

MASTERARBEIT

Titel der Masterarbeit

„Ölhandel an den Börsen“

verfasst von

Oksana Cherkhavska

angestrebter akademischer Grad

Master of Science (MSc)

Wien, 2013

Studienkennzahl lt. Studienblatt:
Studienrichtung lt. Studienblatt:
Betreuer:

A 066 915
Masterstudium Betriebswirtschaft
o.Univ.-Prof. Dr. Jörg Finsinger

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Wien, am

Für meine Eltern

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
1.1.	Ausgangssituation	1
1.2.	Problemstellung.....	1
1.3.	Aufbau der Arbeit.....	1
2.	Merkmale des Erdöls.....	3
2.1.	Erdöl: allgemeine Definition und chemische Eigenschaften	3
2.2.	Aufteilung in konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl.....	4
2.2.1.	Ölsande	5
2.2.2.	Ölschiefer	6
2.3.	Ösorten	7
2.4.	Reserven und Ressourcen.....	8
2.4.1.	Unterscheidung zwischen Reserven und Ressourcen	8
2.4.2.	Vorkommen.....	10
2.4.3.	Ölreserven als Politikum	10
2.5.	Erschöpfbarkeit von Erdöl: Der Öl-Peak	11
3.	Der Erdölmarkt	14
3.1.	Angebot	14
3.2.	Die Wertschöpfungskette	14
3.2.1.	Upstream	15
3.2.1.1.	Kosten.....	21
3.2.2.	Midstream.....	23
3.2.3.	Downstream	25
3.3.	Nachfrage nach Erdöl.....	29
4.	Ölpreis	32
4.1.	Die Bedeutung des Ölpreises	32
4.2.	Preisbestimmende Faktoren	32
4.3.	Die Geschichte der Ölpreissysteme.....	36
5.	Ölhandel	41
5.1.	Handel mit physischem Öl	41
5.2.	Handel mit „Papieröl“.....	42
5.3.	Akteure	43
5.4.	Ölbörsen	46

6.	Ölderivate	47
6.1.	Futures und Forwards	47
6.1.2.	Terminpreiskurve	49
6.1.3.	Options und Swaps.....	52
6.2.	Der Einfluss von Spekulation auf den Ölpreis	53
6.3.	Der Handel von Ölderivaten	54
6.4.	WTI-Brent Spread	56
7.	Zusammenfassung.....	65
8.	Literaturverzeichnis.....	67
9.	Anhang	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Crude Stream.....	7
Tabelle 2: Analyse auf den Ölmärkten.....	28
Tabelle 3: Akteure auf Ölterminmärkten	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Physikalisch-chemische Definitionen	4
Abbildung 2: Entwicklung nachgewiesener Ölreserven in OPEC-Ländern, gemäß allgemein zugänglicher Statistiken	11
Abbildung 3: Weltweite Ölförderungsprognose	13
Abbildung 4: Weltweite Ölförderung	16
Abbildung 5: Ölförderung in den USA	18
Abbildung 6: Anteil der Regionen Mittlerer Osten und Nordafrika an der weltweiten Produktion und Ölpreisniveau.....	20
Abbildung 7: Rohöl-Förderung in der Nordsee nach Ländern von 1971 bis 2011	21
Abbildung 8: Kosten der Ölproduktion.....	22
Abbildung 9: Öl-Verbrauch im Vergleich (2010).....	28
Abbildung 10: Die globale Ölnachfrage 1965-2011	30
Abbildung 11: Rohölpreise von 1861 bis 2010.....	33
Abbildung 12: Erklärungsansätze für Ölpreisentwicklungen	34
Abbildung 13: Gehandelte Terminkontrakte in verschiedenen Regionen der Welt	42
Abbildung 14: Größe der Rohstoff-Futures-Märkte	48
Abbildung 15 : Termin- und Spot Preise für Öl vor 2003.....	51
Abbildung 16: Termin- und Spot Preise für Öl nach 2003	52
Abbildung 17: Brent –WTI Handelsvolumen und Open Interest.....	55
Abbildung 18: Anteil der täglichen Handelsvolumina von NYMEX WTI und ICE Brent Futures	56
Abbildung 19: Rohölarten im Vergleich	57
Abbildung 20: Brent-WTI Spread.....	58
Abbildung 21: Öl-Futures im Contango (Januar 2009)	59
Abbildung 22: Front-month ICE Brent – NYMEX WTI price spread (1990 – 2013).....	60
Abbildung 23: US Rohöl-Lagerbestände	61
Abbildung 24: Terminpreiskurve 11.2.2011	61
Abbildung 25: US-Rohöllagerbestände auf 32-Jahres-Hoch gestiegen (Stand 7. Juni 2013)..	63
Abbildung 26: Terminstruktur Rohöl Oktober 2013 – Dezember 2014	64

Abkürzungsverzeichnis

API	American Petroleum Institute
ASPO	Association for the Study of Peak Oil and Gas
Bbl	Barrel
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe
BP	British Petroleum
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
DJ/AIG	Dow Jones - AIG Commodity Index
DRA	Deutsche Rohstoffagentur
EIA	Energy Information Administration
F & D	Finding and Development Costs
Gb	Gigabarrel, 1 Milliarde Barrel
ISL	Institute of Shipping Economics and Logistics
IWR	Internationales Wirtschaftsforum für regenerative Energien
ICE	Intercontinental Exchange
Mb	Megabarrel, 1 Million Barrel
Mbpd	Megabarrel per day
MENA	Mittlerer Osten und Nordafrika
NYMEX	New York Mercantile Exchange
NOC	National Oil Companies
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OTC	Over-the-Counter
RHS	Right hand side
SGX	Singapore Exchange
S&P/GSCI	Standard & Poor's Goldman Sachs Commodity Index
WTI	West Texas Intermediate

1. Einleitung

1.1. Ausgangssituation

Die hohe Relevanz des Erdöls als Energieträger und der Gebrauch von ölbasierten Produkten und Stoffen in vielen Industrien macht Erdöl ohne Zweifel zu einem der wichtigsten Rohstoffe weltweit. Dank seiner hohen Energiedichte, der relativ preiswerten Förderung, Lagerung und des Transports wird Erdöl mit großer Wahrscheinlichkeit auch in der Zukunft der Motor der globalen Wirtschaft bleiben.

Allerdings ist Öl nicht nur physisch von großer Bedeutung, sondern auch als Finanzinstrument des börslichen Handels. Da viele Ölmarktakteure die hohen Risiken nicht tragen wollen, wird der physische Rohöltransfer vom finanziellen Rohölhandel begleitet, der in den letzten Jahrzehnten stark an Bedeutung gewonnen hat. Außer der Risikomanagementfunktion übernahmen die Terminmärkte im Rohölhandel auch die Preisfeststellungsfunktion. Da die physischen Märkte über ein zu geringes Handelsvolumen verfügen, bieten sich die Preise für die Referenzölsorten auf Ölbörsen als Orientierung an.

Die US-Ölsorte WTI (West Texas Intermediate) und das Nordsee-Öl Brent etablierten sich als wichtigste Referenzölsorten und die Börsenterminkontrakte auf WTI und Brent übernahmen eine zentrale Rolle auf den entsprechenden Terminmärkten.

1.2. Problemstellung

Die beiden wichtigsten Sorten WTI und Brent entwickelten sich über längere Zeiträume preislich etwa gleich. Jedoch ergibt sich seit einigen Jahren ein interessantes Phänomen am Ölmarkt, nämlich ein hoher Spread (Preisunterschied) zwischen WTI und Brent, der viele Monate andauern kann, obwohl es grundsätzlich derselbe Rohstoff ist, was zunächst der Markteffizienz (es kann keine unterschiedlichen Preise für jederzeit börslich handelbare Güter geben) zu widersprechen scheint. Warum dieser Spread teilweise über viele Monate und länger existiert und welche Gründe dafür verantwortlich sein könnten, versucht diese Arbeit zu erklären.

1.3. Aufbau der Arbeit

Um den Ursachen auf den Grund zu gehen, gliedert sich diese Arbeit in 6 Kapitel,

wovon jedes ein in sich abgeschlossenes Gebiet aus dem Bereich des Erdölmarkts und des Erdölhandels behandelt. Um einen besseren Überblick über die Inhalte der vorliegenden Diplomarbeit zu ermöglichen, wird der Aufbau kurz zusammengefasst.

Das erste Kapitel beinhaltet eine Einführung in die Problematik dieser Diplomarbeit und die Beschreibung des Aufbaues dieser Arbeit.

Das zweite Kapitel bietet einen Einstieg in die Merkmale von Erdöl. Außer mit der Definition von grundlegenden Begriffen befasst sich das Kapitel mit einer kurzen Einführung in die geologischen und chemisch-physikalischen Eigenschaften des Erdöls und die darauf basierende Einteilung in verschiedene Sorten. Dies ist wichtig, um die spätere Beschreibung des Börsenterminhandels strukturiert und verständlich veranschaulichen zu können. Anschließend wird ein Überblick über den Unterschied zwischen den Ölressourcen und –reserven gegeben, die Problematik verlässlicher Daten, die Erschöpfbarkeit von Erdölreserven und die darauf aufbauende Peak Öl Theorie.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit den zentralen Fragen des Ölmarkts. In der Wertschöpfungskette wird auf solche Besonderheiten der Ölindustrie, wie Lagerhaltung und Verarbeitung des Rohöls eingegangen, weil diese für den Erdölhandel maßgeblich sind. Besonderes Augenmerk gilt den regionalen Unterschieden und ihren Ursachen.

Kapitel 4 widmet sich zur Gänze dem Ölpreis. Die historischen Hintergrundinformationen über die Ölpreissysteme geben einen tieferen Einblick in die Entwicklungsstufen des Erdölhandels bis in die Gegenwart. Meines Erachtens trägt die Erörterung der Ursachen der Ölpreisschwankungen zum Verständnis des darauf folgenden Kapitels über den Erdölhandel bei.

Kapitel 5 gibt einen Überblick über den physischen Öl- und Papierölhandel und geht auf die Akteure und Terminmarktbörsen, die in den Handel involviert sind, ein.

Im sechsten Kapitel werden die wichtigsten Ölfinanzderivate beschrieben. Dabei wird detailliert auf wichtige Faktoren wie Terminpreiskurve und Spekulationseinfluss eingegangen, die vor allem für die Bewertung des Spreads benötigt werden. Schlussendlich werden im letzten Teil des sechsten Kapitels die Höhe des Spreads zwischen WTI und Brent genauer untersucht und die vermutlichen Ursachen dafür angeführt.

Die Zusammenfassung formuliert wichtige Ergebnisse der Betrachtungen und Darstellungen in verkürzter Form. Sie verschafft dem interessierten Leser einen Überblick über die Schlussfolgerungen aus den vermutlichen Ursachen der Spreads. Außerdem zeigt sie die Möglichkeit zur weiteren Ausführung dieses Themas auf.

2. Merkmale des Erdöls

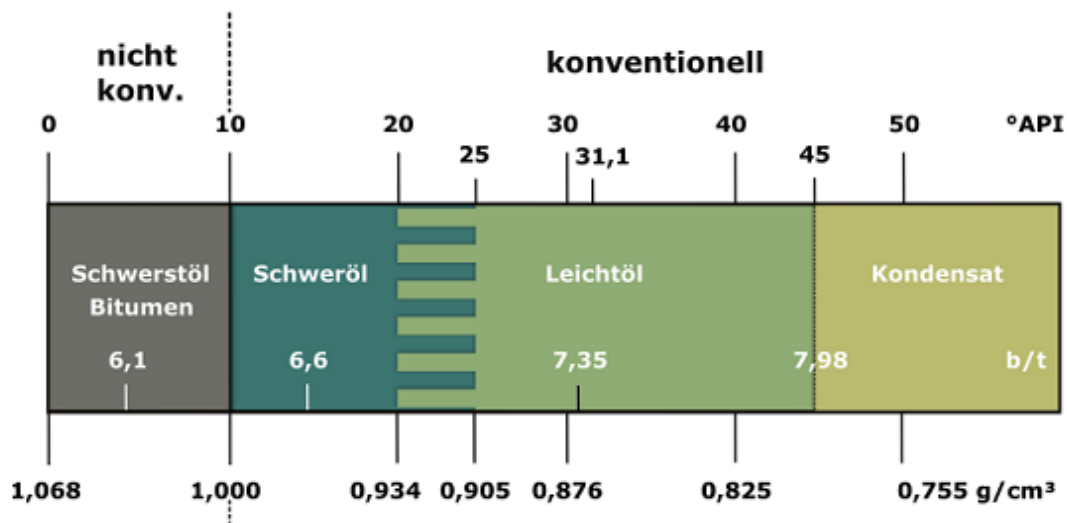
2.1. Erdöl: Allgemeine Definition und chemische Eigenschaften

Erdöl ist mit Abstand der wichtigste Energieträger und vor allem für das Transportwesen, die Chemie und Wärmeerzeugung von großer Bedeutung. Erdöl wird erst seit ca. 150 Jahren industriell gefördert und weiterverarbeitet, obwohl erste Entdeckungen schon aus der Antike bekannt sind (vgl. BGR, 2003, S. 47).

Aus chemischer Sicht zeigt sich, dass Erdöl ein „*natürlich vorkommendes Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoffverbindungen, das in Wasser nahezu unlöslich ist*“, darstellt. (Fachverband der Chemischen Industrie Österreichs, 1991, S. 42). Dieses „Gemisch“, das auf Englisch Petroleum heißt, ist darüber hinaus flüssig (vgl. Brockhaus, 2006, Band 8, S. 231). Der deutsche Politologe und Wirtschaftswissenschaftler mit den Schwerpunkten Öl und Gas Steffen Bukold spezifizierte dazu, dass Erdöl aus flüssigen Kohlenwasserstoffen zusammengesetzt ist und zusätzlich noch Schwefel, Stickstoffverbindungen und andere Elemente enthält. Der Rohstoff lässt sich je nach Zusammensetzung und Vorherrschen einzelner Komponenten in verschiedene Arten einteilen (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 65). Diese Arten unterscheiden sich hinsichtlich ihres Schwefelgehalts und der Schwere. Je nach Schwefelgehalt wird gefördertes Öl in zwei Kategorien eingeteilt (vgl. Witte, 2010, S. 9). Von süßem Öl spricht man bei Ölen mit einem niedrigen Schwefelgehalt, während die Öle mit höherem Schwefelgehalt (mehr als 0,5%) als sauer bezeichnet werden (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 66). Da süßes Öl leichter und einfacher zu verarbeiten ist, ist es hochwertiger. Im Gegensatz dazu verursacht saures Öl größere Umweltschäden (vgl. Witte, 2009, S. 9).

Darüber hinaus ist auch noch die Schwere bzw. Dichte (das spezifische Gewicht) eines Rohöls (englisch: Crude Oil) von großer Bedeutung. Die Dichte wird in API-Graden gemessen, wobei API für American Petroleum Institute steht. Hinsichtlich der Dichte wird gefördertes Öl in schweres, mittelschweres und leichtes Öl eingeteilt (siehe dazu Abbildung 1). Je niedriger der API-Wert eines Öls bemessen wird, desto schwieriger ist es zu fördern, zu transportieren und zu verarbeiten. So hat leichtes Rohöl eine Dichte zwischen 0,78 und 0,934 g/cm³ und ist dünn (englisch: Light Oil). Schweröle (englisch: Heavy Oil) haben eine Dichte zwischen 0,934 und 1,0 g/cm³. Von Schwerstölen (englisch: Extra Heavy Oil) spricht man, wenn der API-Grad unter 1 bzw. die Dichte höher als 1,0 g/cm³ ist (vgl. BGR, 2003, S. 48).

Abbildung 1: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte



Quelle: BGR, 2009

Die API- Grade werden herangezogen, um zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Ölen zu unterscheiden. Bei einem API-Wert von weniger als 20 Grad spricht man von nicht-konventionellem Erdöl, Erdöl mit einem API-Wert von mehr als 20 Grad ist konventionelles Erdöl (vgl. Mayer, 2008 S. 4). Abgesehen von der Dichte des Erdöls werden auch die Bedingungen des Auftretens und die damit verbundenen Fördertechniken herangezogen, um Öle in konventionelles und nicht-konventionelles Öl zu unterteilen. Aus ökonomischer Sicht gilt Öl als konventionell, wenn es unter den gegebenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen als förderbar betrachtet wird (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 47f).

2.2. Einteilung in konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl

Die geographische Lage der Erdölvorkommen ist für die Erdölsuche und Erdölförderung von großer Bedeutung. So gibt es Öl in leicht zugänglichen Landesteilen (Onshore Oil), in Gewässern an der Küste (Offshore Oil) oder in über 200 bis 600 Metern Wassertiefe (Deepwater Oil) (vgl. Nöstinger, 2005, S. 33ff). Dank des aktuellen Technologielevels und des steigenden Know-hows bezüglich der Suche und Gewinnung von Erdöl beginnt die scharfe Abgrenzung von konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl zu verschwimmen. Das heißt, dass die Lagerstätten, die noch vor ein paar Jahrzehnten dem nicht-konventionellen Bereich zuzuordnen waren, durch sich schnell entwickelnde

Technologien jetzt als konventionell gelten. In Anbetracht all dieser ökonomischen und technologischen Faktoren wird im Folgenden jenes Öl als nicht-konventionell bezeichnet, dessen Gewinnung aufwändig, schwierig, kostspielig, langsam und umweltschädlich ist.

Es sollte hier deutlich aufgezeigt worden sein, dass sich die genaue Unterscheidung zwischen konventionellem und nicht-konventionellem Öl auf genau ausgewiesene Reserven auswirkt (siehe dazu Kapitel 2.4.). Außerdem glauben viele Vertreter der Ölindustrie, dass nicht-konventionelles Öl an Bedeutung gewinnen wird, wenn die Reserven an konventionellem Erdöl ausgebeutet sind.

Im Folgenden wird auf verschiedene Lagerstättentypen von nicht-konventionellem Öl eingegangen.

2.2.1. Ölsande

Ölsande (Teesande) sind *„natürlich vorkommende Gemische aus Bitumen, Wasser, Sand und Tonen. [...] Aus Ölsanden gewonnene Öle werden auch natürliches Bitumen oder synthetisches Öl genannt“* (Englisch: Synthetic Crude Oil, SCO) (BGR, 2003, S. 76). Ölsande sind *„die Formationen, die während der Migration oder während späterer geologischer Phasen nahe an die Oberfläche verfrachtet wurden und durch Kontakt mit Sauerstoff so stark oxidierten, dass die leichter flüssigen Bestandteile weniger wurden und sich die schwerflüchtigen Anteile angereichert haben“* (Zittel und Schindler, 2009, S. 16). Das gewonnene Bitumen kann nur als Werkstoff für das Bauwesen verwendet werden, deshalb wird es in speziellen Raffinerieanlagen in leichtere Komponenten umgewandelt und am Erdölmarkt weiter verkauft (vgl. BGR, 2003, S. 83f).

Ölsandvorkommen wurden in mehr als 20 Ländern entdeckt, der größte Teil der Ressourcen konzentriert sich auf Kanada, Russland und Kasachstan. Die Ölsandressourcen sind auf fast 600 Einzelvorkommen aufgeteilt, die USA, Albanien, Madagaskar, Nigeria, Kolumbien, Trinidad, Venezuela, Gabun und Angola verfügen über kleinere Lagerstätten (vgl. DRA, 2012). Obwohl die Ölsande vor allem in Nordamerika in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Erdölproduktion liefern können, ist die Ölsandförderung und die weitere Verarbeitung zu synthetischem Rohöl zeit-, technik-, energieaufwendig, umweltschädlich und bringt weitere Probleme mit sich. Nicht nur die Zerstörung großer Landesteile, deren Rekultivierung teuer ist, sondern auch die Entstehung von riesigen Absetzbecken, in denen große Mengen an Restsanden gesammelt werden, verursachen ein schwerwiegendes Problem. Dazu kommen der enorme Verbrauch an Wasser und die hohen Treibhausgasemissionen, der

hohe Bedarf an Kondensaten und an Erdgas für die notwendigen thermischen Prozesse rund um die Gewinnung des Ölsandes (vgl. Brökelman, 2010, S. 506f).

2.2.2. Ölschiefer

Ölschiefer sind „*tonige Sedimentgesteine mit einem relativ hohen Gehalt an organischem Material, aus dem erst durch Destillation Öl und brennbares Gas extrahiert werden kann*“ (BGR, 2003, S. 76). Im Gegensatz zu Ölsanden, die durch den Kontakt von erstrangigem Öl mit der Erdoberfläche und mit Sauerstoff entstehen, bilden sich Ölschiefer in Gesteinschichten, die nicht tief genug abgesunken sind (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 68). Somit ergibt sich die Vorstufe der Erdölentstehung, das Kerogen, das in speziellen Raffinerien erhitzt und mit zusätzlichem Wasserstoff versetzt wird. (vgl. Schindler und Zittel, 2008).

Ölschiefervorkommen gibt es auf allen Kontinenten und Regionen, die über Sedimentbecken mit „reifen“ Erdölmuttergesteinen verfügen. Grundsätzlich kann man mit wesentlich größeren Vorkommen von Ölschiefer rechnen als von Erdöl. Die bekannten Lagerstätten sind weltweit verstreut, die größten Potenziale davon werden im Osten Chinas und in Venezuela mit über 40 bzw. 34 Mrd. t vermutet. Weitere Schieferölvorkommen mit möglichen Ressourcen zwischen 2 Mrd. t und 3 Mrd. t gibt es in den Vereinigten Staaten, Kanada, Russland, Australien und Argentinien (vgl. DRA, 2012).

Obwohl Ölschiefer bereits seit mehreren Jahrhunderten in Verwendung sind, z. B. für die Befeuerung von Lampen und Öfen, und immer wieder unterschiedliche Initiativen gestartet wurden, um Ölschiefernutzungsprojekte zu finanzieren, ist es äußerst unwahrscheinlich, dass Ölschiefer sich für eine großtechnische Nutzung eignet. Hohe Kapital- und Betriebskosten, die die Gewinnung und die Aufbereitung von Ölschiefer verursachen, lange Vorlaufzeiten zwischen Investment und Erträgen und Gefahr für Mensch und Umwelt machen den Abbau von Ölschiefer unattraktiv (vgl. Schindler und Zittel, 2008). Die Ökobilanz bei der Ölschiefergewinnung ist sehr schlecht, weil der CO₂-Ausstoß viel höher als bei allen anderen Erdölfördermethoden ist (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 41f).

Grundsätzlich ist eine Unterscheidung zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Ölen und somit die Berechnung von Reserven und Ressourcen sehr wichtig. Wenn auch die Ressourcen an nicht-konventionellen Erdölen dreimal so groß wie die Ressourcen an konventionellen Ölen sind, umfassen die Reserven an nicht-konventionellen Ölen nur ca. 40 % der Reserven an konventionellen Ölen (vgl. Zündorf, 2008, S. 78f). Die genaue Information über die Ölreserven verschafft ein klares Bild und sorgt für ein Gefühl der

Versorgungssicherheit von Erdöl auf lange Zeit hinaus. Nach wie vor gilt der Erdölpreis als wichtigste Ursache der Unsicherheiten für Investments und die Suche nach Erdöl.

2.3. Ölsorten

Da analytische Einteilungen des Öls in chemisch reine Verbindungen praktisch nicht möglich sind, wird für Erdölhandelszwecke eine vereinfachte Klassifizierung verwendet. Bezüglich Dichtegrade, Viskosität und Kohlenwasserstoffzusammensetzung unterscheidet sich Rohöl in mehrerlei Hinsicht. Anhand des Vorkommens und Gehalts von Zusatzstoffen, wie Schwefel und anderen Einlagerungen, werden Ölsorten durch chemische Analysen ihrer Abbauggebiete klassifiziert. Es hat sich herausgestellt, dass eine der hochwertigsten Rohölsorten, nämlich Brent Crude, aus der Nordseeregion stammt und eine Mischung aus verschiedenen Rohölen aus dem East Shetland Basin zwischen Schottland und Norwegen ist (vgl. Kneissl, 2006, S. 17).

„Rohöl aus den produzierenden Ländern wird fast immer als Crude Streams verkauft. Dieser Crude Stream kann entweder aus einem einzigen Ölfeld gewonnen werden oder als Mischung verkauft werden. Dabei werden Rohöle aus verschiedenen Ölfeldern kombiniert, Dies passiert oft aus Transportgründen“ (Beer, 2008, S.17).

Die wichtigsten Rohölsorten werden in die folgenden Crude Streams unterteilt:

Tabelle 1: Crude Streams

Crude Stream	Herkunftsregion	API-Dichte, Grad	Schwefelgehalt, %
Arabian Light	Saudi-Arabien	33,4	1,80
Bachequero	Venezuela	16,8	2,40
Bonny Light	Nigeria	37,6	0,13
Brass River	Nigeria	43,0	0,08
Dubai	Dubai	32,5	1,68
Ekofisk	Norwegen	35,8	0,18
Iranian Light	Iran	33,5	1,40
Kuwait	Kuwait	31,2	2,50
North Slope	Alaska	26,8	1,04
WTI	USA	39,6	0,24

Quelle: Geman, 2005, S. 207; Investor Verlag

Im internationalen Ölhandel sind die wichtigsten Rohölsorten Brent, West Texas Intermediate und Dubai, die sich durch eine homogene Qualität, langfristige Verfügbarkeit und hohe Marktakzeptanz als geeignet erweisen (vgl. Bergschneider et al., 1999, S. 31f). Die Preise für diese drei sogenannten Benchmarks gelten als Hauptausgangspunkt für die Bestimmung der Preise der übrigen Rohöle, die dann um Qualitätsunterschiede und Transportkosten korrigiert werden (vgl. Beer, 2008, S. 18).

Man unterscheidet zwischen:

-Brent Crude Oil

Die auf britischen und norwegischen Vorkommen in der Nordsee geförderte und an der Londoner Rohstoffbörse ICE und NYMEX in New York gehandelte Ölsorte Brent wird als wichtigste Rohölsorte Europas betrachtet (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 145f). Brent Crude hat einen niedrigen Schwefelgehalt und eine hohe API-Dichte, was für die Weiterverarbeitung von Vorteil ist und es besonders zur Herstellung von Benzin geeignet macht. An Spotmärkten und in langfristigen Lieferverträgen gilt der Börsenkurs von Brent als Referenzgröße (vgl. Stegbuchner, 2004, S. 11ff).

-West Texas Intermediate (WTI)

Das besonders leichte und süße texanische Öl WTI wird neben Brent als Referenz-Ölsorte qualifiziert. Durch seinen niedrigen Schwefelgehalt ist WTI sehr beliebt und eignet sich vor allem für die Herstellung von praktisch schwefelfreiem Benzin und Diesel. WTI wird primär in den USA verwendet und dank qualitativer Hochwertigkeit mit einem Preisaufschlag gegenüber den restlichen Ölsorten gehandelt (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 312f).

-Dubai Crude

Das im Persischen Golf gewonnene Rohöl Dubai Fateh beherrscht in der asiatisch-pazifischen Region den Markt, wohin es hauptsächlich exportiert wird (vgl. Geman, 2005, S. 207f). Obwohl Dubai Fateh eine mittlere Dichte und einen höheren Schwefelgehalt aufweist und somit eine mittlere Qualität hat, ist die schnelle Verfügbarkeit von Dubai Crude günstig für den Handel (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 313).

2.4. Reserven und Ressourcen

2.4.1. Unterscheidung zwischen Reserven und Ressourcen

Eine praktikable Unterscheidung zwischen den Begriffen Reserven und Ressourcen scheint in diesem Zusammenhang wichtig. Jedoch stellt bereits Clemens Alexander Mayer in seiner Diplomarbeit fest, dass eine einheitliche Terminologie nicht vorhanden ist und beinahe

jede Organisation, die Erdölvorkommen bewertet und abschätzt, eine eigene Zugangsweise wählt (vgl. Mayer, 2008, S. 10).

Dennoch lassen sich einige allgemeine Merkmale feststellen, die dabei helfen, die beiden Begriffe voneinander abzugrenzen. Werner Zittel und Jörg Schindler zufolge bezeichnen Ressourcen *„Vorkommen, deren Lage und Größe nur ungefähr bekannt sind oder deren Existenz vermutet wird“* (Zittel und Schindler, 2009, S. 44). Dabei bleibt aber unberücksichtigt, unter welchen Bedingungen diese gefördert werden können. Im Gegensatz dazu bieten Angaben über Ölreserven wesentlich realistischere Einschätzungen. Jörg Schindler zitiert in seinem Bericht die Definition von Reserven der BGR: *„Als Reserve gilt das Öl, das als unter heutigen Bedingungen nachgewiesen bzw. wahrscheinlich wirtschaftlich förderbar gilt“* (Schindler und Zittel, 2000).

