



universität  
wien

# MASTERARBEIT / MASTER'S THESIS

Titel der Masterarbeit / Title of the Master's Thesis

GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung und  
Visualisierung zur Optimierung der interdisziplinären  
Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten

verfasst von / submitted by  
Christian Wohlmutter BSc

angestrebter akademischer Grad / in partial fulfilment of the requirements for the degree of  
Master of Science (MSc)

Wien, 2015 / Vienna 2015

Studienkennzahl lt. Studienblatt /  
degree programme code as it appears on  
the student record sheet:

A 066 856

Studienrichtung lt. Studienblatt /  
degree programme as it appears on  
the student record sheet:

Masterstudium  
Kartographie und Geoinformation UG2002

Betreut von / Supervisor:

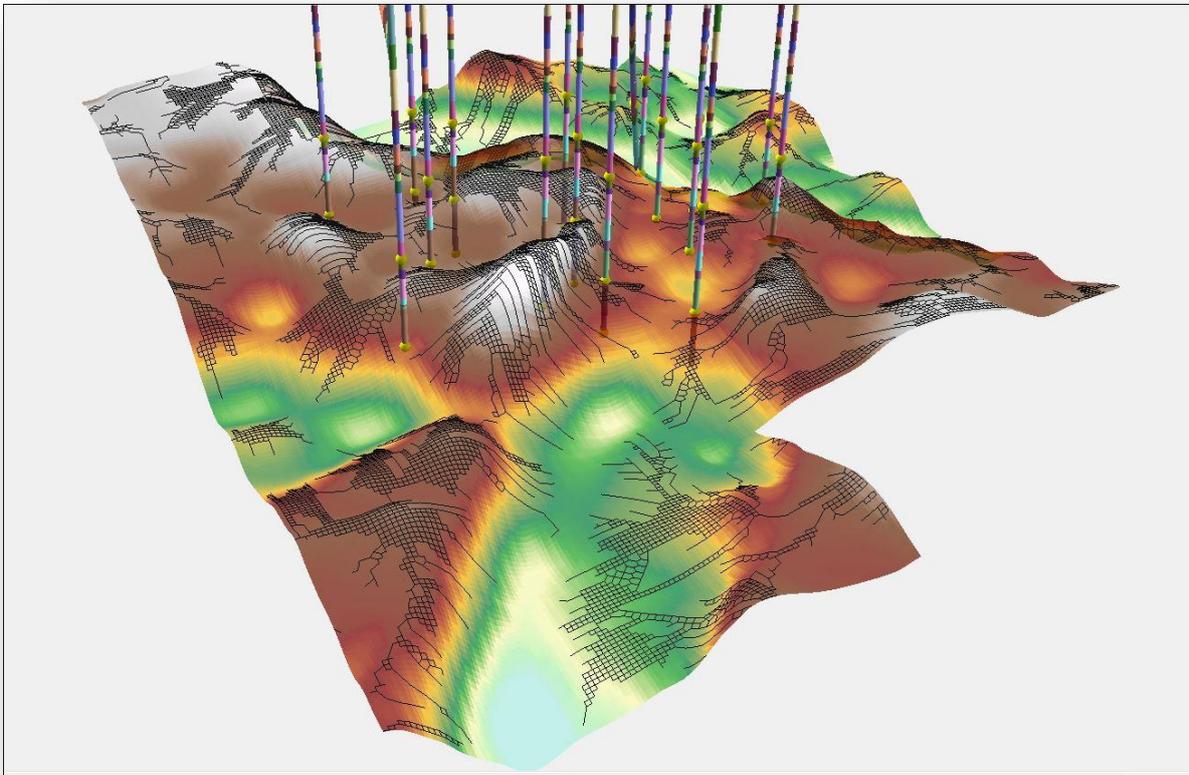
Ass.-Prof. Mag. Dr. Andreas Riedl

Mitbetreut von / Co-Supervisor:

-

***„Two things should be apparent: (1) we aren`t clear about what GIS can do, and (2) we desperately need to be more clear.”***

(Berry, 1996: S.113)



## Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	5
Abstract .....	6
1. Einleitung.....	7
1.1. Übersicht der bisherigen Petroleum System Modellierung.....	7
1.2. Zielsetzung .....	8
2. Theoretische Einführung in die Erdölgeologie .....	10
2.1. Zusammensetzung von Erdöl und Erdgas .....	10
2.2. Petroleum Alteration.....	12
2.3. Kohlenwasserstoffsysteme.....	13
2.3.1. Kohlenwasserstoffgenese .....	13
2.3.2. Kohlenwasserstoffmigration .....	23
2.3.3. Kohlenwasserstoffakkumulation .....	30
2.4. Datenquellen der Erdölgeologie .....	44
2.4.1. Daten des Untergrundes .....	45
2.4.2. Daten der Erdoberfläche.....	51
2.5. Ebenen der Petroleumuntersuchungen .....	55
2.5.1. Beckenanalyse .....	56
2.5.2. Petroleum System Modeling.....	57
2.5.3. Play und Prospect Analyse .....	59
2.5.4. GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung .....	61
3. Möglichkeiten zur Modellierung und Visualisierung der Zeit in ArcGIS (Version 10.2). 65	
3.1. Zeitliche Maßstäbe .....	66
3.2. Integration der Zeit in die Datensätze .....	67
3.2.1. Hybride multiskalare Zeitangabe für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell .....	68
3.2.2. Integration der Zeit in diverse Dateitypen.....	72
3.3. Zeitliche Visualisierung.....	75
3.3.1. Visualisierungsmöglichkeiten zeitlicher Entwicklungen in ArcGIS .....	75
3.3.2. Visualisierung der zeitlichen Entwicklung von Feature-Layers .....	79

4. Modellierung und Visualisierung der Petroleum-Umwelt der Gegenwart in ArcGIS (Version 10.2).....	80
4.1. Datenintegration.....	81
4.1.1. Synchronisierung der Daten.....	83
4.1.2. Daten zur Orientierung.....	85
4.1.3. Bohrungen.....	89
4.1.4. Lithologie.....	95
4.1.5. Faults.....	98
4.1.6. Weitere erdölgeologische Daten.....	99
4.2. Modellierung und Visualisierung der Elemente der Petroleum-Umwelt mittels ArcGIS, als Grundlage für das 4D Petroleum System Modell.....	101
4.2.1. Zonation-Model.....	102
4.2.2. Well-Zonation-Model.....	103
4.2.3. Räumliche Verteilung von Petroleum und Wasser im Reservoir.....	104
4.2.4. Öl- und Gasfenster.....	105
4.2.5. Dünnschliffe als Informationsträger lithologischer Eigenschaften sowie Ablagerungsmilieus und -zeiten.....	106
4.2.6. Kohlenwasserstoffmigration und -akkumulation.....	107
4.2.7. Darstellung weiterer flächenhafter Informationen ohne genaue Tiefenangaben....	110
5. ArcGIS basierte 4D Petroleum System Modellierung und Visualisierung.....	111
7.1. Tools der ArcGIS basierten 4D Petroleum System Modellierung.....	111
7.1.1. Petrel.....	112
7.1.2. ArcGIS.....	112
7.1.3. PetroMod.....	113
7.2. Workflow und Elemente der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung ...	114
7.2.1. Dateninterpretation und Modellierung der Petroleum-Umwelt.....	115
7.2.2. Datenaufbereitung und Integration in PetroMod.....	116
7.2.3. Erstellung zeitlicher Checkpoints.....	118
7.2.4. Modellierung der Paläo-Petroleum-Umwelt.....	119
6. Konklusion.....	120
7. Zusammenfassung.....	122

8. Abbildungsverzeichnis.....	125
9. Tabellenverzeichnis .....	129
10. Quellenverzeichnis.....	130
11. Anhang.....	135
11.1. Well-Sheet.....	135
11.2. Dünnschliff.....	136
11.3. Spezifische Eigenschaften und geeignete Anwendungsgebiete einer Auswahl an Projektionssystemen.....	137
11.4. Flow-Path-Modell inkl. Spill Point-, Closure- und Fallenidentifizierung .....	138
Lebenslauf.....	139
Eigenständigkeitserklärung .....	141

## Kurzfassung

Ziel dieser Masterarbeit ist das Erarbeiten und die Präsentation eines Workflows zur GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung und Visualisierung zur Optimierung der interdisziplinären Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten.

Hierzu wird im ersten Teil der Arbeit ein Überblick über die Theorie des Petroleum Systems, von der Kohlenwasserstoffgenese im Muttergestein bis zur Akkumulation im Speichergestein sowie über die möglichen Datenquellen gegeben. Die Ebenen der Kohlenwasserstoffexploration werden einander gegenübergestellt und die Vorteile der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung zusammengefasst.

Da die Zeit, neben den räumlichen drei Dimensionen, die vierte Dimension dieser Modellierung bildet, werden die Möglichkeiten ihrer Integration in ArcGIS vorgestellt. Es wird erläutert, welchen Datentypen zeitliche Variablen zugeschrieben werden sowie wie zeitliche Änderungen dargestellt werden können.

Anschließend wird die Modellierung der gegenwärtigen Petroleum-Umwelt erläutert. Teilmodelle von der Vergangenheit, welche überwiegend die gleichen thematischen Inhalte aufweisen wie das dreidimensionale Petroleum-Umwelt-Modell, erweitert mit dem jeweiligen Paläo-Petroleum-Umwelt-Modell, bilden die zeitlichen Checkpoints der geologischen Geschichte. Sie bilden gemeinsam mit dem gegenwärtigen Petroleum-Umwelt-Modell die Grundlagen des vierdimensionalen Modells. Abschließend werden die Kombination von ArcGIS mit Petrel und PetroMod sowie der Workflow und die Elemente der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung vorgestellt, welche die interdisziplinäre Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten optimiert.

## Abstract

The main goal of this Master thesis is to develop and present a workflow for the GIS based 4D Petroleum System Modeling and Visualizing to optimize the interdisciplinary Hydrocarbon reservoir exploration.

Therefore the first part of the thesis gives an overview of the petroleum system theory from the hydrocarbon generation in the source rock to the accumulation in the reservoir rock and an overview of the potential data sources. The hydrocarbon investigation levels are compared and the GIS based 4D Petroleum System Modeling benefits are summarized.

The time is the fourth dimension next to the three spatial dimensions of this modeling. Therefore the opportunity to integrate time into ArcGIS is introduced. The datatypes, which can get attributed with temporal information and how to visualize temporal changes are explained.

Subsequently, the present Petroleum-Environment-Model is introduced. Thematically the same partial models of the past, extended with the actual Paleo-Petroleum-Environment-Model of the surface, form the 4D model's temporal geological history checkpoints. Finally, after this GIS specified modeling part of the thesis, the combination of ArcGIS with Petrel and PetroMod is introduced and the exact workflow as well as the elements of the GIS based 4D Petroleum System Modeling are summarized, optimizing the interdisciplinary Hydrocarbon reservoir exploration.

## 1. Einleitung

Es ist ein stark wachsender Trend des globalen Energieverbrauchs zu beobachten (Abb. 1). Die dominanten Energiequellen sind Erdöl, Kohle sowie Erdgas. Damit der Erdöl- und Erdgasbedarf sowie damit gleichzeitig der allgemeine Energiebedarf langfristig gedeckt werden können, muss neben der Förderung aus den erkundeten Reservoirs permanent nach neuen Petroleumlagerstätten gesucht werden.

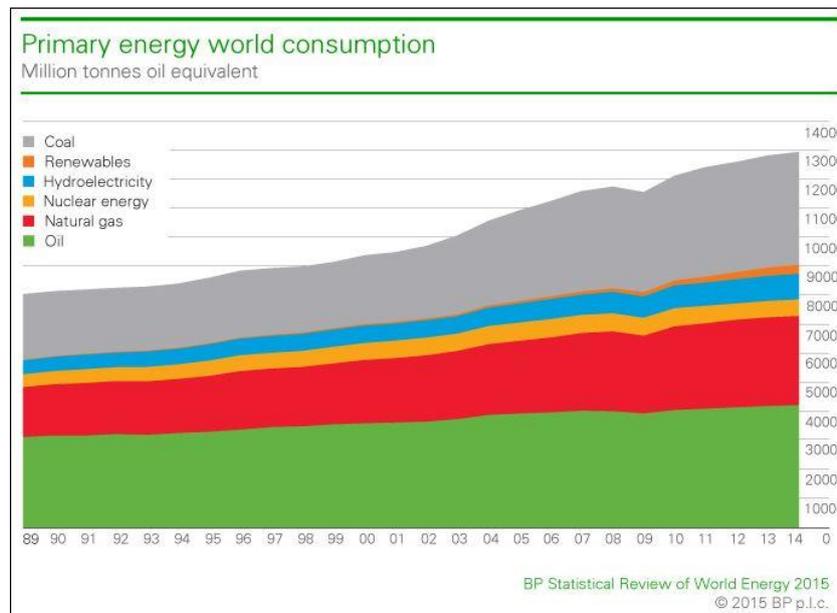


Abb. 1: Weltweiter Primärenergieverbrauch 1989-2014 (Quelle: <http://www.bp.com>)

Der aktuelle technologische und wissenschaftliche Stand ermöglicht es, Petroleum Systeme auf diverse Arten zu erforschen und somit potentielle Erdöl- und Gasreservoirs im dreidimensionalen Raum zu lokalisieren. Aufgrund der Komplexität der Erdölsysteme müssen jedoch zahlreiche unterschiedliche Messungen durchgeführt werden; neben der Geometrie der Gesteinsschichten werden u.a. geochemische, geo- und petrophysikalische sowie petrographische Eigenschaften analysiert. Geoinformationssysteme eignen sich bestens für die Modellierungen und Visualisierungen von Petroleum Systemen, da mit dem Layerprinzip alle benötigten Attribute „aufeinander gelegt“ und somit kombiniert analysiert und zeitgleich dargestellt werden können.

### 1.1. Übersicht der bisherigen Petroleum System Modellierung

Petroleum System Modellierungen werden aktuell überwiegend mit (einem von) zwei Programmen durchgeführt: *PetroMod* (Schlumberger) und *ArcGIS* (ESRI).

*PetroMod Petroleum System Modeling* kombiniert seismische und geologische Informationen mit Bohrungsdaten zur 4D-Entwicklungsmodellierung sedimentärer Becken. Zu den Stärken

dieser Software zählen unter anderem die dynamische Modellgeometrie während den Simulationen, das Layerprinzip der geologischen Schichten, die spezifischen Submodelle (Verwerfungseigenschaften, Erosion, Intrusion, Geomechanik, usw.) sowie die Spezifizierungsmöglichkeit der Lithologie und geochemischen Eigenschaften mittels Fazies (<http://www.software.slb.com/>). Es kann jedoch keine Oberflächensituation (u.a. Siedlungen, Pipelines, Satellitenbilder zur Qualitätskontrolle der Koordinaten, Konzessionen) mitmodelliert und visualisiert werden, die jedoch die Entscheidungstreffungen für Bohrungen und weitere Explorationen beeinflusst. Im Weiteren ist PetroMod eine spezifische Software mit mathematischen, physikalischen und geochemischen Simulationsalgorithmen, jedoch nicht für geologische Interpretationen der Zusammenhänge der Attribute geeignet; die benötigten geologischen Daten müssen deshalb extern bearbeitet werden, was eine nächste Limitierung der Software ist. PetroMod arbeitet somit überwiegend mit einer geophysikalischen und geochemischen Perspektive.

Während mittels *PetroMod* vor allem 4D-Subsidenzmodellierungen durchgeführt werden, um die Paläozustände der Geometrie und der Attribute zu modellieren, werden mit GIS unter anderem 3D-Beckenmodelle gefertigt und der aktuelle geologische Zustand analysiert (Exprodat, 2013). Berechnungen der Kohlenwasserstoffmigrationsrouten werden anhand der Geometrie ebenfalls durchgeführt (Hindle, 1997, Liu et al., 2007). GIS bietet außerdem auch sämtliche Visualisierungsmöglichkeiten der Geodaten, was die einfache Veranschaulichung der komplexen Zusammenhänge ermöglicht. Eine Dokumentation zum Workflow einer GIS-basierten 4D-Petroleum System Modellierung liegt jedoch noch nicht vor.

## 1.2. Zielsetzung

Ziel dieser Masterarbeit ist das Erarbeiten und die Präsentation eines Workflows zur GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung und Visualisierung zur Optimierung der interdisziplinären Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten. Im Laufe der Arbeit werden folgende vier Forschungsfragen beantwortet:

- Was ist der Stand der Technik im Bereich der 4D Petroleum System Modellierung?
- Welche Vor- und Nachteile hat eine GIS basierte Petroleum System Modellierung gegenüber PetroMod?
- Was sind die wesentlichen Elemente eines für interdisziplinäre Forschungszwecke geeigneten 4D Petroleum System Modells und wie werden sie modelliert und visualisiert?
- Kann PetroMod anhand von GIS optimiert oder eventuell ersetzt werden?

Hierzu wurde die Arbeit in drei Teile untergliedert: theoretische Einführung, Integration der Zeit in ArcGIS sowie die Modellierung der (Paläo-)Petroleum-Umwelt in ArcGIS.

Die theoretische Einführung in die Erdölgeologie soll einen Überblick über das Petroleum System geben. Anhand dieser Erläuterungen soll verstanden werden, wie und wo sich Erdöl und Erdgas bilden, wie, warum und wohin sie migrieren, wo sie akkumuliert werden sowie wie sie sich im Laufe der Zeit ändern.

Es wird weiters zusammengefasst, anhand welcher Daten erdölgeologische Untersuchungen durchgeführt werden können; Informationen vom Erduntergrund wie auch von der Erdoberfläche werden dafür benötigt. Anschließend werden die Ebenen der Petroleum Untersuchungen einander gegenübergestellt sowie erläutert, was die Vorteile der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung sind.

Anhand der zuvor angeführten theoretischen Einführung soll verstanden werden, warum und wie die Prozesse ablaufen, die zur gegenwärtigen räumlichen Verteilung der Kohlenwasserstofflagerstätten geführt haben, sowie dass für das Verständnis des Petroleum Systems eines Untersuchungsgebietes die interdisziplinäre Zusammenarbeit unumgänglich ist.

Anschließend an die theoretische Einführung folgen die Erläuterungen zur Integration der Zeit in ArcGIS, als vierte Dimension neben den räumlichen drei Dimensionen des GIS basierten 4D Petroleum System Modells. Es kommen die unterschiedlichen zeitlichen Maßstäbe von erdölgeologischen Untersuchungen zur Vorstellung, welchen Datentypen die Zeit als Attribut hinzugefügt werden kann und wie zeitliche Veränderungen mittels ArcGIS visualisiert werden können.

Nachdem alle theoretischen Grundlagen und die Möglichkeiten der Integration der Zeit in ArcGIS vorgestellt wurden, befasst sich die Arbeit mit den Modellierungsmöglichkeiten in ArcGIS. Zuerst wird erläutert, wie die Daten der Bohrungen, der Lithologie, der Verwerfungen, Daten zur Orientierung und weitere erdölgeologische Daten integriert und miteinander synchronisiert werden sowie anschließend welche Modelle aus diesen (automatisch) abgeleitet werden können.

Der letzte Teil der Arbeit befasst sich damit, wie ArcGIS, Petrel und PetroMod miteinander kombiniert und wie die bisher erläuterten Bausteine zu einem vierdimensionalen Petroleum System zusammengefügt werden können. Hierzu werden zeitliche Checkpoints der Vergangenheit definiert und mit deren aktuellen Paläo-Petroleum-Umwelt-Modell ergänzt.

Diese Masterarbeit soll einen Überblick geben, warum und wie ein ArcGIS basiertes 4D Petroleum System Modell gefertigt werden kann und was seine Vorteile gegenüber den anderen Ebenen von Petroleum Untersuchungen sind.

## 2. Theoretische Einführung in die Erdölgeologie

Modellierungsarbeiten setzen ein Grundwissen der Thematik voraus, weshalb dieses Kapitel von der theoretischen Einführung in die Erdölgeologie handelt. Es werden hier die Elemente und Prozesse vorgestellt, deren Zusammenspiel zur Kohlenwasserstoffgenese führen, die Migration steuern und die Akkumulation ermöglichen, die Datenquellen der Erdölgeologie sowie die Ebenen der Petroleum Untersuchungen vorgestellt.

### 2.1. Zusammensetzung von Erdöl und Erdgas

Erdöl und Erdgas bestehen hauptsächlich aus Kohlenstoff (~84.5 Gew.-%) und Wasserstoff (~13 Gew.-%), also aus Kohlenwasserstoffen und sind in der Regel mit weiteren chemischen Elementen ergänzt (Schwefel ~1.5 Gew.-%; Stickstoff, Sauerstoff, Nickel und Vanadium ~1%). Wegen der überwiegenden Komposition aus Kohlenwasserstoffen (Abb. 2) wird für Erdöl und Erdgas auch der Begriff Kohlenwasserstoffe (=HC) verwendet. Es ist hier festzuhalten, dass im Weiteren dieser Arbeit unter „Kohlenwasserstoffe“ nicht nur die reinen Kohlen- und Wasserstoffverbindungen gemeint sind, sondern mit den Begriffen „Erdöl und Erdgas“ sowie „Petroleum“ austauschbar ist. Die Elemente verbinden sich zu drei Molekülarten:

- a. **Gesättigte Kohlenwasserstoffe** bestehen nur aus Kohlenstoff und Wasserstoff und sind nur mit Einfachbindungen verbunden. (z.B. Methan  $\text{CH}_4$ , Pentan  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ , Zykloheptan  $\text{C}_7\text{H}_{14}$ )
- b. **Aromatische Kohlenwasserstoffe** beinhalten auch nur die Elemente Kohlen- und Wasserstoff, besitzen jedoch mindestens einen Benzolring. (z.B. Benzol  $\text{C}_6\text{H}_{12}$ , Tetrahydronaphtalin  $\text{C}_{10}\text{H}_{12}$ )
- c. **NSO-Verbindungen** weisen auch organische Verbindungen auf und besitzen mindestens ein Atom, das kein Kohlenstoff oder Wasserstoff ist (z.B. Stickstoff, Schwefel oder Sauerstoff).

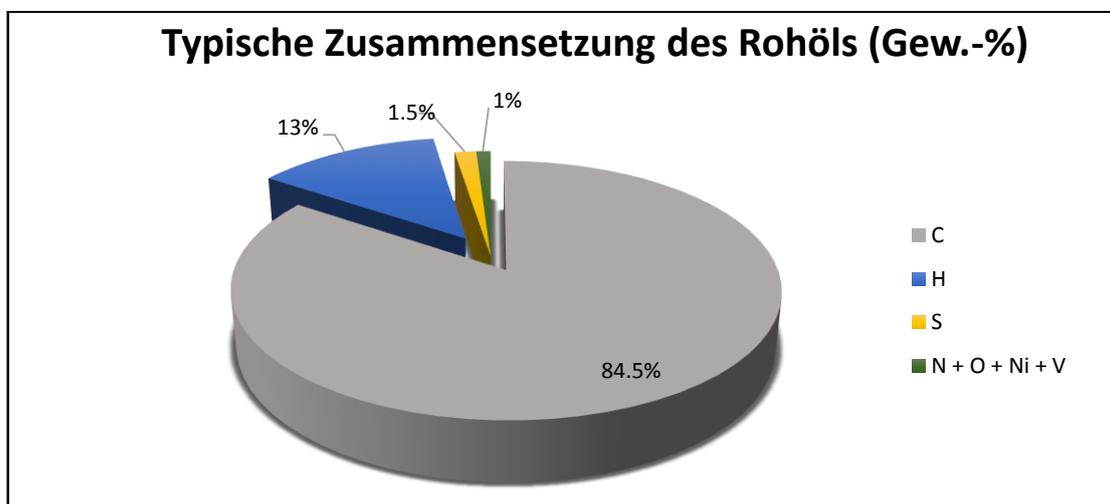


Abb. 2: Typische Zusammensetzung des Rohöls

Die Variation der chemischen Verbindungen bestimmt die Eigenschaften des Erdöls und Erdgases, wie zum Beispiel das *spezifische Gewicht* und die *Viskosität*. Abb. 3 (S.11) zeigt, dass die schweren und degradierten Rohöle einen hohen Anteil an NSO-Verbindungen aufweisen, normale Rohöle bestehen hingegen überwiegend aus aromatischen und gesättigten Kohlenwasserstoffen und beinhalten nur einen geringen Anteil an NSO-Verbindungen. Weiters ist aus der chemischen Zusammensetzung der Fortschritt der Alteration und somit die relative Migrationsdistanz sowie der Ablagerungsraum des Muttergesteines bestimmbar. Der Schwefelgehalt ist zum Beispiel im marinen Karbonat höher als im marinen klastischen und dieser wiederum höher als im limnischen Ablagerungsraum und hängt auch von der Alteration des Petroleums ab.

Das **spezifische Gewicht** wird mit der Einheit **API** (American Petroleum Institute) definiert. Je höher der API Wert eines Erdöls bzw. Erdgases, desto geringer ist dessen Dichte:

$$API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5$$

\* Gemessen bei 15.6°C (60°F)

Gas-Kondensate weisen API Werte über 45° auf und Erdöle werden nach ihrem spezifischen Gewicht wie folgt klassifiziert:

- Leichtes Erdöl: 30-45°
- Mittelschweres Erdöl: 22-30°
- Schweres Erdöl: 10-22°
- Extraschweres Erdöl: <10°

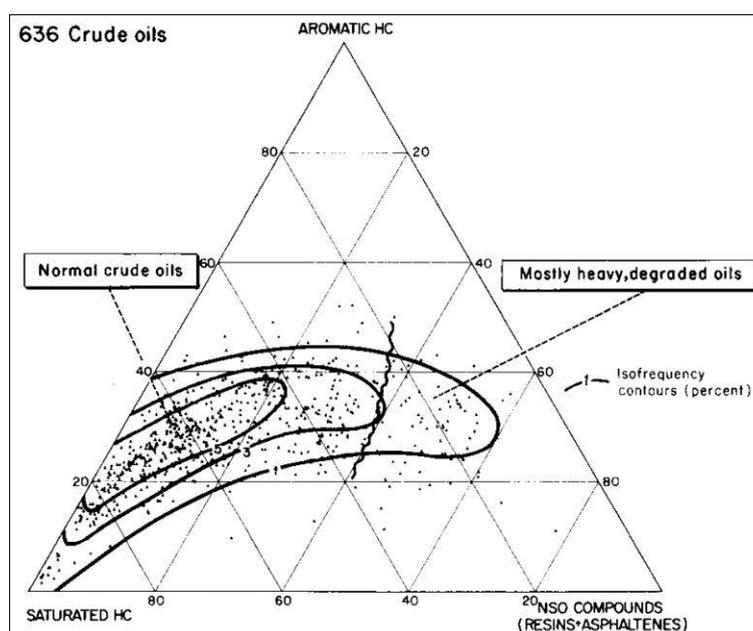
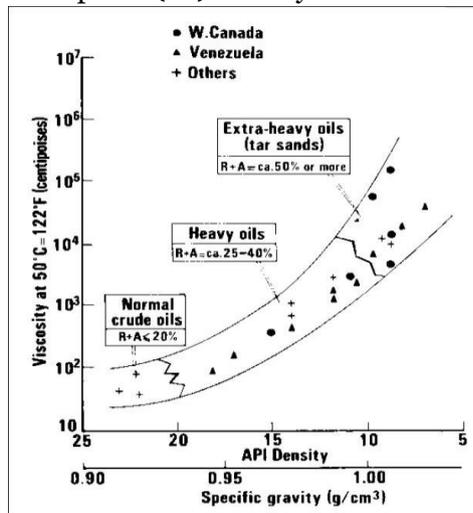


Abb. 3: Zusammensetzung von 636 Rohölproben (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.380)

Die **dynamische Viskosität ( $\eta$ )** korreliert stark – nach Tissot & Welte (1984)  $r=0.823$  – mit dem spezifischen Gewicht. Ihre Einheit ist die Millipascal-Sekunde (mPa·s), also das Zentipoise (cP). Die dynamische Viskosität des Wassers beträgt bei 20°C 1 cP, bzw. 1 mPa·s.



Mit zunehmender Dichte (=abnehmender API Wert) des Erdöles steigt auch die Viskosität (=Zähigkeit) und das Fluid fließt langsamer. Abb. 4 zeigt, dass mit zunehmendem Anteil der NSO-Verbindungen die API-Werte geringer werden und die Viskosität zunimmt. Während normale Rohöle Werte kleiner als 100 cP aufweisen, liegt er bei extraschweren Erdölen (Teersand) über 10 000 cP. Das spezifische Gewicht und die dynamische Viskosität beeinflussen somit die möglichen Migrationsdistanzen stark.

Abb. 4: Zusammenhang der dynamischen Viskosität mit dem spezifischen Gewicht  
(Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.476)

## 2.2. Petroleum Alteration

In Kapitel 2.1 wurde gezeigt, dass Petroleum eine komplexe Mischung von organischen Verbindungen ist. Es hat einen hohen Energiewert und es ist unter geologischen Bedingungen metastabil, weshalb es für Alteration anfällig ist. Diese Umwandlungen spielen eine wichtige Rolle, weil sie die chemische Zusammensetzung und somit die Eigenschaften und die Qualität der Kohlenwasserstoffe erheblich verändern. Nach Tissot & Welte (1984) wurde die Wichtigkeit der Alteration schon früh erkannt, um die 1970er Jahre erschienen zahlreiche wissenschaftliche Artikel über Untersuchungen der schweren Rohöle in Westkanada (z.B. Williams & Winters. 1969; Bailey et al. 1973) und russische Erdölwissenschaftler erkannten sie sogar schon ungefähr 10 Jahre früher (z.B. Kartsev et al. 1959). Die Zusammensetzung des Petroleums kann durch chemische wie auch physikalische Prozesse verändert werden, von welchen die wichtigsten in diesem Kapitel nach Tissot & Welte (1984) beschrieben werden.

**Thermale Alteration**, wie zum Beispiel die Reifung von Kerogen (siehe Kapitel 2.3.1), findet durch den Einfluss der Wärme im Untergrund statt und nimmt aufgrund der geothermischen Gradienten mit zunehmender Tiefe und Verweilungsdauer bei einer bestimmten Temperatur zu, wodurch das Petroleum leichter und somit der API Wert größer wird. Das geringste spezifische Gewicht weist *Methan* ( $CH_4$ ) auf.

In Folge der **Deasphaltierung** fallen Asphaltene aus mittelschweren bis schweren Rohölen durch die Lösung von großen Mengen an Gasen und/oder leichten Kohlenwasserstoffen ( $C_1$  bis  $C_6$ ) aus. Hierzu müssen jedoch die Gase zuerst im Rohöl gelöst werden, weshalb der Prozess

nicht stattfinden kann, wenn sich das Erdgas in eine separate Kappe akkumuliert hat. Wegen der Effizienz wird dieser Prozess unter anderem auch in Raffinerien zur Trennung der Asphaltene von den weiteren Rohölbestandteilen angewandt.

Die folgenden zwei Alterationsprozesse (*Biodegradation* und „*Water Washing*“) kommen oft gekoppelt vor, weil beide durch die Durchströmung von unterirdischem Wasser initiiert werden, welches gelösten Sauerstoff und Mikroorganismen transportiert. In beiden Fällen wird das Rohöl in ein schwereres umgewandelt.

Während der **Biodegradation** kommen die Mikroorganismen beim Öl-Wasser-Kontakt des Reservoirs mit dem Rohöl in Kontakt und bauen bestimmte Typen der Kohlenwasserstoffverbindungen (n-Alkane, Isoalkane und eventuell Cycloalkane und Aromate) ab. Produkte des mikrobiellen Abbaus sind die Teermatten. Dieser Alterationsprozess ist bis zu 70-80°C effektiv und kann unter aeroben und anaeroben Konditionen stattfinden. Unter aeroben Verhältnissen läuft der Prozess schnell ab, bei anaeroben langsam. Nebenprodukt der Biodegradation in anaeroben Milieus kann Methan ( $CH_4$ ) sein, welches dann als sekundäres bakterielles Gas klassifiziert wird.

„**Water Washing**“ ist nicht auf den Temperaturbereich von weniger als 70-80°C begrenzt und es werden keine Mikroorganismen benötigt. Im Laufe dieses Alterationsprozesses werden entlang des Öl-Wasser-Kontaktes Kohlenwasserstoffe vom durchströmenden unterirdischen Wasser gelöst. Dieses Wasser muss natürlich von Kohlenwasserstoffen ungesättigt sein, damit der Prozess stattfinden kann.

### 2.3. Kohlenwasserstoffsysteme

Damit es zur Genese, Migration und letztendlich zur Akkumulation der in *Kapitel 2.1* beschriebenen Kohlenwasserstoffe kommen kann, müssen bestimmte Elemente am richtigen Ort des dreidimensionalen Raumes vorhanden sein und Prozesse zur richtigen Zeit ablaufen. Die räumliche und zeitliche Ausdehnung sind daher wichtige Merkmale der Kohlenwasserstoffsysteme. Die Elemente (Muttergestein, Speichergestein, Deckgestein, Gesteinsüberlagerungen) und Prozesse (Fallenbildung, Generation-Migration-Akkumulation) der Kohlenwasserstoffsysteme kommen in diesem Kapitel zur Vorstellung. Zuerst wird die Phase der Kohlenwasserstoffgenese erläutert, dann die der Kohlenwasserstoffmigration und abschließend wie es zur Akkumulation kommt.

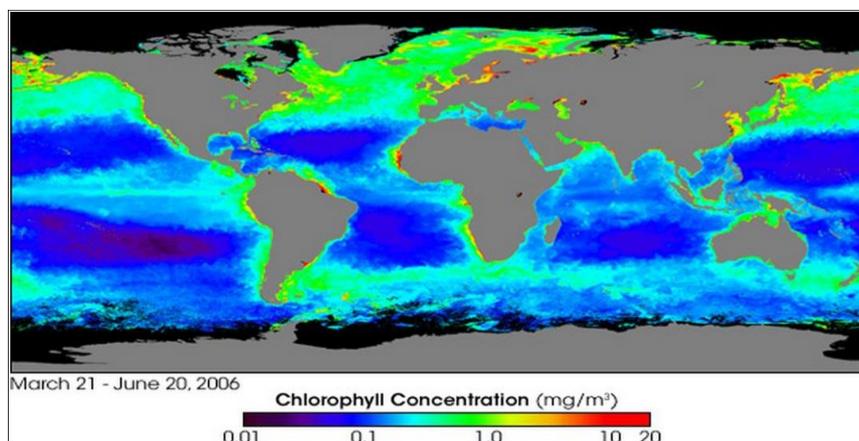
#### 2.3.1. Kohlenwasserstoffgenese

Die Kohlenwasserstoffgenese findet im Muttergestein statt, welches deshalb reich an organischem Material sein muss. Um das zu ermöglichen musste das Paläo-Ablagerungsgebiet bzw. -Einzugsgebiet eine hohe Produktivität an organischem Material aufweisen und/oder das

abgelagerte organische Material musste gut konserviert werden. Es ist daher wichtig ein möglichst genaues Bild der Umwelt zur Zeit der Ablagerung zu schaffen und zu modellieren, um die möglichen geographische Regionen identifizieren zu können, in denen eine Ansammlung an großen Mengen von organischem Material und ein schneller Abschluss von der aeroben Umwelt möglich war.

*Hierzu wird in dieser Arbeit der Begriff **Paläo-Petroleum-Umwelt (Paleo-Petroleum-Environment)** eingeführt, welcher alle Elemente und Prozesse zu einem definierten Zeitpunkt der Vergangenheit beinhaltet, die die Entstehung, den Transport und die Ablagerung der organischen Stoffe steuert und den Abschluss vom aeroben Milieu ermöglicht. Solche sind das Relief, die räumliche Verteilung der organischen Masse, das Klima, die Transportrichtungen und potentielle Haupttransportrouten (z.B. Flüsse) der organischen Masse und Sedimente, die potentiellen Ablagerungsräume und die Wassertiefe.*

Organische Masse kann in marinen sowie kontinentalen Ökosystemen produziert werden. Nach Tissot & Welte (1984) ist die Chance der Konservierung – und somit die Entwicklung zum Muttergestein – im subaquatischen Milieu wegen dem Sauerstoffgehalt weit größer, als am Festland. Luft beinhaltet um die 21 Vol.-% Sauerstoff, Wasser nur wenige Milliliter pro Liter. Je niedriger der Sauerstoffgehalt, desto größer ist der Anteil des konservierten organischen Materials. Aus diesem Grund wird organisches Material in der Regel nur im subaquatischen Milieu konserviert und in späterer Folge versteinert. Ideale Standorte für die Ablagerungen des späteren Muttergesteines sind somit marine Becken, Deltas und tiefe Seen. Organisches Material wird im marinen Bereich überwiegend von Phytoplankton – wie z.B. Kieselalgen, Dinoflagellaten, Grünalgen, Cyanobakterien oder Nanoplankton - produziert. Diese produzieren so viel Biomasse, dass die Chlorophyllkonzentration sogar mit Satelliten messbar ist. In *Abb. 5* ist das räumliche Verteilungsmuster des Chlorophylls gut erkennbar: es konzentriert sich wegen dem Sonnenlicht und den Nährstoffen im Schelfbereich sowie wegen der Ozeanzirkulation im Äquatorbereich und in den höheren Breiten.



*Abb. 5: Globale marine Chlorophyllkonzentration in 2006  
(Quelle: <http://earthobservatory.nasa.gov>)*

Phytoplankton ist also die wichtigste organische Materie die im marinen Milieu – überwiegend in Deltafront und Deltafuss Regionen - als Ausgangsmaterie für Kohlenwasserstoffe (hauptsächlich Gas, wenig Öl) dient. Terrigenes Pflanzenmaterial abgelagert in Sumpfbereichen oder am oberen Ende von Deltas wandelt sich bei passenden Bedingungen in Erdgas um. Am meisten anfällig für Erdölbildung sind Süßwasseralgen und Bakterien, welche in Seen oder Altwasserarmen von Deltas akkumuliert wurden.

Während sich die organische Materie auf der Erdoberfläche bzw. am Meeresboden befunden hat, lag der Fokus auf der Paläo-Petroleum-Umwelt. Sobald es jedoch von Sedimenten zugedeckt wird, liegt der Untersuchungsschwerpunkt erst auf den mikrobiellen Aktivitäten, dann auf der Entwicklung von Druck und Temperatur sowie deren Folgeerscheinungen.

Abhängig von Temperatur (Funktion der Tiefe; Geothermischer Gradient) und Zeit wird das organische Material durch Diagenese, Katagenese, Metagenese sowie Metamorphose verändert (Abb. 6).

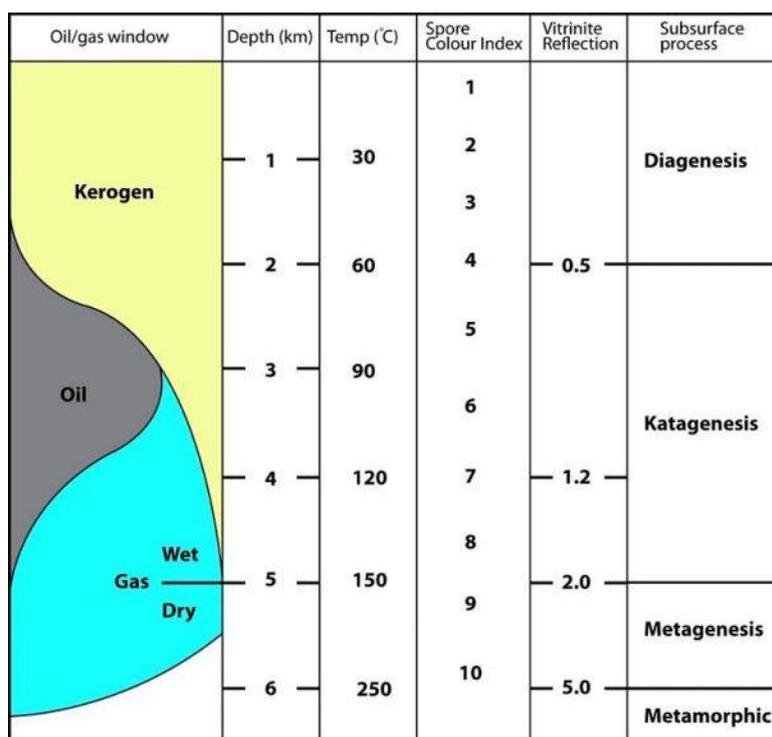


Abb. 6: Kohlenwasserstoffgeneration abhängig von der Tiefe (Quelle: Steyl & Tonder, 2013, S.217)

Bis ungefähr 50-60°C bzw. 2 km Tiefe werden während der **Diagenese** die Sedimente in zwei Phasen versteinert und verändert. Da die Sedimente überwiegend subaquatisch abgelagert wurden, enthalten sie große Mengen an Wasser. Bei einem Tonschlamm mit 80 % Porosität in 5 cm Tiefe macht Wasser um die 60% des Gesamtgewichtes des Sediments aus (nach Tissot & Welte, 1984). Unter anderem wird dieser Wassergehalt in Folge der Überlagerung und somit von Druck- und Temperaturerhöhung aus dem Sediment gepresst sowie in Folge von weiteren

mechanischen und chemischen Umformungen das Volumen verringert, die Dichte erhöht. Neben der soeben beschriebenen Kompaktion kennzeichnen weiters mikrobielle Aktivitäten den Prozess der Diagenese. Durch diese Prozesse werden aus den zuvor erläuterten abgelagerten organischen Materien *Kerogen* und *Bitumen* gebildet sowie durch mikrobielle Aktivitäten auch *Methan*.

Nach Tissot & Welte (1984) wird als **Kerogen** die in wässrigen und herkömmlichen organischen Lösungsmitteln (z.B. Dichlormethan) unlöslichen Bestandteile des Sedimentgesteins und als **Bitumen** die in den herkömmlichen organischen Lösungsmitteln löslichen (*Abb. 7*) Komponente bezeichnet.

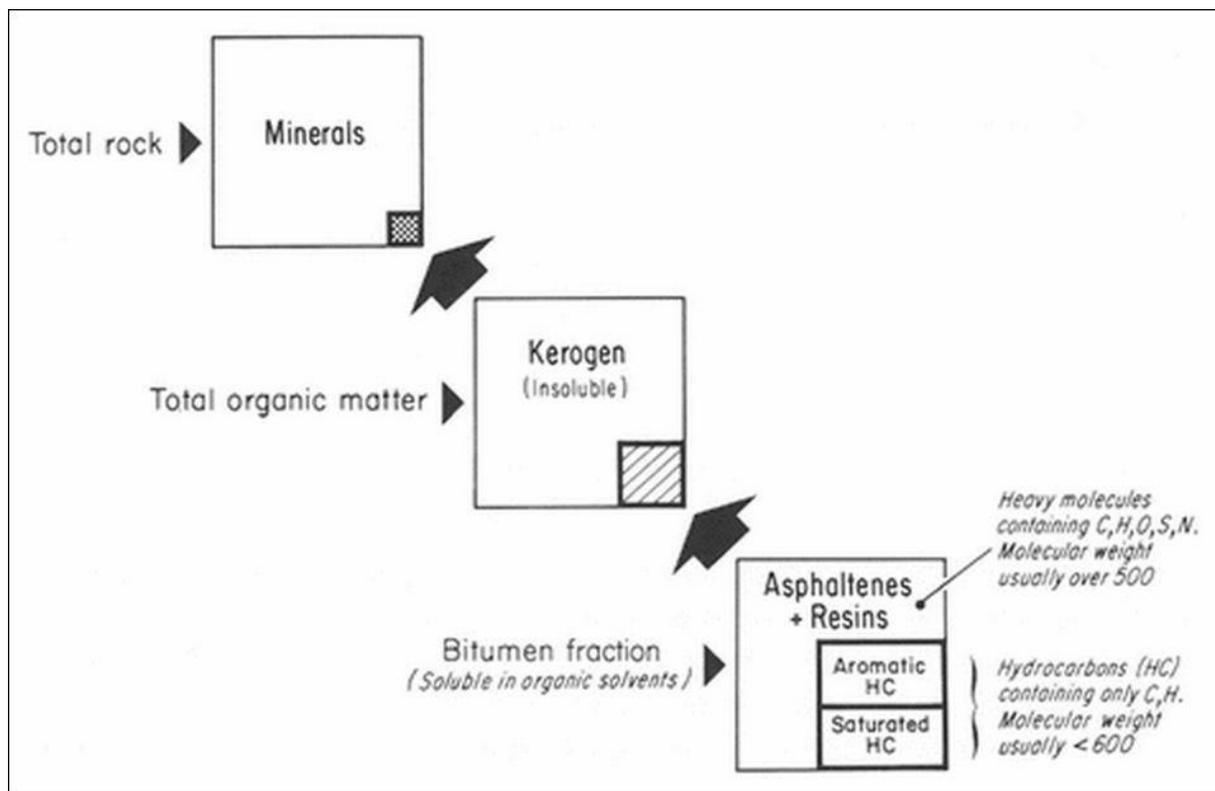


Abb. 7: Organische Bestandteile der Sedimentgesteine (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.132)

Sinkt das Muttergestein in Folge der weiteren Gesteinsüberlagerung (= *Overburden Rock*) bzw. eventuellen tektonischen Aktivitäten weiter, kommt es ins Erdölfenster. Dieses befindet sich in Tiefen (~ 2-5 km), die ungefähr 50-150°C aufweisen. Hier findet der Prozess der **Katagenese** statt, wodurch die organischen Bestandteile des Muttergesteines sich in Erdöl und feuchtes Erdgas umwandeln. Welches der beiden gebildet wird, hängt von der *Temperatur*, der *Zeit* und dem am Ende des Kapitels erläuterten *Kerogentyp* ab. Während der Katagenese werden die anorganischen Bestandteile durch Kompaktion weiter verdichtet, wodurch die Porosität und Permeabilität des Muttergesteins wesentlich verringert wird. Der Salzgehalt des Porenwassers steigt und kommt der Sättigung nahe. Das Ende der Katagenese

ist erreicht, wenn vom Kerogen alle aliphatischen Kohlenwasserstoffketten verschwunden sind (nach Tissot & Welte, 1984). Nach diesem Prozess wird kein Petroleum mehr gebildet, nur sehr geringe Mengen an Methan.

Zwischen der *Katagenese* und der *Metamorphose* findet der Prozess der **Metagenese** statt. Druck und Temperatur (~150-250°C) erreichen hohe Werte, wodurch Minerale stark verändert werden. Nach Tissot & Welte (1984) verlieren zum Beispiel Tonminerale ihr Wasser und erreichen einen höheren Kristallinitätsgrad. Wasserhaltiges Eisenoxid (Goethit) wird in Hämatit umgewandelt, dessen Kristallgitter kein Wasser mehr beinhaltet. Organische Substanz ist hier nur mehr aus Methan und Kohlenstoffrückstand zusammengesetzt und Kohle wird in Anthrazit umgewandelt.

Die Erdölgeologie beschäftigt sich nicht mehr mit der Phase der **Metamorphose** (ca. >250°C), weil hier kein organisches Material mehr vorhanden ist. Der Rest des Kerogen wird in graphitischen Kohlenstoff umgewandelt.

Die Bildung des Muttergesteins beginnt also mit dem Abschluss von Sauerstoff von der organischen Materie und wird durch Gesteinsüberlagerungen und tektonische Prozesse in die Tiefe gedrückt, wo es wegen der erhöhten Temperatur und aufgrund des Drucks laufend umgewandelt wird.

Um zu wissen, wie gut ein Sedimentgestein als Muttergestein geeignet ist, wird es analysiert und mit drei Parametern beschrieben:

- a) Anteil organischer Stoffe
- b) Typ der organischen Stoffe
- c) Reife

### **a) Anteil organischer Stoffe**

Der Anteil der organischen Stoffe (*TOM*) wird mit dem *TOC-Wert* (*Total Organic Carbon*) angegeben. Dieser Wert zeigt in Gewichtsprozent den gesamten organischen Kohlenstoffgehalt. Der Anteil der organischen Stoffe (Kerogen und Bitumen) wird aus dem TOC-Wert folgend berechnet:

$$TOM = TOC * 1.22$$

\**TOM, TOC = Gew.-%*

Der TOC-Wert ist genau messbar, während der daraus abgeleitete TOM-Wert nach Peters et al. (2005) nur annähernd ist. Der Faktor 1.22 beruht auf der Annahme, dass eine bestimmte Menge an Sauerstoff, Stickstoff und Schwefel vorhanden sind.

Nach Al-Atta et al. (2014) werden in der Regel die Muttergesteine nach dem Anteil (Gew.-%) an organischen Kohlenstoff (TOC) in folgende Klassen eingestuft:

- < 0.5 → schlechtes Muttergestein (poor source rock)
- 0.5 - 1.0 → ausreichendes Muttergestein (fair source rock)
- 1.0 - 2.0 → gutes Muttergestein (good source rock)
- 2.0 - 4.0 → sehr gutes Muttergestein (very good source rock)
- > 4.0 → exzellentes Muttergestein (excellent source rock)

Es muss hier noch erwähnt werden, dass aus der Perspektive der Erdöl- und Erdgasförderung auch die räumliche Verteilung bzw. Dichte der organischen Stoffe im Muttergestein eine wichtige Rolle spielt. Es ist zum Beispiel besser eine 10m mächtige Gesteinsschicht mit 10% TOC zu haben, als ein Muttergestein mit 100m Mächtigkeit, jedoch nur 1% TOC.

## b) Typ der organischen Stoffe

Wie schon in diesem Kapitel bei der Erläuterung der *Katagenese* erwähnt wurde, hängt die Petroleumbildung auch vom Typ der organischen Stoffe ab. Die diversen Potentiale zur unterschiedlichen Kohlenwasserstoffbildung sind nach Tissot & Welte (1984) auf die unterschiedliche chemische Struktur der organischen Stoffe zurückzuführen. Nach der Diagenese sind diese in Form von Kerogen und Bitumen vorzufinden, welche mit zahlreichen Methoden analysiert und klassifiziert werden können. Hier werden zwei dieser Methoden zur Charakterisierung von Kerogen erläutert (*Elementaranalyse* und *Rock-Eval-Pyrolyse*). Methoden zur Bitumenanalyse kommen im Rahmen dieser Arbeit nicht zur Vorstellung, weil die Kerogenklasse aus der Perspektive der Petroleum System Modellierung ausreichend ist. Nach Tissot & Welte (1984) können beinahe alle Kerogene in drei bzw. vier Klassen eingeteilt werden:

- **Typ-I Kerogen** beinhaltet viele aliphatische Ketten und wenige aromatische Ringe. Die *H/C Rate* (Wasserstoff/Kohlenstoff) und der *Wasserstoffindex* sind ursprünglich hoch und das Potential zur Öl- und Gasbildung ist hoch. Dieser Kerogentyp neigt sehr zur Erdölbildung und wurde hauptsächlich aus Algenlipiden oder aus (durch mikrobielle Aktivitäten) an Lipiden angereicherter organischer Materie gebildet.
- **Typ-II Kerogen** ist aus mehr aromatischen und naphthenischen Ringen aufgebaut. Die *H/C Rate*, der Wasserstoffindex sowie das Potential zur Öl- und Gasbildung sind geringer als bei *Typ-I* (*Abb. 8*), dennoch von großer Bedeutung. Dieser Typ wurde überwiegend aus mariner organischer Materie gebildet, welche im reduzierenden Milieu mit mittel bis hohem Schwefelgehalt abgelagert wurde.
- **Typ-III Kerogen** besteht überwiegend aus kondensierten polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (z.B. Naphthalin) sowie sauerstoffhaltigen

funktionellen Gruppen („[...] an atom, or a group of atoms that has similar chemical properties whenever it occurs in different compounds. It defines the characteristic physical and chemical properties of families of organic compounds.” IUPAC, 1994, S.1116). Die  $H/C$  Rate und der Wasserstoffindex sind gering. Dieser Kerogentyp hat ein mäßiges Erdölpotential, falls er jedoch durch Gesteinsüberlagerungen in ausreichende Tiefen gedrückt wird, kann er sich in ein reichlich Gas produzierendes Muttergestein entwickeln. Die organische Materie dieser Kerogene stammt hauptsächlich von terrestrischen höheren pflanzlichen Organismen.

- **Typ-IV Kerogen** wird auch als *Restkerogen* (=residual Kerogen) bezeichnet. Solche Kerogene sind aus überarbeiteten, oxidierten organischen Materialien sowie Inertiniten aufgebaut und stammen aus Verwitterung auf der Erdoberfläche oder biologischer Oxidierung. Dieser Kerogentyp hat kein Potential zur Erdöl- und Gasbildung.

In der soeben erläuterten Klassifikation der Kerogene ist zu sehen, dass der Anteil an bestimmten chemischen Elementen ein wichtiger Aspekt ist. Somit ist die erste Methode, die hier erläutert wird, die **Elementaranalyse**. Bei dieser Methode werden die chemischen Elemente  $C$ ,  $H$  und  $O$  in Kerogenkonzentraten gemessen. Die Ergebnisse werden im „van Krevelen“ Diagramm (Abb. 8) visualisiert, womit der Kerogentyp bestimmt werden kann. Dieses Diagramm zeigt das Verhältnis der  $H/C$  Rate mit der  $O/C$  Rate. Weil die Erdkruste reichlich Kohlenstoff beinhaltet, ist der limitierende Faktor für Erdöl- und Erdgasbildung der Wasserstoff. Je mehr Wasserstoff das Kerogen aufzeigt, desto mehr Petroleum kann gebildet werden. Somit kann im Kerogen von *Typ-I* mehr Petroleum entstehen als in jenen von *Typ-II* oder *Typ-III*. Das  $O/C$  Verhältnis nimmt mit den wachsenden Gesteinsüberlagerungen und somit zunehmender Tiefe ab.

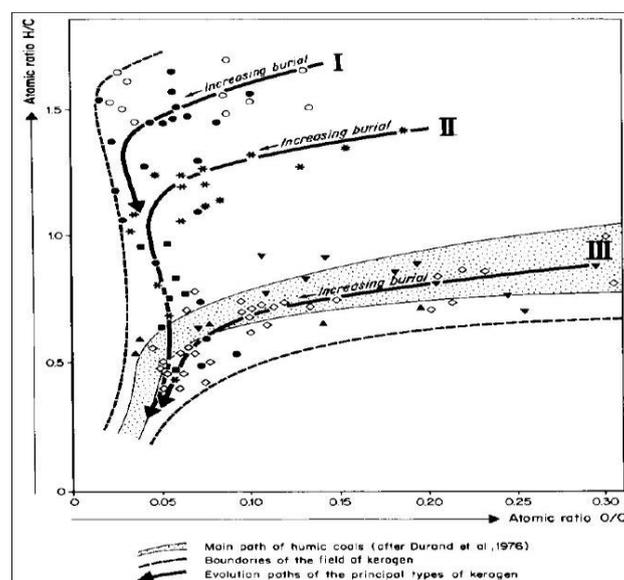


Abb. 8: van Krevelen Diagramm zur Visualisierung der Ergebnisse der Elementaranalyse  
 (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.152)

Während bei der *Elementaranalyse* Verhältnisse einzelner chemischer Elemente bestimmt werden, werden bei der **Rock-Eval-Pyrolyse** die Massenanteile der Kohlenwasserstoffe bzw. des Kohlendioxids der gepulverten Gesteinsprobe während eines Erhitzungsprozesses (Abb. 9) gemessen. Dadurch können der Kerogentyp, diverse Maßzahlen (genetisches Potential, Wasserstoffindex, Sauerstoffindex, Produktionsindex) sowie auch die Reife bestimmt werden. Nach Tissot & Welte (1984) wird die Probe zuerst auf 300°C erhitzt. Während dieser Phase werden die schon vor der Erhitzung existierenden Kohlenwasserstoffe verflüchtigt und erfasst ( $S_1$ ,  $\text{mg}_{\text{HC}}/\text{g}_{\text{Gesteinsprobe}}$ ). Darauf folgt die Phase der Pyrolyse. Hierbei wird das Kerogen von 300°C auf 550°C weitererhitzt, wodurch neue Kohlenwasserstoffe gebildet werden. Diese werden als  $S_2$  ( $\text{mg}_{\text{HC}}/\text{g}_{\text{Gesteinsprobe}}$ ) erfasst. Das  $\text{CO}_2$  wird laufend gesammelt und während der Kühlungsphase gemessen ( $S_3$ ,  $\text{mg}_{\text{CO}_2}/\text{g}_{\text{Gesteinsprobe}}$ ). Nach dem Prozess wird der Anteil ( $S_4$ ,  $\text{mg}_C/\text{g}_{\text{Gesteinsprobe}}$ ) des restlichen Kohlenstoffs bestimmt.

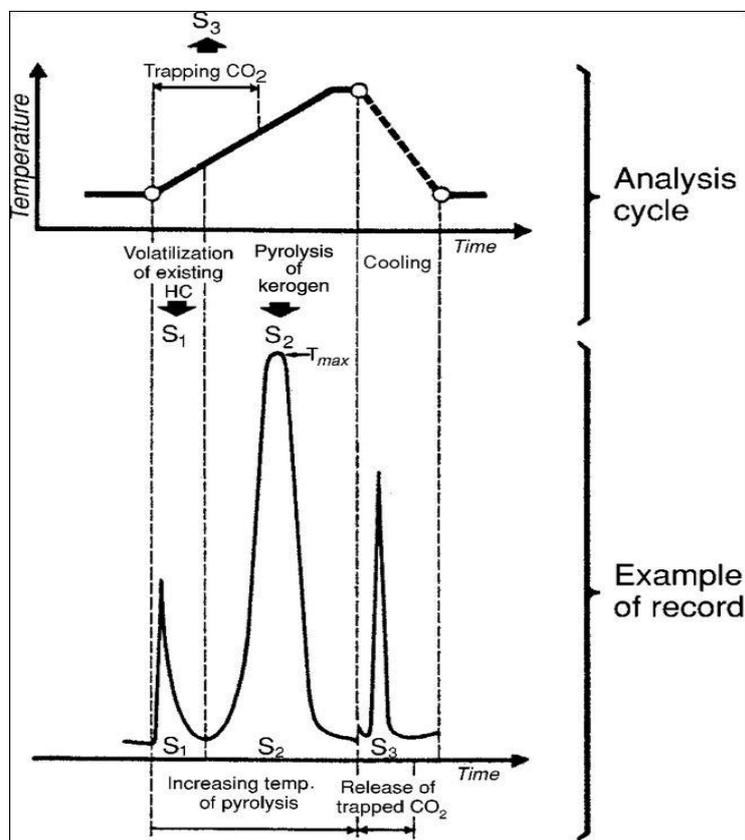


Abb. 9: Ablauf der Rock-Eval-Pyrolyse (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.510)

Die vier Werte ( $S_1$ - $S_4$ ) werden zur Berechnung der diversen Maßzahlen herangezogen. Das **genetische Potential** ergibt sich aus der Summe von  $S_1$  (in der Gesteinsprobe schon vorhandene Kohlenwasserstoffe) und  $S_2$  (während der Pyrolyse gebildete Kohlenwasserstoffe). Dieser Wert beschreibt das Potential eines Muttergesteines, d.h. wie hoch der Anteil der möglichen Kohlenwasserstoffbildung ist. Der **Produktionsindex** wird auch anhand der Messungen von  $S_1$  und  $S_2$  berechnet und zeigt wie hoch der Anteil der schon gebildeten

Kohlenwasserstoffen, von den potentiell bildbaren ist. Zur Bestimmung des Kerogentyps (Abb. 10) werden der **Wasserstoffindex** und der **Sauerstoffindex** herangezogen. Zu deren Berechnung wird auch der TOC-Wert der Gesteinsprobe benötigt, welcher entweder gemessen wird oder nach Espitalie et al. (1984) mit der weiter unten stehenden Formel aus  $S_1$ ,  $S_2$  und  $S_4$  Werten berechnet werden kann. Der Wasserstoff- und Sauerstoffindex sind gegenüber den vorher erläuterten zwei Maßzahlen nicht auf die gesamte Gesteinsprobe bezogen, sondern auf dessen organischen Anteil.

