



<b>Inhaltsverzeichnis</b>		<b>Seite</b>
1.	Einführung	3
2.	Erdölreserven	4
2.1.	Definition des „Peak Oil“	4
2.2.	Die Hubbert-Glockenkurve	5
2.3.	Die Entwicklung des Rohölpreises	5
2.4.	Konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl	6
2.5.	Prognostizierte Reserven	7
2.6.	Reservestatistiken der Ölkonzerne	8
2.7.	Erdölneufunde	10
2.8.	Beispielrechnung zur künftigen Reichweite der Erdölförderung	10
3.	Techniken der Erdölförderung	11
3.1.	Primäre Erdölförderung	12
3.2.	Sekundäre Erdölförderung	12
3.3.	Tertiäre Erdölförderung	13
3.4.	Neuere Methoden der Erdölförderung	14
3.5.	Ölsand in Kanada	14
3.5.1.	Die Aufnahme von Ölsand in die offiziellen Ölreservestatistiken	14
3.5.2.	Die Gewinnung des Rohöls aus Ölsanden	15
4.	Zusammenfassung und Ausblick	15
5.	Literatur- und Quellenverzeichnis	17

## 1. Einführung

Die öffentliche Debatte über die zukünftige Verfügbarkeit und Reichweite der weltweiten Erdölreserven hat seit dem Irakkrieg, den Hurrikanen Katrina, Rita und Wilma sowie dem Verkauf von strategischen Ölreserven in Deutschland neue Aktualität erhalten. Im Grunde ist die Diskussion über die Höhe der noch vorhandenen Reserven und die Frage „Was kommt nach dem Öl?“ jedoch schon vor ungefähr dreißig Jahren vom Club of Rome angestoßen worden. Der Bericht „Die Grenzen des Wachstums“ von Dennis Meadows machte erstmals einer breiteren Öffentlichkeit bewusst, dass die bekannten, nicht regenerierbaren, so genannten fossilen Rohstoffe nur begrenzt zur Verfügung stehen. Der Club of Rome prognostizierte 1972 zum Beispiel, dass das Öl bei bekannter Ressourcenmenge und gleich bleibender Nachfrage noch 31 Jahre ausreichen würde (Meadows 1972: 48). Dies hat sich zwar als falsch erwiesen, da die Prognose einer nahenden Ölknappheit zunächst zu einer massiven und erfolgreichen Ausweitung der Suche nach neuen Erdölvorkommen führte. Inzwischen ist jedoch deutlich geworden, dass die Suche und die Erschließung neuer Vorkommen technisch immer aufwändiger und kostenintensiver werden. Nicht zufällig gerät die Frage nach der zukünftigen Verfügbarkeit von Rohöl erneut in den Focus der öffentlichen Diskussion.

Die derzeitigen Ansichten über die Reichweite der vorhandenen Erdölreserven gehen sehr weit auseinander. Auf der einen Seite stehen die eher optimistischen Einschätzungen der großen Ölkonzerne (ExxonMobil, Royal Dutch/Shell Gruppe), die die Ölversorgung auch mittelfristig für gesichert halten. Auf der anderen Seite findet man eher pessimistische Annahmen über die Verfügbarkeit von Erdöl, wie sie etwa von Erdölexperten mit langjähriger Erfahrung wie Colin C. Campbell oder Jean Laherrere vorgetragen werden. Sie rechnen aufgrund der Ölknappheit bereits in wenigen Jahren weltweit mit erheblichen wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Spannungen. In dieser Diskussion spielt immer wieder die Frage nach dem Peak Oil eine wesentliche Rolle.

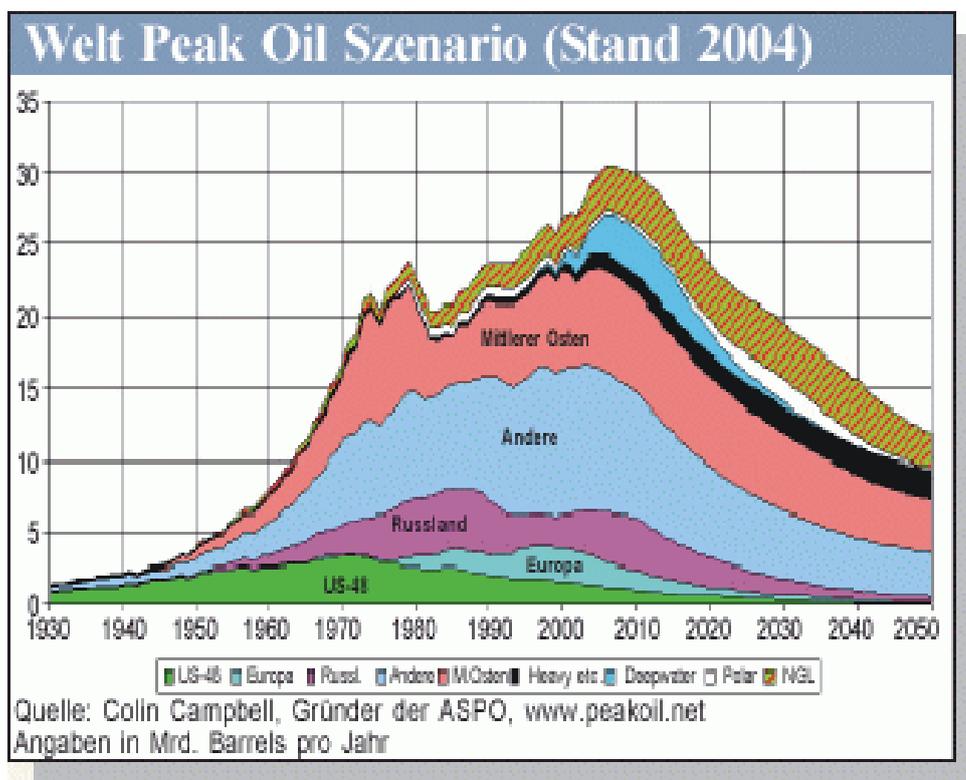
## 2. Erdölreserven

### 2.1. Definition des „Peak Oil“

„Peak Oil bedeutet nicht, dass das Öl ausgeht. Peak Oil bedeutet, dass das Wachstum der Ölförderung zu Ende ist. Und Peak Oil bedeutet, dass Erdöl ein knappes und teures Gut wird, wenn die Förderung ihren Höhepunkt überschritten hat. Selbst die Erdölindustrie zweifelt mittlerweile nicht mehr daran, dass Peak Oil kommen wird. Lediglich über den Zeitpunkt herrscht Uneinigkeit“ (Korschil 2004: 11).

