



Institut für Geologische Wissenschaften

Masterarbeit

3D Modellierung und Volumenberechnung des Eugene Island 330 Ölfeldes im Golf von Mexiko mittels Petrel

Autor: Eike Kristian Völkner
Matrikel-Nr.: 4369966
Ort: Berlin
Abgabetermin: 02.10.2015
Erstgutachter: Prof. Dr. Alessandro Airo
Zweitgutachter: Prof. Dr. Wilhelm Dominik (TU Berlin)

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und eigenhändig, sowie ohne unerlaubte, fremde Hilfe und ausschließlich unter Verwendung der aufgeführten Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.

Berlin, den 02.10.2015

Eike Kristian Völkner

3D Modellierung und Volumenberechnung des Eugene Island 330 Ölfeldes im Golf von Mexiko mittels Petrel

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
2. Golf von Mexiko	5
2.1. Geologie	5
2.1.1. Überblick	5
2.1.2. Mesozoikum	6
2.1.2. Känozoikum	7
2.2. Tektonik und Strukturelemente	9
2.2.1. Salztektunik.....	9
2.2.2. Growth Faults.....	10
2.2.3. Rollover-Antiklinalen	11
2.3. Petroleum Systeme	12
2.3.1. Muttergesteine	12
2.3.2. Reservoire.....	13
2.3.3. Kohlenwasserstofffallen	13
3. Eugene Island 330 Ölfeld	14
3.1. Feldbeschreibung.....	14
3.2. Red Fault System.....	17
3.3. Reservoircharakterisierung.....	19

4. Modellierung und Volumenberechnung	23
4.1. Arbeitsschritte	23
4.1.1. Digitalisierung.....	23
4.1.2. Strukturelle Modellierung	24
4.1.3. Merkmalsmodellierung	25
4.1.4. Volumenberechnung	25
4.2. Ergebnisse	27
4.2.1. Strukturmodell	27
4.2.2. GA Reservoir	30
4.2.3. HB Reservoir	32
4.2.4. JD Reservoir	34
4.2.5. KE Reservoir	36
4.2.6. LF Reservoir.....	38
4.2.7. MG Reservoir	40
4.2.8. OI Reservoir	42
4.2.9. Gesamtvolumen	44
5. Diskussion	45
6. Literaturverzeichnis	46
7. Anhang	51

1. Einleitung

Der Erstellung von computergestützten und geologischen 3D Modellen wird in der Kohlenwasserstoffindustrie stetig wachsende Bedeutung zuteil. Anwendung finden sie bei allen Aufgaben, bei denen geologische Karten oder Profile nicht ausreichend Informationen über die Geometrie und die Eigenschaften der Gesteine im Untergrund liefern. Im Gegensatz zu diesen Darstellungen, welche nur eine zweidimensionale (und somit unvollständige) Raumansicht ermöglichen, erlaubt die 3D Modellierung eine Visualisierung und Beschreibung des Untergrundes als Ganzes.

Geowissenschaftlern wird somit erleichtert, alle Informationen in ein Gesamtkonzept zu integrieren und zu sicheren Untersuchungsergebnissen zu gelangen. Zudem vermittelt sie auch Laien einen verständlicheren Einblick in den komplexen Aufbau von Kohlenwasserstofflagerstätten. Die 3D Modellierung beruht auf unterschiedlichen Datenquellen, die u.a. Bohrungen, Geophysik oder auch Strukturkarten umfassen können. Neben geologischem Fachwissen benötigt man außerdem fundierte Software-Kenntnisse für die Erstellung und Auswertung.

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird ein 3D Modell des Eugene Island 330 Ölfeldes im Golf von Mexiko erstellt. Als Datengrundlage dienen Strukturkarten der sieben Hauptreservoirs und Informationen über das lokale Growth Fault System. Das Eugene Island 330 Ölfeld war von 1975 bis 1980 das förderstärkste Feld des US-amerikanischen Schelfbereiches und gehört zu den am besten erforschten in der gesamten Golfregion (Holland et al. 1999). Deshalb bietet es sich besonders als Studienobjekt an und ermöglicht eine Vielzahl komplexer Fragestellungen zu bearbeiten. Mithilfe des erstellten 3D Modells soll in der vorliegenden Masterarbeit eine Volumenberechnung der Kohlenwasserstoffmenge durchgeführt werden. In der einschlägigen Fachliteratur zum Eugene Island 330 Ölfeld finden sich dazu in der Regel Volumenangaben beschränkt auf den namensgebenden Lizenz-Block 330 (siehe Tab. A1 im Anhang). Blockübergreifende Volumenberechnungen sind seltener und bisher nur für die höchst gelegenen Reservoirs GA, HB und JD sowie das ölreichste Reservoir LF veröffentlicht worden. Dementsprechend widmet sich diese Masterarbeit auch dem Ziel die Volumina der restlichen Hauptreservoirs zu berechnen und in Relation zum gesamten Feld zu setzen.

2. Golf von Mexiko

Der Golf von Mexiko ist ein Randmeer des Atlantischen Ozeans. Anrainerstaaten sind die USA im Norden und Kuba im Osten. Im Westen und Süden bildet Mexiko die Grenze. Die Gesamtfläche beträgt etwa 1,6 Millionen km². Davon liegen 38% in intertidalen und küstennahen Zonen bei bis zu 20 m Wassertiefe. Der Schelfbereich zwischen 20 und 180 m Wassertiefe nimmt eine Fläche von 22% ein. Die restlichen 40% gehören zur tiefmarinen Zone (Gore 1992; Buster & Holmes 2011).

2.1. Geologie

2.1.1. Überblick

Die über 10 km mächtigen Sedimentserien des Golfbeckens werden von ozeanischer Kruste unterlagert. Neben Karbonaten und Evaporiten, überwiegen Silikatgesteine fluvialer und deltaischer Herkunft. Als größter Zulieferer gilt dabei der Mississippi River mit jährlich bis zu 500 Millionen Tonnen Sediment (Buster & Holmes 2011). Allgemein werden bei abnehmender Fließgeschwindigkeit grobe Materialien nicht sehr weit transportiert, weshalb sich in der Deltaebene und an der Deltafront zuallererst Kies- und Sandbänke bilden. Mit zunehmender Distanz werden die Sedimente, über Schluff bis hin zu prodeltaischen Tonen, immer feinkörniger. Letztere sind flach lagernde Feinstsedimente des am weitesten seewärts reichenden Deltafußes (Galloway 2011; Blum & Roberts 2012). Bestimmend für die Geologie des Golfbeckens sind außerdem die zahlreichen Regressions- und Transgressionszyklen. Je nach Eustasie und Sedimentzufuhr kann ein Delta progradieren oder landwärts wandern. Progradation ist dabei stets gleichbedeutend mit mariner Regression und im Profil durch eine *coarsening upward* Sequenz erkennbar, d.h. die Überlagerung feinkörnig-küstenferner durch grobkörnig-küstennaher Ablagerungen (Haq et al. 1987). Diese weit verbreiteten Ton-Sand-Wechselagerungen stellen ideale Lagerstätten für Kohlenwasserstoffe dar und machen den Golf von Mexiko zu einer der erdölreichsten Regionen der Welt. Am 31. Dezember 2012 betrug die nachgewiesenen Reserven im äußeren Schelfbereich 22,11 Milliarden Barrel Öl (Kazanis et al. 2015).

2.1.2. Mesozoikum

Die geologische Geschichte des Golfbeckens beginnt mit dem Zerfall von Pangea vor 230 Millionen Jahren und der Ausbildung von Riftsystemen zwischen der Nordamerikanischen Platte und dem Yucatan Block (Steiner 2005). Diese frühe Synrift-Sedimentation wird im mittleren Jura von äolischen Sanden und marinen Flachwasserkarbonaten abgelöst (Douglas et al. 2010). Im ariden Klima dieser Zeit trocknet das junge Becken mehrmals aus und es werden die bis zu 1.000 m mächtigen Salzablagerungen der Louann Formation abgelagert (siehe Abb. 1). Das evaporitische Milieu endet im späten Jura, als die bis dahin nur dünne kontinentale Kruste zu einer NE-SW orientierten ozeanischen Spreizungszone aufbricht und ein Transgressionszyklus mariner Kalke beginnt (Huerta & Harry 2012). Diese, als Smackover bezeichnete Formation, gehört zu den wichtigsten Erdölmuttergesteinen im Golf von Mexiko und ist durch einen fein laminierten Ölschiefer im Liegenden gekennzeichnet (Worrall & Snelson 1989). Mit den Cotton Valley und Hosston Formationen folgt eine Progradation terrigener Klastika im Golfbecken, welche am Anfang der Kreidezeit von mächtigen Riffkalken zurück gedrängt werden. In dem anschließenden mittelkretazischen Regressionszyklus wandern die Karbonatplattformen der Stuart City Formation wieder beckenwärts (Dennen & Hackley 2012). Am Ende der Kreidezeit werden die Kalke durch Silt, Ton und Mergel abgelöst. In aufsteigender Folge heißen diese spätkretazischen Gruppen Woodbine, Eagleford, Austin, Taylor und Navarro (siehe Abb. 2).

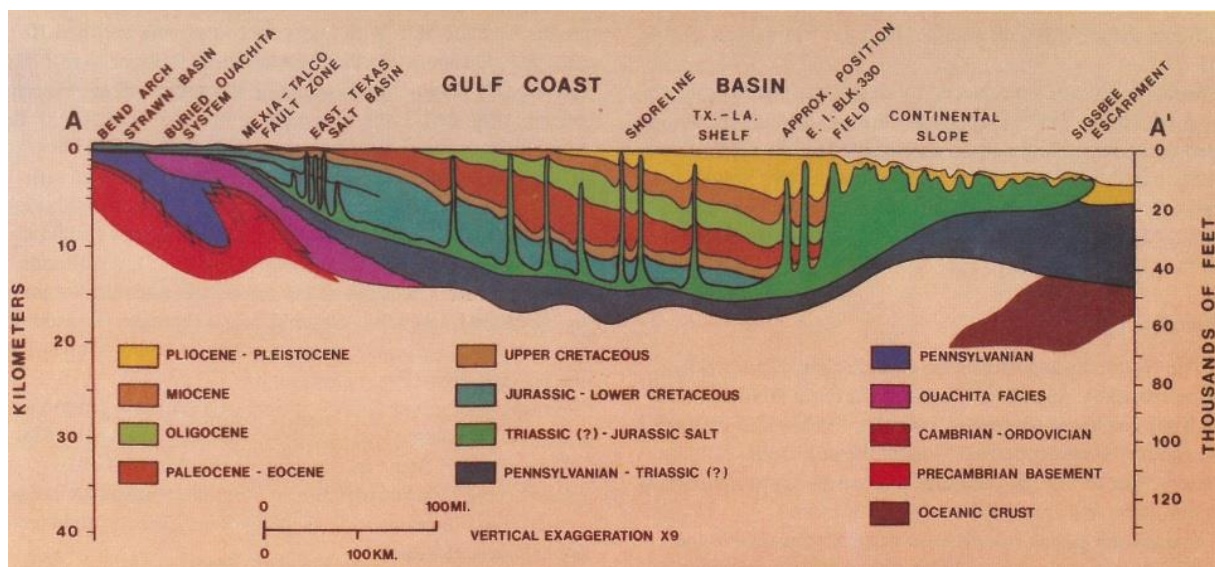


Abb. 1. Geologisches Nord-Süd Profil des Golfbeckens (vgl. Holland et al. 1980).

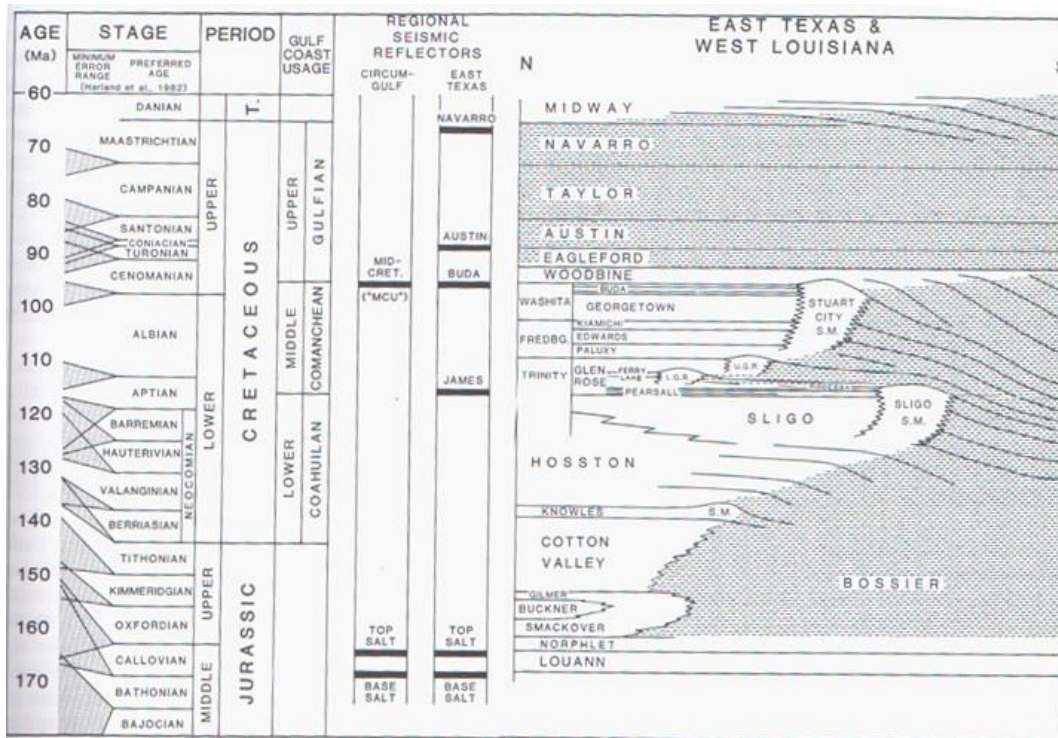


Abb. 2. Stratigraphische Tabelle des Mesozoikums im Golfbecken (vgl. Winker & Buffler 1988)

2.1.2. Känozoikum

Die frühesten Formationen des Känozoikums sind am nördlichen Beckenrand aufgeschlossen. Seewärts werden diese immer jünger (siehe Abb. 3). Am Anfang steht das Paläozän mit der Midway Formation. Diese entstand infolge eines Transgressionszykluses und der Progradation pelitischer Sedimente über die spätkretazischen Klastika der Navarro Gruppe (Kennan et al. 2007). Beim Übergang zum Eozän wird die Fazies deltais. Die über 1.500 m mächtigen Deltafront-Sandsteine, dieser als Wilcox bekannten Formation, sind klassische Reservoirgesteine im Golf von Mexiko und durch das erstmalige Auftreten von Growth Faults gekennzeichnet (Pitman & Rowan 2012). Im mittleren Eozän folgen zwei weitere Sequenzzyklen und führen zur Ablagerung der Claiborne Formation (Huerta & Harry 2012). Über 90% dieser Formation bestehen aus sehr fossilreichen Sandsteinen. In Linsenschichtung steht auch Schieferton an. Der Ablagerungsbereich wird mit der Jackson Formation wieder küstenferner. Das Oligozän beginnt mit der Vicksburg Formation, welche durch marine Tonsedimente

und kleinere Sandstein-Zwischenlagen gekennzeichnet ist (Coleman & Galloway 1990). Diese werden durch die über 4.500 m mächtigen Deltafront-Sandsteine der Frio Formation abgelöst. Wirtschaftlich gesehen ist es die wichtigste Reservoirseinheit im Texas-Louisiana Schelf, mit einer bisherigen Ausbeute von über 16 Milliarden Barrel Öl (Galloway et al. 1982). Im späten Oligozän setzt sich mit der Anahuac Formation ein neuer Transgressionszyklus fort und es werden prodeltaische Tone abgelagert (Rowan et al. 2005). Das Miozän ist strukturell sehr feingliedrig und wird anhand von Foraminiferen in zahlreiche Untereinheiten aufgeteilt. *Marginulina ascensionensis*, *Amphistegina B* und *Bigenerina A* sind paläontologische Marker in Transgressionszyklen. Dazwischen liegen bis zu 4.600 m mächtige Sandsteinschichten mit anderen Foraminiferen-Vergesellschaftungen (Haq et al. 1987). Der Kontinentalhang lag im Miozän ungefähr entlang der heutigen US-amerikanischen Küstenlinie und progradierte im Pliozän-Pleistozän etwa 160 km weiter nach Süden. Dieser Ablagerungstrend ist der jüngste im Golfbecken und durch zahlreiche *minibasins* und lokale Growth Fault Systeme gekennzeichnet (Alexander & Flemings 1995).

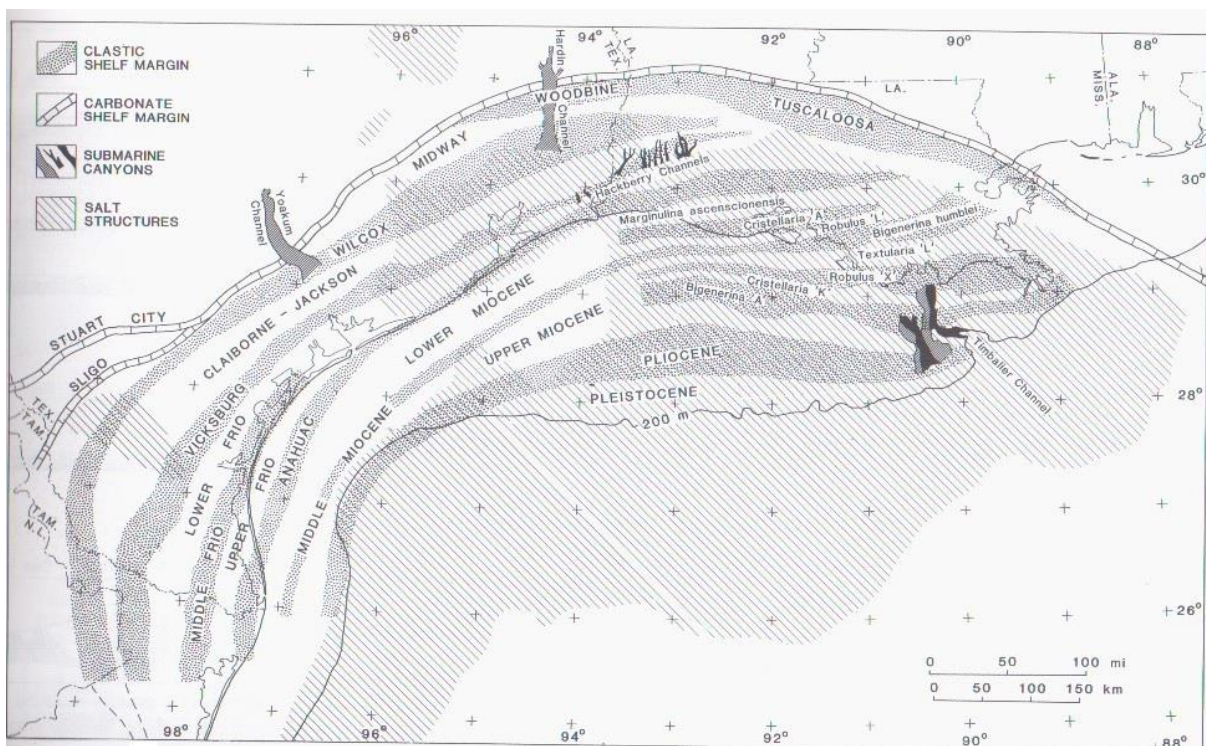


Abb. 3. Känozoische Ablagerungstrends und Formationen im Golf von Mexiko (vgl. Winker 1982).

2.2. Tektonik und Strukturelemente

Im folgenden Kapitel werden die tektonischen und strukturellen Besonderheiten im Golf von Mexiko erläutert.

2.2.1. Salztektunik

Salzgestein zeichnet sich durch duktile Verformbarkeit und InkompRESSibilität aus. Das bedeutet, die Dichte von Halit bleibt mit $2,168 \text{ g/cm}^3$ auch in großen Tiefen nahezu unverändert und erzeugt, im Verhältnis zu den kompakteren Nebengesteinen, Auftrieb. Dieses Phänomen wird Salzdiapirismus genannt und ist im Golf von Mexiko stark verbreitet (Rowan & Vendeville 2006). So stiegen im Verlaufe des Känozoikums, unter der großen Sedimentauflast des Deckgebirges, die jurassische Salzdiapire der Louann Formation auf. Woodbury et al. (1973) teilen diese entlang eines N-S Profilschnittes in drei Strukturprovinzen ein (siehe Abb. 4).

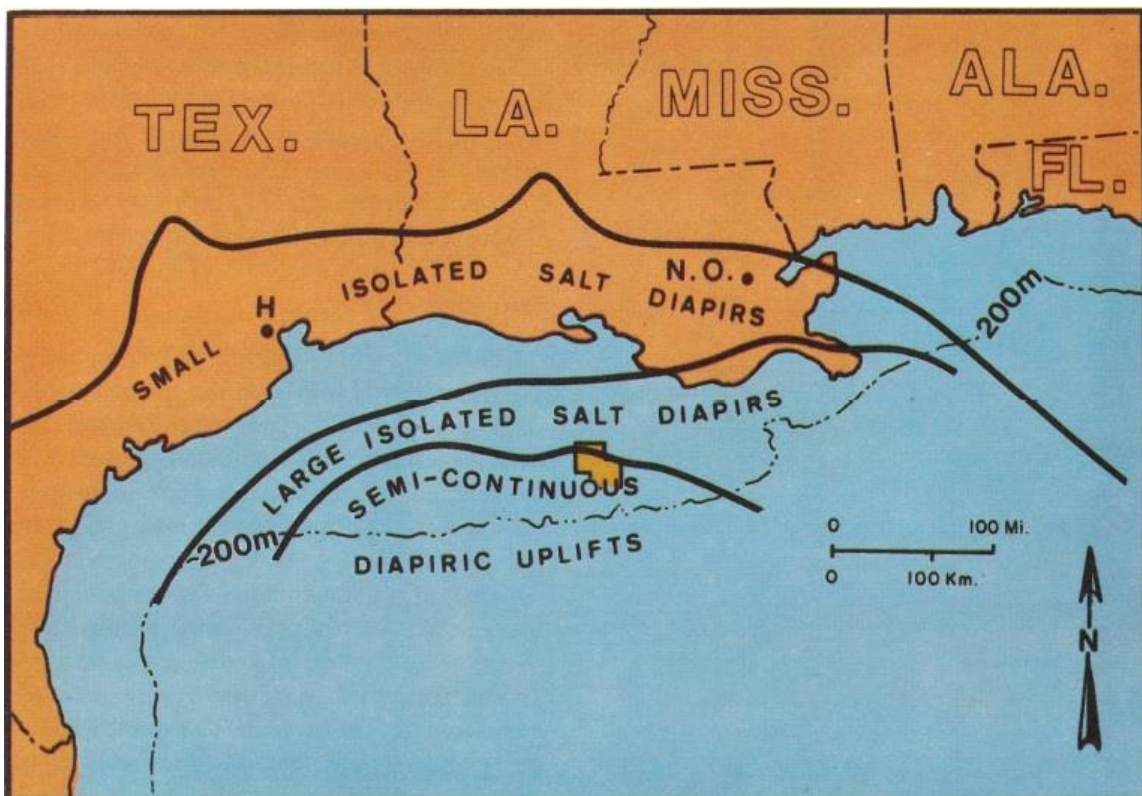


Abb. 4. Die drei Strukturprovinzen nach Woodbury et al. (1973). Eugene Island 330 ist auf der Karte als gelber Block gekennzeichnet und liegt in der südlichen Strukturprovinz (vgl. Holland et al. 1980).

In der nördlichen und mittleren Strukturprovinz sind isolierte Salzdiapire charakteristisch, deren Mächtigkeit beckenwärts zunimmt. Nur in der südlichen Strukturprovinz sind die Salzdiapire großflächig, bis auf eine Höhe von 3.000 m unter NN, aufgestiegen. Sie verfallen dabei das Deckgebirge und erzeugen sogenannte Erdöl- und Erdgasfallen. Da Salzgestein für Fluide nahezu impermeabel ist, werden die Kohlenwasserstoffe unterhalb dieser Strukturen gefangen gehalten. Des Weiteren erreichen benachbarte Sedimente, aufgrund der hohen Wärmeleitfähigkeit von Salzgesteinen, auch in relativ geringen Tiefen das Erdöl- bzw. Erdgasfenster (Rowan et al. 1999; Rowan & Vendeville 2006).

2.2.2. Growth Faults

Als Growth Faults (engl. Fachbegriff für „*wachsende Störungen*“) werden synsedimentäre Abschiebungen entlang passiver Kontinentalränder bezeichnet. Die Einfallrichtung ist beckenwärts und die Hangendscholle typischerweise durch eine höhere Schichtmächtigkeit als in der Liegendscholle gekennzeichnet. Die Störungsgeometrie ist listrisch oder planar ausgebildet. Growth Faults bilden sich in Lockersedimenten und wachsen aktiv in Breite und Tiefe. Diese Störungsart ist charakteristisch für Sedimentbecken mit hoher Akkumulationsrate und daher auch im Golf von Mexiko sehr stark verbreitet (Chapman 2000).