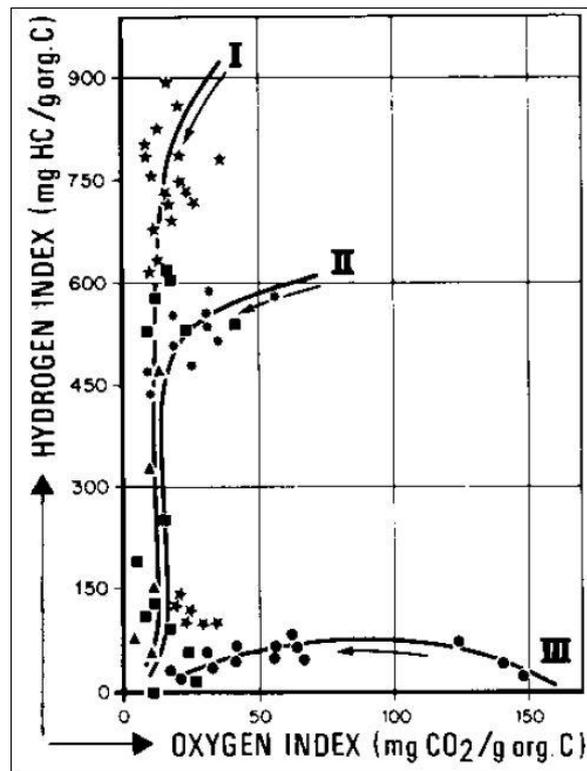


Abb. 10: Pseudo-van Krevelen Diagramm zur Bestimmung des Kerogentyps  
 (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.512)

Zusammenfassend sind hier die Formeln zu den aus der Rock-Eval-Pyrolyse berechneten Maßzahlen zur Charakterisierung der Kerogene gelistet:

$$\text{Genetisches Potential} = S_1 + S_2 \quad \text{*mg}_{\text{HC}}/\text{g}_{\text{Gesteinsprobe}}$$

$$\text{Produktionsindex} = \frac{S_1}{S_1 + S_2}$$

$$\text{Wasserstoffindex} = \left( \frac{S_2}{\text{TOC}} \right) * 100 \quad \text{*mg}_{\text{HC}}/\text{g}_{\text{org.C}}$$

$$\text{Sauerstoffindex} = \left( \frac{S_3}{\text{TOC}} \right) * 100 \quad \text{*mg}_{\text{CO}_2}/\text{g}_{\text{org.C}}$$

$$\text{TOC} = \frac{[0,082(S_1 + S_2) + S_4]}{10} \quad \text{* Gew.-%}$$

Neben der Klassifizierung nach dem Anteil an organischem Kohlenstoff kann das Muttergestein unter anderem auch nach dem **genetischen Potential** ( $S_1+S_2$ ) klassifiziert werden. Tissot & Welte (1984) definierten folgende Klassen:

- $< 2 \text{ kg}_{\text{HC}}/\text{t}_{\text{Gestein}}$  ( $<0.2\%$ )  $\rightarrow$  kein Erdöl-Muttergestein, etwas Potential für Gas
- $2 - 6 \text{ kg}_{\text{HC}}/\text{t}_{\text{Gestein}}$  ( $0.2 - 0.6\%$ )  $\rightarrow$  mäßiges Muttergestein
- $> 6 \text{ kg}_{\text{HC}}/\text{t}_{\text{Gestein}}$  ( $>0.6\%$ )  $\rightarrow$  gutes Muttergestein

Auf die Bestimmbarkeit des Kerogentyps mittels *Pseudo-van Krevelen Diagrammen* anhand den Wasserstoff- und Sauerstoffindexwerten wurde schon in *Abb. 10* gedeutet. Peters (1986) klassifizierte die Muttergesteine mit den  $S_2$ ,  $S_3$  und TOC Werten nach den **generierten Kohlenwasserstoffen (HC)**:

Generierte HC	Wasserstoffindex	$S_2/S_3$
Gas	0 – 150	0 – 3
Gas & Öl	150 – 300	3 – 5
Öl	300+	5+
<b>*<math>R_o = 0.6\%</math> (Thermische Reife)</b>		

Tab. 1: Klassifikation der Muttergesteine anhand der generierten Kohlenwasserstoffe mittels Rock-Eval-Pyrolyse (nach Peters, 1986)

### c) Reife

Die Rock-Eval-Pyrolyse ist also eine mächtige und weit verbreitete Methode zur Charakterisierung von Kerogenen. Am schwierigsten ist die Unterscheidung eines unreifen Muttergesteins mit niedrigem genetischem Potential von einem reifen Gestein mit ursprünglich hohem Potential zur Erdöl- und Erdgasbildung, nach Tissot & Welte (1984) sind diese jedoch anhand der Gegenüberstellung des Sauerstoff- und Wasserstoffindex (*Tab. 1*,  $S_2/S_3$ ) voneinander differenzierbar. Ohne den Sauerstoffindex bleibt die Interpretation der Reife fragwürdig, außer es werden weitere unabhängige Auswertungen durchgeführt. So ein Parameter zur *Bestimmung des Reifegrades* ist unter anderem die **Vitrinitreflexion  $R_o$**  (=Inkohlungsparameter). Vitrinitreflexionsmessungen sind eine optische Methode mithilfe von Polarisationsmikroskopen. Es wird gemessen, wieviel Prozent des Lichtes von Vitrinit (dominierender organischer Bestandteil von Kohle) reflektiert wird. Diese Werte korrelieren mit dem thermischen Reifegrad, hängen jedoch auch vom Kerogentyp ab (*Abb. 11*). Tissot & Welte (1984) schätzten die Reifegrade der Kerogene nach der Vitrinitreflexion folgend:

- $R_o < 0.5 - 0.7\%$   $\rightarrow$  Phase der Diagenese, das Muttergestein ist unreif
- $0.5 - 0.7\% < R_o < \text{ca. } 1.3\%$   $\rightarrow$  Phase der Katagenese, Hauptbereich der Erdölbildung
- $\text{ca. } 1.3\% < R_o < 2\%$   $\rightarrow$  Phase der Katagenese, Bereich von Feuchtgas und Kondensaten
- $R_o > 2\%$   $\rightarrow$  Phase der Metagenese, Methan bleibt als einziger Kohlenwasserstoff übrig

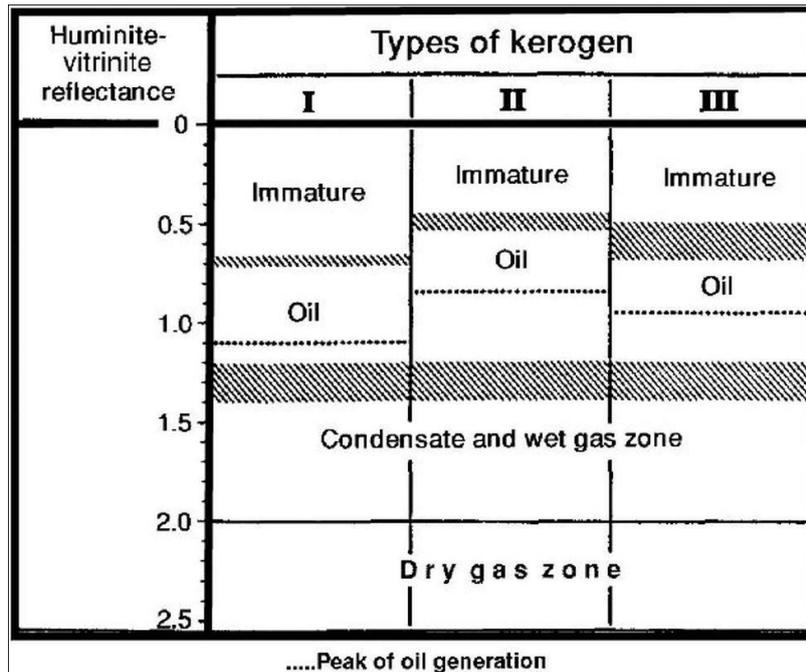


Abb. 11: Ungefähre Grenzen der Öl- und Gaszonen der Kerogentypen nach der Vitrinitreflexion  
(Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.518)

### 2.3.2. Kohlenwasserstoffmigration

In Kapitel 2.3.1 wurde die Kohlenwasserstoffgenese vorgestellt. Entsteht so viel Petroleum im Muttergestein, dass gegenüber den über- und unterlagernden Schichten Überdruck entsteht, starten die Prozesse der Kohlenwasserstoffmigration. Die Migration des gebildeten Erdöls und Erdgases wird in drei Gruppen unterteilt: primäre, sekundäre (Abb. 12) und tertiäre Migration. Das Loslösen des Petroleums vom Kerogen sowie dessen Transport innerhalb und durch die Kapillare und engen Porenräume des feinkörnigen Muttergesteins wird nach Tissot & Welte (1984) als primäre Migration bezeichnet, die Fortbewegung des Petroleums bis in die Fallen oder auf die Erdoberfläche als sekundäre Migration. Falls die Fallen über die Zeit umgeformt werden und die akkumulierten Kohlenwasserstoffe dadurch erneut mobilisiert werden, wird über tertiäre Migration gesprochen. Nach Tissot & Welte (1984) sind die unterirdischen Porenräume im Normalfall wassergesättigt, weshalb jede Bewegung des Petroleums in wässrigen Porenfluiden stattfindet. Das spezifische Gewicht von Gas und Öl ist wesentlich geringer als jenes des salzhaltigen Porenwassers, wodurch die Erdöl- und Erdgasmigration überwiegend aufwärts stattfindet.

#### a) Primäre Migration

Die primäre Migration wird in der englischsprachigen Fachliteratur auch *Expulsion* (=Ausstoß) genannt, weil während diesen Prozessen Kohlenwasserstoffe aufgrund des aufgebauten *Überdrucks* vom Muttergestein durch *Mikrobrüche* „ausgestoßen“ werden.

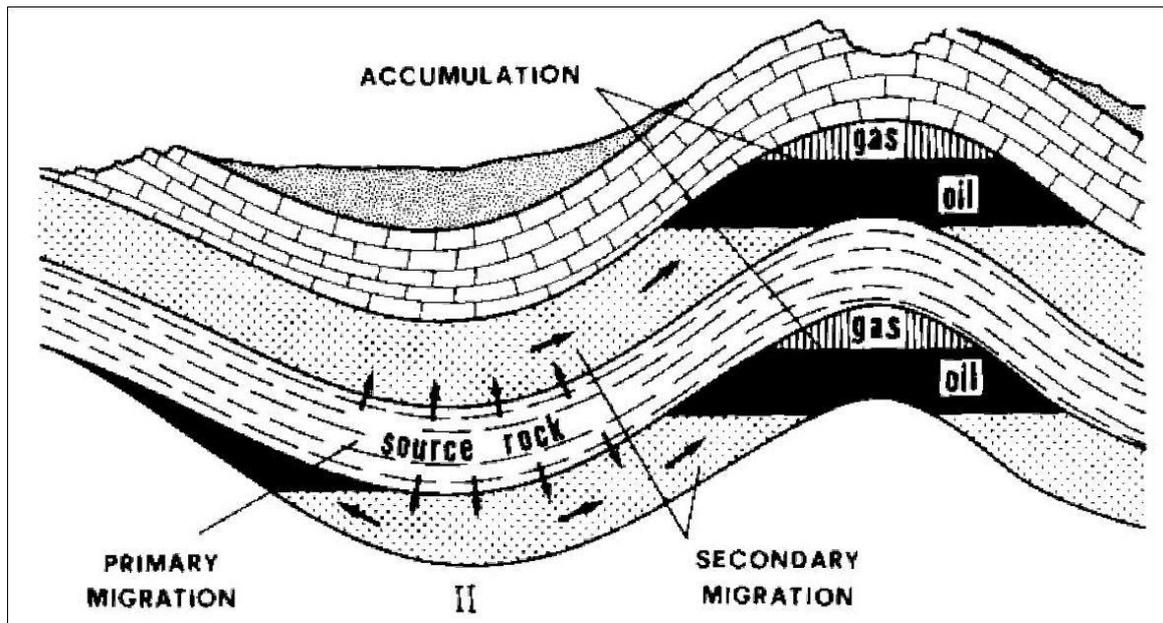


Abb. 12: Primäre und sekundäre Migration (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.194)

Abb. 13 zeigt die Druckunterschiede zwischen den Muttergesteinen (SH=Shale) und den über- und unterlagernden Schichten (SS=Sandstone). Aufgrund dieser lokalen Druckdifferenzen erfolgt die primäre Migration – gesteuert von den lokalen Druckgradienten – aufwärts oder abwärts. Dieser zyklische Prozess (Kohlenwasserstoffgenese, Druckaufbau, Entstehung von Mikrobrüchen, Ausstoßen des Petroleums) läuft bis zur Erschöpfung des Muttergesteines ab.

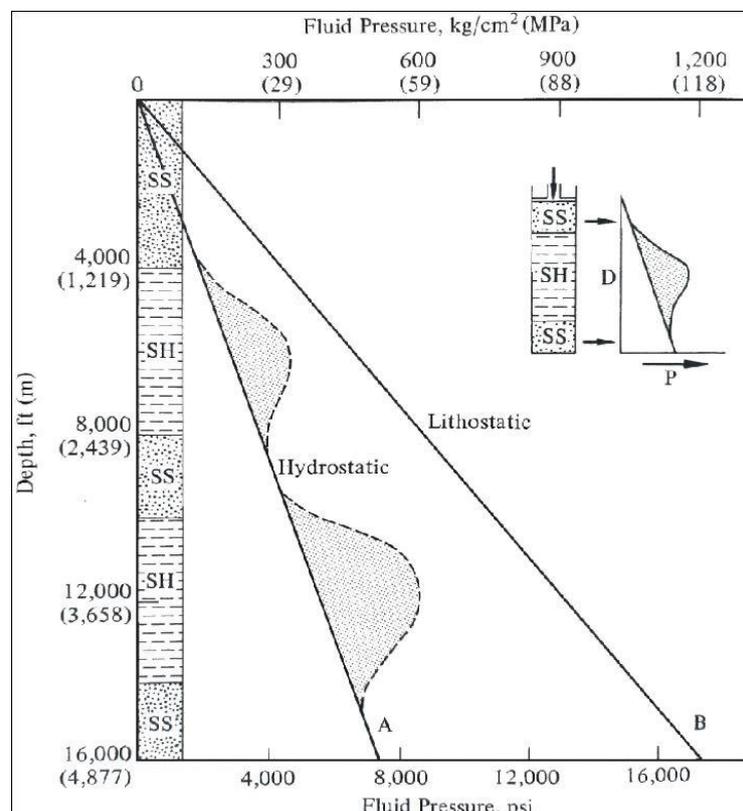


Abb. 13: Anstieg des Flüssigkeitsdrucks mit der Tiefe (Quelle: Hunt, 1979, S.198)

## b) Antreibende und einschränkende Kräfte der sekundären und tertiären Migration

Während der sekundären und tertiären Migration werden die Kohlenwasserstoffe von denselben Kräften angetrieben. Die Porosität, Permeabilität und die Porenkapillare sind in diesen Fällen wesentlich größer als bei der primären Migration, weshalb sich diese Migrationsmechanismen deutlich voneinander unterscheiden. Auf den genauen Ablauf der primären Migration wurde in dieser Arbeit nicht eingegangen, da dieser für die GIS-basierte Modellierung irrelevant ist, die Werke von Hunt (1979), Tissot & Welte (1984), Lewan (1994), Mann (1994) und Mann et al. (1997) geben jedoch einen guten Überblick der wahrscheinlichen Mechanismen der Expulsion.

Die sekundäre und tertiäre Migration werden hauptsächlich von der *Auftriebskraft* (engl. buoyant forces) in wassergesättigten Poren und den *Porenwasserdruckgradienten* (alle Fluide bewegen sich in die Richtung niedrigeren Druckes = *hydrodynamische Bedingungen*) angetrieben und den *Kapillarkräften* eingeschränkt.

Porenwasserdruckgradienten sind nur unter hydrodynamischen Bedingungen vorhanden, weshalb unter hydrostatischen (u.a. keine Grundwasserbewegung) Konditionen alleine die **Auftriebskraft ( $\Delta P$ )** die antreibende Kraft ist. Die Auftriebskraft ist eine Funktion der Dichtendifferenz von Erdöl bzw. Erdgas ( $\rho_o$ ) und Wasser ( $\rho_w$ ) sowie der Höhe ( $h$ ) der Petroleumsäule multipliziert mit der Gravitationskonstante ( $g$ ).

$$\Delta P = h * g * (\rho_w - \rho_o)$$

Je größer die Dichtendifferenz zwischen dem Kohlenwasserstoff und dem Wasser sowie je höher die Petroleumsäule (vertikale Kohlenwasserstoffader), desto stärker ist also die Auftriebskraft. Erdöl hat ein spezifisches Gewicht von  $\sim 0.7 - 1.0 \text{ g/cm}^3$ , Erdgas ein geringeres als  $0.001 \text{ g/cm}^3$ , weshalb auf Erdgas eine wesentlich größere Auftriebskraft wirkt als auf Erdöl.

Unter **hydrodynamischen Bedingungen** ist nach Tissot & Welte (1984) die endgültige Migrationsrichtung von den relativen Stärken und Richtungen der hydrodynamischen Kräfte sowie der Auftriebskraft abhängig. Unter horizontalen Aquifugen (wasserundurchlässige Gesteinsschichten) kann die Auftriebskraft vernachlässigt werden, wodurch die Migrationsstärke ( $P$ ) eine Funktion des hydrodynamischen Gradienten ( $m$ ) und der Länge der Kohlenwasserstoffader ( $l$ ) ist.

$$P = m * l$$

In der Regel migrieren die Kohlenwasserstoffe jedoch unter geneigten Aquifugen. In diesem Fall muss neben der Länge der Petroleumader ( $l$ ), der Gravitationskonstante ( $g$ ), der Dichtendifferenz der Fluide ( $\rho_w - \rho_o$ ) und des hydrodynamischen Gradienten ( $m$ ) auch die

Schiefe der Kohlenwasserstoffader ( $\theta$ ) mitberücksichtigt werden. Somit ergibt sich folgende Formel:

$$P_{\Sigma} = l * [g * (\rho_w - \rho_o) * \sin \theta \pm m]$$

Nach Tissot & Welte (1984) folgen kleine Petroleumpartikel nicht genau der Auftriebskraft, sondern werden von schwachen hydrodynamischen Wasserflüssen bewegt. Je größer jedoch die Kohlenwasserstoffaggregationen, desto geringer ist der Einfluss der hydrodynamischen Kräfte. Diese Kräfte sind daher in den Anfangsphasen der sekundären Migration von großer Bedeutung und verlieren im Laufe der Zeit an Wichtigkeit: mit zunehmender Größe der Kohlenwasserstoffpakete werden sie mehr den Auftriebskräften ausgesetzt.

Wie schon angedeutet, erfolgt die Petroleummigration nicht uneingeschränkt abhängig von der Auftriebskraft und dem hydrodynamischen Gradienten. Der Antrieb der Kohlenwasserstoffe wird vom **Kapillardruck** ( $P_k$ ) eingeschränkt, welcher von der Grenzflächenspannung ( $\gamma$ ; in N/m) sowie dem Kapillarradius ( $r$ ; in Meter) bestimmt wird.

$$P_k = 2 * \frac{\gamma}{r}$$

Der Formel ist eindeutig zu entnehmen, dass der Kapillardruck mit abnehmenden Kapillarradien zunimmt. Mit zunehmender Korngröße wächst auch das Porenvolumen und die Durchmesser der Kapillarradien, was wiederum eine Minderung des Kapillardruckes und somit eine weniger eingeschränkte bzw. verlangsamte Migration mit sich zieht. Kohlenwasserstoffmigration findet unter der Voraussetzung statt, dass die antreibenden Kräfte größer sind als die einschränkende Kraft:

$$l * [g * (\rho_w - \rho_o) * \sin \theta \pm m] > 2\gamma \left( \frac{1}{r_d} - \frac{1}{r_s} \right)$$

Es wurde schon erwähnt, dass Erdgas eine geringere Dichte aufweist als Erdöl, weshalb auf Erdgas eine wesentlich größere Auftriebskraft wirkt. Aufgrund der vorhin vorgestellten Relation der antreibenden Kräfte mit dem einschränkenden Kapillardruck, kann Erdgas auch durch Gesteine mit deutlich kleineren Porenräumen migrieren als Erdöl. Somit können Lithologien mit bestimmter Porosität als Filter funktionieren, wobei darunter flüssiges Petroleum auffindbar ist, darüber jedoch nur Erdgas. Die Stratigraphie sowie die Geometrie der Gesteinshorizonte sind daher ausschlaggebend für die Kohlenwasserstoffmigration.

### c) Migrationsdistanz und -geschwindigkeit

Slujik & Nederlof (1984) stellten anhand einer statistischen Methode basierend auf Daten von 37 Regionen fest, dass die Effizienz der sekundären Migration von den sedimentologischen

Diskontinuitäten sowie der Anzahl und Orientierung der Verwerfungen (engl. Faults) abhängig ist. Die Effizienz der Migration ist daher in kontinuierlichen, ungefalteten Gesteinsschichten sehr hoch und von der Distanz unabhängig. Die Distanz ist jedoch unter anderem von der Effizienz abhängig, also wie viel Petroleum während der Migration in den Poren haften bleibt. Aus dieser Abhängigkeit folgt auch der Einfluss der gebildeten Menge an Kohlenwasserstoffen auf die Migrationsdistanz. Somit haben nach Tissot & Welte (1984) Ölfelder von drei Kilometer Durchmesser Einzugsgebiete mit Radien um die 15 km und Reservoirs mit räumlichen Ausbreitungen von hunderten Quadratkilometern – z.B. die Athabasca-Teersande in Kanada – benötigen sogar sekundäre Migrationsdistanzen von bis zu über 100 km. Williams (1974) identifizierte zum Beispiel Erdöl nahezu 160 km von seinem Muttergestein (*Bakken Source Rock*) entfernt. Vertikale Migration über die Mächtigkeit eines Speichergesteins ist nach Tissot & Welte (1984) nur über Verwerfungen, Bruchsysteme oder andere vertikale „Brücken“ wie Gesteinsgänge (engl. Dikes) oder Schlammvulkane möglich. Das kann zum Beispiel in Deltabereiche zur Überlagerung von mehreren Reservoirs führen, welche miteinander „kommunizieren“. Vertikale Migrationen können mehrere 1000 Meter überwinden. Misch et al. (2015) berichten von bis zu 4000 m vertikaler Petroleummigration entlang von Faults.

Die Geschwindigkeit der Kohlenwasserstoffmigration hängt von den Größen der antreibenden und reduzierenden Kräfte sowie von deren Verhältnis ab. Geschwindigkeiten von bis zu 1000 km/Jahrmillion sind in der Fachliteratur zu finden (Sylta, 2004).

#### **d) Veränderungen des Petroleums im Laufe der Migration**

Während der Migration sind Kohlenwasserstoffe dauerhaft chemischen Reaktionen ausgesetzt, weshalb sich ihre chemische Zusammensetzung und somit auch ihre Eigenschaften kontinuierlich ändern. Erdölpartikel stehen laufend mit Porenwasser in Kontakt, weshalb sich überwiegend die polaren Ölmoleküle an der Öl-Porenwasser-Grenzfläche befinden. Diese Moleküle und weitere stärker wasserlösliche, wie zum Beispiel Aromaten mit niedrigen Siedetemperaturen, werden mit der Wasserphase ausgetauscht. Diese Bindungen sind sehr schwach, im Laufe der sekundären Migration gehen diese Moleküle im Wasser „verloren“. Nach Tissot & Welte (1984) resultiert die Summe dieser Prozesse in der Anreicherung an unpolaren Kohlenwasserstoffen und Abnahme von Asphaltinen, Harzen und Nichtkohlenwasserstoffen (*Tab. 2*). Das migrierende Erdöl wird dadurch leichter (der API-Wert nimmt zu). Weiters können auch eine Reduzierung des Schwefelgehalts und eine leichte Abnahme im Verhältnis der  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ -Isotope beobachtet werden (*Tab. 2*).

Well	Q-598	Q-248
Producing interval (ft)	3885 – 4070	2070 – 2570
Relative paraffinicity	0.78	1.02
Sulfur content (wt.-%)	1.26	0.70
<sup>13</sup> C/ <sup>12</sup> C	-27.1	-27.5
→→→→→ Zunahme der Migrationsdistanz →→→→→		

Tab. 2: Quiriquire-Ölfeld Rohölanalyse (nach Silverman, 1965)

### e) Auswirkungen von tektonischen Ereignissen

Alle tektonischen Ereignisse wie Faltungen, regionales Kippen, Hebung, Subsidenz oder plötzliche Erdbeben können nach Tissot & Welte (1984) das Gleichgewicht ändern und die Migration wesentlich beeinflussen. Verwerfungen und Brüche können zwei unterschiedliche Rollen haben. Sie können als Kanäle die Kohlenwasserstoffe mit hohen Geschwindigkeiten leiten, jedoch das Petroleum auch gänzlich aufhalten. Diese Eigenschaften der jeweiligen Faults werden im Rahmen von *Fault seal Analysis* bestimmt, welche in Kapitel 2.3.3 (S.40) näher erläutert werden.

### f) Migrationsrichtung

Petroleum bewegt sich immer in Richtung des geringsten Widerstandes. Auf mikroskopische Maßstabsebene ist das der benachbarte Porenraum mit der breitesten, verbindenden Kapillare. Die Kohlenwasserstoffe migrieren jedoch nicht chaotisch durch das leitende Gestein, die Permeabilität und der Aufbau der Sedimente sind heterogen und die Partikel bewegen sich deshalb nach Larter et al. (1996) aus dem Muttergestein fokussiert. Wurden die kritische Sättigung und die Voraussetzungen für die Migration erfüllt, „schmiert“ das migrierte Petroleum die zurückgelegte Route und verringert dort den Widerstand, wodurch die weiteren Kohlenwasserstoffe auch konzentriert dieser Spur folgen.

Wird die Migration auf der makroskopischen Maßstabsebene betrachtet, verringert sich die Migrationsdistanz, da das untersuchte Kohlenwasserstoffpaket einer geraderen Route folgt. Nach Thomas & Clouse (1995) bestätigen Laborsimulationen, dass die Kohlenwasserstoffmigration unter Auftrieb vertikal erfolgt, bis sie auf eine undurchlässige Schicht (=Deckschicht) stößt und anschließend ihrem Relief folgt bzw. das Petroleum in einer Falle akkumuliert wird, solange der Kapillardruck größer ist als die antreibenden Kräfte.

Die Migrationsrichtung wird daher von der Geometrie der Grenzschichten zwischen den leitenden und den darüber liegenden nichtleitenden Gesteinsschichten sowie den Faults

bestimmt und den hydrodynamischen Gradienten manipuliert. Wird die Grenzschicht rasterbasiert, als ein digitales Tiefenmodell modelliert, bewegt sich nach Liu et al. (2008) das Petroleum in einem hydrostatischen Milieu nicht nur zum Pixel mit einem höheren Wert, sondern zum Pixel mit dem höchsten Wert von den benachbarten (Abb. 14). Die Migrationspfade liegen deshalb auf Tiefenkarten senkrecht auf den Höhenlinien.

Kohlenwasserstoffleitende Gesteine können in Einzugsgebiete aufgeteilt werden. Nach Hantschel & Kauerauf (2009) migrieren alle Kohlenwasserstoffe eines Einzugsgebietes in die gleiche Falle und diejenigen von anderen Einzugsgebieten werden in anderen Fallen akkumuliert. Zu jeder Falle gehört daher ein Einzugsgebiet und zu jedem Einzugsgebiet eine Falle. Füllt sich eine Falle, wird die Migration am höchstliegenden Pixel des aufgefüllten Einzugsgebietes (engl. *spill point*, Abb. 15) fortgesetzt und der Überschuss der Kohlenwasserstoffe entlang eines einzigen Pfades (engl. *spill path*) in das benachbarte Einzugsgebiet weitergeleitet.

Weil sich Abflusswasser in die Richtung mit dem größten Gefälle bewegt, kann Kohlenwasserstoffmigration als das Inverse des Oberflächenabflusses betrachtet werden sowie in Geoinformationssystemen mit Modifizierungen von hydrologischen Tools räumlich analysiert werden.

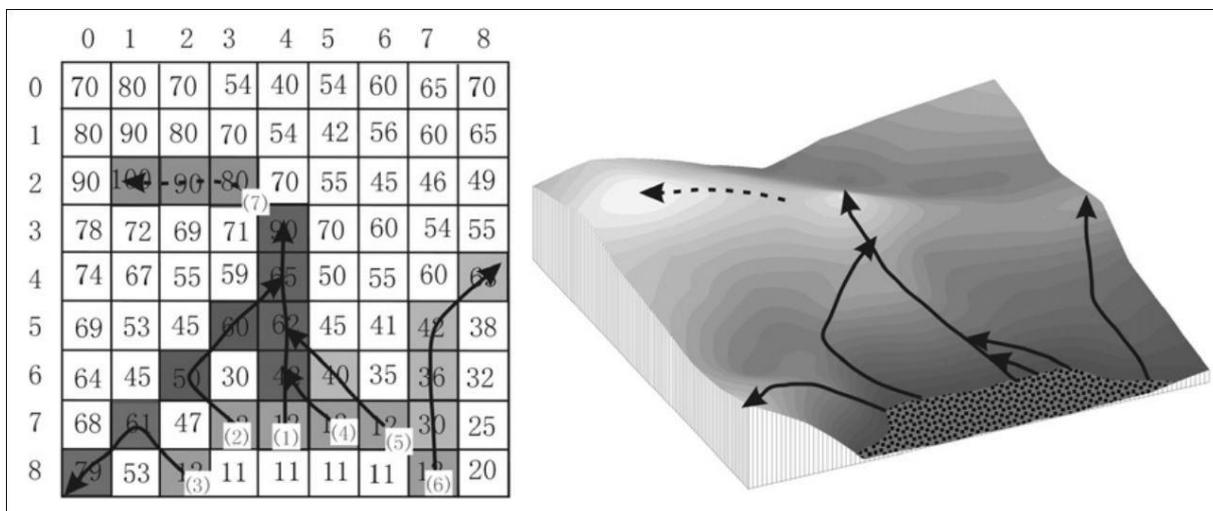


Abb. 14: Prinzip der rasterbasierten Kohlenwasserstoffmigrationsmodellierung  
 (Quelle: Liu et al. .2008, S.1120)

### g) Migrationscharakter

Das räumliche Verteilungsmuster der Kohlenwasserstoffmigrationspfade korreliert mit dem geologischen Charakter. Dadurch können Petroleum Systeme anhand der Verteilung der Migrationspfade einfach charakterisiert und klassifiziert werden. Nach Allen & Allen (2005) reflektiert der **Migrationsdrainagestil** (engl. *Migration drainage style*) die Struktur und

Stratigraphie der Beckenfüllung. Er kann überwiegend vertikal oder überwiegend seitlich sein. Ein *vertikaler Migrationsstil* wird von Verwerfungen und Brüchen hervorgerufen, welche die kohlenwasserstoffundurchlässigen Gesteinsschichten durchdringen, oder von Speichergesteinen und Petroleum-leitenden-Gesteinen, die vertikal über große Distanzen miteinander verbunden sind. Dieser Migrationsdrainagestil ist für Rift-Basins, sandige deltalische Sequenzen und stark zerbrochene Falten- und Überschiebungsgürtel charakteristisch. Ein *seitlicher Migrationsstil* ist in tektonisch stabilen Regionen dominant. Solche sind unter anderem in Vorlandbecken zu finden. Die Kohlenwasserstoffmigration konzentriert sich in der Regel in Antiklinalen, welche weit ins Becken reichen. Fallen, die entlang dieser Routen platziert sind, fangen in der Regel den größten Teil des generierten Erdöls und Erdgases auf, die restlichen Regionen bleiben leer. Aufgrund der großen Mengen an konzentriert migrierten Kohlenwasserstoffen sind mehrere hundert Kilometer vom jeweiligen Muttergestein entfernte Reservoirs nicht unüblich. Der **Ausbreitungsstil** (engl. *Entrapment Style*) beschreibt den Grad der Zerstreuung des vom Muttergestein zur Falle migrierten Petroleums. Die *Impedanz* (=physikalische Resistenz gegen die Zerstreuung des Petroleums) ist großteils eine Funktion der strukturellen und stratigraphischen Komplexität. Eine *geringe Impedanz* deutet auf effiziente Migration entlang von wenigen Hauptmigrationsrouten mit wenig Widerstand sowie auf potentiell große, jedoch relativ wenige Reservoirs. Ein Ausbreitungsstil mit *hoher Impedanz* ist Resultat einer komplexen Stratigraphie und/oder strukturellen Deformationen. Die Kohlenwasserstoffmigration findet über zahlreiche Migrationsrouten statt, weshalb viele kleine – oft jedoch für kommerzielle Förderungszwecke ungeeignete – Reservoirs zu finden sind.

### 2.3.3. Kohlenwasserstoffakkumulation

Im vorherigen Kapitel wurde erläutert, dass der Antrieb der Kohlenwasserstoffe vom **Kapillardruck ( $P_k$ )** eingeschränkt wird, welcher zwischen zwei Gesteinsschichten von der Grenzflächenspannung ( $\gamma$ , in  $N/m$ ) zwischen Petroleum und Wasser sowie den Kapillarradien (in *Meter*) der unterschiedlichen Gesteinsschichten bestimmt wird. Im Falle einer Kohlenwasserstoffakkumulation zählen zu diesen die Radien der Kapillare des Speichergesteins ( $r_s$ ) und des darüber liegenden und das Petroleum aufhaltenden Deckgesteins ( $r_d$ ). Diese einschränkende Kraft muss mindestens im Equilibrium mit den antreibenden Kräften stehen, um die Akkumulation von Kohlenwasserstoffen zu ermöglichen:

$$l * [g * (\rho_w - \rho_o) * \sin \theta \pm m] \leq 2\gamma \left( \frac{1}{r_d} - \frac{1}{r_s} \right)$$

Das Deckgestein ist kohlenwasserstoffundurchlässig, solange die obere Formel gültig ist. Zur Akkumulation benötigt das Petroleum System weiters auch Fallen, welche das Petroleum auffangen und konzentrieren. Diese müssen entlang den Kohlenwasserstoffmigrationsrouten schon vor dem Eintreffen des Petroleums gebildet worden sein. Aus diesem Grund müssen die Fallen identifiziert und ihre zeitliche Entstehung definiert werden, um die Lokalisierung der potentiellen Petroleumreservoirs zu ermöglichen.

In den Fallen wird die Kohlenwasserstoffmigration aufgefangen und sie werden teilweise (Abb. 15) oder gänzlich gefüllt. Die Ebene, welche durch den höchst liegenden Punkt der Grenzlinie der Falle (= „spill point“) geht, wird als „Closure“ bezeichnet (Abb. 15). Das maximal mögliche Kohlenwasserstoffvolumen entspricht dem Porenvolumen der Falle bis zum Closure.

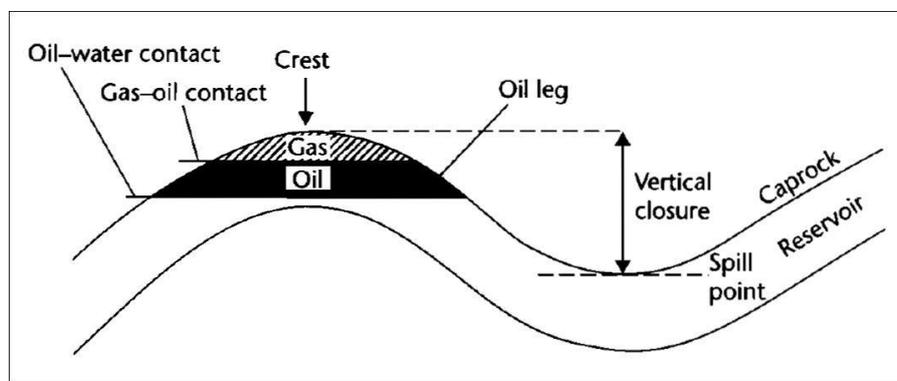


Abb. 15: Elemente einer Falle (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.475)

Erdgas weist eine geringere spezifische Dichte auf als Erdöl, weshalb sich die Gaskappe über der Erdölkakkumulation befindet. Akkumulierendes Gas kann das Erdöl unter den Spill Point drücken, wodurch das Erdöl entlang des Spill Paths weitermigriert. Aus diesem Grund nimmt der relative Anteil von Erdöl zu Erdgas mit der Migrationsdistanz zu. Das ist das sogenannte *Gussow-Prinzip*.

Unter hydrostatischen Bedingungen sind die untere Grenzschicht der Gaskappe und der Öl-Wasser-Kontakt horizontal. Strömendes Wasser, also eine hydrodynamische Umgebung, kann die Grenzlinien der Kohlenwasserstoffakkumulationen jedoch neigen. In diesem Fall wird der Öl-Wasser-Kontakt nach Hobson & Tiratsoo (1981) am meisten geneigt, der Gas-Öl-Kontakt bleibt horizontal und der bei der Verschiebung der Erdölkakkumulation entstandene Gas-Wasser-Kontakt weist eine geringere Neigung auf, als der Öl-Wasser-Kontakt (Abb. 16).

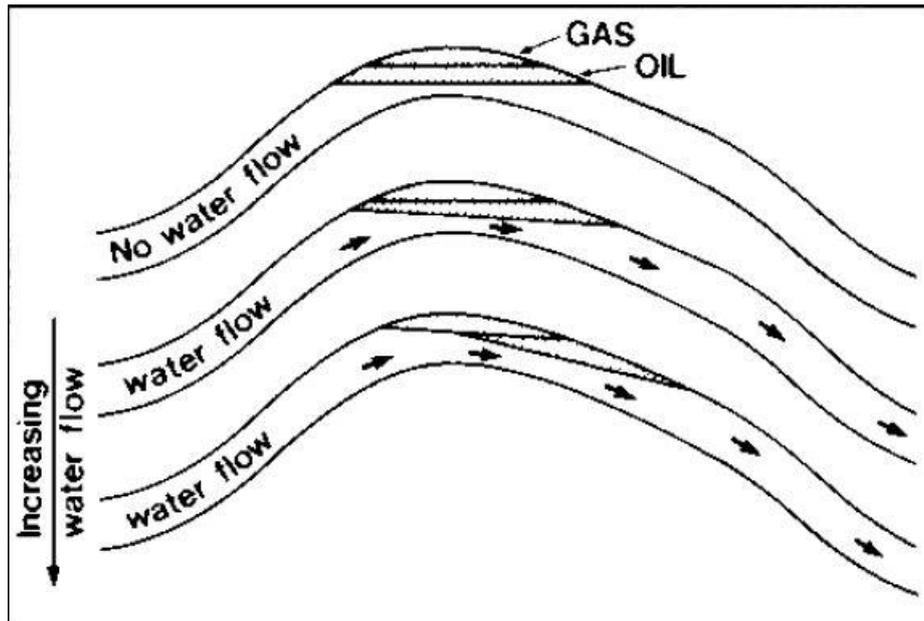


Abb. 16: Kohlenwasserstoffakkumulation in einem antyklinalen Reservoir unter hydrodynamischen Bedingungen (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.352)

### a) Ökonomische Wichtigkeit der Volumenberechnung von Fallen

Die räumliche Verschiebung der Kohlenwasserstoffe kann die potentielle Größe des Reservoirs vergrößern (der Wasserfluss kommt aus der Richtung des Spill Points) wie auch verringern (das Wasser strömt in Richtung Spill Point). Der Durchmesser der Fallen nimmt in der Regel mit der Tiefe zu. Weil bei den Volumenberechnungen dreidimensional kalkuliert werden muss, können aus seismischen Aufnahmen schlechter Qualität oder aus ungenauen Interpretationen große Fehler auftreten. Ein fiktives Reservoir mit  $1 \text{ km}^2$  ( $1.000.000 \text{ m}^2$ ) Ausbreitung und  $10 \text{ m}$  Mächtigkeit weist zum Beispiel ein Volumen von  $10.000.000 \text{ m}^3$  auf. Wird anhand einer zum Beispiel seismischen Interpretation schlechter Qualität die Mächtigkeit auf  $11 \text{ m}$  geschätzt, wird das Volumen der Falle um  $1.000.000 \text{ m}^3$  überschätzt. Ein konservativer Wert für die Porosität von Sandsteinreservoirs beträgt  $10\%$ . Daraus ergibt sich ein potentieller Überschuss von um die  $100.000 \text{ m}^3$  Kohlenwasserstoffspeicherkapazität der Falle, was ca.  $840.000$  Barrels Erdöl entspricht. Der Preis von ein Barrel Rohöl wurde für September 2016 nach [www.oil-price.net](http://www.oil-price.net) (02.09.2015) auf  $52 \$$  geschätzt, was nur die Hälfte des Preises von 2014 ist. Mit diesem geringen Rohölpreis wäre der Wert des Erdölvorkommens im fiktiven Reservoir – dessen Mächtigkeit um nur einen Meter überschätzt wurde – um  $43.680.000 \$$  überschätzt. Dieses Beispiel macht sichtbar, wie wichtig die richtigen und genauen Bestimmungen der Volumen der potentiellen Akkumulationen auch für ökonomisches Entscheidungstreffen sind.

### b) Typen von Kohlenwasserstofffallen

Fallen können nach Allen & Allen (2005) in drei Hauptgruppen unterteilt werden: *strukturelle*, *stratigraphische* und *hydrodynamische* Fallen (Tab. 3). Die Klassifikation basiert

hauptsächlich auf dem Entwicklungsprozess und nicht auf der Geometrie. Werden die dominanten geologischen Prozesse eines sedimentären Beckens erkundet, können die Fallentypen grob vorhergesagt werden, was wiederum die seismische Interpretation erleichtert.

<b>Structural</b>	<b>Tectonic</b>	<b>Contractional</b>
		Extensional
	<b>Compactional</b>	Drape structures
	<b>Diapiric</b>	Salt movement
		Mud movement
	<b>Gravitational</b>	Roll-over anticline
<b>Stratigraphic</b>	<b>Depositional</b>	Reefs
		Pinch-outs
		Channels
		Bars
	<b>Unconformity</b>	Truncation
		Onlap
	<b>Diagenetic</b>	Mineral
		Tar mats
		Gas hydrates
		Permafrost
<b>Hydrodynamic</b>		

Tab. 3: Fallentypen (nach Allen & Allen, 2005, S.475)

Im Rahmen dieser Arbeit kommt nur eine Auswahl der oben aufgelisteten Fallentypen zur Vorstellung. Deren Erklärung wurde in dieser Arbeit –außer anders gekennzeichneten Referenzen – gänzlich nach Allen & Allen (2005) geschrieben. Für die restlichen Typen werden Literaturvorschläge zur fortführenden Lektüre gebracht.

Strukturelle Fallen werden von tektonischen, diapirischen, gravitativen und Kompaktionsprozessen gebildet. Der Hauptanteil der bis heute entdeckten Petroleumvorkommen wurde unter solchen Fallen akkumuliert. Die Geometrieveränderung hat nach der Ablagerung im Sedimentbecken stattgefunden. Durch tektonischen Druck können *Contractional folds* (=Kontraktionsfalten) und/oder *Thrust-Faults* (=Überschiebungen) entstehen. Ihr Vorkommen ist daher mit konvergenten oder transversalen (Transpressionsgebiete entlang von strike-slip Grenzen) Plattengrenzen verbunden. Je nach Verformungsgrad und Duktilität der Lithosphäre entstehen in Folge von Kontraktion Falten und/oder Faults bzw. Brüche.

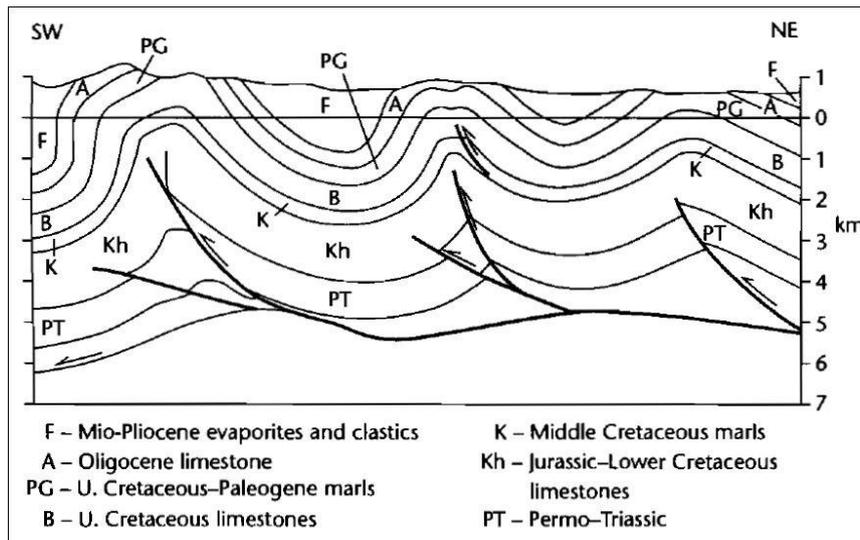


Abb. 17: Contractional Folds vom Zagros Gebirge (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.477)

Eines der berühmtesten Beispiele für contractional folds sind die Falten des Zagros Gebirge im Iran (Abb. 17). Die Falten dieses Beispiels ragen bis zur Erdoberfläche, wodurch das Erkunden des Untergrundes wegen den zahlreichen *Outcrops* (= Aufschluss) vereinfacht wurde. Die Antiklinalen (Gesteinsfalten welche nach oben konvex sind) können wegen ihrer langgestreckten räumlichen Ausbreitung von oft mehreren hundert Kilometern riesige Mengen an Kohlenwasserstoffen speichern.

Thrust-faults entstehen bei großen Verformungsgraden bzw. spröden Gesteinen. Diese können jedoch auch ohne Faltungen als Fallen funktionieren. Voraussetzung hierfür ist die passende Kombination des Überschiebungsgrades und der relativen Lage bzw. Fallrichtung des *hangenden* (engl. hangingwall) und *liegenden Gesteins* (engl. footwall). Abb. 18 zeigt mögliche Kombinationen und ihre Auswirkungen auf die Kohlenwasserstoffakkumulation. Die schraffierten Symbole zeigen die Akkumulationen.

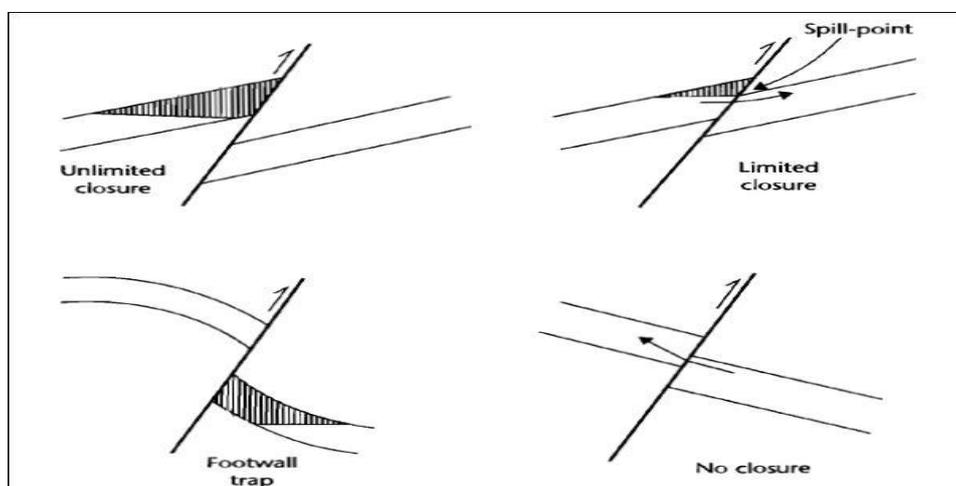


Abb. 18: Fallen im Zusammenhang mit durch tektonischen Druck initiierten thrust-faults (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.479)

Tektonischer Druck kann also die Lithologie duktil (Falten) und/oder spröde (Faults) verformen. Richten sich die tektonischen Kräfte in die umgekehrte Richtung, entstehen *Dehnungsstrukturen* (engl. extensional structures). Diese Strukturen bilden die dominanten Fallen in Sedimentbecken, welche Riftprozesse (engl. rifting) erlebt haben. Die häufigsten Strukturen dieser Fallen sind die *Rollover-Antiklinalen* und die *Tilted Fault Blocks*. Erstere entstehen im Zusammenhang mit *Growth Faults*. Diese sind ein Typ von Normalverwerfungen und entstehen bzw. entwickeln sich zeitgleich mit der Sedimentation weiter. Das hangende Gestein befindet sich – anders, als bei den Thrust-faults – tiefer als das fallende und verfügt wegen den kontinuierlichen Sedimentablagerungen über mächtigere Schichten. Aufgrund dieser mächtigen Schichten akkumulieren in den Rollover-Antiklinalen (Abb. 19) oft große Mengen an Kohlenwasserstoffen.

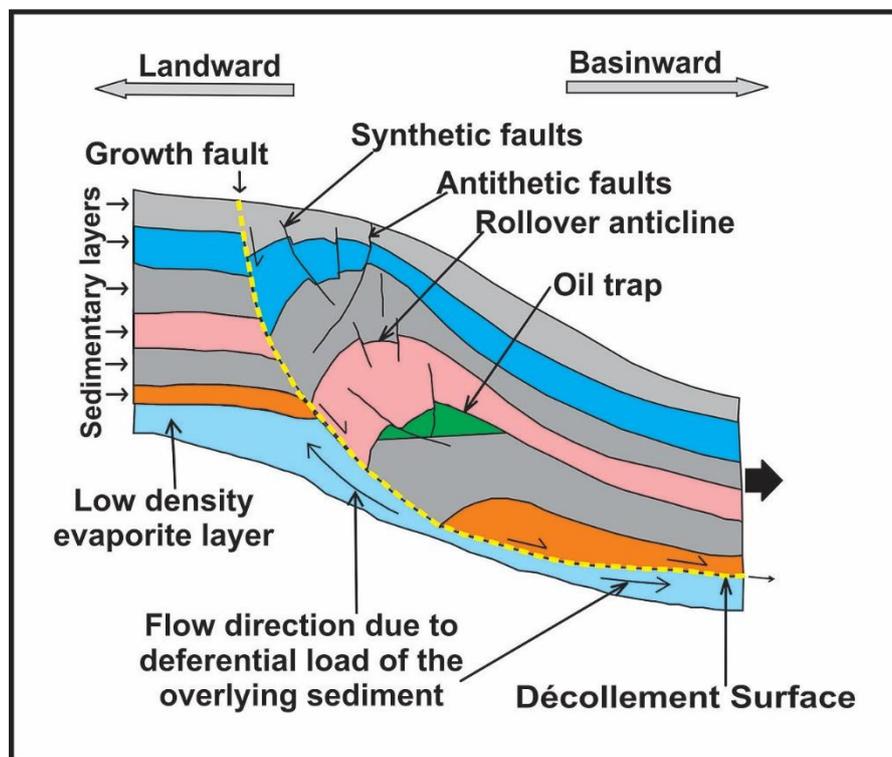


Abb. 19: Durch eine Growth Fault entstandene Rollover-Antiklinale  
 (Quelle: [http://www.wikiwand.com/en/Growth\\_fault](http://www.wikiwand.com/en/Growth_fault))

Die Funktionsweise der Tilted Fault Blocks (Abb. 20) ist ident mit den auf Abb. 18 gezeigten Thrust-Faults. Sie unterscheiden sich nur in der Richtung der initiierenden tektonischen Kräfte und somit in der relativen Verschiebungsrichtung der fallenden und hangenden Gesteinsschichten.

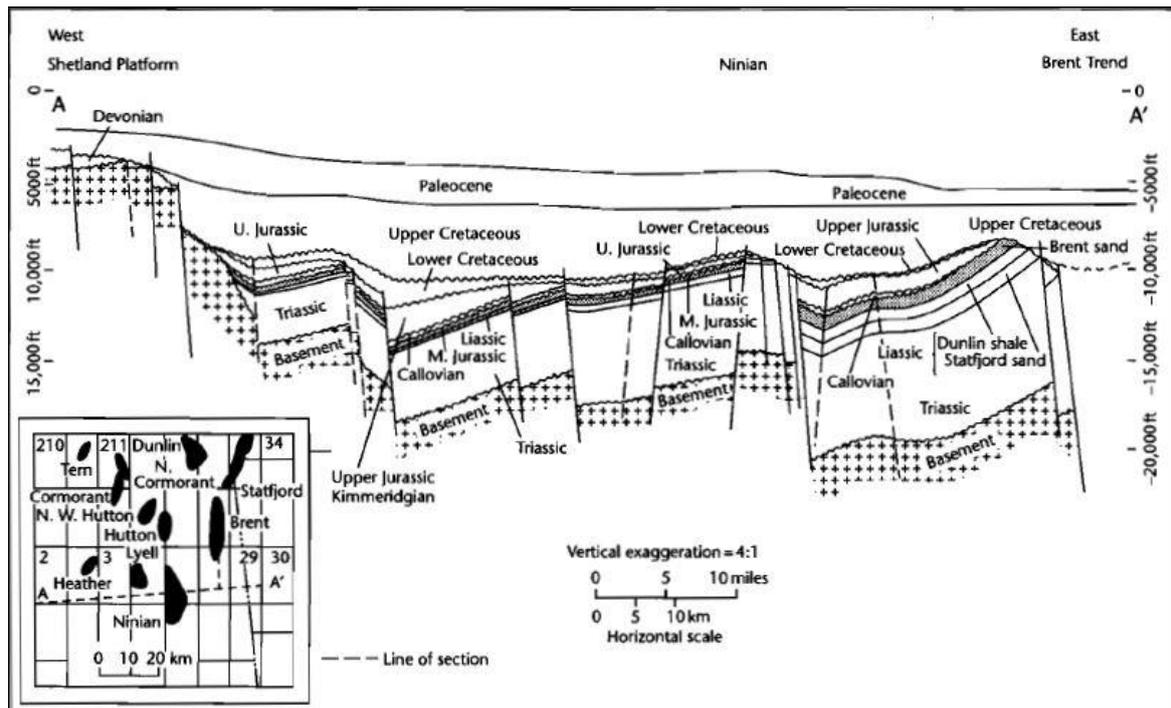


Abb. 20: In der Nordsee in der Ninian Region hosten überwiegend Tilted Fault Blocks die Kohlenwasserstofffallen (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.481)

Gravitative Strukturen ähneln den Dehnungsstrukturen. Der Unterschied liegt im Träger der initiierenden Kräfte. Während die Dehnungsstrukturen aus dem Auseinanderdriften zweier Platten entstehen, ist bei den gravitativen Strukturen die Gravitationskraft der Auslöser für die Massenbewegungen der instabilen Sedimentdecken. In Abb. 21 ist die Ähnlichkeit der Strukturen zu den durch Dehnung entstandenen Rollover-Antiklinalen zu erkennen. Aufgrund der unterschiedlichen Prozesse sind diese jedoch struktureologisch nicht verwandt.

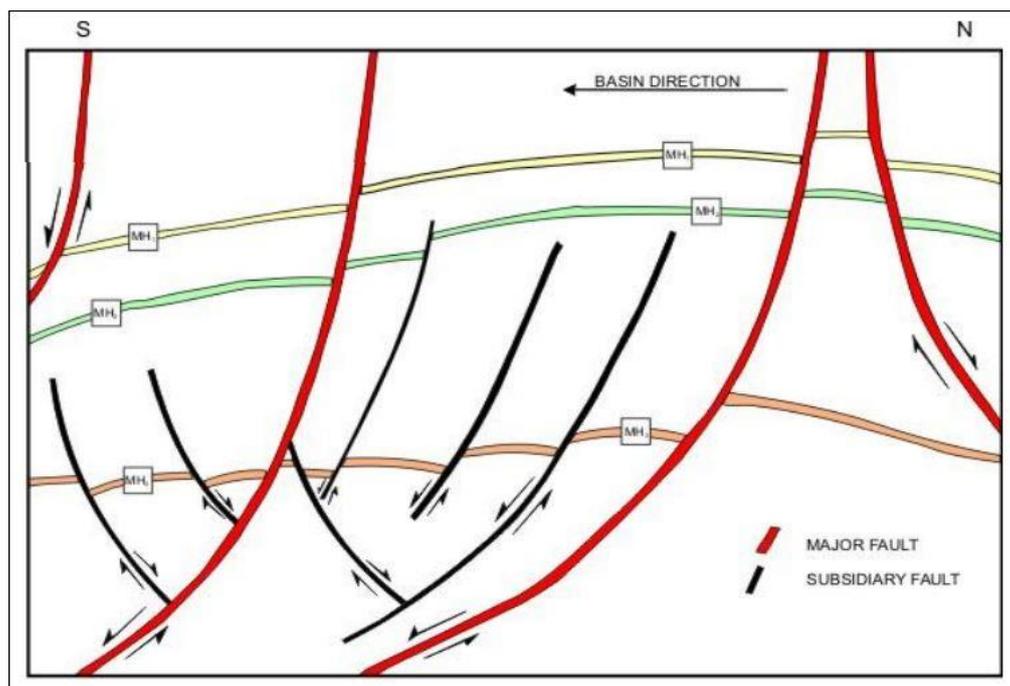
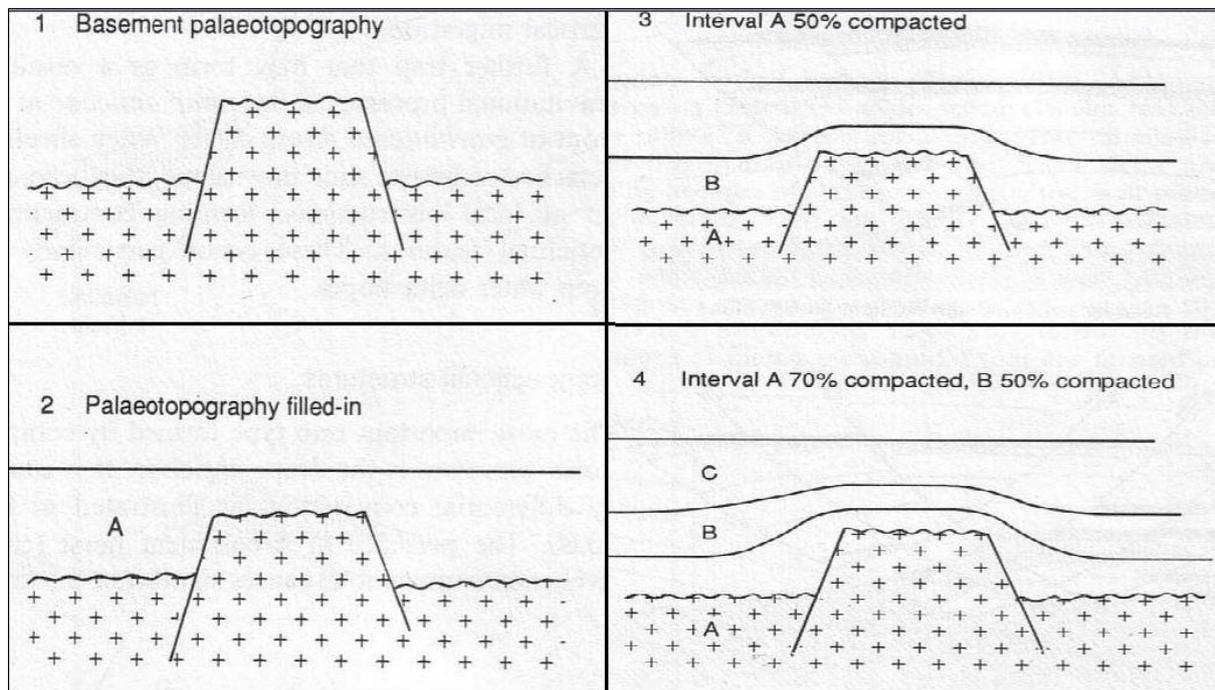


Abb. 21: Rollover-Antiklinalen im Niger Delta Nigeria (Quelle: Opara et al. . 2011, S.504)

*Kompaktionsstrukturen* entstehen durch unterschiedliche Kompaktionsraten während Gesteinsüberlagerungen, in der Folge von Erhöhungen in der Paläotopographie. *Abb. 22* zeigt die Evolution solcher Antiklinalen. Die Ausgangssituation ist ein Horst in der Paläotopographie. Infolge der Erhöhung werden dort während der Transgression weniger und widerstandsfähigere Sedimente (*Shallower Water Sedimentary Facies*) abgelagert, als in dessen Umgebung. Die unter anderem von den Gesteinsüberlagerungen angetriebene Kompaktion der Gesteine wächst mit der Mächtigkeit der Sedimentschicht. Dadurch ist die Kompaktionsrate über dem Horst geringer und eine Antiklinale in den Sedimentgesteinen entsteht. Das Relief der Antiklinale nimmt mit der Tiefe zu.



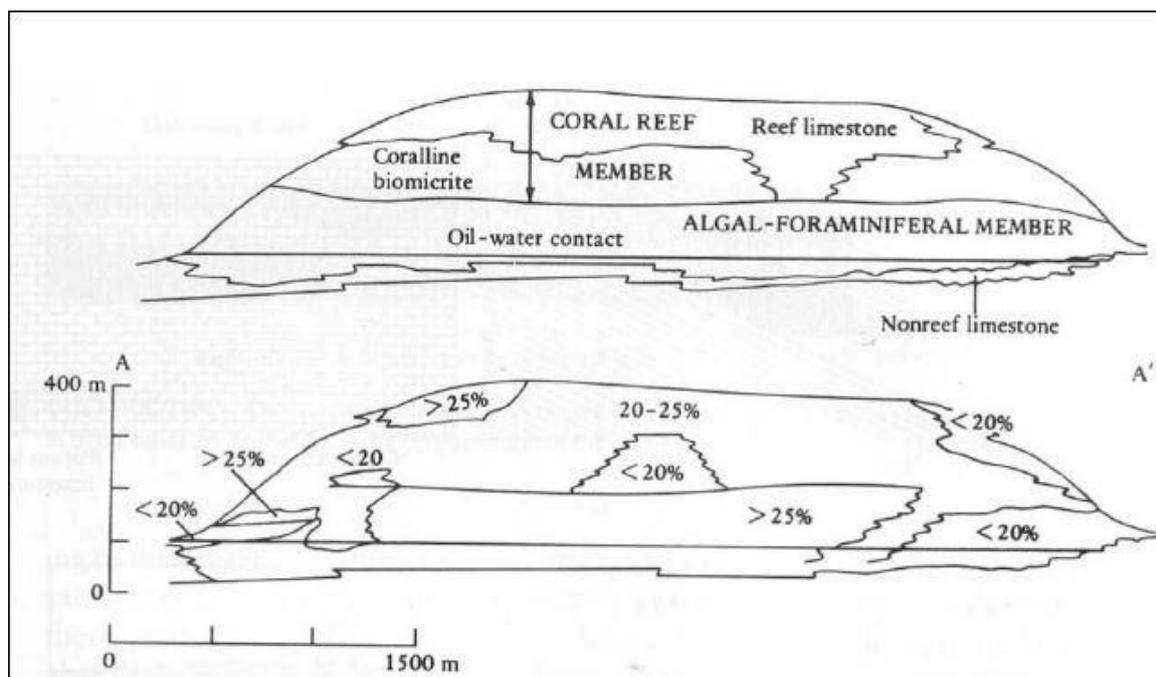
*Abb. 22: Evolution einer Kompaktionsstruktur ausgehend von einem Horst in der Paläotopographie (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.484)*

Den letzten Subtyp der strukturellen Fallen bilden die diapirischen. Diese resultieren aus Salzbewegungen oder aus durch Überdruck mobilisierten Tonpaketen im Untergrund. Salzdiapire können durch mehrere Prozesse Fallen bilden und sind ein häufiger Standort für Petroleum Reservoirs. Einen detaillierten Überblick von diapirischen Fallen geben Allen & Allen (2005). Fossen (2010) erklärt die Prozesse der Salztektunik aus einer strukturellen Perspektive.

