Prozent der weltweiten Ölproduktion. Der eklatanteste Unterschied der beiden größten Produzentenregionen liegt jedoch in der langfristigen Reichweite ihrer Reserven. Russland verfügt über 48,6 Mrd. Fass (4,6 Prozent) der weltweiten Reserven mit einer statistischen Lebensdauer von ca. 19 Jahren. Die Staaten der sogenannten Golf-OPEC verfügen allein über 613,3 Mrd. Fass (62,6 Prozent) der weltweiten Reserven mit einer statistischen Reichweite von mindestens 90,5 Jahren. In den OPEC-Staaten insgesamt befinden sich mit 818,8 Mrd. Fass rund 78 Prozent der weltweiten Ölreserven, deren R/P-Quotient mit 76,6 Jahren angenommen wird. Prognosen der Internationalen Energie Agentur zufolge, wird die Produktion des Mittleren Ostens im Jahr 2020 41 Prozent der weltweiten Ölproduktion erreichen. Dies stellt gegenüber 1997 eine Verdoppelung ihres weltweiten Angebotsanteils dar.¹¹⁵

Ogleich sich die vorliegende Untersuchung auf den Ölsektor und dessen Transport aus der Kaspischen Region beschränkt, so muss in diesem Zusammenhang auf eine parallele Entwicklung der Gasreserven hingewiesen werden. Die weltweiten Gasreserven konzentrieren sich ebenfalls auf den Mittleren Osten, die Kaspische Region und Russland. Zusammengekommen verfügen die drei Regionen mit 103,09 Mrd. m³ über 72,3 Prozent der weltweiten Gasreserven.¹¹⁶

Aufgrund der derzeitigen und künftigen Konzentration der Öl- und Gasvorkommen in der Golfregion und der angrenzenden Kaspischen Region, sprachen *Geoffrey Kemp* und *Robert E. Harkavy* von einer strategischen Energieellipse.¹¹⁷ Neben der energiepolitischen Dimension beinhaltet der Begriff eine sicherheitspolitische Dimension, auf die *Müller* hinweist:

„Die Stabilität im Golfraum bzw. Diffusion von Instabilitäten, die von einem in Afghanistan oder Zentralasien konzentrierten Netzwerk ausgehen kann, bilden das für die Weltwirtschaft kritischste Problem. Denn eine Destabilisierung eines der Anrainerstaaten des Persischen Golfes hätte erhebliche Folgen für die weltweite Versorgungssicherheit.“¹¹⁸

Ein solches weltwirtschaftliches worst-case Szenario könnte beispielsweise entstehen, indem die saudi-arabische Haupthäfen¹¹⁹ samt deren Raffinerien Ziel eines terroristischen Anschlags würden, aufgrund dessen für mehrere Monate 4 Prozent der weltweiten Ölproduktion ausfallen. Denn hierdurch könnte eine weltwirtschaftliche Krise ausgelöst werden.

3.1.1 Die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls

Zur Deckung des wachsenden Energiebedarf bis 2020 sind zwar genügend Reserven vorhanden, aber es werden weltweit massive Investitionen in die Energieproduktion und Transportinfrastruktur notwendig sein, damit diese Reserven auf den Weltmarkt gelangen können.

¹¹⁴ Zu den Anrainern des Persischen Golfes zählen die Staaten Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate.

¹¹⁵ Vgl. IEA 2000, 77.

¹¹⁶ Vgl. British Petroleum 2002, 22.

¹¹⁷ Vgl. Kemp/Harkavy 1997.

¹¹⁸ Müller 2002, 24.

¹¹⁹ Gemeint sind hiermit Jubail, Ras Tannurah am Persischen Golf & Yanbu am Roten Meer.

¹²⁰ Die Kaspische Region steht folglich in Konkurrenz zu anderen Fördergebieten. Sofern Investitionen in Fördergebieten mit geringeren Förder- und Transportkosten beispielsweise im Irak oder Iran politisch möglich würden, könnten Investoren aus der Kaspischen Region abwandern. Zur Bestimmung der Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls werden im ersten Schritt die Förder- und Transportkosten aserbaischanischen und kasachischen Öls mit denen anderer Fördergebiete verglichen, um dann im zweiten Schritt die gewonnenen Daten in Beziehung zur Ölpreisentwicklung innerhalb der 1990er Jahren zu setzen.

Die Reichweite und Intensität von Explorationsvorhaben ist an das Ölpreisniveau geknüpft. Die Förderkosten in der Kaspischen Region werden weit höher veranschlagt als im Mittleren Osten, aber günstiger als beispielsweise das russische Öl aus den westsibirischen Lagerstätten. Aufgrund einer mittleren Wettbewerbsposition fungierte der Ölpreis, neben der Größe der Reserven und der politischen wie finanziellen Kosten der Transportwege, aus energiewirtschaftlicher Sicht als Schlüsselindikator dafür, ob und wann der Ausbau der Förderung kaspischen Öles vorangetrieben wird.

Tabelle 1 zeigt die Transport- und Förderkosten des aserbaischanischen und kasachischen Öls. Aus den relativ hohen Kosten wird ersichtlich, warum die Neigung der Ölproduzenten die Produktion zu erhöhen bzw. in die Erhöhung von Produktionskapazitäten zu investieren erst bei einem relativ hohen Ölpreis einsetzt.

Tab. 1: Förder- und Transportkosten im Vergleich ¹²¹

Region	Förder- und Transportkosten (in US-Dollar)
Nordamerika (Kanada, USA, Mexiko)	11
Südamerika (Venezuela)	4
Europa (Nordsee – Großbritannien, Dänemark, Norwegen)	16
Mittlerer Osten (Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien, Unabhängigen Arabischen Emirate)	2
FSU (Russland)	7,5
Afrika (Nigeria, Gabun, Ägypten)	9
Asien (Indonesien, Malaysia)	13,52
Kaspischer Raum	9,94

Quelle: Pershing 1999; Oil & Gas Journal, 21.8.2000, 52ff.

Der aus Rentabilitätsgründen notwendige Ölpreis, um in der Region fördern zu können, gibt das Forschungsinstitut Cambridge Energy Research Association (CERA) die Spanne von zwölf bis 18 Dollar pro Barrel an.¹²² Genauer fasst es das Konsortium der AIOC. Sofern das Öl Aserbaischans an den türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan transportiert würde, benötigte

¹²⁰ Vgl. IEA 2001, 73.

¹²¹ Zu den Förderkosten zählen die Kosten für die Ölsuche sowie die laufenden Kosten der Förderung selbst und die Pipelinekosten bis zum Verladehafen bzw. der Sammelstelle verschiedener Ölquellen. Die Förderkosten sind abhängig von den für die Förderung notwendigen Investitionen und von der je Bohrung geförderten Menge. Vgl. <http://www.dea.de/1164.htm>.

¹²² Wenn im Folgenden von Dollar gesprochen wird, so sind US-Dollar gemeint. Vgl. Petroleum Economist, May 2001, 39.

man einen Ölpreis von 15 Dollar/ Barrel, um einen profitablen Surplus zu erzielen.¹²³ Der Energieinformationsdienst gibt in Übereinstimmung mit dem vorherigen Wert an, dass die Ölproduktion erst ab einem Rohölpreis von 15 Dollar/Barrel wirtschaftlich ist, da die Transportkosten für sich genommen bereits sieben Dollar pro Barrel ausmachen.¹²⁴ Nach Einschätzung des Energieexperten und dem ersten Vorstandsvorsitzenden des AIOC *Terry Adams* benötigt das kaspische Öl ein Ölpreisniveau, das sich längerfristig oberhalb von 20 Dollar pro Barrel bewegt.¹²⁵

Aus den unterschiedlichen Angaben über die Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls kann demnach folgendes abgeleitet werden: Ein Ölpreis unter 15 Dollar/Barrel stellt wenig Investitionsanreize für die Unternehmen dar, da bereits bei einem Preis unter zwölf Dollar/Barrel nicht mehr profit- bzw. kostendeckend investiert werden kann. Ein mittlerer Ölpreis von über 15 Dollar/ Barrel sichert hingegen den unternehmerischen Gewinn und beschleunigt zudem die Amortisierung der Investitionen.

3.1.2 Die Ölpreisentwicklung zwischen Januar 1990 – April 2002

Im zweiten Schritt ist für den Untersuchungszeitraum zu bestimmen, wann das kaspische Öl nach Maßgabe der Förder- und Transportkosten im Verhältnis zum Ölpreis wettbewerbsfähig war. Insofern dient der folgende Abschnitt der Datenaufbereitung der *unabhängigen Variable 1*, der Ölpreisentwicklung, deren Bestimmung für die Untersuchung in Kapitel 4 und 5 erforderlich sein wird. Dabei wird die Entwicklung des Ölpreises innerhalb des Untersuchungszeitraumes entsprechend der *Werte der Variable* in hoch, mittel, niedrig gruppiert und beschrieben. Die Zuweisung der Werte erfolgt in Anlehnung an die Gruppierung, wie sie in den Szenarien der Internationalen Energie Agentur vorgenommen wird.¹²⁶ Berücksichtigung bei der Marge des mittleren Wertes fand ebenfalls, dass sich ein Transport des aserbaidischen Öls an den Mittelmeerhafen Ceyhan erst bei einem mittleren Ölpreis über 15 Dollar/Barrel als rentabel erweist.

Im Untersuchungszeitraum gibt es zwei Phasen, mit einem **niedrigen Preisniveau** unter 15 Dollar pro Barrel: Die erste Phase reicht von November 1993 bis April 1994 und die zweite von Januar 1998 bis April 1999.¹²⁷ Insgesamt betrachtet ist für die 1990er Jahre ein überwiegend **mittleres Preisniveau** in der Marge zwischen 15-25 Dollar charakteristisch. Dies gilt beispielsweise für den Zeitraum Januar 1991-November 1993. Auch von April 1994 bis Januar 1998, einem ausgesprochen langen Zeitraum, bewegte sich der Ölpreis zwischen 15-25 Dollar pro Barrel. Innerhalb dieses Zeitraumes konnte sich der Ölpreis von August 1996 bis Februar 1997 sogar über 20 Dollar halten. In der zweiten Hälfte des Jahres 1999 stieg der Ölpreis weiter an. In dieser Phase bewegte er sich für ein halbes Jahr, von April 1999 bis Januar 2000, zwischen 15-25 Dollar pro Barrel.

¹²³ Vgl. Onay 2002, 36.

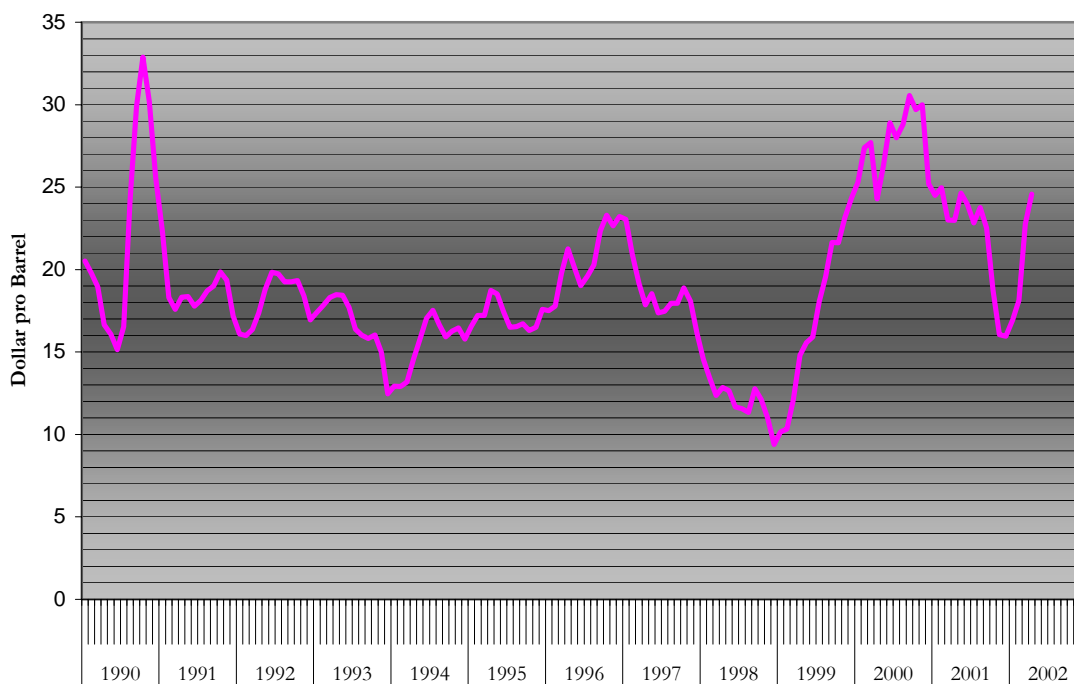
¹²⁴ Vgl. Energieinformationsdienst 1999, 9.

¹²⁵ Vgl. Adams 2001.

¹²⁶ Vgl. IEA 2001a, 25. Die historische Entwicklung des Ölpreises zwischen 1970 und 2002 zeigt Abbildung 15 im Anhang I.

¹²⁷ Eine detaillierte Analyse der Ölpreisschwankungen insbesondere des Jahres 1998/1999 gab Robert Priddle, Direktor der International Energy Agency, auf der Konferenz des Center for Strategic and International Studies „The Geopolitics of Energy into the 21st Century“ in Washington am 8./9. Dezember 1999. Vgl. Priddle 1999.

Abb. 6: Ölpreisentwicklung zwischen Januar 1990 bis April 2002



Quelle: EIA 2002c.

Ausgesprochene **Hochpreisphasen**, in denen der Ölpreis über 25 Dollar pro Barrel kletterte, waren entweder wie im August bis Dezember 1990 auf die militärischen Handlungen in der Region im Rahmen des zweiten Golfkrieges zurück zu führen. Oder sie basierten wie zum Ende des Jahrzehnts auf Marktregulation der OPEC. Im Jahr 1999 gelang es der OPEC nach 13 Jahren für einen Zeitraum von 13 Monaten, einen weltwirtschaftlich verträglichen Preiskorridor zwischen 22-28 Dollar pro Barrel durchzusetzen.¹²⁸

Das Charakteristikum der OPEC-Politik bestand in der Ausweitung der Absprachen über die OPEC-Mitglieder hinaus. Tatsächlich ging die Initiative für eine gemeinsame Preispolitik von Mexiko aus. Nach Ansicht des Energieexperten *Daniel Yergin*¹²⁹ sind die Produktionsabsprachen der ölfördernden Länder zwischen Oktober 1999 und November 2000 auf das zunehmende Bewusstsein über die Interdependenz zwischen den

Tab. 2: Phasen des Ölpreisniveaus 1990-2002

Zeitraum	Wert der Variable Ölpreis
August 1990 -Dezember 1990	hoch
Januar 1991-November 1993	mittel
November 1993 - April 1994	niedrig
April 1994 - Januar 1998	mittel
August 1996 - Februar 1997	mittel + (>20\$/b)
Januar 1998 - April 1999	niedrig
April 1999 - Januar 2000	mittel
Januar - Dezember 2000	hoch
Januar 2001 – April 2002	mittel

Quelle: EIA 2002c.

¹²⁸ Mit dem sogenannten automatischen Preisbandmechanismus beschloss die OPEC ihre Produktion um 500 000 Barrel zu steigern, wenn der Rohölpreis an zwanzig aufeinanderfolgenden Tagen über 28 Dollar betragen würde. Vgl. Lee 2001.

¹²⁹ *Daniel Yergin* ist Chairman des weltweit tätigen Beratungsunternehmens Cambridge Energy Research Associates (CERA) und erhielt für seinen Bestseller über die Geschichte des Öls „Der Preis“ den Pulitzer Preis. Vgl. Yergin 1991.

Produzenten- und Konsumentenländern zurückzuführen. Unabhängig von der Beurteilung der Motivation und den Bedingungen für eine zukünftige Preispolitik der OPEC, war das Ergebnis der Regulationsbemühungen ein Ölpreis, der sich im Jahr 2000 konstant über 25 Dollar pro Barrel bewegte.¹³⁰

3.2 Reserven, Lagerstätten und Exportpotenzial

Die hoffnungsvollen Erwartungen, die Öl- und Gasvorkommen der Region seien in der Größenordnung des Mittleren Ostens anzusiedeln, erwiesen sich im Laufe des Jahrzehnts als überhöht. Anstelle dessen wurden in der Literatur als adäquate Vergleichsregionen die Nordsee (17 Mrd. Barrel) oder Nordamerika (22 Mrd. Barrel) angegeben.¹³¹ Dennoch ließ der relativ geringe Erkundungsgrad der kaspischen **Reserven** viel Raum für Spekulationen. Weitreichende Verbreitung fand beispielsweise die Angabe des U.S. Departement of State von 1997, wonach die Ölreserven der Kaspischen Region bis zu 200 Mrd. Barrel Öl betragen könnten.¹³²

Ogleich die Informationen nunmehr als gesicherter gelten, weisen die Angaben bezüglich gesicherter sowie potenzieller kaspischer Reserven im Gegensatz zur Golfregion auch Ende der 1990er Jahre noch erhebliche Spannen auf. So bewegen sich die Vorkommen der kaspischen Staaten Aserbaidschan, Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan zwischen 25-85 Mrd. Barrel Öl und 6-11 Trillionen Kubikmeter Gas.¹³³ Neueren Angaben der International Energy Agency (IEA) zufolge befinden sich die Ölreserven mit 60-90 Mrd. Barrel eindeutig im oberen Drittel der bisherigen Schätzungen.¹³⁴

Tab. 3: Öl- und Gasreserven im Kaspischen Raum und Zentralasien

	Öl Milliarden Fass		Erdgas Trillionen m ³	
	Gesichert	Möglich	Gesichert	Möglich
Aserbaidschan	8	15	1	2
Kasachstan	15	65	2	3
Turkmenistan	1	3	2	4
Usbekistan	1	2	1	2
Gesamt	25	85	6	11

Quelle: Kalicki 2001, 123.

Die **Lagerstätten** bzw. die Felder der kaspischen Staaten befinden sich zu großen Teilen innerhalb des Kaspischen Meeres (offshore). 30-40 Prozent der Vorkommen Kasachstans und Turkmenistans befinden sich offshore. Von den aserbaidischen Feldern befinden sich lediglich zehn von 40 auf dem Festland. Bei den sogenannten Onshore-Feldern handelt es sich allerdings um alte Felder, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie aufgrund ihrer

¹³⁰ Eine kontroverse Diskussion über die Gründe des Entstehens und Scheiterns einer gemeinsamen Preispolitik der OPEC führen Julian Lee und Daniel Yergin. Vgl. Lee 2001, 24-28; Die Zeit, 15.6.2000, 4.

¹³¹ Vgl. exemplarisch: Energy Information Administration (EIA) 2000.

¹³² Angaben aus "State Department Report to Congress" von April 1997. Zitiert nach Jaffe/Manning 1998, 112-29.

¹³³ Vgl. Kalicki 2001, 123.

¹³⁴ Adams 2001.

geringen Reichweite für den zukünftigen Export nicht relevant sind. Folglich wird die aserbaidische Ölproduktion nahezu ausschließlich von Offshore-Feldern abhängen. Aus diesem Grund kommt der Einigung der Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres auf einen rechtlichen Status des Kaspischen Meeres, der eine Regelung der Eigentums- und Verfügungsrechte herbeiführen würde, eine große Bedeutung zu.¹³⁵

Einen Gesamtüberblick über die Lagerstätten in der Kaspischen Region zu geben, ist im Rahmen der Arbeit nicht zu leisten. Allein in Aserbaidschan zählte die IEA 40 Ölfelder. In Kasachstan umfassen die Gegenden, in denen potenziell Öl und Gas lagern eine Fläche von 1,7 Mio. km², von denen gerade die Hälfte geologisch erforscht wurde.¹³⁶ Insofern beschränkt sich die Darstellung auf diejenigen Lagerstätten, die für die Untersuchung direkt oder indirekt relevant sind.

Bis 1999 standen die Ölfelder des kasachischen Festlandes Tengiz (6-9 Mrd. Barrel) und Karachaganak (2,2 Mrd. Barrel u. 17,6 Trillion cubic feet Gas) sowie das aserbaidische Dreierfeld Azeri-Chirag-Guneshli (3-5 Mrd. Barrel) im Kaspischen Meer im Blickpunkt.¹³⁷ Zwei von den drei genannten Feldergruppen sind Gegenstand der Fallbeispiele, auf die in Kapitel 4 und 5 detaillierter eingegangen wird. Sowohl beim Tengiz-Feld als auch beim Azeri-Chirag-Guneshli-Feld handelt es sich um die prominentesten Felder, zu deren Vermarktung die Hauptexportrouten Kasachstans und Aserbaidschans konzipiert wurden. So ist die Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium geplant worden, damit die Vorkommen des Tengiz-Feldes an den russischen Schwarzmeerhafen Novorossisk transportiert werden können. Gleichermaßen beruht die Konzeption der Baku-Ceyhan Pipeline darauf, den Transport der Ölproduktion des Dreierfeldes Azeri-Chirag-Guneshli von der aserbaidischen Küste zum türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan sicherzustellen.

Nach 1999 konzentrierte sich die Aufmerksamkeit weitgehend auf zwei bedeutende Neuentdeckungen. Im selben Jahr wurde Aserbaidschan aufgrund des Fundes des Shah-Deniz-Feldes im aserbaidischen Teil des Kaspischen Meeres zu einem zukünftigen Gasexporteur. Obgleich sich das Feld gegenwärtig in der Explorationsphase befindet, lösten die dort vermuteten Reserven große Hoffnungen aus. Nach Angaben der Energy Information Administration birgt das Shah-Deniz-Feld zwischen 25 Tcf und 39 Tcf Gas und stellt damit die größte Gasentdeckung seit 1978 dar.¹³⁸

Eine zweite, überwältigende Neuentdeckung konnte Kasachstan im Jahr 2000 vermelden. Mit dem Kashagan-Feld wurde der größte Ölfund der letzten dreißig Jahre gemacht. Das Feld soll in Zukunft allein sieben bis neun Mrd. Barrel Öl hervorbringen, die Gasmengen noch nicht hinzugerechnet.¹³⁹ Es ist davon auszugehen, dass die Entdeckung und Exploration dieser beiden neuen Felder ausschlaggebend für die neuere optimistische Schätzung der IEA war, wonach die Höhe der kaspischen Ölreserven zwischen 60-90 Mrd. Barrel angenommen wird.

¹³⁵ Vgl. Energy Information Administration (EIA) 2001; International Energy Agency (IEA) 1998, 158.

¹³⁶ Ebd.

¹³⁷ Vgl. EIA 2002.

¹³⁸ Vgl. EIA 2001a.

¹³⁹ Vgl. Ebd.

Der folgende Abschnitt ermittelt das potenzielle **Exportvolumen** der Region auf Grundlage der Szenarien, wie sie von der Internationalen Energie Agentur innerhalb ihrer 1998 erschienenen Studie berechnet wurden. Eine aktuellere Projektion des Exports liegt seitens einer renommierten und unabhängigen Quelle nicht vor. Die neuen Funde von Gas in Aserbaidschan innerhalb des Shah-Deniz-Feldes ebenso wie die Vorkommen Kasachstans in Kashagan finden demnach in den Exportszenarien der IEA keine direkte Berücksichtigung. Es ist davon auszugehen, dass für die neuen Gas- und Ölfunde, weitere Transportkapazitäten benötigt werden.¹⁴⁰

Das potenzielle Exportvolumen Russlands und der kaspischen Staaten wird für das Jahr 2010 auf 3,0 Mio. Fass pro Tag prognostiziert. Im Vergleich zu den Nettoexportkapazitäten des Mittleren Ostens mit 39,7 Mio. Fass pro Tag ist dies jedoch gering.¹⁴¹ In der Studie der IEA wurden verschiedene Szenarien potenzieller Exportvolumina der Länder Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan berechnet.¹⁴² Als unabhängige Variable nahmen sie für den „low case“ ein geringes Bruttonettoprodukt und für den „high case“ einen hohen Eigenverbrauch an. Die hier verwandten Daten stellen Durchschnittswerte der beiden Szenarien dar. Ausgehend von den Berechnungen der IEA verfügen die drei Länder im Jahr 2020 allein über einen Exportpotenzial von 161,1 Mio. Tonnen Öl. Das sind umgerechnet 3,23 Mio. Barrel pro Tag und entspricht ungefähr der Menge Öl die Deutschland (2,8 Mio. Barrel/Tag), Dänemark (0,21 Mio. Barrel/Tag) und Norwegen (0,2 Mio. Barrel/Tag) im Jahr 2001 pro Tag zusammengekommen verbrauchten.

Tab. 4: Nettoexporte der kaspischen Staaten in Millionen Tonnen (Millionen Fass pro Tag)

	2000		2005		2010		2020	
Aserbaidschan	3,8	(0,08)	14,6	(0,29)	42,6	(0,85)	81,1	(1,63)
Kasachstan	24,7	(0,3)	33,5	(0,67)	49,0	(0,96)	77,0	(1,55)
Turkmenistan	1,5	(0,3)	2,0	(0,04)	2,5	(0,05)	3,0	(0,06)
Gesamt	30	(0,7)	50	(1,0)	94	(1,9)	161,1	(3,2)

Quelle: IEA 1998, 51.

In Kenntnis der Entwicklung der Globalen Ölversorgung, der kaspischen Vorkommen und deren Exportkapazitäten lässt sich die Bedeutung abschließend sowohl in quantitativer wie qualitativer Hinsicht charakterisieren. Quantitativ schätzt die IEA die gesamte Ölproduktion von Aserbaidschan, Turkmenistan und Kasachstan ab dem Jahr 2015 auf vier bis fünf Prozent der weltweiten Ölproduktion. Sofern die infrastrukturellen Voraussetzungen für eine Weltmarktanbindung der kaspischen Gasproduktion gewährleistet sein werden, könnte die Region demnach im Jahre 2020 einen Beitrag von fünf bis sechs Prozent für den Weltverbrauch bereitstellen.

¹⁴⁰ Nach Einschätzung des türkischen Analysten *Demirmen* wird im Zuge der benötigten Transportkapazitäten für die Kashagan-Produktion eine neuerliche Debatte um Exportrouten für Kasachstan entstehen. Vgl. Turkistan Newsletter, 26.2.2002.

¹⁴¹ Vgl. International Energy Agency (IEA) 1998, 117.

¹⁴² Vgl. ebd. Detaillierte Angaben zum Verbrauch, Produktion und Export der betreffenden kaspischen Staaten befinden sich in Tabelle 6 im Anhang I.

len.¹⁴³ Über die Bedeutung der kaspischen Ölvorkommen gibt in qualitativer Hinsicht *Terry Adams* Auskunft: "The Caspian oil can never be considered a strategic oil supply alternative to the Mideast Gulf, but supply should be of considerable strategic importance to the EU."¹⁴⁴

3.3 Rechtlicher Status des Kaspischen Meeres

Vor 1991 grenzten lediglich die Sowjetunion und der Iran an das Kaspische Meer. Bis dahin regelten bilaterale Verträge die Nutzung des Kaspischen Meeres, die in der Zeit von 1921 bis 1940 zwischen Russland und Persien bzw. deren rechtlichen Nachfolgestaaten Sowjetunion (1922) und Iran (1934) abgeschlossen wurden. Die Vertragstexte beschränkten sich weitgehend auf Grenz-, Schifffahrts- und Fischereibestimmungen, zumal eine Offshore-Förderung des kaspischen Öls zu diesem Zeitpunkt noch nicht existierte. Der Kompetenzbereich der damaligen Sowjetrepubliken endete an der Küste. Mit dem Zusammenbruch der Sowjetunion und der Unabhängigkeit Kasachstans, Aserbaidschans und Turkmenistans entstanden weitere Anrainerstaaten, die fortan die Lagerstätten vor ihren Küsten nutzen wollten. Die Regelung der Besitz- und Nutzungsrechte führte zu einem fast zehnjährigen Disput zwischen den Anrainerstaaten Russland, Iran, Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan, der auch während des letzten Gipfels im April 2002 in Ashgabat zu keiner Einigung führte.¹⁴⁵

Bei dem Disput um den rechtlichen Status des Kaspischen Meeres geht es den Regierungen der Anrainerstaaten weniger darum, ein rechtsphilosophisches Problem zu erörtern und zu lösen.¹⁴⁶ Vielmehr bestimmt eine rechtliche Zuordnung des Kaspischen Meeres die Wahl des Aufteilungsmodells und in der Folge die Verteilung von Eigentums- und Nutzungsrechten. Aus diesem Grund vertreten die Staaten jeweils das Statusmodell, das ihnen möglichst viele Öl- und Gasfelder zuspricht.

Der Streit entbrannte, als Aserbaidschan im September 1994 einen Vertrag zur Exploration des Dreierfeldes Azeri-Chirag-Guneshli unterzeichnete. Demnach wurden einem ausländischen Konsortium, der Azerbaidschan International Operating Company, die Explorationsrechte für das im Kaspischen Meer befindliche Dreierfeld übertragen. Die russische Regierung reagierte daraufhin im Oktober 1994 echauffiert auf das Vorgehen Aserbaidschans und legte im Oktober 1994 Beschwerde bei den Vereinten Nationen ein.

Die russische und iranische Administration vertraten die Auffassung, es handele sich im Falle des Kaspischen Meeres um ein Binnengewässer. Nach ihrer Interpretation müsste seine Aufteilung gemäß einer Kondominium-Regelung erfolgen. Demnach würde das Kaspische Meer allen Anrainerstaaten zu gleichen Teilen gehören und ihnen gleichermaßen die Verantwortung des dortigen Naturraums obliegen.¹⁴⁷ Überdies erlaubt ihnen das Aufteilungsmodell, dass sie

¹⁴³ Vgl. ebd. Usbekistan wird in der Regel ausgeklammert, da angenommen wird, das Usbekistans Produktionssteigerungen zukünftig von einem erhöhten inländischen bzw. regionalen Verbrauch absorbiert wird. Insofern sind die usbekischen Vorkommen für den internationalen Export und die Pipelinedebatten unbedeutend.

¹⁴⁴ Adams 2001.

¹⁴⁵ Vgl. Uibopuu 1995, 21. Für einen Kurzbericht des Gipfeltreffen vgl. RFE/RL Newslines, 1. März 2002; Eine detaillierte Darstellung des zehnjährigen Disputs gibt *Guive Mirfendereski*. Vgl. Mirfendereski 2001.

¹⁴⁶ Eine ausführliche rechtliche Diskussion legt *Bernhard Oxman* dar. Vgl. Oxman 1996.