Die größten Growth Fault Systeme des Texas-Louisiana-Schelfs sind känozoischen Alters und werden von N nach S Wilcox, Yegua, Vicksburg, Frio, Lunker, Clemente-Tomas, Corsair und Wanda genannt (Ajiboye 2011). Ihre Entstehung ist oftmals mit der Salztektunik im Untergrund verbunden. In den pliozänen-pleistozänen Formationen im Bereich der Schelfkante sind die Growth Fault Systeme wesentlich kleiner und beschränken sich oftmals nur auf einzelne *minibasins* (Alexander & Flemings 1995). Im Gebiet des Eugene Island 330 Ölfeldes ist es beispielsweise das Red Fault System. Während der Formation von Growth Faults entstehen im Hangendblock synthetische und antithetische Neben- oder Sekundärstörungen. Weiterhin sind Rollover-Antiklinalen kennzeichnend (siehe Abb. 5).

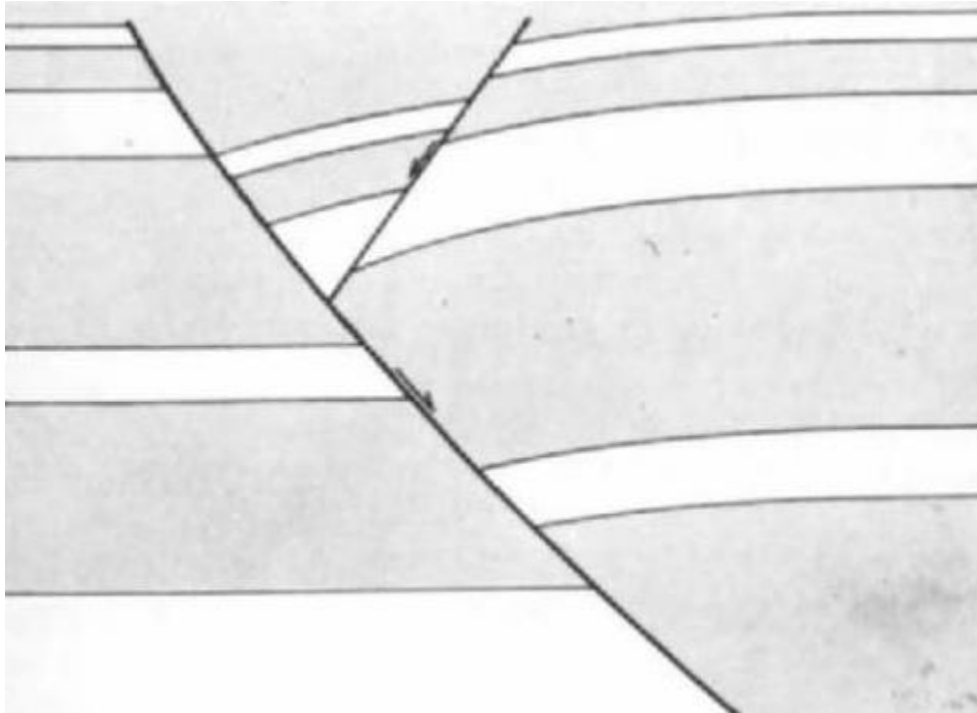


Abb. 5. Growth Fault mit antithetischer Störung und Rollover-Antiklinalen (vgl. Chapman 2000).

2.2.3. Rollover-Antiklinalen

Im Vorfeld der Growth Faults liegen die sogenannten Rollover-Antiklinalen. Dies sind synsedimentäre und sich überschlagende Faltenstrukturen. Größe und Form werden durch die listrische Geometrie der angrenzenden Abschiebungsfläche kontrolliert. Je stärker die Growth Faults gekrümmt sind, umso mehr fallen die Rollover-Antiklinalen in deren Richtung ein. Diesen Effekt bezeichnen Jackson & Galloway 1984 als „*overflow*“. Als weitere Variablen im Bildungsprozess von Rollover-Antiklinalen werden die Sedimentationsrate und Gleitgeschwindigkeit genannt (Jackson & Galloway 1984). Überlagern impermeable Schichten die Reservoirseinheiten im Faltenkern, bilden Rollover-Antiklinalen ideale Kohlenwasserstofffallen (Chapman 2000; Haeberle 2007). Im Golf von Mexiko sind sie besonders häufig entlang der Vicksburg Growth Fault anzutreffen, wo bereits über 3 Milliarden Barrel Öl und 20 tcf (Billion Kubikfuß) Gas aus Rollover-Antiklinalen gefördert wurde (Hyne 2012).

2.3. Petroleum Systeme

Die Öl- und Gasfelder des Golfbeckens sind geographisch weit zerstreut. Die einzelnen Petroleum Provinzen erstrecken sich von den Salzbecken in Osttexas und Nordlouisiana über die Küstenebene, den Schelfbereich und Kontinentalrand bis hin zu den mexikanischen Bundesstaaten Veracruz und Tabasco (Galloway 2009). Ebenso vielfältig sind die für jede Kohlenwasserstofflagerstätte individuellen Petroleum Systeme im Golfbecken. Ein Petroleum System umfasst alle geologischen Elemente und Prozesse, welche für eine Akkumulation von Öl und Gas essentiell sind (Kennan et al. 2007). Hood et al. (2002) unterscheiden je nach Muttergestein und benannt nach der chronostratigraphischen Stufe das Oxfordische, das Tithonische, das Turonische und das Eozäne Kohlenwasserstoffsystem. Im Folgenden wird auf die für den Golf von Mexiko charakteristischen Bestandteile dieser Petroleum Systeme eingegangen.

2.3.1. Muttergesteine

Als Muttergesteine werden Kohlenwasserstoff generierende Ölschiefer, Karbonate und andere Sedimentgesteine bezeichnet. Die Sedimentation erfolgte oft unter anoxischen Bedingungen und beinhaltet einen hohen Anteil an organischer Substanz. Durch Absenkung, Diagenese und Temperaturerhöhung entstehen erst Kerogene und dann Kohlenwasserstoffe. Dieser Prozess wird auch Reifung genannt (Kennan et al. 2007). Als Muttergesteine des nördlichen Golfbeckens gelten die oberjurassischen Smackover und Cotton Valley Formationen, kretazische Mergel und frühtertiäre Schiefertone (Kennicutt et al. 1992). Letztere liegen in einer Tiefe von über 4,5 km und werden auch als Quelle für die Kohlenwasserstoffe in EI-330 angesehen (Joshi et al. 2012). Nach Whelan (1997) entstammt dagegen das Öl der Smackover Formation und das Gas sei durch Cracking dieser Öle entstanden. Auch ein für das Gas drei Promille höherer $\delta^{13}\text{C}$ -Wert legt unterschiedliche Quellen nahe (Losch et al. 2002).

2.3.2. Reservoirs

Die Vielfalt an Gesteinstypen und die lange Sedimentationsgeschichte des Golfbeckens spiegelt sich auch in den potentiellen Reservoirs wieder. Diese reichen lithologisch von Dolomit und Kalkstein über Sandstein bis hin zu Ablagerungen submariner Fächer und stratigraphisch von der jurassischen Norphlet Formation bis hin zu pleistozänen Turbiditen (Galloway 2009). Die Porositäten sind vom intergranularen Typus oder sekundär ausgebildet. Die jurassischen und kretazischen Karbonate zeigen gewöhnlicherweise *fracture porosity* (Moore & Wade 2013). Neben diesen konventionellen Reservoirs verlegt sich die Förderung auch zunehmend auf unkonventionelle Lagerstätten, z.B. durch Hydrofracking in der Cotton Valley, Bossier und Austin Formation (Galloway 2009).

2.3.3. Kohlenwasserstofffallen

Kohlenwasserstoffe migrieren, aufgrund ihrer relativ geringen Dichte, in Richtung Erdoberfläche. Treffen sie dabei auf impermeable Gesteinsschichten – sogenannte Seals – und sind diese Teil einer geologischen Struktur, welche auch eine laterale Migration verhindert, reichern sich die Kohlenwasserstoffe unterhalb des Seals an. Die entsprechenden Strukturen werden Kohlenwasserstofffallen genannt (Chapman 2000). Den häufigsten Fallentyp im Golf von Mexiko bilden Antiklinalen. Sie machen einen Anteil von 32% aus. Gefolgt von Fallen an Abschiebungen bzw. Growth Faults mit 18% und an den Flanken von Salzdiapiren oder Salzdomen mit jeweils 14%. Rollover-Antiklinalen bilden ebenfalls einen eigenen Fallentyp und haben einen Anteil von 13%. Zusammen stellen diese fünf Typen über 90% aller Fallen im Golf von Mexiko dar (Haeberle 2007).

3. Eugene Island 330 Ölfeld

Nach der eingehenden Beschreibung der Geologie, der Tektonik und der Lagerstätten-Verhältnisse im Golf von Mexiko, wird in diesem Kapitel das Modellgebiet Eugene Island 330 (EI-330) vorgestellt.

3.1. Feldbeschreibung

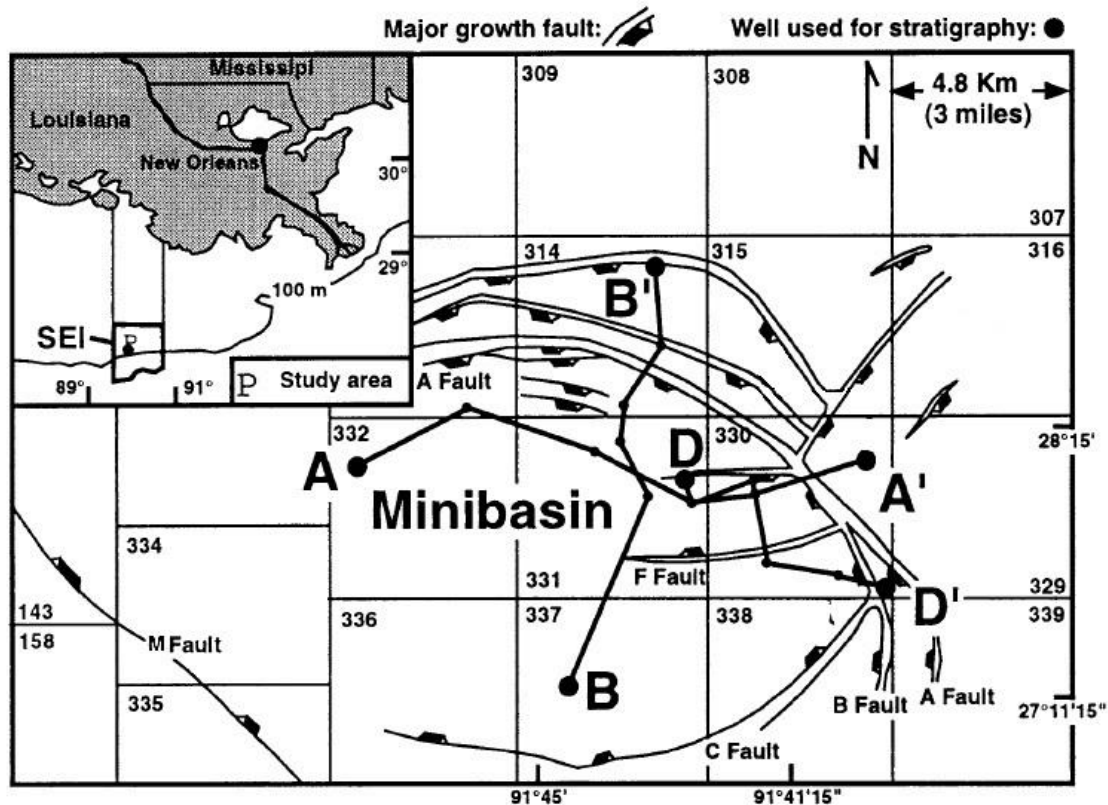


Abb. 6. Übersichtskarte Eugene Island South Addition (modifiziert nach Revil & Cathles 2002).

EI-330 ist das produktivste pleistozäne Ölfeld der Welt (Andersson 1993). Es befindet sich 270 km südwestlich von New Orleans in der Eugene Island South Addition. Das Feld ist nach einer gleichnamigen Insel und dem Lizenz-Block 330 benannt. Anteil haben auch die je 2304 ha großen Blöcke 313, 314, 331, 332, 337 und 338 (siehe Abb. 6). Topografisch liegt das Gebiet am südlichen Rand des Texas- Louisiana Schelfs. Die Wassertiefe beträgt zwischen 64 und 81 m. EI-330 ist gefüllt mit siliziklastischen Sedimenten pliozänen bis pleistozänen Alters (Holland et al. 1999). Innerhalb der letzten 2,2 Ma lag die Sedimentationsrate bei unter 2 bis 2,4 mm/a (Gordon & Flemmings 1998). Als Kohlenwasserstofflagerstätten dienen sieben

Hauptreservoir in einer Tiefe zwischen 1.310 und 3.658 m (siehe Abb. 7). EI-330 ist Teil eines ovalen, 19 x 15 km großen *minibasins*, welches durch die auch als Red Fault bekannte Störung A im Norden und Westen begrenzt wird. Es handelt sich dabei um ein lokales Growth Fault System mit der typischen Einfallsrichtung in Richtung Beckenzentrum. Im Süden und Osten wird das *minibasin* durch die Störungen C und M begrenzt. Diese verlaufen antithetisch zur Red Fault und gelten daher nicht als klassische Growth Faults (Alexander & Flemings 1995).

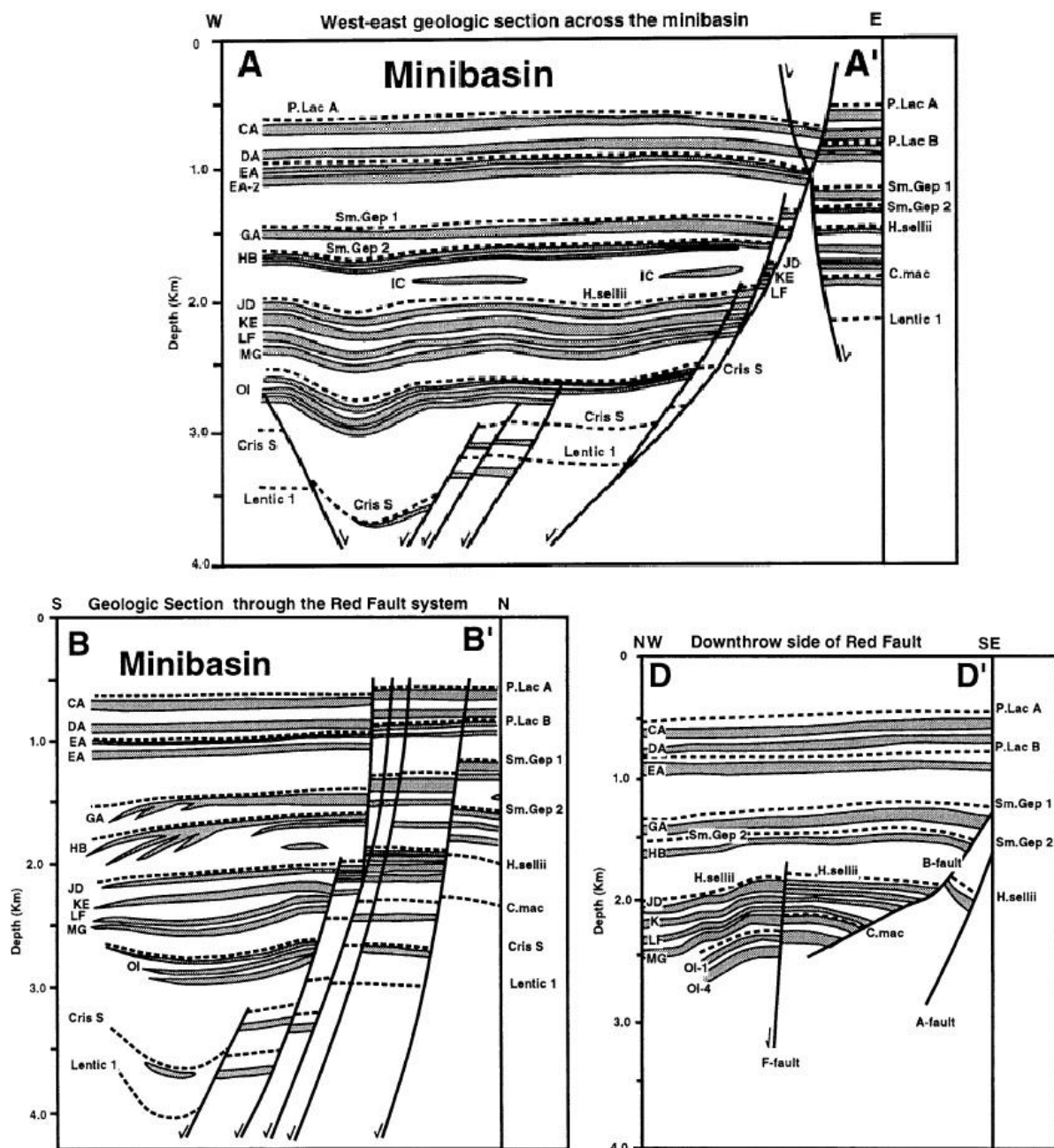


Abb. 7. Die drei Profilschnitte A-A', B-B' und D-D' (modifiziert nach Revil & Cathles 2002).

Insgesamt sind 218 Bohrungen in EI-330 durchgeführt worden. Die gesicherten Vorkommen betragen 750 MMbbl Öl und 2,2 tcf Gas (Holland et al. 1980; Holland et al. 1999). Wie an der Golfküste typisch, steigt der Druck mit der Tiefe von hydrostatisch bis zu nahezu lithostatisch (Gordon & Flemings 1998). Die tieferen Schichten stehen unter starkem Überdruck (siehe Abb. A2 im Anhang).

Die geologische Entwicklung des minibasins lässt sich in drei Phasen gliedern: prodeltaisch, proximal deltaisch („*Deltafront*“) und fluvial (siehe Abb. 8). Die Prodelta-Phase beginnt vor 2,8 Ma. Sie ist durch prodeltaische Tone und Turbidite in einem distalen Ablagerungsmilieu gekennzeichnet, welche die jurassischen Salze der Louann Formation überlagern. In dieser Zeit liegt die Schelfkante noch weiter nördlich und erreicht vor 1,5 Ma in der Deltafront-Phase erstmals das heutige Eugene Island 330 Ölfeld. Nachfolgend kommt es während Regressionszyklen zur Sedimentation von Prodelta-Sanden und in Transgressionszyklen zur Ablagerung von Schiefertönen. Durch die steigende Sedimentauflast werden die Salze im Liegenden mobilisiert und steigen vertikal sowie lateral auf. Der freiwerdende Akkomodationsraum bremst die Progradation der Schelfkante und wird mit mächtigen Deltafrontsequenzen aufgefüllt. Sechs der sieben Hauptreservoirs entstehen in dieser Phase (Alexander & Flemings 1995). Außerdem fördert der Salzdiapirismus die Ausbildung von mächtigen Störungen an den Beckenrändern. Es bilden sich listrische Abschiebungen im Norden und Nordosten sowie antithetische Störungen im Süden und Westen (Joshi 2012). Vor ungefähr einer Ma ist das gesamte Salz unterhalb des Ölfeldes aufgestiegen. Folglich wird kein weiterer Akkomodationsraum geschaffen und die Deltafront-Sande progradieren weiter nach Süden. In dieser fluvialen Phase werden im Gebiet des Eugene Island 330 Ölfeldes Sande und Kiese der Deltaebene abgelagert. In Transgressionszyklen kommt es auch zur Ablagerung von Schiefertönen (Alexander & Flemings 1995). Den Übergang von der Deltafront- zur fluvialen Phasen markiert die Foraminifere *Small Gephyrocapsa 2* (siehe Abb. 7).

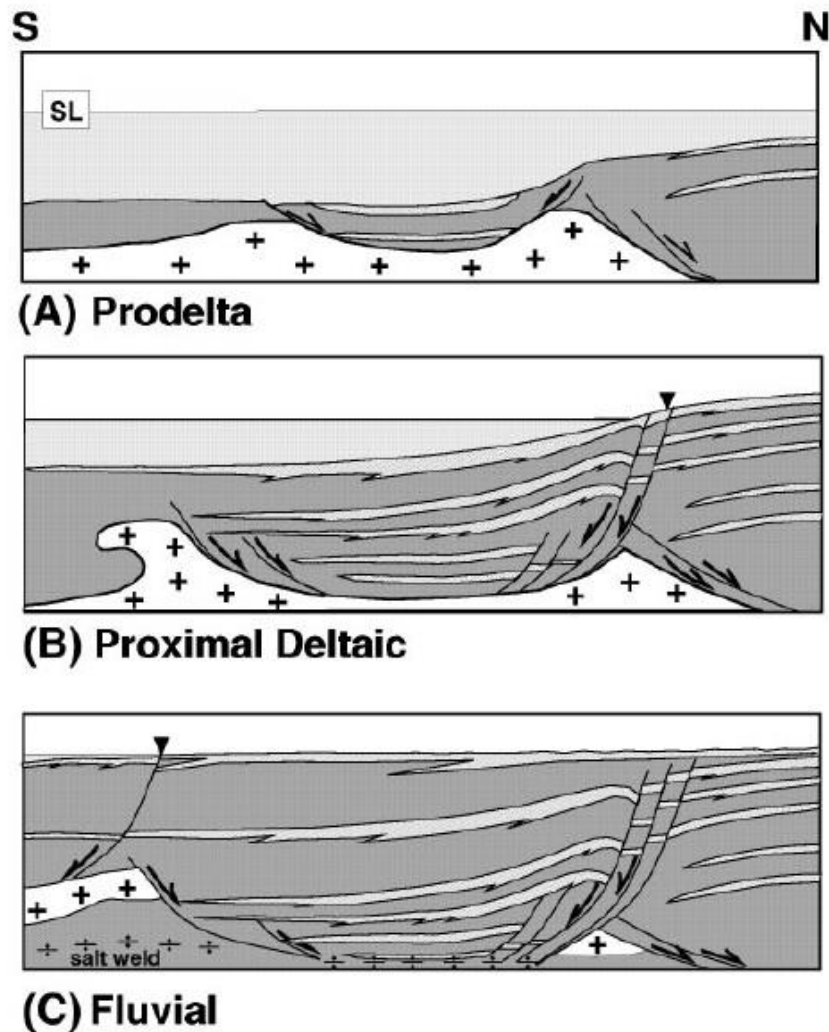


Abb. 8. Geologische Entwicklung des EI-330 minibasins in drei Phasen (vgl. Alexander & Flemings 1995).

3.2. Red Fault System

Die NW-SW streichende Red Fault (Störung A) ist die größte Störung im EI-330 Ölfeld (Revil & Cathles 2002). Sie und ihre Nebenstörungen sind klassische Growth Faults, welche in Richtung Süden bis Südwesten einfallen. Des Weiteren gibt es noch die antithetischen Störungen C und F mit Einfallsrichtungen nach Norden (Alexander & Handschy 1998). Das Red Fault System entstand im Zuge des Salzdiapirismus und der damit einsetzenden syndementären Subsidenz. In der obersten Reservoirseinheit GA sind nur die Störungen A, B, G und H aktiv. Mit der Tiefe steigt der Versatz und immer mehr Störungen treten in Erscheinung. Das vollständige Red Fault System von A bis J ist ab dem JD Sand ausgebildet

(Alexander & Handschy 1998). In der Hangendscholle der Störung A liegen zwei Rollover-Antiklinalen, welche als Kohlenwasserstofffallen dienen und über eine flache Synklinale miteinander verbunden sind. Die Antiklinale im Block 330 ist 1,8 Ma alt (*Angulogerina B*) und hat eine Höhe von 549 m. Die zweite Antiklinale liegt nordwestlich von dieser in den Blöcken 314 und 331, ist jünger und mit einer Höhe von 152 m auch wesentlich kleiner (Holland et al. 1999). Eine Migration von Kohlenwasserstoffen in die nordwestliche Antiklinale erfolgt erst, wenn die Antiklinale im Block 330 bis zu ihrem *spill point* gefüllt wurde. Dies legt eine Befüllung der Strukturen aus östlicher Richtung nahe (Losch 2002). Des Weiteren sind die beiden Rollover-Antiklinalen im Red Fault System vom sogenannten *fault leakage* betroffen. Dieser tritt an Störungen auf, wenn zwei Sandschichten in Kontakt stehen und Kohlenwasserstoffe somit störungsübergreifend migrieren können (Lucier & Zoback 2004). Die Kapazität der Fallen und Seals wird zusätzlich durch dynamische Mechanismen kontrolliert (siehe Abb. 9). Ob ein Deckgestein als Seal dient, wird maßgeblich vom CEP - *capillary entry pressure* - kontrolliert. Dieser ist abhängig von der Oberflächenspannung in den Porenzwischenräumen. Übersteigt der CEP einen bestimmten Wert, entweichen solange Kohlenwasserstoffe bis wieder ein Gleichgewicht hergestellt ist. Ein anderer Fall tritt ein, wenn bei steigenden Kompressionskräften statt dem CEP die Zugfestigkeit erreicht wird. Beim Überschreiten des *Hydraulic Fracture Limits* entstehen Risse im Seal und die Kohlenwasserstoffe können entlang dieser entweichen. In der Regel folgen die Risse der geringsten Horizontalspannung Sh_{min} und verlaufen deshalb in vertikaler Richtung. Häufiger wird in den Reservoirsteinen jedoch ein kritischer Porendruck erreicht und eine optimal im Spannungsfeld liegende Störung ermöglicht das sogenannte *Fault Slip* (Roberts 2001). Dabei migrieren die Kohlenwasserstoffe entlang der Störung bis der Druck wieder unter den kritischen Wert fällt (Lucier & Zoback 2004). Im Eugene Island 330 Ölfeld sind Fließraten von über 100m/a für das Red Fault System nachgewiesen (Losch et al. 2002, Haney et al. 2005).