Eine Reserveeinschätzung muss also geologische, technische und ökonomische Faktoren miteinbeziehen. Die Reserven vergrößern sich beispielsweise, wenn der Preis bei gleichbleibenden Kosten steigt oder wenn die Kosten bei einem konstanten Preis sinken. In weiterer Folge sind also auch allgemeine Einflüsse von Bedeutung, wie etwa eine sich verändernde Marktmacht, staatliche Regulierung, Nachfragewachstum, technologischer Fortschritt, neue Verwendungsweisen und Substitute für Erdöl. *„Reserven dürfen deshalb nicht als feste, gesicherte Bestandsgrößen interpretiert werden“* (Heuterkes, 2008, S. 14).

Reserven werden allgemein in die drei Kategorien nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven eingeteilt (vgl. Jörg und Hirsch, 2008, S. 20f). Nachgewiesene Reserven *„bezeichnen Öl und Gasvorkommen, die mit Einsatz aktueller Technik, zu aktuellen Preisen, unter aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen und mit Zustimmung der Regierung als ‚ziemlich sicher‘ förderbar gelten, [...]“* (Schindler und Zittel, 2008). Industrie-Experten benutzen für nachgewiesene Reserven den Begriff P90, d. h., dass sie mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % gefördert werden können (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 94f). Nachgewiesene Reserven können entweder *„erwiesen, erschlossen“* oder *„erwiesen, nicht erschlossen“* sein (Schindler und Zittel, 2008). Wahrscheinliche Reserven sind jene Reserven, die unter denselben Bedingungen, die weiter oben genannt wurden, relativ wahrscheinlich förderbar sind (vgl. Slater, 2011, S. 121f). Dem entspricht die Bezeichnung P50 – die Förderwahrscheinlichkeit dieser Reserven liegt also bei 50 %. Mögliche Reserven bieten lediglich die Möglichkeit, *„unter vorteilhaften Bedingungen erschlossen werden zu können“* (Schindler und Zittel, 2008). Die Wahrscheinlichkeit der Förderung sinkt hier auf 10 % (P10) (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 95).

2.4.2. Vorkommen

„Die weltweiten Ölreserven haben sich 2010 laut Mineralölwirtschaftsverband nochmals erhöht und liegen jetzt bei 200 Milliarden Tonnen. Die geografische Verteilung hat sich im Jahr 2010 weiter zu Gunsten der OPEC-Staaten verschoben. Auf diese entfielen mit 145 Milliarden Tonnen rund 73 Prozent der Weltölreserven, eine Zunahme von 12 Prozent gegenüber dem Vorjahr“ (Doetsch, 2011). „Die Tatsache, dass allein in der Region Nordafrika - Naher Osten (MENA) gut 53 % der Reserven liegen, unterstreicht die Bedeutung dieser Region für die weitere Verfügbarkeit von Erdöl“ (vgl. DRA, 2012).

Die höchsten Ölvorräte in den nicht in der OPEC organisierten Staaten befinden sich in Kanada und in den USA. Auf diese folgen die GUS-Staaten mit rund 14 Mrd. t. Die EU verfügte 2010 über Ölreserven von 792 Mio. t, was einem Rückgang von rund 4 % entspricht. Insgesamt hat Europa Rohölreserven von 1,7 Mrd. t (1 % der Weltölreserven) (vgl. Doetsch, 2011). Der U.S. Energy Information Administration (EIA) zufolge lagen 2010 ungefähr 85 % der weltweiten Erdölreserven in den Händen staatlich kontrollierter Unternehmen. Diese Tendenz dürfte weiter anhalten (vgl. DRA, 2012).

2.4.3. Ölreserven als Politikum

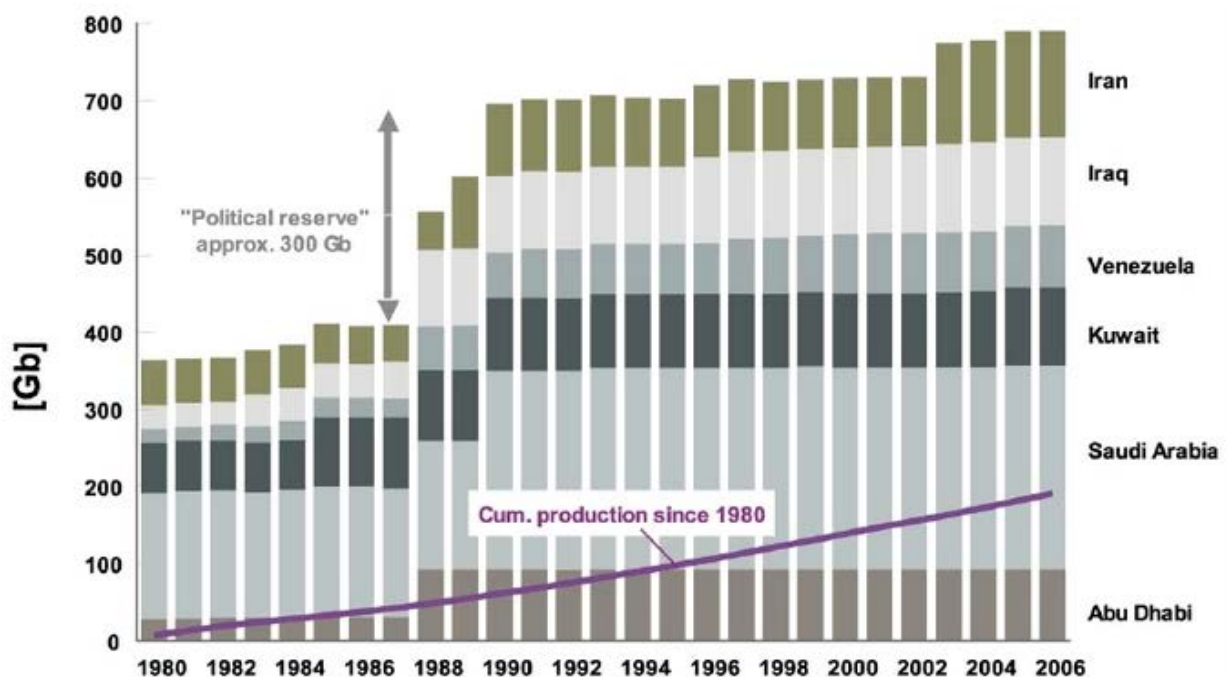
Aus verschiedenen Gründen sind Angaben über die Ölreserven der diversen Mitglieder bzw. Nicht-Mitglieder der OPEC mit Vorsicht zu genießen. Im Folgenden wird auf einige dieser Gründe eingegangen.

Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass eine Vielzahl der involvierten Staaten verdächtig beständige und hohe Ölreserven angeben (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 54f). Ein Anreiz dafür ist, dass mit größeren Öllagerstätten auch höhere OPEC-Förderquoten einhergehen. Kuwait etwa gab aus diesem Grund 1985 seine Öllagerstätten um 50 % zu hoch an. Auch Saudi-Arabien, der Irak und der Iran wiesen verdächtig erhöhte Reserven aus, oft nicht aufgrund von Funden, sondern neuer Bewertungen (vgl. Gründinger, 2006, S. 30f). Es ist zwar einzuwenden, dass vorher die Ölfelder von privaten ausländischen Konzernen bewusst als zu klein angegeben worden waren, um an das Gastland zu entrichtende Abgaben niedrig zu halten. Die Neubewertungen, die darauf folgten, waren aber *„exorbitant hoch“* (Gründinger, 2006 S. 31). Dadurch, dass nur die wenigsten Ölfelder von unabhängigen Prüfern begutachtet werden, scheint dieses Thema ein Politikum par excellence (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 55f).

Wie schon erwähnt besteht ein großer Anreiz zur Höherbewertung in der Generierung höherer OPEC-Fördergelder. Darüber hinaus scheinen die OPEC-Staaten auch den Eindruck

erwecken zu wollen, als gäbe es ausreichend Reserven. Außerdem lässt sich so auch die eigene Kreditwürdigkeit ausländischen Investoren gegenüber erhöhen. Der Westen strebt seinerseits danach, sich als vom OPEC-Öl unabhängig zu präsentieren und schönt deshalb die Angaben zu den eigenen Erdölreserven. Das zeigt auch die folgende Abbildung deutlich (siehe dazu Abbildung 2). Summiert man die Neufunde und zieht die verbrauchten Reserven ab, zeigt sich, dass die Reserven in Wahrheit seit 20 Jahren schrumpfen, entgegen den Angaben der Öl fördernden Staaten (vgl. Gründinger, 2006 S. 31ff).

Abbildung 2: Entwicklung nachgewiesener Ölreserven in OPEC-Ländern, gemäß allgemein zugänglichen Statistiken



Quelle: ASPO- Deutschland

2.5. Erschöpfbarkeit von Erdöl: Der Öl-Peak

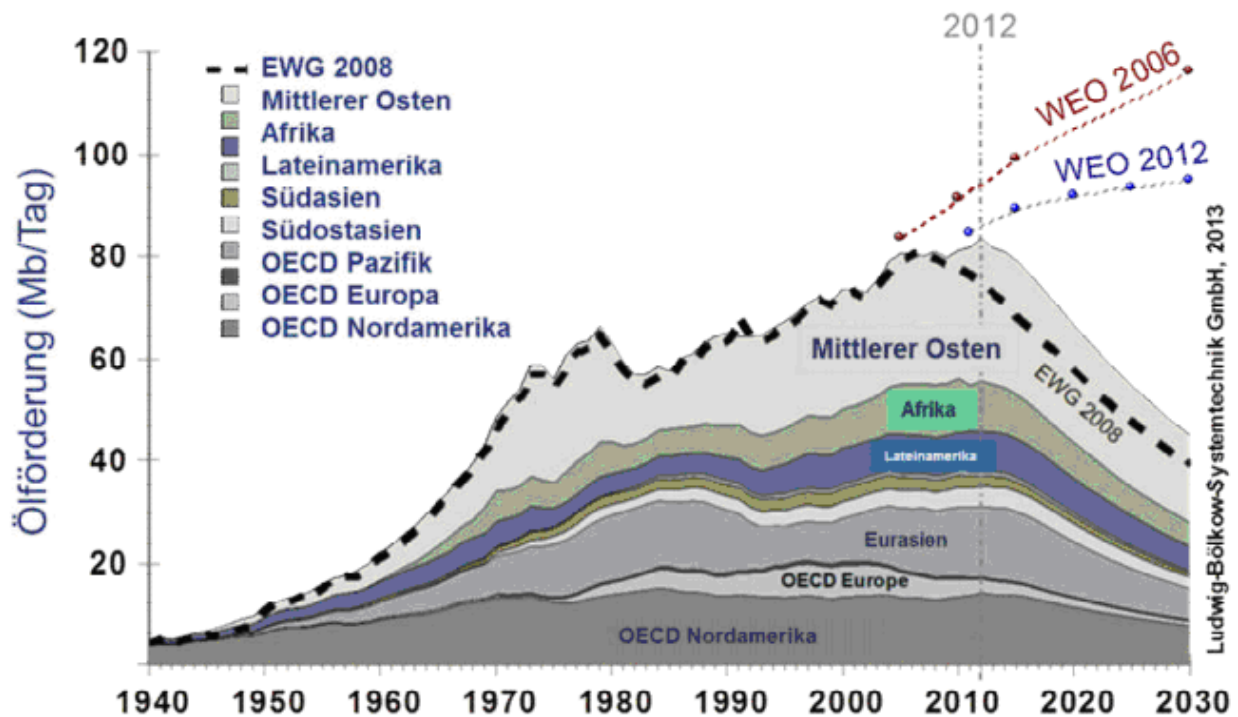
Prinzipiell gibt es zwei unterschiedliche Sichtweisen, wie es um die Ölverfügbarkeit in Zukunft bestellt sein wird. Die eine – traditionellere – Perspektive geht davon aus, dass höhere Ölpreise die Erschließung neuer Lagerstätten vorantreiben werden und durch bessere technische Möglichkeiten vorhandene Ölfelder besser nutzbar machen. Die andere Perspektive ist jene, die die so genannte Peak Oil These vertritt (vgl. Slater, 2011, S. 119ff). Auch der Rohölmarkt gehorcht den Gesetzen von Angebot und Nachfrage. Die Fördergeschwindigkeit von Erdöl sollte mit der Verbrauchsgeschwindigkeit in Einklang stehen. Aber sowohl die an

weiterem Wachstum orientierten Industrieländer als auch die Entwicklungsländer brauchen mehr Öl. Die Vertreter der Peak Oil These argumentieren, dass nach dem Höhepunkt der konventionellen Ölförderung ein Rückgang einsetzen wird (vgl. Bukold, 2009, Band 2, S. 150ff). Der Zeitpunkt des so genannten Peak Oil ist also nicht der Zeitpunkt, an dem die letzte Erdölquelle versiegt ist, sondern jener Zeitpunkt, ab dem die Förderung nicht mehr der zunehmenden Nachfrage nachkommen kann. Es ist dies ein „gesellschaftliche[r] Wendepunkt“, der „Beginn des postfossilen Zeitalters“ (ASPO- Deutschland).

Schon in den 1950er Jahren legte der amerikanische Geologe Marion King Hubbert eine Schätzung vor, wie lange die weltweiten Erdölvorräte noch reichen würden (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 88f). Er prognostizierte 1956, dass die US-amerikanische Ölproduktion 1970 ihren Höhepunkt erreichen würde – und lag damit richtig (vgl. Gründinger, 2006, S. 34f). Hubbert erkannte, dass die Förderkurve idealtypisch einer Glockenkurve ähnelt, weil am Anfang der Förderung eine exponentielle Steigerung vorhanden ist, aber nach Erreichen des Peaks ein steter Rückgang zu verzeichnen ist (vgl. König, 2012, S. 51f).

Schenkt man den Prognosen Colin Campbells, Geologe und Gründer der Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO), der von der Neuen Zürcher Zeitung die „Kassandra der Ölindustrie“ genannt wurde, Glauben, so ist dieser Zenith der Hubbertschen Glockenkurve bereits überschritten. Die ASPO rechnet vor, dass bisher 944 Mrd. Barrel Öl gefördert wurden, 764 Mrd. Barrel noch in den bekannten Ölfeldern liegen und 142 Mrd. Barrel existieren, die „als sicher gelten, aber noch zu entdecken sind“ (Ökosystem Erde, Das Zeitalter der Industrie). Laut diesen Annahmen ist die Hälfte der konventionellen Ölreserven bereits verbraucht und der Peak der Ölförderung nach der Hubbertschen Glockenkurve im Jahr 2008 erreicht (vgl. Obereigner, 2010, S. 33). Die folgende Abbildung stellt diese Entwicklung dar.

Abbildung 3: Weltweite Ölförderungsprognose



Quelle: Zittel et al., 2013

Campbells Thesen werden auch durch die International Energy Agency (IEA) gestützt, die in ihrem neuesten World Energy Outlook vom November 2010 darlegt, dass die Rohölproduktion schon 2006 mit 70 Millionen Fass pro Tag ihren Höhepunkt überschritten habe (vgl. Ganser, 2011). „...der Förderrückgang beträgt jährlich fast sieben Prozent, und um den zu erwartenden Rückgang bis 2030 auszugleichen, wären vier neue Saudi-Arabien nötig“, meint Fatih Berol von der IEA (Brökelman, 2010, S. 499). Zwar wird davon ausgegangen, dass neue Ölfelder entdeckt und die bereits bekannten besser ausgebeutet werden und dass nicht-konventionelles Öl aus Ölsanden in Kanada, Tiefseeöl sowie flüssige Erdgasanteile eine gewisse Kompensation darstellen könnten. Ihr Erfolg wird sich aber erst herausstellen müssen (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 115 ff). Trotz der jährlichen Entdeckung neuer Erdölfelder muss bedacht werden, dass diese oft klein sind oder im nicht-konventionellen Bereich oder in großen Meerestiefen liegen. Lagen in der Mitte des 20. Jahrhunderts die jährlichen Rohölfunde noch bei über 50 Mrd. Fass, sind sie nun auf etwa 10 Mrd. Fass gesunken. Der rückläufige Trend, die Verknappung der zur Verfügung stehenden Ressourcen an Rohöl scheint somit eindeutig (vgl. Ganser, 2011). Das Fazit daraus kann nur lauten, dass es 2050 zwar noch Erdöl geben wird – wegen der Knappheit aber in geringeren Mengen und zu höheren Preisen.

3. Der Erdölmarkt

3.1. Angebot

Zur Angebotsseite des Ölmarktes gehören Länder und Unternehmen, die Zugang zu Ölreserven haben (vgl. Basedau und Kappel, 2011, S. 277). *„Nur in 30 der 197 Länder der Erde wird heute Öl in nennenswerten Mengen gefördert“* (Ganser, 2011). Merkmale des Erdölmarktes sind *„eine Tendenz für oligopolistische Marktstrukturen und das preisunelastische Angebot“* (Ströbele et al., 2012, S. 127). Das bedeutet, dass die Angebotsseite nur langsam auf Änderungen von Preis und Nachfrage reagiert. Dies ist auch auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Produktion hochkomplex und kapitalintensiv ist. (vgl. Adolf, 2006).

Aufgrund der Kostenintensität der technologischen Infrastruktur muss der Ölpreis hoch genug sein. Ansonsten lohnen sich Investitionen nicht. Bei einem niedrigen Ölpreis sind Banken und Investoren nur schwer dazu zu bewegen, Kredite zu vergeben.

Die Änderung des Angebots kann unter anderem durch geopolitische Risiken eintreten. Wenn es zu unberechenbaren Spannungen im Nahen Osten kommt, kann dies zu Ausfällen von Produktionsanlagen und somit zu einer Steigerung der Ölpreise führen (vgl. Slater, 2011, S. 163ff). Zu den anderen Faktoren auf der Angebotsseite gehören:

„ • *Preisabsprachen & Marktmanipulationen:*

[...] Charakteristiken einer solchen Marktstruktur sind unter anderem die Kontrolle über die Preisbildung.

• *Hohe Markteintrittsbarrieren:*

Der Zutritt für neue Marktakteure wird aufgrund hoher Infrastrukturkosten, der Technologie und dem benötigten Know-How erschwert“ (Picard Angst Gruppe, 2013).

3.2. Die Wertschöpfungskette

Grundsätzlich wird die Versorgungskette des Erdöls in zwei Ebenen gegliedert, den Upstream und den Downstream. Mit dem Begriff Upstream wird in der Öl- und Gasindustrie die Exploration und Förderung des Rohstoffes Erdöl bezeichnet. Aus dem englischen Sprachgebrauch übersetzt bedeutet Upstream das Aufwärtsfließen eines Stroms, Downstream umfasst die Verarbeitung von Rohöl zu Mineralölprodukten und die Vermarktung von Mineralölprodukten als Sekundärenergieträger (vgl. Dratwa et al., 2010, S. 58). *„Diejenigen Prozesse des Downstream-Segments, die zwischen dem Abschluss der Erdölförderung und dem*

Beginn der Raffination stattfinden, werden teilweise auch als Midstream bezeichnet“ (BWL, 2011).

3.2.1. Upstream

Upstream umfasst den gesamten Prozess der geologischen Erschließung von Rohölvorkommen sowie den Transport an die Oberfläche (vgl. Energiewirtschaft, Supply Chain Management). Die eigentliche Ölförderung stellt den letzten Schritt des Gewinnungsprozesses dar, während der die Exploration, die geologische Analyse von Ölvorkommen, Hauptbestandteil ist (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 18ff). Dank modernster technischer Hilfsmittel im Rahmen von geologischen Analysen wurden teure Versuchsbohrungen auf ein Minimum reduziert (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 73ff). Mit Hilfe dieser geologischen Analysen werden potentielle Vorkommen lokalisiert. Darauf folgen Versuchsbohrungen, um die Qualität und die voraussichtliche Menge des Vorkommens zu bestimmen und um die wirtschaftliche Ausbeute des gefundenen Vorkommens zu kalkulieren. Sofern ein wirtschaftliches Ausbeuten des gefundenen Vorkommens erwartet werden kann, werden Produktionsbohrungen angelegt (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 19f).

Rohöl wird rund um den Globus von Tausenden von Unternehmen hergestellt. Obwohl die Ölindustrie inzwischen mehr als 150 Jahre alt ist, weist die globale Erdölproduktion eine mittlere Konzentration auf. Unter Konzentrationsmaß wird *„die Konzentrationsrate der größten Anbieter“* gemeint (Dratwa et al, 2010, S. 57). Die zehn größten Anbieter sind für etwa die Hälfte der weltweiten Rohölproduktion verantwortlich (vgl. Dratwa et al, 2010, S. 58f). Es wird zwischen vier Gruppen von Unternehmen, die im Upstreamprozess tätig sind, unterschieden:

1) „NOC“ (National Oil Companies):

Damit sind staatliche Erdölunternehmen von Ländern mit großen Erdölvorkommen gemeint, beispielsweise Saudi Aramco (Saudi Arabien) und Rosneft (Russland). Im Besitz der nationalen Ölsellschaften sind 90 % der Weltölreserven, obwohl der Produktionsanteil der nationalen Ölsellschaften wesentlich höher als ihre Weiterverarbeitungskapazität ist.

2) Erdöl-Majors:

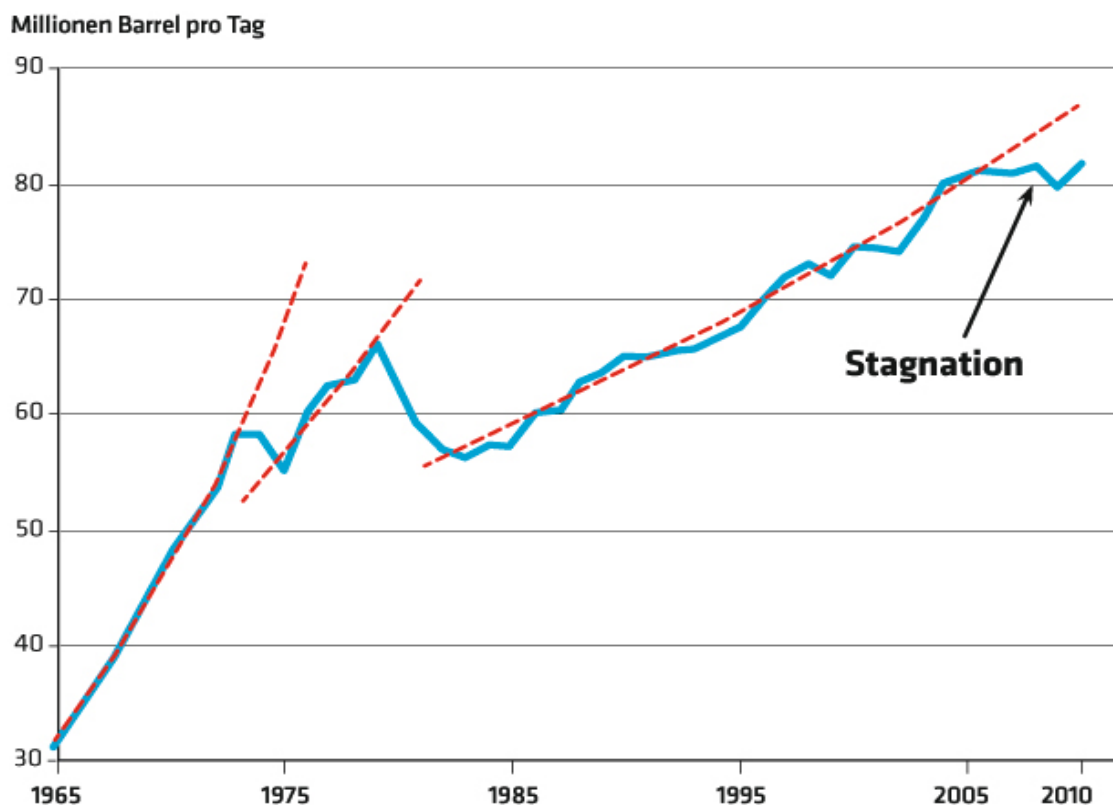
Als Erdöl-Majors werden große, international tätige, integrierte Mineralölgesellschaften bezeichnet, wie z. B. BP, Shell, Total usw. Der Zugang zu Ölreserven in Ländern wie Saudi-Arabien oder Iran wird von den dortigen Regierungen verwehrt.

3) Kleine und mittlere, nichtstaatliche Unternehmen, die in der Exploration oder Förderung tätig sind, wie z. B. Anadarko Petroleum Corporation. Es handelt sich um unanhängige Ölproduzenten, die regional wirken.

4) Große Dienstleistungsgesellschaften, die für Erdöl-Majors oder NOC erschließen und fördern, wie z. B. Schlumberger oder Haliburton (vgl. BWL, 2011).

Im Jahr 2010 erreichte die weltweite Erdölförderung ein Volumen von 3.973 Mio. t, was rund 86 Mio. Barrel pro Tag bedeutet. Hingegen betrug das Volumen vor fast 40 Jahren im Jahr 1971 erst 2.488,7 Mio. t, was einem Anstieg von 60 % entspricht. Seit dem Beginn der industriellen Erdölförderung wurden global rund 167 Mrd. t Erdöl gefördert. Die folgende Abbildung zeigt, dass das Wachstum der weltweiten Förderung nicht stetig war, sondern im Laufe der beiden Ölkrisen in den 1970er Jahren zurückging (vgl. Die OECD, 2012).

Abbildung 4: Weltweite Ölförderung



Quelle: IMF World Economic Outlook 2011 zitiert in Bund der Energieverbraucher, 2012

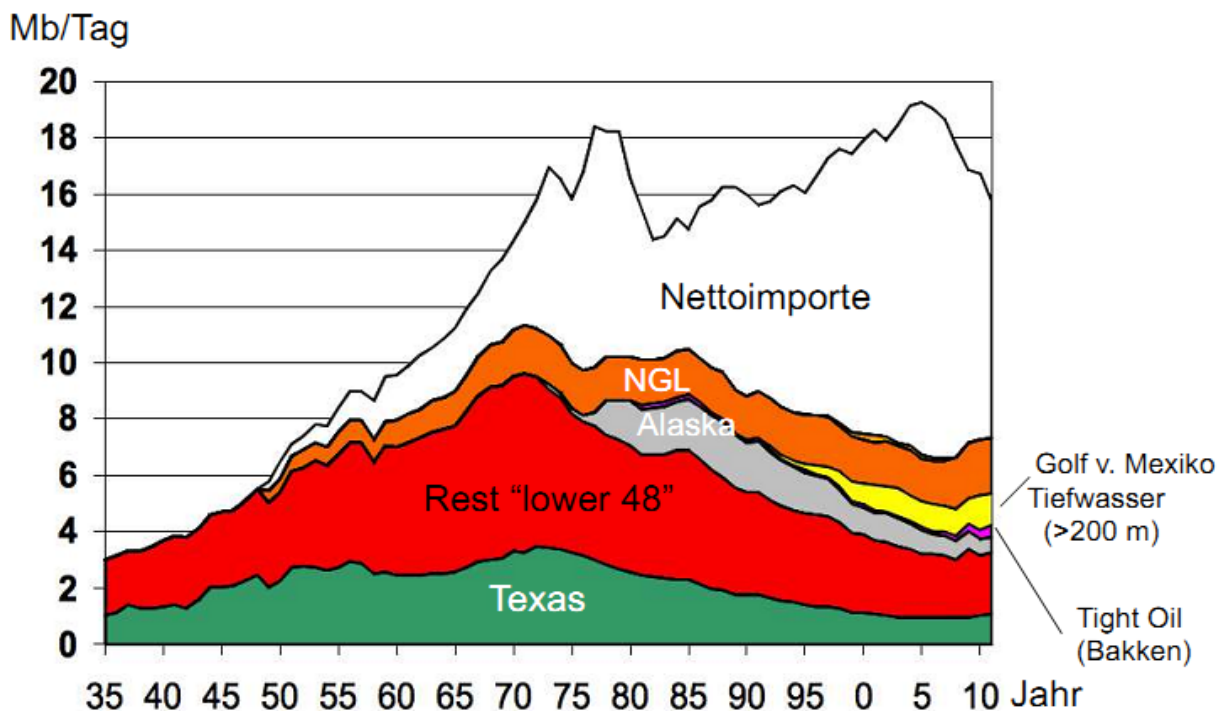
Obwohl Rohöl in einer großen Anzahl von Ländern gefördert wurde, findet der größte Teil der Förderleistung in wenigen Ländern statt. Zu den größten Förderregionen gehören der Nahe Osten, die GUS und Nordamerika. Unter den wichtigsten Förderländern im Jahr 2010

waren Saudi-Arabien (467,8 Mio. t pro Jahr), Russland (505,1 Mio. t pro Jahr), die USA (339,1 Mio. t pro Jahr), Iran (203,2 Mio. t pro Jahr), China (203 Mio. t pro Jahr), Kanada (162,8 Mio. t pro Jahr), Mexiko (157,4 Mio. t pro Jahr) und Brasilien (107,3 Mio. t pro Jahr), die zusammen für etwa zwei Drittel der gesamten Ölproduktion sorgen (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 130).

Im Folgenden werden drei Förderregionen für die Referenzsorten des Öls vorgestellt. Der Ausgangspunkt der Weltölförderung sind die USA, genauer gesagt Titusville in Pennsylvania, wo 1859 damit begonnen wurde. Die Förderungsbewegung breitete sich dann ab 1880 westwärts nach Ohio und bis nach Kalifornien (ab 1879) aus, in südwestlicher Richtung nach Oklahoma (ab 1904), Texas (ab 1901) und den Golf von Mexiko. In den 1960er Jahren kam noch Alaska in nördlicher Richtung hinzu. Schon bald setzte ein Boom ein: Die Produktion stieg zwischen 1860 und 1862 von 450.000 auf 3 Mio. Barrel an (vgl. Zündorf, 2008, S. 65). *„Danach vergrößerte sich die Produktion alle 10 Jahre bis zum Zweiten Weltkrieg um mehr als das Doppelte. Bis zum Zweiten Weltkrieg waren die USA das absolut führende Ölförderland und produzierten mindestens die Hälfte des weltweiten Erdöls“* (Zündorf, 2008, S. 65).

Nach dem Zweiten Weltkrieg nahm der Anteil der US-Produktion immer mehr ab, bis um 1970 der absolute Höhepunkt erreicht wurde (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 33f). Nettoimporteur von Öl und Ölprodukten waren die USA aber erstmals schon 1947 (vgl. Zündorf, 2008, S. 66). Ein kleiner Höhepunkt war im Jahr 1985 zu verzeichnen, als das aufgrund des höheren Ölpreises rentable Alaska erschlossen worden war. Ab diesem Jahr kletterte die Importquote der USA bei Öl von 30 auf 50 %. Die folgende Abbildung veranschaulicht diese Entwicklung in den USA (vgl. ASPO- Deutschland).

Abbildung 5: Ölförderung in den USA



Quelle: Schindler, Peak Öl, ASPO Deutschland

Ein beachtenswerter Aspekt bei der Analyse der USA Ölförderung ist modernste, jedoch umstrittene Technologie – Hydraulic Fracturing (Fracking). Dabei wird die Flüssigkeit mit Chemikalien unter hohem Druck ins Schiefergestein gepresst, wodurch Risse gebildet werden und das entweichende Öl erschlossen wird. Dank Fracking hat die US Ölproduktion den höchsten Stand seit 24 Jahren erreicht (vgl. Der Standard vom 14. 08. 2013).

Dennoch: „Die Fördermengen in solchen unkonventionellen Lagerstätten können aber nicht auf einem konstanten Niveau aufrecht erhalten werden und fallen rapide ab, somit dürfte dort der Rückgang der Fördermengen bald in erschreckendem Maße eintreten“ (ASPO-Deutschland).

Eine Schlüsselrolle kommt nach wie vor dem Nahen Osten und dem Persischen Golf als Erdölförderregion zu. Der Aufstieg dieser Regionen setzte in den 1930ern ein und drängte die Relevanz der Karibik und des Golfes von Mexiko zurück (vgl. Slater, 2011, S. 57ff). Kirkuk – mit seinen 16 Gb eines der größten Felder – wurde 1927 entdeckt. 40 Jahre später fand man das noch größere Feld Rumaila, das 26 Gb hat. Ab 1932 wurde in Saudi-Arabien und in Kuwait nach Öl gesucht. Aktiv war dort die Standard Oil Company; 1938 fand man das kuwaitische Feld Burgan, 1948 Ghawar in Saudi-Arabien. Diese beiden Felder sind die größten der Welt (vgl. Zittel und Schindler, 2009, S. 24).

1960 schlossen sich in Bagdad der Irak, der Iran, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela zusammen und gründeten die OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries). Zunächst noch unterschätzt, zeigte die Organisation bald ihre Schlagkraft (vgl. Brökelmann, 2010, S. 397). Sie löste im Herbst 1973 die Erste Ölkrise aus. Sie verhängte einen Lieferboykott gegen die USA und Teile Europas, weil die westlichen Industriestaaten Israel im Jom-Kippur-Krieg unterstützt hatten. Ihre Ölförderung, die bis dato 55 % des Weltbedarfs gedeckt hatte, wurde um 5 % zurückgefahren. Der Ölpreis stieg von 3 US-Dollar (Oktober 1973) auf 12 US-Dollar (Ende 1974). Die zweite Ölkrise erfolgte in den Jahren 1979 und 1980. Der Iran und der Irak befanden sich im Ersten Golfkrieg, die Iranische Revolution und Ölarbeiterstreiks hatten zu immensen Förderausfällen geführt.

Die Ölversorgung schien keineswegs mehr gesichert, in Wahrheit gab es jedoch zu keiner Zeit einen wirklichen Mangel an Rohöl, nur einen geschickt inszenierten „Mangel an Überfluss“. Dies wirkte sich wieder auf die Preise aus: Der Ölpreis stieg 1980 auf ein neues Höchstniveau von 37 US-Dollar pro Barrel (vgl. Dennin, 2010, S. 55ff). Eine weltweite Rezession wurde ausgelöst. Die Nachfrage nach Öl ging um 11 % zurück, auch der Ölpreis gab dadurch nach. Dagegen versuchte die OPEC wiederum anzukämpfen und fuhr die Produktion zurück. Industrieländer investierten aber auch vermehrt in alternative Energiequellen. Bis Mitte der 1980er Jahre sank der Weltmarktanteil der OPEC auf 30 %. Die Macht der Organisation war somit auch gebrochen. Dies und der Kampf um Marktanteile, Uneinigkeit innerhalb der OPEC und ein weltweites Überangebot ließen die Preise auf das Niveau vor der Zweiten Ölkrise zurückgehen. Vorübergehende Preise von 10 US-Dollar waren auch zu verzeichnen. Zwischen 1986 und 1999 bewegte sich der Preis dann auf einem Niveau von 15 bis 20 US-Dollar pro Barrel (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 121f).

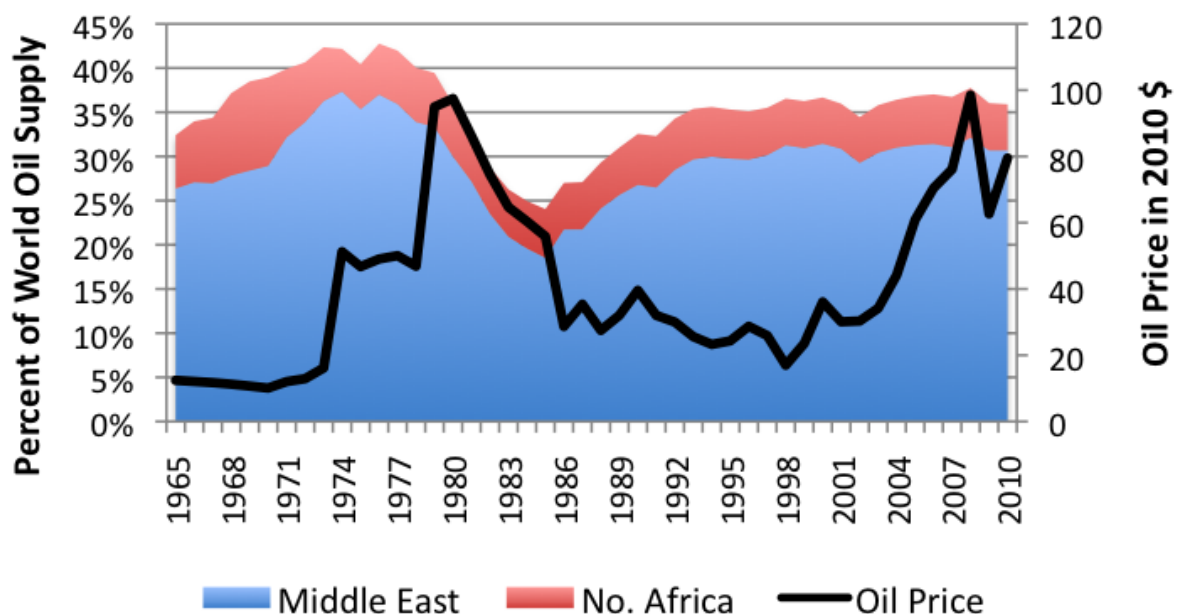
Der Zweite Golfkrieg (1990/1991) ließ ihn für kurze Zeit wieder auf über 40 US-Dollar hinaufschnellen (vgl. Dennin, 2010, S. 74ff). Ende 1998 fiel er aufgrund der Asienkrise bzw. der daraus resultierenden sinkenden Nachfrage auf 10 US-Dollar. Nach 1999 entschied sich die OPEC für Förderkürzungen und einen Preisbandmechanismus, der den Preis in einem Korridor von 22 bis 28 US-Dollar pro Barrel halten sollte. Tatsächlich lag das Preisniveau dann bei 25 US-Dollar. Im vergangenen Jahrhundert war man noch davon überzeugt, dass ein Preis jenseits der 50 US-Dollar eine weltweite Rezession zur Folge haben würde.

Dieses Paradigma dürfte aber nicht mehr gelten, denn der enorme Preisanstieg der letzten Jahre in den Bereich von 100 US-Dollar hat trotzdem nicht zum erwarteten Nachfrageeinbruch geführt. Für die OPEC-Staaten bedeutet dies, dass ein Niedrighalten der

Preise nicht nötig ist. Im Gegenteil wurde angekündigt, im Dezember die Förderquoten zu senken (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 122f).

Die folgende Abbildung gibt Aufschluss über die Produktion der Regionen Mittlerer Osten und Nordafrika sowie die Ölpreise zwischen 1965 und 2010. Es zeigt sich, dass der Anteil des Mittleren Ostens 2010 bei 30 % lag. Über den ganzen Beobachtungszeitraum gab es aber starke Schwankungen des prozentuellen Anteils dieser Region. So lag dieser 1974 bei 38 % und 1985 bei 19 % (vgl. OECD, 2012).

Abbildung 6: Anteil der Regionen Mittlerer Osten und Nordafrika an der weltweiten Produktion und Ölpreisniveau



Quelle: Our Finite World, 2011

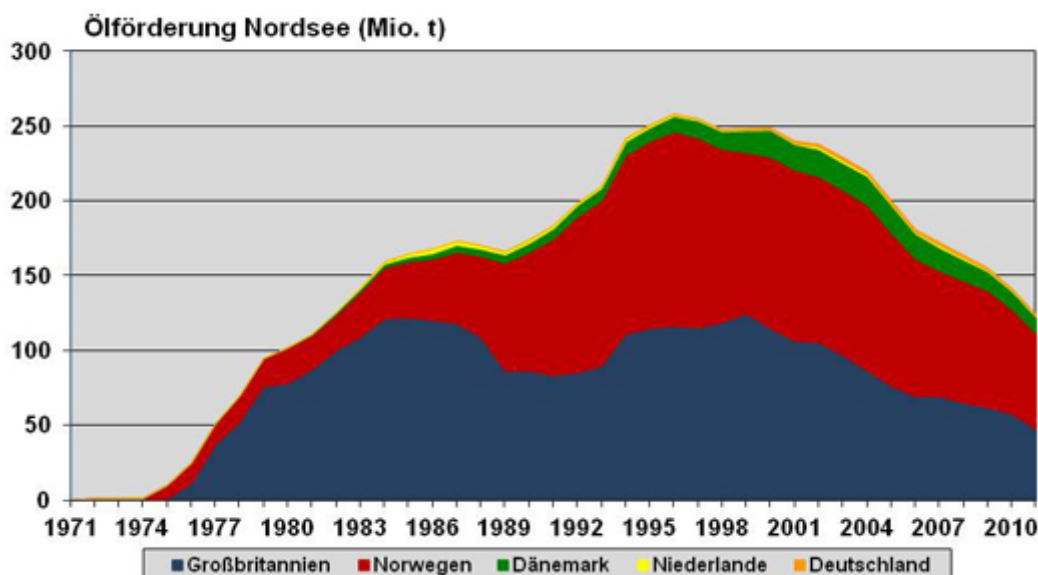
Im Folgenden wird noch eine weitere strategische Förderregion, nämlich die Nordsee, vorgestellt, mit der sich zahlreiche Autoren schon länger beschäftigen. 1965 wurde das erste Ölfeld der Nordsee – namens West Sole – entdeckt. Die Vorkommen der Nordsee liegen nahe an großen Verbraucherregionen. Chronologisch gesehen folgten diese Entdeckungen: 1969 Ekofisk (zu Norwegen gehörig, 2,4 Gb), 1970 das Forties-Feld (britisch, 2,7 Gb) und 1971 das Brent-Feld (britisch, 2,6 Gb) (vgl. Zündorf, 2008, S. 70f).

Lange Zeit war das Nordsee-Erdöl ein „Bollwerk gegen die Abhängigkeit vom OPEC-Öl“ (Czislá, 2012). Insgesamt befanden sich 450 Plattformen in der Region. Die Ausbeutungsquote liegt heute bei 50 % und mehr. Trotz intensiver Bemühungen dürften die

Hoffnungen auf das Nordsee-Öl in Zukunft nicht allzu groß sein (vgl. Czisla, 2012). „Für die gesamte Nordsee wurde das Fördermaximum im Jahr 2000 mit 6,4 Mbpd erreicht, gefolgt von einem dramatischen Abfall der Förderraten um ca. 7-8% pro Jahr, was einer Halbierung der Produktion in 10 Jahren entspricht. Die heimischen, europäischen Ölvorkommen gehen sichtbar und absehbar zu Ende. Dies gilt insbesondere für Großbritannien und Norwegen, den beiden wichtigsten Ölproduzenten in Europa“ (ASPO- Deutschland).

Die unten stehende Abbildung verdeutlicht diese Entwicklung. 2011 lag das Fördervolumen bei 124,7 Mio. t Rohöl, was einer Verringerung gegenüber dem Vorjahr von 12 % entspricht. Gleichzeitig ist es das niedrigste Fördervolumen seit 1982 (vgl. IWR, 2012).

Abbildung 7: Rohöl-Förderung in der Nordsee nach Ländern von 1971 bis 2011



Quelle: IWR, 2012

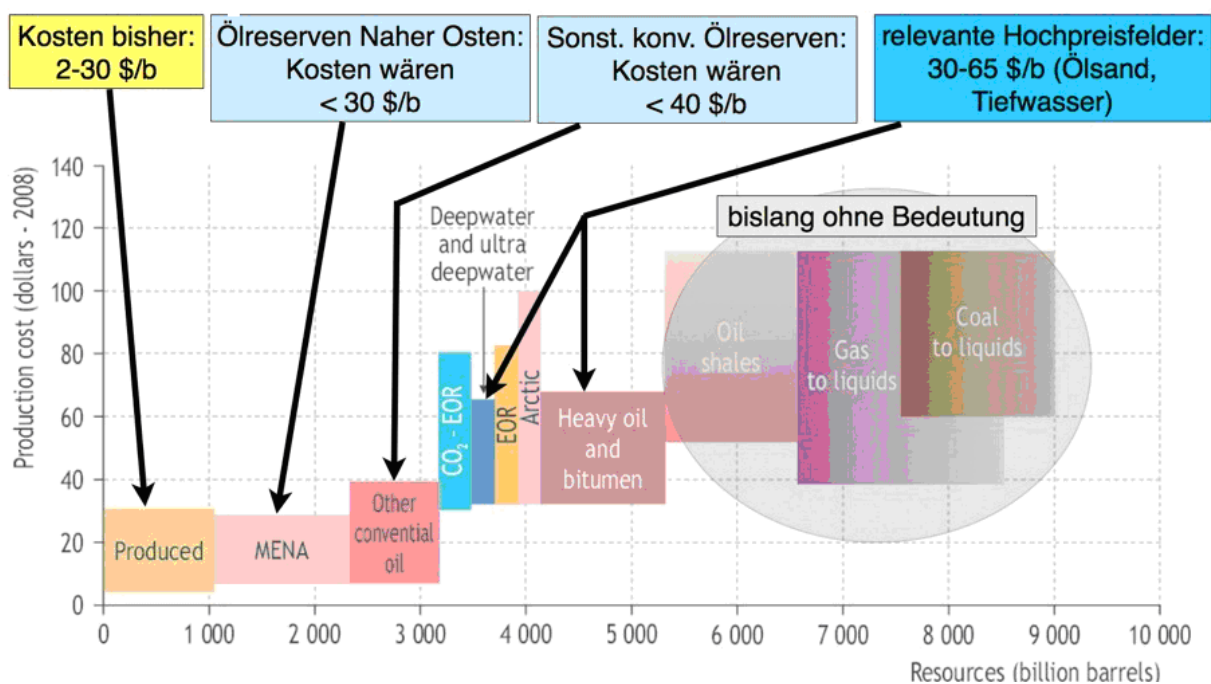
3.2.1.1. Kosten

Da Rohöl seit Jahrzehnten eine herausragende Rolle für die Weltwirtschaft spielt, gibt es unzählige Studien und Prognosen zum Ölmarkt. Anzumerken ist, dass der größte Teil der Prognosen der politischen Lage, den konjunkturellen Konsequenzen des hohen Ölpreises, den Lagerbeständen oder der steigenden Nachfrage gewidmet sind. Allerdings sind die Kosten der Suche, Erschließung und Gewinnung für die zukünftige Nutzung fossiler Energieträger von großer Bedeutung.

Genauer betrachtet ergeben sich folgende Gründe, warum eine exakte Analyse der Upstream- Kosten auf große Schwierigkeiten stößt. Erstens werden die Daten zu den Kosten der Ölförderung von den Ölproduzenten geheim gehalten. Zweitens sind bei der Berechnung der Kosten Eigenschaften der Lagerstätten, Umgebungsfaktoren und somit der technische Aufwand zur Ölförderung von Bedeutung. Bei den Eigenschaften der Erdölvorkommen ist es wichtig, auf Größe, Tiefe, Wertstoffgehalt und Schichtendicke zu achten. Die Umgebungsfaktoren wie Verkehrsanbindung, Energieversorgung sowie Verfügbarkeit von Arbeitskräften sind ebenfalls von Relevanz (vgl. Karl, 2010).

Zum besseren Überblick folgt an diese Stelle eine Abbildung, die die Struktur der Produktionskosten verschiedener fossiler Energieträger zeigt.

Abbildung 8: Kosten der Ölproduktion



Quelle: Bukold, 2010

In der Literatur findet man einige Aspekte, die mit der Tabelle übereinstimmen. Zittel und Schindler (2009, S. 42f) begründen steigende Förderkosten mit schwierigeren Förderbedingungen und bestätigen, dass die Förderkosten in den arabischen Ländern in Höhe von ein bis zwei US-Dollar pro Fass heute undenkbar sind. Es ist ersichtlich, dass im Mittleren Osten und Nordafrika (MENA) die Förderkosten bei weniger als 30 US-Dollar pro Fass liegen und bereits rund 1,1 Billionen Barrel Erdöl gefördert wurden. Es zeigt sich, dass alte Ölfelder,

die als einfache und günstige Vorkommen galten, größtenteils ausgebeutet wurden (vgl. Erste Group Research, 2012).

Daher müssen sie durch neue Vorkommen ersetzt werden, damit die Förderrate konstant bleibt. Nach Berechnungen der IEA können die Kosten für konventionelles Öl bei unter 40 US-Dollar pro Fass liegen und im Fall von Tiefwasser- und Ölsandprojekten auf bis zu 65 US-Dollar pro Fass steigen. Wenn die Rede von den Gesteungskosten des Erdöls ist, können im Upstream-Bereich folgende Kostenarten unterschieden werden: die Aufsuchungs- und Entwicklungskosten (Finding and Development Costs – F & D), sowie die eigentlichen Förderkosten (Direct Lifting Kosten), die die direkten Förderkosten und die Förderabgaben umfassen. Aus der Summe dieser Kosten ergeben sich die Gesamtgewinnungskosten (Total Upstream Cost). Die IEA hat die Förderkosten untersucht und ist zum Schluss gekommen, dass es zwei Trends in der Entwicklung der Gesamtgewinnungskosten seit Beginn der 1980er Jahre gibt. Genauer betrachtet ergab sich durch den technischen Fortschritt in den 1980er und 1990er Jahren eine Tendenz zu geringeren Kosten. Allerdings ist seit Beginn des 21. Jahrhunderts eine deutliche Aufwärtstendenz bei den Förderkosten zu erkennen. Diese Veränderung ergibt sich aus mangelnden Reservenzuwächsen und gestiegenen Kosten für Öl sowie für Energie, Material, Ausrüstung und Personal (vgl. BGR, 2009).

Bedeutend ist auch das Wissen, dass es gewisse Schwankungen zwischen den Förderregionen gibt. In einer Studie der Deutschen Bank aus dem Jahr 2009 nennt Hans-Dieter Karl explizit die folgenden Förderkosten für zukünftig zu erschließende Lagerstätten in bestimmten Förderregionen: 4,1 US-Dollar/bbl für den Mittleren Osten, 11,7 US-Dollar/bbl für die Region Golf von Mexiko, 20,3 US-Dollar/bbl für das Nordseegebiet (vgl. Karl, 2010).

Zusammenfassend ist zu sagen, dass der technologische Fortschritt sinkende Gesteungskosten verursachen soll. Die Investitionen in Forschung und Entwicklung finden vor dem Hintergrund statt, eine kosteneffiziente Gewinnung des Rohöls zu gewährleisten, welche wiederum von den Preisen abhängig ist. Es gibt einen starken Zusammenhang zwischen dem Ölpreis und den Investitionen, der so aussieht: Wenn der Ölpreis steigt, steigen auch die Investitionen.

3.2.1.2. Midstream

Bestehende Transportmöglichkeiten von Rohöl und Ölprodukten sind von großer Bedeutung für den Ölhandel und den globalen Ölmarkt, da die Hauptförderregionen für Erdöl nicht mit den wichtigsten Verbraucherregionen zusammenfallen. Ausschlaggebend für die

Abstimmung der Preise in verschiedenen Regionen der Welt ist eine gut funktionierende Infrastruktur. Unter der Voraussetzung preiswerter Transportkosten unterscheiden sich die Preise nicht aufgrund der geographischen Lage des Ölvorkommens, sondern aufgrund der Qualität der Ölsorten (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 131).

Weiters ist zu beachten, dass im Durchschnitt von einer Quelle rund 4.000 t Erdöl gefördert werden, was weltweit jährlich etwa 3,5 Mrd. t Öl ausmacht. Nachdem das gewonnene Öl von Gas, Sanden und Wasseranteilen gereinigt wurde, führt noch ein meist langer Weg per Pipeline oder mit Tankern zu einer Raffinerie. Danach werden kleinere Mengen an diverse Raffinerieprodukten über Schiene, Schiff oder LKW zu den Endverbrauchern gebracht. Für Rohöl selbst gibt es keine Endverbraucher (vgl. Erdölvereinigung, 2003).

Die eben genannten Prozesse stellen die wesentlichen Stadien des Öltransports dar. Man unterscheidet zwischen:

- „dem Rohöl-Transport zum Zielhafen
- der Lagerung im Hafen
- dem Transport des Rohöls zu den Raffinerien zur weiteren Verarbeitung“ (BWL, 2011).

Wenn die Rede vom Transport zum Zielhafen ist, wird meistens an Pipelines oder Tanker gedacht. Generell ist zu sagen, dass mit Hilfe von Pipelines zwei Fünftel und über Schiffe verschiedener Tankerklassen drei Fünftel der geförderten Rohölmenge transportiert werden (vgl. BWL, 2011).

„Am 1. Januar 2009 waren laut Erhebungen des Institute of Shipping Economics and Logistics (ISL) weltweit 4.620 Öltanker mit einer jeweiligen Ladekapazität von über 10.000 t registriert“ (BWL, 2011). Im Allgemeinen werden Tanker anhand ihrer unterschiedlichen Ladekapazitäten unterschieden. Aus einer ökologischen Sichtweise werden weniger massive Tanker bevorzugt, weil im Falle eines Unfalls geringere Schäden die Folge sind als bei Unglücken von Ultra Large Crude Carriers mit Ladekapazitäten von 32.000 bis 549.000 t. Allerdings verringern sich die Transportkosten pro Tonne Rohöl, wenn das Fassungsvermögen des Tankers höher ist. Aus diesem Grund kollidiert die Kostenrechnung mit den Umweltvorschriften eines Unternehmens (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 132). Bezogen auf den Energiegehalt sind die Transportkosten für Erdöl wegen seiner höheren Energiedichte wesentlich geringer als für Erdgas. Der Transport mit Tankern ist darüber hinaus billiger als per Pipeline. Die Kosten für den Transport variieren jedoch je nach Größe der Schiffe bzw. Kapazität der Pipelines. Außerdem spielen auch die Rohstoffpreise und die allgemeine Marktsituation eine Rolle (vgl. BGR, 2009).

Mit der Entwicklung der Tankerfrachtraten geht auch das Preisgefüge zwischen den Rohölsorten Hand in Hand. Die Rohölsorten werden nämlich nicht nur nach ihren physikalischen und chemischen Merkmalen, sondern auch nach ihrer geografischen Lage bepreist. Steigen die Transportkosten, steigt auch die Bedeutung der geografischen Lage (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 132f).

Auf den Transport folgt im Midstream das wichtige Stadium der Lagerung im Hafen. Eine Zwischenlagerung des Öls in einem entsprechenden Ölhafen ist zwingend notwendig, weil selbst bei prompter Weiterleitung nicht das gesamte Ladevolumen eines Tankers berücksichtigt werden kann. Außerdem sehen die großen Rohöhlhäfen auch die Lagerung von Regelvorräten vor. Dies ist der Möglichkeit von verspäteten Lieferungen oder von Unterbrechungen des Rohölzuflusses einer Raffinerieanlage geschuldet. Gelagert werden die einzelnen Rohöle in Tankbehältern (vgl. BWL, 2011).

Zum größten Teil sind die Lagerkapazitäten Eigentum von Ölfirmen. *„Deshalb haben die unabhängigen Lagerbestände, obwohl sie nur einen geringen Anteil der gesamten Lagerkapazität ausmachen, einen vergleichsweise großen Einfluss auf den Markt“* (Ströbele et al., 2012, S. 133).

Der Midstream ist abgeschlossen, wenn das Rohöl vom Hafen in eine Raffinerie transportiert wurde. Je nach Lage der Raffinerie und den zur Verfügung stehenden Transportmitteln erfolgt die Belieferung direkt mit Tankschiffen oder via Pipelineverbindungen. Eine andere Möglichkeit ist auch die Versorgung mit Binnenschiffen. Die Pipelines betreiben zumeist Konsortien unterschiedlicher Erdölgesellschaften (vgl. Ströbele et al, 2012, S. 131ff).

3.2.3. Downstream

Der Begriff Downstream bezieht sich auf die Raffination von Rohöl und die Verteilung von Ölprodukten. Downstream umfasst jene Prozesse der Erdölindustrie, die das Öl zur Verarbeitung und Lieferung an den Endkunden durchläuft. Außerdem ist zu beachten, dass nicht nur die Rohölverarbeitung, sondern auch die Werbung und die Vermarktung dem Downstream zugerechnet werden (vgl. BWL, 2011).

Ölprodukte können in Leicht- und Schwerbenzine, Mitteldestillate, Heizöle und Bitumen und andere Produkte aufgeteilt werden (vgl. Eller et al. 2010, S. 58). Die Nachfrage der Konsumenten richtet sich auf leichte Endprodukte der Ölbranche wie Benzin oder Diesel,

deshalb gilt die Raffination als ein wichtiger Faktor, besonders was die Erklärung der aktuellen hohen Sprit- und Heizölpreise betrifft (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 80ff).

Bei der Rohölverarbeitung wird ein Breitband-Gemisch von Kohlenwasserstoffen durch einen Kuppelproduktionsprozess in homogene Mineralprodukte gespalten. Die technische Ausstattung der Raffinerie und die Qualität des Rohöls sind entscheidend für die Palette an Endprodukten. Es gibt ein breites Spektrum an Endprodukten der Mineralölverarbeitung, das sich von Sekundärenergieträgern wie Kraft- und Brennstoffen bis hin zu stofflichen Vorprodukten der Chemieindustrie sowie Schmierstoff erstreckt. Um den globalen Handel mit Ölprodukten zu ermöglichen, werden einheitliche regionale Qualitätsnormen, z. B. für die ganze Europäische Union oder weltweite Regelungen, z. B. für Flugkraftstoffe, bestimmt (vgl. Dratwa et al., 2010, S. 61).

Die größte Herausforderung im Downstream sind die optimale Auslastung bei den Raffineriekapazitäten, der steigende Margendruck und der Wettbewerb beim Verbraucher (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 81ff). Zum ökonomischen Verständnis ist es wichtig, den Begriff „Raffineriemarge“ zu definieren. In der Literatur findet man die Erklärung, dass die Raffineriemarge sich aus der Differenz zwischen dem Marktwert der Fertigprodukte (Tankstellenerlös vor Steuern) und dem Rohölpreis zuzüglich der variablen Betriebskosten ergibt. Anhand der Bruttomarge wird bestimmt, ob die Mineralölgesellschaft zugunsten der Tankstellenkunden wirtschaftet, indem sie nur die Schwankung des Rohölpreises und des Währungskurses an den Tankstellenkunden weitergibt. Die Raffineriemarge ist ein Gradmesser nicht nur für die Entwicklung am Rohölmarkt, sondern auch für den Erdölproduktmarkt. Als Erklärung für eine hohe Raffineriemarge werden kurzfristige Erhöhungen des Angebots sowie der Nachfrage angeführt (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 134f).

Die eben genannte Situation bringt einen geringeren Rohölpreis und hohen Preis für die Mineralölprodukte mit sich. Schließlich reagieren Rohölangebot und -nachfrage auf Preisschwankungen auf dem Markt, was zu einer Renditenormalisierung der Raffineriemargen führt. *„Die Höhe der Raffineriemargen hängt jedoch auch von dem Auslastungsgrad der bestehenden Kapazitäten ab“* (Heuterkes, 2008, S. 28). Einerseits bewirken die unausgelasteten Kapazitäten in starkem Ausmaß eine kurzfristige Steigerung des Rohölangebots sowie der -nachfrage, was eine geringe Erhöhung der Raffineriemargen zur Folge hat. Andererseits haben zu stark ausgelastete Kapazitäten eine starke Erhöhung der Raffineriemargen zum Resultat. Außerdem sorgt eine übermäßige Nachfrage für einen erhöhten Mineralproduktpreis (vgl. ebenda, S. 28f).

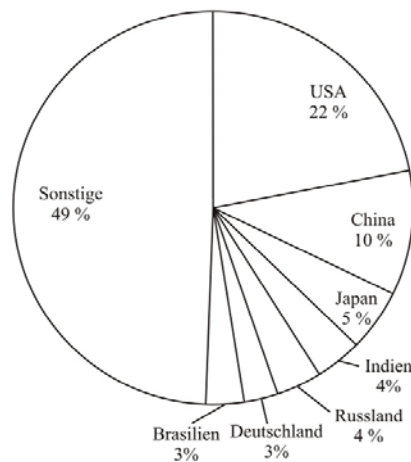
Zu den Herausforderungen der Raffineriebranche gehören außer Kostendruck auch Erneuerungs- und Technologie-Investitionen, die durch globalen Wettbewerb und Umweltvorschriften verschärft werden (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 75f).

Zurückblickend veränderte sich die Raffinerieproduktion seit 1970 deutlich. Die Zeit von der Mitte der siebziger bis in die neunziger Jahre war von Überkapazität und geringeren Margen bestimmt. Dem zugrunde lagen zu hohe Einschätzungen der kommenden Nachfrage, strenge Umweltbestimmungen sowie Nachfrageverschiebungen in Richtung leichter Endprodukte. Aufgrund dieser Tatsachen waren teure Nachrüstungen der Raffinerien notwendig, welche sich vorübergehend negativ auf die Marge auswirkten (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 135). Ab dem Jahr 2000 hat sich die Situation gebessert und die Raffinerien sind besser ausgelastet. Jedoch wurden wichtige Anlagen in den USA infolge der Hurrikanserie in den Jahren 2004 und 2005 zerstört (vgl. Bukold, 2012).

Mehrere Energieexperten, darunter auch Vertreter der OPEC auf der Abschlusspressekonferenz im Jahr 2005, kommen zum Schluss, dass *„mangelnde Raffineriekapazitäten die Engpässe bei den Derivaten verursachen, was preistreibend auf die Termingeschäfte mit Rohöl wirkt, während der Markt jedoch ausreichend mit Rohöl versorgt ist“* (Kneissl, 2006, S. 131). Abgesehen von Naturkatastrophen sind Geopolitik und die oben genannten Gesetze von Angebot und Nachfrage für die Raffinerieengpässe verantwortlich (vgl. Kneissl, 2006, S. 132ff).

Nach Angaben von internationalen Energieagenturen wurden im Jahr 2010 4.038 Mio. t weltweit verbraucht. Im selben Jahr betrug die Raffineriekapazität 4.496 Mio. t, was ausreichend ist, um die benötigten Mineralölprodukte für den Weltmarkt zu erzeugen. Weiters ist zu beachten, dass sich die regionale Aufteilung der Raffineriebranche im Umbruch befindet (vgl. Exxon Mobile, 2012). Genauer gesagt wird es einerseits angesichts der ungebrochen starken Nachfrage aus den Schwellenländern, allen voran China, Indien, Brasilien, und des schrumpfenden Mineralölkonsums und des zugenommenen Einsatzes von Biokraftstoffen andererseits, zu erheblichen regionalen Verschiebungen kommen (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 135f). Ein beachtenswerter Aspekt ist, dass sich der Schwerpunkt der Raffinerien in Venezuela, Südkorea, Indien und Singapur befindet, wo die großen Raffinerien mit Verarbeitungskapazitäten zwischen 30 und 50 Mio. t pro Jahr auftreten. Wie anhand der folgenden Grafik zu erkennen ist, gibt es einen starken Energiebedarf in den Schwellenländern (vgl. Lehr, 2012).

Abbildung 9: Öl-Verbrauch im Vergleich (2010)



Quelle: Ströbele et al., 2012, S. 136

Die Wertschöpfungskette wird vom Stadium der Distribution und Vermarktung von Mineralölprodukten bis zum Endkunden abgeschlossen. In sachlicher Hinsicht kann der Vertrieb der Produkte folgendermaßen eingeteilt werden. Es gibt zum einen Produkte, die für den Großhandel bestimmt sind oder als Zwischenprodukte Verwendung finden. Zum anderen sind manche Produkte direkt ab der Raffinerie für den Endkunden bestimmt. Die gewichtigste Produktgruppe sind Kraft- und Brennstoffe. Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren sind der größte Teilmarkt.

Die folgende Tabelle bietet eine überblicksmäßige Darstellung der Faktoren Marktstruktur, Marktverhalten und Marktergebnis. Es geht um die Frage nach der Marktmacht und dem Wettbewerb.

Tabelle 2: Analyse auf den Ölmärkten

	Marktstruktur	Marktverhalten	Marktergebnis
Upstream	Teilmonopol mit großem kompetitivem Marktsegment	Quoten-Politik (OPEC)/ Preis=Grenzkosten Kompetitives Segment	Hohe Verfügbarkeit/ Wettbewerbspreise im kompetitiven Segment

Rohölverarbeitung (Raffinerien)	Geringe Marktkonzentration	Kompetitive Produktmärkte	Höhe Verfügbarkeit/ Wettbewerbspreise
Kraftstoffvermarktung (Tankstellen)	Welche relevanten Märkte?	Intensiver Preis-, Qualitäts- und Innovations- wettbewerb	Höhe Verfügbarkeit/ Wettbewerbspreise

Quelle: Dratwa et al, 2010, S.64

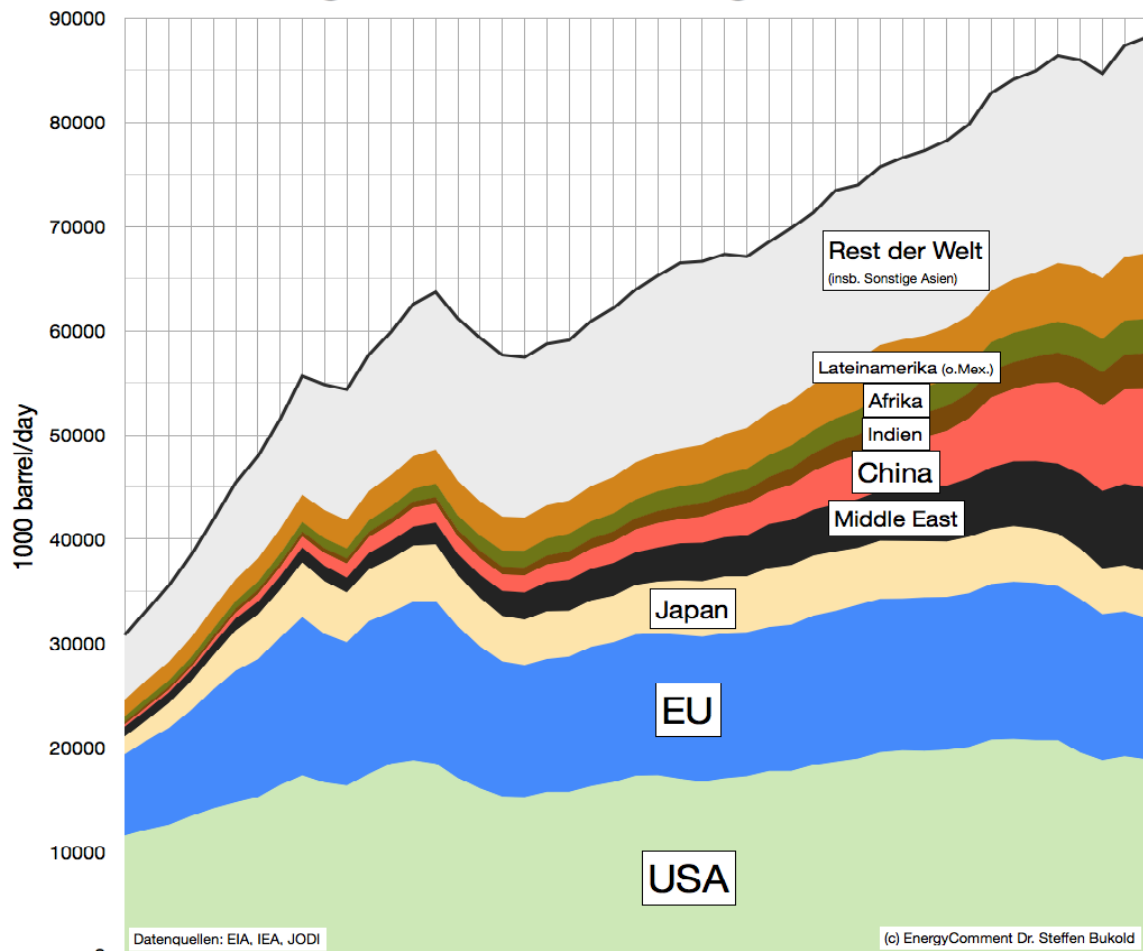
Hinsichtlich der Marktstruktur kann keiner der drei Subsektoren das neoklassische Ideal polypolitischer Konkurrenz erreichen (wie die meisten realen Märkte). Raffinerien schneiden hier noch am besten ab, indem sie sich einer kompetitiven Marktstruktur annähern. Im Produktionsbereich sind hohe Economies of Scale und Kapitalinvestitionen von Bedeutung (vgl. Dratwa et al, 2010, S. 64f).

3.3. Ölnachfrage

Erdöl als Handelsgut kann zweierlei Form annehmen: Es kann als Rohöl oder als Ölprodukt gehandelt werden. „Die Nachfrage nach Rohöl ist eine abgeleitete Nachfrage nach Ölprodukten“ (Heuterkes, 2008, S. 16). Die Nachfrage eines Importlandes hängt von seiner wirtschaftlichen Entwicklung, der Energieeffizienz der Technologien, der Energiepolitik und der Erhältlichkeit von Substitutionsprodukten ab. Häufig wird der Energiebedarf größer, je mehr die Wirtschaft wächst, je geringer die Energieeffizienz und je höher der Anteil von Ölprodukten am Energiemix ist (vgl. Ströbele, 2012, S. 123f). Im Fall der klassischen Schwellenländer wie China und Indien treiben der steigende Wohlstand, die aufstrebende Industrie und die anhaltende Motorisierung den Hunger nach Öl an (vgl. Kneissl, 2006, S. 163ff).

Was die Nachfrage nach Öl betrifft, lässt sich die Welt in die drei Verbrauchsregionen Nordamerika, Europa und Asien und die vier Exportregionen Südamerika, Russland, Afrika und Naher Osten einteilen. Europa bezieht sein Öl von Russland, Afrika und dem Nahen Osten. Nordamerika produziert selbst viel Öl, seine Importe stammen vor allem aus Südamerika und teils aus Afrika. Asien importiert aus dem Nahen Osten (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 123f). Die folgende Grafik zeigt, dass sich die Nachfrage in zwei Geschwindigkeiten entwickelt hat.

Abbildung 10: Die globale Ölnachfrage 1965-2011



Quelle: EIA, IEA, JODI zitiert in Bukold, 2012

Ein beinahe lineares Wachstum der Nachfrage kann seit Anfang der 1980er Jahre beobachtet werden. Eine leichte Bruchlinie für zwei Jahre fällt in die Zeit der Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2008. Danach steuerte die Nachfrage aber ein Allzeithoch an. Ein differenzierter Blick offenbart, dass seit Ende der 1990er Jahre die Nachfrage in den traditionellen Industriebollwerken USA und EU sowie Japan rückläufig ist. Ausgeglichen wurde das durch den Ölhunger der anderen Weltregionen, speziell der Schwellenländer Asiens und die ölreichen Staaten des Persischen Golfes (vgl. Bukold, 2012). Dabei wird ein deutliches Wechselverhältnis zwischen Ölverbrauch und Wirtschaftswachstum erkennbar (vgl. Eller et al., 2010, S. 55).

Die EIA geht davon aus, dass dieser Trend weiter anhalten wird. Die Nachfrage in den OECD-Ländern dürfte weiter schwach bleiben. Speziell die europäischen Staaten dürften weniger Öl nachfragen, die Abnahme in Nordamerika wird vermutlich weniger stark sein. Die

unsicheren makroökonomischen Gegebenheiten und Risiken auf der Angebotsseite des Ölmarktes machen Vorhersagen jedoch schwierig (vgl. Erste Group Research, 2012).

4. Ölpreis

4.1. Die Bedeutung des Ölpreises

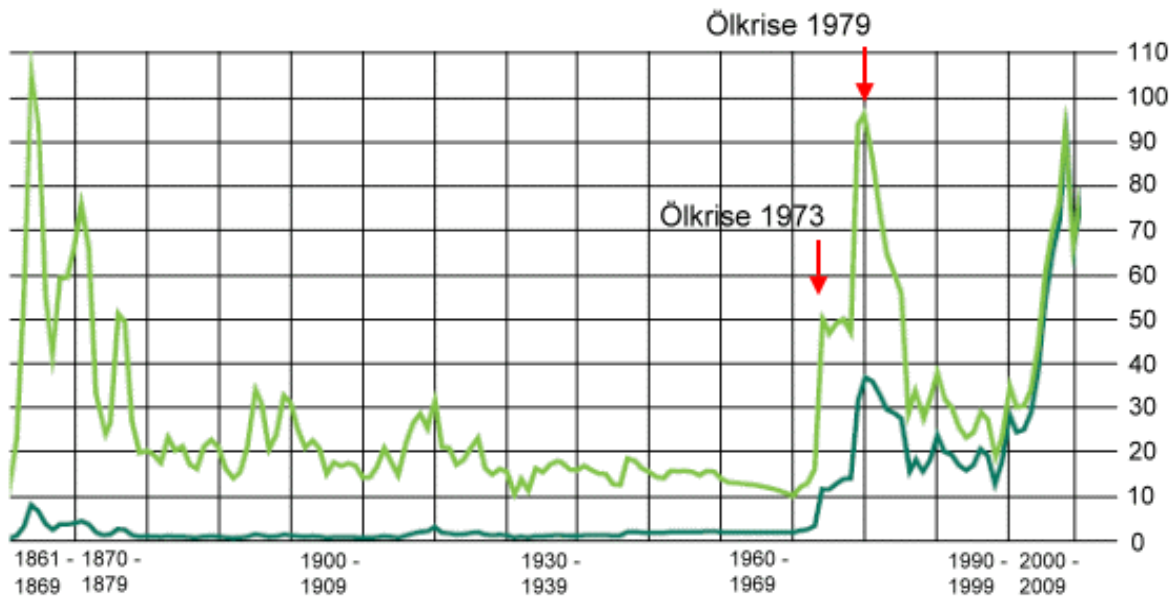
Öl ist weltweit gesehen ein äußerst wichtiger Produktionsfaktor – speziell in den Industriestaaten und den Schwellenländern, z. B. China, Indien und Brasilien. Der Rohölpreis ist deshalb von erheblicher Bedeutung für die Produktion in diesen Regionen. Hohe Ölpreise haben Auswirkungen auf die gesamte Konjunktur, und zwar auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite. Sie treiben die Importrechnungen in die Höhe und verschlechtern folglich die Handels- und Leistungsbilanz. Die Folge ist ein Einkommenstransfer von Öl importierenden zu Öl exportierenden Staaten. Da die steigende Güternachfrage in den Öl exportierenden Ländern aber den Nachfragerückgang in den Öl importierenden Ländern nicht ausbalancieren kann, kommt es zu einer Verminderung der allgemeinen Nachfrage (vgl. Hunt et al., 2001, S. 10).

Die Verbraucher sind von erhöhten Ölpreisen zweifach betroffen: Sie tragen direkt höhere Benzin- und Ölrechnungen und im Regelfall werden höhere Produktionskosten der Unternehmen an die Endkonsumenten weitergegeben. Ein Konsumrückgang ist die Folge all dessen, was wiederum Reallöhne und Unternehmensgewinne, Konsum und Investitionen vermindert. Stojadinovic zufolge sinkt außerdem die reale Geldmenge, wenn die Zentralbank die nominale Geldmenge auf einem konstanten Niveau hält (vgl. Stojadinovic, 2007, S. 5f).

4.2. Preisbestimmende Faktoren

Die Analyse der teilweise sprunghaften Ölentwicklung war seit jeher eine Aufgabe, die Wirtschaftswissenschaftler und Ölexperten spaltete (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 285f). Von Nutzen ist es, vorab die Preisentwicklung auf dem internationalen Ölmarkt auf größere Ölpreissprünge zu untersuchen. Wie die folgende Abbildung veranschaulicht, waren die Preise für Crude Oil etwa in den knapp 150 Jahren zwischen 1861 und 2010 teils extremen Schwankungen ausgesetzt.

Abbildung 11: Rohölpreise von 1861 bis 2010 in US-\$ pro Barrel



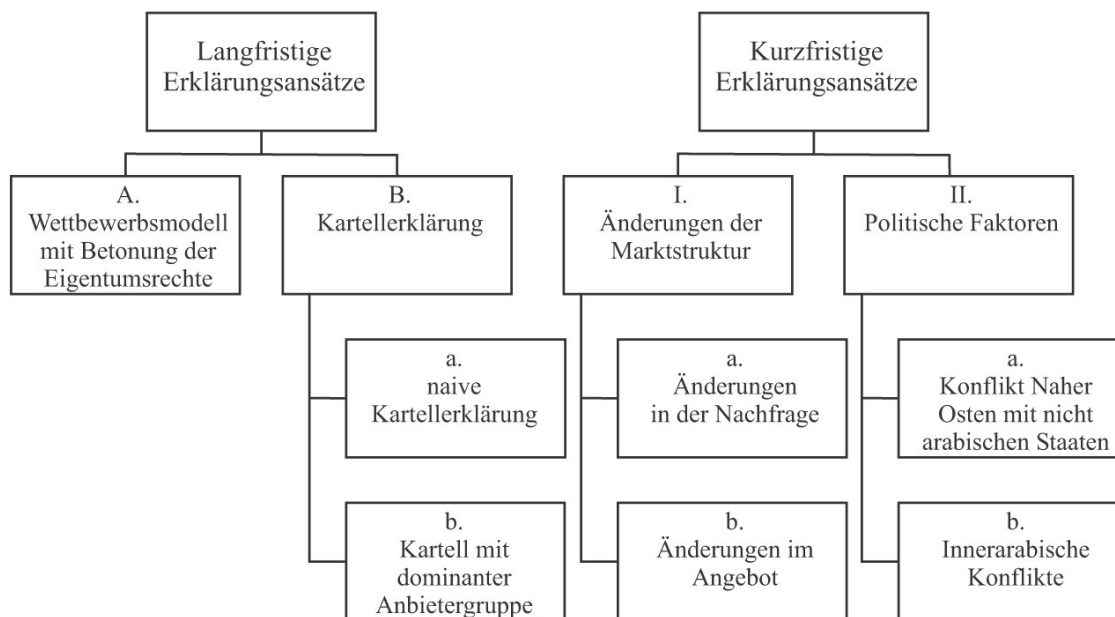
(dunkelgrün: US-\$ zum Tageskurs, hellgrün: US-\$ 2010, also inflationsbereinigt).

Quelle: BP Weltenergiestatistik, zitiert in Paeger, 2011

Die Diskussion beherrschen folgende Ansätze: Klarerweise die Faktoren Angebot und Nachfrage, aber auch die Marktmacht der Rohölproduzenten und das Verhalten der Anleger auf den Finanzmärkten (vgl. Breitenfellner et al., 2009 und Broyer et al., 2008). Bukold weist aber auch darauf hin, dass „politische, gesellschaftliche, technische und geologische Informationen [...] nötig [sind], um Ölmarkt und Ölpreise analytisch erfassen zu können“ (Bukold, Band 1, 2009, S. 288).

Ströbele klassifiziert die theoretischen Erklärungsansätze für die teils starken Preisschwankungen der letzten Jahrzehnte in langfristige und kurzfristige Ansätze, wie die folgende Abbildung zeigt (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 137ff).

Abbildung 12: Erklärungsansätze für Ölpreisentwicklungen



Quelle: Ströbele et al., 2012, S. 138

Die langfristigen Erklärungsansätze beziehen auch die Tatsache der Erschöpfbarkeit von Erdöl in ihre Überlegungen ein – so etwa wird argumentiert, dass die Anbieter eine Einheit Öl als Vermögensbestandteil sehen, dessen Verzinsung ähnlich einem Wertpapier über die Höherbewertung in der Zeit erfolgt. Nicht die Förderkosten bestimmen also den Ölpreis, sondern vielmehr die sogenannte „*Knappheitsrente für die natürliche Begrenztheit*“ (Ströbele et al., 2012, S. 138). Einer der Erklärungsansätze postuliert, dass der Ölmarkt wettbewerblich organisiert sei, wobei die verschiedenen Berechnungsmethoden der Produzentengruppen zu beachten sind. Die Frage nach den Eigentumsrechten spielt in dieser Argumentationslinie klarerweise eine große Rolle: „*Eine nationale Fördergesellschaft hat andere Ziele als eine privatwirtschaftliche Aktiengesellschaft*“ (Ströbele et al., 2012, S. 138). Autoren wie Breitenfellner und Defilla nennen das Verhalten mancher Staaten „*Ressourcennationalismus*“ (Breitenfellner et al., 2009 und vgl. Defilla, 2008). Sie beziehen sich damit auf Sicherungsbemühungen von Rohstoffen auf nationalen Territorien. Miteinbezogen wird dabei auch die Teilhabe künftiger Generationen am Reichtum aus dem Boden. Ist die Verzinsung der Öleinnahmen geringer, so gibt es Anreize, das Öl erst später zu fördern und darauf zu vertrauen, dass die Preise oder das Zinsniveau ansteigen werden (vgl. Breitenfellner et al., 2009). Zu einem solchen Vorgehen gehören meist auch die künstliche Ausschaltung von Wettbewerbern im Land, sodass es oft nur einen staatlichen Produzenten gibt, sowie Exportzölle auf Energieträger

und ein damit einhergehendes Gefälle zwischen den nationalen und internationalen Ölpreisen. Staatliche Energiemonopole sind nicht selten wirtschaftlich desolate Unternehmen, die trotz starker Nachfrage Verluste einfahren, wie z. B. Kirgistan und Mexiko (vgl. Defilla, 2008).

Der zweite langfristige Erklärungsansatz ist auf die Kartellerklärung der OPEC fokussiert. Die OPEC agiert als Monopol und „setzt die Ölpreise nach Kartellkalkül“ (Ströbele et al., 2012, S. 139). Die Mitgliedsländer können mittels ihrer abgestimmten Förderpolitik beachtlichen politischen Druck ausüben. Andere Anbieter, wie Mexiko, Norwegen oder das Vereinigte Königreich, orientieren sich an diesem OPEC-Preis (vgl. Jörg und Hirsch, 2008, S. 31ff). Breitenfellner relativiert jedoch und argumentiert, dass hohe Fixkosten und folglich sinkende Durchschnittskosten die Entstehung von Oligopolen fördern. Außerdem gebe es unterschiedliche Erdölsegmente. Von einem reinen Monopol solle deshalb nicht gesprochen werden (vgl. Breitenfellner et al., 2009).

Stöbele deutet in seiner Darstellung darauf hin, dass aus kurzfristiger Sicht der Ölmarkt real *„(ohne perfekte Zukunftsmärkte: Reserveunsicherheit, Nachfrageschätzungen, imperfekte Kapitalmärkte usw.) wegen der kurzfristig geringen Preiselastizität der Nachfrage eine hohe Bandbreite möglicher kurzfristiger Gleichgewichtspreise“* hat (Ströbele et al., 2012, S. 138).

Sprunghafte Erhöhungen oder Einbrüche des Ölpreises sind zu erwarten, wenn keine stabilisierenden Maßnahmen ergriffen werden, um Störungen, z. B. einen Brand auf einer Förderplattform oder die drohende Schließung des Suez-Kanals, und politische Faktoren, z. B. (angedrohte) Kriege zwischen Förderstaaten und Ölboykotte, abzufedern (vgl. Ströbele et al., 2012, S. 138f). Tatsächlich halten auch Konzernbosse politische und wirtschaftliche Faktoren für die Haupteinflüsse auf die Förderungsmöglichkeiten und Preise. Beispielsweise fördert der kriegsgebeutelte Irak nur ein Fünftel der Menge, die Saudi-Arabien produziert, obwohl er über sehr große Reserven verfügen soll. Länder wie Russland und Venezuela implementieren zusehends schärfere Gesetze, die ausländische Unternehmen betreffen (vgl. Abdolvand und Liesener, 2009, S. 16ff). Ein ehemaliger Ölexperte des US-Außenministeriums bringt all dies auf den Punkt: *„Mittelfristig stellt sich nicht die Frage, ob es förderbares Öl gibt, sondern wie man politische Hürden auf dem Weg zu seiner Förderung überwinden kann“* (Edward Morse, zitiert in Abdolvand und Liesener, 2009, S. 22).

Dennoch ist andererseits zu konstatieren, dass der Ölmarkt eine eher geringe Nachfrage- und Angebotselastizität aufweist. Zum einen kann die Produktion in Zeiten geringer Reservekapazitäten kaum kurzfristig erhöht werden. Zum anderen besteht bei den Abnehmern durchaus die Bereitschaft, höhere Preise zu zahlen, z. B. im Falle Chinas, das seinen

wirtschaftlichen Expansionskurs nicht in Gefahr bringen will. In ähnlicher Weise reagieren Westeuropa und Japan nicht allzu empfindlich, wenn die Preise steigen (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 289).

Wie schon erwähnt, sind angebotsseitige Engpässe klarerweise ebenfalls ein Faktor, der die Preise beeinflusst. Dies wird vor allem von jenen betont, die die These vertreten, dass in naher Zukunft ein weltweites Produktionsmaximum erreicht sein werde (vgl. Breitenfellner et al., 2009). Dazu kommen noch technische Restriktionen: Beispielsweise sind zahlreiche Raffinerien nicht dafür konzipiert, Öl mit hohem Schwefelgehalt zu verarbeiten. Auch dies wirkt sich letztlich auf den Ölpreis aus (vgl. Abdolvand und Liesener, 2009, S. 25). *„Erhöhen sich die Raffineriekapazitäten allgemein, kann Engpässen auf der Nachfrageseite unter Umständen schneller entgegengetreten werden“* (Breitenfellner et al., 2009). Ein gutes Argument liefert Steffen Bukold damit, dass Abbau der Lagerkapazitäten und daraus folgende größere Zukäufe der Raffinerien zu Nachfrageschub und Steigerung des Ölpreises führen können (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 289).

Ein gänzlich anderer Grund für die teils heftigen Schwankungen des Ölpreises ist Spekulation auf den Terminmärkten (siehe Kapitel 5.2.). Spekulationen treiben die Preise in die Höhe, was von mehreren Autoren und Akteuren auf den Märkten bestätigt wird. So sagte etwa der saudi-arabische Ölminister Ali al Naimi: *„Der Preisanstieg der vergangenen Jahre hat mehr mit der Volatilität der Finanzmärkte zu tun als mit fundamentalen Gründen“* (zitiert in Abdolvand und Liesener, 2009, S. 25). Ähnliches sagte auch Rex Tillerson, Chef des größten privaten Ölkonzerns Exxon Mobil. Nicht der Mechanismus von Angebot und Nachfrage sei hier also am Werk – sondern eine Spekulationsblase (vgl. Abdolvand und Liesener, 2009, S. 25). Zusammenfassend ist zu sagen, dass der Ölpreis nicht nur der Gesetzmäßigkeit von Angebot und Nachfrage unterliegt, sondern auch die Folge von Raffineriemöglichkeiten, Lieferunterbrechungen, Lagerkapazitäten, politischen Entscheidungen und spekulativen Aktionen auf den Finanzmärkten ist.

4.3. Die Geschichte der Ölpreissysteme

Prinzipiell lässt sich die historische Entwicklung des Erdöls in drei Phasen einteilen: Die Phase der Preiskriege (1850 – 1950), des Posted Price (1950 – 1970), der staatlich gesetzten Preise (1971 – 1985) und des Formula Pricing (1986 – bis heute).

1850 – 1950: Preiskriege und Texaspreis

Die Anfangsjahre des Öls wurden ganz eindeutig von den USA dominiert, wo immer wieder neue Ölfelder gefunden wurden und deshalb Preisstürze zu beobachten waren. Insgesamt waren diese Jahrzehnte sehr instabil hinsichtlich des Ölpreises. Rockefellers Standard Oil wehrte Mitbewerber durch Niedrigpreise ab (vgl. Dennin, 2010, S. 34).

Darüber hinaus konnte der Ölpreis nie ein stabiles Niveau erreichen, solange es auf dem Markt zu regelrechten Preiskämpfen zwischen Ländern wie den USA, Russland, Rumänien und Venezuela kam. So oszillierte der Ölpreis zwischen 10 US-Dollar pro Barrel und nur wenigen Cent. 1933 war ein Barrel in den USA 4 Cent wert. Folglich wurde in den 1930ern das erste stabile Preissystem installiert. Es bestand im Wesentlichen sowohl aus staatlicher Kontrolle und privaten Kartellen:

- Die Texas Railroad Commission übernahm die Kontrollfunktion über den US Öl Markt
- In bedeutenden Importländern wie Deutschland und Japan wurden die Ölmärkte durch staatlichen Behörden kontrolliert (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 303).
- *„Ein globales Kartell der Ölkonzerne (allerdings ohne die Sowjetunion) teilte 1928 die Weltmärkte unter sich auf und einigte sich auf Marktgebiete und Preisformeln. Im internationalen Ölhandel wurde das Preisniveau, das an der US-Golfküste herrschte (Texaspreis) zur Orientierungsmarke“* (Bukold, Band 1, 2009, S. 303).

Die Formel zur Berechnung der Preise lautete wie folgt: „US-Golfküste plus Frachtkosten“. Zwar gab es nun zum ersten Mal ein einheitliches Berechnungssystem für den Preis, aber von einem freien Weltmarkt konnte keine Rede sein. Rohöl gab es auf freien Märkten so gut wie gar nicht zu kaufen – seinen gesamten Gewinnungsprozess durchlief es stets in den Versorgungsdurchgängen der Konzerne (vgl. Nöstinger, 2005, S. 81).

1950 – 1970: Posted Price

Die Zeit bis Anfang der 1970er wurde von den sogenannten sieben Schwestern dominiert, also einigen wenigen, vertikal integrierten Erdölgesellschaften: Chevron, Exxon, Gulf, Mobil, Texaco, British Petroleum und Royal Dutch/Shell. Sie bildeten ein Kartell und sicherten sich somit hohe und stabile Renten. Das Kartell wies eine hohe interne und externe Stabilität aus. Interne Stabilität bestand in der relativ einfachen Bestrafbarkeit regelwidrig handelnder Mitglieder. Sollte etwa ein Mitglied die Verkaufsmenge erhöhen, konnten es die anderen durch deutlich höhere Verrechnungspreise für weiteres Rohöl in seine Schranken weisen (vgl. Heuterkes, 2009, S. 67f).

Die externe Stabilität des Kartells basierte darauf, dass die sieben Schwestern Konzessionsverträge mit jenen wenigen Ländern hatten, in denen die Produktion auch erhöht werden konnte (Indonesien, Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien, Venezuela). Diesen Verträgen gemäß hatten die Unternehmen das Recht zur Exploration, Erschließung und Produktion von Öl. Das Risiko trug das Unternehmen, der Staat erhielt Einnahmen in Form von Steuern und Royaltzzahlungen (höchstens 50 % der Nettogewinne) (vgl. Urban, 2010, S. 18f). Die Basis für den Marktpreis war der so genannte Posted Price. Posted Prices sind Preisobergrenzen, *„zu jenen Rohöl verkauft werden darf und dienen als Abrechnungsbasis und Hilfsgrösse für die Errechnung und Verteilung des erzielten Profits der Rohölgeschäfte zwischen den Konzessionsgesellschaften und den Ölförderstaaten“* (Nöstinger, 2005, S. 81).

1971 – 1985: Staatlich gesetzte Preise

Unterschiedliche Preisregimes waren in diesem Zeitraum zu beobachten. Zunächst kam es zu einer von der OPEC beschlossenen Beschränkung der Ölexporte, was die Preise um fast 70 % in die Höhe schnellen ließ. Dazu kam dann noch ein Ölembargo, welches zu einer Verdreifachung des Ölpreises führte (vgl. Urban, 2008, S. 89). Die Ölfirmen verloren sukzessive ihren Einfluss auf die Setzung des Posted Price. In den Jahren 1974/1975 traten neben den Posted Price noch der Official Selling Price (OSP) und Government Selling Price (GSP) sowie der Buy-Back Price. OSP und GSP waren die Preise, die Förderländer Dritten verrechneten; der Buy-Back Price war jener Preis, zu dem Unternehmen, deren Förderanlagen verstaatlicht wurden, Rohöl beziehen konnten (vgl. Heuterkes, 2009, S. 69). *„Nur wenig Öl wurde frei auf Spotmärkten gehandelt. [...] Es war praktisch unmöglich, einen realistischen Weltölpreis zu schätzen, da keine öffentlichen Auktionen oder Börsenhandel stattfanden“* (Bukold, Band 1, 2009, S. 305). Ab 1975 war die Basis für den Ölpreis ein Marker Price auf Arabian Light (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 305). Mittels einer Prämie oder eines Abschlages wurden die Preise für die anderen Rohölsorten ermittelt. Neue Instabilität kam ab 1979/1980 in Form der Irankrise und des Krieges Irak – Iran auf (Weyerstrassa et al.). Der Ölpreis kletterte im Jahr 1979 auf 88,13 US-Dollar pro Barrel (vgl. Urban, 2008, S. 89). Öl war in dieser Zeit auch zusehends knapp und internationale Ölgesellschaften und unabhängige Raffinerien versuchten, den fehlenden Bedarf am Spotmarkt zu kompensieren. Die Nachfrage konnte aber nicht bedient werden, weil außerhalb der OPEC keine substantielle Erhöhung der Produktionskapazitäten möglich war. Ein neuer Ölpreisanstieg und eine weltweite Rezession waren die Folge dieser ineffizienten Institutionen und der Knappheit (vgl. Heuterkes, 2008, S. 70).

In den 80ern war eine Wende zu beobachten: Die OPEC kam stark unter Zugzwang. Die Gründe hierfür waren eine Reduzierung des Ölverbrauchs in den Abnahmeländern und die Entdeckung neuer Reserven, beispielsweise in Alaska und in der Nordsee. Es gab neue Anbieter und mehr frei gehandeltes Öl (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 306).

„Dadurch gewann der Markt eine entscheidende Qualität: Er wurde transparenter. Jetzt war es zum ersten Mal in der Geschichte des Öls für die Käufer möglich, wenigstens ansatzweise die Angebots- und Nachfragesituation auf den Weltmärkten einzuschätzen und einige Preisvorstellungen zu entwickeln“ (Bukold, Band 1, 2009, S. 306).

Ende 1985 etablierte Saudi-Arabien ein neues Kalkulationssystem für die Preise, das Netback-Pricing System. Ziel war es, einen adäquateren Nettoverkaufspreis zu ermitteln, indem alle Veredelungs- und Verarbeitungsschritte der Ölkonzerne einbezogen wurden. Das Preisrisiko trug fortan der Förderer des Öls. Dieses Preisregime war eine Vorstufe zu einem an die transparenteren und schneller reagierenden Spotmärkte gebundenen Preis (vgl. Nöstinger, 2005, S. 83).

1986 – heute: Formula Pricing

Seit 1986 ist das Preisregime der OPEC ins Hintertreffen geraten, an die Stelle politischen Kalküls trat der Markt, der die Preise für das Öl bestimmen sollte. Speziell die Spotmärkte sind hier von Bedeutung. Auf dem Spotmarkt wurden zuerst einzelne Öllieferungen angeboten und verkauft, später aber auch größere Mengen. In der Folge hatten die Ölonternehmen die Wahl zwischen den üblichen Vertragsverbindungen mit den Exportstaaten und dem direkten Kauf auf dem Spotmarkt (vgl. Zenke und Schäfer, 2012, S. 34). Schon in den 80er Jahren lag der Anteil des Öls, dessen Preis vom Spotmarkt bestimmt wurde, bei 50 %. Signifikant sind auch die Spekulationsaktivitäten diverser Akteure (Broker, Investmentbanker und Fondsmanager), was sich darin manifestiert, dass nur 1 – 3 % der Ölkontrakte bis zu ihrer Lieferzeitpunkt gehalten werden (vgl. Nöstinger, 2005, S. 82). *„Die ursprünglichen Primärfunktionen des Ölsportmarktes wie Risikoabwälzung und –minimierung sowie Absicherung der zukünftigen Rohölversorgung sind mittlerweile in den Hintergrund getreten“* (Nöstinger, 2005, S. 82-83).

Die Preisbildung fand über das sogenannte Formula Pricing oder den Terminhandel an Rohstoffbörsen statt. Bei Ersterem waren drei Ölsorten als Referenzölsorten (West Texas Intermediate, Brent und Dubai) preisbestimmend. Die anderen Sorten wurden je nach Lage und Qualität mit Abschlägen oder Prämien bepreist. In puncto Terminhandel waren Kontrakte (Futures) in New York (Nymex) und London (IPE) von Bedeutung. Mögliche Handelsvarianten

waren der langfristige Lieferkontrakt (term contract), die zeitnahe Einzellieferung (Spotmarkt), die Lieferung über öffentliche Ölbörsen oder informelle Märkte (OTC, Over-the-Counter) oder im Rahmen von Ausschreibungen (vgl. Heuterkes, 2008. S. 71f).

5. Ölhandel

Derzeit kann im internationalen Ölhandel zwischen zwei Märkten unterschieden werden:

- Handel mit physischem Öl, Englisch: „wet barrels“
- Handel mit „Papieröl“, Englisch: „paper barrels“ (vgl. Beer, 2008, S. 19).

5.1. Handel mit physischem Öl

Ein großer Teil des Handels mit physischem Öl wird durch langfristige Verträge abgewickelt, die Preisverhandlungen am physischen Markt laufen oft informell direkt zwischen Käufern und Verkäufern ab. Zum Teil bestehen zwischen Lieferant und Abnehmer vertrauliche, langfristige Lieferbeziehungen (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 318). Wenn dennoch kurzfristig eine Nachfrage nach Rohöl und Ölprodukten besteht, wenn die Händler sich gegen die Risiken absichern oder sich kurzfristige Preisschwankungen zu Nutze machen wollen, bieten sich die Spotmärkte an. Dabei wird das Öl auf der Stelle – „on the spot“ – geliefert, deshalb wird diese Handelsform als Spotmarkt genannt (vgl. Nöstinger, 2005, S. 82).

Die Preise für das physische Öl werden auf Basis eines Benchmarkindex bestimmt. Die Spotgeschäfte werden in großen Ölhäfen abgewickelt, wo das Öl direkt ab- und antransportiert werden kann. Die relevanten Märkte können in mehrere Segmente unterteilt werden:

-Europa

Die Spotmärkte von Rotterdam und Le Havre bilden Europas wichtigste Drehscheibe für die Versorgung mit Erdölprodukten. Der Preis wird auf Basis der Brent Rohölbenchmark ermittelt. Der primäre Papiermarkt basiert auf den ICE-Brent-Futurekontrakten.

-Nordamerika

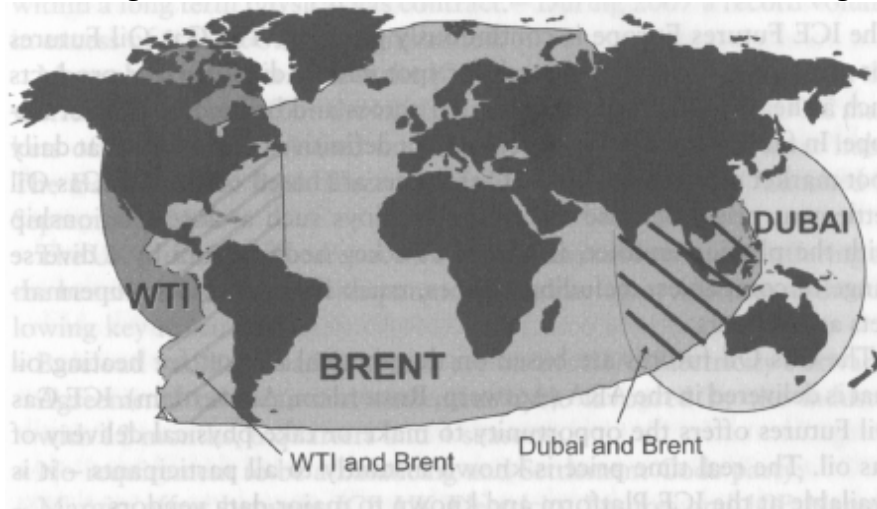
Zu den Merkmalen des nordamerikanischen Marktes gehörten der Transport über Pipelines und die WTI Rohölbenchmark als Basispreis. Der Ölterminkontrakt ICE-Brent-Future bestimmt den Spotpreis (vgl. Beer, 2008, S. 19).

-Asien

Der Singapur Spotmarkt bildet eine wichtige Drehscheibe für die asiatische Ölversorgung. Der Spotmarkt in Asien ist nicht liquide und der Handel erfolgt per Großtanker. Es fehlen passende Marks für den asiatischen Raum, daher werden die Preise auf der Basis von Brent und Dubai Kontrakten gebildet (vgl. Bukold, 2009, S. 314ff).

Einen Überblick über den gehandelten Terminkontrakt in verschiedene Regionen der Welt gibt die folgende Abbildung 13.

Abbildung 13: Gehandelte Terminkontrakte in verschiedenen Regionen der Welt



Quelle: Zenke und Schäfer, 2009, S. 31

Als Ergänzung und Absicherung zum Spotmarkt sind in den 1980er Jahren Terminmärkte entstanden. Die Vertragspartner schließen die Kontrakte ab, in denen die Preise und der Zeitpunkt festgelegt sind. Mittels Termingeschäften versuchen Produzenten und Verbraucher, sich gegen Preisschwankungen abzusichern, daher geben sie einen Teil des Risikos des physischen Handels an andere Marktteilnehmer ab. Termingeschäfte werden direkt zwischen den Vertragspartnern in OTC-Märkten (over the Counter) abgewickelt. OTC Handelsplattformen sind von überall auf der Welt elektronisch zugänglich (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 318ff).

5.2. Handel mit „Papieröl“

Die Weiterentwicklung des Terminmarktes führte zugleich zur Bildung des Terminkontraktmarktes, des sogenannten „Papiermarktes“. Auf dem Terminkontraktmarkt wird nicht mit realem, physischem Öl, sondern mit standardisierten Terminkontrakten gehandelt, bei denen Menge, Qualität, Zeit und Bestimmungsort festgelegt und vordefiniert sind. Somit wurde Preistransparenz in den Ölhandel gebracht. Der Papiermarkt besitzt öfters ein größeres Handelsvolumen als die physischen Märkte für Erdöl (vgl. Bukold, 2009, S. 318ff). Der Handel wurde formalisiert, indem Terminkontraktbörsen eingerichtet wurden, wo die Preise bestimmt werden. Dabei spielt die Börse die Rolle einer Gegenpartei und sorgt für die notwendige Kreditsicherheit. Mittels des finanziellen Erdölhandels geben Produzenten und

Verbraucher einen Teil des Risikos des physischen Handels an die anderen Marktteilnehmer ab (vgl. Dorsman et al., 2013, S. 160ff). Im Gegensatz zum Spotmarkt ist keine Öllieferung vorgesehen, da die Teilnehmer am Papiermarkt kein direktes Interesse am Rohstoff Öl haben und niemals in den Besitz von auch nur einem einzigen Tropfen Öl kommen wollen, sondern an die damit verbundenen Finanzinstrumente (vgl. Zenke und Schäfer, 2012, S. 35f).

Zusammenfassend ist zu sagen, dass Terminkontraktmärkte Spotmärkte ebenso brauchen wie Spotmärkte auf Finanzmärkte angewiesen sind (vgl. Zenke und Schäfer, 2009, S. 35f). Die Information über Spotpreisentwicklungen in den getätigten Geschäften an diversen Ölhäfen wird an die Händler an den Börsen laufend weitergeleitet, was die Bedeutung des Zusammenspiels von physischem und finanziellem Markt bestätigt (vgl. Heuterkes, 2008, S. 47ff).

5.3. Akteure

Wie bereits in den vorigen Kapiteln erörtert wurde, eignen sich die Terminmärkte zur Absicherung gegen Risiken und zur Spekulation. Dementsprechend wird beim Erdölhandel grundsätzlich zwischen zwei Gruppen von Marktteilnehmern unterschieden.

- Die Hedger

Absicherung oder das sogenannte Hedging ist von Anfang an das primäre Ziel an den Ölbörsen gewesen. Die Terminkontraktmärkte werden von den Produzenten und Verbrauchern genutzt, um sich gegen mögliche Preisschwankungen beim Handel mit dem physischen Öl abzusichern. Die Absicherung steht im Vordergrund bei Marktteilnehmern wie Erdölproduzenten, und Raffinerien, aber auch bei Ölkonsumenten wie Flug- und Schifffahrtsgesellschaften, Transportunternehmen, Chemieunternehmen oder Stromerzeugern, deren Geschäftsbasis auf Öl angewiesen ist, die große Mengen Öl oft Monate im Voraus kaufen oder verkaufen müssen und den Schwankungen des Ölpreises ausgesetzt sind (vgl. Beer, 2008, S. 59ff). Die Absicherer sind nicht wie Spekulanten auf hohen, schnellen Gewinn angewiesen, sondern wollen lediglich ihre Positionen am Markt für physisches Öl ausgleichen, starke Preisschwankungen durchstehen und dabei ihre Risiken minimieren (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 326ff).

-Die finanziellen Anleger

Die andere Gruppe der Ölmarktakteure umfasst eine große Zahl von privaten und institutionellen Anlegern, die über Finanzinstitutionen (Broker, Fondsmanager und

Investmentbanken) die von den Hedgern abgegebenen Risiken übernehmen und auf schnelle, hohe Gewinne ausgerichtet sind (vgl. Schwintowski, 2010, S. 119ff).

Ein Teil der finanziellen Anleger sind Spekulanten, die zu einer Verstärkung und Beschleunigung der Preisschwankungen beitragen und die Liquidität des Marktes verbessern. Die zunehmenden Schwankungen des Ölpreises stellen einen starken Anreiz für Anleger dar, Ölkontrakte auf den Terminkontraktmärkten zu handeln, um mit begrenztem Kapitaleinsatz wegen der Volatilität des Ölpreises an einem Vielfachen des physischen Gegenwerts teilzuhaben und zu verdienen (vgl. Abdolvand und Liesener, 2009, S. 27f).

Diese Kategorie Spekulation wird nochmals in traditionelle Spekulation und Indexspekulation unterteilt.

Traditionelle Spekulanten: Dazu gehören Investmentbanken, Händler und Hedgefonds. Investmentbanken geht es oft um eine Absicherung gegen die Risiken von Transaktionen, *„die wenig mit der tatsächlichen Produktion oder dem Verbrauch des betreffenden Rohstoffes zu tun haben“* (Süddeutsche Zeitung, 17. 5. 2010).

Rohstoffgeschäfte bringen den großen Investmentbanken Einnahmen in der Höhe von mehreren Milliarden Dollar pro Jahr. Diese Institute kreieren Finanzprodukte für Investoren (sie emittieren z. B. Zertifikate und Optionen), bieten Hedging-Strategien an und sind manchmal selber Käufer großer Öl- bzw. Gasmengen (vgl. Bukold, 2009, Band 1, S. 334). Flexibler als herkömmliche Investmentfonds sind Hedgefonds, die im Allgemeinen von Banken oder anderen institutionellen Investoren finanziert werden – zum Zwecke der Risikodiversifizierung oder um *„Strategien verfolgen zu können, die ihre [der Banken bzw. der investierenden Institute, O. C.] eigenen Statuten nicht zulassen.“* (vgl. ebda, S. 335).

Indexspekulanten: Bukold weist auf die Bedeutung des Markteintritts großer institutioneller Investoren, z. B. riesiger Pensionsfonds, Staatsfonds, Investmentfonds oder Stiftungsfonds, hin. Da diese vornehmlich in die großen Rohstoffindices investieren (etwa den S&P/GSCI oder den DJ/AIG Commodity Index), werden sie Indexspekulanten genannt (vgl. ebda, S. 336). Indexinvestitionen sind in dreierlei Hinsicht von einer speziellen Preiswirkung. Zunächst ist zu sagen, dass Indexinvestoren anders agieren als andere Marktteilnehmer. Wenn die Preise steigen, so kaufen sie noch mehr – oder sie investieren standardmäßig einen konstant bleibenden Anteil ihres Portfolios in Öl. Ölkonsumenten reagieren normalerweise mit einer gegenteiligen Strategie. Dieses Vorgehen hält die Preise hoch, selbst in Zeiten eines Überangebots. Zweitens sind Indexspekulanten vor allem auf der Käufer- und weniger auf der Verkäuferseite zu finden. Sie *„trocknen den Markt damit aus. [...] Die zukünftige Ölproduktion wird virtuell gehortet. Auf diese Weise wird eine Ölmenge von mehreren Hundert Millionen*

Barrel wie eine Bugwelle durch den Terminmarkt geschoben“ (Bukold, 2010). Drittens nehmen die meisten Indexspekulanten eine long Position ein, d. h. sie erwarten höhere Preise für Öl. Dies lässt die Kontraktpreise folglich wirklich steigen. Auch die realwirtschaftliche Entwicklung geht mit diesem Verhalten konform, da *„die Terminmarktpreise die Spotpreise aktueller physischer Geschäfte mit nach oben ziehen“* (Bukold, 2010).

Die folgende Übersicht von Steffen Bukold stellt die verschiedenen Akteure auf den Ölterminmärkten dar.

Tabelle 3: Akteure auf Ölterminmärkten

Zeitraumen	Anteil spekulativer Ziele (geschätzt)	Ziel der Aktivitäten	Typische Akteure	Wirkung auf den Ölpreis
Seit den 1980er Jahren	10%	Hedging (Absicherung)	Ölfirmen, Raffinerien, Ölproduzenten	Neutral, Dämpfung der Volatilität
Seit den 1990er Jahren	30%	Hedging Traditionelle Spekulation	Banken, Hedgefonds, Broker	Kurzfristig höhere Volatilität in beide Richtungen
Seit 2003	70%	Hedging Traditionelle Spekulation Indexspekulation	Große Investoren wie Pensionfonds, Investmentfonds, Staatsfonds	Bisher: Verstärkung des Ölpreisanstieges

Quelle: Bukold, 2009, Band 1, S. 333

Heuterkes identifiziert noch zwei weitere Akteure: Arbitrageure und Market Maker. Arbitrageure suchen nach Marktunvollkommenheiten, also ungerechtfertigten Preisdifferenzen, um diese dann auszunutzen. Nach Ausnutzen dieser Lücken sind Märkte arbitragefrei. Market Maker gehen die Verpflichtung ein, anderen Akteuren jederzeit fixe Ankauf- und Verkaufsgebote (Quoten) zu unterbreiten. Die Differenz zwischen den Ankaufs- und Verkaufspreisen (der sogenannte spread) ist ihr Lohn. Sie sind an Börsen tätig und *„erhöhen die Liquidität des Marktes“* (Heuterkes, 2008, S. 43).

5.4. Ölbörsen

Heutzutage konzentriert sich der Erdölhandel auf dem Terminkontraktmarkt hauptsächlich auf zwei großen Börsen:

- **New York Mercantile Exchange (NYMEX):** Dort bezieht sich die physische Lieferung auf die Qualitätskriterien des WTI und auf den Knotenpunkt der US-Ölindustrie Cushing, Oklahoma.

- **Die Intercontinental Exchange ICE** (früher „International Petroleum Exchange“, IPE) in London: Diese ist der wichtigste Handelsplatz für Brent Crude Futures Kontrakte (vgl. Zenke und Schäfer, 2012, S. 36). Bei physischer Erfüllung ist im Fall des Brent Kontraktes der Bestimmungsort der Hafen von Rotterdam (vgl. ebda., S. 34).

Im Jahr 1978 wurde der erste Terminkontrakt auf Heizöl lanciert. Darauf folgten Terminkontrakte für Benzin und für Rohöl. Gleichzeitig wurde in London die International Petroleum Exchange gegründet. 1981 gelang es der IPE, einen Terminkontrakt für Gasöl einzuführen. 1988 folgte die Emission der Brent Crude Futures Kontrakte. Die ersten Terminkontrakte auf Brent waren Misserfolge, weil die Kunden mehr der solideren NYMEX vertrauten. Während der Kuwaitkrise Anfang der 90er Jahre hatte die IPE wegen der günstigeren Zeitzone Vorteile im Vergleich zur NYMEX, was zum Erfolg der Brent Crude Futures Kontrakte beitrug. Dieser Durchbruch der Brent-Kontrakte demonstrierte das Interesse und das Streben der Kunden, gegen Unsicherheiten des Ölmarktes mit garantierten Produkten zu hedgen und sich auf eine hohe Liquidität stützen zu können (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 321).

Im Jahr 1998 wurde die ICE (Intercontinental Exchange) in Atlanta gegründet. Der primäre Zweck dieser Plattform lag in der Gestaltung eines transparenteren und effizienteren Energiehandels. Im Jahr 2001 übernahm die ICE die IPE, was sie zu einem globalen Zentrum für Risikomanagement im Rohölhandel machte (vgl. Energiehandel Glossar).

Obwohl Nymex und ICE zwei führende Terminbörsen sind, die sich fast den gesamten Terminmarkt untereinander aufteilen, erweitern die kleineren Terminbörsen in Singapur und Dubai ebenfalls das Angebot, auch wenn diese eher von regionaler Bedeutung sind (vgl. Bukold, 2009, S. 320ff). Im Jahr 1999 entstand die erste asiatische Derivatebörse Singapore Exchange Limited (SGX) (vgl. Beer, 2008, S. 21). *„Ein Jahr später, in 2000, wurde die SGX als erste Börse im Asiatisch-Pazifischen Raum mittels eines Public Offer gelistet“* (ebda).

6. Öl Derivate

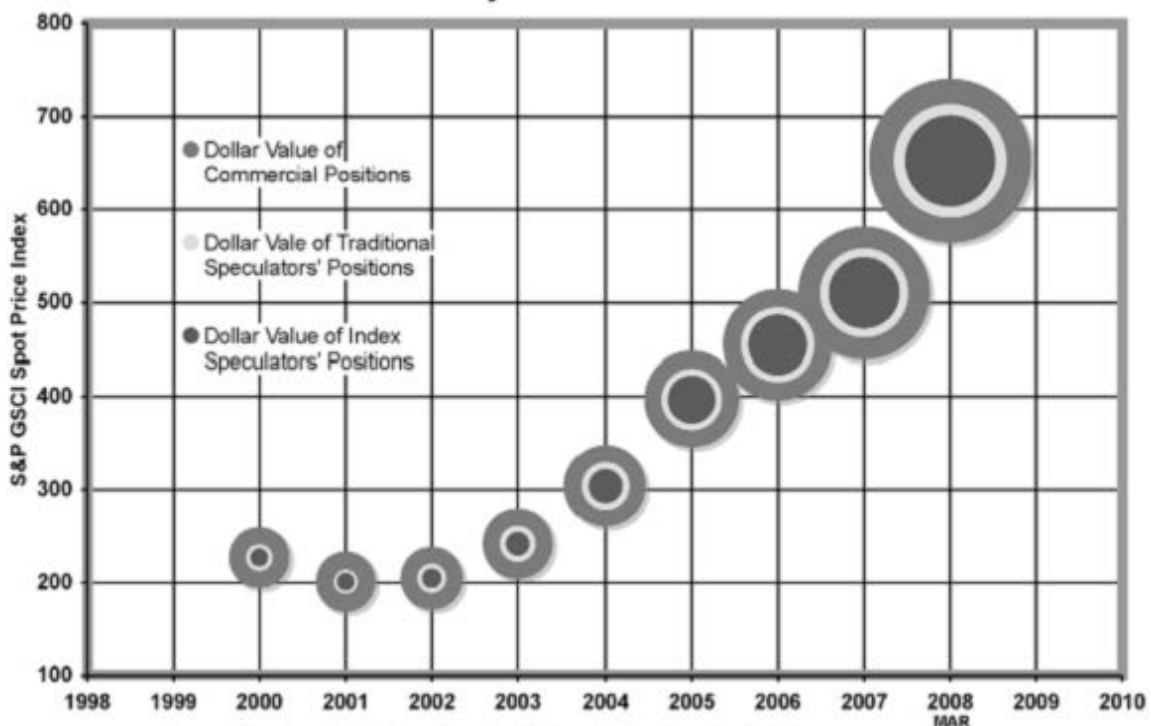
6.1. Futures und Forwards

Im Allgemeinen sind Forwards Verträge, die zwei Parteien dazu verpflichten, zu einem zukünftigen Zeitpunkt eine bestimmte Menge eines Gutes zu einem festgelegten Preis zu liefern bzw. abzunehmen (erstere Partei hat die short position, zweite die long position). Forwards haben ein Ausfall- und Kreditrisiko, jedoch auch variable Möglichkeiten der Gestaltung (vgl. Heuterkes, 2008, S. 44ff). Futures gehören auch zu den Forwards – mit dem Unterschied, dass der Vertragspartner hier immer das Clearinghouse ist. Dieses übernimmt folglich das Kreditrisiko, also das Risiko, dass eine der Parteien ihren Verpflichtungen nicht nachkommen kann (vgl. Geman, 2005, S. 4). Forwards und Futures unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Auszahlungsarten. Bei einem Forward ist der Zeitpunkt von Lieferung und Zahlung ident. Bei einem Future hingegen gibt es am Ende jedes Börsentages eine Bewertung (mark-to-market). Der Halter einer Futureposition hat von Anfang an ein Margenkonto, auf dem er unter Umständen auch Mittel nachliefern muss (vgl. Heuterkes, 2008, S. 44ff).

Seit dem Jahr 2001 ist den Autoren Abdolvand und Liesener zufolge eine neue Entwicklung zu beobachten: *„Seit dem Zusammenbruch der Börse in Folge des Platzens der Internet-Blase im Jahre 2001 verzeichnen die Märkte eine massive Flucht des Kapitals aus der ‚New Economy‘ in den Rohstoffbereich, darunter auch in Öl-Aktien sowie in den damit verbundenen Öl-Handel auf den Futures-Märkten“* (Abdolvand und Liesener, 2009, S. 26).

Folgende Abbildung verdeutlicht diese Schlussfolgerung.

Abbildung 14: Größe der Rohstoff-Futures-Märkte



Quelle: Bloomberg, zitiert in Abdolvand und Liesener, 2009, S. 27

Ein Futurevertrag umfasst meistens Geldsummen ab 100.000 Euro, also Summen, die oft jenseits des Budgets von Privatanlegern liegen. Zwischen 2002 und 2008 wuchs der Handel mit diesen Derivaten von 45,7 Mio. auf 121,5 Mio. Stück. Das bedeutet in weiterer Folge eine Bewegung großer Geldmengen. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten der New Economy und der amerikanischen Immobilienkrise sahen sich viele Anleger nach alternativen Investmentmöglichkeiten um. Der Ölmarkt erwies sich als solche Alternative, einerseits zur Risikostreuung, andererseits zur Gewinnmaximierung (vgl. ebda., S. 28).

Insgesamt kann man sagen, dass Rohstofffutures in zweierlei Hinsicht von ökonomischer Bedeutung sind: Zum einen bieten sie eine Möglichkeit zur Absicherung gegen Preisrisiken. Somit verringert sich auch das Risiko bei der Rohstoffproduktion, was wiederum zu einer Erhöhung der Produktion und letztendlich zu sinkenden Preisen führen kann (vgl. Bukold, 2010). Zum anderen spielen sie eine gewichtige Rolle im Preisfindungsprozess: *„Vor allem die großen, liquiden Futuresmärkte haben eine Signalfunktion für die entsprechenden Kassamärkte und außerbörslichen Terminmärkte. Kritiker des Terminhandels und der Futuresmärkte halten gerade diese Eigenschaft für problematisch und bezweifeln, dass die*

Preissignale an den Rohstoffmärkten die dortigen fundamentalen Entwicklungen widerspiegelt“ (Deutsche Bundesbank, 2012).

6.1.2. Terminpreiskurve

Für das Verständnis des Zusammenspiels von Futurepreisen und vom Markt erwarteten künftigen Spotpreisen sind die Begriffe Normal Backwardation und die Terminpreiskurve eminent wichtig. Die von Keynes aufgestellte Theorie der Normal Backwardation bezeichnet spezielle Preissituationen (Backwardation und Contango) von Terminkontrakten, die sich an Terminbörsen abspielen (vgl. Heuterkes, 2009). Wie bereits erwähnt wurde, ist *„jeder Future mit einer bestimmten Laufzeit ausgestattet und besitzt einen eigenen Preis. Das bedeutet, dass es an den Terminmärkten für ein und denselben Rohstoff verschiedene Preise gibt, abhängig von der entsprechenden Laufzeit – dem Lieferzeitpunkt des Rohstoffs. Die Preise richten sich dabei jeweils nach Angebot und Nachfrage. Die Gesamtheit aller Preise von Futures verschiedener Laufzeiten und desselben Rohstoffs wird als Terminkurve bezeichnet.“* (Fiedor und Müller, 2011).

Ist die Nachfrage nach Rohöl kleiner als die gelagerte Mengen, dann werden die Preise für Öl in Terminkontrakten für in der Zukunft liegende Liefermonate höher als die Preise für Öl im Terminkontraktmarkt für aktuelle Bestände, d. h. die Terminkurve bewegt sich in Contango (vgl. Pilipovic, 2007, S. 128ff). Der Grund, warum z. B. der Dezember-Kontrakt mehr kostet als der im November auslaufende Kontrakt sind die Lagerkosten. Die Lagerkosten umfassen Lagergebühren, Versicherungskosten und Zinsen. Der Markt in Contango kann auch auf einen Marktüberschuss hinweisen, wenn das Ölangebot wegen fehlender Nachfrage nicht vollständig abgesetzt werden kann. Bei sinkenden Preisen entlang der Zeitachse der Terminpreiskurve spricht man von Backwardation, die wiederum auf Nachschubschwierigkeiten wie etwa eine Verknappung des Ölangebots hindeuten könnte (vgl. Bukold, 2009, S. 330f). Sind die Spotpreise hoch, liegt der Absicherungsdruck auf der Verkäuferseite und die Terminpreiskurve befindet sich in Backwardation. Auf der Verkäuferseite befinden sich die Produzenten, die Future-Short-Positionen einnehmen. Sind die Spotpreise niedrig, dann liegen die Risiken auf der Käuferseite, somit ist die Terminpreiskurve in Contango (vgl. Geman, 2007, S. 215).

„In der Realität finden sich beide Varianten von Terminkurven wieder. Häufig aber notieren Terminkurven nicht gänzlich in Contango oder Backwardation, sondern zeichnen sich

durch eine Mischung beider Grundformen aus – gegebenenfalls sogar kombiniert mit saisonalen Mustern“. (Fiedor und Müller, 2011).

Wichtig in Bezug auf den Terminkontraktmarkt ist auch der Aspekt, dass dabei nicht direkt in Öl, sondern in Monatskontrakte investiert wird, die ständig auslaufen. Um eine physische Lieferung des Öls zu vermeiden, wird der jeweilige Terminkontrakt kurz vor seinem Verfalltermin durch den darauf folgenden Terminkontrakt ersetzt. Durch das „*Rollen der Terminkontrakte*“ kommen Gewinne oder Verluste zustande (vgl. Bukold, Band 1, 2009, S. 331).

Ein solcher Investor braucht bei jeder Umschichtung einen Partner, der die Verpflichtung zur Annahme der vereinbarten Lieferung abnimmt und die Lieferung auf einen späteren Zeitpunkt verschiebt. Der Partner soll ein Lager eröffnen und die Ware dort lagern. Der Ertrag eines solchen Investments hängt also nicht von den Spotpreisen ab, sondern von der Lage der Terminkurve. *„Rollverluste gibt es immer, wenn der längere Kontrakt teurer ist als der kürzere, der Markt sich also in contango befindet. Umgekehrt kommt es zu Rollgewinnen, wenn die Märkte backwardated sind.“* (Zuckerstätter und Maltschnig, 2013, S. 20-21)

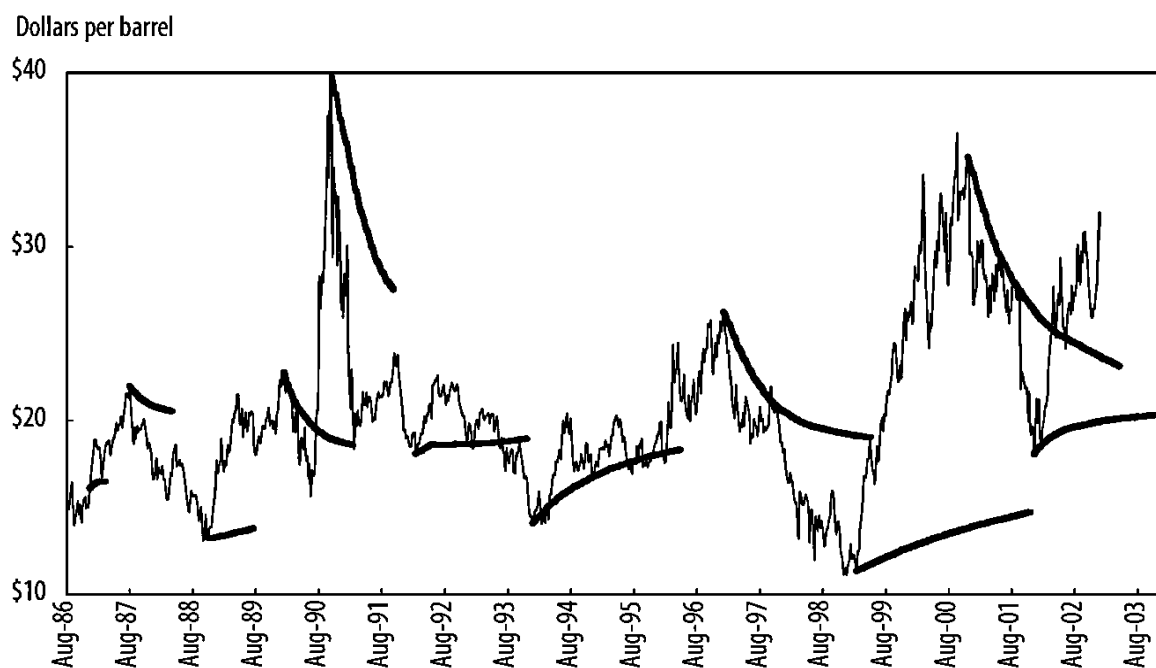
Aus all den vorigen Erörterungen zum Verhalten von Indexinvestoren folgt der Schluss, dass dadurch die Terminkurve beeinflusst wird. Wenn diese ein Investment beginnen, steigen mit aller Wahrscheinlichkeit die Terminpreise zunächst an (vgl. Derinews, 2013). Rückt jedoch der Ausübungszeitpunkt näher, so muss sich folglich die Richtung der Kurve ändern, denn vor Ablauf der Vertragsfrist versuchen die Investoren, ihre erworbenen Rechte auf den Kauf der Waren wieder abzugeben. Dies sollte zu sinkenden Terminpreisen führen. Längere Futures werden durch Indexinvestoren preislich nach oben getrieben, jene für kürzere eher nach unten. Die Terminpreiskurve wird von Indexinvestoren gesteuert (vgl. Zuckerstätter und Maltschnig, 2013, S. 20ff).

„Dies ist auch notwendig, damit zumindest theoretisch der Marktmechanismus funktionieren kann. Durch diese Drehung der Terminkurve von backwardation in contango reduzieren sich die Roll Gewinne der Indexinvestorinnen, bzw. entstehen Rollverluste, die dann Indexinvestitionen wiederum unattraktiver machen, womit sich ein Gleichgewicht einstellen kann“ (ebda., S. 22).

Parsons zufolge gibt es für diese Annahmen auch eine empirische Basis, die auf eine solche Kehrtwende der Terminpreiskurve ab 2002 hindeutet. So scheint sie vor 2002 in Backwardation befindlich gewesen sein, danach stärker in Contango (vgl. Parsons, 2010). Die folgenden zwei Abbildungen (siehe Abb. 15 und 16) verdeutlichen diese Argumentation: In

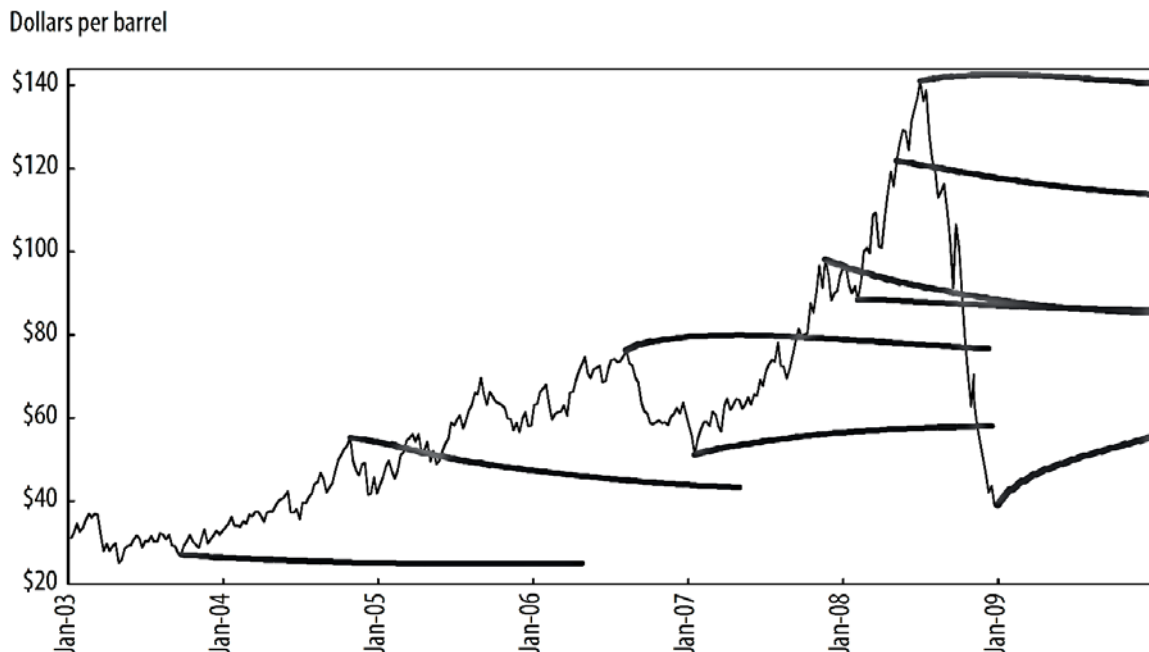
diesen Grafiken wird die Entwicklung des Spotpreises mit dem Verlauf der Terminkurve an bestimmten Zeitpunkten überlagert. Das veränderte Verhalten der Kurve wird somit deutlich. Wie gesagt war die Zeit vor 2002 von Backwardation charakterisiert. Ereignisse wie der Erste Golfkrieg 1990 ließen erwarten, dass es nach Preisexplosionen langfristig wieder zu sinkenden Preisen kommen müsse. Das stellte sich später dann auch tatsächlich so dar. Ab 2003 drehte sich die Terminkurve für Öl (WTI) und war nun in Contango. Die Kurve verlief dann ungefähr parallel zu den Spotpreisen (vgl. Zuckerstätter und Maltschnig, 2013, S. 22ff).

Abbildung 15 : Termin- und Spot Preise für Öl vor 2003



Quelle: Bloomberg, zitiert in Parson, 2010

Abbildung 16: Termin- und Spot Preise für Öl nach 2003



Quelle: Bloomberg, zitiert in Parson, 2010

6.1.3. Options und Swaps

Zu den Derivaten auf Öl zählen neben Forwards und Futures auch Options und Swaps. Optionen sind bedingte Termingeschäfte, bei denen der Käufer „gegen Zahlung der Optionsprämie“ das Recht erhält, „das Öl zum vorab vereinbarten Preis zu erhalten. Er ist aber nicht verpflichtet, dies zu tun“ (Bukold, 2009, Bd. 1, S. 328). Bei Optionen nimmt man entweder eine Call- oder Put-Position ein: Bei der ersten Variante erlangt man das Recht, eine definierte Menge einer Anlage (underlying) zu kaufen. Bei der zweiten Variante hat man das Recht zum Verkauf des underlying. Daraus ergeben sich folgende vier Möglichkeiten: Man hat das Recht auf den Kauf des underlying (long call), das Recht auf den Verkauf des underlying (long put), die Verpflichtung zum Kauf des underlying (short call) und die Verpflichtung zum Verkauf des underlying (short put) (vgl. Heuterkes, 2008, S. 62).

Die seit den 1970ern vorhandenen Swaps sind seit Mitte der 1980er Jahre auch für den Ölhandel von Relevanz. Der Swap funktioniert so, dass ein Anbieter Öl zu einem bestimmten Preis verkauft und sich bereit erklärt, es vom Käufer zu einem späteren Zeitpunkt (und Marktpreis) zurückzukaufen. Für den Anbieter bedeutet ein Swap eine Absicherung gegen das Preisrisiko. Die andere Seite (häufig große Investmentbankhäuser, wie Goldman Sachs,

Morgan Stanley und die Deutsche Bank) kommt oft in den Genuss einer Versicherungsprämie oder anderweitige Einnahmen durch Spekulation (vgl. Bukold, 2009, Bd. 1, S. 328).

6.2. Der Einfluss von Spekulation auf den Ölpreis

Über den tatsächlichen Einfluss von Spekulation auf die Preisentwicklung von Öl gibt es kontroverse Sichtweisen. Steffen Bukold kommt in einer Studie zur Schlussfolgerung, dass der Einfluss von Finanzprodukten im Ölhandel (bzw. allgemein auf den Rohstoffmärkten) auf die Preise sehr wohl bedeutend ist. Er spricht von einer „*Spekulationsprämie*“ (Bukold, 2010), die von den Börsen an die Förderanlagen weitergegeben werde. Bukold zufolge gestaltet sich der Zusammenhang von Spekulation und der Preisentwicklung dergestalt, dass die meisten Indexspekulanten auf höhere Preise setzen (long position), wodurch die Kontraktpreise für Lieferungen in der Zukunft ansteigen. Und diese steigenden Terminmarktpreise treiben die Spotpreise (also die Preise für eine aktuelle Transaktion) mit nach oben, weil sie jeweils Teil des Berechnungsmodus des anderen sind. Auf einer psychologischen Ebene wirkt die Spekulation insofern, als sie die Erwartungen (und folglich das Verhalten) der Marktteilnehmer mitbestimmt (vgl. ebda.).

Eine weitere Argumentationslinie für den Einfluss von Spekulation auf die Ölpreise geht zunächst vom Verhältnis von Ölangebot und –nachfrage aus. Laut Essl (2009) war das Wachstum der weltweiten Ölförderung im Zeitraum 2003 – 2007 höher als jenes der Nachfrage. Zu erwarten wäre ein Rückgang der Ölpreise in diesen Jahren gewesen, zumal 2004 und 2005 das Angebot sogar höher war als die Nachfrage. Ganz im Gegenteil begannen die Preise aber zu steigen, bis sie 2008 schließlich einen Höhepunkt erreichten. Ähnliches zeigt sich in den Jahren 2007 und 2008: Die Preise stiegen – bei nur moderat höherer Nachfrage (vgl. Essl, 2009, S. 40ff). Zudem geht Essl davon aus, dass Händler hohe Preisniveaus künstlich in die Länge gezogen haben. Realwirtschaftliche Gründe dafür gebe es nicht (vgl. ebda., 2009, S. 68ff).

Gegenstimmen, die einen Zusammenhang zwischen Spekulation und Ölpreisanstiegen skeptisch sehen, argumentieren einerseits, dass Hedger im Vergleich zu Spekulanten wesentlich mehr Marktmacht besitzen. Negative Auswirkungen in Form von Preisschüben seien unwahrscheinlich, weil die Spekulanten zum einen konstant große Positionen hielten und zum anderen Hedger doppelt bis dreimal so große offene Positionen (zwischen 2006 und 2012 zumindest) hätten (vgl. Deutsche Bundesbank, 2012).

„Insgesamt spricht im Hinblick auf den Handel mit Rohöl vieles dafür, dass die Spekulanten die Funktionsfähigkeit des Marktes nicht stören, sondern positiv beeinflussen, vor

allem indem sie Liquidität für die Hedger bereitstellen und damit den Preisfindungsprozess erleichtern“ (ebda.).

Ein anderer Skeptiker ist kein geringerer als Paul Krugman, der offenbar argumentierte, dass Spekulanten nicht verantwortlich für die Preisentwicklung von Öl sein könnten, weil sie vermutlich kein Öl lagern (vgl. Abdolvand und Liesener, 2009, S. 29).

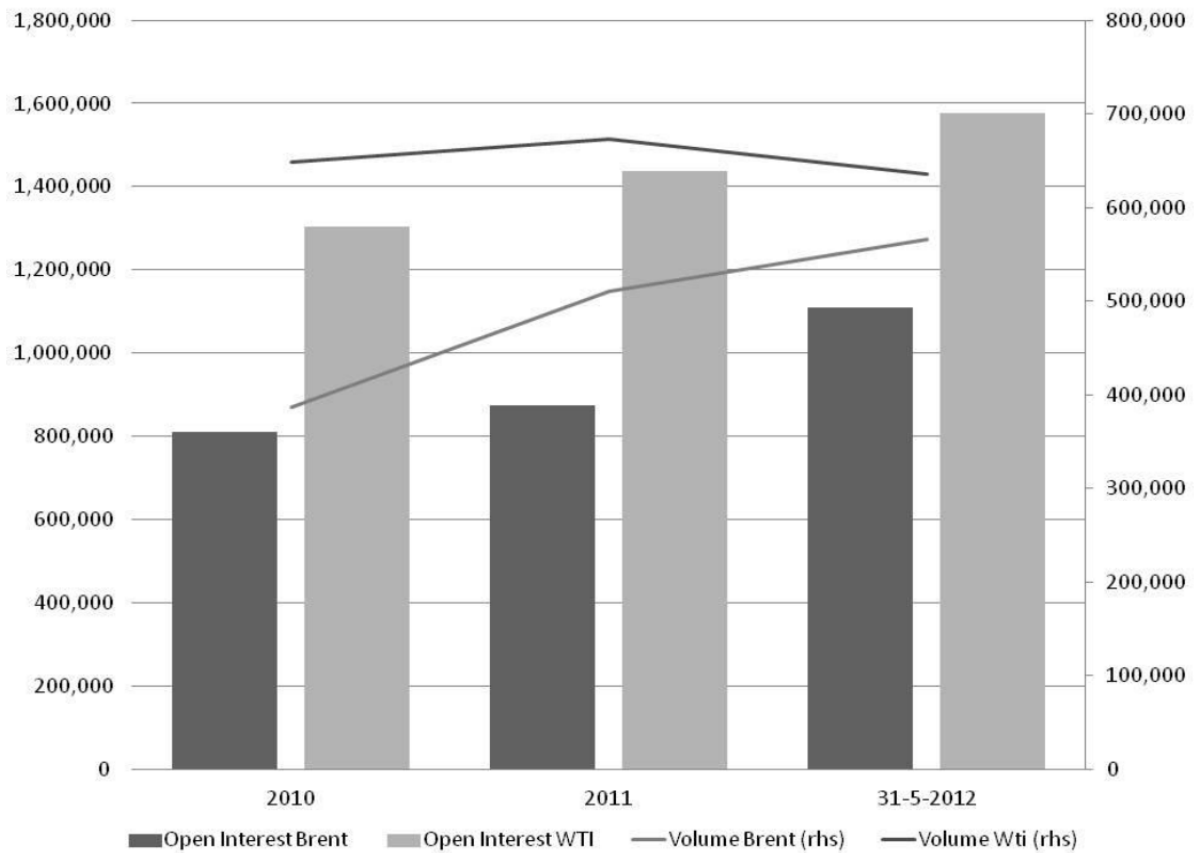
6.3. Der Handel von Ölderivaten

Wie weiter oben erläutert wurde, sind Swaps und Optionen eine willkommene Möglichkeit der Absicherung gegen langfristige Preisrisiken in Form von Hedging. Optionen haben meist eine kürzere Laufzeit als Swaps, die nicht selten Fälligkeiten von bis zu 10 Jahren haben. Futures sind allgemeine Instrumente gegen das Preisrisiko. Der Rohölmarkt bietet Futures auf Basis von WTI oder Brent (vgl. Beer, 2008, S. 43ff). Außerdem kann ein Terminkontrakt mit oder ohne physische Lieferung des Öls einhergehen. So erfolgt die Abrechnung eines Rohölkontraktes mit Brent der US-Terminbörse NYMEX mit einer realen Lieferung in Cushing, Oklahoma. Als Auslieferungspunkt hat Cushing eine singuläre Stellung, denn ein gigantisches Pipelinenetz zwischen den USA und Kanada stellt die ununterbrochene Lieferfähigkeit der Stadt sicher. Dies kann der Lieferpunkt für Brent-Öl auf den Shetland-Inseln nicht leisten, denn dieser ist nicht an alle Ölfelder per Pipeline angebunden (vgl. Reichel, 2012, S. 8-9).

Die europäische Variante von Brentkontrakten funktioniert ohne physische Lieferung, sondern mittels Barabrechnung auf Basis des Brent-Index (vgl. Dennis, 2010, S. 153ff). Es ist aber auch im Falle von Kontrakten mit physischer Lieferung zu betonen, dass diese meist kurz vor Fälligkeit wieder „glattgestellt“ werden, es also nicht zu einer realen Lieferung kommt. „Letzten Endes besteht das Ziel der Terminmärkte auch nicht darin, über physische Lieferbarkeit ein Substitut für den Kassamarkt zu schaffen [...] Es geht lediglich darum, ein Vehikel für Absicherung und Spekulation zur Verfügung zu stellen [...]“ (Reichel, 2012, S. 9).

Auf den zwei größten Ölbörsen NYMEX und ICE beträgt das durchschnittliche tägliche Handelsvolumen 1,1 Milliarden Barrel, was einem Wert von 93 Milliarden Dollar entspricht. (siehe Abb. 17) *„Dieses Handelsvolumen ist 13mal größer als die physische Erdölförderung“* (Bukold, 2010). Die Menge der offenen Terminkontrakte ist in den letzten Jahren ständig gestiegen. Die Positionen für WTI-Rohöl und Brent-Rohöl erreichten ein Volumen von 225 Milliarden Dollar, die einer Ölmenge von 2,65 Milliarden Fass Öl entspricht (ebda.).

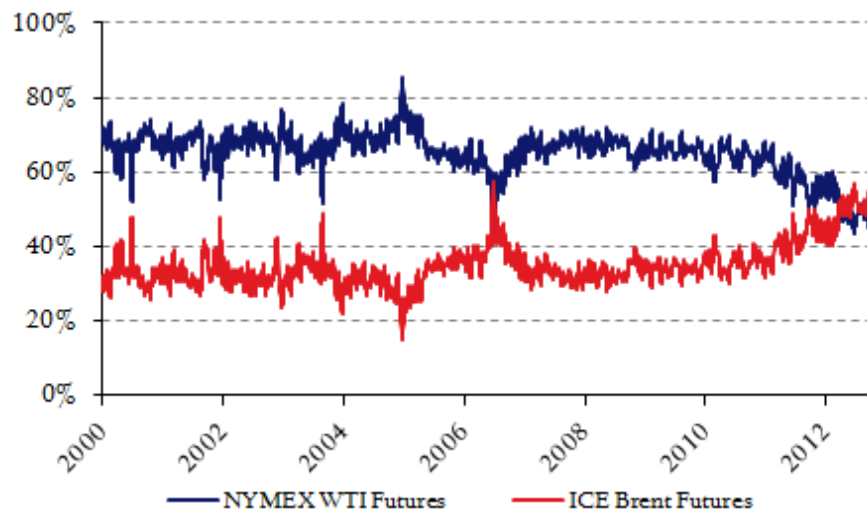
Abbildung 17: Brent –WTI Handelsvolumen und Open Interest



Quelle: Berg, 2013

Hinsichtlich des Verhältnisses der Handelsvolumina von WTI und Brent an den Warenterminbörsen kam es 2012 zu einem Trendwechsel, wie Abbildung 18 zeigt. Lag 2010 noch die Zahl der gehandelten WTI-Kontrakte 65 % über jener der Brent-Kontrakte, wurden 2012 erstmals mehr Brent-Kontrakte gehandelt. Dies ist auf einen Preisspread zwischen den beiden Ölsorten, den wichtigsten Referenzsorten, zurückzuführen (vgl. Weinberg, 2011).

Abbildung 18: Anteil der täglichen Handelsvolumina von NYMEX WTI und ICE Brent Futures



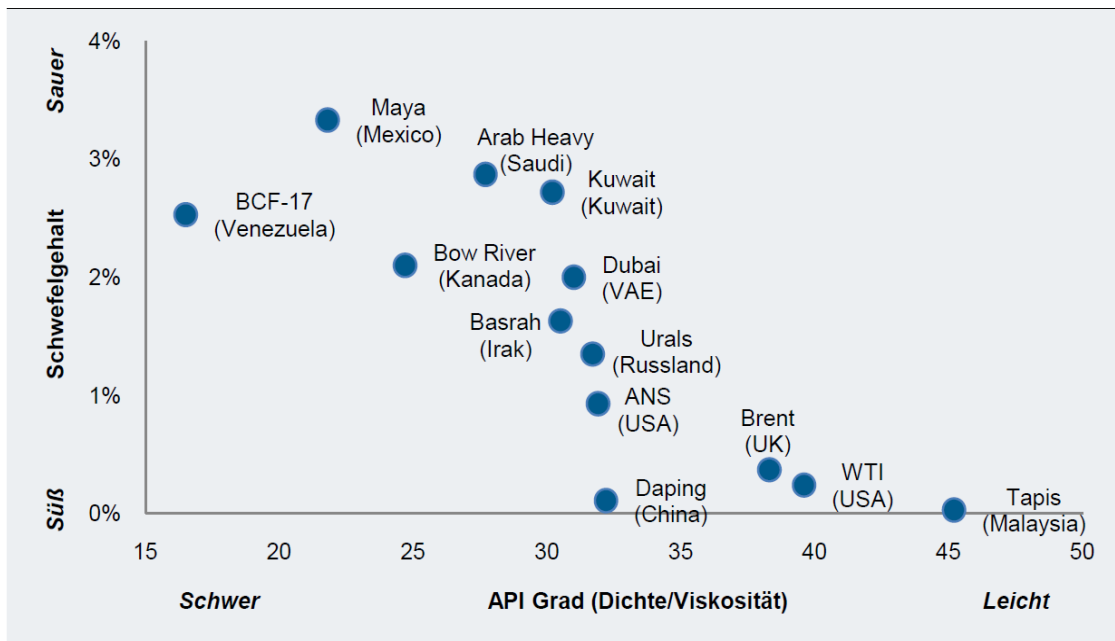
Quelle: Bloomberg, zitiert in Clayton, 2013

6.4. WTI- Brent Spread

Ausgangssituation

Die beiden wichtigsten Referenzöle WTI (eine US-Ölsorte) und das Nordsee-Öl Brent entwickeln sich preislich etwa gleich. Da WTI etwas schwefelärmer und daher hochwertiger als Brent-Öl ist (siehe Abb. 19), notiert der Spotpreis für WTI über dem für Brent.

Abbildung 19: Rohölsorten im Vergleich



Quelle: IEA zitiert in Helaba Rohstoffmanagement

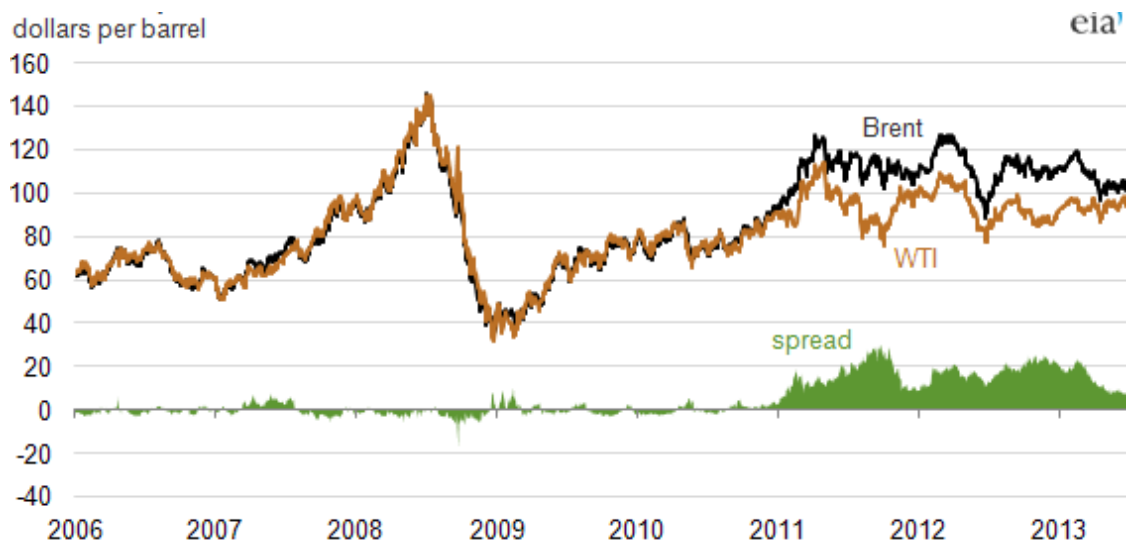
Wie bereits in den letzten Jahrzehnten gibt es auch heutzutage Phasen, in denen der Ölmarkt „sein ausgeprägtes und zugleich schwer vorhersehbares Eigenleben zeigt“ (Stanzl, 2009). Die Differenz (Spread) zwischen den beiden Sorten ist nicht immer gleich groß und die eine oder andere Sorte wird mit einem geringeren Preisnachlass gehandelt. Jedoch gibt es manchmal Phasen, wo ein seltenes Phänomen eintritt und der Spread zugunsten von Brent deutlich auseinanderklafft, was die Rohstoffhändler verunsichert.

Problem: Warum existiert dieser Spread teilweise über viele Monate und länger? Liegt ein Widerspruch mit der Kapitalmarkteffizienz vor?

2008/2009

Die Änderungen im Zeitraum von 2008 bis 2013 hatten jeweils unterschiedliche Gründe nach Auffassung der meisten Experten. Während der Finanzmarktkrise 2008 und der darauf folgenden Konjunkturschwäche ist der WTI Preis eingebrochen und kam unter Druck. Im Sommer 2008 etwa wurde der WTI Preis nahe der Marke von 145 US-Dollar gehandelt, aber bereits ein Jahr später, also 2009, lagen die Preise unter 45 US-Dollar (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20: Brent-WTI Spread

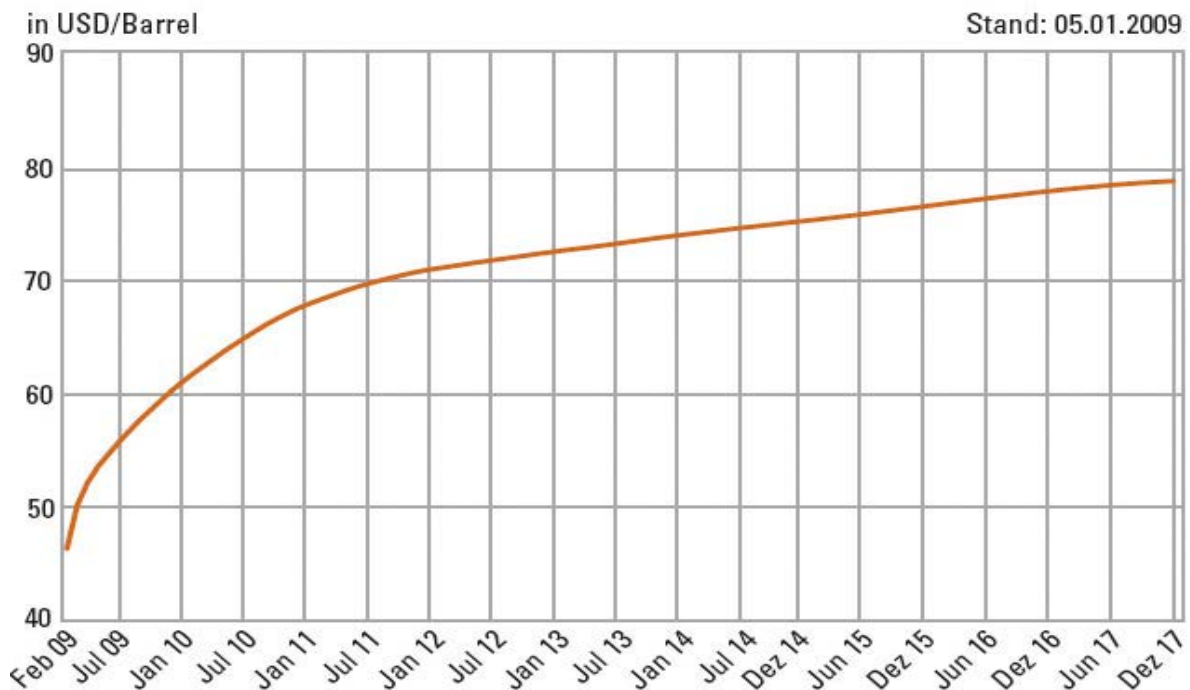


Quelle: U.S. Energy Information Administration

Als Hemmungsfaktor für die WTI-Preise hat sich auch der Rückzug von Anlagekapital erwiesen, weil die attraktiven kurzfristigen mehr als die längerfristigen Rohöl-Kontrakte betroffen waren. Die fast flache Terminkurve im Sommer 2008 (siehe Abbildung 15) befand sich in hohem Maße in Contango. Der Spread zwischen dem WTI-Januar 2009 Kontrakt und dem WTI-Dezember 2009 Kontrakt betrug mehr als 20 US-Dollar (siehe Abbildung 20). Daher hat der WTI-Preis seine Rolle als Indikator für die anderen Ölsorten eingebüßt und ist laut einem Rohstoffanalysten von Barclays „so nützlich wie ein Backhandschuh aus Schokolade“ (Dennis, 2010, S. 152).

Rohstoffanalysten gehen davon aus, dass die Nachfrageschwäche in den USA und hohe Lagerbestände im einzigen Lieferort für US-Rohöl in Cushing die Ursachen für den sogenannten „Super Contango“ sind. Die Contango-Struktur motivierte die Verkäufer dazu, die Vorräte zu halten, um zu einem späteren Zeitpunkt von den höheren Ölpreisen profitieren zu können (vgl. Rwilli, 2009) (siehe Abb. 21).

Abbildung 21: Öl-Futures im Contango (Januar 2009)



Quelle: Goldman Sachs, zitiert in Rwilli, 2009

Der „*Super-Contango*“ führte zu einer „*Super-Lagerhaltung*“ (Dennis, 2010, S. 153). Dieser Trend wird durch Investoren verstärkt, die kurz vor dem Auslaufen des nächstfälligen Rohölterminkontraktes ihn gegen einen längerlaufenden wechseln und dadurch hohe Verluste erleiden (vgl. ebda., 2010, S. 153ff).

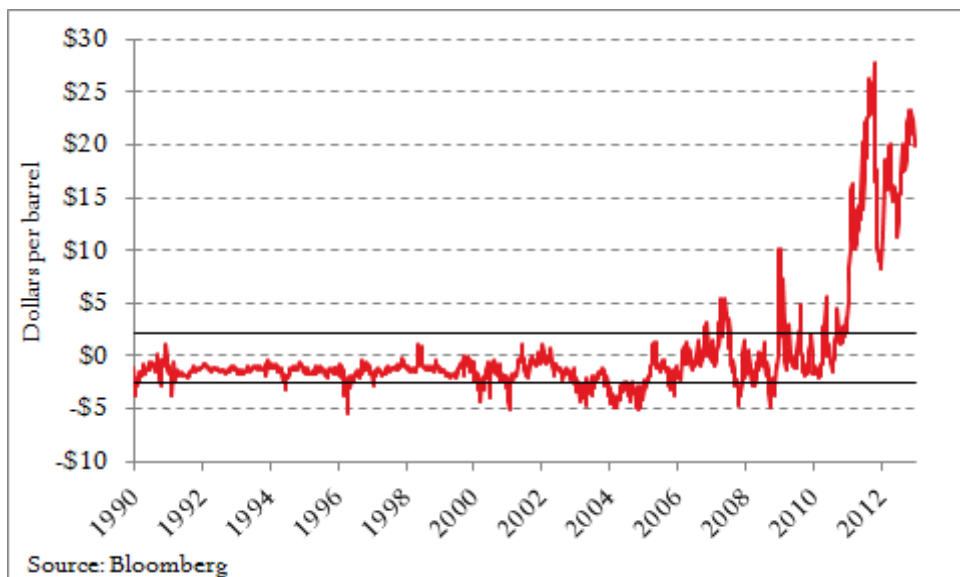
Im Jahr 2009 waren folgende Faktoren dafür verantwortlich, dass WTI und Brentöl hinsichtlich ihrer Preise so weit auseinander lagen: Der Gaza-Konflikt, der Gasstreit zwischen der Ukraine und Russland und eine Kältewelle in Europa (vgl. Palm, 2009). Auch 2011 gab es einen ausgeprägten Spread zwischen den beiden Referenzölsorten: Er lag bei über 18 % (vgl. Börse am Sonntag, 2011), wie Abbildung 20 zeigt.

Seit 2010

Den nächsten großen Preisunterschied seit Februar 2009 gab es bereits im zweiten Halbjahr. 2010 hatte sich ein Aufschlag von wenigen US-Dollar je Fass etabliert, der sich in den ersten Monaten des Jahres 2011 rapide ausweitete. „*Gemessen am März-Kontrakt kostete WTI rund 19 US-Dollar weniger als Brent. Der prozentuale Spread lag über 18%*“ (ebda.) (siehe Abb. 22).

Ungewöhnlich erschien manchen Experten in den vergangenen Jahren nicht nur der Spread an sich, sondern die „Dauer der anhaltend hohen Differenz“ (Weinberg, 2011). Vorher war es häufig zu beobachten, dass die Spreads vor allem zu den Verfallsterminen der Futureskontrakte auftraten oder durch die „Verkaufspanik der Anleger verzerrt“ (ebda.) wurden.

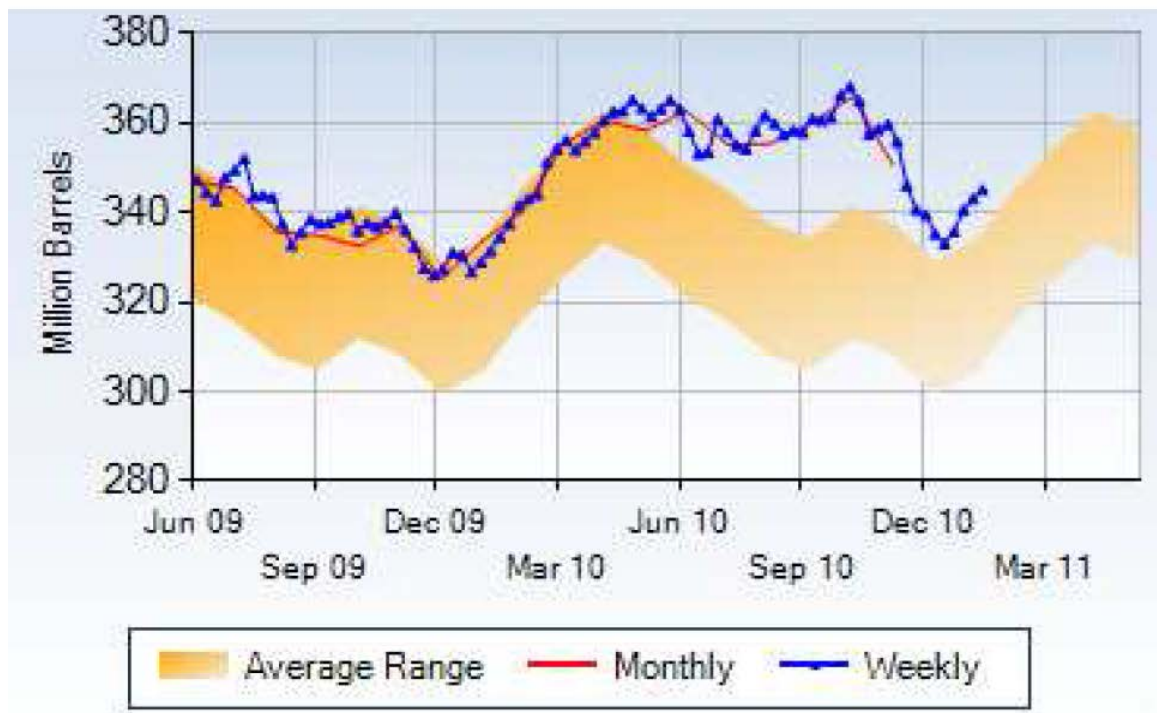
Abbildung 22: Front-month ICE Brent – NYMEX WTI price spread (1990 – 2013)



Quelle: Bloomberg, zitiert in Clayton, 2013

Ein Erklärungsansatz geht davon aus, dass die Entwicklung der Lagerbestände in Cushing ein Grund für derartige Preisdifferenzen ist. Ende Jänner 2011 soll es in Cushings Lagern mit einem Plus von 38,3 Mio. Barrel einen Anstieg von 20 % bzw. einen neuen Höhepunkt gegeben haben. Dies ist wiederum auf die höhere US-Ölproduktion, steigende Importe aus Kanada, eine niedrigere Auslastung der angrenzenden Raffinerien und eine neue Pipeline zurückzuführen (vgl. Weinberg, 2011) (siehe die Abbildung 23). Ein weiterer wichtiger Faktor sind saisonal durchgeführte Wartungsarbeiten in den US-Raffinerien (vgl. Börse am Sonntag, 2011).

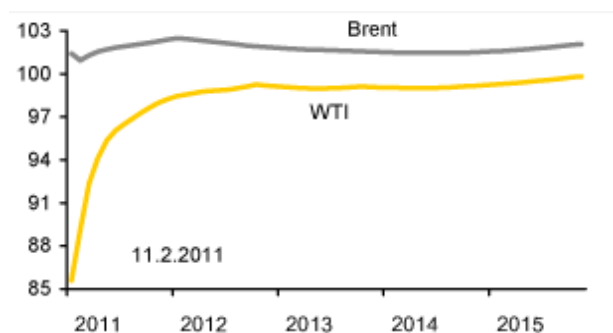
Abbildung 23: US Rohöl-Lagerbestände



Quelle: IEA zitiert in Erste Bank, 2011

2011 erklärte man sich den Spread aber auch als eine „*Verzerrung des WTI-Preises nach unten*“ (Weinberg, 2011). Abbildung 24 zeigt den steil ansteigenden Verlauf der WTI-Terminkurve. Obwohl also 2011 ein Anstieg des WTI-Preises von 15 % zu verzeichnen war, zehrten Rollverluste die daraus resultierenden Gewinne für die Anleger auf – insgesamt mussten sie einen Verlust von 3 % hinnehmen. Der WTI schien als Investmentmöglichkeit nun bedeutend unattraktiver (vgl. ebda.).

Abbildung 24: Terminpreiskurve 11. 2. 2011



Quelle: Bloomberg, Commerzbank Corporation und Markets, zitiert in Weinberg, 2011

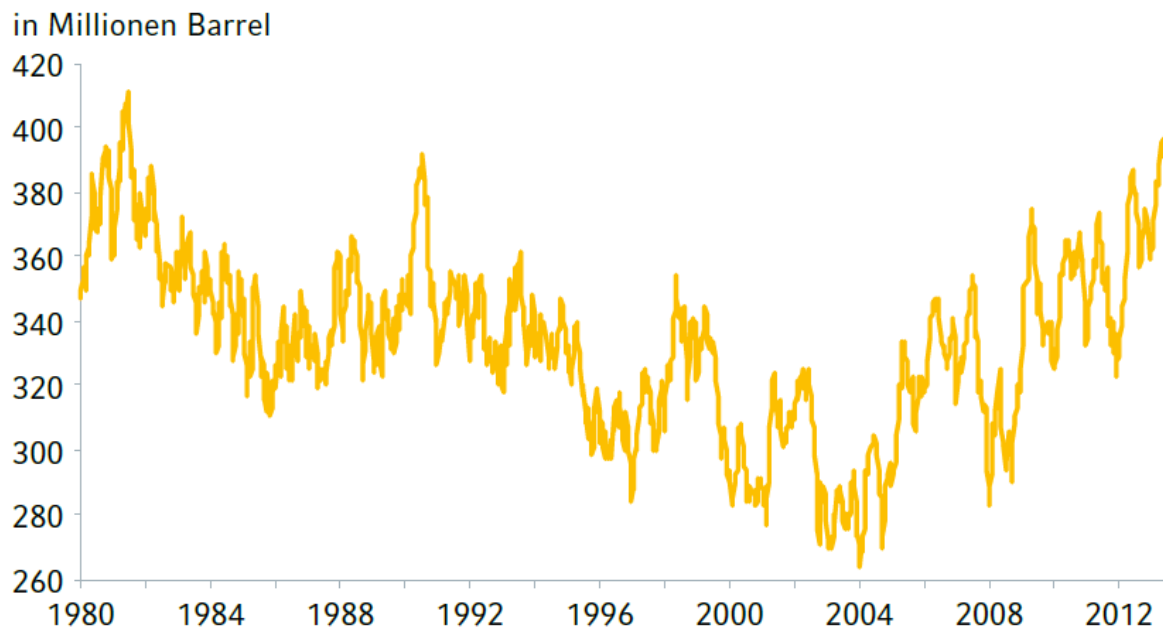
Einen weiteren besonderen Umstand im Jahr 2011, der die damaligen Preisdifferenzen zu erklären vermag, sahen manche Analysten in einer nach oben gerichteten Verzerrung des Brent-Preises. So sollen am Beginn des Jahres Investoren in stärkerem Ausmaß an Brent-Kontrakten interessiert gewesen sein, um Rollverluste zu vermeiden. Die Terminkurve für Brent wies damit im vorderen Laufzeitenbereich nach oben – der Spread zwischen Brent und WTI wurde somit noch größer (vgl. Weinberg, 2011).

Brent scheint zudem für politische Einflussfaktoren anfälliger zu sein, was sich auch im Preis widerspiegelt. Erstens werden beinahe 65 % aller Ölgeschäfte der Welt auf Basis dieser Ölsorte abgeschlossen, wobei sich aber das Fördervolumen auf 1,5 mb/d (also 2 % der globalen Förderung) beschränkt. Zweitens wird das Fördervolumen sukzessive geringer, was Druck auf die Preise ausübt. Es scheint also wenig überraschend, dass gerade der Beginn der Aufstände in Ägypten und allgemein das politische Setting im Nahen Osten ein wesentlicher Einflussfaktor für Brent sind (vgl. Erste Bank, 2011).

Einengung des Spread

In diesem Jahr, also 2013, stellt sich die Situation freilich ganz anders dar. Der Spread zwischen Brent und WTI ist im Mai dieses Jahres auf den niedrigsten Wert seit Anfang 2011 zurückgegangen (vgl. Fritsch und Schwierzeck, 2013). Die Preisniveaus überlappten sich beinahe am 21. 07. dieses Jahres (vgl. Nestler, 2013). Vor allem eine schwächelnde Entwicklung von Brent ist als Grund für diese Entwicklung zu sehen. Im Frühjahr gab es sogar ein Überangebot. Außerdem gibt es einen neuen Konkurrenten in Form von Öl aus Westafrika, welches vor allem auf den asiatisch-pazifischen Markt drängt, weil die USA angesichts der steigenden Schieferölproduktion weniger aus Westafrika importieren (vgl. Fritsch und Schwierzeck, 2013). Während der Brentpreis eher nach unten gedrückt wurde, stieg der WTI-Preis, obwohl in diesem Zeitraum eigentlich die Rohstoffpreise durchwegs im Sinken begriffen waren. *„Dies ist insofern bemerkenswert, als die US-Rohöllagerbestände im Mai auf ein 32-Jahres-Hoch gestiegen sind und die US-Ölproduktion ein 21-Jahres-Hoch erreichte“* (Fritsch und Schwierzeck, 2013). Die folgende Abbildung veranschaulicht diese Entwicklung.

Abbildung 25: US-Rohöllagerbestände auf 32-Jahres-Hoch gestiegen (Stand 7. Juni 2013)

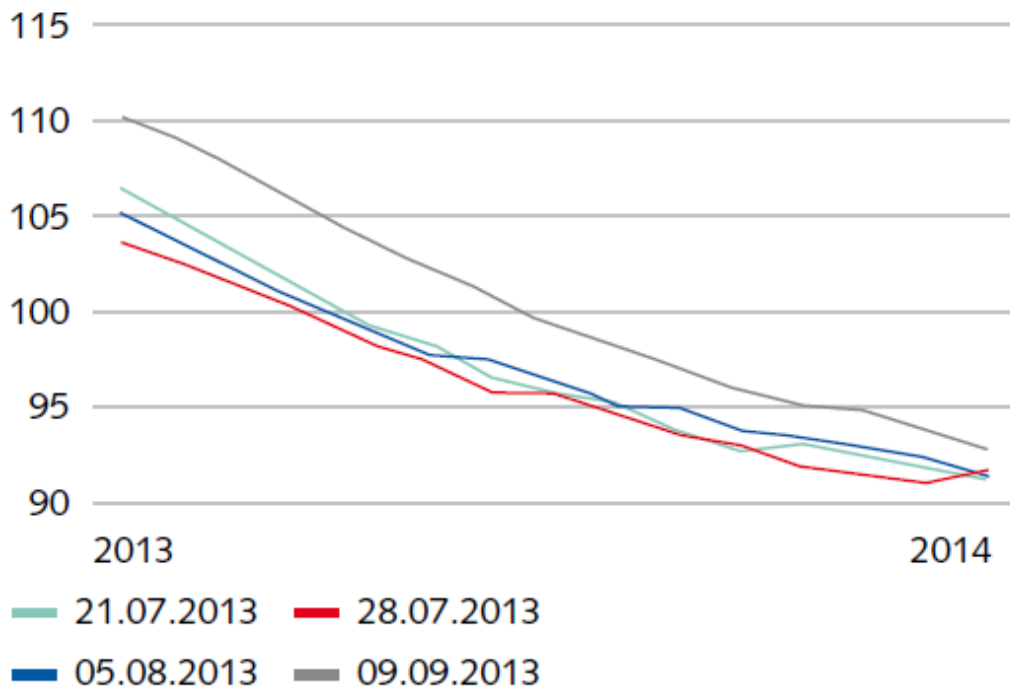


Quelle: Bloomberg, zitiert in Fritsch und Schwierzeck, 2013

Einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung des Brent-Preises leisteten auch modifizierte und verbesserte Verkehrs- und Transportwege. Mit der im Jänner 2013 in Betrieb gegangenen erweiterten Seaway-Pipeline und der erweiterten West Texas Gulf Pipeline wurden die Transportkapazitäten an die Golfküste um 250 bzw. 80 tbpd ausgedehnt. Die Transportmöglichkeiten um Cushing wurden erheblich ausgeweitet (vgl. Landesbank Baden-Württemberg, 2013). Darüber hinaus hat der Transport via Eisenbahn stark zugenommen – in diesem Jahr wurden 50 % mehr Rohöl und Ölprodukte mit der Eisenbahn befördert als im Vorjahreszeitraum. Die USA können somit Schieferöl vom Mittleren Westen an die Golfküste, die Ostküste und in den Osten Kanadas transportieren. Da speziell in den beiden letztgenannten Regionen das Schieferöl bevorzugt wird, sinkt deren Nachfrage nach Öl aus Westeuropa bzw. Westafrika. *„Dies wiederum drückt gleichzeitig auch den Brentölpreis“* (Fritsch und Schwierzeck, 2013).

Der Syrienkonflikt und generell die unsichere politische Lage im Mittleren Osten und in Nordafrika lassen die Kurse für Öl weiter hoch bleiben. Anfang September 2013 wurde gar ein neues Zweijahreshoch erreicht (vgl. Derinews, 2013). Die Terminkurve von Rohöl ist derzeit wieder in Backwardation. *„Kürzer laufende Kontrakte reagieren grundsätzlich stärker auf geopolitische Unsicherheiten [...]. Rohöl wird nun vermehrt auf Vorrat gehalten, und kurzfristige Lieferengpässe gewinnen gegenüber Lagerhaltungskosten an Gewicht“* (ebda.).

Abbildung 26: Terminstruktur Rohöl Oktober 2013 – Dezember 2014



Quelle: Derinews, 2013

Summa summarum werden Transportkostenschwankungen, die beschränkte Verfügbarkeit von Transportkapazitäten, beschränkte Lagerkapazitäten und eingeschränkte Verarbeitungsmöglichkeiten unterschiedlicher Ölsorten für einzelne Raffinerien als technische Gründe für WTI-Brent Spread verantwortlich gemacht.

7. Zusammenfassung

Das heutige Regime der Erdölpreisfeststellung, basierend auf den Referenzölsorten WTI und Brent und dem Terminhandel über Rohstoffbörsen, hebt sich von früheren Preisregimen ab. Der Handel auf den Referenzmärkten besitzt eine Preistransparenz-, Preisfeststellungs- und Absicherungsfunktion. Die wichtigsten Terminkontrakte auf Referenzöle wie NYMEX Light Crude Oil Futures und Brent Futures gelten als aussagekräftige Indikatoren für die Marktakteure. Jedoch ist die physische Lieferung nicht primär Zweck des Ölhandels, sondern die Sicherungs- und Spekulationsgeschäfte überwiegen.

Allerdings werden immer wieder die Effizienz der globalen Rohölmärkte und die Aussagekraft des Ölpreises in Frage gestellt. Als Ursachen für falsche Preissignale nennen unterschiedliche Autoren die Höherbewertung der Erdölreserven aus politischen Interessenskonstellationen, die Unsicherheit der Ölversorgung aus politisch instabilen Ländern und die zunehmende Bedeutung der Lagerkapazitäten und Raffinerien, die sich nur träge an die wachsende Nachfrage anpassen.

Den Spread (Preisunterschied) zwischen den Erdölsorten WTI und Brent zu arbitrieren (risikolos Preisunterschiede nützen) ist schwierig. Direkt an den Finanzmärkten ist es nicht möglich, da es sich um unterschiedliche Kontrakte handelt.

Allerdings ist eine de facto physische Arbitrage (vor allem durch Kauf auf dem Spotmarkt jener Rohölsorte mit dem niedrigeren Preis, Transport, Lagerung und Verkauf auf dem Spot- oder Terminmarkt der teureren Rohölsorte) möglich, da es sich um Rohstoffe mit beinahe gleichen Eigenschaften handelt. Allerdings ist die physische Arbitrage des in den letzten Jahren immer wieder auftretenden Preisunterschieds zwischen den zwei wichtigsten Ölsorten WTI und Brent schwieriger geworden und mit mehr Risiken verbunden als häufig vermutet. Gründe dafür sind Transportkostenschwankungen, die beschränkte Verfügbarkeit von Transportkapazitäten, beschränkte Lagerkapazitäten und eingeschränkte Verarbeitungsmöglichkeiten unterschiedlicher Ölsorten für einzelne Raffinerien.

Vereinzelte versuchen Finanzanleger auf Veränderungen der Spreads zu reagieren, insbesondere um ihre Termin-Rollverluste zu minimieren. Dabei wird bevorzugt in jene Ölsorte umgeschichtet, die günstiger ist bzw. deren Terminaufschlag (Contango) niedriger ist. Damit tragen Finanzanleger wohl indirekt zu einer Einengung des Spreads bei.

Berücksichtigt man die natürlichen Handelsbarrieren für die physische Beschaffung, Transport und Lagerung, so liegt kein Verstoß gegen eine Markteffizienz im Sinn der

Entstehung eines Spreads zwischen WTI und Brent vor, da der physische Transport durchaus mit mehr praktischen Risiken und Zeitverzögerungen zu kämpfen hat, als dies auf den ersten Blick scheint.

8. Literaturverzeichnis

Ich habe mich bemüht, sämtliche Inhaber der Bildrechte ausfindig zu machen und alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen wurden, als solche kenntlich zu machen. Sollte dennoch eine Urheberrechtsverletzung bekannt werden, ersuche ich um Meldung bei mir.

Monografien

Abdolvand, B.; Liesener, M.: Was treibt den Ölpreis? Oder: Der Versuch, die Pyramide auf die Beine zu stellen. Universitätsverlag, Potsdam: 2009.

Basedau, M.; Kappel, R.: Machtquelle Erdöl. Die Außen-, Innen- und Wirtschaftspolitik von Erdölstaaten. Nomos, Baden-Baden: 2011.

Beer, E.: Financial Oil Derivatives - Der Handel mit dem Rohstoff Öl. Wirtschaftsuniversität Wien. Dipl.-Arb., Wien: 2008.

BGR- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. BGR, Hannover: 2003.

Brökelmann, B.: Die Spur des Öls. Sein Aufstieg zur Weltmacht. Osburg Verlag, Berlin: 2010.

Brockhaus: Die Enzyklopädie: in 30 Bänden [21., völlig neue bearb. Auflage]. Leipzig und Mannheim, F.A. Brockhaus.

Bukold, S.: Öl im 21. Jahrhundert. Band 1: Grundlagen und Kernprobleme. Oldenbourg Verlag, München: 2009.

Bukold, S.: Öl im 21. Jahrhundert. Band 2: Alternativen und Strategien. Oldenbourg Verlag, München: 2009.

Das, S.: Structured Products Volume 2: Equity, Commodity, Credit & New Markets. Singapur: 2006.

Dennin, T.: Lukrative Rohstoff Märkte. Ein Blick hinter die Kulissen. FinanzBuch Verlag, München: 2010.

Dorsman, A; Simpson, J. L.; Westerman, W.: Energy Economics and Financial Markets. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg: 2013.

Dratwa, F. A; Ebers M.; Pohl A.K; Spiegel B.; Strauch B.: Energiewirtschaft in Europa . Springer. Berlin, 2010

- Eller, R.; Heinrich, M.; Perrot R.; Reif M.: Management von Rohstoffrisiken. Strategien, Märkte und Produkte. Gabler, Wiesbaden: 2010.
- Essl, S.: Commodity Price Dynamics in the 21st Century. Fundamentals or Speculation? Universität Wien. Dipl.-Arb., Wien: 2009.
- Geman H.: Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Argiculturals, Metals and Energy. John Willey & Sons. Chircherster: 2005.
- Geman, H.: Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Argiculturals, Metals and Energy. John Willey & Sons. Chircherster: 2007.
- Gründinger, W.: Die Energiefalle. Rückblick auf das Erdölzeitalter. Verlag C.H. Beck oHG. München: 2006.
- Heuterkes, M.: Der Erdölhandel. Westfälischen Wilhelms-Universität. Dissertation. Münster: 2008.
- Jörg, A.; Hirsch, S.: Wirtschaftsfaktor Öl. Transfer-Verlag. Regensburg: 2008.
- Kneissl K.: Der Energiepoker. Wie Erdöl und Erdgas die Weltwirtschaft beeinflussen. FinanzBuch Verlag. München: 2006.
- Mayer, C. A.: Die Problematik der Bewegung von Erdölressourcen und Erdölreserven. Wirtschaftsuniversität Wien. Dipl.-Arb., Wien: 2008.
- Moors K.: The Vega Factor: Oil Volatility and the Next Global Crisis. John Wiley & Sons Inc. 2011.
- Nöstinger, J.: Welterdölwirtschaft und OPEC- Kartelltheorien. Universität Wien, Dipl.-Arb., Wien: 2005.
- Obereigner, P.: Das Ende des Erdöls und die Verantwortung der Regierungen. Universität Wien, Dipl.-Arb., Wien: 2010.
- Pilipovic, D.: Energy Risk. Valuing and Managing Energy Derivatives. Second Edition. McGraw-Hill. New-York: 2007.
- Schwintowski H.P.: Handbuch Energiehandel, Erich Schmidt Verlag. Berlin: 2010.
- Slater, R.: Machtwechsel. Wie der Kampf ums letzte Öl unsere Weltordnung verändert. Willey-VCH Verlag & Co. KGaA. Weinheim: 2011.
- Stegbuchner, C.: The Oil Market-Main instrument with a special focus on the efficiency of crude oil futures. Universität Wien, Dipl.-Arb., Wien: 2004.
- Stojadinovic, M. Erdölpreis und dessen Auswirkungen auf Konjunktur und Inflation: eine quantitative Analyse anhand mehreren, empirischen Fallstudien. Wirtschaftsuniversität Wien. Dipl.-Arb., Wien: 2007.

- Ströbele, W.; Pfaffenberger, W.; Heuterkes, M.: Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik. Oldenbourg Verlag, München, 2012.
- Urban, E.: Veränderung der Langzeitverträge in der Erdöl und Erdgasindustrie. Universität Wien. Dipl.-Arb., Wien: 2010.
- Witte J.M.; Goldthau A.: Die OPEC: Macht und Ohnmacht des Öl-Kartells. Hanser Verlag, München: 2009.
- Zenke, I.; Schäfer, R.: Energiehandel in Europa. Verlag C.H. Beck Ohg. München: 2012.
- Zenke, I.; Schäfer, R.: Energiehandel in Europa. Verlag C.H. Beck oHG. München: 2009.
- Zittel, W.; Schindler, J.: Geht uns das Erdöl aus? Verlag Herder GmbH. Freiburg im Breisgau: 2009.
- Zündorf L.: Das Weltsystem des Erdöls. Entstehungszusammenhang, Funktionsweise, Wandlungstendenzen. VS Verlag für Sozialwissenschaften. Wiesbaden: 2008.
- Zuckerstätter, J.; Maltschnig M.: Finanzmärkte und Rohstoffpreise. Materialien zu Wirtschaft und Gesellschaft. Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien. Wien: 2013.

Internetquellen

- Adolf, J.: Perspektiven der globalen Erdöl- und Mineralölversorgung. In: Die Volkswirtschaft. Das Magazin für Wirtschaftspolitik 2006/3. Verfügbar unter: <http://www.dievolkswirtschaft.ch/editions/200603/pdf/Adolf.pdf> [Zugriff am 23.08.2013]
- ASPO-Deutschland: Peak Oil? Verfügbar unter: <http://aspo-deutschland.blogspot.co.at/p/peak-oil.html> [Zugriff am 25. 08. 2013]
- Berg, A.; Valiante, D.; Egenhofer, C.: Price Formation in Commodities. Markets: Financialisation and Beyond. Centre for European Policy Studies. Brussels: 2013. Verfügbar unter: www.ceps.eu/system/files/commodtfr.pdf [Zugriff am 12.10.2013]
- Börse am Sonntag: WTI vs. Brent: Spread-Spekulation. 20. Februar 2011. Verfügbar unter: http://boerse-am-sonntag.de/artikel/rohstoffe/rohstoff-der-woche/3042_WTI_vs_Brent_Spread-Spekulation.html [Zugriff am 10.10.2013]
- Breitenfellner, A.; Cuaresma, J. C.; Keppel C.: Determinanten der Rohölpreisentwicklung: Angebot, Nachfrage, Kartell oder Spekulation? In: Geldpolitik und Wirtschaft Q4/09. Verfügbar unter: http://www.oenb.at/de/img/gewi_2009_q4_analyse06_tcm14-155293.pdf [Zugriff am 21.09.2013]
- Broyer, C.; Eder G.; Schneider R.: Der Ölpreis - das Risiko für die Konjunktur Allianz Dresdner Economic Research Working Paper 109, 11.07.2008. Verfügbar

- unter: https://www.allianz.com/v_1339508171000/media/current/de/images/wp_oelpreis.pdf [Zugriff am 24.09.2013]
- Bukold, S.: „Goldene Jahre“ in der Raffineriebranche. Verfügbar unter: <http://www.energycomment.de/goldene-jahre-in-der-raffineriebranche/> [Zugriff am 20.09.2013]
- Bukold, S.: Sonderausgabe: Ölpreisspekulation und Benzinpreise in Deutschland – Versuch einer Quantifizierung (April 2010), Verfügbar unter: <http://www.energycomment.de/gob-nr-36-sonderausgabe-olpreisspekulation-und-benzinpreise-in-deutschland-versuch-einer-quantifizierung/> [Zugriff am 24.08.2013]
- Bukold, S.: Ölnachfrage Welt, 2012, Verfügbar unter: <http://www.energycomment.de/olnachfrage-welt-1965-2011/> [Zugriff am 20.09.2013]
- Bukold, S 2010: Überhöhte Spritpreise durch Spekulation an den Rohölmärkten, Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Hamburg. Verfügbar unter: http://www.gruenebundestag.de/cms/archiv/dokbin/335/335087.ueberhoehte_spritpreise_durch_spekulatio.pdf [Zugriff am 20.10.2013]
- Bund der Energieverbraucher: Am Ende des Öls, 2012. Verfügbar unter: http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Heizoel/EndedesOels_337/NewsDetail_13147/ [Zugriff am 15.08.2013]
- Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL: Supply Chain im Bereich der Erdölversorgung, 12 Januar 2011, Verfügbar unter: <http://www.bwl.admin.ch/themen/01008/index.html?lang=de> [Zugriff am 12.09.2013]
- Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe Energierohstoffe: Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie. Stand 10. 11. 2009. Verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 21.08.2013]
- Clayton, B.: Trading Volumes Underscore Brent's Ascendance as World Oil Benchmark, January 24, 2013. Verfügbar unter: <http://blogs.cfr.org/levi/2013/01/24/trading-volumes-underscore-breents-ascendance-as-world-oil-benchmark/> [Zugriff am 15.10.2013]
- Czislá, U.: NDR, ARD-Taskforce Energie, Niedergang der Erdölförderung in der Nordsee, 2012. Verfügbar unter: http://www.tagesschau.de/wirtschaft/oel-nordsee100~_origin-12d85465-ce74-4103-9fbf-50bda491d1a6.html [Zugriff am 12.09.2013]
- Deutsche Bundesbank: Monatsbericht Juni 2012. Der Rohölpreis und seine Bedeutung für die Konjunktur in den Industrieländern. Verfügbar unter: <http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Veroeffentlichungen/Mon>

atsberichtsauftaezte/2012/2012_06_rohoelpreise.pdf?_blob=publicationFile [Zugriff am 23.09.2013]

Defilla: Knappheit an Energie und Preisentwicklung. Die Volkswirtschaft. Das Magazin für Wirtschaftspolitik 9-2008. Verfügbar unter:http://www.seco.admin.ch/dokumentation/publikation/01353/02320/02806/index.html?download=NHZLpZeg7t,lnp6I0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCEeoF5gGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A--&lang=de [Zugriff am 21.09.2013]

Derinews: Oktober 2013, Ausgabe Schweiz. Verfügbar unter:https://derinet.vontobel.com/CH/Download/AssetStore/7c46a64b-46b3-4043-966f-036bc54d8d83/derinews_10_13_DE_link.pdf [Zugriff am 10.10.2013]

Deutsche Rohstoffagentur: Energiestudie 2012: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe. Verfügbar unter: http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.pdf?_blob=publicationFile&v=6 [Zugriff am 12.08.2013]

Doetsch, J.: Weltölreserven erreichen 2010 neues Rekordniveau. Erich Doetsch plus Magazin, 10/2011, Verfügbar unter: <http://www.ed-info.de/edplus/ArtikelAnsichtArc.php?newsId=231> [Zugriff am 20.07.2013]

Energiehandel Glossar. Verfügbar unter: <http://www.et-energie-online.de/Aktuelles/GlossarEnergiehandel.aspx> [Zugriff am 12.09.2013]

Energiewirtschaft. Supply Chain Management Verfügbar unter:<http://www.energiewirtschaft.net/HTML/SCM.html> [Zugriff am 13.09.2013]

Erdölvereinigung: Erdöl – Entstehung, Förderung und Verarbeitung. 1 Auflage, 2003, Verfügbar unter: <http://www.erdoelvereinigung.ch/UserContent/Shop/Erd%C3%B6l%20-%20Entstehung.pdf> [Zugriff am 21.08.2013]

Erste Group Research Öl Report „Nothing to spare“, 2012. Verfügbar unter: <http://www.fils.at/2012/03/05/kostenloser-olreport-2012-der-erste-bank/> [Zugriff am 12.09.2013]

Erste Bank Spezial Report 2011: Öl. Verfügbar unter: http://www.hgcn.de/pdf/Spezial_Report_Oel_Maerz_2011.pdf [Zugriff am 11.10.2013]

Exxon Mobile Energie in Zahlen, 2012. Verfügbar unter:http://newsroom.erdgassuche-in-deutschland.de/wp-content/uploads/Energie_in_Zahlen_2012.pdf [Zugriff am 21.09.2013]

Fiedor, M.; Müller B. O.: Contango und Backwardation. Grundlagen für ein erfolgreiches Rohstoffinvestment. Juni 2011. Verfügbar

unter http://zertifikate.commerzbank.de/SiteContent/1/1/2/344/11/050_akademie.html
[Zugriff am 12.10.2013]

Fritsch, C.; Schwierzeck, L.: Brent vs. WTI: Was steckt hinter der sinkenden Preisdifferenz bei Rohöl? Commerzbank Juli 2013, Ausgabe 135. Verfügbar unter:
http://www.zertifikate.commerzbank.de/SiteContent/1/1/2/555/96/030_titelthema_brent_vs_wti.html [Zugriff am 8.10.2013]

Ganser, D.: Peak Oil und die Clean-Tech Chance der Schweiz. Swiss Institute for Peace and Energy Research (SIPER), Basel, 12. September 2011, Verfügbar unter:
http://www.swisscleantech.ch/images/misc_documents/SCA%20Wissenschaftsbeirat%20Docs/X_SIPER_Ganser_White_Paper_Peak%20Oil_Cleantech.pdf [Zugriff am 10.08.2013]

Helaba Rohstoffmanagement: Factsheet Rohöl: Verfügbar unter
<https://www.helaba.de/de/DieHelaba/Downloads/NachThemen/GlobalMarkets-DL/Rohstoffe-FactsheetRohoel.pdf> [Zugriff am 23.09.2013]

Heuterkes, M.: Risikoprämien im Erdölhandel, Zeitschrift für Energiewirtschaft 02/2009, Verfügbar unter:
http://download.springer.com/static/pdf/300/art%253A10.1007%252Fs12398-009-0018-9.pdf?auth66=1384443956_416ed1ed6ef3bfa26256119045383d4e&ext=.pdf
[Zugriff am 21.09.2013]

Hunt, B.; Isard, P.; Laxton, D.: IMF Working Paper, WP 01/14. The macroeconomics effect of higher Oil prices. Verfügbar unter:
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2001/wp0114.pdf> [Zugriff am 20.09.2013]

Investor Verlag, Grundlagen: Erdölsorten, Verfügbar unter: <http://www.investor-verlag.de/rohstoffe/rohoel-als-geldanlage/grundlagen-erdoelsorten/> [Zugriff am 29.10.2013]

IWR: Ölförderung aus der Nordsee fällt auf tiefsten Stand seit 30 Jahren, 08.09.2012. Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=21985> [Zugriff am 24.08.2013]

Karl, H.D.: Abschätzung der Förderkosten, 63. Jahrgang – ifo Schnelldienst 2/2010, Verfügbar unter: www.cesifo-group.de/DocDL/ifosd_2010_2_3.pdf [Zugriff am 24.08.2013]

König, J.: Peak Oil und die Verwundbarkeit moderner Gesellschaften. Verursacht das Ende des billigen Öls eine Krise der Wachstumsökonomien? Arbeitspapiere zur Internationalen Politik und Außenpolitik (AIPA 1/2012). Lehrstuhl für internationale Politik und Außenpolitik der Universität zu Köln, Verfügbar unter:
http://www.jaeger.uni-koeln.de/fileadmin/templates/publikationen/aipa/AIPA_2012_1.pdf [Zugriff am 24.09.2013]

- Landesbank Baden-Württemberg: Commodity Yearbook 2013. Verfügbar unter: [https://www.lbbw-markets.de/cmp-portalWAR/ShowPropertyServlet?nodePath=%2FMarkets+Repository%2Fcmp%2Fde%2FRohstoffe%2FUpload-Dokumente%2FCommodity Yearbook//datei](https://www.lbbw-markets.de/cmp-portalWAR/ShowPropertyServlet?nodePath=%2FMarkets+Repository%2Fcmp%2Fde%2FRohstoffe%2FUpload-Dokumente%2FCommodity%2FYearbook/datei) [Zugriff am 15.10.2013]
- Lehr D.: Weltölreserven wachsen. In Asien wachsen die Raffineriekapazitäten, ED Plus Magazin Archive, 02/2012 Verfügbar unter: <http://www.ed-info.de/edplus/ArtikelAnsichtArc.php?newsId=243> [Zugriff am 22.09.2013]
- Nestler., F.: Die alte Ordnung auf dem Ölmarkt ist wiederhergestellt. Frankfurter Allgemeine Zeitung. Verfügbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/finanzen/devisen-rohstoffe/preis-fuer-amerikanische-sorten-steigt-die-alte-ordnung-auf-dem-oelmarkt-ist-wiederhergestellt-12291514.html> [Zugriff am 12.10.2013]
- OECD in Fakten und Zahlen 2011-2012, Juni 2012. Verfügbar unter: http://www.oecd-ilibrary.org/economics/die-oecd-in-zahlen-und-fakten-2011-2012/olforderung_9789264125469-53-de [Zugriff am 11.08.2013]
- Ökosystem Erde Das Zeitalter der Industrie Das Ende des billigen Öls. Verfügbar unter: http://www.oekosystem-erde.de/html/peak_oil.html [Zugriff am 26.07.2013]
- Our Finite World, Kidding ourselves about future MENA oil production. October 2011. Verfügbar unter: <http://ourfiniteworld.com/2011/10/19/kidding-ourselves-about-future-mena-oil-production/> [Zugriff am 12.09.2013]
- Paeger, J. Das Ende des billigen Öls. 2011. Verfügbar unter: <http://paeger-consulting.de/pdf/oel.pdf> [Zugriff am 21.09.2013]
- Parsons, J. E.: Black Gold and Fool's Gold: Speculation in the Oil Futures Market, 2010. Verfügbar unter: http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/reprints/Reprint_228_WC.pdf [Zugriff am 14.10.2013]
- Palm, R.: Ölmarkt: Warum Brent mehr als WTI kostet. Handelsblatt 08.05.2009. Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/finanzen/rohstoffe-devisen/rohstoffe/rohstoffe-oelmarkt-warum-brent-mehr-als-wti-kostet/3172922.html> [Zugriff am 15.10.2013]
- Picard Angst Gruppe: Szenarien und Einflüsse auf den Ölpreis. Mai 2013. Verfügbar unter: <http://www.picardangst.de/cgi-bin/am/pdf/Szenarien%20und%20Einfl%C3%BCsse%20auf%20den%20%C3%96lpreis.pdf> [Zugriff am 28.08.2013]
- Reichel, M.: Norddeutsche Landesbank Commodity Advisor. 28. September 2012. Verfügbar unter: https://www.nordlb.de/fileadmin/redaktion/analysen_prognosen/commodity_advisor/CommodityAdvisor_092012.pdf [Zugriff am 13.10.2013]
- Rwilli: Öl-Futures im Super-Contango. 21.01.2009. Verfügbar unter: <http://www.financeblog.ch/2009/01/21/ol-futures-im-super-contango/> [Zugriff am 10.10.2013]

- Schindler, J.: "Peak Oil". Vortrag bei der Arbeitsgruppe Umwelt der SPD-Fraktion des Deutschen Bundestages, Berlin (25. September 2012). Verfügbar unter: <http://aspo-deutschland.blogspot.co.at/p/prasentationen.html> [Zugriff 20.07.2013]
- Schindler, J.; Zittel, W.: Energywatchgroup. Supported by Ludwig Bölkow Stiftung. Zukunft der weltweiten Erdölversorgung. Mai 2008. Verfügbar unter: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2008-05-21_EWG_Erdoelstudie_D.pdf [Zugriff am 21.08.2013]
- Schindler, J.; Zittel, W.: Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, 2000. Verfügbar unter: <http://extshop.seybold24.de/images/cms/L-99.pdf> [Zugriff am 12.09.2013]
- Der Standard: Fracking beschert US Ölförderboom, 14. August 2013. Verfügbar unter: <http://derstandard.at/1375626649983/Fracking-beschert-USA-Oelfoerderboom> [Zugriff am 30.08.2013]
- Stanzl, J.: Warum ist Brentöl soviel teurer als US-Leichtöl WTI? Godmode Trader, 13.01. 2009. Verfügbar unter: <http://www.godmode-trader.de/nachricht/Warum-ist-Brentoel-soviel-teurer-als-US-Leichtoel-WTI-Brent-Crude-Oel,a1104489.html> [Zugriff am 14.10.2013]
- Süddeutsche Zeitung, Große Spieler beherrschen den Markt. 17. Mai 2010. Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/geld/der-handel-mit-oel-grosse-spieler-beherrschen-den-markt-1.125068> [Zugriff am 20.08.2013]
- U.S. Energy Information Administration: Price difference between Brent and WTI crude oil narrowing. Verfügbar unter: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11891> [Zugriff am 21.09.2013]
- Weinberg, E.: WTI vs. Brent: Wann geht die Preisdifferenz zusammen. Rohstoff Welt 15.02.2011. Verfügbar unter: <http://www.rohstoff-welt.de/news/artikel.php?sid=24483> [Zugriff am 12.10.2013]
- Weyerstrassa, K.; Jaenicke J.; Schönpflug K.: Künftige Entwicklungen der Energiepreise. Uni Erfurt. Verfügbar unter: http://www.uni-erfurt.de/fileadmin/user-docs/Juniorprofessur_Oekonometrie/Energiepreise.pdf [Zugriff am 18.09.2013]
- Zittel W.; Zerhusen, J.; Zerta M.: Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation. Energy Watch Group/Ludwig-Bölkow Stiftung/Reiner-Lemoine-Stiftung. März 2013. Verfügbar unter: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG-update3012_kurz-dt_22_03_2013.pdf [Zugriff am 21.08.2013]

LEBENS LAUF

PERSÖNLICHE DATEN

Name	Oksana Cherkhavska
Geburtsdatum	30.09.1982
Staatsangehörigkeit	Ukraine

AUSBILDUNG

10/2009 – laufend	Universität Wien, Masterstudium Betriebswirtschaft Kernfachkombinationen: „Finanzdienstleistungen“, „Energie und Umweltmanagement“
09/2008 - 09/2009	Wirtschaftsuniversität Wien, Bachelorstudium Wirtschaftsrecht
2000 - 2005	Nationale Universität „Ostrog Akademie“, Ukraine Bachelorabschluss Fachrichtung Wirtschaft und Unternehmertum
1996 - 1999	Mathematisches Lyzeum bei Iwano- Frankiwnsk Nationale Technische Universität für Erdöl und Gas, Ukraine
1988 - 1996	Staatliche Allgemeinbildende Mittelschule Nr.6, Dolyna/Ukraine

SPRACHEN

Deutsch	fließend in Wort und Schrift
Englisch	verhandlungsfähig
Ukrainisch	Muttersprache
Russisch	perfekt (native speaker)
Polnisch	Grundkenntnisse
Französisch	Grundkenntnisse