¹⁴⁷ Auf die ökologischen Gefahren und hieraus resultierende Bedrohung der russischen Störbestände im Kaspischen Meer, die zur profitablen Kaviarproduktion notwendig sind, weist ausdrücklich *Andreas Heinrich* hin. Vgl. Heinrich 1999.

Anspruch auf die Offshore-Lagerstätten erheben können, die unter einem anderen Modell Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan zugesprochen würden. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass sowohl entlang der iranischen als auch der russischen Küste keine bedeutenden Öl- und Gaslagerstätten bekannt sind.¹⁴⁸

Die Regierungen der Länder Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan erwehrt sich eines Zugriffs auf die Lagerstätten, die sie als ihr Eigentum betrachteten. Sie behandelten das Kaspische Meer als ein Meer. In ihren Entwürfen zum rechtlichen Status des Kaspischen Meeres wendeten sie die UN-Seerechtskonvention UNCLOS von 1982 an. Ausgehend davon setzten sich die beiden Staaten für eine Aufteilung des Kaspischen Meeres in nationale Sektoren ein. Von dieser Vorgehensweise versprach sich die aserbaidshische Administration, sich vor einem Zugriff der turkmenischen Regierung auf Teile des Dreierfeldes Azeri-Chirag-Guneshli zu schützen.¹⁴⁹

Insbesondere Turkmenistan variierte in seiner Positionierung und Interpretation der Aufteilung des Kaspischen Meeres. Ursprünglich vertrat Turkmenistan ebenfalls die Sichtweise Aserbaidschans und Kasachstans. Im Spätherbst 1996 wechselte die turkmenische Regierung das Lager und unterstützte die russisch-iranische Argumentationslinie. Durch das Zugeständnis in dieser Frage erhoffte sich die turkmenische Administration von russischer Seite, eine Zusage für die Durchleitung erhöhter Transportvolumen zu bekommen. Schließlich bediente sich Turkmenistan wiederum des Sektorenmodells, um Anspruch auf die Eigentümerschaft und Wertschöpfung des angrenzenden Dreierfeldes Azeri-Chirag-Guneshli zu erheben.¹⁵⁰

Am 12. November 1996 unterzeichneten alle Anrainerstaaten mit Ausnahme von Aserbaidschan eine vorübergehende Regelung, nach der jedem Anrainerstaat ein exklusiver Sektor von 40 Seemeilen (74,1 Kilometer) zugestanden wurde. Dieser exklusive Sektor ist zu gleichen Teilen unterteilt in ein sogenanntes Territorialgewässer und einer ausschließlichen Wirtschaftszone. Für die beiden Sektoren wurden Nutzungs- und Eigentumsrechte vereinbart. Regelungen bezüglich des übrigen Teils des kaspischen Meeres wurden nicht bestimmt, so dass wesentliche Streitfragen noch immer ungeklärt bleiben. Das ist auch der Grund, warum die aserbaidshische Regierung das Abkommen nicht unterzeichnete. Denn die aserbaidshischen Vorkommen befinden sich außerhalb der Wirtschaftszone und gemäß der vorläufigen Regelung werden sie Aserbaidschan nicht zugesprochen.¹⁵¹

Die russische Regierung setzt als Interimslösung auf bilaterale Verträge. Im April 1998 modifizierten die russischen Verhandlungspartner die Position Russlands und stimmten mit Einschränkungen einer sektoralen Aufteilung des Kaspischen Meeres zu. Im Zuge dessen konnte am 6. Juli 1998 ein bilateraler Vertrag zwischen den Regierungen Kasachstans und Russlands abgeschlossen werden. Dennoch ist festzuhalten, dass bilaterale Einigungen eine abschließende Regelung des rechtlichen Status des Kaspischen Meeres nicht ersetzen können. Denn ohne eine multilaterale Vereinbarung des rechtlichen Status des Kaspischen Meeres

¹⁴⁸ Vgl. Müller 1996, 273.

¹⁴⁹ Vgl. Heinrich 1999, 672 ; IEA 1998, 147-150.

¹⁵⁰ Vgl. Animeh 1999, 152-153; Heinrich 1999, 676-677.

¹⁵¹ Vgl. Heinrich 1999, 677.

sind notwendige Rahmenbedingungen für geplante Transkaspische Pipeline-Projekte, die Kasachstan und Turkmenistan verbinden könnten, nicht gegeben.¹⁵²

3.4 Das Transportproblem

Die bisherigen Erkenntnisse des Kapitels lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die Analyse der globalen Ölversorgung weist zukünftig eine wachsende Nachfrage des Weltmarktes aus. Gleichzeitig kann die Kaspische Region Reserven vorweisen, deren exportable Menge als international signifikant anzusehen ist. Dennoch gibt es keine Exportinfrastruktur, mittels derer die kaspischen Staaten ihr Öl zukünftig auf den Markt bringen können. Folglich haben die kaspischen Staaten ein Transportproblem.

Abb. 7: Existierende und potenzielle Öl- und Gasexportrouten aus der Kaspischen Region



Quelle: EIA 2002b.

Ursächlich für die Entstehung des Problems ist in erster Linie die geographische Lage der Länder Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistans. In der englischsprachigen Literatur werden die Länder als „landlocked“ charakterisiert. Ein Begriff der mit „landumschlossen“ ü-

¹⁵² Vgl. Heinrich 1999, 677; Nassibli 1999, 118; Interview mit Friedemann Müller (Anhang II).

bersetzt werden kann. Im Unterschied zu den übrigen öl- und gasexportierenden Ländern¹⁵³ verfügen die kaspischen Staaten nicht über eine offene Meeresanbindung. Nach Ansicht von *Geoffrey Kemp* und *Robert Harkavy* handelt es sich hierbei um ein zuvor kaum beachtetes Phänomen in der Geschichte des Ölgeschäfts: „It is interesting that in the long and turbulent history of oil business this crossing of borders has been very rare“¹⁵⁴

Zur Erläuterung des Phänomens dient der folgende Abschnitt. Dargestellt werden im ersten Schritt die wichtigsten wirtschaftsgeographischen und politischen Rahmenbedingungen, die den Aufbau der Transportstruktur determinieren. Der Infrastrukturaufbau für die Gas- und Öltransportwege in der Region umfasst derzeit mehr als 30 Pipelines, die entweder vorgeschlagen, geplant oder bereits konstruiert worden sind. Insofern ist es im zweiten Schritt notwendig, eine Übersicht der relevanten Öltransportrouten unter Berücksichtigung ihrer Planungshorizonte zu geben.

3.4.1 Wirtschafts-geographische und politische Determinanten

Die Anzahl der möglichen Exportzielländer des kaspischen Öls ist insbesondere dadurch eingeschränkt, dass die Region an die Fördergebiete Russland und Iran/Mittlerer Osten angrenzt. Demnach ist ein Export an Märkte nördlicher oder südlicher Richtung – abgesehen von Öltauschgeschäften - ausgeschlossen. Hieraus ergeben sich zwei grundlegend verschiedene Transportvarianten. Denkbar ist zum einen die leitungsgebundene Distribution an den kontinentalen Markt im Osten (Asien, v.a. China, Indien, Pakistan) oder im Westen (Europa). Zum anderen bietet sich der Transport an Seehäfen als eine Lösung an, da von dort aus nahezu alle Importländer beliefert werden können.

In beiden Fällen würden durch die Konstruktion von Pipelines erhöhte Transportkosten entstehen, die Wettbewerbsnachteile des kaspischen Öls gegenüber anderen Förderregionen erzeugen.¹⁵⁵ Anders als beim Energieträger Gas, basiert der Transport von Öl zum Großteil auf kostengünstigem Tankertransport, weshalb der Zugang zum internationalen Markt über die weltweiten Seewege essentiell ist. Für Gas ist eine leitungsgebundene Distribution und eine Ausformung regionaler Märkte charakteristisch.¹⁵⁶ Die Distributionseigenschaften des Ölmarktes bestimmen in gewisser Weise die Erfolgsbedingungen vorgeschlagener Pipelineprojekte, da in der Regel einer Anbindung an einen Seehafen der Vorzug gegeben wird.¹⁵⁷

Eine Anbindung an die internationalen Seewege kann über das Schwarze Meer, das Mittelmeer oder den Persischen Golf erfolgen. Ein Ausbau der Öllieferungen an die Häfen des Schwarzen Meeres erweist sich allerdings nicht als ganz unproblematisch, zumal eine Verbindung über das Schwarze Meer das Passieren der türkischen Meerenge Bosphorus impliziert.

¹⁵³ Zu diesen Ländern gehören: Algerien, Angola, Bahrain, Brunei, Kanada, Kolumbien, Ägypten, Iran, Indonesien, Irak, Kuwait, Libyen, Mexiko, Nigeria, Norwegen, Qatar, Oman, Rumänien, Russland, Saudi Arabien, Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigte Staaten von Amerika und Venezuela.

¹⁵⁴ Kemp/Harkavy 1997, 132.

¹⁵⁵ Vgl. Abschnitt 3.1.2 Wettbewerbsfähigkeit des kaspischen Öls.

¹⁵⁶ Ein prägnanter Vergleich der Transportunterschiede von Öl und Gas und deren Effekte auf den Export findet sich bei: Vgl. Kemp/Harkavy 1997, 120ff; Müller 2002, 24-25.

¹⁵⁷ Eine Änderung der Distributionseigenschaften des Ölmarktes könnte sich ergeben, wenn folgende Vorbedingungen erfüllt sein würden: Wenn a) der Ölpreis auf einem längerfristig höherem Niveau bliebe, b) sich die Kosten für den Tankertransport erhöhten (komparative Kosten), c) die politischen Durchsetzungskraft der genannten kontinentalen Importeure stiegen.

Sie ist bekannt als eine Achillesverse des Seetransports, da sie weltweit zu den meistbefahrensten Schifffahrtswegen gehört. Eine weitere Erhöhung des Transportvolumens durch die türkische Meerenge birgt Risiken. Erstens sind die Umwelt- und Sicherheitsrisiken zu nennen. Eine Erhöhung des Schifffahrtsverkehrs würde die Unfallgefahren vor den Toren der Millionenstadt Istanbul verschärfen. Zweitens werden ohnehin bereits große Mengen russischen, kasachischen und z.T. aserbaidchanischen Öls von den Schwarzmeerhäfen Novorossisk (Russland) und Supsa (Georgien) aus durch die Meerenge hindurch manövriert. Aus Überlegungen der Versorgungssicherheit heraus erscheint es nicht ratsam, den gesteigerten Export ausschließlich über eine Route – die Tanker-Bosporus Route – verlaufen zu lassen. Daher sind aus genannten Gründen verschiedene Umgehungsrouten für den Bosporus (Bosporus-bypass) vorgeschlagen wurden.¹⁵⁸

Zu Beginn der 1990er Jahre waren die Ausgangsbedingungen der nach Anschluss an den internationalen Markt suchenden kaspischen Öl- und Gasregion gekennzeichnet von einer russisch-zentrierten und überdies maroden Transportinfrastruktur. Die Neuen Unabhängigen Staaten und deren westliche Verbündete forderten die Schaffung multipler Transportrouten und forcierten in Folge den Aufbau einer Transportinfrastruktur jenseits russischen Territoriums. Ziel war es, den Energiesektor auf ein eigenständiges Fundament zu stellen und auf diesem Wege die alte Abhängigkeit von Russland zu reduzieren. Die Möglichkeit multipler Transportwege erfuhr jedoch eine Einschränkung aufgrund einer zweiten politischen Restriktion.

Seit der Geiselnahme amerikanischer Diplomaten im Iran 1979 betrieb die USA gegenüber dem Iran eine Blockadepolitik, der Ausdruck in verschiedenen Sanktionen verliehen wurde. 1995 erließ der amerikanische Präsident Clinton zwei sogenannte „executive Orders“¹⁵⁹, denen gemäß es amerikanischen Unternehmen und ihren ausländischen Tochterfirmen untersagt wurde, im Iran Geschäfte zu betreiben. Gleichzeitig wies die Order jeglichen Vertrag als Verstoß gegen die Sanktionen aus, der die Investition in die Entwicklung der Ölvorkommen in der iranischen Republik vorsah. Von der Sanktionspolitik waren gleichsam die kaspischen Staaten betroffen. Der Order von 1995 wurde eine spezielle Klausel beigefügt, in der sogenannte Oil-swaps zwischen dem Iran und den Staaten Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan explizit als Verstoß aufgeführt wurden. Unter Oil-swaps sind in diesem Zusammenhang Ölgeschäfte zu verstehen, die den drei Anrainerstaaten des kaspischen Meeres die Möglichkeit verschaffen würden, Öl per Tanker in den bevölkerungsreichen nördlichen Teil des Irans zu liefern. Im Gegenzug sähe eine solche Vereinbarung vor, dass der Iran die gleiche Menge Öl, die zuvor am Persischen Golf produziert wurde, auf dem Weltmarkt verkauft.¹⁶⁰

Der vom US-Kongress 1996 erlassene *Iran-Libya Sanction Act* (ILSA, 1996) zielt darauf, die Wirksamkeit der Sanktionen zu erhöhen und gleichzeitig die hieraus resultierenden Wettbe-

¹⁵⁸ Vgl. International Energy Agency (IEA) 1998, 133-136; IEA/OECD 2000a, 30-31.

¹⁵⁹ Bahgat 2001, 232. Eine adäquate Übersetzung des Begriffes „executive order“ liegt nicht vor, da die deutschen Begriffe Erlass, Richtlinie oder Gesetz nicht exakt das Gleiche umschreiben. Entsprechend wird im Folgenden der Begriff Order verwendet.

¹⁶⁰ Vgl. Bahgat 2001, 232; Entessar 1999, 170-176: Die weiter oben beschriebenen Vereinbarungen von Öltauschgeschäften bestanden nach IEA-Angaben beispielsweise zwischen Kasachstan und Iran. Vgl. International Energy Agency (IEA) 1998, 220-221.

werbsnachteile der amerikanischen Firmen zu mindern, indem es die Sanktionen auf nicht-amerikanische Unternehmen ausweitet. Von 1996 an stellten Investitionen in den iranischen Öl- und Gassektor, die ein Volumen von 20 Mio. Dollar (im ersten Jahr 40 Mio. Dollar) jährlich überstiegen, einen Verstoß gegen die amerikanische Sanktionspolitik dar.¹⁶¹ Aufgrund des Gesetzes wurde eine Exportroute über den Iran politisch ausgeschlossen, da weder die kaspischen Staaten noch der Großteil der amerikanischen wie nicht-amerikanischen Unternehmen es sich leisten könnten, gegen die US-Politik in der Region zu verstoßen.¹⁶²

Zusammenfassend lässt sich eine starke politische Prägung der Entwürfe für die Transportinfrastruktur durch die Machtkonstellation der internationalen wie regionalen Kräfte in der Region feststellen. Denn in gewisser Hinsicht folgen die möglichen Transportrouten einer unsichtbaren politischen Karte. Dieser entsprechend können die vorgeschlagenen Pipelines politisch-territorial gruppiert werden: Entweder verlaufen die Pipelines über russisches oder iranisches Territorium oder sie sind mit dem Ziel der Umgehung des russischen und/oder iranischen Territoriums konzipiert worden. Nicht nur die erwähnte wirtschafts-geographische Lage und die politischen Präferenzen der involvierten Staaten bestimmen die Rahmenbedingungen, sondern auch die Entwicklung der Produktionskapazitäten. D.h. entscheidend für den Planungshorizont des Infrastrukturaufbaus ist, wie viel Transportkapazität zu welchem Zeitpunkt benötigt wird.

3.4.2 Transport des „frühen“ und „späten“ Öls

Nach dem Ende der Sowjetrepubliken begann die Erschließung neuer Ölfelder und der Aufbau moderner Produktionsanlagen, weshalb der Anstieg des Produktionsvolumens und der Transportbedarf schrittweise erfolgte. Aus diesem Grund wurden Transportlösungen für die frühe Produktion vor 2005 als auch die späte Produktion ab 2005 benötigt¹⁶³. In der englischsprachigen Literatur hat sich für die beiden Produktionsphasen die Bezeichnung „early oil“ (frühes Öl) und „late oil“ (spätes Öl) durchgesetzt.

Eine Entscheidung der Transportrouten für die **frühe Generation** von Pipelines, die vor allem für den Transport der aserbaidischen Produktion des AIOC vorgesehen war, wurde am 9. Oktober 1995 zwischen dem amerikanischen Präsidenten Clinton und dem aserbaidischen Präsidenten Alijev getroffen.¹⁶⁴ Angesichts der starken Position Russlands in der Region und dem hieraus befürchteten Destabilisierungspotenzial, gaben die involvierten Verhandlungsparteien Aserbaidisch, das AIOC und die USA einer Doppellösung den Vorzug. D.h. es wurden zwei Pipelines beschlossen, eine nördliche und eine westliche Route.¹⁶⁵

¹⁶¹ Im ersten Jahr betrug die Investitionsgrenze 40 Mio. Dollar, wurde anschließend jedoch auf 20 Mio. Dollar gesenkt. Vgl. Bahgat 2001, 232.

¹⁶² Zur neuerlichen Diskussion vgl. Kalicki 2001.

¹⁶³ Die Unterteilung der Produktion ist in Anlehnung an eine IEA-Studie erfolgt. Dort wird eine Dreiteilung in derzeitigem (2000), mittelfristigem (2003-2005) und langfristigen Öltransport (2005-2010) vorgenommen. Vgl. IEA/OECD 2000a, 25-31. Eine Darstellung der benötigten Exportkapazitäten ist Kapitel 3.2 zu entnehmen.

¹⁶⁴ Vgl. Müller 1996, 275. Ab 1997 erfolgte der Transport kleiner Mengen kasachischen Öls über die Eisenbahnroute Aserbaidisch-Georgien (Baku-Batumi), das zuvor via Schiff über das Kaspische Meer geliefert wurde. Vgl. IEA 1998, 219f.

¹⁶⁵ In der ersten Hälfte der 1990er Jahre kam es zu zwei Putschen, bei denen vermutet wurde, russische Kräfte seien Unterstützer gewesen. Vgl. Nassibli 1999, 106; Cohen 1996, 19.

Die nördliche Route führt über russisches Territorium, indem sie von der aserbajdschanischen Hauptstadt Baku an den russischen Schwarzmeerhafen Novorossisk führt. Aufgrund des Tschetschenienkrieges wurde der nördlichen Route ein Streckenabschnitt hinzugefügt, der über Dagestan verläuft und auf diese Weise einen Transport unter Umgehung tschetschenischen Territoriums ermöglicht. Die nördliche Route über Tschetschenien wurde 1997 in Betrieb genommen. Doch bereits im März 2000 wurde das Öl in Höhe von 10 000 Barrel pro Tag über Dagestan umgeleitet. Zwar war ursprünglich eine Durchleitung aserbajdschanischen Öls geplant, doch transportiert sie derzeit Öl aus Kasachstan und Dagestan an den Schwarzmeerhafen.

Die westliche Route schaffte einen Transportweg vom aserbajdschanischen Hafen Baku zum georgischen Schwarzmeerhafen Supsa. Seit April 1999 können hierüber bis zu 90 000 Barrel täglich transportiert werden.

Der Export der frühen Produktion Kasachstans erfolgte mangels einer eigenen Pipeline weitestgehend über russische Transportwege. Das kasachische Öl gelangte überwiegend über die kasachische Stadt Atyrau zum russischen Transportknotenpunkt Samara. Die Abhängigkeit von russischen Transportwegen der Transneft erwies sich als problematisch, da es wiederholt zu Streitigkeiten über vereinbarte Durchleitungsquoten kam.¹⁶⁶

Für den Transport des frühen Öls wurde bis 2001 auf dem Wege reaktiver sowjetischer Pipelines, aufgestockter Eisenbahntransporte und transkaspischer Verschiffungen eine regionale Exportkapazität von 800 000 Barrel pro Tag (b/d) aufgebaut.¹⁶⁷ Im selben Jahr markierte der Abschluss der ersten Bauphase der CPC-Leitung und deren Eröffnung den Eintritt in die zweite Phase.

Die **späte Generation** von Pipelines ist wie weiter oben erwähnt für den längerfristigen Produktionsanstieg konzipiert worden. Im Mittelpunkt der in den 1990er Jahren diskutierten Optionen für Pipelines standen die Hauptexportrouten der Länder Aserbajdschans und Kasachstans.

Obgleich Turkmenistan anders als Usbekistan über genügend Reserven verfügt, die einen Export garantieren, kann Turkmenistan als vorläufiger Verlierer unter den kaspischen Öl- und Gasstaaten gelten. Das Engagement der Unternehmen in Turkmenistan war vergleichsweise gering und Transportoptionen unabhängig vom russischen Territorium weitestgehend blockiert. Denn die in den 1990er Jahren für möglich erachteten Transportwege Richtung Westen verlaufen entweder über iranisches Territorium oder bedürften einer Pipeline quer durch das Kaspische Meer. Beide Varianten waren politisch ausgeschlossen.¹⁶⁸

Während für das frühe Öl sich die Optionen auf die drei Kategorien von Pipelines russisch, iranisch – oder deren Umgehung beschränkten, so kommen für das späte Öl Pipelineentwürfe hinzu, die entweder mit dem Ziel der Umgehung der türkischen Meerenge Bosphorus geplant sind, oder durch das Kaspische Meer verlaufen sollen.

¹⁶⁶ Auf die Auseinandersetzung um die kasachischen Transportquoten wird in Kapitel 4 näher eingegangen. Vgl. IEA, 211-212.

¹⁶⁷ Vgl. Adams 2001.

¹⁶⁸ Vgl. Haase 2002, 24-26.

3.4.3 Transportoptionen für Kasachstan und Aserbaidschan

Der anschließende Abschnitt skizziert die Optionen der Ölexportrouten für die beiden Länder Aserbaidschan und Kasachstan, wie sie in den 1990er Jahren für den Transport des „späten“ Öls zur Diskussion standen. Die Darstellung der Pipelineprojekte beschränkt sich auf die wichtigsten geographisch-politischen Charakteristika.

1. Optionen für Kasachstan:

- a) Über russisches Territorium: Die Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium (CPC) verbindet seit 2001 das Tengiz-Feld in Kasachstan mit dem russischen Schwarzmeerehafen Novorossisk (1510 km). Der Aufbau vollzieht sich in 2 Phasen. Innerhalb der ersten Bauphase wurde eine Kapazität von 0,56 Mio. Barrel pro Tag bereitgestellt und bis 2015 ist eine Erhöhung der Transportkapazität auf 1,3 Mio. Barrel pro Tag vorgesehen. Sechs Unternehmen investierten 2,6 Mrd. Dollar in der ersten Phase. Das Gesamtinvestitionsvolumen beträgt laut EIA 4,2 Mrd. Dollar. Im Zuge der Aufstockung der Transportkapazität der CPC-Leitung nehmen potenzielle Pipelines der Kategorie Bosphorus-Umgehungen an Attraktivität zu. Die Bosphorus-Umgehungsprojekte implizieren den Transport kasachischen Öls nach Europa. Die CPC-Leitung stellte das wichtigste Transportprojekt der Russischen Regierung dar, dass von amerikanischer Seite opponiert wurde.¹⁶⁹
- b) Über iranisches Territorium: Eine Pipeline, die von Kasachstan über Turkmenistan in den Iran an den Persischen Golf führen würde, gilt zwar von einem ökonomischen Standpunkt aus betrachtet als ein sinnvolles Projekt, scheiterte aber an der doppelten Blockade seitens der USA und Russlands.¹⁷⁰
- c) Nach Osten: Kontinentale Ölleitungen nach Osten wie nach China oder über Afghanistan nach Pakistan/Indien mangelte es an ökonomischer Rentabilität und politischer Stabilität. Die vorgeschlagene Pipeline von Kasachstan nach China beispielsweise ist aufgrund des Verhältnisses von Transportkapazität und Baukosten bereits nicht mit ökonomischen Grundsätzen zu vereinbaren. Überdies konkurriert Kasachstan mit Russland um die chinesischen Marktanteile. Zum Nachteil Kasachstans ist die russisch-chinesische Energiekooperation vergleichsweise weiter voran geschritten, basiert doch der chinesische Fünfjahresplan von 2001 bis 2006 auf einem vermehrten russischen Energieimport.¹⁷¹
- d) Durch das Kaspische Meer: Eine Transkaspische Pipeline, die vom westkasachischen Hafen Aktau zum aserbaidchanischen Baku verlaufen könnte, sah aufgrund des ungeklärten rechtlichen Status des Kaspischen Meeres keine Erfolgsaussichten. Vor allem die US-Regierung protegierte stark den Bau einer Transkaspischen Pipeline, da sie die Einspeisung kasachischer Vorkommen in die Baku-Ceyhan Pipeline ermöglichen sollte.¹⁷²

¹⁶⁹ Vgl. IEA 1998, 213ff.

¹⁷⁰ Vgl. IEA, 1998, 220/221. Weiterführend siehe 2.b) weiter unten.

¹⁷¹ Vgl. Petroleum Economist, February 2002, 13. Haase 2002, 273-274.

¹⁷² Vgl. Haase 2002, 178 und 181.

2. Optionen für Aserbaidschan:

- a) Über türkisches Territorium: Die Baku-Ceyhan Pipeline, ist konzipiert worden, um den aserbaidischen Hafen Baku über die georgische Hauptstadt Tiflis mit dem türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan zu verbinden. Diese Pipeline soll als aserbaidische Hauptexportroute fungieren und zukünftig über eine Strecke von 1726 km täglich mehr als 1 Mio. Barrel Öl transportieren. Zur Realisierung des Projekts nimmt die amerikanische EIA eine Gesamtinvestitionshöhe von 2,8 - 2,9 Mrd. Dollar an. Aufgrund der hohen Investitionskosten, sah sich das Projekt im Hinblick auf ihre Rentabilität lange Zeit Zweifeln ausgesetzt. In der Zeit vor dem Beschluss die Pipelines zu bauen, stieß das Projekt auf starken russischen Widerstand auf der eine Seite und starke diplomatische Unterstützung von den USA auf der anderen Seite.¹⁷³
- b) Über iranisches Territorium: Eine Pipeline über iranisches Territorium an den Persischen Golf wurde lange Zeit vom Iran und den Ölfirmen favorisiert. Obgleich eine Machbarkeitsstudie zu diesem Projekt in der Literatur keine Erwähnung findet, wird diese Route als ökonomisch sinnvollstes Pipelineprojekt beschrieben. Nicht zuletzt deswegen, weil die Strecke der Pipeline kürzer ist und die iranischen Häfen am Persischen Golf am nächsten zu den asiatischen Zukunftsmärkten liegen. Gleichzeitig würde die Ölmenge, die vom freien Passieren der Straße von Hormuz abhängig ist, zunehmen. Damit würde eine Entwicklung verstärkt, die ohnehin aufgrund der Reservenkonzentration der Anrainerstaaten des Persischen Golfes im Hinblick auf die Versorgungssicherheit problematisch ist. Wie weiter oben bereits erläutert, wirkte sich insbesondere die amerikanische Sanktionspolitik nachteilig für eine Pipeline über iranisches Territorium aus.¹⁷⁴
- c) Nach Europa: Eine Möglichkeit des Transports größerer Mengen aserbaidischen Öls bietet der Ausbau der bestehenden westlichen Route des AIOC Baku-Supsa von 90 000 Barrel/Tag auf 800 000 Barrel/Tag. Auf diese Weise könnte das Öl an den georgischen Hafen Supsa transportiert werden, um dann zu den gegenüberliegenden Schwarzmeerbahnen verschifft zu werden, die Startpunkte von geplanten Pipelines nach Europa sind. Der Weitertransport über die vorgeschlagenen Pipelines der Kategorie Bosphorus-Umgehung würde die Entlastung der türkischen Meerenge sicherstellen und gleichzeitig zur Deckung des europäischen Bedarfs beitragen.¹⁷⁵

¹⁷³ Vgl. EIA 2001.

¹⁷⁴ Vgl. IEA 2002, 33.

¹⁷⁵ Vgl. EIA 2001.

4 Kasachstan: Die Verhandlungen um die Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium

Da für den Transport des Tengiz-Öls auf den Weltmarkt andere Pipelinerrouten durch den Iran oder über Aserbaidschan aus politischen Gründen nur geringe Erfolgsaussichten hatten, konzentrierte sich die amerikanische Ölfirma Chevron ab 1995 auf die Durchsetzung ihrer Präferenzen innerhalb des Caspian Pipeline Consortium. Chevron wollte sich an dem Pipelineprojekt der CPC beteiligen und so das branchenübliche Modell der vertikalen Integration zur Anwendung bringen. Demzufolge unterliegen alle Be-

reiche von der Produktion über die Raffinerie bis hin zum Transport des Rohstoffs der Kontrolle des Produktionsunternehmens. Im Zuge der Verhandlungen um die Ölleitung des CPC ist es Chevron gelungen, seine eigenen Kosten und Risiken für das Pipelineprojekt zu vermindern. Doch es ist dem Unternehmen nicht gelungen, sein ursprüngliches Ziel zu erreichen: Chevron hatte eine ausgeglichene Verteilung von Eigentumsrechten zwischen beteiligten Staaten und Unternehmen erzielen wollen, die in Proportion zum Kapitalbeitrag jedes Teilhabers steht.¹⁷⁶ Doch gemäß der schlussendlich gewählten Kostenverteilung innerhalb des CPC-Projekts erbringen die Ölfirmen des Pipelinekonsortiums eine 100-prozentige Finanzierung und erhalten im Gegenzug eine 50-prozentige Beteiligung an dem CPC.¹⁷⁷ Daher ist innerhalb der Fallstudie zu erörtern, warum es Chevron nur zu einem vergleichsweise geringen Grad gelang, seine ursprünglichen Präferenzen durchzusetzen. Im Zentrum stehen daher die nachfolgenden Fragen: Bestimmen die Marktbedingungen in Form des Ölpreises die Kooperationsbereitschaft der Akteure? Schuf die Wahl der Investitionsform eines Joint Ventures bereits schlechte Ausgangsbedingungen für Chevron?

4.1 Kasachstan und der Ölsektor

Kasachstan erlangte infolge der Auflösung der Sowjetunion am 16. Dezember 1991 seine Unabhängigkeit. Staatspräsident ist seither *Nursultan Nazarbaev*. Das politische System Kasachstans ist laut Verfassung eine zentralistische Präsidialdemokratie, die dem Präsidenten trotz formaler Gewaltenteilung weitreichende Befugnisse einräumt. Gleichzeitig verfügen andere politische Institutionen wie das Parlament über sehr wenig Gestaltungsmacht, weshalb Kasachstan von westlichen Experten als ein autoritäres System charakterisiert wird. Neuere Forschungen heben die Bedeutung informeller Netzwerke und Klientelstrukturen in Kasachs-

Abb. 8: Ölleitung des Caspian Pipeline Consortium



Quelle: Chevron 2000

¹⁷⁶ Vgl. Kapitel 4.3.