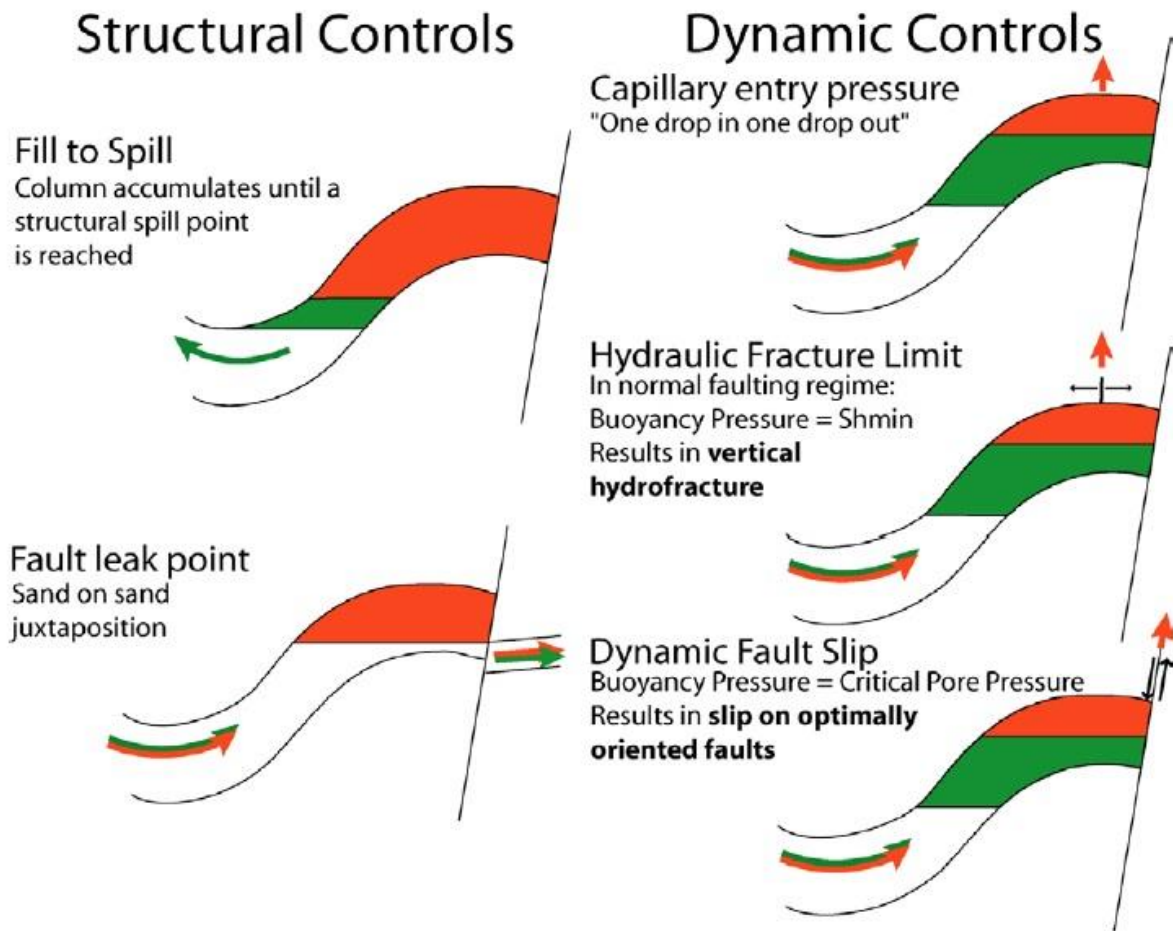


Abb. 9. Die fünf Kontrollmechanismen der Fallen und Seals in EI-330 (vgl. Lucier & Zoback 2004).

3.3. Reservoircharakterisierung

Im Eugene Island 330 Ölfeld gelten sieben pleistozäne Sandsteine als Hauptreservoir. Sie sind alphabetisch benannt und heißen vom Hangenden zum Liegenden GA, HB, JD, KE, LF, MG und OI. Das noch tiefere Lentic 1 hat als Turbidit der Prodelta-Phase eine Sonderrolle und wird nur selten als Hauptreservoir angesehen. Die über GA liegenden Sandsteine CA, DA und EA sind keine Kohlenwasserstoff-Reservoirs und werden somit auch nicht näher betrachtet (Alexander & Flemings 1995). GA, HB, KE, LF und MG sind überwiegend ölführend. OI enthält auch große Mengen an Gas und JD ist überwiegend gasführend (Holland et al. 1999). Aufgrund mehrerer Tonzwischenlagerungen sind die Sandsteine meist in zwei bis fünf Untereinheiten gespalten. Die Gesamtmächtigkeiten der Sandsteine reichen von 16,8 m bis 122 m. Auch die Permeabilität ist mit Werten von 10 mD bis

über 6 D sehr variabel. Die Porosität liegt jeweils bei ca. 30%. In den tieferen Reservoiren steigt das Gas/Öl-Verhältnis. Die Wassersättigung beträgt 20 bis 40%. Das gesamte Feld ist durch hohe *recovery factors* gekennzeichnet. In den ölführenden Reservoiren liegen diese bei über 35% und erreichen im JD Sandstein 75% des OOIP (Holland et al. 1980). Die einzelnen Reservoir-Eigenschaften können im Anhang eingesehen werden (siehe Tab. A1 im Anhang). Petrografisch handelt es sich bei den kohlenwasserstoffhaltigen Sandsteinen um Arenite, Grauwacken oder Arkosen. Die Korngröße schwankt zwischen Grobschluff und Mittelsand. Die meisten Sandsteine entsprechen dabei der Feinsand-Kategorie und sind schlecht bis mäßig sortiert. JD ist als einzige Einheit sehr gut sortiert. Quarz dominiert mit 25 bis 50% den Mineralbestand der Sandsteine. Gefolgt von verschiedenen Feldspat-Mineralien mit jeweils bis zu 20%. Kerogene sind ebenfalls enthalten und erreichen im JD Sandstein einen Höchstwert von 30%. Als Nebenminerale treten Pyrit, Dolomit und verschiedene Tone auf (Holland et al. 1980).

GA Sandstein

GA ist das jüngste und höchstgelegenste Reservoir im Eugene Island 330 Ölfeld. Die durchschnittliche Fördertiefe beträgt 1.311 m. Die Ölsäule misst 38 m. Das Reservoir gliedert sich in mehrere Untereinheiten, von denen GA-1, GA-2 und GA-5 förderbar sind (Hart et al. 1997). Der Sandstein wird als feinkörnig bis mittelkörnig beschrieben und enthält kleinere Mengen an Tonmineralien wie Smektit, Illit und Kaolinit (Holland et al. 1980). Im Gegensatz zu den tieferen Hauptreservoiren gehört GA zur fluvial-deltaischen Phase (Alexander & Flemings 1995).

HB Sandstein

Das zweite Reservoir liegt in einer durchschnittlichen Fördertiefe von 1.463 m. Die KW-Säule setzt sich aus 29 m Öl und einer kleinen 8 m hohen Gaskappe zusammen. Als Untereinheiten des HB Sandsteines zählen HB-1, HB-1B, HB-2 und HB-3. Die Mächtigkeit der Schicht nimmt in Richtung der Red Fault zu. Die Korngrößenverteilung ist *coarsening upward* von 0,05 bis 0,25 mm (Holland et al. 1980).

JD Sandstein

JD liegt auf 1.981 m durchschnittlicher Fördertiefe. Es enthält als einziges Reservoir vorwiegend Gas. In der 296 m hohen KW-Säule nimmt dieses 86% ein. Eine dünne Ölschicht existiert lediglich in der östlichen Antiklinalstruktur, während die kleinere Antiklinale im Nordwesten eine reine Erdgasfalle ist. Eine Erklärung für die Ungleichverteilung konnte nicht gefunden werden. Das Gestein ist feinsandig bis mittelsandig, sehr gut sortiert und laminiert. In der Matrix sind Dolomit und kleinere Mengen Illit, Siliciumdioxid und Pyrit enthalten (Holland et al. 1980).

KE Sandstein

Die durchschnittliche Fördertiefe beträgt 2.073 m. Die KW-Säule setzt sich aus 134 m Öl und einer 227 m mächtigen Gaskappe zusammen. Das Reservoir gliedert sich in die beiden Untereinheiten KE-1 und KE-2. Der Sandstein ist feinkörnig und enthält kleinere Mengen detritischer Tone und Dolomit (Holland et al. 1980).

LF Sandstein

Das größte Ölreservoir im Feld ist der LF Sandstein auf 2.164 m durchschnittlicher Fördertiefe. Die mächtige KW-Säule setzt sich aus 212 m Öl und 113 m Gas zusammen. LF ist sehr feinsandig und enthält kleinere Mengen detritischer Tone, Pyrit und Dolomit. Eine Besonderheit ist die hohe Wassersättigung von 40%. Dies führt zu einem sehr niedrigen Widerstand von 1,3 Ω im Resistivity-Log (Holland et al. 1999, Guerin 2000).

MG Sandstein

MG liegt in einer durchschnittlichen Fördertiefe von 2.256 m. Es setzt sich aus vier Untereinheiten in den Blöcken 330 und 331 zusammen. Der Sandstein ist fein bis mittelsandig und zementarm. Plagioklas ist häufiger zu finden als Alkalifeldspat (Holland et al. 1980).

OI Sandstein

Der OI Sandstein markiert den Anfang der Deltafront-Phase vor 1,5 Ma und hat von allen Hauptreservoirien im Eugene Island 330 Ölfeld die komplexeste Struktur. Es werden vier Sandsequenzen unterschieden, welche durch transgressive Tone geschieden werden (Finkbeiner et al. 2001). Beide Antiklinalen sind von mehreren Störungen durchzogen. In der Erdölindustrie werden meist nur die Blöcke OI-A in einer Fördertiefe von 2.195 m und OI-B in einer Fördertiefe von 2.317 bis 2.499 m betrachtet (siehe Tab. A1 im Anhang). Die KW-Säule setzt sich in OI-A aus 158 m Öl und einer 36 m hohen Gaskappe zusammen. OI-B verfügt mit 500 m über die mächtigste Gassäule im gesamten Feld. Der Sandstein ist gut sortiert und *coarsening upward* von sehr fein bis mittelkörnig. Plagioklas ist häufiger zu finden als Orthoklas (Holland et al. 1980).

Lentic 1 Sandstein

Das tiefste Reservoir im Eugene Island 330 Ölfeld ist nach der Foraminifere *Lenticulina* benannt und heißt Lentic 1. Es liegt in einer durchschnittlichen Fördertiefe von 3.353 m und wird von neritischen Tonen umrandet. Das Alter beträgt 2,2 Ma. Spätpliozäne Verwerfungen zerschneiden den Lentic Sandstein in drei Störungsblöcke. Im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Deltafront-Sanden, handelt es sich bei Lentic 1 um einen Turbidit in der distalen Prodelta-Phase (Alexander & Flemings 1995). Bedingt durch den starken Überdruck und der dadurch reduzierten Porosität, enthält Lentic 1 im Vergleich zu den Hauptreservoirien nur geringe Mengen an Kohlenwasserstoffen (Gordon & Flemings 1998). Die Höhe der KW-Säule ist kleiner als 183 m (Finkbeiner et al. 2001).

4. Modellierung und Volumenberechnung

Petrel ist eine von Schlumberger entwickelte Standardsoftware für die Erdöl- und Erdgasindustrie, mit der eine Vielzahl an geologischen Daten (z.B. Strukturkarten, Seismik und Well-Logs) in ein 3D Modell integriert werden können. Dieses stellt eine vereinfachte Darstellung dar und ermöglicht eine räumliche Betrachtung der Strukturen im Untergrund. Das Ziel war eine Modellierung der sieben Hauptreservoirs von EI-330 mitsamt den für eine Volumenberechnung notwendigen Parametern. Im Einzelnen sind das Struktur, Geometrie und Tiefe der Reservoirs sowie eine Beschreibung der Fazies und Angaben zur Porosität. Für die Arbeit wurde die Petrel Version 2012.1 am Standort der TU Berlin im Fachbereich Explorationsgeologie verwendet.

4.1. Arbeitsschritte

Die Modellierung umfasst zunächst eine Digitalisierung der geologischen und strukturellen Daten. Anschließend wird ein Strukturmodell der Schichten und Störungen erstellt. Vor der Volumenberechnung muss weiterhin eine Fazies-Modellierung durchgeführt und die Porosität definiert werden.

4.1.1. Digitalisierung

Als Input für die Modellierung des Eugene Island 330 Ölfeldes dienen sieben Strukturkarten aus der Arbeit von Holland et al. 1999 (siehe Abb. A3 bis A9 im Anhang). Diese umfassen jeweils die Isohypsen und Störungslinien einer bestimmten Sandsteinoberfläche sowie die Lage der Gas-Öl, Gas-Wasser und Öl-Wasser Kontakte. Alle Strukturkarten werden auf eine einheitliche Größe von 3 x 4 Blöcken geschnitten und anschließend in Petrel eingeladen. Da die Seitenlänge eines Blockes 4.800 m (\approx drei Meilen) beträgt, ergeben sich folgende Höchstwerte im Koordinatensystem: 14.400 m auf der Y-Achse und 19.200 m auf der X-Achse. Anschließend werden mithilfe von Polygonlinien alle Isohypsen, Störungen und Kontakte in Petrel nachgezeichnet und jeweils einer Tiefe Z zugeordnet. Zu beachten ist dabei die Umrechnung von Fuß in Metern bezüglich der Angaben auf den Strukturkarten.

4.1.2. Strukturelle Modellierung

Im nächsten Schritt wird über die Funktion *Define Model* ein neues Modell erstellt und anschließend mit dem *Fault Modeling* begonnen. Hierbei entstehen aus den Störungspolygonen dreidimensionale Störungen mithilfe sogenannter Key Pillars (siehe Abb. 10). Diese müssen entsprechend den strukturellen Informationen über EI-330 angepasst und verknüpft werden. Schwierig erweisen sich währenddessen die unterschiedlichen Einfallswinkel und Geometrien der Störungen.

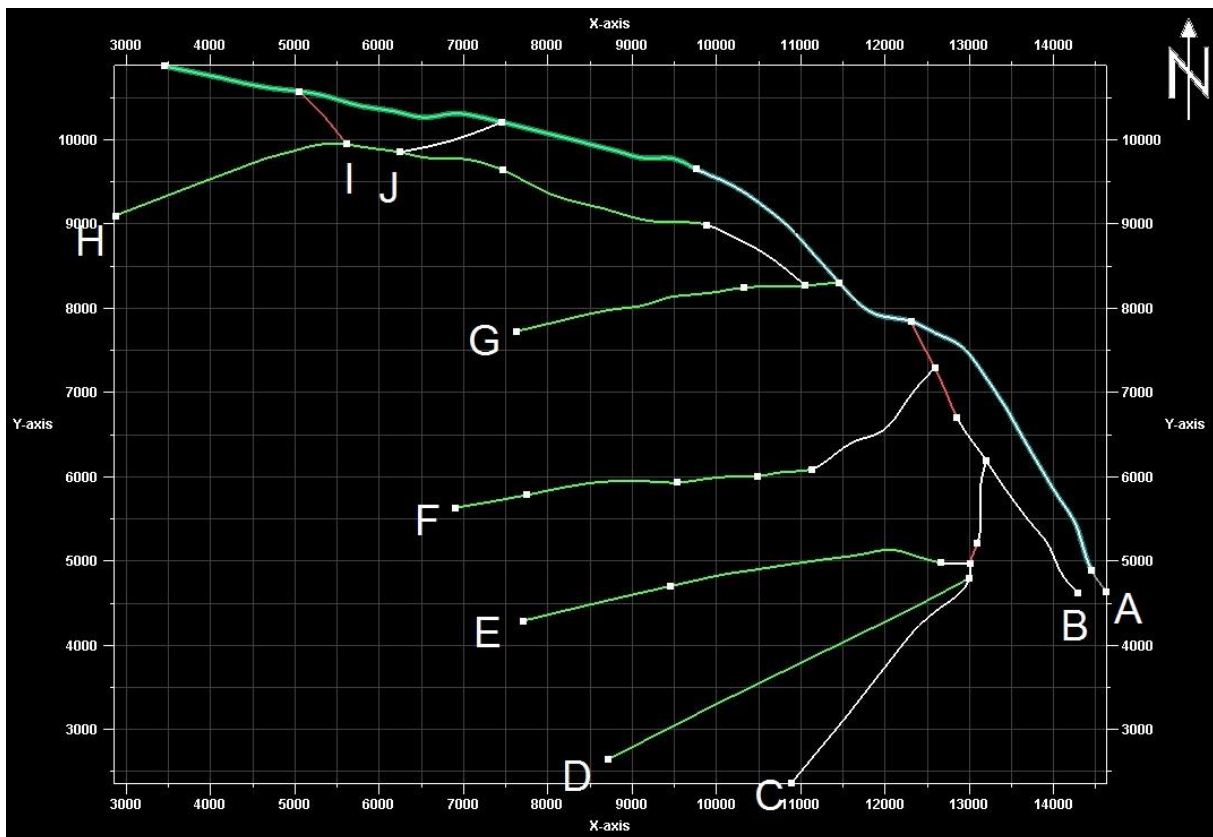


Abb. 10. Fault modeling von EI-330 in Petrel (mit den Störungen A bis J).

Basierend auf diesen zehn erstellten Störungen wird im *Pillar Gridding* Prozess ein zweidimensionales Gitter erzeugt und eine Grenze des Modells festgelegt. In Übereinstimmung mit den Störungsverläufen, wird eine möglichst rechteckige Zellenstruktur angestrebt. Schließlich fehlt noch eine horizontale Gliederung des Modells. Hierfür werden alle Höhenlinien-Polygone einer Sandsteineinheit zur *top surface* zusammengefügt. Durch Subtraktion der jeweiligen Mächtigkeit ergibt sich die *base surface*. Im *Make Horizons* Prozess werden diese Oberflächen eingeladen,

wo ihr Verhältnis zu den Störungen sowie die Konkordanzen und Diskordanzen definiert werden. Das Ergebnis sind neun Segmente und 13 Zonen (sieben Sandsteineinheiten + sechs *Shales*).

4.1.3. Merkmalsmodellierung

Den erstellten Zellstrukturen werden im *Property Modeling* Prozess schließlich diskrete Eigenschaften zugeordnet. Beginnend mit der Fazies Modellierung erfolgt für jeden Horizont eine Beschreibung seiner lithologischen Bestandteile. Die Reservoirs gehören größtenteils zur Deltafront-Fazies und bestehen aus Partien von Sand sowie Feinsand und Silt. Die Seals liegen in der Prodelta-Fazies und sind dementsprechend schieferonhaltig. Seltener finden sich auch grobkörnigere Partien. Die Zuordnung der Anteile erfolgt aus geologischen Erfahrungswerten und den Angaben aus Holland et al. 1999. Die Sedimentationsrichtung wird beckenwärts von Nord nach Süd definiert. Für die Volumenberechnung ist weiterhin die Beschreibung der Porositäten in den einzelnen Horizonten essentiell. Im Prozess *petrophysical modeling* stehen hierfür zwei Algorithmen zur Verfügung. Die deterministischen Algorithmen resultieren in einer konstanten und vereinfachten Porositäts-Verteilung, während die stochastischen Algorithmen ein variables und realistischeres Modell abliefern. Für eine wirklichkeitsnahe Beschreibung wurde daher die stochastische Verteilung und *Gaussian random function simulation* gewählt. Die Eingabewerte entstammen der Tabelle A1 (im Anhang) in einem Intervall von $\pm 3\%$.

4.1.4. Volumenberechnung

Die für die Volumenberechnung benötigten Basisparameter sind aus der Arbeit von Holland et al. 1980 entnommen. Im Einzelnen sind dies für jedes Reservoir die Durchschnittstiefe, die Porosität, die Wassersättigung, das Gas/Öl Verhältnis und die spezifische Öldichte. T_c (die Temperatur in einer Tiefe d) und B_0 (der Formationsvolumenfaktor für Öl) werden in den Formeln I. und II. berechnet. Erstere ergibt sich aus dem geothermischen Gradienten γ multipliziert mit d und einer durchschnittlichen Oberflächentemperatur T_0 von 20 °C. γ beträgt im Eugene Island 330 Ölfeld 22,5 °C/km (Cathles 2002). In der zweiten Formel müssen die

Temperaturen zunächst in Grad Fahrenheit umgerechnet werden (siehe Tab. 1). Des Weiteren wird die spezifische Gasdichte S_g benötigt, welche in der Regel zwischen 0,6 und 0,7 liegt. In der Berechnung kam der Mittelwert $S_g = 0,65$ zur Anwendung.

$$I. \quad T_{\circ C} = Y \cdot d + T_0 = 0,0225 \cdot d + 20$$

$$II. \quad B_0 = 0,972 + 0,000147 \cdot [R_{g/s} \cdot (S_g / S_o)^{0,5} + (1,25 \cdot T_{\circ F})]^{1,175}$$

Die Ergebnisse für $T_{\circ C}$ und B_0 sind in Tabelle 1. verzeichnet.

Reservoire	GA	HB	JD	KE	LF	MG	OI
Durchschnittstiefe d [m]	1.311	1.463	1.981	2.073	2.164	2.256	2.499
Porosität Φ	31%	28%	29%	29%	31%	30%	30%
Temperatur $T_{\circ C}$ [°C]	49	53	65	67	69	71	76
Temperatur $T_{\circ F}$ [°F]	120	127	149	153	156	160	169
Formationsdruck p [psi]	2.095	2.400	3.784	3.764	4.027	4.327	5.500
Wassersättigung S_w	36%	33%	35%	39%	40%	34%	25%
Öl und Gassättigung $S_{o/g} (1-S_w)$	64%	67%	65%	61%	60%	66%	75%
Gas/Öl Verhältnis $R_{g/s}$ [scf/stb]	514	999	-	1021	1.222	2.010	1.094
Spezifische Öldichte S_o (Umrechnung API)	0,92	0,90	-	0,85	0,85	0,85	0,86
Formationsvolumenfaktor B_0 [rb/stb]	1,233	1,469	-	1,513	1,620	2,056	1,560

Tabelle. 1. Parameter der sieben Hauptreservoire von EI-330.

Um das Volumen im Gasreservoir JD zu ermitteln, muss zunächst B_g (der Formationsvolumenfaktor für Gas) mittels Formel III. berechnet werden. Die dafür benötigten Parameter $T_{\circ F}$ und p sind der Tabelle 1. entnommen und z kann im Standig-Katz Diagramm abgelesen werden (siehe Abb. A2 im Anhang).

$$III. \quad B_g = [0,005035 \cdot (T_{\circ F} + 460) \cdot z] / p$$

Berechnung für das JD Reservoir:

$$B_g = [0,005035 \cdot (149 + 460) \cdot 1,8] / 3.784 = \underline{\underline{0,0014586 \text{ rb/scf}}}$$

4.2. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der 3D Modellierung und Volumenberechnung präsentiert, beginnend mit dem Strukturmodell und einer anschließenden petrophysikalischen Beschreibung der sieben Hauptreservoire.

4.2.1. Strukturmodell

Zur besseren Veranschaulichung des Strukturmodells worden vier Profilschnitte in Petrel erstellt. E-E', F-F' und G-G' liegen in Nord-Süd Richtung, während C-C' von West nach Ost verläuft (siehe Abb. 11). Diese sind zur besseren Übersicht zweifach überhöht und enthalten Beschriftungen der Reservoire (*weiß*) und Störungen (*rot*). Die als Seals fungierenden Schiefertone haben in den Abbildungen eine graue Farbe und Mächtigkeiten zwischen 0 und 350 m. GA ist mit durchschnittlich 122 m die mächtigste Reservoereinheit, gefolgt von OI. Die Mächtigkeit des JD Reservoirs ist, aufgrund der schwachen Zellenauflösung im Mittelteil, zu gering dargestellt und entspricht in der Realität dem des darüber liegenden HB Reservoirs. Am geringmächtigsten ist das LF Reservoir mit durchschnittlich 17 m.