Strukturelle Fallen können anhand seismischer Aufnahmen guter Qualität in der Regel relativ einfach identifiziert werden. Zur Erkennung **stratigraphischer Fallen** werden jedoch ein hohes Niveau geologischer Expertise sowie eine detaillierte Studie der stratigraphischen Entwicklungsgeschichte der jeweiligen Sedimentbecken benötigt. Weiters sind für deren Identifizierung die Kenntnis der Paläogeographie sowie der Sedimentfazies der

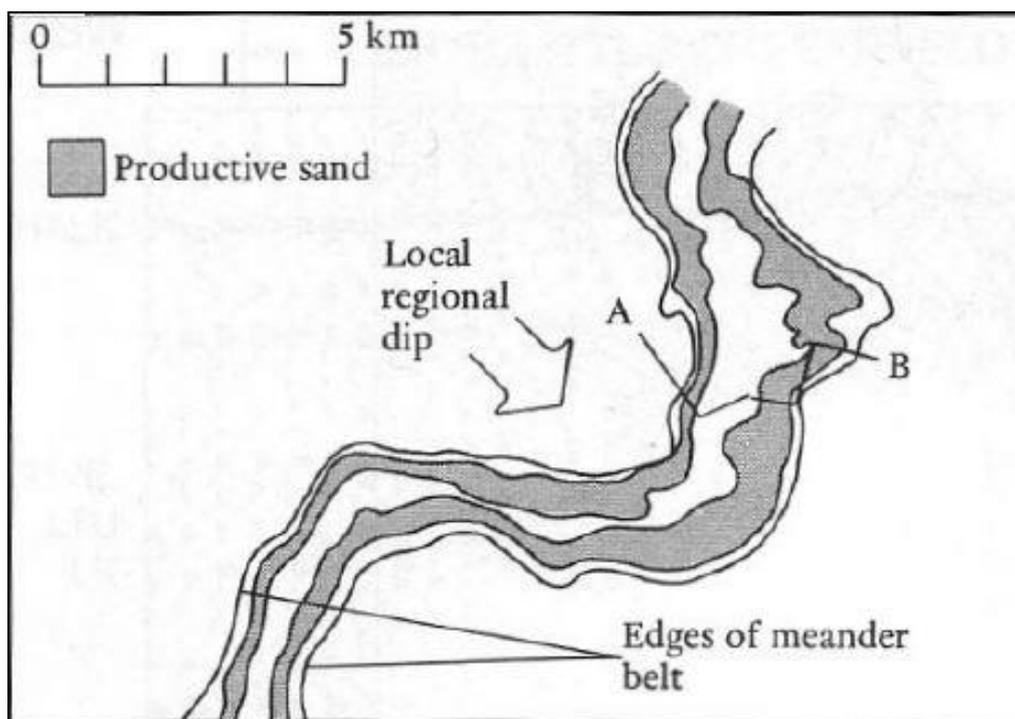
Ablagerungsfolge des Untersuchungsgebiets Grundvoraussetzung (Allen & Allen, 2005). Die stratigraphischen Fallen erben ihre Geometrie von der ursprünglichen Ablagerungsmorphologie oder von diagenetischen Änderungen und entstehen durch Variationen in der Stratigraphie. Diese Variationen entwickeln sich entweder bereits während der Ablagerung infolge von unterschiedlichen Ablagerungsräumen (Channels, Riffe, Submarine Fans, usw.) oder durch diagenetische Umwandlungen (Zementation, Teermattenbildung, usw.). In dieser Arbeit werden nur die für das praktische Beispiel wichtigen Riffe und Channels vorgestellt, die restlichen Subtypen der *Ablagerungsfallen* (engl. depositional traps) sowie die Subtypen der *Diskordanzfallen* (engl. unconformity traps) und *diagenetischen Fallen* können in Allen & Allen (2005) nachgeschlagen werden.

*Riffe* hosten in vielen Regionen der Erde gut produzierende Erdöl- und Erdgasreservoirs, zum Beispiel im Western Canada Basin, im libyschen Sirte Basin, in Südmexiko oder auch im Persischen Golf. Es gibt viele Arten von Riffstrukturen, unter anderem Atolle, Inselriffe, Saumriffe und Wallriffe. Sie formen jedoch immer topographische Erhebungen. Riffe wachsen mit steigendem Meeresspiegel. Steigt er jedoch zu schnell, können sie sterben und beim erneuten sinkenden Meeresniveau wieder „erwachen“ und weiterwachsen. Das kann zu sehr komplexen Strukturen führen. Weiters führt die mangelnde Korrelation zwischen der Verteilung der Fazies und Porosität innerhalb der Riffe (*Abb. 23*) sowie diagenetische Prozesse zur Unvorhersehbarkeit der räumlichen Verteilung der Reservoirs innerhalb dieser Strukturen. Infolge der Subsidenz bilden sich über den Riffen in der Regel Kompaktionsstrukturen, gleich wie beim Horst in *Abb. 22*.



*Abb. 23: Querschnitt einer Riffstruktur zeigt die mangelnde Korrelation zwischen Fazies und Porosität (Quelle: Selley, 1997)*

*Channels* können je nach der Prozessgröße kleine bis große Dimensionen erreichen. Fluviale Channels hosten in der Regel kleine Reservoirs, weil die Mächtigkeit der sedimentierten Sande auch gering ist. Sie können jedoch nicht nur mit reservoirqualitativen Gesteinen gefüllt sein, sondern auch mit undurchlässigen, wie zum Beispiel Ton. In diesem Fall können sie als laterale Abdichtung funktionieren. Die Form der fluvialen Channels (z.B. verzweigt, mäandrisch, Deltaarme, Priele) bestimmt die Geometrie der von ihnen gebildeten Fallen. *Abb. 24* zeigt beispielhaft einen fluvialen Channel. Es ist zu erkennen, dass nur ein Teil mit produktivem Sandstein gefüllt ist, was die Dimensionen der Kohlenwasserstoffakkumulationen reduziert.



*Abb. 24: Fluvialer Channel mit teilweise produktiver Sandsteinfüllung (Quelle: Selley, 1997)*

Im Gegenteil dazu können Channels von submarinen Fans (= submarine Fächer) riesige Dimensionen erreichen und somit mächtige Kohlenwasserstoffakkumulationen hosten. Zur Vorhersage der Reservoirs muss jedoch das Sedimenttransportsystem sehr gut verstanden werden. Submarine Fans entstehen überwiegend am Basisrand der Becken und die Channels zu ihnen können riesige submarine „Canyons“ formen, welche im Laufe der Zeit mit Sedimenten gefüllt werden (*Abb. 25*).

**Hydrodynamische Fallen** sind sehr selten zu finden und nur in wenigen Becken bekannt. Ihre Modellierungen können mit speziellen Hydrodynamik-Programmen durchgeführt werden, welche besser für diese Aufgaben geeignet sind, als GIS. Aus diesem Grund werden sie hier nicht vorgestellt, empfohlen werden jedoch die Erläuterungen zu dieser Thematik von Magoon & Dow (1994) und Gluyas & Swarbrick (2004).

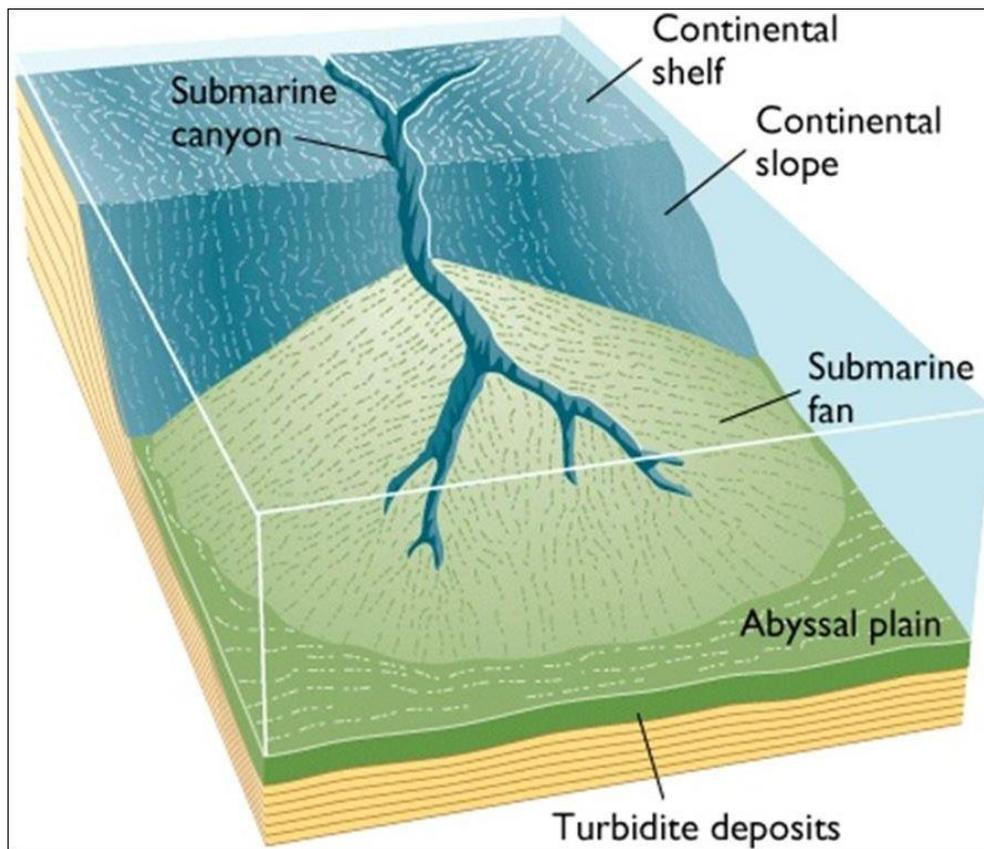


Abb. 25: Submariner Fan mit einem submarinen Canyon, mit dem Kontinentalrand verbunden  
(Quelle: <http://www.seddepeq.co.uk/>)

### c) Fault-Seal-Analysis

Faults werden auf geologischen Karten je nach Verwerfungstyp (Abschiebung, Überschiebung, Blattverschiebung, usw.) mit passenden Liniensymbolen gekennzeichnet und eventuell mit der Streichrichtung, der Fallrichtung und dem Fallwinkel der Verwerfungsfläche ergänzt (Abb. 26). 2006 wurde im Auftrag der FGDC (Federal Geographic Data Committee) von der USGS (United States Geological Survey) eine kartographische Standardisierung für die Signatur digitaler geologischer Karten erarbeitet und publiziert (FGDC, 2006). Diese Signaturen geben Auskunft über die Struktur der Verwerfungen, jedoch nicht über ihre kohlenwasserstoffleitende (oder wasserleitende) Eigenschaft. In Kapitel 2.3.2 (S.28) wurde erwähnt, dass Faults die Kohlenwasserstoffe mit geologisch sehr hoher Geschwindigkeit quasi als „Kanäle“ leiten können, diese jedoch auch gänzlich aufhalten können. Dieses Attribut wird als Verwerfungsdurchlässigkeit (engl. Fault transmissibility) bezeichnet. Die Fehlinterpretation der Durchlässigkeit kann das Bild der Kohlenwasserstoffmigrationsrouten und letztendlich die räumliche Verteilung von Erdöl- und Erdgasreservoirs wesentlich verändern.

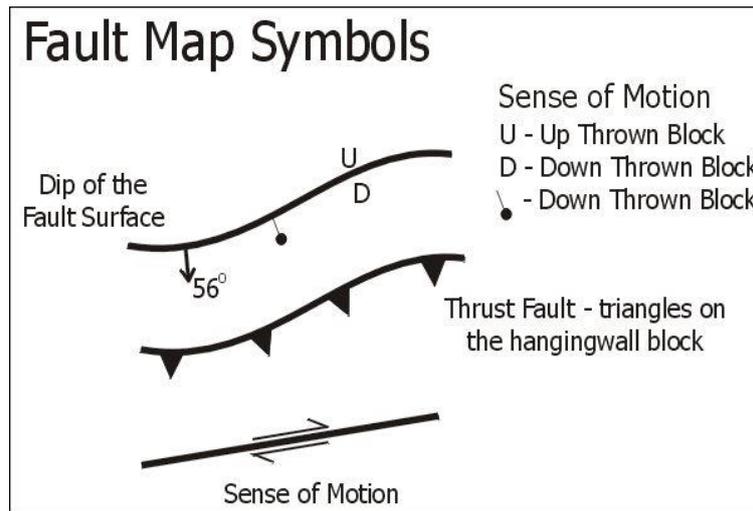


Abb. 26: Beispiele für Fault-Signaturen

(Quelle: <http://facweb.bhc.edu/academics/science/harwoodr/geol101/study/structur.htm>)

Die Analyse der leitenden Eigenschaft der Verwerfungen wird als Fault-Seal-Analysis bezeichnet. Aufgrund der Wichtigkeit dieser Analyse wurden zahlreiche Spezialsoftwares programmiert, wie zum Beispiel *T Seven Fault-Seal Analysis* von *Badleys*, *FaultRisk* von *FaultSeal* oder das *Structural and Fault Analysis Modul* in *Petrel* von *Schlumberger*.

Nach Fossen (2010) neigen Faults in nicht porösen Gesteinen zur Erhöhung der Permeabilität, während die Leitfähigkeit in porösen Lithologien durch Verwerfungen meist verringert wird. Für eine genauere Bestimmung müssen jedoch detaillierte Analysen durchgeführt werden. Yielding et al. (1997) fassten vier Faktoren zusammen, die die Verwerfungsdurchlässigkeit bestimmen: *Juxtaposition* (Nebeneinanderstellung), *Kataklase* (Gesteinszertrümmerung), *diagenetische Effekte* sowie *Ton- und Schieferschmiere* (engl. Clay and shale smear).

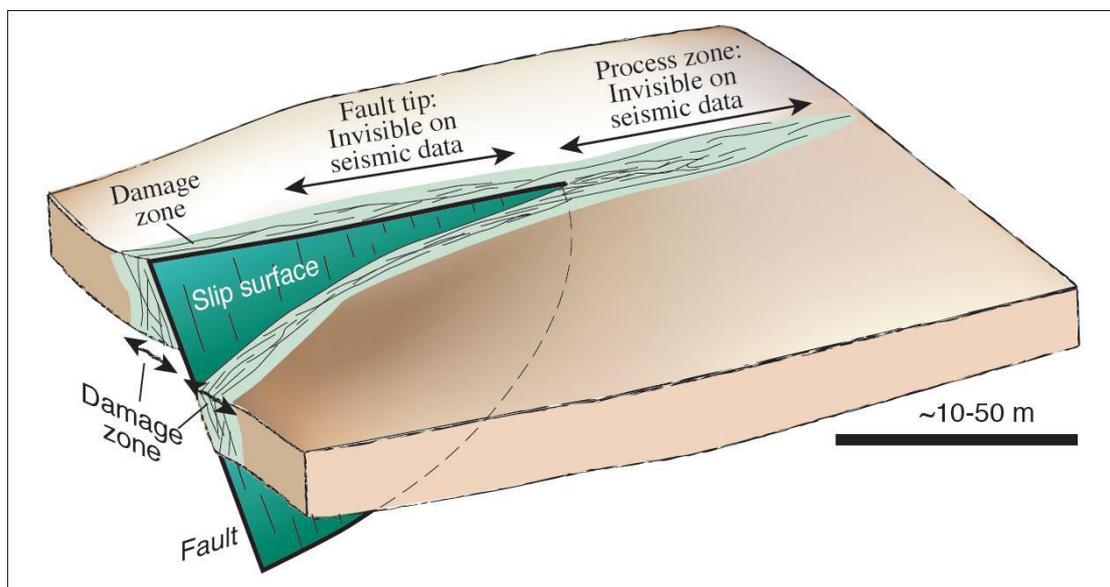


Abb. 27: Damage Zone von Verwerfungen (Quelle: Fossen. 2010, S.167)

Die **Juxtaposition** beschreibt die Nachbarschaft zweier Lagen entlang einer Verwerfung. Trifft die poröse und permeable Sandsteinschicht auf eine mit niedriger Permeabilität, werden die Kohlenwasserstoffe nicht weitergeleitet. Es entsteht ein *juxtaposition seal*. Liegen Sandsteine neben Sandsteinen, also Petroleum leitende Gesteine nebeneinander, wird die Durchlässigkeit der Faults durch die Eigenschaften der *Damage Zone* (Abb. 27) bestimmt. Diese Eigenschaften werden nach Fossen (2010) wiederum von der Menge der Ton- und Schieferschmiere (oder anderes feinkörniges Material) entlang der Verwerfungsfläche, der relativen Höhe der Verwerfungshöhe zur Mächtigkeit der Gesteinsschichten sowie den Deformationsmechanismen kontrolliert. Abb. 28 zeigt mögliche Juxtapositionen in einer Abschiebung (engl. Normal Fault) mit unterschiedlichen Abdichtungstypen. Neben der obersten Sandsteinschicht der Footwall (in diesem Beispiel links) befindet sich Schiefer, was zu einem *juxtaposition seal* führt. Das Petroleum dieser Sandsteinschicht kann somit wegen dem hohen Kapillardruck nicht weitermigrieren. Die Verwerfungshöhe des Beispiels ist geringer als die Mächtigkeit der zweiten Sandsteinschicht von oben, weshalb der *hangende* Teil dieser Schicht noch mit ihrer liegenden Seite in Kontakt steht. Alle Arten von Abdichtungen – Kataklyse, diagenetische Effekte oder Ton- und Schieferschmiere – zwischen den beiden Seiten dieser Schicht werden als *self juxtaposed seals* bezeichnet. Falls kein Abdichtungsprozess stattfindet, wird die Kohlenwasserstoffmigration nicht gehindert. Der am untersten *liegenden* Sandsteinschicht (im Beispiel links von der Verwerfung) wurde infolge der Abschiebung eine zweite Sandsteinschicht zur Seite gestellt. Zwischen dieser *hangenden* permeablen Schicht und der ursprünglichen zweiten Seite der liegenden Sandsteinschicht liegt jedoch eine Schieferschicht. Während der Abschiebung bildete sich daraus durch den erhöhten Druck und die Temperatur eine undurchlässige Schieferschmiere (*Shale smear seal*) in der Damage Zone zwischen den nebeneinandergestellten Sandsteinschichten.

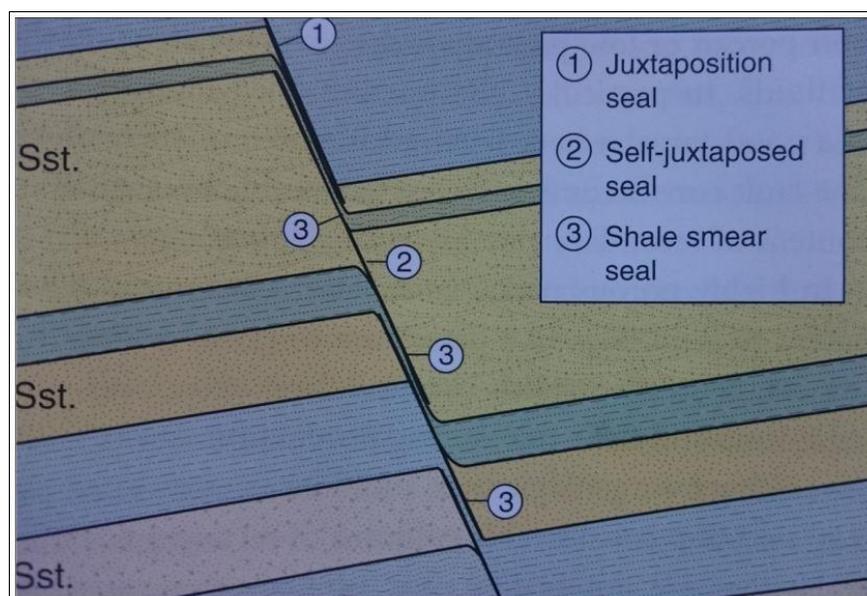


Abb. 28: Mögliche Abdichtungen in Verwerfungen (Quelle: Fossen. 2010, S.182)

**Kataklase** (Gesteinszerbrechen und -zerreiben) reduziert die Korngrößen und dadurch die Porosität und Permeabilität in der Damage Zone. Der Prozess findet nach Fossen (2010) in Tiefen größer als einem Kilometer in Lithologien mit geringen Schichtsilikatanteilen statt. Infolge der Kataklase entstehen je nach Matrixanteil *Kataklasite* (50-90%) und *Ultrakataklasite* (>90%) und halten mit dem erhöhten Kapillardruck die Migration der Kohlenwasserstoffe auf.

**Diagenetische Effekte** in Verwerfungen kommen nach Fossen (2010) in Tiefen vor, welche höhere Temperaturen als ca. 90°C (~ 3 km) aufweisen. Der wichtigste porositäts- und permeabilitätsreduzierende diagenetische Prozess in Fault Zonen ist die Drucklösung und Rekristallisation von Quarz (SiO<sub>2</sub>). Hier werden die Quarzminerale der Gesteine gelöst und in den Klüften rekristallisiert (= Quarzite). Zementation von Kalziten (CaCO<sub>3</sub>) ist auch ein üblicher diagenetischer Prozess, dieser bildet jedoch vermutlich weniger kontinuierliche Strukturen und hindert dadurch die Kohlenwasserstoffe weniger an der Migration.

Die Feinkörnigkeit von Ton und Schiefer führt zu sehr kleinen Porenräumen und Kapillaren, was zur geringen Permeabilität führt. Auf *Abb. 28* war zu sehen, dass sich infolge der Abschiebung eine undurchlässige **Schiefer- oder Tonschmiere** (engl. clay and shale smear) entwickeln kann. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Prozess abläuft hängt nach Yielding et al. (1997) hauptsächlich von drei Faktoren ab:

- Mächtigkeit der Sand- oder Schieferschicht: Je größer die Mächtigkeit dieser Schichten ist, desto größer ist deren Oberfläche auf der Verwerfungsfläche und desto mehr Material kann mobilisiert werden. Mit zunehmender Mächtigkeit bzw. Summe der Mächtigkeit der Sand- bzw. Schieferschichten nimmt die Wahrscheinlichkeit der Abdichtung in der Verwerfung zu.
- Verwerfungshöhe (engl. Throw): Je größer die Verwerfungshöhe ist, desto größer ist die Verwerfungsfläche, welche mittels Ton- bzw. Schieferschmiere abgedichtet werden muss. Mit zunehmendem Throw sinkt die Abdichtungswahrscheinlichkeit.
- Relative Lage in der Verwerfung zur Ton- bzw. Schieferschicht: Die feinkörnigen Gesteinsschichten müssen zu der untersuchten permeablen Schicht näher liegen als die Verwerfungshöhe. Ist diese vertikale Distanz größer, hat die Ton- bzw. Schieferschmiere nur auf die Durchlässigkeit anderer Sandsteinschichten Auswirkungen.

Zur objektiven Quantifizierung der Wahrscheinlichkeit der Entwicklung von clay and shale smear wurden diverse Maßzahlen eingeführt. Es ist hier jedoch festzuhalten, dass diese zwar beim Abschätzen des Abdichtungspotentials helfen, jedoch nicht alle komplexen Faktoren der Fault Zonen beinhalten und somit keine genauen Berechnungen ermöglichen. Die Ergebnisse sind deshalb mit Vorsicht zu genießen. Fossen (2010) beschrieb folgende drei Maßzahlen.

Im einfachen Fall mit nur einer Ton- oder Schieferschicht und einer Verwerfung wird der **shale smear factor (SSF)** berechnet. Dieser zeigt das Verhältnis der Verwerfungshöhe (T) zur Mächtigkeit der Ton- oder Schieferschicht ( $\Delta z$ ). Beträgt die Verwerfungshöhe mindestens 10m, deutet ein  $SSF \leq 4$  auf einen kontinuierlichen *Smear* und somit eine wahrscheinliche Abdichtungseigenschaft der Verwerfung hin.

$$SSF = \frac{T}{\Delta z}$$

Im Falle von mehreren Ton- oder Schieferschichten muss deren Kombination in Betracht gezogen werden. Hierzu wird das Verhältnis der Summe der Mächtigkeit der Ton- oder Schieferschichten ( $\Delta z$ ) zum Fault Throw (T) analysiert. Diese Maßzahl wird als **shale gouge ratio (SGR)** bezeichnet. Ein großer SGR-Wert ( $SGR > 20\%$ ) deutet auf eine wahrscheinliche Abdichtung hin.

$$SGR = \frac{\sum \Delta z}{T} * 100$$

Das **clay smear potential (CSP)** beschreibt die maximale Distanz von einer Ton- oder Schieferschicht aus, bei der noch eine kontinuierliche Schiefer- oder Tonschmiere möglich ist und wonach diese wahrscheinlich unterbrochen wird und somit ihre Abdichtungsfunktion verliert. Für diese Maßzahl werden die Mächtigkeit der jeweiligen Ton- oder Schieferschicht ( $\Delta z$ ) sowie die Entfernung zu dieser benötigt (d). Jev et al. (1993) stellte fest, dass Zonen mit einem  $CSP < 15$  die Kohlenwasserstoffmigration nicht aufhalten sowie mit  $CSP > 30$  eine effiziente Abdichtungsfunktion haben. Bentley und Barry (1991) setzten den Wert deutlich niedriger, nach ihnen sind Verwerfungszonen mit einem  $CSP < 5$  durchlässig.

$$CSP = \sum \frac{\Delta z^2}{d}$$

## 2.4. Datenquellen der Erdölgeologie

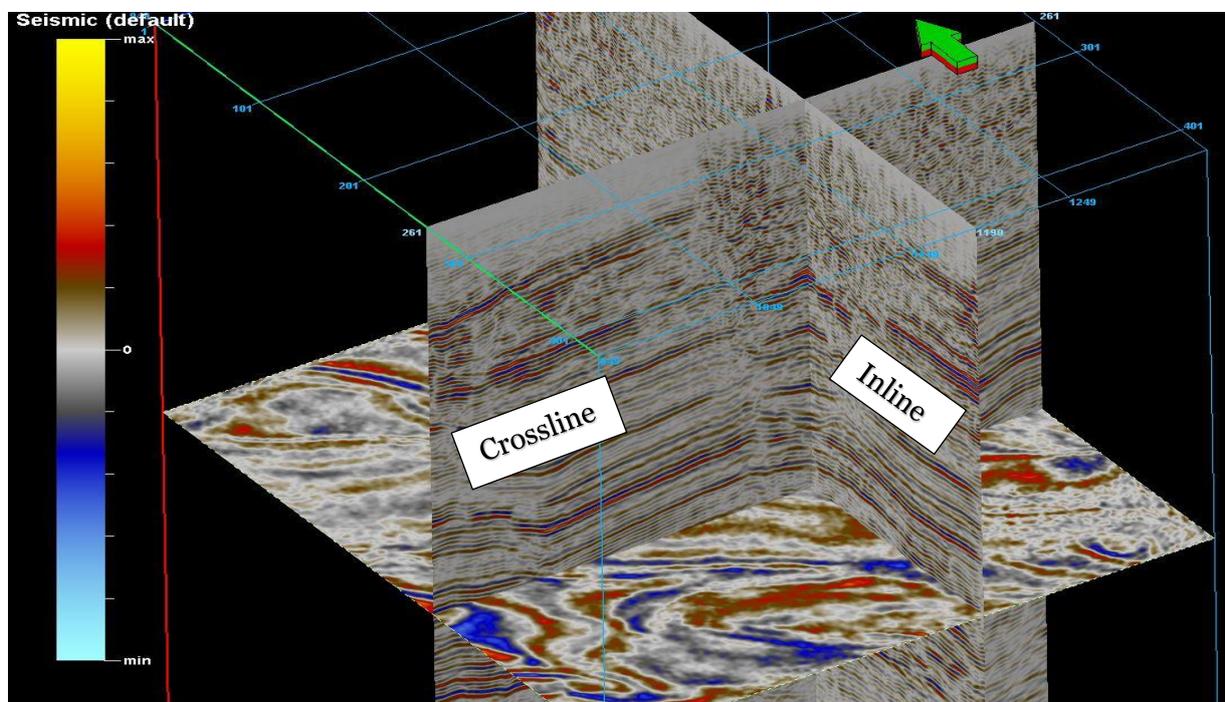
Um ein möglichst genaues Bild des Erduntergrundes zu bekommen und das Petroleum System zu verstehen, werden zahlreiche Daten gebraucht. Hierzu werden diverse Messungen des Untergrundes durchgeführt, Informationen zur Erdoberfläche werden jedoch auch benötigt. Unterirdische Daten werden zur Modellierung der Strukturen und der Attribute der Lithosphäre verwendet, Messungen und Aufnahmen der Erdoberfläche zur genauen Positionierung dieser Daten im dreidimensionalen Raum, sowie für weitere Hinweise, welche auf Informationen über den Untergrund schließen lassen.

### 2.4.1. Daten des Untergrundes

Unterirdische Informationen können mit geophysikalischen Methoden (Seismische Messungen, Well Logs) sowie auch aus Gesteinsproben (Bohrkerne, Cuttings) gewonnen werden. In diesem Kapitel werden die theoretischen Hintergründe dieser Messmethoden nicht vorgestellt, nur die Ergebnisse, welche sie liefern und deren Anwendungsmöglichkeiten. Einen allgemeinen Überblick dieser Methoden gibt jedoch Hyne (2012). Telford et al. (1976) beschrieben detailliert die geophysikalischen Messmethoden, Asquith & Krygowski (2004) speziell die Well Log Analysen und Ethridge (1999) die Labormethoden.

#### a) Seismik

Während seismischen Messungen werden die von einem Sender (Vibrator Truck, Sprengsatz, usw.) in den Untergrund gesendete Wellen von den einzelnen Gesteinsschichten reflektiert und mit einem Empfänger erfasst. Gemessen werden nach Telford et al. (1976) die *Events* (reflektierte Energie) und die *TWT* (=Two-Way-Traveltime; vergangene Zeit vom Absender bis zum Empfänger). Diese Messungen werden von Spezialprogrammen in *3D Seismic Cubes* aufbereitet. *Abb. 29* zeigt einen horizontalen und zwei vertikale Querschnitte durch einen graphisch aufbereiteten 3D Seismic Cube. Auf diesen Ebenen können zahlreiche Gesteinsschichten gesehen und erste Vorstellungen von deren Struktur gemacht werden.



*Abb. 29: 3D Seismic Cube*

Je nach gewünschter Auflösung wird eine beliebige Anzahl von solchen Querschnitten interpretiert. Die beste Auflösung wird infolge einer *Line per Line Interpretation* erreicht, wo

alle Querschnitte interpretiert werden. Die Interpretationen resultieren in einem 3D-Gitternetz bzw. einer 3D-Punktwolke (Abb. 30), welche mittels diversen Interpolationsmethoden in 3D-Flächen umgerechnet werden können. Die Interpolation kann in der Seismikinterpretationssoftware (z.B. *Petrel* von *Schlumberger*) durchgeführt werden, oder auch – wie im später vorgestellten praktischen Beispiel – in GIS (z.B. *ArcGIS* von *ESRI*). Die maximal erreichbare Auflösung dieser Oberflächen ist jedoch mit der Auflösung der seismischen Aufnahme limitiert. Sie liefern meist hochaufgelöste Informationen über die Geometrie der Gesteinsschichten (Tiefenmodelle), über ihre Zusammensetzung können aber keine eindeutigen Interpretationen durchgeführt werden.

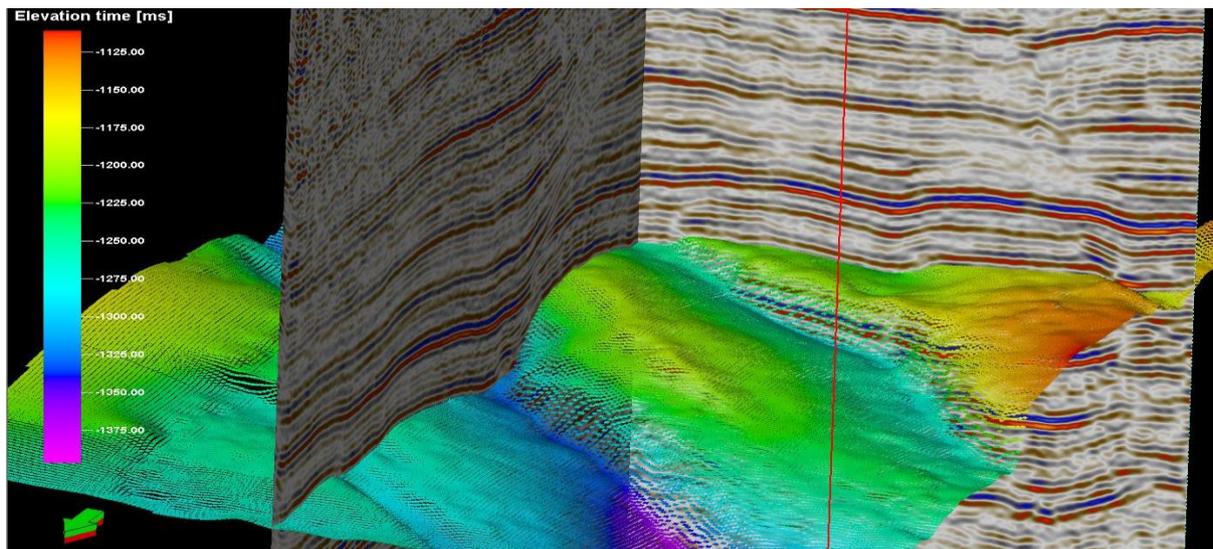


Abb. 30: Seismische Interpretation in Zeit

Die Metadaten der seismischen Daten können in den Seismikinterpretationssoftwares nachgeschaut werden. Diese Informationen sind wichtig, damit die Genauigkeit bzw. Fehlerwahrscheinlichkeit des Modells bekannt ist. Abb. 31 zeigt ein in *Petrel* visualisiertes Beispiel für Seismik-Metadaten. Wichtige Informationen sind die maximale Ausdehnung in die X, Y und Z-Richtung, das Koordinatensystem, die Anzahl der Inlines und Crosslines (aufeinander senkrechte Querschnitte) sowie deren Intervall, das der Auflösung der seismischen Aufnahme entspricht. In diesem Beispiel wurde ein Gebiet von ca. 10 mal 10 km und 15 km Tiefe mit einer Auflösung von 25m abgedeckt. Strukturen welche eine maximale Ausbreitung von weniger als 25 m haben, können eventuell nicht erfasst werden. Infolge dessen können Mikrobrüche „verloren gehen“, welche eventuell die Kohlenwasserstoffmigration aufhalten und die Migrationsrouten ändern können.

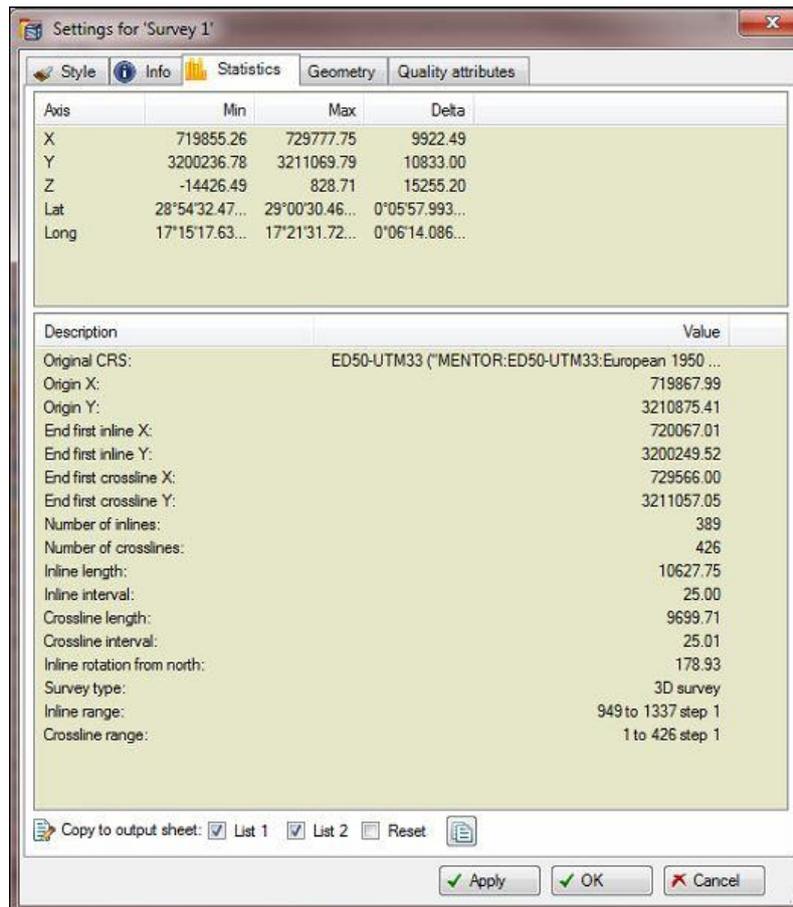


Abb. 31: Metadaten einer seismischen Aufnahme in Petrel

Die Geometrie der einzelnen Gesteinsschichten und Strukturen kann also anhand von seismischen Aufnahmen modelliert werden. Die Interpretationen der Seismiken liegen jedoch nicht in Tiefe sondern in Zeit vor (weil der Empfängersensor das Event und TWT misst), die Y-Koordinaten sind also nicht in Metern sondern zum Beispiel in Millisekunden angegeben. Dieses Modell in Zeit muss in Tiefe umgerechnet werden, um die Geometrie zu bekommen, welche dann unter anderem zur Suche von Fallen oder auch zur Modellierung von Migrationsrouten weiterverwendet wird. Dies kann mittels eines Geschwindigkeitsmodells durchgeführt werden, welches die Geschwindigkeiten der Wellen im unterirdischen dreidimensionalen Raum definiert. Die Geschwindigkeiten durch die Lithosphäre sind nach Telford et al. (1976) eine Funktion der elastischen Konstante und der Dichte der durchdrungenen Feststoffe. Infolge dessen kann je nach Gesteinshomogenität des Untersuchungsgebietes das Tiefenmodell eine wesentlich andere Form aufweisen, als das Zeitmodell. Die Zeit-Tiefe-Transformation ist daher ein wichtiger Schritt in erdölgeologischen Untersuchungen bzw. in der Kohlenwasserstoffexploration, weil die Paläogeometrie und die daraus folgenden Attributverteilungen auf dem gegenwärtigen Modell basieren und etwaige Fehler deshalb in die zeitlichen Checkpoints der Paläo-Petroleum-Umwelt „mitübertragen“ werden.

## b) Well Logs

Während seismische Aufnahmen flächenhafte Informationen über die Geometrie der Gesteinsschichten geben, liefern Well Logs punktuelle Daten über die geophysikalischen Eigenschaften der Lithologie, woraus auf die Gesteinstypen mit ihren Attributen (z.B. Porosität, Ölsättigung, usw.) sowie deren räumliche vertikale Abgrenzungen (= *Well Tops*) geschlossen werden kann. Hierzu werden in die noch unbefestigten Bohrungen Messgeräte mit diversen Sensoren hinuntergelassen, welche den Bohrungen entlang geophysikalische Eigenschaften messen. Diese Kurven werden in Well Logs dargestellt und interpretiert. In der Regel befinden sich auf der linken Seite die Messdaten und auf der rechten die interpretierten Daten. Zwischen diesen zwei Datentypen werden die einzelnen Gesteinsschichten mit ihren Tiefenangaben eingetragen (Abb. 32).

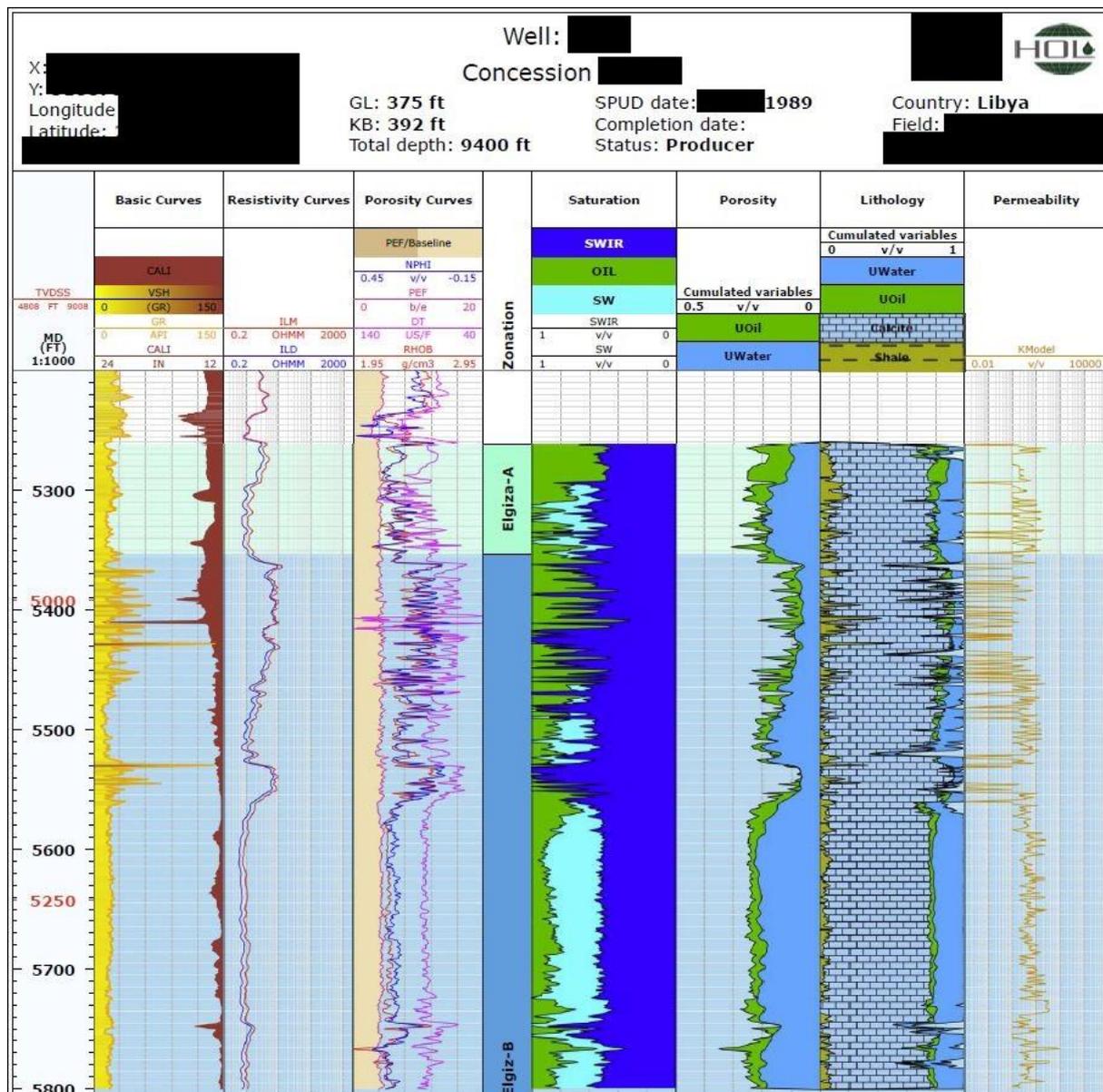


Abb. 32: Beispiel eines Well Logs

Die Daten der Well Logs sind also in Tiefe (Meter oder Feet) angegeben und es werden unter anderem die Grenzflächen der Gesteinsschichten bestimmt. Diese Informationen werden mit den Seismik-Informationen zusammengefügt. Die seismischen Aufnahmen decken räumlich auch die Bohrungen ab, wodurch die Z-Koordinaten in Zeit wie auch in Tiefe vorhanden sind. Infolge dieser hybriden Information, kann auch ein genaues Geschwindigkeitsmodell für diese Lokalitäten berechnet werden. Weiters können den Reflektoren der seismischen Aufnahme die einzelnen Gesteinstypen mit deren Attributen zugeordnet werden. Die Well Logs werden nicht nur mit der Seismik korreliert, sondern auch miteinander. Hierzu werden einfach die Horizonte der einzelnen Gesteinsschichten mit den Horizonten der gleichen Gesteinsschichten in den anderen Well Logs verbunden. Infolge dessen wird ein grober Überblick der Struktur gegeben, was wiederum die Seismikinterpretation und Interpretationen anderer Daten vereinfacht.

### c) Bohrkerne

Bohrkerne sind sehr teuer, geben jedoch den GeowissenschaftlerInnen den einzigen detaillierten Einblick in den Untergrund. Neben den *Cuttings* ermöglichen nur diese einen physikalischen Kontakt mit der Lithologie, alle anderen Methoden (seismische Aufnahmen, Well Logging, Magnetics, usw.) liefern Daten mittels Fernerkundung. Da die Bohrkerne im Idealfall in einem bzw. in wenigen Stücken vorliegen, können praktisch alle Arten von Untersuchungsmethoden angewandt werden. Unter anderem können direkte Messungen der physikalischen Eigenschaften (z.B. Porosität & Permeabilität) sowie der geochemischen Attribute (Kohlenwasserstoffführung, Petroleum Reife, spezifisches Gewicht, usw.) und direkte Beobachtungen der Korngrößenverteilung und Sortierung sowie sedimentärer Strukturen durchgeführt werden.

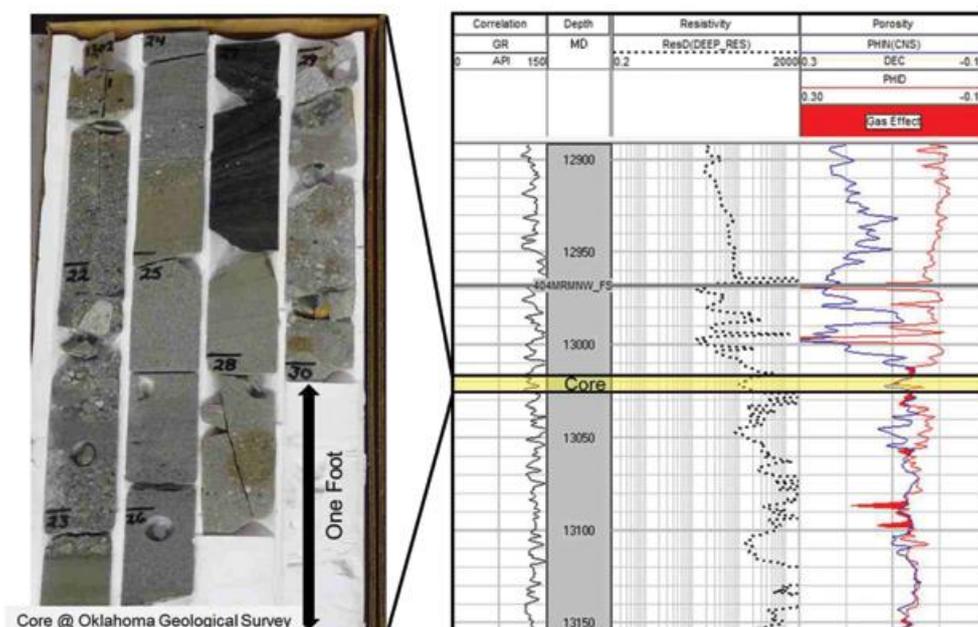


Abb. 33: Bohrkern mit Well Log Korrelation (Quelle: <http://www.aogr.com>)

Die genauen Tiefen der Bohrkern-Probennahmen sind bekannt, worauf basierend die Well Logs kalibriert werden können und die Gesteinsbestimmungen vereinfacht werden. Dies führt zu einer Minderung der Fehlermöglichkeit in den Interpretationen.

Weiters werden aus repräsentativen Stellen der Bohrkern Dünnschliffe gefertigt, welche mithilfe von Mikroskopen genauer untersucht werden. Unter anderem werden daraus Informationen über die Minerale, Porosität und Erdölführung gewonnen und Fossilien identifiziert, welche wiederum Hinweise der Paläo-Petroleum-Umwelt (Wassertiefe, Klima, Ablagerungsmilieu, Ablagerungszeit, usw.) liefern. Aus Bohrkernen gewonnene Informationen werden also zur Modellierung der aktuellen unterirdischen Situation, wie auch zur Rekonstruktion der zeitlichen Checkpoints der Paläo-Petroleum-Umwelt verwendet. Bohrkerndaten verringern somit wesentlich die Fehlerwahrscheinlichkeiten der diversen Modelle und ermöglichen deren detaillierte räumliche wie auch zeitliche Feinjustierung.

#### **d) Cuttings**

Spülproben (engl. Cuttings) sind die heraus gespülten, bei der Bohrung zerstoßenen Gesteinsmassen. Diese kleinen Gesteinsstücke weisen in der Regel die Korngröße „Sand“ (0,063 – 2 mm) oder kleiner (Schluff oder Ton) auf und werden während den Bohrungsarbeiten frequentiert aus dem Untergrund gespült. Sie ermöglichen somit den einzigen kontinuierlichen visuellen „Kontakt“ mit den durchbohrten Gesteinsschichten.



Abb. 34: Cuttings (Quelle: <http://www.altecpetroleumgroup.com>)

An den Cuttings werden nach Woods et al. (1999) laufend Analysen bezüglich Kohlenwasserstoffgehalt, Gesteinstyp, Farbe, Härte, Korngröße, Korngestalt, Sortierung, Glanz, Matrix, Sedimentstrukturen, Porosität und Fossilien durchgeführt.

#### 2.4.2. Daten der Erdoberfläche

Die vorher erläuterten Daten liefern dreidimensionale Informationen über den Erduntergrund. Daten der Erdoberfläche sind jedoch wichtig, um deren absolute und relative Lage genau zu bestimmen.

##### a) Satellitenbilder und Orthofotos

Satellitenbilder und Orthofotos werden hauptsächlich zur Lagebestimmung bzw. zur Qualitätskontrolle der vorhandenen Koordinaten verwendet (Abb. 35). Sie dienen weiters auch als Grundlage für Digitalisierungsarbeiten der für die Erdölbranche wichtigen Oberflächensituation, wie zum Beispiel Verkehrswege, Gebäude, Raffinerien oder Pipelines. Mit multispektralen Satellitenbildern kann zudem auf die chemische Zusammensetzung der Oberfläche geschlossen werden, wodurch nach Shi et al. (2012) unter anderem Ölaustritte identifiziert werden können.

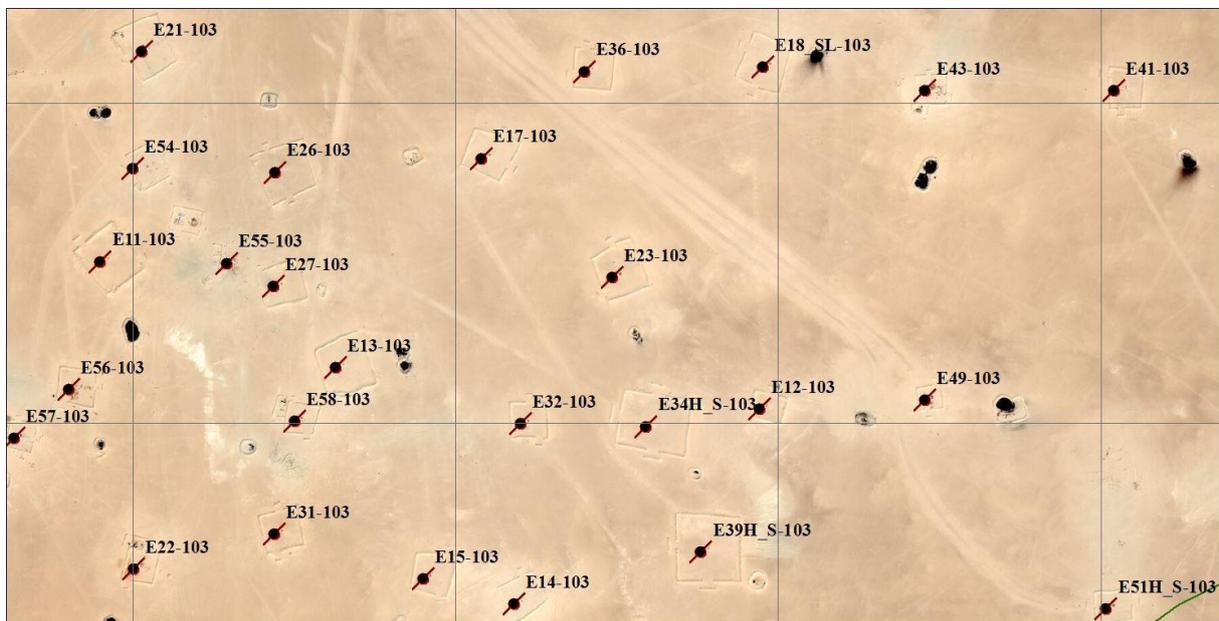
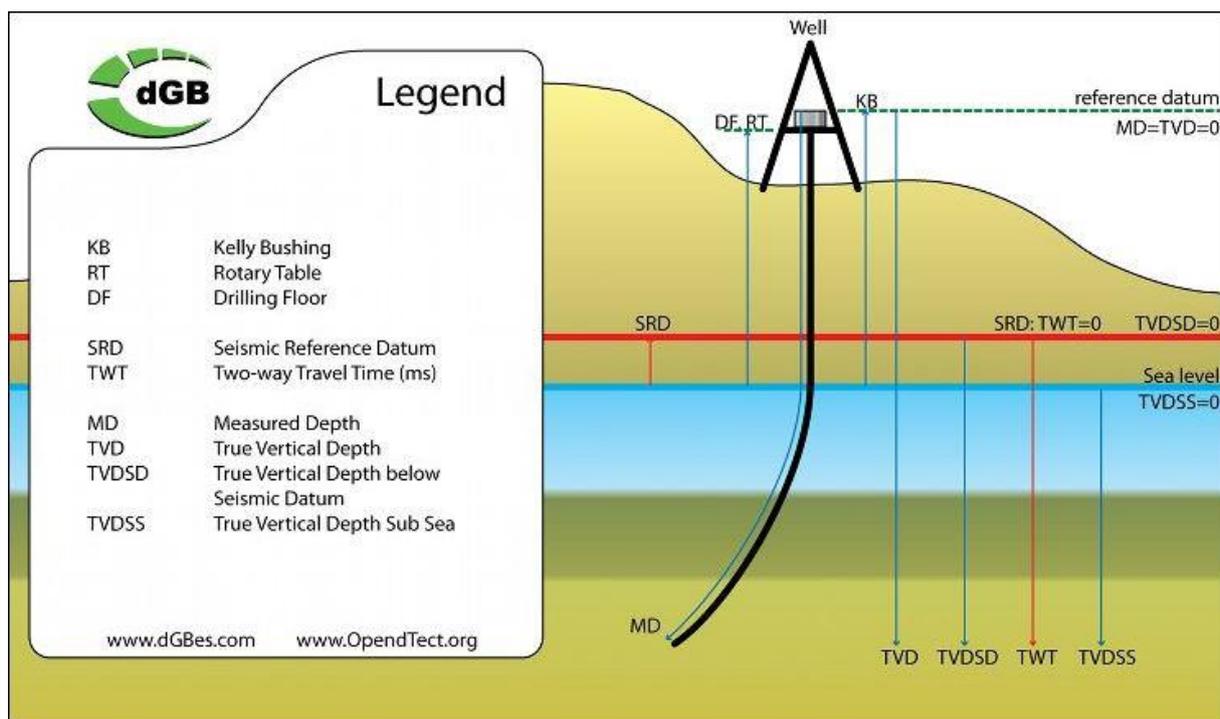


Abb. 35: Koordinaten QC (Qualitätskontrolle) anhand eines Satellitenbildes

Mittels Overlays von Satellitenbildern und Orthofotos können aus den schematischen Modellen der Erdoberfläche fotorealistische gemacht werden, welche oft eine leichtere Wiedererkennung einer Region beim Betrachter bzw. bei der Betrachterin ermöglichen und einen WOW-Effekt hervorrufen können.

## b) Digitales Geländemodell

Digitale Höhenmodelle spielen beim Tiefenreferenzieren der unterirdischen Daten eine wichtige Rolle. Die Tiefen- und Höhenangaben der Bohrungen werden von diversen Ebenen der Erdoberfläche angegeben bzw. gemessen. *Abb. 36* erklärt die Abkürzungen dieser Begriffe. Die meist verwendeten Höhenreferenzpunkte, von denen aus die Tiefen angegeben werden, sind der mittlere Meeresspiegel und *Kelly Bushing (KB)*. *KB* bezeichnet die Höhe eines Adapters (*Kelly Bushing*) der Bohrplattform über dem Meeresspiegel (*SS = Sub Sea*). *MD* steht für *Measured Depth* und definiert die Länge der Bohrung vom *KB* aus. *TVD*, also *True Vertical Depth* gibt den tiefsten Punkt der Bohrung ab dem *KB* an. *TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea)* entspricht dem *TVD*-Wert minus der *KB*-Höhenangabe. Um zu wissen, wie tief sich jedoch die einzelnen Objekte unter der Erdoberfläche befinden, muss ein genaues Geländemodell der Erdoberfläche vorhanden sein. *GL (Ground Level)* gibt die Höhe der Erdoberfläche über dem Meeresspiegel an einem Punkt an. Diese Höhenangaben können ein digitales Geländemodell geringerer Auflösung verbessern und lokal eine höhere Auflösung erzielen.



*Abb. 36: Diverse Tiefenangaben (Quelle: <http://www.opentect.org>)*

## c) Outcrops

Tritt eine Gesteinsschicht infolge eines Kippens oder einer Faltung an die Erdoberfläche, können mithilfe von geologischen, geochemischen und geophysikalischen Methoden wertvolle Informationen über die Attribute der Gesteine erfasst werden. Die Methoden entsprechen grob

denen der Bohrkernanalyse und Untersuchungsschwerpunkten von Cuttings. Zudem können Aufschlüsse zur Validierung der geophysikalischen Fernerkundungsmethoden verwendet werden.

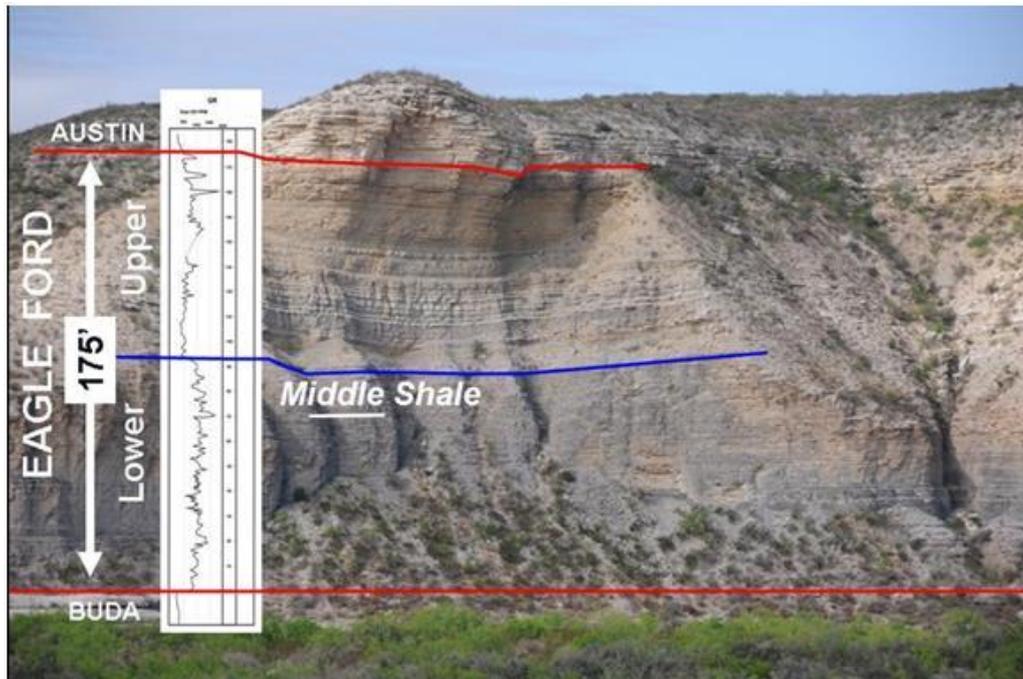


Abb. 37: Evaluierung von Well Log Interpretationen mittels Outcrop (Quelle: <http://blog.aapg.org>)

#### d) Gravimetrie & Magnetik

Gravimetrie und Magnetik werden nach Assad (2009) nur bei Ersterkundungen verwendet, wo noch wenige bis keine Informationen von der unterirdischen Geologie und der Mächtigkeit der Sedimentschichten vorhanden sind. Die Mächtigkeit der Sedimentbecken entspricht der Distanz von der Erdoberfläche bis zum Grundgebirge (engl. Basement). Um ein grobes Bild des Untergrundes des Untersuchungsgebietes zu bekommen, werden geophysikalische Eigenschaften gemessen. Das Gravimeter misst die Schwerebeschleunigung und nutzt, dass diese mit der Dichte der Gesteine (auf der Erdoberfläche und im Untergrund) zusammenhängt. Je höher die Dichte, desto größer die Gewichtskraft. Sedimentgesteine weisen eine geringere Dichte auf als magmatische Gesteine oder Metamorphite, weshalb mit einer zunehmenden Mächtigkeit der Sedimentschicht die lokale Gewichtskraft abnimmt (Abb. 38). Salz hat eine noch geringere Dichte, weshalb das Gravimeter über Salzdiapiere noch kleinere Werte registriert.

Das Magnetometer misst die Stärke des Magnetfeldes. Es reagiert sehr empfindlich auf Gesteine mit hohem Magnetit-Gehalt ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ). Das Basement weist einen wesentlich größeren Magnetit-Gehalt auf als Sedimentgesteine, weshalb mittels dieser Methode wiederum die Mächtigkeit der Sedimentschicht geschätzt werden kann (Abb. 39).

Abb. 38 zeigt die Korrelation zwischen der Schwerebeschleunigung und der Dichte der Gesteinsschichten und Abb. 39 den Zusammenhang zwischen dem Magnetit-Gehalt und dem Magnetfeld. Die ähnliche Reaktion der Messgeräte ist zu erkennen.