¹⁷⁷ Vgl. IEA 1998, 213.

tan hervor. Nach außen hin sind interne Machtkämpfe oder Dissonanzen kaum erkennbar, weshalb die Regierung Kasachstan in den Verhandlungen als unitärer Akteur erscheint.¹⁷⁸

1995 kam der Abwärtstrend der kasachischen Wirtschaft zum Halt, seit der zweiten Hälfte der 1990er Jahre gilt die makroökonomische Situation in Kasachstan als stabilisiert. Beachtliche Wachstumsraten kennzeichneten fortan wieder die Volkswirtschaft. Der Ölsektor ist für die kasachische Regierung von herausragender Bedeutung, zumal er allein 30 Prozent des Staatsbudgets bereitstellt. Zwischen 1991 und 2001 wurden in Kasachstan schätzungsweise 10 Mrd. Dollar ausländischer Direktinvestitionen getätigt. Der überwiegende Teil floss in den Öl- und Gassektor. In den nächsten beiden Dekaden will Kasachstan laut *Nurlan Balgimbaev*, dem Präsidenten der staatseigenen Kazakhoil, weitere 60-70 Mrd. Dollar anziehen. Der Öl- und Gassektor wird von der Regierung als Vehikel für die ökonomische Transformation und Entwicklung Kasachstans angesehen.¹⁷⁹

Von zentraler Bedeutung für die Entwicklungsstrategie der Republik Kasachstan ist das Tengiz-Feld auf dem Festland im Südwesten des Landes nahe des kaspischen Meeres. Es gehört zu den bedeutendsten Ölfeldern Kasachstans und ist zugleich einer der größten Ölfelder der Welt. "Chevron Overseas Petroleum Inc. considers Tengiz to be its biggest and most important project since the opening of Saudi Arabia to exploration and development about 50 years ago, as announced by its President Richard Matzke, in 1994."¹⁸⁰ Die Reserven des Tengiz-Feldes umfassen 6-9 Mrd. Barrel Öl.¹⁸¹ Die Erkundung des Feldes wurde in den 1980er Jahren getätigt, so dass anders als bei vielen anderen (kaspischen) Ölprojekten, relativ sichere Kenntnisse über den Umfang der Ressourcen vorlagen. Das Risiko des Hauptinvestors Chevron war, zumindest was die Größe der Reserven betraf, vergleichsweise begrenzt.¹⁸²

In den 1990er Jahren nahmen Chevron als Unternehmen und die Tengizchevroil als Konsortium die exponierteste Stellung in der kasachischen Geschäftswelt ein. So betrug 1997 das Investitionsvolumen der TCO 346 Mio. US-Dollar. Insgesamt investierte Tengizchevroil im Jahr 1997 627 Mio. US-Dollar in der Kasachischen Republik. TCO stellte 1997 also fast die Hälfte der Investitionen in Kasachstan bereit.¹⁸³

Kasachstan benötigt für das Tengiz-Ölfeld eine Hauptexportpipeline, die im Jahr 2005 700 000 Barrel/Tag, im Jahr 2010 960 000 Barrel/Tag und im Jahr 2020 1 500 000 Barrel/Tag befördert. Die angegebenen Produktionssteigerungen gehen weitestgehend auf die Produktion des Tengiz-Feldes zurück. Aus diesem Grund konzipierte das Caspian Pipeline Consortium eine Exportpipeline, mittels derer die Vorkommen des Tengiz-Feldes auf den Weltmarkt transportiert werden können.¹⁸⁴

¹⁷⁸ Weiterführend zum politischen System Kasachstans: Vgl. Gumpfenberg 2002; Perlmutter 1999; Eschment 2000; Wurzel 1999. Weiterführend zur Problematik informeller Netzwerke und Klientelstrukturen in Kasachstan vgl. Richter 2003.

¹⁷⁹ Vgl. EIA 2002; Zu den Gefahren einer Entwicklungsstrategie, die auf Energieexporten basiert: Vgl. Auezov 1997 (Kasachstan); Schmid 1991; Rutland 1999 (allgemein).

¹⁸⁰ Auezov 1997.

¹⁸¹ Vgl. Kapitel 3.2. Die Angaben bezüglich der Ressourcen des Feldes liegen weit über den Reservenangaben.

¹⁸² Vgl. Babak 1999, 194.

¹⁸³ Vgl. Babak 1999, 195.

¹⁸⁴ Vgl. Kapitel 3.2 (Tabelle 4) für den kasachischen Bedarf von Transportkapazitäten sowie Kapitel 3.3.3 für die politischen Restriktionen der Transportoptionen.

Die Ölleitung des CPC verbindet das Tengiz-Feld mit dem russischen Schwarzmeerhafen Novorossisk. Der Transportweg bis zum Seehafen beträgt ca. 1 510 km und konnte auf bestehende Teilstrecken auf kasachischem und russischem Territorium aufbauen.¹⁸⁵ Die Konstruktion der CPC ist in zwei Phasen geteilt. Die erste Phase wurde im Oktober 2001 abgeschlossen, als die Pipeline mit einer Kapazität von 560 000 Barrel pro Tag (28 Mio. Tonnen pro Jahr) in Betrieb genommen wurde. Diese erste Phase ist Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Die zweite Phase sieht bis 2015 etappenweise den Ausbau der Transportkapazität auf 1,34 Mio. Barrel pro Tag (67 Mio. Tonnen pro Jahr) vor. In der hier im Mittelpunkt stehenden ersten Phase investierten sechs Unternehmen 2,6 Mrd. Das Gesamtinvestitionsvolumen beträgt laut EIA 4,2 Mrd. Dollar. Neben Teilstrecken aus dem bestehenden Pipelinesystem steuerte das Produktionsland Kasachstan Öl und Land bei und das Transitland Russland stellte seinerseits Land bereit.¹⁸⁶

Ursprünglich war der Baubeginn der ersten Phase für Januar 1997 vorgesehen. Die Verhandlungen und Auseinandersetzung bezüglich der Verteilung der Kosten und Gewinne, die im Folgenden analysiert werden sollen, führten zu Verzögerungen. Der tatsächliche Baubeginn erfolgte daher erst im Mai 1999.¹⁸⁷

4.2 Formierung der Verhandlungsarena

An den Verhandlungen für eine Entscheidung des Baus der CPC-Ölleitung waren im wesentlichen die Mitglieder des Konsortiums, die Regierungen Russlands, Kasachstans, Omans und Chevron als Produzent beteiligt. Die Verhandlungen über die CPC-Ölleitung wurden geführt zwischen dem Joint Venture Tengizchevroil auf der einen Seite und den Mitgliedern des Pipelinekonsortiums CPC auf der anderen Seite. Da es zum damaligen Zeitpunkt kein striktes rechtliches Regelwerk in Kasachstan gab, resultierten die Kontraktbestimmungen bezüglich des Pipelinebaus weitgehend aus dem Verhandlungsverlauf. Zunächst stand die Wahl der Pipelinerroute im Mittelpunkt der Auseinandersetzung. Das Ringen um die Route war jedoch gleichzeitig ein Ringen um die Verteilung der Kosten und Gewinne der Hauptexportroute. Nachdem konkurrierende Pipelineentwürfe durch die Regierungen von Russland und der USA von Beginn an ausgegrenzt worden waren, verlagerte sich die Diskussion zunehmend auf die Frage, zu welchen Konditionen die CPC-Ölleitung durchgesetzt würden.

4.2.1 Bildung des Joint Venture Tengizchevroil zur Exploration des Tengiz-Feldes

Die Verhandlungen zur Bildung eines Joint Ventures wurden bereits 1988 von der Regierung der Sowjetunion initiiert. Die neue kasachische Regierung unter Nazarbaev führte die Gespräche weiter. Im Gegensatz zu den Vorgesprächen unter sowjetischer Ägide forderte die kasachische Regierung seit Dezember 1991 einen höheren Gewinnanteil, als ihn die sowjetischen Unterhändler vorgeschlagen hatten. Als Chevron daraufhin mit seiner Investitionsentscheidung zögerte, signalisierte die kasachische Regierung ihrerseits Entschlossenheit, die Vorkommen des Landes zügig unter Vertrag zu bringen. Die kasachische Administration versuch-

¹⁸⁵ Für weitere Details vgl. IEA 1998, 215.

¹⁸⁶ Vgl. EIA 2002; EIA 2002a.

¹⁸⁷ Vgl. Babak 1999, 199.

te indirekt Druck auf Chevron auszuüben, indem sie die Felder Karachaganak und Aktjubinsk an andere westliche transnationale Unternehmen vergab.¹⁸⁸

Im Mai 1992 erfolgte während des ersten Amerikabesuches von Präsident Nazarbaev die Unterzeichnung einer Vereinbarung zwischen Chevron und der kasachische Regierung, das Tengiz-Feld und das benachbarte Korolev-Feld gemeinsam zu explorieren. Am 6. April 1993 startete das Joint Venture Tengizchevroil der amerikanischen Chevron und der kasachischen Tengizneftegaz offiziell seine Geschäftsaktivitäten. Beim Unternehmen Tengizneftegaz handelt es sich um eine Tochter der staatseigenen Ölfirma Kazakhstan Munaigaz. Der Kontrakt sieht eine Laufzeit von 40 Jahren auf einem Gebiet von 4 000 km² vor. Die Anfangsinvestition betrug 1,5 Mrd. Dollar. Der Gesamtgewinn des Joint Ventures wurde auf 210 Mrd. Dollar geschätzt. Dem gegenüber stehen Kosten von 83 Mrd. Dollar.¹⁸⁹

Zum damaligen Zeitpunkt stellte das TCO das größte getätigte Investmentprojekt in der GUS dar.¹⁹⁰ Kasachstan besaß ein vitales Interesse daran, das Projekt nicht scheitern zu lassen, da ansonsten das Vertrauen der Investoren in Kasachstan als Investitionsstandort verloren gegangen wäre. Dies hätte zur Folge gehabt, dass weder die Entwicklungsstrategie des Landes hätte realisiert werden könnte, noch dass die kasachische Regierungselite und ihre Clansangehörigen ihre Einnahmen garantiert gesehen hätten.¹⁹¹

Die Verhandlungen zwischen dem CPC und der Produktionsseite konzentrierten sich auf die Zeit von 1993 bis 1995. Innerhalb dieses Zeitraums ist die Struktur des Produktionskonsortiums die eines Joint Ventures, das eine Beteiligung von 50:50 für beide Partner vorsieht. Die Produktionsseite ist im Vergleich zu einem multinationalen Konsortium strukturell schwach, da die kasachische Regierung direkt bzw. indirekt bei beiden Verhandlungspartnern vertreten ist. Sie ist sowohl Mitglied des Joint Ventures (durch ein staatseigenes Energieunternehmen) als auch Anteilseigner des CPC. Demnach ist die kasachische Regierung gleichzeitig der Produktionsseite und der staatlichen Koalition der Befürworter des CPC-Projektes verpflichtet.

Unterstützung bei der Umsetzung ihres Expansionskurses erhielt die Tochter des transnationalen Unternehmens Chevron, die Chevron Overseas Petroleum, von der amerikanischen Regierung.¹⁹² Seit Beginn der 1990er Jahre verlagerte Chevron seine Aktivitäten zunehmend aus den Vereinigten Staaten heraus, da dort keine signifikanten neuen Fördergebiete zu erschließen waren.¹⁹³ Neben Kasachstan engagierte sich Chevron in zahlreichen anderen Öl- und Gasprojekten wie beispielsweise in Nigeria, Angola, Neufundland und in der Nordsee.¹⁹⁴

¹⁸⁸ Vgl. Bozdag 1998, 595.

¹⁸⁹ Vgl. Babak 1999, 194.

¹⁹⁰ Zum zukünftigen Investitionsbedarf im Energiesektor in der GUS und Russland vgl. IEA/OECD 2000a; IEA/OECD 2002a; Götz 2002.

¹⁹¹ Vgl. Interview mit *Wjatscheslaw Gizatov* (Anhang II).

¹⁹² Vgl. Blank 1999, 149. Wie dies für Transnationale Unternehmen üblich ist, bildete Chevron für seine Auslandstätigkeiten die Tochterfirma Chevron Overseas Petroleum. Es ist davon auszugehen, dass die Konzernführung von Chevron und ihre Tochterfirma zum damaligen Zeitpunkt als unitärer Akteur vorgingen.

¹⁹³ BP bezifferte die Reichweite der Vorkommen in den USA und Kanada auf 9,8 Jahre. Dieser R/P-Quotient impliziert, dass bisher keine wesentlichen neuen Reservenfunde in den USA getätigt wurden. Vgl. Kapitel 3.1.

¹⁹⁴ Vgl. Chevron 2003, 4.

4.2.2 Ein Transportweg für das Öl der Tengizchevroil: Gründung des CPC

Das Caspian Pipeline Consortium wurde 1992 gegründet, also noch bevor das Joint Venture Tengizchevroil gebildet wurde. Initiatoren waren keine Unternehmen sondern die Regierungen Kasachstan, Russland und Oman. Während Kasachstan als Produzentenland und Russland als Transitland an einem Bau der Pipeline interessiert waren, wollte der Golfstaat Oman vor allem als Finanzier fungieren.¹⁹⁵

Oman gehört zu denjenigen Golfstaaten, deren Reserven mit 15,8 Jahren (R/P-Ratio) von geringer Reichweite sind. Eine Beteiligung an Zukunftsprojekten einerseits und andererseits die Möglichkeit, durch ein Engagement in Kasachstan an Informationen über den kasachischen Energiemarkt zu gelangen, können als Kerninteresse der Regierung Omans für die Beteiligung an dem Projekt angesehen werden. Denn für den Oman stellt Kasachstan einen potenziellen Konkurrenten dar, sobald der kasachische Ölsektor über umfangreiche Produktionskapazitäten verfügt. Dann, so die Befürchtung des Oman, wird Kasachstan mit dem Oman um Investoren und Marktanteile konkurrieren. Ob es dem Oman nicht gelang die Finanzierung des Projektes bereitzustellen oder ob es an der mangelnden Motivation der omanischen Regierung scheiterte, bleibt ungeklärt. In jedem Fall ist festzuhalten, dass der staatliche Akteur Oman die Finanzierung nicht bereit stellte und in Folge dessen seine Beteiligung an der CPC verringert wurde.¹⁹⁶

Selbstverständlich ist es im Interesse der Regierung des Oman, relativ hohe finanzielle Rückflüsse aus der Teilnahme an dem Projekt zu erreichen. Dennoch bilden vor allem die Regierungen Kasachstan und Russland zunächst eine Koalition, die offensiv versuchte, Kosten zu reduzieren und gleichzeitig möglichst langfristige hohe Einnahmen aus dem Pipelineprojekt für ihre Staatsbudgets zu erzielen.

4.3 Disput zwischen Chevron und dem Caspian Pipeline Consortium

Das Caspian Pipeline Consortium wollte, dass Chevron in das Pipelineprojekt investiert. Denn für den Bau einer Hauptexportroute für das Tengiz-Öl bedurfte es einer vertraglich vereinbarten Lieferzusage von dem Joint Ventures des Tengiz-Feldes, damit eine Finanzierung Aussicht auf Erfolg haben sollte.¹⁹⁷

Das transnationale Unternehmen seinerseits lehnte eine Beteiligung an der geplanten Ölleitung des CPC zu den angebotenen Konditionen der CPC in seiner Funktion als Produzent und als potenzieller Investor ab. Im Juni 1993 formulierte *Espy Price*, Vizepräsident der Geschäftsabteilung für die Neuen Unabhängigen Staaten bei der Chevron Overseas Petroleum, Schlüsselprinzipien, die von einer Hauptpipeline erfüllt werden müsste, um die Unterstützung und Investition von Chevron zu erhalten. Price nannte die vier folgenden Prinzipien: *Erstens* die Verteilung von Eigentumsrechten zwischen beteiligten Staaten und Unternehmen soll

¹⁹⁵ Vgl. Babak 1999, 199. *Abidin Bozdog* spricht von einem Konkurrenzverhältnis zwischen Chevron und dem Oman. Er zitiert einen unabhängigen russischen Experten, nach dessen Einschätzung Chevron versuchte, den Oman aus dem Konsortium zu drängen. Vgl. Bozdog 1996, 596.

¹⁹⁶ Vgl. BP 2002, 4; Endo 1998, 48. Überdies merkte der kasachische Botschafter *Gizatov* im Interview an, dass der Repräsentant der omanischen Regierung über keine gute Reputation in der Geschäftswelt verfügte. Vgl. Anhang II.

¹⁹⁷ Vgl. Petroleum Economist, Juni 1995, 108.

ausgeglichen und in Proportion zum Kapitalbeitrag jedes Teilhabers sein; *Zweitens* die gleiche Verteilung von Risiken und Kosten; *Drittens* der Schiffstransport solle ohne Diskriminierung bei der Vergabe des Zugangs oder der Tarife erfolgen; *Viertens* wird ein Schutz vor politischen Risiken gefordert. Im Sommer 1993 waren diese Prinzipien nicht erfüllt.¹⁹⁸

Von zentraler Bedeutung war das Verhältnis von Anteilseignerschaft und Finanzierung. Chevron wurde zu Beginn der Verhandlungen 1993 ein Anteil von 25 Prozent an dem CPC angeboten. Im Gegenzug sollte Chevron 100 Prozent der Kosten des Pipelineprojektes übernehmen. Die Regierungen Russlands und Kasachstans ihrerseits erachteten die prognostizierten Steuereinnahmen als unadäquat.¹⁹⁹

Die staatlich verfasste CPC befand sich insofern in einer nachteiligen Position, als dass es den Konsortialmitgliedern ohne eine Lieferzusage von Chevron nachweislich nicht gelungen ist, eine Finanzierung durch den Teilhaber Oman erbringen zu können. Im Rahmen der theoretischen Überlegungen in Kapitel 2.1.2 erfolgte der Hinweis, dass Staaten aufgrund des Anstiegens finanzieller Volumen von Projekten Allianzen mit Firmen bilden. Kasachstan war auf die Finanzierung von Chevron und anderen transnationalen Unternehmen angewiesen. Doch ebenso konnte Chevron die Produktion des Tengizchevroil nicht weiter ausbauen, ohne dass die Frage des gegenwärtigen und zukünftigen Transportes geklärt war. Demgegenüber hielt die staatliche Koalition in den Verhandlungen die Kontrolle über das Territorium und den Transport inne. Die Regierung Kasachstans profitierte von der russisch-kasachischen Koalition in dieser Frage, weil sie das Verhandlungsgewicht stärkte, das notwendig war, um hohe Gewinne für das Staatsbudget zu realisieren. Das Eingangsgebot der staatlichen Koalition, dass für eine 100-prozentige Bereitstellung der Finanzierung im Gegenzug 25 Prozent Anteil an dem CPC Konsortium bot, war Ausdruck dieses Kräfteverhältnisses.

Die Kooperation in dieser Phase soll aber nicht über die Ambivalenzen und Streitigkeiten zwischen Kasachstan und Russland hinwegtäuschen. Eine konfrontative Politik verfolgte Kasachstan beispielsweise in bezug auf die Statusfragen des Kaspischen Meeres.²⁰⁰ Das russisch-kasachische Verhältnis war in den 1990er Jahren gleichermaßen geprägt von Kooperation wie Konfrontation. Einerseits sind die Länder Kasachstan und Russland in vielerlei Hinsicht stark aufeinander bezogen. Dies reicht von der Infrastruktur und dem hohen Anteil russischer Bevölkerung in Kasachstan über wirtschaftliche und militärische Interdependenzen. Andererseits betrieb die Regierung Kasachstans im Vergleich zu anderen Staaten der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten eine vergleichsweise stark westlich orientierte Außenwirtschaftspolitik und bemühte sich in vielen Bereichen um eine Kooperation mit den USA und anderen westlichen Staaten.²⁰¹

4.3.1 Russisches Transportmonopol

Zur Erlangung oder Sicherung von Einfluss in der Kaspischen Region setzte die Regierung der Russischen Föderation auf dem Energiesektor vier Instrumente ein. Diese reichten von

¹⁹⁸ Vgl. Petroleum Economist, Juli 1993, 38.

¹⁹⁹ Vgl. IEA 1998, 216f.

²⁰⁰ Insbesondere der Disput um das Kurmangazy-Feld (auch bekannt als Servery-Feld), das sich im Kaspischen Meer befindet, sorgte im Jahr 1997 für Spannungen zwischen Russland und Kasachstan. Vgl. Babak 1999, 190f.

²⁰¹ Zur Diskussion der russisch-kasachischen und amerikanisch-kasachischen Beziehungen vgl. ebd., 184-193; 196-199.

der Verzögerung von Verhandlungen, dem Entwurf und Bau konkurrierender Pipelineprojekte (z.B. die türkisch-russische Gaspipeline Blue Stream), über Dispute bezüglich der Eigentums- und Nutzungsrechte des Kaspischen Meeres bis hin zur Verweigerung benötigter Transportkapazitäten für Öl und Gas.²⁰² Letzteres Mittel setzte Russland seit der Begründung des Joint Venture Tengizchevroil 1993 ein. Obgleich zuvor das Öl des Tengiz-Feldes anstandslos durch das russische Transportsystem von Atyrau nach Samara eingespeist wurde, monierte der russische Transportmonopolist Transneft fortan die Qualität des kasachischen Öls aus dem Tengiz-Feld und kürzte hieraufhin die zugesagte Transportkapazität um die Hälfte. Bis Ende 1994 kam Chevron der russischen Forderung nach und setzte Anlagen zur Reinigung des Öls von Schwefelkomponenten ein.²⁰³ Nachdem die Ursache für die Herabsetzung der Transportquoten behoben war, gewährten Transneft und die russische Regierung Tengizchevroil die Durchleitung von 50 000 Barrel pro Tag.²⁰⁴ Dennoch steht die reale Transportkapazität von 50 000 Barrel/Tag im Kontrast zur vertraglich vereinbarten Kapazität von 130 000 Barrel pro Tag, die Chevron als Exportvolumen durch das russische Transportnetz von Kasachstan und Russland am 17. März 1993 zugesagt wurde.²⁰⁵

Chevron zog ursprünglich in Erwägungen, den Ausstoß der Tengiz-Produktion in kurzer Zeit auf 700 000 Barrel pro Tag zu erhöhen.²⁰⁶ Diese Produktionsstrategie wurde jedoch sehr schnell verworfen, da es an Transportkapazität mangelte bzw. die russische Regierung nicht gewillt war, diese bereitzustellen. Mittels eines zügigen Produktionsaufbaus hätten sowohl Chevron als auch die Regierung Kasachstans schneller von den finanziellen Rückflüssen profitieren können. Ende 1994 stellte sich die finanzielle Situation für das Tengiz-Projekt sehr pessimistisch dar. Die Blockade des Transports und die zusätzlichen Ausgaben im Rahmen der Entschwefelungsanlage bescherten Chevron negative Effekte auf die Kalkulationen. Chevron befand sich in einer schwierigen Lage, da die geringen Transportquoten Einnahmeausfälle und Kosten verursachten, die nicht in der Kalkulation vorgesehen waren. Überdies war noch immer keine Lösung für den langfristigen Export jenseits eines russischen Transportmonopols gefunden worden.

Als Konsequenz kürzte Chevron 1995 seine Investitionen für das Jahr 1996 um fast 90 Prozent auf 50 Mio. Dollar. Bis 1995 hatte Chevron nach Angaben von *Suha Bolukbasi* insgesamt 700 Mio. Dollar in das Tengiz-Feld investiert. Die Investitionen und so die Produktion passte sich in den folgenden Jahren an die aktuellen Transportmöglichkeiten an, deren anfängliche Fördermenge von ca. 60 000 Barrel pro Tag kaum höher war als zu Sowjetzeiten.²⁰⁷

²⁰² Vgl. Jaffe/Manning 2001, 141-143, 146. Eine Destabilisierungspolitik verfolgte Russland durch die Unterstützung sezessionistischer Gruppen in Georgien und Armenien. Vgl. ebd.; Interview *Dietrich Sperling* (Anhang II).

²⁰³ In der Tat enthält das kasachische Öl aus den Tengiz-Lagerstätten mehr Schwefel als das russische Öl. Um eine Verschlechterung der Ölqualität zu beheben, hätte es jedoch einer Reinigungsanlage am Ende des Transportweges, also wenn russisches und kasachisches Öl in die Raffinerie eingespeist werden, bedurft und nicht einer Anlage bevor das Öl in das Transportsystem eingespeist wird. Nach Angaben des *Petroleum Economist* erforderte die Installation der Anlage eine zusätzliche Investition von 45 Mio. Dollar. Vgl. *Petroleum Economist*, April 1994, 28-29; *Petroleum Economist*, Januar 1995, 9.

²⁰⁴ Vgl. *Petroleum Economist*, September 1994, 52-53.

²⁰⁵ Vgl. *Bolukbasi* 1998, 405; *Auezov* 1997.

²⁰⁶ Vgl. *Petroleum Economist*, Januar 1995, 8.

²⁰⁷ Vgl. *Müller* 1996, 270; *Bolukbasi* 1998, 406.

Chevron war bis zur Inbetriebnahme der CPC im Oktober 2001 der russischen Regulation der Transportquoten ausgesetzt. Transneft und die russische Regierung waren nicht gewillt, die vereinbarte Menge von 130 000 Barrel pro Tag zu transportieren. Daran konnte weder die Verbesserung der Ölqualität noch die Entscheidung für die CPC etwas ändern. Vielmehr demonstrierte die russische Regierung gegenüber Kasachstan und Chevron ihre Macht über die Kontrolle der Transportquoten. Folglich zeigt sich ein grundsätzlicherer Einwand verantwortlich für die Einsetzung des Transportmonopols.²⁰⁸

4.3.2 Ursache für die russische Blockadepolitik: Russland und der Ölmarkt

Die Erläuterungen des vorigen Abschnitts zeigten, dass die russische Regierung und die staatliche Transneft offensichtlich kein Interesse daran besaßen, das kasachische Öl auf den Weltmarkt zu bringen. Im Folgenden wird nachgewiesen, dass die zuvor beschriebene Blockadepolitik Russlands primär durch kurzfristige und langfristige wettbewerbsstaatliche Interessen motiviert war.

Becker macht die Bedingungen des Weltmarktes, genauer den Ölpreis, für limitierte Transportquoten und Lieferunterbrechungen der russischen Seite verantwortlich:

„The limitation on Kazakhstan exports was explained by Russian sources as due to the ‘unfavorable conditions for Russian oil’, created by exports of oil from the former Soviet republics to the world market. In short, Transneft had no interest in increasing competition with Russian crude exports.“²⁰⁹

Die Äußerungen „‘unfavorable conditions’“ stammen aus dem Jahre 1997 und bezogen sich auf eine Phase mittleren Ölpreisniveaus, die von April 1994 - Januar 1998 reichte. Gemäß den Angaben in Tabelle 2 in Kapitel 3.1.2 waren die Weltmarktpreise in der Phase zwischen November 1993 und April 1994 sogar auf einem niedrigen Ölpreisniveau. Insofern kann darauf rückgeschlossen werden, dass die russische Regierung und Transneft ein starkes Interesse besaßen, kasachisches Öl mit dem Instrument der Transportquotenreduktion vom Weltmarkt fernzuhalten. Dieses ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass manche Lagerstätten im westlichen Sibirien weit höhere Förderkosten aufweisen als das Öl aus dem Tengiz-Feld. Während die Förderung und der Transport einer Tonne Öl von Tengiz nach Norvossisk 45 Dollar/Tonne kostet, summieren sich die Transport- und Förderkosten des Öls aus dem Westen Sibiriens auf 85 Dollar/Tonne.²¹⁰

Vladimir Babak attestiert Russland ein geringes Interesse für das CPC Pipelineprojekt und führt dieses ebenfalls auf das wettbewerbsstaatliche Kalkül zurück. Vor dem Hintergrund eines niedrigen bis mittleren Ölpreises würden die Einnahmen harter Währungen aus dem Ölgeschäft ohnehin geschmälert, so die Begründung für eine verminderte Durchleitung kasachischen Öls.²¹¹ *Müller* hingegen interpretiert 1996 die russische Blockadepolitik gegenüber Tengizchevroil als Revanche dafür, dass sie an dem Joint Venture nicht beteiligt wurden.²¹² Nach

²⁰⁸ Im Januar 1995 betrug das Transportvolumen durch das russische Transportsystem 50 000 Barrel pro Tag. Von der Produktionsseite her wären 65 000 Barrel pro Tag möglich gewesen. Innerhalb des gleichen Jahres hätte der Bau einer weiteren Produktionsanlage die Fördermenge verdoppeln können. 1997 erlaubte Transneft dem TCO eine Gesamtmenge von 3-3,5 Mio. Tonnen. Das entspricht 60 240 - 70 280 Barrel/Tag. Vgl. *Becker* 2000, 110.

²⁰⁹ *Becker* 2000, 110.

²¹⁰ Vgl. IEA 1998, 92.

²¹¹ Vgl. *Babak* 1999, 199.