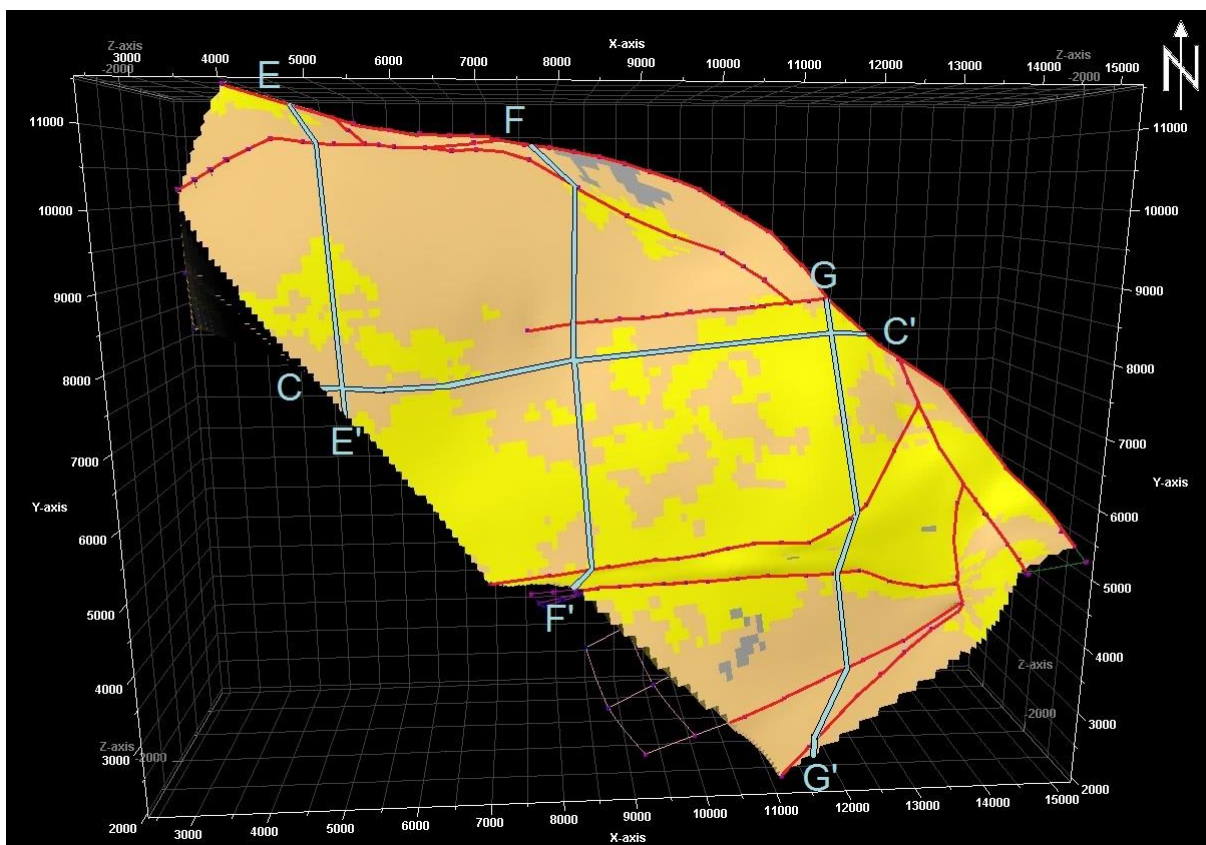


Abb. 11. Profilübersichtskarte des Modells.

Der erste Profilschnitt E-E' zeigt die Struktur in den Blöcken 314 und 331 (siehe Abb. 12). Man erkennt eine kleinere Antiklinale, welche durch die Störung H in eine nördliche und eine südliche Hälfte geteilt wird. Wie in den folgenden Abbildungen wird die nördliche Begrenzung durch die Red Fault geformt. Der zweite Profilschnitt F-F' verläuft zwischen den beiden Antiklinalstrukturen und zeigt die nach Süden einfallenden Störungen H und G sowie die antithetische Störung F. Weiter südlich keilen die tieferen Reservoereinheiten MG und OI aus (siehe Abb. 13). Die große Antiklinale im Block 330 ist schließlich im Profilschnitt G-G' dargestellt. Dort sind von Nord nach Süd die Störungen F, E, D und C erkennbar. C verläuft wie F antithetisch zur Red Fault und fällt somit nördlich ein. Auffällig ist die wellenartige und diskordante Lagerung der Reservoereinheit LF (siehe Abb. 14). Der Profilschnitt C-C' verläuft orthogonal zu den vorherigen Profilen und kreuzt keine Störungen. Gut erkennbar ist die Synklinalstruktur zwischen den beiden Kohlenwasserstofffallen (siehe Abb. 15).

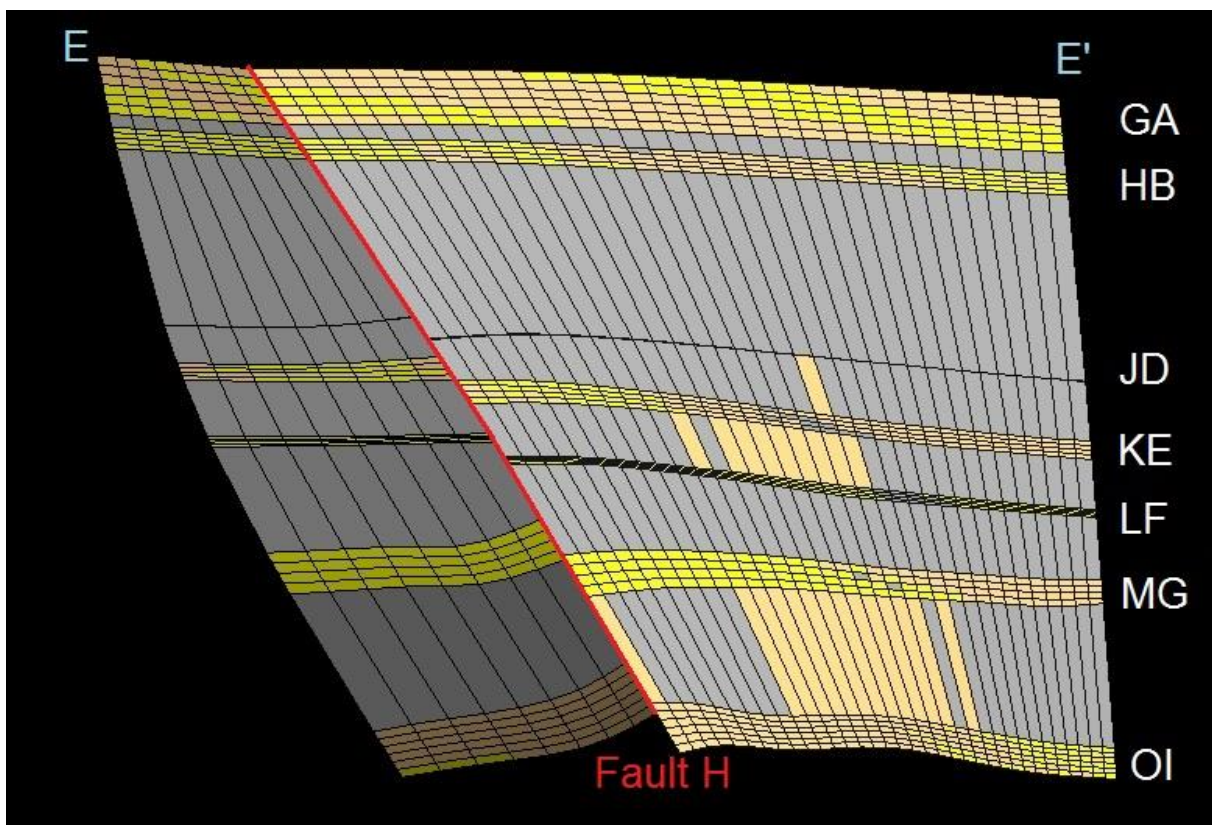


Abb. 12. Profilschnitt E-E'.

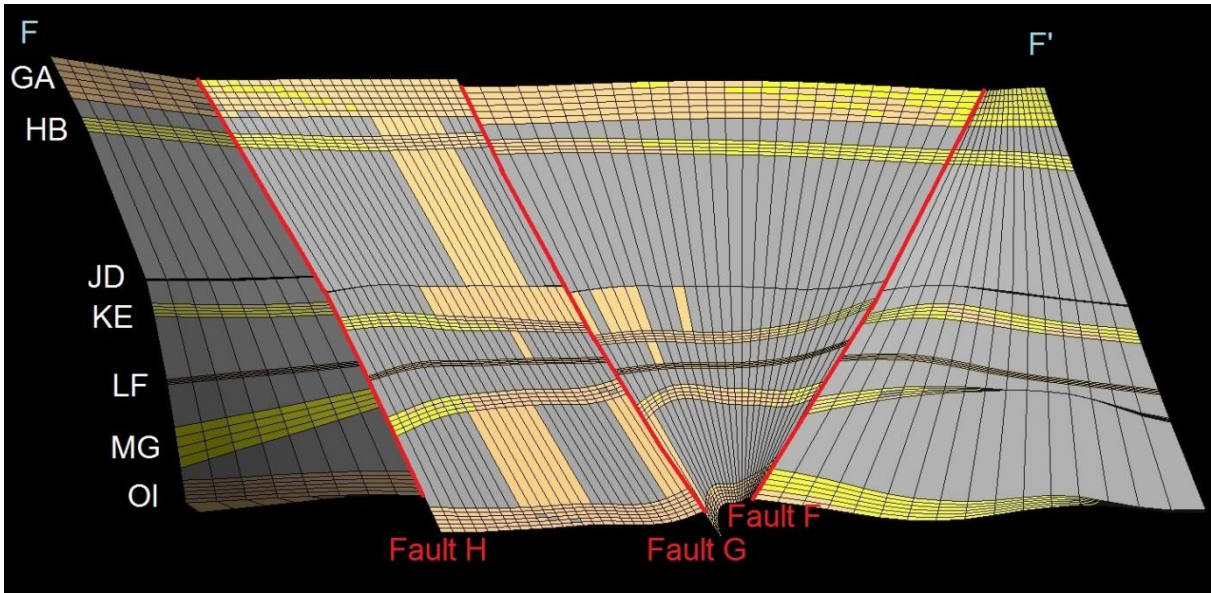


Abb. 13. Profilschnitt F-F'.

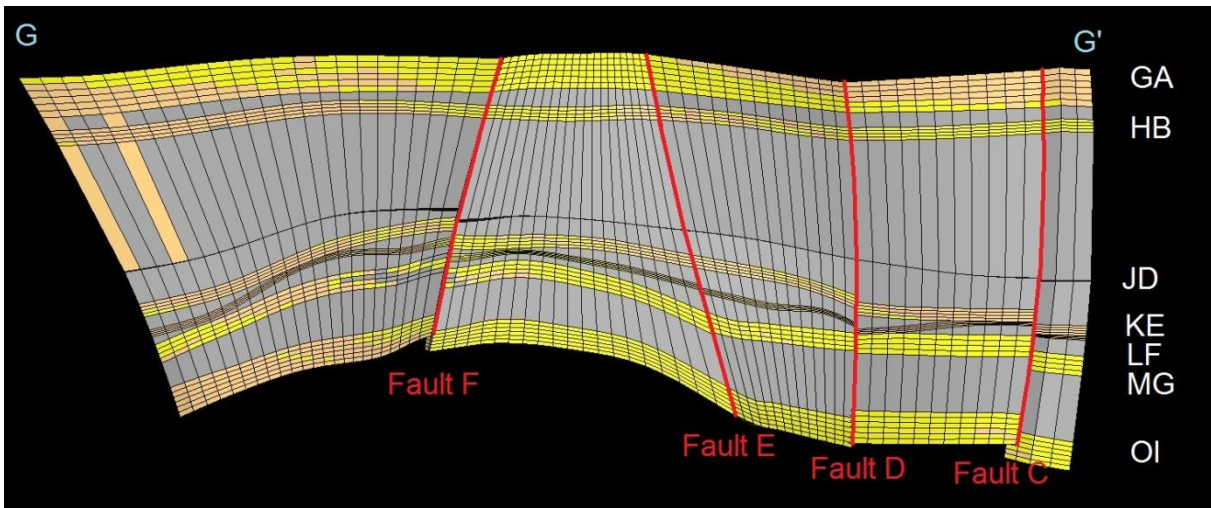


Abb. 14. Profilschnitt G-G'.

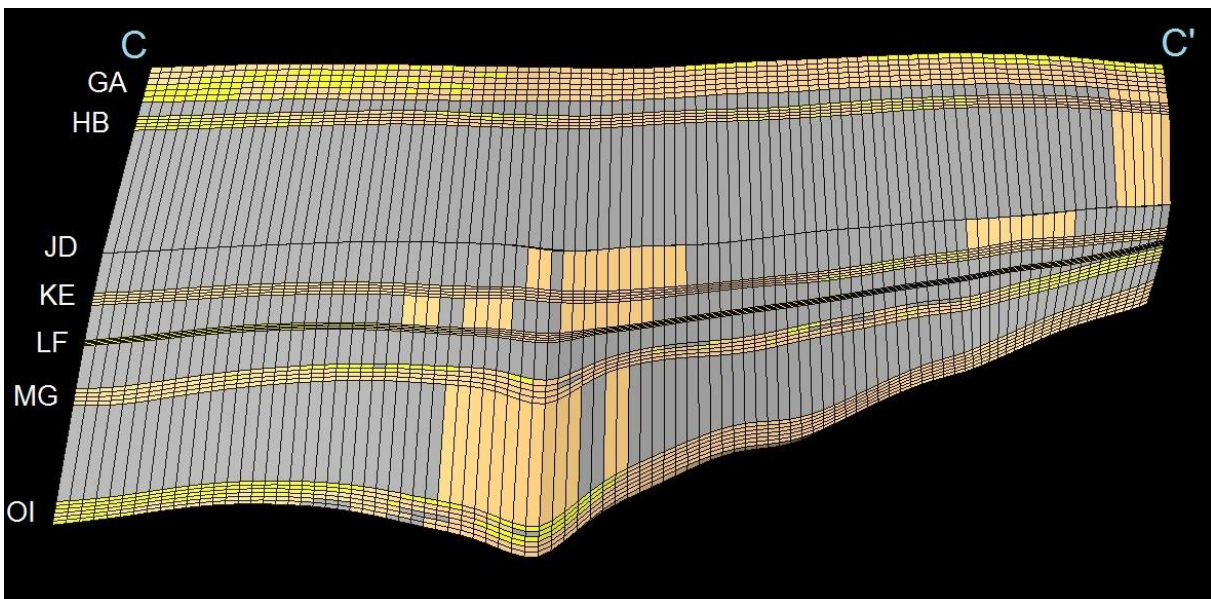


Abb. 15. Profilschnitt C-C'.

4.2.2. GA Reservoir

GA ist das höchstgelegene Hauptreservoir. Als einzige betrachtete Einheit gehört es zur fluvialen Phase und besteht größtenteils aus Mittelsand und Feinsand (siehe Abb. 16). Wie in den folgenden Einheiten schwankt die Porosität zwischen 25 und 35% (siehe Abb. 17). GA ist nur in der Antiklinale im Block 330 mit Öl befüllt. Die Fallenstruktur in den Blöcken 314 und 331 ist frei von Kohlenwasserstoffen (siehe Abb. 18).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 39,8 MMbbl Öl. Damit gehört GA zu den kleineren Reservoiren in EI-330.

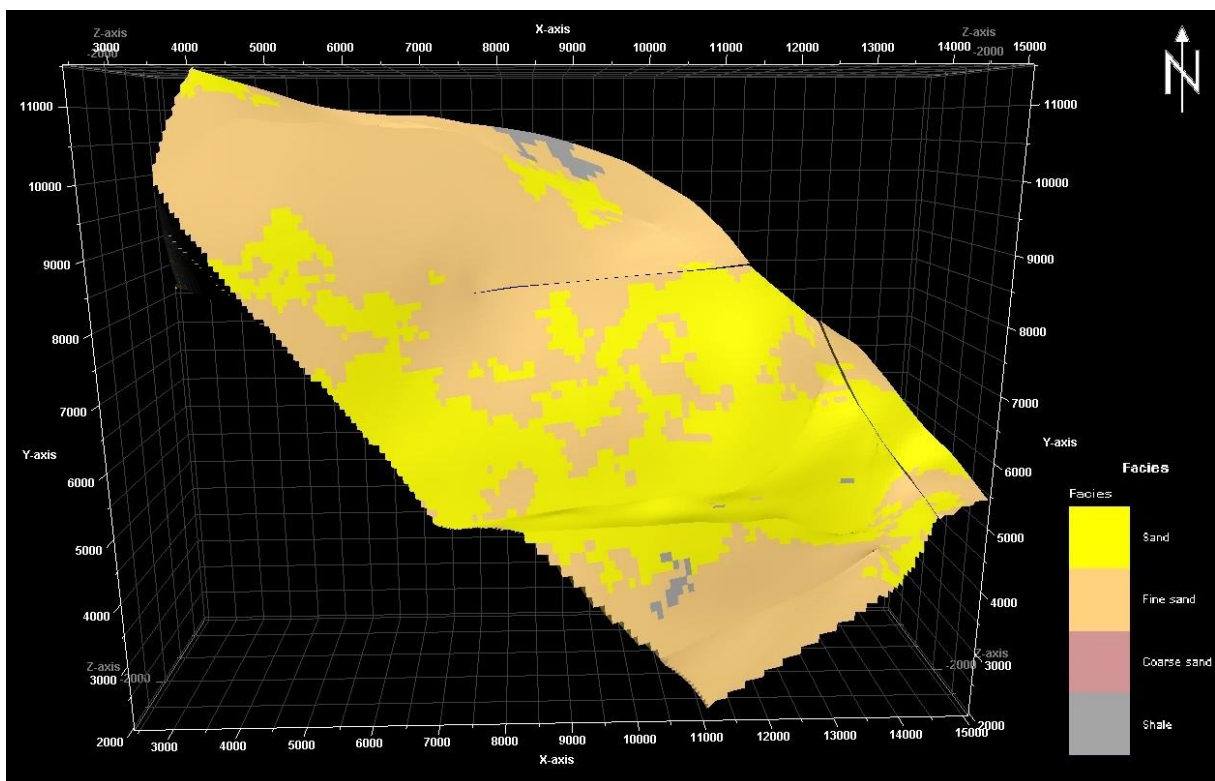


Abb. 16. Faziesmodell GA.

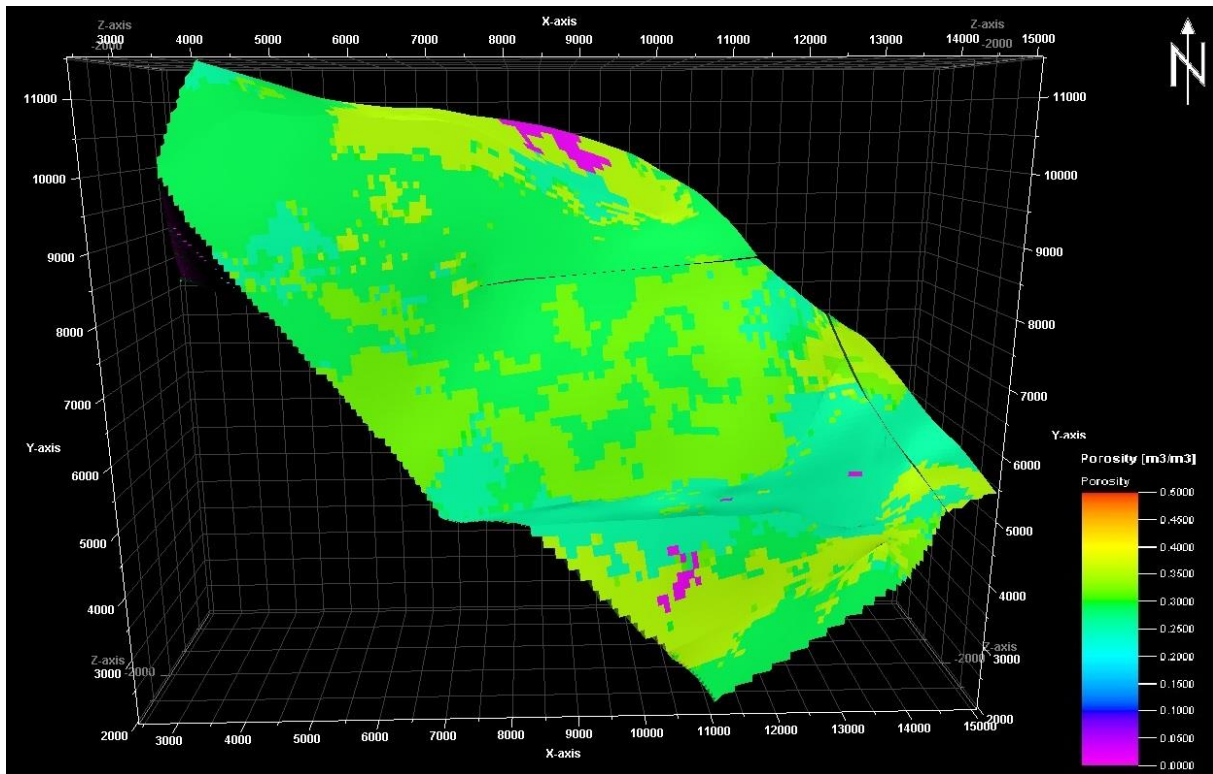


Abb. 17. Porositätsmodell GA.

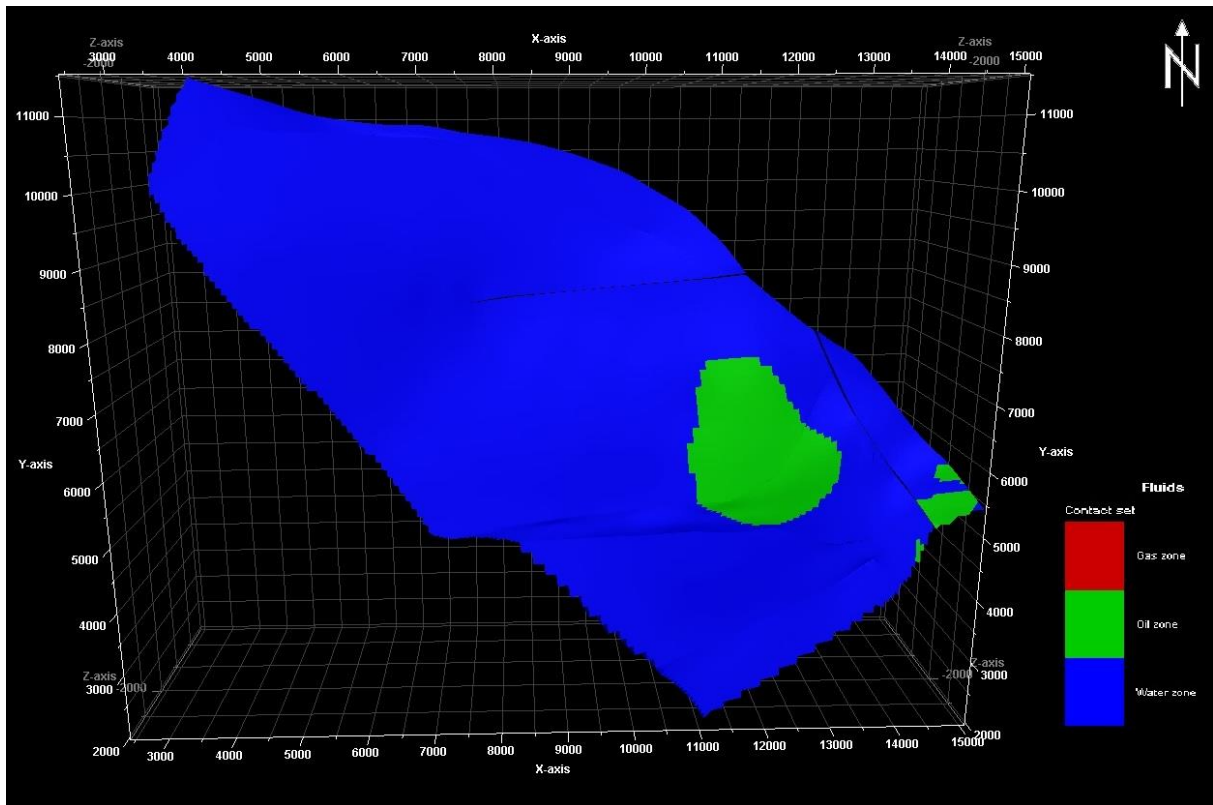


Abb. 18. Fluidmodell GA mit Öl-Wasser-Kontakt.

4.2.3. HB Reservoir

Im Vergleich zu den anderen Hauptreservoiren, besitzt HB die größten Anteile an Mittelsand und nur geringe Mengen feinkörniger Komponenten (siehe Abb. 19). Die durchschnittliche Porosität hat mit 28% den geringsten Wert aller betrachteten Reservoiren (siehe Abb. 20). Wie im GA Reservoir, ist nur die östliche Antiklinale im Block 330 mit Öl befüllt und enthält zusätzlich eine kleine Gaskappe (siehe Abb. 21).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 39,1 MMbbl Öl für das HB Reservoir. Damit ist es das kleinste der sieben Hauptreservoiren in EI-330.

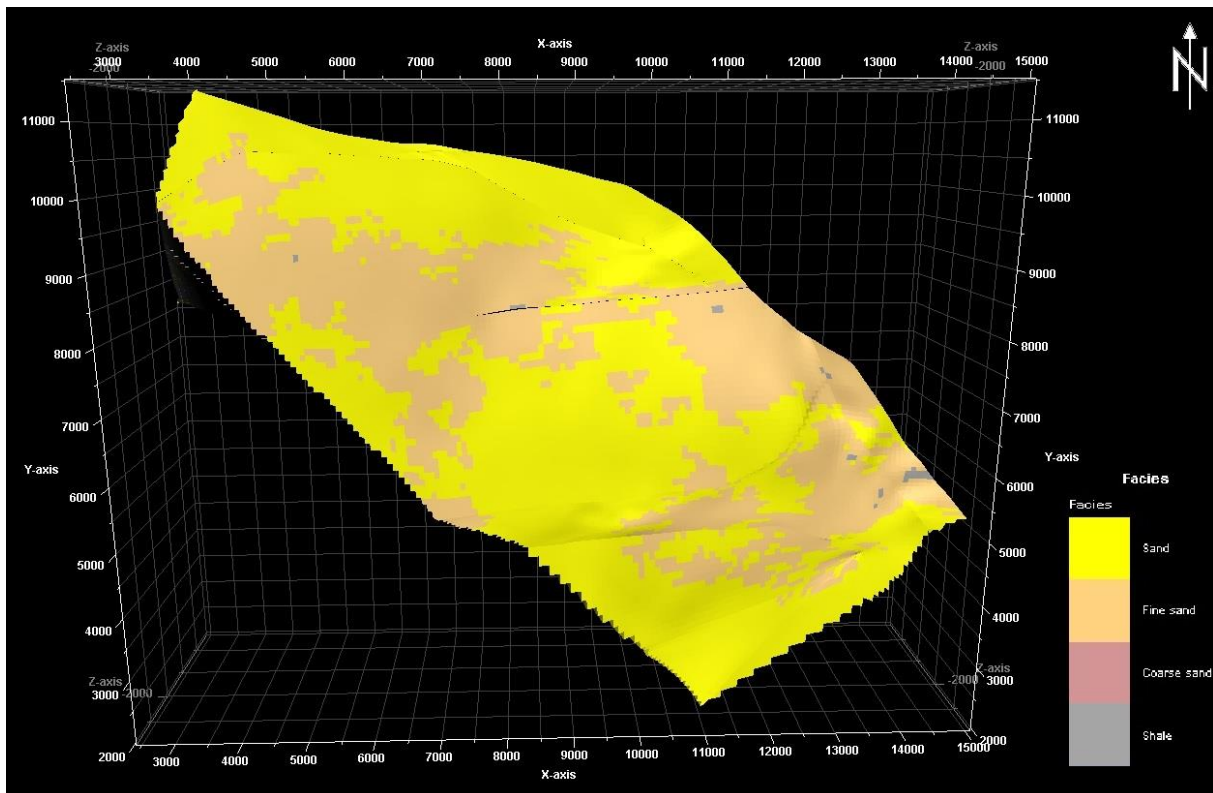


Abb. 19. Faziesmodell HB.

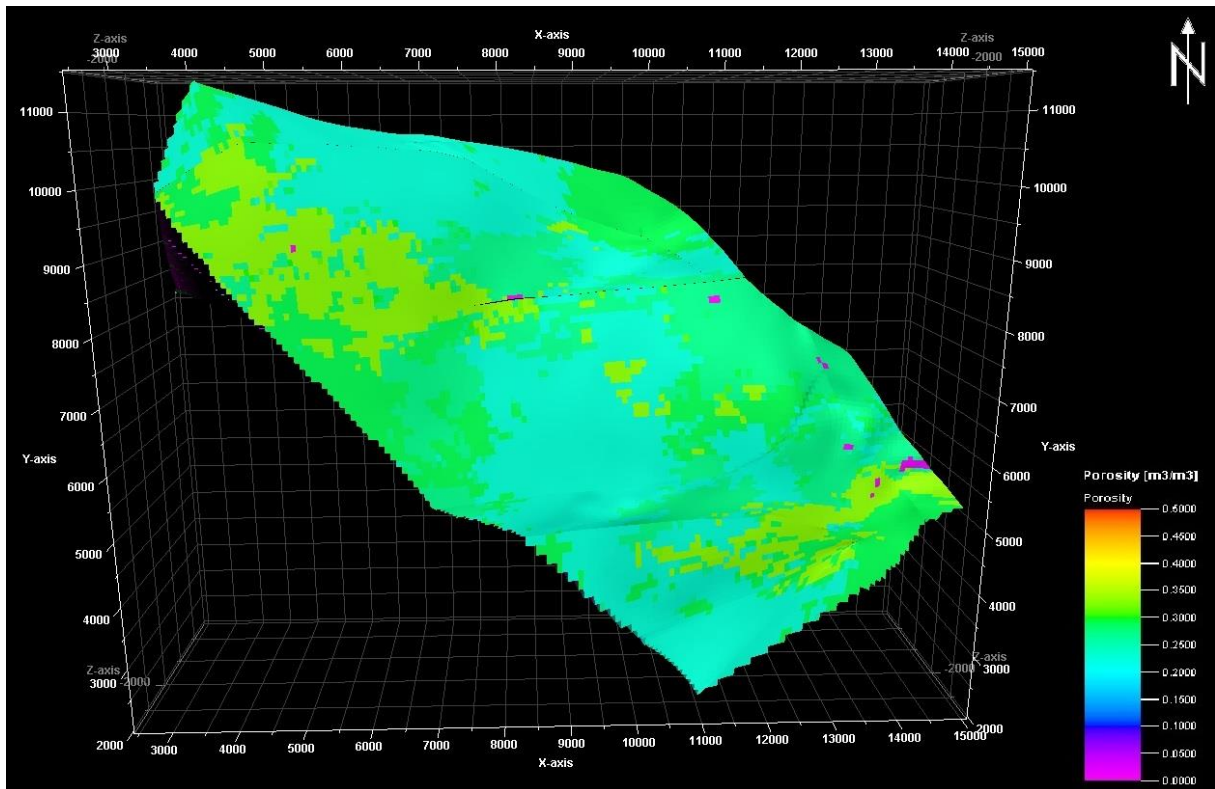


Abb. 20. Porositätsmodell HB.

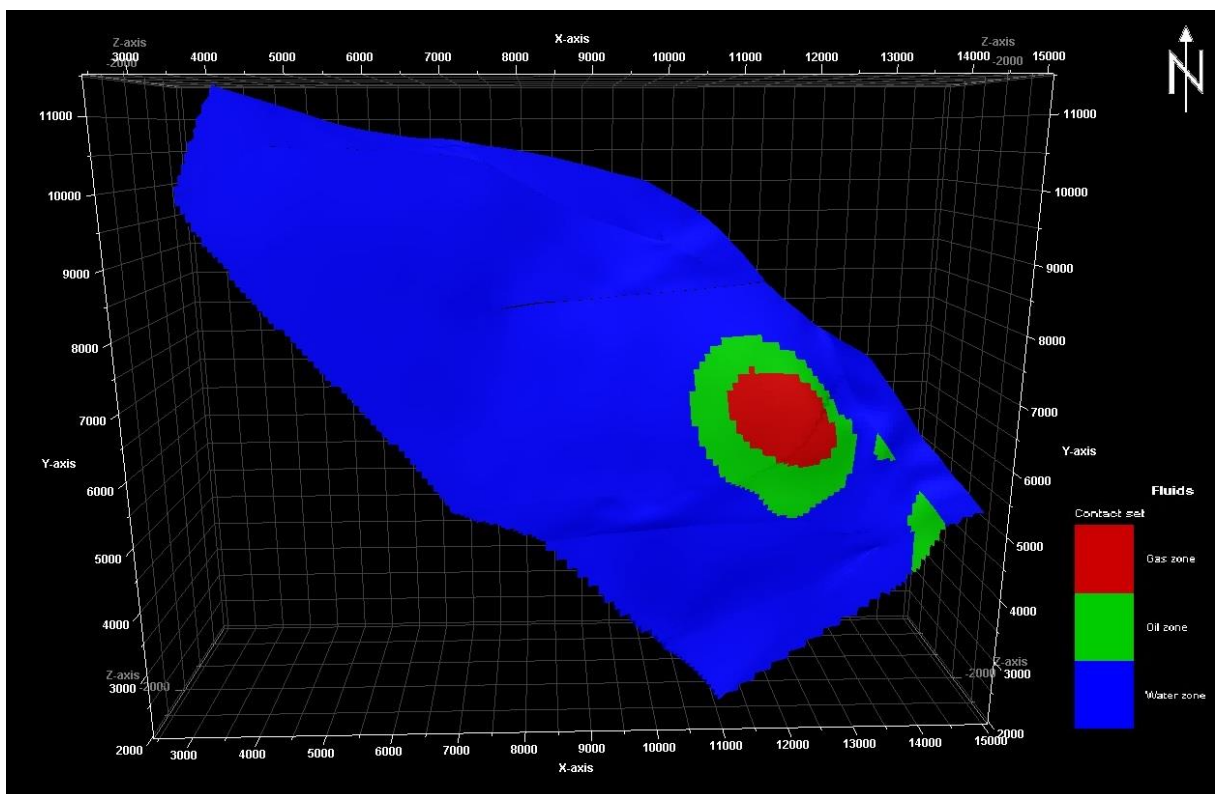


Abb. 21. Fluidmodell HB mit Öl-Wasser und Gas-Öl-Kontakt.

4.2.4. JD Reservoir

JD zählt zur Deltafront-Phase und besteht dementsprechend aus feinsandigen bis mittelsandigen Sedimenten (siehe Abb. 22). Die Durchschnittsporosität beträgt 29% (siehe Abb. 23). Das JD Reservoir enthält hauptsächlich Gas und nur eine geringe Menge Öl. Sowohl die Antiklinale im Block 330, als auch die nordwestliche Antiklinale sind bis zum *spill point* befüllt. Darüber hinaus haben sich auch im Synklinalbereich und an den Außengrenzen Kohlenwasserstoffe angesammelt (siehe Abb. 24).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 0,99 tcf Gas für JD. Damit konnte die Literaturangabe von 1 tcf Gas für dieses Reservoir bestätigt werden (Holland et al. 1999).

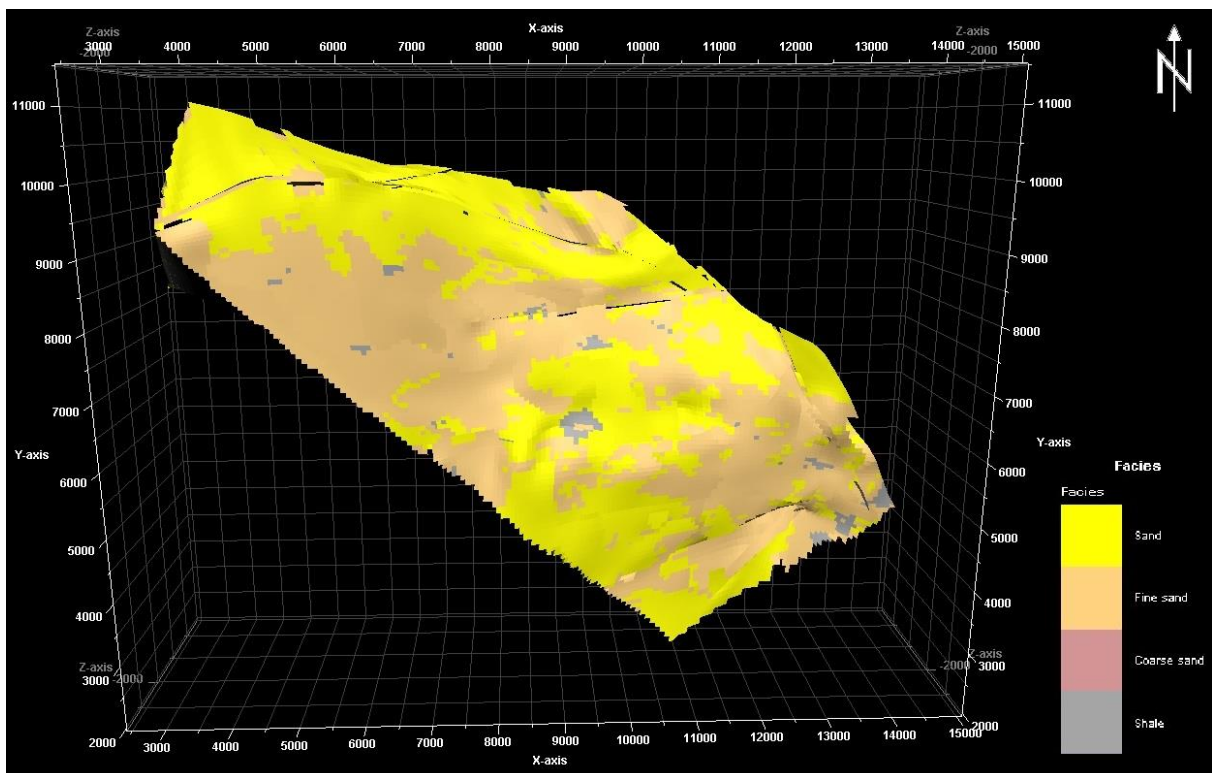


Abb. 22. Faziesmodell JD.

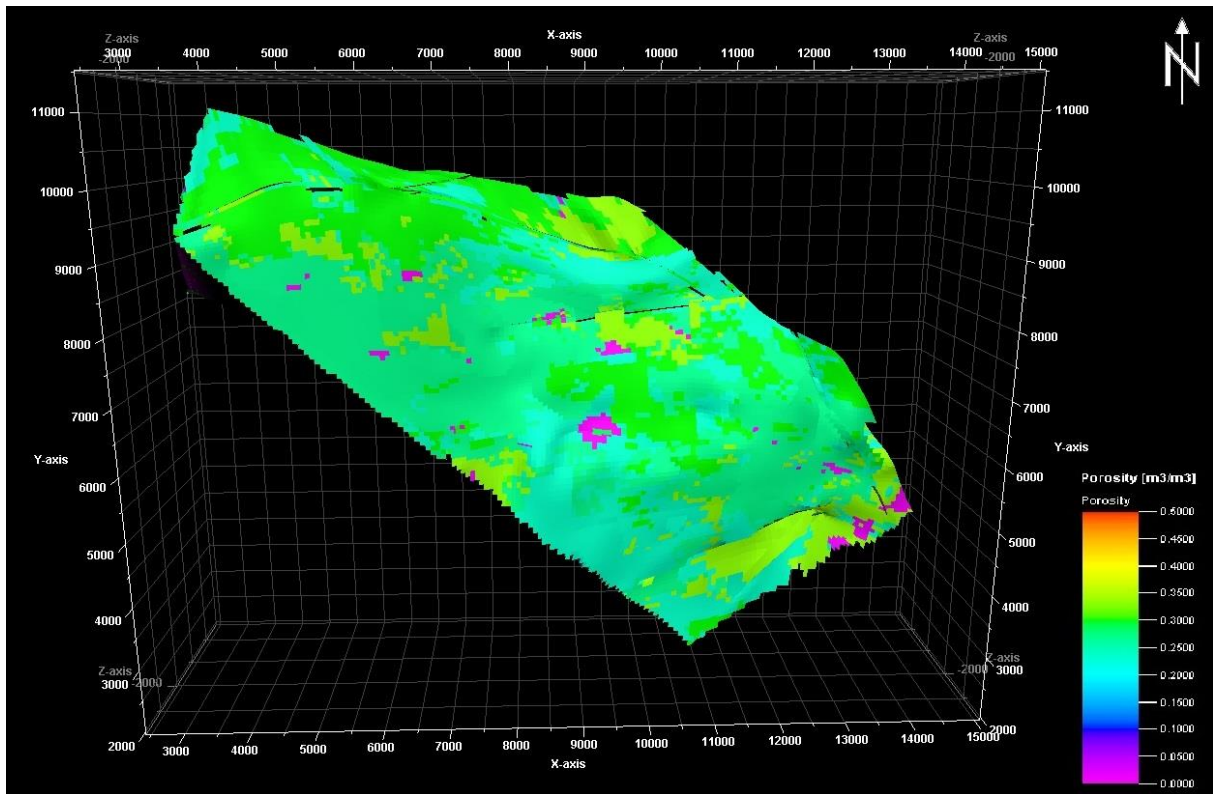


Abb. 23. Porositätsmodell JD.

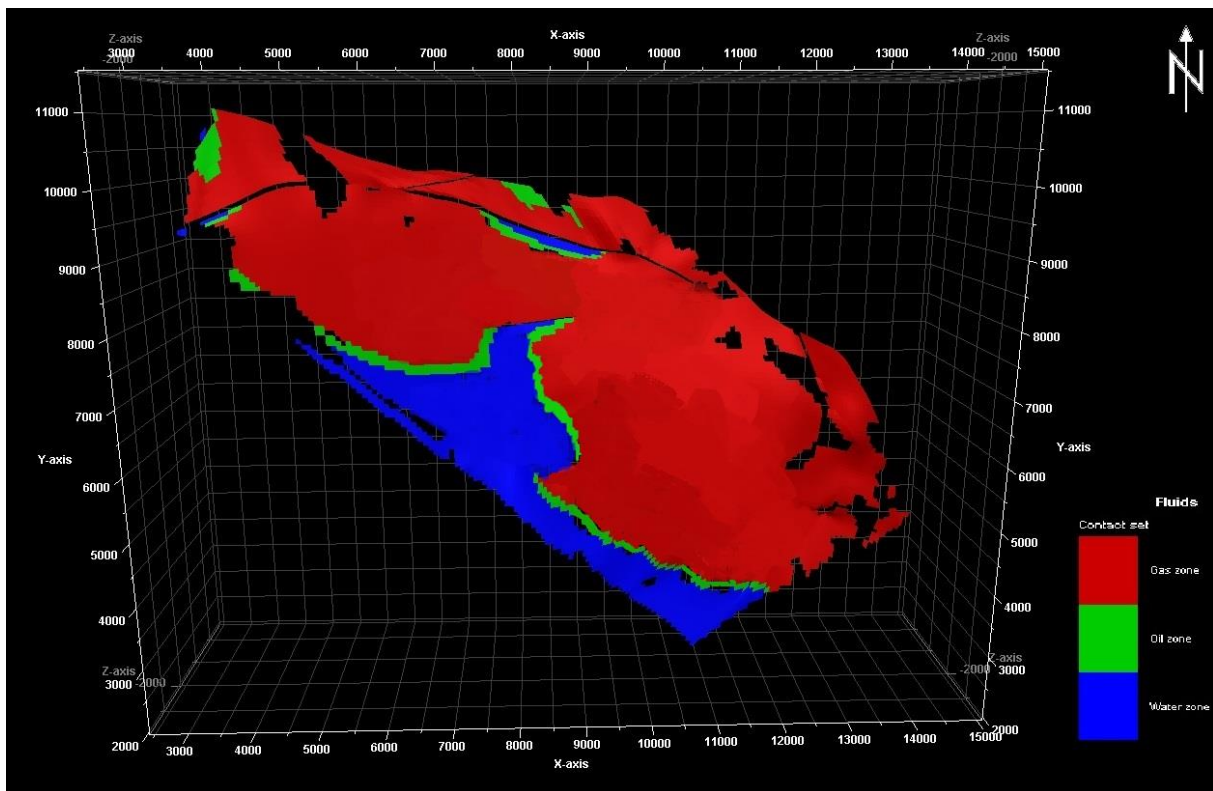


Abb. 24. Fluidmodell JD mit Öl-Wasser und Gas-Öl-Kontakt.

4.2.5. KE Reservoir

KE enthält größtenteils Mittelsand, Feinsand und sehr geringe Mengen an Schieferthon (siehe Abb. 25). Bezüglich der Porosität ähnelt das Reservoir JD (siehe Abb. 26). Es ist hauptsächlich ein Ölreservoir, aber in der Antiklinale im Block 330 befindet sich auch eine etwas größere Gaskappe. Die Fallenstruktur im Nordwesten enthält nur Öl (siehe Abb. 27).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 122,5 MMbbl Öl. Damit gehört KE zu den größeren Reservoiren in EI-330.

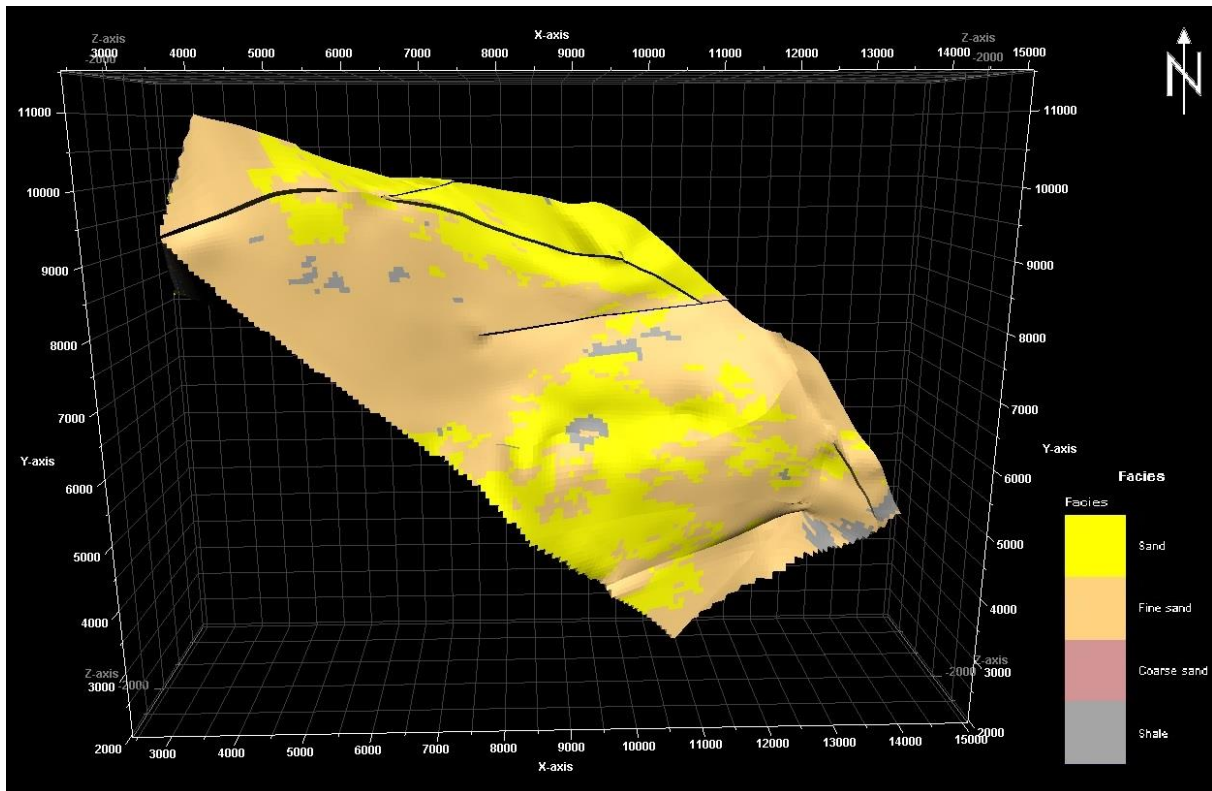


Abb. 25. Faziesmodell KE.

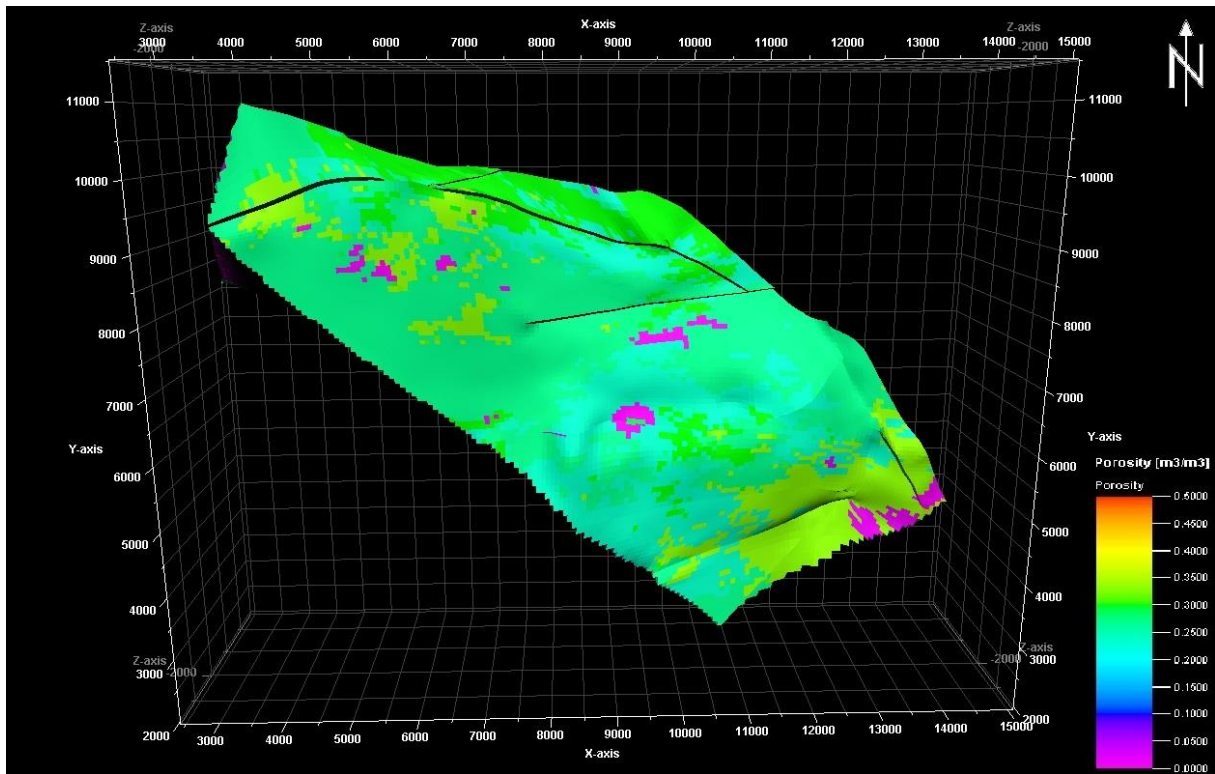


Abb. 26. Porositätsmodell KE.

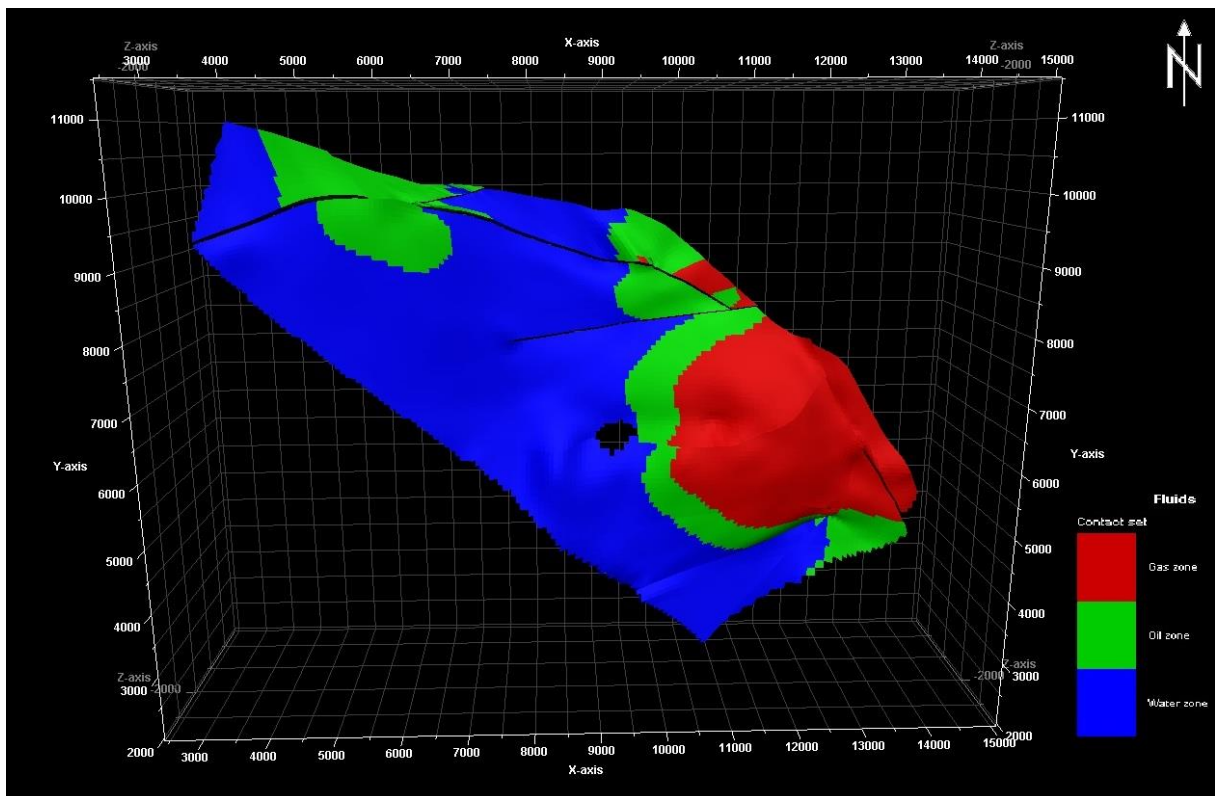


Abb. 27. Fluidmodell KE mit Öl-Wasser und Gas-Öl-Kontakt.

4.2.6. LF Reservoir

Im Vergleich zu den anderen Hauptreservoiren besitzt LF die größten Anteile an Feinsand. Des Weiteren findet sich auch Mittelsand und Schieferthon (siehe Abb. 28). Das Reservoir besitzt mit 31% die höchste Durchschnittsporosität aller betrachteten Reservoiren (siehe Abb. 29). Die beiden Antiklinalen sind bis zum *spill point* befüllt. Darüber hinaus haben sich auch im Synklinalbereich und an den Außengrenzen Kohlenwasserstoffe angesammelt (siehe Abb. 30).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 183,8 MMbbl Öl. Damit ist LF das größte Reservoir in EI-330.

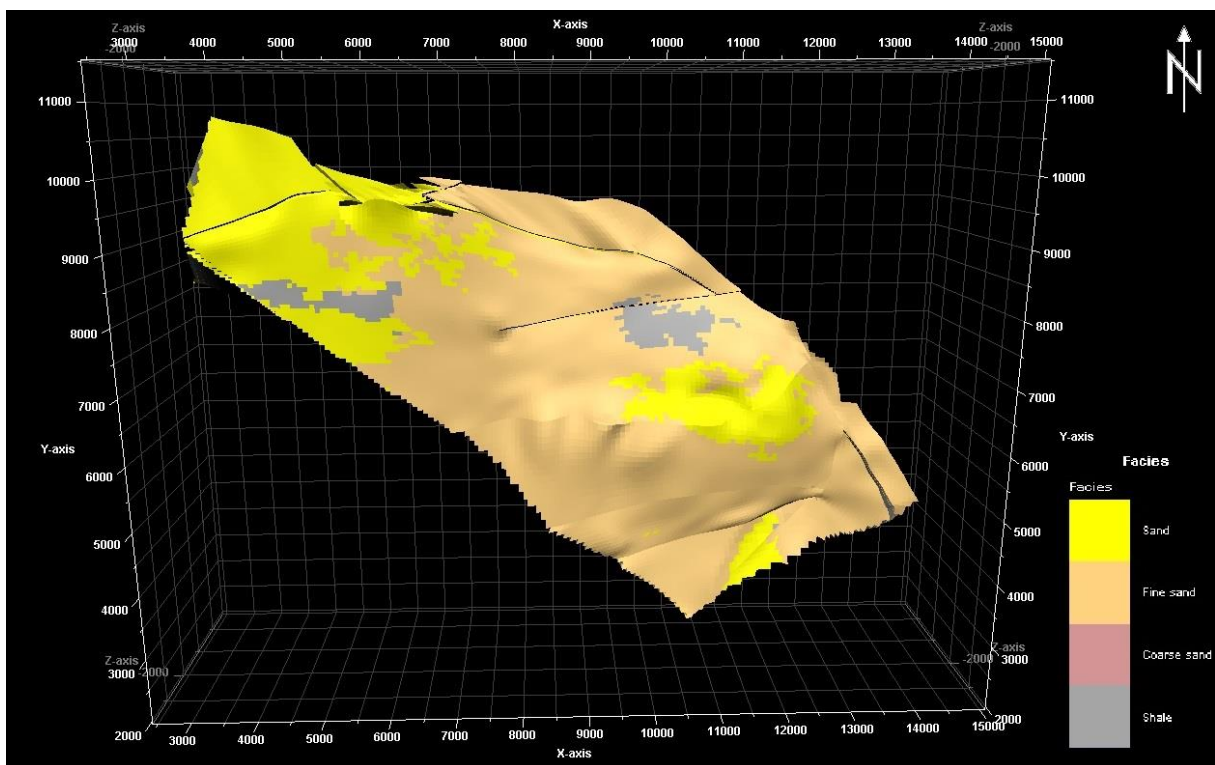


Abb. 28. Faziesmodell LF.

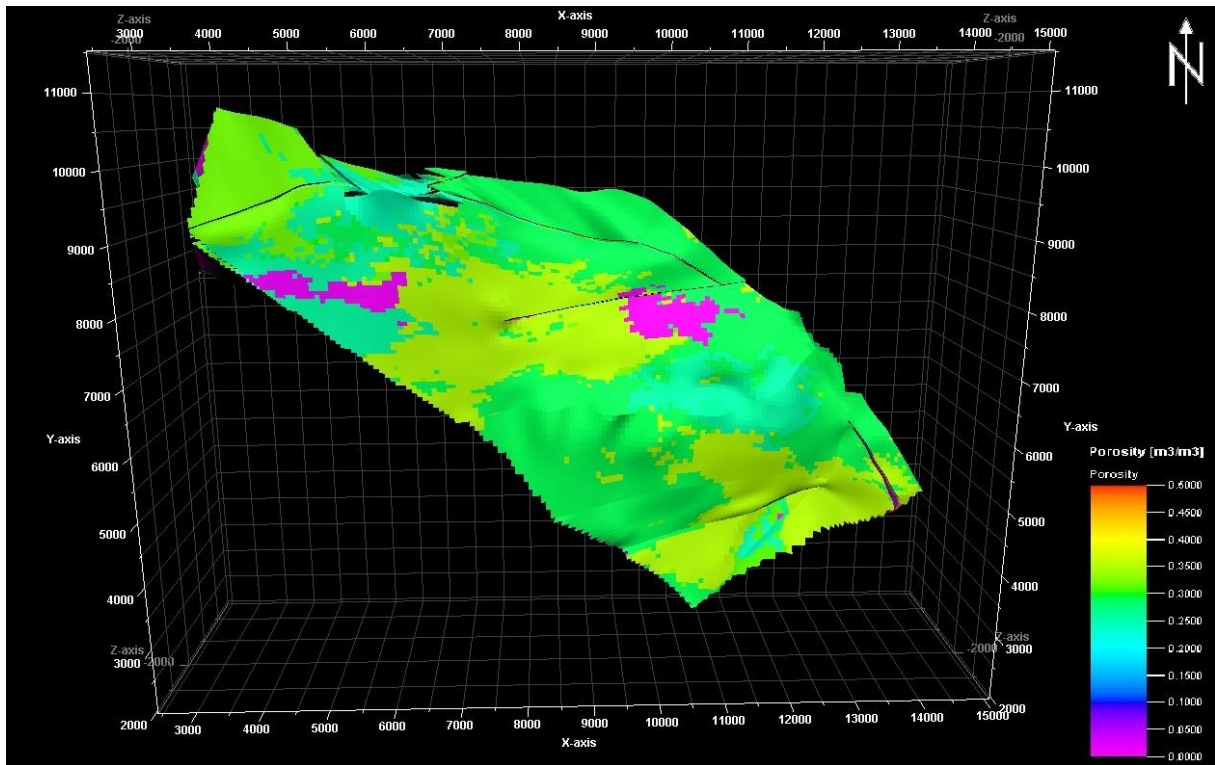


Abb. 29. Porositätsmodell LF.

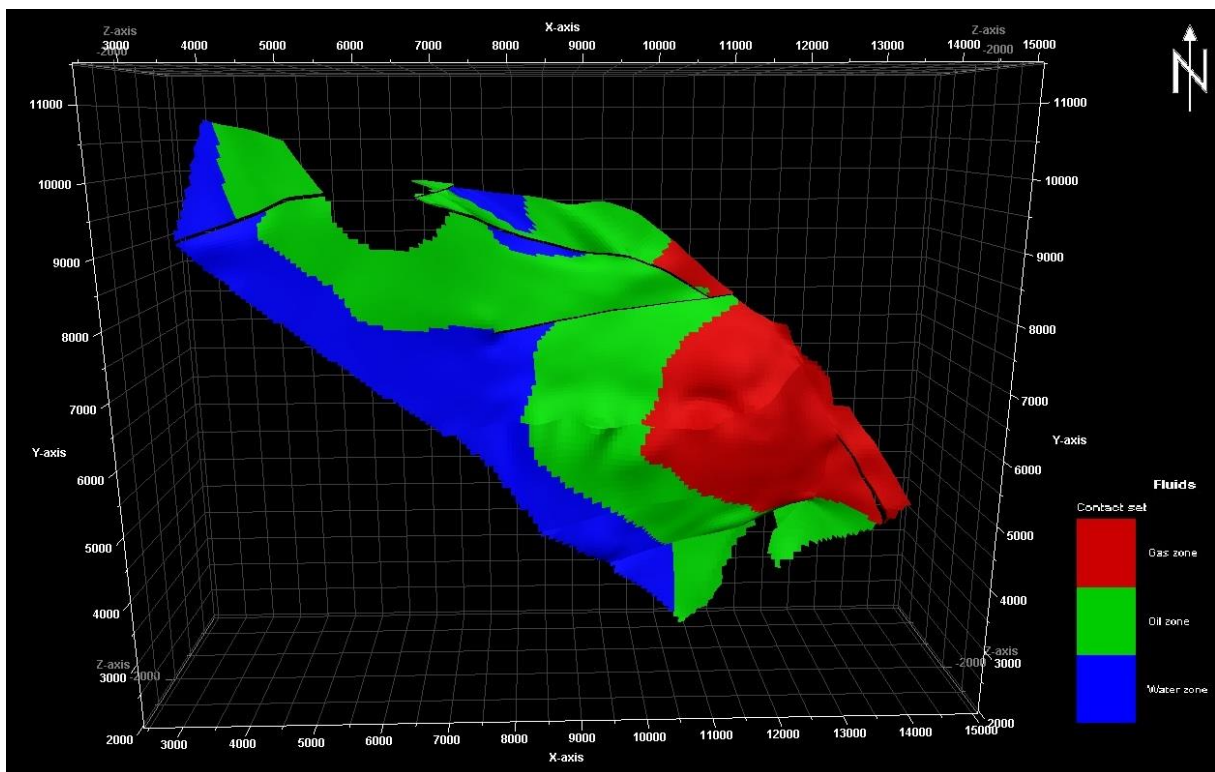


Abb. 30. Fluidmodell LF mit Öl-Wasser und Gas-Öl-Kontakt.

4.2.7. MG Reservoir

MG ist vorwiegend mittelsandig bis feinsandig. Feinkörnigere Komponenten sind seltener (siehe Abb. 31). Die Porosität schwankt zwischen 25 und 35% (siehe Abb. 32). MG ist ein reines Ölreservoir. Diese haben sich insbesondere im Osten angesammelt, während die Fallenstruktur in den Blöcken 314 und 331 kohlenwasserstofffrei ist (siehe Abb. 33)

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 97,0 MMbbl Öl. Damit gehört MG zu den mittelgroßen Reservoiren in EI-330.

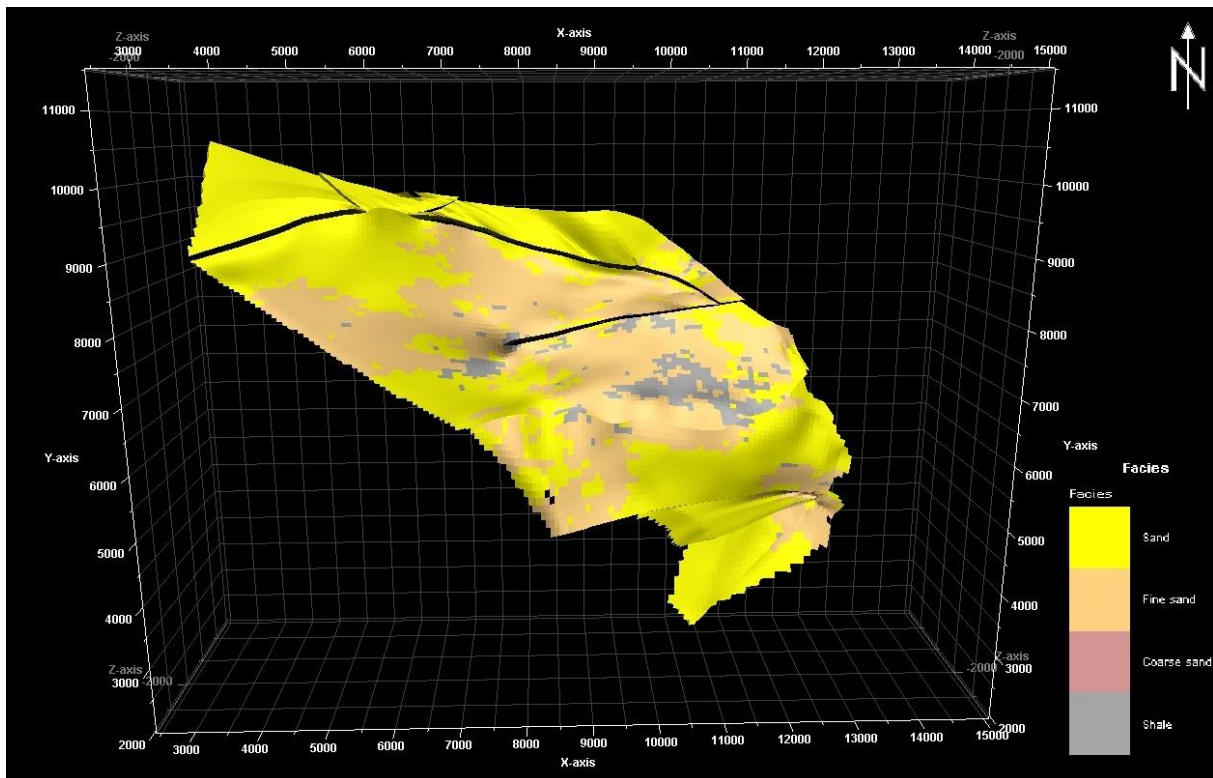


Abb. 31. Faziesmodell MG.

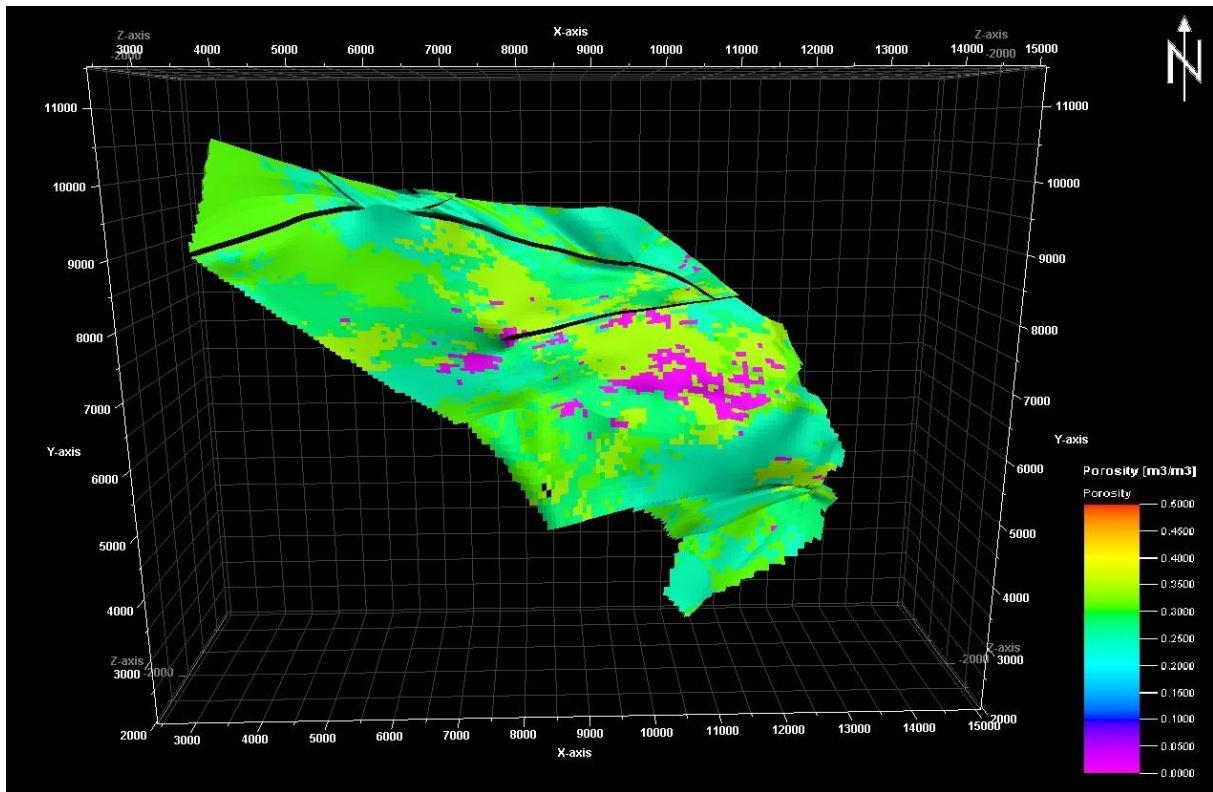


Abb. 32. Porositätsmodell MG.

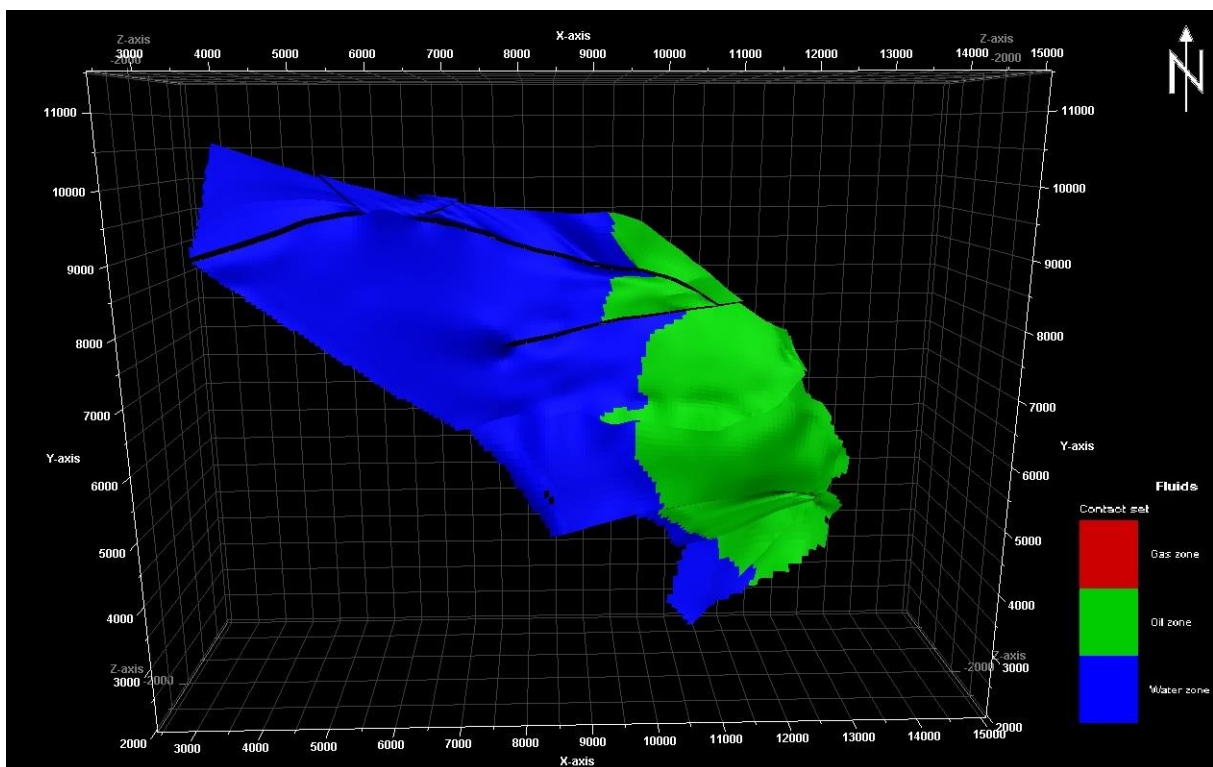


Abb. 33. Fluidmodell MG mit Öl-Wasser-Kontakt.

4.2.8. OI Reservoir

OI ist das tiefste Hauptreservoir in EI-330. Der noch tiefere Lentic 1 Sand ist nicht Bestandteil der Modellierung. Als unterstes Reservoir der Deltafront-Phase besteht OI vorwiegend aus Mittelsand und Feinsand (siehe Abb. 34). Die Durchschnittsporosität beträgt 30% (siehe Abb. 35). Die östliche Antiklinale ist bis zum *spill point* mit Öl und Gas befüllt. In der nordwestlichen Fallenstruktur haben sich geringere Mengen Kohlenwasserstoff angesammelt (siehe Abb. 36).

Die Volumenberechnung in Petrel ergab eine Menge von 165,6 MMbbl Öl für das OI Reservoir. Damit ist es nach JD das zweitgrößte Hauptreservoir.

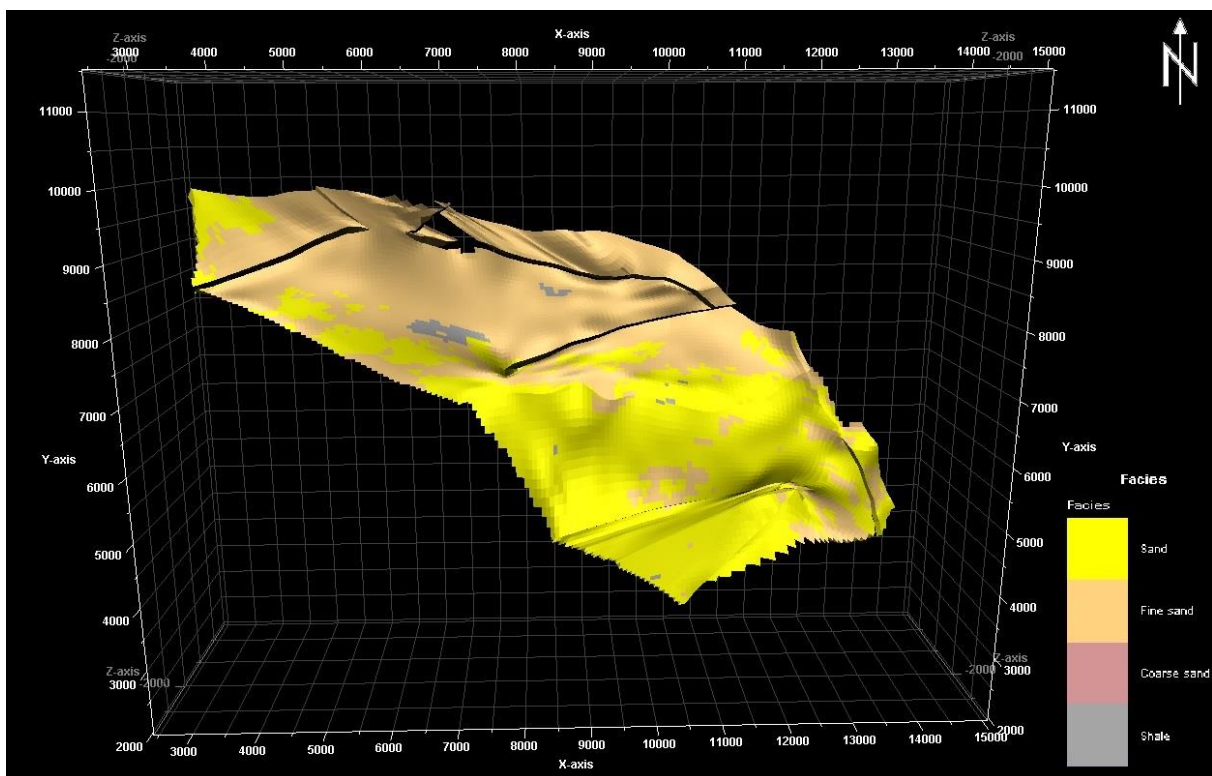


Abb. 34. Faziesmodell OI.

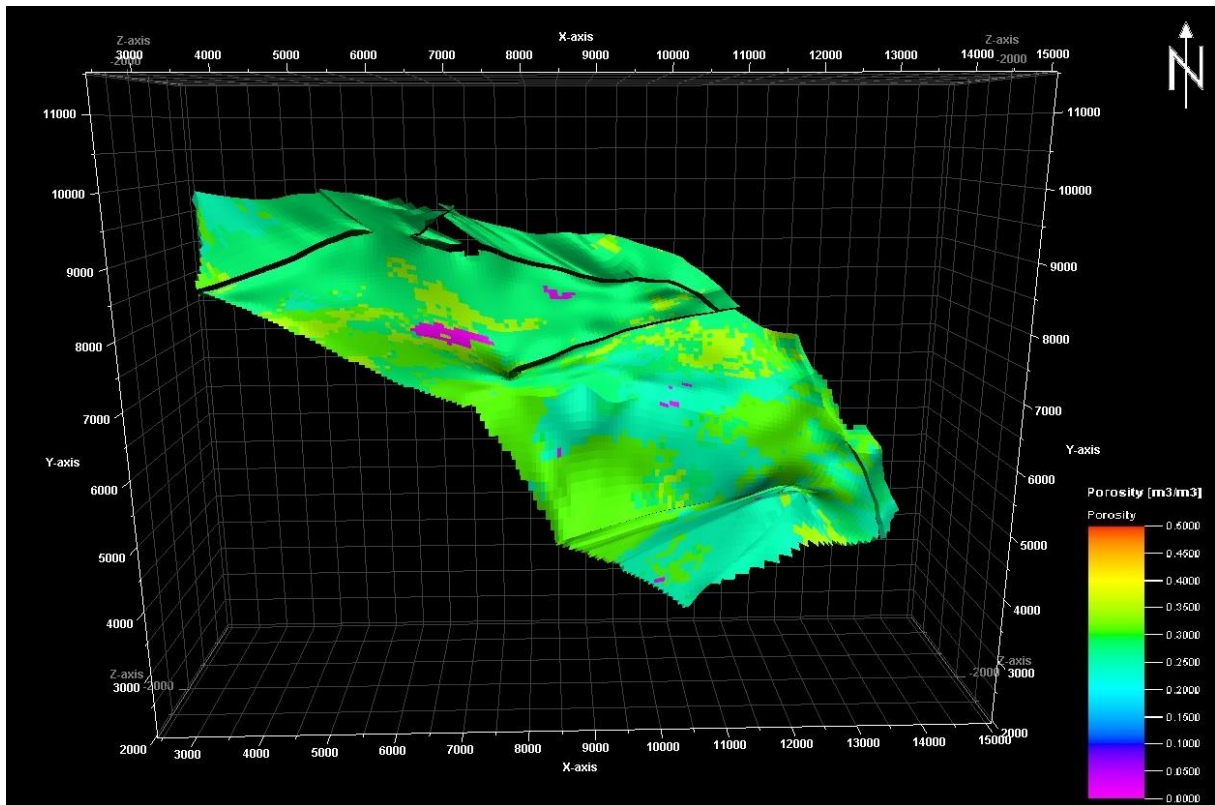


Abb. 35. Porositätsmodell Öl.

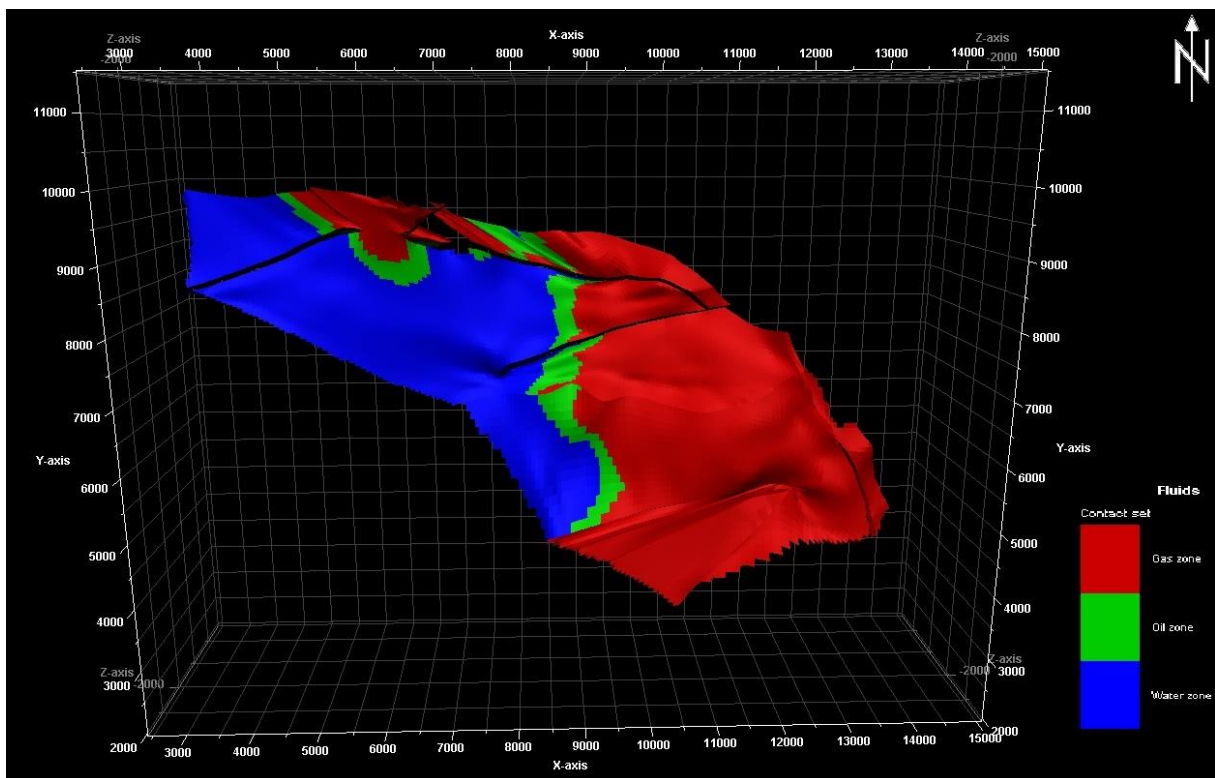


Abb. 36. Fluidmodell Öl mit Öl-Wasser und Gas-Öl-Kontakt.

4.2.9. Gesamtvolumen

Reservoir	GA	HB	JD	KE	LF	MG	OI	Total
OOIP Literaturwerte [MMbbl]	40,0	38,0	1,00*	/	180,0	/	/	750,0
OOIP berechnet [MMbbl]	39,8	39,1	0,99*	122,5	183,8	97,0	165,6	647,8**
Relative Abweichung	-0,5%	+2,9%	-1,0%	/	+2,1%	/	/	/

Tab. 2. Volumen der Hauptreservoir in MMbbl und Vergleich mit Literaturwerten.

(* Angabe für JD als einzigem Gasreservoir in tcf)

(** JD und Nebenreservoir nicht eingerechnet)

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Volumenberechnung zusammengefasst. OOIP (*original oil in place*) beschreibt die Gesamtmenge an Öl in einem Reservoir. Der Wert darf nicht mit der Ölreserve verwechselt werden, welche nur die technisch und wirtschaftlich förderbaren Mengen an Öl in einem Reservoir umfasst. Für das Eugene Island 330 Ölfeld sind in der Arbeit von Holland et al. (1999) OOIP-Werte für GA, HB und LF angegeben (siehe Tab. 2). Diese Literaturwerte decken sich sehr gut mit den Ergebnissen aus der Volumenberechnung. Für GA liegt die Differenz lediglich bei 0,2 Millionen Barrel Öl. Auch HB und LF zeigen nur eine geringe relative Abweichung von unter 3%. Größer ist die Differenz von über Einhundert Millionen Barrel Öl bei der Gesamtbetrachtung von EI-330. Vermutet man bei den Reservoiren ohne Literaturangaben ebenfalls relative Abweichungen von $\pm 3\%$, ist der Unterschied nicht zufällig, sondern als signifikant anzusehen. Deshalb muss diese Differenz auf anderen Wegen erklärt werden. Entscheidend dürfte hierbei die Vereinfachung des Modells und die Nichteinbeziehung von kleineren Reservoir sein, wie z.B. Lentic 1, IC, KD, NI und NH. Auch das Gasreservoir JD enthält eine geringe Menge an Öl, welche nicht in der Volumenberechnung berücksichtigt worden ist. Des Weiteren reicht EI-330 an gewissen Stellen über die Modellgrenzen hinaus und über die dortigen Kohlenwasserstoff-Vorkommen liefern die benutzten Strukturkarten keine Informationen. Der berechnete Wert von 647,8 MMbbl Öl gilt daher für das Volumen in den zentralen Bereichen von EI-330, d.h. in den Blöcken 330, 331, 338 und zum Teil in den Blöcken 313, 314, 332, 337. Nebenreservoir sowie Peripheriebereiche des Feldes sind nicht berücksichtigt und enthalten

zusätzlich ungefähr 102 MMbbl Öl. Unter diesen Voraussetzungen war die Berechnung erfolgreich und liefert realistische Ergebnisse für die einzelnen Hauptreservoirs sowie für das Gesamtvolumen.

5. Diskussion

Anhand der Informationen aus den Strukturkarten konnte ein dreidimensionales Modell des Eugene Island 330 Ölfeldes erstellt werden. Es erstreckt sich auf die je 2304 ha großen Lizenz-Blöcke 313, 314, 331, 332, 337 und 338. Faziell sind charakteristische Ton-Sand-Wechselagerungen der Deltafront Phase erkennbar. Die Obergrenze des Modells wird durch das fluvial geprägte GA Reservoir in einer Tiefe von 1.311 m gebildet. Prodeltaische Ablagerungen im Liegenden stellen die Untergrenze dar und sind nicht Bestandteil der Modellierung. Das Feld erstreckt sich damit auf ein Gebiet von etwa 11 x 5 km und besitzt eine Höhengausdehnung von bis zu 1,5 km. Zentral für die Volumenberechnungen ist eine Aufteilung in strikt getrennte Reservoirs und Sealhorizonte gewesen. Letztere werden in EI-330 durch transgressive Schiefertone verkörpert und im Modell als Zonen extrem niedriger Porosität ($< 0,1\%$) dargestellt. Die verschiedenen Untereinheiten der Sandsteine worden stattdessen zu Hauptreservoirs mit Porositäten zwischen 25 und 35% zusammengefasst. Dies stellt eine Vereinfachung dar, aber verändert keinen der für die Volumenberechnung benötigten Parameter und führt somit zu realistischen Ergebnissen. Die Vergleichsangaben aus der Fachliteratur konnten bestätigt werden. Für die Hauptreservoirs GA, HB, JD und LF liegen die relativen Abweichungen bei unter $\pm 3\%$ (siehe Tab. 2.). Das Gesamtvolumen beträgt 647,8 MMbbl Öl.

Zukünftige Studien könnten auf dieser Masterarbeit aufbauen und unter Benutzung der Förderraten und *recovery factors* das gegenwärtige Kohlenwasserstoff-Volumen in den Reservoirs berechnen. Das Ölfördermaximum erreichte EI-300 bereits 1977 (Holland et al. 1999), aber eine Neubewertung von Lagerstätten ist nicht nur theoretischer Natur. Durch steigende Nachfrage und technischen Fortschritt, steigt die Menge, die offiziell als global förderbare Ölreserven ausgewiesen wird, seit Jahrzehnten kontinuierlich an. Dies gilt insbesondere für bereits aufgegebenen Ölfelder, wodurch somit eine Förderung wieder rentabel werden kann.

6. Literaturverzeichnis

Ajiboye, O. (2011): *Structural Framework of the Clemente-Tomas and Corsair Growth Fault Systems in the Texas Continental Shelf Margin of the Gulf of Mexico Basin*.

Thesis. Texas Tech University.

Alexander, L. L.; Flemings, P. B. (1995): *Geologic Evolution of a Pliocene-Pleistocene Salt-Withdrawal Minibasin: Eugene Island Block 330, Offshore Louisiana*. AAPG, vol. 79, p. 1737-1756.

Alexander, L. L.; Handschy, J. W. (1998): *Fluid flow in a faulted reservoir system: fault trap analysis for the Block 330 field in Eugene Island, South Addition, offshore Louisiana*. AAPG, vol. 82, p. 387-411.

Anderson, R. (1993): *Recovering dynamic Gulf of Mexico reserves and the U.S. energy future*. Oil & Gas Journal, vol. 91, 17, p. 85-91.

Blum, M. D.; Roberts, H. H. (2012): *The Mississippi Delta Region: Past, Present, and Future*. Annual Review of Earth and Planetary Sciences, vol. 40, p. 655-683.

Buster, N. A.; Holmes, C. W. (2011): *Gulf of Mexico Origin, Waters and Biota*. Vol. 3, Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies Series. Texas A&M University Press.

Cathles, L. M. (2002): *Quantifying gas, oil, and brine migration in a 125 x 200 km area of the offshore Louisiana Gulf of Mexico. A modeling analysis of hydrocarbon chemistry and gas washing, hydrocarbon fluxes and reservoir filling*. Preprint of Gri Project 5097-260-3787 Final Report, vol. V.

Chapmann, R. E. (2000): *Petroleum Geology*. Elsevier Science, Amsterdam.

Coleman, J.; Galloway, W. E. (1990): *Petroleum Geology of the Vicksburg Formation, Texas*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, vol. 40, p. 119-130.

Dennen, K. O.; Hackley, P. C. (2012): *Definition of Greater Gulf Basin Lower Cretaceous Shale Gas Assessment Unit, United States Gulf of Mexico Basin Onshore and State Waters*. AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas.

Douglas, S. W.; Wagner, J.; Dworkin, S.; Driese, S. G. (2010): *The Jurassic Norphlet Formation of the deep water eastern Gulf of Mexico: A sedimentologic investigation of aeolian systems and their stratal relationship with extradunal facies types*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, vol. 60, p. 78.

Finkbeiner, T.; Zoback, M.; Flemings, P. (2001): *Stump, Beth, Stress, pore pressure, and dynamically constrained hydrocarbon columns in the South Eugene Island 330 Field, northern Gulf of Mexico*. AAPG, vol. 85, p. 1007-1031.

Galloway, W. E.; Hobday, D. K.; Magara, K. (1982): *Frio formation of the Texas Gulf Coast Basin: depositional systems, structural framework, and hydrocarbon origin, migration, distribution, and exploration potential*. Report of investigations, University of Texas at Austin, vol. 78, no. 122.

Galloway, W. E. (2009): *Gulf of Mexico - A megaprovince*. *Geo ExPro*, vol. 6, no. 3.

Galloway, W. E. (2011): *History of Cenozoic North American drainage basin evolution, sediment yield, and accumulation in the Gulf of Mexico basin*. *Geosphere* 7, p. 938-973.

Guerin, G. (2000): *Acoustic and Thermal Characterization of Oil Migration, Gas Hydrates Formation and Silica Diagenesis*. PhD. Thesis, Columbia University.

Gordon, D. S.; Flemings, P. B. (1998): *Generation of Overpressure and Compaction-Driven Fluid Flow in a Plio-Pleistocene Growth-Faulted Basin, Eugene Island 330, Offshore Louisiana*. *Basin Research*, vol. 10, p. 177-196.

Gore, R. H. (1992): *The Gulf of Mexico*. Pineapple Press, Sarasota, Florida.

Haeberle, F. R. (2007): *Trap types can be instructive in Gulf of Mexico shelf search*. *Oil & Gas Journal*, vol. 105.

Haney, M. M.; Snieder, R.; Sheiman, J.; Losh, S. (2005): *Geophysics: A moving fluid pulse in a fault zone*. *Nature* 437, p. 46.

Haq, B. U.; Hardenbol, J.; Vail, P. R. (1987): *Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic (250 million years ago to present)*. *Science*, 235, p. 1156-1167.

Hart, B. S.; Sibley, D. M.; Flemings, P. B. (1997): *Seismic Stratigraphy, Facies Architecture, and Reservoir Character of a Pleistocene Shelf-Margin Delta Complex, Eugene Island Block 330 Field, Offshore Louisiana*. AAPG, vol. 81, p. 380-397.

Holland, D. S.; Nunan, W. E.; Lammlein, D. R.; Woodhams, R. L. (1980): *Eugene Island Block 330 Field, Offshore Louisiana. Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978*. AAPG Memoir 30, p. 253-280.

Holland, D. S., Leedy, J. B.; Lammlein, D. R. (1999): *Eugene Island Block 330 Field--U.S.A. Offshore Louisiana*. AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields, Structural Traps, p. 103-143.

Hood, K. C.; Wenger, L. M.; Gross, O. P.; Harrison, S. C. (2002): *Hydrocarbon systems analysis of the northern Gulf of Mexico: Delineation of hydrocarbon migration pathways using seeps and seismic imaging. Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing*, D. Schumacher and L. A. LeSchack. AAPG Studies in Geology No. 48 and SEG Geophysical References Series No. 1.

Huerta, A. D.; Harry, D. L. (2012): *Wilson cycles, tectonic inheritance, and rifting of the North American Gulf of Mexico continental margin*. Geosphere; vol. 8, 2, p. 374.

Hyne, N. J. (2012): *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production*. Pennwell Books, 3rd edition.

Jackson, M. P. A.; Galloway, W. E. (1984): *Structural and depositional styles of Gulf Coast Tertiary continental margins. Application to hydrocarbon exploration*. AAPG, CECNS 25.

Joshi, A.; Appold, M. S.; Nunn, J. A. (2012): *Evaluation of solitary waves as a mechanism for oil transport in poroelastic media: A case study of the South Eugene Island field, Gulf of Mexico basin*. Marine and Petroleum Geology, 37, p. 53-69.

Kazanis, E. G.; Maclay, D. M.; Shepard, N. K. (2015): *Estimated Oil and Gas Reserves, Gulf of Mexico, OCS Region, December 31, 2012*. U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management.

- Kennan, L.; Pindell, J.; Rosen, N. C. (2007): *Paleogene of the Gulf of Mexico and Caribbean Basins: Processes, events, and petroleum systems*. GCSSEPM Conference.
- Kennicutt, M. C.; McDonald T. J.; Comet P. A.; Denoux G. J.; Brook, J. M. (1992): *The origins of petroleum in the northern Gulf of Mexico*. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 56, p. 1259-1280.
- Losh, S.; Walter, L.; Meulbroek, P.; Martini, A.; Cathles, L.; Whelan, J. (2002): *Reservoir fluids and their migration into the South Eugene Island Block 330 reservoirs, offshore Louisiana*. AAPG, vol. 86, p. 1463 - 1488.
- Lucier, A.; Zoback, M. D. (2004): *CO² Sequestration in Depleted Oil and Gas Reservoirs: A Proposed Workflow for Assessing Reservoir Suitability in the Gulf of Mexico, Case Study Applied to South Eugene Island 330*. Proceedings from 3rd Annual Conference on CO² Sequestration, Alexandria, VA.
- McCulloh, R. P.; Heinrich, P. V. (2012): *Surface Faults of the South Louisiana Growth-Fault Province*. GSA Special Papers 515.
- Moore, C. H.; Wade, W. J. (2013): *Carbonate Reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework*. Elsevier Science, 2nd Edition.
- Pitman, J. K.; Rowan, E. (2012): *Temperature and Petroleum Generation History of the Wilcox Formation, Louisiana*. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.
- Revil, A.; Cathles, L. M. (2002): *Fluid transport by solitary waves along growing faults: A field example from the South Eugene Island Basin, Gulf of Mexico*. *Earth and Planetary Science Letters*, 202, p. 321-335.
- Roberts, S. J (2001): *Fluid flow in the South Eugene Island area, offshore Louisiana: results of numerical simulations*. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 18, 7, p. 799-805.
- Rowan, M. G.; Jackson, M. P. A.; Trudgill, B. D. (1999): *Salt-Related Fault Families and Fault Welds in the Northern Gulf of Mexico*. AAPG, vol. 83, p. 1454-1484.

Rowan, M. G.; Inman, K. F.; Fiduk, J. C. (2005): *Oligo-Miocene Extension at the Louann Level in the Northern Gulf of Mexico: Kinematic Models and Examples*. Gulf Coast Association of Geological Societies 55, p. 725-732.

Rowan, M. G.; Vendeville, B. C. (2006): *Foldbelts with early salt withdrawal and diapirism: Physical model and examples from the northern Gulf of Mexico and the Flinders Ranges, Australia*. Marine and Petroleum Geology, 23, p. 871-891.

Steiner, M. B. (2005): *Pangean reconstruction of the Yucatan Block; its Permian, Triassic, and Jurassic geologic and tectonic history*. Geological Society of America Special Papers, 393, p. 457-480.

Whelan, J. (1997): *The dynamic migration hypothesis: how fast are oil and gas leaking to the ocean floor and replenishing themselves in some reservoirs?* Sea Technology, vol. 38, p. 10-18.

Winker, C. D. (1982): *Cenozoic Shelf Margins, Northwestern Gulf of Mexico*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, p. 427-448.

Winker, C. D.; Buffler, R. T. (1988): *Paleogeographic evolution of early deep-water Gulf of Mexico and margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean)*. AAPG, vol. 72, p. 318-346.

Woodbury, H. O.; Murray, I. B.; Pickford, J. P. J.; Akers, W. H. (1973): *Pliocene and Pleistocene Depocenters, Outer Continental Shelf, Louisiana and Texas*. AAPG, vol. 57, p. 2428-2439.