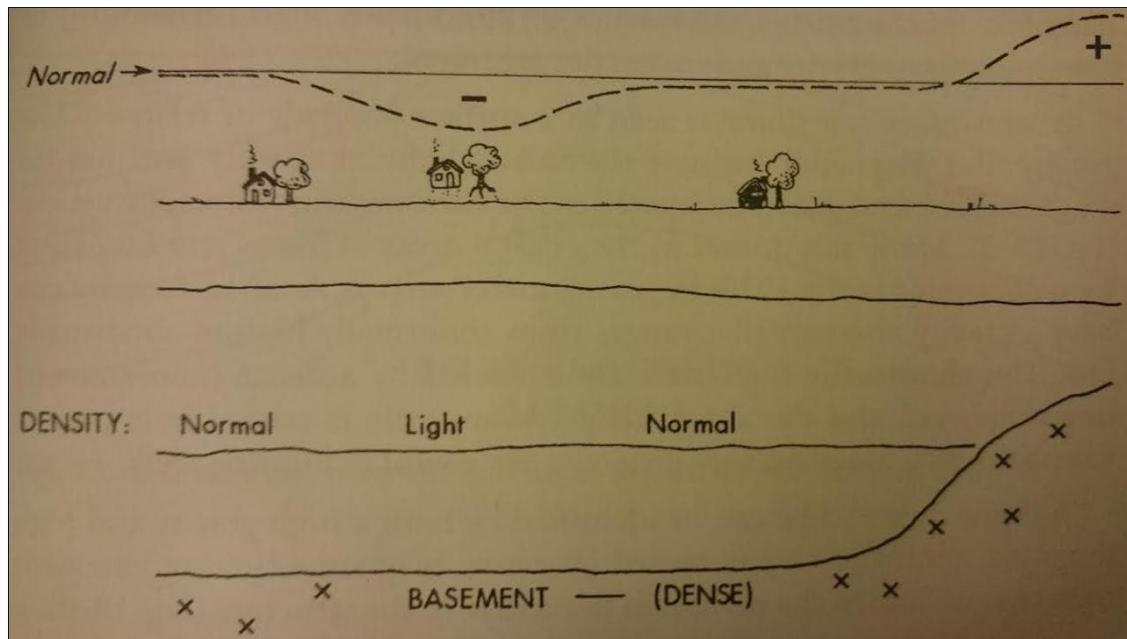


Abb. 38: Korrelation der Schwerebeschleunigung mit der Dichte (Quelle: Hyne. 2012, S.213)

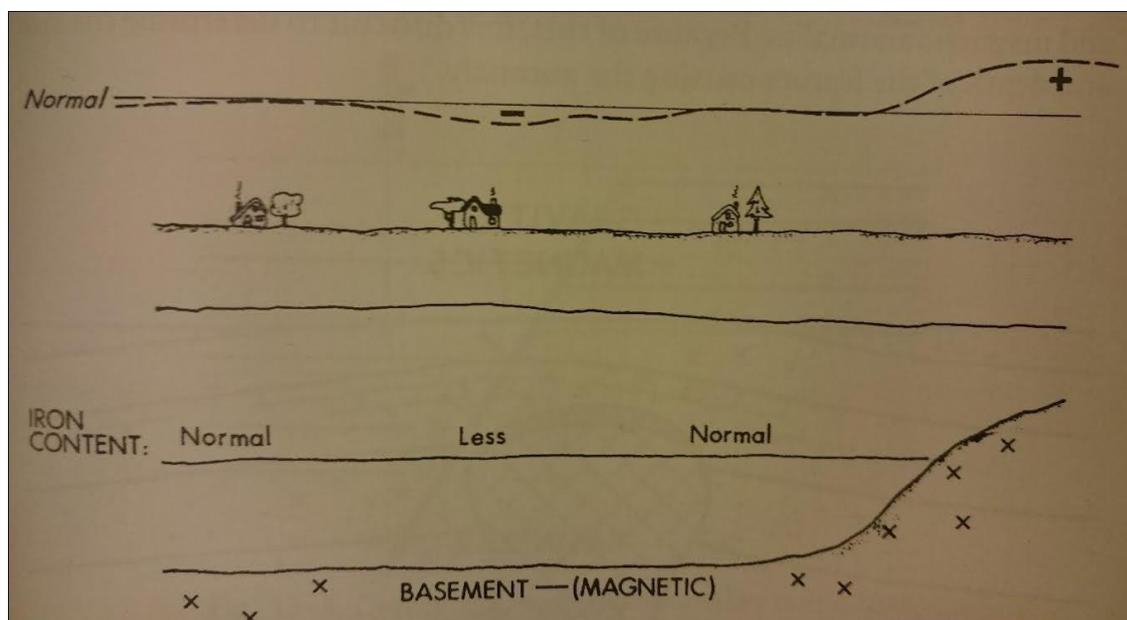


Abb. 39: Korrelation des magnetischen Feldes mit dem Magnetit-Gehalt der Gesteine (Quelle: Hyne. 2012, S.213)

Gravimetrie und Magnetik sind Fernerkundungsmethoden, die Messungen werden über der Erdoberfläche durchgeführt, geben jedoch Auskunft über den Erduntergrund. Geologische Strukturen sind zu erkennen. Deren räumliche XY-Ausdehnung ist abgrenzbar, in die Tiefe jedoch nur abschätzbar.

## 2.5. Ebenen der Petroleumuntersuchungen

Je nach Ziel, räumlicher Ausbreitung des Untersuchungsgebietes und vorhandener Informationsdichte werden Untersuchungen diversen Typs durchgeführt (Abb. 40). *Beckenanalysen* und *Petroleum System Modellierungen* werden auf Untersuchungsgebieten kleinen Maßstabs (Sedimentbecken sowie unterirdische Kohlenwasserstoffeinzugsgebiete als Untersuchungsgebiete) durchgeführt. Für diese Studien sind ökonomische Aspekte irrelevant, Hauptziele sind das detaillierte Verständnis der Entwicklung der Sedimentbecken sowie das Timing und die räumliche Verteilung der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation. *Prospect* und *Play Analysen* beinhalten Wirtschaftlichkeitsstudien, anhand derer entschieden wird, ob, wo und wie Sonden gebohrt werden. Prospects sind einzelne potentielle Fallen, welche evaluiert werden müssen und Plays bestehen aus mehreren Prospects. Play Analysen beschreiben die gegenwärtige geologische Situation einer Serie von Fallen und Prospect Analysen die gegenwärtigen geologischen, geophysikalischen und geochemischen Attribute einer Falle. Für Play und Prospect Modellierungen reichen daher drei Dimensionen aus, Beckenanalysen und Petroleum System Modellierungen müssen jedoch in vier Dimensionen (dreidimensional inklusive der zeitlichen Entwicklung) durchgeführt werden. In der ersten Phase der letzteren zwei Untersuchungstypen werden die Modelle dennoch auch in 3D angefertigt, woraus letztendlich ihre Entwicklung über die geologische Zeit zurückberechnet wird.

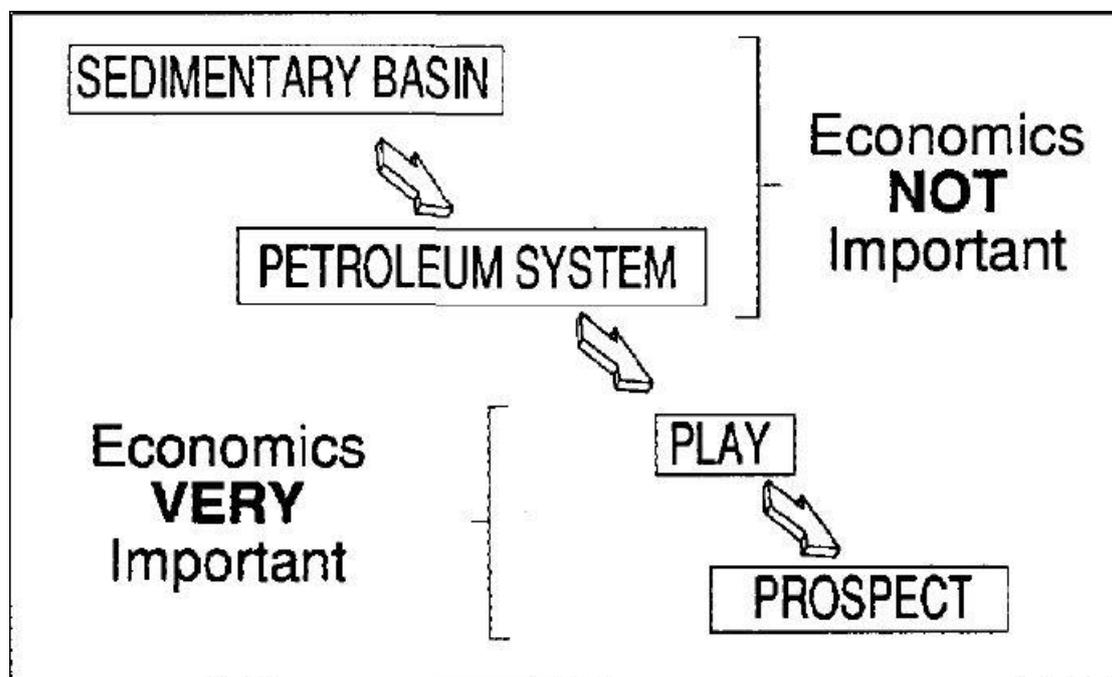


Abb. 40: Die Haupttypen der Petroleum bezogenen Untersuchungen  
 (Quelle: Magoon & Dow, 1994, S.4)

### 2.5.1. Beckenanalyse

Im Rahmen von Beckenanalysen werden Sedimentbecken hinsichtlich ihrer paläogeographischen Evolution untersucht. Das Verständnis der räumlichen Verteilung und der Evolution der Ablagerungsfolge (engl. depositional sequence) und der Fazies ermöglichen nach Allen & Allen (2005) eine rationale und realistische Vorhersage des Muttergesteins, Speichergesteins und Deckgesteins. Die Validität der Modelle der Beckenanalysen ist demgemäß von der Richtigkeit der Interpretationen der Geometrie der stratigraphischen Einheiten (Seismikinterpretation), der Ablagerungsfolge und der sedimentären Fazies abhängig. Infolge dessen ist das übergeordnete Ziel die zuverlässige chronostratigraphische Interpretation der Beckenfüllung. Interpretationen dieser Art bauen auf lithostratigraphische, biostratigraphische und seismische stratigraphische Untersuchungen. All diese Analysen weisen einzeln ein Potential für Unverlässlichkeit auf, deren Kombination reduziert jedoch nach Allen & Allen (2005) dieses Risiko. Das Risiko der Ungültigkeit der geologischen Modelle wird auch als Modellrisiko (engl. model risk) bezeichnet.

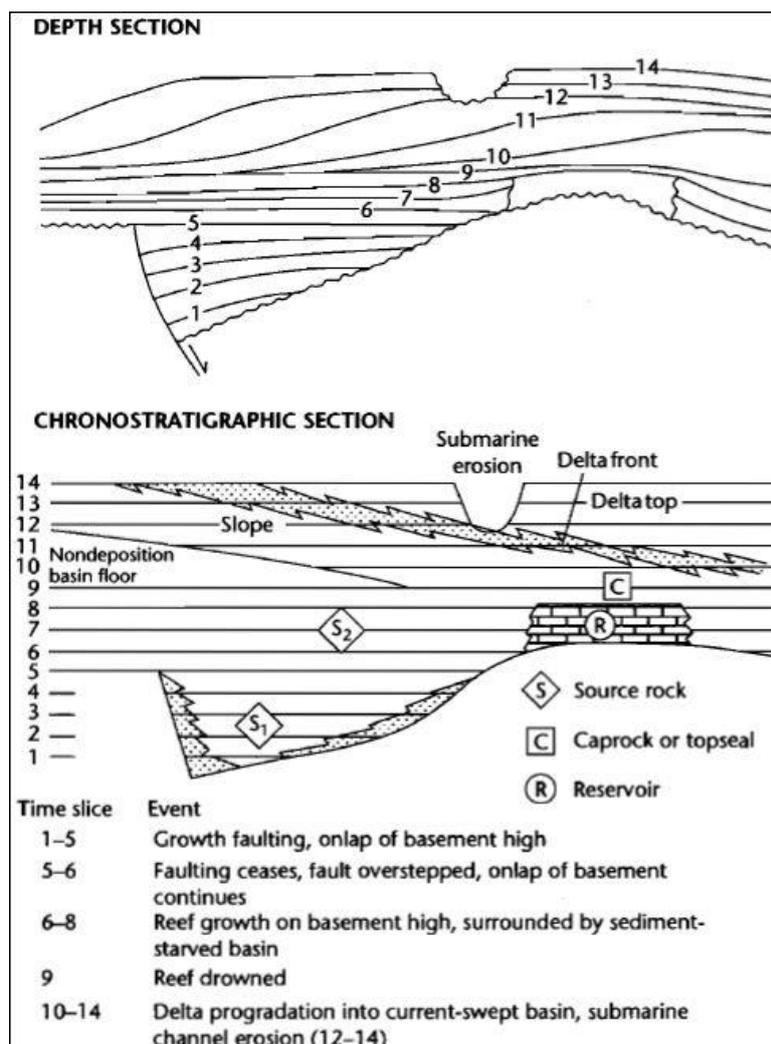


Abb. 41: Schematisches chronostratigraphisches Diagramm zur Veranschaulichung der Zusammenhänge zwischen sedimentären Fazies in der Ablagerungsfolge und der Beckenentwicklung (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.408)

Beckenanalysen beschäftigen sich jedoch nur mit den Modellierungen der Evolution der erdölgeologischen Elemente und beinhalten keine Untersuchungen von Prozessen wie Sedimenttransport, Kohlenwasserstoffmigration oder -akkumulation.

### 2.5.2. Petroleum System Modeling

Die Petroleum System Modellierung befasst sich gleich wie die Beckenanalysen mit kleinmaßstäbigen Modellierungen von Sedimentbecken und/oder unterirdischen Kohlenwasserstoffeinzugsgebieten, „begleitet“ jedoch das Petroleum von der Genese bis zur Akkumulation. Für solche Studien werden mehr und genauere Daten benötigt, weil dynamische Prozesse sensibler auf Änderungen reagieren, als statische. So ändern zum Beispiel kleine mit Ton aufgefüllte Brüche die Migrationsrouten, die räumliche Lage von unterirdischen Riffen bleibt jedoch erhalten.

Das Petroleum System Modeling startet nach Magoon and Dow (1994) mit der Entdeckung von Kohlenwasserstoffakkumulationen egal welcher Größe. Infolge dessen spielen geochemische Untersuchungen von und über Erdölanzeichen eine erhebliche Rolle. Nach der Identifizierung eines Kohlenwasserstoffsystems werden die stratigraphische, geographische und temporale Ausdehnung des Petroleum Systems bestimmt. Die stratigraphische Ausdehnung beinhaltet alle stratigraphischen Schichten, in denen die Kohlenwasserstoffbildung, -migrationen und -akkumulationen stattfinden. Die geographische Ausdehnung definiert die Grenzlinie des Kohlenwasserstoffeinzugsgebietes. Die temporale Spanne reicht von der Kohlenwasserstoffgenese bis zur Akkumulation des Petroleums. Je größer das System ist, desto größer sind nach Magoon and Dow (1994) die Chancen für Kohlenwasserstoffgenesen und -akkumulationen in kommerziellen Quantitäten.

Die Petroleum System Modellierung befasst sich mit der räumlichen und zeitlichen Analyse der essentiellen Elementen (Muttergestein, Speichergestein, Deckgestein, Gesteinsüberlagerungen) und Prozessen (Fallenbildung, Kohlenwasserstoffgeneration, -migration und -akkumulation) eines Petroleum Systems.

Nach Magoon and Dow (1994) können Petroleum Systeme mittels vier Abbildungen und einer Tabelle sehr gut dargestellt werden. Die Tabelle listet die Namen, das Entdeckungsdatum, den Namen des zugehörigen Muttergesteins, das spezifische Gewicht des Petroleums, die bisherige kumulative Ölproduktion und die restlichen Petroleumreserven der bekannten Reservoirs im System. Zwei Abbildungen zeigen die räumliche Ausdehnung. Diese stellen die Stratigraphie bzw. die stratigraphische Reichweite sowie die geographische Abgrenzung des Petroleum Systems und des Erdöl- und Erdgasfensters, die geographische Lage des Muttergesteins und des Speichergesteins, die Lage der Petroleum Akkumulationen und wichtiger

strukturelle Elemente (Faults, Antiklinalen, Synklinalen) sowie die Richtungen der Kohlenwasserstoffmigration dar. Die restlichen zwei Abbildungen visualisieren den zeitlichen Bezug der Elemente und Prozesse des Petroleum Systems. Die eine stellt die Ablagerungszeiträume und -mächtigkeiten sowie die Entwicklungsgeschichte der Subsidenz dar, die zweite die Zeitspannen der Entwicklung der Elemente sowie der Prozesse. Abb. 42 zeigt ein Beispiel einer derartigen zusammenfassenden Veranschaulichung.

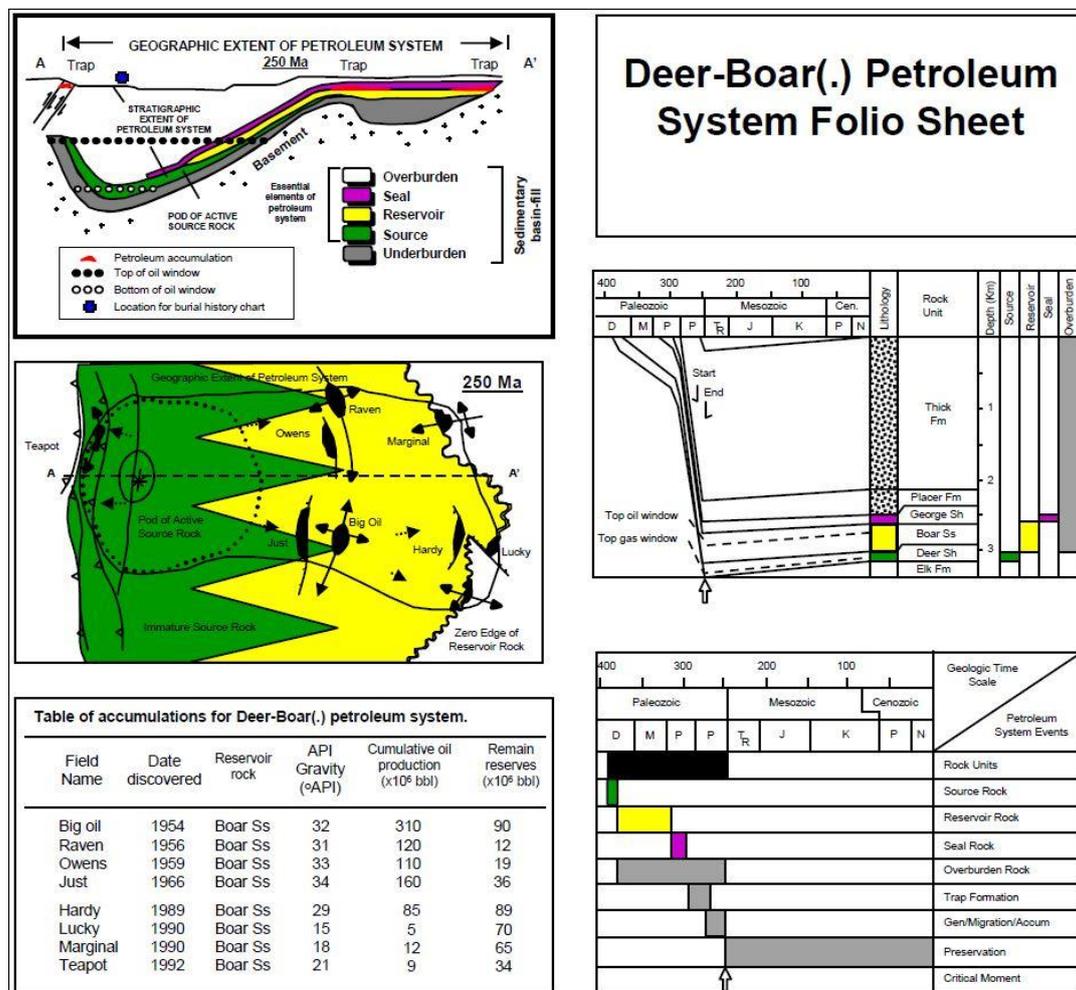


Abb. 42: Überblick des Deer-Boar Petroleum Systems mittels vier Abbildungen und einer Tabelle (Quelle: Magoon & Dow, 1994)

Das vorher gezeigte Beispiel stammt aus dem Jahr 1994 und wurde noch manuell gefertigt. Diese Methode wird auch heute noch angewandt, da in diesem Fall das Modell aus den Theorien, den Erfahrungen und den Meinungen der GeowissenschaftlerInnen entsteht. Weiters können solche schematische Abbildungen schnell erstellt werden, wodurch ein erster Überblick des Petroleum Systems gegeben wird und Regionen potenzieller Akkumulationen identifiziert werden können.

Bei einer hohen Datendichte und bei Messungen hoher Qualität können mithilfe von Spezialsoftwares genaue Berechnungen durchgeführt werden. Die beliebteste und marktführende Software im Petroleum System Modeling ist *PetroMod* von *Schlumberger*. Sie

beinhaltet Konzepte des Petroleum System Modelings wie auch der Beckenanalyse und führt komplexe geophysikalische und geochemische Berechnungen durch. Ihre Möglichkeiten, Stärken und Schwächen werden in *Kapitel 7.1.3* zusammengefasst.

### 2.5.3. Play und Prospect Analyse

Play und Prospect Analysen beziehen, wie schon erwähnt, die Frage der Wirtschaftlichkeit in die Studien mit ein. Deren Modelle sind im Gegensatz zu den Beckenanalysen und den Petroleum System Modellen großmaßstäbig, die Untersuchungsgebiete sind dementsprechend wesentlich kleiner und die Datendichte höher. Für deren Modellierung reichen drei Dimensionen aus, ausschlaggebend ist nur die aktuelle Situation.

Prospect Analysen beschreiben einzelne Fallen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ihrer Bohrung. Somit sind die entscheidenden Forschungsfragen ob, wie und wo in die Falle gebohrt und aus ihr Petroleum gefördert werden soll bzw. wie groß der erwartete finanzielle Nutzen ist. Hierzu werden geologische, geophysikalische, geochemische, volumetrische und ökonomische Studien durchgeführt.

Play Analysen beschreiben die gegenwärtige geologische Situation einer Serie von Fallen. Die vermutete geographische Ausdehnung eines Plays wird als *play fairway* bezeichnet. Es wird analysiert, ob die Kombination der geologischen Faktoren (Speichergestein, Petroleum Migration, Deckgestein, Fallen sowie der zeitliche Bezug dieser Elemente) zur Kohlenwasserstoffakkumulation geführt hat. Dessen Wahrscheinlichkeit wird als *play chance* bezeichnet. Falls ein Play bestätigt wird, werden mittels Prospect Analysen die einzelnen Fallen aus einer ökonomischen Perspektive evaluiert. Hierzu werden die Resultate der Play Analysen kartiert und anhand deren Kombination die *play chance* bestimmt und kartographisch aufbereitet (*Abb. 44*).

Play Maps (*Abb. 43*) beinhalten nach Allen & Allen (2005) folgende Informationen:

- Ablagerungs- und Erosionslimits der Reservoirseinheiten
- Räumliche Verteilung der Reservoirfazies
- Regionen mit Muttergesteinen
- Abgrenzung der „reifen“ (Erdöl- und Erdgasfenster) Regionen
- Migrationszone um das Erdöl- und Erdgasfenster; diese Zone repräsentiert zusammen mit den „reifen“ Regionen die möglichen Standorte der Akkumulationen
- Regionen mit effektivem Deckgestein
- Regionen mit strukturellen und/oder stratigraphischen Fallen
- Erdöl- und Erdgasfelder, trockene Bohrungen (engl. dry holes), ungetestete und angenommene Prospects
- Bohrungserfolgsquote für bestimmte Teile des Fairways

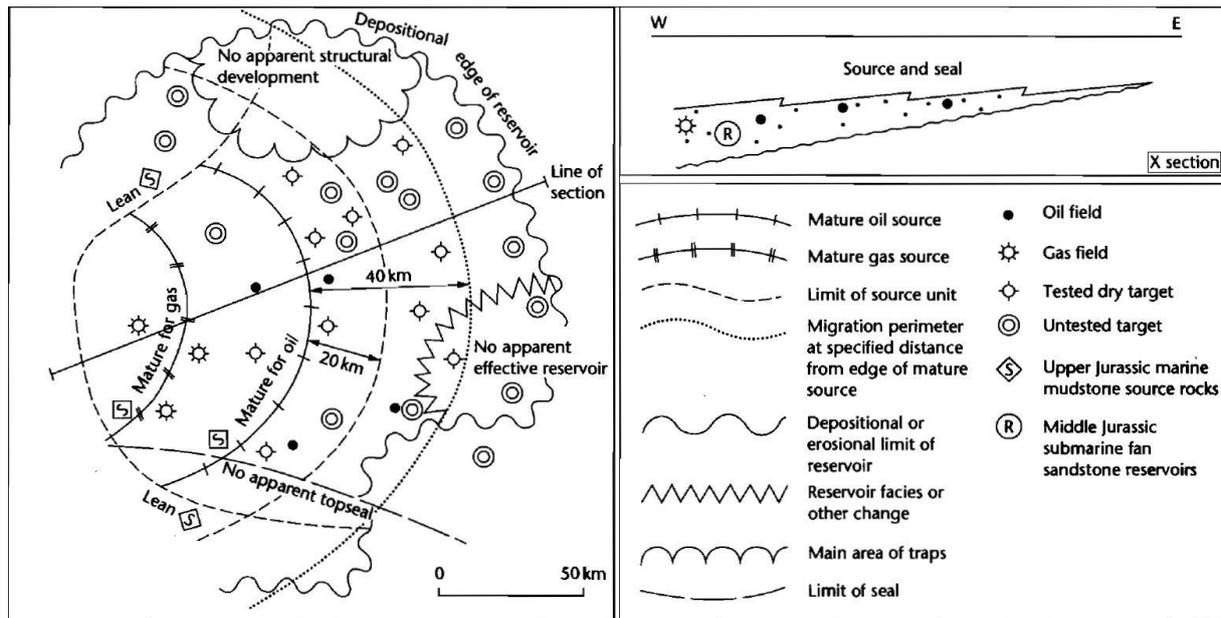


Abb. 43: Play Map (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.412)

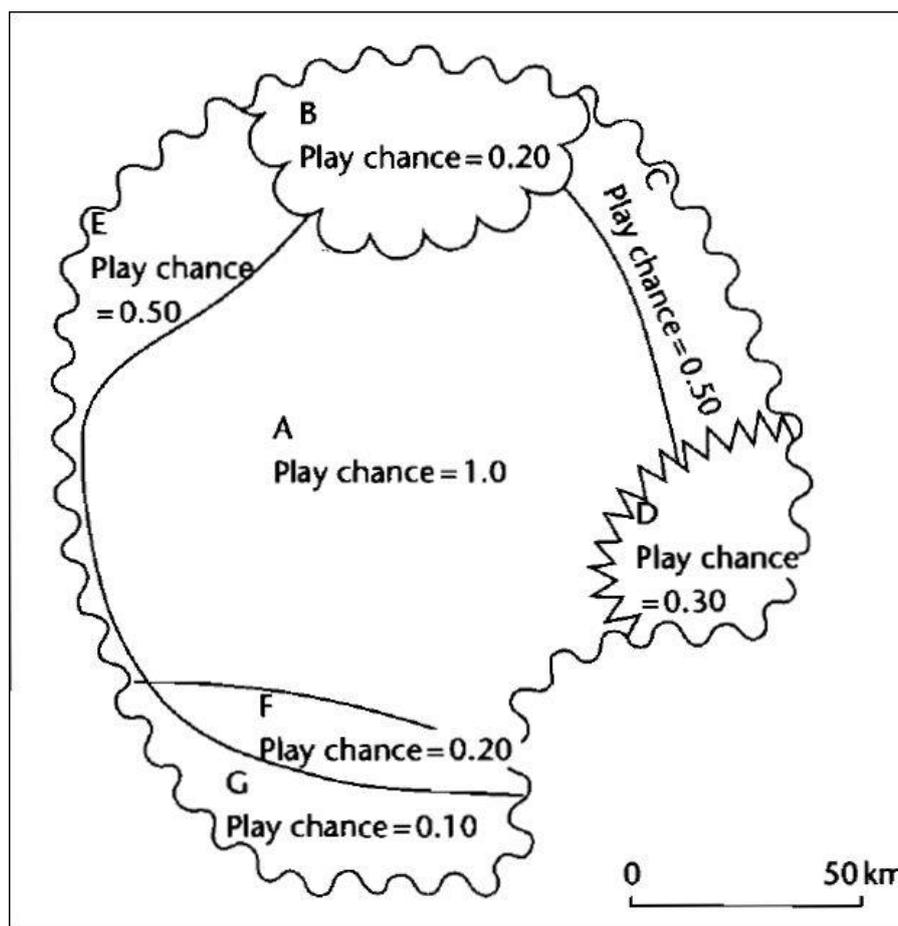


Abb. 44: Play chance Karte (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.413)

### 2.5.4. GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung

Die bis jetzt vorgestellten Methoden bearbeiten erdölgeologische Fragestellungen auf diversen Maßstabsebenen mit unterschiedlicher Auflösung bzw. Datendichte und variierendem Forschungsschwerpunkt (Tab. 4). Alle resultieren in einem besseren Verständnis der petroleumrelevanten unterirdischen Elemente, Strukturen und Prozesse. Infolgedessen liefern die Ergebnisse der einen Untersuchungsmethode ebenso wertvolle Informationen für die Fragestellung der anderen erdölgeologischen Forschungsebenen. Werden daher Daten mehrerer Ebenen zusammengeführt, synchronisiert und kombiniert analysiert, können umfangreichere Studien gemacht werden und somit das detailliertere Verständnis das Modellrisiko reduzieren.

Factor	Sedimentary Basin	Petroleum System	Play	Prospect
Investigation	Sedimentary rocks	Petroleum	Traps	Trap
Economics	None	None	Essential	Essential
Geologic time	Time of deposition	Critical moment	Present-day	Present-day
Existence	Absolute	Absolute	Conditional	Conditional
Cost	Very low	Low	High	Very high
Analysis and modeling	Basin	System	Play	Prospect

Tab. 4: Erdölgeologische Forschungsebenen (Quelle: Magoon & Dow. 1994, S.4)

Der Schnittpunkt aller erdölgeologischen Daten ist deren räumliche Information. Dementsprechend können alle Daten im dreidimensionalen Raum positioniert werden bzw. allen geographischen Koordinaten inklusive Tiefen- oder Höhenangaben können zahlreiche Attribute zugeordnet werden. Die Beckenanalysen und die Petroleum System Modellierungen brauchen weitere Systeme, welche auch den Zeitfaktor miteinbeziehen können. Dementsprechend wird summarisch ein System gebraucht, welches dreidimensionale räumliche Daten integrieren, speichern und bearbeiten kann, worin jeder Koordinate mehrere Attribute zugeschrieben werden können, alle Elemente kombiniert räumlich analysiert werden können und als weiteres Attribut die zeitliche Information einbezogen werden kann.

Die Spezialsoftwares für die Visualisierung, Abfrage, Analyse und Interpretation räumlicher Informationen sind geographische Informationssysteme (GIS). Ein Geoinformationssystem ist nach Bill & Fritsch (1994) ein Informationssystem, mit dem raumbezogene Daten digital erfasst, bearbeitet, gespeichert, reorganisiert, modelliert, analysiert sowie alphanumerisch und graphisch präsentiert werden können. GIS arbeitet zudem mit dem Layer-Prinzip, wodurch zahlreiche Informationen „übereinander gelegt“ werden können. Kommerzielle (z.B. ArcGIS) wie auch open-source (z.B. QGIS) Programme können bereits mit temporalen Attributen arbeiten. Folglich eignet sich GIS bestens für die Bearbeitung komplexer erdölgeologischer Fragestellungen.

Im Mittelpunkt soll trotz der Kombination aller beschriebenen erdölgeologischen Forschungsebenen die Petroleum System Modellierung stehen, weil die Prozesse der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation die petroleumrelevanten Elemente sowie die Beckenentwicklung räumlich verbindet. Dementsprechend wird die in der Arbeit vorgestellte, die Forschungsebenen übergreifende GIS basierte erdölgeologische Methode als *GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung* bezeichnet. Beckenanalysen werden heutzutage mit dem Petroleum System Modeling verbunden, weshalb diese in der weiteren Folge dieser Arbeit nicht mehr getrennt behandelt werden. Resultate der Play und Prospect Analysen sollen in das GIS basierte 4D Petroleum System Modell integriert werden bzw. anhand des GIS basierten 4D Petroleum System Modells sollen neue Play und Prospect Analysen ermöglicht werden. Die kombinierte Darstellung zahlreicher erdölgeologischer Elemente und Prozesse soll deren Zusammenhänge visualisieren und die Identifizierung sowie Korrektur etwaiger Fehler von den ExpertInnen mittels räumlichen Analysen unterstützen und schlussendlich das Modellrisiko dementsprechend reduzieren.

Allen & Allen (2005) machten darauf aufmerksam, dass zur Erkennung stratigraphischer Fallen ein hohes Niveau geologischer Expertise benötigt wird sowie, dass ein großer Fokus auf das Erforschen der stratigraphischen Entwicklungsgeschichte des Sedimentbeckens gelegt werden muss (*Kapitel 2.3.3b: Typen von Kohlenwasserstofffallen*). Das GIS basierte 4D Petroleum System Modell assistiert dank der kombinierten Visualisierungs- und Analysemöglichkeit den ExpertInnen der Erdölgeologie wie auch der Stratigraphie bei der Erkennung solcher Fallen.

Der Begriff „basiert“ in der Bezeichnung der übergreifenden Modellierungsebene deutet darauf hin, dass nicht alle Forschungsschritte in GIS durchgeführt werden. GIS dient vielmehr zur Sammlung aller Daten und zu räumlichen Analysen der gesammelten Daten, was, neben der kartographischen Aufbereitung der (Teil-) Ergebnisse, der Kern dieser Spezialsoftware ist (*Abb. 45*). Die speziellen geophysikalischen, stratigraphischen und geochemischen Interpretationen und Berechnungen bleiben weiterhin in der dafür vorgesehenen Software. *Schlumberger* hat jeweils ein Programm für geophysikalische Interpretationen (*Petrel*) wie auch für die Petroleum System Modellierung (*PetroMod*) inklusive Subsidenzanalyse (Entstehung eines Sedimentbeckens durch Absenkung) entwickelt. Diese sind sehr kompatibel miteinander, der Datentransfer zwischen ihnen funktioniert problemlos. Zudem kann ein großer Anteil an Daten in gängige Datenformate exportiert werden (z.B. ASCII), was wiederum eine einfache und schnelle Integration in GIS erlaubt. Aus jenen Gründen ist es empfehlenswert diese marktführenden Programme für die GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung zu verwenden, falls die nötigen finanziellen Mittel für deren Lizenzen zur Verfügung stehen. Somit wird in dieser Arbeit der Workflow für die Kombination von *ArcGIS*, *Petrel* und *PetroMod* entwickelt und vorgestellt.

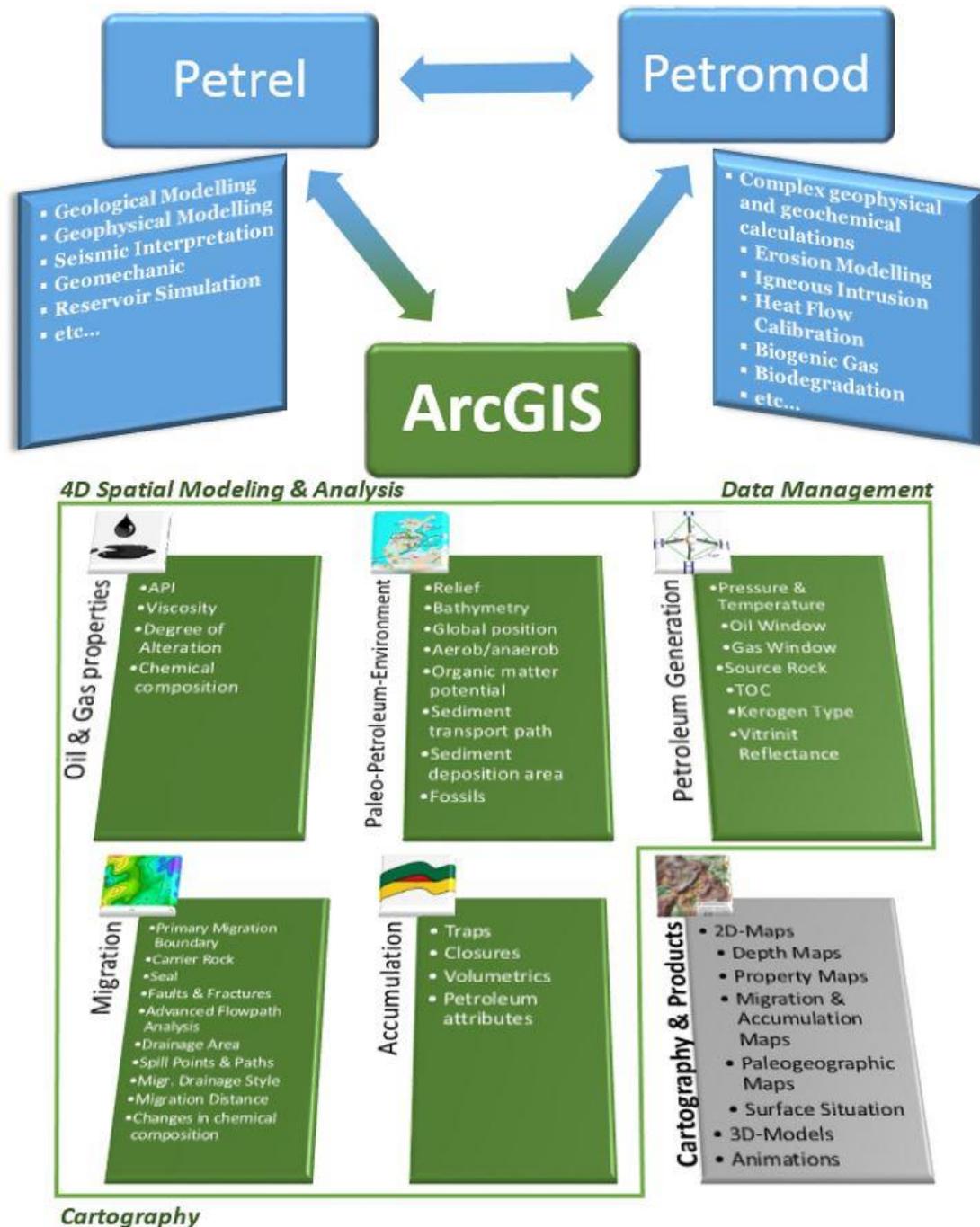


Abb. 45: Schwerpunkte von ArcGIS im GIS basierten 4D Petroleum System Modeling

Die geophysikalischen Interpretationen und Ableitungen der Messungen werden in *Petrel* durchgeführt. Dieser Schritt beinhaltet unter anderem die Seismikinterpretation, also die Modellierung der Geometrie der unterirdischen Gesteinsschichten. Auf diese Informationen bauen viele Prozesse auf (z.B. Flow-Path-Analyse, Backstripping, Fallenidentifizierung, usw.), weshalb auf eine richtige und genaue Abwicklung zu achten ist. Diese Geometrien werden in *ArcGIS* integriert und dienen als Träger aller weiteren unterirdischen Attribute der Lithologie. Die Berechnungen der komplexen geophysikalischen, stratigraphischen und geochemischen

Formeln der Subsidenzanalyse und der detaillierten Analyse der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation werden in der dafür spezialisierten Software *PetroMod* erledigt. In *ArcGIS* werden alle Informationen zusammengesammelt und deren Kombinationen räumlich analysiert, die Paläo-Petroleum-Umwelt zahlreicher zeitlicher Checkpoints rekonstruiert sowie die Prozesse der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation vereinfacht modelliert.

Weiters können die gängigen geophysikalischen und -chemischen Programme wie *Petrel* und *PetroMod* die Oberflächensituation nicht mitmodellieren. Die Kombination dieser Softwares mit *ArcGIS* bietet jedoch die Möglichkeit dies zu tun und somit (potentielle) Auswirkungen der unterirdischen räumlichen Verteilung der Elemente und Prozesse auf die Oberflächensituation zu untersuchen. Die Visualisierung dieser Zusammenhänge soll schlussendlich bei petroleumbezogenen Fragestellungen die Entscheidungstreffungen unterstützen.

Zusammengefasst sind folgende Punkte die Vorteile der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung den anderen separaten Methoden gegenüber:

- Hybrides 4D Oberflächen- und Untergrundmodell
- Einfache Integration, Bearbeitung, Manipulation, Analyse und Visualisierung von Raster- und Vektordaten
- Einbindung von Satellitenbildern
- Unterstützung der interdisziplinären Zusammenarbeit durch die kombinierte Analyse interdisziplinärer Daten und deren gleichzeitige Visualisierung
- Auflösung des Modells laufend verbesserbar
- Rasche Generierung von Vorschaumodellen mittels Interpolationen aus punktuellen Daten
- Schnelle und einfache Updates und Erhöhung der Datendichte
- Umfangreiche räumliche Analysemöglichkeiten
- Transparenz der Modelle und Analysen
- Beliebige Zeitintervalle
- Visueller und analytischer Vergleich mit eventuellen früheren Studien mittels Digitalisierung des Kartenmaterials
- Fortgeschrittene Animationsmöglichkeiten der Ergebnisse

### 3. Möglichkeiten zur Modellierung und Visualisierung der Zeit in ArcGIS (Version 10.2)

In *Kapitel 2* wurde die Wichtigkeit der Zeit in der Erdölgeologie deutlich gemacht. Die räumliche Verteilung der Kohlenwasserstoffreservoirs der Gegenwart ist das Ergebnis einer sich kontinuierlich ändernden Erde. Erdölgeologische Prozesse finden über geologische Zeiträume von hunderten Millionen Jahren statt, beginnend mit der Entstehung von organischem Material in einem paläogeographischen Milieu. Nach dem Abschluss von Kohlenstoff und beginnender Sedimentation wird das organische Material mittels Subsidenz in die Tiefe gedrückt, wo passende Verhältnisse für die Bildung des Petroleums herrschen. Infolge der primären Migration werden die über lange Zeiträume gebildeten Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein gepresst, die sekundäre Migration beginnt. Das Erdöl und Erdgas wird von leitenden Gesteinen geleitet, solange die antreibenden Kräfte größer sind, als die einschränkenden. Damit die Kohlenwasserstoffe nicht bis zur Erdoberfläche kommen und dort abgebaut werden, müssen sie von Fallen aufgefangen werden. Diese müssen daher früher gebildet werden, als das Petroleum dorthin migriert. Um die GIS basierte 4D Petroleum Modellierung zu ermöglichen, muss daher den Hauptelementen und -prozessen das zeitliche Attribut zugeschrieben werden können. Dieses Kapitel befasst sich demzufolge mit der Integration der Zeit in ArcGIS. Wie den Daten neben dem räumlichen Bezug auch der Zeitbezug hinzugefügt und visualisiert werden kann.

Die kompakte Zusammenfassung von oben zeigt, dass zwei Arten von Zeit bzw. Alter wichtige Forschungsobjekte erdölgeologischer Untersuchungen sind: Das *relative Alter* zweier Objekte (Elemente oder Prozesse) zeigt, welches Element früher gebildet wurde, welcher Prozess früher stattgefunden hat bzw. ob der Prozess zuerst stattgefunden hat oder das Element davor entstand. Das *absolute Alter* definiert, wann genau ein Element entstanden ist. Bei geologischen Altersbestimmungen ist es wichtig, die Fehlermöglichkeiten anzugeben, zum Beispiel, dass eine Sedimentschicht vor  $420.2 \pm 1.3$  Millionen Jahren von der nachfolgenden überdeckt wurde. Die *absolute Zeit* definiert wie lange eine Prozess abgelaufen ist, zum Beispiel wie viele Millionen Jahre lang sich das Kerogen im Erdölfenster befunden hat.

Relative Altersbestimmungen werden mit stratigraphischen Methoden (z.B. Biostratigraphie, Magnetostratigraphie usw.) durchgeführt (Cotillon, 1992), absolute Altersbestimmungen unter anderem mittels radiometrischen (z.B. Uran-Blei-Datierung), physikalischen (z.B. NAA – Neutron Activation Analysis) und chemischen (z.B. ESR – Chemical Electron-Spin-Resonance) Datierungsmethoden (Geyh & Schleicher, 1990).

### 3.1. Zeitliche Maßstäbe

In Kapitel 2.5.4 (GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung) wurde darauf hingedeutet, dass mittels GIS beliebige Zeitintervalle modelliert und analysiert werden können. Die zeitliche Auflösung ist von der Anzahl der interpretierten zeitlichen Checkpoints abhängig. Mit der Länge des zu analysierenden Zeitintervalls ändern sich die Untersuchungselemente und -prozesse. Die Subsidenz des Speichergesteins im Ajdabiya Trough (Sirte Becken, Libyen) während des Muttergesteins (Sirte Shale) hat zum Beispiel vor ca. 150 Millionen Jahren begonnen (Abb. 46). Wird daher dieser Prozess modelliert, stehen die Sedimentation, Kompaktion, Senkung usw. im Mittelpunkt. Wird im Rahmen einer erdölgeologischen Studie ein Reservoir genauer betrachtet und hierzu die Förderungsgeschichte angeschaut um zum Beispiel die Verwässerung einer Erdölsonde zu analysieren, werden Zeitintervalle von einigen Monaten bzw. Jahren untersucht. In diesem Fall werden unter anderem die Tiefe des Öl-Wasser-Kontakts sowie die Druckverhältnisse analysiert, in der Stratigraphie ändert sich nichts.

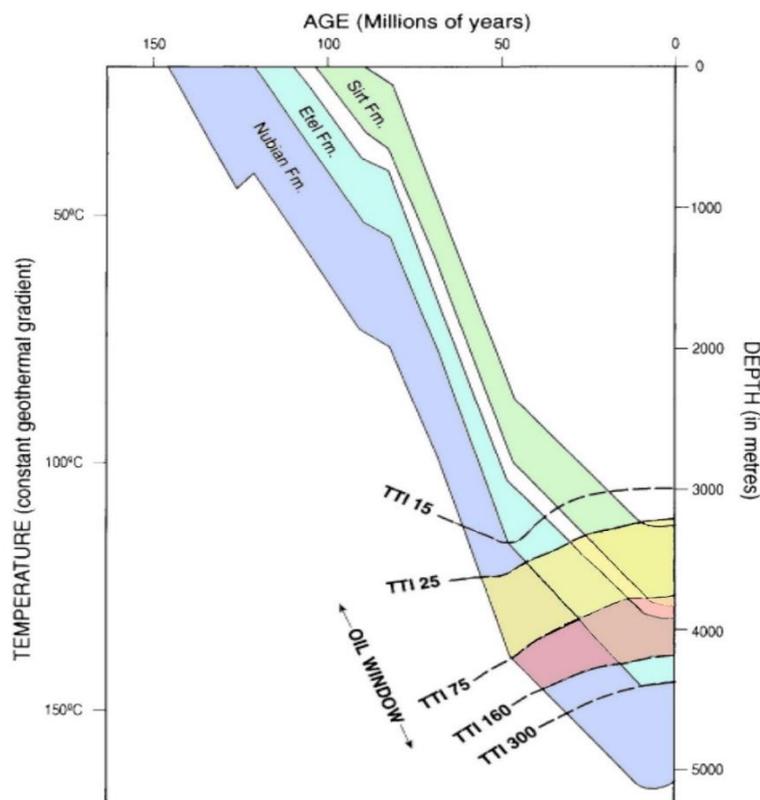


Abb. 46: Subsidenz von drei Muttergesteinen im Ajdabiya Trough, Libyen  
 (Modifiziert nach El-Alami et al., 1989)

Zeitliche Maßstäbe reichen infolgedessen bei erdölgeologischen Studien von hunderten Millionen Jahren (Subsidenz) bis zu Monaten bzw. Tagen (Ereignisse während der Produktion).

### 3.2. Integration der Zeit in die Datensätze

Wegen der Wichtigkeit der Zeit, muss diese den Daten zugeschrieben werden, um umfangreiche erdölgeologische Modellierungen und Analysen durchführen zu können. Zeitinformationen können als Attribut oder intern gespeichert werden. Nach ESRI (2014a) können folgende Daten über einen Zeitraum hinweg visualisiert werden:

- Zeitinformationen als Attribut gespeichert:
  - Feature-Klassen
  - Mosaik-Datasets
  - Raster-Kataloge
  - Tabellen
- Zeitinformationen intern gespeichert:
  - NetCDF-Layer
  - Tracking-Layer
  - Netzwerk-Dataset-Layer mit Verkehrsdaten
  - Video-Layer

Die Modellierungsarbeiten und Analysen der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung können mittels als Attribut gespeicherten Zeitinformationen durchgeführt werden, weshalb die Methoden zur Bearbeitung und Visualisierung von intern gespeicherten Zeitinformationen nicht erläutert werden. Um die als Attribut gespeicherten Zeitinformationen im Zeitverlauf visualisieren zu können, müssen die Zeitwerte im Zeilenformat vorliegen und nicht im Spaltenformat (*Abb. 47*).

WellStatus	Spud_Date	Shape *	WellStatus_Group
Oil	27/10/1961	Point	Oil
P&A	24/03/1963	Point	Abandoned
Oil	14/09/1963	Point	Oil
Observation	30/10/1963	Point	Observation
P&A	12/08/1963	Point	Abandoned
P&A	02/05/1975	Point	Abandoned
P&A	01/07/1975	Point	Abandoned
Oil	30/12/1977	Point	Oil
Abandoned	03/03/1978	Point	Abandoned
Observation	29/01/1978	Point	Observation

*Abb. 47: Zeitwerte im Zeilenformat. Jeder Bohrung wurde das Anfangsdatum der Bohrungsarbeiten zugeschrieben*

Zeitwerte können als Zeitpunkte (einmaliges Ereignis) in einem Attributfeld angegeben werden oder als Zeitdauer (Ablagerungszeitraum einer stratigraphischen Schicht) mittels zwei Feldern. Im letzteren Fall wird ein Feld für die Startzeit des Ereignisses gebraucht und eines für die Endzeit. Die Zeitwerte können in Datums-, Zeichenfolge- oder Zahlenfeldern (date,

string or numeric) gespeichert werden. Deren unterstützte Formate sind in *Tab. 5* zusammengefasst.

Unterstützte Formate		
Zeichenfolgefelder (String)	Zahlenfelder (Numeric)	Legende
JJJJ	JJJJ	<i>JJJJ = Jahresangabe, vierstellig</i>
JJJJMM	JJJJMM	<i>MM = Monatsangabe, zweistellig (01 = Januar)</i>
JJJJ/MM	JJJJMMTT	
JJJJ-MM	JJJJMMTThhmmss	<i>TT = Tag des Monats, zweistellig (01 bis 31)</i>
JJJJMMTT		
JJJJ/MM/TT		<i>hh = Stunde, zweistellig (00 bis 23) (A.M./P.M. nicht zulässig)</i>
JJJJ-MM-TT		
JJJJMMTThhmmss		<i>mm = Minute, zweistellig (00 bis 59)</i>
JJJJ/MM/TT hh:mm:ss		
JJJJ-MM-TT hh:mm:ss		<i>ss = Sekunde, zweistellig (00 bis 59)</i>
JJJJMMTThhmmss.s		
<b>JJJJ/MM/TT hh:mm:ss.s</b>		<i>s = Millisekunde, einstellig (0 bis 9)</i>
JJJJ-MM-TT hh:mm:ss.s		

*Tab. 5: Unterstützte Feldformate der als Attribut gespeicherten Zeitwerte in ArcGIS 10.2 mit der Auswahl des Formates für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell (nach ESRI, 2014b)*

### 3.2.1. Hybride multiskalare Zeitangabe für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell

In *Tab. 5* ist zu sehen, dass der zeitliche Maßstab in ArcGIS 10.2 von maximal vierstelligen Jahresangaben bis zu Millisekunden reicht. Weiter oben wurde jedoch erläutert, dass die Zeitspannen erdölgeologischer Untersuchungen von Jahrmillionen bis zu Monate bzw. Tage reichen. Demgemäß wird ein alternativer Lösungsweg gebraucht. Das Resultat muss die ganze benötigte Zeitspanne abdecken, dennoch auch innovativ sein, um eine einfache und übersichtliche Steuerung der vierten Dimension zu gewährleisten.

Die Genauigkeit geologischer Altersbestimmungen von Millionen Jahren kann mittels der Uran-Blei-Methode für Proben sehr guter Qualität nach Zhang et al. (2008) bis zu  $\pm 0.2\%$  erreichen. Dies entspricht bei einem Alter von 200.000.000 Jahren eine Genauigkeit von 400.000 Jahren und bei jungen Gesteinen mit einem Alter von nur 10.000.000 Jahren eine Fehlermöglichkeit von  $\pm 20.000$  Jahren. Hierzu werden jedoch, wie erwähnt, Proben sehr

guter Qualität gebraucht, was in der Praxis selten der Fall ist. Weiters wird das geologische Alter – wie zum Beispiel auf *Abb. 48* in der stratigraphischen Tabelle des Sirte Beckens in Libyen – häufig nur mit einer Genauigkeit von 100.000 Jahren angegeben. Infolgedessen werden die Alters- bzw. Zeitangaben erdölgeologischer Elemente und Prozesse im GIS basierten 4D Petroleum System Modell mit einer maximalen Auflösung von 100.000 Jahren gespeichert. Bei einzelnen Daten mit höherer zeitlicher Auflösung (z.B. Fossilien) werden die genaueren Zeitangaben in der Attributtabelle als Zusatzinformation eingetragen.

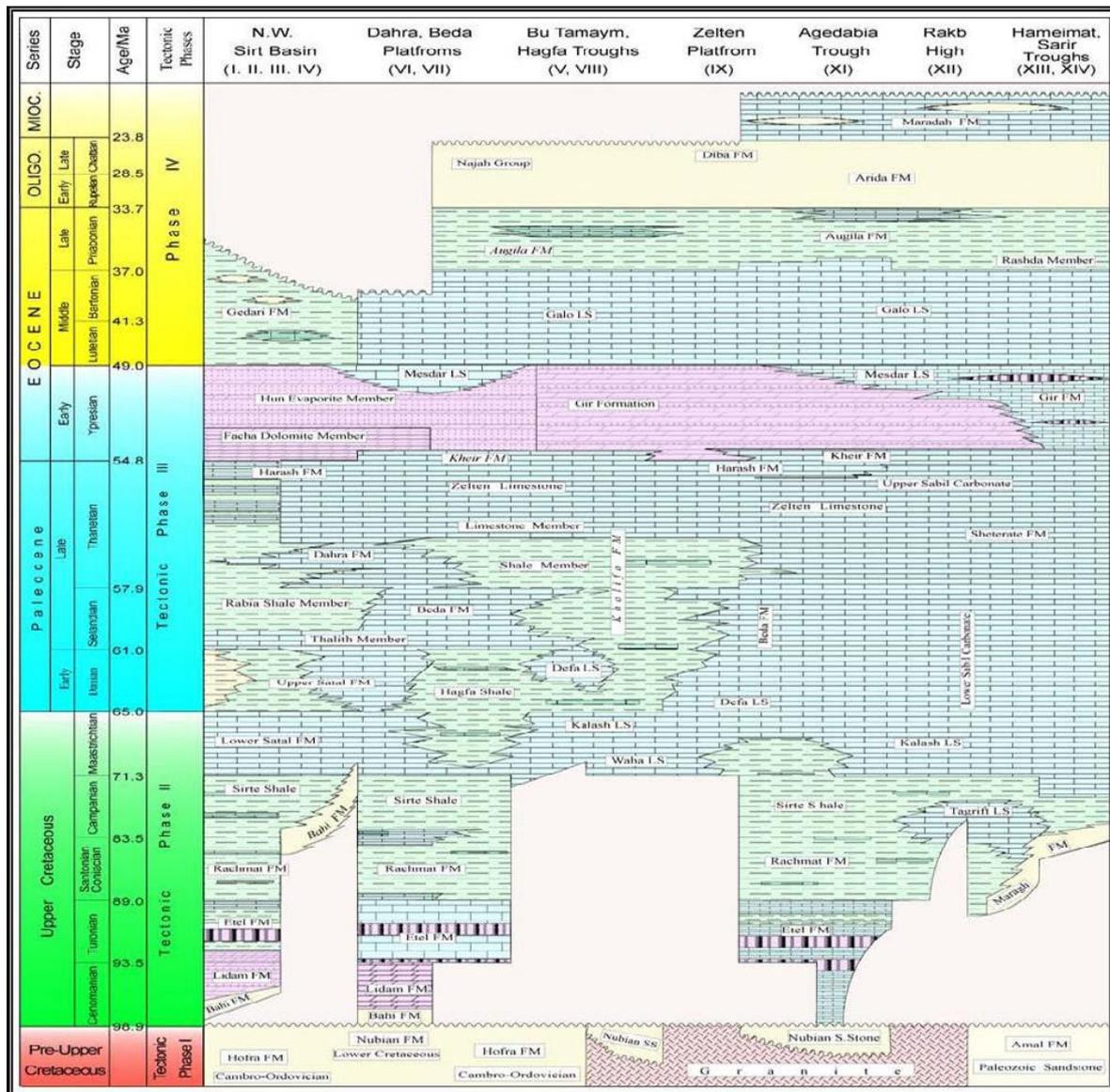


Abb. 48: Stratigraphische Tabelle des Sirte Beckens in Libyen (Quelle: Abadi, 2002)

Im Gegensatz zu der zeitlichen Auflösung erdölgeologischer Elemente und Prozesse werden Bohrungs- bzw. Förderungsereignisse in der Regel mit Genauigkeiten von einem Tag angegeben (Jahr-Monat-Tag). Diese Untersuchungen weichen jedoch inhaltlich sowie zeitlich erheblich von den Analysen der Subsidenz, der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation ab, weshalb deren Prozesse nicht kombiniert studiert werden. Um deren

räumliche Lage und Auswirkungen auf die Gegenwart dennoch vergleichen zu können, ist es zielführend, diese in einem Modell darzustellen.

Infolgedessen werden die Zeitangaben in ArcGIS auf zwei Ebenen gemacht, jedoch in demselben Datumsformat. Hierzu werden den Bohrungs- und Förderungsdaten die Jahres-, Monats- und Tagesangaben zugeschrieben und den restlichen erdölgeologischen Ereignissen die Stunden-, Minuten-, Sekunden- und Millisekunden. Aus geologischer Perspektive ist die zeitliche Grenze zwischen den geologischen (Sedimentation, Subsidenz, Kohlenwasserstoffgeneration, -migration, und -akkumulation) und anthropogenen Prozessen (Bau der Petroleuminfrastruktur, Erdöl- und Erdgasförderung, usw.) nicht fließend, weshalb diese zwei Phasen getrennt voneinander behandelt werden können.

Bei den anthropogenen Ereignissen wird das entsprechende Datum in Jahr, Monat und Tag angegeben, sowie den zeitlichen Angaben (Stunde, Minute, Sekunde, Millisekunde) zum einfachen auseinander halten von geologischen Prozessen und Elementen einheitlich Null zugeschrieben. Die Zeitangabe der Förderungsdaten würde zum Beispiel mit „1988/09/29 00:00:00.0“ erfolgen.

Die geologischen Elemente und Prozesse werden wie schon oben erläutert mit einer Auflösung von 100.000 Jahren modelliert. Diesen Ereignissen werden die Millisekunden sowie Sekunden zugeschrieben, jedoch keine Minuten und Stunden, um im gewohnten Dezimalsystem bleiben zu können und keine Rechnungen im Sexagesimalsystem (Stellenwertsystem zum Wert 60, zum Beispiel für die Zeitmessung) durchführen zu müssen. Eine Millisekunde im Modell fasst 100.000 Jahre der geologischen Geschichte zusammen. Folglich entsprechen 59 Sekunden und 999 Millisekunden im Modell 5.999.900.000 Jahren der Realität. Das Alter der Erde beträgt ~4.5 Milliarden Jahre, weshalb die Minuten und Stunden der Zeitangabe nicht benötigt werden und ihnen gleich wie bei den anthropogenen Ereignissen einheitlich Null zugeschrieben wird. Um die geologischen Ereignisse einfach von den anthropogenen unterscheiden zu können, werden sie mit dem Datum „1111/11/11“ gekennzeichnet. Dadurch befinden sie sich auf der Zeitskala chronologisch richtig vor den anthropogenen Ereignissen, sowie mit genügend Abstand von ihnen um die Daten gesondert bearbeiten zu können. Damit jedoch auch die chronologische Reihenfolge der geologischen Ereignisse untereinander passt, müssen die Altersangaben in Jahren von einem Nullpunkt umgerechnet werden, weil ArcGIS mit keinen negativen Werten im Datumsformat arbeiten kann. Das auf 4.5 Milliarden Jahre gerundete Alter der Erde eignet sich bestens für diesen Nullpunkt, da infolgedessen der zeitliche Abstand des Ereignisses von der Entstehung der Erde aufgezeigt und somit eine Zusatzinformation geliefert wird. Die Formel zur Berechnung der Zeitangabe eines erdölgeologischen Ereignisses für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell setzt sich daher folgend zusammen:

$$\text{Zeitangabe in ArcGIS in Millisekunden} = \frac{4.5 \cdot 10^9 - x}{10^5} \quad x = \text{gegenwärtiges Alter in Jahren}$$

Die Zeitangabe einer 29 Millionen Jahre alten Gesteinsschicht (4.471 Milliarden Jahre nach der Entstehung der Erde) würde infolgedessen in der Attributtabelle mit der Zeichenfolge „1111/11/11 00:00:44.710“ erfolgen und hätte sich im Modell chronologisch richtig 0.41 Sekunden nach der 70 Millionen Jahre alten (4.43 Milliarden Jahre nach der Entstehung der Erde) Sedimentgesteinsschicht (1111/11/11 00:00:44.300) abgelagert. An diesen Beispielen war zu sehen, dass die Zeitangabe mittels Zeichenfolgefelder erfolgte, damit ArcGIS auch die Millisekunden erkennt. Es wurde das Format **JJJJ/MM/TT hh:mm:ss.s** gewählt, weil hier das Datum des anthropogenen Ereignisses leicht erkennbar ist sowie die geologische Zeitangabe nur mittels einem Punkt getrennt ist, was wiederum das Lesen der Werte vereinfacht.