²¹² Vgl. *Müller* 1996, 276

Ansicht der Regierung Russlands hätte ihnen eine Beteiligung russischer Unternehmen an der Wertschöpfung des Tengiz-Feldes zugestanden, zumal sie in den 1980er Jahren die Exploration vorgenommen hatten. Ebenso wie *Müller* nimmt *Magzhan Auezov* an, dass sich die russische Regierung des Instruments Transportquote bediente hatte, um von Kasachstan und den beteiligten Akteuren höhere Beteiligungen an Joint Venture oder Konsortien zu erhalten.²¹³

In der Literatur wird auch auf die langfristigen Interessen hingewiesen, die die russische Regierung zu einer Blockadepolitik gegenüber dem Tengiz-Öl veranlasst hatten. *Jaffe* und *Manning* konstatierten in ihrem Artikel „Russia, Energy and the West“²¹⁴, dass der Faktor Energie und die hiermit verbundenen russische Gewinninteressen als Determinanten russischer Außenpolitik bislang unterbewertet wurden. In diesem Zusammenhang weisen sie auf die volkswirtschaftliche Bedeutung des Energiesektors für die ökonomische Transformation hin. So machen Energieexporte mehr als 20 Prozent des Bruttosozialprodukts aus und stellen grob 50-60 Prozent der Einnahmen harter Währungen. Der Ölsektor stellt allein 25 Prozent der gesamten Steuereinnahmen bereit und trägt damit entscheidend zur Stärke der russischen Zentralregierung bei. Denn je mehr das Zentrum zu verteilen hat, desto mehr orientieren sich die Regionen nach Moskau.²¹⁵

Russland konkurrierte in den 1990er Jahren mit den kaspischen Öl- und Gasstaaten um Investoren und unmittelbare wie mittelbare Marktanteile. Wie *Auezov* so treffend formulierte, „... there is a strategic issue of Russian control over the oil exports of the former Soviet republics. At the volumes involved in the CPC, Kazakhstan's projected exports are not yet a problem to Russia. But in 20 years, Kazakhstan's potential to produce in excess of 1.5 million b/d could cost Russia market share. Therefore, Russia is interested in controlling the export volumes of Kazakhstani oil, or in being directly involved in the revenue sharing.“²¹⁶

Im Unterschied zum Jahr 2002, in dem Russland seine Marktposition soweit gefestigt hatte, dass es die Bildung einer Gas-OPEC vorschlagen konnte, war die Situation der russischen Regierung in den Jahren 1993-1996 weit weniger gesichert.²¹⁷ Ende 1994 sah sich die Regierung Russlands von TCO in ihren Gewinninteressen nicht genügend berücksichtigt, weshalb sie eine Blockadepolitik gegenüber dem Tengiz- und dem Pipelineprojekt betrieb. Die Verhandlungen um die Tengiz-Hauptexportroute befanden sich Ende 1994 bis Mitte 1995 auf einem Tiefpunkt. Denn auch Chevron demonstrierte mit seinen Investitionskürzungen von 1995 und seiner Ablehnung gegenüber einer Beteiligung russischer Unternehmen an dem Tengiz-Projekt keine Kooperationsbereitschaft.

4.3.3 Strategiewechsel von Chevron und der kasachischen Regierung

Ein Artikel der Januarausgabe des *Petroleum Economist* von 1995 titelte „Time for a new strategy to reap the rewards“²¹⁸ und betont darin die Notwendigkeit, dass das amerikanische

²¹³ Vgl. *Auezov* 1997.

²¹⁴ *Jaffe/Manning* 2001.

²¹⁵ Vgl. ebd., 133-134. Weiterführend *Kellison* 1999; *Glatter* 1999.

²¹⁶ *Auezov* 1997.

²¹⁷ Vgl. *Handelsblatt*, 24.01.2002, 29.

²¹⁸ *Petroleum Economist*, Januar 1995, 8/9.

transnationale Unternehmen Chevron seine Haltung gegenüber Russland überdenken müsse. Dort heißt es: „Co-operation could carry huge advantages and will certainly prove more advantageous than swimming against the tide.“²¹⁹ Seit der Gründung des Joint Ventures im April 1993 nahm Chevron eine konfrontative Haltung gegenüber den russischen Akteuren ein und befand sich damit in Übereinstimmung mit dem außenpolitischen Kurs seines Herkunftslandes USA. Die USA lehnten die Konstruktion von Transportwegen der kaspischen Staaten über russisches Territorium ab, weshalb sie sich bis zur offiziellen Eröffnung der CPC in Opposition zu diesem Projekt befand.

Chevron bewegte sich im Verlauf der Verhandlungen aus dem Windschatten der amerikanischen Administration heraus, indem es die Blockade gegenüber Russland aufgab: Mitte 1995 begann Chevron mit der russischen Lukoil über eine Beteiligung an TCO zu verhandeln.²²⁰

Vorbedingung hierfür war die Bildung einer Koalition von Chevron und der Regierung Kasachstans. Im Interesse beider lag es, den Aufbau des kasachischen Ölmarktes voranzutreiben. Die Verzögerungen, die sich bereits bei der Entwicklung des Tengiz-Feldes ergeben hatten, führten dazu, dass größere Einnahmen für das kasachische Staatsbudget zeitlich immer weiter in die Zukunft rückten. Bekanntermaßen sahen die Vereinbarungen des Tengizchevroil vor, die Gewinne zunächst überwiegend an Chevron und danach in die kasachischen Staatskassen fließen zu lassen. Eine Kompensation durch Einnahmen aus „windfall profits“ konnte aufgrund des niedrigen Ölpreises nicht erfolgen.²²¹ Mithin erhöhte sich der Handlungsdruck für die kasachische Regierung, denn die Ökonomie des Landes befand sich zum damaligen Zeitpunkt noch in der Stabilisierungsphase.

Gemeinsam suchten Chevron und die kasachische Administration nach einer Möglichkeit, eine Hauptexportpipeline zu realisieren. Hierzu wurden sie in drei Formen aktiv. *Erstens* signalisierte Chevron durch die Investitionskürzung von 1995, dass die Schmerzgrenze finanzieller Einbußen erreicht war. *Zweitens* gaben sowohl Chevron als auch die Regierung Kasachstans ihre ablehnende Haltung gegenüber einer russischen Firmenbeteiligung an dem Produktionskonsortium auf. *Drittens* bemühten sich Chevron und die kasachischen Diplomaten um eine alternative Transportmöglichkeit.

Im Zuge der Risiken, die während des Verhandlungszeitraums zu Tage traten, entschied sich Chevron, das Joint Venture Tengizchevroil um Partnerunternehmen zu erweitern. Zu diesem Zweck wurden Verhandlungen mit dem amerikanischen Unternehmen Mobil und der russischen Lukoil aufgenommen. Während eine Beteiligung Mobils die finanziellen Bedürfnisse des JV decken sollte, so dienten die Verhandlungen der TCO mit Lukoil vor allem der Senkung der politischen Risiken. Zwar wurde Lukoil erst im Januar 1997 tatsächlich Mitglied von TCO, dennoch stellten die Verhandlungen mit Lukoil in der hier betrachteten Phase eine zentrale Weichenstellung dar.²²²

²¹⁹ Petroleum Economist, Januar 1995, 9.

²²⁰ Vgl. Müller 1996, 276.

²²¹ Bezüglich der vertraglichen Vereinbarungen vgl. Kapitel 2.2.3.

²²² Vgl. Petroleum Economist, Dezember 1995, 38.

Gleichzeitig entwickelte die neue privat-staatliche Koalition der CPC alternative Möglichkeiten für den Export. Im Zentrum standen Oil-swap Geschäfte mit dem Iran und Überlegungen über den Bau einer transkaspischen Pipeline.²²³ Die für die Oil-swap Geschäfte notwendigen Gespräche begannen 1995 und mündeten im Mai 1996 in der Unterzeichnung eines Memorandums. Hierin vereinbarten der iranische und der kasachische Präsident die Verschiffung von kasachischem Öl in den Iran. Anfänglich sah der zehnjährige Kontrakt ein Exportvolumen in Höhe von 1-2 Mio. Tonnen (ca. 20 000 - 40 000 Barrel pro Tag) für das Jahr 1997 vor. Dieses sollte im Jahr 2000 auf bis zu 6 Mio. Tonnen (ca. 120 500 Barrel pro Tag) ansteigen. Wie aus den Angaben weiter oben hervorgeht, hätte somit das iranisch-kasachische Transportvolumen das russisch-kasachische überstiegen.²²⁴

Die Oil-swap Vereinbarungen zwischen Kasachstan und Iran verstießen explizit gegen die Bestimmungen der „executive Order“ des amerikanischen Präsidenten Clinton von 1995. Dennoch kam der US-Vizepräsident Al Gore dem amerikanischen transnationalen Unternehmen im Herbst zu Hilfe. Chevron wurde das exklusive Recht zugestanden, Teile des kasachischen Öls in den Iran exportieren zu dürfen. Im November 1995 wurde dies offiziell bestätigt und ein alternativer Transportweg zur Umgehung der russischen Transportrestriktionen wurde auf diese Weise von politischer Seite ermöglicht.²²⁵

Als sich jedoch zeigte, dass technische Umsetzungsprobleme für die Umsetzung des Oil-swap Geschäfts bestanden, „zu deren Behebung größere Investitionen im Iran nötig gewesen wären, kam der 1996 vom US-Kongress erlassene *Iran-Libya Sanction Act* (ILSA) wieder zum Tragen. Die technischen Umsetzungsprobleme waren auf eine fehlende Verladeinfrastruktur in der iranischen Hafenstadt Neka am Kaspischen Meer und auf die kasachische Ölqualität zurückzuführen, die zum wiederholten Mal Probleme bei der Verarbeitung verursacht hatte. Zur Umsetzung der Vereinbarung hätte Chevron Investitionen in die Infrastruktur tätigen müssen, deren Volumen in Höhe von 500-600 Mio. Dollar die amerikanischen Embargobestimmungen weit überschritten hätte. Somit konnte Chevron die notwendigen Investitionen nicht tätigen, was die Umsetzung der Oil-swap Vereinbarungen behinderte. Eine langfristige wirtschaftliche Kooperation zwischen der kasachischen und iranischen Regierung ist infolge der Bestimmungen des ILSA politisch nicht durchsetzbar gewesen. Folglich blieben die Transportmengen, die auf dem Wege der Oil-swap Vereinbarungen exportiert wurden, relativ gering.²²⁶

Auch wenn die Oil-swap Abmachungen zwischen Chevron und dem Iran in der Folgezeit nicht umgesetzt werden konnten, bestand aus russischer Sicht im Jahr 1995 jedoch die Gefahr, das Öl des Tengiz-Feldes könne zukünftig nicht über russisches, sondern über iranisches oder anderes Territorium exportiert werden. Dies hätte für die Akteure der russischen Seite Gewinn- und Kontrollverluste bedeutet, die diese nicht in Kauf nehmen wollten. Zwei parallele Entwicklungen gaben also den Ausschlag dafür, dass eine dauerhafte Zusammenarbeit der

²²³ Vgl. Müller 1996, 276. Zur Erklärung von des Begriffs Oil-swap Geschäfte vgl. Kapitel 3.4.1.

²²⁴ Vgl. IEA 1998, 220-221.

²²⁵ Vgl. Babak 1999, 200. Zur Umgehung der Embargobestimmungen wurde das Öl als Besitz des kasachischen Staates deklariert und nicht als Eigentum der amerikanischen Firma. Vgl. IEA 198, 221. Weiterführend bezüglich der amerikanischen Embargobestimmungen vgl. Kapitel 3.4.1.

²²⁶ Vgl. IEA 1998, 220-221.

Verhandlungspartner möglich wurde: Die – zunächst erfolgreiche - Suche nach alternativen Transportwegen durch TCO und die Bereitschaft der nunmehr staatlich-privaten TCO, russische Unternehmen an der Wertschöpfung zu beteiligen.

4.3.4 Einigung

Im Dezember 1995 zeichnete sich eine Einigung von Chevron, Kasachstan und Russland ab. Die Partner kamen überein, die Pipeline der Route Tengiz-Novorossisk bauen zu wollen. Zuversichtlich drängte Chevron dahingehend, unmittelbar mit der Verlegung einer 250 kilometerlangen Pipelinetrasse zwischen Kropotkin (nördlicher Kaukasus) und Novorossisk zu beginnen. Doch dazu fehlte eine wesentliche Voraussetzung. Um eine Finanzierung zu organisieren, bedurfte es einer vertraglichen Garantie seitens des russischen Finanzministeriums, in der Kompensationszahlungen im Falle von Lieferunterbrechungen festgeschrieben sein würden. Ohne diese Garantie hätte der Bau der Ölleitung des CPC die Fortschreibung des russischen Transportmonopols bedeutet.²²⁷

Im Beisein des russischen Präsidenten Jelzin und des kasachischen Präsidenten *Nazarbaev* unterzeichneten die (potenziellen) Mitglieder des Caspian Pipeline Consortium am 27. April 1996 ein Abkommen, indem sie den Bau der Ölleitung des Caspian Pipelines Consortium beschlossen. Die Umbildung des CPC wird weiter unten näher erläutert. Das Shareholder Agreement vom Dezember 1996 bekräftigte die Vereinbarungen vom April und erweiterte diese durch umfangreiche Detailregelungen.²²⁸

Die Verteilung der Gewinne und Kosten sieht wie folgt aus: Der Unternehmensseite wird anstelle von 25 Prozent nun ein Anteil von 50 Prozent angeboten. Im Gegenzug verpflichten sich diese, 100 Prozent der Finanzierungskosten des Pipelineprojekts zu übernehmen. Den Regierungen Kasachstan und Russland werden höhere Einnahmen u.a. durch die Besteuerung von Gewinnen, Dividenden und Eigentum zugesagt.²²⁹ Nach Berechnungen von Chevron wird die Ölpipeline des CPC innerhalb der geschätzten Lebensdauer von 35-40 Jahren Kasachstan etwa Steuereinnahmen in Höhe von 8 Mrd. Dollar garantieren. Russland kalkulierte bis 2014 Einnahmen von 900 Mio. Dollar jährlich, von denen 22 Prozent in den Transitregionen verbleiben sollen. Im Zuge der Entwicklung des Tengiz-Feldes und dem Betrieb der Pipeline werden der kasachischen und russischen Regierung zusammengenommen ca. 150 Mrd. Dollar zufließen.²³⁰

Der 27. April 1996 markiert gleichfalls die Umbildung bzw. Neugründung des Caspian Pipeline Consortium. Zu den bestehenden Mitgliedern Russland, Kasachstan und Oman sind zahlreiche Firmen hinzugekommen. Dies wurde durch die Reduzierung des Anteils staatlicher Eigentümerschaft von 100 auf 50 Prozent möglich, bei dem vor allem der Anteil des Omans erheblich verringert wurde. Der Oman hält von vormals 50 Prozent nur noch 7 Prozent, Kasachstan gegenüber 25 Prozent jetzt 19 Prozent und Russlands Anteil verringerte sich um einen Prozentpunkt auf 24 Prozent. Hinzu gekommen sind neben Chevron mit 15 Prozent und Mobil mit

²²⁷ Vgl. Petroleum Economist, Dezember 1995, 38.

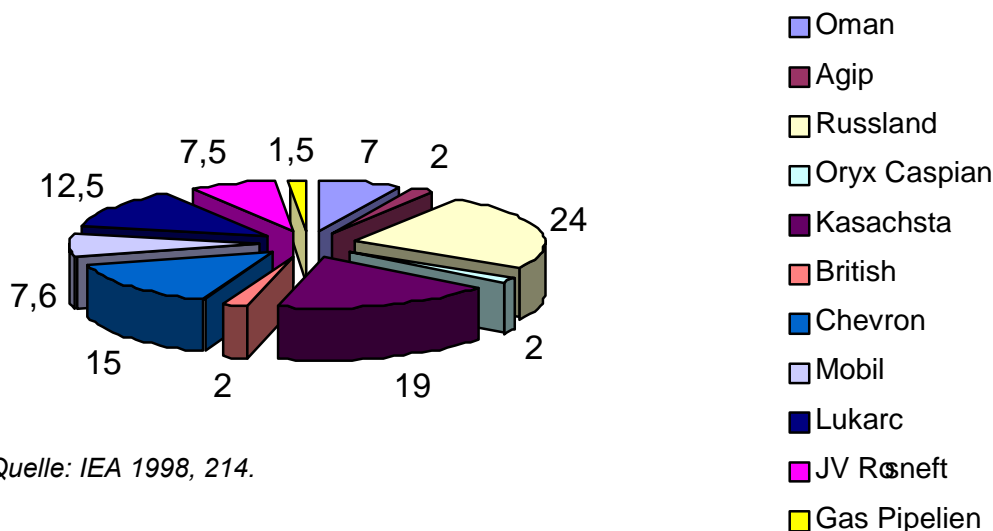
²²⁸ Vgl. Müller 1996, 276. Die Ratifizierung des Vertrages wurde von Kasachstan im März 1997 und von Russland im April 1997 vollzogen. Vgl. IEA 1998, 214.

²²⁹ Vgl. IEA 1998, 216f.

²³⁰ Vgl. EIA 2002; IEA 1998, 217.

7,6 Prozent noch das Joint Venture LukArco mit 12,5 Prozent. Beim Joint Venture LukArco hält Lukoil die Anteilmehrheit mit 54 Prozent und das amerikanische Unternehmen Atlantic Richfield die anderen 46 Prozent, weshalb oft ungenau von einer 12,5-prozentigen Lukoil-Beteiligung gesprochen wird.²³¹ Die weiteren Anteilseigner sind der Abbildung 9 zu entnehmen.²³²

Abb. 9: Caspian Pipeline Consortium (1996) (Anteile in Prozent)



Das neue Caspian Pipeline Consortium ist im Hinblick auf seine Zusammensetzung als multinational zu charakterisieren. Gruppiert man die Beteiligungen nach den Herkunftsländern, so ergibt sich eine Verteilung, wonach 34 Prozent russischer, 31,4 Prozent amerikanischer, 7,75 Prozent europäischer, 7 Prozent arabischer und knapp 20 Prozent kasachischer Herkunft sind. Die Umbildung des Konsortiums wurde demnach nicht nur genutzt, um die privaten Beteiligungen zu erhöhen, sondern auch um eine relativ breite Streuung der Anteile im Hinblick auf die nationale Herkunft der Unternehmen sicherzustellen.

4.3.5 Umformung des Tengizchevroil in ein Konsortium

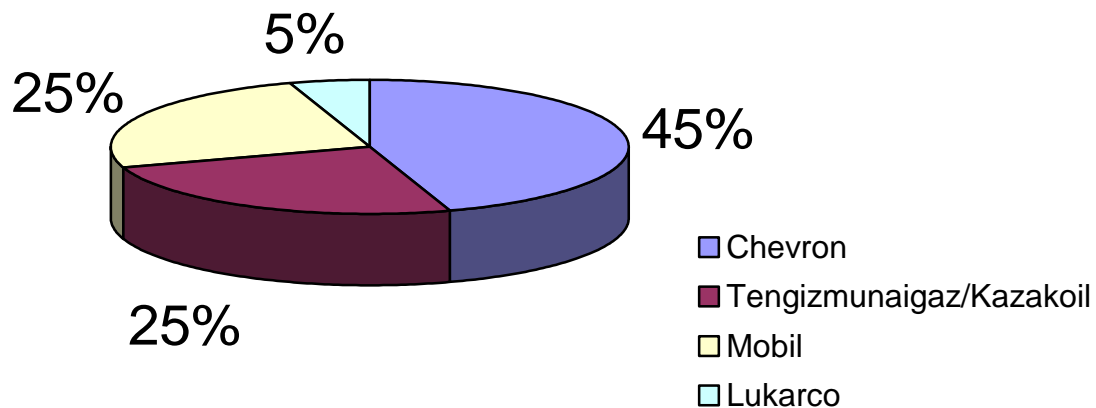
Fast zeitgleich zum Beschluss der Neubildung des CPC fand eine Umbildung des Joint Venture Tengizchevroil in ein Konsortium statt. Im Sommer 1996 übernahm die amerikanische Mobil 25 Prozent des vormals 50-prozentigen Anteils des kasachischen Unternehmens Tengizmunaigaz und zahlte im Gegenzug 1,1 Mrd. Dollar.²³³ Im Januar 1997 folgte die Aufnahme von Lukoil in Form des Joint Venture LukArco. Die 5 Prozent an Tengizchevroil erhielt LukArco von Chevron, so dass sich der Anteil von Chevron auf 45 Prozent verkleinerte.

²³¹ Die Rollenverteilung des JV sieht die amerikanische Firma als Finanzier vor, während Lukoil immaterielles politisches Kapital einbringt. Vgl. Petroleum Economist, März 1997, 56.

²³² Zur Übersicht hier die Daten aus der Abbildung im Klartext: Oman (7 Prozent), Russland (24 Prozent), Kasachstan (19 Prozent), Chevron (15 Prozent), Mobil (7,6 Prozent), Lukarco (12,5 Prozent), JV Rosneft-Shell (7,5 Prozent), British Gas (2 Prozent), Agip (2 Prozent), Gaz Pipeline Venture (Kazakoil-Amoco) (1,75 Prozent), Oryx Caspian Pipeline (2 Prozent). Für die Zusammensetzung des CPC im November 1997 vgl. IEA 1998, 214.

²³³ Vgl. Petroleum Economist, Juli 1996, 49.

Abb. 10: Tengizchevroil (1998)



Quelle: IEA 1998, 230.

Tengizchevroil hat unter Beibehaltung seines Namens die Form des Joint Venture verlassen. Die Anzahl der Beteiligungen wurde verdoppelt und das Verhältnis privat-staatlicher Eigentümerschaft von zuvor 50:50 auf 75:25 verändert. Ein Blick auf die Herkunft der Beteiligungen zeigt, dass das Charakteristikum der „Multinationalität“ weit weniger gegeben ist, als dies beispielsweise bei der Umbildung des Caspian Pipeline Consortium gegeben ist. Denn der Anteil der Firmen mit amerikanischer Herkunft beträgt ganze 72,5 Prozent, der russische Anteil 2,5 Prozent und der kasachische 25 Prozent. Hieraus kann geschlossen werden, dass die Beteiligung von anderen Partnern zur Erfüllung zweier Ziele erfolgte. Zum einen sollten die Risiken und Kosten bei der Produktion verteilt werden. Zum anderen sollte ein russisches Unternehmen an der Wertschöpfung aus der Produktion des Tengiz-Feldes beteiligt werden, um die russische Kooperationsbereitschaft für eine Exportpipeline zu gewinnen. Chevron und Kasachstan sahen anscheinend nach dem Abschluss der Verhandlungen um die Exportroute keine Notwendigkeit, die Beteiligungen an Tengizchevroil multinationaler zu gestalten, anstelle dessen votierten sie für die Beteiligung der amerikanischen Mobil.

4.4 Zwischenfazit

Der anschließende Abschnitt bereitet die Ergebnisse der vorangegangenen Fallstudie auf und analysiert die Wirkung der *unabhängigen Variablen*.

Die Produktionsseite befand sich in der Anfangsphase des Verhandlungsprozesses aufgrund ihrer Struktur (*unabhängige Variable 2*), wonach Tengizchevroil zu gleichen Teilen Chevron und Kasachstan gehörte, in einer relativ geschwächten Verhandlungsposition. Denn die kasachische Regierung verfolgte damit konfligierende Interessen. Sie besaß gleichzeitig ein Interesse an der Ölproduktion als auch an der Erzielung hoher staatlicher Einnahmen aus diesem Projekt. Während der ersten Verhandlungsphase positionierte sich Kasachstan in einer russisch-kasachischen Koalition, da es sich von dieser versprach, seine langfristigen staatlichen Einnahmen erhöhen zu können. Die russisch-kasachische Koalitionsbildung ermöglichte es den staatlichen Akteuren, die Verhandlungen um die Verteilung der Kosten zwischen Ölfirma und Staaten mit hohen finanziellen Forderungen an Chevron zu beginnen.

Gleichzeitig begünstigte die Struktur der Produktionsseite die Koalitionsbildung zwischen dem transnationalen Unternehmen Chevron und der USA als seinem Herkunftsland. Die Koalition mit seinem Herkunftsland hatte für Chevron ambivalente Auswirkungen. Auf der einen Seite profitierte Chevron von der politischen Unterstützung der amerikanischen Administration. Zu nennen ist neben der diplomatischen Flankierung der Verhandlungen um die Beteiligung von Chevron am Joint Venture Tengizchevroil 1993 vor allem die Hilfe seitens der Clinton-Administration bei den Transportfragen. Diese ermöglichte ab Mai 1996 kurzfristig eine neue Exportmöglichkeit über iranisches Territorium, indem sie Chevron eine Ausnahmegenehmigung für Oil-swap Geschäfte mit dem Iran gewährte. Auf der anderen Seite eröffnete der konfrontative Kurs der amerikanischen Außenpolitik gegenüber dem Iran keine langfristigen Kooperations- und Lösungsmöglichkeiten.²³⁴ Von einer Instrumentalisierung des transnationalen Unternehmens Chevron für die politischen Ziele der USA-Administration kann nicht gesprochen werden. Denn als der konfrontative Kurs der USA nicht mehr zuträglich erschien, begab sich Chevron aus dem Windschatten seines Herkunftslandes heraus und formulierte gemeinsam mit Kasachstan eine Politik der Kooperation mit Russland. Man kann also feststellen, dass Chevron als Akteur eigenen Rechts agierte.

Die geringe bis mittlere Kooperationsbereitschaft bei allen Beteiligten korrespondiert mit den Werten der *unabhängigen Variable 1*, dem *Ölpreis*. Innerhalb des Verhandlungszeitraumes von 1993 - 1996 erreichte der Ölpreis keine hohen Werte, sondern bewegte sich auf mittlerem bis niedrigem Niveau. Die niedrigen Werte des Ölpreises zeigten spezifischer, aber mit etwas Verspätung Wirkung.²³⁵ Nachdem der Ölpreis zwischen November 1993 und April 1994 unter 15 Dollar pro Barrel fiel, senkten Russland und Transneft im August 1994 das Transportvolumen des Tengizchevroil um die Hälfte. Nachdem eine Phase niedriger Einnahmen aus dem Ölgeschäft abgelöst wurde von mittleren Ölpreiswerten, war die russische Seite nicht gewillt, weiteres kasachisches Öl auf den Weltmarkt zu transportieren und so ihre eigenen Einnahmen zu schmälern. Über die kurzfristigen Erwägungen hinaus, wie in Kapitel 4.3.2 dargelegt, zeigten sich für die russische Blockadehaltung die langfristigen Gewinninteressen verantwortlich. Ebenso wie Kasachstan setzte Russland bei der Transformation des Landes stark auf eine Entwicklungsstrategie, die auf den Einnahmen aus dem Energiesektor basiert. Daher wurde Kasachstan von der russischen Seite als Konkurrent um Anteile auf dem Weltmarkt angesehen. In Kapitel 3.1.1 wurde bereits die Wettbewerbsfähigkeit des kasachischen Öls gegenüber dem russischen dargestellt und nachgewiesen, dass die Förder- und Transportkosten des kasachischen Öls im Vergleich zum westsibirischen Öl wesentlich billiger sind. Das Transportmonopol versetzte Russland jedoch in die Lage, die Exportmengen seines Konkurrenten Kasachstans zu regulieren. Folglich verschaffte das Transportmonopol Russland einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Kasachstan.

Nachdem Russland und Transneft 1994 die Durchleitung des Tengiz-Öls halbiert und so Russland seine Bereitschaft demonstriert hatte, sein Transportmonopol als politisches Instrument zu gebrauchen, sahen Chevron und Kasachstan ihrerseits ihre Gewinninteressen in Gefahr.

²³⁴ Vgl. Kapitel 4.2.1 und 4.3.3.

²³⁵ Vgl. Kapitel 4.3.1 und 4.3.2.

Chevron bescherte die Senkung des Exportvolumens nicht nur weniger Öleinnahmen sondern erforderte zusätzliche Investitionen zur Verbesserung der Ölqualität. Vor allem aber wurden 1994 die Konsequenzen für das Unternehmen bewusst, die im Falle eines gescheiterten Tengiz-Projekts drohten. Ein Scheitern des ersten Expansionsprojektes von Chevron hätte neben den enormen Verlusten das Vertrauen der Anleger in Chevron langfristig beschädigt. Gleichmaßen fürchtete Kasachstan ein Scheitern des Tengiz-Projekts und der Hauptexportpipeline, da hierdurch eine Vertrauenskrise bei den Investoren ausgelöst worden wäre. Als Folge wäre das Gelingen der kasachischen Entwicklungsstrategie und Kasachstan als Standort gefährdet gewesen. Durch die Verzögerungen der Verhandlungen erhöhte sich der Handlungsdruck auf die kasachische Regierung, da diese zum damaligen Zeitpunkt aus dem Ölsektor geringere Einnahmen erzielte, als sie erwartet hatte. Zudem sah die kasachische Führung eine Steigerung ihrer Einnahmen noch weiter in die Zukunft rücken. Die Grundlage für die Koalitionsbildung bildete demnach das vitale Interesse von Chevron und der kasachischen Regierung an einer Realisierung des Projektes.²³⁶

Mittels seiner Investitionskürzung im Jahr 1995, die primär als Reaktion auf die russische Blockade zu verstehen ist, demonstrierte Chevron Entschlossenheit, die ihm zur Verfügung stehenden Instrumente einzusetzen. Angesichts einer Ölpreisphase, die von mittleren Werten geprägt war, bestanden ohnehin geringe Investitionsanreize. Bedingt durch die Förder- und Transportkosten des Tengiz-Öls hätte ein Anreiz für eine erhöhte Investitionsaktivität erst ab einem Ölpreis von über 20 Dollar pro Barrel bestanden.²³⁷ Eine verstärkte Suche nach alternativen Transportmöglichkeiten und die Beteiligung von Lukoil an der Wertschöpfung leitete die russische Kooperationsbereitschaft der russischen Regierung ein, die für die Einigung auf den Bau der Ölleitung des CPC notwendig war.

Für die Dauer des Verhandlungszeitraums von 1993 bis 1996 war die Produktionsseite organisiert in Form eines Joint Ventures. Der Umbildungsprozess des Produktionskonsortiums Tengizchevroil wurde erst nach der Einigung des Baus der CPC im Jahr 1997 abgeschlossen. Betrachtet man die Eigentumsstruktur des Tengizchevroil ebenso wie die des Caspian Pipeline Consortium noch kurz vor Abschluss des Bauvertrages (27. April 1996), der gleichzeitig die Neugründung des Caspian Pipeline Consortium markiert, so fällt eines auf: Chevron verfügte als einziges Unternehmen bereits über Anteile am Caspian Pipeline Consortium während über die Verteilung der Kosten und Gewinne zwischen Ölfirmen und Staaten verhandelt wurde. Die übrigen Firmen kamen erst mit der Neugründung des CPC hinzu. Anders als bei einem multinationalen Konsortium, wo bereits mehrere Firmen über Beteiligungen am Produktions- und dem Pipelinekonsortium verfügen, verhandelten im Fall des CPC-Projekts außer Chevron alle anderen Ölfirmen also primär um den Erhalt einer Beteiligung am Pipelinekonsortium. Dies ist vor dem Hintergrund eines starken Konkurrenzdrucks unter den Ölfirmen zu sehen, der in den frühen 1990er Jahren sowohl für den kasachischen Ölsektor als auch für andere Fördergebiete

²³⁶ Vgl. 4.3.3.