Worrall, D. M.; Snelson, S. (1989): *Evolution of the northern Gulf of Mexico, with emphasis on Cenozoic growth faulting and the role of salt*. A.W. Bally and A.R. Palmer (Eds.), *The Geology of North America - An Overview*. Geological Society of America, v. A, p. 97-138.

7. Anhang

Reservoir Characteristics of Major Producing Zones, Eugene Island Block 330.

	GA	HB	KE	LF	MG	OI	JD	OI
Average depth	4,300 ft 1,311 m	4,850 ft 1,479 m	6,850 ft 2,079 m	7,100 ft 2,165 m	7,500 ft 2,287 m	7,200 ft 2,195 m	6,400 ft 1,969 m	7,600 ft 2,317 m
Producing acreage	776	1,029	745	633	230	327	2,244	485
Gross reservoir thickness	400 ft 122 m	150 ft 46 m	120 ft 37 m	55 ft 17 m	165 ft 50 m	350 ft 109 m	150 ft 46 m	120 ft 37 m
Average net pay	27 ft 8 m	32 ft 10 m	44 ft 13 m	49 ft 15 m	50 ft 15 m	44 ft 13 m	36 ft 21 m	56 ft 17 m
Average porosity	31%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	29%
Average permeability	1,328	1,270	792	925	332	1,292	720	1,290
% < 100 md	19	16	17	21	15	19*	22	
% < 1,000 md	25	23	20	7	15	34*	10	
Highest permeability (md)	4,100	5,000	4,500	3,500	4,200	6,250*	4,100	
Water saturation	36%	33%	39%	40%	34%	20%	35%	25%
Original oil/gas in place*	25.2	36.5	31.6	30.4	18.2	64.4	155	148
Cumulative production to 1-1-79**	7.5	7.5	13.9	11.9	6.2	11.5	70.3	60.2
Remaining recoverable crude*	2.6	6.0	1.3	2.3	2.0	11.3	45.7	35.8
Prod rate b/d; MMcf/d	3,161	2,834	2,530	3,915	887	6,738	43	20
Recovery factor %	40	37	48	47	45	35	75	65
Formation pressure at depth (psig)	2,095 @ 4,300 ft	2,400 @ 4,900 ft	3,764 @ 6,900 ft	4,027 @ 7,200 ft	4,327 @ 7,400 ft	5,652 @ 7,400 ft	3,784 @ 6,400 ft	5,312 @ 7,600 ft
API	23°	25°	35°	34°	36°	32°		
BTU (d-dry, w-wet)							1,163 d 1,142 w	1,172 d 1,151 w
Gas/oil ratio (Mcf/bbls)	514	999	1,021	1,222	2,010	1,094		
Gas/condensate ratio (bbls/Mcf)							32	43
Bubble point pressure (psig)	2,147	2,420	3,796	4,036	4,355	5,692		
Sulfur (mol %)							0.06	None Rec.
Nitrogen (mol %)						0.15	0.06	
CO ₂ (mol %)							0.08	0.09

*This data for oil and gas reservoirs combined.

**MMBbls/d : BCF/d.

NOTE: This table is intended to demonstrate representative reservoir characteristics for the field. The data presented is for just the major producing zones in Pennzoil's Block 330 only.

Abb. A1. Reservoircharakterisierung. Angaben nur für Block 330 (vgl. Holland et al. 1980).

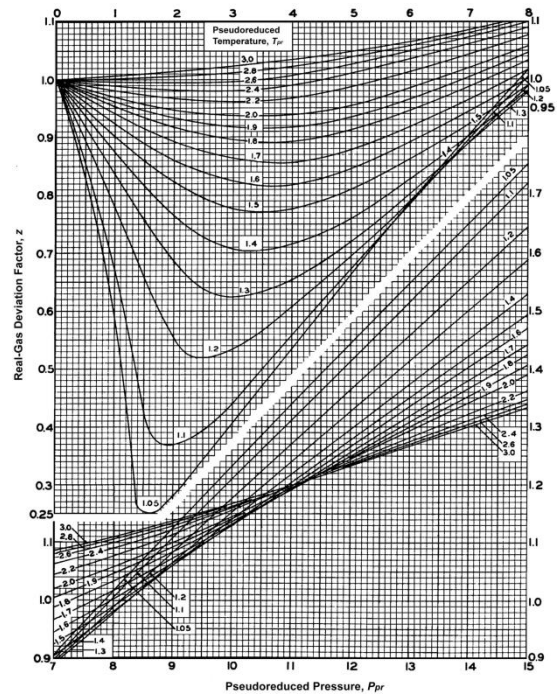
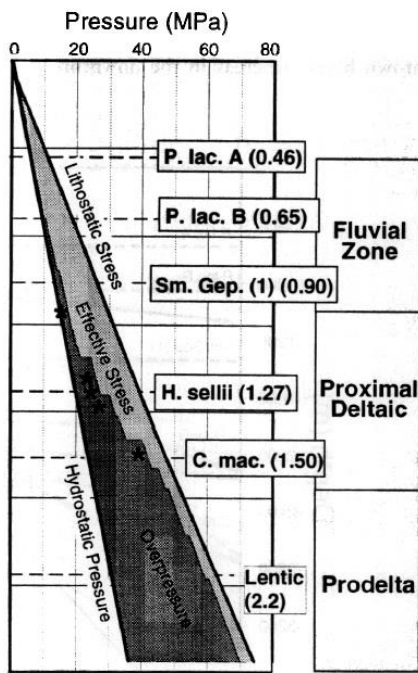


Abb. A2. Druckregime + Standing-Katz Diagramm (vgl. Gordon & Flemings 1998).

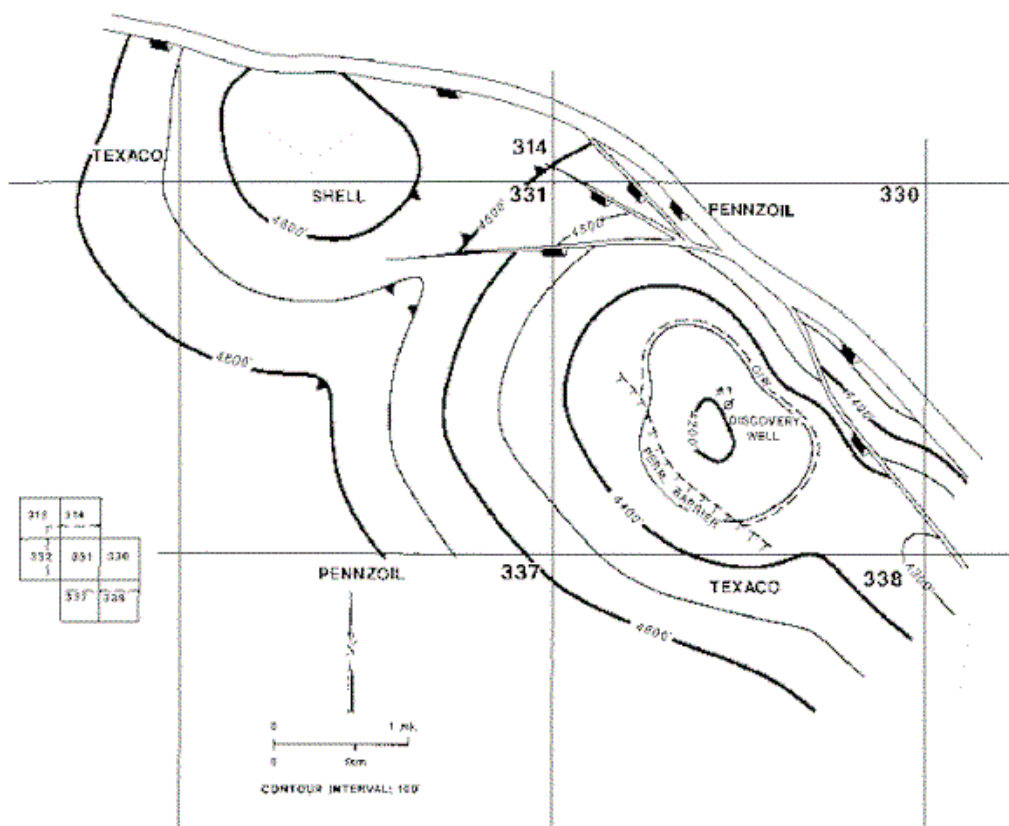


Abb. A3. Strukturkarte top surface GA (vgl. Holland et al. 1999).

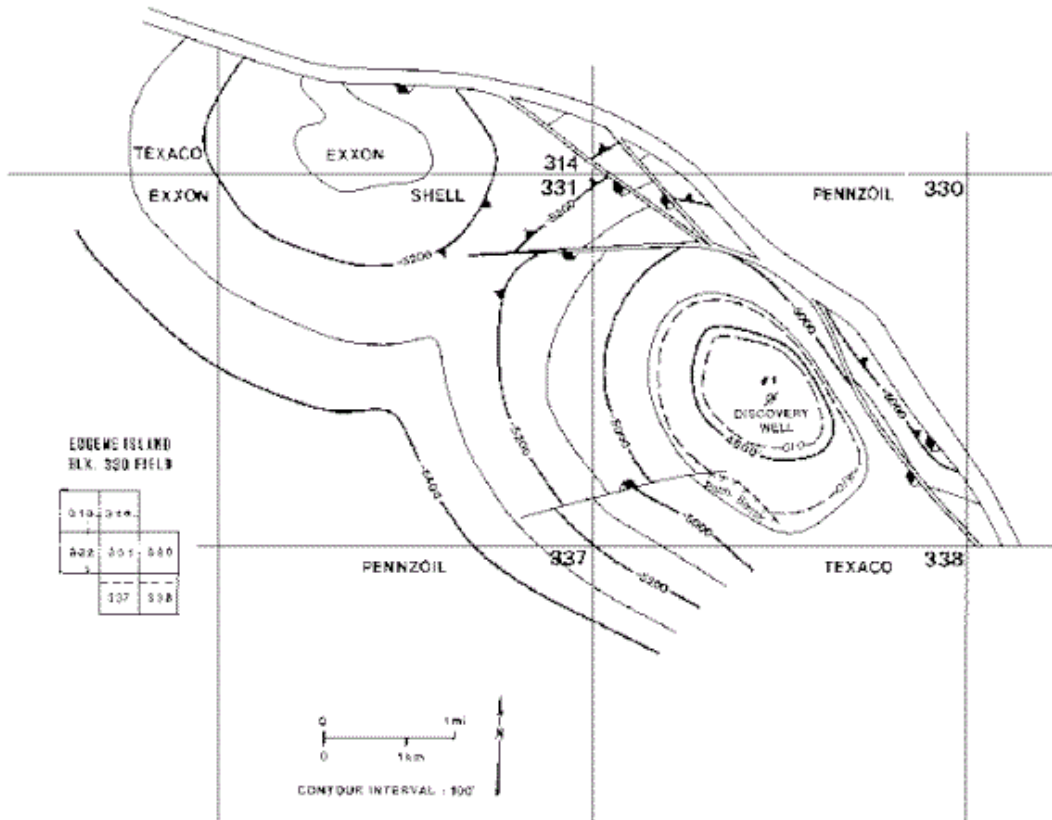


Abb. A4. Strukturkarte top surface HB (vgl. Holland et al. 1999).

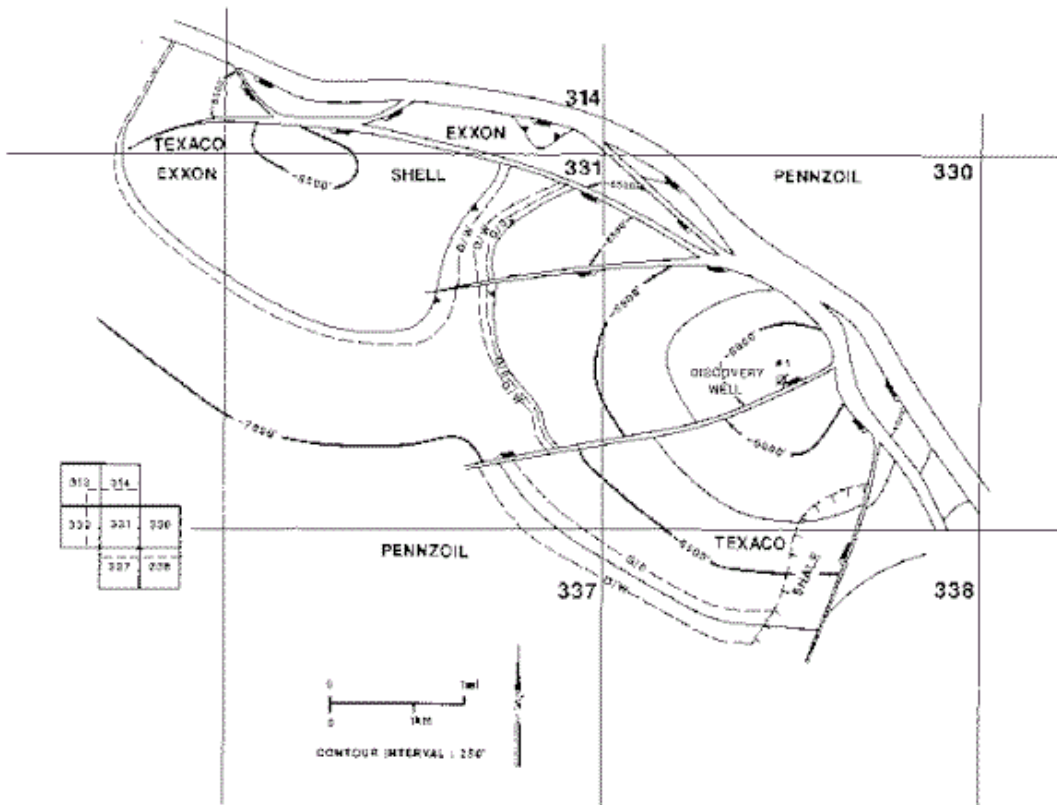


Abb. A5. Strukturkarte top surface JD (vgl. Holland et al. 1999).

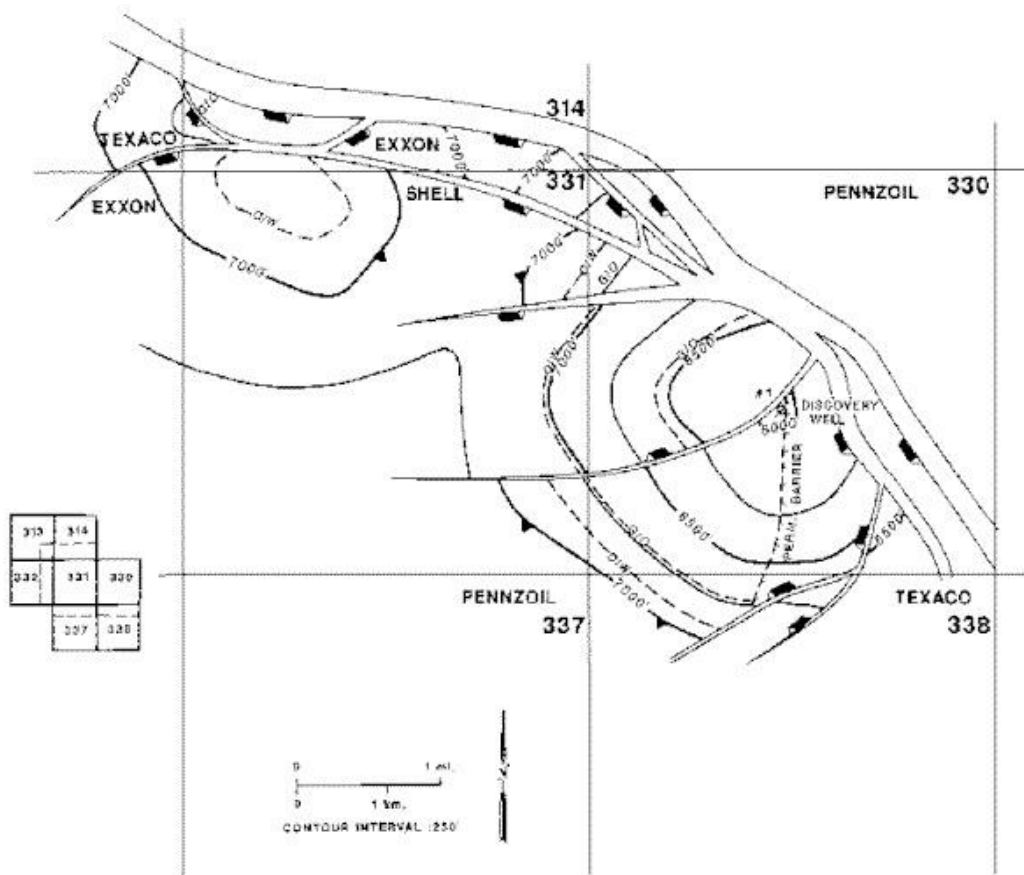


Abb. A6. Strukturkarte top surface KE (vgl. Holland et al. 1999).

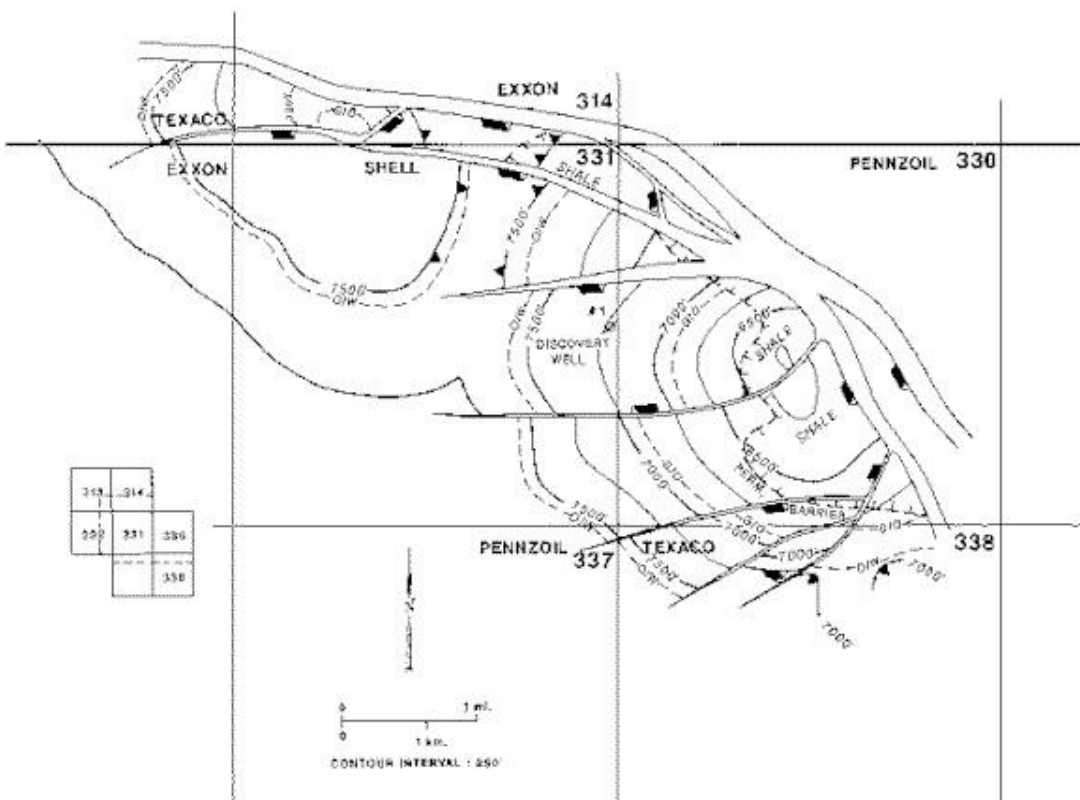


Abb. A7. Strukturkarte top surface LF (vgl. Holland et al. 1999).

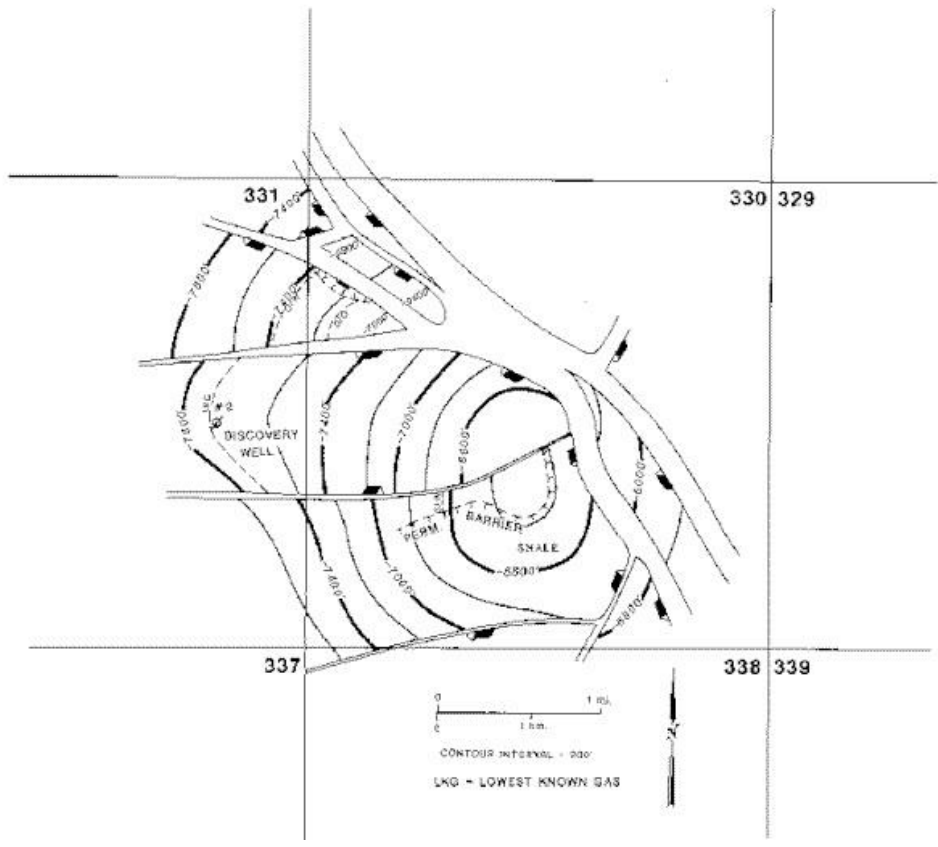


Abb. A8. Strukturkarte top surface MG (vgl. Holland et al. 1999).

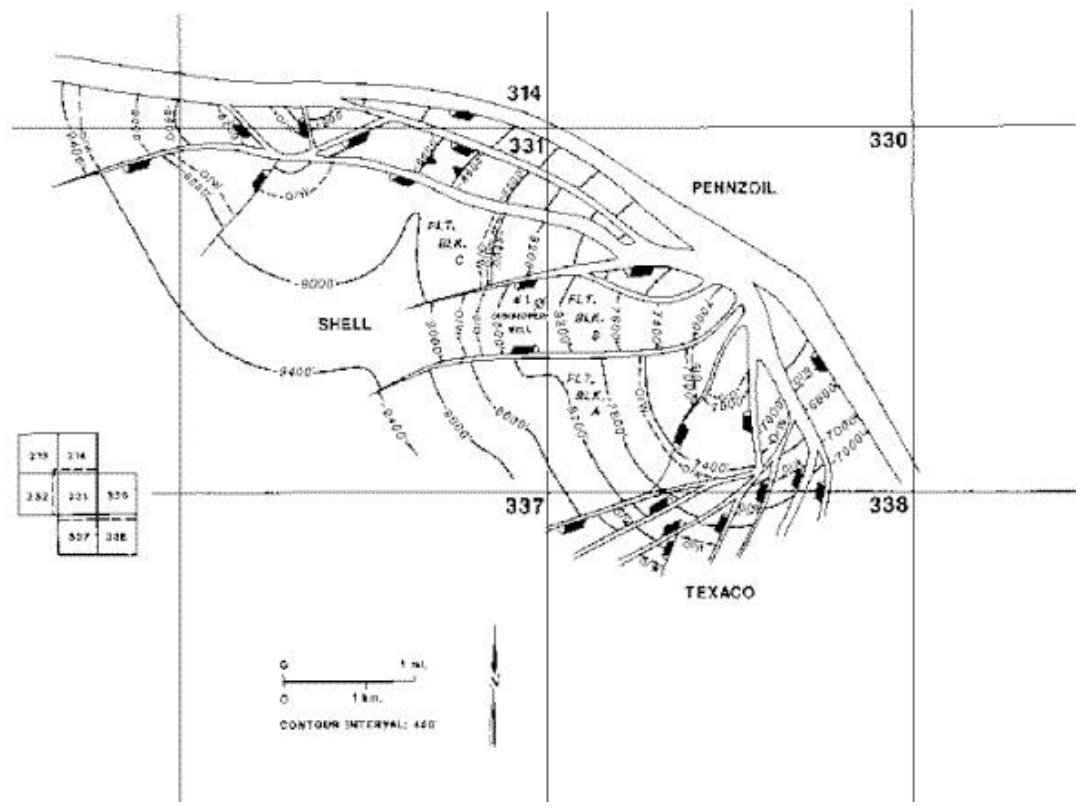


Abb. A9. Strukturkarte top surface OI (vgl. Holland et al. 1999).