Zeitintervalle		Absolutes Alter	
Modell	Realität	Alter (Jahre)	Zeit seit der Erdentstehung
1 Millisekunde	10 <sup>5</sup> Jahre	1 Milliarde	3.5×10 <sup>9</sup> Jahre
10 Millisekunden	10 <sup>6</sup> Jahre	500 Millionen	4×10 <sup>9</sup> Jahre
100 Millisekunden	10 <sup>7</sup> Jahre	100 Millionen	4.4×10 <sup>9</sup> Jahre
1 Sekunde	10 <sup>8</sup> Jahre	50 Millionen	4.45×10 <sup>9</sup> Jahre
10 Sekunden	10 <sup>9</sup> Jahre	10 Millionen	4.49×10 <sup>9</sup> Jahre

Tab. 6: Beispiele für geologische Zeitumrechnungen für das ArcGIS-Modell

Tab. 6 zeigt Beispiele für geologische Zeitumrechnungen für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell. Die linke Hälfte zeigt Zeitintervalle, die rechte das absolute Alter von Prozessen oder Elementen. Tab. 7 listet Beispiele für Zeitangaben im ArcGIS-Modell für anthropogene sowie geologische Ereignisse. Bei anthropogenen Ereignissen wird das Datum in der ursprünglichen Form angegeben, die Zeitangaben werden jeweils mit Null ausgefüllt. Im Gegensatz dazu wird das Datum der geologischen Ereignisse einheitlich mit „1111/11/11“, die Stunden und Minuten mit „00:00:“ und die Sekunden und Millisekunden mit den kalkulierten Werten angegeben. Es ist jedoch zielführend, neben den Zeitangaben auch das Datum bzw. das Alter in einer eigenen Spalte der Attributtabelle einzutragen, damit diese in späterer Folge zum Beispiel als Annotationen eingefügt werden können.

Anthropogene Ereignisse		Geologische Ereignisse	
Datum	Zeitangabe in ArcGIS	Alter	Zeitangabe in ArcGIS
1960/06/28	1960/06/28 00:00:00.000	1 Milliarde	1111/11/11 00:00:35.000
1963/12/31	1963/12/31 00:00:00.000	500 Millionen	1111/11/11 00:00:40.000
1987/02/27	1987/02/27 00:00:00.000	100 Millionen	1111/11/11 00:00:44.000
1992/09/24	1992/09/24 00:00:00.000	50.5 Millionen	1111/11/11 00:00:44.495
1994/08/01	1994/08/01 00:00:00.000	0 (Gegenwart)	1111/11/11 00:00:45.000

Tab. 7: Beispiele für Zeitangaben von anthropogenen sowie geologischen Ereignissen im ArcGIS-Modell

### 3.2.2. Integration der Zeit in diverse Dateitypen

In diesem Unterkapitel werden die Zeitinformationen-unterstützenden Dateitypen bezüglich der Integration von Zeit vorgestellt, die in ArcGIS über einen Zeitraum hinweg visualisiert werden können. Diese sind Feature-Klassen, Raster-Kataloge, Mosaik-Datasets und Tabellen.

#### a) Feature-Klassen

Feature-Klassen sind nach ESRI (2014c) homogene Sammlungen von häufig verwendeten Features mit derselben räumlichen Repräsentation. Feature-Klassen können Punkte, Linien, Polygone, Annotationen, Multipoints, Multipatches und Bemaßungen (engl. Dimensions) sein. Sie enthalten Informationen ihrer Geometrie wie auch beschreibende Attribute. Die zeitlichen Informationen können den einzelnen Features in den von ArcGIS unterstützten Formaten (Tab. 5) als Attribut zugeschrieben werden. Abb. 49 zeigt ein Beispiel einer Punkt-Feature-Klasse mit zeitbezogenen Erdöl-, Erdgas- und Wasserförderungsdaten. Allen Förderungsdaten wurde der zeitliche Bezug hinzugefügt. Infolgedessen kann die zeitliche Entwicklung der Produktionsgeschichte analysiert und visualisiert werden (Abb. 52, S.76).

Date	Cumulative oil	Cumulative gas	Cumulative water	Cumulative Liquid Production	Cumulative water injection
31/12/1986	147272.54	41530.86	2422.82	149695.36	0
31/12/1987	213601.17	60235.53	6231.78	221832.95	0
31/12/1988	256093.18	72218.28	28392.23	284485.42	0
31/12/1989	132577.67	37386.9	30416.74	162994.41	0
31/12/1990	102637.57	28943.8	42006.11	144643.69	0
31/12/1991	74871.02	21113.63	52631.99	127503.01	0
31/12/1992	63913.73	18023.67	61685.53	125599.26	0
31/12/1993	54163.33	15274.06	69361.49	125524.83	0
31/12/1994	46841.48	13209.3	61044.33	107895.81	0
31/12/1995	34616.85	9761.95	56477.91	91094.76	0

Abb. 49: Attributtabelle einer Punkt-Feature-Klasse mit zeitbezogenen Förderungsdaten

## b) Raster-Kataloge

Nach ESRI (2014a) können mittels Raster-Katalogen Änderungen von Rasterdateien über einen Zeitraum dargestellt und analysiert werden. In Raster-Katalogen können im Tabellenformat Raster-Datasets gespeichert werden; jeder Datensatz entspricht einem im Katalog erhaltenen Raster-Dataset. In deren Attributtabelle können, gleich wie bei den Feature-Klassen, ihre zeitlichen Dimensionen eingegeben und gespeichert werden (*Abb. 50*).

OBJECTID*	NAME	Shape*	Raster	Date_Time	SHAPE_Length	SHAPE_Area
1	Image1.gif	Polygon	Raster	1998-10-14 12:00:00	3068	522753
2	Image2.gif	Polygon	Raster	1998-10-15	3068	522753
3	Image3.gif	Polygon	Raster	1998-10-15 12:00:00	3068	522753
4	Image4.gif	Polygon	Raster	1998-10-16	3068	522753
5	Image5.gif	Polygon	Raster	1998-10-16 12:00:00	3068	522753
6	Image6.gif	Polygon	Raster	1998-10-17	3068	522753
7	Image7.gif	Polygon	Raster	1998-10-17 12:00:00	3068	522753

*Abb. 50: Tabelle eines Raster-Katalogs mit Zeitbezug (Quelle: ESRI, 2014a)*

Nach ESRI (2014d) können Raster-Kataloge tausende von Rasterbildern enthalten und werden typischerweise verwendet, um überlappende Raster-Datasets anzuzeigen, ohne diese in ein großes Raster-Dataset mosaikieren zu müssen. Dieser Dateityp wurde/wird jedoch durch das Mosaik-Dataset ersetzt, welches ein Vielfaches an Funktionen und Verwendungszwecken bietet. Die im Raster-Katalog gesammelten Raster-Daten werden als Katalog angezeigt und in einer Geodatabase gespeichert.

## c) Mosaik-Datasets

In Mosaik-Datasets können gleich wie bei den Raster-Katalogen Rasterdaten gespeichert werden, sie haben jedoch mehr Funktionen und infolgedessen Verwendungszwecke. Es handelt sich nach ESRI (2014e) um ein im Geodatabase gespeichertes Datenmodell, womit eine Gruppe von – nicht zwangsmäßig überlappende oder benachbarte – Raster-Datasets gespeichert, verwaltet, abgerufen und als mosaikiertes Bild angezeigt werden kann. Sie verfügen weiters über erweiterte Raster-Abfragemöglichkeiten und Verarbeitungsfunktionen. Mosaik-Datasets bestehen aus folgenden Komponenten (ESRI, 2014e):

- Ein Katalog, der die Quelle der Pixel und Footprints der Raster bereitstellt
- Eine Feature-Class, die die Grenze definiert
- Mosaik-Regeln, die zur dynamischen Mosaikierung der Raster verwendet werden
- Eigenschaften, mit denen die Mosaikierung und Bildextraktion gesteuert werden
- Tabelle zur Protokollierung, während Daten geladen und Vorgänge ausgeführt werden
- Optionale Seamline-Feature-Class für die Seamline-Mosaikierung
- Optionale Farbkorrekturtabelle, in der die Farbzunordnung der einzelnen Raster im Raster-Katalog definiert wird

Mosaik-Datasets können unkompliziert mit der Toolbox „Data Management“ erstellt und bearbeitet werden sowie mittels On-The-Fly-Verarbeitungsvorgängen verbessert werden. Sie wurden weiters nach ESRI (2014e) dafür konzipiert, Daten mit verschiedenen spektralen, räumlichen, zeitlichen (usw.) Auflösungen zu verwalten. Die erweiterten Mosaik-Methoden und Abfragefunktionen ermöglichen das Zugreifen auf jedes integrierte Raster-Dataset, sogar wenn sie sich überlappen. Für eine schnelle übersichtliche Betrachtung der Daten können sogenannte „Übersichten“ (ähnlich wie Raster-Pyramiden) erstellt werden, welche je nach Einstellung eine reduzierte Auflösung aufweisen.

Die Tabellen der Mosaik-Datasets sind ähnlich aufgebaut wie diejenigen der Raster-Kataloge. Die zeitliche Dimension der einzelnen Datensätze (Rasterbilder) kann demzufolge gleich wie bei den Raster-Katalogen bzw. Feature Klassen als weiteres Attribut in den dazugehörigen Zeilen eingegeben werden. Mosaik-Datasets eignen sich aufgrund der oben erläuterten Eigenschaften bestens zum Sammeln/Speichern, Verwalten, Anzeigen und Abrufen der Tiefenmodelle und deren zeitlicher Entwicklung.

#### d) Tabellen

Tabellen sind Träger von Informationen, jedoch ohne Angaben zur Geometrie. Sie können allerdings mit anderen (räumlichen) Daten verknüpft werden bzw. Koordinaten als Attribute beinhalten und dadurch einen räumlichen Bezug bekommen. Enthalten sie zeitliche Informationen (gleich wie bei den bisher erläuterten Datentypen, in einem unterstützten Format, siehe *Tab. 5*), können die Daten über einen Zeitraum visualisiert werden. Hierzu können nach ESRI (2014a) dBASE-Tabellen sowie Geodatabase-Tabellen (gespeichert in Personal-, File- und ArcSDE-Geodatabases) und netCDF-Tabellen verwendet werden. *Abb. 51* zeigt ein Beispiel einer zeitliche und räumliche Informationen als Attribute beinhaltenden Tabelle. Die Ähnlichkeit zu Attributtabelle von Feature-Klassen (*Abb. 49*) ist deutlich erkennbar.

Well	UTM_X	UTM_Y	Date	Status	KB (ft)	GL (ft)	Time on stream	Oil production	Gas production	Water producti
03	86235	18980	31/03/2002	PTL	389.5	371	436.8	6700.731433	2291.65015	10791.71
03	86235	18980	30/04/2002	PTL	389.5	371	720	10127.280234	3463.52984	15175.90
03	86235	18980	31/05/2002	PTL	389.5	371	744	10139.38326	3467.669075	13688.32
03	86235	18980	30/06/2002	PTL	389.5	371	720	8966.144354	3066.421369	15584.08
03	86235	18980	31/07/2002	PTL	389.5	371	744	8413.866667	2877.5424	16827.73
03	86235	18980	31/08/2002	PTL	389.5	371	744	9543.68238	3260.264167	18402.93
03	86235	18980	30/09/2002	PTL	389.5	371	720	12406.97747	4243.186295	24814.03
03	86235	18980	31/10/2002	PTL	389.5	371	744	12180.426488	4165.705859	26150.90
03	86235	18980	30/11/2002	PTL	389.5	371	720	12181.22467	4165.978837	25068.8
03	86235	18980	31/12/2002	PTL	389.5	371	744	13266.259494	4537.060747	24482.51

Abb. 51: Beispiel einer zeitliche und räumliche Informationen als Attribute beinhaltende Tabelle

### 3.3. Zeitliche Visualisierung

Infolge der Integration der zeitlichen Dimension in den oben erläuterten Datentypen, können die zeitlichen Entwicklungen mittels zahlreichen Methoden und Tools visualisiert werden. Alle im Kapitel vorgestellten Methoden wiesen Stärken und Schwächen auf, die Methoden sind je nach Verwendungszweck und -ziel anzuwenden.

#### 3.3.1. Visualisierungsmöglichkeiten zeitlicher Entwicklungen in ArcGIS

Mithilfe von ArcGIS (ArcMap, ArcScene, ArcGlobe) können zeitliche Entwicklungen *statisch*, *dynamisch* sowie *interaktiv* zwei- und dreidimensional (+Zeit) dargestellt werden. ArcMap dient zur zweidimensionalen Visualisierung, ArcScene und ArcGlobe zur dreidimensionalen.

**Statisch** können die zeitlichen Entwicklungen mittels Karten oder Diagrammen gezeigt werden. Im Falle einer Änderung der Attribute von Objekten mit konstanter Geometrie und räumlicher Lage werden auf Karten mittels Labels (Beschriftungen) und/oder Symbolgien deren Entwicklungen über einen definierten Zeitraum dargestellt. Datenentwicklungen ohne Raumbezug können mittels *Verlaufsdigrammen* visualisiert werden, worin das gleiche Attribut bzw. die gleichen Attribute zu unterschiedlichen Zeitpunkten abgebildet werden und somit deren zeitlicher Verlauf veranschaulicht wird. *Abb. 52* stellt statisch die zeitliche Entwicklung der Förderungsdaten von einzelnen Sonden dar. Auf der Karte ist die kumulative Erdöl- und Wasserförderung sowie Wasserinjektion der einzelnen Sonden über das Jahr 1991 zu sehen; die unteren Diagramme visualisieren die Quantität des von März 1976 bis Ende 1991 geförderten Erdöls und Wassers sowie die über diesen Zeitraum injizierte Wassermenge. Diese Abbildungen ermöglichen den Vergleich der einzelnen Sonden über den definierten Zeitraum. Im Falle einer Geometrieänderung über einen definierten Zeitraum kann die Entwicklung auf einer Karte mittels der gleichzeitigen Darstellung der ursprünglichen sowie der entwickelten räumlichen Verteilung/Ausdehnung der Objekte veranschaulicht werden.

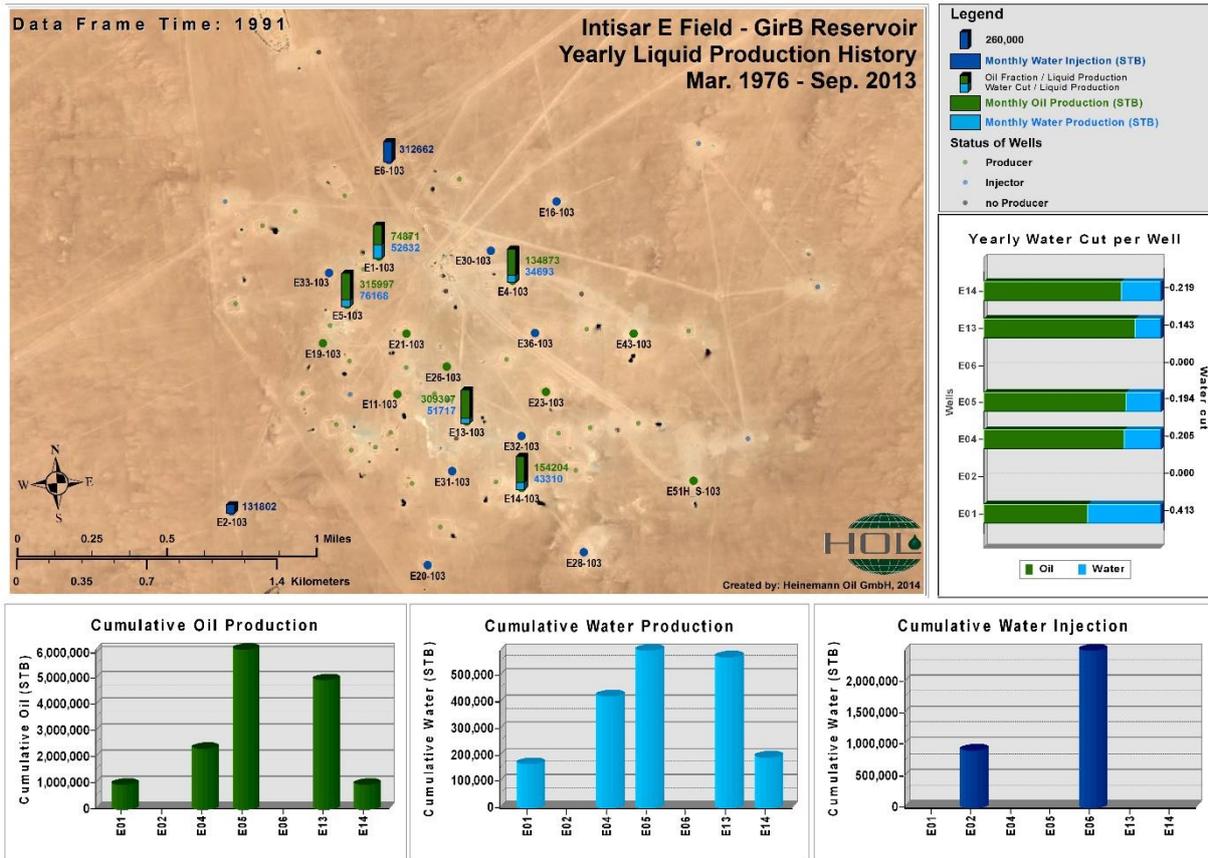


Abb. 52: Statische Visualisierung der zeitlichen Entwicklung der Förderungsdaten von einzelnen Sonden (Quelle: Heinemann Oil GmbH, 2014)

Die untere Abbildung zeigt die zeitliche Entwicklung der Rohölpreise mittels Verlaufsdigramm.

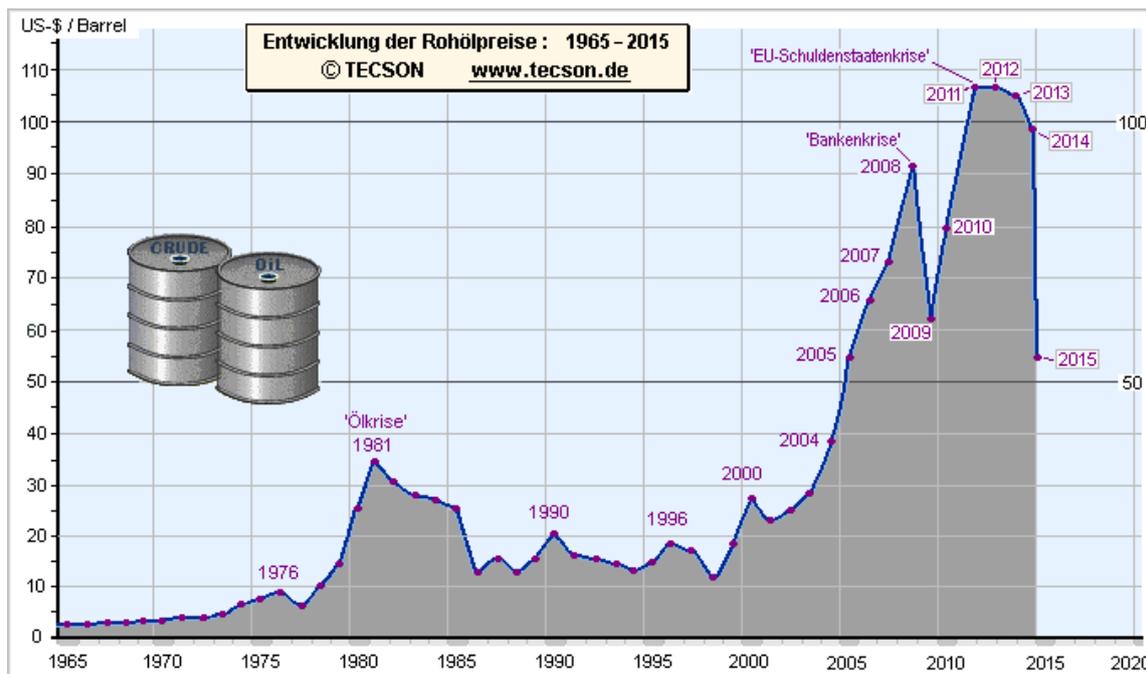


Abb. 53: Statische Visualisierung der Entwicklung der Rohölpreise zwischen 1965-2015 mittels Verlaufsdigramm (Quelle: [www.tecson.de/historische-oelpreise.html](http://www.tecson.de/historische-oelpreise.html))

*Dynamische und interaktive Visualisierungen* von zeitlichen Entwicklungen mittels ArcGIS setzen das Aktivieren und die Einstellungen der Zeiteigenschaften für die Dateien sowie das Öffnen des Zeitschiebereglers (engl. Time slider) voraus (Abb. 54), womit der darzustellende Zeitraum gesteuert wird.

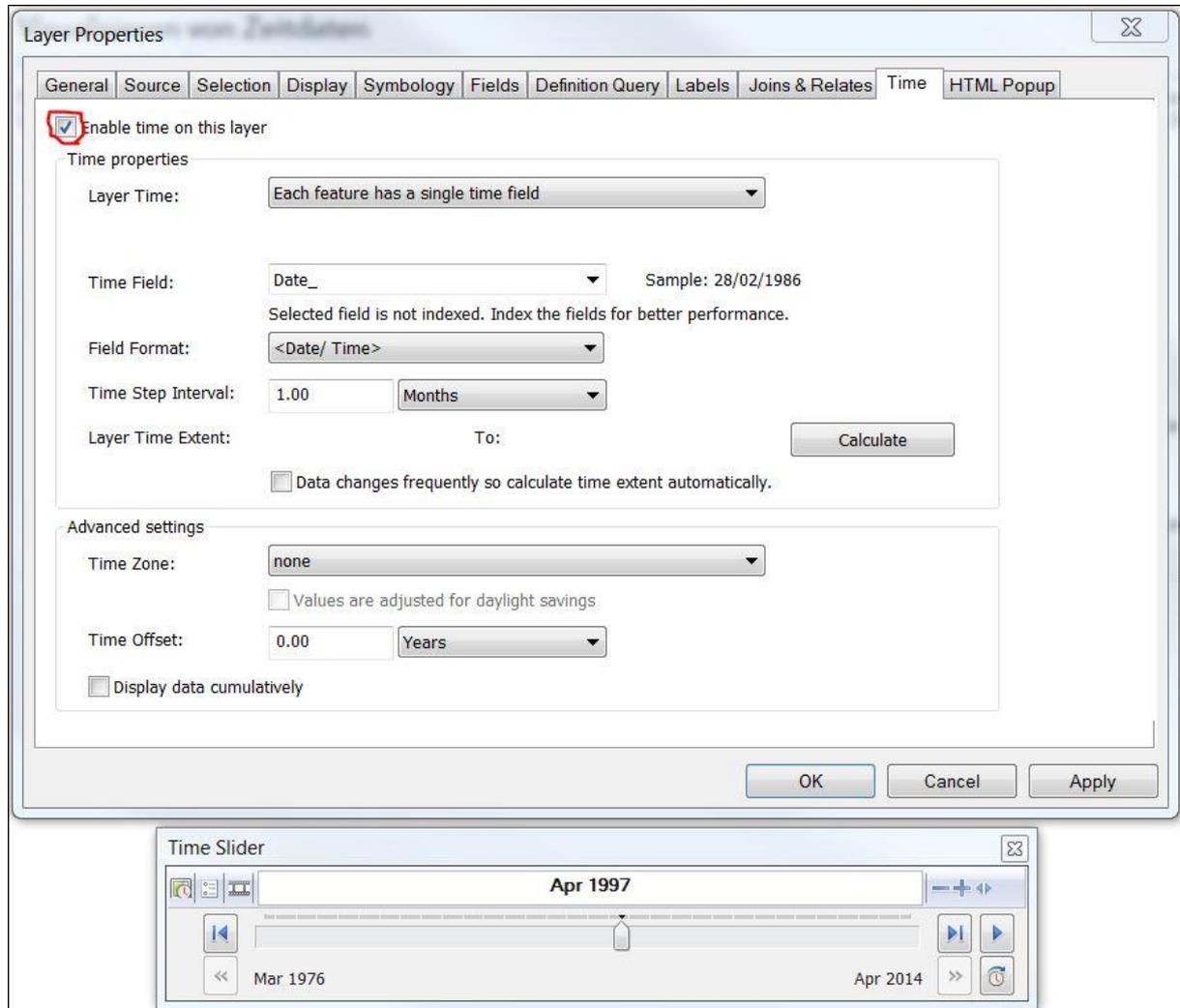


Abb. 54: Aktivierung der Zeit eines Layers sowie des Zeitschiebereglers als Steuerungsinstrument der vierten Dimension

**Dynamisch** wird die zeitliche Entwicklung anhand von *Animationen* visualisiert. Hierzu werden die in ArcMap kartographisch aufbereiteten zweidimensionale Karten und/oder Diagramme der kartierten Zeitpunkte eines definierten Zeitraumes als Bildsequenzen exportiert und in einer externen Software (z.B. Adobe Photoshop) animiert oder unmittelbar aus ArcMap mit den gewünschten Einstellungen (u.a. Auflösung, Framerate) als AVI-Filmdatei exportiert. Dreidimensionale Animationen können in ArcScene und ArcGlobe mit dem „*Animation Manager*“ (Abb. 55) mittels Keyframes, Tracks und/oder Animationsrouten, angefertigt werden. Die Animationen können nach ESRI (2014f) durch das Speichern des ArcMap-, ArcScene- oder ArcGlobe-Dokuments, in dem die Animation erstellt wurde oder

durch das Speichern der Animation in einer unabhängigen *.ama-*, *.asa-* oder *.aga-Datei* gespeichert sowie als *Audio Video Interleave (.avi)* oder als *QuickTime (.mov)* bzw. als sequenzielle Bilder exportiert werden.

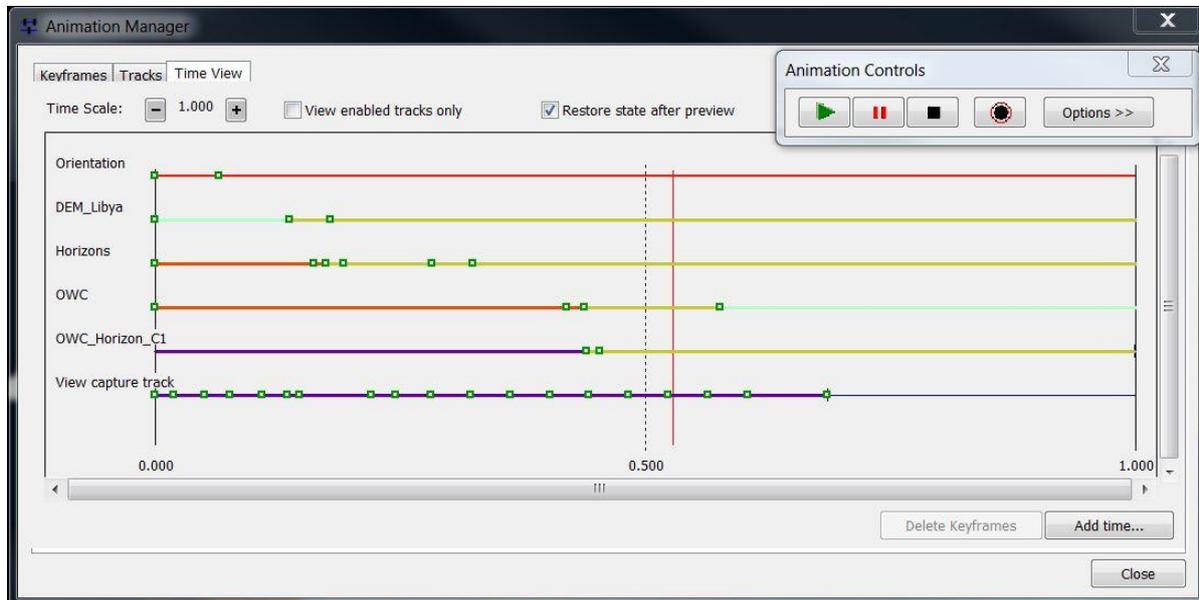


Abb. 55: Animation Manager

**Interaktive Visualisierungen** von zeitlichen Entwicklungen können mittels dem Zeitschieberegler in ArcMap, ArcScene sowie in ArcGlobe durchgeführt werden. Alle Attribute des eingestellten Zeitraumes sowie die Features ohne zeitlichem Bezug werden eingeblendet bzw. beim Abspielen der Zeit laufend aktualisiert. Vorteil der interaktiven Visualisierung ist unter anderem die willkürliche räumliche und zeitliche Navigation im Modell, wodurch sie (bei passender Computerleistung) zum Beispiel für Erläuterungen während Präsentationen oder zur visuellen Unterstützung für wissenschaftliche Diskussionen und Überlegungen bestens geeignet ist. Die Features des Zeitschiebereglers werden in *Abb. 56* gezeigt.

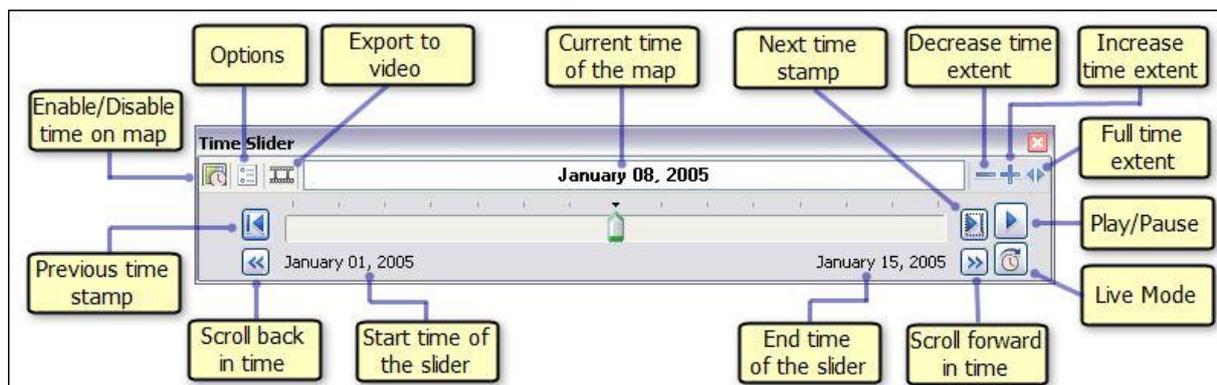


Abb. 56: Features des Zeitschiebereglers (Quelle: ESRI. 2014g)

### 3.3.2. Visualisierung der zeitlichen Entwicklung von Feature-Layers

Feature-Layers haben über die Zeit zwei Möglichkeiten der Entwicklung (ESRI, 2014a) welche sich auf die Visualisierungsmöglichkeiten auswirken:

- Die Form und Position jedes Features bleibt konstant, aber Attributwerte können sich im Laufe der Zeit ändern, oder
- die Form und Position jedes Features ändert sich im Laufe der Zeit.

Im ersten Fall (Form und Position der Features ändern sich nicht) können die Features in derselben Feature-Klasse gespeichert werden, weil diese dieselbe Position über die ganze Zeitspanne aufweisen und sich nur ihre Attribute ändern. Zur Visualisierung solcher zeitlichen Entwicklungen ist es ausreichend, die einzelnen Feature-Klassen im aktuellen Modell geladen zu haben. Ändert sich hingegen die Form und Position jedes Features im Laufe der Zeit, müssen nach ERSI (2014a) die Repräsentanten der einzelnen Zeitpunkte als separate Features gespeichert werden.

Ändert sich im Laufe der Zeit die Quantität der Attribute der Features, kann die zeitliche Entwicklung unter anderem mittels Größenänderungen der Symbologien, mit diversen Arten an Diagrammen (Balkendiagramm, Kreisdiagramm, usw.) oder mittels Labels veranschaulicht werden. Bei zeitlichen Änderungen der Form und Position der Features ist es zielführend, die Symbologien in deren ursprünglicher Form zu belassen, um diese zu den diversen Zeitpunkten leicht identifizieren zu können.

Die Visualisierung der zeitlichen Entwicklung von Rasterbildern ist wesentlich unkomplizierter. Ihnen wird in den Attributtabelle der Raster-Kataloge und Mosaik-Datasets der zeitliche Bezug hinzugefügt und dementsprechend zu einem bestimmten Zeitpunkt die passende Version angezeigt, während die anderen Varianten ausgeblendet bleiben.

## 4. Modellierung und Visualisierung der Petroleum-Umwelt der Gegenwart in ArcGIS (Version 10.2)

Die Konzepte, Modellvorstellungen und Berechnungen der Entwicklung eines Petroleum Systems beruhen auf der gegenwärtigen geologischen Situation. Weiters ist die aktuelle dreidimensionale räumliche Verteilung der Kohlenwasserstoffreservoirs von der momentanen Geometrie der Lithologie sowie deren geophysikalischen Attributen bestimmt. Aus diesen Gründen ist eine genaue, richtige und strukturierte Integration aller Petroleum bezogenen Daten und deren Analyse sowie Interpretation zur Modellierung der *Petroleum-Umwelt* ausschlaggebend für die Resultate der vierdimensionalen Petroleum System Modellierungen.

Der Begriff **Petroleum-Umwelt** wird als zusammenfassender Überbegriff für diese Arbeit eingeführt. *Er beinhaltet die gegenwärtige Situation und räumliche Verteilung aller Elemente (Stratigraphie innerhalb der stratigraphischen Ausdehnung, Deckgestein, Speichergestein, Muttergestein, Petroleum leitendes Gestein, Fallen, Faults, Brüche, Kohlenwasserstoffe) und deren Petroleum-bezogene Attribute (u.a. Porosität, Permeabilität, Petroleum-Durchlässigkeit, Druck, Temperatur, API, Vitritreflexion, Reife) welche zur aktuellen räumlichen Verteilung der Kohlenwasserstoffakkumulationen geführt haben und diese aufrechterhalten, die Elemente der Petroleum-Infrastruktur im Erduntergrund (Sonden) und auf der Erdoberfläche (Pipelines, Raffinerien, Straßen), rechtlich definierte Elemente (Petroleumkonzessionen, Grenzen), Elemente der Erdoberfläche, welche Petroleum bezogene Entscheidungstreffungen unmittelbar beeinflussen oder von ihnen beeinflusst werden (z.B. Gebäude, Siedlungen, Nationalparks, Gewässer) sowie Indikatoren der Petroleum-Paläoumwelt (z.B. Fossilien). Der Begriff „Umwelt“ deutet auf die Wechselwirkungen zwischen ihren Elementen.*

Die genaue Modellierung der Elemente der Petroleum-Umwelt ist erforderlich, um ihre Entwicklungsgeschichte rekonstruieren zu können und eventuell unentdeckte Petroleum-Reservoirs kommerziellen Ausmaßes zu lokalisieren und das Risiko der *dry holes* (=trockene Bohrungen mit keinem Petroleumfund) zu minimieren.

Hierzu müssen die Daten integriert, synchronisiert, kombiniert und analysiert werden. Die (Teil-)Interpretationen führen zu neuen Erkenntnissen, welche in das Modell eingebaut werden und dieses somit verfeinern, das Verständnis des Untersuchungsgebietes vervollständigen sowie neue Analysen ermöglichen.

Dieses Kapitel befasst sich aus den genannten Gründen mit der Datenintegration, der Modellierung der Petroleum-Umwelt und deren räumlichen Analysen als Grundlage für die Rekonstruktion der vierdimensionalen Entwicklung des Petroleum Systems und für die

Modellierung einer beliebigen Anzahl an Paläo-Petroleum-Umwelten. Für ein besseres Verständnis werden diese Phasen in einem praktischen Beispiel veranschaulicht. Dieses basiert auf echten Daten, wird jedoch mit fiktiven Daten und Interpretationen ergänzt um die Methode bestmöglich vorstellen zu können.

#### 4.1. Datenintegration

Mit dem Ziel einer langfristigen und übersichtlichen Bearbeitung und Präsentation des GIS basierten 4D Petroleum System Modells, muss die Datenintegration mittels detaillierten Überlegungen bezüglich Datenstruktur und -speicherung vorbereitet werden. Dadurch werden zukünftigen Schwierigkeiten in der Datensuche und -bearbeitung vorgebeugt. Zu den wichtigen Aspekten gehören unter anderem das Dateiformat, in dem die Informationen gespeichert werden sowie das einheitliche Koordinatensystem und das geodätische Datum, in welchen die Lage und Geometrie der räumlichen Informationen genau definiert wird (um die Anzahl späterer geographische Transformationen zu minimieren).

Damit das Vervielfältigen und Transportieren des Modells ohne Schwierigkeiten erfolgen kann, ist es zielführend alle Daten des Projektes in einem übergeordneten Ordner zu speichern, in dem separate Ordner für die rohen und für die für GIS vorbereiteten Input-Daten sowie für die Ergebnisse erstellt werden. Dieser soll weiters die Geodatabase sowie die verknüpfte bzw. verknüpfende Anlagen (engl. attachments) wie zum Beispiel *Well Sheets* (Anhang 1), *Well Logs* (Abb. 32, S.48) oder Aufnahmen von *Dünnschliffen* (Anhang 2) beinhalten.

Es können in ArcGIS drei Typen an Geodatabases erstellt werden: *File*, *Personal* sowie *ArcSDE Geodatabases*. Für die GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung sind File Geodatabases am besten geeignet. Personal Geodatabases können maximal zwei Gigabyte an Daten speichern, was im Laufe solcher Projekte weit überschritten wird. ArcSDE Geodatabases benötigen ArcSDE-Technologien und wären nur bei mehreren Usern mit Schreibzugriff besser geeignet. File Geodatabases werden nach ESRI (2014h) hingegen von Einzelbenutzern und kleinen Arbeitsgruppen mit Lesezugriff verwendet und können Datasets mit einer Größenbeschränkung von 1 TB speichern, die für sehr große Bild-Datasets sogar auf 256 TB erhöht werden kann. Dieser Typ von Geodatabases wird als Ordner in einem Dateisystem gespeichert, welcher dann auch alle Datasets enthält.

Als ersten Schritt werden also Ordner in der gewünschten Datenstruktur sowie die File-Geodatabase erstellt. Darauf folgt die Auswahl eines geeigneten Koordinatensystems und geodätischen Datums. Hierfür müssen zahlreiche Aspekte (z.B. Ausrichtung, Größe des Untersuchungsgebietes) betrachtet werden. Einen einfachen und praxisnahen Überblick über die Wahl der passenden Kartenprojektion liefert Maher (2013); ESRI (2009) erstellte eine

Tabelle zur graphischen Unterstützung dieses wichtigen Prozesses. In der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung handelt es sich in der Regel um mittelmaßstäbige (Sedimentbecken) bis großmaßstäbige (Kohlenwasserstoffreservoirs) Regionen. In der Praxis wird die räumliche Lage von petroleumbezogenen Messungen und Daten mittels geographischen und/oder UTM-Koordinaten definiert. Befindet sich das ganze Untersuchungsgebiet in derselben UTM-Zone (Abb. 57), ist diese Projektion für GIS basierte 4D Petroleum System Modellierungen geeignet. Diese Projektion ist zwar nicht flächentreu – was für Volumenberechnungen wichtig ist – nach ESRI (2008) ist die Flächenzerrung jedoch innerhalb der gleichen UTM-Zone minimal. Weiters eignet sich die *UTM-Projektion* nach ESRI (2009) idealerweise für mittel- und großmaßstäbige Bereiche in der Nähe des Äquators sowie den mittleren Breiten.

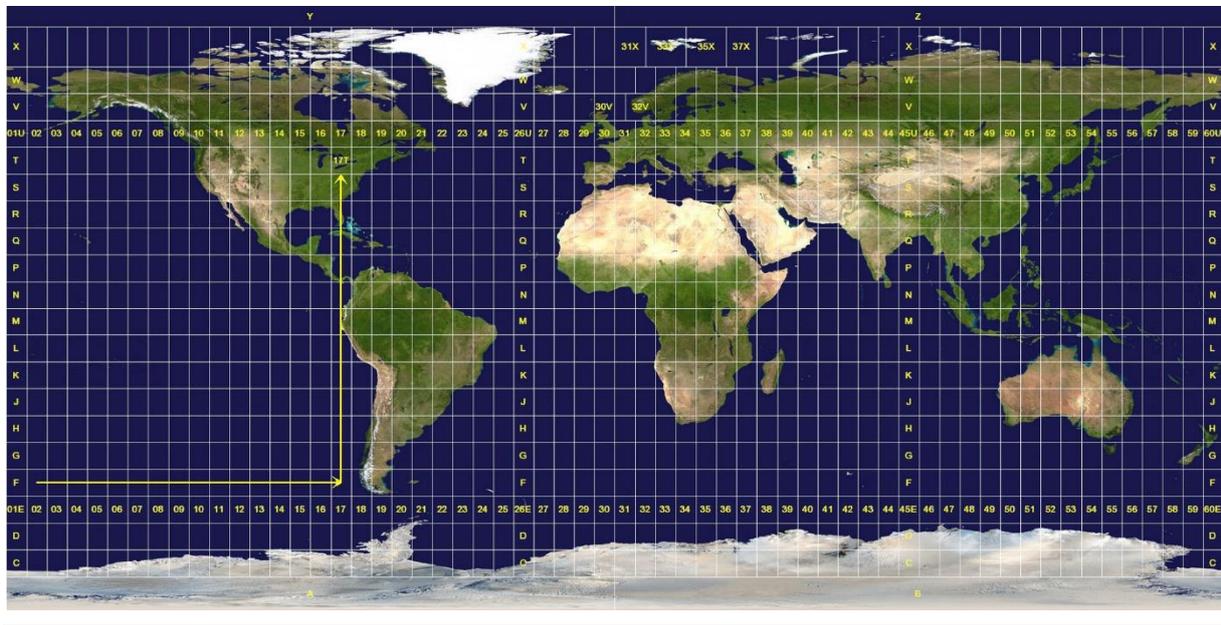


Abb. 57: UTM-Zonen

(Quelle: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Utm-zones.jpg#/media/File:Utm-zones.jpg>)

Die Bestimmung der Koordinaten im Feld erfolgt in der Regel mittels GPS-Empfängern. Das Standard-Datum für Koordinatenbestimmungen mittels GPS ist nach ESRI (2014i) das *WGS84* (World Geodetic System 1984), welches auch als Standard-Datum für das UTM-System dient. Infolgedessen wird standardmäßig als geodätisches Datum für die GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung das *WGS84* gewählt.

Das Untersuchungsgebiet des praktischen Beispiels befindet sich im Ajdabiya-Trough im Sirte-Becken Libyens. Dieses befindet sich gänzlich in der UTM-Zone 34, weshalb die Datenintegration und Kartierung im Koordinatensystem *WGS\_1984\_UTM\_Zone\_34N* erfolgt.

### 4.1.1. Synchronisierung der Daten

Daten für Petroleum System Modellierungen stammen von zahlreichen unterschiedlichen Messungen und Quellen. Die Datenvielfalt ist von diversen *Höhen- und Tiefenangaben*, von den unterschiedlichen *Nordungen* sowie uneinheitlichen *Projektionssystemen und Koordinaten* geprägt. Diese Informationen müssen synchronisiert werden, um ein einheitliches Modell bauen zu können.

Ein erster Überblick der diversen **Tiefen- und Höhenangaben** wurde schon in *Kapitel 2.4.2* in Bezug auf das digitale Höhenmodell (S.52) gegeben. Aufgrund der besseren Lesbarkeit und um das Verständnis der unteren Umrechnungen visuell zu unterstützen, wird hier die oben gezeigte Abbildung (Abb. 36=Abb. 58) noch einmal dargestellt. Die gängigsten Höhenangaben sind *KB* (Kelly Bushing) und *GL* (Ground Level = Höhe der Erdoberfläche über dem Meeresspiegel). Die Tiefen werden in der Regel in *MD* (Measured Depth), *TVD* (True Vertical Depth) oder in *TVDSS* (True Vertical Depth Sub Sea) definiert. Dabei gelten folgende Umrechnungen und Zusammenhänge:

$KB - GL = \text{Höhe des KB über der Erdoberfläche}$

$TVD = KB + TVDSS$       |       $KB = TVD - TVDSS$       |       $TVDSS = TVD - KB$

$MD = TVD \rightarrow \text{Vertikale Bohrung}$

$MD > TVD \rightarrow \text{geneigtgerichtete Bohrung (engl. deviated well)}$

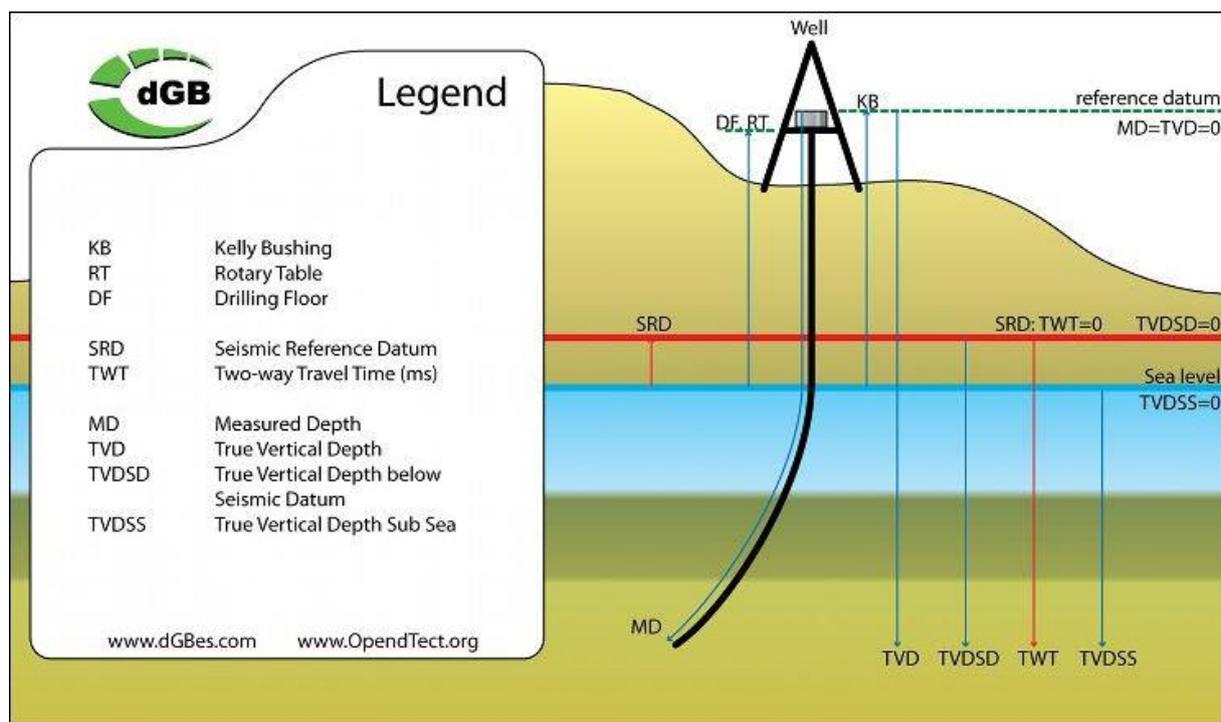


Abb. 58: Diverse Tiefenangaben (Quelle: <http://www.opendtect.org>)

Informationen mit Ausrichtungen können in drei unterschiedliche **Nordrichtungen** genordet sein: Geographisch-, Magnetisch- sowie Gitter-Nord (Abb. 59). Magnetisch-Nord zeigt in die Richtung des magnetischen Nordpols (nicht konstant, ändert sich über die Zeit!), Geographisch-Nord richtet sich zum Nordpol und Gitter-Nord verläuft parallel zur Gitterlinie eines geodätischen Koordinatensystems. Am Mittelmeridian stimmen Geographisch- und Gitter-Nord überein. Die Abweichungen der drei Nordrichtungen sind von der geographischen Breite und der geographischen Länge abhängig (Hake et al., 2002). Nach Stolle (2013) sind Rotationen von Pfaden (z.B. auf die Erdoberfläche projizierter Bohrungsverlauf) ein guter Indikator für eine falsche Identifizierung der Nordrichtung.

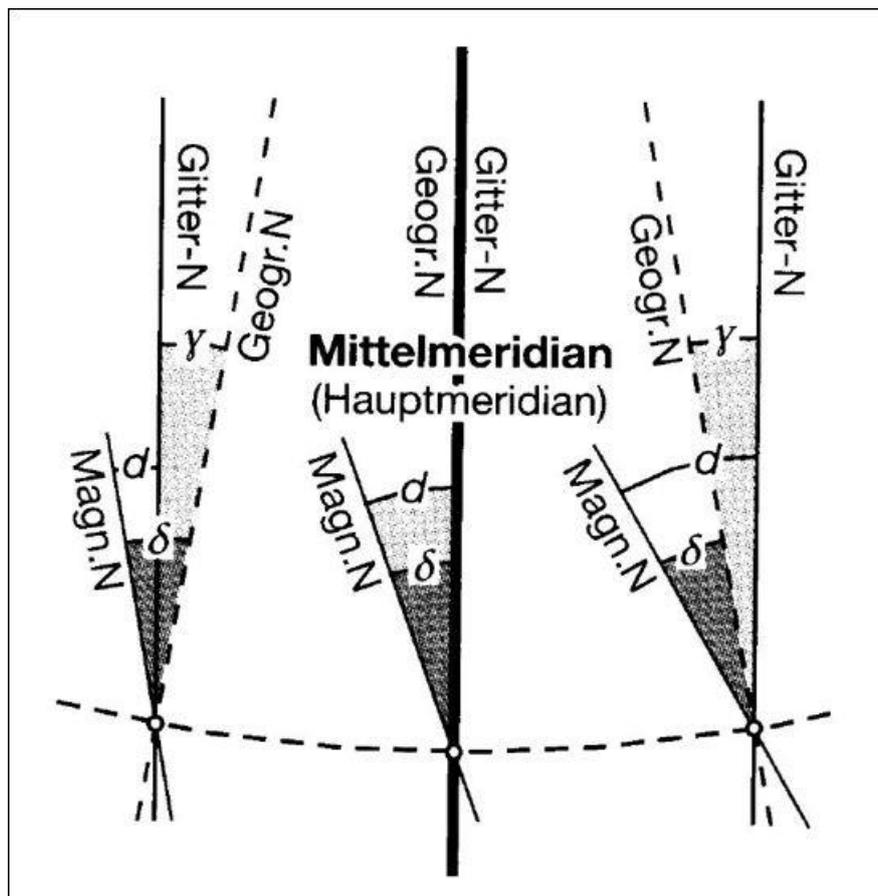


Abb. 59: Unterschiede zwischen Geographisch-, Magnetisch- und Gitter-Nord  
 (Quelle: Hake et al., 2002, S.64)

Die räumliche Position von zahlreichen petroleumbezogenen Daten wird meist mittels UTM oder geographischen Koordinaten definiert, häufig jedoch auch mit **Koordinaten** anderer Projektionssysteme bzw. uneinheitlichem **geodätischem Datum**. Demzufolge müssen Transformationen durchgeführt werden, um die gewünschte Einheitlichkeit zu erreichen. Maher (2013) fasst die Grundlagen der Transformationsmöglichkeiten und -prinzipien in ArcGIS zusammen, genaue Transformationsparameter können unter anderem der Sammlung der geographischen und vertikalen Transformationstabellen (ESRI, 2012) entnommen werden.

Die räumliche und vertikale Synchronisierung muss bei jedem Datenimport durchgeführt werden. Um sicherzustellen, dass diese richtig erfolgt ist, werden die importierten und eventuell transformierten Daten mittels georeferenzierter, hochaufgelöster Satellitenbildern und/oder Orthofotos einer räumlichen Qualitätskontrolle unterzogen. Hierzu werden die ins GIS integrierten Daten mittels eines Overlays visuell evaluiert. In *Abb. 60* ist zum Beispiel zu sehen, dass sich die Bohrungen *A38H\_S-103* sowie *E8-103* zwischen den – für Libyen typischen – Umbauten befinden und somit richtig sind. *E47-103* sowie *E42-103* liegen jedoch außerhalb der Strukturen und sind somit falsch, weshalb neue Koordinaten vorgeschlagen wurden. Dieser visuelle Evaluierungsprozess kann mit allen sichtbaren Objekten der Erdoberfläche durchgeführt werden. Die mögliche Genauigkeit der visuellen Koordinatenbestimmung hängt von der geometrischen Auflösung des Satellitenbildes ab.



*Abb. 60: Satellitenbild zur Qualitätskontrolle der Bohrungskordinaten*

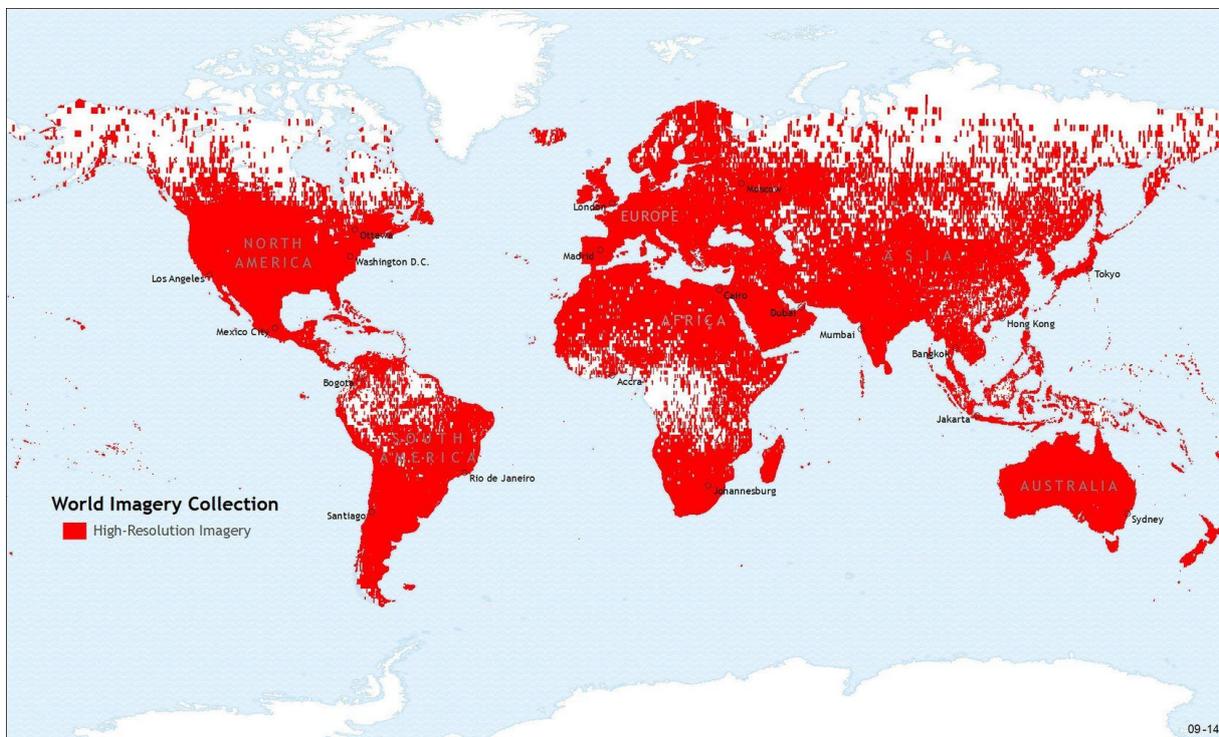
Die Schnittstelle der Erdoberfläche zum Untergrund bilden die Bohrungen. Die Präzision und Richtigkeit deren Oberflächenkoordinaten wird mittels georeferenziertem Bild-Overlay evaluiert und die unterirdischen Daten werden ihnen räumlich angepasst. Diese Vorgangsweise ermöglicht eine hybride räumliche Qualitätskontrolle der Daten von der Erdoberfläche und vom Untergrund.

#### 4.1.2. Daten zur Orientierung

Die Daten müssen ausnahmslos unmittelbar nach dem Import, wie im vorigen Kapitel erläutert, angepasst und evaluiert werden. Infolgedessen sind an erster Stelle die Referenzdaten und jene zur Orientierung in das GIS-Projekt zu integrieren: Je nach Verfügbarkeit sind das die Satellitenbilder und/oder Orthofotos, politische Grenzen, das Straßennetz, Siedlungen, das digitale Geländemodell sowie Kohlenwasserstoff-Konzessionen.

Diese unterstützen die Orientierung im GIS-Projekt bzw. in späterer Folge auf den Karten kartenverwandten Darstellungen und Animationen.

Eine ausreichende Alternative zu den kommerziellen **Satellitenaufnahmen** bzw. **Orthofotos** bietet die *World Imagery Basemap* von ESRI. Diese kann als *map service* in das ArcGIS-Projekt eingebunden werden, benötigt jedoch beim ersten Zugriff eine Internetverbindung. Im Weiteren können die einzelnen im Cache gespeicherten Kacheln zu einem Mosaik-Dataset hinzugefügt werden und infolgedessen auch offline zugreifbar sein. Die *World Imagery Basemap* beinhaltet Rasterbilder mit Auflösungen im Submeterbereich. *Abb. 61* zeigt die Regionen der Erde, welche in der *World Imagery Basemap* mit hochaufgelösten Aufnahmen abgedeckt sind.



*Abb. 61: Globale Abdeckung der hochaufgelösten Aufnahmen in der World Imagery Basemap (Quelle: [http://downloads.esri.com/blogs/arcgisonline/WorldImageryGlobal\\_Maps2014Release14.jpg](http://downloads.esri.com/blogs/arcgisonline/WorldImageryGlobal_Maps2014Release14.jpg))*

**Politische Grenzen, Siedlungen und das Straßennetz** können ebenfalls als ein *map service* in das ArcGIS-Projekt eingebunden werden. Die für ArcGIS 10.2 verfügbaren Basemaps sind jedoch nur im Rasterformat verfügbar, weshalb sie nur als „Hintergrund“ oder Overlay dienen können. Räumliche Analysen können auf Basis dieser Daten nicht durchgeführt werden. Soll die Oberflächensituation räumlich analysierbar sein, müssen diese als Vektordaten vorhanden sein. Eine umfangreiche, frei verfügbare Geodatenbank bietet *OpenStreetMap*. Diese Daten können unter anderem von der *Geofabrik-Homepage* (<http://download.geofabrik.de/>) kostenlos heruntergeladen und im Sinne der *ODC Open Database License* kopiert, verwendet und bearbeitet werden. Für Libyen stehen Shapefiles

bezüglich Gebäude, Landnutzung, Siedlungen, POIs, Eisenbahnnetz, Straßennetz und Gewässer zur Verfügung. Bei der Verwendung dieser Daten muss jedoch dem Bearbeiter bzw. der Bearbeiterin bewusst sein, dass es sich um Open Data handelt und infolgedessen vorsichtig mit ihnen umgegangen werden muss. *Abb. 62* zeigt nicht nur die Unvollständigkeit dieses Datensatzes in Libyen, sondern auch fehlerhafte Digitalisierungsarbeiten. Die Daten bieten jedoch eine gute Grundlage und können bei Bedarf ergänzt werden. Politische Grenzen und weitere Vektor- und Rasterdatensätze zu den Siedlungen, Straßennetzen usw. können kostenlos von *Natural Earth* (<http://www.naturalearthdata.com/>) heruntergeladen werden. Die von dieser Seite importierten Daten sind reiner und einheitlicher, im großen Maßstab sind allerdings die Ungenauigkeiten der Digitalisierungsarbeiten auffälliger, als bei den OpenStreetMap-Datensätzen.



*Abb. 62: Lücken- und teilweise fehlerhafte OpenStreetMap-Daten*

**Digitale Geländemodelle (DGM)** sind bis zu einer bestimmten Auflösung ebenso frei verfügbar im Internet zu finden. Die USGS-Datenplattform *EarthExplorer* (<http://earthexplorer.usgs.gov/>) stellt zwei der höchstauflösten kostenlosen globalen Höhendatensätze zum Download zur Verfügung: GTOPO30 (Global 30 Arc-Second Elevation) und SRTM (Shuttle Radar Topography Mission). Ersterer weist nach USGS (<http://www.usgs.gov/>) eine horizontale Auflösung von ungefähr einem Kilometer auf, und letzterer sogar von einer Bogensekunde, also ungefähr 30 m. Diese Rasterdaten können unter anderem im GeoTIFF-Format heruntergeladen werden und müssen infolgedessen nicht mehr georeferenziert werden.

