

Baic, Boris; Clostermann, Jörg

**Working Paper**

**Ist Peak Oil Geschichte?**

Arbeitsberichte - Working Papers, No. 39

**Provided in Cooperation with:**

Technische Hochschule Ingolstadt (THI)

*Suggested Citation:* Baic, Boris; Clostermann, Jörg (2016) : Ist Peak Oil Geschichte?, Arbeitsberichte - Working Papers, No. 39, Technische Hochschule Ingolstadt (THI), Ingolstadt, <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bvb:573-6654>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/202590>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*



<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/de/>

*Working Papers*



Technische Hochschule  
Ingolstadt

*Zukunft in  
Bewegung*



*Boris Baic und  
Jörg Clostermann*

## ***Ist Peak Oil Geschichte?***

### ***Abstract***

Am 3. Juli 2008 erreichte der Ölpreis (WTI) mit über 145 US-Dollar je Barrel seinen historischen Rekordwert. Dieses Ereignis galt als eine eindeutige Bestätigung der Befürworter der Peak-Oil Theorie, die seit Jahrzehnten vor den wirtschaftlichen Konsequenzen einer unvermeidlichen Verknappung von Rohöl warnten. Deren pessimistischste Anhänger befürchteten eine unausweichlich starke Reduzierung der Erdölförderung, und in der Folge sogar einen Zusammenbruch der Wirtschaftssysteme, auf Grund stark steigender Preise. Die Plausibilität langfristig steigender Ölpreise ist nicht von der Hand zu weisen. Allerdings zeigen Überlegungen zum Öl-Angebot und –Nachfrage, dass mit einer plötzlichen Verknappung von Öl wohl auch auf längere Sicht nicht zu rechnen ist. Die Peak-Oil-Debatte hat zweifelsohne die unbestrittene Endlichkeit des Rohstoffs „Erdöl“ in das Bewusstsein vieler Menschen gerückt. Aber neue Technologien wie Hydraulic Fracturing, die Ölsandgewinnung und verbesserte Fördermethoden sorgen dafür, dass der von den Peak-Oil Befürwortern postulierte „Tipping-Point“ noch nicht erreicht wurde. Ein Versorgungsproblem ist unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen auf absehbare Zeit als nicht sehr wahrscheinlich einzustufen. Vielmehr zeigt sich, dass die größere wirtschaftspolitische Herausforderung der Zukunft sein wird, Öl als CO<sub>2</sub>-emittierenden Energieträger zu substituieren.

*JEL-Codes: Q40, Q41.*

# Ist Peak Oil Geschichte?

von Boris Baic<sup>a</sup> und Jörg Clostermann<sup>b</sup>

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	2
Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	4
1. Einführung.....	5
2. Die Peak-Oil-Theorie.....	6
2.1. Die Hubbert-Kurve.....	6
2.2. Weiterentwicklung der Hubbert-Theorie.....	9
2.3. Konsequenzen eines globalen Peaks.....	12
3. „The Party is Over“?.....	14
3.1. Die Theorien über die Erdölentstehung: Ist Öl eine endliche Ressource?.....	14
3.2. Ist der Preisanstieg von Erdöl unvermeidlich?.....	18
3.2.1. Die ressourcenökonomische Theorie.....	19
3.2.2. Die statistische Zeitreiheneigenschaft des Ölpreises.....	21
3.3. Erdölvorkommen: Wie viel Erdöl haben wir?.....	28
3.4. Ist die Nachfrage nach Erdöl ungebrochen?.....	34
4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	36
Literaturverzeichnis.....	38

---

<sup>a</sup> Collomix GmbH, Daimlerstraße 9, 85080 Gaimersheim\*

<sup>b</sup> Technische Hochschule Ingolstadt, Esplanade 10, 85049 Ingolstadt

\*Disclaimer: Die in diesem Artikel zum Ausdruck kommenden Ansichten spiegeln alleine die persönliche Auffassung der Autoren wider und nicht notwendigerweise die von Collomix.

# Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
API	American Petroleum Institute
bbl	Barrel
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BP	British Petrol
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BRIC	Brasilien, Russland, Indien, China
CSS	Cyclic Steam Stimulation
CTL	Coal-to-Liquids
EIA	U.S. Energy Information Administration
GTL	Gas-to-Liquids
IEA	International Energy Agency/ Internationale Energieagentur
IMF	International Monetary Fund
LTO	Light Tight Oil
mb/d	Megabarrels per day (Maßeinheit: Millionen Barrel/ Tag)
NGL	Natural Gas Liquids
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
P	Preis
SPE	Society of Petroleum Engineers
URR	Ultimately Recoverable Resource
US\$	US-Dollar
WTI	West Texas Intermediate
X	Menge
ZNW	Zuwachs an Nettowohlfahrt

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01: Hubberts Prognose der US-Erdölförderung (Peak 1965-1970) .....	7
Abbildung 02: Prognose des Förderverlaufs einer Förderregion .....	8
Abbildung 03: Norwegischer Förderverlauf (Peak 2000) .....	8
Abbildung 04: „Creaming Curve“ der globalen Erdölfunde im Zeitablauf.....	10
Abbildung 05: Glockenkurve von Neufunden und Erdölproduktion.....	11
Abbildung 06: Neuentdeckungen und Produktion seit 1930 mit Deckungslücke ab 1980 ....	12
Abbildung 07: Aufteilung einer erschöpfbaren Ressource im 2-Perioden-Modell.....	19
Abbildung 08: Nominaler und Realer Ölpreis (1946-2016) .....	22
Abbildung 09: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte .....	29
Abbildung 10: Entwicklung und Verteilung der sicheren Reserven (1P).....	32
Abbildung 11: Zusammenhang zwischen Förderkosten und Ressourcen .....	33
Abbildung 12: Ölnachfrage gegliedert nach Ländern bzw. Ländergruppen .....	34
Abbildung 13: Ölnachfrage gegliedert nach Sektoren .....	35

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 01: Augmented-Dickey-Fuller-Test für den logarithmierten realen Ölpreis.....	26
Tabelle 02: Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin-Test für den logarithmierten realen Ölpreis	27
Tabelle 03: Test auf Kointegration von nominalen Ölpreis und US-Konsumentenpreisindex	27

# 1. Einführung

Mit dem kontinuierlichen Anstieg des Ölpreises ab der Jahrtausendwende kam der Begriff „Peak-Oil“ wieder vermehrt in die öffentliche Diskussion. Die pessimistischen Vertreter dieser „Theorie“ vermuteten, dass das Fördermaximum (=Peak) von Öl erreicht oder in Sicht sei und eine nun schnelle Verknappung des Rohstoffs beginnen werde, einhergehend mit möglicherweise schweren sozialen und gesellschaftlichen Auswirkungen.<sup>1</sup> Der starke Anstieg des Ölpreises bis 2008 auf einen Höchstpreis von über 140 US\$/bbl schien schon ein erster Vorbote zu sein und war Wasser auf die Mühlen der Befürworter der Peak-Oil Theorie und ihrer Befürchtungen. Mittlerweile ist der Ölpreis wieder stark gesunken. Derzeit notiert er schon seit über einem Jahr im Spektrum von 40-50 US\$/bbl und die Theorie „Peak-Oil“ gerät wieder in Vergessenheit. Zu Recht? Kann man nun die Peak-Oil-Theorie getrost bei Seite legen? Oder legt der Ölpreis derzeit nur eine Verschnaufpause sein, bevor er wieder steigt und steigt? Ziel dieser Arbeit ist es, die Peak Oil Theorie näher zu beleuchten und ihre Argumente auf Stichhaltigkeit zu prüfen. Ein weiteres Ziel ist es, die Peak-Oil-Theorie richtig einzuordnen und deren Bedeutung für die Ölpreis-Diskussion und -Analyse zu bemessen. Die Arbeit gliedert sich folgt: Nach einer eingehenden Darstellung der Peak-Oil-Theorie werden wesentliche Aspekte so wie das zu Grunde liegende Konzept ausführlich dargestellt und diskutiert. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen.

---

<sup>1</sup> Stellvertretend sei Heinberg (2003) genannt.



## 2. Die Peak-Oil-Theorie

Der Begriff Peak Oil steht im Allgemeinen für das globale Ölfördermaximum, also denjenigen Zeitpunkt, an dem die weltweite Erdölförderung einen Höchstwert erreicht. Nach Erreichen eines Scheitels (Peak) sinkt die gesamte Fördermenge kontinuierlich ab und lässt sich nicht mehr steigern, so die gängige Annahme<sup>2</sup>. Peak Oil bedeutet nicht, dass zu diesem Zeitpunkt kein Öl mehr vorhanden ist, sondern nur dass die Produktionsmenge zurückgeht<sup>3</sup>.

### 2.1. Die Hubbert-Kurve

Das Konzept eines globalen Ölfördermaximums basiert im Wesentlichen auf Arbeiten des amerikanischen Geologen Marion King Hubbert. Dieser analysierte in den 1950er Jahren die historischen Förderdaten endlicher Energierohstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas in den USA und erkannte, dass deren Förderkurven alle einen ähnlichen Verlauf aufweisen. Jede Förderkurve steigt zunächst langsam an, vergrößert ihr Wachstum anschließend stark, bis sie einen Wendepunkt („*Inflection-Point*“) erreicht, nach dem die Kurve wieder zu fallen beginnt<sup>4</sup>. Daraus folgerte Hubbert später, dass sich die Förderkurven grob einer logistischen Verteilung angleichen. Er ging davon aus, dass das Fördermaximum (Peak) erreicht wird, wenn etwa die Hälfte der ursprünglich vorhandenen Ölmenge gefördert wurde, weshalb er diesen Punkt auch als „*Depletion-Midpoint*“ bezeichnete<sup>5</sup>. Des Weiteren erkannte er, dass man den Zeitpunkt des Fördermaximums aus dem historischen Verlauf der Förderkurve extrapolieren kann, indem man die gesamte Menge des ursprünglich vorhandenen und zukünftig förderbaren Erdöls (URR), abzüglich der kumulierten Fördermenge, bestimmt<sup>6</sup>.

Auf Basis seines Modells schätzte er, dass die US-amerikanische Erdölproduktion, ausgehend von einem URR in Höhe von 150 bis 200 Mrd. Barrel, im Zeitraum von 1965 bis etwa 1970 ihren Höchststand erreichen wird (s. Abbildung 01)<sup>7</sup>.

---

<sup>2</sup> Vgl. Hirsch et al. 2005, S. 12.

<sup>3</sup> Vgl. Robelius 2007, S. 58.

<sup>4</sup> Vgl. Hubbert 1956, S. 6ff

<sup>5</sup> Vgl. Planungsamt der Bundeswehr 2012, S. 92.

<sup>6</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 123.

<sup>7</sup> Vgl. Hubbert 1956, S. 24.

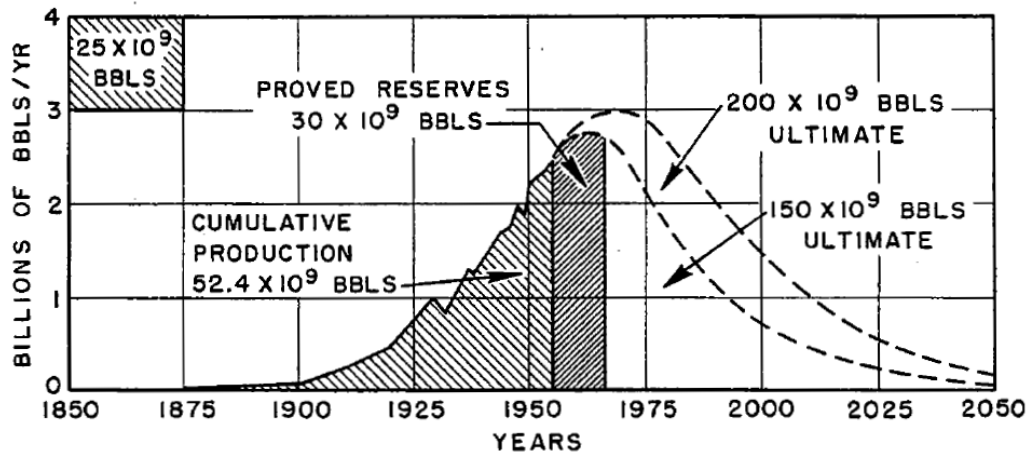


Abbildung 01: Hubberts Prognose der US-Erdölförderung (Peak 1965-1970)<sup>8</sup>

1970 erreichten die USA (ohne Alaska) tatsächlich ihr vorläufiges Fördermaximum: Hubberts Prognose hatte sich zu diesem Zeitpunkt als richtig erwiesen. Der Erfolg seiner Prognose bestätigte ihn darin, dass der Verlauf der Förderkurven aus geologisch-technischen Gründen vorbestimmt sei und deshalb zwangsläufig die Form einer Glockenkurve hat. Im globalen Maßstab sollte das Fördermaximum ausgehend von einem URR von 1250 Milliarden Barrel im Jahr 2000 erreicht sein<sup>9</sup>. Allerdings haben sich seine individuellen Vorhersagen bezüglich eines globalen Peak-Oil nie bewahrheitet<sup>10</sup>. Das geologisch-technische Modell eines glockenförmigen Förderverlaufs bildet trotzdem auch heute noch die Basis für zahlreiche neuere Peak-Oil Prognosen<sup>11</sup>. Dieses Grundmodell wird heutzutage allerdings in der Regel sehr stark modifiziert und angepasst<sup>12</sup>.

Hubberts Glockenkurven-Modell lässt sich auf einzelne Ölfelder, ganze Förderregionen und auch auf die globale Erdölförderung anwenden. Der Verlauf der Gesamtkurve einer bestimmten Förderregion ergibt sich aus der Addition einzelner Produktionskurven von Erdölfeldern der jeweiligen Region<sup>13</sup> (s. Abbildung 02).

<sup>8</sup> Quelle: Hubbert 1956, S. 22.

<sup>9</sup> Vgl. Hubbert 1956, S. 22ff.

<sup>10</sup> Vgl. Chapman 2014, S. 93.

<sup>11</sup> Vgl. De Almeida/Silva 2011, S. 1046.

<sup>12</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 162.

<sup>13</sup> Vgl. Schindler/Zittel 2008, S. 42.

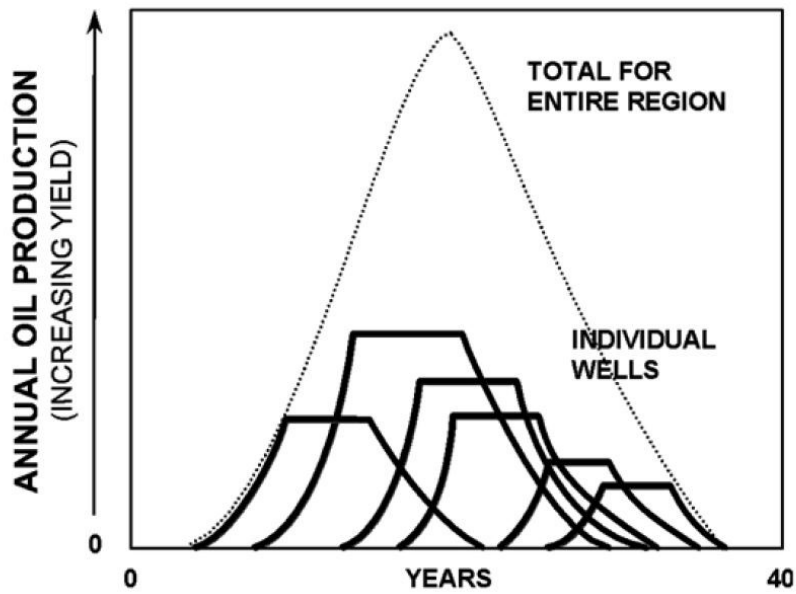


Abbildung 02: Prognose des Förderverlaufs einer Förderregion<sup>14</sup>

Ein in der Literatur sehr häufig verwendetes Beispiel für die gute Passform der Hubbert-Kurve für die Beschreibung von empirischen Förderverläufen ist die norwegische Erdölproduktion in der Nordsee<sup>15</sup> (s. Abbildung 03).

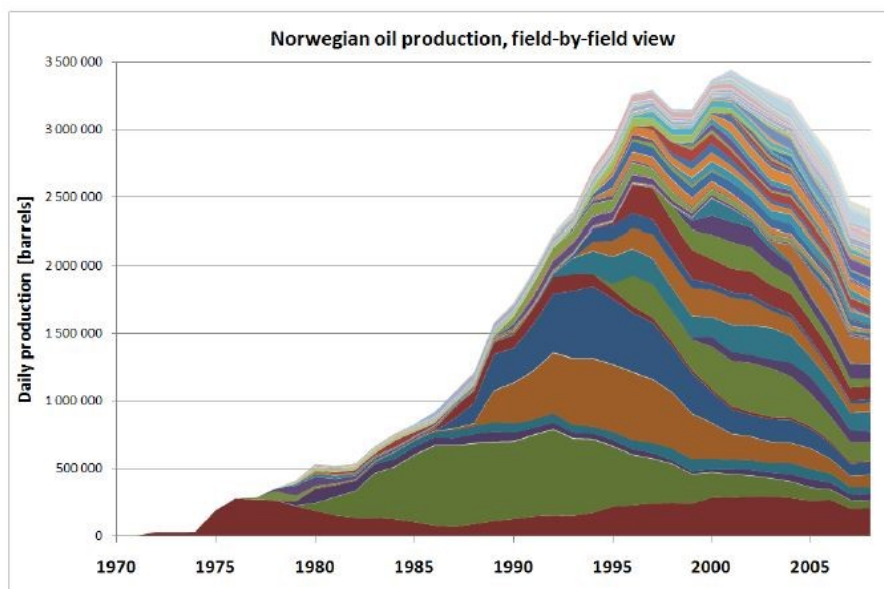


Abbildung 03: Norwegischer Förderverlauf (Peak 2000)<sup>16</sup>

<sup>14</sup> Quelle: Gates et al. 2014, S. 16.

<sup>15</sup> Vgl. Campbell et al. 2003, S. 78.

<sup>16</sup> Quelle: Aleklett et al. 2010, S. 18.

## 2.2. Weiterentwicklung der Hubbert-Theorie

Eine der wichtigsten Weiterentwicklungen von Hubberts Theorie unterstellt, dass die Fundrate der Neuentdeckungen ebenfalls einen glockenförmigen Verlauf aufweist. Demzufolge müsste die Produktionskurve einer Förderregion in ihrem Verlauf die vorhergehenden Entdeckungen zeitlich verzögert widerspiegeln<sup>17</sup>. Mehrere Entdeckungszyklen würden demnach auch zu mehreren Peaks bei der Ölproduktion führen<sup>18</sup>. Bekannt geworden ist dieser Ansatz durch zahlreiche Publikationen des Geologen Jean Laherrère<sup>19</sup>. Laherrères Ansatz basiert auf der sogenannten „*Backdating-Methode*“ und den „*Creaming Curves*“ der Ölfördergesellschaft Shell, welche in den 1980er Jahren entwickelt wurden.

Bei der Backdating-Methode, werden die jeweils in der Vergangenheit gefundenen Erdölmengen eines Jahres mit den nach heutigem Wissensstand ursprünglich vorhandenen Reservenmengen bewertet und nicht mit der geschätzten Erdölmenge zum Zeitpunkt ihrer Entdeckung. Dieses Vorgehen wird Laherrère zufolge deshalb notwendig, weil durch den in Abschnitt 3.4 erläuterten „Reserve-Growth“ fälschlicherweise der Eindruck entsteht, die geologisch determinierte Reservenmenge würde sich im Zeitablauf erhöhen, wodurch sich auch der Zeitpunkt des Fördermaximums in die Zukunft verschieben würde<sup>20</sup>. Um falsche Rückschlüsse bezüglich der Reservenmenge zu verhindern, muss das Reservenwachstum zurückdatiert werden, weil nur Neufunde die absolute Menge der Reserven erhöhen können<sup>21</sup>. Für die Bestimmung der in Zukunft zu erwartenden Neufunde („*yet-to-find*“) nutzt er hingegen die „*Creaming Curves*“, mit denen sich die kumulierten Entdeckungen und die dazu notwendigen Explorationsbohrungen mit Hyperbeln modellieren lassen<sup>22</sup>. Abbildung 04 zeigt eine solche „*Creaming-Curve*“, bezogen auf die weltweiten Funde und die dazugehörige Anzahl an Aufschlussbohrungen.

---

<sup>17</sup> Vgl. Robelius 2007, S. 61.

<sup>18</sup> Vgl. Laherrère 2001, S. 4.

<sup>19</sup> Vgl. Lynch 2003, S. 2.

<sup>20</sup> Der Grund hierfür ist, dass ein symmetrischer Verlauf der Förderkurve angenommen wird. Durch die absolute Erhöhung des Scheitelpunkts verschiebt sich auch der relative Tipping-Point, weil dieser dem Modell nach immer bei 50% der Fördermenge erreicht wird. Dieser Aspekt des Modells wurde von zahlreichen Autoren stark kritisiert.

<sup>21</sup> Vgl. Robelius 2007, S. 67.

<sup>22</sup> Vgl. Laherrère 2009, S. 1.

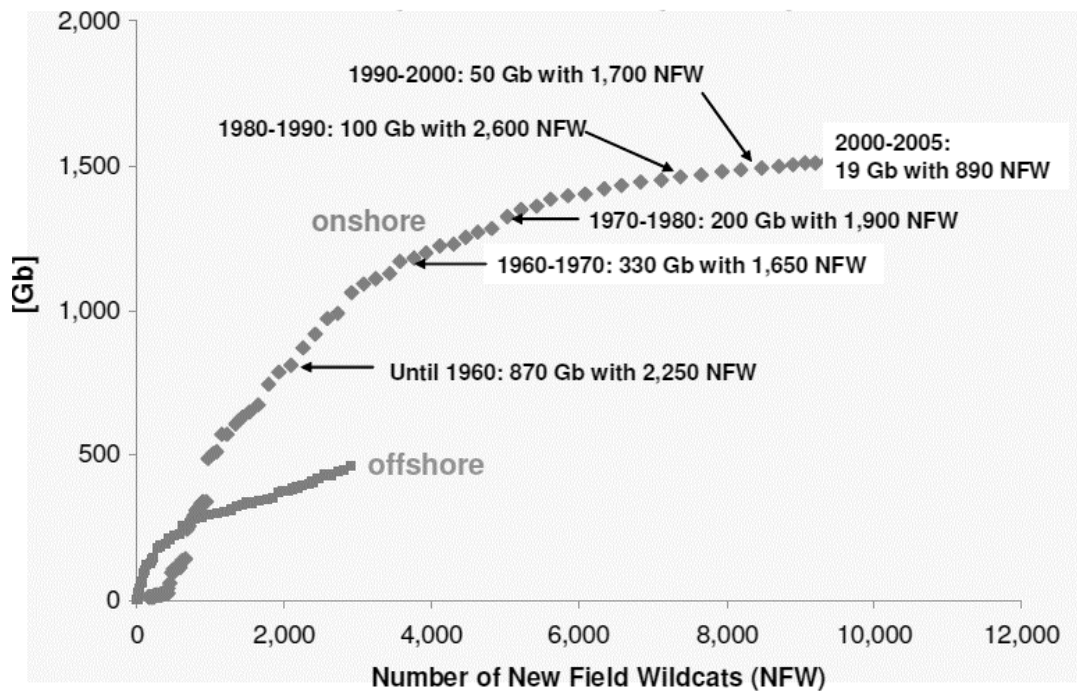


Abbildung 04: „Creaming Curve“ der globalen Erdölfunde im Zeitablauf<sup>23</sup>

Die graphische Darstellung der historischen Ölfunde und der Aufschlussbohrungen („New-Field-Wildcats“=NFW) im Zeitablauf zeigt, dass die pro Explorationsbohrung gefundene Erdölmenge im historischen Verlauf immer weiter zurückgegangen ist. Bis 1960 fand man pro Explorationsbohrung im Durchschnitt noch 0,38 Gb Erdöl. Seit dem Jahr 2000 liegt dieser Wert nur noch bei 0,02 Gb. Für die Wachstumsrate der Neuentdeckungen kann also, so wie bei der Erdölproduktion auch, ein logistischer Verlauf angenommen werden<sup>24</sup>. Zu Beginn steigt die gefundene Erdölmenge exponentiell an, weil große und ergiebige Erdölvorkommen wegen ihrer großen Ausdehnung immer zuerst entdeckt werden, sowie leichter zu entwickeln sind. Nach und nach werden immer kleinere Erdöllagerstätten gefunden, was dazu führt, dass die Fundmengen zurückgehen<sup>25</sup>. Der Wert, an den sich die Kurve asymptotisch annähert kann, als maximaler Schätzwert für das Gesamtpotenzial (URR) angesehen werden und ermöglicht somit im Anschluss die gleichzeitige Extrapolation der Kurven von Neufunden und Erdölproduktion, sowie deren Vergleich<sup>26</sup>.

<sup>23</sup> Quelle: Schindler/Zittel 2008, S. 39.

<sup>24</sup> Vgl. Robelius 2007, S. 61ff.

<sup>25</sup> Vgl. Sorrell et al. 2010, S. 4991.

<sup>26</sup> Vgl. Schindler/Zittel 2008, S. 39.

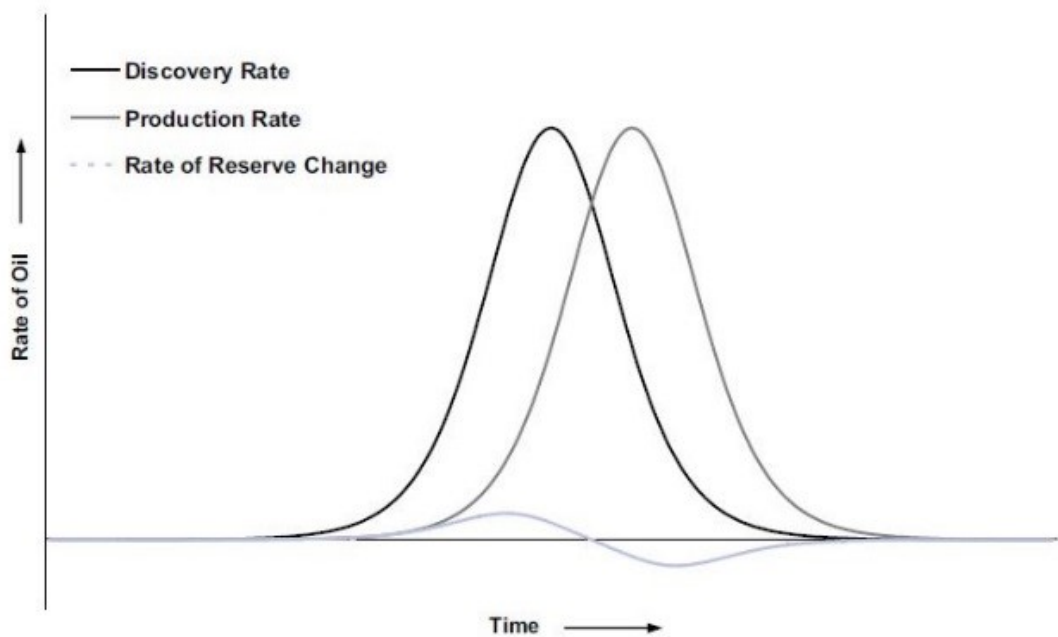


Abbildung 05: Glockenkurve von Neufunden und Erdölproduktion<sup>27</sup>

Abbildung 05 veranschaulicht den theoretischen Verlauf der Kurve von Neuentdeckungen und des Förderverlaufs. Der Schnittpunkt der beiden Kurven markiert denjenigen Zeitpunkt, an dem die kumulierte Förderung erstmals die Erdölmenge aus Neuentdeckungen übersteigt. Ab diesem Zeitpunkt reduziert sich die Reservenmenge um den Differenzbetrag aus Neuentdeckungen abzüglich der jährlichen Förderung. Empirisch betrachtet übersteigt die jährliche Fördermenge bereits seit 35 Jahren die Erdölmenge (s. Abbildung 06), welche jedes Jahr neu entdeckt wird<sup>28</sup>. Eine theoretische Deckungslücke ist die Folge.

<sup>27</sup> Quelle: Schindler/Zittel 2008, S. 39.

<sup>28</sup> Vgl. Robelius 2007, S. 69.

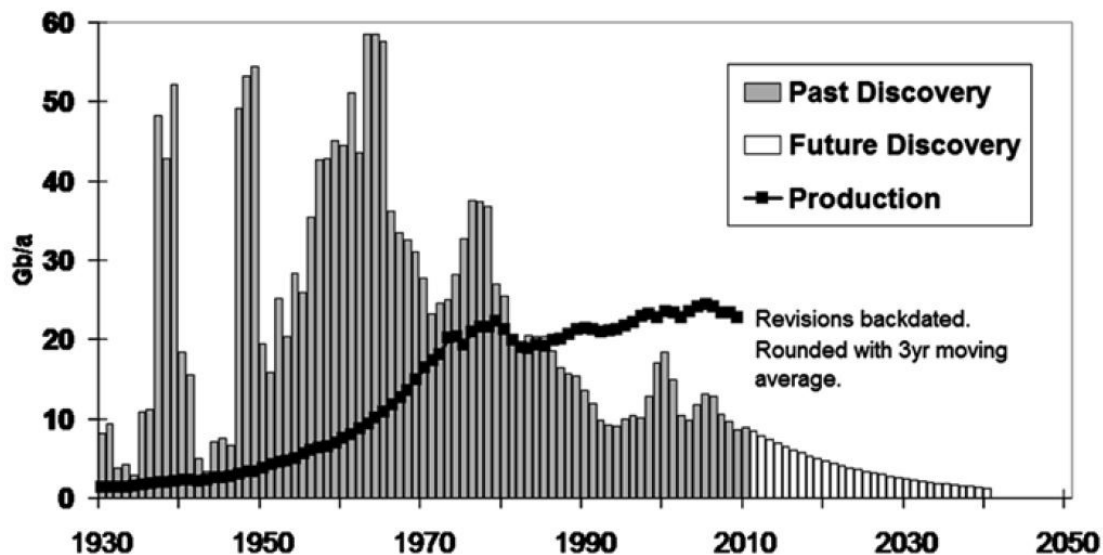


Abbildung 06: Neuentdeckungen und Produktion seit 1930 mit Deckungslücke ab 1980<sup>29</sup>

### 2.3. Konsequenzen eines globalen Peaks

Erdöl hat einen Anteil von ca. 32,6% am gesamten globalen Primärenergieverbrauch und ist damit der wichtigste aller fossilen Energieträger<sup>30</sup>. In Bereichen wie dem Transportsektor hat Erdöl sogar einen Anteil von 94,7% am Gesamtenergieverbrauch und es gibt bisher keine nennenswerten Alternativen. Im Flugverkehr sind es sogar 100%<sup>31</sup>. Rohöl ist darüber hinaus einer der wichtigsten Grundstoffe für chemische Erzeugnisse, wie Kunststoffe und andere Produkte des täglichen Bedarfs<sup>32</sup>. Im landwirtschaftlichen Bereich ist Rohöl Ausgangsmaterial für die Produktion von Düngemitteln, Pestiziden und Treibstoff für Landmaschinen sowie Fahrzeuge. Der Schwerpunkt liegt dennoch im Transportbereich, weil etwa 60 bis 70% der weltweiten Erdölproduktion für die Herstellung von Treibstoffen verwendet werden<sup>33</sup>. Diese Zahlen verdeutlichen, dass die ausreichende Verfügbarkeit von Erdöl für Industriegesellschaften von sehr großer Bedeutung ist.

Gleichzeitig verfügen viele Länder über keine oder nur geringe eigene Erdölreserven. Deutschland zum Beispiel muss ca. 97,7% seines jährlichen Erdölbedarfs importieren<sup>34</sup>. Die

<sup>29</sup> Quelle: Gates et al. 2014, S. 12.

<sup>30</sup> Vgl. BP 2016a, S. 1.

<sup>31</sup> Vgl. Almeida/Silva 2011, S. 1045.

<sup>32</sup> Vgl. Hirsch et al. 2005, S. 8.

<sup>33</sup> Vgl. Simmons 2007, S. 410ff.

<sup>34</sup> Vgl. BMWi, 2016, S. 13.

hohe Abhängigkeit vom Erdöl führt dazu, dass Versorgungsengpässe für industrialisierte Gesellschaften als Ganzes ein hohes Risiko darstellen, was die politischen Ölkrisen in den 1970er und 1980er Jahren eindrücklich aufzeigten<sup>35</sup>. Ein geologisch-technisch determiniertes Fördermaximum würde wegen des weiterhin schnell wachsenden Bedarfs, besonders in den aufstrebenden Schwellenländern, zu einer globalen Mangelsituation führen und dramatische Konsequenzen nach sich ziehen. Die systemische Relevanz und strategische Bedeutung des Erdöls führte dazu, dass zahlreiche staatliche und halbstaatliche Organisationen die möglichen Auswirkungen einer Versorgungskrise auf verschiedene gesellschaftliche Bereiche untersucht haben.

Zu den wichtigsten Auswirkungen eines globalen Peak-Oil zählen den Studien zufolge: Regionale und globale militärisch geführte Verteilungskonflikte um die verbleibenden Erdölreserven („Ressourcenkriege“)<sup>36</sup>.

Nahrungsmittelengpässe durch den Verlust mineralölbasierter Düngemittel und Pestizide, sowie Transport- und Verteilungsprobleme in den globalen Lieferketten für Nahrungsmittel zunächst in Entwicklungsländern, später auch in Industrieländern<sup>37</sup>.

Anstieg der Umweltbelastung durch den Wechsel zu anderen Energieträgern wie Holz (Abholzung), Kohle (Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen) und Nuklearenergie (radioaktive Strahlung)<sup>38</sup>.

Globale Konjunkturerinbrüche durch stark steigende Ölpreise, Inflation, Arbeitslosigkeit sowie Verfall von Lebensstandards<sup>39</sup>.

Zusammenbruch des globalen Wirtschaftssystems und der marktwirtschaftlich geprägten Volkswirtschaften durch einen Vertrauensverlust in Banken, Währungssysteme und ganze Staaten<sup>40</sup>.

Die oben genannten Beispiele zeigen auf, wie wichtig es ist, den Zeitpunkt eines globalen Ölfördermaximums zuverlässig prognostizieren zu können. Nur dann lassen sich wirksame Gegenmaßnahmen rechtzeitig vorbereiten<sup>41</sup>. Eine US-amerikanische Publikation aus dem Jahr 2005 schätzt die benötigte Zeit für die Implementierung von geeigneten

---

<sup>35</sup> Vgl. Hirsch et al. 2005, S. 13.

<sup>36</sup> Vgl. Planungsamt der Bundeswehr 2012, S. 18.

<sup>37</sup> Vgl. Simmons 2007, S. 412.

<sup>38</sup> Vgl. Gates et. al. 2014, S. 305ff.

<sup>39</sup> Vgl. Hirsch et al. 2005, S. 30.

<sup>40</sup> Vgl. Planungsamt der Bundeswehr 2012, S. 57ff.

<sup>41</sup> Vgl. Sorell et al. 2009, S. 2.



Anpassungsmaßnahmen auf ca. 20 Jahre<sup>42</sup>. Die Peak-Oil Theorie und das ihr zu Grunde liegende Glockenkurven-Modell haben nur deshalb eine so große Bekanntheit erlangt, weil deren Vertreter für sich in Anspruch nehmen, den Zeitpunkt zuverlässig prognostizieren zu können. Heute wissen wir, dass die meisten Prognosen der pessimistischen Peak-Oil Vertreter sich bisher nicht bewahrheitet haben

### 3. „The Party is Over“?

In den vorhergehenden Kapiteln wurde deutlich, dass die Peak-Oil-Theorie bestimmte Kernaussagen trifft:

- Öl ist eine endliche Ressource.
- Ein Preisanstieg von Erdöl ist unausweichlich.
- Das vorhandene Erdölvorkommen ist bestimmbar und prognostizierbar.
- Die Nachfrage nach Erdöl ist ungebrochen.

In den folgenden Abschnitten geht es deshalb darum, in der Diskussion um das Pro und Contra der Peak-Oil-Theorie diese Kernaussagen näher zu beleuchten und hinsichtlich ihrer Relevanz einzuordnen.

#### 3.1. Die Theorien über die Erdöilentstehung: Ist Öl eine endliche Ressource?

In der Vergangenheit fand man Erdöl durch einfaches Anbohren unterirdischer Lagerstätten in geologischen Formationen, ohne genau zu wissen wie diese entstanden sind<sup>43</sup>. Somit wusste man auch nicht, wo genau man nach Erdöl suchen sollte und wie ergiebig ein Vorkommen insgesamt ist. Weil diese beiden Fragen jedoch von großer Bedeutung für die Versorgungssicherheit und Suche nach Erdöl sind, entstanden zwei völlig gegensätzliche wissenschaftliche Hypothesen darüber, welche Prozesse zur Bildung von Lagerstätten führen. Diese beiden Theorien nennt man die biogene und die abiotische (alternativ abiogene oder nicht-biogene) Theorie der Erdöilentstehung. Obwohl es für die Richtigkeit beider Theorien

---

<sup>42</sup> Vgl. Hirsch et al. 2005, S. 5.

<sup>43</sup> Vgl. Barudis 2001, S. 22 ff.

viele Hinweise gibt, ist die Anzahl der wissenschaftlichen Belege, welche für die biogene Herkunft des Erdöls sprechen, deutlich größer<sup>44</sup>. Heute gehen deshalb so gut wie alle Forscher davon aus, dass Erdöl in extrem langen Zeiträumen aus urzeitlicher Biomasse entstanden ist. Dieser lange biogene Entstehungsprozess ist demzufolge der Grund, weshalb Erdöl ein endlicher fossiler Energieträger ist<sup>45</sup>. Die Peak-Oil-Hypothese ist häufig mit der Akzeptanz eines biogenen Ursprungs verbunden<sup>46</sup>. Allerdings kann keine der beiden Theorien mit hundertprozentiger Sicherheit widerlegt werden, sodass auch eine nicht-biogene Herkunft des Erdöls denkbar ist und teilweise als Argument in der Peak-Oil-Debatte genutzt wird<sup>47</sup>.

Die biogene Theorie der Erdöilentstehung basiert auf der Annahme, dass sich ein Großteil des uns bekannten Erdöls über einen sehr langen Zeitraum, vor mehreren hundert Millionen Jahren, unter ganz speziellen Bedingungen aus organischem Material gebildet hat und deshalb endlich ist. Erstmals beschrieben und veröffentlicht wurde diese Theorie schon im Jahr 1757 von dem russischen Naturforscher Michail Wassiljewitsch Lomonossow.

Dieser Theorie nach stammt der größte Anteil des uns heute bekannten Erdöls aus organischen Überresten von fossilen Meereslebewesen, die vor 500 bis 100 Millionen Jahren gelebt haben. Biologische Reste abgestorbenen Planktons sanken auf den Grund flacher urzeitlicher Meere und bildeten dort eine Schicht kohlenwasserstoffreichen Materials<sup>48</sup>. Dieses wurde im weiteren Verlauf von verschiedenen Ablagerungen, wie z.B. Sand und Tonmineral, überdeckt. Aufgrund des am Meeresboden herrschenden Sauerstoffmangels fanden keine natürlichen Zersetzungsprozesse statt, wodurch das organische Material konserviert wurde. Dieser Prozess wiederholte sich fortlaufend, womit immer neue Schichten aus organischem Faulschlamm und Sedimenten entstanden. Durch die Überlagerung mit immer neuen Rückständen wurden die Schichten zusammengedrückt, wobei Wasser entwich und verschiedene chemische Prozesse einsetzten. Am Ende dieses als Diagenese bezeichneten Vorgangs entstand das sogenannte „Muttergestein“, in dem sich im Anschluss Erdöl, aber auch Erdgas, bildeten<sup>49</sup>. Später sank das Erdölmuttergestein weiter in die Tiefe, wo Druck und Temperatur deutlich zunahmen. Die eigentliche Hauptphase der Erdöilentstehung beginnt ab

---

<sup>44</sup> Vgl. Höök et al. 2010, S. 1995.

<sup>45</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 288.

<sup>46</sup> Vgl. Tsatskin/Balaban 2008, S. 1826.

<sup>47</sup> Vgl. Höök et al. 2010, S. 1995.

<sup>48</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 287.

<sup>49</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 287ff.

etwa 50°C. Diesen Prozess nennt man Katagenese. In Abhängigkeit von der Temperaturerhöhung im weiteren Verlauf des Prozesses können sich nun Erdöl und/ oder Erdgas bilden. Erdöl entsteht dabei nur in einem sehr engen Temperaturbereich von ca. 50°C bis maximal 150°C. Dieser enge Temperaturbereich wird „Erdölfenster“ genannt. Bei mehr als 150°C entsteht nur noch Erdgas und kein Erdöl mehr.

Anschließend steigt der Druck auf die Gesteinsschichten weiter an, verdichtet diese und sorgt dafür, dass Erdöl und Erdgas innerhalb von kleinen Gesteinsporen im Muttergestein gespeichert werden und nicht mehr entweichen können. Mit der Zeit entstehen im Muttergestein aufgrund von Druckunterschieden jedoch kleine Risse, durch die Grundwasser eindringen kann. Weil Erdöl und Erdgas in der Regel eine geringere Dichte als Wasser aufweisen, beginnen sie durch Verwerfungen nach oben hin aufzusteigen und verteilen sich in durchlässigeren Schichten, z.B. aus Sandstein<sup>50</sup>. Treffen die Kohlenwasserstoffe auf ihrem Weg in Richtung Oberfläche auf undurchlässige Formationen aus Salz oder Fels, konzentrieren sich dort größere Mengen an Erdöl und Erdgas<sup>51</sup>. Diese natürlichen Ansammlungen werden als Lagerstätten, Reservoirs oder als „Erdölfelder“ bezeichnet

Entgegen der weitläufigen Meinung existieren unter der Erde keine großen unterirdischen Seen<sup>52</sup>, aus denen sich das Erdöl einfach herauspumpen lässt. Vielmehr sind Erdöl und Erdgas in feinen Gesteinsporen gespeichert. In den oberen Poren und Ritzen des Gesteins findet sich das leichtere Gas, darunter in der Regel das schwerere Öl und darunter das Grundwasser<sup>53</sup>. Die wichtige Erkenntnis, dass Erdöl und Erdgas in der Erdkruste mobil sind, die Erdölbildung also in anderen Schichten stattfindet als die Speicherung, wurde erst 1978 wissenschaftlich beschrieben und ermöglichte somit die vollumfängliche Erklärung der biogenen Entstehungsprozesse<sup>54</sup>. Man geht davon aus, dass sich auch heute noch einige wenige Millionen Barrel Öl jedes Jahr durch biogene Prozesse neu bilden<sup>55</sup>.

Neben der biogenen Entstehungstheorie gibt zwei moderne Haupttheorien zur abiogenen Entstehung von nennenswerten Erdölvorkommen. Die Erste der beiden Theorien bezeichnet man als die russisch-ukrainische Theorie der tiefen abiotischen Erdölenstehung, welche in Grundzügen schon 1951 in der ehemaligen Sowjetunion von Nikolai Alexandrovich

---

<sup>50</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 290ff.

<sup>51</sup> Vgl. Reich 2015, S. 24.

<sup>52</sup> Vgl. auch Barudio 2001, S. 23.

<sup>53</sup> Vgl. Reich 2015, S. 24.

<sup>54</sup> Vgl. Glasby 2006, S. 87.

<sup>55</sup> Vgl. Miller/Sorrell 2014, S. 4.

Kudryavtsev beschrieben wurde<sup>56</sup>. Anhänger dieser Theorie nehmen an, dass innerhalb des oberen Erdmantels, in einer Tiefe von ca. 40 bis 660 km unter der Erdoberfläche, große Mengen an nicht-biogenem Methan existieren. Unter hohem Druck und Temperatur laufen chemische Reaktionen ab, die dazu führen, dass sich Erdöl permanent aus diesem Methan neu bildet<sup>57</sup>. Demzufolge ist Erdöl also ein anorganisches Material, welches fortlaufend durch thermodynamische Prozesse entsteht und deshalb nicht endlich ist<sup>58</sup>. Publikationen zu dieser Theorie wurden nur in russischer Sprache veröffentlicht und waren in der westlichen Welt nahezu unbekannt.

Die zweite und bekanntere These zur abiotischen Erdölentstehung stammt von dem US-amerikanischen Astronomen Thomas Gold. Er entwickelte in den Jahren von 1979 bis 1998 auf Basis der russisch-ukrainischen Theorie ein eigenes Modell. Dieses wird als „Deep Gas“ Theorie bezeichnet<sup>59</sup>. Seiner Ansicht nach bilden sich die meisten tiefen Vorkommen von Erdöl und Erdgas aus Methan, sowie anderen Gasen nicht-biologischen Ursprungs direkt im Erdmantel und migrieren im Anschluss in den oberen Teil der Erdkruste. Dort angekommen dienen die Kohlenwasserstoffe als Energiequelle für Mikroben, die in der Tiefe ein eigenes mikrobiologisches Ökosystem, welches von Gold als „Deep Hot Biosphere“ bezeichnet wird, bilden. Die im Erdöl nachweisbaren Moleküle biologischen Ursprungs kommen demnach erst nachträglich in das Öl, was implizit als Beweis für eine abiotische Entstehung der Kohlenwasserstoffe gilt.

Als Astronom argumentierte Gold des Weiteren, dass in unserem Sonnensystem viele Kohlenwasserstoffvorkommen existieren, z.B. in Meteoriten, auf den Gasplaneten im äußeren Sonnensystem und anderen planetaren Festkörpern, die einen eindeutig abiotischen Ursprung besitzen müssen<sup>60</sup>. Um empirische Beweise für seine Theorien zu sammeln, führte Gold gemeinsam mit Partnern in Schweden zwei Versuchsbohrungen in einem Meteoritenkrater (Siljan-Ring) durch. Trotz des hohen Aufwands misslang das 50 Millionen D-Mark Vorhaben, weil die beiden kostspieligen Bohrungen entgegen der großen Erwartungen insgesamt nur 80 Barrel Rohöl von eher minderwertiger Qualität lieferten<sup>61</sup>.

---

<sup>56</sup> Vgl. Glasby 2006, S. 85.

<sup>57</sup> Vgl. Höök et al. 2010, S. 1997.

<sup>58</sup> Vgl. Glasby 2006, S. 85.

<sup>59</sup> Vgl. Tsatskin/Balaban 2008, S. 1827.

<sup>60</sup> Vgl. Höök et al. 2010, S. 1997.

<sup>61</sup> Vgl. Glasby 2006, S. 89.

Unter den Befürwortern der abiogenen Theorien gibt es unterschiedliche Ansichten darüber, wie schnell die chemischen Prozesse ablaufen, die zur Entstehung von Kohlenwasserstoffen führen. Vertreter einer „schwachen“ abiotischen Theorie gehen davon aus, dass diese Prozesse sehr langsam stattfinden und Erdöl somit schneller gefördert wird als es sich bildet. Es gibt aber auch Befürworter einer „starken“ abiotischen Theorie, nach der Erdöl wesentlich schneller entsteht und Ölquellen somit kontinuierlich wieder aufgefüllt werden<sup>62</sup>. Ein sehr bekannter Verfechter der „starken“ abiotischen Erdölentstehung war Fred Hoyle, ebenfalls ein Astronom. Seiner Ansicht nach enthielten die Gesteine, welche die Erde formten exorbitante Mengen an Kohlenwasserstoffen. Daraus folgerte er, dass sich in der Erde so viel Öl gebildet haben muss, dass dieses von der Menschheit nie vollständig verbraucht werden kann<sup>63</sup>. Allerdings gibt es keine fundierten wissenschaftlichen Beweise für eine „starke“ abiotische Entstehungstheorie. In Laborexperimenten gelang es bisher nur, die Bedingungen, welche in der Erdkruste herrschen zu simulieren und aus anorganischen Ausgangsmaterialien lediglich kleine Mengen höherer Kohlenwasserstoffe herzustellen<sup>64</sup>.

In Summe zeigen die Ausführungen in diesem Kapitel, dass unabhängig von der Theorie über die Erdölentstehung, Erdöl von der weit überwiegenden Masse der Forscher als endlicher Rohstoff einzustufen ist, d.h. wir verbrauchen mehr Erdöl, als Erdöl biogen oder abiogen entsteht.

### **3.2. Ist der Preisanstieg von Erdöl unvermeidlich?**

Die Peak-Oil-Theorie prognostiziert eine geologisch-technisch bedingte, starke Verknappung von Erdöl, und in der Folge steigende Preise. In den beiden folgenden Kapiteln untersuchen wir, was die ressourcenökonomische Theorie zu dem Entwicklungspfad des Erdölpreises aussagt und welchen Verlauf der Erdölpreis bisher empirisch genommen hat.

---

<sup>62</sup> Vgl. Höök et al. 2010, S. 2000.

<sup>63</sup> Vgl. Glasby 2006, S. 91.

<sup>64</sup> Vgl. u.a. Kolesnikov et al. 2009.

### 3.2.1. Die ressourcenökonomische Theorie

Die ökonomische Theorie über den Abbau einer erschöpfbaren bzw. endlichen Ressource startet üblicherweise mit dem Hotelling-Modell, dessen Implikationen schnell und einfach anhand eines 2-Perioden-Modells erklärt sind.<sup>65</sup>

Unterstellt man, dass die Grenzkosten des Abbaus gleich Null sind, und darüber hinaus, dass in beiden Perioden die Nachfrage nach der Ressource gleich  $P=10-X$  sei, mit  $P$  gleich dem Preis und  $X$  gleich der Menge, dann würde bei unendlicher Verfügbarkeit der Ressource und in einer Situation vollkommenen Wettbewerbs ( $\text{Preis}=\text{Grenzkosten}=0$ ) in beiden Perioden die Sättigungsmenge  $X=10$  nachgefragt werden.

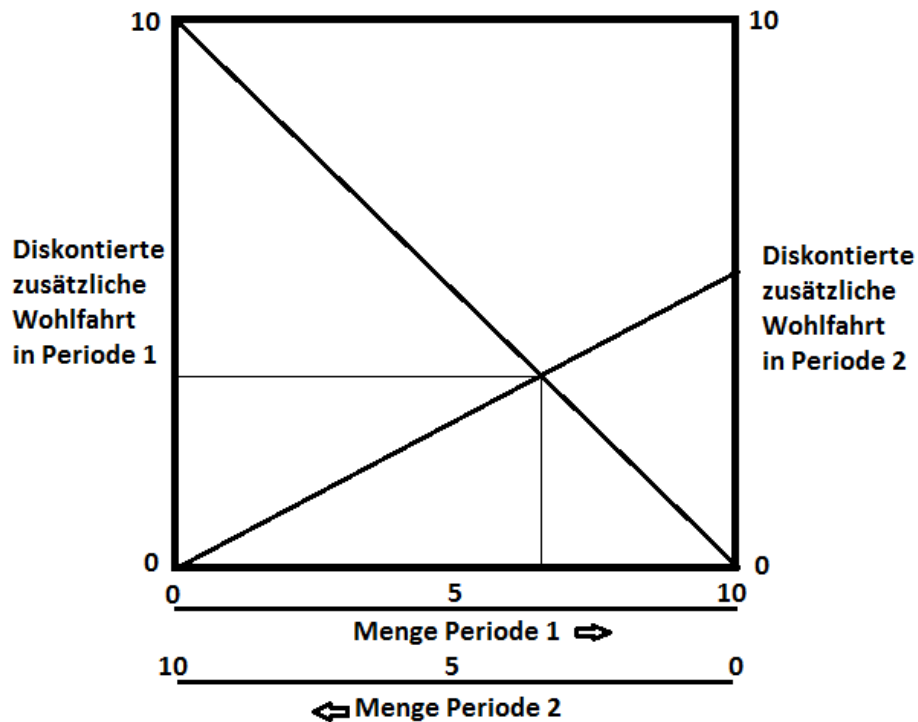


Abbildung 07: Aufteilung einer erschöpfbaren Ressource im 2-Perioden-Modell

Beschränkt man nun die Ressource und nimmt an, dass in den zwei Perioden zusammen maximal 10 Einheiten ( $X_1+X_2=10$ ) zur Verfügung stehen, muss eine Aufteilung der Ressource auf beiden Perioden stattfinden. Die Gesamte Fläche unter der Nachfragekurve entspricht der Konsumentenrente bzw. der Gesamtwohlfahrt. Der Zuwachs der Nettowohlfahrt

<sup>65</sup> Eine ähnliche Darstellung des 2-Perioden-Modells findet man Tietenberg/Lewis (2015).

(=ZNW) von Periode 1 entspricht exakt der Nachfragekurve, d.h.  $ZNW_1 = 10 - X_1$ , für Periode 2 erhält man den Zuwachs der Nettowohlfahrt, wenn man die Nachfrage mit dem Realzins (=r) abzinst, d.h.  $ZNW_2 = 1/(1+r) \cdot (10 - X_2)$  (s. Abbildung 07). Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt aus beiden Perioden ist maximal, wenn der Zuwachs an Nettowohlfahrt in beiden Perioden identisch ist (Schnittpunkt der beiden Grafen in Abbildung 07). Setzt man  $ZNW_1 = ZNW_2$  unter der Nebenbedingung, dass  $X_1 + X_2 = 10$  erhält man für  $X_1 = (1+r)/(2+r) \cdot 10$  und für  $X_2 = 1/(2+r) \cdot 10$ . Man sieht, dass in Periode 1 mehr als die Hälfte von 10 von der Ressource verbraucht wird, in Periode 2 weniger als die Hälfte von 10 (s. Abbildung 07). Setzt man diese Mengen in die Nachfragegleichung ein, erhält man als Preis für die erste Periode  $P_1 = 1/(2+r) \cdot 10$  und als Preis für die zweite Periode  $(1+r)/(2+r) \cdot 10$ . Daraus folgt  $P_2/P_1 = (1+r)$ , d.h. der Preis steigt von Periode 1 zu Periode 2 entsprechend dem Realzins an.

Verallgemeinert man diese Überlegungen und wendet sie auf ein n-Perioden-Modell an, erhält man die Hotelling-Regel, nach der die Preise für eine erschöpfbare Ressource im Zeitablauf exponentiell in Höhe des Realzinses ansteigen. Daraus folgt, dass die Abbaurate der Ressource einer Funktion mit rechtsgekrümmten, streng monoton fallenden Verlauf folgt, d.h. die Reduzierung der Fördermengen nimmt von Periode zu Periode zu!<sup>66</sup>

Realistischere Grenzkostenverläufe, z.B. anfangs sinkende, später steigende Förderkosten, die eher den Überlegung von Hubbert entsprechen, können tatsächlich unter bestimmten Bedingungen eine glockenförmige Abbaurate zur Folge haben und entsprechen vom Verlauf her faktisch dem, was die Peak-Oil-Anhänger propagieren. Darüber hinaus muss betont werden, dass der Preisanstieg der Ölförderung sich aus dem Anstieg der Grenzkosten plus dem Realzins ergibt. D.h. der Preisanstieg ist steiler als in den üblichen, zur Anwendung kommenden Modellen und dementsprechend die Kürzung der Förderung drastischer.<sup>67</sup>

Ein weiterer wichtiger Baustein in der Weiterentwicklung dieser Theorie ist die Einbeziehung der Backstop-Technik. Eine Backstop-Technik ist ein alternativer, jedoch teurerer Energieträger. Die Knappheitsrente (=Preis minus Grenzkosten) dieser Backstop-Technik determiniert den Abbaupfad des günstigeren Energieträgers. Der Hotelling-Preispfad beschreibt nun einen stetigen Übergang von dem kostengünstigen aber knappen Energieträger zum nächst besten, doch weniger knappen Energieträger. Im Vergleich zu einer

---

<sup>66</sup> Vgl. Hotelling (1931).

<sup>67</sup> Tavonen (1997) und Krautkraemer (1998) S. 2078ff..

Welt ohne Backstop-Technologie wird der Abbau der nicht erneuerbaren Ressource beschleunigt. Darüber hinaus führen sinkende Backstop-Kosten und auch die Ungewissheit über die zukünftigen Kosten der Backstop-Technik zu einem stärkeren Abbau und niedrigeren Preisen der nicht erneuerbaren Ressource.<sup>68</sup>

Alle Theorien prognostizieren steigende Erdölpreise, leiden allerdings unter einem fundamentalen Mangel: Sie determinieren einen fixen Pfad der Abbaukosten und der Nachfrageentwicklung. Disruptive Innovationen bei den Abbautechniken oder disruptive Veränderungen der Nachfrage, sei es durch das Aufkommen von Substitutionsmöglichkeiten oder durch das Verändern der rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. umweltpolitische Auflagen) sind nicht im Modell integriert, da ungewiss, nicht vorhersehbar und nicht kalkulierbar.

Als Resümee lässt sich konstatieren, dass auch standard-ressourcenökonomische Modelle den Überlegungen der Peak-Oil-Theorie nicht widersprechen. Je mehr das Vorkommen ausgebeutet wird, desto höher sind die Preise für Öl und desto geringer wird die Erdölförderung sein. Allerdings bleiben in allen theoretischen Überlegungen disruptive Veränderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite unberücksichtigt.

### 3.2.2. Die statistische Zeitreiheneigenschaft des Ölpreises

In Abbildung 08 sieht man den Verlauf des nominalen und realen (=inflationbereinigten) Ölpreis seit Ende des 2. Weltkriegs. Der reale Ölpreis wurde als Quotient aus dem WTI-Preis und dem USA-Konsumentenpreisindex berechnet.<sup>69</sup> Real ist die Preisentwicklung bei Erdöl weniger dynamisch als nominal. Während beim nominalen Ölpreis das Verhältnis zwischen Maximal- und Minimalwert 114:1 (133,88 zu 1,17 US\$/bbl) beträgt, ist das Verhältnis beim realen Ölpreis „nur“ 7:1 (329,75 zu 34,46). Allerdings schlagen auch bei dem realen Ölpreis die gleichen politischen bzw. wirtschaftlichen Großereignisse durch und führen zu einem ähnlichen Muster bei den Ausschlägen wie bei dem nominalen Ölpreis. Die Betrachtung des Kurvenverlaufs im historischen Kontext ermöglicht die Identifikation von Faktoren, die einen relevanten Einfluss auf die Ölpreisentwicklung in der Vergangenheit hatten.

---

<sup>68</sup> Vgl. Dujmovits (2009) S. 5 ff.

<sup>69</sup> Als Datenbasis dient die Zeitreihen „Crude Oil Prices: West Texas Intermediate (WTI) - Cushing, Oklahoma, Dollars per Barrel, Monthly, Not Seasonally Adjusted“. Die Deflationieren der Zeitreihe erfolgte mit „US Consumer Price Index for All Urban Consumers: All Items, Index 1982-1984=100, Monthly, Not Seasonally Adjusted“.



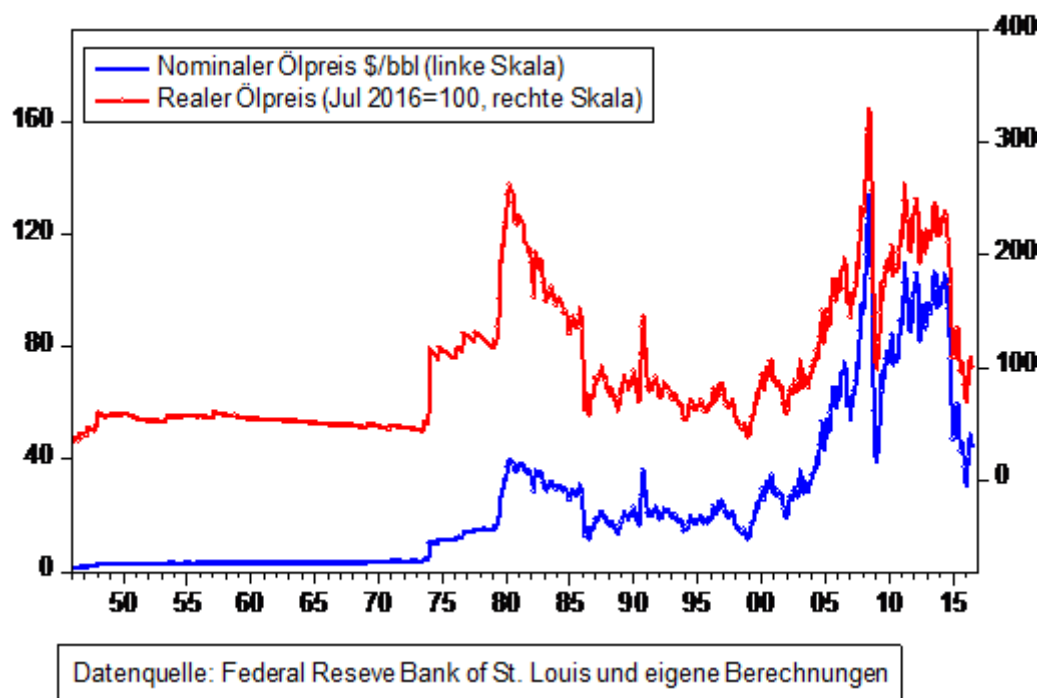


Abbildung 08: Nominaler und Realer Ölpreis (1946-2016)

Noch Anfang des 20. Jahrhunderts hatte das Erdöl für Staaten keine besondere Bedeutung, da ein Großteil der Energieversorgung durch heimische Kohlevorräte abgesichert war. Das änderte erst die zunehmende Verbreitung des Verbrennungsmotors, vor allem für militärische Zwecke ab etwa 1909. In Großbritannien stellte die *Royal Navy* die Antriebe ihrer Kriegsschiffe von Kohle auf Öl um<sup>70</sup>. Während des Ersten Weltkriegs (ab 1915) wurden zum ersten Mal in der Geschichte motorisierte Fahrzeuge für die Kriegsführung eingesetzt<sup>71</sup>. Erdöl entwickelte sich dadurch zu einer kriegswichtigen Ressource von strategischer Bedeutung<sup>72</sup>. Nach dem Ersten Weltkrieg stieg die Abhängigkeit von Erdöl nicht nur aus militärischen Gründen weiter an, sondern auch aus wirtschaftlichen, weil Erdöl in immer mehr Bereichen die Kohle zu substituieren begann. Auch im 2. Weltkrieg spielte die Ölversorgung für alle Kriegsteilnehmer eine entscheidende Rolle: Das Ölembargo der USA gegen Japan führte 1941 zum Angriff der japanischen Marine auf Pearl Harbor und in der Folge zum Kriegseintritt der USA<sup>73</sup>. Gleichzeitig versuchte das nationalsozialistische Deutschland seine Ölversorgung durch die

<sup>70</sup> Vgl. Barudio 2001, S.294 ff.

<sup>71</sup> Vgl. Yergin 1991, S.167 ff.

<sup>72</sup> Vgl. Yergin 1991, S. 288 ff (Hinweis des Autors: Bildbeschreibung über Abbildung: 30 und 31).

<sup>73</sup> Vgl. Yergin 1991, S. 316 ff.

synthetische Herstellung von Rohöl aus Kohle und durch Eroberungen von Fördergebieten zu sichern, was im Verlauf des Krieges jedoch nicht gelang<sup>74</sup>. Noch während des Krieges wurden enorme Ölvorkommen am Persischen Golf entdeckt, weshalb sich dort die Ölförderung nach dem zweiten Weltkrieg stark ausweitete. Geopolitisch übernahmen die USA, als aufsteigende Supermacht, die militärische Absicherung arabischer Ölquellen, indem sie Saudi-Arabien umfangreiche Sicherheitsgarantien einräumten<sup>75</sup>. Ab 1947 begannen hauptsächlich US-amerikanische Ölkonzerne dort mit dem systematischen Ausbau der Erdölförderung und der Verteilungsinfrastruktur, z.B. durch den Bau von Pipelines<sup>76</sup>, die auch Teile Europas mit arabischem Öl versorgten. In den 1950er und 1960er Jahren kam es darauf hin zu einem kräftigen Wirtschaftsaufschwung in Westeuropa und den USA. Die Folgen waren Massenmotorisierung, die Ausweitung des Straßenbaus und ein steigender Öl-Konsum<sup>77</sup>. Öl wurde zu einem unverzichtbaren Grundstoff in der chemischen Industrie, der Landwirtschaft und der Konsumgüterproduktion. Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch stieg deutlich auf Kosten der Kohle<sup>78</sup>. Kontrolliert wurde die globale Lieferkette fast ausschließlich von privaten Ölkonzernen, die mit den Ländern am Persischen Golf langfristige Verträge geschlossen hatten und so gegen Abgaben Öl fördern konnten. Für die geopolitische Absicherung waren die USA und zum Teil auch Großbritannien verantwortlich. Ende der 1950er Jahre prallten erstmals unterschiedliche Interessen von privaten Konzernen und Ölstaaten aufeinander. Weil es zu keiner Einigung kam, mündete der Streit zwischen den Erdölstaaten und den Konzernen 1960 in der Gründung der „Organization of Petroleum Exporting Countries“ (OPEC)<sup>79</sup>. Die OPEC wurde geschaffen, um die einzelnen Interessen der Ölstaaten zu bündeln und so deren Verhandlungsposition gegenüber den Konzernen zu verbessern<sup>80</sup>. Nach ihrer Gründung wurde die OPEC zunächst kaum wahrgenommen, was sich jedoch 1970 schlagartig änderte. Die Mitgliedsländer der OPEC nutzten Neuverhandlungen mit den privaten Ölkonzernen dazu, zahlreiche Verstaatlichungen voranzutreiben und sich so das Eigentum an den Ölquellen in ihren Ländern zu sichern<sup>81</sup>. Ihre neu erworbene Marktmacht nutzten die Ölstaaten 1973 aus, um die westliche Staatengemeinschaft ökonomisch und

---

<sup>74</sup> Vgl. Barudio 2001, S. 305 ff.

<sup>75</sup> Vgl. Bukold 2009a, S.20.

<sup>76</sup> Vgl. Bukold 2009a, S.21.

<sup>77</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 22.

<sup>78</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 22.

<sup>79</sup> [http://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/24.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm), zuletzt abgerufen am 29.08.2016.

<sup>80</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 30.

<sup>81</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 31 ff.

politisch unter Druck zu setzen. Die OPEC verhängte zum ersten Mal in ihrer Geschichte ein Ölembargo gegen zahlreiche Staaten, hauptsächlich jedoch gegen die USA, wegen deren Einmischung in den Syrisch-Ägyptischen Krieg gegen Israel<sup>82</sup>. In der Folge stiegen die Ölpreise rasant von 4,31 US\$/bbl auf 10,11 US\$/bbl im Januar 1974 (s. Abbildung 08) und stürzten die Industriestaaten auf Grund ihrer hohen Abhängigkeit von Rohölimporten in eine tiefe wirtschaftliche und politische Krise. Erst 1974 lösten sich die Spannungen auf diplomatischem Weg<sup>83</sup>. Als Konsequenz aus den Ereignissen wurde 1974 die internationale Energieagentur (IEA) in Washington gegründet<sup>84</sup>. Diese sollte bei zukünftigen Versorgungskrisen eine koordinierte Reaktion ihrer Mitglieder gegenüber der OPEC ermöglichen<sup>85</sup>. Darüber hinaus wurde der Aufbau von sogenannten strategischen Ölreserven (Strategic Petroleum Reserves = SPR) beschlossen, die dazu dienen sollten die Auswirkungen akuter Versorgungskrisen zumindest zeitweise abzumildern. In den Jahren von 1979 bis 1981 kam es zu einer weiteren weltweiten Ölkrise, die von den Industriestaaten jedoch auf Grund unausgereifter Reaktionsmechanismen noch nicht wirksam bekämpft werden konnte. Hauptauslöser für diese Krise war der Ausfall großer Fördermengen im Iran. Der Angebotsrückgang führte fast unverzüglich zu einem Anstieg der Ölpreise um 20%, wobei Befürchtungen laut wurden, dass das gesamte System der globalen Ölversorgung zusammenbrechen könnte. An den internationalen Ölmärkten machte sich in der Folge Panik breit, wobei Hamsterkäufe, Spekulation und Engpässe zu einem Angebotsdefizit. Der Ölpreis stieg von fast 15 US\$/bbl (Jan. 1979) auf fast 40 US\$/bbl (April 1980, s. Abbildung 08), was in vielen Teilen der Welt zu einem Einbruch des Wirtschaftswachstums führte. Industrienationen reagierten auf die Krise, indem sie anfangen ihren Energieverbrauch aktiv zu senken. Besonders in Westeuropa und in Japan wurden große Anstrengungen unternommen, um Energie einzusparen, und so die Abhängigkeit von Rohölimporten zu reduzieren<sup>86</sup>. Die Krise endete 1982 aus verschiedenen Gründen, z.B. einem deutlichen Nachfragerückgang wegen des Konjunkturreinbruchs und der Sparbemühungen. Darüber hinaus wurden neue Ölvorkommen in der Nordsee, in Alaska und im Golf von Mexiko erschlossen. In der Folge entwickelten sich bis zum Beginn der 90er Jahre gewaltige Reservekapazitäten. Dieser Anstieg beendete die großen Befürchtungen bezüglich

---

<sup>82</sup> Vgl. Yergin 1991, S. 588 ff.

<sup>83</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 36.

<sup>84</sup> IEA (1994)

<sup>85</sup> Vgl. Yergin 1991, S. 630.

<sup>86</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 47.

einer drohenden Energiekrise abrupt<sup>87</sup>. Selbst als 1990 der 1. Golfkrieg ausbrach, stieg der Ölpreis auf Grund von Spekulationen nur kurzzeitig von 18 US\$/bbl auf fast 40 US\$/bbl (s. Abbildung 08). Die USA setzten daraufhin 1991 zum ersten Mal einen Teil ihrer strategischen Ölreserven frei, um den Produktionsausfall des Iraks und Kuwaits zu kompensieren, was zur Beruhigung der Situation auf den globalen Ölmärkten führte. Nach dem ersten Golfkrieg wechselten sich mehrere Phasen von Überangeboten und Marktgleichgewichten ab, während die Ölpreise zwischen 20 US\$/bbl und ca. 10 US\$/bbl schwankten<sup>88</sup>. Erst nach dem Jahrtausendwechsel stieg die Ölnachfrage vor allem in den Schwellenländern (BRIC-Staaten) exponentiell an und führte in der Folge zu neuen Verknappungsängsten und pessimistischen Prognosen in Bezug auf die Verfügbarkeit von Erdöl. Juni und Juli 2008 lag der monatliche Durchschnittspreis für Öl bei über 133 US\$/bbl (s. Abbildung 08). Die amerikanische Finanzkrise lies den Ölpreis im Februar 2009 auf unter 40 US\$/bbl fallen. Nach einer kurzen Regeneration auf über 100 US\$/bbl brach der Ölpreis u.a. wegen einer kräftigen Eintrübung des internationalen Konjunkturumfelds und eines Überangebots von Öl wegen der neuen Fracking-Technologie ab Oktober 2014 ein und hält sich seit einem Jahr in einem Band von 40-50 US\$/bbl.

Den ressourcenökonomischen Theorien zufolge, sollte der reale Ölpreis im Lauf der Zeit steigen, d.h. einen steigenden Trend haben. Die Tests auf Zeitreiheneigenschaft, ob der reale Ölpreis eher als langfristig konstant oder eher als trendbehaftet gelten kann, hängen naturgemäß von dem gewählten Datenzeitraum ab. Allerdings sind die Ergebnisse unabhängig vom gewählten Datenzeitraum (Jan 1946-Juli 2016 alternativ Jan 2000-Juli 2016) ähnlich. Macht man sich die mangelnde Trennschärfe der Tests bewusst, seien folgende vorsichtige Schlussfolgerungen erlaubt:

Augmented-Dickey-Fuller Tests<sup>89</sup> deuten darauf hin, dass der Ölpreis einem Random-Walk ohne Drift folgt. Dies impliziert, dass der reale (logarithmierte) Ölpreis einen stochastischen Trend beinhaltet.

Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin-Tests<sup>90</sup> signalisieren, dass der reale (logarithmierte) Ölpreis trendstationär ist, d.h. er folgt einem linearen Trend.

---

<sup>87</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 50 ff.

<sup>88</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 54 ff.

<sup>89</sup> Vgl. Dickey/Fuller (1979).

<sup>90</sup> Vgl. Kwiatkowski (1992).

Darüber hinaus zeigen Kointegrationsanalysen<sup>91</sup>, dass der nominale (logarithmierte) Ölpreis und das (logarithmierte) US-Konsumentenpreisindex zwar kointegriert sind, allerdings die Elastizität des Konsumentenpreisindex hinsichtlich des nominalen Ölpreis mit einem Wert von 1,65 signifikant größer als 1 ist (Irrtumswahrscheinlichkeit < 5%), d.h. eine 1%ige Inflation geht mit einer 1,65%igen Erhöhung des Ölpreises einher. Wenn der nominale Ölpreis signifikant stärker wächst als das allgemeine Preisniveau, ist dies ein weiterer Hinweis darauf, dass der reale Ölpreis nicht stationär bzw. als im Trend steigend angenommen werden darf.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bis zum heutigen Zeitpunkt ein statistisch gesehen im Trend steigender Ölpreis beobachtet werden konnte. Allerdings ist der Ölpreis sehr volatil. Diese Eigenschaft fällt sofort ins Auge und ist auch aus ökonomischer Sicht betrachtet gewichtiger. Die starken Schwankungen des Ölpreises werden durch politische und große weltwirtschaftliche Ereignisse verursacht. D.h., der Ölpreis ist vor allem ein Spielball politischer und strategischer Interessen verschiedenster Akteure.

Null Hypothesis: LOG(R_OIL) has a unit root		
Exogenous: None		
Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=20)		
	t-Statistic	Prob.*
<b>Augmented Dickey-Fuller test statistic</b>	<b>0.100510</b>	<b>0.7143</b>
Test critical values:		
1% level	-2.567702	
5% level	-1.941198	
10% level	-1.616447	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Tabelle 01: Augmented-Dickey-Fuller-Test für den logarithmierten realen Ölpreis

<sup>91</sup> Johansen (1995).

Null Hypothesis: LOG(R\_OIL) is stationary  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Bandwidth: 23 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel

	LM-Stat.
<b>Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin test statistic</b>	<b>0.164035</b>
Asymptotic critical values*:	
1% level	0.216000
5% level	0.146000
10% level	0.119000
<b>*Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992, Table 1)</b>	
Residual variance (no correction)	0.165971
HAC corrected variance (Bartlett kernel)	3.412742

Tabelle 02: Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin-Test für den logarithmierten realen Ölpreis

Date: 25/08/16 Time: 19:20  
 Sample (adjusted): 1946M06 2016M07  
 Included observations: 842 after adjustments  
 Trend assumption: No deterministic trend (restricted constant)  
 Series: LOG(N\_OIL) LOG(CPI)  
 Lags interval (in first differences): 1 to 4

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.047795	48.79790	20.26184	0.0000
At most 1	0.008940	7.561047	9.164546	0.0998

Trace test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level  
 \* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level  
 \*\*Mackinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Unrestricted Cointegration Rank Test (Maximum Eigenvalue)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Max-Eigen Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.047795	41.23685	15.89210	0.0000
At most 1	0.008940	7.561047	9.164546	0.0998

Max-eigenvalue test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level  
 \* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level  
 \*\*Mackinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Normalized cointegrating coefficients (standard error in parentheses)

LOG(N_OIL)	LOG(CPI)	C
1.000000	-1.652721 (0.18543)	6.025016 (0.84546)

Tabelle 03: Test auf Kointegration<sup>92</sup> von nominalen Ölpreis und US-Konsumentenpreisindex

<sup>92</sup> Hannan-Quinn-Information-Kriterium empfiehlt eine optimal Laglänge von 4.

### 3.3. Erdölvorkommen: Wie viel Erdöl haben wir?

Weltweit gibt es mehrere tausend Rohölsorten, die teilweise deutliche Qualitätsunterschiede aufweisen. Zwei Merkmale haben sich für die Bestimmung der Qualität durchgesetzt: die Dichte und der Schwefelgehalt. Enthält ein Rohöl weniger als 0,5% Schwefel, spricht man von „süßem Öl“, bei mehr als 0,5% von „saurem Öl“<sup>93</sup>. Grundsätzlich gilt: je niedriger der Schwefelgehalt, umso hochwertiger ist die geförderte Erdölsorte. Die Dichte von Rohöl wird in einer vom *Amercian Petroleum Institut* (API) entwickelten Einheit, dem API-Grad gemessen. Je höher dieser Wert, umso leichter ist das Rohöl und umso hochwertiger. Die Höherwertigkeit von leichtem und süßem Öl ergibt sich daraus, dass es sowohl leichter gefördert, als auch leichter zu wertvolleren Mineralölprodukten verarbeitet werden kann<sup>94</sup>.

Hinsichtlich der Lagerstättegeologie und der Viskosität des Öls und damit letztlich des zur Ölförderung und Ölweiterverarbeitung nötigen Aufwandes unterscheidet man im Allgemeinen unkonventionelles und konventionelles Erdöl.

Konventionelles Erdöl umfasst Schweröl, Leichtöl, Kondensate und sog. Natural Gas Liquids (NGL) (s. Abbildung 09). Kondensate sind sehr leichte flüssige Kohlenwasserstoffe, die als Nebenprodukt bei der Erdölförderung entstehen und typischerweise eine Dichte von 50-75° API haben. Als Leichtöl bezeichnet man alle Rohöle mit einer Dichte über 20° API bis 45° API. Der Begriff Natural Gas Liquids (NGL) umfasst all diejenigen Fraktionen von Erdgas, die bei normalen Temperaturen flüssig sind, oder unter geringem Druck leicht verflüssigt werden können und bei der Gasförderung als Nebenprodukt anfallen<sup>95</sup>.

---

<sup>93</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 292.

<sup>94</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 66.

<sup>95</sup> Vgl. Miller/Sorrell 2014, S. 4.

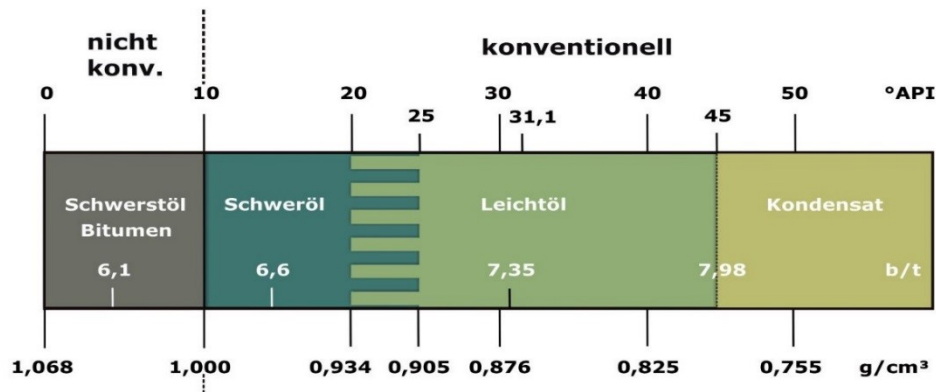


Abbildung 09: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte<sup>96</sup>

Ölsande, Ölschiefer, Schieferöl und Schwerstöl repräsentieren unkonventionelles Erdöl<sup>97</sup>. Schwerstöle sind Erdöle, welche deutlich schwerer als Wasser, und darüber hinaus sehr zähflüssig sind (Dichte unter 10° API)<sup>98</sup>. Ölsande bzw. Teersande sind natürlich vorkommende Gemische aus Sand, Wasser, Tonmineral und Bitumen. Schweröl, als auch Ölsand sind extrem zähflüssig und können nur mit speziellen Verfahren gefördert werden. Ölschiefer ist Gestein, das kein Erdöl enthält sondern eine Vorstufe davon, ein organisches Material, welches als Kerogen bezeichnet wird. Ölschiefer lässt sich entweder direkt verbrennen, oder es kann daraus synthetisches Erdöl hergestellt werden<sup>99</sup>. Schieferöl<sup>100</sup> hingegen ist in der Regel ein leichtes, flüssiges und qualitativ hochwertiges Erdöl<sup>101</sup>, das in relativ undurchlässigen Gesteinsschichten verblieben ist. Dieses sogenannte „Light Tight Oil (LTO)“ (z.B das US-Fracking-Öl) kann ausschließlich mit speziellen Förderverfahren gewonnen werden, weshalb es trotz einer Dichte von mehr als 10°API den unkonventionellen Erdölen zugeordnet wird<sup>102</sup>. Aus Kohle (Coal-to-Liquids/ CTL) oder Erdgas (Gas-to-Liquids/GTL) synthetisierte flüssige Kohlenwasserstoffe, sowie aus Biomasse erzeugte Erdölsubstitute („*Biofuels*“) werden nicht als unkonventionelles Erdöl bezeichnet, sondern als unkonventionelle flüssige Kohlenwasserstoffe („*Non Conventional Liquids*“). Nur konventionelles und unkonventionelles

<sup>96</sup> Quelle: BGR, 2014, S. 125.

<sup>97</sup> Vgl. Bukold 2009b, S. 39.

<sup>98</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 310.

<sup>99</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 310.

<sup>100</sup> Manchmal wird der Terminus „Schieferöl“ fälschlicherweise für aus Ölschiefer gewonnenes synthetisches Rohöl verwendet.

<sup>101</sup> Im engeren Sinne wäre Schieferöl, den physikalischen Eigenschaften nach, „konventionelles Erdöl“.

<sup>102</sup> Vgl. Neukirchen/Ries, 2014, S. 303.



Erdöl stellen Erdöl im engeren Sinne dar („*All Oil*“). Erdöl im engeren Sinne und unkonventionelle flüssige Kohlenwasserstoffe werden in der Gruppe aller flüssigen Kohlenwasserstoffe („*All Liquids*“) zusammengefasst<sup>103</sup>.

Nur ein kleiner Teil aller bekannten Erdölvorkommen lässt sich unter bestimmten Umständen auch tatsächlich fördern. Diese gewinnbaren Erdölvorkommen bezeichnet man als Reserven und Ressourcen. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe definiert Reserven als:

*„ [...] die Mengen eines Energierohstoffes, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können.“<sup>104</sup>*

Der Begriff Ressourcen hingegen wird von der BGR wie folgt definiert:

*„ Ressourcen sind die Mengen eines Energierohstoffes, die geologisch nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können und die Mengen, die nicht nachgewiesen sind, aber aus geologischen Gründen in dem betreffenden Gebiet erwartet werden können.“<sup>105</sup>*

Betrachtet man die oben genannten Begriffsbestimmungen genauer, so wird deutlich, dass sowohl Reserven als auch Ressourcen keine fixen Größen sind, sondern von technischen und ökonomischen Faktoren beeinflusst werden. Reservenschätzungen spiegeln somit nur den aktuellen Kenntnisstand und die aktuellen Rahmenbedingungen der Erdölförderung wieder. Deshalb können sie sich im Zeitablauf sehr stark verändern, auch wenn die Anpassung der Reservenmengen in der Realität häufig nicht vorgenommen wird<sup>106</sup>.

Unsicherheiten bei der Schätzung von Reserven- und Ressourcenmengen entstehen auch dadurch, dass die absolute in der Erdkruste vorhandene Erdölmenge nicht mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden kann, weil sie sich nicht direkt beobachten und messen lässt<sup>107</sup>. Erdölvorkommen werden immer nur punktuell durch Erkundungsbohrungen oder über seismische Methoden erfasst<sup>108</sup>. Aus diesem Grund stellen alle Angaben zu Reserven und Ressourcen immer ungenaue Schätzungen dar, die entweder mit deterministischen oder probabilistischen Ansätzen vorgenommen werden. Bei den probabilistischen Ansätzen werden drei verschiedene Klassen von Reserven gebildet:

---

<sup>103</sup> Vgl. Miller/Sorrell 2014, S. 7f.

<sup>104</sup> Siehe BGR 2009, S. 23.

<sup>105</sup> Siehe BGR 2009, S. 24.

<sup>106</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 93.

<sup>107</sup> Vgl. BGR 2009, S. 22.

<sup>108</sup> Vgl. Bukold 2009a, S. 94.

*P90-Reserven:* P90-Reserven sind sichere Reserven die nachgewiesen wurden und bei denen eine Wahrscheinlichkeit von 90% besteht, dass die tatsächlich vorhandene Menge größer ist als die ursprünglich geschätzte Menge.

*P50-Reserven:* P50-Reserven sind wahrscheinliche Reserven. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Reserven als zu hoch oder zu niedrig eingeschätzt werden beträgt 50%.

*P5/P10-Reserven:* Diese möglichen Reserven sind dadurch gekennzeichnet, dass bei ihnen nur eine Wahrscheinlichkeit von 5% bzw. 10% besteht dass die tatsächlich vorhandene Menge über der zunächst angenommenen Reservenmenge liegt<sup>109</sup>.

Deterministische Reservenangaben weisen keine Wahrscheinlichkeiten aus, sondern werden nur als „sicher“ (1P/proved), „wahrscheinlich“ (2P/proved and possible) oder „möglich (3P/proved and possible plus probable) ausgewiesen<sup>110</sup>. Dieses gängige System für die Einteilung von Reserven und Ressourcen stammt von der *Society of Petroleum Engineers* (SPE) und wird als Petroleum Resource Management System (PRMS) bezeichnet<sup>111</sup>.

Die oben genannten Definitionen und Ansätze für die Schätzungen zeigen auch auf, dass Reservenmengen als auch Ressourcenmengen nicht immer klar voneinander abgegrenzt werden können. Erdölvorkommen, die zunächst als Ressourcen klassifiziert wurden, können durch verschiedene Faktoren zu großen nutzbaren Reserven werden<sup>112</sup>. Besonders die probabilistischen Methoden zur Abschätzung der Vorratssituation führen dazu, dass es häufig zu Höherbewertungen von bereits bekannten Erdölvorkommen kommt. Diese nachträgliche Höherbewertung von bereits bekannten Erdölvorkommen nennt man Reservenwachstum („*Reserve-Growth*“). Das Reservenwachstum in bekannten Erdölfeldern entsteht vor allem durch:

Eine bessere Kenntnis einzelner Erdölvorkommen durch die fortschreitende geologische Untersuchung der Lagerstätten.

Verbesserte Fördertechniken, die einen größeren Anteil des in einer Lagerstätte vorhandenen Erdöls zugänglich machen.

Veränderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen, z.B. durch einen Anstieg der Ölpreise oder durch Kostensenkungen bei der Förderung.

---

<sup>109</sup> Vgl. Miller/Sorrell 2014, S. 8.

<sup>110</sup> Vgl. BGR 2009, S. 25.

<sup>111</sup> Vgl. SPE et al. 2007.

<sup>112</sup> Vgl. Reich 2015, S. 153.

Statistische Effekte, z.B. durch Neudefinitionen oder die Änderung der Schätzmethoden<sup>113</sup>. In den meisten öffentlich verfügbaren Statistiken werden die Neubewertungen bereits bekannter Erdölvorkommen, als auch neu entdeckte Mengen nicht getrennt ausgewiesen. Die nach deterministischen Methoden ausgewiesenen sicheren Erdölreserven sind aus diesem Grund im Vergleich zum Jahr 2005 kräftig angestiegen<sup>114</sup> (s. Abbildung 10). Einer der wichtigsten Gründe für dieses große Reservenwachstum ist, dass kanadische Ölsande, venezolanische Schwerölvorkommen und das US-Fracking-Öl, welche vorher z.T. nur als Ressourcen ausgewiesen waren, nach einer Neubewertung teilweise zu den Reserven hinzugerechnet werden<sup>115</sup>.

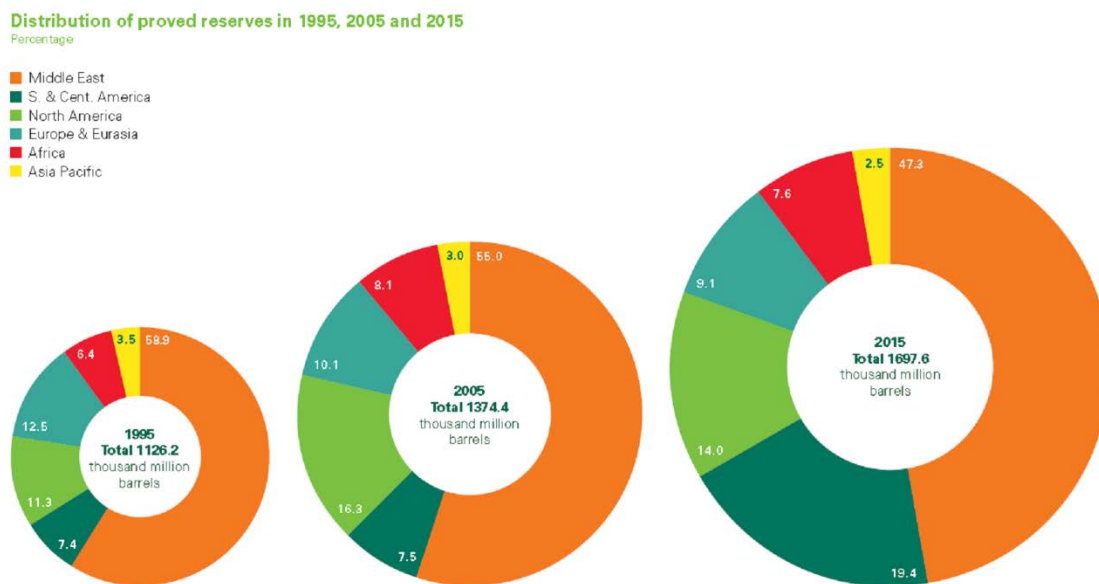


Abbildung 10: Entwicklung und Verteilung der sicheren Reserven (1P)<sup>116</sup>

Damit wird deutlich, dass letztendlich die Höhe des Ölpreises auch die wirtschaftlich nutzbaren Reserven bestimmt. Je höher der Ölpreis, desto mehr Erdölvorkommen sind wirtschaftlich nutzbar. Allerdings muss auch festgestellt werden, dass dieser Effekt ausschließlich durch die entsprechenden Definitionen determiniert ist, ohne Berücksichtigung der entsprechenden Effekte auf die Nachfragesituation.

<sup>113</sup> Vgl. Miller/Sorell 2014, S. 9.

<sup>114</sup> Vgl. BP 2016a, S. 7.

<sup>115</sup> Vgl. Schindler/Zittel 2008, S. 31.

<sup>116</sup> Quelle. BP 2016a, S. 7.

Die Förderung von unkonventionellem Erdöl verursacht einen deutlich höheren technischen Aufwand als die Förderung von konventionellem Öl. Dieser höhere technische Aufwand spiegelt sich letztendlich auch in den jeweiligen Förderkosten wieder. Abbildung 11 zeigt auf, wie hoch die geschätzten Produktionskosten für ein Barrel Erdöl in Abhängigkeit von der eingesetzten Fördertechnologie bzw. der Art des geförderten Erdöls sind. Die Förderkosten von konventionellem Erdöl liegen zum Beispiel zwischen ca. 10 und 70 US\$/bbl (dunkelroter und gelber Balken). Gleichzeitig liegt die Höhe der Reserven, die mit Hilfe von primären und sekundären Fördermethoden gewonnen werden können, bei etwa 2,4 Billionen Barrel. Bei unkonventionellem Erdöl, z.B. aus Schweröl, Ölsanden und Schieferöl (LTO) liegen die Kosten zum Teil deutlich höher (dunkelgrüner und hellroter Balken), zwischen 55 und 100 US\$/bbl. Bei einem Ölpreis von dauerhaft über 120 US\$/bbl würde sich der derzeitige Reservenbestand bei den gegenwärtig gegebenen Kosten verdreifachen.

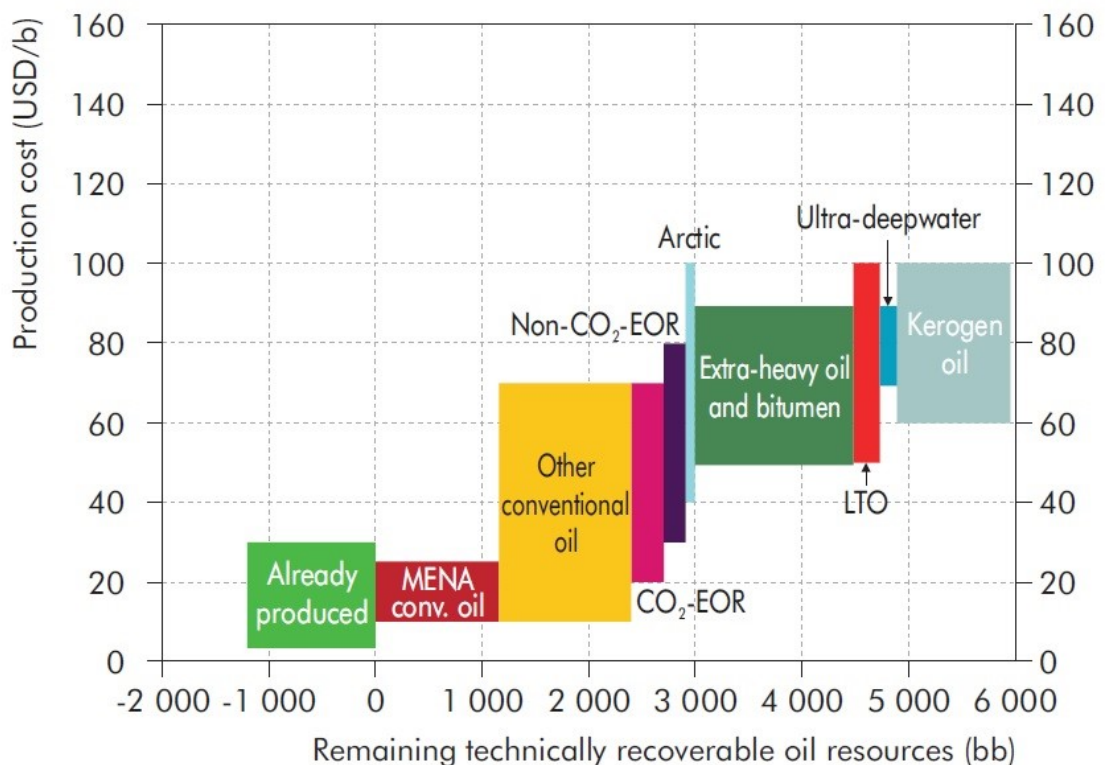


Abbildung 11: Zusammenhang zwischen Förderkosten und Ressourcen<sup>117</sup>

<sup>117</sup> Quelle: IEA 2013, verfügbar unter: [http://www.iea.org/Textbase/nptable/2013/Resources2013\\_f8\\_3.pdf](http://www.iea.org/Textbase/nptable/2013/Resources2013_f8_3.pdf), zuletzt abgerufen am 29.08.2016.

Die Ausführungen in diesem Kapitel verdeutlichen, dass die Menge wirtschaftlich nutzbarer Erdölvorkommen keine konstante Größe ist. Diese wird maßgeblich durch den Ölpreis selbst und den technischen Fortschritt in der Abbautechnik beeinflusst. Aussagen darüber, „wie viel Öl wir derzeit haben“, werden unter bestimmten Annahmen gemacht. Eine pauschale Antwort ist unmöglich.

### 3.4. Ist die Nachfrage nach Erdöl ungebrochen?

Sowohl die IEA, als auch OPEC und BP gehen in ihren Prognosen von einer steigenden Erdölnachfrage in den nächsten zwanzig Jahren aus. Der Zuwachs der Ölnachfrage findet maßgeblich in den Entwicklungs- und Schwellenländern statt, maßgeblich eben China und Indien, während in den industrialisierten OECD-Staaten die Ölnachfrage leicht rückläufig ist. (s. Abbildung 12).

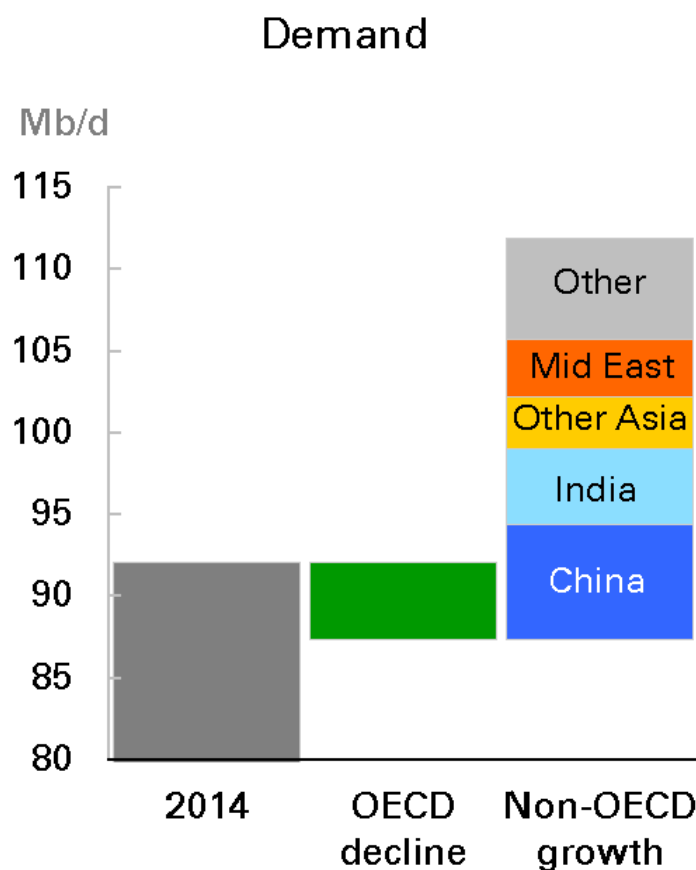


Abbildung 12: Ölnachfrage gegliedert nach Ländern bzw. Ländergruppen<sup>118</sup>

<sup>118</sup> Quelle BP (2016b) S. 20.

Die Nachfrage nach Erdöl wird vom Transportsektor dominiert. Er benötigt derzeit über 50% des gesamten jährlich geförderten Öls (s. Abbildung 13) und weist im Vergleich zu anderen Sektoren für die nächsten 20 Jahren den höchsten Anstieg auf.

## Liquids demand by sector

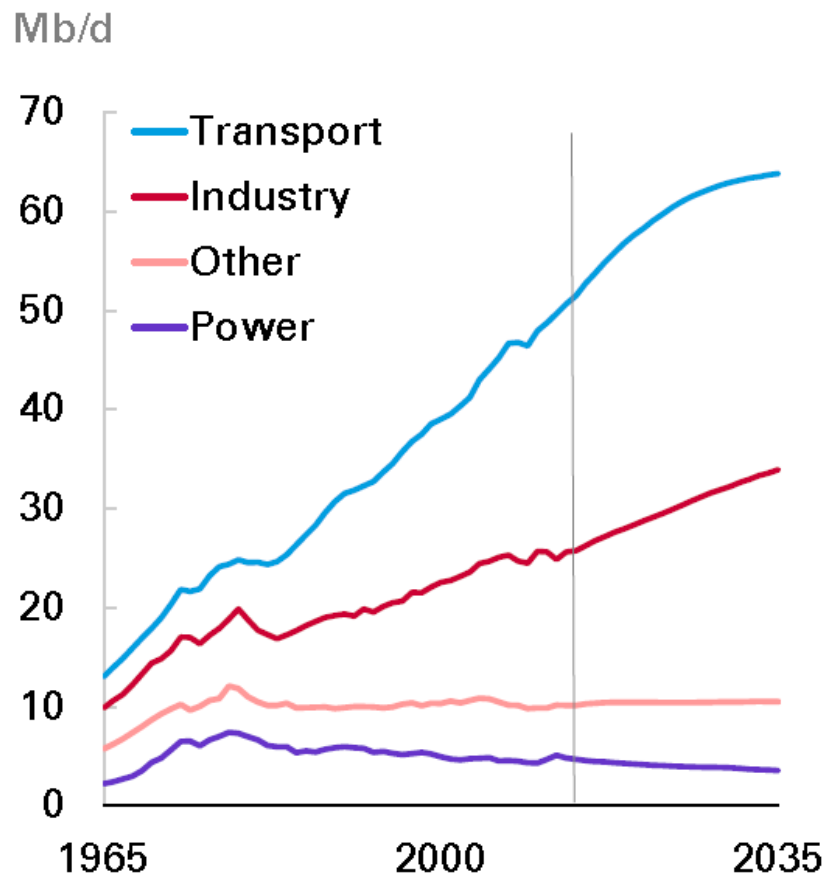


Abbildung 13: Ölnachfrage gegliedert nach Sektoren<sup>119</sup>

Nach den bisherigen Ausführungen in diesem Kapitel scheint die Erdölnachfrage ungebrochen. Der Aufholhunger von Entwicklungs- und Schwellländern und deren Imitation von Produktionsprozessen, Lebensweise und Konsummuster der industrialisierten Welt lässt eine steigende Ölnachfrage in den nächsten 20 Jahren erwarten. Wie sich die Ölnachfrage allerdings auf noch längere Sicht entwickelt, hängt wohl maßgeblich vom Bemühen der weltweiten Staatengemeinschaft ab, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. 1 Liter Öl erzeugt ca.

<sup>119</sup> Quelle BP (2016b) S. 22.

2,5 Kg CO<sub>2</sub>. Öl ist für rund ein Drittel der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emission verantwortlich.<sup>120</sup> Auf der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 wurde die Absichtserklärung verfasst, CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2050 weltweit umzusetzen. Würde dies passieren, wird dies wohl die Ölnachfrage im Zuge der Zeit reduzieren. Vor diesem Hintergrund würde dies einer von der Peak-Oil-Theorie vermuteten kräftigen Ölknappheit entgegenwirken. Weil die Nachfrage in den Peak-Oil-Modellen keine Berücksichtigung findet, ist die Zuverlässigkeit der Prognosen eines potenziellen Verknappungszeitpunkts durchaus zweifelhaft.

## 4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Peak-Oil-Diskussion hat zu Recht in Erinnerung gerufen, dass Öl ein endlicher Rohstoff ist. Obwohl es auf der Erde noch sehr große Rohölvorkommen gibt, ist deren Erschöpfbarkeit unstrittig, zumal wir mehr Erdöl verbrauchen, als wir neue Vorkommen entdecken. Allerdings wurde dieser Aspekt in der ressourcenökonomischen Literatur nie vernachlässigt, sondern auch hier sah man schon frühzeitig, dass Öl sich zunehmend verknappen könnte. Das gilt insbesondere für das einfach und günstig zu fördernde konventionelle Erdöl, bei dem der Peak der Förderung tatsächlich schon überschritten zu sein scheint. Ein globales Ölfördermaximum ist nur deshalb noch nicht eingetreten, weil unkonventionelles Erdöl und andere flüssige Kohlenwasserstoffe den Förderrückgang mehr als ausgleichen konnten. Dies ist eine direkte Folge stark steigender Preise, die den Einsatz von teuren Fördertechnologien und die Ausbeutung unkonventioneller Erdölvorkommen erst ermöglichten.

Die zunehmende Nutzung unkonventionellen Erdöls bringt allerdings neue Probleme mit sich, denn diese neuen Formen der Gewinnung von Erdöl sind mit drastischen ökologischen Folgen verbunden. So gehen durch die Förderung von Ölsanden im Tagebau große Naturräume verloren und der Wasserverbrauch ist sehr hoch. Darüber hinaus werden für Fördermethoden, die bei unkonventionellem Erdöl zum Einsatz kommen, große Mengen an Energie verbraucht, auch um Wärme für darauffolgende Verarbeitungsprozesse bereitzustellen (unkonventionelles Erdöl ist häufig dichter, zähflüssiger und meist auch schwefelhaltiger als konventionelles Erdöl). Dies könnte dazu führen, dass mit zunehmendem Bewusstsein bezüglich der ökologischen Folgen der Erdölförderung und des Erdölverbrauchs ein globales Umdenken stattfindet.

---

<sup>120</sup> Vgl. Greenpeace (2016) S. 36.

Staatliche Eingriffe zur Senkung des Verbrauchs und zur Entwicklung von Alternativen werden dann immer wahrscheinlicher. Politische Entscheidungen könnten letztendlich einen globalen Peak-Demand, also einen Höchststand der Ölnachfrage, verursachen. Dem Peak-Demand wird anschließend zwangsläufig ein Peak-Oil (=Peak-Supply) folgen, jedoch nicht aus geologischen Gründen, wie von den Peak-Oil Vertretern vermutet, sondern aus ökonomischen. Wenn der Bedarf an Erdöl zurückgeht, so wird mit etwas Zeitverzug automatisch auch die Förderung zurückgehen. Darüber hinaus wird auch die Strategie der Ölförderländer eine wichtige Rolle dabei spielen. Es ist aus deren Sicht durchaus rational, die Förderung nicht zu drosseln, wenn man allorts Alternativen fördert oder beabsichtigt, die CO<sub>2</sub>-Emission zu verteuern, mit einem entsprechenden Druck auf den Ölpreis.

Aus alledem kann abschließend nicht die Frage beantwortet werden, ob der Ölpreis auf lange Sicht dauerhaft real steigen muss, selbst wenn statistische Tests dies für die Vergangenheit meinen feststellen zu können und sowohl die Peak-Oil-Theorie als auch die meisten ressourcenökonomischen Modelle dies vermuten. Aus den gleichen Gründen kann zum derzeitigen Zeitpunkt nicht eindeutig geklärt werden, ob Peak Oil und damit verbundenen Befürchtungen einer zu schnellen Verknappung von Öl Geschichte sind.



## Literaturverzeichnis

ALEKLETT K., HÖÖK M., JAKOBSEN K., LARDELLI M., SNOWDEN S., SÖRDERBERGH B. (2010), *The Peak of the Oil Age- Analyzing the world oil production Reference Scenario in World Energy Outlook 2008*, *Energy Policy* 38 (3), S. 1398-1414, [Zugriff am 5.10.2016], verfügbar unter [http://ac.els-cdn.com/S0301421509008519/1-s2.0-S0301421509008519-main.pdf?\\_tid=ebdfd0a8-8acf-11e6-8d4b-0000aacb35d&acdnat=1475653810\\_e480339389225babf6fb6b560612b52a](http://ac.els-cdn.com/S0301421509008519/1-s2.0-S0301421509008519-main.pdf?_tid=ebdfd0a8-8acf-11e6-8d4b-0000aacb35d&acdnat=1475653810_e480339389225babf6fb6b560612b52a)

BARUDIO, G. (2001), *Tränen des Teufels: eine Weltgeschichte des Erdöls*, Stuttgart, Klett-Cotta.

BP (2016a), *BP Statistical Review of World Energy, June 2016*, [Zugriff am 26.08.2016], verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.

BP (2016b), *BP Energy Outlook 2016 Edition*, [Zugriff am 26.08.2016], verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>.

BUKOLD, S. (2009a), *Öl im 21. Jahrhundert: Grundlagen und Kernprobleme*, München, Oldenbourg. Band 1.

BUKOLD, S. (2009a), *Öl im 21. Jahrhundert: Grundlagen und Kernprobleme*, München, Oldenbourg. Band 2.

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR) (2009), *Energierohstoffe 2009: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit*, [Zugriff am 21.07.2015], verfügbar unter [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe\\_2009\\_Teil1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf?__blob=publicationFile).

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR) (2014), *Energiestudie 2014: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*, [Zugriff am 23.04.2015], verfügbar unter

[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie\\_2014.pdf;jsessionid=2C75157B888DE1D872360A13153B3753.1\\_cid284?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf;jsessionid=2C75157B888DE1D872360A13153B3753.1_cid284?__blob=publicationFile&v=7).

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi) (2016), *Energiedaten: Gesamtausgabe*, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter

<http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

CAMPBELL C.J., LIESENBORGHS F., SCHINDLER J., ZITTEL W. (2003), *Ölwechsel!: Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft*, 2. Auflage, München, Deutscher Taschenbuch Verlag.

CHAPMAN, I. (2014), *The end of Peak Oil? Why this topic is still relevant despite recent denials*, *Energy Policy* 64, S. 93-101, [Zugriff am 5.10.2016], verfügbar unter [http://ac.els-cdn.com/S030142151300342X/1-s2.0-S030142151300342X-main.pdf?\\_tid=369342f6-8ad0-11e6-8d83-00000aacb35f&acdnat=1475653935\\_4d8a4faa87fc9e44034b692f324d8e84](http://ac.els-cdn.com/S030142151300342X/1-s2.0-S030142151300342X-main.pdf?_tid=369342f6-8ad0-11e6-8d83-00000aacb35f&acdnat=1475653935_4d8a4faa87fc9e44034b692f324d8e84).

DE ALMEIDA P., SILVA P.D. (2011), *Timing and future consequences of the peak of oil production*, in: *Futures* [online]. 43 (10), S.1398-1414, [Zugriff am: 5.10.2016], verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1016/j.futures.2011.07.004>.

DICKEY D. A., FULLER W. A. (1979), *Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root*, *Journal of the American Statistical Association* 74, S. 427-431.

DUJMOVITS R. (2009), *Nicht erneuerbare Ressourcen, Grenzen des Wachstums und Fallstricke des technologischen Optimismus*, Working Paper No. 2009-1, Universität Graz, Institut für Finanzwissenschaft und Öffentliche Wirtschaft.

GLASBY, G.P. (2006), *Abiotic Origin of Hydrocarbons: A Historical Overview*, *Resource Geology* 56 (1), S.85-98 [Zugriff am 12.08.2015], verfügbar unter [http://88.167.97.19/temp/Abiogenic\\_Origin\\_of\\_Hydrocarbons\\_An\\_Historical\\_Overview\\_j79lhgbjbqrb.pdf](http://88.167.97.19/temp/Abiogenic_Origin_of_Hydrocarbons_An_Historical_Overview_j79lhgbjbqrb.pdf).

GATES E. J., TRAUGER D. L., CZECH B. (2014), *Peak Oil, Economic Growth, and Wildlife Conservation* [online]. New York: Springer Science + Business Media, ISBN 978-1-4939-1954-3 (Online), [Zugriff am: 5.10.2016], verfügbar unter [http://download.springer.com/static/pdf/148/bok%253A978-1-4939-1954-3.pdf?originUrl=http%3A%2F%2Flink.springer.com%2Fbook%2F10.1007%2F978-1-4939-1954-3&token2=exp=1475655911~acl=%2Fstatic%2Fpdf%2F148%2Fbok%253A978-1-4939-1954-3.pdf%3ForiginUrl%3Dhttp%253A%252F%252Flink.springer.com%252Fbook%252F10.1007%252F978-1-4939-1954-3\\*~hmac=0c430c7479cfa49308c6f1b6caca8ed32803d5bab0e6eff23166e249d98e4c35](http://download.springer.com/static/pdf/148/bok%253A978-1-4939-1954-3.pdf?originUrl=http%3A%2F%2Flink.springer.com%2Fbook%2F10.1007%2F978-1-4939-1954-3&token2=exp=1475655911~acl=%2Fstatic%2Fpdf%2F148%2Fbok%253A978-1-4939-1954-3.pdf%3ForiginUrl%3Dhttp%253A%252F%252Flink.springer.com%252Fbook%252F10.1007%252F978-1-4939-1954-3*~hmac=0c430c7479cfa49308c6f1b6caca8ed32803d5bab0e6eff23166e249d98e4c35).

GREENPEACE (2016), *Öl Report*, (Zugriff am 5.10.2016), verfügbar unter [https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/oel-report-2016-greenpeace-20160108\\_0.pdf](https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/oel-report-2016-greenpeace-20160108_0.pdf).

HIRSCH R. L., BEZDEK R., WENDLING R. (2005), *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management* [online], [Zugriff am 16.08.2015], verfügbar unter [http://www.netl.doe.gov/publications/others/pdf/oil\\_peaking\\_netl.pdf](http://www.netl.doe.gov/publications/others/pdf/oil_peaking_netl.pdf)

HOTELLING H. (1931), *The Economics of Exhaustible Resources*, *The Journal of Political Economy* 39(2), S.137-175.

HÖÖK M., BARDI U., FENG L., PANG X. (2010), *Development of oil formation theories and their importance for peak oil*. In: *Marine and Petroleum Geology* [online]. 27 (9), S. 1995-2004, [Zugriff am: 5.10.2016], [http://ac.els-cdn.com/S0264817210001224/1-s2.0-S0264817210001224-main.pdf?\\_tid=f5ef8dfa-8ad3-11e6-8550-00000aacb360&acdnat=1475655545\\_1d9bcacc9f7ec45fb8b7a0232bdceb7c](http://ac.els-cdn.com/S0264817210001224/1-s2.0-S0264817210001224-main.pdf?_tid=f5ef8dfa-8ad3-11e6-8550-00000aacb360&acdnat=1475655545_1d9bcacc9f7ec45fb8b7a0232bdceb7c).

JOHANSEN S. (1995), *Likelihood-based Inference in Cointegrated Vector Autoregressive Models*, Oxford, Oxford University Press.

HUBBERT K. M. (1956), *Nuclear energy and the fossil fuels*, in: *Drilling and Production Practice* (1956). American Petroleum Institute & Shell Development Co. Publication No. 95 [Zugriff am: 23.04.2015]. Verfügbar unter:  
<http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>.

KOLESNIKOV, Anton und andere, 2009. *Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions*. In: *Nature Geoscience* [online]. 2 (8), S. 566- 570 [Zugriff am: 5.10.2016], verfügbar unter <http://www.nature.com/ngeo/journal/v2/n8/pdf/ngeo591.pdf>.

KRAUTKRAEMER J. A. (1998), *Nonrenewable Resource Scarcity*, *Journal of Economic Literature* 36(4) S. 2065-2107.

KWIATKOWSKI, D. P., PHILLIPS, P. C. B., SCHMIDT P., SHIN Y. (1992), *Testing the Null Hypothesis of Stationary against the Alternative of a Unit Root*, *Journal of Econometrics* 54, S. 159-178.

LAHERRERE J. (2001), *Forecasting future oil production from past discovery*, [Zugriff am 11.08.2015], verfügbar unter <http://www.hubbertpeak.com/laherrere/opec2001.pdf>.

LAHERRERE J. (2009), *Creaming Curves and cumulative discovery at end of 2007 by continents*, [Zugriff am 14.08.2015], verfügbar unter [http://www.aspofrance.org/files/JL\\_cream\\_end2007](http://www.aspofrance.org/files/JL_cream_end2007).

LYNCH M.C. (2003), *The new Pessimism about petroleum Resources: Debunking the Hubbert Model (and Hubbert Modelers)*, *Minerals and Energy* 18 (1), S. 21-32, [Zugriff am 17.07.2015], verfügbar unter <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14041040310001966a>.

MILLER, R.G., SORRELL S.R. (2014), *The future of oil supply*, *Philosophical Transactions of A Royal Society*, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter <http://rsta.royalsocietypublishing.org/content/372/2006/20130179>.

NEUKIRCHEN F., RIES G. (2014), *Die Welt der Rohstoffe*, Berlin, Springer, e-Book, ISBN 978-3-642-37739-6, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-642-37739-6>.

PLANUNGSAMT DER BUNDESWEHR, 2012. *Teilstudie 1, Peak Oil: Sicherheitspolitische Implikationen knapper Ressourcen*, 3. überarbeitete Auflage, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter [https://www.bundeswehr.de/resource/resource/MzEzNTM4MmUzMzMyMmUzMTM1MzMyZTM2MzIzMDMwMzAzMDMwMzAzMDY4NzAzNDM0NmY2NDczMzcyMDIwMjAyMDIw/Teilstudie\\_1\\_Peak%20Oil.pdf](https://www.bundeswehr.de/resource/resource/MzEzNTM4MmUzMzMyMmUzMTM1MzMyZTM2MzIzMDMwMzAzMDMwMzAzMDY4NzAzNDM0NmY2NDczMzcyMDIwMjAyMDIw/Teilstudie_1_Peak%20Oil.pdf)

REICH M. (2015), *Auf Jagd im Untergrund [online]. Mit Hightech auf der Suche nach Öl, Gas und Erdwärme*, Berlin, Springer, e-Book. ISBN 978-3-662-46282-9, verfügbar unter <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-662-46282-9>.

ROBELIUS F. (2007), *Giant Oil Fields- The Highway to Oil [Dissertation]. Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production [online]*, Uppsala: Uppsala Universitet [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:169774/FULLTEXT01.pdf>.

SCHINDLER J., ZITTEL W. (2008), *Zukunft der weltweiten Erdölversorgung*, überarbeitete, deutschsprachige Ausgabe, Berlin, Energy Watch Group.

SIMMONS M.R. (2007), *Wenn der Wüste das Öl ausgeht*, German Language Edition, 1. Auflage 2007, München, Finanzbuch Verlag

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS (AAPG), WORLD PETROLEUM COUNCIL (WPC), SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS (2007), *Petroleum Resources Management System*, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter [http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf).

SORELL S., SPEIRS J., BENTLEY R., BRANDT A., MILLER R., (2009), *Global Oil Depletion: An assessment of the evidence for a near term peak in global oil production*, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter [http://aie.org.au/AIE/Documents/Global\\_Oil\\_Depletion\\_UKERC.pdf](http://aie.org.au/AIE/Documents/Global_Oil_Depletion_UKERC.pdf).

TAHVONEN O. (1997), *Fossil fuels, stock externalities, and backstop technology*, *Canadian Journal of Economics* 30 (4), S. 855-874.

TIETENBERG T., LEWIS L. (2015), *Environmental & Natural Resource Economics*, 10th edition, Boston u.a., Pearson.

TSATSKINA A., BALABAN O. (2008), *Peak Oil in the light of Oil formation theories*, *Energy Policy* 36 (3), S. 1826- 1828, [Zugriff am 29.08.2016], verfügbar unter [http://ac.els-cdn.com/S0301421508001274/1-s2.0-S0301421508001274-main.pdf?\\_tid=984b36f0-6ddb-11e6-850e-00000aacb35f&a-dnat=1472470240\\_a8e7cd122d4e62739c5652dfee17557f](http://ac.els-cdn.com/S0301421508001274/1-s2.0-S0301421508001274-main.pdf?_tid=984b36f0-6ddb-11e6-850e-00000aacb35f&a-dnat=1472470240_a8e7cd122d4e62739c5652dfee17557f).

YERGIN D. (1991), *The Prize: the epic quest for oil, money and power*. New York u.a, Simon & Schuster.



*Boris Baic und  
Jörg Clostermann*

## ***Ist Peak Oil Geschichte?***

### ***Impressum***

#### **Herausgeber**

Der Präsident der Technischen Hochschule Ingolstadt  
Esplanade 10, 85049 Ingolstadt  
Telefon: +49 841 9348-0  
Fax: +49 841 9348-2000  
E-Mail: [info@thi.de](mailto:info@thi.de)

#### **Druck**

Hausdruck

Die Beiträge aus der Reihe „Arbeitsberichte – Working Papers“ erscheinen in unregelmäßigen Abständen. Alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung vorbehalten. Nachdruck, auch auszugsweise, ist gegen Quellenangabe gestattet, Belegexemplar erbeten.

#### **Internet**

Alle Themen aus der Reihe „Arbeitsberichte – Working Papers“, können Sie unter der Adresse [www.thi.de](http://www.thi.de) nachlesen.