Derzeit gibt es keine eindeutige Antwort auf die Frage, wie groß die Erdölreserven insgesamt noch sind. Diese Frage wird von Experten allerdings auch nicht für entscheidend gehalten. Wichtiger erscheint demgegenüber der Zeitpunkt, zu dem die maximale weltweite Förderquote erreicht wird. Dieser Punkt wird als **Peak Oil** bezeichnet.

Der am häufigsten genannte Zeitpunkt für Peak Oil liegt zwischen 2005 und 2010 (Campbell 1998). Campbell selbst erwartet ein weltweites Peak Oil ungefähr im Zeitraum zwischen 2008 und 2010. Seine Prognose für die Erdölförderung der kommenden fünfzig Jahre wird durch die folgende Graphik verdeutlicht.<sup>1</sup>



Quelle: Campbell 1998.

1 Die ASPO (Association for the Study of Peak Oil & Gas) ist eine Vereinigung kritischer Erdölgeologen

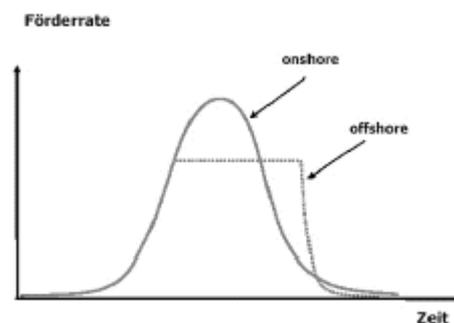
Der Ölgeologe M. K. Hubbert schlüsselt die Ölförderung nach einzelnen Staaten auf, indem er die Fördermenge der Ölfelder summiert. So prognostiziert er, dass einige der großen erdölfördernden Staaten ihren Maximalwert (Peak) schon erreicht haben. Als Beispiele nennt er die USA (Peak 1971), Großbritannien (Peak 1999) oder den Oman (Peak 2000) (BP 2005b).

Auch wenn die Vorhersagen des Peak Oil voneinander abweichen, beschreiben alle Prognosen für die Entwicklung der Fördermenge graphisch gesehen einen glockenähnlichen Verlauf. Der höchste Punkt der Kurve stellt den Zeitpunkt für Peak Oil dar. Die Breite der Kurve beschreibt dagegen die Reichweite der Ölreserven.

## 2.2. Die Hubbert-Glockenkurve

Dieser glockenartige Verlauf gilt nicht nur für die Gesamtfördermenge, sondern ebenso für jede einzelne Ölquelle.

Die Annahme, dass ein Ölfeld über einen bestimmten Zeitraum immer die gleiche Menge an Öl liefert, wurde schon in den 50iger Jahren von Hubbert widerlegt. Nach seinen Beobachtungen nimmt die Fördermenge einer Ölquelle in Abhängigkeit von



*Idealprofil der Erdölförderung  
(Hubbert-Glockenkurve)*

der Zeit zunächst stark zu und nach Erreichen eines Maximums auch schnell wieder ab (Korschil 2004: 10). Dabei wird allerdings zwischen der Erdölförderung auf dem Festland (onshore) und auf dem Wasser (offshore) unterschieden. „Während onshore auch eine langsam zurückgehende Förderung mit mehreren Prozent pro Jahr Rückgang über viele Jahre hinweg sinnvoll ist, da die getätigten Investitionen die laufenden Betriebsausgaben bei weitem übersteigen, versucht man, offshore Ölfelder so schnell wie möglich auf möglichst hohem Niveau auszubeuten. Fällt die Produktion unter eine bestimmte Rate zurück, so lohnen die hohen Betriebskosten der offshore Plattformen nicht mehr. Somit muss man im Produktionsprofil grundsätzlich zwischen onshore- und offshore Förderung unterscheiden, wie dies in der .. Abbildung dargestellt ist.“ (Schindler/ Zittel 2000: 34).

## 2.3. Die Entwicklung des Rohölpreises

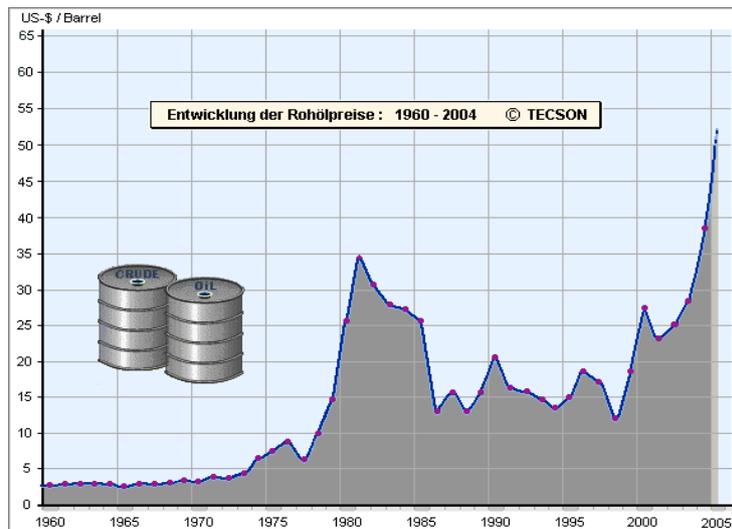
Sobald der weltweite Peak Oil erreicht ist, wird es bei gleich bleibender oder steigender Nachfrage weniger Öl auf dem Markt geben. Als Konsequenz wird der Ölpreis ansteigen. Insofern kann ein steigender Ölpreis als Indiz für ein nahendes Peak Oil gesehen werden. Angesichts der in letzter Zeit stark gestiegenen Preise für Rohöl stellt sich

daher die Frage, ob der Peak Oil unmittelbar bevorsteht bzw. ob er nicht sogar schon erreicht ist.

Der am häufigsten genannte Zeitpunkt für Peak Oil liegt zwischen 2005 und 2010 (Campbell 1998). Die großen Ölfirmen halten hingegen eine stabile und sogar noch wachsende Erdölversorgung bis zum Jahr 2030 für möglich.

Die beiden nachfolgenden Grafiken verdeutlichen die Entwicklung des Rohölpreises zwischen 1960 und 2005. Sie weisen für 2004 und 2005 besonders hohe Steigerungen auf (TESCOM 2005a und 2005b).

### Entwicklung der Rohölpreise



Quelle: TESCOM 2005a und 2005b.

#### 2.4. Konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl

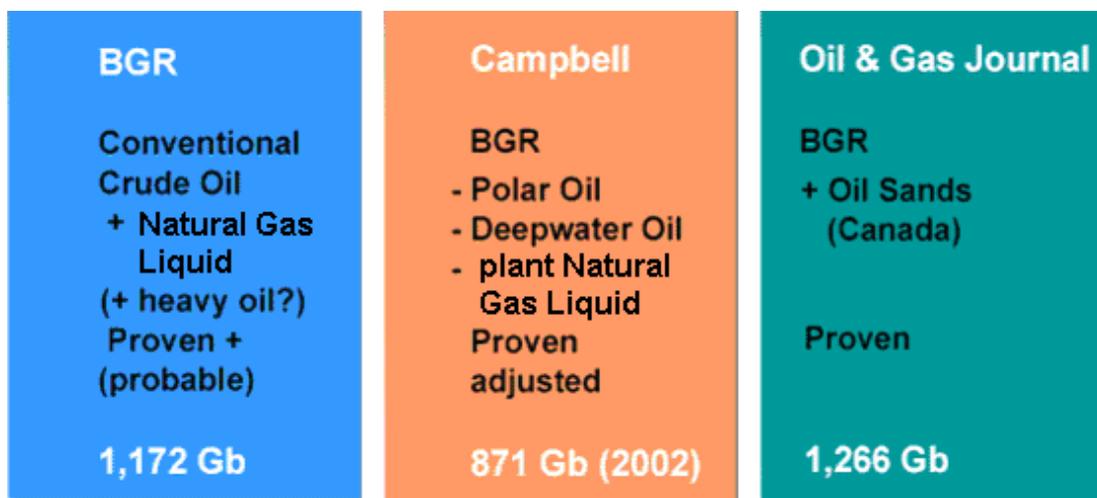
Um Schätzungen der Erdölreserven beurteilen zu können, ist die Unterscheidung zwischen den Kategorien konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl von großer Bedeutung.<sup>2</sup> Unter konventionellem Öl versteht man jene Ölvorkommen, die mit dem

<sup>2</sup> In den Statistiken der großen Ölkonzerne werden diese beiden unterschiedlichen Arten der Erdölförderung nicht getrennt.

heutigen technischen Standard wirtschaftlich gut nutzbar sind. Dagegen wird von nicht-konventionellem Öl gesprochen, wenn es in den Lagerstätten z. B. in zähflüssiger oder in fester Form im Gestein vorkommt. Es wird dann auch als Schweröl, Ölschiefer oder Ölsand bezeichnet. In diese Kategorie fällt auch das schwer erreichbare Polar- oder Tiefseeöl. Für die Förderung des nicht-konventionellen Öls werden neuartige Verfahren benötigt. Die Lagerstätten können nach dem heutigen technischen Standard nicht wirtschaftlich ausgebeutet werden.

## 2.5. Prognostizierte Reserven

Die Schätzungen der vorhandenen Erdölreserven gehen weit auseinander. Anhand der folgenden Graphik soll dies verdeutlicht werden:



Die drei unterschiedlichen Prognosen über die Höhe der vorhandenen Ölreserven in Gigabarrel (Gb) beziehen sich auf die Menge, die nach Ansicht der verschiedenen Fachleute mit der heutigen Technik wirtschaftlich gewonnen werden kann (Gerling 2005: 17).

Die **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)** schätzt die vorhandenen Erdöl- und Erdgasreserven auf 1.172 Gigabarrel (GB).<sup>3</sup> In ihre Berechnungen sind allerdings noch nicht die Ölsandvorkommen in Kanada eingegangen. Der **Ölgeologe Campbell** bezieht in seine Statistiken für Reservewerte demgegenüber nur konventionelles Leichtöl ein. Deshalb bleiben hier die nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasvorkommen an den Polen sowie das so genannte „Deepwater Oil“ (Tiefseeöl) unberücksichtigt. Campbell begründet dies damit, dass diese Ölvorkommen nicht wirtschaftlich und nur mit größeren ökologischen Folgeproblemen gefördert werden könnten. Er gelangt so mit 871 Gb zu einem deutlich niedrigeren Wert für die noch vorhandenen Erdölreserven. Seine Schätzungen sind insgesamt als eher pessimistisch anzusehen. Das **Fachjournal Oil & Gas** schließlich bezieht seine Daten zur Schätzung der Reservewer-

3 1 Gb entspricht 1 Milliarde (1.000.000.000) Barrels. 1 Barrel entspricht 159 Litern.

te jährlich aus Umfragen unter Ölfirmen und Regierungen. Diese Zahlen werden dann unkommentiert veröffentlicht. Einige Zahlen erscheinen jedoch fragwürdig, da verschiedene Ölfirmen seit Jahren stabile Reservezahlen angeben. Bei gleichmäßig hohen Fördermengen und geringer Anzahl an neu entdeckten Ölquellen ist das schwer nachvollziehbar. Weiterhin ist die Förderbarkeit der Ölsande in Kanada, welche mit in die Reservezahlen des Oil & Gas Journals einbezogen wurden, sehr umstritten. Kritikern erscheint die Schätzung von 1.266 Gb als zu optimistisch. Gleichwohl beziehen sich die meisten der öffentlichen und veröffentlichten Statistiken über Erdölreserven auf die Daten des Oil & Gas Journals.

## 2.6. Reservestatistiken der Ölkonzerne

Vergleicht man die Reservestatistiken verschiedener Ölkonzerne, so kann man feststellen, dass sich die Schätzungen über die vorhandenen Ölreserven einerseits ähneln, dass andererseits aber auch einige Unterschiede zu erkennen sind. So findet man zum Beispiel die Ölsandvorkommen in Kanada in einigen Statistiken wieder, während sie in anderen fehlen. Als Beispiele werden nachfolgend die Statistiken von drei großen Ölkonzernen (BP, Exxon, MobilShell) aufgeführt:

### BP Statistical Review of World Energy June 2005<sup>4</sup>

<b>Oil: Proved reserves</b>	at end 1984	at end 1994	at end 2003	at end 2004	at end 2004	
	Thousand	Thousand	Thousand	Thousand	Thousand	
	million	million	million	million	million	Share
	barrels	barrels	barrels	tonnes	barrels	of total
<b>Total North America</b>	<b>101,9</b>	<b>89,8</b>	<b>62,2</b>	<b>8,0</b>	<b>61,0</b>	<b>5,1%</b>
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>36,3</b>	<b>81,5</b>	<b>100,3</b>	<b>14,4</b>	<b>101,2</b>	<b>8,5%</b>
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>96,7</b>	<b>80,3</b>	<b>138,6</b>	<b>19,0</b>	<b>139,2</b>	<b>11,7%</b>
<b>Total Middle East</b>	<b>430,8</b>	<b>661,7</b>	<b>733,9</b>	<b>100,0</b>	<b>733,9</b>	<b>61,7%</b>
<b>Total Africa</b>	<b>57,8</b>	<b>65,0</b>	<b>111,8</b>	<b>14,9</b>	<b>112,2</b>	<b>9,4%</b>
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>38,1</b>	<b>39,2</b>	<b>41,6</b>	<b>5,5</b>	<b>41,1</b>	<b>3,5%</b>
<b>TOTAL WORLD</b>	<b>761,6</b>	<b>1017,5</b>	<b>1188,3</b>	<b>161,9</b>	<b>1188,6</b>	<b>100,0%</b>

Die Statistik von BP geht von Ölreserven in Höhe von 1188,6 Gb (dies entspricht umgerechnet 161.900 Millionen Tonnen) aus. (BP 2005b).

4 BP Statistical Review of World Energy June 2005. <http://www.deutschebp.de/genericarticle.do?categoryId=412&contentId=2014345> [Stand September 2005]

## ExxonMobil

<b>Oil: Proved reserves</b>	at end 1990	at end 2000	at end 2003	at end 2004	
	million	million	million	million	Share
	tonnes	tonnes	tonnes	tonnes	of total
<b>Total North America</b>	<b>4308,0</b>	<b>3568,0</b>	<b>27141,0</b>	<b>27022,0</b>	<b>15,59</b>
<b>Total South America</b>	<b>16715,0</b>	<b>17009,0</b>	<b>15894,0</b>	<b>15974,0</b>	<b>9,22</b>
<b>Total Europe</b>	<b>2214,0</b>	<b>2585,0</b>	<b>2661,0</b>	<b>2376,0</b>	<b>1,37</b>
<b>Total GUS</b>	<b>7755,0</b>	<b>7754,0</b>	<b>10587,0</b>	<b>10587,0</b>	<b>6,11</b>
<b>Total Africa</b>	<b>7971,0</b>	<b>9994,0</b>	<b>11604,0</b>	<b>13453,0</b>	<b>7,76</b>
<b>Total Naher Osten</b>	<b>89983,0</b>	<b>92785,0</b>	<b>98689,0</b>	<b>99034,0</b>	<b>57,13</b>
<b>Total South/ East Asia</b>	<b>6788,0</b>	<b>5931,0</b>	<b>5151,0</b>	<b>4892,0</b>	<b>2,82</b>
<b>TOTAL WORLD</b>	<b>135.734,0</b>	<b>139.626,0</b>	<b>171.727,0</b>	<b>173.338,0</b>	<b>100,0%</b>

In der Reservestatistik von ExxonMobil liegt der Schätzwert für die Gesamtölrreserven um ca. 7% höher als in der Statistik von BP. Außerdem weist die Statistik für Nordamerika im Jahr 2003 einen Sprung auf. Dieser wird damit begründet, dass Ende 2002 zum ersten Mal die Ölsandvorkommen in der Statistik berücksichtigt worden sind (Exxon Mobil Central Europe 2005).

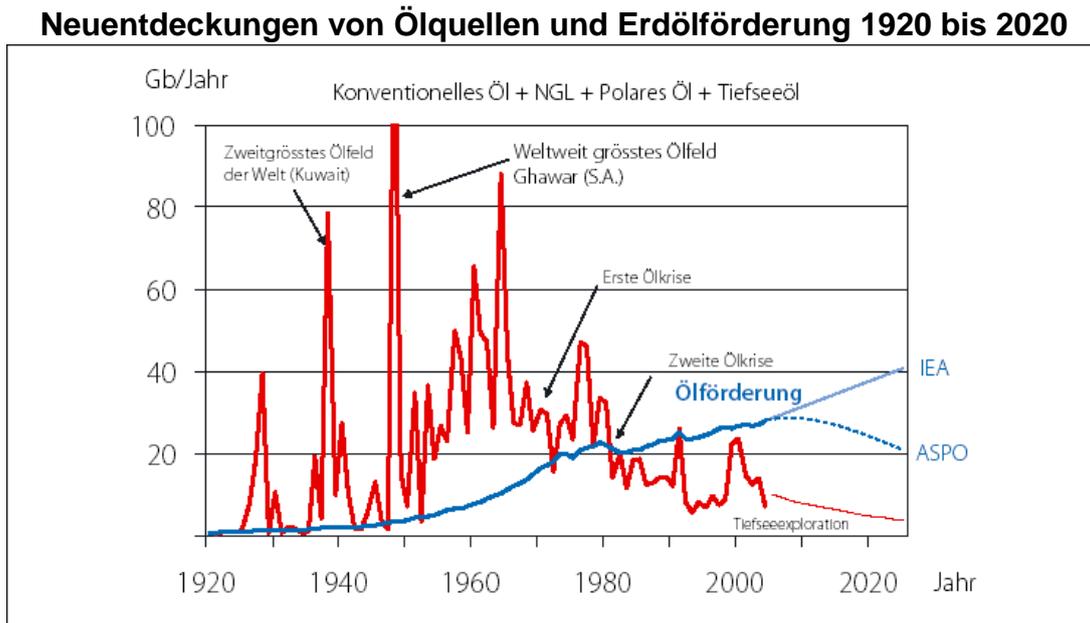
<b>Shell</b>		1998	1999	2000	2001	2002	Änd. 01/02
Wirtschaftlich gewinnbare Reserven	Mrd. t	140,6	138	139,7	140,1	164,5	17,40%

In der Schätzung der Firma Shell reichen die aufgeführten Zahlen zwar nur bis zum Jahr 2002. Man erkennt aber auch hier, dass der Wert für die weltweiten Ölvorräte sich in diesem Jahr sprunghaft erhöht, nachdem er zuvor relativ konstant geblieben war (Shell 2002).

Insgesamt fällt somit auf, dass die Werte für die Ölreserven in den Statistiken aller drei Ölkonzerne im Zeitverlauf ansteigen. Im Durchschnitt liegen die jüngsten Werte um rund 30% höher als in den neunziger Jahren des vorherigen Jahrhunderts. Dem liegt aber nur teilweise eine tatsächliche Zunahme der bekannten Ölreserven zugrunde. Ein Großteil des Anstiegs ist nämlich auf die Möglichkeit zur intensiveren Ausbeutung vorhandener Bestände zurückzuführen. Dies hat zum einen mit dem technologischen Fortschritt zu tun, durch den die Reserven besser ausgeschöpft werden können. Zum anderen hat der deutlich gestiegene Ölpreis zur Folge, dass bisher unrentable Ölquellen nun wirtschaftlich nutzbar werden. Es bleibt jedoch dahingestellt, ob sich die angenommenen höheren Fördermengen zukünftig auch tatsächlich realisieren lassen (Schindler 2000: 2).

## 2.7. Erdölneufunde

Es ist wenig wahrscheinlich, dass es auf der Welt noch größere unentdeckte Ölvorkommen gibt. Trotz intensiver Bemühungen hat der Umfang der Neuentdeckungen in den letzten zwanzig Jahren kontinuierlich abgenommen. Seit über 20 Jahren (1983!) wird jährlich mehr Öl verbraucht als neu gefunden (Schuhmann 2005). Dies muss als Anzeichen eines nahenden Peak Oil gewertet werden. Dies wird durch die folgende Graphik verdeutlicht:



Quelle: IHS Energy 2005

Die Graphik verdeutlicht auch, wie sehr die Schätzungen über die Höhe der weiteren Ölförderung auseinander gehen. Die International Energy Agency (IEA) geht von einer weiteren Steigerung der Ölförderung aus, die Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO) erwartet hingegen zukünftig eine Abnahme der Förderung.

## 2.8. Beispielrechnung zur künftigen Reichweite der Erdölförderung

Anhand einer Beispielrechnung soll verdeutlicht werden, wie sehr die Reichweite des Erdöls von Schätzungen der Reserven abhängt. Bei dieser Berechnung wird angenommen, dass sich andere, dynamische Faktoren wie das jährliche Wachstum des Ölverbrauchs und Ölangebots sowie Nachfrage und Preis nicht verändern. Der Wert des weltweiten jährlichen Ölverbrauchs ist bekannt und wird für das Jahr 2004 mit 3780,1 Millionen Tonnen angegeben (Exxon Mobil Central Europe 2005). Dies entspricht einem Verbrauch von rund 27,2 Gb<sup>5</sup>.

5 1 Tonne entspricht etwa 7,1–7,3 Barrel. Dies ist von der Ölqualität des Erdöl abhängig. Für die weiteren Berechnungen wurde ein Verhältnis von 1 Tonne zu 7,2 Barrel angenommen.

	Campbell (ASPO)	BGR	Exxon	BP
Aktualität der Statistik	2002	2004	2005	2005
Reservevorhersage in Gb	871,0	1172,0	1248,0	1188,6
jährlicher Ölverbrauch in Gb	27,2	27,2	27,2	27,2
statische Reichweite in Jahren	32,0	43,1	45,8	43,7
Durchschnitt aller Annahmen: <b>41,1 Jahre</b>				

Allein aufgrund der unterschiedlichen Reservevoraussagen schwanken die Annahmen über die Reichweite der Ölreserven zwischen 32 und annähernd 46 Jahren. Die gemittelte, voraussichtliche Reichweite beträgt also rund 41 Jahre. Auch in der optimistischsten Variante wären somit alle Ölreserven, die zurzeit wirtschaftlich gefördert werden können, in weniger als 50 Jahren erschöpft. Die tatsächliche Reichweite der Erdölreserven hängt natürlich von einer Vielzahl von Faktoren wie Verfügbarkeit, Preis, Angebot und Nachfrage, technischer Innovation u.v.m. ab. Der Einsatz alternativer Energieträger sowie die Entwicklung Erneuerbarer Energien könnten dazu beitragen, die Reichweite der vorhandenen Erdölreserven zu verlängern. Eine ausführliche Beschäftigung mit allen diesen Faktoren kann an dieser Stelle jedoch nicht geleistet werden.

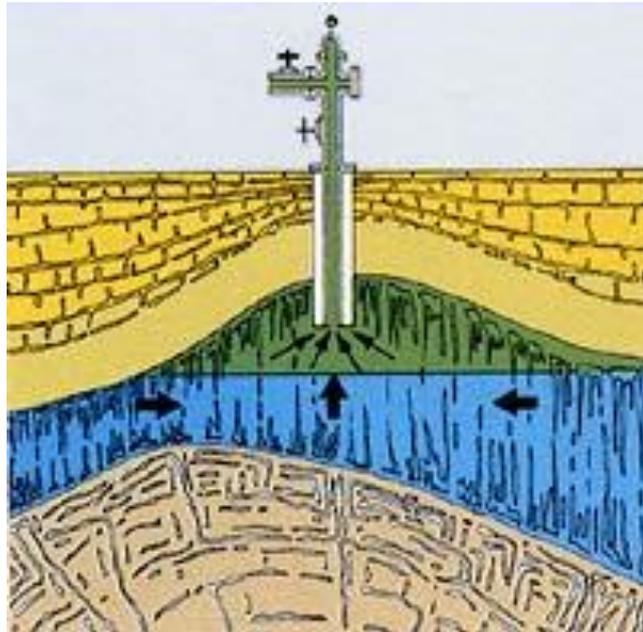
### 3. Techniken der Erdölförderung

Die Reichweite der Ölreserven und der Zeitpunkt des Peak Oil hängen maßgeblich vom Vorschreiten der Fördertechniken ab. Wie bereits dargestellt, haben in den vergangenen 20 Jahren nicht Neufunde, sondern die intensivere Ausschöpfung bereits erschlossener Ölquellen zu einer Veränderung der Prognosen geführt. Aus diesem Grund sollen die Fördertechniken und deren Potenziale hier näher beleuchtet werden. In den nachfolgenden Ausführungen zur Erdölgewinnung werden nicht alle möglichen Förderarten und Spezifikationen der Erdölförderung wiedergegeben. Es sollen lediglich einige Techniken dargestellt werden, die für das Verständnis der Erdölförderung und Erdölgewinnung unerlässlich sind.

Man kann die Fördertechniken in drei große Gruppen unterteilen, welche bei der Erschließung einer Erdölreserve im Laufe der Entölung nacheinander angewendet werden. Im weltweiten Durchschnitt beträgt der Entölungsgrad, also der Anteil an Erdöl, der nach dem aktuellen Stand der Technik gefördert werden kann, ungefähr 35-40 Prozent der Gesamtmenge. Durch zusätzliche technische Maßnahmen erwartet man zukünftig einen Entölungsgrad von 50-60 Prozent (Bartsch/Müller 2000).

### 3.1. Primäre Erdölförderung

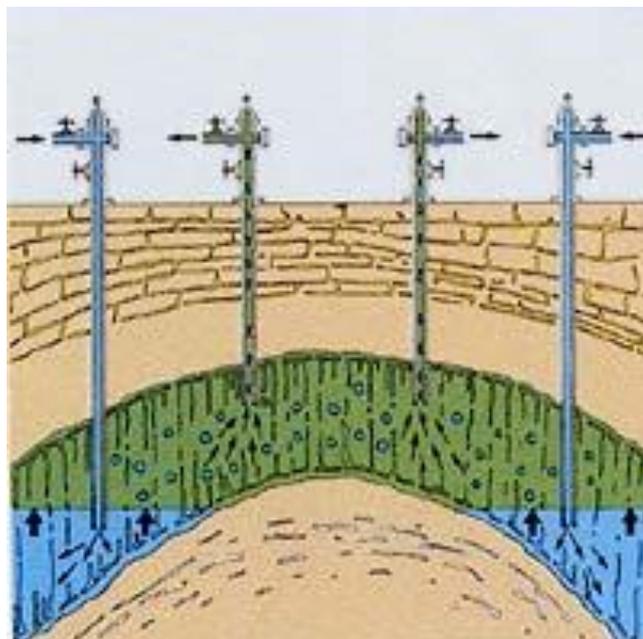
Wie in der Graphik dargestellt, erfolgt die primäre Erdölförderung über den natürlichen Lagerstätten- druck. Für diese erste Stufe sind keine weiteren Hilfsmittel notwendig, um das Öl aus seiner Lagerstätte zu fördern. Der Entölungsgrad, der durch die primäre Förderung erreicht werden kann, ist sehr verschieden. Unter guten Voraussetzungen, etwa bei starkem Wassertrieb und guter Lagerstättenausbildung, kann ein Entölungsgrad von bis zu 50% erreicht werden. Bei



sehr ungünstigen Verhältnissen, wie zum Beispiel bei geringem Lagerstättendruck oder einer besonders hohen Viskosität des Öls, kann der Entölungsgrad auch nur bei 5-15% liegen (WEG 2000: 18).

### 3.2. Sekundäre Erdölförderung

Sobald der natürliche Lagerdruck kein Erdöl mehr zu Tage fördert, müssen Hilfsmittel eingesetzt werden, um weiteres Erdöl zu fördern. Zunächst werden so genannte sekundäre Verfahren angewendet. Hierunter versteht man das Einpressen von Wasser oder Gas in die Lagerstätte. Mit dem Einpumpen von kaltem Wasser wird erreicht, dass der Druck in der Lagerstätte erhalten bleibt oder sogar noch erhöht wird. Man kann so auch die Geschwindigkeit der Förderung



steigern und damit die Fördermenge erhöhen (WEG 2000: 19). Dieses Verfahren wurde zum ersten Mal Ende des 19. Jahrhunderts in Pennsylvania (USA) angewendet<sup>6</sup>.

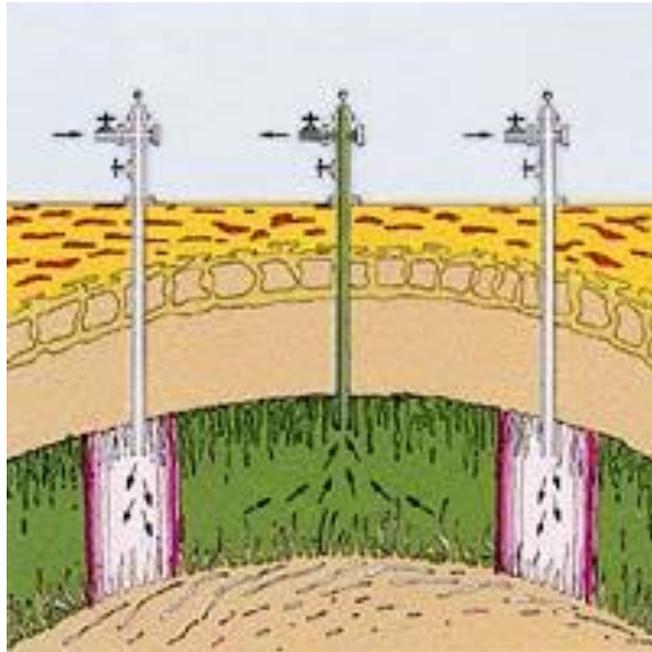
---

6 Eine Einführung in die Geschichte des Erdölabbau bietet die folgende Internetseite. Geschichte des Erdöls. <http://www.mineralienatlas.de/lexikon/index.php/Erd%F6l>, [Stand: 30. September 2005]

### 3.3. Tertiäre Erdölförderung

Tertiäre Verfahren verringern die Anhaftungskräfte, die das Erdöl in der Lagerstätte halten. Mittlerweile gibt es eine Reihe von tertiären Maßnahmen, von denen hier nur einige kurz vorgestellt werden.

Das am häufigsten verwendete Verfahren ist das thermische Verfahren, welches bei sehr zähflüssigem (viskosem) Öl genutzt wird. Hierbei wird heißes Wasser oder Dampf in die Lagerstätte injiziert. Dies hat zum einen zur Folge, dass der Lagerstättendruck erhöht und so

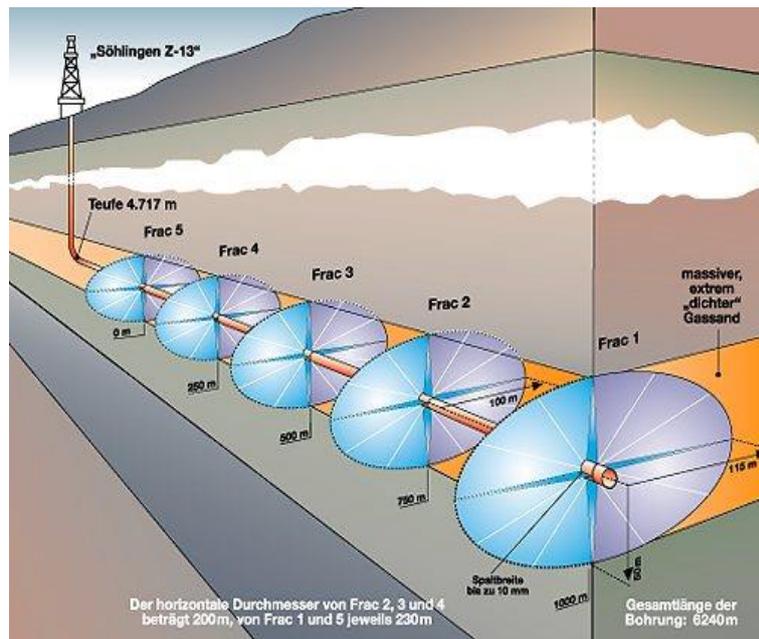


das Öl an die Oberfläche gedrückt wird. (WEG 2000: 20). Zum anderen wird durch die hohe Temperatur (ca. 340 Grad) auch die Viskosität des Öls verringert. Dies bewirkt, dass das Öl insgesamt schneller fließt und so auch schneller gefördert werden kann. Ein zweites häufig angewendetes Verfahren zur tertiären Förderung ist der Einsatz von Chemikalien. Zum Beispiel wird mit dem Einpressen von Kohlendioxid oder Stickstoff eine Erhöhung des Lagerdrucks erreicht. Außerdem lösen sich die Gase im Öl und vermindert dadurch die Viskosität.

Die Verfahren der tertiären Erdölgewinnung werden teilweise auch kombiniert angewendet. Allerdings kann weder mit einem einzelnen noch mit einer Kombination verschiedener Verfahren eine vollständige Ausbeutung der Lagerstätten erreicht werden. Die Rentabilität von tertiären Erdölförderungsmaßnahmen (Enhanced Oil Recovery EOR) ist stark abhängig vom Preis des Rohöls. Da diese Verfahren hohe Kosten verursachen, ist ihre Wirtschaftlichkeit nur bei relativ hohem Ölpreis gegeben. Dennoch werden diese Verfahren bereits vereinzelt angewendet.

### 3.4. Neuere Methoden der Erdölförderung

Eine neuere Entwicklung bei der Erdölförderung ist die Horizontalbohrung (WEG 2000). Damit kann man Ölfelder schon mit wenigen Bohrungen erschließen und auch Öl fördern, welches in einer relativ oberflächennahen Schicht lagert. Diese Technik wird bereits seit den neunziger Jahren angewendet. Sie hat in einigen Fällen dazu geführt, dass



Lagerstätten weiter ausgeschöpft werden können, obwohl sie schon als erschöpft galten. Die Horizontalbohrung kann auch mit der Frac-Technik (Hydraulic-Fracturing) kombiniert werden, welche in sehr dichtem Gestein angewendet wird. Sie bewirkt, dass an verschiedenen Stellen entlang der Horizontalbohrung Risse im Gestein entstehen. Durch diese Risse fließt zusätzlich Erdöl (und auch Erdgas) aus dem umliegenden Gestein zum zentralen Bohrloch. Dadurch können an der Oberfläche Bohrstandorte eingespart werden.

### 3.5. Ölsand in Kanada

#### 3.5.1. Die Aufnahme von Ölsand in die offiziellen Ölreservestatistiken

Seit dem Jahr 2002 gilt Kanada als das Land mit den weltweit zweitgrößten Ölreserven - hinter Saudi-Arabien und vor dem Irak. Dies beruht darauf, dass schon länger bekannte Ölsandvorkommen in die offiziellen Statistiken aufgenommen worden sind. Das Vorkommen soll 175 Gigabarrels (Gb) betragen.

Ölsand wird nun zwar zu den leicht förderbaren Vorkommen gerechnet, letztlich sind diese Vorkommen aber keineswegs vergleichbar mit den kostengünstig förderbaren Reserven in Saudi-Arabien, Irak und dem Iran. Denn die Ölgewinnung aus den Ölsanden ist erst ab einem Preis von ca. 40 US-Dollar (Morris 2003) rentabel. Zum einen weist das in dem Ölsand enthaltene Schweröl eine deutlich schlechtere Qualität auf, und zum anderen ist seine Gewinnung wesentlich kostenintensiver, technisch aufwändiger, energieaufwändiger und belastet auch die Umwelt stärker als dies bei konventionellem Öl der Fall ist. Vor allem aber kann die Produktion bei erhöhter Nachfrage nur langsam gesteigert werden. Die Aufnahme der Ölsandreserven in die offiziellen Statistiken

macht somit vor allem deutlich, dass zukünftig nicht mehr mit einer Rückkehr zu preiswertem Rohöl gerechnet wird.

### 3.5.2. Die Gewinnung des Rohöls aus Ölsanden

Typischer Ölsand aus Kanada besteht zu 83% aus Sand, zu 13% aus Erdöl in Form von Bitumen und zu 4% aus Wasser. Der Abbau dieser Ölsande erfolgt im Tagebauverfahren. Es muss also zunächst eine Deckschicht entfernt werden, bevor mit dem eigentlichen Abbau begonnen werden kann. Pro produzierter Tonne Rohöl fallen so 25 Tonnen zu entsorgender Sand an (Bimboes 2003). Um den Bitumen aus dem Sand zu gewinnen, werden große Mengen Wasser benötigt. So wird in einigen kanadischen Regionen, in denen diese Form der Ölförderung betrieben wird, ein Viertel des vor Ort verfügbaren Süßwassers von der Öl- und Gasindustrie in Anspruch genommen. Weiterhin ist für diesen Trennprozess sehr viel Energie notwendig. Man geht davon aus, dass am Ende dieses Jahrzehntes ungefähr 20% des insgesamt geförderten kanadischen Erdgases für diesen Prozess benötigt werden. Für die Renaturierung der Tagebaugebiete entstehen außerdem zusätzliche, erhebliche Kosten, die bislang noch nicht näher quantifiziert worden sind.<sup>7</sup>

## 4. Zusammenfassung und Ausblick

Die zukünftige Reichweite der weltweiten Erdölreserven hängt von vielen Faktoren ab. Die Hoffnung auf eine massenhafte Erschließung neuer Erdölquellen ist allerdings wenig wahrscheinlich. Vielmehr wird die Verbesserung bestehender und noch zu entwickelnder Fördertechniken einen entscheidenden Beitrag zur Verlängerung der Erdölvorräte leisten. Ein steigender Preis kann – neben unerfreulichen Auswirkungen,– aber auch dazu beitragen, verstärkt Alternativen im Bereich der Erneuerbaren Energien zu entwickeln. Die forcierte Anwendung alternativer Energiearten kann wiederum Einfluss auf die Verlängerung der Reichweite der Erdölvorkommen nehmen. Die gegenseitige Beeinflussung der verschiedensten Faktoren lässt deshalb eine klare Festsetzung des Zeitpunkts für Peak Oil nicht zu.

Ob Peak Oil als Wendepunkt bereits eingetreten ist, wie Pessimisten vermuten, oder erst (weit) nach 2010 eintreten wird, wie es Optimisten annehmen, kann zurzeit noch nicht beantwortet werden.

In der Kolumne Viewpoints der Zeitschrift „Time“ vom 31.10.2005 erklärte Kenneth Deffeyes, er habe Peak Oil vor zwei Jahren symbolisch auf den 24. November 2005 (Thanksgiving Day in den USA) festgelegt. Inzwischen aber glaube er, der Zeitpunkt

---

7 Einen kurzen, aber sehr informativen Überblick über die Gewinnung und Verarbeitung der kanadischen Ölsande sowie ihre wirtschaftliche Bedeutung bietet die 6-seitige Broschüre von Hans Babies, die im Internet abgerufen werden kann (Babies 2003).

sei längst überschritten (Deffeyes 2005: 48). Dagegen hält Peter Huber die Theorie von Peak Oil für „nonsense“, da seiner Ansicht nach nicht die Geologie, sondern Technologie und Politik bestimmen, wie viel Energie zu welchem Preis gewonnen wird. Schließlich könnten andere Energiearten das Erdöl substituieren. Dabei verweist er auf die großen, noch ungehobenen amerikanischen Vorkommen an Gas, Kohle und gefrorenen Hydrocarbonaten an den Küsten Alaskas (Huber 2005: 48).

Insgesamt scheint in der Wissenschaft jedoch weitgehend Einigkeit darin zu bestehen, dass Peak Oil für die Zukunft der Versorgung mit Erdöl wichtiger ist als eine Schätzung der Gesamtheit der Erdölreserven, wenngleich beides zusammenhängt. Allerdings sprechen einige, vor allem auch politische und ökonomische Argumente für die eher pessimistischen Annahmen. Schon jetzt können die Erdöl produzierenden Staaten mit der wachsenden Nachfrage, zurzeit insbesondere aus China und Indien, kaum noch Schritt halten. Außerdem gibt es eine Vielzahl von Anhaltspunkten dafür, dass die Angaben der Erdöl produzierenden Länder und der Ölkonzerne über den Umfang ihrer Erdölreserven aus finanziellen und politischen Gründen zu hoch angesetzt sind. Wann auch immer der Peak Oil eintritt, auf jeden Fall stehen Politik, Wirtschaft und Bürger vor der dringlichen Aufgabe, sich möglichst schnell auf eine Verknappung des Ölangebots einzustellen. Die Frage, auf welche Weise dies ökonomisch, ökologisch, gesellschaftlich und politisch geschehen könnte, sollte allerdings so bald wie möglich Gegenstand eines öffentlich geführten Diskurses sein.

## 5. Literatur- und Quellenverzeichnis

- Babies, Hans G. (2003). Ölsande in Kanada – Eine Alternative zum konventionellen Erdöl? Fakten, Analysen, wirtschaftliche Hintergrundinformationen. Commodity Top News No. 20, Oktober 2003. <http://www.bgr.de/b121/ctn2003.pdf> [Stand: 11.11.2005]
- Bartsch, U., Müller, B. (2000). Fossil Fuels in a Chancing Climate, Oxford Institute of Energy Studies. Oxford Univ. Press. New York, 2000. Zit. nach: Nitsch, Joachim, u.a. (2002). Struktur und Entwicklung der zukünftigen Stromversorgung Baden Württembergs, Untersuchung des Wirtschaftsministeriums Baden Württemberg, Stuttgart, Karlsruhe, März 2002, Band 2, S. 10. <http://www.ptdlr.de/tt/institut/abteilungen/system/publications/Ba-Wue-Teil2.pdf> [Stand: 25.10.2005]
- Bimboes, Detlef (2003). Das neue Ölscheichtum Kanada oder die wundersame Vermehrung der globalen Ölvorräte. <http://www.uni-kassel.de/fb5/frieden/themen/oel/kanada.html> [Stand: 27.September 2005]
- Bösch, Johannes (2003). Erdöl – ein Leitprogramm für die Chemie. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, März 2003. <http://www.educeth.ch/chemie/leitprogramme/erdoel/docs/erdoel.pdf> [Stand: 27. September 2005]
- BP (2005a). Statistical Review of World Energy, June 2005. <http://www.deutschebp.de/genericarticle.do?categoryId=412&contentId=2014345> [Stand: 27. September 2005]
- BP (2005b). Welt-Erdölförderung und deklarierte Reserven. Zit. nach: Jenni, Josef (2005b). <http://www.jenni.ch/index.html?html/umwelt/Oelfoerderung.htm> [Stand: 08. Dezember 2005]
- Deffeyes, Kwenneth (2005). It's the End of Oil. In: TIME, October 31, 2005.
- Exxon Mobil Central Europe (2005). Öldorado 2005. [http://esso.de/ueber\\_uns/info\\_service/publikationen/downloads/index.html](http://esso.de/ueber_uns/info_service/publikationen/downloads/index.html) [Stand: 27. September 2005]
- Gerling, Peter J. (2005). Erdöl: Reserven, Ressourcen und Reichweiten-eine Situationsbeschreibung aus Sicht der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover 2005. [http://www.bgr.de/aktthema/shortnews/erdoel\\_dgmk\\_2005/DGMK\\_Celle\\_final.pdf](http://www.bgr.de/aktthema/shortnews/erdoel_dgmk_2005/DGMK_Celle_final.pdf) [Stand: 27.September 2005]
- Geschichte des Erdöls, <http://www.mineralienatlas.de/lexikon/index.php/Erd%F6l> [Stand: 30. September 2005]
- Huber, Peter (2005). Oil Is Here to Stay. In: TIME, October 31, 2005.
- IHS Energy (2005). Zit. nach: Jenni, Josef (2005a). Der Countdown in der Erdölförderung hat begonnen <http://www.jenni.ch/> [Stand: 08. Dezember 2005]

- Korschil, Oliver (2004). Die neue Erdölkrise Facts zu Peak Oil. [www.gruene.at/uploads/media/broschuere\\_13.pdf](http://www.gruene.at/uploads/media/broschuere_13.pdf) (Stand: 27. September 2005)
- Meadows, Dennis (1972). Die Grenzen des Wachstums. Stuttgart 1972.
- Morris, Craig (2003). Esso verkündet das "Öldorado 2003". <http://www.telepolis.de/r4/artikel/15/15035/1.html> [Stand: 27. September 2005]
- Rybak, Hubertus (2004). PEAKOIL - Die Welt am Vorabend einer globalen Energiekrise! Über das Schwinden der Erdölreserven und die Konsequenzen für Wirtschaft und Gesellschaft, 31.05.2004. [http://www.nachhaltigkeitskultur.de/Themen/Gewalt\\_in\\_den\\_Medien/Nachhaltigkeit\\_als\\_politischer/Demografie/Wie\\_Leistungsfahig\\_sind\\_die\\_po/energiekrise.html](http://www.nachhaltigkeitskultur.de/Themen/Gewalt_in_den_Medien/Nachhaltigkeit_als_politischer/Demografie/Wie_Leistungsfahig_sind_die_po/energiekrise.html) [Stand: 27. September 2005]
- Schindler, Jörg, (2000). Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive- Endbericht. LB-Systemtechnik GmbH Ottobrunn, 2000, S. 34. [http://www.energiekrise.de/news/docs/TAB\\_Studie\\_komplett.pdf](http://www.energiekrise.de/news/docs/TAB_Studie_komplett.pdf) [Stand: 08. Dezember 2005]
- Shell (2005).Energie in Zahlen. Royal Dutch/Shell Gruppe. <http://www.shell.com/home/Framework?siteId=de-de> [Stand: 27. September 2005]
- TECSON (2005a). Entwicklung der Rohölpreise 1960 bis 2004. <http://www.tecson.de/poelhist.htm> [Stand: 27. September 2005]
- TECSON (2005b). Entwicklung der Rohölpreise auf dem Weltmarkt. <http://www.tecson.de/prohoel.htm> [Stand: 27. September 2005]
- WEG (2000). Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Erdgas – Erdöl: Entstehung • Suche • Förderung, 2000. <http://www.erdoel-erdgas.de> [Stand: 27. September 2005]
-