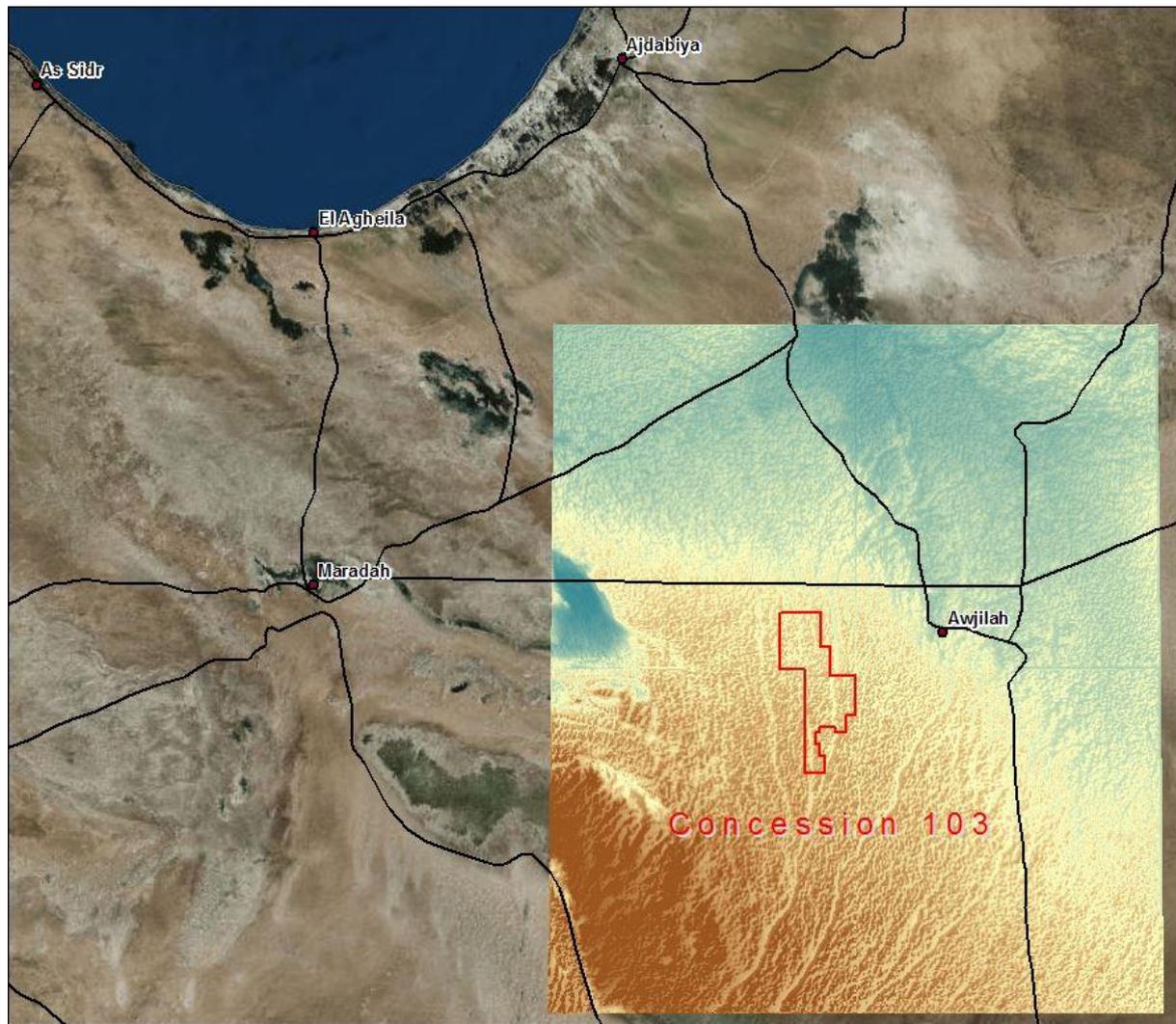


Abb. 63: Aus vier Kacheln zusammengefügtes SRTM-DGM mit der Konzession des Untersuchungsgebietes, den größten Siedlungen und Hauptstraßennetz der Region sowie World Imagery Basemap im Hintergrund

Die Verfügbarkeit der Koordinaten und Attribute der **Kohlenwasserstoff-Konzessionen** des Untersuchungsgebietes ist vom jeweiligen Staat bzw. Land abhängig. Somit stehen zum Beispiel die Geometrien und Attribute der Konzessionen in Ungarn frequentiert aktualisiert in PMF-Format (published map file) kostenlos zum Download bereit (<http://www.mbfh.hu/>), von Libyen jedoch nicht. Für letztere Gebiete müssen infolgedessen diese Daten vom Auftraggeber angefordert werden, oder durch Digitalisierungsarbeiten vorhandenen Kartenmaterials erzeugt werden.

Um die Datenmenge so gering wie möglich zu halten, ist es zielführend, Daten mit einer größeren Ausbreitung als benötigt zu *clippen*. Features können mittels *Toolbox*→*Analysis Tools*→*Extract*→*Clip* auf die nötige Ausbreitung reduziert werden, Rasterdateien mittels *Toolbox*→*Data Management Tools*→*Raster*→*Raster Processing*→*Clip*.

### 4.1.3. Bohrungen

Bohrungen (= Sonden) bilden die Schnittstelle zwischen Erdoberfläche und Untergrund, weshalb sie nach den vorher erläuterten Orientierungsdaten als erstes in das GIS-Projekt importiert werden müssen. Daten zu ihrer Geometrie sind Petrel zu entnehmen, Messungen und weitere Daten liegen in der Regel als PDF-, Bild- oder Excel-Dateien vor. Es ist hier am Anfang festzuhalten, dass alle bohrungsbezogenen Daten eine Spalte mit dem Namen der Sonde beinhalten sowie die Bezeichnungen projektübergreifend einheitlich sein müssen. Somit darf eine Bohrung nicht einmal als „E03-103“ und ein anderes Mal als „E3-103“ identifiziert werden. Es muss eine Variante gewählt und diese bis zum Projektschluss durchgezogen werden. Infolgedessen können somit in späterer Folge die Tabellen zusammengefügt bzw. mittels *Relationenklassen* verbunden werden.

#### a) Geometrie der Bohrungen

Die dreidimensionale Geometrie der Sonden wird aus Petrel exportiert, als Tabelle aufbereitet, in ArcGIS importiert sowie mittels einem im *ModelBuilder* erzeugten Modell in das benötigte Format umgewandelt. Dazu müssen zuerst die Bohrungsdaten als *ASCII Deviation Files* exportiert werden. Die einzelnen Dateien der Sonden werden zusammengefügt und passend aufbereitet. *Abb. 64* zeigt einen für das Importieren in ArcGIS geeigneten Datensatz; die Spalten sind mittels einheitlichen Zeichen (in diesem Fall jeweils ein Leerzeichen, kann jedoch auch Tab, Komma oder ein beliebiges sein) voneinander getrennt.

MD	X	Y	Z	TVD	DX	DY	AZIM	INCL	DLS	Well
0.0000000000	485827.73450	3189830.0700	376.00000000	0.0000000000	0.0000000019	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E1-103"
10890.000000	485827.73450	3189830.0700	-10514.00000	10890.000000	0.0000000019	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E1-103"
0.0000000000	484971.74403	3188499.0848	401.00000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E2-103"
10400.000000	484971.74403	3188499.0848	-9999.000000	10400.000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E2-103"
0.0000000000	486176.73064	3189628.0723	389.50000000	0.0000000000	0.0000000053	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E3-103"
7300.00000000	486176.73064	3189628.0723	-6910.500000	7300.00000000	0.0000000053	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E3-103"
0.0000000000	486536.72666	3189665.0719	398.00000000	0.0000000000	-0.0000000003	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E4-103"
7300.00000000	486536.72666	3189665.0719	-6902.000000	7300.00000000	-0.0000000003	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E4-103"
0.0000000000	485645.73652	3189580.0728	375.00000000	0.0000000000	-0.0000000001	0.0000000051	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E5-103"
7300.00000000	485645.73652	3189580.0728	-6925.000000	7300.00000000	-0.0000000001	0.0000000051	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E5-103"
0.0000000000	485908.73358	3190349.0643	378.00000000	0.0000000000	0.0000000034	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E6-103"
7400.00000000	485908.73358	3190349.0643	-7022.000000	7400.00000000	0.0000000034	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E6-103"
0.0000000000	486900.72263	3189575.0729	393.50000000	0.0000000000	0.0000000044	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E7-103"
7410.00000000	486900.72263	3189575.0729	-7016.500000	7410.00000000	0.0000000044	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E7-103"
0.0000000000	485392.73930	3190098.0670	374.50000000	0.0000000000	-0.0000000004	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E8-103"
7330.00000000	485392.73930	3190098.0670	-6955.500000	7330.00000000	-0.0000000004	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E8-103"
0.0000000000	486278.72949	3190228.0656	391.00000000	0.0000000000	-0.0000000004	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E9-103"
7300.00000000	486278.72949	3190228.0656	-6909.000000	7300.00000000	-0.0000000004	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E9-103"
0.0000000000	485046.74315	3189617.0724	385.00000000	0.0000000000	0.0000000009	0.0000000014	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E10-103"
7300.00000000	485046.74315	3189617.0724	-6915.000000	7300.00000000	0.0000000009	0.0000000014	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E10-103"
0.0000000000	485888.73386	3189084.0783	371.00000000	0.0000000000	0.0000000024	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E11-103"
7300.00000000	485888.73386	3189084.0783	-6929.000000	7300.00000000	0.0000000024	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E11-103"
0.0000000000	486909.72256	3188853.0809	392.00000000	0.0000000000	0.0000000031	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E12-103"
7335.00000000	486909.72256	3188853.0809	-6943.000000	7335.00000000	0.0000000031	-0.0000000002	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E12-103"
0.0000000000	486252.72983	3188918.0802	387.85000000	0.0000000000	0.0000000012	-0.0000000005	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E13-103"
7400.00000000	486252.72983	3188918.0802	-7012.150000	7400.00000000	0.0000000012	-0.0000000005	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E13-103"
0.0000000000	486527.72681	3188546.0843	381.00000000	0.0000000000	-0.0000000003	-0.0000000001	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E14-103"
7250.00000000	486527.72681	3188546.0843	-6869.000000	7250.00000000	-0.0000000003	-0.0000000001	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E14-103"
0.0000000000	486390.72832	3188585.0839	392.00000000	0.0000000000	0.0000000000	-0.0000000003	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E15-103"
9400.00000000	486390.72832	3188585.0839	-9008.000000	9400.00000000	0.0000000000	-0.0000000003	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E15-103"
0.0000000000	486792.72381	3190080.0673	397.70000000	0.0000000000	0.0000000019	0.0000000005	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E16-103"
10430.000000	486792.72381	3190080.0673	-10032.30000	10430.000000	0.0000000019	0.0000000005	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E16-103"
-0.0000000000	486481.72729	3189242.0766	393.00000000	-0.0000000000	-0.0000000000	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E17-103"
9300.00000000	486481.72729	3189242.0766	-8907.000000	9300.00000000	-0.0000000000	0.0000000042	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	"E17-103"
0.0000000000	486917.72245	3189385.0750	391.00000000	0.0000000000	0.0000000013	0.0000000065	359.93561941	0.0000000000	0.0000000000	"E18SL-103"
390.0000000000	486917.72245	3189385.0750	1.0000000000	390.0000000000	0.0000000013	0.0000000065	359.93561941	0.0000000000	0.0000000000	"E18SL-103"
7200.00000000	486917.72245	3189385.0750	-6809.000000	7200.00000000	0.0000000013	0.0000000065	359.93561941	0.0000000000	0.0000000000	"E18SL-103"
7323.00000000	486917.72245	3189385.0750	-6931.996940	7322.9969401	0.0286911898	0.2271142108	7.1356194067	0.7000000000	0.5691056848	"E18SL-103"
7355.00000000	486917.72245	3189385.0750	-6963.995429	7354.9954293	0.0405387059	0.3199491454	7.3356194067	0.4000000000	0.9375177622	"E18SL-103"
7386.00000000	486917.72245	3189385.0750	-6994.990692	7385.9906921	0.0609211797	0.4752103039	7.4356194067	1.5000000000	3.5483896732	"E18SL-103"
7417.00000000	486917.72245	3189385.0750	-7025.960970	7416.9609704	0.1391136661	0.8709216621	12.735619407	3.4000000000	6.1659207344	"E18SL-103"
7448.00000000	486917.72245	3189385.0750	-7056.878917	7447.8789174	0.2538271161	1.5440026773	7.4356194067	4.9000000000	4.9892835617	"E18SL-103"

Abb. 64: Benötigtes Format der zusammengeführten ASCII Deviation Files für den Import in ArcGIS

Die zuvor erläuterte Tabelle/Textdatei kann unter anderem mittels des im *Arc Hydro Groundwater Extension* (<http://www.aquaveo.com/downloads/>) inkludierten *Text Import Wizard* Tool oder aus *ArcCatalog* unmittelbar mit „*Create Feature Class from XY Table*“ importiert werden. Die erstellte Feature Klasse wird in das in *Abb. 65* gezeigte Modell als Input-Parameter eingefügt. Das abgebildete Modell erzeugt Spalten für die Umrechnung der diversen Tiefenangaben von Fuß in Meter, bildet aus den Punkten Linien und berechnet die dreidimensionale Länge der einzelnen Sonden. Das visualisierte Ergebnis ist unten zu sehen.

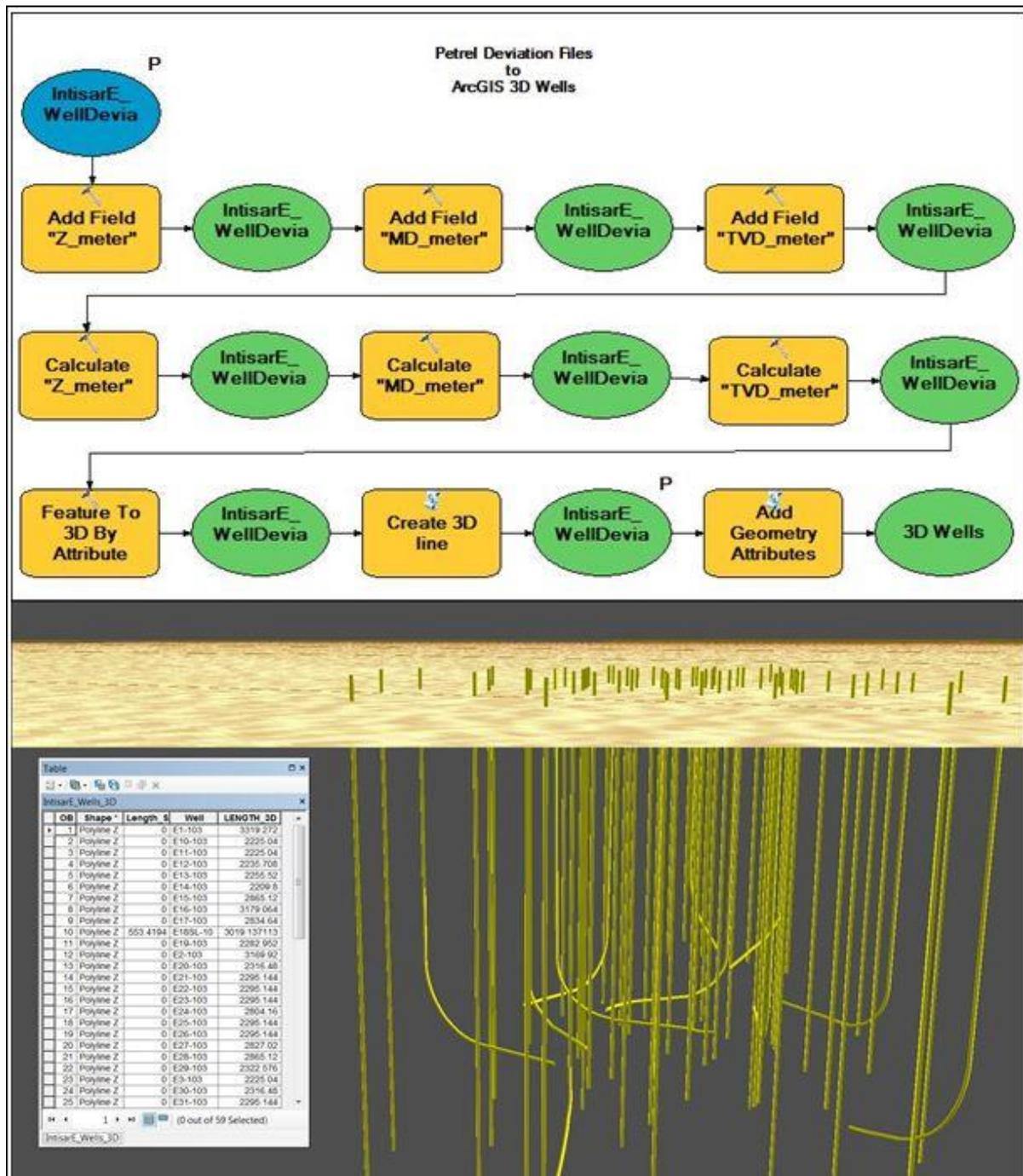


Abb. 65: Modell zur Erzeugung einer 3D Linien Feature Klasse der Bohrungen aus Petrel Deviation Files sowie dessen in ArcScene visualisiertes Ergebnis

## b) Well Tops

Neben der Geometrie der Sonden spielen Well Tops eine dominante Rolle bei erdölgeologischen und geophysikalischen Untersuchungen. Diese Daten definieren für jede Bohrung, in welchen Tiefen diese die Oberflächen der einzelnen Gesteinsschichten (engl. horizons) schneiden. Diese Punkte geben punktuell eine genaue Auskunft über die Stratigraphie und liefern weiters die Ausgangspunkte für die seismischen Interpretationen. Sie werden im Rahmen von Well Logs (S.48) und Bohrlochanalysen (S.49) bestimmt, wie schon in Kapitel 2.4.1 beschrieben wurde.

Die Well Tops können den Petrel-Projekten entnommen werden. Hierzu werden sie als ASCII-Dateien exportiert und müssen für das GIS-Projekt adaptiert werden. Aufgrund der zahlreichen Spalten des Well Top Spreadsheets, ist es nicht zielführend, diese Daten mittels dem *ASCII 3D to Feature Class* Tool zu importieren, weil diese Methode neben den X, Y und Z Koordinaten nur ein weiteres Attribut (XYZI-Format) speichern kann. Um diesen Datenverlust vorzubeugen, wird die ASCII-Tabelle in einem Tabellenformat (z.B. Excel) aufbereitet. Dieser Schritt beinhaltet das Entfernen der überflüssigen Spalten, sowie die Umrechnungen der diversen Tiefenangaben (Abb. 66). Diese sind in Fuß angegeben, weshalb sie konvertiert (1 Fuß = 0.3048 Meter) werden müssen. Die Tabelle muss weiters auch die Bezeichnungen der Gesteinsschichten (Abb. 66 – Spalte „Surface“) beinhalten bzw. mindestens mit einem Code (Abb. 66 – Spalte „Zone log“) versehen werden, anhand dessen sie in späterer Folge mittels Beziehungsklassen, Beziehungen oder Verbindungen mit geringem Zeitaufwand Zusatzinformationen (z.B. Alter des Gesteins, Leitfähigkeit, Förderungsdaten, usw.) bekommen können. Die Tabelle wird aus ArcCatalog mittels „*Create Feature Class from XY Table*“ in ArcGIS importiert. Wird während diesem Schritt definiert, welche Spalte die Z-Werte beinhaltet, wird aus der Tabelle unmittelbar eine 3D Feature Klasse erstellt.

Well	X	Y	Z_ft	MD_ft	Z_meter	MD_meter	Surface	Zone log
E10-103	485046.7	3189617	385	0	117.348	0	SRD	-999
E10-103	485046.7	3189617	-4859	5244	-1481.02	1598.3712	Elgiza-A	0
E10-103	485046.7	3189617	-4953	5338	-1509.67	1627.0224	Elgiz-B	1
E10-103	485046.7	3189617	-6435	6820	-1961.39	2078.736	Gir-A	2
E10-103	485046.7	3189617	-6728	7113	-2050.69	2168.0424	Gir-B	3
E1-103	485827.7	3189830	376	0	114.6048	0	SRD	-999
E1-103	485827.7	3189830	-4848	5224	-1477.67	1592.2752	Elgiza-A	0
E1-103	485827.7	3189830	-4941	5317	-1506.02	1620.6216	Elgiz-B	1
E1-103	485827.7	3189830	-6400	6776	-1950.72	2065.3248	Gir-A	2
E1-103	485827.7	3189830	-6690	7066	-2039.11	2153.7168	Gir-B	3
E1-103	485827.7	3189830	-6896	7272	-2101.9	2216.5056	Gir-C	4
E1-103	485827.7	3189830	-7099	7475	-2163.78	2278.38	Gir-D	5
E1-103	485827.7	3189830	-7254	7630	-2211.02	2325.624	Gir-E	6

Abb. 66: In Excel für das ArcGIS-Projekt aufbereitete Well Top Datenbank

### c) Erste Vorstellungen der Geometrie des Untergrundes mittels Interpolationen der Well Tops

Aus den Tiefeninformationen der Well Tops können schon vor den seismischen Interpretationen die ersten groben Geometrien der Lithologie mittels Raster-Interpolationsmethoden modelliert werden. Hierzu wird das *Interpolation Toolset* der *Spatial Analyst Toolbox* verwendet, worin diverse Interpolationsmethoden enthalten sind. Die anzuwendende Methode wird anhand der bekannten regionalen Strukturgeologie und Lithologie ausgewählt.

Nach ESRI (2014j) ist „*Spline*“ zum Beispiel eine Interpolationsmethode, die die gesamte Oberflächenkrümmung minimiert, wodurch eine glatte Oberfläche entsteht, welche genau durch die Eingabepunkte (hier Well Tops) verläuft; „*Spline mit Barrieren*“ berücksichtigt Diskontinuitäten; „*IDW*“ verwendet hingegen eine vergleichsweise einfache Interpolationsmethode, welche Zellenwerte schätzt, indem der Durchschnitt der Werte von Referenzdatenpunkten in der unmittelbaren Umgebung jeder bearbeiteten Zelle ermittelt wird. Infolgedessen ist es in tektonisch nicht aktiven sedimentären Becken angemessener, die *Spline* Methode anzuwenden, als in tektonisch geprägten (zahlreiche Faults). In letzterem Fall ist es zielführend, die *Spline mit Barrieren* Methode anzuwenden, falls die Faults schon lokalisiert wurden. Sind keine Informationen der regionalen unterirdischen Geologie bekannt, liefert das *IDW* Werkzeug die besten Ergebnisse.

Vor den Interpolationen müssen in der Attributtabelle der Well Tops die Features der einzelnen zu berechnenden Gesteinsoberflächen selektiert werden (z.B. *Select By Attributes* → *Surface = 'Harash'*). Wird dieser Schritt nicht durchgeführt, probiert ArcGIS eine Oberfläche aus allen Well Tops (beinhaltet die Oberflächenpunkte von allen Gesteinsschichten) zu errechnen, was zu einem falschen Ergebnis führt.

Im praktischen Beispiel wurde angenommen, dass keine Informationen der regionalen unterirdischen Geologie vorhanden sind. Infolgedessen wurde die *IDW* Interpolationsmethode verwendet. Wird in *Abb. 67* das Ergebnis mit dem Tiefenmodell verglichen, welches anhand einer hochaufgelösten Seismikinterpretation erstellt wurde, ist zu sehen, dass letzteres deutlich detailliertere Strukturen zeigt, die interpolierten Well Tops jedoch auch ein grobes Bild der Geometrien liefern. Infolgedessen kann die Interpolationsmethode als kostengünstiges Tool verwendet werden, um neue Explorationsgebiete zu lokalisieren, wo in späterer Folge hochaufgelöste Messungen sowie deren Interpretationen durchgeführt werden.

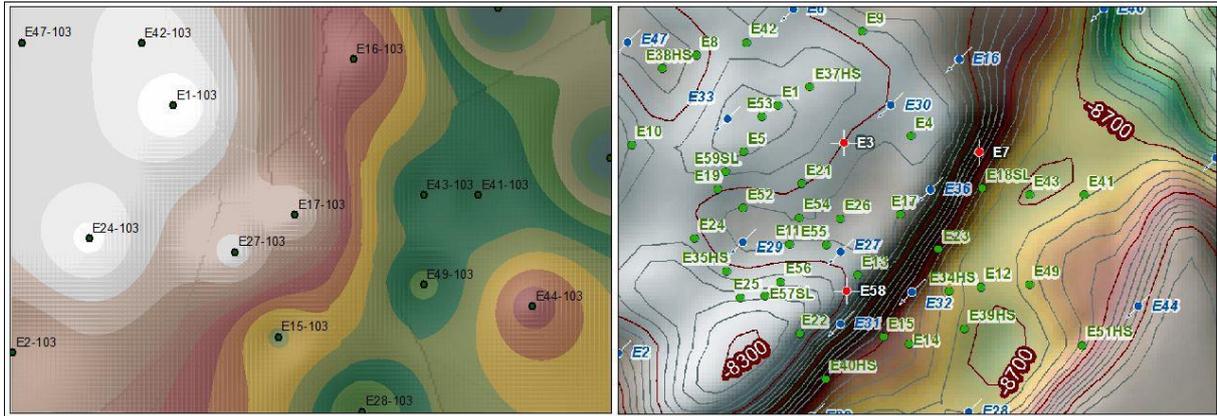


Abb. 67: Vergleich zweier Tiefenmodelle der gleichen Region. Links mittels Well Top Interpolation, rechts anhand einer Seismikinterpretation

#### d) Hinzufügen von Attachments

Zahlreiche Informationen und Interpretationen verfügen über keine Geometrie bzw. räumliche Ausbreitung, sondern sind punktuelle Daten sowie Metadaten. Infolgedessen können sie nicht oder nur teilweise modelliert werden. Diese Informationen sind jedoch wichtig um das Modell laufend evaluieren zu können und müssen bei Bedarf leicht zugänglich sein, um einen reibungslosen Forschungsablauf zu ermöglichen. Wie schon erwähnt, ist die Schnittstelle der erdölgeologischen Daten deren räumliche Position. Infolgedessen werden diese räumlichen Informationen in ArcGIS integriert und den Features zugeschrieben, mit denen sie mittels *Attachments* (Anlagen) in Beziehung stehen. So werden unter anderem den Well Tops die Well Logs hinzugefügt, da die Tiefenangaben der Grenzlinien zwischen den Gesteinsschichten entlang den Bohrungen mittels Well Log Analysen (Kapitel 2.4.1, S.48) bestimmt wurden. Das ermöglicht bei Verdacht einer Fehlinterpretation eines Well Tops sowie demzufolge eines fehlerhaften Tiefenmodelles einen schnellen Zugriff (unter anderem mittels HTML Popup in ArcGIS) auf das zugehörige Well Log (Abb. 68).

Nach ESRI (2014I) funktionieren Anlagen ähnlich wie Hyperlinks, ermöglichen jedoch das Verknüpfen von mehreren Dateien mit einem Feature, das Speichern der angehängten Dateien in der Geodatabase sowie den Zugriff auf die Dateien auf vielfältige Weise. Sie können in den Fenstern "Identifizieren", "Attribute", "Attributtabelle" und via *HTML-Popup-Fenster* angezeigt werden.

Das Anhängen von mehreren Dateien zu einem Feature ermöglicht die räumlich bezogene Sammlung und Abfrage aller featurebezogenen Informationen. Infolgedessen kann das ArcGIS-Projekt als ein interaktives Tool zum räumlich definierten Datenzugriff sowie zur Visualisierung der für eine Koordinate vorhandenen Informationen verwendet werden.

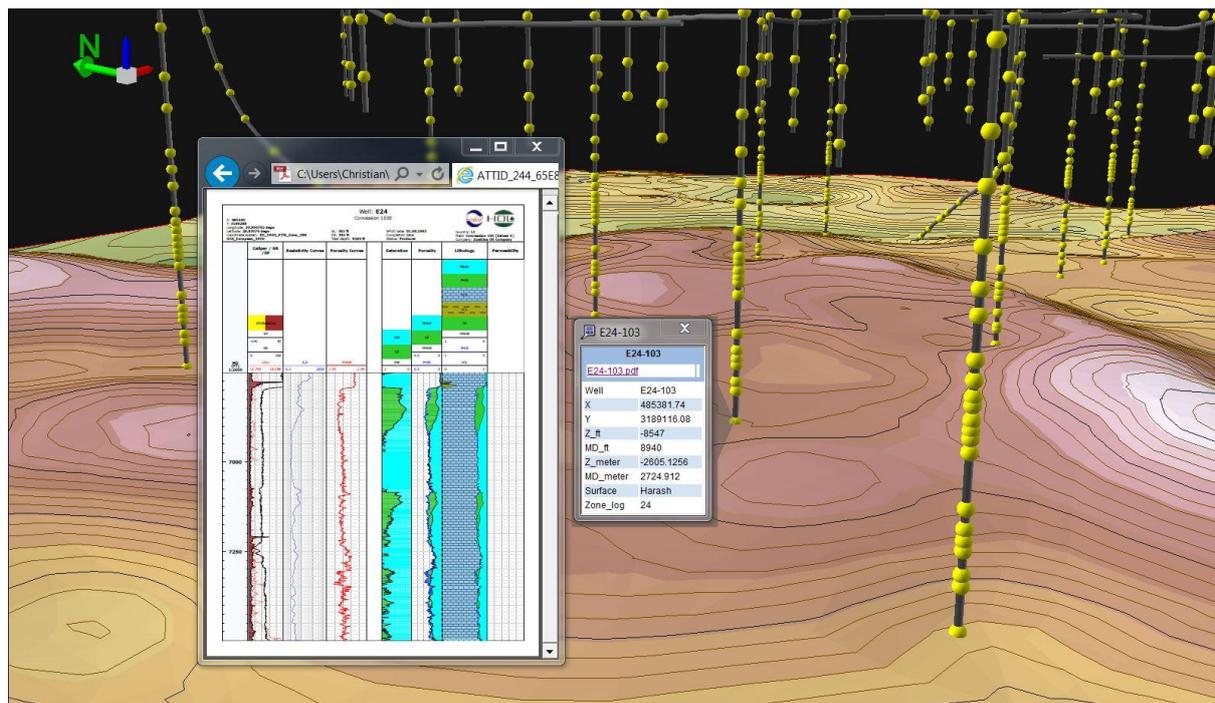


Abb. 68: HTML-Popup mit einem dem Feature als Anhang hinzugefügten Well Log

Zum schnellen automatisierten Hinzufügen der benötigten Attachments wurde mittels ModelBuilder ein Modell gebaut (Abb. 69). Es muss die Feature Klasse angegeben werden, der die Attachments hinzugefügt werden, der Ordner, welcher die anzuhängenden Dateien beinhaltet sowie drei Variablen zur automatisierten Namensgebung der generierten Files. Eine Variable wäre für die dynamischen Dateibezeichnungen ausreichend, die aktuelle Bezeichnungsstruktur vereinfacht jedoch das spätere Erkennen der Datei im ArcCatalog.

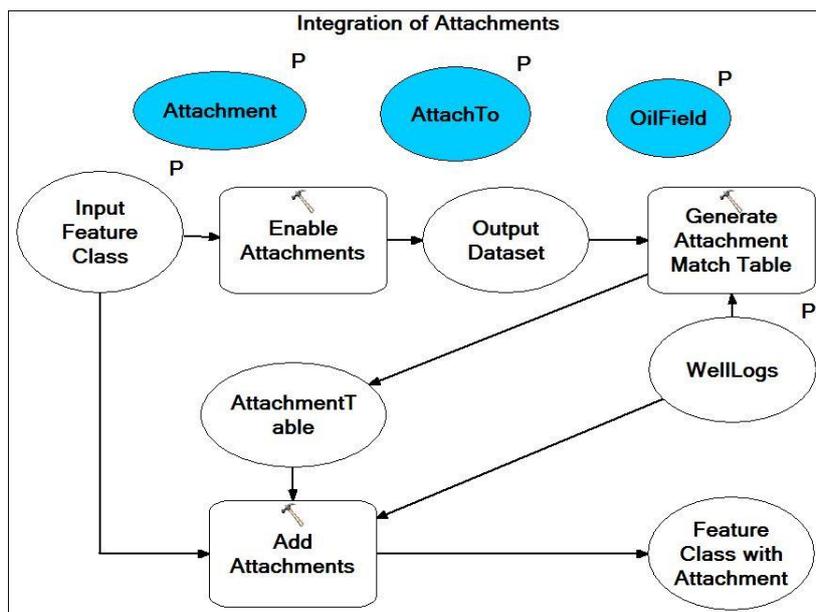


Abb. 69: Mittels ModelBuilder gebautes Modell zur automatisierten Integration von Anlagen zu einer Feature Klasse

#### 4.1.4. Lithologie

##### a) Oberflächengeometrien der Gesteinsschichten

Die Geometrie und Attribute der unterirdischen Zonen und Gesteinsschichten werden ebenfalls aus Petrel exportiert. Diese Informationen werden im Rahmen von Seismikinterpretationen (S.45) und mittels Extrapolationen von während Bohrkernanalysen und Well Log Analysen bestimmten lithologischen Eigenschaften erzeugt. Die Oberflächengeometrien der Gesteinsschichten spielen eine äußerst dominante Rolle in erdölgeologischen Untersuchungen, wie in der theoretischen Einführung der Kohlenwasserstoffsysteme (Kapitel 2.3) zu sehen war. Die Horizons – also die Oberflächen der unterirdischen Gesteinsschichten –, in Petrel als *Surfaces* bezeichnet, können als *Regular* oder *Structured Surfaces* vorliegen. Erstere können in zahlreichen Dateiformaten (z.B. *CPS-3 grid*, *OFM data*, *ASCII EarthVision grid* oder *Shapefiles*) exportiert werden, die Structured Surfaces jedoch nur im Petrel Format oder auch als ASCII EarthVision grid. Um beide Dateitypen einheitlich sowie ohne zusätzlichem Zeitaufwand in ArcGIS laden zu können, werden sie aus Petrel als ASCII EarthVision grids exportiert. Diese Dateien werden mittels dem in Abb. 70 abgebildeten Modell in ArcGIS importiert, bei Bedarf ihre Werte umgerechnet (z.B. von Fuß in Meter bzw. von Meter in Fuß) sowie in mit der Untersuchungsgebietsgrenze geklippte Raster- und TIN-Daten umgewandelt.

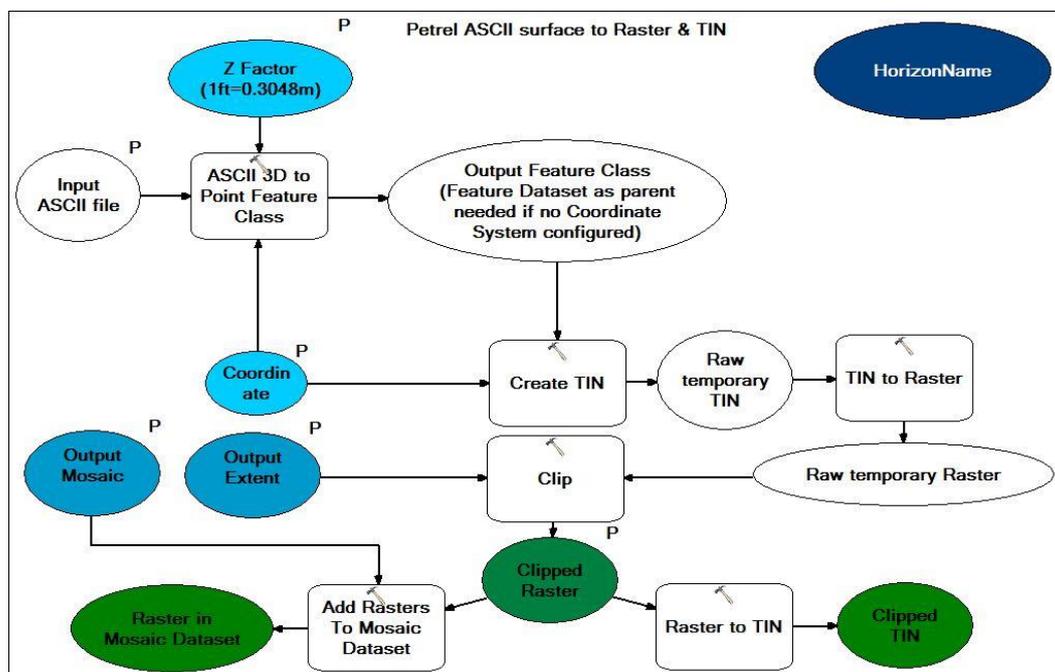


Abb. 70: Modell zum Importieren von ASCII Surfaces und Erzeugen von Raster- sowie TIN-Tiefenmodellen

Die TIN-Dateien werden zur raschen dreidimensionalen Visualisierung der Horizons in ArcScene (Abb. 71), zur Erzeugung der Multipatches der Stratigraphie sowie in weiterer Folge für die Volumenberechnungen (Volumen der Fallen, Volumen des akkumulierten Petroleums) herangezogen (Kapitel 4.2). Die Rasterdaten liefern die Grundlagen für weitere Analysen und Berechnungen, wie unter anderem die *Flow-Path-Analyse* (Kapitel 4.2.6).

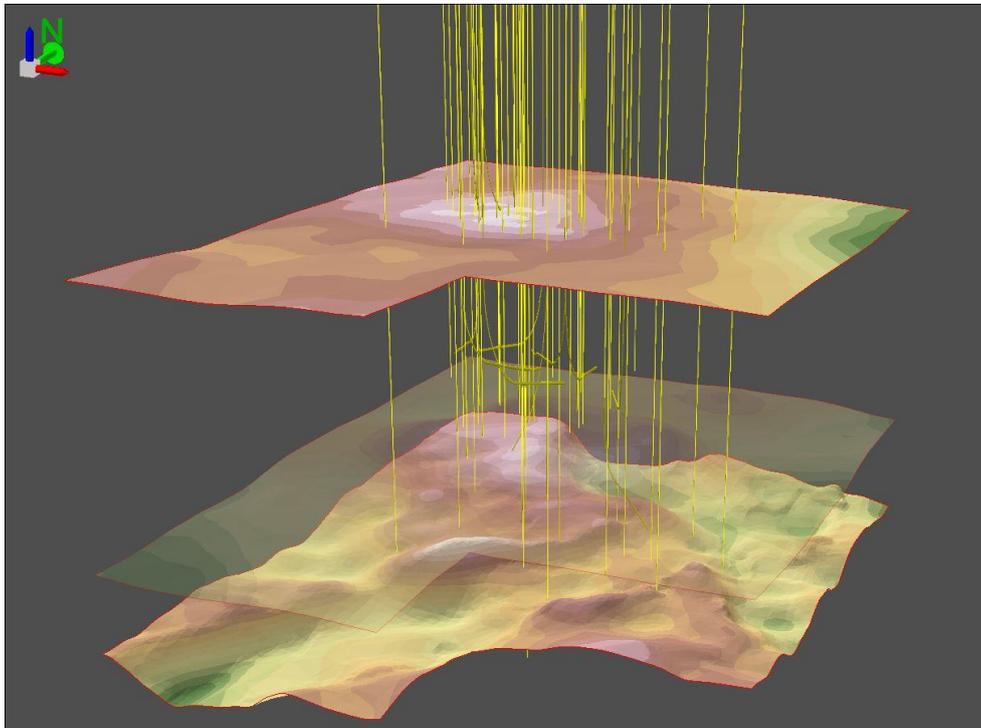


Abb. 71: Teilweise transparent visualisierte TIN-Tiefenmodelle

### b) Attribute der Lithologie

Lithologische Eigenschaften liegen in Petrel ursprünglich als 3D-Volumen vor (Abb. 72, oben). In ArcGIS kann dieser komplexe Datensatz nicht importiert werden. Petrel bietet jedoch Funktionen, womit die 3D-Attribute auf definierte Flächen projiziert werden können. Diese beinhalten demzufolge je nach Einstellung die Durchschnittswerte innerhalb einer Zone entlang der Z-Achse, oder die genauen Werte, welche von den jeweiligen Flächen „geschnitten“ werden. Die Flächen können Oberflächenmodelle, horizontale oder vertikale Querschnitte sowie beliebige dreidimensionale Flächen sein sowie, gleich wie die Surfaces, unter anderem als EarthVision ASCII-Dateien exportiert und mittels dem in Abb. 70 gezeigten Modells ins Geoinformationssystem importiert werden. Diese ASCII-Dateien der diversen Flächen dienen in ArcGIS zur Visualisierung sowie zur Analyse der räumlichen Verteilung der lithologischen Attribute entlang einer Oberfläche bzw. Zone. Die unteren Darstellungen von Abb. 72 zeigen die Korrelation der Porosität mit der Permeabilität.

Die Berechnungen der genauen Migrationswege (inkludieren alle bekannten physikalischen Prozesse und Eigenschaften, ist jedoch zeitaufwändig und reagiert sensibel auf kleine Änderungen) benötigen die lithologischen Eigenschaften als dreidimensionale Volumendaten. Diese werden deshalb mittels PetroMod durchgeführt und die lithologischen 3D-Attribut-Daten unmittelbar von Petrel importiert.

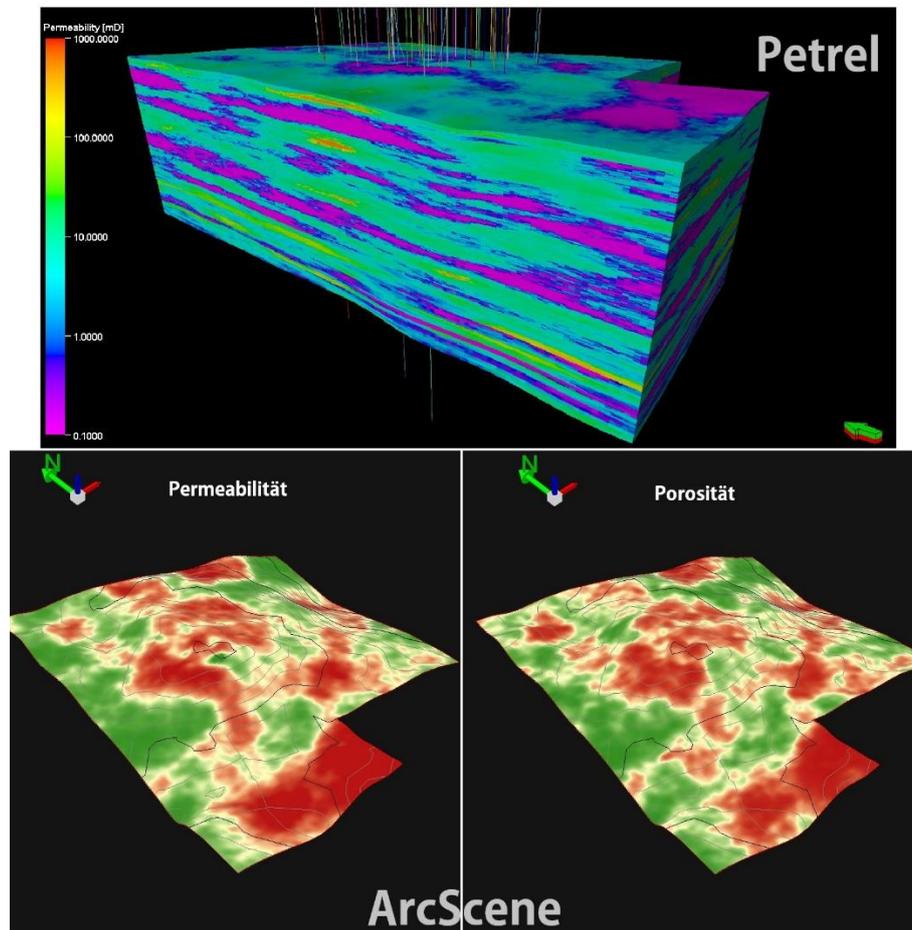
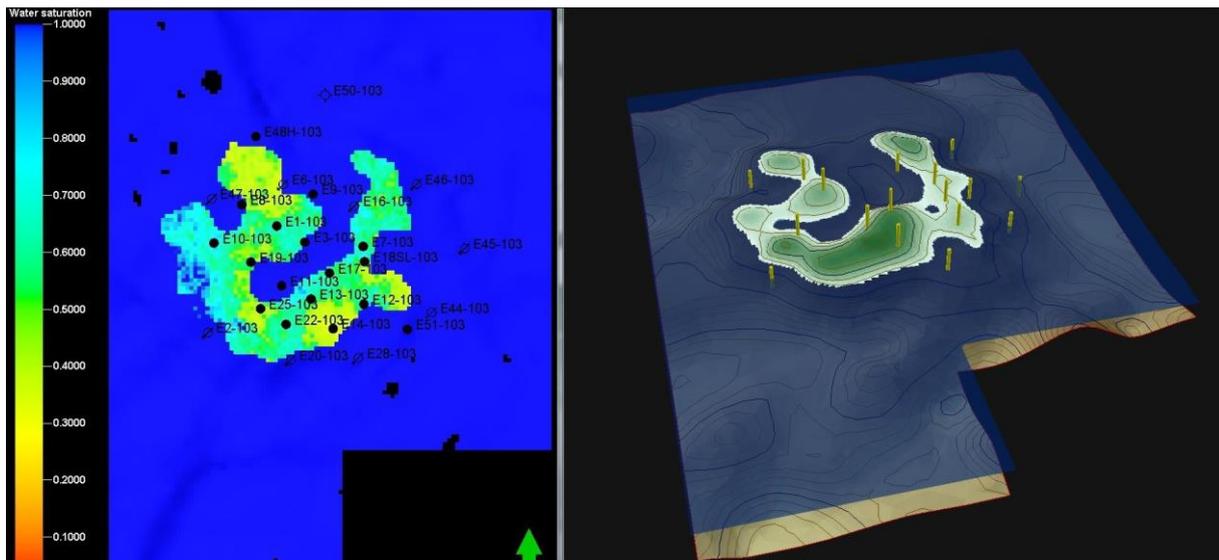


Abb. 72: Beispielhafte Darstellungen lithologischer Attribute in Petrel und ArcScene

### c) Öl-Wasser-Kontakt

Zur genauen Bestimmung des in einer Falle akkumulierten Petroleums wird neben der Geometrie der Grenzschicht zwischen Speichergestein und Deckgestein (zur Volumenberechnung der geometrischen Form bis zum Spill Point) sowie der Porosität („frei verfügbarer Raum“ für Fluide und Gase) auch die Tiefenangabe des Öl-Wasser-Kontaktes (engl. Oil Water Contact bzw. OWC) benötigt. Der Öl-Wasser-Kontakt wird mittels Well Log Analysen bestimmt (S.48). In Kapitel 2.3.3 wurde gezeigt, dass diese Grenzlinie bzw. Grenzschicht unter hydrostatischen Bedingungen und homogener räumlicher Verteilung des Kapillardruckes horizontal liegt, hydrostatische Bedingungen können sie jedoch neigen (Abb. 16). In vereinfachter Form – zum Beispiel zu Beginn einer Studie, wenn noch kein genaues Bild

des Untergrundes geschaffen wurde – wird der OWC in der Regel als eine horizontale Fläche dargestellt. Infolgedessen können die Öl-Wasser-Kontakte mit dem „Create Constant Raster“-Tool (*Spatial Analyst Tools* → *Raster Creation* → *Create Constant Raster*) manuell erzeugt werden. Für präzise Volumenberechnungen werden die genauen Geometrien der Öl-Wasser-Kontakte, ident zu den weiter oben beschriebenen Surfaces, als EarthVision ASCII-Daten exportiert und mittels des in *Abb. 70* visualisierten Modells als Raster- und TIN-Daten in ArcGIS importiert. Die Integration der Öl-Wasser-Kontakt-Daten kann mit der automatisierten Modellierung der dreidimensionalen Verteilung des Petroleums sowie des Wassers im Reservoir verbunden werden. Dieser gekoppelte Prozess wird in *Kapitel 4.2.2* erläutert. Visualisierungen des Öl-Wasser-Kontaktes kombiniert mit dem Oberflächenmodell des Deckgesteines sowie den Sonden, erschaffen einen schnellen Überblick über die Förderungssituation der Sonden sowie die räumliche Verteilung des Petroleums innerhalb eines Speichergesteins. *Abb. 73* zeigt den Unterschied zwischen den Visualisierungsmöglichkeiten des Öl-Wasser-Kontaktes in Petrel sowie ArcGIS. Die in ArcGIS gefertigte kartenverwandte Darstellung liefert mittels des transparenten Layers Zusatzinformationen über das Relief des Deckgesteines.

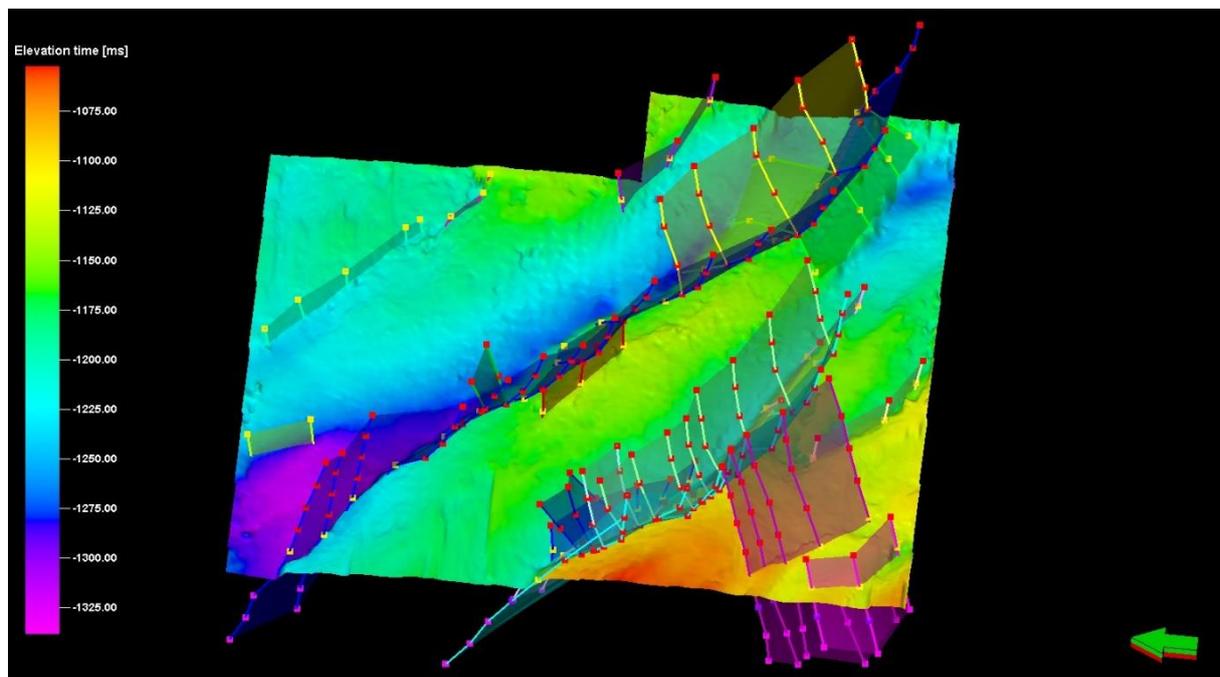


*Abb. 73: Vergleich zweier Öl-Wasser-Kontakt-Darstellungen. Die linke wurde mit Petrel gefertigt, die rechte mit ArcGIS.*

#### 4.1.5. Faults

In *Kapitel 2.3.3* wurde erläutert, dass Faults kohlenwasserstoffleitende oder -stauende Eigenschaften aufweisen können. Dieses Attribut der Durchlässigkeit kann außerdem auch innerhalb einer Verwerfung variieren. Fault-Seal-Analysen (*S.40*) geben Auskunft über deren Verteilung im dreidimensionalen Raum. Infolge der möglichen Heterogenität innerhalb eines Objektes, können Faults während den *Flow-Path-Analysen* (*Kapitel 4.2.6*) nicht als einzelne

Features behandelt werden. Aus diesem Grund wird nur ihre zweidimensionale Ausbreitung in ArcGIS integriert und in eine rein funktionelle Rasterdatei umgewandelt. Die zweidimensionalen Geometrien der Faults können aus Petrel als Shapefiles exportiert und in ArcGIS importiert werden. In der Regel weisen Verwerfungen eine geneigte Struktur auf, weshalb sie die einzelnen Horizonte nicht in denselben XY-Koordinaten schneiden. *Abb. 74* zeigt ein Beispiel so einer komplexen Fault-Struktur.



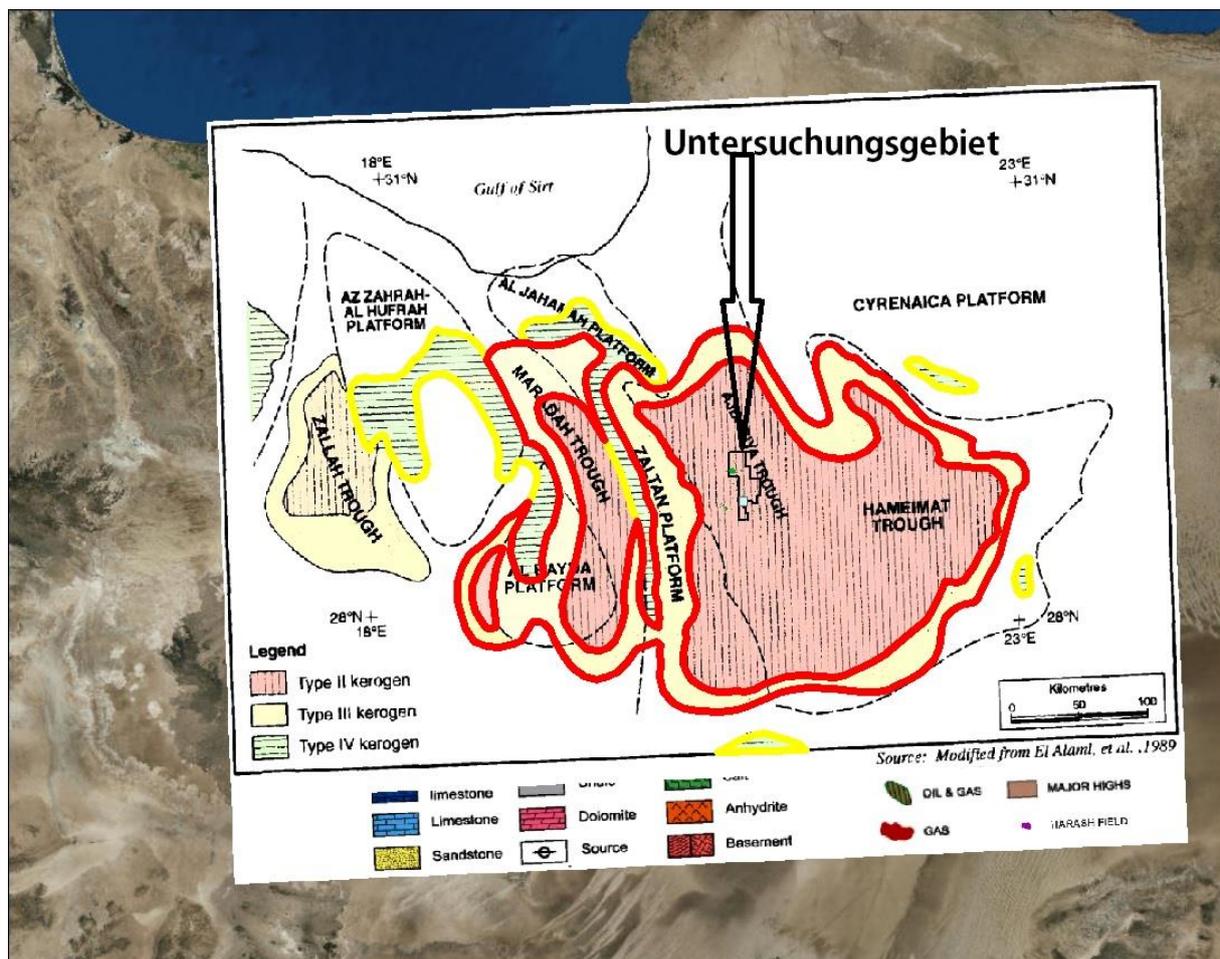
*Abb. 74: In Petrel visualisierte komplexe Fault-Struktur*

#### 4.1.6. Weitere erdölgeologische Daten

Bisher wurde die Integration der Oberflächendaten, der Bohrungen sowie der geologischen Strukturen und Attribute erläutert. Über die Herkunft des Petroleums, dessen Reife sowie Migrationsdistanz geben chemische Analysen Auskunft (*Kapitel 2.2, Kapitel 2.3.1, Kapitel 2.3.2*). Die Analysen können in der Regel den einzelnen Bohrungen zugeordnet werden, die Daten liegen demzufolge punktuell vor und werden als Punkt Feature Klassen in ArcGIS integriert sowie in späterer Folge inter- bzw. extrapoliert. Nach ESRI (2014k) beruht die Annahme, dass die Interpolation möglich sei, darauf, dass räumlich verteilte Objekte räumlich korrelieren, oder anders ausgedrückt, dass Dinge, die nahe beieinander liegen, meist ähnliche Merkmale aufweisen. In *Kapitel 2.3.2 (S.27)* wurde erläutert, dass sich die Eigenschaften des migrierenden Petroleums kontinuierlich ändern. Infolgedessen korreliert es räumlich und es ist eine Interpolation dieser punktuellen Informationen möglich. Aufgrund der kontinuierlichen Änderung wird die IDW-Methode angewandt, welche schon im Rahmen des Unterkapitels zu den „ersten Vorstellungen der Geometrie des Untergrundes mittels Interpolationen der Well Tops“ (*S.92*) erläutert wurde.

Weitere erdölgeologische Daten können unter anderem das spezifische Gewicht (API) des Petroleums, die damit korrelierende Viskosität, die Reife, die Vitrinitreflexion als Indikator der Reife, der Schwefelgehalt im Erdöl, der Anteil (TOC) und Typ (Kerogentyp) der organischen Stoffe in der Gesteinsprobe sowie Maßzahlen und Indizes, wie das genetische Potential, der Produktions-, Wasserstoff- oder Sauerstoffindex sein.

Häufig stehen solche Primärdaten nicht für das ganze unterirdische Einzugsgebiet des Petroleum Systems zur Verfügung, weshalb auf Sekundärdaten zurückgegriffen werden muss. Solche können Karten aus diversen früher durchgeführten Studien, wissenschaftlichen Papers oder geologische Grundlagenwerke der jeweiligen Region sein. Einen guten allgemeinen Überblick über die Erdölgeologie Libyens liefert zum Beispiel Hallett (2002). Das vorhandene Kartenmaterial wird digitalisiert, georeferenziert und in das ArcGIS-Projekt integriert. Diese graphischen Zusammenfassungen früherer Studien werden mit den (Zwischen-)Ergebnissen der aktuellen Studie verglichen sowie für weiterführende kombinierte und vergleichende Analysen herangezogen. *Abb. 75* zeigt als Beispiel das Resultat einer Kartendigitalisierung und Georeferenzierung zur Auskunft über die räumliche Verteilung der Kerogene in der Region des Untersuchungsgebietes.



*Abb. 75: Digitalisierte Karte aus Hallett (2002, S.337) als sekundäre Datengrundlage für die räumliche Verteilung der Kerogentypen in der Region des Untersuchungsgebietes*

## 4.2. Modellierung und Visualisierung der Elemente der Petroleum-Umwelt mittels ArcGIS, als Grundlage für das 4D Petroleum System Modell

*Kapitel 4.1* befasste sich mit der petroleumbezogenen Datenintegration in ArcGIS. Eine systematische und strukturiert ins GIS integrierte Datenbank ermöglicht eine übersichtliche und schnelle Modellierung der Petroleum-Umwelt. Aus der Kombination der vorhandenen Daten werden neue Erkenntnisse abgeleitet und in ArcGIS modelliert. Prozesse, die öfter durchgeführt werden müssen, wurden mittels ModelBuilder automatisiert. Die folgend erläuterten Teilmodelle können beliebig kombiniert dargestellt und weiteren Analysen unterzogen werden. Diese Darstellungen unterstützen die ExpertInnen der jeweiligen Fachgebiete bei der Erkenntnisgewinnung in petroleumbezogenen Fragestellungen sowie bei der Präsentation der Ergebnisse. Folgend werden Teilmodelle vorgestellt, deren Gesamtheit das Petroleum-Umwelt-Modell bildet.

Der Begriff Petroleum-Umwelt wurde im Einführungsteil von *Kapitel 4 (S.80)* erläutert. Das Modell beinhaltet die gegenwärtige Situation und räumliche Verteilung aller Elemente und deren petroleumbezogene Attribute welche zur aktuellen räumlichen Verteilung der Kohlenwasserstoffakkumulationen geführt haben und diese aufrechterhalten, die Elemente der Petroleum-Infrastruktur im Erduntergrund und auf der Erdoberfläche, rechtlich definierte Elemente, Elemente der Erdoberfläche, welche petroleumbezogene Entscheidungstreffungen unmittelbar beeinflussen oder von ihnen beeinflusst werden sowie Indikatoren der Petroleum-Paläoumwelt, wie zum Beispiel Fossile.

Es wurde jedoch in der Einleitung erwähnt, dass in der Praxis nicht alle Daten vorhanden sind. Demzufolge variiert der genaue Ablauf der Modellierungen in verschiedenen Studien. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Modellierungsschritte bzw. Teilmodelle erläutert sowie das Verständnis, mit praktischen Beispielen eines fiktiven Untersuchungsgebiets unterstützt. Das Kapitel soll jedoch kein Tutorial sein, sondern die wesentlichsten Punkte hervorheben.

Das fiktive Untersuchungsgebiet befindet sich im libyschen Sirte Becken, im Ajdabiya Trough (*Abb. 76*). Die Grundlagendaten basieren auf echten Messwerten, wurden jedoch manipuliert und mit fiktiven Informationen ergänzt. Demzufolge entsprechen folgende Ergebnisse nicht der Realität, spiegeln jedoch dessen Charakter wider.