²³⁷ Nachfolgendes Zitat belegt die Vermutung, dass das Tengizchevroil den Ölpreis zwar zur Kenntnis nimmt, aber vor allem an einem kontinuierlichen Anstieg der Produktionskapazitäten Interesse zeigt. „Low oil prices are bad news for Tengiz, official admits. Last year the joint venture handed out cash to shareholders. This year they will more likely be asking for contributions to support the continuing investment. A decision to slow development until prices pick up is unlikely.“ Petroleum Economist, Juli 1998, 38.

te kennzeichnend war.²³⁸ Die Verteilung der Kosten und Gewinne zwischen staatlichen und privaten Anteilseignern nahm in der Präferenzhierarchie der Ölfirmen eine sekundäre Stellung ein. Von einer Positionsstärkung der Produktionsinteressen von Seiten der Ölfirmen, die 1996 Mitglieder des CPC wurden, kann demnach nur eingeschränkt gesprochen werden.

5 Aserbaidsschan: Die Verhandlungen um die Baku-Ceyhan Pipeline

Die staatliche Koalition, bestehend aus der USA, der Türkei, Georgien und Aserbaidsschan, stellte 1999 die legalen Rahmenbedingungen für den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline bereit. Trotz der staatlichen Übereinkunft lehnten es die Unternehmen des Produktionskonsortiums Azerbaijan International Operating Company (AIOC) ab, in das BTC-Projekt zu investieren. Erst 2002 unterzeichnete die überwiegende

Abb. 11: Baku-Ceyhan Pipeline



Zahl der Konsortialmitglieder des AIOC den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline. Das Produktionskonsortium vertrat den Standpunkt, dass es nicht die Mehrkosten eines nach politischen Prämissen konzipierten Pipelineprojektes übernehmen wolle. Der damalige AIOC-Vorsitzende *John Leggate* drückte dies so aus: „The difference between a cheaper and the most expensive option could be \$ 500 million a year...we will seek a route that will be profitable even at a very low oil price.“²³⁹ Die ökonomisch sinnvollere Variante über den Iran oder multiple Pipelines von geringerer Transportkapazität wurden politisch blockiert. Aus diesem Grund bestand die Präferenz der Unternehmen des multinationalen Konsortiums darin, ihre Kosten und Risiken an dem BTC-Projekt zu minimieren. In der folgenden Fallstudie, wird untersucht, ob die Faktoren Ölpreis und Struktur der Produktionsseite die Durchsetzung der unternehmerischen Präferenzen beeinflussen.

5.1 Aserbaidsschan und der Ölsektor

Die Republik Aserbaidsschan erlangte am 30. August 1991 seine Unabhängigkeit von der ehemaligen Sowjetunion. In den 1990er Jahren regierten insgesamt drei Präsidenten *Ayaz Mutalibov* (1989-1992), *Abulfaz Elchibey* (1992-1993) und *Heidar Alijev* (Juni 1993 – bis dato).²⁴⁰ Ebenso wie Kasachstan ist Aserbaidsschans politisches System eine Präsidialdemokratie, dessen Parlament wenige Entscheidungsbefugnisse zukommen. Aufgrund der relativ schwa-

²³⁸ Vgl. Kapitel 3.

²³⁹ Turkistan-Newsletter, 30.10.1998, zitiert nach Müller 1999, 30.

²⁴⁰ Erläuterungen zu den Machtwechseln in Aserbaidsschan finden sich bei *Heradstveit*. Vgl. Heradstveit 2001, 12ff. Präsident *Alijev* gelangte mit Hilfe eines Staatsstreichs in das Präsidentenamt und ließ sich anschließend mit 98,3 Prozent der aserbaidsschanischen Stimmen wählen. *Alijev* war ehemaliger KGB-Chef Aserbaidsschans und gehörte zu den Mitgliedern des Politbüros unter *Yury Andropov*.

chen politischen Institutionen ist Aserbaidtschan als nominale Demokratie einzustufen.²⁴¹ Seit der Unabhängigkeit besteht ein Konflikt um das von Armenien besetzte Gebiet Nagorny-Karabach. Der Nagorny-Karabach Konflikt wurde zwar 1994 in den Waffenstillstand geführt. Dennoch sind Armenien und Aserbaidtschan von einer tatsächlichen Lösung weit entfernt.²⁴²

Aserbaidtschan erlebte seit der Unabhängigkeit einen fast 60-prozentigen Rückgang seines Bruttosozialprodukts. Seit 1995 prosperiert das Land wieder. Dennoch wird die aserbaidtschanische Wirtschaft den Level ihres Bruttosozialproduktes von 1991 voraussichtlich erst wieder 2007 erreichen. Das Wirtschaftswachstum in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre ist auf die Investitionen im Öl- und Gassektor zurückzuführen. 1993 betragen die jährlichen Investitionen in den Ölsektor 15 Mio. Dollar, um 1999 eine Jahressumme von 827 Mio. Dollar zu erreichen. Im Mai 2001 flossen 70-80 Prozent der gesamten ausländischen Investitionen in den Ölsektor. Die Investitionen, die zwischen transnationalen Unternehmen und Aserbaidtschan unter Production Sharing Agreements (PSA) vereinbart wurden, haben ein Volumen von über 60 Mrd. Dollar. Die Exporte von Öl und Ölprodukten bilden 70 Prozent des Gesamtexports, und die Einnahmen aus dem Ölsektor stellen fast 50 Prozent des Staatshaushaltes bereit.²⁴³

Die größte Menge der gesicherten Ölreserven Aserbaidtschans vereinigt das Dreierfeld Azeri-Chirag-Guneshli auf sich. Dort befinden sich laut AIOC gesicherte Reserven in Höhe von 4,6 Mrd. Barrel.²⁴⁴ Die Menge gesicherter Reserven in Aserbaidtschan außerhalb des Dreierfeldes beträgt 2,1 Mrd. Barrel Öl.²⁴⁵ Der AIOC wurden die Rechte zur Exploration des Azeri-Chirag-Guneshli Dreierfeldes im September 1994 in Form eines Production Sharing Agreement übertragen.²⁴⁶ Die Unterzeichnung des ersten Vertrages nach der Unabhängigkeit des Landes wurde symbolträchtig als der „Vertrag des Jahrhunderts“²⁴⁷ betitelt. In dem Kontrakt verpflichtete sich das AIOC, bei der Entwicklung einer Exportroute zu helfen.²⁴⁸ Fast die gesamte Produktionssteigerung Aserbaidtschans ist auf die Produktion des AIOC zurückzuführen. Nach Angaben der Energy Information Administration, investierte die AIOC im Jahr 2001 zwei Mrd. Dollar und produzierte insgesamt 51 Mio. Barrel Öl. Die Gesamtkosten für die Entwicklung des Dreierfeldes betragen insgesamt 13,3 Mrd. Dollar.²⁴⁹

Durch den geplanten Produktionsanstieg zwischen 2005 und 2010 werden zusätzliche Exportkapazitäten für die aserbaidtschanische Produktion benötigt. Zu diesem Zweck wurde die Baku-Ceyhan Pipeline konzipiert. Diese soll die aserbaidtschanische Hafenstadt Baku über die georgische Hauptstadt Tiflis quer durch den südöstlichen Teil der Türkei mit dem Mittelmeerrhafen Ceyhan verbinden. Zukünftig soll über eine Strecke von 1 730 Kilometer täglich 900 000 - 1 000 000 Barrel aserbaidtschanisches Öl an das Mittelmeer transportiert werden. Für den

²⁴¹ Vgl. Heradstveit 2001, 11-24. Weiterführend vgl. Auch 1999 (politisches System), Andvig 1999 (Clan-Strukturen), Herzig 1998 (politische Kultur).

²⁴² Zur Problematik der Konfliktlösung und zur Rolle der Diplomatie vgl. Interview mit *Dietrich Sperling* (Anhang II).

²⁴³ Vgl. CIA 2002; EIA 2001.

²⁴⁴ Vgl. EIA 2002.

²⁴⁵ Vgl. IEA/OECD 2000a, 29; Kalicki 2001, 123.

²⁴⁶ Vgl. Kapitel 2.2.3.

²⁴⁷ Nassibli 1999, 107.

²⁴⁸ Vgl. IEA 1998, 162.

²⁴⁹ Vgl. EIA 2001; IEA 1998, 176.

Bau der Pipeline werden Kosten in Höhe von mindestens drei Mrd. Dollar veranschlagt, da große Höhenunterschiede im Gelände zusätzliche Ausgaben verursachen. Die Angaben bezüglich der Höhe der Kosten der Pipeline variieren stark. So sprach die türkische Regierung von 2,4 Mrd. Dollar Baukosten, wohingegen British Petroleum die Kosten auf 3,3 - 3,7 Mrd. veranschlagte.²⁵⁰

Das BTC-Projekt war vor allem aus zwei Gründen umstritten. Zum einen ist die Trassenführung so angelegt, dass sie sowohl in der Nähe des Nagorny-Karabach-Gebietes als auch des Kurdengebietes im Südosten der Türkei verlaufen soll.²⁵¹ Zum anderen verfügt Aserbaidschan zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht über eine ausreichende Menge gesicherter Ölreserven. Für einen profitablen Betrieb der Baku-Ceyhan Pipeline ist eine vertragliche Zusicherung des Transports von insgesamt sechs Mrd. Barrel gesicherter Reserven notwendig. Doch es ist nicht davon auszugehen, dass die gesamten aserbaidischen Ölreserven in Höhe von 6,7 Mrd. Barrel über die Baku-Ceyhan Pipeline auf den Weltmarkt gelangen. Einer Entscheidung der Ölfirmen in das BTC-Projekt zu investieren, müsste eine positive Entwicklung der *Kontrollindikatoren – zugesagte Reservenmenge und politische Stabilität* in den angrenzenden Konfliktgebieten - vorangegangen sein.²⁵²

5.2 Formierung der Verhandlungsarena

An den Verhandlungen über eine Entscheidung für den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline waren auf der einen Seite die Mitglieder des multinationalen Konsortiums der AIOC, und auf der anderen Seite eine staatliche Koalition der Befürworter der Pipeline beteiligt. Der folgende Abschnitt stellt die beiden Koalitionen der Verhandlungsarena vor.

5.2.1 Bildung des Azerbaijan International Operating Company

Im September 1994 fand die Unterzeichnung des Vertrages zwischen den Unternehmen der AIOC und der aserbaidischen Regierung statt, die zugleich die Bildung der AIOC bedeutete. Für eine Gesamtsumme von fast acht Mrd. Dollar erhielt die AIOC das Recht 30 Jahre lang Öl zu fördern. Insgesamt wird für diesen Zeitraum ein Produktionsvolumen von 51 Mio. Tonnen Öl angenommen. Der Vertragsunterzeichnung gingen im Sommer 1994 intensive Verhandlungsrunden zwischen den Ölfirmen und Aserbaidschan voraus. Die russische Regierung begleitete die Verhandlungen um den AIOC-Vertrag mit Störmanövern, indem sie die rechtliche Grundlage des Vertrages in Zweifel zog. Sie reagierte damit auf die Ausgrenzung bei den Verhandlungen zur Bildung des AIOC.²⁵³

Die aserbaidische Regierung wollte vermeiden, russischen Unternehmen eine Beteiligung an allen Konsortien in Aserbaidschan zu zusprechen, da es den russischen Einfluss auf den aserbaidischen Ölsektor insgesamt begrenzen wollte. Bei der Vergabe der Produk-

²⁵⁰ Vgl. Nassibli 1999, 118; IEA/OECD 2000a, 28.

²⁵¹ Vgl. Manning 2000, 23. Die Pipeline verläuft nicht in unmittelbarer Reichweite des Nagorny-Karabach Gebietes. Vielmehr könnte der Einfluss des armenisch-aserbaidischen Konflikts mittelbar in Erscheinung treten. Die BTC-Trasse soll in Georgien durch armenisch-georgisches Bevölkerungsgebiet verlaufen. Es besteht die Befürchtung, dass im Falle einer Konflikteskalation die Kräfte innerhalb der armenisch-georgische Bevölkerungsgruppe, oder dort stationierte russische Armeeeinheiten gegen die Baku-Ceyhan Pipeline agieren könnten.

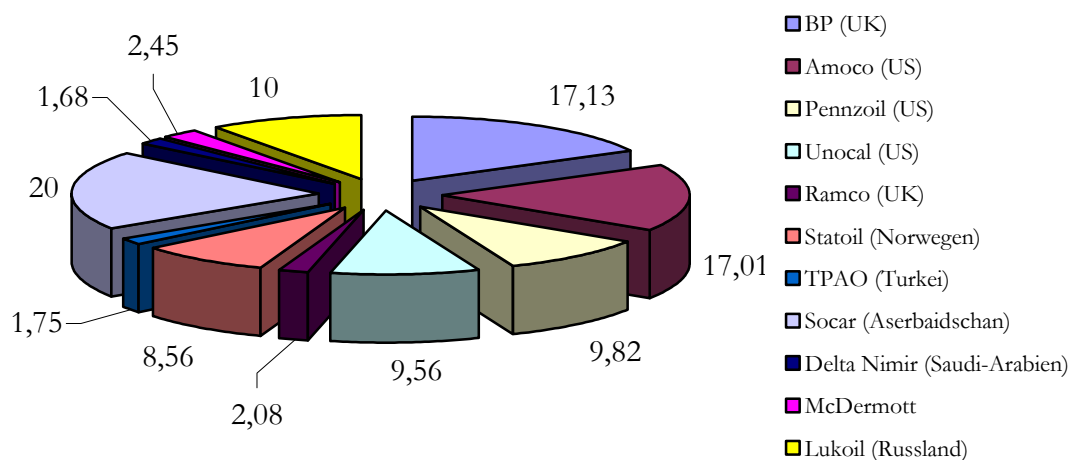
²⁵² Vgl. IEA/OECD 2000a, 29-30.

²⁵³ Vgl. Nassibli 1999, 107, 111; Becker 2000, 100.

tionsbeteiligungen für das AIOC verfolgte die aserbaidische Administration die Strategie, die Anteile breit und multinational zu streuen. Das Ziel war es, die Kooperationsbereitschaft einer möglichst großen Anzahl von Ländern hinter sich zu bringen.²⁵⁴

Abbildung 12 zeigt die Zusammensetzung der Azerbaijan International Operating Company. Bei elf Beteiligungen, sieben verschiedenen Herkunftsländern der Ölfirmen sowie Anteilen, die unter der Marge von 18 Prozent bleiben, ist die *Struktur der Produktionsseite (unabhängige Variable 2)* als multinational zu charakterisieren. Am stärksten sind amerikanische Firmen in dem Konsortium mit insgesamt 36,4 Prozent vertreten. Doch British Petroleum, dessen Herkunftsland Großbritannien ist, fungiert als Operator des AIOC.²⁵⁵

Abb. 12: Azerbaijan International Operating Company (1994)



Quelle: Petroleum Economist, Dezember 1994, 21-22.

5.2.2 Gruppe der staatlichen Befürworter der Baku-Ceyhan Pipeline

Zur Gruppe der Regierungen, die den Bau der BTC befürworteten und aktiv den Verhandlungsprozess für den Bau der Pipeline unterstützten, zählen neben Aserbaidische, die Transitländer Georgien und Türkei, sowie die USA als externe Regierung. Im Folgenden werden diejenigen Präferenzen bzw. Politikziele der Regierungen kurz skizziert, die für das BTC-Projekt von Relevanz sind.

Neil MacFarlane formuliert fünf energiepolitische Ziele, die die amerikanische Regierung in der Kaspischen Region in den 1990er Jahren erreichen wollte.²⁵⁶

- 1) Sicherstellung der raschen Entwicklung der kaspischen Reserven und einer zügigen Integration der Produktion in den Weltmarkt.
- 2) Förderung amerikanischer Beteiligungen an der regionalen Energieentwicklung.
- 3) Begrenzung der iranischen Beteiligung an der Produktion und Verhinderung eines dauerhaften Transports kaspischer Energievorkommen über iranisches Territorium.

²⁵⁴ Vgl. Nassibli 1999, 106.

²⁵⁵ Zur Übersicht hier die Daten aus der Abbildung im Klartext: BP (17,13 Prozent), Amoco (17,01 Prozent), Pennzoil (9,82 Prozent), Unocal (9,56 Prozent), Ramco (2,08 Prozent), Statoil (8,56 Prozent), TPAO (1,75 Prozent), Socar (20 Prozent), Delta Nimir (1,68 Prozent), McDermott (2,45 Prozent), Lukoil (10 Prozent).

²⁵⁶ Vgl. MacFarlane 1998, 11.

- 4) Sicherstellung der weiteren Entwicklung, so dass die Unabhängigkeit der neuen Energieproduzenten und anderer Staaten an der südlichen Peripherie der ehemaligen Sowjetunion gefestigt wird.
- 5) Erreichung der genannten Ziele ohne eine ernsthafte Beschädigung der Beziehungen zur Russischen Föderation.

Zur Umsetzung der amerikanischen Ziele²⁵⁷ innerhalb des kaspischen Energiesektors entwickelte die amerikanische Administration die Idee eines „Eurasian Energy Corridors“²⁵⁸. Die geplante Baku-Ceyhan Pipeline fungierte als Hauptinstrument zur Verwirklichung dieses Ost-West-Transportkorridors. Aus diesem Grund erfuhr die Baku-Ceyhan Pipeline starke politische Unterstützung seitens der amerikanischen Regierung. Das von den Amerikanern als Main Export Pipeline bezeichnete Projekt zielte darauf ab, die Länder Aserbaidschan, Georgien und Türkei in ihren außenpolitischen Orientierungen zu den USA zu bestärken. Die Bedeutung der Baku-Ceyhan Pipeline nahm jedoch keinen so hohen Stellenwert in der amerikanischen Außenpolitik ein, als dass die Regierung ernsthaft eine Teilfinanzierung der Pipeline mittels amerikanischer Steuergelder in Erwägung gezogen hatte. Überdies wäre eine solche Maßnahme innenpolitisch nicht durchsetzbar gewesen, da die armenische Diaspora in den USA sehr stark ist. Ihr gelang es beispielsweise, die Verwendung öffentlicher Mittel für Aserbaidschan durch den Beschluss des Abschnitts 907 des *Freedom Support Acts* zu blockieren.²⁵⁹

Den wechselnden türkischen Regierungen der 1990er Jahre war gemein, dass sie ein allgemeines Interesse an der Erweiterung ihres regionalen Einflusses besaßen. Von der Realisierung des BTC-Projekts versprach sich die türkische Administration *erstens*, die wirtschaftliche Kooperation mit Aserbaidschan und Georgien auszuweiten. *Zweitens* bot der Bau der Baku-Ceyhan Pipeline eine Möglichkeit für die türkische Regierung, ihre Bezugsquellen fossiler Energieträger zu diversifizieren. Denn die Türkei ist zunehmend von russischen Gaslieferungen abhängig. Infolge der Expansion von Gazprom in der Türkei hat sich der Anteil der russischen Gaslieferungen in die Türkei bis 1999 auf 61 Prozent des Gasimportes erhöht.²⁶⁰ *Drittens* würde die Pipeline dem türkischen Staat Einnahmen über einen Zeitraum von 30 – 40 Jahren garantieren. Außerdem würden *viertens* die Anlagen des Hafens in Ceyhan, die wegen des UN-Embargos des Irak ungenutzt sind, wieder aktiviert. *Fünftens* favorisiert die türkische Administration die Baku-Ceyhan Pipeline, da mit ihrer Hilfe eine weitere Belastung des Bosphorus durch Schiffsverkehr umgangen würde.²⁶¹

Die georgische Regierung sucht ebenso wie Aserbaidschan westliche Unterstützung für ihren Transformationsprozess. Da das Land über keine nennenswerten Rohstoffe verfügt, würde Georgien vor allem aus seiner Rolle als Transitland von der Baku-Ceyhan Pipeline profitieren, da sie Tariferlöse für die Staatskassen erbringen würde.²⁶²

²⁵⁷ Weiterführend: Vgl. Blank 1999; Müller 1999, 25ff; Croissant 1997.

²⁵⁸ Jaffe/Manning 2001, 143.

²⁵⁹ Gleichzeitig wurde Armenien in der ersten Amtszeit Clintons zum Empfänger der zweithöchsten Summe amerikanischer Entwicklungshilfe pro Kopf. Vgl. MacFarlane 1998, 7.

²⁶⁰ Vgl. IEA/OECD 2000a, 208 ff; Jaffe/Manning 2001, 143. Im Jahr 2002 wird die Deckung des türkischen Gasbedarfs durch Gazprom mit 70 Prozent angegeben. Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 28.03.2002, 18.

²⁶¹ Vgl. Müller 1999, 29-31.

²⁶² Vgl. Schmidt 2001, 7-17.

Aserbaidsschan als Produzentenland bevorzugte nicht nur eine multinationale Zusammensetzung von Konsortien, sondern versuchte auch multiple Transportwege zu realisieren, um auf diese Weise nicht von einer Exportroute abhängig zu sein. Die Administration unter Präsident *Alijev* betrachtet die Türkei als ein sicheres und zuverlässiges Transitland, weshalb sie den Bau der Pipeline befürwortete.²⁶³

Ogleich die genannten Staaten für den Bau einer Baku-Ceyhan Pipeline votierten, bedurfte es einiger Zeit und Verhandlungen, bis sich die Regierungen im Jahr 1999 vertraglich auf den Bau dieser Pipeline einigten.

5.3 Das Werben der staatlichen Koalition für die Baku-Ceyhan Pipeline

Die Diskussion um das BTC-Projekt trat erst 1997 verstärkt in Erscheinung. Zuvor dienten die Verhandlungen um iranische und russische Beteiligung am AIOC sowie die Entscheidung der Transportrouten für das „frühe Öl“ gewissermaßen als Test für die Durchsetzungsfähigkeit von politischen Restriktionen seitens der USA.

Nach der Gründung des AIOC im September 1994 sind die Regierung Aserbaidsschans zusammen mit der Socar zur Verringerung des 20-prozentigen Anteils der Socar in Verhandlungen mit dem Iran getreten. Ziel der aserbaidsschanischen Regierung war es, den Iran an der Wertschöpfung zu beteiligen und so die Grundlagen für eine nachbarschaftliche Kooperation zu bereiten. Eine Beteiligung des iranischen Staatsunternehmens NIOC an dem AIOC scheiterte jedoch am Widerstand der amerikanischen Unternehmen innerhalb des Konsortiums. Es ist davon auszugehen, dass die Blockadehaltung der amerikanischen Unternehmen auf den Druck der US-Regierung zurückzuführen ist. Denn ungeachtet dessen bevorzugten auch die amerikanischen Unternehmen des AIOC eine Pipeline über iranisches Territorium.²⁶⁴

Im Gegensatz zu den iranischen Bemühungen konnte Lukoil eine Beteiligung am AIOC erzielen. Die russische Regierung befand sich seit 1993 in Verhandlungen mit der aserbaidsschanischen Führung um eine Anteilseignerschaft an der AIOC. Nachdem die russische Administration die aserbaidsschanische Eigentümerschaft des Dreierfeldes Azeri-Chirag-Guneshli öffentlich in Frage gestellt hatte, wurde Lukoil im November 1994 zehn Prozent des AIOC verkauft. Im Anschluss bestätigte Russland formell die aserbaidsschanische Eigentümerschaft des Dreierfeldes. Mit der Vergabe der Beteiligung reagierte der aserbaidsschanische Präsident *Alijev* auf die potenzielle Gefahr einer Destabilisierungspolitik in Form eines politischen Umsturzes, der auf die Unterstützung expansionistisch orientierter Kreise in Russland bauen würde. Präsident *Alijev* wusste um die Risiken, die aus einer Nicht-Berücksichtigung russischer Interessen resultieren könnten. Denn er selbst hatte seinen Vorgänger *Elchibey* vom Präsidentenposten gestürzt. Es kursieren viele Mutmaßungen, dass *Alijev*, wenn nicht mit russischer Unterstützung, zumindest mit Duldung von russischer Seite vorgegangen war.²⁶⁵

²⁶³ Vgl. Nassibli 1999, 111.

²⁶⁴ Vgl. IEA 1998, 176f; Bolukbasi 1998, 400.

²⁶⁵ Vgl. Nassibli 1999, 106; Becker 2000, 100. *Becker* verdeutlicht in seinem Aufsatz die Schwäche der russischen Ministerien und eine geringe Koordination untereinander. Vor allem das Ministerium für Öl und Energie verfolgte gegenüber Aserbaidsschan oftmals eine andere Politik als das Außenministerium Russlands. Das Verhältnis russischer Unternehmen und deren Konflikte mit russischen Ministerien benennen *Peuch* und *Christophé*. Vgl. Peuch 1999; Christophé 1998.

Im März 1995 nutzte die türkische Regierung die Verhandlungen um die Exportwege für das „frühe Öl“ als Anlass, Bedingungen an ihre Zustimmung zum Transport durch den Bosphorus zu knüpfen. Demnach stimme sie einem erhöhten Tankerverkehr aufgrund des Exports des „frühen Öls“ aus Aserbaidschan zu, wenn im Gegenzug eine Entscheidung zugunsten des BTC-Projektes für den Transport des „späten Öls“ getroffen würde.²⁶⁶

Wie in Kapitel 3.4.2 bereits erwähnt, traf die aserbaidschanische Regierung im Oktober 1995 die Entscheidung, das aserbaidschanische Öl in den ersten Jahren über zwei Routen zu exportieren. Neben der westlichen Route über Georgien (Baku-Supsa) wurde eine nördliche Route über russisches Territorium (Baku-Novorossisk) beschlossen. Der amerikanische Präsident Clinton hatte selbst noch in letzter Minute telefonisch auf eine Doppellösung in der Pipelinefrage für das „frühe Öl“ gedrängt. Obgleich sich die US-Regierung zuvor stark gegen eine Pipeline über russisches Territorium eingesetzt hatte, schwenkte die Clinton-Administration in dieser Frage um.²⁶⁷ Die amerikanische Regierung befürchtete eine Destabilisierung Aserbaidschans direkt oder indirekt über eine erneute Eskalation des Konflikts Nagorny-Karabach. Politische Instabilität hätte eine schnelle Entwicklung der aserbaidschanischen Vorkommen und den Bau einer Baku-Ceyhan Pipeline behindert und so die amerikanischen Ziele langfristig konterkariert.

Im Juli 1997 gab das AIOC bekannt, dass es sich auf drei mögliche Exportrouten festgelegt hat, deren Entscheidung im Oktober 1998 getroffen werden sollte. Zu den drei möglichen gehörten jeweils der Ausbau der bestehenden Pipelines für das „frühe Öl“ und der Bau der Baku-Ceyhan Pipeline.²⁶⁸

5.3.1 Die USA-Kampagne für die Baku-Ceyhan Pipeline und der Ölpreis

Im Anschluss an die Ankündigung des AIOC, eine Entscheidung herbeiführen zu wollen, begab sich die Clinton-Administration in die Offensive. In der zweiten Hälfte des Jahres 1997 initiierte sie eine Kampagne, mit der sie Überzeugungsarbeit für die Baku-Ceyhan Pipeline und eine transkaspische Erdgasleitung für den Transport turkmenischen Gases leisten wollte. Zu diesem Zweck bereiste der U.S. Energy Secretary *Federico Pena* die Region und traf mit Führungspersonlichkeiten von Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan und Türkei zusammen. Parallel traten Vertreter der Administration vor Anhörungen zuständiger Komitees des US-Kongresses, um innenpolitische Unterstützung für die Regierungskampagne zugunsten der kaspischen Pipelineprojekte zu gewinnen. Die Offensive setzte sich in den ersten Monaten des Jahres 1998 fort, indem hohe Repräsentanten der Clinton Administration und des Kongresses den Südkaukasus, Zentralasien und Russland bereisten. Im Zentrum der Gespräche standen Pipelinefragen. In diesem Zusammenhang wurde der Türkei von Seiten der amerikanischen Administration der Vorschlag unterbreitet, die türkischen Tarifforderungen zu senken. Im Februar 1996 hatte das AIOC angesichts überzogener Forderungen der Türkei schon einmal explizit auf eine Beteiligung an der Baku-Ceyhan Pipeline verzichtet.²⁶⁹ Insofern zielte

²⁶⁶ Vgl. *Petroleum Economist*, März 1995, 39. Für eine detaillierte Darstellung der türkischen Vorstellungen vgl. Bolukbasi 1998, 403-405.

²⁶⁷ Vgl. Müller 1999, 25.

²⁶⁸ Vgl. IEA 1998, 38.

²⁶⁹ Vgl. Bolukbasi 1998, 405.

eine Tarifsenkung darauf ab, die Kosten des Pipelineprojekts zu reduzieren und auf diese Weise die Zustimmung der Unternehmen des AIOC zu gewinnen.²⁷⁰

Die amerikanische Kampagne zeigte im April 1998 ihre erste Wirkung, als Präsident *Aljiev* seine Zustimmung zu den Plänen einer Baku-Ceyhan Pipeline und einer turkmenischen Unterwassergaspipeline offiziell bekannt gab. Auf einem Treffen des AIOC im April des gleichen Jahres äußerte sich die aserbaidische Regierung dahingehend, dass sie die Baku-Supsa Pipeline bereits als einen Teil der Baku-Ceyhan Pipeline betrachte.²⁷¹

Die intensiven Bemühungen der Clinton Administration wurden jedoch von der Marktentwicklung konterkariert. Im Januar 1998 sackte der Ölpreis von einem vormals mittleren Niveau von 15-20 Dollar/Barrel auf ein niedriges Niveau ab. In der Zeit zwischen Januar 1998 bis April 1999 befand sich der Ölpreis unter 15 Dollar/Barrel. Aufgrund der hohen Förder- und Transportkosten des aserbaidischen Öls, dessen Transport an das Mittelmeer erst bei einem Ölpreis über 15 Dollar/Barrel rentabel ist, standen die Zeichen schlecht für eine Realisierung der Baku-Ceyhan Pipeline.²⁷² Wie *Becker* formuliert „In the fall of 1998, as world oil prices fell below \$15 a barrel, many observers were ready to pronounce Baku-Ceyhan dead-on-arrival“.²⁷³

Der Ölpreis wirkte sich stark auf das Verhalten der Mitglieder des AIOC aus. Entgegen der Ankündigung vom Juli 1997, trafen sie im Oktober 1998 keine Entscheidung zugunsten einer Hauptexportroute. Angesichts des niedrigen Ölpreises und keiner Aussicht auf einen Anstieg desselbigen, kürzte die AIOC am 11. Dezember 1998 ihr Budget für 1999 gegenüber 1998 von 700 Mio. Dollar auf 315 Mio. Dollar.²⁷⁴ Die AIOC verlangsamte durch eine Investitionskürzung den Aufbau der Produktionskapazitäten in ihren Förderstätten. Damit rückte nicht nur der Bedarf für erhöhte Transportkapazitäten weiter in die Zukunft, sondern auch die staatlichen Einnahmen.²⁷⁵ Der aserbaidische Präsident hatte die Entwicklung des Guneshli-Feldes bereits im März 1995 zur Top-Priorität erklärt. Doch konnten weder die aserbaidische Administration noch die anderen Mitglieder der staatlichen Befürworter viel gegen negative Markteffekte auf das BTC-Projekt unternehmen.²⁷⁶ Die Ölfirmen der AIOC sahen das Projekt unter den gegebenen Bedingungen als unrentabel an und lehnten deshalb eine Investition in das BTC-Projekt vorerst ab. Den beteiligten Staaten, Türkei, Aserbaidschan und Georgien wurde deutlich, dass sie die Erwartungen bzgl. ihrer Tarifeinnahmen nach unten korrigieren mussten, so sie den Bau der Pipeline realisieren wollten.

