



1 Einleitung

In der vorliegende Arbeit wird ein ökonometrisches Modell des weltweiten Rohölmarktes entwickelt. Das Modell dient der Analyse der Preisbildungsmechanismen und ermöglicht eine Prognose der langfristigen Marktentwicklung unter Unsicherheit. Die fundamentalen Einflussfaktoren auf den Ölpreis werden identifiziert und die Beziehungen zwischen Angebot, Nachfrage, Förderkosten und Preisen spezifiziert. Analysen der historischen Entwicklung werden mit diesem Modell ebenso ermöglicht wie eine fundierte Einschätzung über die zukünftige Entwicklung des Rohölmarktes. In diesem Zusammenhang wird außerdem analysiert, worin die Unsicherheit von Ölpreisprognosen begründet liegt.

1.1 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Die jüngste Entwicklung des Rohölmarktes ist durch hohe und volatile Preise gekennzeichnet (vgl. Abbildung 1.1). Zwischen 2003 und 2008 stieg der Ölpreis kontinuierlich an und erreichte einen historischen Höchstwert von knapp 150 US\$/bbl (vgl. EIA (2010d))¹. Mitte 2008 folgte schließlich ein deutlicher Preisabfall. Innerhalb weniger Monate sank der Ölpreis um rund 100 US\$/bbl.

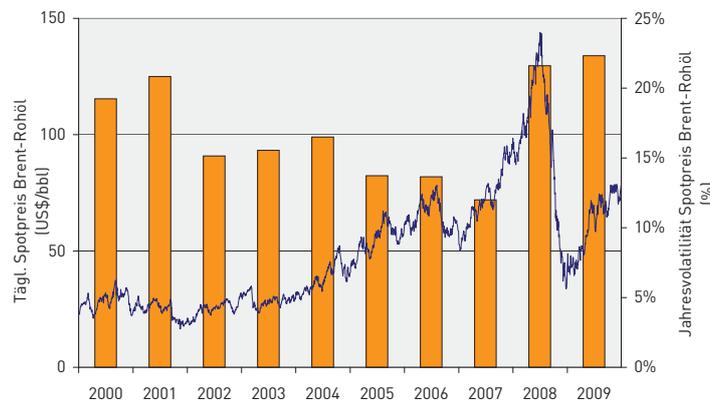


Abbildung 1.1: Entwicklung der Rohölpreise und ihrer Volatilität 2000-2009;

Quelle: Eigene Berechnungen nach EIA (2010d)

Das Verständnis der Wirkungszusammenhänge auf dem Ölmarkt und daraus abgeleitete Einschätzungen über die künftige Preisentwicklung spielen eine entscheidende Rolle für das Risikomanagement vieler Unternehmen, da sie die Entscheidungsgrundlage für zahlreiche Investitionen bilden. Erdöl stellt den weltweit wichtigsten Energierohstoff dar. Etwas mehr als ein Drittel des globalen Primärenergieverbrauchs wird durch Rohöl gedeckt (vgl. IEA (2009)). Für die übrigen Energieträger stellt der Ölmarkt zudem eine Art Preisleitmarkt dar (vgl. Konstantin (2009), S. 11).

¹ Aufgrund des gestiegenen Preisniveaus wurde in 2008 Erdöl im Wert von fast fünf Prozent der Weltwirtschaftsleistung umgesetzt, mehr als doppelt so viel wie noch im Jahr 2003. Im selben Zeitraum haben sich die Netto-Exporterlöse der OPEC mehr als verdreifacht (eigene Berechnungen auf Basis von BP (2009); EIA (2010c); IMF (2009) in realen Werten).

Darüber hinaus stehen eventuelle Auswirkungen hoher Ölpreise auf die wirtschaftliche Entwicklung in der Diskussion (vgl. Blanchard u. Galí (2008); Hamilton (1983); Hooker (1996; 1999); Mork (1989); Mork et al. (1994)). Eine zusätzliche, politische Dimension kann seitens der Nachfrager entstehen, wenn aufgrund dieser Abhängigkeit Rohöl oder seine Produkte subventioniert werden bzw. die Entwicklung von Substitutionstechnologien gefördert wird. Auch die rohöllexportierenden Staaten sind in hohem Maße von den Erlösen aus dem Rohölverkauf abhängig. Diese auch als Petrodollars bezeichneten Einnahmen machen häufig einen hohen Anteil an der Gesamtwirtschaft der Exportländer aus und sind unmittelbar an den Ölpreis gebunden.

Insbesondere hinsichtlich der jüngsten Preisentwicklung richtete sich vermehrt wissenschaftliches Interesse darauf, welche Mechanismen der Preisbildung auf dem Rohölmarkt zugrunde liegen (vgl. z. B. Cifarelli u. Paladino (2010); Fattouh (2010); Hamilton (2009a;b); Kaufmann (2011); Sornette et al. (2009)). Einige Autoren führen diese auf fundamentale Ursachen zurück und erklären die jüngste Preisspitze durch den unerwartet hohen Nachfrageanstieg vor allem in Asien (vgl. z. B. Hamilton (2009b); Hicks u. Kilian (2009)). Vor dem Hintergrund der historischen Preisentwicklung ist es jedoch schwierig, ein adäquates Erklärungsmodell für den Ölpreisverlauf zu entwickeln. Eine konsistente Meinung zur fundamentalen Preisbildung existiert bislang nicht, zumal der Rohölmarkt in seiner Historie immer wieder strukturellen Veränderungen unterworfen war. Daher ist der Einfluss einzelner Preisfaktoren möglicherweise auf einen begrenzten Zeitraum beschränkt. Der Ölpreis wird zudem in hohem Maße von unvorhersehbaren Ereignissen wie beispielsweise geopolitischen Konflikten beeinflusst. Darüber hinaus werden Rohölderivate seit einiger Zeit als liquide Anlageklasse auf den internationalen Rohstoffbörsen gehandelt, so dass heute neben fundamentalen auch spekulative Akteure an den Terminmärkten agieren. Das Handelsvolumen finanzieller Geschäfte übersteigt den physischen Handel dabei bei weitem. Neben fundamentalen Einflüssen untersuchen neuere Studien daher die Auswirkungen spekulativen Handels auf den Ölpreis (vgl. Cifarelli u. Paladino (2010); Kaufmann (2011); Sornette et al. (2009)).



Obwohl diese Ansätze durchaus interessante Erkenntnisse ermöglichen, erscheint doch eine Berücksichtigung fundamentaler Zusammenhänge bei der Ölpreismodellierung für längere Zeiträume nach wie vor unverzichtbar. Daher wird in der vorliegenden Arbeit aufbauend auf die Abbildung der fundamentalen Zusammenhänge (vgl. Déés et al. (2007); Krichene (2002; 2007)) ein mit der historischen Entwicklung konsistentes ökonometrisches Modell des Weltmarktes für Rohöl entwickelt. Wesentliches Ziel ist dabei ein besseres Verständnis der Marktdynamik und insbesondere der Preismechanismen. Vor dem Hintergrund der Preisentwicklung der 2000er Jahre soll vor allem geklärt werden, inwieweit die historisch beobachteten Preisschwankungen fundamental erklärt werden können. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird die zukünftige Entwicklung bis 2030 prognostiziert. Dabei wird explizit auf die Unsicherheiten einer solchen Prognose insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Preisentwicklung eingegangen.

1.2 Gang der Untersuchung

In der vorliegenden Arbeit wird der Ölmarkt mit Hilfe eines fundamentalen, ökonometrischen Mehrgleichungsmodells abgebildet, wobei die Wechselwirkungen zwischen Rohölverbrauch, Förderkapazitäten und Ölpreisen explizit formuliert werden.

Als Grundlage für die Modellierung des Rohölmarktes gibt Kapitel 2 zunächst einen Überblick über die Grundlagen der Erdölwirtschaft und die Entwicklung des Marktes von den anfänglich eher regionalen Produktmärkten bis hin zum heutigen internationalen System verschiedener Handelsplattformen für Rohöl und seine Derivate. Für die wichtigsten Rohölsorten werden die Teilmärkte und ihr Zusammenwirken vorgestellt. Hierzu erfolgt eine grundlegende Beschreibung des Marktes und seiner für die Modellierung relevanten Besonderheiten.

Anschließend werden in Kapitel 3 bestehende Erklärungskonzepte der Dynamik des Rohölmarktes und insbesondere der Preisbildung diskutiert. Wie sich zeigt, existiert eine Vielzahl von Ansätzen, die die Preisentwicklung zumindest partiell erklären können. Es gibt jedoch kein geschlossenes Marktmodell, welches die Wirkungszusammenhänge über einen längeren Zeitraum

beschreiben kann und gleichzeitig die beobachteten Preiszyklen — insbesondere die Entwicklung in den 2000er Jahren — auf die fundamentalen Entwicklungen zurückführt. Daher erfolgt in Kapitel 4 der Aufbau eines eigenen, ökonometrischen Mehrgleichungsmodells zur Beschreibung der Marktmechanismen. Bei der Modellierung wird davon ausgegangen, dass sich der Ölpreis im Wesentlichen fundamental auf Basis von Angebot und Nachfrage bildet (vgl. Krichene (2002; 2007)). Neben den Kosten der Rohölförderung ist in diesem Zusammenhang insbesondere die Auslastung der weltweiten Förderkapazitäten ein bedeutender Preisfaktor (vgl. Déés et al. (2007); Kaufmann (1995)). Für die weltweite Nachfrage nach Rohöl, die Förderkapazität innerhalb bzw. außerhalb der OPEC, die Kosten der Förderung außerhalb der OPEC sowie den Ölpreis werden *Autoregressive Distributed Lag (ADL)*-Modelle in der Fehlerkorrekturform spezifiziert, die die kurzfristige Beziehung der Variablen getrennt von der Langfristedynamik formulieren. Auf diese Weise können die unterschiedlichen Anpassungsgeschwindigkeiten von Angebot und Nachfrage bestimmt werden, die bei Abweichungen vom Marktgleichgewicht zu Ölpreiszyklen führen. Die einzelnen Regressionsgleichungen werden im nächsten Schritt in einem Mehrgleichungsmodell des Rohölmarktes zusammengefasst, so dass die Abhängigkeitsstruktur der Größen untereinander abgebildet werden kann.

In Kapitel 5 wird das entwickelte Erklärungsmodell für den Zeitraum 1970-2008 ökonometrisch geschätzt. Zur Bestätigung der Gleichgewichtsbeziehungen zwischen den Modellgrößen wird das auf Pesaran et al. (1999; 2000) zurückgehende *Bounds-Testing*-Verfahren für *Autoregressive Distributed Lag*-Modelle angewendet. Auf diese Weise wird anhand der historischen Daten überprüft, ob die vermuteten Beziehungen für die jeweilige Variable gültig sind.

Eine Evaluation und Interpretation des Modells erfolgt in Kapitel 6. Anhand von Analysen der Modelldynamik zeigt sich, dass der zugrunde liegende Mechanismus konsistent ist und das in der Vergangenheit beobachtete Marktverhalten adäquat widerspiegelt. Darüber hinaus werden die Ergebnisse der Parametrisierung der Regressionsgleichungen plausibilisiert und der verfügbaren Literatur vergleichend gegenüber gestellt. Anhand der



Kennzahlen zur Anpassungs- und Prognosegüte werden anschließend Aussagen zur Zuverlässigkeit des Modells gemacht.

In Kapitel 7 wird das entwickelte Modell zur Prognose der langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes bis 2030 angewendet. In diesem Zusammenhang wird der Ursprung der ausgeprägten Unsicherheit von Ölpreisprognosen untersucht. Anhand des entwickelten Modells wird gezeigt, dass die Breite der Preisbänder vor allem auf den hohen Anteil unvorhersehbarer Einflüsse auf den Ölpreis zurückzuführen ist. Daher wird in der vorliegenden Arbeit im Gegensatz zu anderen Veröffentlichungen (u. a. EIA (2010a); IEA (2009)) die Angabe von Konfidenzintervallen der Prognose reiner Erwartungswerte ausgewählter Szenarien vorgezogen, da diese die gesamte Bandbreite möglicher Ergebnisse aufspannen und auf diese Weise die Prognoseunsicherheit quantifizieren.

Eine kritische Beurteilung und Zusammenfassung liefert Kapitel 8. Anschließend wird ein Ausblick auf möglichen weiterführenden Forschungsbedarf gegeben, welcher sich aus den Erkenntnissen dieser Arbeit ergeben könnte.

2 Überblick über die internationalen Rohölmärkte

Seit Beginn der Mineralölwirtschaft haben sich die Ölmärkte radikal verändert. Aus dem anfänglich regionalen, hauptsächlich auf Produkte beschränkten Handel hat sich ein komplexer, internationaler Rohstoffmarkt entwickelt.

Das folgende Kapitel beschreibt die Grundlagen der Erdölwirtschaft und skizziert die historische Entwicklung der Ölmärkte bis hin zum heutigen System aus physischen und finanziellen Handelsmärkten.

In Abschnitt 2.1 werden zunächst die physikalischen Eigenschaften skizziert, nach denen verschiedene Rohölqualitäten differenziert werden (Abschnitt 2.1.1). Anschließend gibt Abschnitt 2.1.2 einen Überblick über das Verhältnis von Angebot, Nachfrage und Reserven an Rohöl weltweit. Hier soll vor allem dargestellt werden, welche Mengen an Erdöl weltweit verbraucht werden und in welcher Quantität Erdöl als beschränkte Ressource aus heutiger Sicht in Zukunft zur Verfügung stehen wird. In diesem Zusammenhang wird außerdem auf die geographische Verteilung der Lagerstätten Bezug genommen. Abschließend liefert Abschnitt 2.1.3 eine Übersicht über die Wertschöpfungskette von Erdöl von der Gewinnung über den Transport bis hin zum Verbrauch in Form von raffinierten Mineralölprodukten.

Abschnitt 2.2 beschreibt die historische Entwicklung der weltweiten Erdölmärkte. Während die Mineralölwirtschaft anfänglich hauptsächlich durch regionalen Produktenhandel dominiert wurde, entwickelte sich der Erdölmarkt im 20. Jahrhundert zu einem komplexen System liquider Handelsmärkte für Rohöl. Die heutige Struktur des Rohölhandels wird in Abschnitt 2.3 umrissen. Dabei wird in erster Linie erläutert, in welchem Zusammenhang sich die unterschiedlichen Handelsformen herausbildeten und wie die



Kapitel 2. Überblick über die internationalen Rohölmärkte

Preisbildung an den physischen und finanziellen Märkten zusammenhängt (Abschnitt 2.3.1). Während weltweit zahlreiche Rohölsorten gehandelt werden, haben sich lediglich für einige Referenzqualitäten liquide Handelsmärkte herausgebildet. Durch Zu- bzw. Abschläge werden die übrigen Qualitäten anhand der Referenzöle bepreist. Die Spot- und Terminmärkte der weltweit wichtigsten Referenzöle Brent, WTI und Dubai sowie die sich aus diesem Preisregime ergebenden Implikationen werden in Abschnitt 2.3.2 dargestellt.

2.1 Grundlagen der Erdölwirtschaft

Im Folgenden werden zunächst die grundlegenden Charakteristika von Rohöl und seiner Nutzung beschrieben. Zunächst wird auf die Eigenschaften von Erdöl eingegangen, die für das Verständnis der Marktstruktur und der Preisbildung von Bedeutung sind. Da Erdöl zu den endlichen Rohstoffen gehört, wird anschließend ein Überblick über die Zahlen zur weltweiten Verfügbarkeit, Förderung und Nutzung gegeben. Anschließend wird die Wertschöpfungskette vom Rohöl zu Energie- und petrochemischen Produkten dargelegt.

2.1.1 Eigenschaften von Erdöl

Erdöl ist ebenso wie Erdgas und Kohle ein fossiles Naturprodukt. Es besteht fast ausschließlich aus Kohlenwasserstoffen. Die genaue Zusammensetzung variiert je nach Herkunft des Öls, darüber hinaus kann sich die Qualität auch im Verlauf der Förderperiode eines einzelnen Feldes ändern (vgl. Schmidt (1998)). Die verschiedenen Rohölqualitäten (Sorten) werden anhand ihrer Dichte und ihres Schwefelgehaltes unterschieden. Die Dichte eines Rohöls², wird in °API gemessen, einer vom *American Petroleum Institute* definierten Einheit. Leichte Rohöle haben einen hohen °API-Wert, schwere Rohöle einen niedrigen °API-Wert. Mit zunehmender Dichte enthält die Ölsorte einen höheren Anteil an langkettigen Kohlenwasserstoffen.

Je leichter das Rohöl, desto wertvoller ist es. Die für den Handel bedeutendsten Rohöle sind leichtes (34-50° API) und mittelschweres (27-34° API) Öl. Ölsorten unter 25° API gelten als unkonventionelle Erdöle, z. B. Schweröl (10-25° API), Öl- und Teersande (bis 10° API). Rohöle mit niedrigem Schwefelgehalt sind wertvoller als hoch schwefelhaltige Sorten. Schwefelarmes Rohöl wird auch als süßes Erdöl bezeichnet, schwefelreiches als saures (vgl. Energy Intelligence (2007); Erdmann u. Zweifel (2008), S. 173).

² Wurde das Erdöl aus der Lagerstätte extrahiert, spricht man von Rohöl. Die in der Raffinerie verarbeiteten petrochemischen Produkte werden unter dem Begriff Mineralöl zusammengefasst (vgl. Konstantin (2009), S. 10).

Tabelle 2.1 zeigt die Eigenschaften der wichtigsten Rohölsorten WTI, Brent und Dubai Fateh³.

Tabelle 2.1: Charakteristika der wichtigsten Rohölsorten;

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Energy Intelligence (2007)

Physikalische Spezifikation	Einheit	WTI	Brent	Dubai Fateh
Dichte	°API	38,7	37,9	30,4
Schwefelgehalt	Gew.-%	0,45	0,45	2,31
Qualität	-	light, very sweet	light, very sweet	medium sour
Handel				
Förderland	-	USA	GB	Dubai/VAE
Verbraucher	-	Nordamerika	Europa	Asien
Förderung 2006	bpd	340.000	236.000	90.000

2.1.2 Verfügbarkeit, Gewinnung und Verbrauch von Erdöl

Erdöl ist eine begrenzte Ressource, d. h. die Vorräte sind endlich. Abbildung 2.1 illustriert Reserven, Förderung und Verbrauch konventionellen Mineralöls. Reserven sind nachgewiesene Ressourcenbestände, die mit den gegebenen technologischen Möglichkeiten und beim aktuellen Preis gefördert werden können. Im Gegensatz dazu bezeichnet man solche Bestände als Ressourcen, die bisher unwirtschaftlich sind, lediglich im Boden vermutet werden bzw. mit bekannten Fördertechnologien bislang nicht zugänglich sind. Wie hoch die Reserven und Ressourcen sind, hängt vom aktuellen Ölpreis, vom Verbrauch sowie vom Stand der Technik ab⁴.

³ WTI steht für *West Texas Intermediate*. Alle in der Tabelle angeführten Rohöle sind Referenzsorten, vgl. hierzu Abschnitt 2.3.2.

⁴ Ein anderes Konzept zur Beschreibung der in-situ Verfügbarkeit ist das 3P-Konzept. Mit dem P-Wert wird die Wahrscheinlichkeit angegeben, mit der die geschätzten Reserven überschritten werden. Die 1P-Reserven (*Proven Reserves*) entsprechen dann üblicherweise dem P95-Wert (manchmal auch P90). Die 2P-Reserven zählen auch wahrscheinliche Bestände hinzu (*Proven & Probable Reserves*, meist P50). Der 3P-Wert schließlich spiegelt die optimistischste Schätzung wieder (*Proven, Probable & Possible Reserves*, P10 oder P5) (vgl. IFP (2004), S. 91f).

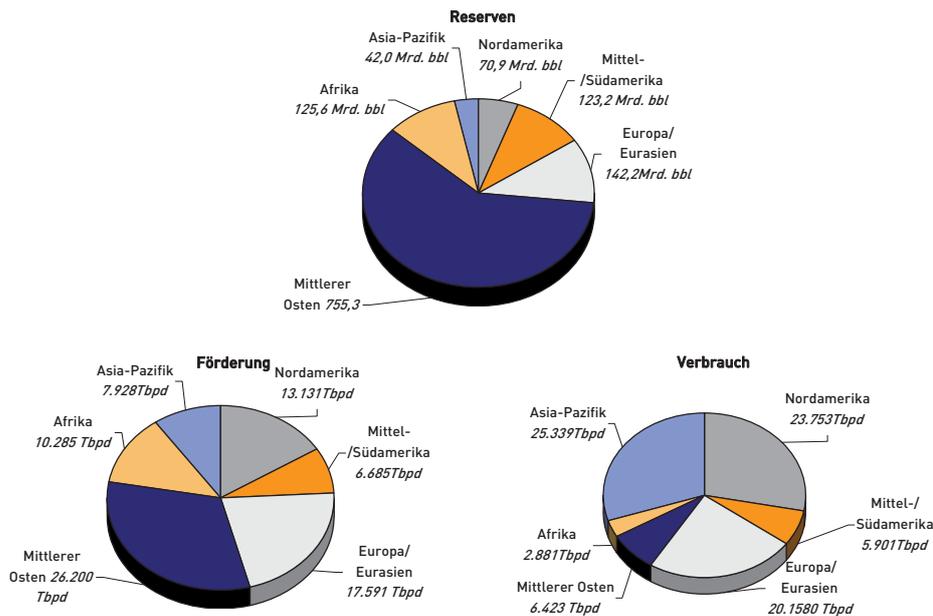


Abbildung 2.1: Weltweite Reserven, Förderung und Verbrauch von Rohöl 2008;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BP (2009)

Der Aufbau von Förderkapazität erfolgt in drei Stufen: Exploration, Entwicklung und Förderung. Die Exploration umfasst seismische Untersuchungen sowie Such- bzw. Probebohrungen (*Wildcats*). In dieser Phase werden vorhandene Lagerstätten nachgewiesen und Parameter wie Größe und Zugänglichkeit ermittelt. Im Durchschnitt sind 10% bis 30% der Explorationsaktivitäten erfolgreich (vgl. IFP (2004), S. 117). Folglich führt nicht jede Exploration zur Entwicklung. In der Entwicklungsphase wird anschließend das zur Förderung notwendige Equipment (Bohrlöcher und -anlagen, Zwischenlager, Verladeeinrichtungen, Separierer/Umwandler, Transportanlagen etc.) errichtet. Rund 75% der gesamten Investitionskosten fallen während der Exploration und Entwicklung an (vgl. IEA (2003)).

In der dritten Stufe werden die vorhandenen Anlagenkapazitäten zur Förderung von Öl genutzt. Das in einer Lagerstätte enthaltene Rohöl kann nicht vollständig extrahiert werden. Pumpen oder natürlicher Druck bringen lediglich bis zu 30% des vorhandenen Öls an die Oberfläche (primäre Förderung). Durch Wasserfluten oder Gasinjektion (sekundäre Förderung) kann der Anteil um 10-30% erhöht werden. Zusätzliche Mengen können mit

Hilfe tertiärer Fördertechniken (*Enhanced Oil Recovery, EOR*) gefördert werden, also der Injektion anderer Substanzen wie z. B. CO₂, Polymeren oder chemischen Lösungsmitteln. Sekundäre und besonders tertiäre Förderung sind je nach Verfahren äußerst aufwendig. Der durchschnittliche Anteil des aus einem Feld extrahierten Rohöls liegt daher weltweit bei 35% (vgl. IEA (2005)).

Der tatsächliche Nettozubau an Förderkapazität hängt auch davon ab, wie hoch der Rückgang der Förderraten (*Decline Rates*) produzierender Felder sind. Dieser Anteil an Förderkapazität müsste pro Jahr mindestens zugebaut werden, um die Förderung zumindest auf aktuellem Niveau zu halten. Schätzungen der IEA (2008b) zufolge liegt die Rückbaurrate jener Felder, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, bei durchschnittlich 6,7% jährlich⁵.

Wie Abbildung 2.1 zeigt, liegen gut 60%⁶ der bekannten konventionellen Reserven im Mittleren Osten. Der Reservenbestand weltweit liegt bei rund 1.249 Mrd. bbl. Allerdings gibt es größere Vorkommen unkonventionellen Erdöls auf dem amerikanischen Kontinent, besonders Ölsande (Kanada) und Schweröl (Venezuela), die zusammen auf 300 Mio. bbl geschätzt werden (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 178). Weltweit sind ca. 600 Mrd. bbl⁷ unkonventionelle Erdölressourcen verfügbar. Hiervon liegen jedoch 80% in Form von Ölschiefer vor, die wahrscheinlich aufgrund ökologischer Gesichtspunkte in näherer Zeit nicht in größeren Mengen gefördert werden können (vgl. BGR (2006)).

Die globale Förderung konzentriert sich ebenfalls auf den Mittleren Osten. Allerdings liegt der Anteil des Mittleren Ostens an der Gesamtfördermenge mit ca. 30% deutlich niedriger als der Anteil an den Welt-Erdölreserven. Bei den westlichen Industrienationen zeigt sich das umgekehrte Bild, d. h. die anteilige Förderung liegt deutlich über dem Reservenanteil. Es ist zu erwarten, dass die Konzentration der Förderung in Zukunft weiter zunehmen

⁵ Die Studie auf Basis von 580 Feldern jenseits des Fördermaximums (*Post Peak*) ergibt eine gewichtete beobachtete Rückbaurrate von 5,1%. Dieser Wert wurde auf alle *Post-Peak*-Felder weltweit hochskaliert.

⁶ Alle Zahlen in Abschnitt 2.1.2, soweit nicht anders gekennzeichnet, entstammen BP (2009).

⁷ Stand: Ende 2006.

wird (vgl. z. B. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 175), zumal die Förderkosten außerhalb der arabischen Staaten in den letzten Jahren deutlich gestiegen sind. Der Mittlere Osten ist außerdem eine Region mit relativ geringem Rückgang der Förderraten (vgl. IEA (2008b)).

Der globale Erdölverbrauch summierte sich 2008 auf 84,5 Mrd. bpd. Er konzentriert sich vor allem auf Nordamerika, Europa und Asien. Die USA sind mit einem Anteil von etwa 23% der größte Ölverbraucher, gefolgt von China mit knapp einem Zehntel des Weltverbrauchs. In China ist die Nachfrage nach Rohöl in den letzten fünf Jahren mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 6,7% p. a. stark gestiegen, der Weltverbrauch wuchs im Vergleich dazu im selben Zeitraum im Mittel um jährlich 1,3%.

2.1.3 Übersicht über die Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette von Öl wird in drei Ebenen unterteilt: *Upstream*, *Midstream* und *Downstream*. Der *Upstream*-Bereich umfasst Exploration und Extraktion des Rohöls. Da Produktions- und Verbrauchsregionen im Allgemeinen nicht gleich sind, muss das Rohöl per Pipeline und/oder Tanker von der Förderungsanlage zur Weiterverarbeitung transportiert und ggf. zwischengelagert werden (*Midstream*). Zu dieser Ebene gehört auch der Rohölhandel.

Der Überlandtransport per Pipeline spielt eine wichtige Rolle in der Rohöllogistik. Pipelines stellen eine günstige und effiziente Transportmöglichkeit dar, sie sind allerdings äußerst unflexibel. Der Transportweg einer Rohrleitung kann nicht variiert werden. Ferner sind bei Ausfällen ganze Transportabschnitte betroffen, was zu Engpässen führen kann. Mehr als zwei Drittel des international gehandelten Öls werden per Tanker transportiert. Ende 2006 betrug die Tragfähigkeit⁸ der Tankerflotte insgesamt 386,1 Mio. t, bis Ende 2009 werden Erweiterungen von 77,4 Mio. t erwartet (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Da Erdöl fast ausschließlich in weiterverarbeiteter Form verwendet wird, wird das Rohöl in Raffinerien umgewandelt, bevor die Distribution an den Endkunden (*Downstream*) durch verschiedenste Vertriebskanäle (Tankstel-

⁸ Im Original verwendeter Begriff: *deadweight tons*.

len, Heizölhandel etc.) erfolgt (vgl. z. B. Hensing et al. (1998), S. 62). Die Raffinerie kann entweder in der Nähe des Rohölvorkommens errichtet werden (beschaffungsorientiert) oder nahe der Absatzmärkte (verbrauchsorientiert). Entscheidend hierfür ist das Verhältnis zwischen den Kosten für Rohöl- und Produkttransport (vgl. Däuper u. Leppard (2005), Hensing et al. (1998), S. 64).

Die Rohölverarbeitung in der Raffinerie ist ein klassischer Kuppelprozess. Das Rohöl, ein Kohlenwasserstoffgemisch, wird in der Raffinerie in Fraktionen unterschiedlicher Siedepunktbereiche, die Produkte, getrennt. Das Produktspektrum ist abhängig von der Qualität des eingesetzten Rohöls (d.h. von seiner Zusammensetzung) und der Raffineriekonfiguration (d.h. von den verfügbaren Konversionsanlagen). Raffinerien sind daher i.d.R. an die jeweilig verfügbare Rohölsorte angepasst. Die Ausbeute einzelner Produktgruppen lässt sich durch die Anwendung chemischer Konversionsverfahren variieren. Eine besondere Rolle kommt dabei dem Cracken zu, bei dem längere Kohlenwasserstoffe in kürzere getrennt werden. Durch den Einsatz von Crackanlagen (auch als Upgrader bezeichnet) lassen sich auch aus schweren Rohölen hohe Anteile an leichten Produkten, z. B. Benzin, gewinnen (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 180f, Hensing et al. (1998), S. 63f). Das Optimierungskalkül eines Raffineriebetreibers betrifft also nicht nur die gesamte Verarbeitungskapazität, sondern trägt auch der Nachfrage nach den verschiedenen Produkten Rechnung (vgl. Hensing et al. (1998), S. 64).

Tabelle 2.2: Produktausbeute verschiedener Raffineriekonfigurationen für Arab Light;
Quelle: Energy Intelligence (2007)

Produkte	Einfache Destillation	Rotterdam (EU)	Golfküste (USA)	Hochkomplexe Raffinerie
Leichte Produkte (v. a. Flüssiggase, Benzin)	11,7%	28,1%	51,6%	59,0%
Mitteldestillate (v. a. Diesel, Heizöl)	32,8%	33,0%	18,4%	28,0%
Residuum (Rückstandsöle)	45,0%	33,4%	27,5%	6,0%

Tabelle 2.2 zeigt beispielhaft den Zusammenhang zwischen Raffineriekonfiguration und Produktausbeute für die Rohölsorte Arab Light⁹. Die einfache Destillation, ßmboxd. h. die Trennung des Rohöls in seine Komponenten, hinterlässt fast 45% Rückstände. Je komplexer die Raffinerie konfiguriert ist, d.h. je mehr chemische Umwandlungsprozesse das Öl durchläuft, desto mehr verschiebt sich das Produktgefüge in Richtung der leichten Ölprodukte. Asiatische und amerikanische Raffinerien sind üblicherweise komplexer als europäische Anlagen, da sie in höherem Maß auf schwere Rohöle ausgelegt sind (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Teil des Raffinerieprozesses sind auch die Nachbehandlung und Veredelung der Produkte. Für fast alle Mineralölprodukte gelten Grenzwerte für Schadstoffe wie Schwefel, Stickstoff etc. Diese müssen in Reinigungsprozessen entfernt werden, bevor das Produkt vertrieben werden kann. Des Weiteren werden einige Produkte mit zusätzlichen Komponenten angereichert und/oder durchlaufen weitere chemische Verfahren. Die Qualität von Benzin beispielsweise wird durch Erhöhung der Oktanzahl (höhere Klopfestigkeit) gesteigert (vgl. MWV (2003)).

2.2 Historische Entwicklung der Erdölwirtschaft

Die industrielle Mineralölwirtschaft begann 1859 mit der ersten Ölförderung in Pennsylvania, USA¹⁰. Das Erdölprodukt Petroleum ersetzte damals das bis dahin verbreitete, aber immer seltener werdende Walöl als Leuchtmittel. Im Jahr 1870 gründete *John D. Rockefeller* die *Standard Oil Company*, die durch kostenorientiertes Wirtschaften und gezielte Kontrolle der verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette rasch eine Monopolstellung erreichte. Zunächst betrieb *Rockefeller* Raffinerien, später kamen Förderung, Transport und Lagerung sowie schließlich auch ein eigenes Vertriebsnetz hinzu. Um der von Seiten des Wettbewerbsrechts drohenden Entflechtung zu entgehen, wurde das vollständig vertikal integrierte Unternehmen 1892 in

⁹ Die Tabelle zeigt die jeweiligen Anteile der wichtigsten Produktklassen für Raffinerien unterschiedlicher Komplexität. Nicht angegeben sind Reststoffe wie z. B. Koks.

¹⁰ Vgl. für die folgenden Zusammenhänge v.a. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 186ff, IFP (2004), S. 5ff, Hensing et al. (1998), S. 66ff.