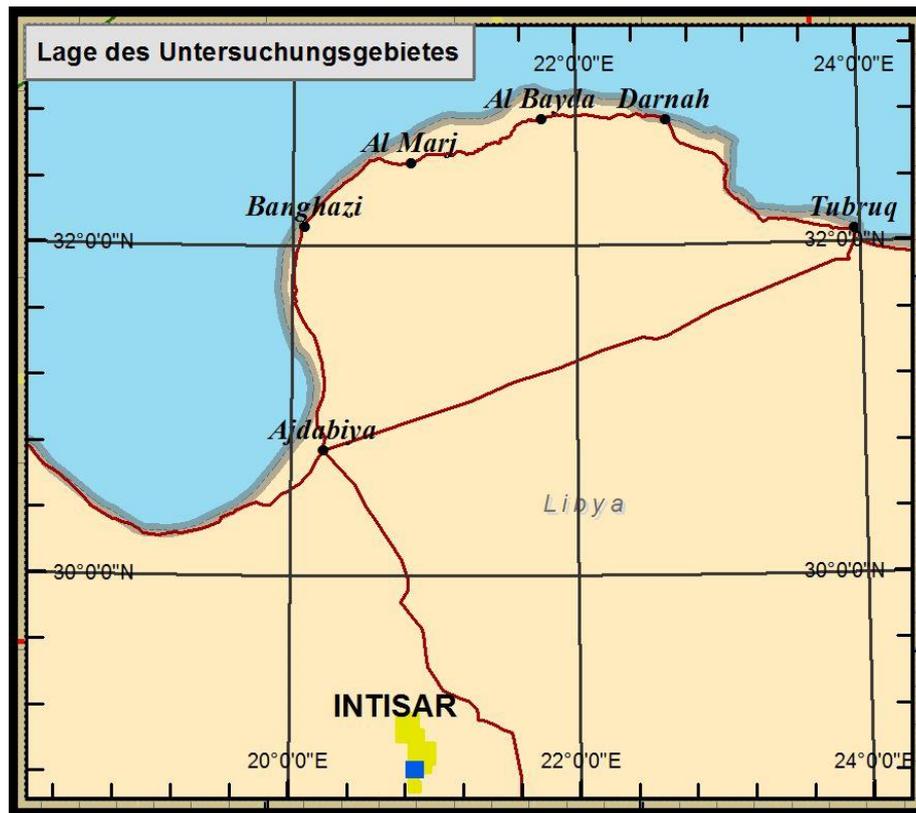


Abb. 76: Lage des (fiktiven) Untersuchungsgebietes des praktischen Beispiels

#### 4.2.1. Zonation-Model

Die Visualisierung der integrierten Tiefenmodelle der Oberflächen der Gesteinsschichten (Abb. 71) gibt Auskunft über deren Relief und Struktur, die Mächtigkeiten sind jedoch nur schwer ersichtlich. Infolgedessen wird ein Zonation-Model gefertigt, welches zur Veranschaulichung der Stratigraphie dient sowie den Vergleich der Mächtigkeitsverhältnisse der einzelnen Zonen ermöglicht. Die Zonierung wird anhand von Ähnlichkeiten lithologischer Eigenschaften durchgeführt, weshalb die Attribute (z.B. Gesteinstyp, Porosität, Permeabilität) innerhalb der Zonen relativ homogen sind.

Das Zonation-Model wird anhand der Tiefenmodelle der einzelnen Gesteinsschichten (Kapitel 4.1.4, S.95) erzeugt. Zwischen zwei TIN-Dateien können Feature Klassen mittels dem „*Extrude Between*“ Tool (*3D Analyst Tools* → *Triangulated Surface* → *Extrude Between*) extrudiert, also auf der Z-Achse von einer Oberfläche zur nächsten „hochgezogen“ werden. Demzufolge können Polygone zwischen den TIN-Oberflächengeometrien der Lithologie zu einem Zonation-Model (Abb. 77) extrudiert werden und somit die Stratigraphie und die Mächtigkeitsverhältnisse der Gesteinszonen zeigen. Diese Modelle werden mittels eines einzigen Geoprocessing-Tools erzeugt, weshalb hierzu kein Automatisierungsprozess benötigt wird.

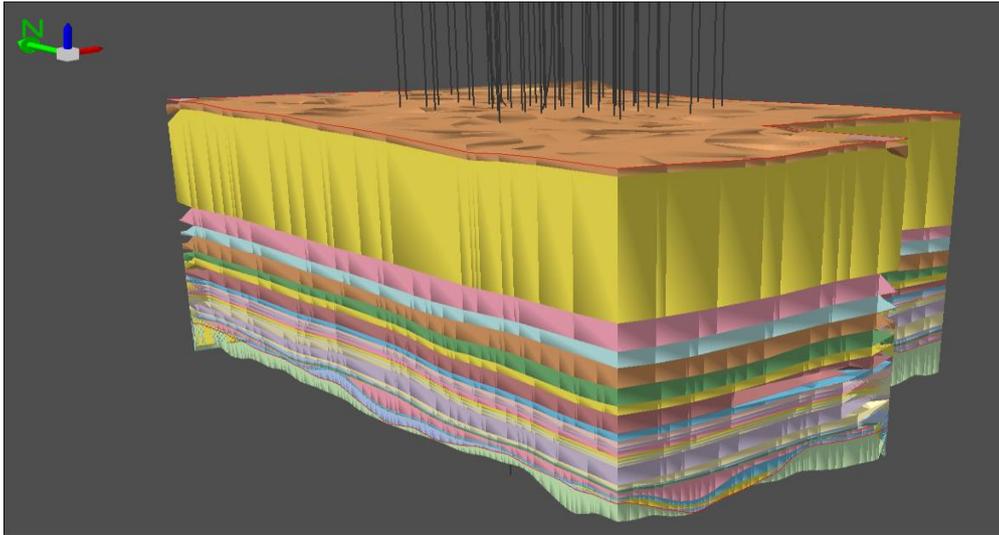


Abb. 77: Aus TIN-Dateien erzeugte Multipatches zum Erstellen des Zonation-Modells

#### 4.2.2. Well-Zonation-Model

Nachdem das Zonation-Model (Multipatches) fertiggestellt wurde, kann aus dessen Kombination mit den Sonden (3D-Linien Feature Klasse) mittels dem Geoprocessing-Tool „Intersect 3D Line With Multipatch“ (3D Analyst Tools→3D Features→Intersect 3D Line With Multipatch) das Well-Zonation-Model erstellt werden. Dieses zeigt die Mächtigkeit der einzelnen Zonen entlang der Bohrungen und gibt Auskunft darüber, welche stratigraphischen Einheiten von den jeweiligen Sonden penetriert wurden. In Abb. 78 ist sofort zu erkennen, dass die rechte Bohrung die hellgrüne Zone nicht mehr erreicht. Ohne das Well-Zonation-Model wäre dies nur schwer ersichtlich.

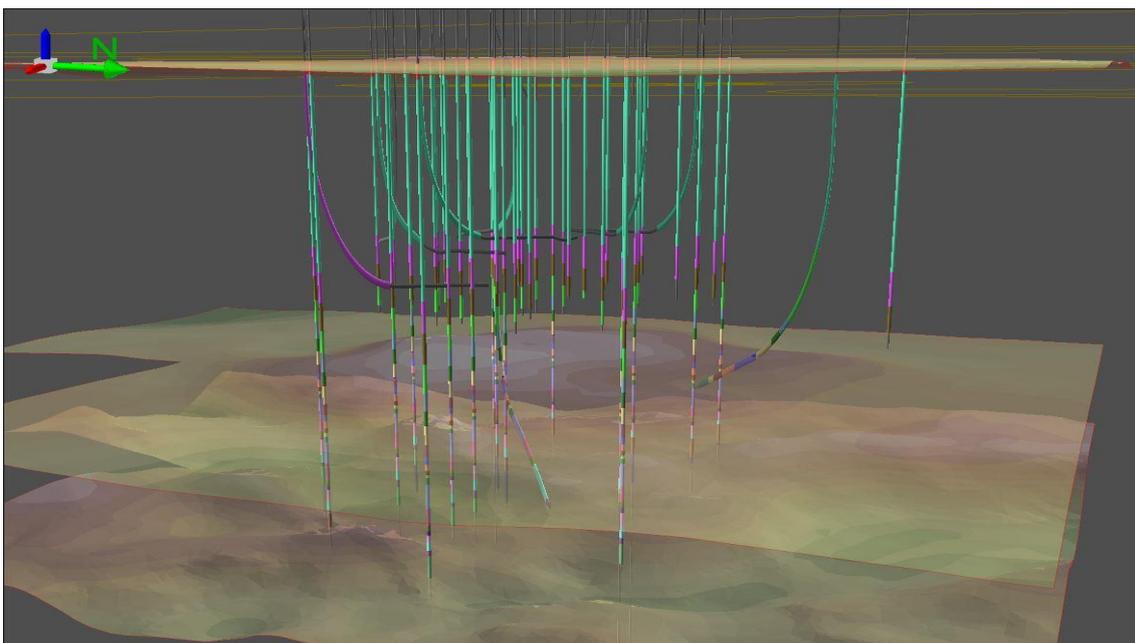


Abb. 78: Well-Zonation-Model

### 4.2.3. Räumliche Verteilung von Petroleum und Wasser im Reservoir

Die Räumliche Verteilung der Kohlenwasserstoffe und des Wassers innerhalb eines Reservoirs wird von der Geometrie und den Attributen der Gesteinsschichten sowie vom Öl-Wasser-Kontakt bestimmt. Zumal die Lithologie während der Datenintegration (Kapitel 4.1.4) in ArcGIS geladen wurde, kann anhand der Öl-Wasser-Kontakte die dreidimensionale Verteilung des Petroleum sowie des Wassers modelliert werden. In Kapitel 4.1.4 (S.97) wurde erwähnt, dass der Öl-Wasser-Kontakt (Raster) gekoppelt mit dem Modell zur dreidimensionalen Modellierung des Petroleum- und Wasservolumens (Multipatches) erzeugt wird. Voraussetzung hierfür ist jedoch der (angenommene) horizontale Verlauf dieser Grenzlinie zwischen Erdöl und Wasser.

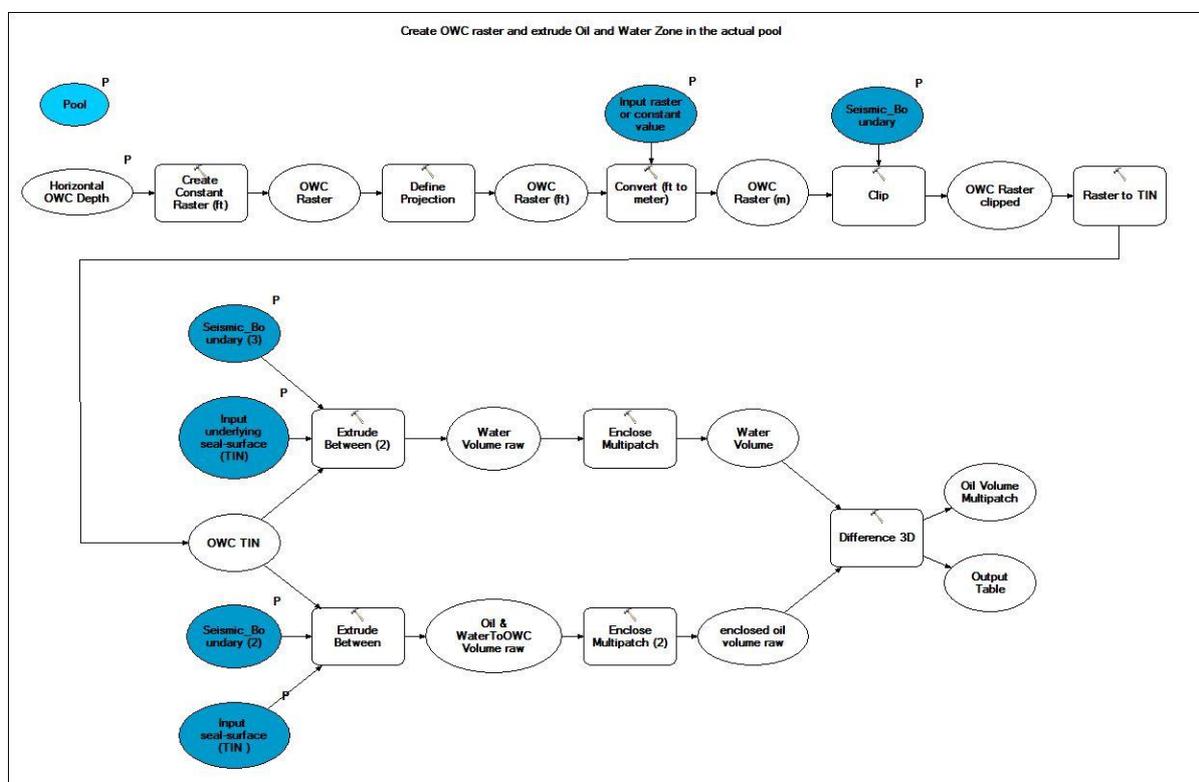


Abb. 79: Automatisierter Prozess zur Modellierung des Öl-Wasser-Kontaktes sowie des Petroleum- und Wasservolumens als Multipatches

Der mittels ModelBuilder automatisierte und oben abgebildete (Abb. 79) Prozess zur Erzeugung der Öl-Wasser-Kontakt-Dateien und der Volumen-Multipatches der Fluide kann in zwei Phasen unterteilt werden: In der ersten Phase wird aus der als Parameter eingegebenen OWC-Tiefe (in Fuß) ein an das Untersuchungsgebiet geklipptes Raster erzeugt, in Meter umgerechnet und in eine TIN-Datei transformiert. In der zweiten Phase werden aus den TIN-Dateien des Öl-Wasser-Kontaktes, Deckgesteins sowie unterliegenden Deckgesteins die Multipatches der Fluid-Volumen generiert. Als Zwischenschritt müssen sie geschlossen

werden (*Enclose Multipatch*) um das Wasser-Multipatch aus dem Öl-Multipatch subtrahieren zu können, damit Überlappungen vermieden werden.

Wird der genaue dreidimensionale Verlauf vom OWC benötigt, wird die Geometrie – gleich wie die Tiefenmodelle der Gesteinsschichten – aus Petrel als EarthVision ASCII-Datei exportiert und in GIS importiert.

#### 4.2.4. Öl- und Gasfenster

In *Kapitel 2.3* wurde erläutert, dass Sedimentgesteine mit organischem Material im Laufe der Zeit temperaturabhängigen Umwandlungsprozessen unterzogen werden. Demzufolge sind die Grenzlinien dieser Temperaturintervalle wichtige Attribute des (Paläo-)Petroleum-Umwelt-Modells. Sie werden anhand der Eingabevariablen (Öl- und Gasfenster Ober- und Untergrenze, Modellausbreitung, Koordinatensystem) mittels Rasterdateien und Multipatches in das ArcGIS-Projekt automatisiert integriert sowie visualisiert. Der graphische Überblick sowie das Resultat einer durchgeführten Modellierung ist in *Abb. 80* zu sehen.

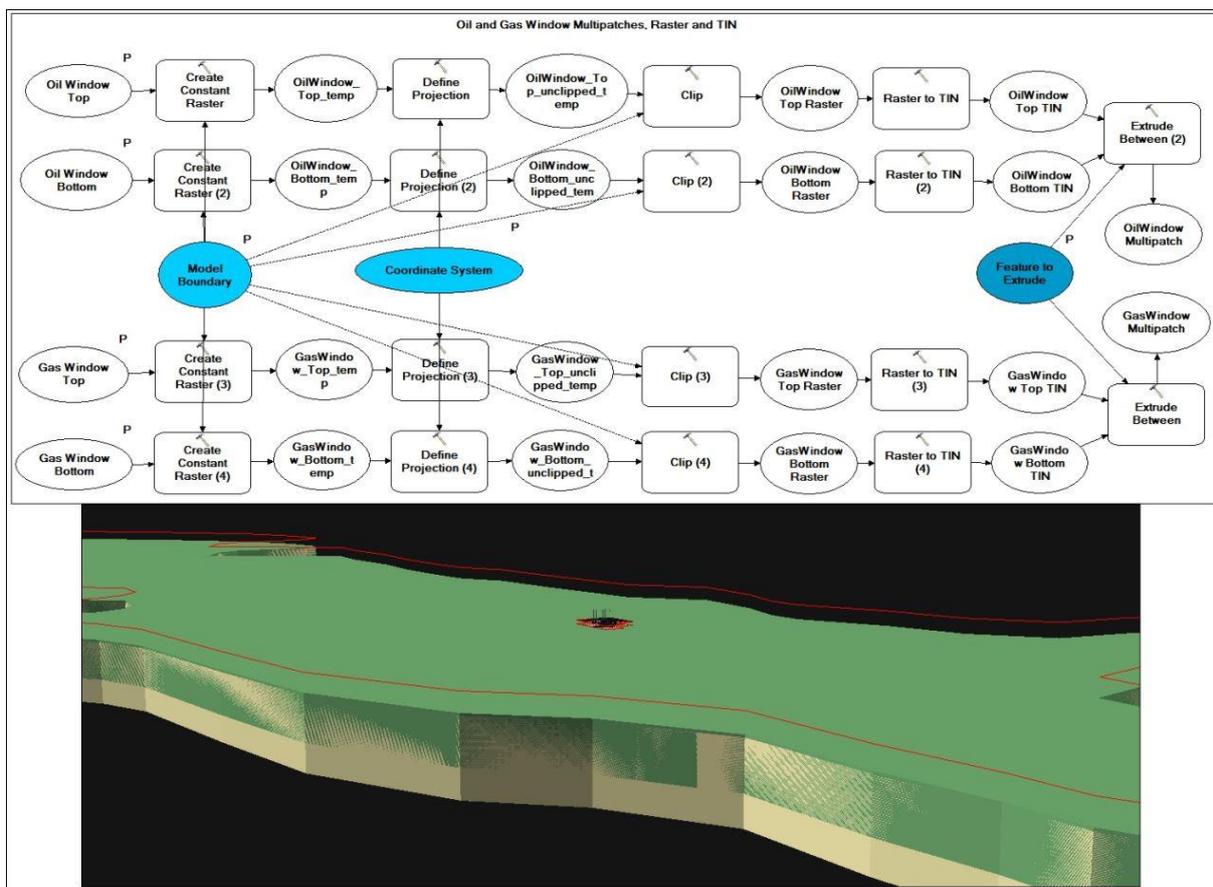


Abb. 80: Automatisierter Ablauf sowie Resultat der Integration des Öl- und Gasfensters

Die Temperatur nimmt mit der Tiefe zu, der geothermische Gradient ist jedoch global heterogen und variiert demzufolge mit der geographischen Lage. Das fiktive Untersuchungsgebiet befindet sich im Ajdabiya Trough, wo sich nach Hallett (2002, S.389) der Peak der Erdölbildung in Tiefen von ca. 3800m befindet. Der Peak der Erdölgeneration liegt nach Steyl & Tonder (2013, S.217) bei 90°C, wie es in *Abb. 6* zu sehen ist. Nach diesen Annahmen weist die Region des Untersuchungsgebietes einen geothermischen Gradienten von 23.7 °C/km (90°C/3.8km) auf. Zur einfachen Verständlichkeit wird mit 25°C weitergerechnet. In *Kapitel 2.3* wurde erläutert, dass das Erdölfenster im Temperaturbereich von ca.50-150°C sowie das Erdgasfenster zwischen ca.90 und 250°C liegt. Infolgedessen befinden sich die Temperaturintervalle dieser Prozesse in Tiefen, wie in *Tab. 8* zusammengefasst.

Prozess	Temperatur	Tiefe (TVDSS)
<b>Erdölgenese</b>	50 – 150 °C	2000 – 7000m
<b>Erdgasgenese</b>	90 – 250 °C	2250 – 10.000m
* geothermischer Gradient= 25°C/km		

*Tab. 8: Tiefenintervalle des Erdöl- und Erdgasfensters im Untersuchungsgebiet*

#### 4.2.5. Dünnschliffe als Informationsträger lithologischer Eigenschaften sowie Ablagerungsmilieus und -zeiten

In *Kapitel 2.4.1 (S.49)* wurde erläutert, dass Dünnschliffe aus Bohrkernen präpariert sowie mittels Mikroskopen genauer untersucht werden. Es werden daraus unter anderem Informationen über die Minerale, Porosität und Erdölführung gewonnen und Fossilien identifiziert. Fossilien sind Träger von Informationen der Paläo-Petroleum-Umwelt (Wassertiefe, Klima, Ablagerungsmilieu, Ablagerungszeit, usw.) und dienen der Integration von hochaufgelösten Ablagerungszeitinformationen ins Modell (*Kapitel 3.2.1, S.68*). Von den Dünnschliffen werden mikroskopische Aufnahmen gefertigt. Es ist zielführend, diese Abbildungen zu georeferenzieren und in das ArcGIS-Projekt zu integrieren, um einen schnellen Zugriff zu ermöglichen und das räumliche Denken zu unterstützen.

Hierzu werden dreidimensionale Punkte Features erzeugt, welche die genauen Positionen der Probenahmen definieren. Diesen werden die Abbildungen als Bilddateien sowie eventuell vorhandene Beschreibungen als Textdateien als Attachments hinzugefügt. Dies erfolgt gleich wie das Einbinden der Anlagen zu den Sonden (*4.1.3, S.93*). Mittels der gleichzeitigen Visualisierung mit dem Zonation-Model ist zudem unmittelbar die Zuordnung zu den jeweiligen lithologischen Zonen ersichtlich.

#### 4.2.6. Kohlenwasserstoffmigration und -akkumulation

In *Kapitel 4.1.4* wurde im Rahmen der Erläuterung der Integration lithologischer Eigenschaften erwähnt, dass die detaillierte Berechnung der Kohlenwasserstoffmigrationswege (*Kapitel 2.3.2*) und -akkumulationen (*Kapitel 2.3.3*) nur mittels dreidimensionalen Volumendaten der lithologischen Attribute sowie hydrodynamischen Volumenmodellen möglich ist. ArcGIS kann keine Voxel-basierten Prozessberechnungen durchführen, weshalb diese Projektphase mittels PetroMod oder derartigen Spezialsoftwares durchgeführt wird.

Eine vereinfachte Voraussage des Verlaufs der Kohlenwasserstoffmigrationswege kann mittels *Flow-Path-Modeling* erzielt werden. Diese Analyse ist rein geometrisch, beruht auf der Annahme einer hydrostatischen Umgebung und demzufolge auf einer rein durch Auftriebskräfte vorangetriebenen Migration. Nach Schlumberger (2012, S.137) sind die schnelle Durchführbarkeit, die hohe Auflösung des Modells und der Einbezug der genauen Reservoir-Geometrien die Vorteile der Flow-Path-Analyse, das physikalische Modell der Petroleummigration, auf dem sie beruht, ist jedoch unvollständig.

Die Flow-Path-Analyse kann demzufolge als eine Vorstufe der komplexen Migrationsmodellierung gesehen werden, anhand derer Regionen mit hohem Potential an Reservoirs identifiziert und weiteren detaillierteren Analysen – mittels PetroMod – unterzogen werden können.

Nach Liu et al. (2008) bewegt sich aus der Perspektive einer rasterbasierten Modellierung das Petroleum in einem hydrostatischen Milieu nicht nur zum Pixel mit einem höheren Wert, sondern zum Pixel mit dem höchsten Wert von den benachbarten (*Abb. 14, S.29*). Infolgedessen entspricht die Flow-Path-Analyse einem Abflussmodell auf dem inversen Höhen- bzw. Tiefenmodell des Untersuchungsgebietes.

Für die rasterbasierte Modellierung muss vorbereitend ein geeignetes Tiefenmodell von der Oberfläche des Speichergesteins, das unter dem Deckgestein liegt, erzeugt werden. Die Migrationsmodellierung wird in der Regel zwischen zwei Regionen durchgeführt, da ein Ausgangspunkt und ein Zielpunkt benötigt werden, um auf potentielle Petroleum Reservoirs im Untersuchungsgebiet schließen zu können. Aufgrund der meist nicht flächendeckenden Daten zwischen den Regionen, müssen die untersuchungsgebietsübergreifenden Tiefenmodelle meist interpoliert werden. Mittels PetroMod werden diese „Löcher“ anhand von automatischen Algorithmen oder manuell einzeln aufgefüllt. ArcGIS bietet hingegen zahlreiche Geoprocessing Tools zur Erzeugung von flächendeckenden Oberflächenmodellen, welche mittels einfachen Definierungen von Höhenpunkten und -linien beliebig verfeinert und korrigiert werden können.

Im fiktiven Untersuchungsgebiet wurde eine seismische Aufnahme von einer Teilregion interpretiert. Demzufolge sind hier hochaufgelöste Geometriedaten des Seals (Grenzlinie zwischen Speichergestein und Deckgestein) vorhanden. Im Nordwesten wurden Well Logs von Sonden analysiert und die Well Tops des Seals definiert. Als Ausgangssituation standen also Daten in unterschiedlicher Auflösung zur Verfügung, die unterirdische Region zwischen ihnen war jedoch unbekannt (Abb. 81A). Die Interpolation der Daten scheiterte aufgrund des zu großen Datenlochs (Abb. 81B). Letztendlich wurde eine TIN-Datei erstellt und in ein Raster transformiert und geglättet (Abb. 81C). Dieses Tiefenmodell ist bei weitem noch nicht realitätsnah, für Veranschaulichungszwecke jedoch ausreichend. Befinden sich stauende Faults im Untersuchungsgebiet, die also keine Kohlenwasserstoffe durchlassen, muss das Tiefenmodell in ein funktionelles Tiefenmodell geändert werden, indem dessen Oberfläche entlang der Verwerfung vertikal in die Tiefe „gedrückt“ wird. Infolgedessen hält das funktionelle Relief die Migration auf. Dieser Effekt entspricht einer Staumauer während der Abflussmodellierung. Die Migrationsrouten werden am Ende des Modelles auf das originale Tiefenmodell projiziert, wodurch diese dem Verlauf des Seals folgen.

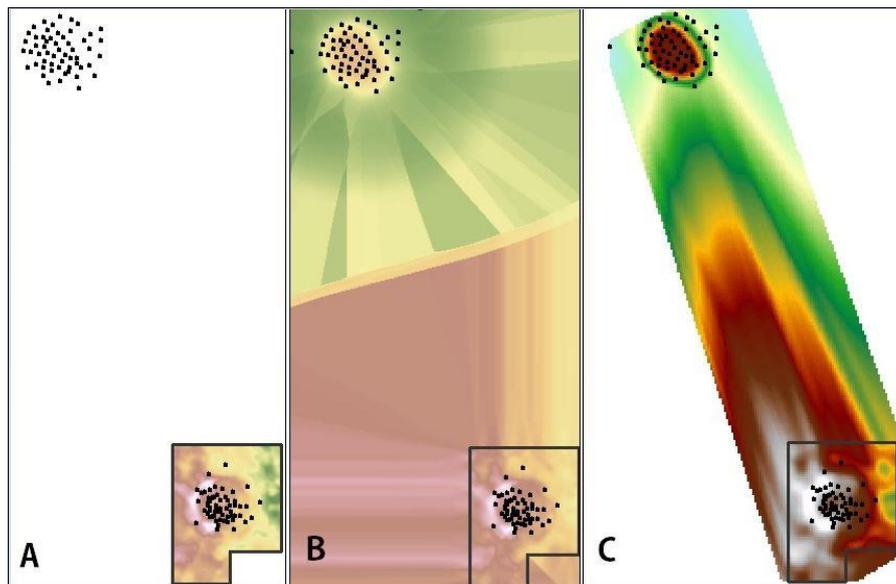


Abb. 81: Aufbereitung des Tiefenmodelles für das Flow-Path-Modeling

Der Prozess der Kohlenwasserstoffmigrationsroutenbestimmung wird mit der Identifizierung der Fallen (Kapitel 2.3.3, S.32), Closures (Kapitel 2.3.3, S.31) sowie Spill Points (Kapitel 2.3.3, S.31) mittels ModelBuilder gekoppelt automatisiert, da diese Elemente und Prozesse zusammenhängen. Abb. 82 zeigt die Komplexität dieses Modells sowie die Zusammenhänge der einzelnen Elemente (größere Darstellung: Anhang 4).

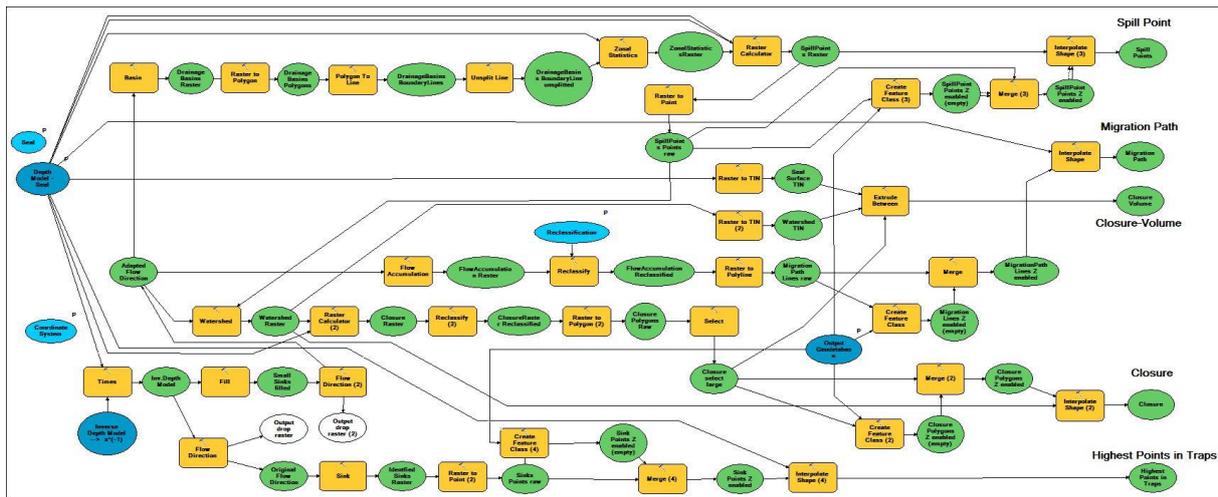


Abb. 82: Graphische Darstellung des Flow-Path-Modells, inklusive Spill Point-, Closure- und Fallenidentifizierung

Input des automatisierten Prozesses ist das – eventuell funktionell aufbereitete – Tiefenmodell. Output sind die Spill Points als 3D Punkte Features, Kohlenwasserstoffmigrationswege als 3D Linien Features, die Closures als 3D Polygon Features sowie deren Volumen als Multipatches. Weiters werden die höchsten Punkte der Fallen identifiziert, anhand derer, unter hydrostatischen Bedingungen im Speichergestein, alle mobilisierbaren Kohlenwasserstoffe (engl. movable Oil) aus dem Untersuchungsgebiet gefördert werden können. Das Resultat der automatisierten Analyse im fiktiven Untersuchungsgebiet ist in Abb. 83 zu sehen. Die Migrationswege wurden mit roten Linien, die Closure-Volumen mit grünen Multipatches, die Spill Points mittels roter Kugeln sowie die höchsten Punkte der Fallen mittels gelber Formen visualisiert. Es ist zu sehen, dass nach der Füllung der Riff-Falle im Norden das Petroleum in die Falle in Richtung Südosten migriert. Im Untersuchungsgebiet ist ein seitlicher Migrationsdrainagestil mit niedriger Impedanz beobachtbar (Kapitel 2.3.2, S.29).

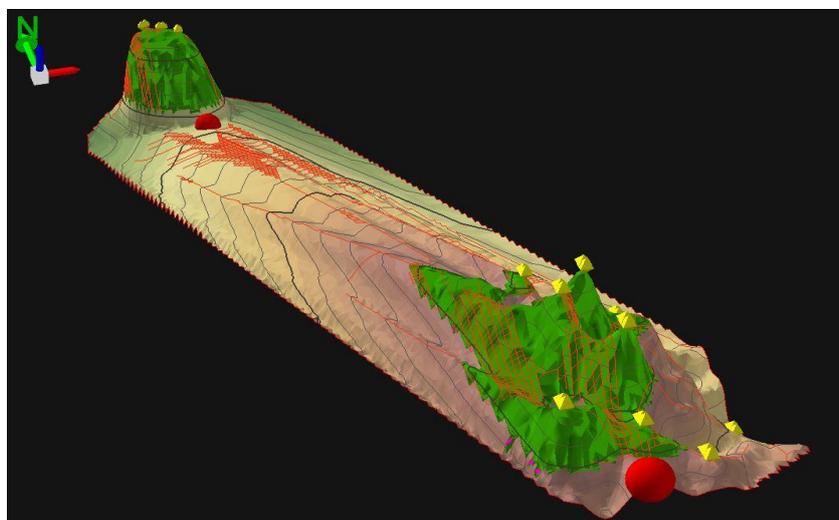
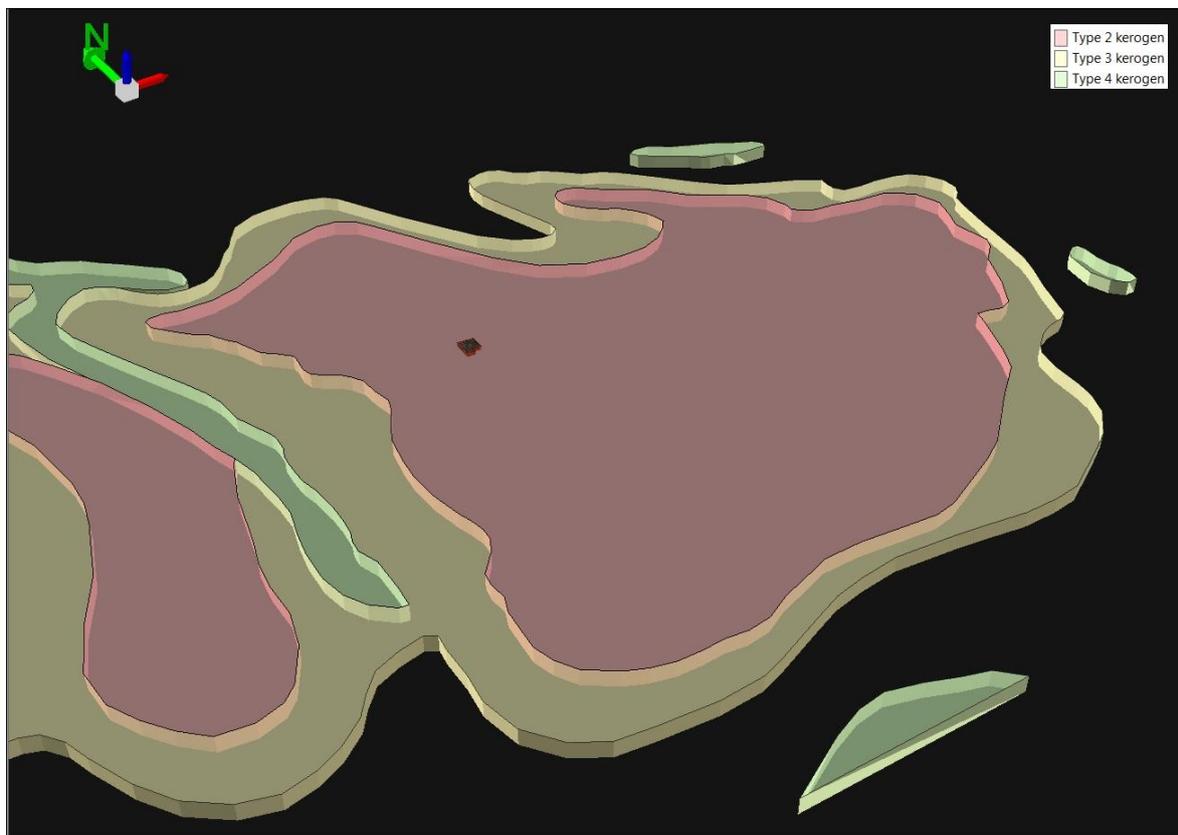


Abb. 83: Resultat der Flow-Path-Analyse im fiktiven Untersuchungsgebiet

#### 4.2.7. Darstellung weiterer flächenhafter Informationen ohne genaue Tiefenangaben

Weitere flächenhafte Informationen, welche über keine genauen Tiefeninformationen verfügen, werden in ArcMap als Polygone sowie in ArcScene und ArcGlobe als extrudierte Linien und/oder transparente Polygone dargestellt, um die Relation zu den weiteren Objekten und Prozessen zu erkennen. Solche sind unter anderem die Kerogentypen, das spezifische Gewicht des Petroleums, die Reife des Muttergesteins, geologische Regionen sowie auch die Petroleum-Konzessionen, die die rechtliche Zugehörigkeit des Untergrundes definieren. Auf *Abb. 84* ist zu sehen, dass im Untersuchungsgebiet Kerogene von Typ II zu finden sind.



*Abb. 84: Räumliche Verteilung des Kerogentyps in ArcScene visualisiert*

## 5. ArcGIS basierte 4D Petroleum System Modellierung und Visualisierung

In *Kapitel 2* wurde eine theoretische Einführung in die Erdölgeologie gegeben. Es wurden die Grundlagen der Kohlenwasserstoffgenese (*Kapitel 2.3.1*), -migration (*Kapitel 2.3.2*) und -akkumulation (*Kapitel 2.3.3*) erläutert, mögliche Datenquellen zu entsprechender Forschung aufgezeigt (*Kapitel 2.4*) sowie die Ebenen der Petroleumuntersuchungen (*Kapitel 2.5*) vorgestellt. Die GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung soll die hybride Studie aller Ebenen ermöglichen (*Kapitel 2.5.4*). Weiters soll eine schnell greifbare Datenbank der für erdölgeologische Untersuchungen benötigten Daten inklusive des dreidimensionalen Raumbezuges sowie den dazugehörigen zeitlichen Attributen erzeugt werden. Die hierzu benötigten Integrationsmöglichkeiten der Zeit in ArcGIS wurden in *Kapitel 3* vorgestellt. Die Basis aller erdölgeologischen Untersuchungen ist ein möglichst genaues Bild der gegenwärtigen geologischen, geochemischen und geophysikalischen Situation des Untergrundes. Wie die dazu benötigten Daten in ArcGIS importiert werden können sowie die Petroleum-Umwelt der Gegenwart modelliert und visualisiert werden kann, wurde in *Kapitel 4* erläutert. Die vierte Dimension stellt die Veränderungen des dreidimensionalen Modells über die Zeit dar. Demzufolge setzt sich das 4D-Modell aus beliebig vielen 3D-Modellen (zeitliche Checkpoints) zusammen, die überwiegend die gleichen thematischen Inhalte aufweisen wie das dreidimensionale Petroleum-Umwelt-Modell. Somit wurde in der bisherigen Arbeit die Basis geschaffen, um die Entwicklungen der Prozesse und Objekte, die zur aktuellen räumlichen Verteilung der Kohlenwasserstoffe geführt haben, auf beliebigen räumlichen und zeitlichen Maßstabsebenen GIS basiert zu modellieren, zu speichern sowie zu visualisieren. Dieses Kapitel befasst sich damit, wie diese Bausteine zusammengebaut werden können, um ein detailliertes Entwicklungsmodell zu bekommen, welches die interdisziplinäre Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten optimiert. Hierzu werden die Tools und deren kombinierter Workflow kompakt erläutert.

### 7.1. Tools der ArcGIS basierten 4D Petroleum System Modellierung

Im Rahmen einer GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung wird mit drei Hauptsoftwares gearbeitet: ArcGIS von ESRI, sowie Petrel und PetroMod von Schlumberger. Schlumberger ist laut eigenen Angaben (<http://www.slb.com/about.aspx>) der weltweit führende Anbieter von Technologie, integriertem Projektmanagement und Informationslösungen der Öl- und Gasindustrie und verfügt demzufolge über state-of-the-art Technologien. Petrel und PetroMod sind einwandfrei miteinander kombinierbar und verfügen – wie in *Kapitel 0* zu sehen war – mit ArcGIS über zahlreiche gemeinsame Dateitypen (z.B. ASCII-Daten,

Shapefiles). Somit wird während des ganzen Workflows eine hohe Datenkompatibilität gewährleistet.

### 7.1.1. Petrel

Petrel bietet nach Schlumberger (<http://www.software.slb.com/>) Lösungen von der Exploration bis zur Produktion. Es beinhaltet unter anderem Tools zu den Fachbereichen der Geologie, Geophysik, geologische Modellierungen, Bohrungsplanungen, Geomechanik und Reservoirsimulation. Mit Petrel werden infolgedessen die meisten Dateninterpretationen in den ersten Phasen der Projekte sowie die detaillierten Bohrungs- und Förderungsplanungen in den Endphasen durchgeführt. Petrel ist die Hauptsoftware für Play und Prospect Analysen, und wird dementsprechend dominant für Interpretationen, Modellierungen und Visualisierungen im groß- und mittelmaßstäbigen Bereich eingesetzt. Im Rahmen der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung wird Petrel für die geophysikalischen Dateninterpretationen eingesetzt sowie für detaillierte physikalische Analysen und Geomodellierungen im Reservoirbereich. Der Datenexport zu ArcGIS erfolgt überwiegend mittels ASCII-Dateien.

### 7.1.2. ArcGIS

ArcGIS spielt im Rahmen der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung eine zentrale, sammelnde und verteilende Rolle. Die mittels Petrel und PetroMod erzielten Erkenntnisse werden in ArcGIS gesammelt, strukturiert aufbereitet, visualisiert sowie kombiniert räumlichen Analysen und weiteren Modellierungen unterzogen. Es werden außerdem Metadaten und sämtliche weitere interdisziplinäre Informationen ohne geometrischem Attribut den einzelnen Features hinzugefügt und demzufolge Daten integriert, die mittels Petrel oder PetroMod nicht bearbeitet werden können. ArcGIS verwendet die räumlichen Informationen der Daten als Schnittstelle und ermöglicht deren schnellen Abruf nach der geographischen Lage oder anderen Attributen. Somit stellt ArcGIS die zentrale Datenbank der 4D Petroleum System Modellierung und fördert die interdisziplinäre Zusammenarbeit während der Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten. Weitere Stärken dieser Software wurden in *Kapitel 2.5.4* aufgelistet, spezielle physikalische und chemische, komplexe strukturgeologische sowie Voxel-basierte Prozessberechnungen können jedoch in ArcGIS nicht durchgeführt werden.

Mittels GIS wurden bisher bezüglich Petroleum System Modellierungen hauptsächlich 3D-Beckenmodelle gefertigt und deren aktueller geologischer Zustand analysiert (Exprodat, 2013), sowie Berechnungen der Kohlenwasserstoffmigrationsrouten anhand der Geometrie (Hindle, 1997, Liu et al., 2007) des Seals durchgeführt (*Abb. 14, S.29*).

### 7.1.3. PetroMod

PetroMod kann nach Schlumberger (<http://www.software.slb.com/>) die Entstehung, Migration, Akkumulation sowie den Verlust an Kohlenwasserstoffen über geologische Zeiträume vorhersagen, bietet spezielle Tools für Salzbewegungsmodellierungen (Salzdiapire), magmatische Intrusionen und weitere komplexe geologische Prozesse. Hierzu kombiniert es Seismiken und Bohrungsdaten mit geologischen Informationen. Die Modellierungen und Analysen werden dynamisch durchgeführt und liefern anhand von komplexen physikalischen sowie chemischen Berechnungen detaillierte Informationen über die strukturelle Evolution, den Druck- und Temperaturverlauf, die Kohlenwasserstoffgeneration, -migration und -akkumulation sowie den Verlusten von Erdöl und Erdgas in einem Petroleum System über geologische Zeiträume. PetroMod kann weiters ein-, zwei- und dreidimensionale Modelle inklusive Zeitbezug erzeugen.

Die Stärke dieser Software liegt somit in den Analysen anhand eines vollständigen physikalischen Modells des Untergrundes sowie in der Integration von chemischen Prozessanalysen in die Simulationen. PetroMod bietet nach Schlumberger (2012) Tools zu folgenden Phasen der Petroleum System Modellierung:

- Karteneditieren
- Erosionsmodellierung
- Magmatische Intrusionsmodellierung
- Wärmeflussanalysen
- Migrationsmodellierung inklusive Zeit, Volumen, chemische Zusammensetzung und weiteren Attributen (*Abb. 85*)
- Entwicklungsmodellierung der chemischen Zusammensetzung des Petroleums
- Fault-Seal-Analysis
- Biogene Gaserzeugung
- Biodegradation
- Beckensubsidenzmodellierung
- Tektonische Überschiebungs- und Faltenmodellierung

In PetroMod kann jedoch keine Oberflächensituation (u.a. Siedlungen, Pipelines, Satellitenbilder zur Qualitätskontrolle der Koordinaten, Konzessionen) mitmodelliert und visualisiert werden, die jedoch die Entscheidungstreffungen für Bohrungen und weitere Explorationen deutlich beeinflusst. Weitere interdisziplinäre Daten und Erkenntnisse (Dünnschliffe, biostratigraphische Auswertung, usw.) können auch nicht eingefügt werden, was die interdisziplinäre Zusammenarbeit erschwert. Der Datenaustausch mit ArcGIS erfolgt am effizientesten mittels ASCII-Dateien bzw. Rasterbildern.

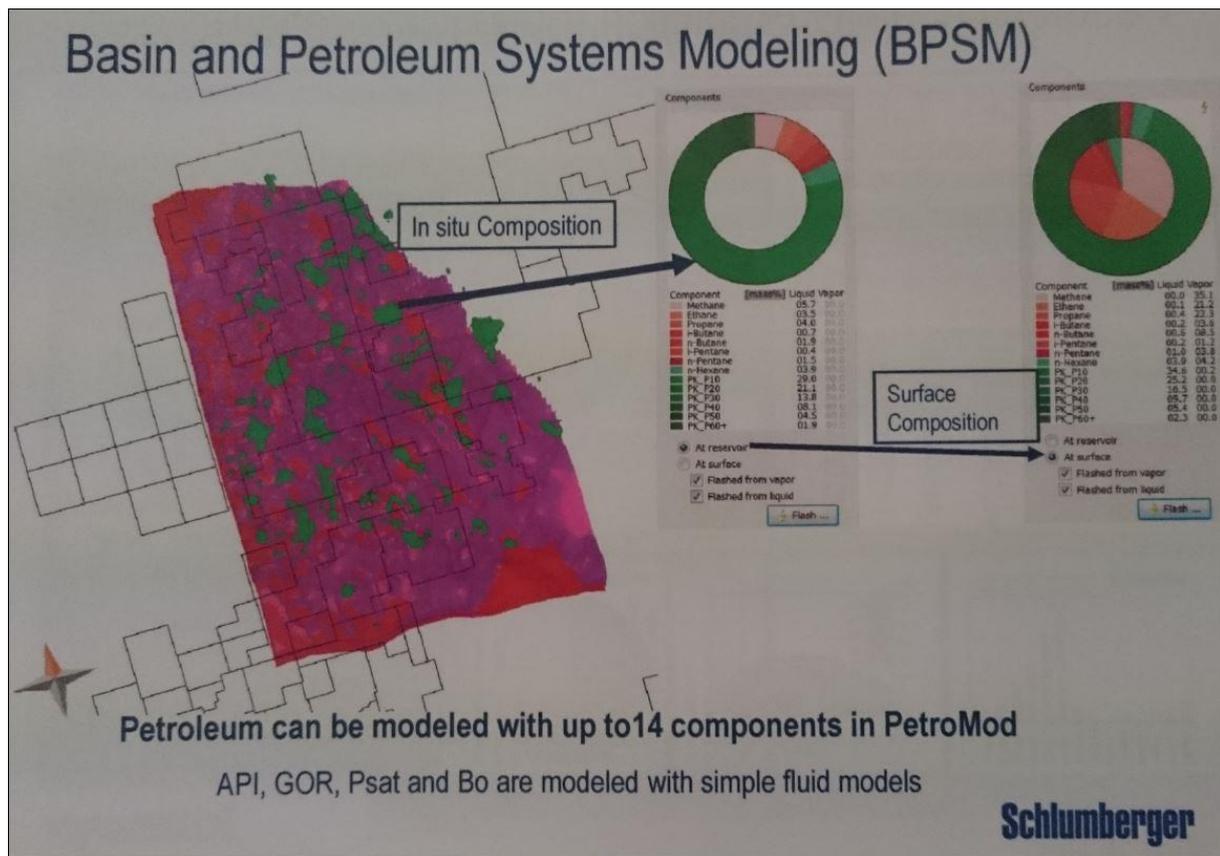


Abb. 85: Die Petroleumzusammensetzung kann in PetroMod mit bis zu 14 Komponenten modelliert werden (Quelle: Schlumberger, 2012, S.165)

## 7.2. Workflow und Elemente der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung

Alle drei zuvor beschriebenen Programme weisen also Stärken und Schwächen auf, bieten jedoch eine hohe Datenkompatibilität. Es ist daher sinnvoll diese Softwares zu kombinieren, die physik- und chemiespezifischen Teilfragestellungen mittels Petrel und PetroMod zu bearbeiten, jedoch ArcGIS als interdisziplinäre „Forschungsplattform“ und zentrale Datenbank sowie zur hybriden Modellierung der Erdoberfläche mit dem Untergrund zu verwenden.

Die Hauptphasen der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung setzen sich daher wie folgt zusammen:

- 1) Grundlagendateninterpretation (z.B. Seismik) in Petrel und extern (z.B. Dünnschliffe)
- 2) Modellierung der Petroleum-Umwelt in ArcGIS (keine Vorgabe zur Reihenfolge)
- 3) Datenaufbereitung für die detaillierte Entwicklungsmodellierung in ArcGIS
- 4) Integration der benötigten Daten in PetroMod

- 5) Entwicklungsmodellierung mittels PetroMod (Dies wird in der Arbeit nicht erläutert, da diese Phase physikalisch und chemisch derart komplex ist, dass eine Erläuterung den Rahmen der Arbeit sprengen würde.)
- 6) Integration der Ergebnisse in ArcGIS (ASCII-basiert mittels in *Abb. 70* visualisiertem Modell)
- 7) Modellierung der Petroleum-Paläo-Umwelten für repräsentative zeitliche Checkpoints
- 8) Interdisziplinäre Diskussion der Zusammenhänge
- 9) Unterstützung weiterer Entscheidungstreffen mittels ArcGIS

Es ist hier festzuhalten, dass die GIS basierte 4D Petroleum System Modellierung kein linearer, sondern – hauptsächlich zwischen den Phasen 3 bis 10 – vielmehr ein zirkulärer Prozess ist. Neue Erkenntnisse führen zu neuen Teilfragestellungen. Infolgedessen können bei Gebieten mit hohem Petroleumpotential neue detaillierte Teilanalysen anhand von vorhandenen Daten durchgeführt, jedoch auch neue Messungen beansprucht und interpretiert werden. Jede Wiederholung des (Teil-)Workflows verfeinert das (Paläo-)Petroleum-System-Modell und führt zu detaillierteren Erkenntnissen. Mittels ArcGIS als zentrale Datenbank und „Drehscheibe“ sind zu jeder Zeit alle Daten, deren Metadaten, Interpretationen und weiterführende Informationen für Locations im vierdimensionalen digitalen Raum abrufbar und visualisierbar. Infolgedessen besteht laufend die Möglichkeit für die Evaluierung der Daten sowie deren kombinierten Vergleich und interdisziplinäre Diskussion.

### 7.2.1. Dateninterpretation und Modellierung der Petroleum-Umwelt

Die meistverwendeten Methoden zur erdölgeologischen Datengewinnung und -interpretation wurden in *Kapitel 2.4* zusammengefasst. Tools und Workflows zur Datenintegration in ArcGIS sowie zur Modellierung der gegenwärtigen Petroleum-Umwelt kamen in *Kapitel 4* zur Erläuterung. Hier werden diese demzufolge nicht mehr beschrieben. Zur Übersicht werden die wichtigsten Elemente noch einmal zusammengefasst aufgelistet:

- ✓ Daten zur Orientierung
- ✓ Bohrungsgeometrien und -attribute → Well-Zonation-Model
- ✓ Well Tops → Erste Geometrien der Gesteinsschichten mittels Interpolation
- ✓ Detaillierte Oberflächengeometrien der Gesteinsschichten mittels Seismikinterpretation → Zonation-Model & Flow-Path-Modeling
- ✓ Attribute der Lithologie
- ✓ Öl-Wasser-Kontakt(e) → Räumliche Verteilung von Petroleum und Wasser im Reservoir
- ✓ Verwerfungen inklusive Kohlenwasserstoffdurchlässigkeit
- ✓ Öl- und Gasfenster

- ✓ Digitalisiertes Kartenmaterial
- ✓ Weitere räumlich positionierbare, jedoch nicht modellierbare (Texte, Fotos) Informationen der Features als Attachments

### 7.2.2. Datenaufbereitung und Integration in PetroMod

Komplexe physikalische und chemische Modellierungen und Analysen (in *Kapitel 7.1.3* aufgelistet) werden mittels PetroMod durchgeführt. Um möglichst richtige und genaue Ergebnisse zu erzielen, müssen die Eingabedaten sorgfältig aufbereitet sein. Voxel-basierte Dateninputs werden unmittelbar von Petrel übernommen, rasterbasierte Daten können jedoch erst in ArcGIS optimiert und diesem entnommen werden. Rasterbasierte Daten können Informationen von jeweils einer Schicht beinhalten. Diese Daten können einzelne Oberflächen bzw. auf Oberflächen projizierte Eigenschaften sein, jedoch auch statistische Werte (arithmetisches Mittel, Modus, Max., Min., etc.) von mehreren Layers aufzeigen. Rasterbasierte Daten sind unter anderem die Geometrieinformationen von Gesteinsoberflächen, Meerestiefen oder die Mächtigkeiten geologischer Schichten. Attribute, welche der Z-Achse entlang separate Werte für Berechnungen benötigen (z.B. Druck, Wärmefluss, Permeabilität und Porosität für Migrationsanalysen), werden Voxel-basiert gespeichert.

Die Wichtigkeit der Aufbereitung von Rasterdaten für PetroMod ist unter anderem darin zu sehen, dass der Software das *MapEditor-Paket* hinzugefügt wurde. Dieser Teil von PetroMod wurde gänzlich für Aufbereitungszwecke der Rasterdaten programmiert. Die wichtigsten Punkte der Rasterdatenaufbereitung für PetroMod sind nach Schlumberger (2012) die Kartenglättung, die Füllung von Löchern, die Vereinheitlichung der Einheiten (Fuß bzw. Meter), die Modifizierung der Rasterauflösung (Zellengröße) sowie der Kartengröße. Diese Bearbeitungstools können lokal oder global (*Abb. 86*) angewendet werden, jedoch nicht automatisiert.

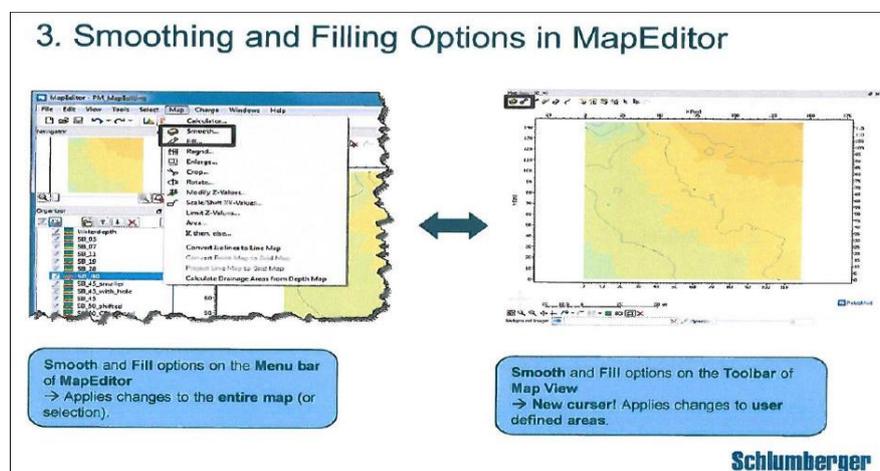
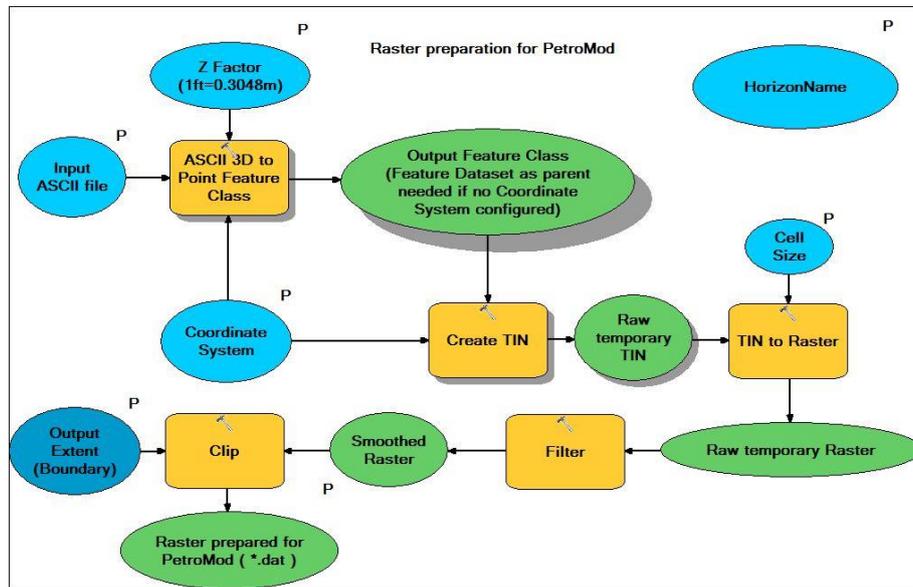


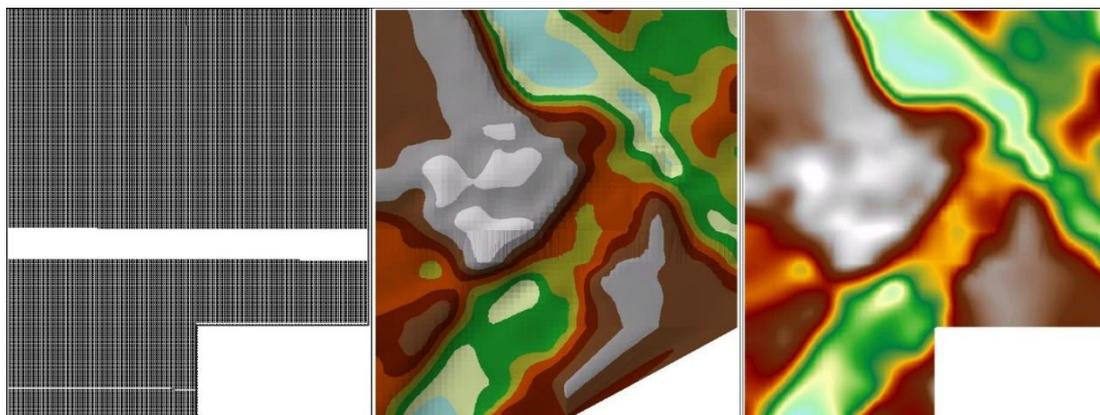
Abb. 86: Globale vs. lokale Glättung- und Füllung in PetroMod (Quelle: Schlumberger. 2012, S.11)

Die vorher genannten Bearbeitungen sind in ArcGIS jedoch mittels ModelBuilder automatisierbar. Hierzu wurde das in *Abb. 87* ersichtliche Modell gefertigt.



*Abb. 87: Automatisierter Rasterdatenaufbereitungsprozess für PetroMod*

Die Einheiten werden anhand dieses Modells (bei Bedarf) am Anfang geändert. Das in der ASCII-Datei eventuell aufgewiesene Datenloch wird während des Umwandlungsprozesses von ASCII zu TIN aufgefüllt. Die als Parameter für das Modell im Vorhinein definierte Rasterauflösung wird während der Transformation von TIN zu Raster umgesetzt. Diese Rasterdatei wird anschließend mittels eines Low-Pass Filters geglättet und als Schlussschritt in die als Modellparameter voreingestellte gewünschte Größe geklippt sowie als – in PetroMod integrierbare – \*.dat Rasterdatei gespeichert. So werden alle von Schlumberger (2012) aufgelisteten Rasterdatenaufbereitungsprozesse in ArcGIS automatisiert durchgeführt. *Abb. 88* zeigt ein Beispiel dieser Datenaufbereitung mittels des erläuterten Modells. Links ist die als Punkte dargestellte ASCII-Datei mit ihrem Datenloch zu sehen, in der Mitte die TIN-Datei, welche keine Löcher mehr aufweist sowie rechts die geklippte und geglättete Rasterdatei mit definierter Zellengröße.



*Abb. 88: Beispiel eines Rasterdatenaufbereitungsprozesses für PetroMod*

Nach der Datenaufbereitung werden anschließend in PetroMod die physikalisch und chemisch komplexen Modellierungen und Analysen durchgeführt, welche hier jedoch nicht erläutert werden, weil dies den Rahmen der Arbeit weit sprengen würde. Eine Auflistung dieser Prozesse ist jedoch in *Kapitel 7.1.3* zu lesen. Die Resultate werden erneut als ASCII-Dateien in ArcGIS integriert oder den Features als Attachments hinzugefügt und bilden die Datengrundlage der zeitlichen Checkpoints der Vergangenheit. Diese werden im nächsten Kapitel erläutert. Eines der wichtigsten Ergebnisse der in PetroMod durchgeführten Berechnungen sind die Oberflächengeometrien der Gesteinsschichten in der Vergangenheit.

### 7.2.3. Erstellung zeitlicher Checkpoints

Anhand bedeutungsvoller geologischer Ereignisse werden von den interdisziplinären ExpertInnen die wichtigsten zeitlichen Checkpoints bestimmt. Diese Zeitangaben können unter anderem anhand des Alters von stratigraphischen Zonen erfolgen, oder zu Zeitpunkten an denen Verwerfungen entstanden sind. All diese Ereignisse rufen eine Änderung in der Lithologie hervor und ändern somit Faktoren der Kohlenwasserstoffgenese, -migration oder -akkumulation. Befindet sich zum Beispiel eine Sandsteinschicht über einer Kalksteinschicht, änderte sich das Ablagerungsmilieu zur Zeit des Überganges zwischen den Gesteinsschichten, was wiederum das Potential der Ablagerung von organischen Materialien und des unmittelbaren Sauerstoffabschlusses dieser Materie erhöhen bzw. reduzieren kann. Die Entstehung von Verwerfungen beeinflusst hingegen die Migrationsrichtung des Petroleums.

Solche Ereignisse können das Petroleum System stark beeinflussen und müssen deshalb modelliert werden, um die gegenwärtige räumliche Verteilung der Kohlenwasserstoffreservoirs vorhersagen zu können.