²⁷⁰ Vgl. Nassibli 1999, 118.

²⁷¹ Vgl. Nassibli 1999, 119.

²⁷² Vgl. Kapitel 3.1.1.

²⁷³ Becker 2000, 120.

²⁷⁴ Vgl. Müller 1999, 40.

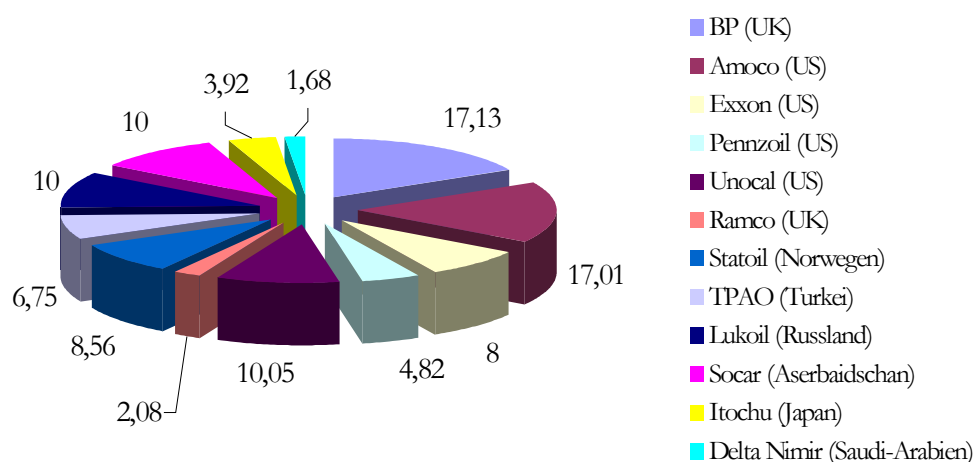
²⁷⁵ Vgl. Kapitel 2.2.3.

²⁷⁶ Vgl. *Petroleum Economist*, März 1995, 39. Lediglich die USA befindet sich in der Position, Gespräche mit den Ölförderländern der OPEC und mit einer ausreichenden Zahl Nicht-OPEC Mitgliedern über ihre Preisvorstellungen führen zu können: „1998 und Anfang 1999 hat der amerikanische Energieminister Bill Richardson noch gewarnt, die Preise seien so niedrig, dass sie notwendige Investitionen in die Zukunft unterminieren. Als dieses Jahr (2000; NH) die Vorräte schwanden, sagte er auf Reisen in die Hauptstädte vieler Erdölländer genau das Gegenteil: Die Preise seien zu hoch, die Exporteure mögen doch bitte ihren Ausstoß erhöhen“. Vgl. *Die Zeit*, 15.6.2000, 4.

5.3.2 Struktur der Azerbaijan International Operating Company

Im Jahr 1998 vollzogen sich graduelle Veränderungen auf der Produktionsseite. Zum einen veränderte die Firmenfusion der British Petroleum und der amerikanischen Amoco die Konsortiumsbeiträge. Zum anderen befand sich das AIOC-Konsortium selbst in einem Umwandlungsprozess. Um als Konsortium an Finanzkraft zu gewinnen, wollte das AIOC noch weitere Partner aufnehmen.²⁷⁷ Durch eine Anteilsverringerung von Socar von 20 Prozent auf 10 Prozent, dem Ausscheiden von McDermott und einer internen Umschichtung, konnten die Firmen Exxon (USA) und Itochu (Japan) hinzukommen. Gleichzeitig vergrößerte sich der Anteil der türkischen TPAO. Der Umwandlungsprozess wurde im Januar 1998 abgeschlossen.²⁷⁸ Das Ergebnis gibt die Abbildung der AIOC wieder:

Abb. 13: Azerbaijan International Operating Company (1998) (Anteile in Prozent)



Quelle: IEA 1998, 175.

Das Konsortium AIOC blieb der Struktur nach multinational, auch wenn sich die Anteile der amerikanischen Firmen von 36,4 Prozent auf 40 Prozent erhöhten. Anzumerken ist dennoch, dass BP als transnationales Unternehmen englischen Ursprungs durch die Fusion mit der amerikanischen Amoco näher in den Einflussbereich der USA rückte, da Firmenentscheidungen nunmehr stärker von der Entwicklung auf dem amerikanischen Markt abhingen, dessen Rahmenbedingungen die amerikanische Regierung formuliert.

5.3.3 OSZE-Gipfel in Istanbul

Am Rande des Gipfels der Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa am 18. November 1999 in Istanbul unterzeichneten die Türkei, Aserbaidschan und Georgien eine gemeinsame Erklärung, in der sie sich auf den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline verständigten. Die Unterzeichnung erfolgte unter der Schirmherrschaft des amerikanischen Präsidenten *Bill Clinton* und ist als Produkt der amerikanischen Kampagne von 1997-1998 anzusehen. Die staatliche Koalition demonstrierte politische Unterstützung von höchster Ebene gegenüber dem BTC-Projekt und schuf den legalen Rahmen, der für eine Finanzierung notwendig ist.

²⁷⁷ Vgl. OPEC 2001; Bolukbasi 1998, 405.

²⁷⁸ Zur Übersicht hier die Daten aus der Abbildung im Klartext: BP (17,13 Prozent), Amoco (17,13 Prozent), Exxon (8 Prozent), Pennzoil (4,82 Prozent), Unocal (10,05 Prozent), Ramco (2,08 Prozent), Statoil (8,56 Prozent), TPAO (6,75 Prozent), Lukoil (10 Prozent), Socar (10 Prozent), Itochu (3,92 Prozent), Delta Nimir (1,68 Prozent).

Nach Angaben der Internationalen Energie Agentur geht die Istanbul Erklärung davon aus, dass in die Baku-Ceyhan Pipeline 500 000 Barrel pro Tag aus aserbaidischen und 400 000 Barrel pro Tag aus kasachischen Produktionsstätten eingespeist werden. Tatsächliche Lieferzusagen sind zum damaligen Zeitpunkt jedoch weder von aserbaidischen noch von kasachischen Seite gegeben worden.²⁷⁹

Die türkische Regierung griff den Vorschlag der US-Administration von 1998 auf und garantierte, dass die Kosten für den türkischen Trassenabschnitt die Marge von 1,4 Mrd. Dollar nicht übersteigen würden. In der Istanbul Deklaration einigten sich die Transitstaaten auf einen Transittarif von 2,58 Dollar pro Barrel. Die Transitstaaten agierten als Wettbewerbsstaaten und versuchten mit der Senkung des Tarifs die Baku-Ceyhan Pipeline für mögliche Investoren attraktiver zu gestalten. Im Zuge dessen reduzierten sich potenzielle Transiteinnahmen der Transitstaaten aus dem BTC-Projekt. Zum Beispiel wird die Türkei 100 Mio. Dollar jährlich erhalten, während die Einnahmen der russischen Regierung aus dem CPC-Projekt bis 2014 auf eine Summe von 900 Mio. Dollar jährlich anwachsen werden.²⁸⁰

Das Investitionsprojekt BTC war angesichts des niedrigen Ölpreises nicht attraktiv. Deshalb hätten die Ölfirmen des multinationalen Konsortiums es bevorzugt, wenn die staatliche Koalition noch keine Einigung unterzeichnet hätte. Die Unternehmen wollten eine Entscheidung der Exportrouten abwarten, bis andere Konsortien in Aserbaidschan oder in Kasachstan weitere gesicherte Ölvorkommen zum Transport bereitstellen konnten.²⁸¹ Darüber hinaus waren für Dezember 2000 amerikanische Präsidentschaftswahlen vorgesehen, so dass ein außenpolitischer Kurswechsel der USA gegenüber dem Iran in den Bereich des Möglichen rückte. Gesehen den Fall eine neue US-Regierung würde im Verbund mit dem US-Kongress die politischen Restriktionen gegenüber dem Iran aufheben, so würde der Weg für eine Exportpipeline über den Iran offen stehen.

5.4 Die Ölfirmen: Vom Bremser zum Investor

Zwischen dem OSZE-Gipfel im November 1999 und Juni 2000 herrschte auf Seiten der AIOC-Unternehmen nach wie vor große Skepsis gegenüber dem BTC-Projekt. Doch im Oktober 2000 vollzog die Mehrheit der Unternehmen einen Positionswandel gegenüber dem BTC-Projekt, indem ein Großteil der AIOC-Mitglieder eine Sponsorengruppe für die Baku-Ceyhan Pipeline gründete. Aus der Sponsorengruppe heraus sollte dann später die BTC Company (BTC Co.) geformt werden.

Zunächst ist die Frage zu klären, worauf der Positionswandel der Unternehmen in dem Konsortium des AIOC zurück zu führen ist? Zur Erklärung der veränderten Haltung einiger Ölfirmen der AIOC liegen zwei Interpretationen nahe. Zum einen könnten die Kosten für die Ölfirmen gesenkt worden sein. Dies könnte im Zuge neuentdeckter Ölreserven oder eines neuen Finanzierungsmodus erreicht worden sein. Eine Tarifsenkung seitens der Staaten war ja bereits erfolgt. Zum anderen besteht die Möglichkeit, dass eine Regierung Druck auf die Ölfirmen ausgeübt hat, damit sie sich für eine Baku-Ceyhan Pipeline engagieren. Um letzteres

²⁷⁹ Vgl. IEA/OECD 2000a, 28.

²⁸⁰ Vgl. IEA/OECD 2000a, 28; Kapitel 4.3.3.

²⁸¹ Vgl. IEA/OECD 2000a, 29.

auszuschließen, wurden in der Einleitung die *Kontrollindikatoren politische Stabilität* und *zugewagte Reservenmenge* eingeführt.²⁸² Der folgende Abschnitt untersucht die Entwicklung dieser Indikatoren.

5.4.1 Politische Stabilität und Reservenentwicklung

Ab Februar 1999 verbesserten sich die Voraussetzungen für eine Kontrolle der Sicherheit entlang der BTC-Trasse, da sich Möglichkeiten für eine Lösung der dortigen Konflikte eröffneten. Zum einen leitete die Verhaftung des Kurdenführers *Öcalan* im Februar 1999 den militärischen Sieg des türkischen Staates über die kurdischen Guerillatruppen der Kurdischen Arbeiter Partei (PKK) ein. In den folgenden Monaten kamen die bewaffneten Kämpfe zwischen der PKK und den türkischen Streitkräften zum Erliegen. Im Rahmen der militärischen Offensive seitens der türkischen Armee gelang es der türkischen Regierung zunächst, die staatliche Kontrolle über die kurdisch besiedelten Gebiet zurückzugewinnen. Seit dem Aufflammen der Kämpfe 1984 bestanden nach Einschätzung des Türkei-Experten *Heinz Kramer* noch nie größere Chancen für eine politische Lösung des ethno-politischen Konflikts als 1999/2000.²⁸³

Zum anderen rückte zu Beginn des Jahres 2001 eine Friedensvereinbarung für den aserbaid-schanisch-armenischen Konflikts in den Bereich des Möglichen. Im Konflikt um das Nagorny-Karabach Gebiet sah es so aus, als würde im April 2001 eine Lösung des Konflikts bevorstehen. Nach einer Serie vorangegangener Gespräche trafen sich der aserbaid-schanische Präsident *Aljiev* und der armenische Präsident *Kocharean* auf der amerikanischen Insel Key West, um über Friedensvereinbarungen zu beraten. Dennoch wurde letztlich keine Einigung erzielt.²⁸⁴

Ungeachtet der Tatsache, dass in beiden Konflikten keine Lösungen erreicht wurden, kann von einer stetigen Verbesserung der *politischen Stabilität* zwischen 1999 und 2001 gesprochen werden. Nach der Initiierung der Sponsorengruppe im Oktober 2000 setzten sich also die positiven Signale fort und versprachen Hoffnungen auf eine wachsende Stabilität entlang der BTC-Trasse. Noch im Sommer 2000 demonstrierte die Haltung der AIOC, dass für sie politische Stabilität als Kriterium für eine Unterstützung des BTC-Projekts nicht ausreicht. So lehnte das Förderkonsortium der Hauptbezugsquellen der Baku-Ceyhan Pipeline Mitte Juni 2000 vorerst weitere Investitionen für das Projekt ab: So lange nicht neue Reserven zum Transport gefunden würden, werde in keine Hauptexport Pipeline investiert, war der Tenor ihrer Verlautbarungen.²⁸⁵

²⁸² Vgl. Kapitel 1.4.

²⁸³ Ob tatsächlich eine politische Lösung des Konflikts herbeigeführt werden kann, wird die Zukunft zeigen. Für den Fall, dass eine politische Lösung scheitert, ist ein starkes Aufflammen der Kämpfe denkbar. Möglicherweise beschränken sich die kurdischen Kämpfe dann nicht auf die südöstlichen Gebiete der Türkei, sondern terroristische Anschläge könnten den Konflikt in die türkischen Metropolen tragen. Vgl. Kramer 2000.

²⁸⁴ Vgl. HIIK 2001; Interview mit Dietrich Sperling (Anhang II).

²⁸⁵ Der Petroleum Economist berichtete sogar von einer sich bis Januar 2001 fortsetzenden Skepsis der meisten AIOC Shareholder gegenüber der Baku-Ceyhan Pipeline. So sollen die meisten eine Teilnahme an der Sponsorengruppe für eine Studie der Baku-Ceyhan Pipeline abgelehnt haben. Die Meldung steht im Gegensatz zu dem Zahlenverhältnis der AIOC-Mitglieder in der Sponsorengruppe im Oktober 2000. Vgl. Petroleum Economist, Juni 2000, 79; Petroleum Economist, Januar 2001, 38; Petroleum Economist, August 2001, 38.

In Aserbaidzhan wurden im Jahr 1999 zwar Reserven entdeckt, doch handelte es sich bei dem Fund nicht um Ölvorkommen. Anstelle dessen stieß man innerhalb des Shah-Deniz-Feldes auf riesige Mengen Gas. Die Entdeckung des Feldes machte aus Aserbaidzhan einen zukünftigen Gasexporteur. Ein Jahr später, im Sommer 2000, wartete Kasachstan mit einem sensationellen Fund im Kaspischen Meer auf. Vor der Küste Kasachstans wurde das Kashagan-Feld entdeckt. Dieses war ebenso groß wie das Tengiz-Feld, das für sich genommen bereits einer Pipeline bedurfte. Die Existenz neuentdeckter Ölreserven in Kasachstan ist eine Sache, eine Lieferzusage für diese zu bekommen, wird eine andere sein. Doch in jedem Fall eröffnete die Entdeckung kasachischer Ölreserven die Möglichkeit, weiteres Öl für den Transport mit der Baku-Ceyhan Pipeline unter Vertrag zu bekommen.²⁸⁶

Die Hoffnungen der Sponsorengruppe des BTC-Projekts wurden nicht nur von der Entdeckung der Kashagan Vorkommen geweckt sondern auch von den Äußerungen des kasachischen Präsidenten *Nursultan Nazarbayev* im Oktober 2000. Präsident *Nazarbaev* stellte während des Besuches des türkischen Präsidenten *Ahmet Sezer* in Kasachstan den Bau einer transkaspischen Pipeline in Aussicht. Mit Hilfe einer transkaspischen Untersee-Pipeline könnte der Baku-Ceyhan Pipeline weiteres Öl zugeführt werden, das für einen gewinnbringenden Betrieb der Pipeline unerlässlich ist.²⁸⁷

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die *Kontrollindikatoren* im Sommer 2000 für eine Investitionsentscheidung in die Baku-Ceyhan Pipeline sprechen. Begleitet wurden die positiven Entwicklungen auf Seiten der *Kontrollindikatoren* mit hohen Werten der *unabhängigen Variable 1*. Nachdem Einbruch im Jahr 1999 stieg der Ölpreis an und bewegte sich von Januar bis Dezember 2000 konstant über 25 Dollar pro Barrel. Wie der folgende Abschnitt verdeutlicht, stieg mit dem hohen Ölpreis die Kooperationsbereitschaft der Ölfirmen enorm an.

5.4.2 Die Sponsorengruppe als Vorreiter der Baku-Tiblisi-Ceyhan Company

Angesichts günstiger Marktbedingungen und höherer Reserven in der Region gründete sich im Oktober 2000 eine Sponsorengruppe. Ihr Ziel war es, den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline voranzutreiben. Wie *Graham Allison's* Aufstellung zeigt, besteht die Sponsorengruppe überwiegend aus Mitgliedern der Azerbaijan International Operating Company (AIOC): Socar (Aserbaidzhan), BP (UK), UNOCAL (USA), Statoil (Norwegen), TPAO (Türkei), Itochu (Japan), Ramco (Schottland) und die Delta Hess Alliance (USA/Saudi-Arabien).²⁸⁸ Hingegen schienen einige Mitglieder der AIOC wie Lukoil (Russland), ExxonMobil (USA) und Pennzoil (USA) kein Vertrauen in potenzielle Lieferungen aus Kasachstan zu hegen und blieben dem Kreis der Sponsoren zunächst fern. Demnach handelte das Konsortium in dieser Frage nicht als Gruppe oder als unitärer Akteur.

Neben der generellen Intention, Kapital für das BTC-Projekt anzuziehen, zielt die Anwerbung weiterer Unternehmen für die Sponsorengruppe darauf, den Socar-Anteil an der Baku-Ceyhan Pipeline zu verringern. Er beträgt nach Angaben von *Demirmen* 45 Prozent, soll aber auf 25

²⁸⁶ Vgl. Kapitel 3.2.

²⁸⁷ Vgl. Demirmen 2002.

²⁸⁸ Vgl. Allison/Van Buskirk 2001, 6. Eine detaillierte Übersicht der Beteiligungen an der späteren BTC Company wird in Kapitel 5.4.6 gegeben.

Prozent gesenkt werden. Zu diesem Zweck wurden über das AIOC-Mitglied Lukoil hinaus Gespräche mit den Ölgesellschaften ENI, TotalFinaElf und ChevronTexaco geführt.²⁸⁹

5.4.3 Die Ölfirmen und der türkische Gasmarkt: Die Doppelstrategie

Wesentliche Vorbedingung für die Trendwende des BTC-Projekts war die aktive Unterstützung des Operators British Petroleum. In einer Publikation der International Energy Agency wird der Gasfund des Shah-Deniz-Feldes als Hauptursache für den Positionswandel von BP angenommen. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass BP ebenfalls Operator des Shah-Deniz-Feldes ist. In dem Produktionskonsortium des Feldes ist das Unternehmen mit 25,5 Prozent beteiligt. Doch es finden sich noch weitere Unternehmen, die Mitglieder der Sponsorengruppe sind und zugleich Anteile am Shah-Deniz Konsortium²⁹⁰ halten. Aus den überschneidenden Beteiligungen kann gefolgert werden, dass neben BP auch Statoil, TPAO und Socar eine Doppelstrategie verfolgten. Diese bestand darin, einen parallelen Bau von Gas- und Ölpipeline zu realisieren. Durch einen parallelen Bau der Shah-Deniz Pipeline zur Baku-Ceyhan Pipeline könnten Einsparungen in den Bereichen Instandhaltung, Konstruktion und Landerwerb vorgenommen werden. Zusätzlich könnten die laufenden Kosten reduziert werden, indem die Pumpstationen der Baku-Ceyhan Pipeline mit dem Gas der Shah-Deniz Pipeline betrieben werden. Nach Berechnungen einer umfassenden Ingenieursstudie, die mögliche Synergieeffekte aus einem parallelen Bau der beiden Pipelines in der Analyse berücksichtigte, veranschlagte BP die Baukosten der Baku-Ceyhan Pipeline auf 2,8 Mrd. Dollar. Das sind 500 – 900 Mio. Dollar weniger als BP zuvor angenommen hatte.²⁹¹

Im März 2001 überschritt die Shah-Deniz Pipeline die reine Planungsphase, als das türkische Parlament einen aserbaidisch-türkischen Liefervertrag ratifizierte. Damit war eine wichtige Voraussetzung für den Bau der Shah-Deniz Pipeline erfüllt. Gemäß des Liefervertrages sollen aus dem Shah-Deniz-Feld über einen Zeitraum von 15 Jahren insgesamt sechs Mrd. Kubikmeter Gas in die Türkei transportiert werden. Auf diese Weise sicherten sich BP, Statoil, TPAO, Socar und die übrigen Konsortialmitglieder des Shah-Deniz Feldes Versorgungsanteile des türkischen Gasmarktes. Das Engagement der Ölfirmen ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Verbrauchsprognosen des türkischen Marktes zum damaligen Zeitpunkt enorme Wachstumsraten versprachen.²⁹²

Auf der World Energy Conference in Istanbul im Juni 2001 legte BP dann sein Gewicht in die staatliche Koalition, indem das Unternehmen öffentlich mit Zusicherungen auf die Bedenken der Investoren reagierte. Als erstes räumte BP mögliche Ertragsrisiken auf Seiten der Investoren aus, die aufgrund einer geringeren Kapazitätsauslastung der Pipeline entstehen könnten. *David Woodward*, Vizepräsident der aserbaidischen BP-Sektion, versicherte überdies einen tarifären Erlös von 3 bis 3,5 Dollar pro Barrel. Zusätzlich bekräftigte das Unternehmen,

²⁸⁹ Vgl. Demirmen 2002.

²⁹⁰ So besitzt des weiteren Statoil 25,5 Prozent, Lukoil 10 Prozent, TotalFinaElf 10 Prozent, TPAO 10 Prozent und Socar die restlichen 10 Prozent des Shah Deniz Konsortiums. Vgl. Haase 2002, 193.

²⁹¹ Vgl. EIU 2002, 26; Kapitel 5.1.

²⁹² Vgl. IEA/OECD 2000a, 29; Haase 2002, 193. Die Wachstumsraten des Gasverbrauchs mussten aufgrund der Wirtschaftskrise in der Türkei im Jahr 2002 drastisch nach unten korrigiert werden. Infolgedessen werden vermutlich die Gaslieferverträge, die die vormalige türkische Regierungen in den letzten Jahren abgeschlossen hatten, neu verhandelt. Vgl. Aliriza/Ciftci 2002.

durch den parallelen Bau der Baku-Ceyhan Pipeline und der Shah-Deniz Gaspipeline Synergieeffekte zu erzielen, die zur Kostensenkung beider Projekte beitragen.²⁹³

Die Entscheidung der überwiegenden Zahl der Mitglieder des AIOC eine Sponsorengruppe für die Baku-Ceyhan Pipeline zu gründen wurde vor der amerikanischen Präsidentschaftswahl im Dezember 2000 getroffen. Die neugewählte Bush-Administration hielt ohnehin an den Sanktionen gegenüber dem Iran fest und schloss auf diese Weise eine Exportpipeline an den Persischen Golf aus.²⁹⁴ Erst nach der Präsidentschaftswahl und nach der Ratifizierung des aserbaidisch-türkischen Gaslieferungsvertrages trat BP öffentlich auf, um für das BTC-Projekt zu werben.

Die verstärkte Kooperationsbereitschaft der Ölfirmen innerhalb der Sponsorengruppe wurde durch Reservenfunde in Kasachstan (Öl) und Aserbaidschan (Gas) initiiert. Von entscheidender Bedeutung war allerdings die Phase des hohen Ölpreises aufgrund der regulierenden Maßnahmen der OPEC und die Aussicht auf einen zukünftig höheren Ölpreis. Zusätzlich entstand die Möglichkeit, die Baukosten für die Baku-Ceyhan Pipeline zu senken. Ein paralleler Bau der Baku-Ceyhan und der Shah-Deniz Pipeline wurde vor allem von denjenigen Ölfirmen vorangetrieben, die an beiden Produktionskonsortien beteiligt sind.

5.4.4 Der neue Finanzierungsmodus

Nichtsdestotrotz ist seit der Gründung der Sponsorengruppe die Finanzierung des BTC-Projekts noch immer nicht geklärt, da die Ölfirmen der Sponsorengruppe die Baukosten nicht erbringen wollten. Aus diesem Grund mussten weitere Investoren für die BTC Company angeworben werden. Die Höhe der zugesagten Investitionen wurde nicht bekannt gegeben. In den Meldungen zur Baku-Ceyhan Pipeline aus den Jahren 2001 und 2002 dominierte deshalb die Frage, wie rentabel die Pipeline ist. Der Schlüsselindikator für die Rentabilität der Exportpipeline ist die prozentuale Rendite (Return of Investment), da sie über die Höhe der finanziellen Rückflüsse aus dem Projekt entscheidet. Für das BTC-Projekt kursierten Werte in der Spanne von 12-25 Prozent.²⁹⁵

Der Sponsorengruppe gelang es im Zeitraum von Oktober 2000 bis 2002 lediglich, die italienische ENI in ihren Kreis aufzunehmen. Die Beteiligung von ENI ist im Zusammenhang mit dem Partner von ENI Agip zu sehen. Agip ist Operator der internationalen Gruppe Offshore Kazakhstan International Operating Company (OKIOC), die das kasachische Kashagan-Feld exploriert. Doch Agip ist bislang nicht mit Förderstätten in Aserbaidschan vertreten. Möglicherweise wollten Agip und ENI arbeitsteilig sicherstellen, an dem potenziellen Transportweg für einen Teil des Öls des Kashagan-Feldes beteiligt zu sein.²⁹⁶

Offensichtlich erachteten die Ölfirmen die Summe von 2,8 Mrd. Dollar als zu hoch, um diese als Gruppe von mehr als elf Unternehmen bereitzustellen. Aus diesem Grund bemühte sich der Projektmanager der Baku-Ceyhan Pipeline, *Michael Townsend*, um eine externe Finanzierung. Der neue Finanzierungsmodus sieht wie folgt aus: Die Anteile der BTC Company gehö-

²⁹³ Vgl. Petroleum Economist, August 2001, 38-39.

²⁹⁴ Vgl. Kalicki 2001.

²⁹⁵ Vgl. RFE/RL Newslines, 7.5.2002.

²⁹⁶ Vgl. Petroleum Economist, November 2001, 41.

ren den Ölfirmen, doch 70 Prozent der Kosten sollen internationale Kreditinstitute übernehmen. Demnach wollen die Ölfirmen 840 Mio. Dollar übernehmen und 1 960 Mio. Dollar sollen externalisiert werden.

Im Februar 2002 konnte *Townsend* eine Erfolgsmeldung für das BTC-Projekt bekannt geben: "European, US and Japanese export credit agencies and international lenders are finally showing interest in the Baku-Ceyhan oil pipeline project. They include the EBRD and the IFC [...], and have been asked to put up 70% of the \$2.875bn capital, with shareholders to provide the rest."²⁹⁷ Auch wenn diese Erklärung keine Investitionszusage enthält, zeigt sie eine Verminderung der Skepsis gegenüber der Rentabilität des Projekts auf Seiten der potenziellen Investoren an.

5.4.5 Lukoil und Russland

Die Ölfirma Lukoil war mit Hilfe der russischen Regierung in das AIOC-Konsortium gelangt. Deshalb lag die Vermutung nahe, die Position von Lukoil gegenüber dem BTC-Projekt würde von der russischen Regierung bestimmt. Im anschließenden Abschnitt soll deshalb anhand des Verhaltens der russischen Ölfirma Lukoil und ihrer Herkunftsregierung exemplarisch gezeigt werden, dass das Verhalten eines einzelnen Unternehmens keinen Einfluss auf die Investitionsentscheidung des AIOC-Konsortium nehmen konnte.

Als sich Lukoil Ende Februar 2002 bereits in der Endphase der Verhandlungen über den Kauf von 7,5 – 8 Prozent des aserbaidischen Socar-Anteils an der Baku-Ceyhan Pipeline befand, kursierten zunehmend Gerüchte, dass Russland seine Blockadehaltung gegenüber dem Projekt aufgeben wolle. Die russische Regierung hielt zum damaligen Zeitpunkt noch 13,5 Prozent der Lukoil, wovon sie im selben Jahr 5,9 Prozent verkaufte. Dabei ging die Regierung davon aus, einen Gesamterlös von 700-800 Millionen Dollar aus dem Verkauf zu erzielen.²⁹⁸

Am 10. April 2002 erfolgte dann das erwartete Signal der russischen Regierung: Der stellvertretende Premierminister *Viktor Khristenko* erklärte, die Regierung besitze keine Möglichkeiten, die Investitionsentscheidung von Lukoil zu beeinflussen.²⁹⁹ Ein russischer Schwenk in der Pipelinefrage war indes seit Mai 2001 zunehmend in den Bereich des Möglichen gerückt: "Moscow's position on Baku-Ceyhan has evolved gradually since last May when Deputy Foreign Minister Ivan Ivanov first declared that Russia would let its companies take part in construction of the pipeline, though it claimed that the project was not economically viable."³⁰⁰ Zwar hielt man von offizieller Seite an der Position fest, das Projekt sei unrentabel, dennoch war davon auszugehen, dass der Weg für Lukoil frei sein würde.

Fünf Tage später gab Lukoil die Entscheidung bekannt, sich nicht an der Baku-Ceyhan Pipeline beteiligen zu wollen. Dessen ungeachtet betonte Lukoil allerdings, man plane weiterhin, die Pipeline als Transportmittel für die eigene Produktion in Aserbaidschan zu verwenden. In den

²⁹⁷ Petroleum Economist, Februar 2002, 41.

²⁹⁸ Vgl. RFL/RL Newslines, 17.4.2002.

²⁹⁹ Berichten der Interfax zufolge sagte *Khristenko* "We cannot seriously say that the state is able to shape [the] shareholders' position on a particular project." RFL/RL Newslines, 17.4.2002.

³⁰⁰ Ebd.

offiziellen Stellungnahmen fielen die Reaktionen gelassen aus, wie der nüchterne Kommentar des BTC-Projektmanagers *Michael Townsend* offenlegt: "If they don't come in, it really doesn't make much difference to us."³⁰¹

Wenn auch die negative Investitionsentscheidung von Lukoil das Projekt letztlich nicht ernsthaft in Frage stellen wird, so verdeutlichte das russische Manöver zwei grundsätzliche Aussagen. Dabei lautete die erste Botschaft der Moskauer Führungsspitze: Unsere Regierung befolgt die Spielregeln der freien Marktwirtschaft und Demokratie. Investitionsentscheidungen der Lukoil werden ausschließlich auf der Grundlage ökonomischer Prämissen getroffen. Die zweite Botschaft der russischen Regierung dagegen relativierte: Die Baku-Ceyhan Pipeline ist ökonomisch nicht rentabel.

Welche Gründe letztlich für die Entscheidung von Lukoil ausschlaggebend waren, liegt jenseits des Nachweisbaren. Der kurze Zeitraum zwischen den positiven Verlautbarungen der Regierung und der Absage von Lukoil an die Projektbeteiligung von nicht einmal einer Woche lässt dennoch eine Reihe von Fragen offen. Festzuhalten bleibt, dass der russischen Regierung ein guter Schachzug geglückt war, um das Argument der mangelnden Rentabilität des BTC-Projekts wieder in der Debatte kursieren zu lassen. Trotzdem ist es der russischen Regierung nicht gelungen, Einfluss auf die Entscheidung der Ölfirmen in der AIOC oder der Sponsorengruppe auszuüben. Demnach liegt es nicht in der Entscheidungsgewalt der staatlichen Akteure, ob oder bis zu welchem Grad die Präferenzen der Ölfirmen berücksichtigt werden. Später, im November 2002, sollte sich zeigen, dass Lukoil seine 10-prozentige Beteiligung am AIOC an die japanische Firma Inpex verkaufte. Der Verkauf, der Lukoil insgesamt 1,38 Mrd. Dollar einbrachte, ist auf firmeninterne Erwägungen zurückzuführen. Seit April 2002 versucht Lukoil die Produktionskosten des Unternehmens zu reduzieren und gleichzeitig die Gewinne zu erhöhen. Deshalb konzentrierte sich das Unternehmen zunehmend regional auf den Nordkaukasus und verkauft seither Anteile an Projekten, bei denen es keine Operatorfunktion einnimmt.³⁰²

5.4.6 Einigung

Am 31. Juli 2002 fand in London jene Vertragsunterzeichnung statt, die den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline besiegelte. Die Gründung der BTC Company wurde begleitet von einer Zeremonie, zu der offizielle Vertreter der Regierungen Aserbaidschans, Georgiens und der Türkei zugegen waren. Zugleich unterzeichnete ENI offiziell den Vertrag, der die Mitgliedschaft der Ölfirma an der BTC Company abschließend bestätigte.³⁰³ Erst nach Bekanntwerden des neuen Finanzierungsmodus kamen weitere Firmen hinzu. Auffällig ist, dass es sich vor allem um Firmen handelt, die sich gleichzeitig im Rahmen der Exploration des Shah-Deniz-Feldes oder des Azeri-Chirag-Guneshli-Feldes engagieren. Zu diesen zählen TotalFinaElf und Itochu. Die Beteiligungen an der BTC Company sind nach Abschluss des BTC-Projekts wie folgt verteilt:³⁰⁴

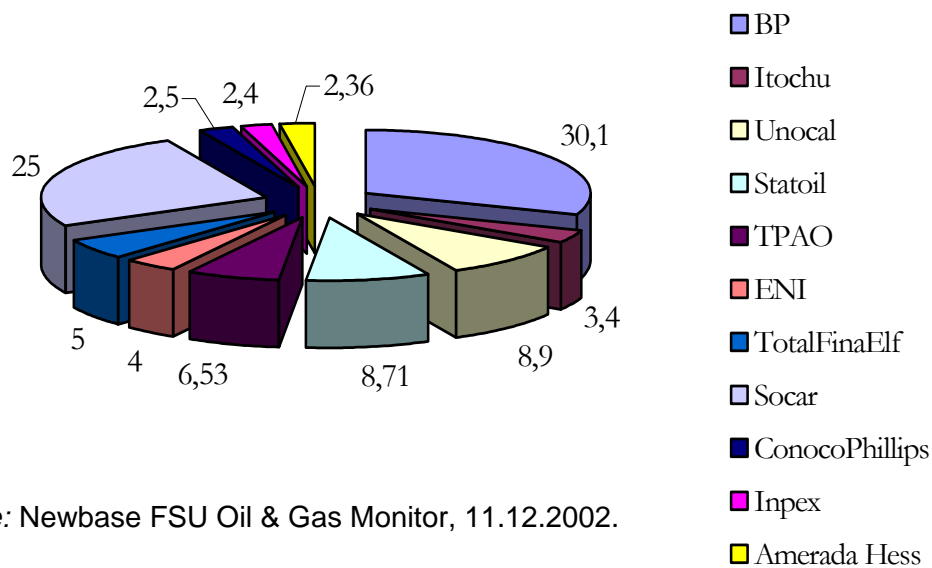
³⁰¹ RFE/RL Newswire, 2.5.2002.

³⁰² Vgl. Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 20.11.2002, Week 46, Issue 209; Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 8.1.2003, Week 1, Issue 214.

³⁰³ Vgl. RFE/RL Newswire, 5.8.2002.

³⁰⁴ Zur Übersicht hier die Daten aus der Abbildung im Klartext: BP (30,1 Prozent), Socar (25 Prozent), Unocal (8,9 Prozent), Statoil (8,71 Prozent), TPAO (6,53 Prozent), ENI (5 Prozent), TotalFinaElf (5 Prozent), Itochu (3,4 Prozent), ConocoPhillips

Abb. 14: Baku-Tibilisi-Ceyhan Company (Dezember 2002) Anteile in Prozent



Quelle: Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 11.12.2002.

Am 18. September 2002 wurde der Bau der Baku-Ceyhan Pipeline offiziell begonnen. Innerhalb eines Festaktes wurde im Beisein des aserbaidischen, georgischen und türkischen Präsidenten symbolisch ein Pipelinerohr verlegt. Parallel zu den Feierlichkeiten unterzeichneten die Regierungen eine intergouvernementale Vereinbarung, die Details der Konstruktionsphase und den Betrieb der Pipeline regelten. Doch der eigentliche Beginn der Konstruktionsarbeiten wurde auf den Herbst 2003 verschoben, da die Finanzierung nicht abschließend geregelt ist. Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung prüft derzeit noch die Einhaltung von Sozial- und Umweltstandards im Rahmen des BTC-Projekts.³⁰⁵

5.5 Zwischenfazit

Die Verhandlungen um den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline kamen erst Mitte 1997 verstärkt in Bewegung, als das AIOC ankündigte, im Herbst 1998 eine Entscheidung für den Transport des „späten Öls“ treffen zu wollen. Daraufhin initiierte die Clinton-Administration eine Kampagne, um die Unterstützung der Transitländer und Ölfirmen für das BTC-Projekt zu gewinnen. Mit ihrem Engagement für die Baku-Ceyhan Pipeline verfolgte die US-Regierung primär strategische Ziele.³⁰⁶ Die Pipeline diente in der amerikanischen Außenpolitik als Instrument, die Länder Aserbaidschan, Georgien und Türkei in ihren außenpolitischen Orientierungen zu den USA zu bestärken. Die Kooperationsbereitschaft der staatlichen Koalition erwies sich unabhängig von der Ölpreisentwicklung (*unabhängige Variable 1*), da die Akteure nicht um Ölrenten konkurrierten. Im Gegenteil, sie traten ab 1999 konstant als Gruppe für den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline ein.³⁰⁷

(2,5 Prozent), Inpex (2,5 Prozent) and Amerada Hess (2,36 Prozent). Vgl. Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 11.12.2002, Week 49, Issue 212.

³⁰⁵ Vgl. Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 18.9.2002, Week 37, Issue 200 und weiterführend Kapitel 6.

³⁰⁶ Vgl. Blank 1999, 152-161.

³⁰⁷ Vgl. Kapitel 5.2.1 u. 5.4.

Wie die Untersuchung der Jahre 1994-1999 zeigte, versuchten die Transitländer der staatlichen Koalition erfolglos, hohe staatliche Einnahmen zu erzielen. Die Ölfirmen der AIOC lehnten es geschlossen ab, unter den angebotenen Konditionen in die Baku-Ceyhan Pipeline zu investieren. Sie kritisierten am Projekt vor allem ihre geringen Gewinnaussichten. 1998 drohte das BTC-Projekt zu scheitern. Noch immer fehlten genügend aserbaidische Ölreserven, die für einen gewinnbringenden Betrieb der Baku-Ceyhan Pipeline benötigt wurden. Aber vor allem verdeutlichte 1998 der niedrige Ölpreis (*UV1*) den Ölfirmen die Risiken des BTC-Projekts. Denn sobald der Ölpreis unter 15 Dollar fällt, ist aufgrund der hohen Förder- und Transportkosten das Öl des AIOC-Konsortium nicht mehr wettbewerbsfähig. Genau diese Situation trat zwischen Januar 1998 und April 1999 ein, als der Ölpreis unter 15 Dollar pro Fass sackte. Angesichts des niedrigen Ölpreises lehnten die Mitglieder des AIOC mit der staatlichen Koalition eine Kooperation ab und verschoben zunächst ihre Transportentscheidung für das „späte Öl“.³⁰⁸

Knapp zwei Jahre später vollzogen die Ölfirmen einen Positionswandel gegenüber der Baku-Ceyhan Pipeline, indem die Mehrheit der Ölfirmen des AIOC eine Sponsorengruppe für den Bau der Pipeline gründete. Die Verhaltensänderung der Ölfirmen im Oktober 2000 stimmt überein mit den Entwicklungen auf der Ebene der *Kontrollindikatoren politische Stabilität* und *zugesagte Reservenmenge*. Hier zeichneten sich zwischen 1999-2000 Fortschritte ab. Zwar wurde in den Konfliktgebieten entlang der BTC-Trasse keine Lösung erzielt, dennoch ist eine stetige Verbesserung der *politischen Stabilität* zu erkennen gewesen. Ebenso graduell präsentiert sich die Veränderung beim Indikator *zugesagte Reservenmenge*. De facto hat sich die zugesagte Menge Ölreserven für das BTC-Projekt nicht erhöht. Gleichwohl wurden in Kasachstan im Jahr 2000 riesige Mengen Öl entdeckt. Somit besteht potenziell die Möglichkeit, eine Lieferzusage für den Transport durch die Baku-Ceyhan Pipeline zu bekommen. Aus der Analyse der *Kontrollindikatoren* kann geschlossen werden, dass für den Positionswechsel der Ölfirmen eine politische Einflussnahme nicht ausschlaggebend gewesen ist.³⁰⁹

Parallel zu den positiven Entwicklungen auf der Indikatorebene beeinflusste vor allem der hohe Ölpreis die Kooperationsbereitschaft der Ölfirmen. Nach fast zehn Jahren stieg der Ölpreis erstmalig wieder über die 25-Dollar-Marke. Die Preisentwicklung war auf die regulatorischen Maßnahmen der OPEC und einiger anderer Ölförderländer zurückzuführen. Mit der OPEC als funktionstüchtigem Preiskorrektor wurden die Hoffnungen der Ölfirmen auf einen langfristigen Anstieg des Ölpreises auf ein mittleres bis hohes Niveau geweckt. Insofern führte der hohe Ölpreis (*UV1*) von Januar bis Dezember 2000 eine hohe Kooperationsbereitschaft der Ölfirmen herbei.³¹⁰

Unzweifelhaft machten sich die Ölfirmen ihre starke Verhandlungsposition zunutze, um ihre Kosten an dem BTC-Projekt zu verringern und so gleichzeitig ihre Gewinne zu vergrößern. Erst eine Senkung der Kosten in drei Bereichen konnte die Mehrheit der Ölfirmen des AIOC im Juli 2002 dazu bringen, eine Baku-Tbilisi-Ceyhan Company zu gründen.

³⁰⁸ Vgl. Kapitel 5.3 u. Kapitel 3.1.1.

³⁰⁹ Vgl. Kapitel 5.4.1.

³¹⁰ Vgl. Kapitel 3.1.2 u. Kapitel 5.4.

Die erste Kostensenkung gelang dem multinationalen Konsortium AIOC im Rahmen der Istanbulischen Erklärung vom November 1999. Dort verzichteten die Staaten auf Tarifeinnahmen in der sonst üblichen Höhe, damit die Baku-Ceyhan Pipeline an Attraktivität für die Ölfirmen gewinnen konnte. Als zweites eröffnete ein paralleler Bau der Shah-Deniz Pipeline zur Baku-Ceyhan Pipeline die Möglichkeit, mit Hilfe von Synergieeffekten die Kosten für beide Projekte zu verringern. Überdies wurde das BTC-Projekt ab Juni 2001 öffentlich stark von denjenigen Firmen unterstützt, die sowohl am AIOC als auch am Shah-Deniz Konsortium beteiligt waren. Zu diesen Firmen zählten BP, Socar, Statoil und TPAO. Als drittes sollte ein neuer Finanzierungsmodus die Ölfirmen weiter entlasten. Der Modus sieht vor, dass durch die Ölfirmen der BTC Company lediglich 30 Prozent der Finanzierung des BTC-Projekts erbracht werden.³¹¹

Vor dem Jahr 2000 ging BP noch von Projektkosten in Höhe von 3,3 – 3,7 Mrd. Dollar aus, die für den Bau der Baku-Ceyhan Pipeline von den Unternehmen bereitgestellt werden sollten. Angenommen es gelingt der BTC Company eine externe Finanzierung zu beschaffen, dann müssten die elf Unternehmen lediglich 840 Mio. Dollar bereitstellen. Und dass für eine Pipeline, die ihnen zu 100 Prozent gehört. Präzisere Angaben über die Verteilung der Kosten und Gewinne innerhalb des BTC-Projekts liegen leider nicht vor, da weder der Projektmanager der Baku-Ceyhan Pipeline noch die beteiligten Ölfirmen genauere Angaben bezüglich der Finanzierung veröffentlichen. Nach Auskunft von *David Woodward*, dem Präsidenten der BP-Sektion in Aserbaidschan, soll dies erst geschehen, wenn der Finanzierungsplan abgeschlossen ist.³¹²

Einige Firmen wie die amerikanische Exxon und Pennzoil sowie die russische Lukoil beteiligten sich nicht an der BTC Company. Folglich handelte das multinationale Konsortium in dieser Frage nicht als ein Akteur. Dessen ungeachtet zeigte die exemplarische Untersuchung der Verhandlungen zwischen Lukoil und dem Manager des BTC-Projekts, dass das Verhalten einer einzelnen Firma nicht ausschlaggebend für die Entscheidungen des AIOC-Konsortium war. Da die Erfolgsaussichten einer Einflussnahme von Seiten einer Herkunftsregierung auf eine Ölfirma des Konsortiums äußerst gering waren, garantierte die *Struktur* des multinationalen Konsortiums (*unabhängige Variable 2*) die ökonomische Rationalität der Investitionsentscheidungen.³¹³

6 Schlussbetrachtung

Zum Schluss dieser Arbeit wird in einem ersten Schritt diskutiert, welche Aussagekraft die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung für die Durchsetzung privatwirtschaftlicher Präferenzen von Ölfirmen gegenüber Staaten besitzen. In einem zweiten Schritt wird ein Ausblick auf den weiteren Verlauf der Verhandlungen des BTC-Projekts gegeben. In diesem wird deutlich gemacht, dass nach Abschluss des Untersuchungszeitraums eine neue Gruppe von Akteuren aufgetreten ist, deren Einfluss die weitere Entscheidung über die Realisierung des Projekts mit beeinflusst.

³¹¹ Vgl. Kapitel 5.3.3; Kapitel 5.4.3; Kapitel 5.4.4.

³¹² Vgl. Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 18.12.2002, Week 50, Issue 213.

³¹³ Vgl. Kapitel 5.4.5.

6.1 Ergebnisse

Das empirische Puzzle der vorliegenden Arbeit, demzufolge die Ölfirmen im Fall des CPC-Projekts weniger Kosten auf die staatlichen Akteure übertragen konnten als im Fall des BTC-Projekts, konnte im Verlauf der Untersuchung erklärt werden. Den Ölfirmen des AIOC gelang es, ihren Anteil an den Gesamtkosten des BTC-Projekts von anfänglich 3,3-3,7 Mrd. Dollar auf 860 Mio. Dollar zu senken. Dies wurde in drei Schritten erreicht: *Erstens* akzeptierten die staatlichen Akteure auf Drängen der Unternehmen eine Reduktion der ursprünglich anvisierten Transiterlöse; *zweitens* soll mit Hilfe von Synergieeffekten aus einem parallelen Bau der Baku-Ceyhan zur Shah Deniz Pipeline die Senkung der Baukosten erzielt werden; *drittens* ist die Einführung eines neuen Finanzmodus geplant, demzufolge 70 Prozent der Baukosten von internationalen Kreditinstituten übernommen werden sollen. Zwar wird erst die Veröffentlichung des Finanzierungsplans für das BTC-Projekt tatsächlich Klarheit über die Verteilung der Kosten und Gewinne auf die beiden Akteursgruppen Staaten und Unternehmen verschaffen, dennoch sind die Unterschiede gegenüber dem CPC-Projekt bereits deutlich. Dort finanzieren die Ölfirmen des Caspian Pipeline Consortium zu 100 Prozent die Baukosten der Ölleitung. Diese betragen in der ersten Phase 2,6 Mrd. Dollar und steigen in der zweiten Bauphase auf Gesamtkosten in Höhe von 4,6 Mrd. Dollar an.³¹⁴

Die in dieser Arbeit untersuchten *unabhängigen Variablen*, *Marktbedingungen (Höhe des Ölpreises)* und *Investitionsform (multinationales Konsortium oder Joint Venture)*, haben sich für die Untersuchung des Verhandlungsprozesses der transnationalen Energieexportrouten als wirksam erwiesen. In den beiden Zwischenfaziten ist bereits die Einflusskraft der *unabhängigen Variablen* fallspezifisch analysiert und nachgewiesen worden. Deshalb konzentriert sich die Schlussbewertung auf die Erkenntnisse, die durch eine vergleichende Perspektive zu Tage treten.

Der Vergleich des CPC-Projekts mit dem BTC-Projekt zeigte, dass in den Fallstudien nicht beide Akteursgruppen gleichermaßen in ihrem Verhalten vom *Ölpreis* bestimmt wurden. So korrespondierte im CPC-Fall das Verhalten von Chevron und der staatlichen Koalition Russland, Kasachstan und Oman mit der Entwicklung des Ölpreises: Die Mitglieder des CPC - insbesondere die russische Seite - waren nicht kooperationsbereit als der Ölpreis von 1993 bis 1994 niedrige bis mittlere Werte besaß.³¹⁵ Hingegen wurde im BTC-Fall das Verhalten der staatlichen Koalition, bestehend aus USA, Türkei, Aserbaidschan und Georgien, nicht vom Ölpreis beeinflusst.³¹⁶ Der Grund hierfür ist offenkundig. Im Gegensatz zum BTC-Projekt bestand die staatliche Koalition des CPC-Projekts ausschließlich aus Staaten, deren Staatsbudgets zu einem großen Teil direkt von Einnahmen aus dem Ölgeschäft abhängig sind.³¹⁷ Aus dem Vergleich kann eine entscheidende Bedingung abgeleitet werden, die gegeben sein muss, damit die Höhe des Ölpreises die Kooperationsbereitschaft der beteiligten Regierungen beeinflusst: Der Ölpreis ist als Einflussgröße für das Verhalten staatlicher ebenso wie privat-wirtschaftlicher Akteure anzusehen, wenn die Staatsbudgets der staatlichen Akteure stark von einer Ölrente abhängig sind.

³¹⁴ Vgl. Kapitel 5.5; Kapitel 4.1.

³¹⁵ Vgl. Kapitel 4.5.

³¹⁶ Vgl. Kapitel 5.5.

³¹⁷ Weiterführend: *Claudia Schmid* diskutiert für den Vorderen Orient den modernen Rentierstaat-Ansatz. Vgl. Schmid 1991, 52-77.

Eine Übertragung der Ergebnisse für den kaspischen Raum auf die Analyse anderer Fälle ist nur begrenzt möglich, da die geographischen Bedingungen der kaspischen Staaten im Vergleich zu anderen ölproduzierenden Ländern eine Ausnahme bilden. Pipelines zum Transport von Öl durchqueren in der Regel kein weiteres Staatsgebiet als das des Produzentenlandes, da die Ölförderländer anderer Regionen über eine Anbindung an das offene Meer verfügen. Die Ölförderländer der Kaspischen Region sind hingegen von Entscheidungen der Transitländer abhängig, die sie aufgrund asymmetrischer Machtverteilung nicht oder nur ansatzweise beeinflussen können. Insofern fiel der russischen Regierung bei den Transportfragen des CPC-Projekts eine vermutlich einmalige Position zu. Denn die russische Administration war gemeinsam mit der staatseigenen Transneft zwischen 1993-1995 in der Lage, die Transportmengen des Tengizöls weitgehend zu regulieren und Entscheidungen für einen späteren Transport zu blockieren. Damit hatten sie die Möglichkeit, die von Tengizchevroil exportierten Ölmengen direkt zu beeinflussen.³¹⁸

Eine naheliegende Frage ist deshalb, wie groß die Bedeutung des russischen Transportmonopols im Hinblick auf die Erklärung der *abhängigen Variable* ist. Kann die unterschiedliche Verteilung der Gewinne und Kosten auf die Ölfirmen und Staaten letztlich auf das exponierte Blockadeinstrument der russischen Regierung zurückgeführt werden? Gegen eine solche Interpretation sprechen zwei Argumente. Zum einen gelang es Chevron und der kasachischen Regierung, alternative Transportmöglichkeiten aufzubauen und so die Wirksamkeit des Blockadeinstruments aufzuheben. Zum anderen besaß im Fall des BTC-Projekts die Türkei ebenfalls ein zentrales Blockadeinstrument auf dem Transportsektor. Denn der türkischen Regierung obliegt die Entscheidung, wer wie viele Schiffstransporte durch den Bosphorus tätigen darf. Die Alternativen zur Baku-Ceyhan Pipeline bestanden primär in einem Ausbau der bestehenden Routen des „frühen Öls“. Diese Varianten hätten jedoch nach bisherigem Stand eines Weitertransports per Tanker durch den Bosphorus bedurft. Auf diese Weise befand sich die türkische Administration in der Position, attraktivere Transportoptionen zu blockieren.³¹⁹

In einem zweiten Schritt soll nun die Wirkung der *zweiten unabhängigen Variable Struktur der Produktionsseite* auf die Verteilung von Kosten und Gewinnen in den Projekten CPC und BTC vergleichend erörtert werden. Dabei hatte sich, wie in den beiden Fallbeispielen aufgezeigt werden konnte, die Investitionsform eines multinationalen Konsortiums als vorteilhafter für die Unternehmen erwiesen. Um dieses Ergebnis zu erklären, ist zunächst die folgende Frage zu beantworten: Warum schafft die Struktur eines Joint Ventures schlechtere Bedingungen für die Durchsetzung privatwirtschaftlicher Präferenzen gegenüber Staaten als die eines multinationalen Konsortiums? Die Untersuchung des CPC-Projekts hat gezeigt, dass sich die kasachische Regierung 1993 zunächst in einer russisch-kasachischen Koalition positionierte. Die kasachische Regierung ging davon aus, dass sie in einer staatlichen Koalition höhere Gewinne aus dem Pipelineprojekt würde erzielen können. Der kasachische Partner, die staatseigene Kazakhoil, verhielt sich gemäß dem damaligen Regierungskurs, da sie als eng mit der staatlichen Administration verflochten gelten kann.³²⁰ Insofern verfolgte Chevron als einziges der zwei Mitglieder des Joint Ventures TCO

³¹⁸ Vgl. Kemp/Harkavy 1997, 132.

³¹⁹ Zu den weiteren Alternativrouten zählt die Gruppe der sogenannten Bosphorus-Umgehungsrouen. Einigen der vorgeschlagenen Pipelineprojekten mangelte es jedoch während der 1990er Jahren an politischer Stabilität in den Transitländern. Vgl. IEA/OECD 2000, 30-31; Kapitel 3.4.3.

³²⁰ Der damalige Premier Balgimbaev (bis Herbst 1999) war zuvor Präsident der staatlichen Ölfirma und wurde es nach seiner Entlassung aus dem Amt des Regierungschefs wieder. Vgl. Richter 2003.

die Durchsetzung privatwirtschaftlicher Präferenzen. Gleichzeitig trug das transnationale Unternehmen überwiegend die Kosten und das Risiko der Produktion des Tengiz-Feldes.³²¹ Eine Schwächung der Produktionsseite durch interne Interessenkonflikte auf kasachischer Seite (Gewinn-Interessen des Unternehmens Kazakhoil vs. Interessen der kasachischen Regierung) hätte möglicherweise vermindert werden können, wenn weitere Ölfirmen als Teil des Tengizchevroil privatwirtschaftliche Präferenzen vertreten hätten. Im Gegensatz zum Joint Venture ist ein multinationales Konsortium strukturell so beschaffen, dass eine Beteiligung zahlreicher Ölfirmen unterschiedlicher staatlicher Herkunft an der Produktion gegeben ist. Deshalb ist es für ein multinationales Konsortium nicht entscheidend, ob eine einzelne Ölfirma eine Investitionsentscheidung der Mehrheit der Mitglieder eines Konsortiums teilt. Die Fallstudie zum BTC-Projekt verdeutlichte diesen Wirkungszusammenhang. Aufgrund der multinationalen Zusammensetzung des AIOC konnte sich weder die staatliche Koalition 1998/1999 erfolgreich für die Umsetzung des Projekts einsetzen noch die russische Regierung im Frühjahr 2002 die Realisierung verhindern.³²² Die Struktur des Produktionskonsortiums garantierte den Ölfirmen des AIOC eine weitreichende Durchsetzung ihrer Präferenzen gegenüber der staatlichen Koalition. Außerdem sicherten sich diejenigen Ölfirmen (BP, Statoil, TPAO, Socar), die einen parallelen Bau der Pipeline Baku-Ceyhan zur Shah-Deniz Pipeline anstreben, die Aussicht auf politische Unterstützung von den Regierungen der USA, der Türkei, Georgiens und Aserbaidschans für ihre Bemühungen, Anteile des türkischen Gasmarktes zu gewinnen.³²³

Dessen ungeachtet sind die Kriterien, die ein multinationales Konsortium zu erfüllen hat, präziser zu fassen, damit die *Variable Struktur der Produktionsseite* die beschriebene Wirkung zeigen kann. Das Kriterium der Multinationalität, wonach mindestens drei Firmen unterschiedlicher staatlicher Herkunft in dem Konsortium beteiligt sein müssen, ist um das Kriterium Streuungsgrad der Beteiligungen zu ergänzen. Als Beispiel für ein nur äußerlich multinationales Konsortium dient das TCO nach seiner Umbildung im Jahr 1997. Formal gesehen erfüllt das Konsortium das Kriterium der Multinationalität, da die vier Ölfirmen des neuen TCO aus drei Ländern stammen. Gleichzeitig halten die beiden amerikanischen Firmen jedoch 72,5 Prozent der Anteile des TCO.³²⁴

Die *Kontrollvariablen zugesagte Reservenmenge* und *politische Stabilität* entwickelten sich in der Tendenz positiv und korrespondierten mit dem Verhalten der Ölfirmen des AIOC, die sich für die Investition in die Baku-Ceyhan Pipeline entschieden.³²⁵ Eine erfolgreiche politische Einflussnahme der staatlichen Akteure auf die Investitionsentscheidungen des AIOC-Konsortium als Ganzes konnte nicht identifiziert werden. Die Grundlage für die vorliegende Untersuchung bilden beide *unabhängigen Variablen*, doch wurde die zentrale *Hypothese* dieser Arbeit aus der *zweiten unabhängigen Variable Struktur der Produktionsseite* abgeleitet. Die Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich die *Arbeitshypothese* als richtig erwiesen hat. Ölfirmen konnten ihren ökonomischen Präferenzen in den analysierten Verhandlungsprozessen mehr Gewicht verleihen, wenn sie, wie

³²¹ Vgl. Kapitel 4.3; Kapitel 4.5.

³²² Vgl. Kapitel 5.3.1; 5.4.5.

³²³ Vgl. Kapitel 5.4.3; Weiterführend vgl. Aliriza/Ciftci 2002.

³²⁴ Vgl. Kapitel 4.3.5.

³²⁵ Vgl. Kapitel 5.4.1.

im Fall des BTC-Projekts, in einem multinationalen Konsortium organisiert waren, als wenn die Investitionsform des Joint Ventures wie im Fall des CPC-Projekts gewählt wurde.³²⁶

6.2 Ausblick

Die beteiligten Staaten und transnationalen Unternehmen dominierten während der 1990er Jahren die Verhandlungen über die Baku-Ceyhan Pipeline. Mit dem Entschluss der Ölfirmen, die Finanzierung der Pipeline zu 70 Prozent an internationale Finanzinstitutionen zu externalisieren, traten zu Beginn der Implementierungsphase Nicht-Regierungsorganisationen (NGO) als eine neue Akteursgruppe in die Arena ein. Nachdem die Ölfirmen dem BTC-Projekt zugestimmt haben, blockiert nunmehr der Protest der NGOs den Bau der Pipeline Baku-Ceyhan.

Seit dem Sommer 2002 organisieren NGOs aus dem Umwelt- und Entwicklungsbereich Kampagnen gegen die Baku-Ceyhan Pipeline.³²⁷ Im Januar 2003 versuchten Umweltaktivisten beispielsweise den Sitz der European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) in London zu besetzen. Die ökologische Kritik konzentriert sich auf mögliche Auswirkungen auf das Borjomi-Tal in Georgien. Das Tal befindet sich 15 km von der geplanten Trassenführung entfernt. In ihm lagert eines der größten Trinkwasserreservoirs Georgiens. Gleichzeitig zählt dieses Wasser zu einem der wichtigsten georgischen Exportprodukte.³²⁸ Die Proteste der global agierenden NGOs bewirkten eine Verzögerung der Finanzierungsverhandlungen zwischen der BTC Company und der EBRD. Aufgrund der Proteste unterzieht die EBRD die Einhaltung der Sozial- und Umweltstandards des BTC-Projekts einer eingehenden Prüfung. Eine abschließende Entscheidung des externen Financiers ist für das dritte Quartal 2003 zu erwarten.

³²⁶ Vgl. Müller 1999, 39.

³²⁷ Zu den NGOs zählen u.a. CEE Bankwatch Network (<http://www.bankwatch.org/indexdo1.html>), Friends of Earth (http://www.foe.co.uk/campaigns/climate/press_for_change/baku_ceyhan/) und Initiative for Social Action and Renewal in Eurasia aus Aserbaidschan (<http://www.isar.org/isar/archive/GT/GT.html>).

³²⁸ Vgl. Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 12.2.2003, Week 6, Issue 219; Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 27.11.2002, Week 46, Issue 210; In Georgien selbst trat ein innergeorgischer Disput zu Tage zwischen dem Umweltministerium und dem Präsidenten. Vgl. Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 4.12.2002, Week 47, Issue 211.

Anhang

Tab. 5: Ölproduktion und –Verbrauch; gesicherte Reserven 2001

	Reserven		Produktion			Verbrauch			R/P
	Menge (Mrd. Fass)	Anteil (%)	Menge (Mrd. Fass)	Menge (mbd ¹)	Anteil (%)	Menge (Mrd. Fass)	Menge (mbd ¹)	Anteil (%)	Jahre
USA/Kanada	37,0	3,5	3,52	10,50	13,4	7,21	21,576	28,0	9,8
Europa ²	18,7	1,8	2,37	6,80	9,0	5,57	16,093	21,7	7,8
Russland	48,6	4,6	2,55	7,06	9,7	0,90	2,456	3,5	19,1
OPEC	818,8	78,0	10,70	30,20	40,7				76,6
Golf-OPEC ³	613,3	62,6	6,90	19,40	26,2	<1,5	<4,306	<6	90,5
Welt	1050	100	26,28	74,50	100	25,73	75,291	100	40,3

¹ Millionen Fass pro Tag

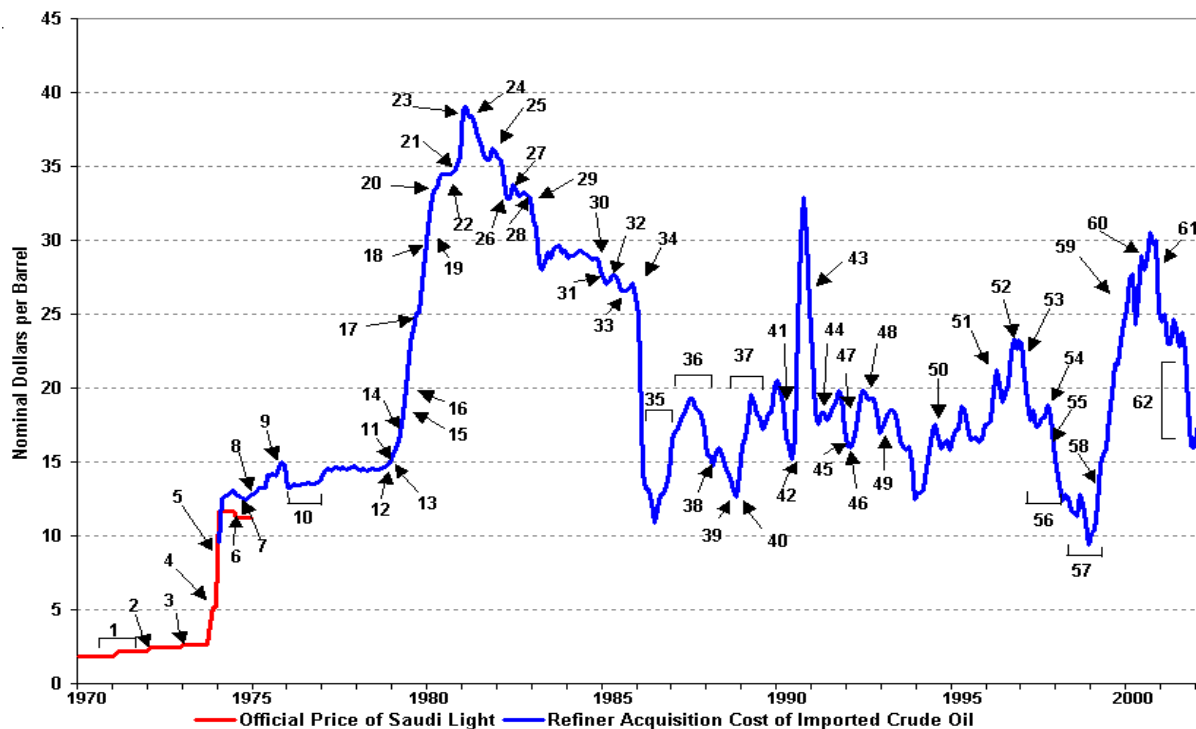
² Europa westlich der früheren Sowjetunion

³ Fünf Anrainerstaaten des Golfes: Iran, Irak, Kuwait, Saudi Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate

(VAE). Der R/P-Quotient mit 90,5 Jahren stellt einen Mindestwert dar. Die Werte von 3 der fünf Staaten waren von BP nicht genauer spezifiziert, außer das der Wert als über hundert angegeben wurde.

Quelle: BP 2002.

Abb. 15: World Oil Price Chronology: 1970-April 2002



Quelle: EIA 2002c.

Tab. 6: Produktion, Verbrauch und Nettoexport* von Erdöl in den Kaspi-Staaten
(in Mio. Tonnen, pro Jahr)**

	1990	1995	2000	2005	2010	2020
Kasachstan						
Produktion	25,2	20,5	42,5	62,5	87,5	145,0
Verbrauch	27,2	10,4	17,8	29,0	38,5	68,0
Nettoexport	-0,2	10,1	24,7	33,5	48,0	77,0
Aserbaidschan						
Produktion	12,3	9,2	14,0	27,5	57,5	105,0
Verbrauch	8,6	7,0	10,2	13,0	14,9	23,9
Nettoexport	3,7	2,2	3,8	14,5	42,6	81,1
Turkmenistan						
Produktion	3,4	3,5	8,0	8,7	9,5	11,0
Verbrauch	4,8	5,7	6,5	6,7	7,0	8,0
Nettoexporte	-1,4	-2,2	1,5	2,0	2,5	3,0

* Nettoexport bedeutet Exporte minus Importe

** Die in dieser Tabelle angegebenen Zahlen sind Durchschnittswerte der beiden von der IEA angegebenen Szenarien (high and low case).

Quelle: IEA 1998, 51.

Literaturverzeichnis

- Adams, Terry*, 1998: Back to the Future, Britain, Baku-Oil and the Cycle of History, http://www.azer.com/aiweb/categories/magazine/63_folder/63_articles/63_adams.html (download vom 22.2.2003).
- Adams, Terry*, 2001: Not the new Middle East, *Petroleum Economist*, December 2001, 32.
- Albrow, Martin*, 1996: *The Global Age. State and Society beyond Modernity*, Cambridge.
- Aliriza, Bülent/Ciftci, Seda*, 2002: Turkey's Caspian Energy Quandary, *Caspian Energy Update*, 13.8.2002, Center for Strategic and International Studies, Washington.
- Allison, Graham/Van Buskirk, Emily*, 2001: U.S. Policy on Caspian Energy Development and Exports, Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Caspian Studies Program, May, o.O.
- Altwater, Elmar/Mahnkopf, Birgit*, 1996: Grenzen der Globalisierung. Ökonomie, Ökologie und Politik in der Weltgesellschaft, Münster.
- Amineh, Mehdi Parvici*, 1999: Towards the control of oil resources in the Caspian region, Münster.
- Andvig, Jens Christopher*, 1999: Corruption in the former USSR countries and international oil business in Azerbaijan, NUPI Report No. 253, Norwegian Institute of International Affairs, Oslo.
- Auch, Eva-Maria*, 1999: Aserbaidshans: Regierungsinstitutionen – Politisches System. Zur Entwicklung des Machtverhältnisses in den neunziger Jahren, in: *Mangott, Gerhard*, Brennpunkt Südkaukasus: Aufbruch trotz Krieg, Vertreibung und Willkürherrschaft, Wien, 61-105.
- Auezov, Magzhan M.*, 1997: Oil Exports as a Vehicle for Economic Transition and Development in Kazakhstan, Paper presented at the Columbia University's Institute on East Central Europe and Harriman Institute Conference "Perspectives on Political and Economic Transitions after Communism", Chicago, USA, February 28 - March 1 1997.
- Babak, Vladimir*, 1999: Kazakhstan: Big politics around big oil, in: *Croissant, Michael P./Aras, Bülent (Hg.)*, Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, Westport, Connecticut, London, 181-207.
- Baldwin, David A.*, 1971: Money and power. *Journal of Politics*, 33, 578-614.
- Bahgat, Gawdat*, 2001: US-Iranian Relations: Sanctions and the Caspian Sea, in: *Security Dialogue*, 32 (2), 231-243.
- Baylis, John/Smith, Steve*, 2001: *The Globalization of World Politics*, second edition, Oxford, New York, 141-161 u. 356-386.
- Becker, Abraham*, 2000: Russia and Caspian Oil: Moscow loses Control, *Post-Soviet Affairs*, 2 (16), 91-132.
- Bimboes, Dettel*, 2000: Zündstoff Öl und Gas. Die alte und neue Konfliktregion Kaukasus-Kaspisches Meer, in: *Welt & Frieden Dossier*, 34, <http://www.iwif.de/wf200-90.htm> (download vom 12.12.2003).
- Black, John*, 1997: *A Dictionary of Economics*, Oxford, New York.
- Blank, Stephen*, 1999: Every shark east of Suez: great power interests, policies and tactics in the Transcaspian energy war, in: *Central Asia Survey*, 18 (2), 149-184.
- Bolukbasi, Suha*, 1998: The controversy over the Caspian Sea mineral resources. Conflicting perceptions, clashing interests, in: *Europe-Asia Studies*, 50 (3), 397-414.
- Botschaft Kasachstans*, 2003: Investment Activities in Kazakhstan, <http://www.botschaft-kasachstan.de/HauptFrame.htm>, (download vom 2.3.2003).
- Bozdag, Abidin*, 1996: Um Öl und Gas. Internationale Konfliktlinien im Kaukasus und in der kaspischen Region, in: *Blätter für deutsche und internationale Politik*, 41 (5), 587-597.
- British Petroleum (BP)*, 2002: *Statistical Review*, June 2002, London.
- Brzezinski, Zbigniew*, 2000: *Die einzige Weltmacht. Amerikas Strategie der Vorherrschaft*, 3. Auflage, Frankfurt am Main.

- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)*, 2002: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.), http://www.bgr.de/saf_energie/energiestudie_dt_2002.pdf (download vom 23.1.2003)
- Caspian Pipeline Consortium (CPC)*, 2000: Caspian Pipeline Consortium, Quarterly Newsletter, 1 (4), March, http://www.cpc.ru/CPC_Index_Eng.htm (download am 11.06.02).
- Central Intelligence Agency (CIA)*, 2002: The World Fact book 2002, Kazakhstan, <http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/geos/aj.html>, (download vom 4.3. 2003).
- Cherniavskii, Stanislav Ivanovic*, 1999: U.S. Strategy in the Caucasus, in: *International Affairs*, 45 (2), 56-62.
- Chevron*, 2000: Karte von Tengiz, <http://www.chevron.com/about/annual%2Dsupplement/2000%5Fpdf/2000sup%2Dcaspian%5Fregion.pdf> (download vom 20.01.2003).
- Chevron*, 2003: Chevron History. 1980-Now. A New Blueprint, http://www.chevron.com/learning_center/history/time/1980-now/pg4.asp (download vom 22.2.2003).
- Christophé, Barbara*, 1998: Von der Politisierung der Ökonomie zur Ökonomisierung der Politik. Staat, Markt und Außenpolitik in Russland, in: *Zeitschrift für Internationale Beziehungen*, 2, 201-240.
- Cohen, Ariel*, 1996: The 'New Great Game': Pipeline Politics in Eurasia, in: *Caspian Crossroads* 2, 1 (Spring-Summer).
- Croissant, Michael P.*, 1997: U.S. Interests in the Caspian Sea Basin, in: *Comparative Strategy*, 16 (4), 353-368.
- Croissant, Michael P./Aras, Bülent (Hg.)*, 1999: *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, Westport, Connecticut, London.
- Economist Intelligence Unit (EIU)*, 2002: Azerbaijan Country Report, January 2002, 23-27.
- Endo, Masao*, 1998: Caspian Energy Resources and the Gulf States, in: *Jime Review*, 11 (42), 43-51.
- Energy Information Administration (EIA)*, 2000: Caspian Sea Region, June 2000, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/cabsfull.html> (download vom 07.3.2002).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2001: Country Report Azerbaijan, May 2001, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/azerbjan2.html> (download vom 7.3.2002).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2001a: Caspian Sea Region, July 2001, <http://www.eia.doe.gov/cabs/caspian.html> (download vom 27.1.2003).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2002: Kazakhstan: Oil and Natural Gas Exports, January 2002, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/kazaexpo.html> (download vom 06.02.02).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2002a: Kazakhstan, January 2002, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/kazak.html> (download vom 07.03.02).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2002b: Caspian Sea Region, February 2002, <http://www.eia.gov/cabs/caspian.html> (download vom 5.3.2002).
- Energy Information Administration (EIA)*, 2002c: World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970 – 2001, August 2002, <http://www.eia.doe.gov> (download vom 3.12.2002).
- Entessar, Nadar*, 1999: Iran: Geopolitical Challenges and the Caspian Region, in: *Croissant, Michael P./Aras, Bülent (Hg.)*, *Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region*, Westport, Connecticut, London, 155-181.
- Eschment, Beate*, 2000: Autoritäre Präsidialregime statt Parteiendemokratien in Zentralasien, in: *Aus Politik und Zeitgeschichte*, 21 / 19. Mai, http://www.das-parlament.de/2000/21/beilage/2000_21_004_1217.html (download vom 22.3.2003).
- Esso*, 2000: Esso Energieprognose 2000. Zukunft sichern - Energie sparen. Spezifischer

Energieverbrauch 1990-2020, Hamburg.

Fischer, W./Häckel, E.: 1987, Internationale Energieversorgung und politische Zukunftssicherung. Das europäische Energiesystem nach der Jahrtausendwende: Außenpolitik, Wirtschaft, Ökologie. Oldenburg.

Garnett, Sherman W., 2000: The United States and the Caspian Basin, in: *Trilateral Commission (Hrsg.)*, The New Central Asia. In Search of Stability, New York, Paris, Tokyo, 21-38.

Gilpin, Robert, 1999: No One loves a Political Realist, in: *Art, Robert J./Jervis, Robert (Hg.)*, International Politics. Enduring Concepts and Contemporary Issues, 5. Ed., New York, 348-362.

Glatter, Peter 1999: Federalization, Fragmentation, and the West Siberian Oil and Gas Province, in: *Lane, David (Hrsg.)*, The Political Economy of Russian Oil, Lanham, Boulder, New York, Oxford, 143-160.

Götz, Roland, 2002: Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2002, S 12, Berlin.

Greenwald, Douglas, 1982: Encyclopedia of Economics, New York et. al., 678-680.

Gumpfenberg, Marie-Carin von, 2002: Staats- und Nationsbildung in Kasachstan, Opladen.

Haase, Nadine, 2002: Die Pipelineinfrastruktur in der Kaspischen Region. Optionen und Interessen beim Öl- und Gastransport, Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2002, Berlin.

Heidelberger Institut für Internationale Konfliktforschung e.V. (HIIK) (Hg.), 2001: Konfliktbarometer 2001: Armenien, <http://www.hiik.de/de/barometer2001/texte/armenien.htm> (download vom 12.4.2003).

Heinrich, Andreas, 1999: Um den rechtlichen Status des Kaspischen Meeres, in: Osteuropa, 49 (7), 671-683.

Heinrich, Andreas/Pleines, Heiko, 2001: Steuerlast und Steuerverhalten russischer Wirtschaftsbranchen. Teil II Besteuerung der russischen Öl- und Gasindustrie. Arbeitspapiere und Materialien Forschungsstelle Osteuropa Bremen, 28, September, Bremen.

Heinemann-Grüder, Andreas, 2001: Der asymmetrische Föderalismus Russlands und die Rolle der Regionen, in: *Höhmman, Hans-Hermann/Schröder, Hans-Henning (Hg.)*, Russland unter neuer Führung, 78-86.

Heradstveit, Daniel, 2001: Democracy and Oil: The case of Azerbaijan, Wiesbaden.

Herzig, Edmund, 1998: The New Caucasus: Armenia, Azerbaijan and Georgia, London.

letto-Gillies, Grazia, 2002: Transnational Corporations. Fragmentation amidst integration, London, New York.

International Energy Agency (IEA), 1998: Caspian Oil and Gas. The Supply Potential of Central Asia and Transcaucasia, Paris.

International Energy Agency (IEA), 2000: World Energy Outlook 2000, Paris.

International Energy Agency (IEA)/Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), 2000a: Black Sea Energy Survey 2000, Paris.

International Energy Agency (IEA), 2001: Key World Energy Statistics, Paris.

International Energy Agency (IEA), 2001a: World Energy Outlook 2001, Paris.

International Energy Agency (IEA), 2002: Key World Energy Statistics, Paris.

International Energy Agency (IEA)/Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), 2002a: Russia Energy Survey, Paris.

Jaffe, Amy Myers/Manning, Robert A., 1998: The Myth of the Caspian 'Great Game': The Real Geopolitics of Energy, in: Survival, 40 (4), 112-29.

- Jaffe, Amy Myers/Manning, Robert A.*, 2001: Russia, Energy and the West, in: *Survival*, 43 (2), 133-152.
- Jaffe, Amy Myers/Lewis, Steven W.*, 2002: Beijing's Oil Diplomacy, in: *Survival*, 44 (1), 115-134.
- Kalicki, Jan H.*, 2001: Caspian Energy at the Crossroads, in: *Foreign Affairs*, 80 (5), 120-134.
- Keohane, Robert O./Nye, Joseph S.*, 1972: *Transnational Relations and World Politics*. Cambridge, Mass.
- Kellison, Bruce* 1999: Tiumen, Decentralization, and Center-Periphery Tension, in: *Lane, David* (Hrsg.), *The Political Economy of Russian Oil*, Lanham, Boulder, New York, Oxford, 127-142.
- Kemp, Geoffrey/Harkavy, Robert E.*, 1997: The Strategic Energy Ellipse: The Persian Gulf and Caspian Basin, in: *Kemp, Geoffrey/Harkavy, Robert E. (Hg.)*, *Strategic Geography and the Changing Middle East*, Washington, 109-156.
- Kindleberger, Charles P.*, 1970: *Power and Money: the Economics of International Politics and the Politics of International Economics*, New York.
- Körber-Stiftung (Hrsg.)*, 1998: *Energie und Geostrategie im kaspischen Raum – Akteure, Interessen, Konfliktpotenziale*, 113. Bergedorfer Gesprächskreis, Hamburg.
- Kramer, Heinz*, 2000: Türkei - politische Perspektiven, FES-Analyse, Bonn, <http://library.fes.de/fulltext/stabsabteilung/00839.htm> (download vom 12.4.2003).
- Krasner, Stephen D.*, 1995: Power politics, institutions, and transnational relations, in: *Risse-Kappen, Thomas* (Hrsg.): *Bringing transnational relations back in*, Cambridge, 257-279.
- Krieger, Joel*, 1993: *The Oxford Companion to Politics of the World*, Oxford, New York.
- Kyrer, Alfred*, 2001: *Wirtschaftslexikon*, 4. vollständig neu bearbeitete und stark erweiterte Auflage, München, Wien.
- Lee, Julian*, 2001: Die OPEC und die Ölpreise. Was Verbraucher wissen sollten, in: *Zeitschrift für Internationale Politik*, H 1, 24-28.
- Lehmkuhl, Ursula (Hrsg.)*, 2001: *Theorien Internationaler Politik. Einführung und Texte*, 3. ergänzte Auflage, München, Wien, 301-333.
- Lemke, Christiane*, 2000: *Internationale Beziehungen*, München, Wien, 10-17.
- MacFarlane, Neil*, 1998: Amerikanische Außenpolitik in Zentralasien und im Transkaukasus, in: *Aus Politik und Zeitgeschichte*, B 43-48, 3-12.
- Manning, Robert*, 2000: The Myth of the Caspian Great Game and the "New Persian Gulf", in: *The Brown Journal of World Affairs*, VII (2), 15-33.
- Meuser, Michael/Nagel, Ulrike*, 1991: ExpertInnen-Interviews – vielfach erprobt, wenig bedacht, in: *Garz, Detlef/Krämer, Klaus* (Hg.), *Qualitativ-empirische Sozialforschung. Konzepte, Methoden, Analysen*, Opladen, 441-471.
- Mirfendereski, Guive*, 2001: *A Diplomatic History of the Caspian Sea. Treaties, Diaries and other Stories*, Palgrave.
- Morse, Edward L.*, 1976: *Modernisation and the Transformation of International Relations*, New York.
- Müller, Eva*, 1993: *Das Ende der Ölzeit. Strategie für eine saubere Wirtschaft in Deutschland*, Frankfurt a. M..
- Müller, Friedemann*, 1996: Die Region des Kaspischen Meeres – Energiereichtum und Geopolitik, in: *Osteuropa-Wirtschaft*, 41 (3), 268-278.
- Müller, Harald*, 1996a: Internationale Ressourcen- und Umweltpolitik. In: *Knapp, Manfred/Krell, Gert*, *Einführung in die Internationale Politik*, 3. überarbeitete u. erweiterte Auflage, München Wien, 440-475.

- Müller, Friedemann, 1999: Machtpolitik am Kaspischen Meer, Stiftung Wissenschaft und Politik, März 1999, AP 3098, Ebenhausen.
- Müller, Friedemann, 2002: Energiepolitische Interessen in Zentralasien, in: Aus Politik und Zeitgeschichte, B 8, 23-31.
- Müller, Friedemann, 2003: Sicherung der internationalen Energieversorgung, Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2003, FG10-AP Nr. 3, Berlin.
- Nassibli, Nassib, 1999: Azerbaijan: Oil and Politics in the Country's Future, in: *Croissant, Michael P./Aras, Bülent (Hg.)*, Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region, Westport, Connecticut, London, 101-130.
- Olorunfemi, Michael A./Knöbl, Maria, 1993: Strategies of national oil companies in an increasingly competitive business environment, in: Opec Review, Summer, 151-162.
- Oman, Charles, 1989: New Forms of Investment in the Developing Country Industries: mining, petrochemicals, automobiles, textiles, food, OECD Development Center, Paris.
- Onay, Yaşar, 2002: Geo-political and Geo-economic Dynamics of Caspian Energy Resources, in: Eurasian Studies, 23, 29-68.
- Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC), 2001: Annual Statistical Bulletin 2001, <http://www.opec.org> (download vom 17.12.2002).
- Oxman, Bernard H., 1996 : Caspian Sea or Lake: What Difference Does It Make?, in: Caspian Crossroads Magazine, 1 (4), <http://ourworld.compuserve.com/homepages/usazerb/141.htm> (download vom 5.3.2002).
- Peuch, Jean-Christophe, 1999: Russian Interference in the Caspian Sea Region: Diplomacy Adrift, in: Lane, David (Hrsg.), The Political Economy of Russian Oil, Lanham, Boulder, New York, Oxford, 189-212.
- Perlmutter, Amos, 1999: Capitalism for one family, International Eurasian Institute for Economic and Political Research, http://iicas.org/english/forum_02_09_99.htm (download vom 22.3.2003).
- Pershing, Jonathan, 1999: Fossil fuel implications of climate change mitigation responses, IEA (Hrsg.), Paris, Oktober 1999, <http://www.iea.org/clim/cop5/pubs/fossfue.pdf> (download vom 18.12.2002).
- Priddle, Robert, 1999: Energy Prices: Reading the Ups and Downs, <http://www.iea.org/news/speeches/priddle/1999/csis.htm> (download vom 23.01.2003).
- Prognos, 1999: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, November 1999, Berlin, Basel.
- Richter, Elisabeth, 2003: Die Außenpolitik der Republik Kasachstan seit der Unabhängigkeit (Diss.-Manuskript, unveröffentlicht), Berlin 2003.
- Risse-Kappen, Thomas, 1995: Structures of governance and transnational relations: what have we learned?, in: *Risse-Kappen, Thomas* (Hrsg.): Bringing transnational relations back in, Cambridge, 280-313.
- Rummel, Reinhardt/Zullo, Claude (Hg.), 1999: Rethinking European Union Relations with the Caucasus, Baden Baden.
- Rutland, Peter, 1999: Oil, Politics, and Foreign Policy, in: Lane, David (Hrsg.), The Political Economy of Russian Oil, Lanham, Boulder, New York, Oxford, 163-188.
- Schmid, Claudia, 1991: Das Konzept des Rentier-Staates. Ein sozialwissenschaftliches Paradigma zur Analyse von Entwicklungsgesellschaften und seine Bedeutung für den Vorderen Orient, Münster, Hamburg.
- Schmidt, Jürgen, 2001: Außen- und sicherheitspolitische Probleme Georgiens im Verhältnis zu Russland, Juli 2001, SWP Reihe D, Nr. 23, Berlin.

- Segbers, Klaus (Hrsg.)*, 2001: *Explaining Post-Soviet Patchworks, Vol. 1*, London.
- Segbers, Klaus/Brieger, Friedrich (Hg.)*, 2000: E-scapes. Dissolving concepts in the wonderland of *polisci*, 27/2000, Arbeitspapiere des Osteuropa-Instituts der Freien Universität Berlin, Berlin.
- Sklair, Leslie*, 1999: Competing Conceptions of Globalization, in: *Journal of World-Systems Research*, 2, 141-159.
- Stopford, John M./Strange, Susan*, 1991: *Rival states, rival firms: Competition for world market shares*, Cambridge, New York, Port Chester, Melbourne, Sidney.
- Strange, Susan*, 1989: *States and Markets. An Introduction to International Political Economy*, London.
- Strange, Susan*, 1996: *The Retreat of the State. The Diffusion of Power in the World Economy*, Cambridge.
- Strange, Susan*, 1997: Political Economy and International Relations, in: *Booth, Ken/Smith, Steve (Hg.)*, *International Relations Theory Today*, Cambridge, 154-174.
- Uibopuu, Henri Juri*, 1995: Das Kaspische Meer und das Völkerrecht, in: *Recht in Ost und West*, 39 (7), 201-206.
- United Nations (UN)*, 1992: *World Investment Report. Transnational Corporations as engines of growth*, New York.
- United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD)*, 2000, *World Investment Report 2000, Cross-border Mergers and Acquisitions and Development*, Geneva.
- Umbach, Frank*, 2002: Editorial, <http://www.weltpolitik.net/printer-friendly/1168.html> (download vom 25.6.2002).
- Vernon, Raymond*, 1992: Transnational Corporations: Where are they coming from, where are they headed, in: *Transnational Corporations*, 1(2), 7-35.
- Wade, Robert*, 1999: Globalization and its Limits, in: *Art, Robert J./Jervis, Robert (Hg.)*, *International Politics. Enduring Concepts and Contemporary Issues*, 5. Ed., New York, 363-381.
- Woll, Artur*, 2000: *Wirtschaftslexikon*, 9. Auflage, München, Wien.
- Wurzel, Ulrich G.*, 1999: Eine neue Generation von Rentierstaaten: Bodenschätze, geostrategische Interessen und autoritäre Regime in Zentralasien – der Fall Kasachstan, in: *asien afrika lateinamerika*, 27, 543-568.
- Yergin, Daniel*, 1991: *Der Preis. Die Jagd nach Öl, Geld und Macht*. Frankfurt a. Main, 72-100.

Zeitungsartikel & Newslines

Die Zeit, 15.6.2000, *Yergin, Daniel*: Die gefesselte Weltmacht. Warum die Opec wieder funktioniert und wie sie bei ihrer Konferenz am 21. Juni zum Opfer des eigenen Erfolgs werden kann, 4.

Energieinformationsdienst, Nr. 10/1999, 9.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, 28.03.2002, 18.

Handelsblatt, 24.01.2002, 29.

Handelsblatt, 04.12.2002, 6.

Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 18.9.2002, Week 37, Issue 200.

Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 20.11.2002, Week 45, Issue 209.

Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 27.11.2002, Week 46, Issue 210.

Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 4.12.2002, Week 47, Issue 211.

Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 11.12.2002, Week 49, Issue 212.

Newbase FSU Oil & Gas Monitor, 8.1.2003, Week 1, Issue 214.

Newbase, FSU Oil & Gas Monitor, 12.2.2003, Week 6, Issue 219.

Oil & Gas Journal, 21.8.2000, 52ff.

Petroleum Economist, July 1993, 38.

Petroleum Economist, Februar 1994, 19.

Petroleum Economist, April 1994, 28-29.

Petroleum Economist, September 1994, 52-53.

Petroleum Economist, Dezember 1994, 21-22.

Petroleum Economist, January 1995, 8-9.

Petroleum Economist, März 1995, 39.

Petroleum Economist, Juni 1995, 108.

Petroleum Economist, Dezember 1995, 38.

Petroleum Economist, Juli 1996, 49.

Petroleum Economist, Juni 2000, 79.

Petroleum Economist, Januar 2001, 38.

Petroleum Economist, Mai 2001, 39.

Petroleum Economist, August 2001, 38-39.

Petroleum Economist, November 2001, 41.

Petroleum Economist, Februar 2002, 41, 13.

RFE/RL Newslines, 1.3.2002, Russia: Caspian Sea Conference Fails, <http://www.rferl.com/nca/features/2002/03/01032002102505.asp> (download vom 1.3.2002).

RFL/RL Newslines, 17.4.2002, Lelyveld, Michael: Russia: Government Approves Investments in Baku-Ceyhan Pipeline Project, <http://www.rferl.com/nca/features/2002/04/17042002085323.asp> (download vom 18.4.2002).

RFE/RL Newslines, 2.5.2002, Caspian: Lukoil Decision Unlikely To Affect Pipeline, <http://www.rferl.com/> (download vom 5.5.2002).

RFE/RL Newslines, 7.5.2002, Russia: Lukoil Withdraws From Deal On Baku-Ceyhan Oil Pipeline <http://www.rferl.org/nca/features/2002/05/01052002143959.asp> (download vom 7.5.2002).

RFE/RL Newslines, 5.8.2002, Lelyveld, Michael: Caspian: Western Oil Companies Approve Construction Of Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline, <http://www.rferl.org/nca/features/2002/08/05082002153431.asp>. (download vom 10.8.2002).

Turkistan Newsletter, 26.2.2002, *Demirmen, Ferruh*: Analysis of the Caspian oil Scene.