Während der Modellierung dieser zeitlichen Checkpoints werden dieselben Elemente integriert und modelliert wie bei der Petroleum-Umwelt-Modellierung und werden aus diesem Grund hier nicht mehr erläutert. Die detaillierte Beschreibung ist in *Kapitel 4* zu lesen, die Auflistung der Elemente bzw. Teilmodelle in *Kapitel 7.2.1*. Die als „Daten zur Orientierung“ zusammengefassten Objekte (*Kapitel 4.1.2*) sowie die Bohrungsgeometrien (*Kapitel 4.1.3*) werden in den zeitlichen Checkpoints ebenfalls eingefügt, um die Orientierung und das räumliche Denken zu unterstützen.

Um die Visualisierung aller zeitlichen Checkpoints und des Petroleum-Umwelt-Modells der Gegenwart mittels des Zeitschiebereglers in demselben ArcGIS-Projekt zu ermöglichen, muss allen Modellelementen die Zeit – wie in *Kapitel 3.2* beschrieben – zugeschrieben werden und weiters in den Einstellungen aller Features, Mosaik-Datasets sowie Raster-Kataloge die Zeit zugelassen (Abb. 89) werden.

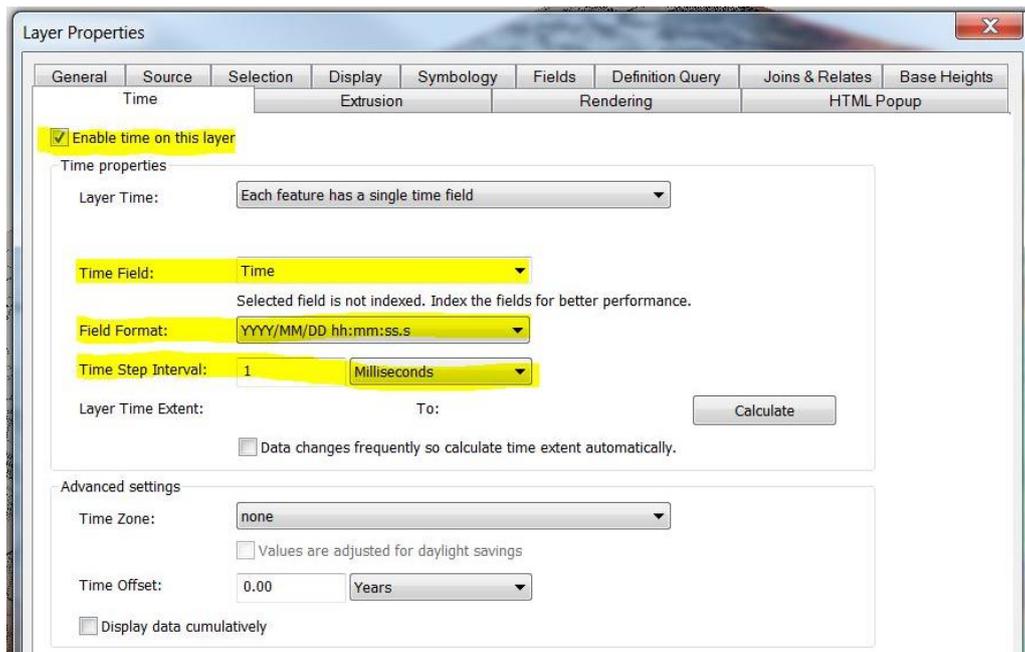


Abb. 89: Zulassung der Zeit der Layers in ArcGIS

Demzufolge werden beim Ändern der Zeiteinstellungen mittels des Zeitschiebereglers die jeweiligen Inhalte des 4D Petroleum System Modells der aktuellen Zeit dargestellt.

Um neue potentielle Muttergesteine zu lokalisieren, werden in den zeitlichen Checkpoints zusätzlich Paläo-Petroleum-Umwelt-Modelle (Begriffsdefinition in *Kapitel 2.3.1*) modelliert. Anhand dieser können eventuelle Ablagerungsräume organischer Substanzen auf der Paläo-Erdoberfläche identifiziert werden.

#### 7.2.4. Modellierung der Paläo-Petroleum-Umwelt

Paläo-Petroleum-Umwelt-Modelle sind also Teilmodelle der zeitlichen Checkpoints und beziehen sich auf die Paläo-Erdoberfläche. Diese können anhand sedimentologischer Untersuchungen (u.a. Fossilienbestimmungen, Faziesanalysen) rekonstruiert werden.

Das Paläo-Relief wird während der Beckensubsidenzmodellierung in PetroMod berechnet sowie in späterer Folge anhand sedimentologischer Studien verfeinert. Fossilien – wie zum Beispiel Foraminiferen – geben Auskunft über das Paläo-Klima und die Paläo-Wassertiefe (*Abb. 90*), anhand derer die ExpertInnen auf ein aerobes bzw. anaerobes Ablagerungsmilieu schließen können. Alle Gesteinsproben des Untergrundes stammen aus Bohrkernen und sind somit punktuelle Daten. Die anhand dieser Proben gewonnenen Erkenntnisse werden mittels Interpolationen auf das Untersuchungsgebiet ausgebreitet. Die potentiellen Sedimentablagerungsbereiche sowie Hauptsedimenttransportrouten werden mittels dem

Flow-Path-Modell (Abb. 82) identifiziert, mit dem Unterschied, dass die originale Geometrie der Gesteinsoberfläche zur Berechnung herangezogen wird und nicht das Inverse von ihr sowie die Spill Points nicht kalkuliert werden. Die Migrationsrouten entsprechen in dem Fall den Sedimenttransportrouten sowie die Closures den Obergrenzen der Sedimentbecken.

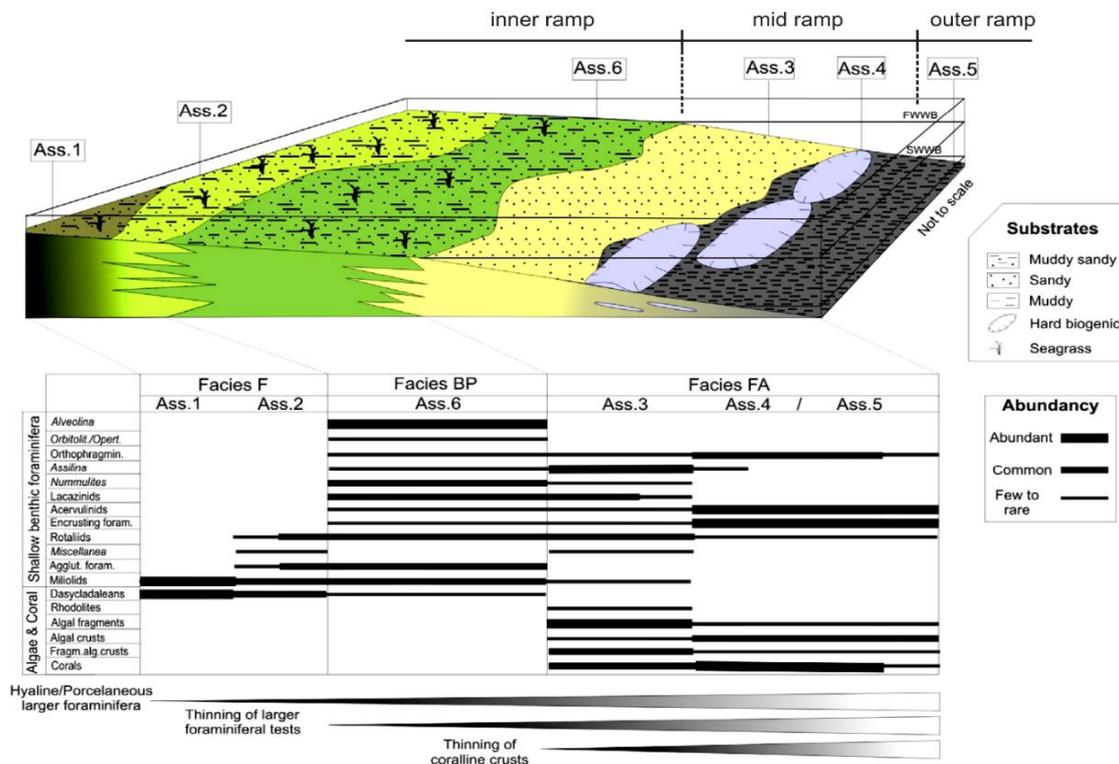


Abb. 90: Schematisches Modell der räumlichen Verteilung von Foraminiferen im Schelfbereich im späten Paläozän-frühen Eozän (Quelle: Zamagni et al., 2008, S.14)

## 6. Konklusion

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurden folgende (vier) Forschungsfragen in Zusammenhang mit der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung beantwortet:

- Was ist der Stand der Technik im Bereich der 4D Petroleum System Modellierung?
- Welche Vor- und Nachteile hat eine GIS basierte Petroleum System Modellierung gegenüber PetroMod?
- Was sind die wesentlichen Elemente eines für interdisziplinäre Forschungszwecke geeigneten 4D Petroleum System Modells und wie werden sie modelliert und visualisiert?
- Kann PetroMod anhand von GIS optimiert oder eventuell ersetzt werden?

Im Folgenden werden die Fragestellungen noch einmal zusammenfassend beantwortet.

Die Petroleum System Modellierung befasst sich mit der räumlichen und zeitlichen Analyse der essentiellen Elemente (Muttergestein, Speichergestein, Deckgestein, Gesteinsüberlagerungen) und Prozesse (Fallenbildung, Kohlenwasserstoffgeneration, -migration und -akkumulation) eines Petroleum Systems. Nach Magoon and Dow (1994) können Petroleum Systeme mittels vier Abbildungen und einer Tabelle sehr gut dargestellt werden (*Kapitel 2.5.2*). Diese manuelle Methode wird auch heute noch angewandt, da in diesem Fall das Modell aus den Theorien, den Erfahrungen und den Meinungen der GeowissenschaftlerInnen entsteht. Bei einer hohen Datendichte und bei Messungen hoher Qualität können mithilfe von Spezialsoftwares genaue Berechnungen durchgeführt werden. Marktführende Software im Petroleum System Modeling ist *PetroMod* von *Schlumberger*. Sie beinhaltet Konzepte des Petroleum System Modelings wie auch der Beckenanalyse und führt komplexe vierdimensionale geophysikalische und geochemische Berechnungen durch. In *PetroMod* können jedoch keine weiteren interdisziplinären Daten und Erkenntnisse (z.B. Aufnahmen von Dünnschliffe) eingefügt, sowie die Oberflächensituation (u.a. Siedlungen, Pipelines, Satellitenbilder zur Qualitätskontrolle der Koordinaten, Konzessionen) mitmodelliert und visualisiert werden, die jedoch die Entscheidungstreffungen für Bohrungen und weitere Explorationen deutlich beeinflussen. Mittels GIS wurden bisher bezüglich Petroleum System Modellierung hauptsächlich 3D-Beckenmodelle gefertigt und deren aktueller geologischer Zustand analysiert, sowie Berechnungen der Kohlenwasserstoffmigrationsrouten anhand der Geometrie des Seals durchgeführt, jedoch nur statisch.

Weiter oben genannte Elemente, welche in *PetroMod* nicht mitmodelliert werden können, können anhand derer räumliche Informationen, gemeinsam mit den Resultaten der mittels *PetroMod* durchgeführten Analysen und Berechnungen, in ArcGIS integriert und (kombiniert) visualisiert werden, wodurch neue Erkenntnisse gewonnen werden können. Die Vorteile der GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung *PetroMod* gegenüber sind folgende:

- Hybrides 4D Oberflächen- und Untergrundmodell
- Einfache Integration, Bearbeitung, Manipulation, Analyse und Visualisierung von Raster- und Vektordaten
- Einbindung von Satellitenbildern
- Unterstützung der interdisziplinären Zusammenarbeit durch die kombinierte Analyse interdisziplinärer Daten und deren gleichzeitige Visualisierung
- Auflösung des Modells laufend verbesserbar
- Rasche Generierung von Vorschaumodellen mittels Interpolationen aus punktuellen Daten
- Schnelle und einfache Updates und Erhöhung der Datendichte
- Umfangreiche räumliche Analysemöglichkeiten

- Transparenz der Modelle und Analysen
- Beliebige Zeitintervalle
- Visueller und analytischer Vergleich mit eventuellen früheren Studien mittels Digitalisierung des Kartenmaterials
- Fortgeschrittene Animationsmöglichkeiten der Ergebnisse

In ArcGIS können jedoch keine voxelbasierten physikalischen und chemischen Berechnungen durchgeführt werden, weshalb die Verwendung einer Spezialsoftware für diese Zwecke aktuell unumgänglich ist. ArcGIS wird infolgedessen als schnell zugreifbare, zentrale Datenbank und „Forschungsplattform“ der interdisziplinären vierdimensionalen Petroleum System Modellierung sowie für räumliche Analysen der Bestandteile der Petroleum Systeme verwendet.

Die wesentlichsten Elemente des GIS basierten 4D Petroleum Systems sind folgende:

- Daten zur Orientierung
- Bohrungsgeometrien und -attribute → Well-Zonation-Model
- Well Tops → Erste Geometrien der Gesteinsschichten mittels Interpolation
- Detaillierte Oberflächengeometrien der Gesteinsschichten mittels Seismikinterpretation → Zonation-Model & Flow-Path-Modeling
- Attribute der Lithologie
- Öl-Wasser-Kontakt(e) → Räumliche Verteilung von Petroleum und Wasser im Reservoir
- Verwerfungen inklusive Kohlenwasserstoffdurchlässigkeit
- Öl- und Gasfenster
- Digitalisiertes Kartenmaterial
- Weitere räumlich positionierbare, jedoch nicht modellierbare (Texte, Fotos) Informationen der Features als Attachments

Deren (teilweise automatisierte) Modellierungs- und Visualisierungsmöglichkeiten wurden in *Kapitel 4* erläutert.

Mittels der ArcGIS basierten 4D Petroleum System Modellierung kann die interdisziplinäre Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten optimiert werden, jedoch nur durch die Kombination von ArcGIS mit Petrel und PetroMod.

## 7. Zusammenfassung

Ziel dieser Masterarbeit war das Erarbeiten und die Präsentation eines Workflows zur GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung und Visualisierung zur Optimierung der

interdisziplinären Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten. Dabei wurden die Konzepte zu den diversen Ebenen von Kohlenwasserstoffexplorationen angeführt sowie die Vorteile des erarbeiteten GIS basierten Modells erläutert.

Qualitativ hochwertige Modelle setzen ein gutes Grundverständnis der Thematik voraus. Demzufolge bildet den ersten Teil der Arbeit die theoretische Einführung in die Erdölgeologie. Ziel dieses Kapitels ist es, dem Leser bzw. der Leserin einen zusammenfassenden Überblick der theoretischen Grundlagen der Kohlenwasserstoffgenese, -migration und -akkumulation zu geben, um das Konzept des Petroleum Systems zu verstehen. Der eigentliche Forschungsprozess beginnt schon mit der Datenerfassung. Um den Leser bzw. die Leserin für potentielle Fehlerquellen der Daten zu sensibilisieren, kamen auch die Datenquellen der Erdölgeologie zur Vorstellung. Der erste Teil der Arbeit schließt mit der Gegenüberstellung der diversen Ebenen von Petroleum Untersuchungen und der Erläuterung des Konzeptes der – diese Bearbeitungsmethoden verbindenden – GIS basierten 4D Petroleum System Modellierung.

Die vierte Dimension des Modells ist neben den drei räumlichen Dimensionen die Zeit. Ihre Integration in ArcGIS ist demzufolge Grundvoraussetzung der 4D Petroleum System Modellierung und wurde im zweiten Teil der Arbeit erläutert. Aufgrund der multiskalaren Zeitintervalle während erdölgeologischen Untersuchungen (Tage bis Jahrmillionen) wurde eine Methode zur hybriden multiskalaren Zeitintegration in ArcGIS erarbeitet und vorgestellt.

Den Kern der Arbeit bildet das Kapitel zur dreidimensionalen Modellierung und Visualisierung der Petroleum-Umwelt der Gegenwart. Das 4D-Modell setzt sich aus beliebig vielen solchen 3D-Modellen (zeitliche Checkpoints) zusammen, die überwiegend die gleichen thematischen Inhalte aufweisen. Modell sowie alle Ableitungen der Vergangenheit auf dem gegenwärtigen Modell beruhen. Weiters sind alle Vorstellungen und Modelle der Vergangenheit Ableitungen des gegenwärtigen Petroleum-Umwelt-Modells. Dieser Teil der Arbeit befasst sich demnach mit der Datenintegration der Orientierungsdaten, Bohrungen, Lithologie, Verwerfungen sowie von weiteren erdölgeologischen Daten (z.B. Digitalisierung des vorhandenen Kartenmaterials) und deren Synchronisierungen wie auch mit der Modellierung der wichtigsten Elemente der Petroleum-Umwelt mittels ArcGIS. Dazu gehören das Zonation- und Well-Zonation-Modell, die räumliche Verteilung von Petroleum und Wasser im Reservoir, das Öl- und Gasfenster, die Dünnschliffe als Informationsträger lithologischer Eigenschaften sowie Ablagerungsmilieus und -zeiten, die Kohlenwasserstoffmigration und -akkumulation mittels Flow-Path-Model sowie die Darstellung weiterer flächenhafter Informationen ohne genaue Tiefenangaben. Ein großer Teil dieser (Teil-)Modellierungen konnte mittels ModelBuilder automatisiert werden.

Im letzten Teil der Arbeit wurden die bisher erläuterten Bausteine in das vierdimensionale Entwicklungsmodell zusammengefügt. Hierzu wurden die Softwares (Petrel, PetroMod,

ArcGIS) der ArcGIS basierten 4D Petroleum System Modellierung sowie der Workflow und die Elemente dieser neuen Methode vorgestellt. Vierdimensionale Petroleum System Modellierungen wurden bis jetzt überwiegend mit PetroMod durchgeführt. Diese können – wie diese Arbeit zeigt – mittels ArcGIS optimiert, jedoch nicht mittels diesem ersetzt werden, weil in ArcGIS noch keine voxelbasierten komplexen physikalischen und chemischen Berechnungen durchgeführt werden können. ArcGIS ist als schnell greifbare, zentrale Datenbank und „Forschungsplattform“ der interdisziplinären vierdimensionalen Petroleum System Modellierung sowie für räumliche Analysen der Bestandteile der Petroleum Systeme bestens geeignet. Es verwendet die räumlichen Informationen der Daten als Schnittstelle und ermöglicht deren schnellen Abruf nach der geographischen Lage oder beliebigen Attributen. Zusätzlich können zahlreiche Modellierungen, Analysen sowie Rasterdatenaufbereitungsprozesse für PetroMod mittels ModelBuilder automatisiert werden.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass die in der Arbeit vorgestellte ArcGIS basierte 4D Petroleum System Modellierung die interdisziplinäre Exploration von Kohlenwasserstofflagerstätten optimieren kann, diesbezüglich jedoch weitere Forschungen empfehlenswert sind, da das Potential von GIS bezüglich dieser Thematik noch bei weitem nicht erschöpft ist.

***„Two things should be apparent: (1) we aren` t clear about what GIS can do, and (2) we desperately need to be more clear.”***

(Berry, 1996: S.113)

## 8. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Weltweiter Primärenergieverbrauch 1989-2014 (Quelle: <a href="http://www.bp.com">http://www.bp.com</a> ) .....	7
Abb. 2: Typische Zusammensetzung des Rohöls .....	10
Abb. 3: Zusammensetzung von 636 Rohölproben (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.380) .....	11
Abb. 4: Zusammenhang der dynamischen Viskosität mit dem spezifischen Gewicht (Quelle: Tissot & Welte, 1984, S.476) .....	12
Abb. 5: Globale marine Chlorophyllkonzentration in 2006 (Quelle: <a href="http://earthobservatory.nasa.gov">http://earthobservatory.nasa.gov</a> ).....	14
Abb. 6: Kohlenwasserstoffgeneration abhängig von der Tiefe (Quelle: Steyl & Tonder, 2013, S.217) .....	15
Abb. 7: Organische Bestandteile der Sedimentgesteine (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.132) ..	16
Abb. 8: van Krevelen Diagramm zur Visualisierung der Ergebnisse der Elementaranalyse (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.152) .....	19
Abb. 9: Ablauf der Rock-Eval-Pyrolyse (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.510).....	20
Abb. 10: Pseudo-van Krevelen Diagramm zur Bestimmung des Kerogentyps (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.512) .....	21
Abb. 11: Ungefähre Grenzen der Öl- und Gaszonen der Kerogentypen nach der Vitrinitreflexion (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.518).....	23
Abb. 12: Primäre und sekundäre Migration (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.194) .....	24
Abb. 13: Anstieg des Flüssigkeitsdrucks mit der Tiefe (Quelle: Hunt. 1979, S.198).....	24
Abb. 14: Prinzip der rasterbasierten Kohlenwasserstoffmigrationsmodellierung (Quelle: Liu et al. .2008, S.1120).....	29
Abb. 15: Elemente einer Falle (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.475).....	31
Abb. 16: Kohlenwasserstoffakkumulation in einem antiklinalen Reservoir unter hydrodynamischen Bedingungen (Quelle: Tissot & Welte. 1984, S.352).....	32
Abb. 17: Contractional Folds vom Zagros Gebirge (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.477) .....	34
Abb. 18: Fallen im Zusammenhang mit durch tektonischen Druck initiierten thrust-faults (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.479).....	34
Abb. 19: Durch eine Growth Fault entstandene Rollover-Antiklinale (Quelle: <a href="http://www.wikiwand.com/en/Growth_fault">http://www.wikiwand.com/en/Growth_fault</a> ) .....	35
Abb. 20: In der Nordsee in der Ninian Region hosten überwiegend Tilted Fault Blocks die Kohlenwasserstofffallen (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.481).....	36
Abb. 21: Rollover-Antiklinalen im Niger Delta Nigeria (Quelle: Opara et al. . 2011, S.504).....	36
Abb. 22: Evolution einer Kompaktionsstruktur ausgehend von einem Horst in der Paläotopographie (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.484) .....	37

Abb. 23: Querschnitt einer Riffstruktur zeigt die mangelnde Korrelation zwischen Fazies und Porosität (Quelle: Selley, 1997) ..... 38

Abb. 24: Fluvialer Channel mit teilweise produktiver Sandsteinfüllung (Quelle: Selley. 1997) 39

Abb. 25: Submariner Fan mit einem submarinen Canyon, mit dem Kontinentalrand verbunden (Quelle: <http://www.seddepseq.co.uk/>)..... 40

Abb. 26: Beispiele für Fault-Signaturen (Quelle: <http://facweb.bhc.edu/academics/science/harwoodr/geol101/study/structur.htm>) ..... 41

Abb. 27: Damage Zone von Verwerfungen (Quelle: Fossen. 2010, S.167)..... 41

Abb. 28: Mögliche Abdichtungen in Verwerfungen (Quelle: Fossen. 2010, S.182)..... 42

Abb. 29: 3D Seismic Cube ..... 45

Abb. 30: Seismische Interpretation in Zeit ..... 46

Abb. 31: Metadaten einer seismischen Aufnahme in Petrel ..... 47

Abb. 32: Beispiel eines Well Logs ..... 48

Abb. 33: Bohrkern mit Well Log Korrelation (Quelle: <http://www.aogr.com>) ..... 49

Abb. 34: Cuttings (Quelle: <http://www.altecpetroleumgroup.com>) ..... 50

Abb. 35: Koordinaten QC (Qualitätskontrolle) anhand eines Satellitenbildes..... 51

Abb. 36: Diverse Tiefenangaben (Quelle: <http://www.opendtect.org>)..... 52

Abb. 37: Evaluierung von Well Log Interpretationen mittels Outcrop (Quelle: <http://blog.aapg.org>)..... 53

Abb. 38: Korrelation der Schwerebeschleunigung mit der Dichte (Quelle: Hyne. 2012, S.213) 54

Abb. 39: Korrelation des magnetischen Feldes mit dem Magnetit-Gehalt der Gesteine (Quelle: Hyne. 2012, S.213)..... 54

Abb. 40: Die Haupttypen der Petroleum bezogenen Untersuchungen (Quelle: Magoon & Dow. 1994, S.4)..... 55

Abb. 41: Schematisches chronostratigraphisches Diagramm zur Veranschaulichung der Zusammenhänge zwischen sedimentären Fazies in der Ablagerungsfolge und der Beckenentwicklung (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.408) ..... 56

Abb. 42: Überblick des Deer-Boar Petroleum Systems mittels vier Abbildungen und einer Tabelle (Quelle: Magoon & Dow. 1994) ..... 58

Abb. 43: Play Map (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.412) ..... 60

Abb. 44: Play chance Karte (Quelle: Allen & Allen. 2005, S.413)..... 60

Abb. 45: Schwerpunkte von ArcGIS im GIS basierten 4D Petroleum System Modeling ..... 63

Abb. 46: Subsidenz von drei Muttergesteinen im Ajdabiya Trough, Libyen (Modifiziert nach El-Alami et al., 1989)..... 66

Abb. 47: Zeitwerte im Zeilenformat. Jeder Bohrung wurde das Anfangsdatum der Bohrungsarbeiten zugeschrieben..... 67

Abb. 48: Stratigraphische Tabelle des Sirte Beckens in Libyen (Quelle: Abadi. 2002) ..... 69

Abb. 49: Attributtabelle einer Punkt-Feature-Klasse mit zeitbezogenen Förderungsdaten... 72

Abb. 50: Tabelle eines Raster-Katalogs mit Zeitbezug (Quelle: ESRI. 2014a)..... 73

Abb. 51: Beispiel einer zeitliche und räumliche Informationen als Attribute beinhaltende Tabelle ..... 74

Abb. 52: Statische Visualisierung der zeitlichen Entwicklung der Förderungsdaten von einzelnen Sonden (Quelle: Heinemann Oil GmbH, 2014)..... 76

Abb. 53: Statische Visualisierung der Entwicklung der Rohölpreise zwischen 1965-2015 mittels Verlaufsdiagramm (Quelle: [www.tecson.de/historische-oelpreise.html](http://www.tecson.de/historische-oelpreise.html))..... 76

Abb. 54: Aktivierung der Zeit eines Layers sowie des Zeitschiebereglers als Steuerungsinstrument der vierten Dimension ..... 77

Abb. 55: Animation Manager ..... 78

Abb. 56: Features des Zeitschiebereglers (Quelle: ESRI. 2014g) ..... 78

Abb. 57: UTM-Zonen (Quelle: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Utm-zones.jpg#/media/File:Utm-zones.jpg>) ..... 82

Abb. 58: Diverse Tiefenangaben (Quelle: <http://www.opendtect.org>)..... 83

Abb. 59: Unterschiede zwischen Geographisch-, Magnetisch- und Gitter-Nord (Quelle: Hake et al., 2002, S.64) ..... 84

Abb. 60: Satellitenbild zur Qualitätskontrolle der Bohrungskordinaten ..... 85

Abb. 61: Globale Abdeckung der hochaufgelösten Aufnahmen in der World Imagery Basemap (Quelle:[http://downloads.esri.com/blogs/arcgisonline/WorldImageryGlobal\\_Maps2014Release14.jpg](http://downloads.esri.com/blogs/arcgisonline/WorldImageryGlobal_Maps2014Release14.jpg)) ..... 86

Abb. 62: Lücken- und teilweise fehlerhafte OpenStreetMap-Daten..... 87

Abb. 63: Aus vier Kacheln zusammengefügtes SRTM-DGM mit der Konzession des Untersuchungsgebietes, den größten Siedlungen und Hauptstraßennetz der Region sowie World Imagery Basemap im Hintergrund ..... 88

Abb. 64: Benötigtes Format der zusammengefügt ASCII Deviation Files für den Import in ArcGIS ..... 89

Abb. 65: Modell zur Erzeugung einer 3D Linien Feature Klasse der Bohrungen aus Petrel Deviation Files sowie dessen in ArcScene visualisiertes Ergebnis ..... 90

Abb. 66: In Excel für das ArcGIS-Projekt aufbereitete Well Top Datenbank..... 91

Abb. 67: Vergleich zweier Tiefenmodelle der gleichen Region. Links mittels Well Top Interpolation, rechts anhand einer Seismikinterpretation ..... 93

Abb. 68: HTML-Popup mit einem dem Feature als Anhang hinzugefügten Well Log..... 94

Abb. 69: Mittels ModelBuilder gebautes Modell zur automatisierten Integration von Anlagen zu einer Feature Klasse ..... 94

Abb. 70: Modell zum Importieren von ASCII Surfaces und Erzeugen von Raster- sowie TIN-Tiefenmodellen.....	95
Abb. 71: Teilweise transparent visualisierte TIN-Tiefenmodelle.....	96
Abb. 72: Beispielhafte Darstellungen lithologischer Attribute in Petrel und ArcScene .....	97
Abb. 73: Vergleich zweier Öl-Wasser-Kontakt-Darstellungen. Die linke wurde mit Petrel gefertigt, die rechte mit ArcGIS. ....	98
Abb. 74: In Petrel visualisierte komplexe Fault-Struktur .....	99
Abb. 75: Digitalisierte Karte aus Hallett (2002, S.337) als sekundäre Datengrundlage für die räumliche Verteilung der Kerogentypen in der Region des Untersuchungsgebietes .....	100
Abb. 76: Lage des (fiktiven) Untersuchungsgebietes des praktischen Beispiels .....	102
Abb. 77: Aus TIN-Dateien erzeugte Multipatches zum Erstellen des Zonation-Modells .....	103
Abb. 78: Well-Zonation-Model .....	103
Abb. 79: Automatisierter Prozess zur Modellierung des Öl-Wasser-Kontaktes sowie des Petroleum- und Wasservolumens als Multipatches .....	104
Abb. 80: Automatisierter Ablauf sowie Resultat der Integration des Öl- und Gasfensters ..	105
Abb. 81: Aufbereitung des Tiefenmodelles für das Flow-Path-Modeling.....	108
Abb. 82: Graphische Darstellung des Flow-Path-Modells, inklusive Spill Point-, Closure- und Fallenidentifizierung .....	109
Abb. 83: Resultat der Flow-Path-Analyse im fiktiven Untersuchungsgebiet .....	109
Abb. 84: Räumliche Verteilung des Kerogentyps in ArcScene visualisiert.....	110
Abb. 85: Die Petroleumzusammensetzung kann in PetroMod mit bis zu 14 Komponenten modelliert werden (Quelle: Schlumberger. 2012, S.165) .....	114
Abb. 86: Globale vs. lokale Glättung- und Füllung in PetroMod (Quelle: Schlumberger. 2012, S.11).....	116
Abb. 87: Automatisierter Rasterdatenaufbereitungsprozess für PetroMod .....	117
Abb. 88: Beispiel eines Rasterdatenaufbereitungsprozesses für PetroMod.....	117
Abb. 89: Zulassung der Zeit der Layers in ArcGIS.....	119
Abb. 90: Schematisches Modell der räumlichen Verteilung von Foraminiferen im Schelfbereich im späten Paläozän-frühen Eozän (Quelle: Zamagni et al.,2008, S.14).....	120

## 9. Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Klassifikation der Muttergesteine anhand der generierten Kohlenwasserstoffe mittels Rock-Eval-Pyrolyse (nach Peters. 1986) .....	22
Tab. 2: Quiriquire-Ölfeld Rohölanalyse (nach Silverman, 1965) .....	28
Tab. 3: Fallentypen (nach Allen & Allen. 2005, S.475).....	33
Tab. 4: Erdölgeologische Forschungsebenen (Quelle: Magoon & Dow. 1994, S.4).....	61
Tab. 5: Unterstützte Feldformate der als Attribut gespeicherten Zeitwerte in ArcGIS 10.2 mit der Auswahl des Formates für das GIS basierte 4D Petroleum System Modell (nach ESRI, 2014b).....	68
Tab. 6: Beispiele für geologische Zeitumrechnungen für das ArcGIS-Modell .....	71
Tab. 7: Beispiele für Zeitangaben von anthropogenen sowie geologischen Ereignissen im ArcGIS-Modell .....	72
Tab. 8: Tiefenintervalle des Erdöl- und Erdgasfensters im Untersuchungsgebiet.....	106

## 10. Quellenverzeichnis

(Internetquellen geprüft am 04.10.2015)

- Al-Atta, M.A., Issa, G.I., Ahmed, M.A., & Afife, M.M. (2014). Source rock evaluation and organic geochemistry of Belayim Marine Oil Field, Gulf of Suez, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 23, Issue 3, 285-302.
- Abadi, A. (2002). *Tectonics of the Sirt Basin, inferences from tectonic subsidence analysis, stress inversion and gravity modelling*. Amsterdam: Dissertation, Vrije Universiteit.
- Allen, P.A., & Allen, J.R. (2005). *Basin Analysis*. Malden, Oxford, Carlton: Blackwell Publishing.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis, 2<sup>nd</sup> ed., AAPG Methods in Exploration, Volume 16*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists.
- Assad, F.A. (2009). *Field Methods for Petroleum Geologists*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Bailey, N. J. L., Krouse, H. H., Evans, C. R., & Rogers, M. A. (1973). Alteration of crude oil by waters and bacteria-evidence from geochemical and isotope studies. *AAPG Bull.*, 57, 1216-1290.
- Bentley, M.R., & Barry, J.J. (1991). Representation of fault sealing in a reservoir simulation: Cormorant Block IV, UK North Sea. *Society of Petroleum Engineers reprint no. 22667*, 119-126.
- Bill, R., & Fritsch, D. (1994). *Grundlagen der Geo-Informationssysteme, Vol.1: Hardware, Software und Daten*. Heidelberg: Wichmann.
- Cotillon, P. (1992). *Stratigraphy*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- El-Alami, M., Rahouma, S., & Butt, A.A. (1989). Hydrocarbon habitat in the Sirte Basin northern Libya. *Petroleum Research Journal*, 1, 17-28.
- Espitalie, J., Marquis, F., & Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In K. J. Voorhees (Eds.), *Analytical pyrolysis- Techniques and applications* (pp. 276-304). Boston: Butterworths.
- ESRI (2008). *Universal Transverse Mercator*.  
[http://webhelp.esri.com/arcgisdesktop/9.3/index.cfm?TopicName=Universal\\_Transverse\\_Mercator](http://webhelp.esri.com/arcgisdesktop/9.3/index.cfm?TopicName=Universal_Transverse_Mercator)
- ESRI (2009). *HowTo: Select a suitable map projection or coordinate system*.  
<http://support.esri.com/en/knowledgebase/techarticles/detail/24646>
- ESRI (2012). *ArcGIS 10.1 Geographic and Vertical Transformation Tables*.  
[http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/003r/pdf/geographic\\_transformations.pdf](http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/003r/pdf/geographic_transformations.pdf)
- ESRI (2014a). *Unterstützung von Zeit in räumlichen Daten*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/005z00000004000000>
- ESRI (2014b). *Unterstützte Feldformate*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/na/005z00000006000000/>
- ESRI (2014c). *Grundlagen zu Feature-Classes*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/003n00000005000000>

- ESRI (2014d). *Organisation von Raster-Daten*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/009t000000n000000>
- ESRI (2014e). *Was ist ein Mosaik-Dataset?*  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/009t00000037000000>
- ESRI (2014f). *Speichern, Exportieren und Laden von Animationen*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/na/000900000033000000/>
- ESRI (2014g). *Verwenden des Fensters "Zeitschieberegler"*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/na/005z0000000z000000/>
- ESRI (2014h). *Geodatabase-Typen*.  
[http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/Types\\_of\\_geodatabases/003n00000007000000/](http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/Types_of_geodatabases/003n00000007000000/)
- ESRI (2014i). *Datum*.  
<http://resources.arcgis.com/en/help/arcpad/10.2/app/index.html#/00s100000029000000>
- ESRI (2014j). *Vergleichen von Interpolationsmethoden*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/00q90000009s000000>
- ESRI (2014k). *Interpolationsanalyse*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/00q900000093000000>
- ESRI (2014l). *Aktivieren von Anlagen*.  
<http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/01m90000000r000000>
- Ethridge, F.G. (1993). Laboratory Methods. In D. Morton-Thompson & A. Wood (Eds.), *Development Geology Reference Manual*. AAPG Methods in Exploration Series. No.10. (pp.195-257).
- Exprodat (2013). *Why Use GIS in Petroleum. Version 1.2*.  
<http://www.exprodat.com/Forms/Why-Use-GIS-in-Petroleum.htm>
- Federal Geographic Data Committee [prepared for the Federal Geographic Data Committee by the U.S. Geological Survey] (2006). *FGDC Digital Cartographic Standard for Geologic Map Symbolization*.  
[http://ngmdb.usgs.gov/fgdc\\_gds/geolsymstd/fgdc-geolsym-all.pdf](http://ngmdb.usgs.gov/fgdc_gds/geolsymstd/fgdc-geolsym-all.pdf)
- Fossen, H. (2010). *Structural Geology*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Geyh, M.A., & Schleicher, H. (1990). *Absolute Age Determination. Physical and Chemical Dating Methods and Their Application*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- Gluyas, J., & Swarbrick, R. (2004). *Petroleum Geoscience*. Malden, Oxford, Carlton: Blackwell Publishing.
- Hake, G., Grünreich, D., & Meng, L. (2002). *Kartographie – Visualisierung raum-zeitlicher Informationen. 8. Auflage*. Berlin, New York: Walter de Gruyter.
- Hallett, D. (2002). *Petroleum Geology of Libya. 1<sup>st</sup> ed.*, Amsterdam: Elsevier Science B.V.
- Hantschel, T., & Kauerauf, A.I. (2009). *Fundamentals of Basin and Petroleum System Modeling*. Berlin, Heidelberg: Springer.

- Hindle, A. D. (1997). Petroleum migration pathways and Charge Concentration: A three-dimensional model. *AAPG Bulletin*, 81 (9), 1451-1481.
- Hobson, G.D., & Tiratsoo, E.N. (1981). *Introduction to Petroleum Geology*. 2<sup>nd</sup> ed., Houston: Gulf Pub.Co.
- Hunt, J.M. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology*. San Francisco: W. H. Freeman and Company.
- Hyne, N.J. (2012). *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling & Production*. 3<sup>rd</sup> ed., Tulsa: PennWell Corporation.
- International Union Of Pure And Applied Chemistry (1994). Glossary of terms used in physical organic chemistry. *Pure & Appl.Chem.*, 66 (5), 1077-1184.
- Jev, B. I., Kaars-Sijpesteijn, C.H., Peters, M.P.A.M., Watts, N.L., & Wilkie, J.T. (1993). Akaso field, Nigeria: Use of integrated 3-D seismic, fault-slicing, clay smearing and RFT pressure data on fault trapping and dynamic leakage. *AAPG Bulletin*, 77, 1389-1404.
- Kartsev, A. A., Tabasaranskii, Z. A., Subbota, M. I., & Mogilevskii, G. A. (1959). *Geochemical Methods of Prospecting and Exploration for Petroleum and Natural Gas*. Berkeley, California: University of California Press.
- Larter, S.R., Taylor, P., Chen, M., Bowler, B., Ringrose, P., & Horstad, I. (1996). Secondary migration – visualising the invisible – what can geochemistry potentially do? In K. Glennie & A. Hurst (Eds.), *NW Europe's Hydrocarbon Industry* (pp. 137-143). London: Geological Society.
- Lewan, M.D. (1994). Assessing natural oil expulsion from source rocks by laboratory pyrolysis. In L.B. Magoon & W.G. Dow (Eds.), *The Petroleum System – from Source to Trap* (pp.201-210). AAPG Memoir 60. Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Liu, X.F., Zhong, G., Yin, J., He, Y., & Li, X. (2008). GIS-based modeling of secondary hydrocarbon migration pathways and its application in the northern Songliao Basin, northeast China. *Computer & Geosciences*, 34, 1115-1126.
- Magoon, L.B., & Dow, W.G. (1994). The Petroleum System. In L.B. Magoon & W.G. Dow (Eds.), *The Petroleum System – from Source to Trap* (pp.219-235). AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Maher, M.M. (2013). *Lining up data in ArcGIS*. Redland: Esri Press.
- Mann, U. (1994). An integrated approach to the study of primary petroleum migration. In J. Parnell (Ed.), *Geofluids: origin, migration and evolution of fluids in sedimentary basins* (pp. 233-260). Geological Society London, Special Publication 78.
- Mann, U., Hantschel, T., Schaefer, R.G., Krooss, B., Leythaeuser, D., Littke, R., & Sachsenhofer, R.F. (1997). Petroleum Migration: Mechanisms, Pathways, Efficiencies, and Numerical Simulations. In D.H. Welte, B. Horsfield & D.R. Baker (Eds.), *Petroleum and Basin Evolution* (pp.403-520). Berlin : Springer.
- Misch, D., Sachsenhofer, R.F., Bechtel, A., Gratzner, R., Gross, D., & Makogon, V. (2015). Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 720-742.

- Opara, A.I., Anyiam, U.O., & Nduka, A.V. (2011). 3-D Seismic Interpretation and Structural Analysis of Ossu Oil Field, Northern Depobelt, Onshore Niger Delta, Nigeria. *The Pacific Journal of Science and Technology*, 12/1, 502-509.
- Peters K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70, 318-329.
- Peters, K.E., Walters, C.C., & Moldowan, J.M. (2005). *The Biomarker Guide. Volume 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth history. 2<sup>nd</sup> ed.*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Schlumberger Information Solutions (2012). *PetroMod Advanced Training. Workflow/Solutions Training. Version 2012.1*. Nicht veröffentlicht.
- Selley, R.C. (1997). The Sirte Basin in Libya. In K.J. Hsu (Ed.), *Sedimentary Basins of the World, part 3: African Basins (Ed. R.C. Selley) (pp.27-37)*. Elsevier, Amsterdam: Elsevier.
- Shi, P., Fu, B., Ninomiya, Y., Sun, J., & Li, Y. (2012). Multispectral remote sensing mapping for hydrocarbon seepage-induced lithologic anomalies in the Kuqa foreland basin, south Tian Shan. *Journal of Asian Earth Sciences*, 46, 70-77.
- Silverman, S.R. (1965). Migration and segregation of oil and gas. In A. Young & J. E. Galley (Eds.), *Fluids in subsurface environments (pp.53-65)*. AAPG Memoir 4. Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Slujik, D., & Nederlof, M.H. (1984). A worldwide geological experience as a systematic basis for prospect analysis. In G. Demaison & J.R. Morris, J.R. (Eds.), *Petroleum geochemistry and basin analysis (pp.15-26)*. AAPG Memoir 35. Tulsa, Oklahoma: AAPG.
- Steyl, G., van Tonder, G. J. (2013). Hydrochemical and Hydrogeological Impact of Hydraulic Fracturing in the Karoo, South Africa. In A. P. Bunger, J. McLennan & R. Jeffrey (Eds.), *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*.  
<http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/hydrochemical-and-hydrogeological-impact-of-hydraulic-fracturing-in-the-karoo-south-africa>
- Stolle, J.M. (2013). *GIS and Directional Survey Data – Part 2 – How to improve efforts in an Imperfect Data World. –Presentation for the 2013 ESRI Petroleum GIS Conference*.  
[http://proceedings.esri.com/library/userconf/petrol13/papers/petrol\\_11.pdf](http://proceedings.esri.com/library/userconf/petrol13/papers/petrol_11.pdf)
- Sylta, O. (2004). *Hydrocarbon Migration Modeling and Exploration Risk*. Trondheim, Norwegen: PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology.
- Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E., & Keys, D.A. (1976). *Applied Geophysics*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Thomas, M.M., & Clouse, J.A. (1995). Scaled physical model of secondary oil migration. *AAPG Bulletin*, 79, 19–22.
- Tissot, B.P., & Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence. 2<sup>nd</sup> ed.*, Berlin: Springer.
- Williams, J.A. (1974). Characterization of oil types in Williston Basin. *AAPG Bulletin*, 58, 1243-1252.

- Williams, J. A., & Winters, J. C. (1969). Microbiological alteration of crude oil in the reservoir. In *Proceedings of Symposium on Petroleum Transformation in Geologic Environments* (pp.22-31). American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, 14.
- Woods, A.M., Reed, B., & Morton-Thompson, D. (1999). Wellsite Methods. In D. Morton-Thompson & A. M. Woods (Eds.), *Development Geology Reference Manual. AAPG Methods in Exploration, 10* (pp.57-139). USA: AAPG.
- Yielding, G., Freeman, B., & Needham, D.T. (1997). Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin*, 81, 897-917.
- Zamagni, J., Mutti, M., & Kosir, A. (2008). Evolution of shallow benthic communities during the late Paleocene-earliest Eocene transition in the Northern Tethys (SW Slovenia). *Facies*, 54 (1), 25-43.
- Zhang, P.Z., Cheng, H., Edwards, R.L., Chen, F.H., Wang, Y.J., Lang, X.L., Liu, J., Tan, M., Wang, X.F., Liu, J.H., An, C.L., Dai, Z.B., Zhou, J., Zhang, D.Z., Jia, J.H., Jin, L.Y., & Johnson, K.R. (2008). A test of climate, sun and culture relationships from an 1810-year Chinese cave record. *Science*, 322, 940-945.

### Weitere Quellen aus dem Internet

(geprüft am 04.10.2015)

<http://www.altecpetroleumgroup.com>

<http://www.aogr.com>

<http://www.bp.com>

<https://commons.wikimedia.org>

<http://downloads.esri.com>

<http://download.geofabrik.de>

<http://earthexplorer.usgs.gov>

<http://www.mbfh.hu>

<http://www.naturalearthdata.com>

<http://www.oil-price.net>

<http://www.opendtect.org>

<http://resources.arcgis.com>

<http://www.seddepeq.co.uk>

<http://www.software.slb.com>

<http://www.slb.com>

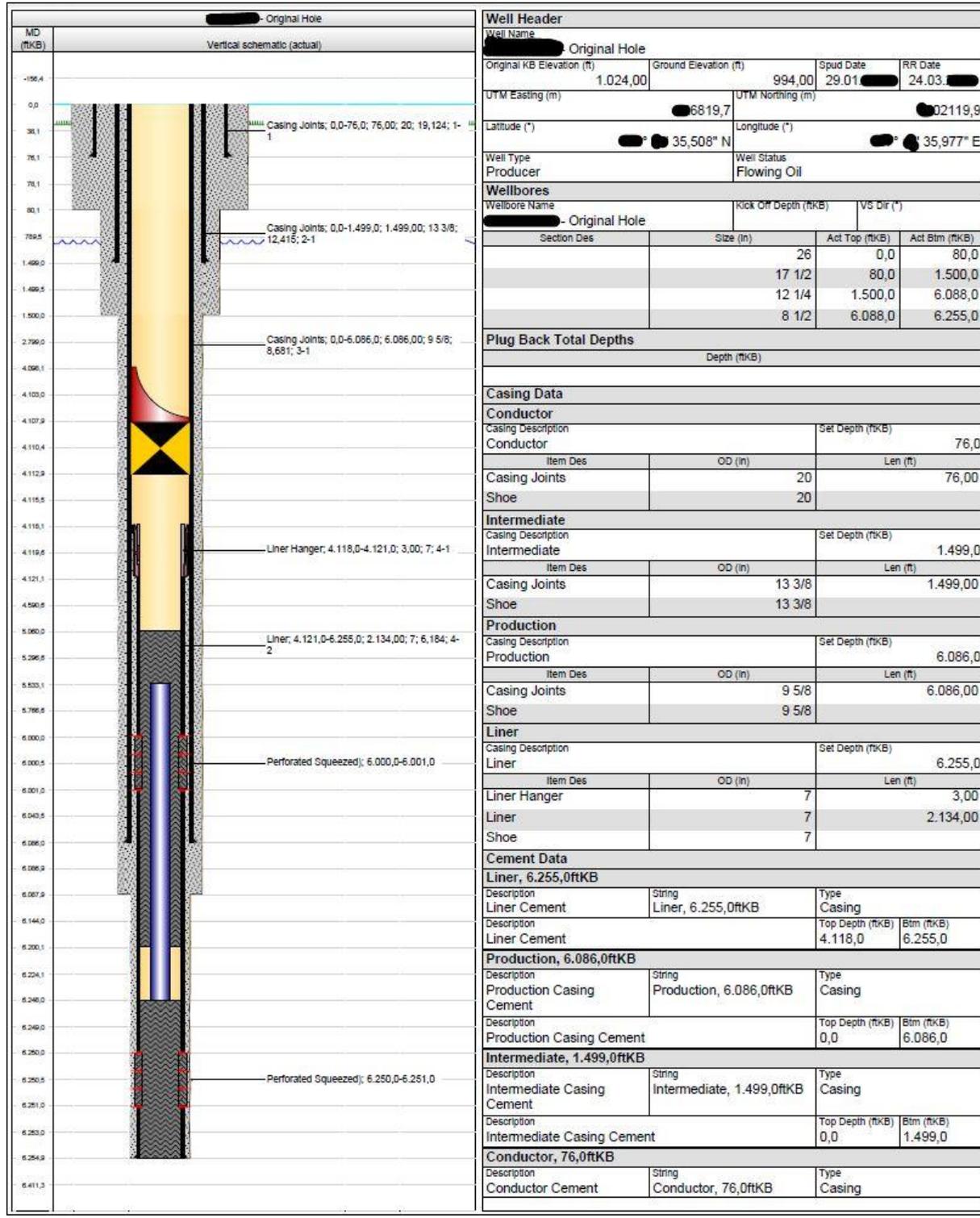
<http://www.tecson.de>

<http://www.usgs.gov>

[http://www.wikiwand.com/en/Growth\\_fault](http://www.wikiwand.com/en/Growth_fault)

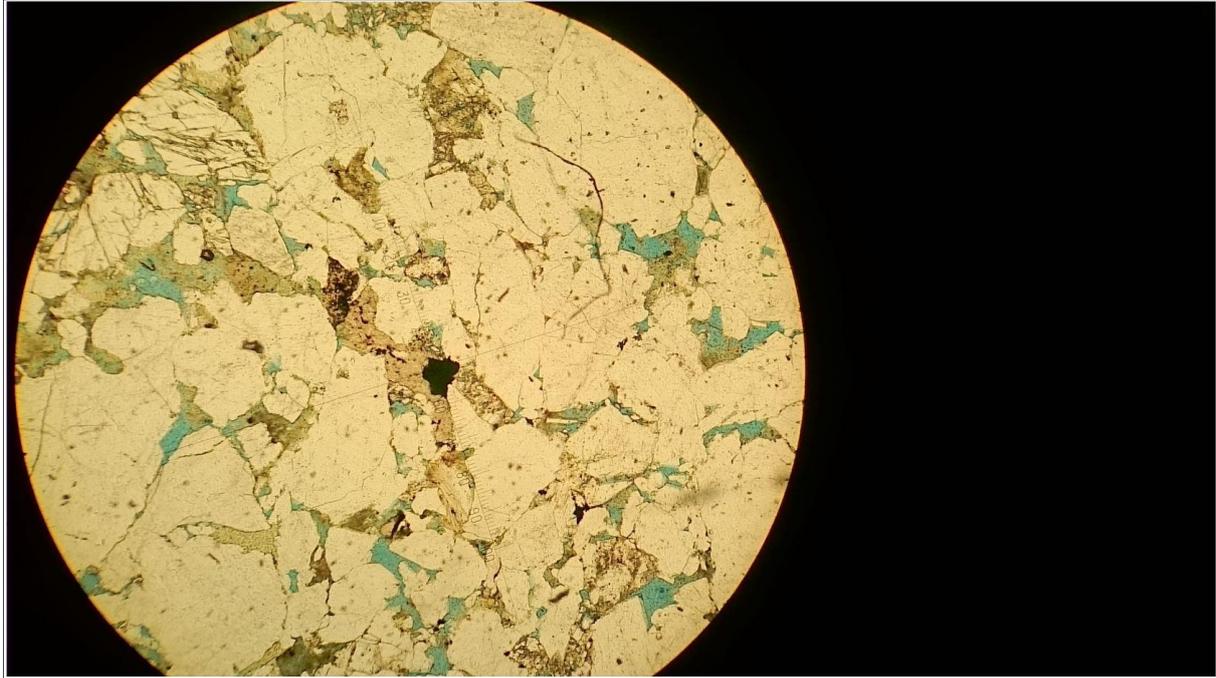
# 11. Anhang

## 11.1. Well-Sheet



Anhang 1: Well Sheet (Quelle: Heinemann Oil GmbH. 2015)

## 11.2. Dünnschliff



*Anhang 2: Mikroskopische Aufnahme eines Dünnschliffs (Foto: eigene Aufnahme)*

### 11.3. Spezifische Eigenschaften und geeignete Anwendungsgebiete einer Auswahl an Projektionssystemen

ArcGIS Supported Map Projections

Projection	Type	Properties						Suitable Extent					Location or Shape					General Purpose								
		Conformal	Equal Area	Equidistant*	True Direction*	Perspective	Compromise	Straight Rhumb	World	Hemisphere	Continents/Ocean	Regions/Sea	Medium Scale	Large Scale	North/South	East/West	Oblique	Equatorial	Midlatitude	Polar/Circular	Topographic	Geologic	Thematic	Presentation	Navigation	USGS
Aitoff	Modified Azimuthal	✓	✓					✓																		
Alaska Grid <sup>1</sup>	Modified Planar	✓	✓								✓								✓				✓			✓
Alaska Series E	Pseudocylindrical	✓										✓								✓						✓
Albers equal area conic	Conic		✓								✓	✓			✓							✓		✓		✓
Azimuthal equidistant	Planar			✓	✓			~	✓	✓	✓	✓		~			✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	
Behrmann equal area cylindrical	Cylindrical		✓					✓																✓		
Berghaus Star	Interrupted, faceted					✓		✓									✓							✓		
Bipolar oblique conformal conic	Conic (Oblique)	✓									✓										✓		✓		✓	✓
Bonne	Pseudoconic		✓								✓				✓											
Cassini-Soldner	Cylindrical												✓	✓						✓						
Chamberlin Trimetric	Modified Planar			~							✓															
Crafter Parabolic	Pseudocylindrical		✓					✓																		
Cube <sup>2</sup>	Faceted					✓																				
Cylindrical equal area	Cylindrical		✓		✓											✓		✓						✓		
Double Stereographic	Planar	✓			✓	✓			✓	✓	✓								✓						✓	
Eckert I	Pseudocylindrical							✓																		
Eckert II	Pseudocylindrical		✓					✓																		
Eckert III	Pseudocylindrical							✓																✓		
Eckert IV	Pseudocylindrical		✓					✓																✓		
Eckert V	Pseudocylindrical							✓																✓		
Eckert VI	Pseudocylindrical		✓					✓																✓		
Equidistant conic	Conic			✓							~	✓			✓				✓					✓		
Equidistant cylindrical <sup>3</sup>	Cylindrical			✓									✓												✓	
Fuller	Faceted					✓		✓															✓	✓		✓
Gall's Stereographic	Cylindrical					✓		~																✓		
Gauss-Kruger	Cylindrical (Transverse)	✓								✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓					
Geocentric <sup>4</sup>	Spherical							✓																		
Geographic <sup>4</sup>	Spherical							✓																		
Gnomonic	Planar				✓	✓					~					✓	✓	✓	✓				✓	✓		✓
Goode Homolosine <sup>5</sup>	Interrupted Pseudo-cylindrical Equal-Area		✓					✓															✓	✓		
Great Britain National Grid	Cylindrical	✓									✓	✓	✓	✓	✓						✓	✓				
Hammer-Aitoff	Modified Planar		✓					✓															✓	✓		
Hotine Oblique Mercator	Cylindrical (Oblique)	✓								✓	✓	✓	✓			✓					✓				✓	✓
Krovak	Conic	✓									✓	✓	✓			✓					✓	✓		✓	✓	✓
Lambert Azimuthal equal area	Planar		✓		✓				✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
Lambert conformal conic	Conic	✓									✓	✓	✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Local Cartesian System	Planar												✓													
Loximuthal	Pseudocylindrical						✓																			✓
McBryde-Thomas Flat Polar Quartic	Pseudocylindrical		✓					✓																		
Mercator	Cylindrical	✓					✓	~			✓	✓	✓		✓		✓			✓	✓			✓	✓	✓
Miller Cylindrical	Cylindrical						✓																	✓		✓
Mollweide	Pseudocylindrical		✓				✓																	✓		
New Zealand Grid	Modified Cylindrical	✓										✓	✓	✓					✓	✓						
Oblique Mercator	Cylindrical (Oblique)	✓									✓	✓	✓	✓							✓					✓
Orthographic	Planar				✓	✓			✓	✓						✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓
Perspective <sup>3</sup>					✓	✓					✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓
Plate-Carée	Cylindrical			✓																						✓
Polar Stereographic	Planar	✓			✓	~			✓	✓									✓	✓				✓	✓	✓
Polyconic	Conic			~			✓						~	~	✓											✓
Quartic Authalic	Pseudocylindrical		✓					✓																✓		
Robinson	Pseudocylindrical						✓	✓																✓	✓	
Rectified Skew Orthomorphic	Cylindrical (Oblique)	✓										✓	✓			✓				✓						
Simple Conic	Conic				✓						~	✓			✓			✓						✓		✓
Sinusoidal	Pseudocylindrical		✓	~			✓								✓								✓			✓
Space Oblique Mercator	Modified Cylindrical	~											✓								✓					✓
State Plane <sup>6</sup>		✓										✓	✓								✓	✓		✓	✓	✓
Stereographic	Planar	✓			✓	✓			✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓
Times	Pseudocylindrical						✓																✓	✓		✓
Transverse Mercator	Cylindrical (Transverse)	✓									✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓					✓
Two Point Equidistant	Modified Planar			✓				~	✓	✓						✓							✓		~	
Universal Polar Stereographic	Planar	✓			✓	~				✓	✓	✓	✓						✓	✓	✓			✓	✓	✓
Universal Transverse Mercator (UTM)	Cylindrical (Transverse)	✓									✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓		✓			✓	✓	✓
Van der Grinten I	Circular					✓		~																✓	✓	✓
Vertical Near-side Perspective <sup>7</sup>	Planar				✓	✓			✓	✓						✓	✓	✓	✓	✓				✓		✓
Winkel I	Pseudocylindrical							✓																	✓	
Winkel II	Pseudocylindrical							✓																✓		
Winkel Tripel	Modified Planar						✓	✓																✓	✓	✓

1 Modified Stereographic Conformal  
2 Used in ArcGIS - True direction in limited areas  
3 Also known as Equiarectangular  
4 Not a map projection. The earth is modeled as a sphere or spheroid

5 Combination of the Mollweide and Sinusoidal projections  
6 See Lambert Conformal Conic, Transverse Mercator, and Hotine Oblique Mercator  
7 Also known as Perspective or Vertical Perspective

✓ = Minimal Distortion  
~ = Distortion is moderate for most of the area  
\* = Distortion is minimal in certain directions or at particular points

G37891 10/09sp

Adapted from Map Projections, a USGS poster

### Anhang 3: Spezifische Eigenschaften und geeignete Anwendungsgebiete einer Auswahl an Projektionssystemen (Quelle: ESRI, 2010)



## Lebenslauf

### PERSONAL DATA

**Name:** Christian Wohlmutter  
**Date of Birth:** Sep 29, 1988  
**Place of Birth:** Graz, Austria  
**Citizenship:** Austrian and Hungarian  
**Address:** Robert-Koch-Gasse 16/3, 8700 Leoben, Austria  
**Telefon:** +43 650 6962931  
**Email:** wohlmutter@gmail.com  
cwohlmutter@heinemannoil.com  
**Languages:** Native languages German and Hungarian; fluent in English

### EDUCATION

2014 – present      **Master Program Cartography and Geoinformation**  
University of Vienna, Vienna, Austria

2014                    **B.Sc. in Geography**  
University of Vienna, Vienna, Austria

2009-2014            **Bachelor Program Geography**  
University of Vienna, Vienna, Austria

2013                    **Raman and Luminescence Spectroscopy Course**  
Universidad Nacional de Colombia & CDTEC, Bogotá, Colombia

2012 – present      Plenty of courses from following bachelor and master programmes:

**Applied Earth Sciences**  
Mining University Leoben, Leoben, Austria

**Earth Sciences**  
University of Vienna, Austria

### KEY QUALIFICATIONS

Geoinformationscientist and geologist with focus on hybrid surface-subsurface modelling, visualisation and animation (2D, 3D and 4D), thematic and topographic depth mapping (2D, 3D and 4D), seismic interpretation, paleogeomorphology and structural geology.

## EMPLOYMENT HISTORY & EXPERIENCE

2015 – present	<b>USI, Mining University Leoben</b> , Leoben, Austria Instructor of course “Schwimmen 1 – Anfänger und Fortgeschrittene”
2014 – present	<b>Sportvereinigung Leoben</b> , Leoben, Austria Swim coach
2012 – present	<b>Heinemann Oil GmbH</b> , Leoben, Austria Geoinformationscientist and geologist
2012	<b>University of Vienna</b> , Vienna, Austria Tutor for “Einführung in die Kartographie” at the Department of Geography and Regional Research

## COMPUTER LITERACY

<b>GIS</b>	ESRI – ArcMap (expert) ESRI – ArcScene (expert) ESRI – ArcGlobe (expert) ESRI – ArcGIS Online (advanced) QGIS (advanced)
<b>Geology:</b>	Schlumberger – Petrel (advanced) Schlumberger – Techlog (basic)
<b>Satellite Image Processing:</b>	Hexagon Geospatial – Erdas Imagine (basic)
<b>Image Processing:</b>	Adobe – Photoshop (advanced)
<b>Graphics Editing:</b>	Adobe – Illustrator (advanced)
<b>Animation:</b>	Maxon – Cinema 4D Studio (advanced) Adobe – After Effects (basic) Adobe – Premiere Pro (basic)
<b>Hyperglobus:</b>	Globocess – OmniSuite (advanced)
<b>Statistics:</b>	IBM – SPSS (basic)
<b>CAD:</b>	Autodesk – AutoCAD (basic) Google – SketchUp (advanced)
<b>Programming skills:</b>	HTML (basic)

## Eigenständigkeitserklärung

Hiermit versichere ich,

- dass die ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubter Hilfe bedient habe,
- dass ich dieses Masterarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe
- und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit vollständig übereinstimmt.

\_\_\_\_\_  
Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift