

Zukunft der weltweiten Erdölversorgung

Überarbeitete, deutschsprachige Ausgabe, Mai 2008, mit freundlicher Unterstützung des Club Niederösterreich (www.clubnoe.at)

Autoren:

Dipl.-Kfm. Jörg Schindler

Dr. Werner Zittel

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn/Deutschland

Wissenschaftlicher und parlamentarischer Beirat:

siehe unter www.energywatchgroup.org

© Energy Watch Group / Ludwig-Bölkow-Stiftung

Zitieren und auszugsweiser Abdruck bei ausführlicher Quellenangabe und gegen Belegexemplare erlaubt.

Über die Energy Watch Group

Energiepolitik braucht objektive Informationen.

Die Energy Watch Group ist ein internationales Netzwerk von Wissenschaftlern und Parlamentariern. Träger ist die Ludwig-Bölkow-Stiftung. In diesem Projekt werden unabhängig von Regierungs- oder Unternehmensinteressen Studien erarbeitet über

- die Verknappung der fossilen und atomaren Energieressourcen,
- Ausbauszenarien für die Regenerativ-Energien
sowie
- daraus abzuleitende Strategien für eine langfristig sichere Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen.

Die Wissenschaftler erheben und analysieren nicht nur ökologische, sondern vor allem geologische, technologische und ökonomische Zusammenhänge. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in die Parlamente und in die politisch interessierte Öffentlichkeit transportiert.

Objektive Informationen brauchen unabhängige Finanzierung.

Ein großer Teil der Arbeit im Netzwerk geschieht ehrenamtlich. Darüber hinaus finanziert sich die Energy Watch Group ausschließlich aus (steuerbegünstigten) Spenden und Zuwendungen, die der Ludwig-Bölkow-Stiftung für diesen Zweck zufließen.

Näheres erfahren Sie auf unserer Internetseite und direkt hier:

Energy Watch Group
Zinnowitzer Straße 1
10115 Berlin
Telefon +49 (0)30 3988 9664
office@energywatchgroup.org
www.energywatchgroup.org

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	5
Methodik	6
Bestimmende Faktoren der zukünftigen Ölversorgung	7
Die wichtigsten Erkenntnisse	12
OECD Europa	14
OECD Nordamerika	15
Mittlerer Osten	16
Schlussfolgerung	17
Einführung	18
Aufbau der Studie	19
Gegenstand, Ziel und Methodik	20
Verschiedene Arten von Öl.....	20
Konventionelles Öl	20
Flüssiggas (NGL)	21
Teersande.....	21
Ölschiefer	22
Ziel der Studie und Methodik	22
Unterschiede zu anderen Studien hinsichtlich Rahmen und Methodik...	24
ASPO	24
Robelius	25
Internationale Energieagentur (IEA).....	25
Beurteilung der künftigen Ölversorgung	26
Grundlegende Konzepte für das Verständnis der künftigen Ölversorgung	26
Reserven	26
Ölfunde	35
Schätzungen der maximalen Ölfördermenge	39
Muster der Ölförderung	41
Peak Oil ist „jetzt“	46
Position der IEA und der Industrie	52
Szenario zur zukünftigen Ölversorgung	55
Regionale Szenarien	55

Naher Osten.....	56
OECD Nordamerika	59
Transformationsländer.....	63
Afrika	65
Lateinamerika	66
OECD Europa	66
China	67
Ostasien	68
Südasien	68
OECD Pazifik	69
Weltszenario	69
EWG-Szenario	69
Vergleich der Ergebnisse des EWG-Szenarios mit anderen Projektionen	70
Schlussfolgerungen.....	73
Anhang	75
Anhang 1: US-Ölförderung in Alaska und im Golf von Mexiko	75
Alaska	75
Golf von Mexiko.....	76
Anhang 2: Kritik an den Projektionen zur Ölversorgung durch USGS, EIA und IEA.....	77
US Geological Survey (USGS).....	77
US-Behörde „Energy Information Administration“ (EIA)	81
Internationale Energieagentur (IEA).....	84
Schlussbemerkung.....	94
Anhang 3: Nicht-konventionelles Erdöl	94
Kanadische Teersande und Ölschiefer – Hoffnung oder Alptraum	94
Anhang 4: Internationale Ölgesellschaften.....	99
Literatur	103

Zusammenfassung

Die Hauptabsicht der vorliegenden Studie besteht darin, die künftige Verfügbarkeit von Erdöl bis ins Jahr 2030 zu ermitteln. Da Erdöl weltweit gesehen den wichtigsten Energieträger darstellt und da sämtliche Transportsysteme stark vom Öl abhängen, ist die künftige Verfügbarkeit von Erdöl von immenser Wichtigkeit. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existieren mehrere, stark voneinander abweichende Prognosen, aus denen vollkommen unterschiedliche Handlungsweisen für Politik, Wirtschaft und jeden Einzelnen abgeleitet werden können.

Diese Prognosen decken einen ähnlichen Bereich ab, wie der von der Internationalen Energieagentur (IEA) herausgegebene Weltenergieausblick (World Energy Outlook). Es werden jedoch keine Annahmen oder Prognosen hinsichtlich des Ölpreises abgegeben.

Die vorliegende Studie beschreibt ein Szenario für die weltweite Ölversorgung, das auf der Zusammenfassung der einzelnen Szenarien für zehn Weltregionen beruht. Um Vergleichbarkeit herzustellen, entspricht die Definition dieser Weltregionen den Vorgaben der Internationalen Energieagentur (IEA):

- OECD Nordamerika: Kanada, Mexiko und die USA;
- OECD Europa: Belgien, Deutschland, Dänemark, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Schweden, Schweiz, Slowakische Republik, Spanien, Tschechische Republik, Türkei und Ungarn;
- OECD Pazifik: – OECD Ozeanien mit Australien und Neuseeland, – OECD Asien mit Japan und Korea;
- Transformationsländer: Albanien, Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Estland, Georgien, Jugoslawien, Kasachstan, Kirgisistan, Kroatien, Lettland, Litauen, Malta, Mazedonien, Moldawien, Rumänien, Russland, Slowenien, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan und Zypern;
- China mit Hongkong;
- Ostasien: Afghanistan, Bhutan, Brunei, Fidschi-Inseln, Indonesien, Kiribati, Demokratische Republik Korea, Malaysia, Malediven, Myanmar, Neukaledonien, Papua-Neuguinea, Philippinen, Polynesien, Salomonen, Samoa, Singapur, Taiwan, Thailand, Vietnam und Vanuatu;
- Südasien: Bangladesch, Indien, Nepal, Pakistan und Sri Lanka;
- Lateinamerika: Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien, Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Französisch Guayana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Kolumbien, Kuba, Martinique, Niederländische Antillen, Nicaragua,

Panama, Paraguay, Peru, St. Kitts-Nevis-Antigua, St. Lucia, St. Vincent und die Grenadinen, Surinam, Trinidad und Tobago, Uruguay und Venezuela;

- Naher Osten: Bahrain, Iran, Irak, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate, Neutrale Zone zwischen Saudi-Arabien und dem Irak;
- Afrika: Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Dschibuti, Elfenbeinküste, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kapverdische Inseln, Kenia, Kongo, Demokratische Republik Kongo, Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mosambik, Niger, Nigeria, Ruanda, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Somalia, Südafrika, Sudan, Swasiland, Tansania, Togo, Tunesien, Sambia, Simbabwe, Tschad, Uganda und die Zentralafrikanische Republik.

Allerdings unterscheidet sich das in der vorliegenden Studie entworfene Szenario hinsichtlich seiner Ergebnisse erheblich von den Szenarien, die von der IEA in ihrem regelmäßig veröffentlichten Weltenergieausblick präsentiert werden und in denen ein kontinuierliches Wachstum der Ölversorgung und infolgedessen ein störungsfreier Verlauf der Weltwirtschaft in den nächsten Jahrzehnten als möglich angesehen wird.

Methodik

Die Analysemethode der vorliegenden Studie basiert nicht primär auf Daten zu Ölreserven, die schwer zu beurteilen und zu überprüfen sind, und die sich in der Vergangenheit häufig als unzuverlässig erwiesen haben. Die historische Entwicklung von Ölfunden ist ein wesentlich besserer Indikator, allerdings sind auch diese Daten von wechselnder Qualität. Die Analyse stützt sich in erster Linie auf Angaben von Fördermengen, die einfacher zu ermitteln und verlässlicher sind. Historische Fund- und Förderprofile ermöglichen eine Prognose der zukünftigen Funde und – in Regionen, in denen die Förderung bereits ihr Maximum erreicht hat – der zukünftigen Förderung.

Grundlage der Analyse ist eine branchenweit verwendete Datenbank, in der historische Förderdaten sowie teilweise Reservenangaben für bestimmte Regionen enthalten sind. Da Reservenangaben stark differieren und keine testierten Reservezahlen existieren, haben die Autoren der vorliegenden Studie in einigen Fällen ihre eigenen Reservenabschätzungen auf der Grundlage verschiedener Quellen und eigener Einschätzungen vorgenommen. Eine Prognose der zukünftigen Förderung für Regionen, deren Förderung bereits zurückgeht, kann im Wesentlichen mit hinreichender Genauigkeit auf der Grundlage des bisherigen Verlaufs der Förderung aufgestellt werden.

Das Verhalten der Industrie und so genannte „schwache“ Indikatoren (wie z. B. die jüngste Kehrtwende in den Aussagen der IEA und ein

bemerkenswertes Zitat von König Abdullah von Saudi-Arabien), wurden bei den Prognosen ebenfalls berücksichtigt.

Bestimmende Faktoren der zukünftigen Ölversorgung

Nur Öl, das bereits gefunden wurde, kann gefördert werden. Daher muss dem Maximum der Neufunde, das vor langer Zeit in den 1960ern erreicht wurde, zwangsläufig irgendwann auch ein Maximum bei der Förderung folgen. Nach dem Erreichen des Fördermaximums („Peak Oil“) wird die weltweite Verfügbarkeit von Öl Jahr für Jahr zurückgehen. Es gibt deutliche Anzeichen dafür, dass sich die weltweite Ölförderung nahe ihres Maximums befindet.

Die wachsende Diskrepanz zwischen Ölfunden und Ölförderung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Im Zeitraum von 1960 bis 1970 betrug die durchschnittliche Größe neuer Ölfunde 527 Mb pro Aufschlussbohrung (New Field Wildcat). Dieser Wert ist im Zeitraum von 2000 bis 2005 auf 20 Mb pro New Field Wildcat gefallen.

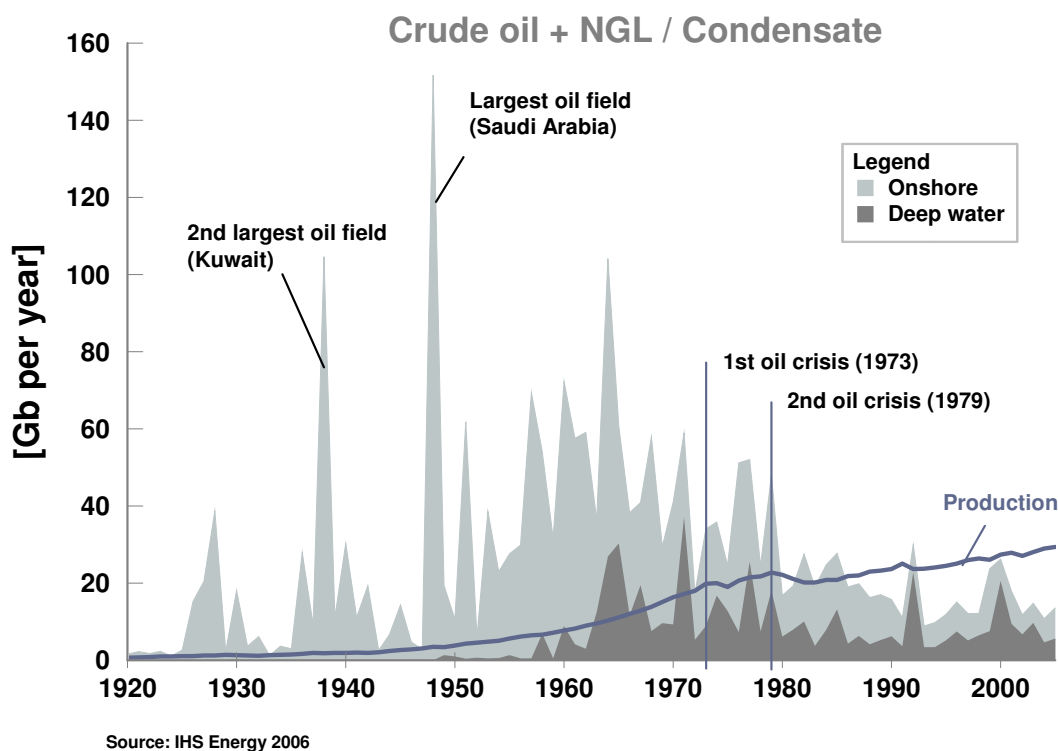


Abbildung 1: Entwicklung der Ölfunde (nachgewiesene plus wahrscheinliche) und der Ölförderung)

Die verbleibenden Weltölreserven werden laut Industriedatenbank [IHS 2006] auf 1.255 Gb geschätzt. Es gibt jedoch stichhaltige Gründe, diese Zahlen für einige Regionen und Schlüsselländer zu korrigieren, woraus die EWG einen Schätzwert in Höhe von 854 Gb ableitet. Erläuterungen zu diesen Korrekturen werden in den Kapiteln der vorliegenden Studie gegeben, die sich mit den einzelnen regionalen Szenarien beschäftigen.

Die daraus resultierenden Werte für die Ölreserven sind in Abbildung 2 sowie in Tabelle 1 dargestellt (in Tabelle 1 werden die Schätzungen der EWG und die Daten der IHS aufgeführt). Der größte Unterschied besteht bei den Reservenzahlen für den Nahen Osten: Den IHS-Daten zufolge verfügt der Nahe Osten über 677 Gb an Ölreserven, während die EWG-Abschätzung nur 363 Gb ergibt.

Region	verbleibende Reserven		Förderung 2005		Verbrauch 2005 [Gb/Jahr]
	EWG [Gb]	IHS [Gb]	onshore [Gb/Jahr]	offshore [Gb/Jahr]	
OECD North America	84	67.6	3.20	1.71	9.13
Canada	17	15.3	0.89	0.12	0.82
USA	41	31.9	1.93	0.59	7.59
Mexico	26	20.4	0.36	1.00	0.72
OECD Europe	25.5	23.5	0.1	1.94	5.72
Norway	11	11.6	0	1.13	0.08
UK	8	7.8	0.01	0.70	0.65
OECD Pacific	2.5	5.1	0.025	0.18	3.18
Australia	2.4	4.8	0.02	0.17	0.31
Transition Economies	154	190.6	4.1	0.18	2.02
Russian Federation	105	128	3.4	0.13	1.00
Azerbaijan	9.2	14	0.01	0.15	0.04
Kazakhstan	33	39	0.47	0	0.08
China	27	25.5	1.1	0.22	2.55
South Asia	5.5	5.9	0.11	0.16	0.96
East Asia	16.5	24.1	0.3	0.65	1.75
Indonesia	6.8	8.6	0.27	0.11	0.43
Latin America	52.5	129	2.0	0.61	1.74
Brazil	13.2	24	0.075	0.55	0.75
Venezuela	21.9	89	1.17	0	0.20
Middle East	362	678.5	6.97	1.97	2.09
Kuwait	35	51	0.96	0	0.11
Iran	43.5	134	1.19	0.24	0.59
Iraq	41	99	0.67	0	
Saudi Arabia	181	286	2.85	0.86	0.69
UAE	39	57	0.46	0.45	0.14
Africa	125	104.9	2,03	1,53	1.01
Algeria	14	13.5	0.72	0	0.09
Angola	19	14.5	0.01	0.45	
Libya	33	27	0.61	0.02	
Nigeria	42	36	0.39	0.52	
World	854	1,255	19.94	9.15	30.3

Tabelle 1: Ölreserven und jährliche Ölförderung in verschiedenen Regionen und wichtigen Förderländern



Abbildung 2: Welt-Ölreserven (Einschätzung der EWG)

In jeder Ölförderregion werden normalerweise zuerst die großen Felder erschlossen und erst danach die kleineren Felder. Sobald die ersten großen Ölfelder einer Region ihr Fördermaximum überschritten haben, muss eine steigende Anzahl neuer und im Allgemeinen kleinerer Ölfelder erschlossen werden, um den Rückgang der Fördermenge zu kompensieren. Ab diesem Zeitpunkt wird es immer schwieriger, das Wachstum der Förderrate aufrecht zu erhalten. Ein Wettlauf beginnt, der wie folgt beschrieben werden kann: Mehr und mehr große Ölfelder weisen rückläufige Fördermengen auf. Der entstehende Ausfall muss kompensiert werden, indem immer mehr kleinere Ölfelder für die Förderung erschlossen werden. Aber die kleineren Ölfelder erreichen ihr Fördermaximum wesentlich schneller und tragen danach zum allgemeinen Rückgang der Gesamtfördermenge bei. Infolgedessen wird das Förderprofil der Region, das sich aus der Aufaddierung aller Förderprofile der einzelnen Felder ergibt, immer asymmetrischer und der sich aus dem Förderrückgang aller Felder ergebende Gesamtrückgang immer steiler. Dieser Rückgang muss durch die immer schnellere Erschließung von immer mehr und immer kleineren Feldern kompensiert werden. Wenn keine ausreichende Zahl von neuen Feldern mehr zur Verfügung steht, dann beginnt die Gesamtförderung zurückzugehen. Siehe Abbildung 3.

Das zeitliche Förderprofil einer Ölregion kann demnach wie folgt charakterisiert werden: Eine Erhöhung der Ölfördermenge wird zunehmend schwieriger, die Wachstumsrate sinkt und die Kosten steigen bis zu dem Punkt, an dem die Industrie nicht mehr in der Lage ist, eine ausreichende Anzahl neuer Ölfelder schnell genug zu erschließen. An diesem Punkt stagniert die Förderung zeitweise und fängt schließlich an zurückzugehen.

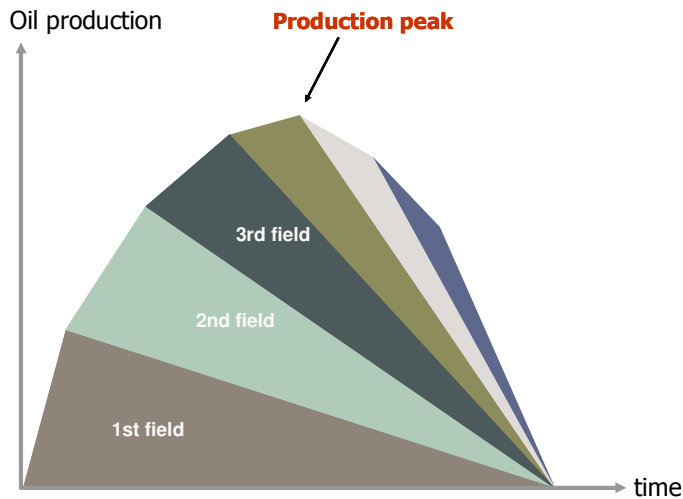


Abbildung 3: Typisches Förderprofil einer Ölregion

Ein anschauliches Beispiel für dieses Förderprofil bietet die Ölförderung in Großbritannien.

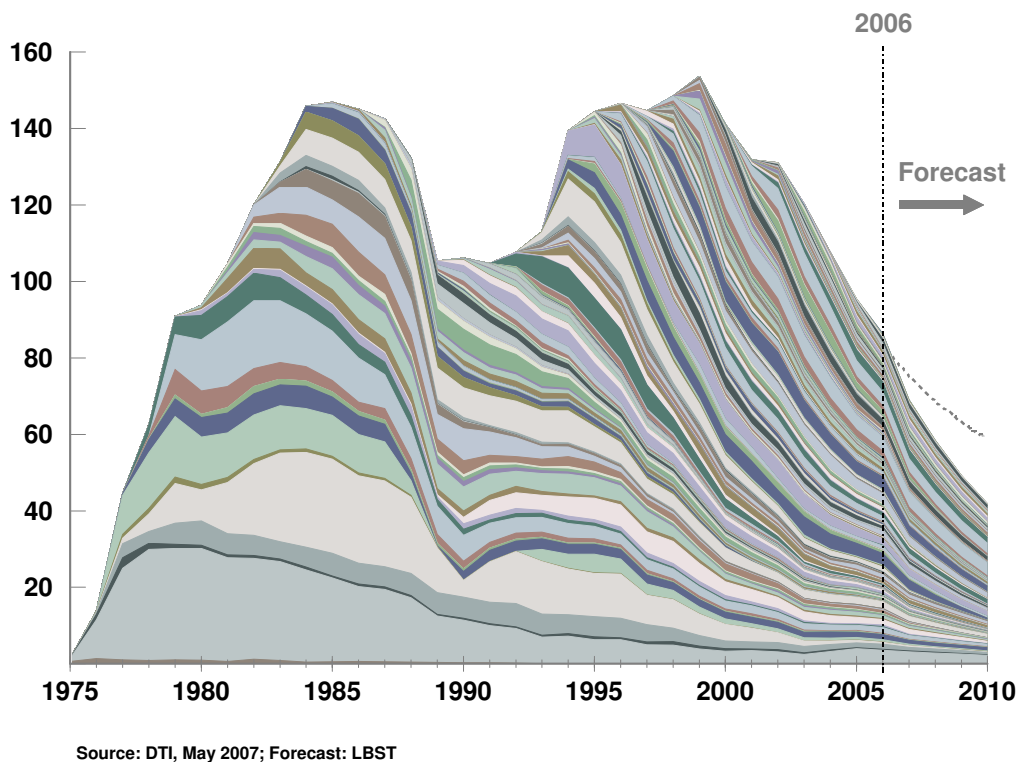


Abbildung 4: Ölförderung in Großbritannien

In Regionen, die ihren Peak bereits überschritten haben, kann die Ölförderung in den kommenden Jahren mit einiger Sicherheit vorausgesagt werden. Abbildung 5 zeigt das Förderprofil für nicht der OPEC bzw. der früheren Sowjetunion angehörende Länder. (Mit enthalten sind Angola, das erst vor kurzem der OPEC beigetreten ist, sowie Indonesien und die konventionelle Erdölförderung in Venezuela. Beide

haben das Fördermaximum längst überschritten.) Folgt einem Ländernamen eine Jahresangabe, hat das Land im betreffenden Jahr sein Fördermaximum erreicht. In der oberen Hälfte der Grafik findet man einige wenige Länder aus dieser Gruppe, die ihren Peak noch nicht erreicht haben. Selbst wenn man annimmt, dass die restlichen Ölregionen, die noch Wachstumspotenzial aufweisen (insbesondere Angola, Brasilien und der Golf von Mexiko) ihre Förderung bis ins Jahr 2010 weiter steigern (gemäß den Prognosen der in diesen Regionen tätigen Ölfirmen), so wird die Gesamtfördermenge dieser Ländergruppe dennoch kontinuierlich um ca. drei Prozent jährlich sinken. Siehe Abbildung 5.

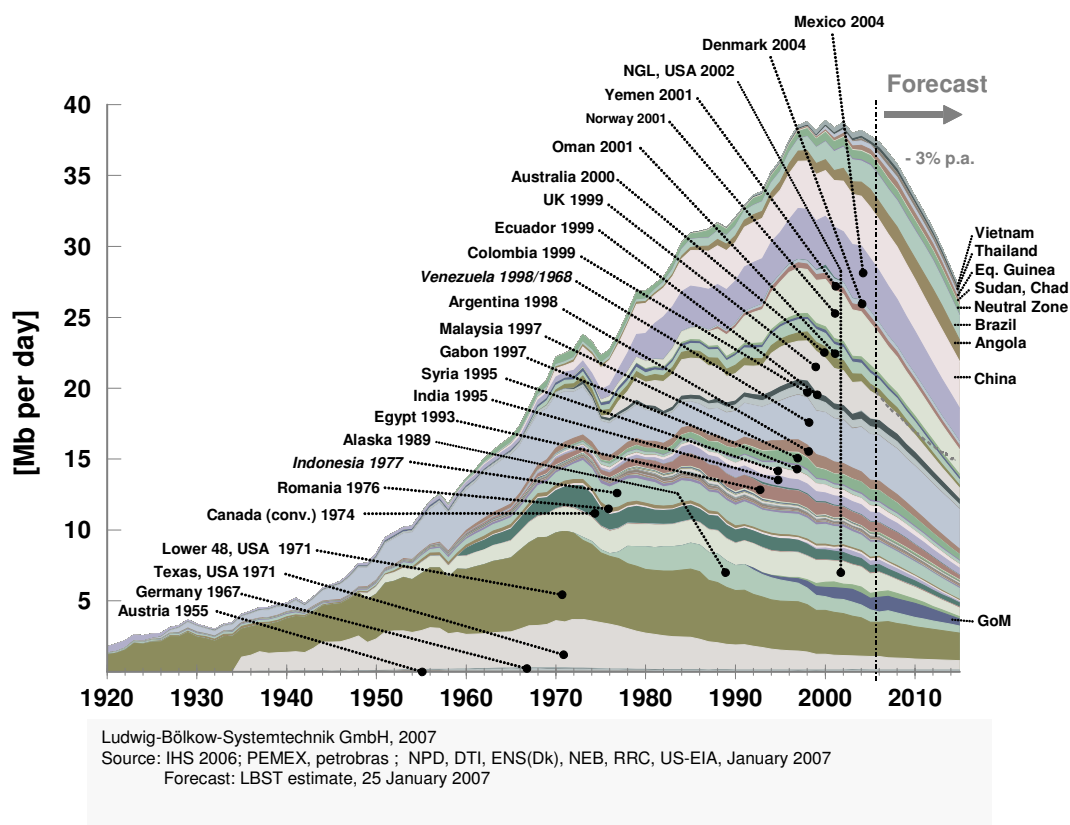


Abbildung 5: Öl produzierende Länder außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion.

Wie schwierig eine weitere Erhöhung der Ölförderung ist, wird außerdem klar, wenn man die Förderleistungen der großen internationalen Ölfirmen betrachtet. Alle zusammengenommen waren nicht in der Lage, in den letzten zehn Jahren ihre Fördermenge zu erhöhen, obwohl gleichzeitig ein beispielloser Anstieg der Preise zu verzeichnen war.

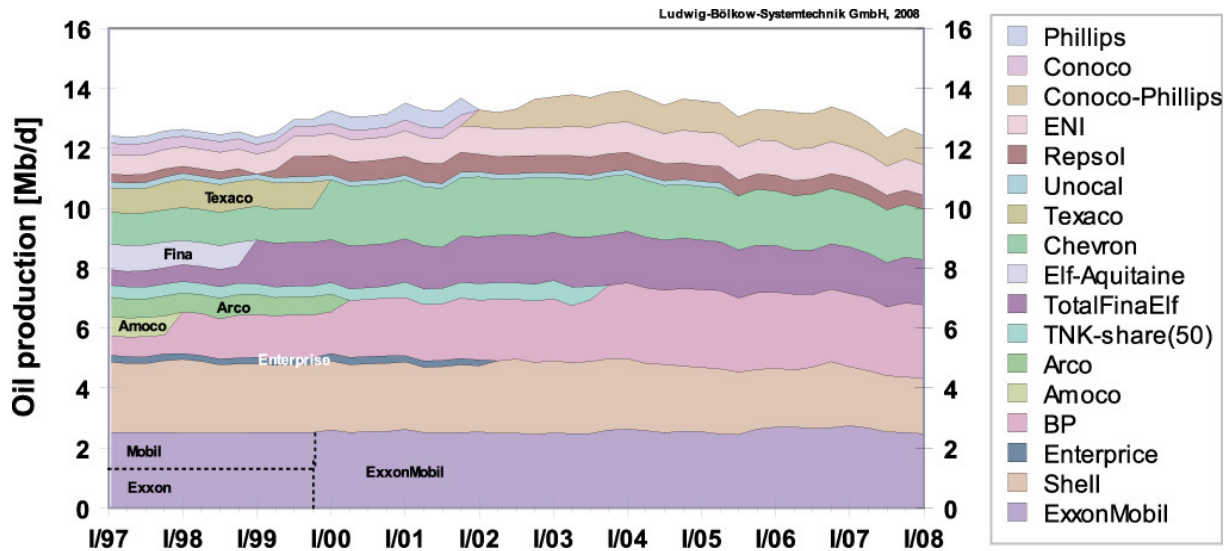


Abbildung 6: Ölförderung der großen Ölkonzerne in den Jahren 1997 bis einschließlich erstes Quartal 2008.

Die wichtigsten Erkenntnisse

- Peak Oil ist „jetzt“.

Seit einiger Zeit tobt eine heftige Debatte um das weltweite Ölfördermaximum („Peak Oil“). Institutionen mit großer Nähe zur Energiebranche, wie etwa das Consulting-Unternehmen CERA, betreiben eine Kampagne zur „Entlarvung“ der „Peak-Oil-Theorie“. Die vorliegende Studie gehört zu einer langen Reihe von Arbeiten, die innerhalb und außerhalb der ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas, etwa: Vereinigung zum Studium des Fördermaximums von Öl und Gas) entstanden sind und zeigen, dass das Ölfördermaximum keinesfalls mehr als „Theorie“ bezeichnet werden kann, sondern eine Realität ist, die sich bereits vor unseren Augen abspielt.

Den Analysen unseres Szenarios zufolge ist das weltweite Ölfördermaximum 2006 eingetreten.

Die Datierung des Maximums in der vorliegenden Studie ergibt einen um einige Jahre früheren Wert als die Studien anderer Autoren (wie etwa Campbell, ASPO und Skrebowski), die ebenfalls von einem in naher Zukunft bevorstehenden Fördermaximum ausgehen. Eine Ursache für diesen Unterschied besteht in unserer größeren Skepsis bezüglich der künftig möglichen Steigerung der Ölförderrate, insbesondere bei der Kontinentalschelf- und Tiefseeförderung, da sich hier die angekündigten Erschließungen neuer Felder deutlich verzögert haben. Eine weitere Ursache sind früher einsetzende und stärkere Rückgänge der Förderung bei den Prognosen für wichtige Förderregionen, insbesondere den Nahen Osten.

- Die wichtigste Erkenntnis ist, dass die Ölförderung nach dem Peak einen steilen Rückgang erleben wird.

Dieses Ergebnis und dazu der Zeitpunkt des Peaks stehen offensichtlich in scharfem Widerspruch zu den Prognosen der Internationalen Energieagentur (IEA). Aber der Rückgang fällt auch stärker aus als bei den moderateren Prognosen der ASPO.

Dieses Ergebnis stimmt allerdings sehr weitgehend mit den Ergebnissen der unlängst veröffentlichten Doktorarbeit von Fredrik Robelius überein. Diese Übereinstimmung ist umso bemerkenswerter, als dass unterschiedliche Methoden und verschiedene Datenquellen genutzt wurden.

- Das globale Szenario der künftigen Ölversorgung ist in nachfolgender Abbildung 7 dargestellt.

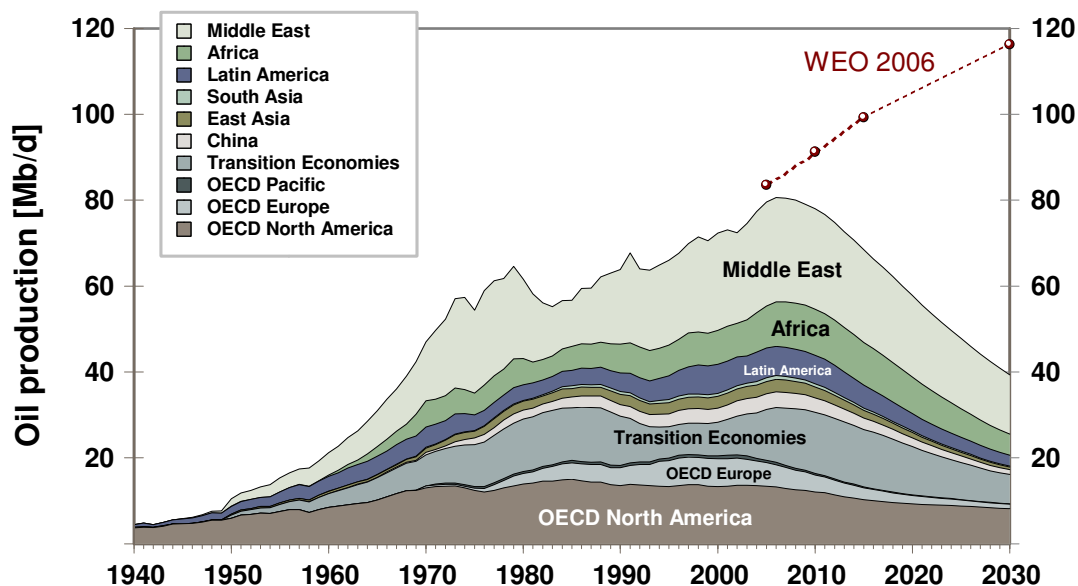


Abbildung 7: Übersicht über die weltweite Ölförderung.

Die Hochrechnungen für die weltweite Ölförderung ergeben folgende Werte:

- 2006: 81 Mb/Tag
- 2020: 58 Mb/Tag (IEA: 105¹ Mb/Tag)
- 2030: 39 Mb/Tag (IEA: 116 Mb/Tag)

Der Unterschied zu den Hochrechnungen der IEA könnte kaum dramatischer ausfallen.

¹ Da die IEA nur Werte für 2015 und 2030 veröffentlicht, wurden die Werte für 2020 interpoliert.

- Eine Analyse der Regionen macht deutlich, dass im Jahr 2020, abgesehen von Afrika, in allen anderen Regionen ein Rückgang der Fördermenge im Vergleich zum Jahr 2005 zu verzeichnen ist.

Im Jahr 2030 verzeichnen alle Regionen einen deutlichen Rückgang im Vergleich zu 2005. Nachfolgend sind drei Beispiele aufgeführt, die die Ergebnisse in wichtigen Ölförderregionen darstellen.

OECD Europa

Die Hochrechnungen für die Ölförderung in europäischen OECD-Ländern ergeben folgende Werte:

- 2006: 5,2 Mb/Tag
- 2020: 2 Mb/Tag (IEA: 3,3² Mb/Tag)
- 2030: 1 Mb/Tag (IEA: 2,6³ Mb/Tag)

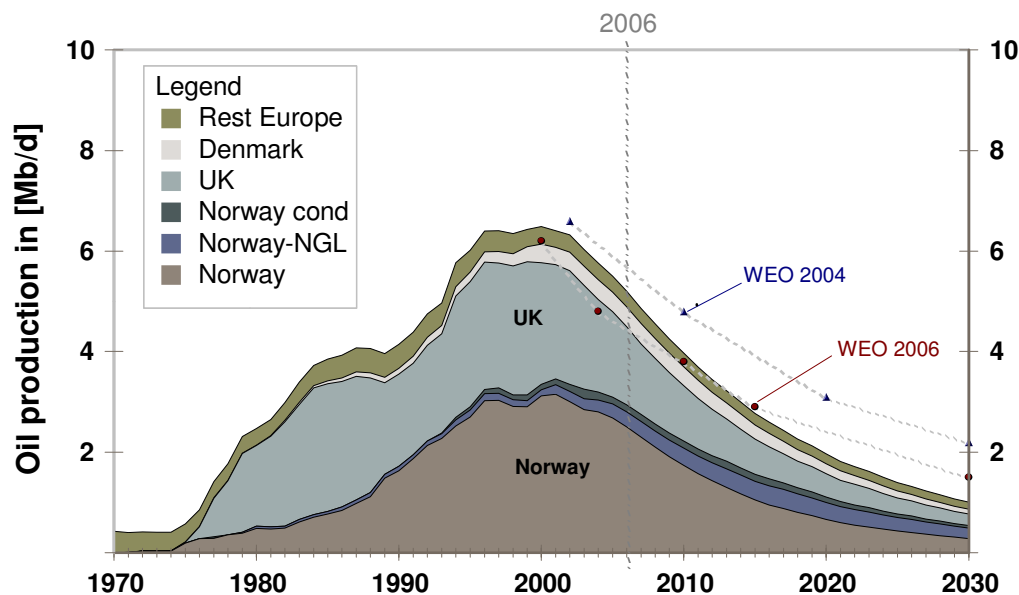


Abbildung 8: Ölförderung in europäischen OECD-Ländern.

² Die IEA-Vergleichszahl ergibt sich aus 2,3 Mb/Tag Erdölförderung sowie 1 Mb/Tag NGL (=25 % der OECD-Menge NGL).

³ Die IEA-Vergleichszahl ergibt sich aus 1,5 Mb/Tag Erdölförderung sowie 1,1 Mb/Tag NGL (=25 % der OECD-Menge NGL).

OECD Nordamerika

Die Hochrechnungen für die Ölförderung in nordamerikanischen OECD-Ländern ergeben folgende Werte:

- 2006: 13,2 Mb/Tag
- 2020: 9,3 Mb/Tag (IEA: 15,4⁴ Mb/Tag)
- 2030: 8,2 Mb/Tag (IEA: 15,9⁵ Mb/Tag)

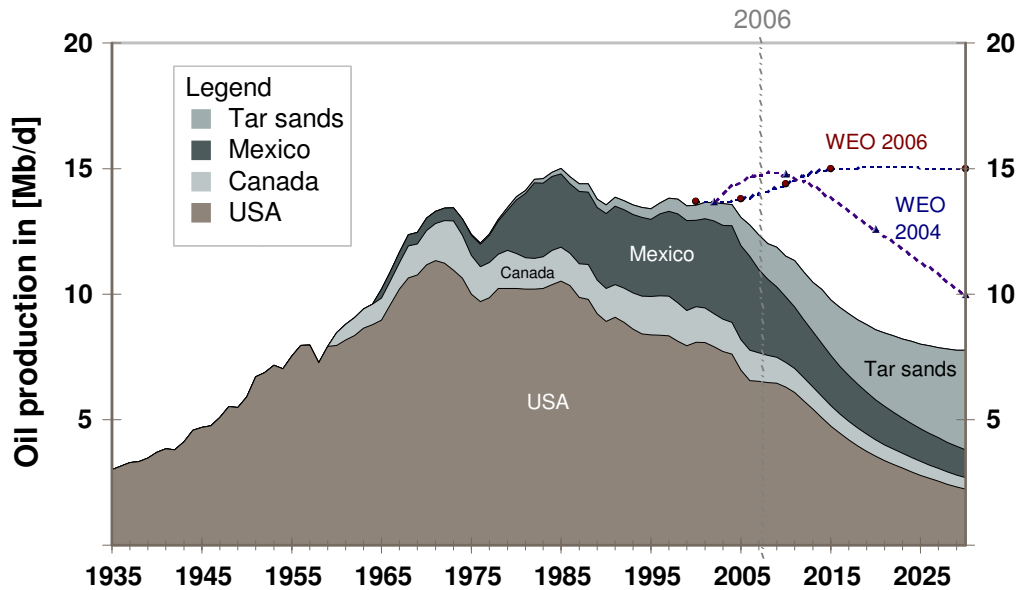


Abbildung 9: Ölförderung in nordamerikanischen OECD-Ländern.

⁴ Die IEA-Vergleichszahl ergibt sich aus 8,6 Mb/Tag Erdölförderung sowie 3,6 Mb/Tag kanadischer Teersand und 3,15 Mb/Tag NGL (=75 % der OECD-Menge NGL).

⁵ Die IEA-Vergleichszahl ergibt sich aus 7,8 Mb/Tag Erdölförderung sowie 4,8 Mb/Tag kanadischer Teersand und 3,3 Mb/Tag NGL (=75 % der OECD-Menge NGL).

Mittlerer Osten

Die Hochrechnungen für die Ölförderung im Nahen Osten ergeben folgende Werte:

- 2006: 24,3 Mb/Tag
- 2020: 19 Mb/Tag (IEA: 32,3⁶ Mb/Tag)
- 2030: 13,8 Mb/Tag (IEA: 39,6⁷ Mb/Tag)

Für diese Region weicht die Beurteilung im Rahmen der vorliegenden Studie am gravierendsten von den Hochrechnungen der IEA ab.

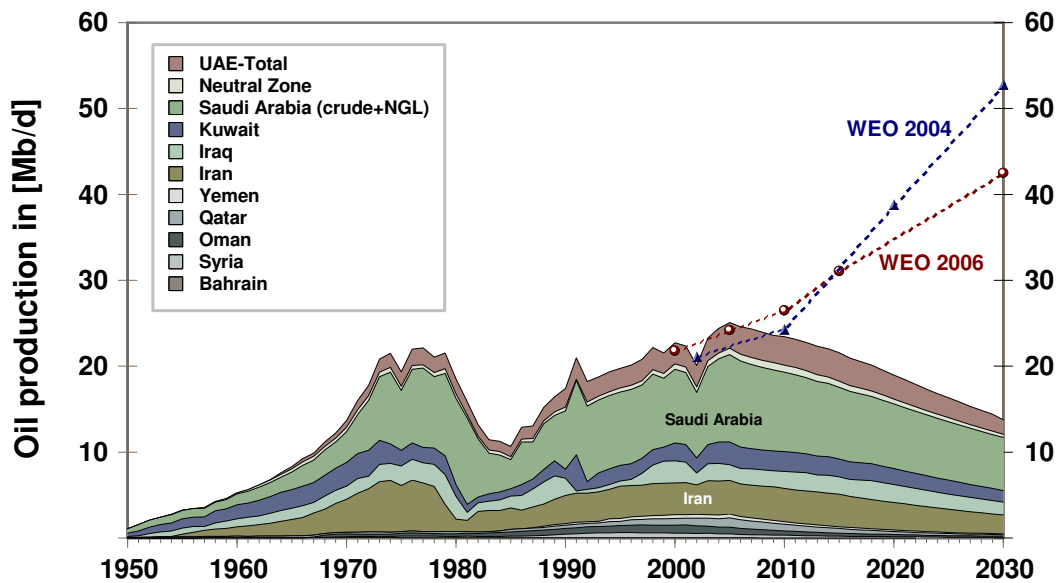


Abbildung 10: Ölförderung im Nahen Osten.

⁶ 28,3 Mb/Tag Erdöl und 4 Mb/Tag NGL

⁷ 34,5 Mb/Tag Erdöl und 5,1 Mb/Tag NGL

Schlussfolgerung

Das wichtigste Ergebnis der vorliegenden Analyse ist die Erkenntnis, dass die weltweite Ölförderung im Jahr 2006 ihren Höchststand erreicht hat.

Die Ölförderung wird künftig um einige Prozentpunkte jährlich zurückgehen. Bis 2020 und erst recht bis 2030 ist ein dramatischer Rückgang der weltweiten Ölförderung zu erwarten. Dadurch wird eine Versorgungslücke entstehen, die innerhalb dieses Zeitrahmens kaum durch die wachsenden Beiträge anderer fossiler, nuklearer oder alternativer Energiequellen geschlossen werden kann.

Die Weltwirtschaft steht am Anfang eines tiefen Strukturwandels. Dieser Wandel wird durch den Rückgang der Versorgung mit fossilen Brennstoffen ausgelöst, und er wird beinahe jeden Aspekt unseres Alltagslebens beeinflussen. Ebenso wird der Klimawandel die Menschheit zwingen, ihre Energieverbrauchsmuster durch eine drastische Reduzierung der Verbrennung von fossilen Brennstoffen zu ändern. Die globale Erwärmung ist ein sehr ernstes Problem. Der Schwerpunkt der vorliegenden Studie liegt allerdings auf der Erschöpfung der Rohstoffvorräte mit allen zugehörigen Aspekten, da diese für die Öffentlichkeit wesentlich weniger einsehbar sind.

Die jetzt beginnende Übergangsphase besitzt wahrscheinlich ihre eigenen Regeln, die auch nur während dieses Zeitraumes gelten. Es könnten Dinge geschehen, die wir nie zuvor erlebt haben und die wir wahrscheinlich nie wieder erleben werden, wenn diese Übergangsphase abgeschlossen ist. Möglicherweise wird sich unsere Art, mit Energieproblemen umzugehen, grundsätzlich und vollständig ändern müssen.

Obwohl sich hier neuerdings ein leichter Umschwung abzeichnet, bestreitet die Internationale Energieagentur, dass ein derart fundamentaler Wandel unserer Energieversorgung kurz- oder mittelfristig bevorsteht. Mit dieser Haltung und insbesondere mit der Botschaft, „Business-As-Usual“ sei auch in Zukunft möglich, sendet die IEA ein falsches Signal an Politik, Wirtschaft, Verbraucher – und nicht zuletzt auch an die Medien.

Einführung

Weltweit gesehen ist Erdöl die wichtigste Energiequelle. Rund 35 Prozent des Primärenergieverbrauchs der Welt werden von Erdöl gedeckt, gefolgt von Kohle mit 25 Prozent und Erdgas mit 21 Prozent [WEO 2006]. Weit über 90 Prozent des Verkehrs, das heißt, des Straßen-, Wasser- und Luftverkehrs, sind auf Energie aus Öl angewiesen. Folglich erfordern Wirtschaft und Lebensstil der Industriegesellschaften eine ausreichende Versorgung mit Öl, wahrscheinlich sogar mit „billigem“ Öl. In der Vergangenheit wurde das Wirtschaftswachstum von steigendem Ölverbrauch begleitet. In den letzten Jahren hat sich der Anstieg der Ölförderung jedoch verlangsamt und sich jetzt auf einer fast gleichbleibenden Höhe eingependelt – und dies bei einem historisch hohen Preis. Es ist mehr als wahrscheinlich, dass die Welt den Höchststand der Ölförderung erreicht hat, und die weltweiten Fördermengen schon bald mit einer anfänglich zunehmenden Rate sinken werden.

Da Öl als Energiequelle enorm wichtig ist und da es nicht einfach ist, Öl durch andere fossile oder erneuerbare Energiequellen zu ersetzen, stellt Peak Oil auch einen einzigartigen Strukturbruch dar. Einen Wendepunkt, der Konsequenzen und Auswirkungen auf nahezu alle Lebensbereiche unserer Industriegesellschaften hat. Dabei handelt es sich um so grundlegende Veränderungen, dass man sich ungern mit diesem Thema befasst. Colin Campbell hat es auf den Punkt gebracht: „Jeder hasst dieses Thema, aber die Ölindustrie hasst dieses Thema mehr als irgend jemand sonst.“

Die Fakten können jedoch nicht auf Dauer ignoriert werden, und so beginnt sich auch die öffentliche Wahrnehmung zu ändern. Peak Oil wird als eine mögliche Erklärung für die Anspannungen auf den Ölmärkten in den Medien schon häufiger erwähnt, um dann allerdings sofort und regelmäßig als nicht zutreffend verworfen zu werden und als bloße „Theorie“ abqualifiziert zu werden. Dennoch ist dies ein Anzeichen dafür, dass es offensichtlich nicht mehr ausreicht, die Ereignisse auf den Ölmärkten in gewohnter Weise zu erklären. Auch die Ölindustrie räumt jetzt ein, dass die „Ära des billigen Öls“ vorbei sei. Und in auffälligem Gegensatz zu ihren bisherigen Botschaften warnt die Internationale Energieagentur jetzt davor, dass uns in einigen Jahren eine „Ölkrise“ bevorstehen könnte.

Die Absicht der vorliegenden Studie ist es, grundlegende Zusammenhänge aufzuzeigen und mit Daten zu unterlegen, die es erlauben, die künftige Ölversorgung beurteilen zu können. Das bildet die Grundlage für detaillierte Hochrechnungen zur weltweiten Ölversorgung bis ins Jahr 2030. Die entsprechenden Berechnungen werden für die zehn Weltregionen gemäß der Abgrenzung durch die Internationale Energieagentur (IEA) vorgenommen und anschließend in einem globalen Szenario zusammengefasst.

Die Szenarioergebnisse werden abschließend mit ausgewählten prominenten Studien anderer Institutionen und Verfasser verglichen. Das Szenario, das in der vorliegenden Studie dargestellt wird, zeichnet ein vollkommen anderes Zukunftsbild als die IEA. Das Szenario stimmt schon eher mit den Hochrechnungen der ASPO (Campbell) und von Fredrik Robelius [Robelius 2007] überein. Die Unterschiede resultieren teilweise aus den verschiedenen methodischen Ansätzen (die im Rahmen der Studie erklärt werden), und teilweise aus datenabhängigen Abweichungen, Doppeldeutigkeiten und Unsicherheiten in den Datenbanken, auf die die verschiedenen Verfasser zugreifen, und die vorerst auch nicht geklärt werden können.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die künftigen Entwicklungen von sehr vielen unterschiedlichen Faktoren beeinflusst werden, die z. B. geologischer Art sind (häufig als Faktoren „unter der Erde“ bezeichnet), sowie von wirtschaftlicher und politischer Art (häufig als Faktoren „über der Erde“ bezeichnet), was dazu führt, dass die Erstellung von Szenarien in gleichem Maße Kunst wie Wissenschaft geworden ist. Es zeigt sich jedoch, dass die geologischen Faktoren neuerdings über die Einflüsse von Wirtschaft und Politik die Oberhand gewinnen, sodass geologische Einschränkungen jetzt die Obergrenze der künftig möglichen Ölversorgung bestimmen, während wirtschaftliche und politische Faktoren diese Grenze nur noch weiter nach unten ziehen können. Die Bandbreite der Ungewissheit wird zusehends geringer.

Aufbau der Studie

Die Einführung dient dazu, den Rahmen der Studie zu definieren sowie methodische Fragen die Projektion der künftigen Ölversorgung betreffend zu erörtern. Einige der Aspekte werden im Anhang ausführlicher behandelt.

Im Kapitel „Bestimmende Faktoren der zukünftigen Ölversorgung“ werden grundsätzliche Zusammenhänge dargelegt, die dazu beitragen, die Argumentation für die Hochrechnungen im vorliegenden Szenario besser verstehen zu können. Dazu gehören: der Begriff der Reserven, die Diskussion über Definitionen, die Praxis des Berichtens von Reserven, Datenquellen und die Zuverlässigkeit von Daten. Eine große Bedeutung kommt der historischen Entwicklung von Ölfunden und der Ölförderung in verschiedenen Regionen und Ländern zu. Aus der Analyse dieser Entwicklungen ergeben sich Muster, die für die Berechnung künftiger Fördermengen wichtig sind. Im Kapitel „Szenario der künftigen Ölversorgung“ werden detaillierte Ergebnisse für zehn Weltregionen und eine globale Zusammenfassung vorgestellt. Die Ergebnisse werden mit prominenten Projektionen von der IEA, ASPO und Robelius verglichen. Die Unterschiede und deren Ursachen werden dargelegt.

Gegenstand, Ziel und Methodik

Verschiedene Arten von Öl

Öl hat sich in der geologischen Vergangenheit durch Spaltung biogener Kohlenwasserstoffmoleküle in kleinere Kohlenwasserstoffmoleküle gebildet. Für diesen Entstehungsprozess mussten eine Reihe von Voraussetzungen gegeben sein: ein geeignetes Ausgangsmaterial, eine abgeschlossene Umgebung, lange Zeiträume und hohe Temperaturen. Nach seiner Entstehung war das Öl beweglich (flüssig) und ist aus dem Öl-Muttergestein entwichen.

In den meisten Fällen ist das Öl zur Oberfläche vorgedrungen, oder es ist in sehr niedriger Konzentration irgendwo im Boden versickert. Nur wenn sich über dem Öl-Muttergestein eine undurchlässige geologische Schicht befand, ist das Öl entlang dieser Schicht gewandert, bis es sich schließlich unter diesem Abschluss gestaut hat. Aus diesen Ansammlungen entstanden Ölfelder mit einer hohen Ölkonzentration.

Die richtige Kombination all dieser Parameter kam in der geologischen Vergangenheit jedoch selten vor. Heute kennt die Geologie den Entstehungsprozess von Öl im Muttergestein und die anschließende Wanderung zu Ölfeldern sehr genau. Deshalb sind auch Regionen mit potenziellen Kohlenwasserstoffablagerungen hinreichend bekannt und große Überraschungen können nahezu ausgeschlossen werden, da die Welt ausreichend erforscht wurde.

Die Hochrechnungen zur Ölversorgung in der vorliegenden Studie berücksichtigen konventionelles Öl, Flüssiggas (NGL) und Öl, das aus Teersanden erzeugt wird.

Konventionelles Öl

Für konventionelles Öl bestehen verschiedene Klassifizierungsschemen, sie beruhen auf ökonomischen und/oder geologischen Kriterien.

Die ökonomische Definition konventionellen Öls lautet: Als konventionelles Öl wird das Öl bezeichnet, das mit aktueller Technik unter den gegenwärtig vorherrschenden Wirtschaftsbedingungen produziert werden kann. Das Problem dieser Definition besteht darin, dass sie erstens nicht sehr präzise ist, und sie zweitens ein veränderliches Ziel beschreibt. Wie lauten beispielsweise die Wirtschaftsbedingungen in der ehemaligen UdSSR im Vergleich zum heutigen Russland?

Außerdem existieren geologische Klassifizierungen, wie z. B. die von ASPO/Campbell genutzte. Diese Klassifizierung beruht auf der Viskosität (gemessen in °API = American Petroleum Institute) und weiteren Eigenschaften des Öls:

- Als konventionelles Öl gilt Rohöl mit einer Viskosität von über 17°API. Zu unkonventionellem Öl gehören:

- Schweröl mit Werten zwischen 10 und 17°API,
- Schwerstöl mit Werten unter 10°API (Teersande gehören in diese Kategorie),
- Ölschiefer,
- Tiefseeöl unter 500 m Wassertiefe,
- polares Öl nördlich bzw. südlich vom Nördlichen bzw. Südlichen Polarkreis,
- Kondensat.

Außerdem gibt es noch eine pragmatische, weit verbreitete Definition: Als konventionelles Öl gilt:

- Erdöl >17°API,
- Schweröl mit Werten zwischen 10 und 17°API,
- das gesamte Tiefseeöl, unabhängig von der Wassertiefe,
- polares Öl,
- Kondensat.

Als unkonventionelles Öl gilt:

- Flüssiggas (NGL),
- Schwerstöl mit Werten unter 10°API,
- synthetisches Rohöl (SCO) und Bitumen aus Teersanden,
- Ölschiefer.

In der vorliegenden Studie werden folgende Definitionen verwendet: Der Begriff „Erdöl“ umfasst „konventionelles und unkonventionelles Öl“. Der Begriff „konventionelles Öl“ umfasst Öle mit Werten >10°API, Tiefseeöl, polares Öl sowie Kondensat und NGL (in zahlreichen Statistiken wird zwischen Erdöl und NGL nicht unterschieden). SCO und Bitumen aus Teersanden werden ausdrücklich als „unkonventionelles Öl“ bezeichnet, Ölschiefer wird nicht berücksichtigt.

Flüssiggas (NGL)

Flüssiggas besteht aus flüssigen Kohlenwasserstoffen, die Bestandteil der Erdgasförderung sind und bei der Förderung abgeschieden werden.

Teersande

Als Teersande bezeichnet man Ölvorkommen, die ursprünglich reguläres Öl enthalten haben, aber nachdem sie nahe zur Erdoberfläche gelangt sind, teilweise oxidiert worden sind. Die so gebildeten Kohlenwasserstoffe besitzen die Eigenschaften von Bitumen, befinden sich nahe der Oberfläche und sind mit großen Mengen Sand vermischt. In Kanadas fündigsten Regionen weisen die bitumenhaltigen Schichten eine Bitumenkonzentration in Höhe von 15 bis 20 Prozent auf, die Förderung erfolgt vorwiegend im Tagebau.

Es sind folgende Prozessschritte erforderlich: Der Teersand wird abgebaut, dann mit Wasser geflutet, um den Sand von dem leichteren Bitumen zu trennen, der daraufhin in speziellen Raffinerien weiterverarbeitet wird, um den Schwefel (hoher Schwefelgehalt von üblicherweise drei bis fünf Prozent) und andere Schwebstoffe abzuscheiden. Diese Prozesse erfordern große Mengen an Energie, Erdgas und Wasser. Vorkommen in mehr als 75 m tiefen Schichten werden nicht mehr im Tagebau, sondern mit so genannten in-situ Verfahren abgebaut.

Die Ölförderung aus Teersanden in Kanada wird im Anhang ausführlicher behandelt.

Ölschiefer

Ölschiefer enthält nur Kerogen und kein Öl. Kerogen ist ein Zwischenprodukt, das im Laufe des Entstehungsprozesses zwischen der Spaltung von biogenem Kohlenwasserstoff und der Ölbildung entsteht. Wenn die Hitzeeinwirkung auf die Ölschieferschicht nicht hoch genug war, konnte die Entstehung von Öl nicht beendet werden. Um die Bildung von Öl abschließen zu können, muss das Kerogen auf 500° C erhitzt und mit zusätzlichem Wasserstoff versetzt werden. Dieses abschließende Verfahren muss in der Raffinerie durchgeführt werden, es erfordert gewaltige Mengen an Energie, die bei der natürlichen Ölbildung üblicherweise von der Umgebung geliefert werden.

Das Kerogen befindet sich noch im Muttergestein, es konnte sich nicht in Ölfeldern sammeln. Das Verhältnis von Kerogen zu Abfallstoffen ist sehr gering, was den Abbau von Ölschiefer unattraktiv macht. Diese mangelnde Attraktivität wird durch die Tatsache verstärkt, dass der Schiefer noch andere Stoffe enthält, die eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen (z. B. Schwefelwasserstoff).

Ölschiefer wird nicht als eine Energiequelle gesehen, die sich für eine großtechnische Nutzung eignet. Das liegt vor allem daran, dass die Energiebilanz bei der Gewinnung sehr ungünstig ist. Dazu kommen Umweltprobleme und wirtschaftliche Gründe, die es äußerst unwahrscheinlich machen, dass der Abbau von Ölschiefer jemals in großem Stil erfolgen könnte, auch wenn er bis dato in einigen Regionen in kleinem Umfang betrieben wird.

Ziel der Studie und Methodik

Das Hauptziel der vorliegenden Studie besteht darin, die künftige Verfügbarkeit von Öl bis ins Jahr 2030 abzuschätzen. Die entsprechenden Hochrechnungen werden für die zehn Weltregionen gemäß der Definition der IEA erstellt. Auf diese Weise sind Vergleiche mit den IEA-Hochrechnungen auch auf regionaler Ebene möglich, und die Unterschiede sind klarer zu erkennen.

Grundlage für die Erstellung regionaler Förderszenarien sind folgende Daten auf Länderebene: die historische Entwicklung der Ölfunde und der

Förderung, verbleibende Reserven sowie bekannte Projekte der Ölindustrie für die Erschließung von neuen Ölfeldern. Aus den Daten zur historischen Entwicklung der Ölfunde können künftige Ölfunde hochgerechnet werden. Aus der Analyse von historischen Förderprofilen können – für Länder, in denen das Fördermaximum bereits erreicht wurde – künftige Förderprofile voraus berechnet werden.

Die für diese Analysen am meisten benutzte Datenquelle ist die IHS-Datenbank. Für die USA, Kanada, Großbritannien, Dänemark und Norwegen werden jedoch detaillierte Statistiken der jeweiligen Regierungen zusammen mit den Daten zu einzelnen Ölfeldern genutzt. (Für Großbritannien und Norwegen wurde im Jahr 2001 eine erste Untersuchung erstellt, sie trägt den Titel „Analysis of UK Oil Production“ [Analyse der Ölförderung in Großbritannien] und kann unter www.energyshortage.com eingesehen werden. Für die Analyse der Ölförderung im Golf von Mexiko werden die Statistiken der amerikanischen Behörde MMS herangezogen.)

Daten zur Ölförderung in Saudi-Arabien, Mexiko und Brasilien wurden Unternehmensstatistiken entnommen.

Für einige wichtige Regionen wurden darüber hinaus die IHS-Daten zu verbleibenden Ölreserven durch eigene Einschätzungen ersetzt, gestützt auf andere Quellen. Dies ist insbesondere der Fall für die USA, Kanada, Mexiko, Brasilien, die Länder des Nahen Ostens und Russland. In der vorliegenden Studie wurden nachgewiesene und wahrscheinliche Reserven verwendet, soweit dies möglich war und die Daten verfügbar waren.

Für wichtige Länder werden Charakteristika auf der Grundlage der Förderprofile erörtert, die aus den Förderdaten der einzelnen Ölfelder abgeleitet sind. Für Regionen (und Felder), deren Fördermenge bereits rückläufig ist, wird das künftige Förderprofil aus einem Diagramm abgeleitet, in dem die jährliche Förderrate über der kumulierten Förderung aufgetragen wird. Aus physikalischen Gründen (z. B. sinkender Druck im Ölfeld bei fortschreitender Förderung) ist der Verlauf des Rückgangs der Förderung in derartigen Diagrammen nahezu linear (der Rückgang über der Zeit verläuft exponentiell, in der beschriebenen Darstellung jedoch linear).

Aus der Rate des Rückgangs der Förderung kann die insgesamt maximal förderbare Ölmenge ziemlich genau abgeschätzt werden. Dies ist eine allgemein übliche und in der Erdöl- und Erdgasindustrie häufig genutzte Methode.

Nur für Regionen, für die die erforderlichen Detailinformationen nicht zur Verfügung standen, erfolgte eine Projektion der künftigen Förderprofile auf der Grundlage der bekannten Größe der größten Ölfelder unter der Annahme einer logistischen Wachstumskurve.

Die Hochrechnungen für die kanadische Ölförderung aus Teersanden wurden auf der Grundlage angekündigter Industrieprojekte sowie der Vorausberechnungen des NEB (National Energy Board) von Alberta erstellt.

Dementsprechend bilden die Hochrechnungen eine quantitative Einschätzung basierend auf verschiedenen Daten und verschiedenen Quellen. Es wird nicht ein fest definierter Algorithmus genutzt, der auf einen definierten Datensatz aufbaut und für alle Länder und Regionen gültig ist. Die Hochrechnungen sind Ergebnis der Einschätzungen der Verfasser, gestützt auf die verfügbaren Daten und Informationen. Dieses Element scheinbarer Willkürlichkeit lässt sich aufgrund der Defizite bei der Qualität der verfügbaren Daten nicht vermeiden.

Die in dieser Studie vorgestellten quantitativen Projektionen sind notwendig, um eine deutlichere Vorstellung von der Energieversorgung in den beiden nächsten Jahrzehnten zu bekommen. Die Ergebnisse sollten jedoch nicht zu sehr als exakte Voraussage, sondern vielmehr als ein Hinweis auf eine wahrscheinliche Entwicklung angesehen werden, und sie sollten deshalb letztendlich qualitativ interpretiert werden. In gewisser Weise sind die qualitativen Ergebnisse und Schlussfolgerungen wichtiger und relevanter (und auch robuster) als die genauen Zahlen.

Die Szenario-Ergebnisse werden mit Hochrechnungen verglichen, die von der IEA, ASPO und Robelius erstellt wurden (um nur einige bekannte Beispiele für die inzwischen zahlreich vorhandenen Projektionen zu nennen).

Unterschiede zu anderen Studien hinsichtlich Rahmen und Methodik

ASPO

Die ASPO verwendet für ihre Hochrechnungen eine etwas andere Methodik. Die berücksichtigten Öl-Arten umfassen konventionelles Öl (onshore), Teersande und Schweröl, Offshore-Öl, Tiefsee-Öl und polares Öl. Jeder dieser Öl-Arten wird ein spezielles Förderprofil zugewiesen, das auf Grundlage der bereits geförderten Menge und der maximal förderbaren Reserven (URR) ermittelt wird.

Beispielsweise wird Tiefsee-Öl schnell, mit einem steilen Anstieg der Fördermenge gefördert, und weist nach dem Peak einen steilen Rückgang auf (fünf bis zwölf Prozent), während viele Onshore-Felder einen wesentlich langsameren Rückgang (drei bis fünf Prozent) der Förderung nach dem Peak aufweisen. Der Zeithorizont der Hochrechnungen reicht bis zum Jahr 2100.

Die ASPO-Szenarien basieren primär auf einer Abschätzung von Reserven, die benutzt werden, um den Zeitpunkt zu ermitteln, an dem die Reserven zur Hälfte erschöpft sind (depletion mid-point). Bis zu diesem Zeitpunkt wird eine steigende Förderung angenommen, danach ein exponentieller Rückgang der Förderung. Dieses Vorgehen stellt eher einen Top-Down-Ansatz dar.

Als Datenquellen dienen eigene Datenbanken, die aus öffentlichen und nicht-öffentlichen Quellen hergeleitet sind.

Die Hochrechnungen werden als eine kontinuierliche Arbeit betrieben und sie werden laufend korrigiert, sobald bessere Daten zur Verfügung stehen.

Robelius

Fredrik Robelius stellt in seiner Doktorarbeit [Robelius 2007] die Frage: Wann ist Peak Oil? Seine Analysemethodik beruht auf der individuellen Untersuchung von Reserven und Förderprofilen der großen Ölfelder (Riesenfelder – giant oilfields). Darüber hinaus analysiert er die Förderung konventionellen Öls aus kleineren Ölfeldern in einer aggregierten Weise. Für unkonventionelle Öle (Teersande in Kanada und Schweröl in Venezuela) werden ebenfalls Projektionen erstellt. Die genannten Öl-Arten entsprechen den Arten, die auch in der vorliegenden Studie berücksichtigt werden.

Als Riesenfelder werden Ölfelder definiert, die maximal förderbare Reserven (URR) in Höhe von mindestens 0,5 Gb besitzen oder deren Fördermenge während zumindest eines Jahres über 100.000 b/Tag gelegen hat. Laut Robelius gibt es 507 solcher Felder (das heißt, ein Prozent aller bekannten Felder), die zwischen 60 und 70 Prozent der bekannten Reserven und rund 45 Prozent der aktuellen weltweiten Förderung abdecken (Zahlen für 2005). Die Ölförderung aus diesen Feldern wird die künftige Ölversorgung bestimmen und daher auch den Zeitpunkt für Peak Oil festlegen. Robelius hat äußerst gründliche und ausführliche Forschungen betrieben, um in den vorhandenen Datenquellen die entsprechenden Daten für die Riesenfelder zu finden. Dementsprechend umfasst seine Datensammlung vermutlich die besten öffentlich verfügbaren Daten über Riesenfelder.

Die Ergebnisse präsentiert Robelius in einer Reihe von Szenarien. Die regionale Aufteilung der weltweiten Ölversorgung war nicht Schwerpunkt seiner Studie.

Internationale Energieagentur (IEA)

Die IEA erstellt in ihrem World Energy Outlook regelmäßig Projektionen für die künftige Energieversorgung bis ins Jahr 2030. Diese Projektionen werden jeweils für die zehn Weltregionen und für unterschiedliche Energiequellen erstellt.

Der wesentliche Ansatz der IEA in ihrem Referenzszenario besteht darin, die künftige Ölnachfrage auf der Grundlage eines Wirtschaftsmodells zu bestimmen. Dabei wird angenommen, dass das Ölangebot der jeweiligen Nachfrage entsprechen kann. Dabei wird der notwendige Anstieg der Ölversorgung jeweils als möglich angesehen, gestützt auf eine Studie zu den weltweiten Ölreserven, die vom Geologischen Dienst der Vereinigten Staaten (United States Geological Survey (USGS)) erstellt wurde, und auf Förderszenarien, die von der amerikanischen Energieinformationsbehörde (EIA) erstellt wurden. Zu diesem Ansatz wird im Anhang kritisch Stellung genommen.

Beurteilung der künftigen Ölversorgung

Grundlegende Konzepte für das Verständnis der künftigen Ölversorgung

In vorliegendem Kapitel werden einige grundlegende Konzepte vorgestellt, die zum besseren Verständnis der Faktoren dienen sollen, die die künftige Verfügbarkeit von Öl bestimmen. Diese Erläuterungen stellen die Basis für die Versorgungsszenarien dar, die in den nachfolgenden Kapiteln der vorliegenden Studie dargestellt werden.

Zuerst wird erklärt, was der Reservenbegriff beinhaltet und wie er von den verschiedenen Akteuren benutzt wird. Daraufhin erfolgt eine kurze Beschreibung der historischen Entwicklung der Ölfunde und der Ölförderung. Es werden typische Muster für den zeitlichen Verlauf der Ölförderung dargestellt und es wird der Einfluss des technischen Fortschritts auf die Ölförderung diskutiert.

Man kann nur solches Öl fördern, das man vorher gefunden hat. Deshalb wird auf den Peak der Ölfunde, der schon vor langer Zeit, in der 1960er-Jahren erreicht wurde, eines Tages der Peak der Ölförderung folgen müssen. Nach Erreichen des Peak Oil wird die weltweit verfügbare Fördermenge von Jahr zu Jahr sinken. Es gibt starke Anzeichen dafür, dass die weltweite Ölförderung den Peak erreicht hat.

Reserven

Definition von Reserven

Die Definition von Reserven ist ein komplexes Thema. Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Definitionen, die in verschiedenen Regionen und von verschiedenen Institutionen während vieler Jahrzehnte entwickelt und verwendet wurden und werden. Es gibt keinen universalen Konsens bezüglich der Definitionen und auch nicht bezüglich der Praxis des Reserven-Berichtswesens. Eine weit verbreitete Definition, die als hinreichend adäquat angesehen werden kann, findet sich z. B. in Wikipedia [Wikipedia 2007]:

„Ölreserven sind in erster Linie Ausdruck geologischer und wirtschaftlicher Risiken, das heißt, der Wahrscheinlichkeit dessen, ob Öl vorhanden und unter den aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen mit Einsatz aktueller Technik förderbar ist. Im Allgemeinen werden die Reserven in drei Kategorien eingeteilt: die nachgewiesenen, wahrscheinlichen und möglichen Reserven.

Nachgewiesene Reserven – bezeichnen Öl und Gasvorkommen, die mit Einsatz aktueller Technik, zu aktuellen Preisen, unter aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen und mit Zustimmung der Regierung als „ziemlich sicher“ förderbar gelten, in der Industrie auch unter der Bezeichnung 1P bekannt. Manche Industrie-Experten verwenden hierfür auch den Begriff P90, das heißt, es besteht eine 90-prozentige

Wahrscheinlichkeit für die Förderbarkeit. Nachgewiesene Reserven werden weiterhin in „erwiesen, erschlossen“ (proved, developed – PD) und „erwiesen, nicht erschlossen“ (proved, undeveloped – PUD) unterteilt. PD-Reserven umfassen Reserven, die durch vorhandene Bohrungen oder aus weiteren Lagerstätten gefördert werden können, für die nur minimale zusätzliche Investitionen (Betriebsausgaben) erforderlich sind. Bei PUD-Reserven sind zusätzliche Kapitalinvestitionen (Durchführen neuer Bohrungen, Installation von Gaskompressionsanlagen etc.) erforderlich, um die Öl- bzw. Gasreserven fördern zu können.

Wahrscheinliche Reserven – bezeichnen Öl und Gasvorkommen, die mit Einsatz aktueller oder vergleichbarer Technik, zu aktuellen Preisen, unter aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen und mit Zustimmung der Regierung als „ziemlich wahrscheinlich“ förderbar gelten. Manche Industrie-Experten verwenden hierfür den Begriff P50, das heißt, es besteht eine 50-%ige Wahrscheinlichkeit, die angegebene Reservemenge fördern zu können. Diese Reserven sind in der Industrie auch unter der Bezeichnung 2P bzw. proven plus probable (erwiesen plus wahrscheinlich) bekannt.

Mögliche Reserven – bieten die Möglichkeit, unter vorteilhaften Bedingungen erschlossen werden zu können. Manche Industrie-Experten verwenden hierfür den Begriff P10, das heißt, es besteht eine 10-%ige Wahrscheinlichkeit, die angegebene Reservemenge fördern zu können. Diese Reserven sind in der Industrie auch unter der Bezeichnung 3P bzw. proven plus probable plus possible (erwiesen plus wahrscheinlich plus möglich) bekannt.

In der industriellen Praxis sind die Dinge jedoch nicht mehr so klar definiert. In zahlreichen Fällen ist nicht erkennbar, auf welche Weise Daten hergeleitet werden. Besonders für Statistiken zu weltweiten Ölreserven gibt es kein transparentes oder geprüftes Verfahren. Die Statistiken beispielsweise, die im Oil & Gas Journal [OGJ 2007] veröffentlicht werden, beziehen sich zwar auf nachgewiesene Reserven, aber sie verlassen sich ausschließlich auf Berichte ölproduzierender Länder. Die Daten aus dem Oil & Gas Journal dienen ebenfalls als Grundlage für die jährlichen Statistiken von BP [BP 2006].

Im Gegensatz zu den meisten allgemein zugänglichen Statistiken, die sich auf nachgewiesene Reserven beziehen, nutzen Industriedatenbanken, wie z. B. die der IHS Energy [IHS Energy 2006], nachgewiesene plus wahrscheinliche (bzw. P50) Reserven.

Idealerweise sollte für jeden Ölfund eine Wahrscheinlichkeitsanalyse mit folgenden Parametern erstellt werden: Fläche, Volumen der ölhaltigen Strukturen, Porosität der Strukturen, Ölgehalt des Gesteins, geschätzter Entleerungsgrad etc. Auf Grundlage solcher Daten kann eine probabilistische Verteilung vorgenommen werden, wie in Abbildung 11 dargestellt.

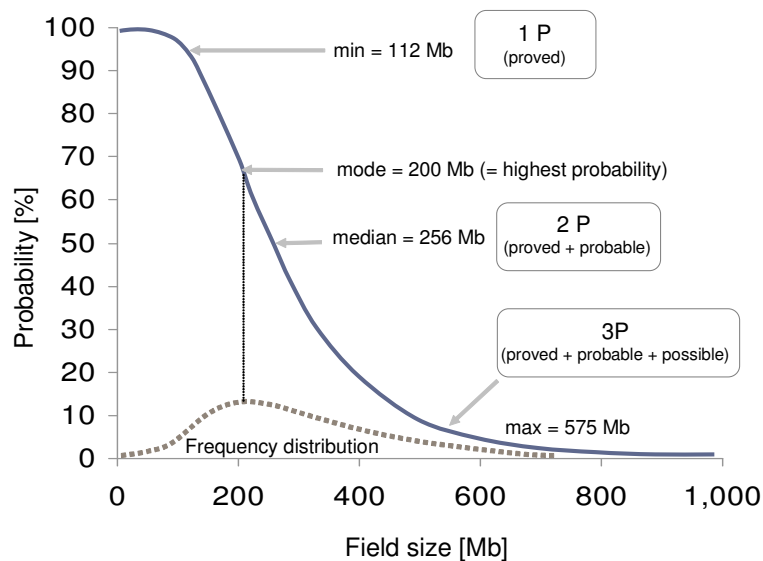


Abbildung 11: Normalverteilung zur Bestimmung der förderbaren Ölmenge in einem bestimmten Ölfeld [Petroconsultants 1995].

In dem Beispiel der Abbildung 11 hat das Ölfeld eine Größe von mindestens 112 Mb mit einer 95-%igen Förderwahrscheinlichkeit (P95). Wahrscheinlicher ist jedoch eine Größe von 200 Mb mit einer 30-%igen Chance, dass es kleiner und einer 67-%igen Chance, dass es größer ausfällt. Mit 50-%iger Wahrscheinlichkeit hat das Feld eine Größe von zumindest 256 Mb, wobei eine gleichgroße Chance besteht, dass es größer oder kleiner als veranschlagt ausfällt. Mit 5-%iger Wahrscheinlichkeit hat das Feld eine Größe von über 575 Mb. Obwohl diese Definition als recht genau erscheint, ist es in Wirklichkeit in vielen Fällen so, dass unklar ist, auf welcher Definition die Schätzung beruht und mit welcher Sicherheit die probabilistische Verteilung die Realität abbildet.

Bewerten von Reserven und Berichten von Reserven

Bei der Analyse von Ölstatistiken sollte man darauf achten, welche Definitionen verwendet werden. Einige Statistiken beziehen sich nur auf konventionelles Öl, das als Öl mit einer Dichte von über 20°API definiert wird. In anderen Statistiken ist Flüssiggas (NGL), ein Nebenprodukt der Erdgaserzeugung, eingeschlossen. In wieder anderen Statistiken wird Schweröl mit einer Dichte unter 20°API berücksichtigt, und in machen Fällen sind sogar Angaben für unkonventionelles Öl – wie z. B. Teersande – enthalten.

In den USA tätige Ölkonzerne sind verpflichtet, sich streng an die Regeln der Kontrollbehörde des Wertpapierhandels (Securities and Exchange Commission (SEC)) zu halten, die das Berichten nachgewiesener Reserven fordert. Intern nutzten die Konzerne jedoch hauptsächlich nachgewiesene und wahrscheinliche (P50) Reserven. Beispielsweise schätzte BP die Größe des Prudhoe Bay Fields in Alaska (das größte Ölfeld der USA) im Jahr 1970 intern vor Förderbeginn auf 15 Gb. Die externe Darstellung belief

sich entsprechend der SEC-Regeln auf neun Gb. Nach heutigen Erkenntnissen wird die reale Größe des Felds rund 13 bis 14 Gb betragen.

Der Geologische Dienst der Vereinigten Staaten (USGS) nutzt wiederum seine eigenen Definitionen. Beispielsweise wird Schweröl zu den konventionellen Ölreserven gerechnet. Die Beurteilung von Reserven erfolgt unabhängig von wirtschaftlichen oder technischen Betrachtungen und wird gemäß der „McKelvey-Klassifizierung“ vorgenommen. Deshalb fallen die USGS-Zahlen für die Ölreserven wesentlich höher aus als die anderer Institutionen [Campbell 1995], [Campbell 1997].

Die unterschiedlichen Darstellungsmethoden der verschiedenen Institutionen erklären zu einem großen Teil, weshalb veröffentlichte Daten so unterschiedlich sind. Da nachgewiesene Reserven immer wesentlich kleiner sind als die ursprünglich abgeschätzten „nachgewiesenen plus wahrscheinlichen“ Reserven (außer aus besonderen Gründen im Falle der Länder im Nahen Osten), erfolgt mit der Zeit eine erneute Aufwertung der nachgewiesenen Reserven, da im Förderverlauf eines Ölfelds wahrscheinliche Reserven in nachgewiesene Reserven umgewandelt werden. Durch diese Vorgehensweise entsteht die Illusion, dass die Reserven trotz steigender Gesamtförderung wachsen.

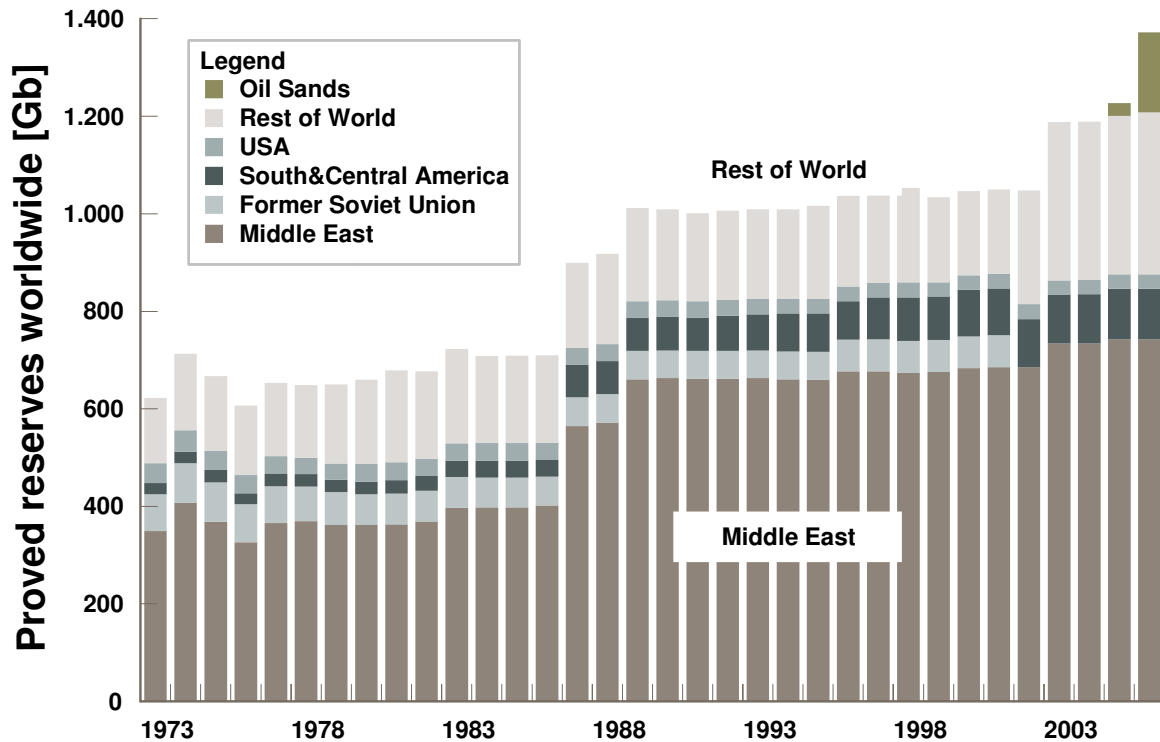
Bei der Verwendung von nachgewiesenen plus wahrscheinlichen Reserven ist es andererseits so, dass die (verbleibenden) Reserven beginnen zurückzugehen, sobald die jährliche Förderung den jährlichen Reservenzuwachs übersteigt.

Noch eine kleine Bemerkung zur Endlichkeit der fossilen Energien: Der Begriff „Reservenwachstum“ ist eine etwas irreführende Metapher. Die Realität sieht natürlich so aus, dass jedes verbrannte Barrel Öl die ursprünglichen Reserven der gesamten Erde unwiderruflich mindert. Nur unser Wissen über die restlichen Reserven ändert sich. Wenn wir unsere Kenntnisse über Reserven nach oben korrigieren, steigt deshalb die tatsächlich vorhandene Reservemenge nicht an.

Unterscheidung zwischen Ölfunden und Neubewertungen

Die BP Statistical Review of World Energy [BP 2006] stellt eine der führenden, allgemein zugänglichen Statistiken dar. Die statistischen Daten zu Ölreserven beziehen sich auf nachgewiesene Reserven, ihre Entwicklung ist in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12 stellt das Wachstum der nachgewiesenen Reserven im Verlauf der vergangenen Jahrzehnte dar (von 600 Gb im Jahr 1973 bis ca. 1.400 Gb im Jahr 2006). Da der Ölverbrauch im gleichen Zeitraum ebenfalls beachtlich gestiegen ist, wird diese Darstellung häufig als Hinweis gewertet, dass der Welt kein Versorgungsproblem bevorsteht.



Source: BP Statistical Review of World Energy

Abbildung 12: Weltweite Entwicklung nachgewiesener Ölreserven, gemäß allgemein zugänglicher Statistiken.

Der signifikante Anstieg der nachgewiesenen Reserven fand innerhalb weniger Jahre (1987 bis 1989) statt und blieb auf wenige Länder beschränkt. In dem genannten Zeitraum stiegen die Reserven um 40 Prozent an, von 700 Gb auf über 1.000 Gb, nur aufgrund des Wachstums in OPEC-Ländern. Der jüngste Anstieg im Jahr 2006 um 163,5 Gb (sic!) beruht auf der Einbeziehung der kanadischen Teersande. Einzelheiten hierzu sind in Abbildung 13 dargestellt.

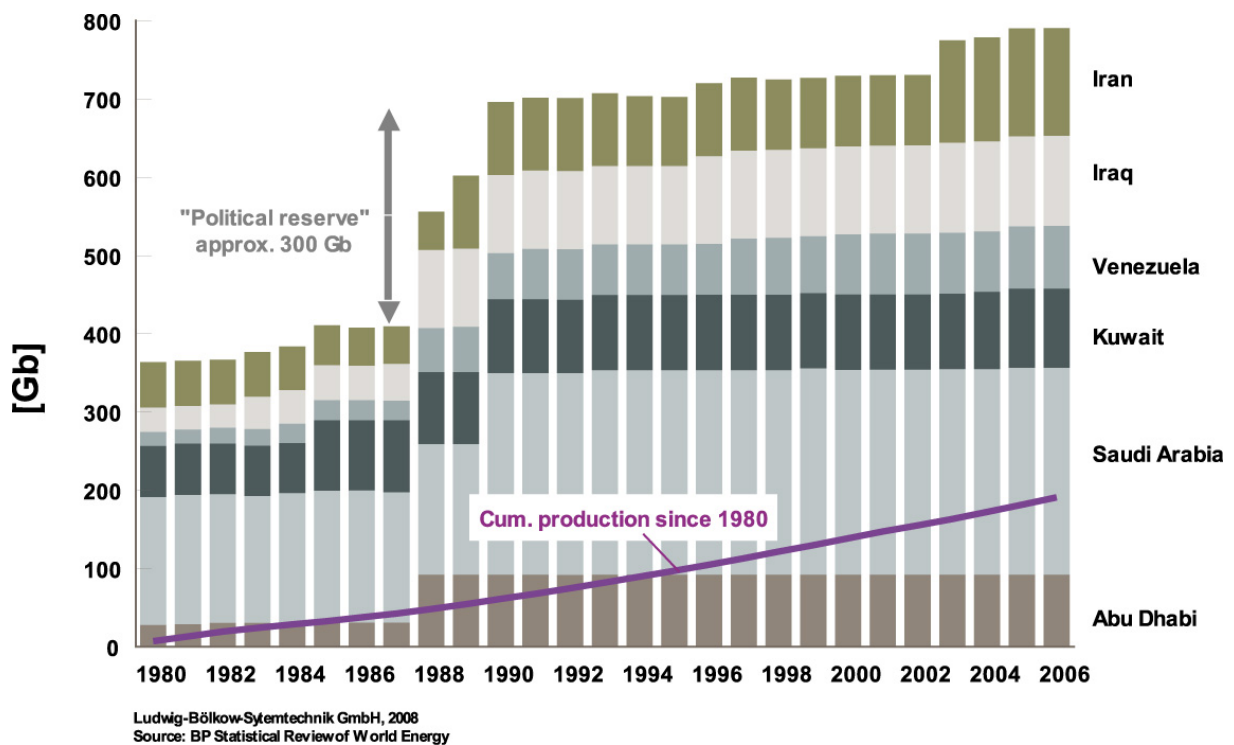


Abbildung 13: Entwicklung nachgewiesener Ölreserven in OPEC-Ländern, gemäß allgemein zugänglicher Statistiken.

Alle wichtigen OPEC-Länder haben ihre Reserven beachtlich gesteigert, trotz der Tatsache, dass in dem betreffenden Zeitraum keine entsprechenden neuen Ölfunde gemeldet wurden. Die Begründung für die erneute Aufwertung der Reserven lautet, dass die Einschätzung der Reserven in der Vergangenheit zu niedrig gewesen wäre. Dies mag bis zu einem gewissen Grade gerechtfertigt sein, da vor der Verstaatlichung der Ölindustrie in diesen Ländern private Konzerne möglicherweise dazu tendierten, die Ölreserven aus finanziellen und politischen Gründen unterzubewerten.

Aber es gibt noch weitere Gründe. Die Förderkontingente der OPEC-Länder werden entsprechend den jeweiligen nationalen Reserven und auch anderer Faktoren festgesetzt. Deshalb bestand für jedes Land ein Anreiz, seine Förderquoten durch das Ausweisen hoher Reserven zu verteidigen. Es ist nicht durchschaubar, wie hoch die Reserven der OPEC tatsächlich sind, besonders deshalb, weil die Reserven seit damals trotz der erheblichen Ölförderung nicht angepasst worden sind. Kritische Beobachter sprechen in diesem Zusammenhang von „politischen Reserven“.

Die zum jeweiligen Zeitpunkt gemeldeten Reserven sind das Ergebnis aus:

- Reserven (gemäß Meldung zu Beginn der Periode)
 - + Höherbewertung der vorhandenen Reserven
(in der vorhergehenden Periode)
 - + Neue Ölfunde (in der vorhergehenden Periode)
 - Förderung (in der vorhergehenden Periode)
-
- = Reserven (aktueller Stand)

In veröffentlichten Statistiken sind die einzelnen Elemente der oben dargestellten Reservenberechnung meistens nicht durchschaubar. Ohne diese Information ist es sehr schwierig, die Qualität der Reservedaten zu beurteilen.

Höherbewertungen von Ölfeldern können häufig durch anfängliche Unterbewertungen verursacht sein. Auf diese Weise ist gewährleistet, dass die nachgewiesenen Reserven jährlich ansteigen und folglich die tatsächliche Situation in Bezug auf neue Ölfunde verborgen bleibt. Dies ist die übliche Vorgehensweise, wenn private Ölgesellschaften ihre Reserven melden. Während der Lebensdauer eines produzierenden Ölfeldes wird die ursprünglich geschätzte, nachgewiesene Reserve mehrere Male höherbewertet, und ihre Menge entspricht schließlich etwa dem Wert, der anfangs intern als P50-Reserve bekannt war.

Mithilfe dieser systematischen Höherbewertungen produzierender Felder können auch Jahre mit enttäuschendem Explorationserfolg verborgen werden und die geförderten Mengen ohne Aufsehen in der Reservenstatistik des Unternehmens ersetzt werden. Dies erklärt die Tatsache, dass die Ölreserven in einem Zeitraum von über 40 Jahren nahezu kontinuierlich angestiegen sind, obwohl jedes Jahr durch die Ölförderung große Mengen entnommen wurden.

Die Zahlen für Ölreserven, die für finanzielle Belange genutzt oder in Aktionärsversammlungen vorgelegt werden, unterscheiden sich grundsätzlich von den Zahlen, die zur Beantwortung der Fragen dienen, wie viel Öl bereits gefunden wurde und wie viel Öl noch gefunden werden wird.

Doch der Hauptgrund für die Jahr um Jahr anscheinend unveränderten Welt-Ölreserven ist die Praxis der Reservenmeldungen staatlicher Ölgesellschaften. Über 70 Länder melden seit vielen Jahren unveränderte Ölreserven, obwohl sie in großem Maße Öl gefördert haben. Laut IHS-Industriedatenbank werden die Ölreserven der Welt auf 1.255 Gb geschätzt [IHS 2006]. Es gibt jedoch stichhaltige Gründe, diese Zahlen für einige Regionen und wichtige Länder zu korrigieren, was zu einer Schätzung in Höhe von 854 Gb durch die EWG führt. Diese Korrekturen werden in den Kapiteln der vorliegenden Studie erläutert, die sich mit den Einzelheiten der regionalen Szenarien beschäftigen.

Die daraus resultierenden Werte für die Ölreserven (bezogen auf nachgewiesene und wahrscheinliche Reserven – im Gegensatz zur BP-Statistik) sind in Abbildung 14 sowie in Tabelle 2 dargestellt (in Tabelle 2 werden die Reservenschätzungen der EWG und die Daten der IHS aufgeführt). Der größte Unterschied besteht bei den Werten für den Nahen Osten: Laut IHS besitzt der Nahe Osten 677 Gb Ölreserven, während die EWG einen Menge von 362 Gb annimmt.

Aufgrund der laufenden, jedoch rückläufigen Ölfunde und der Höherbewertungen älterer (bereits gefundener) Ölfelder, ergeben sich geringfügige jährliche Veränderungen der Reserven. Nach Abzug der jährlichen Ölförderung, aktuell in Höhe von ca. 30 Gb/ Jahr, werden diese Reservezahlen kontinuierlich sinken. In Tabelle 2 sind auch die Verbrauchswerte für 2005 pro Region dargestellt [IHS Energy 2006], [BP 2006].

Region	verbleibende Reserven		Förderung 2005		Verbrauch 2005 [Gb/Jahr]
	EWG [Gb]	IHS [Gb]	onshore [Gb/Jahr]	offshore [Gb/Jahr]	
OECD North	84	67.6	3.20	1.71	9.13
America	17	15.3	0.89	0.12	0.82
Canada	41	31.9	1.93	0.59	7.59
USA	26	20.4	0.36	1.00	0.72
Mexico					
OECD Europe	25.5	23.5	0.1	1.94	5.72
Norway	11	11.6	0	1.13	0.08
UK	8	7.8	0.01	0.70	0.65
OECD Pacific	2.5	5.1	0.025	0.18	3.18
Australia	2.4	4.8	0.02	0.17	0.31
Transition Economies	154	190.6	4.1	0.18	2.02
Russian Federation	105	128	3.4	0.13	1.00
Azerbaijan	9.2	14	0.01	0.15	0.04
Kazakhstan	33	39	0.47	0	0.08
China	27	25.5	1.1	0.22	2.55
South Asia	5.5	5.9	0.11	0.16	0.96
East Asia	16.5	24.1	0.3	0.65	1.75
Indonesia	6.8	8.6	0.27	0.11	0.43
Latin America	52.5	129	2.0	0.61	1.74
Brazil	13.2	24	0.075	0.55	0.75
Venezuela	21.9	89	1.17	0	0.20
Middle East	362	678.5	6.97	1.97	2.09
Kuwait	35	51	0.96	0	0.11
Iran	43.5	134	1.19	0.24	0.59
Iraq	41	99	0.67	0	
Saudi Arabia	181	286	2.85	0.86	0.69
UAE	39	57	0.46	0.45	0.14
Africa	125	104.9	2,03	1,53	1.01
Algeria	14	13.5	0.72	0	0.09
Angola	19	14.5	0.01	0.45	
Libya	33	27	0.61	0.02	
Nigeria	42	36	0.39	0.52	
World	854	1,255	19.94	9.15	30.3

Tabelle 2: Ölreserven (nachgewiesen und wahrscheinlich) und jährliche Ölförderung in verschiedenen Regionen und Schlüsselländern.

Nachgewiesene und wahrscheinliche Erdölreserven stellen für die Projektion künftiger Fördermöglichkeiten einen wichtigen Faktor dar (wohingegen die Betrachtung allein der nachgewiesenen Reserven in die Irre führt). Doch die nachgewiesenen und wahrscheinlichen Reserven stellen nur einen Faktor dar, andere Faktoren sind gleichermaßen wichtig. Viele Projektionen, die sich nur auf die Angaben zu Ölreserven stützen, tendieren dazu, relevante Tatsachen zu übersehen. Abgesehen davon sind die Reservedaten für zahlreiche und wichtige Ölregionen nicht sehr zuverlässig.

Zeitraum	Durchschnittliche Ölfunde [Gb/Jahr]	
	onshore	offshore
2004/2005	7	5
2002/2003	5	8
2000/2001	7	10
1990-1999	8	7.1
1980-1989	14	6.9
1970-1979	24	14.8
1960-1969	42	13.4
1950-1959	31	1.2
1940-1949	26	0.3

Tabelle 3: Zusammenfassung der weltweiten Ölfunde.



Abbildung 14: Weltweite Ölreserven (Einschätzung der EWG).

Ölfunde

Beim Versuch der Beurteilung von Ölmengen, die in Zukunft noch entdeckt werden können ('yet-to-find'), sind die oben diskutierten Statistiken über nachgewiesene und wahrscheinliche Reserven natürlich nicht sehr hilfreich. Das Gleiche gilt auch für die Beurteilung künftiger Förderpotenziale. Für diese Zwecke sind Analysen des Verlaufs der bisherigen Ölfunde (erfasst als nachgewiesene plus wahrscheinliche Reserven) und des bisherigen Verlaufs der Ölförderung wesentlich besser geeignet.

In Abbildung 15 sind die jährlichen Ölfunde seit dem Jahr 1920 sowie die jährlichen Förderraten dargestellt [IHS Energy 2006]. Frühere Ölfunde werden gemäß bestem aktuellem Wissen angegeben (und nicht als die geschätzte Reservemenge zum Zeitpunkt der Entdeckung) – eine Methode, die als „zurückdatieren von Reserven“ bezeichnet wird. Deshalb kann aus der Graphik ersehen werden, was zum jeweiligen Zeitpunkt „wirklich“ gefunden wurde, und nicht, was man dachte, zu diesem Zeitpunkt gefunden zu haben.

Seit 1986 übersteigt die jährliche Ölförderung die jährlichen Neufunde. Es ist klar, dass dies nicht ewig so weitergehen kann. Auf den Peak der Ölfunde muss eines Tages der Peak der Förderung folgen.

In Abbildung 15 ist die langfristige Entwicklung der Ölfunde dargestellt: Die großen Ölfelder wurden recht früh entdeckt – im Jahr 1938 wurde Burgan, das zweitgrößte Ölfeld der Welt (32 bis 75 Gb), in Kuwait entdeckt, und im Jahr 1948 Ghawar, das weltgrößte Ölfeld mit 66 bis 150 Gb, in Saudi-Arabien [Robelius 2007]. Heute sind über 47.000 Ölfelder bekannt, aber die beiden größten Ölfelder umfassen rund acht Prozent des gesamten, bis dato gefundenen Öls. Später, nach Verbesserung der Explorationstechnik, wurden zahlreiche weitere Ölfelder in vielen verschiedenen Teilen der Welt entdeckt. In den 1960er-Jahren haben die Ölfunde ihren Höchststand erreicht. Mit der Zeit ist die Durchschnittsgröße

neuer Ölfunde jedoch gesunken. Steigende Ölpreise im Anschluss an die Ölkrisen der 1970er- Jahre konnten diesen Trend nicht umkehren. Daraus kann man eine wichtige Lehre ziehen: Es gibt keinen empirischen Zusammenhang zwischen dem Ölpreis und der Menge der Ölfunde (im Gegensatz zu den Annahmen einiger Wirtschaftswissenschaftler).

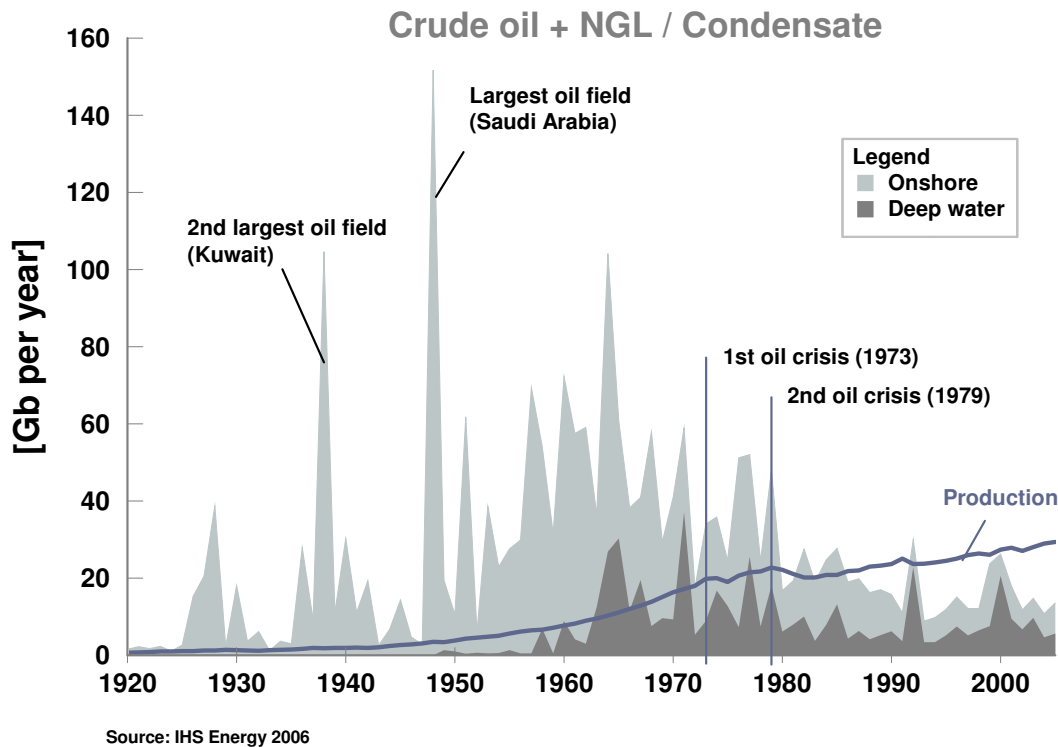


Abbildung 15: Entwicklung der Ölfunde (nachgewiesene plus wahrscheinliche) und der Ölförderung.

Ende der 1990er-Jahre war erneut ein Anstieg der Ölfunde zu verzeichnen, der auf Explorationserfolgen in den Tiefsee-/Offshore-Regionen im Golf von Mexiko, Brasilien und Angola sowie der Entdeckung des Ölfelds Kashagan (sechs bis zehn Gb) im Kaspischen Meer beruhte. In der Zwischenzeit sieht es so aus, als habe die Tiefseeexploration bereits ihren Höchststand erreicht, und die Ölfunde gehen bereits wieder zurück.

Der Unterschied zwischen der zeitlichen Entwicklung der nachgewiesenen Reserven (bevorzugte Sicht der „Wirtschaftswissenschaftler“, in Abbildung 16 „public domain statistics“) und der Entwicklung der nachgewiesenen plus wahrscheinlichen Reserven (bevorzugte Sicht der „Geologen“, in Abbildung 16 die „Reserves“) ist in Abbildung 16 dargestellt. Die verschiedenen Sichtweisen zeigen gegensätzliche Trends: Nachgewiesene Reserven sehen aus, als wären sie über lange Zeiträume konstant oder könnten in der Zukunft sogar noch ansteigen. Geologen stellen jedoch fest, dass sich die Menge der Funde einem Grenzwert nähert. Die Fortschreibung der Funde lässt auf ein Potenzial von weiteren 100 bis 200 Gb zu erwartender neuer Funde schließen (in der Abbildung 16 „Yet to find“).

Aufgrund der laufenden Erdölförderung führt das insgesamt zu abnehmenden Reserven trotz neuer Funde. Die ökonomische Sichtweise führt also zur Prognose steigender Reserven, was sich bei geologischer Analyse als Fehleinschätzung erweist.

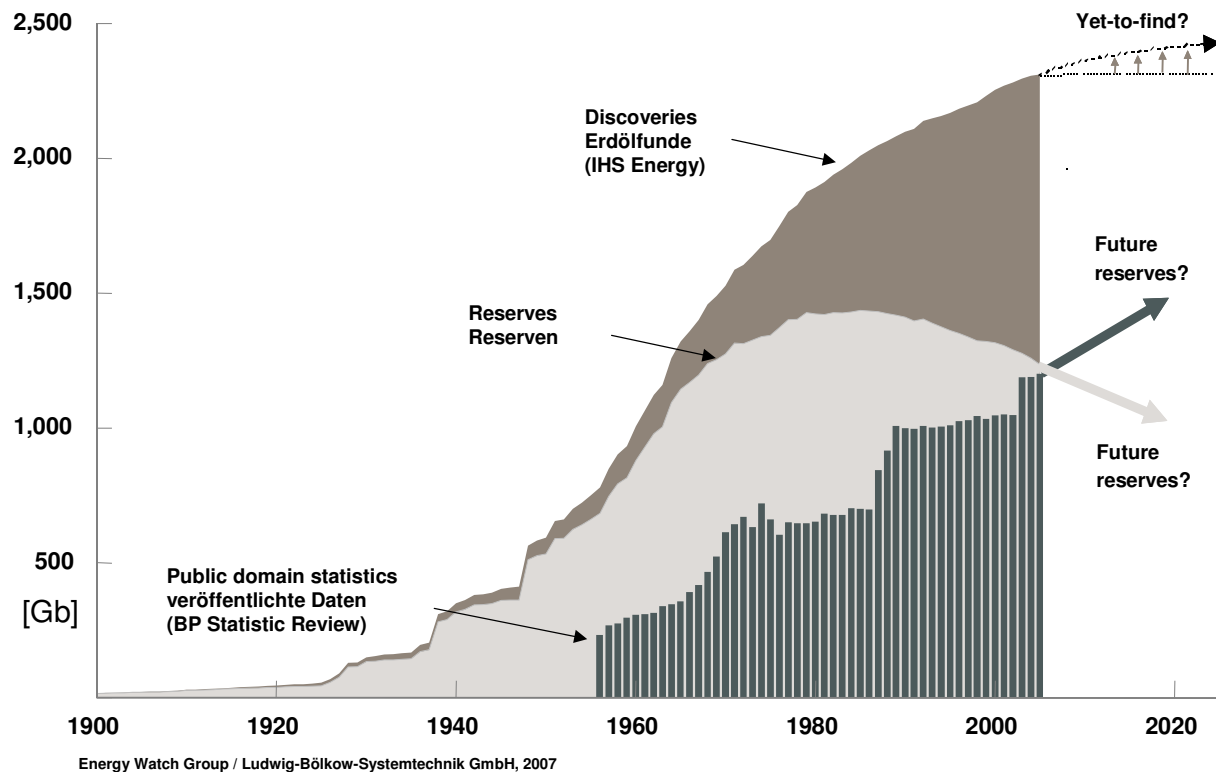


Abbildung 16:

„Discoveries“ (dunkle Fläche herunter bis zur Zeitachse): Entdeckungen, d.h. nachgewiesene und wahrscheinliche Erdölfunde (der sichtbare Teil der dunklen Fläche zeigt die davon bereits geförderte Menge).

„Reserves“ (hellgraue Fläche, herunter bis zur Zeitachse): Reserven als Differenz der Entdeckung abzüglich geförderte Erdölmenge.

„Public domain statistics“ (dunkle Säulen): veröffentlichte nachgewiesene Reserven.

In der Kurve der kumulativen, nachgewiesenen plus wahrscheinlichen Funde sind zwar die bisherigen Höherbewertungen früherer Ölfunde enthalten, nicht jedoch die künftigen Höherbewertungen der bekannten Ölfelder. Diese könnten die Kurve noch nach oben verschieben. Das würde den zukünftigen Verlauf der Kurve jedoch eher abflachen, da die Höherbewertungen auf das Jahr des Fundes des jeweiligen Ölfeldes rückdatiert werden. Das bedeutet, dass der aus der aktuellen Kurve abgeleitete Trend („Yet to find“) möglicherweise noch zu optimistisch ist. Auch der Verlauf der künftig möglichen Förderprofile wird kaum davon berührt.

Durch Subtraktion der kumulativen Fördermenge von den kumulativen, nachgewiesenen plus wahrscheinlichen Funden erhält man den Verlauf der verbleibenden Reserven. Die verbleibenden Reserven (nachgewiesen plus wahrscheinlich) nehmen seit 1986 ab. Selbst wenn man davon ausgehen sollte, dass der künftige Verbrauch konstant bliebe, werden die verbleibenden Reserven zukünftig noch schneller abnehmen, da die Menge der neuen Ölfunde zurückgeht.

Widersprüche zwischen veröffentlichten sogenannten „Public-Domain“ Statistiken wie dem jährlichen BP Statistical Review und Industriedatenbanken wie der IHS Energy entstehen dadurch, dass in den Public-Domain-Statistiken keine Rückdatierung der höherbewerteten älteren Funde vorgenommen werden. Darin besteht auch ein Hauptgrund für Unterschiede zwischen konventionellen Prognosen wie denen der IEA und der vorliegenden Studie.

Für Förderprognosen ist die Tatsache relevant, dass Höherbewertungen von Reserven normalerweise für produzierende Felder erstellt werden. Diese Neubewertungen wirken sich jedoch nicht auf das Förderprofil des betreffenden Feldes aus, und sofern die Fördermengen bereits rückläufig sind, wird insbesondere dieser Rückgang durch eine Korrektur der Reserven nach oben nicht verändert.

Ein künftiges Wachstum der Fördermengen kann nur das Resultat von Erschließungen bisher nicht erschlossener Ölfunde sein. Deshalb ist die Unterscheidung zwischen der Höherbewertung von bereits bekannten Feldern und tatsächlich neuen Ölfunden so wichtig.

Muster der Ölfunde und geschätzte maximale Fördermenge (EUR)

Es gibt einen weiteren Grund, weshalb die Unterscheidung zwischen nachgewiesenen Reserven und nachgewiesenen plus wahrscheinlichen Reserven sehr wichtig ist. Die Größe von Ölfeldern wird in der Regel nach oben korrigiert, wenn die Fördermenge des Feldes ihren Höchststand bereits überschritten hat (past peak). Dieses Muster gilt ebenso für Regionen und Länder. Ein Beispiel hierfür sind die Schätzungen der US-Ölreserven, die jedes Jahr neu bewertet werden, und die seit Jahren eine nahezu konstante Größe aufweisen, obwohl die Reserven durch die Ölförderung jedes Jahr gemindert werden. Trotz dieser Höherbewertungen ist die Ölförderung Amerikas seit 30 Jahren rückläufig. Daher können diese Höherbewertungen den Zeitpunkt für den Peak der Ölförderung einer Region, eines Landes oder in unserem Fall, der Welt, nicht beeinflussen.

Das historische Muster der Ölfunde zeigt einen Trend, dessen Extrapolation es gestattet, für eine Region die Chancen auf Neufunde während der kommenden Jahre abschätzen zu können. Geologen benötigen solche Analysen, um entscheiden zu können, ob die Ölsuche an dieser Stelle fortgesetzt werden soll oder nicht. In nahezu allen Ölgebieten kann das gleiche Muster beobachtet werden: Zuerst wurden große Ölfelder mit minimalem Aufwand entdeckt. Mit den Jahren nahmen sowohl die Größe der Neufunde als auch deren jährliche Anzahl mehr und mehr

ab. Es mussten immer mehr Bohrungen durchgeführt werden, um den Reserven neue Ölfunde zuführen zu können. Die kumulativen Ölfunde nähern sich im Laufe der Jahre einem asymptotischen Wert, der als maximaler Schätzwert für das förderbare Ölvorkommen einer Region angesehen werden kann. Dieses Muster wird als „Erntekurve“ oder 'creaming curve' bezeichnet und ist in Abbildung 17 dargestellt.

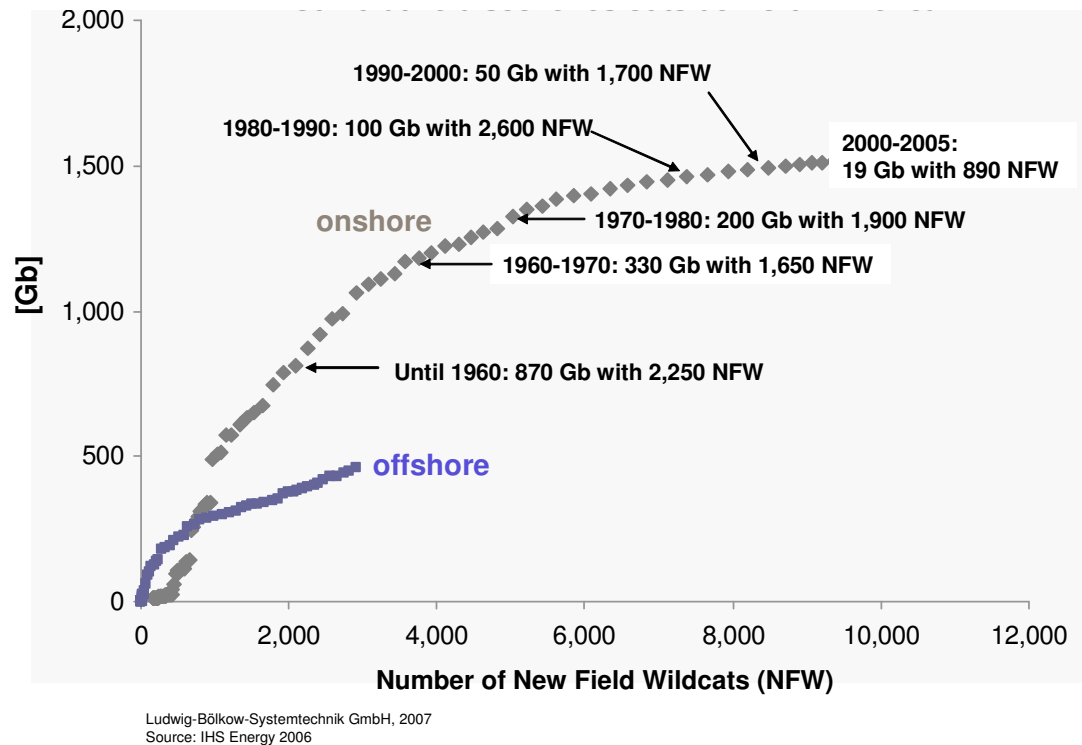


Abbildung 17: Ölfunde und Bohraktivitäten außerhalb Nordamerikas.

Im Zeitraum von 1960 bis 1970 betrug die durchschnittliche Größe neuer Ölfunde 527 Mb pro Aufschlussbohrung (New Field Wildcat). Dieser Wert ist im Zeitraum von 2000 bis 2005 auf 20 Mb pro New Field Wildcat gefallen. Aus dieser Darstellung kann der Aufwand für die Erschließung neuer Ölreserven berechnet werden, in dem die wahrscheinliche Anzahl der erforderlichen Aufschlussbohrungen und die dafür entstehenden Kosten geschätzt werden.

Schätzungen der maximalen Ölfördermenge

In Abbildung 18 sind historische Schätzungen der so genannten „geschätzten maximalen Ölfördermenge (EUR)“ dargestellt [BP 2006], [USGS 2005], [ASPO 2002]. Es handelt sich bei der EUR um die Gesamtmenge an Öl, die Geologen für förderbar halten, das heißt, die Summe aus vergangener und künftiger Ölförderung.

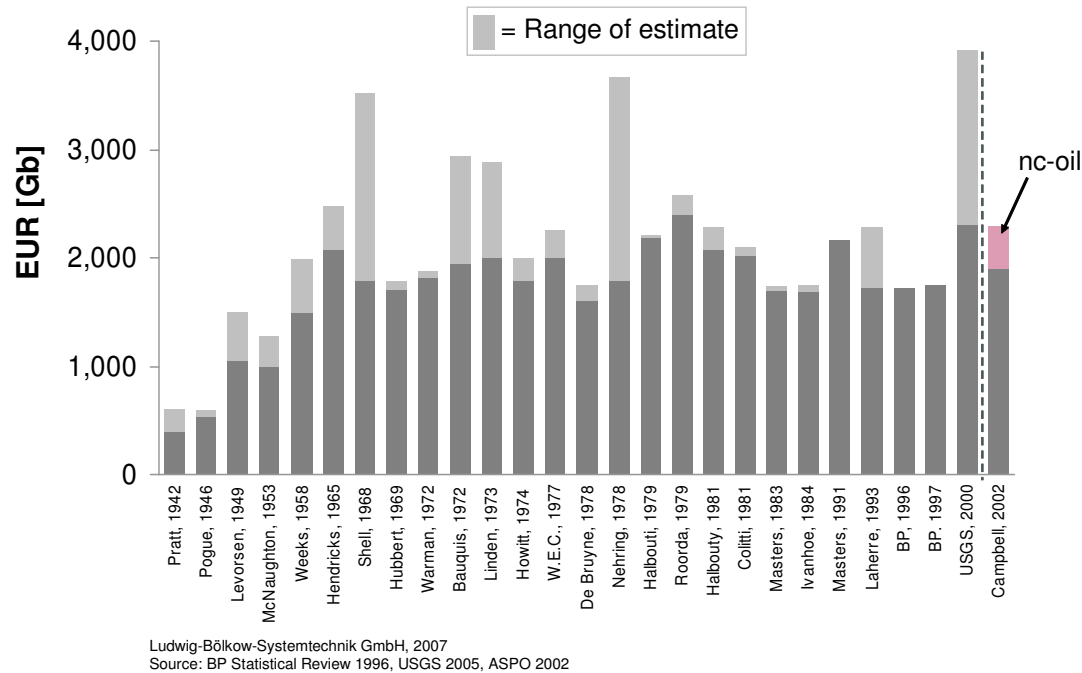


Abbildung 18: Geschätzte maximale Ölfördermengen (EUR).

Ende der 1940er-Jahre waren die geschätzten EUR-Werte in Höhe einiger Hundert Gb sehr bescheiden. Mit den Explorationserfolgen der darauffolgenden Jahre kletterte auch die EUR in die Höhe. Ungefähr seit Ende der 1960er-Jahre sind die EUR-Werte mehr oder weniger konstant geblieben. Das ist nicht sehr überraschend, da die Schätzungen nach dem Peak der Ölfunde wesentlich besser werden konnten.

Die BP-Daten für die Jahre 1996 und 1997 beziehen sich nur auf vergangene Fördermengen und vergangene Ölfunde, sie enthalten keine Schätzwerte für noch zu entdeckende Reserven ('yet-to-find') [BP 1996], [BP 1997].

Bemerkenswert sind die Schätzwerte, die vom Geologischen Dienst der Vereinigten Staaten (USGS) im Jahr 2000 veröffentlicht wurden [USGS 2000]. Der untere Schätzwert weist mit einer angenommenen Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent eine EUR von rund 2.300 Gb auf und liegt damit durchaus im Bereich anderer Schätzungen. Der obere Schätzwert jedoch weist mit einer angenommenen Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent eine EUR von ca. 4.000 Gb auf und liegt damit weit außerhalb anderer Schätzungen. Dieses Szenario würde erfordern, dass die Tendenz der Ölfunde, die in den vergangenen Jahrzehnten beobachtet wurde, sich komplett umkehren müsste. Die jeweiligen Verläufe der künftigen Ölfunde sind in Abbildung 19 dargestellt.

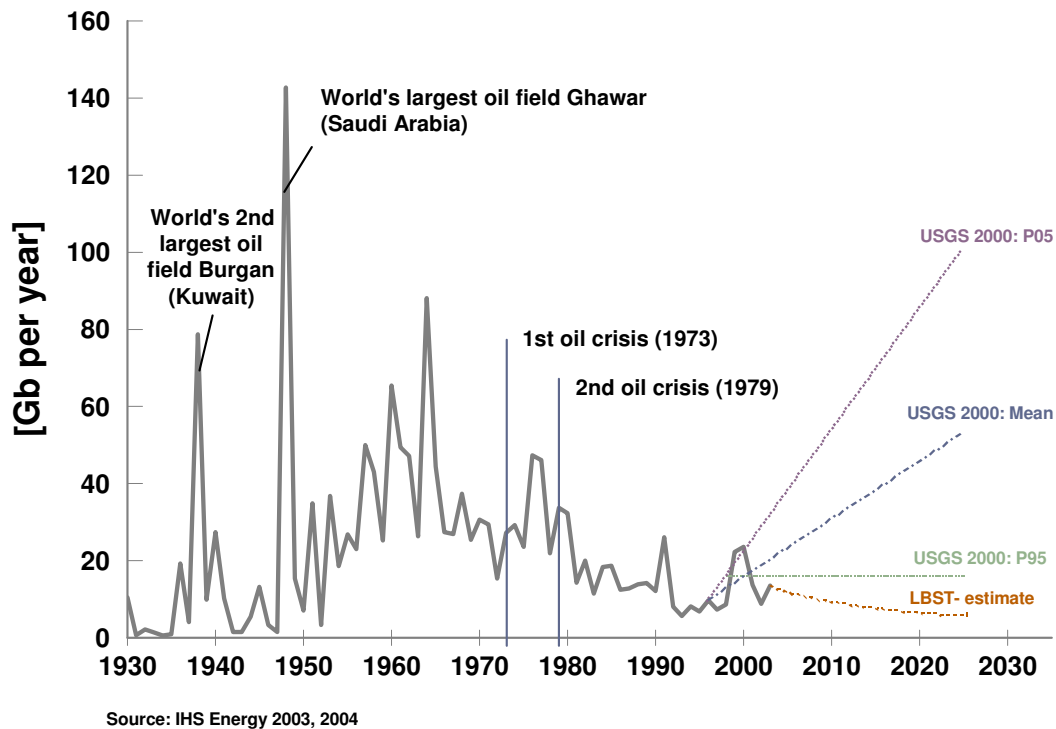


Abbildung 19: Weltweite Ölfunde (einschließlich NGL) und USGS-Prognosen für noch zu entdeckende Reserven.

Selbst die Schätzung für P95 scheint recht optimistisch zu sein. Die beiden anderen Szenarien des USGS sind reine Phantasie.

Die USGS-Studie nennt drei Werte für die Menge des noch zu findenden Öls: Wieviel Öl wird man mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent finden, wieviel Öl mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent, und einen Mittelwert. Diese Werte wurden mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation erzeugt, basierend auf den Reserveschätzungen einer Gruppe von Experten. In Dokumenten und Berichten, die sich auf die USGS-Studie beziehen, wird meistens nur dieser Durchschnittswert genannt, ohne die zugrunde liegenden Annahmen anzusprechen. Eine detaillierte Erläuterung ist in Anhang 2 nachzulesen.

Muster der Ölförderung

Das allgemeine Muster

Die verschiedenen Phasen der Ölförderung können mit dem folgenden Muster anschaulich beschrieben werden: In der frühen Phase der Ölsuche wurden die leicht zugänglichen Ölfelder entdeckt und erschlossen. Mit zunehmender Erfahrung werden weitere Ölfelder in einer systematischeren Weise gesucht und entdeckt. Das führt zu einem Boom, während dessen mehr und mehr neue Ölfelder erschlossen werden, anfangs in den Hauptregionen, später auf der gesamten Welt. Schwerer zugängliche Regionen werden erst dann untersucht und erschlossen, wenn in den leicht zugänglichen Regionen nicht mehr genügend Öl gefunden

wird. Da niemand nach Öl sucht, ohne es auch fördern zu wollen, setzt im Allgemeinen bereits kurz nach der Entdeckung neuer, viel versprechender Ölfelder auch deren Erschließung ein.

In jeder Ölförderregion werden normalerweise zuerst die großen Felder erschlossen und erst danach die kleineren Felder. Sobald die ersten großen Ölfelder einer Region ihr Fördermaximum überschritten haben, muss eine steigende Anzahl neuer und im Allgemeinen kleinerer Ölfelder erschlossen werden, um den Rückgang der Fördermenge zu kompensieren. Ab diesem Zeitpunkt wird es immer schwieriger, das Wachstum der Förderrate aufrecht zu erhalten. Ein Wettlauf beginnt, der wie folgt beschrieben werden kann: Mehr und mehr große Ölfelder weisen rückläufige Fördermengen auf. Der entstehende Ausfall muss kompensiert werden, indem immer mehr kleinere Ölfelder für die Förderung erschlossen werden. Aber die kleineren Ölfelder erreichen ihr Fördermaximum wesentlich schneller und tragen danach zum allgemeinen Rückgang der Gesamtfördermenge bei.

Infolgedessen wird das Förderprofil der Region, das sich aus der Aufaddierung aller Förderprofile der einzelnen Felder ergibt, immer asymmetrischer und der sich aus dem Förderrückgang aller Felder ergebende Gesamtrückgang immer steiler. Dieser Rückgang muss durch die immer schnellere Erschließung von immer mehr und immer kleineren Feldern kompensiert werden. Wenn keine ausreichende Zahl von neuen Feldern mehr zur Verfügung steht, dann beginnt die Gesamtförderung zurückzugehen. Siehe Abbildung 20.

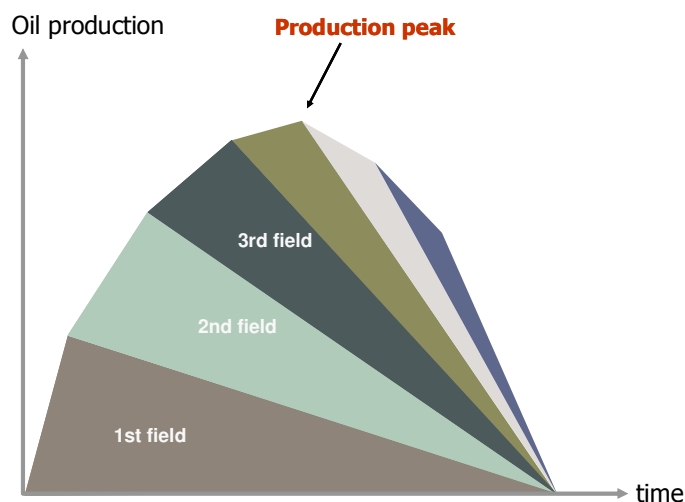


Abbildung 20: Typisches Förderschema einer Ölregion.

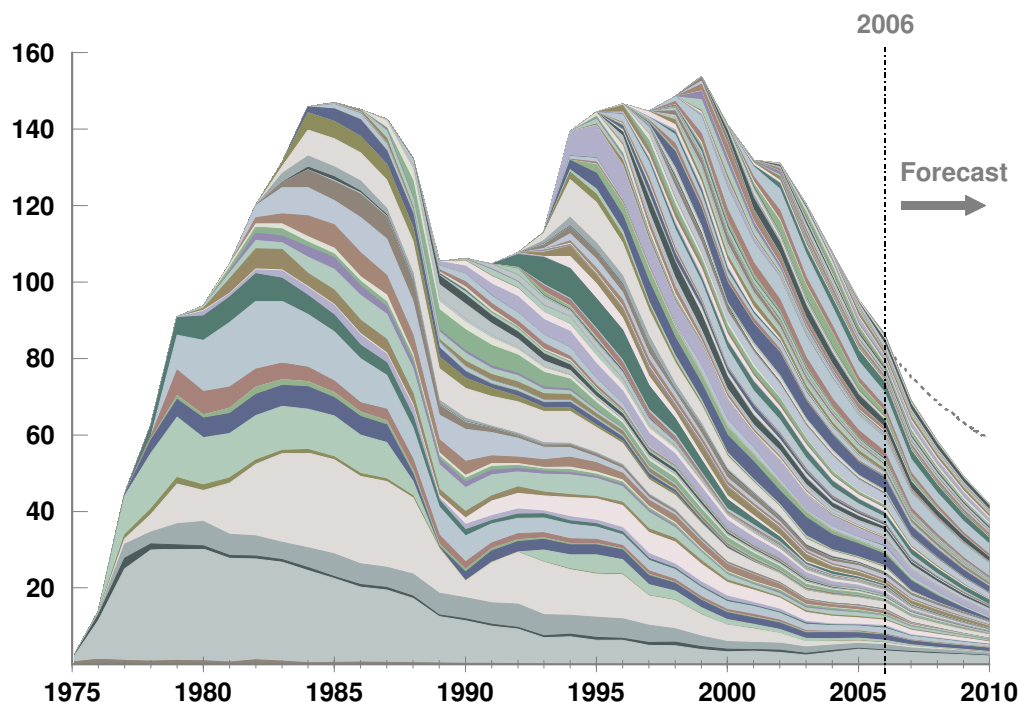
Der zeitliche Verlauf der Ölförderung kann demnach wie folgt charakterisiert werden: Die Steigerung der Ölversorgung wird zunehmend schwieriger, die Wachstumsrate sinkt und die Kosten steigen bis zu dem Punkt, an dem die Industrie nicht mehr in der Lage ist, eine ausreichende Anzahl neuer Ölfelder schnell genug zu erschließen. Das ist der Moment,

ab dem die Fördermenge vorübergehend stagnieren und schließlich eines Tages sinken wird.

Dieses Muster kann sehr gut in zahlreichen Ölregionen beobachtet werden. In einigen Regionen war dieses typische Muster jedoch nicht vorherrschend, entweder weil die schnelle Entwicklung einer „günstigen“ Region aus politischen Gründen nicht möglich war, oder weil ein Überangebot an Öl existierte, sodass die Förderung über einen längeren Zeitraum gedrosselt wurde (dies war in vielen OPEC-Ländern der Fall). Aber je mehr bestehende Überkapazitäten reduziert werden, desto eher folgt das Förderprofil dem beschriebenen Muster.

Förderung in Schlüsselregionen

In Abbildung 21 ist die Ölförderung in Großbritannien dargestellt. Der Förderrückgang in den späten 1980er-Jahren war bedingt durch notwendige Arbeiten zur Erhöhung der Sicherheit nach dem schweren Unfall auf der Plattform Piper-Alpha. Abgesehen von diesem Sonderfaktor ist Großbritannien ein anschauliches Beispiel für das vorhergehend beschriebene Förderprofil. Für zahlreiche Regionen der Welt können ähnliche Förderprofile erstellt werden.



Source: DTI, May 2007; Forecast: LBST

Abbildung 21: Ölförderung in Großbritannien.

Für Regionen, die ihren Peak bereits überschritten haben, kann die Ölförderung in den folgenden Jahren mit einer gewissen Sicherheit vorausgesagt werden. Wenn man annimmt, dass die restlichen Ölregionen, die noch Wachstumspotenzial aufweisen (insbesondere

Angola, Brasilien und der Golf von Mexiko), ihre Förderung bis ins Jahr 2010 weiter steigern (gemäß den Prognosen von Unternehmen, die in diesen Regionen tätig sind), so wird die Gesamtfördermenge dieser Ländergruppe dennoch kontinuierlich um ca. drei Prozent jährlich sinken. Siehe Abbildung 22.

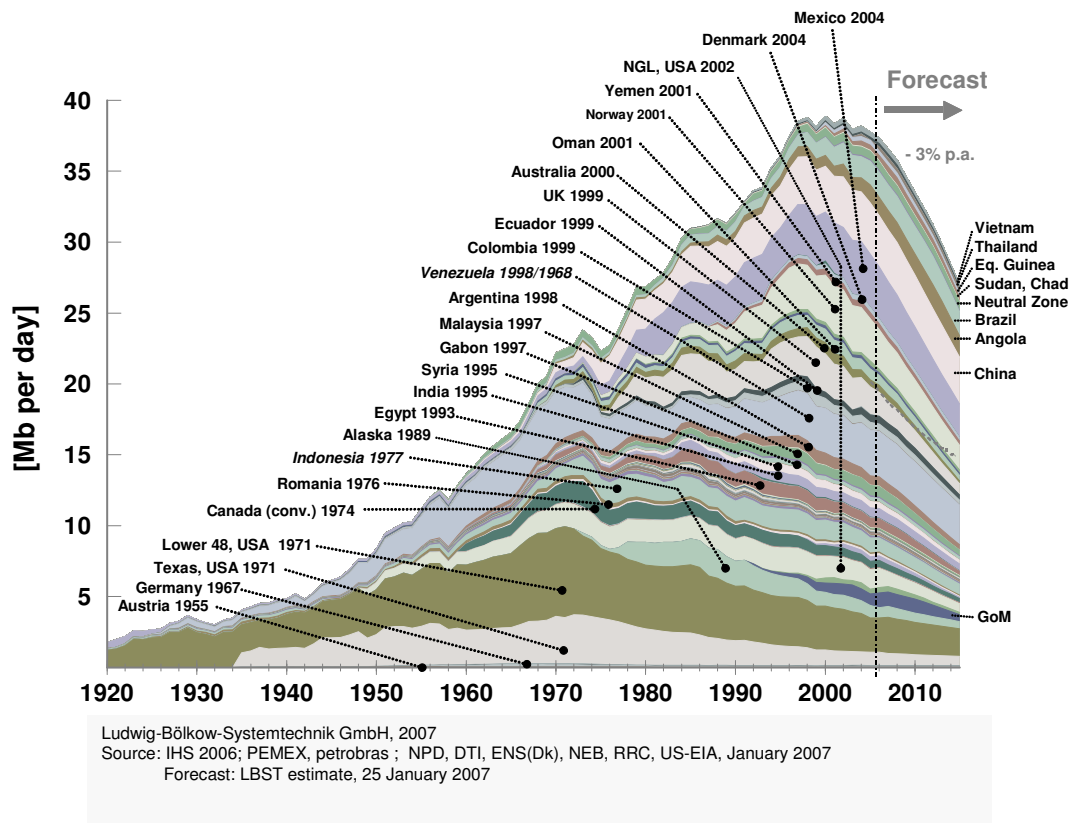


Abbildung 22: Ölproduzierende Länder nach dem Ölfördermaximum.

Einfluss der Technik

Mit fortschreitender Förderung sinkt der Druck im Ölfeld und der Wasserpegel steigt, sodass die Förderrate nach einer gewissen Zeit abnimmt. Das Absinken der Förderrate kann durch die folgenden Maßnahmen bis zu einem gewissen Grad verzögert bzw. verringert werden: Durch Erhöhung des Drucks durch Injektion von Erdgas oder Wasser in die Lagerstätte (diese Methoden werden als „sekundäre Fördertechniken“ bezeichnet), alternativ durch das Einpressen von Kohlendioxid oder Stickstoff sowie die Injektion von Chemikalien und die Erwärmung des Öls zur Verringerung der Viskosität des Öls (diese Methoden werden als „tertiäre Fördertechniken“ bezeichnet und sind auch unter dem Begriff „enhanced oil recovery“ – EOR-Verfahren – bekannt). Die letzteren Methoden werden nur in alternden Ölfeldern mit bestimmten Eigenschaften der Lagerstätten angewandt.

Diese Verfahren werden häufig als Begründung für eine optimistische Einschätzung der zukünftigen Ölförderraten angeführt. Aus verschiedenen

Gründen sollte der Einfluss dieser Maßnahmen jedoch nicht überschätzt werden:

- Sekundäre Fördertechniken und EOR-Verfahren werden schon seit über 30 Jahren eingesetzt und sind in Förderprognosen bereits berücksichtigt. Für die Zukunft sind hier keine plötzlichen Veränderungen zu erwarten.
- Sekundäre Fördertechniken und vor allem EOR-Verfahren werden hauptsächlich nach Überschreiten des Fördermaximums eingesetzt, wenn der Druck im Ölfeld niedrig ist. Durch diese Verfahren lässt sich ein abnehmendes Förderprofil nicht dauerhaft in ein ansteigendes umwandeln.

Ein markantes Beispiel dafür ist die Förderung in dem Ölfeld Prudhoe Bay in Alaska, der größten Lagerstätte in den USA. Dieses Ölfeld wurde mit den besten verfügbaren Technologien der Branche erschlossen, und jedes nur erdenkliche neue Verfahren wurde angewandt, um den Förderrückgang zu verhindern (was nicht möglich war), um die Förderraten nach Überschreiten des Fördermaximums anzuheben (was erfolgreich war). Heute wird aus den Bohrlöchern mehr Wasser als Öl gefördert – Wasser, das ursprünglich zur Erhöhung des Drucks in das Ölfeld injiziert worden ist.

Auch das bereits diskutierte Förderprofil der Ölfelder in Großbritannien beweist, dass die Gesamtförderung steil abnimmt, obwohl die Förderraten einiger älterer Ölfelder durch den Einsatz von EOR-Verfahren noch in geringem Maße gesteigert werden konnten und obwohl laufend neue (kleine) Felder hinzukommen, die die Förderbasis erweitern.

EOR-Maßnahmen (ausgenommen die Injektion von Kohlendioxid und Stickstoff) greifen am besten in Feldern mit komplexer Geologie, die einen geringen Entölungsgrad aufweisen.

Typischerweise kann die Förderrate durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken für einen kurzen Zeitraum gesteigert werden. Ab einem bestimmten Zeitpunkt beschleunigen diese Maßnahmen jedoch den Förderrückgang – das heißt, das Öl wird nur schneller entnommen, aber die Gesamtfördermenge wird nicht erhöht.

Abbildung 23 illustriert den Einfluss von EOR-Verfahren in einem der größten US-Lagerstätten. Aus dem texanischen Ölfeld Yates, das 1926 entdeckt wurde, wird seit 1929 Erdöl gefördert. Seit dem Fördermaximum im Jahr 1970 ist die Förderrate um mehr als 75 Prozent gesunken. Ab 1993 wurden heißer Dampf und Chemikalien injiziert, um den Ausbeutegrad zu erhöhen. Diese Maßnahmen waren während ca. vier Jahren erfolgreich. Anschließend verlief der Förderrückgang umso rasanter: Er lag bei mehr als 25 Prozent pro Jahr, im Vergleich zu 8,4 Prozent vor dem Einsatz der EOR-Verfahren. Heute liegt die Förderrate sogar unter dem Niveau, das ohne diese Maßnahmen erreicht worden wäre. Zur Beurteilung des Gesamteinflusses dieser Maßnahme ist festzustellen, dass von den 1,4 Milliarden Barrel Öl, die seit 1929 gefördert

wurden, nur 40 Millionen Barrel aufgrund von EOR-Verfahren gewonnen wurden – eine Steigerung um etwa drei Prozent.

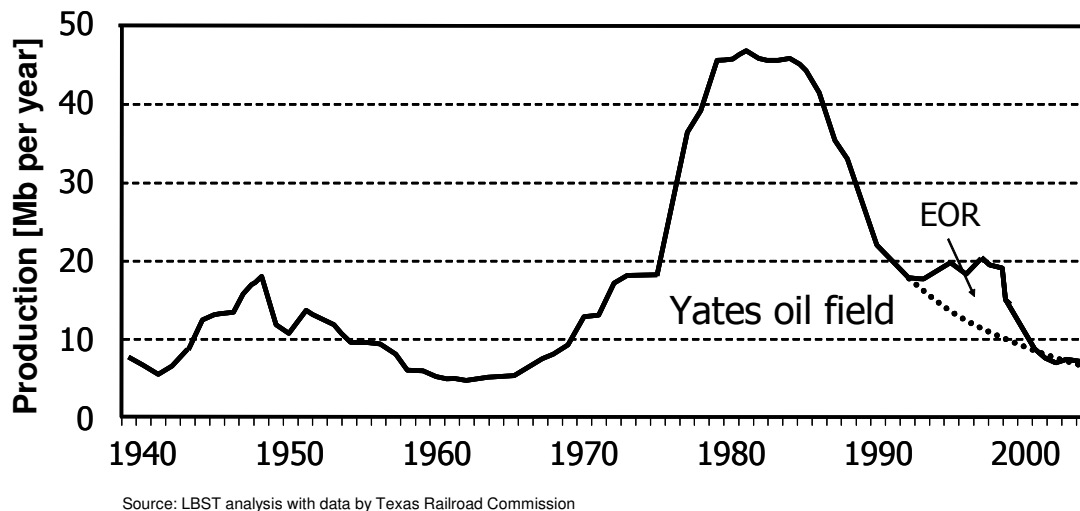


Abbildung 23: Ölförderung auf dem Ölfeld Yates.

Wie dargelegt, wird der Einsatz von fortgeschrittenen Fördertechniken das Gesamtbild nicht verändern. Der Rückgang der Ölförderung in den USA seit 1970 war nicht zu verhindern. Ebenso unvermeidbar war der Rückgang der Förderung in den Feldern der Nordsee seit dem Jahr 2000 – um ein jüngeres Beispiel zu nennen.

Der Einsatz „aggressiver“ Förderverfahren zur maximalen Ausbeutung der Ölfelder stellt möglicherweise ein Problem für die zukünftige globale Ölversorgung dar. Sobald der unvermeidliche Förderrückgang einsetzt, werden die Förderraten vermutlich viel schneller sinken, als es ohne den vorherigen Einsatz dieser Verfahren der Fall gewesen wäre. Die beobachteten Rückgangsraten nach Überschreiten des Fördermaximums in Offshore-Gebieten geben Anlass zu dieser Besorgnis.

Verhalten der internationalen Ölonternehmen

Wenn man die Aktivitäten der großen internationalen Ölonternehmen im Verlauf der letzten zehn Jahre betrachtet, fallen zwei Entwicklungen besonders ins Auge, nämlich

- die Welle von Unternehmenszusammenschlüssen sowie
- die Unfähigkeit dieser Unternehmen, ihre Förderung insgesamt wesentlich zu steigern. Details hierzu finden sich in Anhang 4.

Peak Oil ist „jetzt“

Dieser Abschnitt behandelt die Anzeichen für das unmittelbar bevorstehende Erreichen des Ölfördermaximums (Peak Oil). Es soll jedoch vorausgeschickt werden, dass die Frage nach dem exakten Zeitpunkt für das Eintreten von Peak Oil weniger wichtig ist, als allgemein angenommen

wird. Es ist hinreichend sicher, dass die weltweite Ölförderung nicht mehr signifikant ansteigen kann, sondern in Kürze definitiv abnehmen wird.

Förderung in Ländern außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion

Global gesehen fand die Erschließung der einzelnen Ölregionen zu verschiedenen Zeiten und mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten statt. Daher haben wir es heute mit Fördergebieten in verschiedenen Entwicklungsstadien zu tun. Basierend auf den verfügbaren empirischen Daten ist eine mit vielen Beispielen unterlegte Validierung der einfachen Überlegungen des vorausgehenden Abschnitts möglich.

Wenn man die Länder außerhalb der ehemaligen Sowjetunion und der OPEC betrachtet, ist ein Anstieg ihrer Gesamtförderung bis ungefähr in das Jahr 2000 zu verzeichnen. Seit diesem Zeitpunkt nimmt die Gesamtförderung in diesen Ländern jedoch ab. Eine detaillierte Analyse der einzelnen Länder innerhalb dieser Gruppe zeigt, dass die meisten dieser Länder ihr Ölfördermaximum bereits erreicht haben und nur eine sehr begrenzte Anzahl noch zu einer Steigerung der Förderung in der Lage ist. Dies gilt insbesondere für Brasilien und Angola.

Verantwortlich für die Stagnation der Ölförderung in dieser Ländergruppe war das Erreichen des Ölfördermaximums in der Nordsee im Jahr 2000 (1999 in Großbritannien, 2001 in Norwegen). Die globale Ölförderung in Onshore-Regionen erreichte ihr Förderplateau bereits viel früher und befindet sich seit Mitte der 1990er-Jahre im Rückgang. Dieser Förderrückgang konnte durch die rasche Erschließung von Offshore-Lagerstätten ausgeglichen werden, auf die derzeit beinahe 50 Prozent der Gesamtfördermenge der Länder in dieser Gruppe entfallen. Fast 40 Prozent der gesamten Offshore-Förderung dieser Gruppe kommt aus Feldern in der Nordsee.

Das Erreichen des Ölfördermaximums in der Nordsee war ausschlaggebend, da der Förderrückgang in dieser Region nicht länger durch einen rechtzeitigen Anschluss neuer Felder in den übrigen Regionen kompensiert werden konnte – so war es lediglich möglich, ein Förderplateau für einige wenige Jahre aufrechtzuerhalten.

In den Ländern außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion wird sich in den kommenden Jahren eine wachsende Versorgungslücke bemerkbar machen. Dieses Defizit wird durch eine verstärkte Förderung in den OPEC-Ländern und/oder Ländern der ehemaligen Sowjetunion ausgeglichen werden müssen. Die Chancen, dass dies geschieht, sind gering. Dies wird in der folgenden Analyse sowie in den Kapiteln mit den Förderszenarien für die verschiedenen Weltregionen begründet werden.

Außerdem ist in nahezu allen Regionen, die das Ölfördermaximum bereits überschritten haben, ein zunehmender Qualitätsrückgang des geförderten Öls feststellbar, der für die bestehenden nachgelagerten Infrastrukturen zusätzliche Probleme schafft: Raffinerien müssen Öl von nachlassender Qualität verarbeiten. Der Anteil minderwertiger Ölqualitäten nimmt

unentwegt zu – dadurch werden die Preise für die noch vorhandenen, qualitativ hochwertigen Ölsorten zusätzlich in die Höhe getrieben.

Förderrückgang in Saudi-Arabien?

Eine der großen, bislang unbeantworteten Fragen, dreht sich um den Stand der Ölförderung im Königreich Saudi-Arabien (KSA). Mit großer Wahrscheinlichkeit wird hier der Zeitpunkt des weltweiten Oil Peaks entschieden. Seit Dezember 2005 hat die Förderung im KSA um rund 1 Mb/Tag abgenommen, wie dem Diagramm in Abbildung 24 entnommen werden kann (aus einem Beitrag von Stuart Staniford auf www.theoil Drum.com am 19. Mai 2007 [Staniford 2007]). Datenquellen: [EIA 2007], [IEA 2007], [JODI 2007] und [OPEC 2007].

Eine mögliche Erklärung dafür ist, dass der Rückgang der Förderung in Ghawar, dem größten Ölfeld der Welt, endgültig begonnen hat. In diesem Fall könnte Saudi-Arabien (und konsequenterweise die gesamte OPEC) seine Funktion als „Swing Producer“ (Ausgleichsproduzent) nicht länger erfüllen. Auf grund der Geheimhaltung von Informationen über die Ölförderung im Königreich Saudi-Arabien wird erst die Zukunft zeigen, ob der aktuelle Förderrückgang freiwillig ist oder nicht.

Saudi-Arabien ließ verlauten, dass es in der Lage sei, die Förderkapazität in den kommenden Jahren auf zwölf Mb/Tag, wenn nötig sogar auf 15 Mb/Tag anzuheben. Dieses Ziel erscheint sehr ehrgeizig, liegt jedoch immer noch weit unter den Projektionen der US-EIA und IEA, die beide für das Jahr 2030 eine Förderung von ca. 20 Mb/Tag prognostizieren. Unserer Einschätzung nach wird Saudi-Arabien nicht in der Lage sein, seine Förderrate für längere Zeit signifikant anzuheben.

Noch verbleibende Zweifel lassen sich möglicherweise mit der folgenden Äußerung König Abdullahs von Saudi-Arabien ausräumen: „Der Ölboom ist vorbei und wird auch nicht wiederkehren“, teilte Abdullah seinem Volk mit. „Wir alle müssen uns an einen anderen Lebensstil gewöhnen.“ [Christian Science Monitor, 15. August 2007]

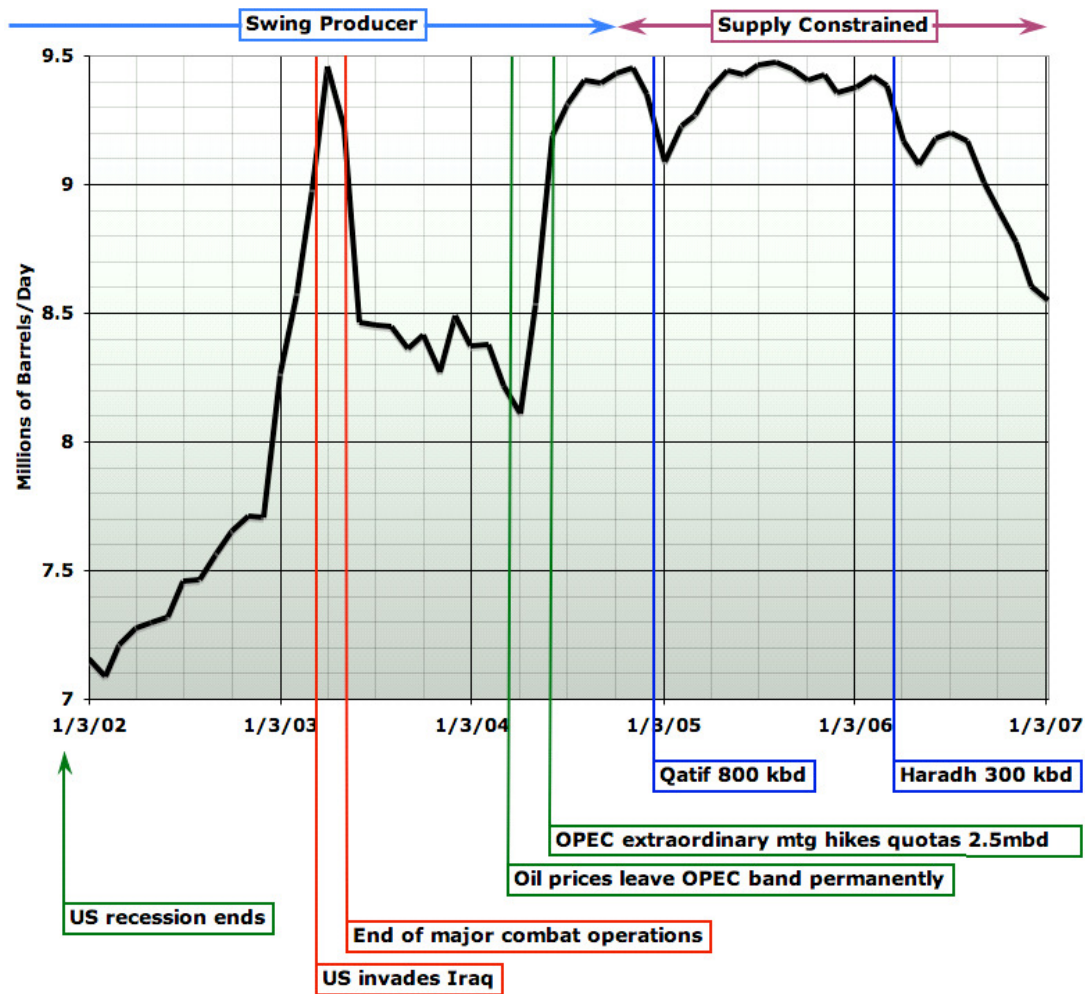


Abbildung 24: Ölförderung in Saudi-Arabien, Januar 2002 bis Januar 2007, Durchschnittswerte aus vier verschiedenen Quellen. Die Beschriftung zeigt wichtige Ereignisse, die die Förderung ursächlich beeinflusst haben, einschließlich aller dokumentierten Mega-Projekte zur Erschließung neuer Kapazitäten im angegebenen Zeitraum. Zur Verdeutlichung der Änderungen beginnt das Diagramm nicht bei der Nulllinie [Staniford 2007].

Die größten Ölfelder der Welt haben ihr Fördermaximum überschritten

Entscheidend für die weitere Entwicklung war das Erreichen des Fördermaximums im Feld Cantarell in Mexiko, dem weltweit größten Offshore-Ölfeld, das auch eines der vier größten Ölfelder der Welt ist. Das Ölfeld wurde 1978 entdeckt und kommt selbst heute noch für die Hälfte der mexikanischen Ölförderung auf. Einige Jahre lang hielt es sich auf einem stabilen Förderplateau, dann setzte 2005 der Rückgang der Förderung ein. Die Förderrate des Feldes sank in der Folge dramatisch, von zwei Mb/Tag im Januar 2006 auf 1,5 Mb/Tag im Dezember 2006 –

und auch für die kommenden Jahre werden jeweils zweistellige Raten für den Rückgang der Förderung erwartet.

Mit Cantarell befindet sich nun die Förderung in drei der vier größten Erdölfelder im Rückgang. Bei den anderen Feldern handelt es sich um Daquin in China und Burgan in Kuwait. Der Status des Feldes Ghawar in Saudi-Arabien ist unsicher, doch kann mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass auch hier der Rückgang der Förderung eingesetzt hat.

Sobald die Förderung in den größten Ölfeldern zurückgeht, wird es zunehmend schwieriger, die Gesamtförderung aufrechtzuerhalten (wie oben bereits dargelegt).

Ermittlung des Zeitpunkts von Peak Oil anhand einer Analyse der Riesen-Ölfelder

Ausgehend von einer Analyse der Riesen Ölfelder hat der schwedische Wissenschaftler Fredrik Robelius [Robelius 2007] eine sehr umfassende Arbeit zum zukünftigen Potenzial der globalen Ölförderung verfasst. Laut seiner Analyse wird Peak Oil in der Zeit zwischen 2008 und 2018 erreicht sein – jeweils abhängig von verschiedenen Faktoren. Im Hinblick auf die jüngsten Entwicklungen in der Ölindustrie, die Verzögerungen bei vielen wichtigen Projekten erlebt, erscheinen die früheren Termine wahrscheinlicher als die späteren.

Hohe Ölpreise

Es hat in letzter Zeit keine Förderzuwächse mehr gegeben, die Förderung verläuft heute mehr oder weniger auf einem Plateau.

Diese Situation ist trotz historisch hoher Ölpreise eingetreten. Der Preisanstieg begann im Jahr 2000. Zu diesem Zeitpunkt hatte die Förderung in der Nordsee ihr Maximum erreicht. Zur ungefähr gleichen Zeit erreichten auch die Regionen außerhalb der OPEC und der Länder der ehemaligen Sowjetunion ihr gemeinsames Fördermaximum. Es ist nicht sehr wahrscheinlich, dass es sich dabei um ein zufälliges Zusammentreffen von Umständen gehandelt hat.

In der öffentlichen Debatte wurden jedoch alle möglichen Gründe für die Preiserhöhungen gefunden: Spekulationen, politische Spannungen in den ölproduzierenden Ländern, Geldgier der Ölkonzerne, Streiks, Hurrikans, steigende Nachfrage in China und Indien etc. Doch dass die weltweite Ölförderung vielleicht gerade dabei ist, an ihr Limit zu stoßen, wird nach wie vor nicht als mögliche Ursache in Betracht gezogen. Bemerkenswert ist auch, wie sich die Einschätzung des Ölpreisniveaus in den letzten Jahren verändert hat. Vor fünf Jahren noch war ein Ölpreis von mehr als \$ 60 pro Barrel undenkbar. Heute werden Preise unter \$ 60 als „billig“ angesehen.

Auch die Preispolitik der OPEC hat sich seit dem Jahr 2000 verändert. Anfangs strebte die OPEC die Einhaltung eines Preisbandes von \$ 22 bis 28 pro Barrel an, um die Stabilität der Weltwirtschaft nicht zu gefährden.

Nachdem dies nicht gelang und die Preise auf über \$ 40 pro Barrel kletterten, war von Seiten der OPEC immer weniger zum Thema Höchstpreis zu hören, bis das Preisband schließlich still und leise ganz fallen gelassen wurde. Die OPEC war zu der Erkenntnis gelangt, dass höhere Ölpreise die Weltwirtschaft nicht in eine Rezession treiben. Und die Welt bemerkt, dass die OPEC nicht mehr in der Lage ist, den Preis für Erdöl durch eine Anhebung der Förderung zu kontrollieren – und vermutlich gibt es niemanden mehr, der den Ölpreis kontrollieren kann.

Peak Oil bereits in 2005 erreicht?

In der Geschichte der Ölförderung, die sich nun schon über mehr als 150 Jahre erstreckt, lassen sich einige fundamentale Trends ausmachen:

- Praktisch alle größten Ölfelder der Welt wurden vor mehr als 50 Jahren entdeckt.
- Seit den 1960er-Jahren ist ein Rückgang der jährlichen Ölfunde zu verzeichnen.
- Seit 1980 übersteigt der Verbrauch pro Jahr die neuen Ölfunde pro Jahr.
- Bis zum heutigen Tag wurden über 47.500 Öllagerstätten entdeckt, doch die 400 größten Felder (ein Prozent) bergen mehr als 75 Prozent allen bis heute gefundenen Erdöls.

Dem historischen Maximum der Ölfunde muss nach einer gewissen Zeit ein Maximum der Ölförderung folgen („Peak Oil“).

Die Ölförderung (Rohöl und Kondensat) weist bereits im Mai 2005 ein Maximum auf (siehe Abbildung 25 [Koppelaar 2007]). Wahrscheinlich hat die weltweite Ölförderung bereits ihr Maximum erreicht. Dies lässt sich jedoch noch nicht mit Sicherheit sagen. Mit jedem weiteren Monat, der ohne gestiegene Förderung vergeht, nimmt jedoch die Wahrscheinlichkeit zu, dass wir den Gipfel der Ölförderung schon „im Rückspiegel“ sehen können (wie Matthew Simmons sich ausdrückt). Die weiter unten vorgestellten, regionalen EWG-Szenarien verstärken diese Vermutung.

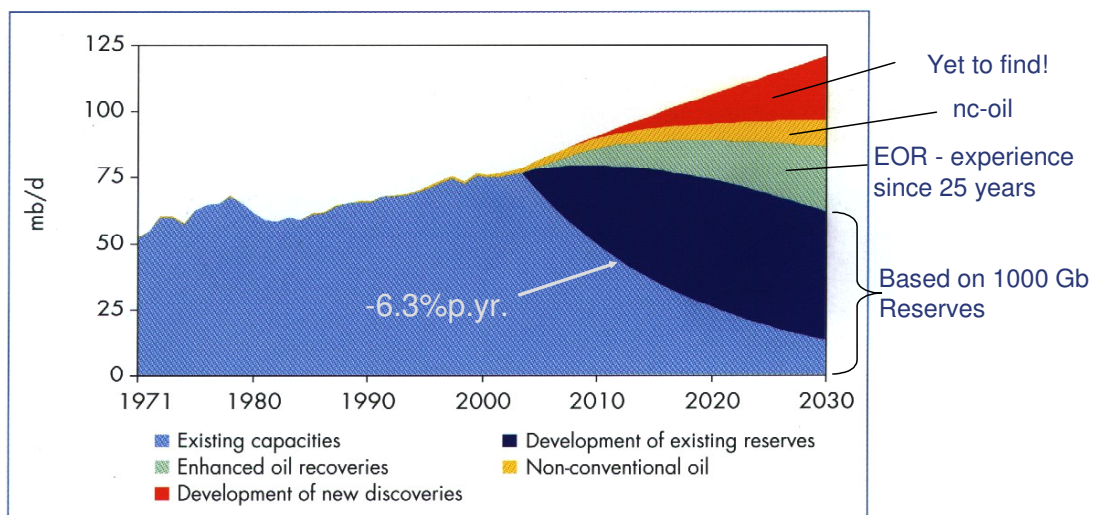


Abbildung 25: Förderung von Rohöl und Kondensaten. [Koppelaar, 2007]

Position der IEA und der Industrie

Internationale Energieagentur

In ihrem Weltenergieausblick (World Energy Outlook/WEO) 2004 prognostiziert die Internationale Energieagentur (IEA) bis zum Jahr 2030 einen weltweiten Anstieg der Ölförderung auf 120 Mb/Tag. Siehe Abbildung 26.



Source: IEA 2004

Abbildung 26: WEO 2004 Förderprofil 1971 bis 2030 (Abb. 3.20 im Originaldokument) [WEO 2004].

Der hellblaue Bereich zeigt den erwarteten Rückgang der Förderung in der vorhandenen Förderbasis in einer geschätzten Höhe von ca. sechs Prozent pro Jahr.

Der dunkelblaue Bereich zeigt die Projektion für die künftige Erschließung vorhandener Reserven, die zwischen 1.050 und 1.150 Gb Erdöl enthalten sollen (je nach verwendeter Datenquelle). In diesen Reserven sind allerdings ca. 350 Gb so genannter „politischer Reserven“ der OPEC-Länder enthalten, die zumindest fragwürdig sind. Wenn man diese politischen Reserven abzieht, muss für die Zukunft von wesentlich geringeren Fördervolumina als prognostiziert ausgegangen werden, da sich die angenommene kumulative Förderung in diesem Fall zwischen 2002 und 2030 auf 650 Gb beläuft, sodass im Jahr 2030 keine Reserven mehr übrig wären. Aus diesem Grund erscheint das von der IEA angenommene Förderprofil für bekannte Reserven als nicht realistisch.

Der grüne Bereich zeigt den erwarteten Förderzuwachs aufgrund einer Steigerung des Entölungsgrads durch moderne Fördertechniken (Enhanced Oil Recovery Measures/ EOR-Verfahren). EOR-Verfahren werden jedoch bereits seit über 25 Jahren eingesetzt und stellen insofern keine Innovation dar, mit der sich die Förderraten in Zukunft noch steigern ließen. Erfahrungsgemäß zeitigen diese Maßnahmen in geologisch komplexen Feldern mit niedrigen Entölungsgraden den größten Erfolg. Diese Ölfelder sind aber nicht die Norm. Auf globaler Ebene ist die Bedeutung von EOR-Maßnahmen wesentlich geringer anzusetzen als hier skizziert.

Der gelbe Bereich zeigt die Gewinnung von Rohöl aus unkonventionellen Lagerstätten, hauptsächlich aus kanadischen Teersanden. Die Förderung aus diesen Lagerstätten lässt sich nicht rasch steigern und kann daher den schnelleren Rückgang der Förderung in anderen Regionen nicht aufwiegen. Bezüglich dieser Einschätzung besteht allgemeiner Konsens.

Der rote Bereich schließlich betrifft die Förderung von Erdölreserven, die erst noch entdeckt werden müssen. Ausgangsbasis für diese Prognose ist der Mittelwert möglicher Funde, der in der USGS-Studie „World Petroleum Assessment 2000“ [USGS 2000] genannt wird. Wie in Anhang 2 „Kritik an den Projektionen der künftigen Ölförderung von USGS, EIA und IEA“ dargelegt, betrachten die Autoren der vorliegenden Arbeit diese Projektionen als vollkommen unrealistisch.

Auf den ersten Blick beschreibt das Diagramm der IEA eine positive Vision der Zukunft. Bei sorgfältiger Lektüre des Berichts gewinnt man jedoch den gegenteiligen Eindruck. Die folgenden Zitate aus dem Bericht sollen diese Einschätzung verdeutlichen, und es empfiehlt sich, sie bei der Interpretation der nebenstehenden Abbildung zu bedenken:

- „Im Jahr 2030 wird der Großteil der weltweiten Ölförderung aus Lagerstätten kommen, die erst noch erschlossen werden müssen.“ (WEO 2004, S. 103)

- „Die Geschwindigkeit, mit der die insgesamt noch verfügbaren Ressourcen in Reserven umgewandelt werden können, ist ebenso unsicher wie die damit verbundenen Kosten.“ (WEO 2004, S. 95)
- „Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Reservenangaben sind für die gesamte Ölindustrie von zunehmender Wichtigkeit.“ (WEO 2004, S. 104)
- „Wenn man von einem Fall mit niedrigen Ressourcen ausgeht, erreicht die konventionelle Erdölförderung etwa um das Jahr 2015 ihren Höhepunkt.“ (WEO 2004, S. 102)

Auch wenn diese Probleme im Bericht 2006 nicht noch einmal wiederholt werden, zeigen die Änderungen der Förderprofile von Bericht zu Bericht, dass die Projektionen kontinuierlich nach unten korrigiert wurden.

In Bezug auf Öl konzentriert sich der aktuelle Bericht eher auf den Aspekt, dass höhere Preise möglicherweise zu weiteren Erdölfunden führen, die zur Deckung des vorhergesagten steigenden Bedarfs beitragen könnten. Alles in allem sind die Projektionen der IEA keine sehr verlässliche Basis für die Planung der Zukunft.

Die warnenden Hinweise im Bericht lassen anklingen, dass die Zukunft auch gänzlich anders verlaufen und das Ölfördermaximum sogar kurz bevorstehen könnte. Diese Sichtweise wird durch Aussagen von Fatih Birol (Chefökonom/IEA) und Claude Mandil (Exekutivdirektor/IEA) untermauert, die in Interviews deutlich vor einer bevorstehenden Energiekrise gewarnt haben (z. B. in Le Monde, 27. 6. 2007, Internationale Politik April 2008).

Ölindustrie

Im Allgemeinen wird in den Veröffentlichungen der großen Energieagenturen (vornehmlich IEA und US EIA) sowie der Ölindustrie von einer unverminderten Zunahme der Ölförderung in der absehbaren Zukunft ausgegangen. (hervorzuheben ist allerdings die kürzlich erfolgte Korrektur der IEA-Position [IP 2008]).

Bedeutende Wendepunkte – wie das Erreichen des Ölfördermaximums auf dem Ölfeld Prudhoe Bay, den Ölfeldern der Nordsee und zuletzt auf Cantarell – wurden nicht vorhergesehen und in einigen Fällen sogar noch mehrere Jahre nach Eintritt des jeweiligen Ereignisses geleugnet. Dies lässt einige Zweifel an der Qualität der Prognosen dieser Institutionen wie denen der Industrie aufkommen.

Innerhalb der Ölindustrie gibt es eine bemerkenswerte Ausnahme: Der Energiekonzern Chevron hat im Internet unter www.WillYouJoinUs.com verkündet, dass „das Zeitalter des billigen Öls vorbei ist“ und weist weiter darauf hin, dass 33 der 48 wichtigsten ölfördernden Länder ihr Ölfördermaximum bereits hinter sich haben [Chevron 2007].

Inzwischen spitzt sich die Peak Oil-Debatte zu. Industriennahe Einrichtungen, wie das Beratungsunternehmen CERA (Cambridge Energy Research Associates), engagieren sich in einer Kampagne zur „Entlarvung“ der „Peak Oil-Theorie“. Dies muss angesichts historisch hoher Ölpreise

und einer in den vergangenen zwei Jahren weltweit stagnierenden Ölförderung als Anzeichen beträchtlicher Nervosität gedeutet werden. Das Konzept Peak Oil und die dahinterstehende Argumentation werden von CERA in wichtigen Aspekten falsch dargestellt, und die angeführten Gegenargumente halten einer kritischen Prüfung nicht stand (siehe Skrebowski als prominentes Beispiel für eine Richtigstellung [Skrebowski 2006]). Des Weiteren sind die Autoren bei CERA auch nicht bereit, ihre Quellen offenzulegen und sich auf eine direkte und öffentliche Diskussion einzulassen.

Szenario zur zukünftigen Ölversorgung

Regionale Szenarien

Dieser Abschnitt enthält detailliertere Informationen zur Ölförderung in den zehn von der IEA eingeteilten Weltregionen sowie einzelnen ausgewählten Ländern.

In ihrem Weltenergieausblick (World Energy Outlook) teilt die IEA die Welt in die folgenden zehn Regionen ein:

- OECD Nordamerika: Kanada, Mexiko, USA;
- OECD Europa: Österreich, Belgien, Tschechische Republik, Dänemark, Finnland, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Island, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Polen, Slowakische Republik, Spanien, Schweden, Schweiz, Türkei und Vereinigtes Königreich;
- OECD Pazifik: – OECD Ozeanien mit Australien und Neuseeland, – OECD Asien mit Japan und Korea; Zukunft der weltweiten Erdölversorgung 61
- Transformationsländer: Albanien, Armenien, Aserbaidschan, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Estland, Malta, Mazedonien, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Lettland, Litauen, Moldawien, Rumänien, Russland, Serbien, Slowenien, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland, Zypern;
- China: China und Hongkong;
- Ostasien: Afghanistan, Bhutan, Brunei, Chinesisch-Taipeh, Fidschi, Polynesien, Indonesien, Kiribati, Demokratische Volksrepublik Korea, Malaysia, Malediven, Myanmar, Neukaledonien, Papua-Neuguinea, Philippinen, Samoa, Singapur, Salomon- Inseln, Thailand, Vietnam und Vanuatu;
- Südasien: Bangladesch, Indien, Nepal, Pakistan und Sri Lanka;
- Lateinamerika: Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, Bolivien, Brasilien, Chile, Kolumbien, Costa Rica, Cuba, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Französisch-Guayana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras,

Jamaika, Martinique, Niederländische Antillen, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, St.Kitts und Nevis, Saint Lucia, St.Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Uruguay und Venezuela;

- Naher Osten: Bahrain, Iran, Irak, Israel, Jordanien, Kuwait, Libanon, Oman, Katar, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate, Jemen und die Neutrale Zone zwischen Saudi-Arabien und Irak;
- Afrika: Algerien, Angola, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Kamerun, Kap Verde, Zentralafrikanische Republik, Tschad, Kongo, Demokratische Republik Kongo, Elfenbeinküste, Dschibuti, Ägypten, Äquatorialguinea, Eritrea, Äthiopien, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenia, Lesotho, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Mauretanien, Mauritius, Marokko, Mosambik, Niger, Nigeria, Ruanda, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Somalia, Südafrika, Sudan, Swasiland, Vereinigte Republik Tansania, Togo, Tunesien, Uganda, Sambia und Simbabwe.

Naher Osten

Auch wenn der Nahe Osten der größte Ölproduzent der Welt ist, wird in dieser Region in naher Zukunft ein Förderrückgang erwartet. Abbildung 27 zeigt das Förderprofil zwischen 1950 und 2006 und die Projektion bis 2030. Die Abbildung enthält außerdem die Projektionen des Referenzszenarios der Internationalen Energieagentur (IEA) in ihrem Weltenergieausblick (World Energy Outlook/ WEO) [WEO 2004], [WEO 2006]. Das Problem einer realistischen Einschätzung der Reserven in den ölproduzierenden Ländern des Nahen Ostens spiegelt sich in Tabelle 4 wider. Das Oil & Gas Journal [a] sowie BP [b] berichten nachgewiesene Reserven, alle anderen Quellen beziehen sich auf nachgewiesene plus wahrscheinliche Reserven. Während sich das Oil & Gas Journal und BP hauptsächlich auf publizierte „offizielle“ Zahlen verlassen (die häufig zu hoch sind), basieren die Einschätzungen von Campbell [c] und Bakhtiari [d] auf einer Reihe von Indizien (siehe: ASPO Newsletter, 63, März 2006). Bakhtiari, der vor seiner Pensionierung für die National Iranian Oil Company arbeitete, galt als einer der verlässlichsten Experten für die Ölreserven im Nahen Osten (Bakhtiari ist Ende 2007 verstorben).

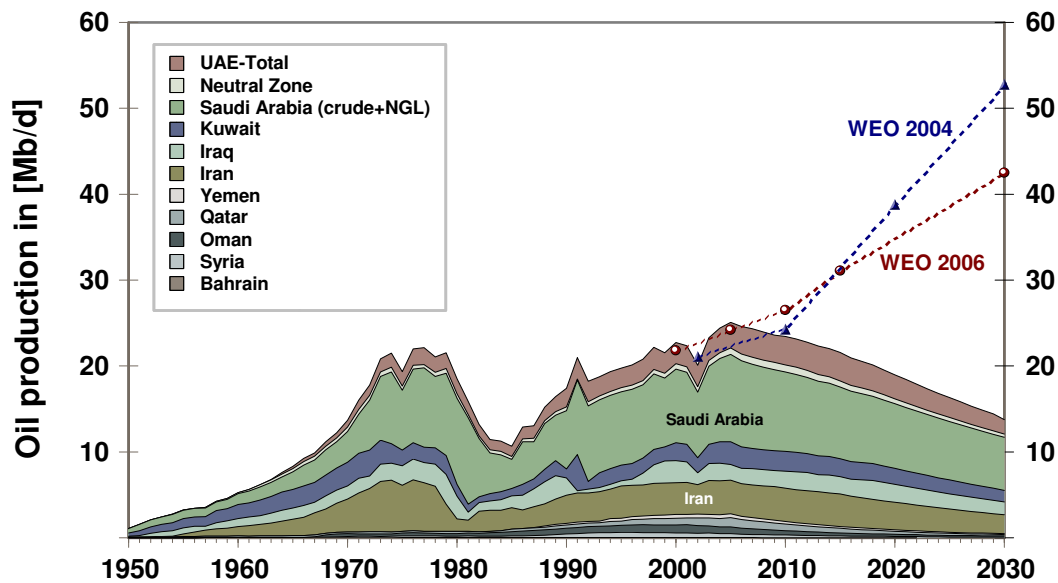


Abbildung 27: Ölförderung im Nahen Osten.

In der Region Naher Osten ist Saudi-Arabien (abgesehen vom Irak) das einzige Land, bei dem allgemein davon ausgegangen wird, dass es seine Ölförderung noch erheblich steigern kann. Bei der Einschätzung des zukünftigen Förderpotenzials Saudi-Arabiens kommt Ghawar, dem größten Ölfeld der Welt, eine Schlüsselrolle zu. Das Feld wurde 1948 entdeckt, inzwischen wird seit mehr als 50 Jahren Öl aus dem Feld gefördert. Tatsächlich wird heute mehr Wasser in das Feld gepumpt, als Öl aus dem Feld gewonnen wird, und es scheint relativ sicher, dass die Förderrate in der nahen Zukunft zurückgehen wird. Auf jeden Fall steht fest, dass Ghawar nicht zu einer Erhöhung der saudi-arabischen Förderkapazitäten beitragen kann.

Land	Oil & Gas Journal [a]	BP Statistical Review [b]	Campbell [c]	Bakhtiari [d]	IHS	EWG
Iran	132.5	132.5	69	35-45	134.0	44
Iraq	115.0	115.0	61	80 - 100	99.0	41
Kuwait	101.5	99.0	54	45 - 55	51.6	35
Saudi Arabia	264.3	262.7	159	120 - 140	286.0	181
U.A.E	97.7	97.8	44	40 - 50	56.6	39
TOTAL	711.0	707.0	387	320 - 390	627.2	340

Tabelle 4: Verbleibende Ölreserven in den fünf wichtigsten Ländern des Nahen Ostens (lt. diverser Schätzungen).

Zurzeit wird diskutiert, inwieweit Saudi-Arabien überhaupt in der Lage ist, seine Förderung noch wesentlich zu steigern. Diese Debatte wurde Anfang 2004 von Matthew R. Simmons angestoßen, einem amerikanischen

Investmentbanker aus Houston [Simmons 2004]. Simmons zieht die Möglichkeit zu einer signifikanten Fördersteigerung erheblich in Zweifel. Seine Einschätzung beruht auf einer umfassenden und gründlichen Analyse öffentlich zugänglicher technischer Studien, die sich mit den Problemen der Ölförderung in Saudi-Arabien befassen, sowie auf einer großen Zahl von Interviews, die er mit Ingenieuren vor Ort führte. Außerdem unternahm er selbst eine Reise nach Saudi-Arabien, um die Ölfelder zu besichtigen [Simmons 2005].

Die von Simmons eingeleitete Diskussion veranlasste zwei Verantwortliche der Staatsfirma Saudi Aramco, Abdul-Baqi und Nansen Saleri, zu einer Erwiderung. Doch diese Kommentare haben eher dazu beigetragen, bestehende Befürchtungen zu verstärken als die Welt zu beruhigen. Zunächst wurde zugegeben, dass sich die Förderung in den alten großen Ölfeldern im Rückgang befindet und Abqaiq bereits zu 73 Prozent und Ghawar zu 48 Prozent erschöpft sind. Des Weiteren wurde indirekt bestätigt, dass die nachgewiesenen Reserven nicht – wie allgemein angenommen – 262 Gb betragen, sondern sich lediglich auf 130 Gb belaufen, während weitere 130 Gb bereits als Reserven verbucht würden, weil ihre letztendliche Erschließung wahrscheinlich sei.

Wenn hier dieselben Kriterien zur Anwendung kämen, wie sie bei westlichen Firmen gängige Praxis sind, müssten die Angaben von Saudi Aramco zu den nachgewiesenen Reserven um 50 Prozent abgewertet werden. Indirekt wurde dies von einem weiteren Manager von Saudi Aramco bestätigt. (Angesichts dieser Debatte erscheint die EWG-Einschätzung von 180 Gb Reserven eher als sehr konservativ.)

Darüber hinaus versuchten leitende Mitarbeiter von Saudi Aramco die Befürchtungen Simmons mit der Aussage abzuschwächen, dass eine Förderung von zehn Mb/Tag bis 2042 aufrechterhalten werden könne. Dazu müssten die oben genannten Reserven von 260 Gb als sicher erschließbare Reserven gewertet werden (wovon definitiv nicht ausgegangen werden kann).

Bei einer offensiveren Erschließung der noch vorhandenen Reserven könne die Förderung bis zum Jahr 2016 sogar auf zwölf Mb/Tag angehoben und anschließend bis 2033 auf konstantem Niveau gehalten werden, so Saudi Aramco. Doch auch dieses Szenario der Saudis ist angesichts der Projektionen der Internationalen Energieagentur (IEA) wenig beruhigend, die davon ausgehen, dass längerfristig zusätzliche 20Mb/Tag aus dieser Region kommen sollen.

Das EWG-Szenario zu den künftigen Förderkapazitäten beruht nur teilweise auf der Einschätzung der verbleibenden Reserven, die – wie bereits erwähnt – sehr unzuverlässig ist. Ebenso wichtig sind weitere Fakten, wie z. B. Informationen zu den Förderanteilen der Riesen-Ölfelder und der Onshore/ Offshore-Felder, Daten zum steigenden Schwefelgehalt des geförderten Öls, die langfristigen Ziele von Politik und Wirtschaft sowie daraus resultierende Förderziele einzelner Nationen.

Das hier vorgestellte Szenario geht davon aus, dass (1) eine Fördererhöhung für die Länder des Nahen Ostens nicht in ihrem langfristigen Interesse ist, (2) die Riesen-Ölfelder dieser Region ihr Fördermaximum bereits erreicht haben oder kurz davor stehen und (3) die Förderung daher in den kommenden Jahren zurückgehen wird. Voraussichtlich wird die Ölförderung in Saudi-Arabien jährlich um zwei Prozent sinken.

OECD Nordamerika

In der Region OECD Nordamerika wurde das Ölfördermaximum 1984 erreicht (in den USA bereits 1970, doch da die Förderung in Kanada und Mexiko in den folgenden Jahren noch zunahm, wurde der Rückgang in den USA kompensiert). Es wird angenommen, dass die konventionelle Ölförderung bis 2030 insgesamt um ca. 80 Prozent zurückgehen wird. Wenn der steigende Anteil unkonventionellen Öls aus kanadischem Ölsand mit eingerechnet wird, lässt sich dieser Rückgang auf 50 Prozent senken. Abbildung 28 gibt einen Überblick über die unterschiedliche regionale Verteilung der Ölförderung in OECD Nordamerika. Die Abbildung enthält außerdem die Projektionen der Referenzszenarien der Internationalen Energieagentur in ihren Weltenergieausblicken WEO 2004 und WEO 2006.

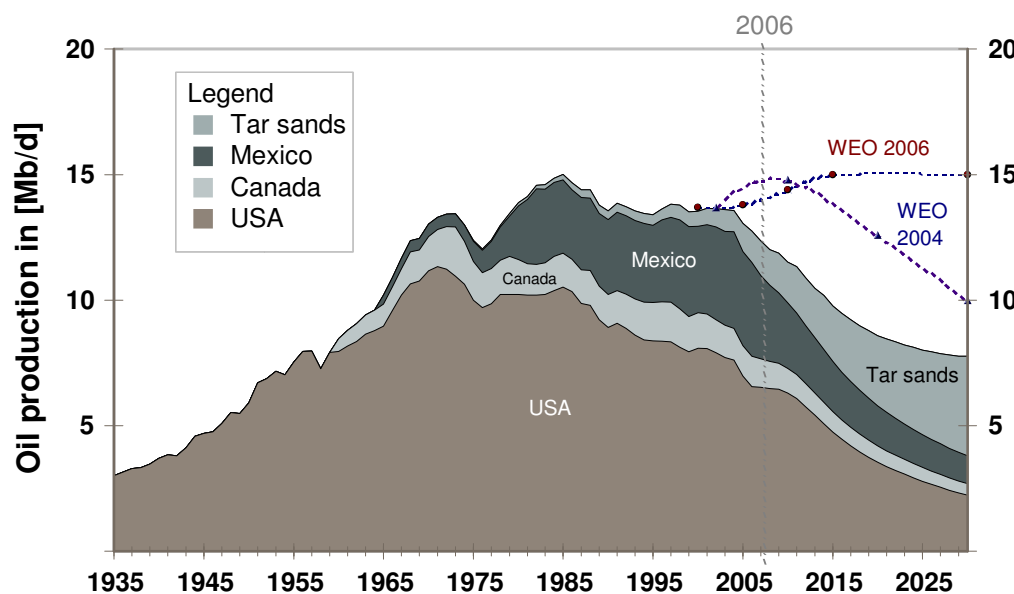


Abbildung 28: Ölförderung in OECD Nordamerika.

Vor vierzig Jahren waren die USA der größte Ölproduzent der Welt und trugen beinahe 50 Prozent zur Weltölförderung bei. Seit 1970 geht die konventionelle Ölförderung jedoch zurück. Die Erschließung Alaskas mit dem bei weitem größten Ölfeld der USA (Prudhoe Bay) konnte diesen Rückgang für einige Jahre aufhalten, bis auch diese Region ihr Fördermaximum überschritten hatte. Seit 1949 wird Offshore-Öl aus dem Kontinentalschelf gefördert, doch seit ungefähr 1995 geht auch hier die Förderung zurück.

Seit ca. 1980 werden Tiefseegebiete im Golf von Mexiko erkundet. Dies führte zur Entdeckung einiger großer Felder. Diese Ölfelder wurden allerdings erst in den späten 1990er-Jahren/Anfang 2000 erschlossen. Die Erschließung dieser Felder erfolgt so rasch, dass das Fördermaximum häufig bereits im ersten Förderjahr eintritt. 2001 war im Golf von Mexiko bereits ein frühes Maximum erreicht. Das gegenwärtige Fördervolumen liegt um den Faktor 2 unter den Prognosen des Jahres 2002. Die Förderung in der hurrikangefährdeten Region gestaltet sich schwierig und ist mit hohen Kosten verbunden, daher hinkt die momentane Förderung weit hinter den ursprünglichen Plänen hinterher. Es ist nicht einmal klar, ob die aktuelle Gesamtförderung noch weiter erhöht werden kann. Voraussichtlich wird es im Golf von Mexiko spätestens um das Jahr 2010 zu einem Rückgang der Förderung kommen. Weitere Einzelheiten zu Alaska und zum Golf von Mexiko siehe Anhang 1.

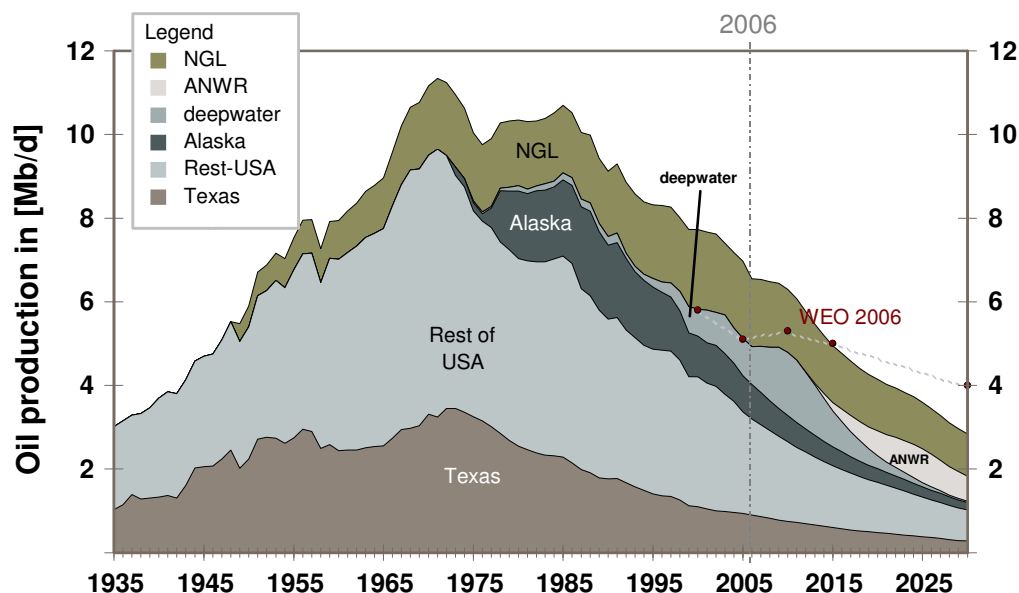


Abbildung 29: Ölförderung in den USA.

Unter den Regionen der USA, in denen bisher noch kein Öl gefördert wurde, ist das Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) am prominentesten. Die Diskussion, ob dieses ökologisch sensible Gebiet für die Erdölerschließung freigegeben werden soll, wird vom US-Senat beinahe jedes Jahr erneut geführt. Doch selbst wenn diese Schranke fallen sollte, würde die Erschließung der Lagerstätten des ANWR laut USGS wohl nicht mehr als fünf bis sechs Gb zusätzliche Ölreserven schaffen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass fünf Jahre nach Beginn der Erschließung das erste Öl gefördert werden könnte und das Ölfördermaximum ca. zehn Jahre später erreicht werden würde. Das hier vorgestellte Szenario beinhaltet ein solches Förderprofil für das ANWR.

Im besten Fall können diese Kapazitäten den weiteren Rückgang der Förderung aus den Tiefseegebieten im Golf von Mexiko kompensieren. Der Rückgang der Förderung in den alten Ölfeldern der USA kann dadurch

jedoch keinesfalls ausgeglichen werden. Erdgasnebenprodukte (NGLs/Natural Gas Liquids) tragen mit ca. zwei Mb/Tag zur Ölförderung der USA bei. Die Abbildung enthält außerdem das Förderprofil der Internationalen Energieagentur für Rohöl (ohne NGLs) in ihrem Weltenergieausblick WEO 2006.

Abbildung 30 enthält Details zur Ölförderung in der Tiefsee im Golf von Mexiko. Alle produzierenden Felder sind einzeln dargestellt. Der steile Förderrückgang, der gelegentlich bereits im ersten Jahr einsetzt, übt enormen Druck auf zukünftige Erschließungen aus. Jede Verzögerung bei der Erschließung neuer Felder führt zu einem Rückgang der Gesamtförderung und dazu, dass das ursprünglich erwartete Fördermaximum nicht erreicht wird. Der steile Förderrückgang im Jahr 2005 ist auf schwere Schäden durch die Hurrikans Rita und Katrina zurückzuführen. Angesichts dieser Probleme ist das skizzierte zukünftige Förderprofil mit einem Fördermaximum etwa im Jahr 2011 unter Umständen eher als optimistisch anzusehen. Eine detailliertere Analyse der Ölförderung im Golf von Mexiko findet sich in Anhang 1.

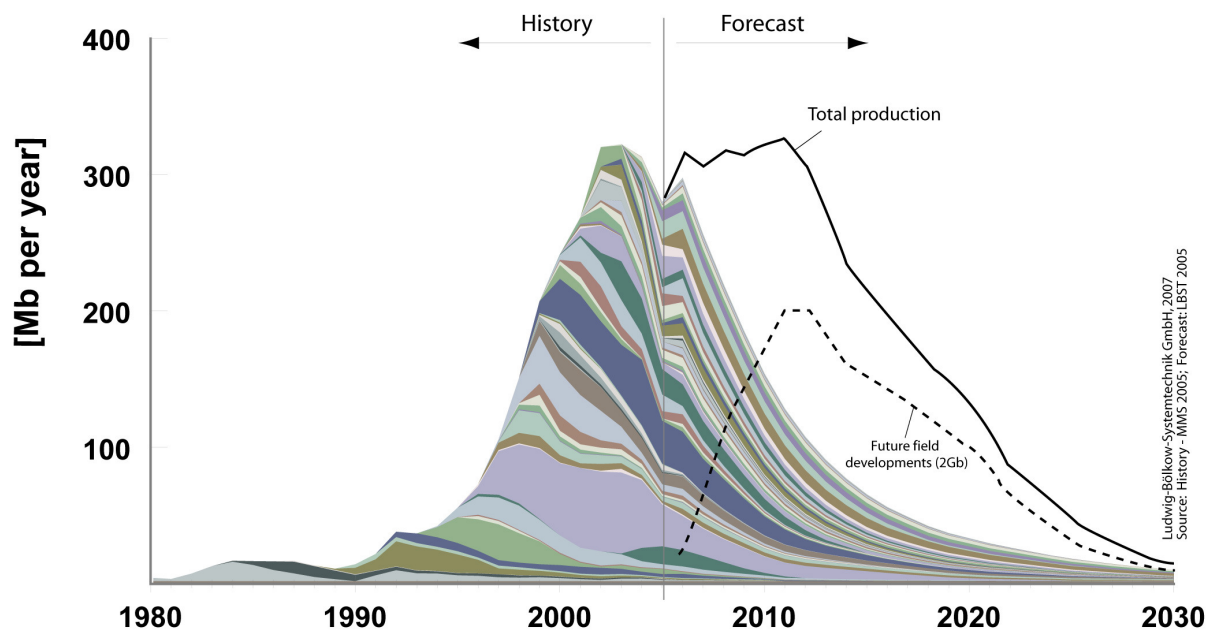


Abbildung 30: Nach Feldern aufgeschlüsselte Analyse der Ölförderung im Golf von Mexiko.

Kanada

In Kanada erreichte die konventionelle Ölförderung (inklusive Schweröl) ihr Maximum im Jahr 1973. Ende der 1990er-Jahre begann die Erdölförderung aus Offshore- Feldern und hat sich zusehends gesteigert, sodass sich der Rückgang der Onshore- Förderung bis ca. 2003 kompensieren ließ. Die bekannten Lagerstätten sind allerdings zu klein, als dass sich dieser Trend fortsetzen könnte. Inzwischen führt der

beginnende Rückgang der Offshore-Förderung zusammen mit dem Rückgang der Onshore-Förderung zu einem verstärkten Rückgang der Gesamtförderung.

Abbildung 31 enthält Einzelheiten zur Ölförderung in Kanada. Abbildung 31 zeigt die Förderanteile der verschiedenen Regionen und Ölarten, insbesondere für unkonventionelles Öl aus Teersanden. Die Förderung von Erdgasnebenprodukten (Natural Gas Liquids/NGLs) verläuft annähernd parallel zur Förderung von Erdgas. Dennoch ist dieser Anteil zu gering, als dass er bedeutenden Einfluss haben könnte. Auch die Schwerölproduktion in den Provinzen Alberta und Saskatchewan leistet seit 1973 einen zunehmenden Beitrag.

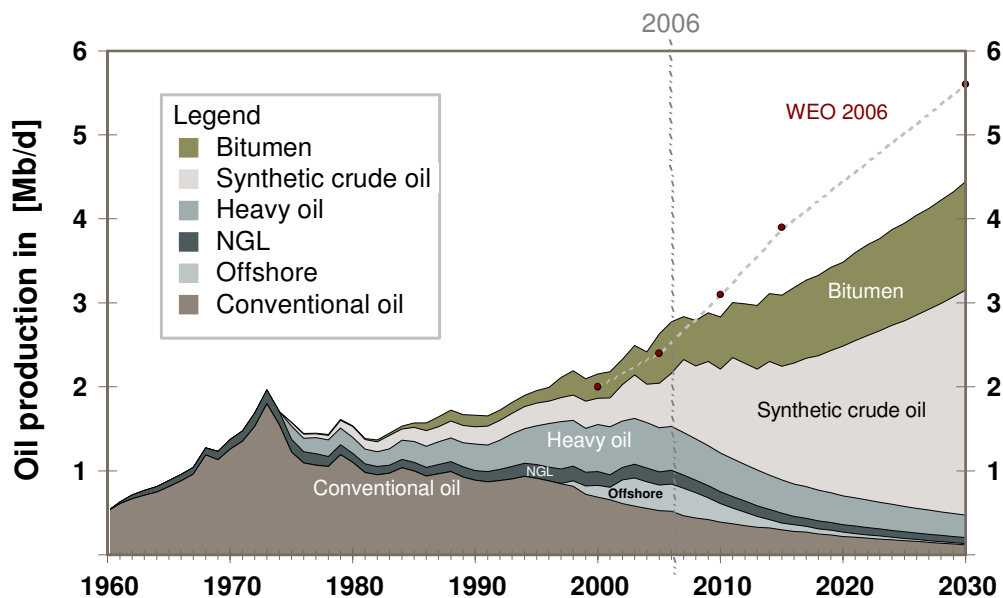


Abbildung 31: Ölförderung in Kanada.

Schließlich werden seit 1967 synthetisches Rohöl und Bitumen aus Teersanden gewonnen, auch hier sind steigende Raten zu verzeichnen. Bis 2030 werden annähernd 90 Prozent des gesamten kanadischen Öls aus dieser Quelle stammen. Die Prognosen für Öl aus Teersanden basieren bis 2025 auf Studien und Hochrechnungen des Canadian National Energy Boards. Die weitere Projektion bis 2030 erfolgte durch die Verfasser der vorliegenden Arbeit.

Mexiko ist gemäß der Klassifikation der IEA das dritte Land der Region OECD Nordamerika. Der bei weitem größte Anteil der Ölförderung stammt von dem Offshore- Feld Cantarell, das ca. zwölf bis 15 Gb Öl enthält. Seit 1994 waren hier erstmals sinkende Förderraten zu verzeichnen. Durch enorme Investitionen in Anlagen zur Injektion von Stickstoff sowie in zusätzliche Bohrlöcher, ließ sich die Förderrate des Feldes noch einmal für einige Jahre steigern. 2004 trug Cantarell mehr als 50 Prozent zur gesamten mexikanischen Ölförderung bei, da sich die Förderung in anderen Feldern bereits seit einigen Jahren im Rückgang befindet. Die

Förderprognose basiert auf der Annahme, dass die Förderung in Cantarell ab 2006 mit einer jährlichen Quote von zehn Prozent pro Jahr zurückgehen wird, und dass die Anteile aus anderen Feldern auf dem aktuellen Niveau gehalten werden können. In diesem Fall wird die Gesamtförderung bis 2030 um 70 Prozent abnehmen.

Transformationsländer

Die Transformationsländer gehören zu den wichtigsten ölproduzierenden und ölexportierenden Ländern. Eine vorrangige Rolle nehmen hier die großen Ölfelder in Russland ein, vor allem diejenigen in Sibirien. Ende der 1980er-Jahre sank die Förderung innerhalb von fünf Jahren um 40 Prozent. Dieser Rückgang wurde durch eine sinkende Förderung in den größten produzierenden Feldern verursacht, während gleichzeitig in den Jahren der ökonomischen Transformation keine neuen Felder erschlossen wurden. Bis ungefähr 1995 hatten sich schließlich neue Wirtschaftsstrukturen gebildet, und bereits bekannte verbleibende Felder wurden mithilfe ausländischer Investitionen erschlossen. Die noch ungenutzten Möglichkeiten werden jedoch weniger. Aus diesem Grund verlangsamt sich der Anstieg der russischen Ölförderung nach ihrem anfänglich raschen Aufleben bereits wieder. Diese Entwicklung wird voraussichtlich um das Jahr 2010 zu einem zweiten Fördermaximum führen.

Das russische Fördermaximum Ende der 1980er-Jahre ist von westlichen Geologen vorhergesagt worden, gestützt auf Daten zum Entleerungsgrad der größten Ölfelder [Masters 1990]. Der anschließende Fördereinbruch während der Zeit der Transformation fiel jedoch weit gravierender aus als erwartet. Nach der Liberalisierung des Ölmarktes waren russische Firmen in der Lage, diesen Abschwung aufzufangen und die Förderung mithilfe internationaler Kooperationen und Investitionen wieder zu steigern – in einigen der vergangenen fünf Jahre gab es sogar Zuwächse im zweistelligen Bereich.

Die beiden anderen wichtigen Ölregionen der ehemaligen Sowjetunion sind Aserbaidschan und Kasachstan. Zwischen 1995 und 2000 führten einige Erdölneufunde zu der Erwartung, dass durch die Erschließung großer Felder (z. B. Tengiz, Kashagan, Azeri, Chirag, Guneshli) der aktuelle Förderzuwachs bis 2010 bzw. 2015 aufrechterhalten werden könne, bis dann der unvermeidliche Rückgang einsetzt. Siehe Abbildung 32.

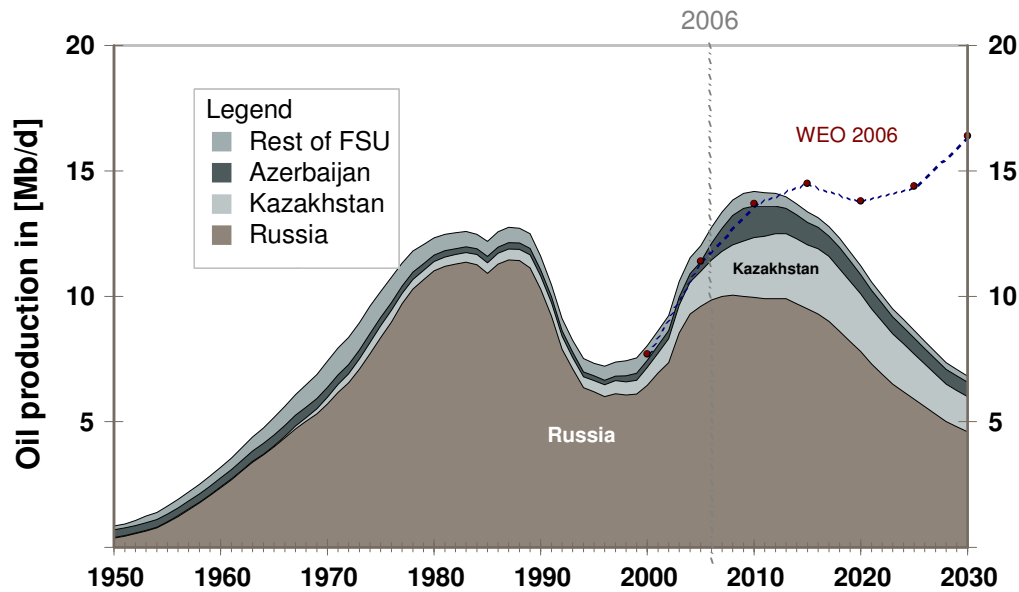


Abbildung 32: Ölförderung in Übergangstaaten.

Aserbaidschan ist die älteste industriell erschlossene Ölregion der Welt. Heute ist nur noch für die Offshore-Fördergebiete mit einer Förderausweitung zu rechnen. Hier ist insbesondere der Ölfeld-Komplex Azeri-Chirag-Guneshli zu nennen. Sobald die Felder vollständig erschlossen sein werden, wird der Komplex sein Fördermaximum mit einer Förderrate von 1 Mb/Tag voraussichtlich im Jahr 2008 oder 2009 erreichen. Die Förderrate wird im Anschluss daran sehr schnell abnehmen und innerhalb von zehn bis 15 Jahren auf nahezu vernachlässigbare Werte sinken. Die Gesamtförderung der Region wird jedoch in geringerem Umfang steigen, da bereits heute Öl aus Azeri-Chirag-Guneshli gefördert wird und die Förderung aus anderen Feldern in den kommenden Jahren merklich zurückgehen wird.

Einige Jahre lang hat man Kasachstan als ein mögliches Gegengewicht zu Saudi-Arabien angesehen. Heute ist klar, dass diese Erwartungen nicht realistisch waren. Sie waren von Spekulationen der US-Behörde EIA genährt worden, die von Öl- und Gasreserven im Kaspischen Meer von bis zu 300 Gb Öleinheiten ausgingen. Realistisch gesehen können wohl nur ca. 45 Gb Öl gewonnen werden, wobei sich ungefähr die Hälfte dieser Menge in bereits erschlossenen Feldern befindet.

Hohe Erwartungen bezüglich ihres zukünftigen Förderpotenzials konzentrieren sich auf drei Felder: Tengiz, Kamchagarak und Kashagan. In Tengiz und Kamchagarak wird bereits seit einigen Jahren Öl gefördert. Das Öl aller drei Felder weist einen hohen Schwefelgehalt auf, sodass die Erschließung die Umwelt gefährdet und sehr teuer ist. Allein auf Tengiz werden täglich 4.500 Tonnen Schwefel vom geförderten Öl getrennt und in der näheren Umgebung gelagert, wo sie die Umwelt verschmutzen. Pläne für eine Förderausweitung wurden aufgrund hoher Kosten und schwieriger geologischer Bedingungen aufgeschoben.

Kashagan, das größte der drei großen Ölfelder, wurde im Jahr 2000 entdeckt. Die Zeitpläne für die Erschließung mussten bereits viele Male korrigiert werden. Der ursprünglich geplante Förderstart wurde von 2006 auf das Jahr 2012 verschoben. Schwierige Umweltbedingungen im Kaspischen Meer, ein hoher Schwefelgehalt des Öls und ein extrem hoher Druck von mehr als 1.000 bar in den Lagerstätten machen die Entwicklung des Ölfelds kompliziert und teuer.

Es ist sicher kein Zufall, dass sich zwei der großen Unternehmen, die an der Entdeckung des Feldes beteiligt waren (BP und Statoil), aus dem Konsortium zurückgezogen haben, dem die Erschließung des Feldes übertragen wurde. Im besten Fall werden Aserbaidschan und Kasachstan in der Lage sein, ihre Förderraten bis 2015 zu verdoppeln, und zwar von 1,3 Mb/Tag auf ca. 2,5 Mb/Tag.

Afrika

Die Ölförderung kann in Angola, Libyen und Nigeria gesteigert werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Ölförderung in Afrika nach 2010 zurückgehen wird. In den meisten afrikanischen Ländern wird das Fördermaximum der Ölförderung zwischen 2010 und 2015 erreicht. Der Hauptgrund dafür ist die niedrige Geschwindigkeit, mit der neue Ölfelder in Betrieb genommen werden. Die verbleibenden Reserven ermöglichen ein Förderprofil, wie es in Abbildung 33 dargestellt ist. Es ist darauf hinzuweisen, dass die hier angenommenen verbleibenden Reserven für Afrika (125 Gb) höher sind als die von der Industriedatenbank IHS genannten Reserven (102 Gb). Außerdem enthält Abbildung 33 die Projektion der IEA im WEO 2006. Diese Projektion geht offensichtlich von geschätzten Reserven aus, die deutlich höher sein müssen.

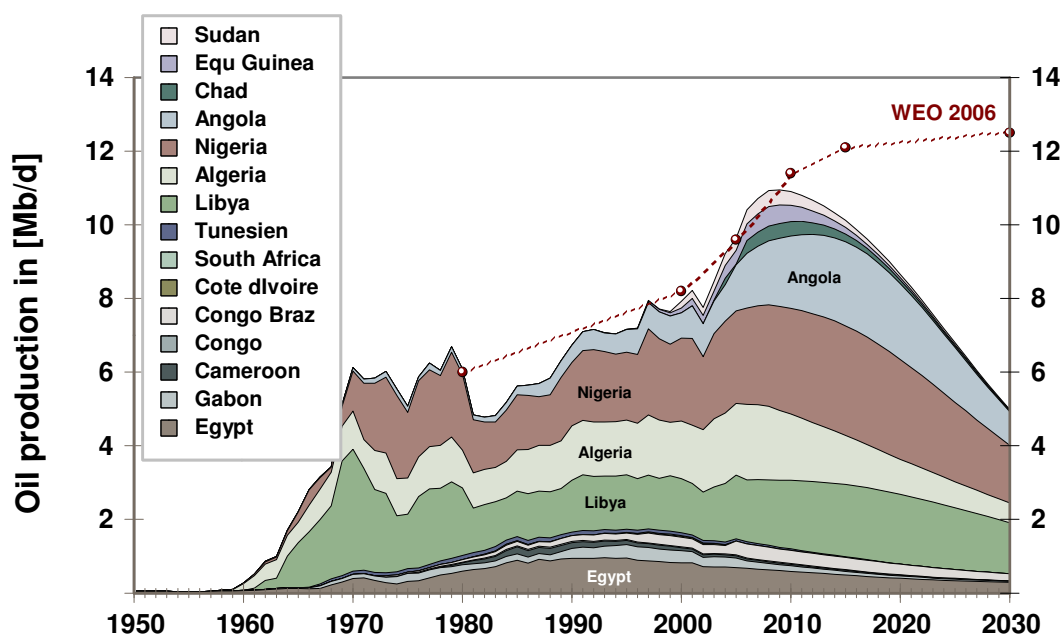


Abbildung 33: Ölförderung in Afrika.

Lateinamerika

Wie in Abbildung 34 dargestellt, geht die Ölförderung in Lateinamerika in Zukunft sehr wahrscheinlich zurück. In Venezuela, dem größten Ölerzeuger in Lateinamerika, ist die Förderung nach 1970 zurückgegangen, hat sich aber Mitte der 1980er-Jahre wieder erholt. Im Jahr 2000 wurde ein Peak erreicht – seitdem nimmt die Förderung ab. Auch bei einer gesteigerten unkonventionellen Ölförderung kann Venezuela die derzeitige Förderrate nicht halten.

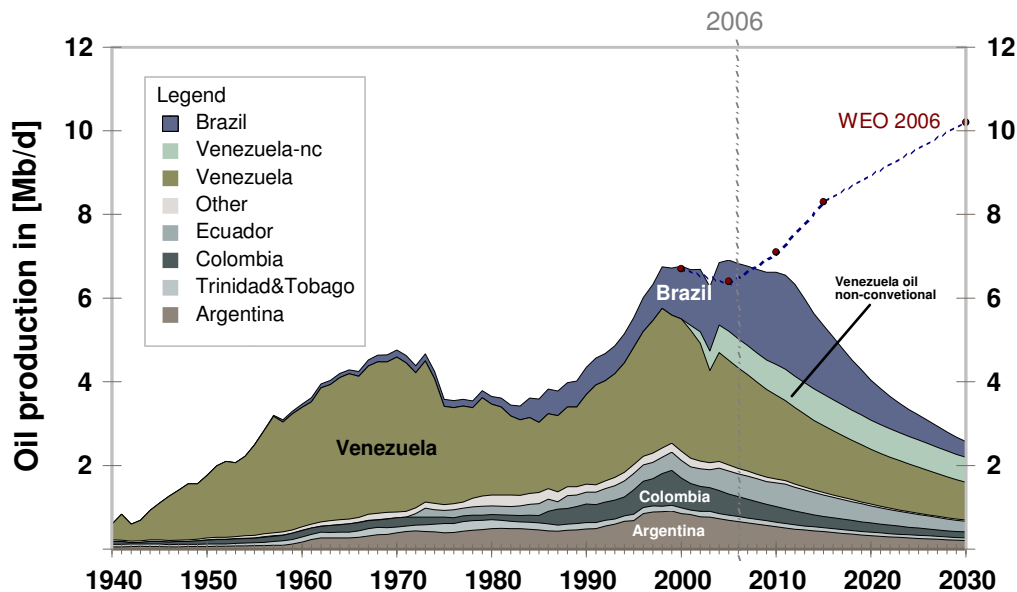


Abbildung 34: Ölförderung in Lateinamerika.

Seit den 1980er-Jahren hat Brasilien als zweitgrößter Ölproduzent in Lateinamerika die Ölförderung auf 1,5 Mb/Tag gesteigert. Die Peak-Förderung von etwa 2,2 Mb/Tag wird voraussichtlich bis zum Ende dieses Jahrzehnts erreicht. Außerdem ist in Abbildung 34 die Projektion der IEA für die zukünftige Ölförderung in Lateinamerika dargestellt.

OECD Europa

Wie in Abbildung 35 dargestellt, hat die Ölförderung in OECD Europa ihren Peak etwa im Jahr 2000 erreicht. Dies wurde bereits durch die IEA-Berichte WEO 2004 und WEO 2006 bestätigt. Wahrscheinlich wird die Förderung 2015 im Vergleich zur Förderung von 2005 etwa um die Hälfte niedriger sein. Der Peak der europäischen Ölförderung im Jahr 2000 stellt einen Wendepunkt dar. Damit hat die größte, in den letzten 50 Jahren gefundene Ölregion ihren Peak erreicht. Zu diesem Zeitpunkt hat die Region etwa 40 Prozent zur weltweiten Offshore-Förderung beigetragen – es ist das einzige Gebiet, in dem die Förderung noch zunimmt. Der Peak der europäischen Ölförderung hat jedoch die globale Wachstumsrate gesenkt und ist mit dem Peak der Ölförderung außerhalb der Länder der früheren Sowjetunion und außerhalb der OPEC-Länder zusammengefallen.

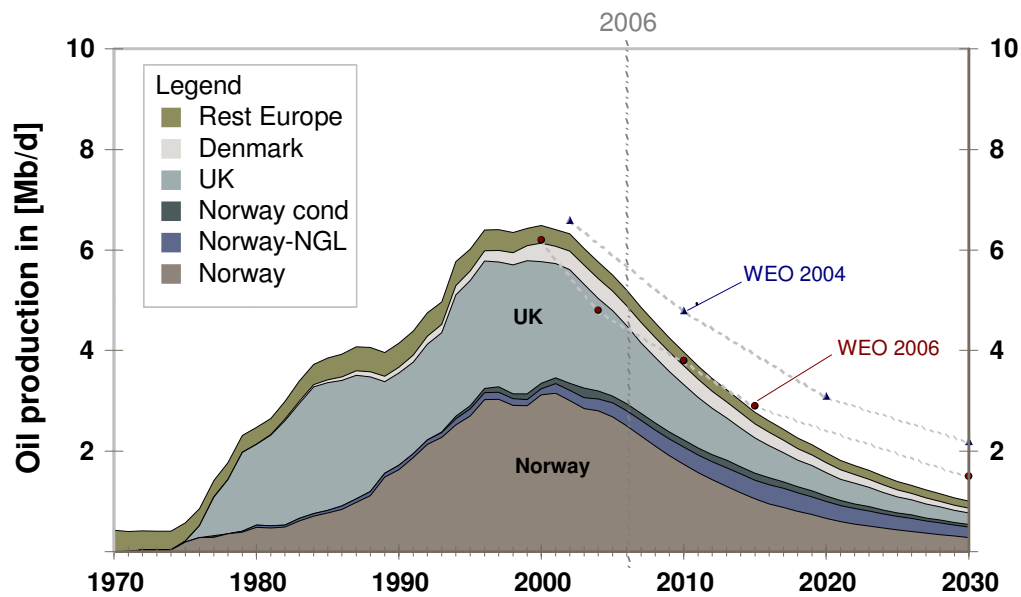


Abbildung 35: Ölförderung in OECD Europa.

China

Daqing ist das größte Ölfeld in China, und auch hier geht die Förderung bereits zurück. Heute produziert dieses Feld etwa 1Mb/Tag. Um diesen Rückgang auszugleichen, hat China seine Bemühungen zum Ausbau der Offshore-Ölförderung verstärkt. Wie in Abbildung 36 dargestellt, wird die Ölförderung in China ihren Peak voraussichtlich vor 2010 erreichen und danach bis 2030 um durchschnittlich etwa fünf Prozent pro Jahr zurückgehen. Die IEA geht in ihrem WEO 2006 davon aus, dass die Ölförderung in China den Peak bis zum Anfang des nächsten Jahrzehnts erreicht.

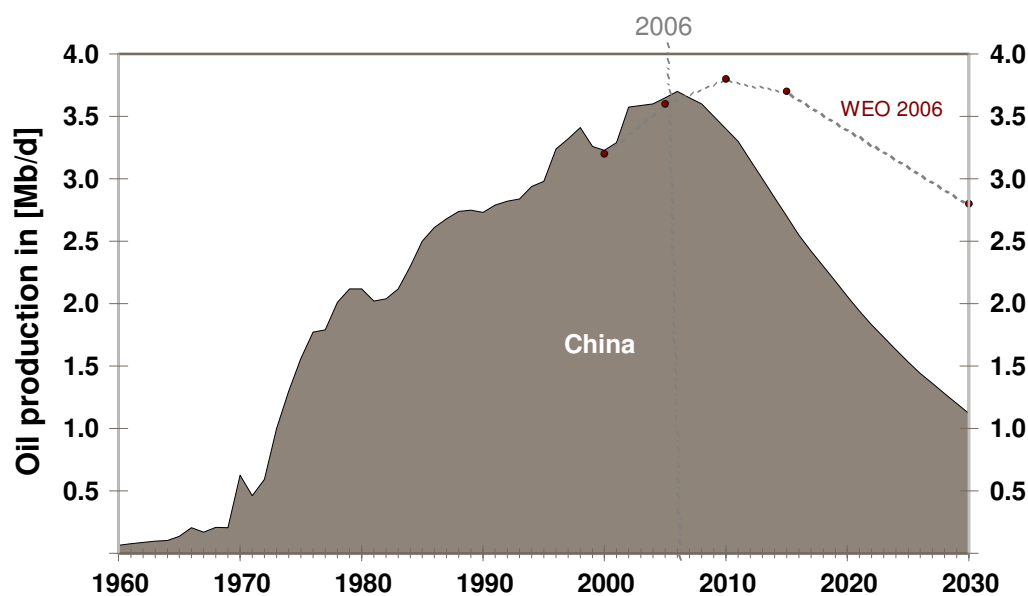


Abbildung 36: Ölförderung in China.

Ostasien

Die Ölförderung in Ostasien erreicht den Peak voraussichtlich noch vor 2010. In Indonesien, dem größten Ölerzeuger in der Region, ist die Förderung seit 1990 um etwa 30 Prozent zurückgegangen. Die Förderung in Malaysia, dem zweitgrößten Erzeuger in der Region, nähert sich dem Peak. Voraussichtlich erreicht die Ölförderung in Malaysia, Vietnam und Thailand den Peak vor 2010. In Abbildung 37 ist dargestellt, dass bis 2030 ein erheblicher Rückgang der Ölförderung in Ostasien projiziert wird.

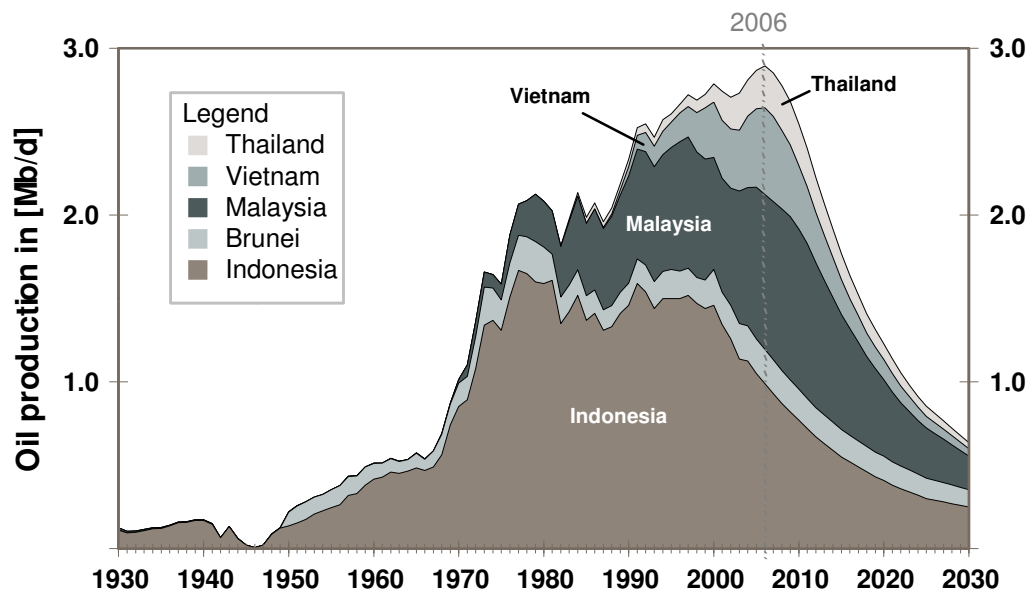


Abbildung 37: Ölförderung in Ostasien.

Südasien

Indien ist das einzige ölproduzierende Land in Südasien. Das Szenario geht davon aus, dass Südasien den Peak der Ölförderung bereits 2006 erreicht hat, gefolgt von einem starken Rückgang. Wie in Abbildung 38 dargestellt, geht die IEA davon aus, dass die Ölförderung den Peak vor 2020 erreichen wird.

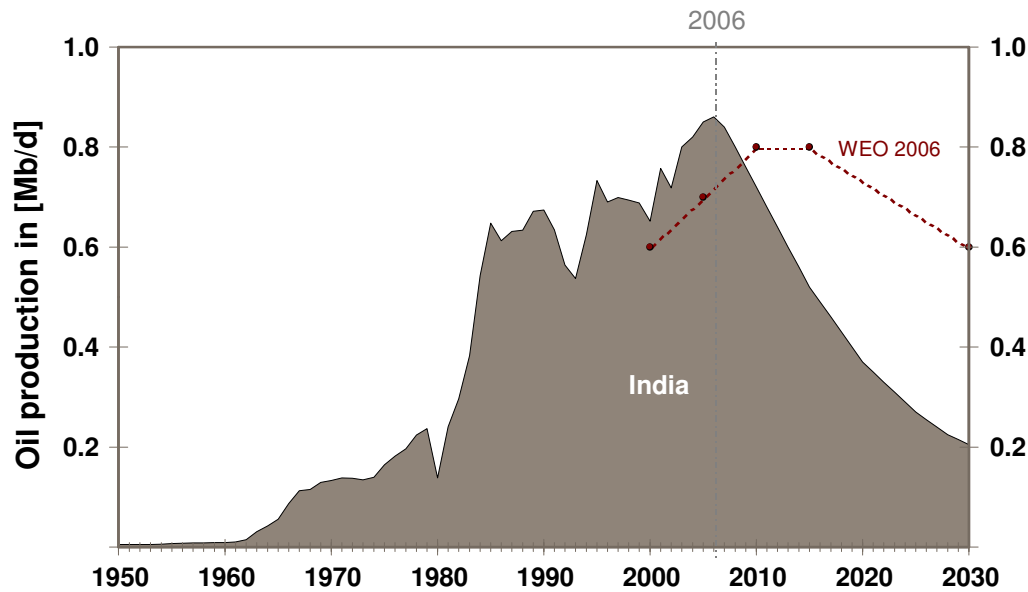


Abbildung 38: Ölförderung in Südasien.

OECD Pazifik

Fast das gesamte Öl der Region kommt aus Australien, das den Peak der Förderung im Jahr 2000 erreicht hat, gefolgt von einem Rückgang der Förderung von etwa zehn Prozent pro Jahr (siehe Abbildung 39). Derart starke Rückgangsraten sind typisch, wenn aggressive moderne Fördermethoden wie Horizontalbohrungen oder frühzeitige Gas- oder Wasserinjektionen eingesetzt werden. Der jüngste Rückgang seit dem Jahr 2000 ist allgemein wahrgenommen worden. Die IEA geht davon aus, dass es – zumindest für einen kurzen Zeitraum – möglich sein wird, die Förderung erneut zu steigern, bis nahezu das Peak-Niveau des Jahres 2000 erreicht ist. Diese Annahme basiert auf der Erwartung einer sehr schnellen Entwicklung der in den letzten Jahren gemachten Ölfunde in der Tiefsee. Diese Prognose scheint jedoch den andauernden Rückgang der Förderbasis zu ignorieren, der mit fortschreitender Zeit zunehmend spürbar sein wird.

Weltszenario

EWG-Szenario

Die weltweite Ölförderung zwischen 1935 und 2005 sowie die Fortschreibung bis 2030 gemäß den Projektionen der Autoren sind in Abbildung 40 dargestellt. In den Förderdaten enthalten sind Flüssiggas (Natural Gas Liquids/NGLs) und Öl aus Teersanden.

Gemäß diesem Szenario wurde der Peak der weltweiten Ölförderung im Jahre 2006 mit einer Förderung von 81 Mb/Tag erreicht.

Gemäß den Szenarioberechnungen wird die Ölförderung bis 2030 um etwa 50 Prozent zurückgehen. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang von drei Prozent, was den Erfahrungen aus den USA entspricht. Dort ist die Ölförderung im Kernland ('lower 48 states') um zwei bis drei Prozent pro Jahr zurückgegangen. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich hier um eine vorsichtige Annahme handelt, da ein Großteil des Öls heute aus der Offshore-Förderung stammt. In Offshore-Feldern werden äußerst aggressive moderne Fördermethoden eingesetzt, wie z. B. der Einsatz von Wasser, Gas, Wärme und Tensiden, um den Druck zu erhöhen und die Viskosität zu verringern, sowie Horizontalbohrungen, um das Öl schneller zu fördern. Diese Verfahren ermöglichen für einen begrenzten Zeitraum die schnellere Extraktion des Öls. Mit den Horizontalbohrungen kann zwar mit einer Bohrung mehr Öl gefördert werden, doch sobald der Wasserpegel die Horizontalbohrung erreicht hat, wird aus der Ölförderung innerhalb weniger Monate eine Wasserförderung. Diese Fördermethoden führen nach dem Peak zu einem Rückgang der Förderung von zehn Prozent oder mehr pro Jahr (z. B. 14 Prozent pro Jahr in Cantarell in Mexiko, acht bis zehn Prozent in Alaska, Großbritannien und Norwegen, mehr als zehn Prozent im Oman und möglicherweise zehn Prozent oder mehr in Ghawar, dem größten Ölfeld der Welt in Saudi-Arabien).

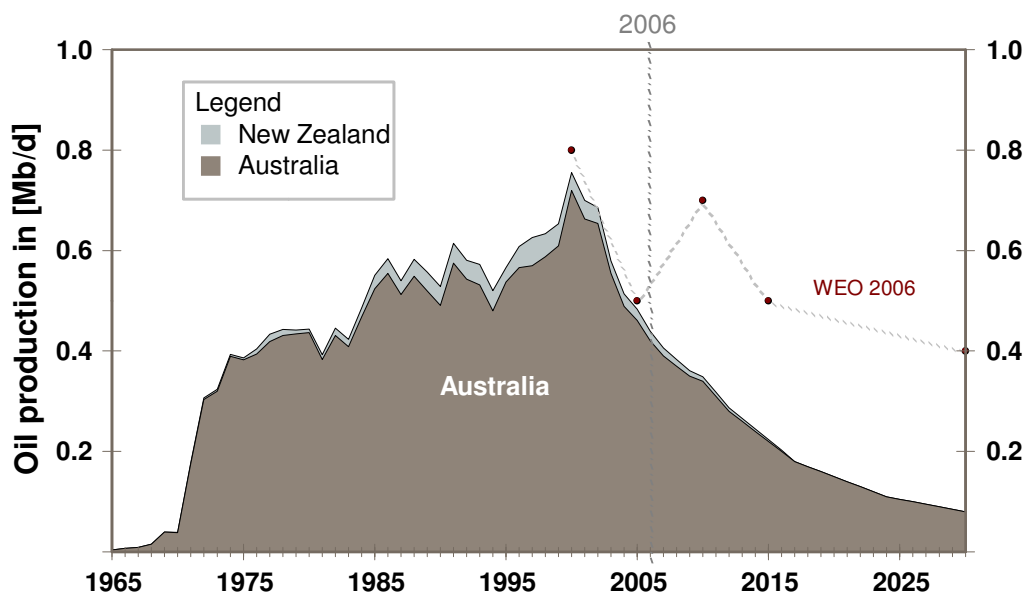


Abbildung 39: Ölförderung in OECD Pazifik.

Vergleich der Ergebnisse des EWG-Szenarios mit anderen Projektionen

World Energy Outlook der IEA

Das EWG-Szenario wird mit dem Referenzszenario des neuesten World Energy Outlooks [WEO 2006] der Internationalen Energie-Agentur (IEA) verglichen (siehe auch Abbildung 40). Wie an anderer Stelle ausgeführt,

berechnet die IEA in ihrem Referenzszenario lediglich die künftige Nachfrage und nimmt an, dass das dafür notwendige Angebot verfügbar gemacht werden kann.

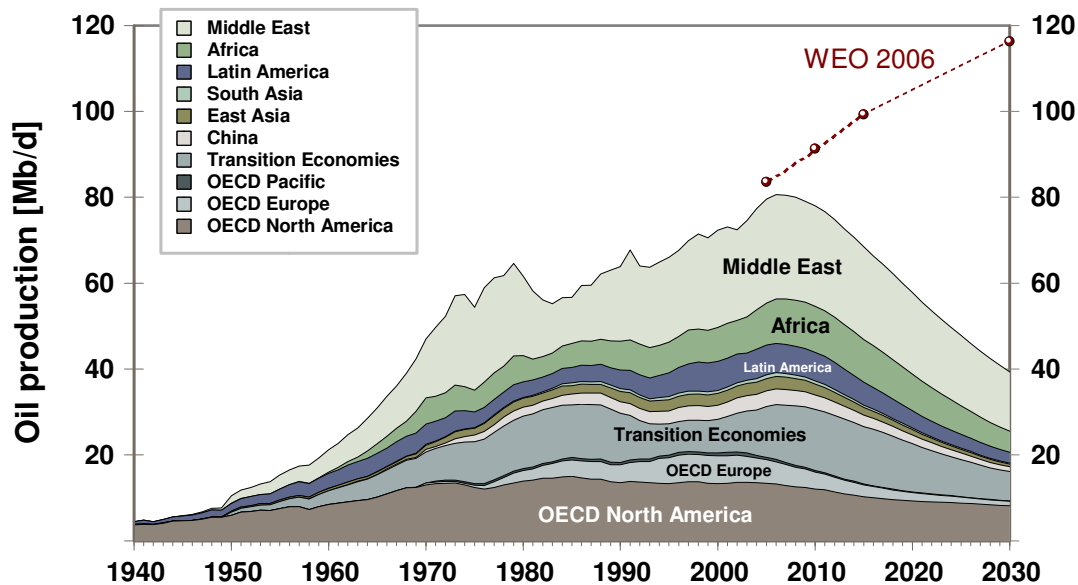


Abbildung 40: Übersicht über die weltweite Ölförderung.

Die globalen Projektionen für die Ölversorgung sehen folgendermaßen aus:

- 2006: 81 Mb/Tag
- 2020 EWG: 58Mb/Tag (IEA: 105 Mb/Tag)
- 2030 EWG: 39Mb/Tag (IEA: 116Mb/Tag)

Die Unterschiede zu den Projektionen der IEA könnten kaum drastischer ausfallen.

Das alternative PolitikszENARIO der IEA resultiert in einer etwas niedrigeren Förderung (um etwa zehn Prozent), weicht aber nicht wesentlich vom allgemeinen Trend des Referenzszenarios ab, das die zwischen 1980 und 2005 beobachtete Entwicklung mehr oder weniger extrapoliert.

Der WEO prognostiziert für den Zeitraum bis 2030 keinen Peak in der Ölförderung.

Die Unterschiede sind natürlich die Folge der unterschiedlichen Methodik und Annahmen (eine ausführliche Erläuterung der Unterschiede findet sich in Anhang 2).

ASPO-Szenario

Die Ergebnisse des EWG-Szenarios weichen auch von den Projektionen der ASPO ab. Die Projektionen gemäß dem ASPO-Newsletter Nr. 80 vom August 2007 sind wie folgt:

- Der Peak wird etwa 2011 mit ungefähr 90 Mb/Tag erreicht sein (im Vergleich zu 81 Mb/Tag im Jahr 2006 im EWG-Szenario).
- Die Förderung wird 2020 bei ungefähr 75 Mb/Tag liegen (im Vergleich zu 58 Mb/Tag im EWG-Szenario).
- Die Förderung wird 2030 bei ungefähr 65 Mb/Tag liegen (im Vergleich zu 39 Mb/Tag im EWG-Szenario).

Der zeitliche Unterschied im Hinblick auf das Erreichen des Peaks spielt unter Umständen keine allzu wichtige Rolle. Wichtiger ist das von der ASPO angenommene höhere Niveau der maximalen Förderung. Die Unterschiede im Hinblick auf die Rückgangsraten und Förderniveaus nach dem Peak sind jedoch recht bedeutend. Abgesehen vom höheren Niveau des Peaks sind sie im Wesentlichen auf eine unterschiedliche Bewertung der Ölförderung im Nahen Osten in den kommenden Jahrzehnten zurückzuführen (ASPO geht davon aus, dass die Förderung im Nahen Osten nach dem Peak bis 2030 um etwa zehn Prozent zurückgeht, während die EWG einen Rückgang von mehr als 40 Prozent erwartet).

Robelius-Szenarien

Fredrik Robelius hat vier grundlegende Szenarien erarbeitet, die die Spanne von einem schlechtesten Fall bis zum besten Fall abdecken, sowie ein bedarfsorientiertes Szenario für den besten Fall [Robelius 2007]. In den grundlegenden Szenarien tritt der Peak zwischen 2008 und 2013 ein, wobei die Peak-Förderung zwischen 83 und 94 Mb/Tag liegt. Beim bedarfsorientierten Best-Case-Szenario liegt der Peak mit 94 Mb/Tag im Jahr 2018.

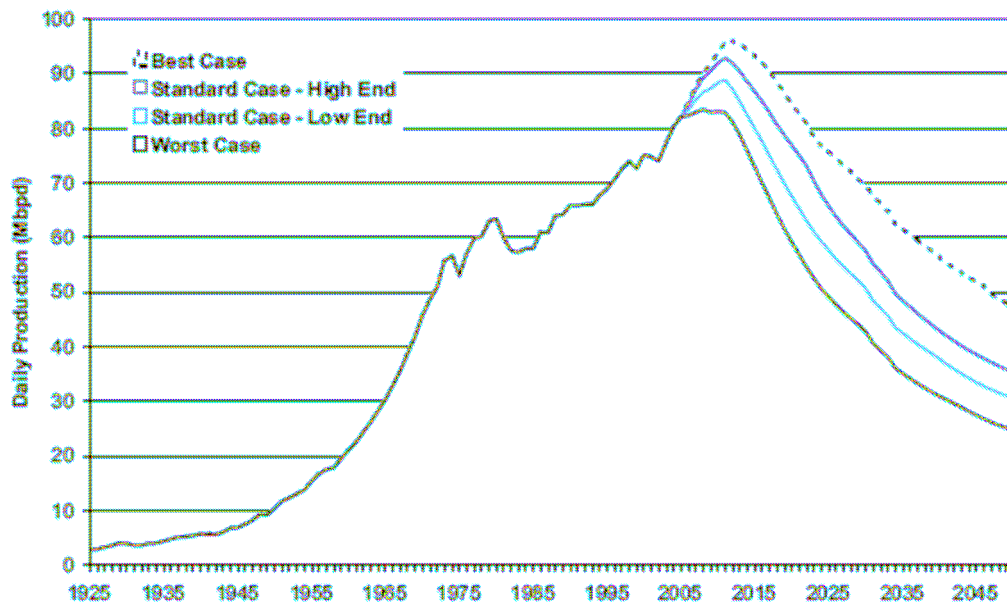


Abbildung 41: Ergebnisse für die grundlegenden Robelius-Szenarien ([Robelius 2007] S. 132).

Alle Szenarien zeigen einen drastischen Rückgang der Förderung nach dem Peak:

- Im schlimmsten Fall verbleibt die Peak-Förderung für einige Jahre auf demselben Niveau und geht dann bis 2020 auf 60 Mb/Tag und bis 2030 auf 43 Mb/Tag zurück.
- Im besten Fall geht die Förderung bis 2020 auf 85 Mb/Tag und bis 2030 auf 70 Mb/Tag zurück (der Rückgang der Peak-Förderung von 94 Mb/Tag im Jahr 2013 auf 70 Mb/Tag im Jahr 2030 erfolgt innerhalb eines Zeitraums von 17 Jahren).

Wiederum scheint auch in der Arbeit von Robelius das Muster des Rückgangs der Ölförderung ein wesentliches Ergebnis zu sein, auch wenn in der Studie auf diesen Aspekt nicht näher eingegangen wird. Dieser drastische Rückgang nach dem Peak ist vielleicht sogar noch wichtiger als der exakte Zeitpunkt, zu dem die Ölförderung ihren Höchststand erreicht.

Die Ergebnisse für das Worst-Case-Szenario von Robelius kommen den Ergebnissen des EWG-Szenarios sehr nahe. Wenn man die aktuelle Entwicklung betrachtet, so scheint dieses Szenario derzeit wohl das realistischste zu sein.

Schlussfolgerungen

Das wichtigste Ergebnis der vorliegenden Analyse ist die Erkenntnis, dass die weltweite Ölförderung im Jahr 2006 ihren Höchststand erreicht hat.

Die Ölförderung wird künftig um einige Prozentpunkte jährlich zurückgehen. Bis 2020 und erst recht bis 2030 ist ein dramatischer Rückgang der weltweiten Ölförderung zu erwarten. Dadurch wird eine Versorgungslücke entstehen, die innerhalb dieses Zeitrahmens kaum durch die wachsenden Beiträge anderer fossiler, nuklearer oder alternativer Energiequellen geschlossen werden kann.

Die Weltwirtschaft steht am Anfang eines tiefen Strukturwandels. Dieser Wandel wird durch den Rückgang der Versorgung mit fossilen Brennstoffen ausgelöst, und er wird beinahe jeden Aspekt unseres Alltagslebens beeinflussen. Ebenso wird der Klimawandel die Menschheit zwingen, ihre Energieverbrauchsmuster durch eine drastische Reduzierung der Verbrennung von fossilen Brennstoffen zu ändern. Die globale Erwärmung ist ein sehr ernstes Problem.

Der Schwerpunkt der vorliegenden Studie liegt allerdings auf der Erschöpfung der Rohstoffvorräte mit allen zugehörigen Aspekten, da diese für die Öffentlichkeit wesentlich weniger einsehbar sind.

Die jetzt beginnende Übergangsphase besitzt wahrscheinlich ihre eigenen Regeln, die auch nur während diesem Zeitraum gelten. Es könnten Dinge geschehen, die wir nie zuvor erlebt haben und die wir wahrscheinlich nie wieder erleben werden, wenn diese Übergangsphase abgeschlossen ist. Möglicherweise wird sich unsere Art, mit Energieproblemen umzugehen, grundsätzlich und vollständig ändern müssen.

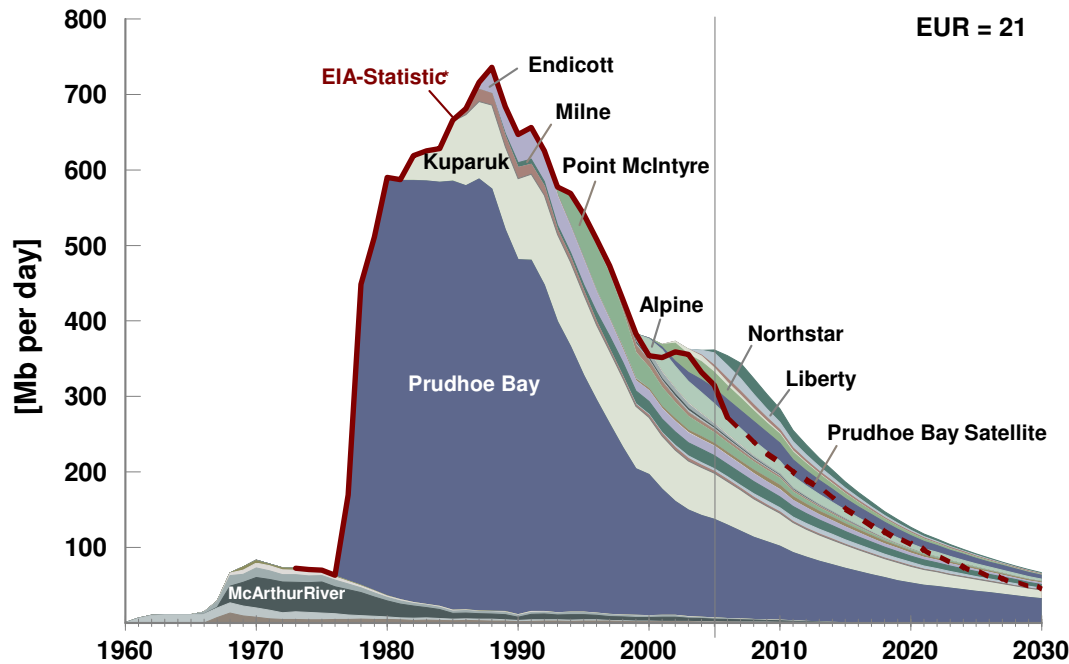
Obwohl sich hier neuerdings ein leichter Umschwung abzeichnet, bestreitet die Internationale Energieagentur, dass ein derart fundamentaler Wandel unserer Energieversorgung kurz- oder mittelfristig bevorsteht. Mit dieser Haltung und insbesondere mit der Botschaft, „Business-As-Usual“ sei auch in Zukunft möglich, sendet die IEA ein falsches Signal an Politik, Wirtschaft, Verbraucher – und nicht zuletzt auch an die Medien.

Anhang

Anhang 1: US-Ölförderung in Alaska und im Golf von Mexiko

Alaska

In Abbildung 42 ist der Verlauf der Ölförderung in Alaska, detailliert nach den einzelnen Feldern, dargestellt.



Source: Department of National Resource, Division of Oil and Gas, 2000 Annual Report; EIA, October 2006

* EIA-data for 2006 extrapolated from January to September 2006

Abbildung 42: Einzelfeld-Analyse der Ölförderung in Alaska.

Die Projektion basiert auf der Annahme, dass die Förderrate nach der Peak-Förderung wegen des abnehmenden Drucks im Feld zurückgeht. Dies ergibt einen linearen Verlauf der Rückgangsrates, wenn die Jahresförderung über der jeweiligen kumulierten Förderung aufgetragen wird.

Die Prognose bis 2010 wurde vom Department of Natural Resources im Jahr 2000 erstellt. Die Extrapolation bis 2030 wurde von der LBST erstellt.

Seit 1989 überlagert der Rückgang der Ölförderung in Alaska den Rückgang der Förderung in den 'lower 48 states' der USA. Um 1990 wurden jedoch Ölfelder in der Tiefsee im Golf von Mexiko erschlossen, die die zurückgehende Ölförderung an anderen Orten – zumindest teilweise – ausgleichen. Diese Felder werden sehr schnell erschlossen. Aus wirtschaftlichen Gründen (die Ölgesellschaften wollen eine hohe Rendite

auf das investierte Kapital erzielen) wird die Förderung so schnell wie möglich an ihr Maximum gebracht, oft schon innerhalb des ersten Jahres.

Golf von Mexiko

In Abbildung 43 sind die Förderprofile der produzierenden Ölfelder in der Tiefsee im Golf von Mexiko dargestellt. Bei diesen Feldern geht die Förderung sehr schnell zurück.

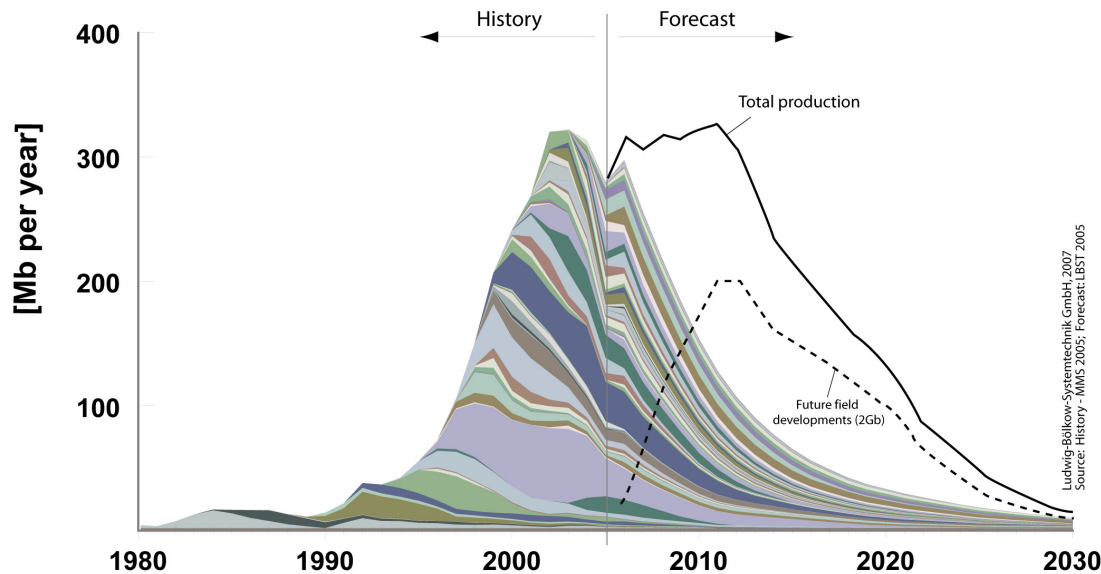


Abbildung 43: Einzelfeld-Analyse der Ölförderung im Golf von Mexiko.

Laut einer Prognose des Minerals and Mines Service (MMS) aus dem Jahr 2002, hätte die Förderung im Golf von Mexiko (äußerer Kontinentalschelf) bis Ende 2006 zwischen zwei und 2,47 Mb/Tag liegen sollen. Tatsächlich erreichte die Förderung bereits im Jahr 2002 ihren Höhepunkt und ist seitdem stetig zurückgegangen. Ende 2007 lag die Förderung bei 1,26 Mb/Tag, die Förderung aus Bohrungen in einer Wassertiefe von unter 300 Metern sogar noch darunter. Die Förderprofile dieser Felder sind in der Abbildung 43 dargestellt.

Viele Felder haben ihre Peak-Förderung erheblich schneller erreicht als vorhergesagt. Dies hängt zum Teil mit schweren Beschädigungen einiger Ölplattformen durch die Hurrikans Ivan, Katrina und Rita zusammen. Der gestrichelte Bereich enthält das geschätzte Förderprofil aller schon entdeckten, aber noch nicht erschlossenen Felder. Diese Felder enthalten Schätzungen zufolge etwa 3,5 Gb, was zusammen mit dem Öl in bereits erschlossenen Feldern eine Gesamtreserve von etwa fünf Gb ergibt. Dies ist wesentlich mehr als die Ende 2004 nachgewiesenen Reserven von 3,5 Gb.

Wenn einige wichtige Felder rechtzeitig erschlossen werden, könnte der derzeitige Förderrückgang umgekehrt werden und zu einem Peak etwa im Jahre 2010 führen. Eine erhebliche Steigerung der Förderung auf zwei

Mb/Tag erscheint jedoch nahezu unmöglich. Wenn sich die Erschließung dieser Felder aufgrund technischer Probleme verzögert, könnte die maximale Förderung unter Umständen noch geringer ausfallen.

Die Erschließung von Thunderhorse North, einem Feld, das ab Ende 2006 250 kb/Tag hätte liefern sollen, hat sich bereits verzögert und wird frühestens 2008 abgeschlossen sein.

Kürzlich erschlossene Felder erreichen den Peak sehr schnell, und in einigen Fällen kommt es bereits ein Jahr nach der Inbetriebnahme zu einem Rückgang der Förderung [MMS 2006].

Diese Abbildung basiert auf den veröffentlichten Förderdaten für die einzelnen Felder und der geplanten Felderschließungen.

Anhang 2: Kritik an den Projektionen zur Ölversorgung durch USGS, EIA und IEA

US Geological Survey (USGS)

Die letzte Ressourcenstudie trägt den Titel „US Geological Survey World Petroleum Assessment 2000“, und wurde im Juni 2000 veröffentlicht [USGS 2000a].

In der Zusammenfassung der Ressourcenstudie von 2000 verdienen die folgenden Sätze besondere Aufmerksamkeit: Die Studie hat „die Größe von Erdölkumulationen abgeschätzt ..., die in einem Zeitraum von 30 Jahren (1995 bis 2025) potenziell gefunden werden können ...“ („... to assess resources ... which have the potential to be added to reserves within a 30-year timeframe (1995 bis 2025)...“) [USGS 2000a]. Es wird eindeutig gesagt, dass diese Ölfunde im Zeitraum zwischen 1995 und 2025 erwartet werden können. Bisher ist bereits ein Drittel dieses Zeitraums verstrichen, sodass wir die Schätzungen der Studie jetzt mit der Realität vergleichen können.

Darüber hinaus ist die Formulierung „to assess resources ...which have the potential to be added to reserves“ so vage, dass die genaue Interpretation dem Leser überlassen bleibt.

In aller Kürze lassen sich die Ergebnisse der Untersuchung wie folgt zusammenfassen:

- Außerhalb der USA können zwischen 1995 und 2025 mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent noch 334 Gb Öl und mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent noch 1.107 Gb gefunden werden. Mit aufwändigen Monte-Carlo-Simulationen wird ein Mittelwert von 649 Gb berechnet.
- Darüber hinaus können zwischen 95 Gb (fünf Prozent Wahrscheinlichkeit) und 378 Gb (95 Prozent Wahrscheinlichkeit) Flüssiggase (NGLs) gefunden werden.
- Im Gegensatz zu früheren Analysen wird ein neuer Faktor, das so genannte „Reservenwachstum“, eingeführt. Der Faktor für das

Reservenwachstum wird anhand der Erfahrungen in den USA während der letzten Jahrzehnte berechnet, für die nächsten 30 Jahre fortgeschrieben und dann auf den Rest der Welt übertragen.

Funde	5% Wahrscheinlichkeit	Mittelwert	95% Wahrscheinlichkeit
	[Gb]	[Gb]	[Gb]
Erdöl (außerhalb USA)	1,107	649	334
NGL (außerhalb USA)	378	207	95
Erdöl+NGL (USA)	104	83	66
Gesamt	1,589	939	495
Reservenwachstum			
Erdöl (außerhalb USA)	1,031	612	192
NGL (außerhalb USA)	71	42	13
Erdöl+NGL (USA)	(76)	(76)	76
Gesamt	1,178	730	281

Tabelle 5: USGS-Schätzung der potenziellen Ölfunde zwischen 1995 und 2025 und Reservenwachstum in bereits gefundenen Feldern [USGS 2000a].

Diese Methode der Anpassung von Reserven durch einen Wachstumsfaktor ist in zweierlei Hinsicht zu kritisieren:

Das Reservenwachstum der Vergangenheit beruht zum größten Teil auf einer anfänglichen Unterschätzung der Größe der alten und großen Felder. Diese Felder waren so groß, dass es für eine effiziente Erschließung nicht erforderlich war, die exakte Größe zu ermitteln. Einige Felder sind so alt (bis zu 100 Jahre und mehr), dass die Methoden der Reserveschätzung zum Zeitpunkt der Entdeckung sehr einfach und ungenau waren.

Heute fällt das Reservenwachstum wesentlich geringer aus. Dies liegt zum Teil daran, dass neu gefundene Felder so klein sind, dass eine präzise Schätzung erforderlich ist, aber auch daran, dass moderne Explorationsmethoden sehr viel genauer sind als in der Vergangenheit. Mittlerweile kommt es recht oft vor, dass Reserven auch nach unten anstatt nach oben korrigiert werden müssen.

Der zweite Kritikpunkt bezieht sich auf die Tatsache, dass – wie allen Fachleuten bekannt ist – das Wachstum der Reserven in der Vergangenheit in den USA erheblich höher war als anderswo. Dies ist eine direkte Konsequenz der Vorschriften der US-Börsenaufsicht SEC (Securities Exchange Commission), die zu Beginn der Erschließung eines Ölfeldes aus finanziellen Gründen äußerst konservative Bewertungen fordert. Diese US-Praxis führt zu systematischen Unterbewertungen. Aus diesen Gründen wurde dieses deutliche Reservenwachstum in der

Vergangenheit nur in den USA beobachtet und kann nicht für die nächsten 30 Jahre extrapoliert werden. Ebenso wenig kann dieses Muster auf die gesamte Welt übertragen werden.

Abgesehen von diesem wichtigen Aspekt scheint es äußerst merkwürdig, dass ein wissenschaftliches geologisches Institut Schätzungen des geologischen Potenzials von Ölreserven abgibt und darüber hinaus einen Wachstumsfaktor anwendet, der lediglich die wirtschaftlichen Regeln des „reserve reporting“ abbildet. Offensichtlich kann sich die Höhe von Reserven nur innerhalb der geologisch möglichen Grenzen bewegen. Die USGS-Studie vermischt verschiedene Kategorien der Reservenbewertung, die nicht miteinander kompatibel sind. Die Ergebnisse können nicht als wissenschaftlich fundiert betrachtet werden und sind alles andere als zuverlässig.

Um ein globales Bild der Ölressourcen zu erhalten, müssen die Ölressourcen für die Länder außerhalb der USA um die US-Daten ergänzt werden. Zu diesem Zweck zieht die USGS eine eigene Analyse der US-Ressourcen aus dem Jahr 1996 heran [USGS 1996]. Die Gesamtergebnisse der USGS-Studie sind in Tabelle 5 dargestellt.

Darüber hinaus werden Werte für nachgewiesene plus wahrscheinliche Reserven sowie für die kumulative Förderung aus anderen Statistiken in der Studie zitiert. Hier sticht vor allem ins Auge, dass die USGS die Werte für Länder außerhalb der USA aus der Industriedatenbank (früher Petroconsultants, heute IHS-Energie) übernimmt. Genau diese Datenbank wird jedoch auch von Campbell und anderen für ihre Analysen eingesetzt.

Anhand dieser Zahlen berechnet die USGS das Gesamtpotenzial der früheren und zukünftigen weltweiten Ölförderung (Estimated Ultimate Recovery – EUR) wie folgt: 3.012 Gb als Mittelwert, 2.269 Gb mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent und 3.919 Gb mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent. Darüber hinaus wird die Gesamtmenge an Flüssiggas außerhalb der USA in einer Bandbreite zwischen 183 und 324 Gb geschätzt. Für die USA sind die NGLs in der vorstehenden Tabelle bereits berücksichtigt.

Um einen Einblick in die Vorgehensweise der Analyse zu vermitteln, werden zwei Regionen ausführlicher betrachtet: die Falkland- Inseln und das Meeresbecken östlich von Grönland.

Die USGS-Studie identifiziert das Meeresbecken östlich von Grönland, das so viel Öl enthalten soll wie die Nordsee, als die Region mit dem größten Potenzial an noch zu findendem Öl. Diese Region weist gewisse geologische Analogien zum Schelf vor Mittelnorwegen auf, aber eben nur gewisse ...

Mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent wird laut USGS gar kein Öl gefunden, und mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent werden 117 Gb gefunden. Ausgehend von diesen Schätzungen wird mithilfe komplexer mathematischer Modelle berechnet, dass in dieser Region wahrscheinlich 47 Gb Öl gefunden werden könnten. (Übrigens wurden im Schelf vor

Mittelnorwegen nach jahrelanger intensiver Suche zehn Gb gefunden – unter maßgeblicher Beteiligung von Colin Campbell.)

Bis heute erfolgte in Ostgrönland keine einzige Explorationsbohrung. Man darf gespannt sein, welche Ölgesellschaft das Risiko eingeht, Bohrungen in einem Gebiet vorzunehmen, in dem die Wahrscheinlichkeit eines Ölfunds bei fünf Prozent liegt.

Für die Falkland-Inseln wird das Potenzial für „unentdecktes“ Öl auf 5,8 Gb geschätzt. Dieser Wert wurde unter der Annahme, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent gar kein Öl und mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent etwa 17 Gb gefunden werden, als Mittelwert errechnet.

Im Gegensatz dazu wird die ernüchternde Realität in folgendem Zitat von Marshall DeLuca in OFFSHORE beschrieben, ein Jahr vor Abschluss der USGS-Studie [De Lucia 1999]:

„The most recent frontier project was the offshore Falkland Islands area. This exploration project has turned out to be a disappointment – thus far. The operators have tried six wells in the area ... and have encountered some oil shows, but did not strike anything close to commercial levels. It has been estimated that the group will need a discovery with at least 140 Mb of oil to justify development of the Falklands. With the harsh environment of the Falklands, well costs are currently estimated at between \$ 25 and \$ 30million per well. The FOSAdrilling program is now complete, and the operators are evaluating well data. No plans for the future have been announced.“

	Erdöl+NGL (USA)	Erdöl (außerhalb USA)	NGL (außerhalb USA)	Gesamt
Kum. Förderung	171 Gb	539 Gb	7 Gb	717 Gb
Reserven	32 Gb	859 Gb	68 Gb	959 Gb

Tabelle 6: Kumulative Förderung bis zum 1. 1. 1996 und bekannte Reserven, wie sie in der USGS-Studie zitiert werden [USGS 2000a].

Bisher wurde kein einziges Ölfeld mit annähernd 140 Mb gefunden. Wo soll denn nach den 5.800 Mb gesucht werden, die laut USGS gefunden werden können?

Da die Studie den Zeitraum zwischen 1995 und 2025 für die neuen Ölfunde angibt, lässt sich leicht hochrechnen, wie viel Öl pro Jahr durchschnittlich gefunden werden müsste.

Wahrscheinlichkeit	Funde (Erdöl+NGL)		Reservenwachstum		Gesamt
	1995-2025	Gb/Jahr	1995-2025	Gb/Jahr	
95%	495 Gb	16.5	281 Gb	9.4	25.9
Mittelwert	939 Gb	31.3	730 Gb	24.3	55.6
5%	1589 Gb	53.0	1178 Gb	39.3	92.3

Tabelle 7: Berechnung der durchschnittlichen Funde pro Jahr bis 2025 basierend auf USGS-Annahmen.

Allein anhand dieser Tabelle wird deutlich, dass es der Studie an Realitätsbezug mangelt. Nimmt man die als „Mittelwert“ angegebenen Werte ernst, so würde dies bedeuten, dass jedes Jahr eine neue Ölmenge von 55 Gb zu den Reserven hinzukommen muss, die entweder aus neuen Funden oder aus der Höherbewertung bereits vorhandener Felder bestehen. Derzeit entsprechen Funde und Höherbewertungen etwa dem jährlichen Verbrauch, der 2005 bei rund 29,5 Gb lag. Dementsprechend nimmt die USGS-Studie an, dass dieser Wert in Zukunft im Durchschnitt mindestens doppelt so hoch sein wird wie in der Vergangenheit.

Tatsächlich wurden zwischen Ende 1995 und Ende 2005 insgesamt nur 146 Gb gefunden, und 312 Gb kamen durch die Neubewertung vorhandener Felder hinzu. Gemäß dem Mittelwert der USGS-Projektionen hätten in diesem Zeitraum jedoch 313 Gb gefunden und 243 Gb höherbewertet werden müssen. Die mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent erwarteten Mengen wurden jedoch realisiert. Nachdem ein Drittel des Prognosezeitraums verstrichen ist, bleibt die reale Entwicklung weit hinter den USGS-Projektionen zurück. Um die Mittelwert-Projektionen auch nur annähernd zu erfüllen, müsste in Zukunft wesentlich mehr Öl gefunden werden als je zuvor.

Es gibt keinerlei Anhaltspunkte dafür, dass die USGS-Schätzungen – abgesehen von den Werten mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent – der Realität auch nur im Entferntesten nahe kommen.

US-Behörde „Energy Information Administration“ (EIA)

Die Energy Information Administration, die dem US-Energieministerium angegliedert ist, veröffentlicht zahlreiche Energiestatistiken und -analysen, die weltweit große Beachtung finden.

Die oben erörterte Publikation der USGS-Ressourcenstudie wurde von der EIA als Grundlage für die Prognose der weltweiten Ölförderung verwendet. Als Beispiel für viele Analysen der EIA wird die Studie „Long Term World Energy Supply“ eingehender betrachtet [EIA 2000].

Auf der Grundlage der Ressourcendaten der USGS-Studie werden verschiedene Versorgungsszenarien bis 2010 und darüber hinaus dargestellt. In der Zusammenfassung wird darauf hingewiesen, dass alle zwölf analysierten Szenarien davon ausgehen, dass das Fördermaximum – je nach unterschiedlichen Annahmen – zwischen 2021 und 2112 erreicht

wird. In der Zusammenfassung ist ebenso das Diagramm „Annual Production Scenarios with 2 Percent Growth Rates and Different Decline Methods“ enthalten, auf das im Text jedoch nicht eingegangen wird. Gemäß diesem Diagramm wird der Peak im Jahr 2016 erreicht, basierend auf einem Rückgang der Förderung von zwei Prozent nach dem Peak und einer EUR von 3.003 Gb.

Darüber hinaus wird das – aus unserer Sicht – einzige realistische Szenario überhaupt nicht erwähnt. Dabei handelt es sich um ein Szenario, das auf den USGS-Ressourcenzahlen mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent basiert (2.248 Gb), und den Annahmen einer Fördersteigerung von zwei Prozent pro Jahr bis zum Erreichen des Fördermaximums und danach eines Förderrückgangs von zwei Prozent pro Jahr. In diesem Szenario würde der Peak in Einklang mit der Meinung der „Pessimisten“ bereits vor 2010 erreicht werden. Stattdessen baut das in der EIA-Darstellung formulierte pessimistische Szenario auf dem USGS-Mittelwert mit einem Gesamtpotenzial an 3.003 Gb förderbaren Öls auf.

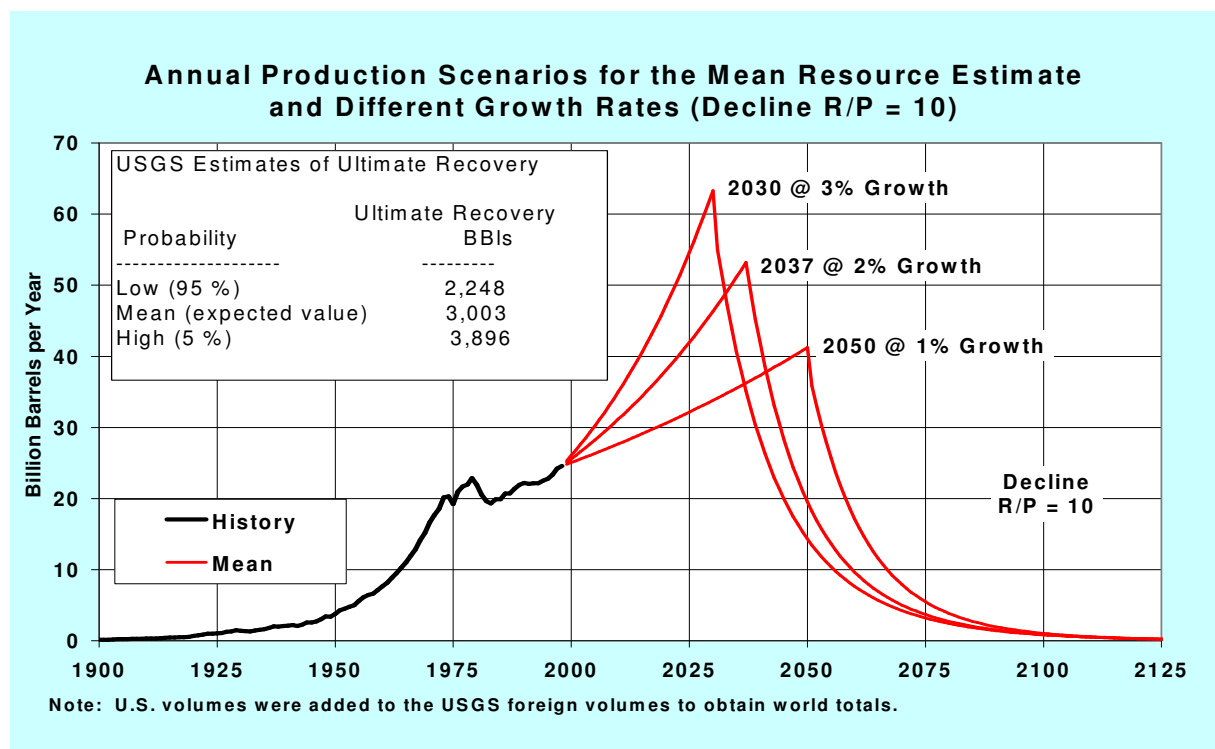


Abbildung 44: Jährliche Förderszenarien für den mittleren Ressourcenschätzwert und für verschiedene Wachstumsraten (Rückgang R/P = 10) [EIA 2000].

Die Vorgehensweise zur Erstellung des Diagramms „Jährliche Förderszenarien für den mittleren Ressourcenschätzwert und die verschiedenen Wachstumsraten (Rückgang R/P = 10)“ mutet seltsam an. Zunächst fällt Folgendes auf: Warum gibt es nur eine Förderkurve, die auf dem „Mittelwert“ der USGS-Studie basiert und nicht auch eine Kurve für

den Wert „Niedrig“ (mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent)? Weiterhin werden in der Studie größtenteils lediglich Diagramme gezeigt, die auf den USGS-Werten der Kategorie „Hoch“ mit einer Wahrscheinlichkeit von fünf Prozent basieren. Wie bereits erwähnt, würde die Förderung den Peak – in Einklang mit den Einschätzungen der „Pessimisten“ – vor 2010 erreichen, wenn das Förderprofil mit einer Wachstumsrate von zwei Prozent vor und einem Rückgang von zwei Prozent nach dem Maximum auf der Grundlage des Szenarios „Niedrig“ berechnet wird. Die Annahme, dass das Ölfördermaximum sehr spät eintritt, führt offensichtlich zu unrealistischen „Katastrophenszenarien“: Auf eine lange Wachstumsphase folgt zwangsweise ein starker Rückgang, das heißt, ein kompletter Zusammenbruch der Ölförderung innerhalb weniger Jahre nach dem Peak.

Dieser starke Förderrückgang entsteht durch die Annahme eines konstanten Reserve-/ Förderverhältnisses von zehn Jahren ($R/P = 10$). Begründet wird dies damit, dass in den USA nach dem Ölfördermaximum im Jahr 1971 empirisch ein konstantes R/P-Verhältnis beobachtet wurde.

Tatsächlich ist die Förderung jedes Jahr um durchschnittlich zwei Prozent zurückgegangen, aber Reserven wurden ebenfalls jedes Jahr angepasst, sodass das R/P-Verhältnis nahezu unverändert blieb. (Dies ist eine Konsequenz aus dem Konzept des „Reservenwachstums“: Auch wenn die Reserven jedes Jahr niedriger bewertet wurden, wurden sie nicht im Ausmaß der tatsächlichen Förderung des jeweiligen Jahres angepasst.)

Eine konsistente Berechnung müsste der beobachteten Rückgangsrate von zwei Prozent entsprechen. Die EIA verwendet jedoch das konstante Verhältnis $R/P = 10$, das auf der endgültigen EUR basiert, als Grundlage. Dies führt zu einer jährlichen Rückgangsrate von zehn Prozent. In der Praxis sah es jedoch so aus, dass $R/P = 10$ durch eine jährliche Höherbewertung der EUR erreicht wurde.

Ein anderer Kritikpunkt ist jedoch sehr viel wichtiger. Wie realistisch sind die von der EIA beschriebenen zukünftigen Förderszenarien? Diese Szenarios sind wenig plausibel, da die meisten Ölförderregionen der Welt ihren Peak bereits erreicht oder überschritten haben. Wenn immer mehr Regionen den Wechsel von einer wachsenden Förderung zu einer abnehmenden Förderung erleben, wird es für die immer weniger verbleibenden Länder zunehmend schwierig, diesen Rückgang auszugleichen, ganz zu schweigen von einem Beitrag zur Erhöhung der Gesamtförderung.

Wenn wir beispielsweise das Szenario mit dem Peak im Jahr 2030 (basierend auf einem jährlichen Förderwachstum von drei Prozent) betrachten, so besagt diese Kurve Folgendes: In den letzten 50 Jahren konnte die globale Förderung pro Jahr weltweit von etwa fünf Gb um etwa 20 Gb auf 25 Gb ausgeweitet werden. In etwas mehr als der Hälfte dieses Zeitraums soll es nun möglich sein, die jährliche Förderung um etwa das Doppelte, nämlich weitere 40 Gb, von 25 Gb auf 65 Gb zu steigern! Das ist nicht vorstellbar.

In Anbetracht der verbleibenden Förderpotenziale ist es sehr viel wahrscheinlicher, dass die weltweite Ölförderung die Marke von 30 Gb niemals deutlich überschreiten wird, und – wenn überhaupt – dann nur für wenige Jahre.

Internationale Energieagentur (IEA)

Die IEA wurde nach den Ölschocks der 1970er-Jahre von den OECD-Nationen gegründet, um ein Gegengewicht zur OPEC zu bilden. Seit ihrer Gründung wird die IEA sozusagen als „Wachhund des Westens auf dem Energiesektor“ angesehen und soll helfen, zukünftige Energiekrisen zu vermeiden. Bis 2004 gab die IEA alle zwei Jahre den World Energy Outlook (WEO) heraus, ab 2004 geschah dies jährlich. Der WEO ist eine Projektion der Entwicklung über die nächsten zwei Jahrzehnte. Diese Berichte sind für viele sozusagen die „Bibel“ auf dem Energiesektor. Die IEA veröffentlicht zudem monatliche Berichte über die aktuelle Situation auf den Ölmärkten.

Methodik der IEA

Die normale Grundlage für die Nachfrage und Angebotsprognosen ist der zweijährlich von der Internationalen Energieagentur (IEA) ausgearbeitete World Energy Outlook (WEO). In diesem Kapitel wird der WEO aus dem Jahr 2004 behandelt, wobei die Ergebnisse des Berichts von 1998 jenen aus dem Bericht 2004, der nicht stark von der aktualisierten Ausgabe aus dem Jahr 2005 abweicht, gegenübergestellt werden.

Im World Energy Outlook wird die Welt in folgende zehn Regionen unterteilt:

- OECD Nordamerika: Kanada, Mexiko, USA;
- OECD Europa: Österreich, Belgien, Tschechische Republik, Dänemark, Finnland, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Island, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Polen, Slowakische Republik, Spanien, Schweden, Schweiz, Türkei und Vereinigtes Königreich;
- OECD Pazifik: – OECD Ozeanien mit Australien und Neuseeland, – OECD Asien mit Japan und Korea;
- Transformationsländer: Albanien, Armenien, Aserbaidschan, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Estland, Malta, Mazedonien, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Lettland, Litauen, Moldawien, Rumänien, Russland, Serbien, Slowenien, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland, Zypern;
- China: China und Hongkong;
- Ostasien: Afghanistan, Bhutan, Brunei, Chinesisch-Taipeh, Fidschi, Polynesien, Indonesien, Kiribati, Demokratische Volksrepublik Korea, Malaysia, Malediven, Myanmar, Neukaledonien, Papua-Neuguinea, Philippinen, Samoa, Singapur, Salomon-Inseln, Thailand, Vietnam und Vanuatu;

- Südasien: Bangladesch, Indien, Nepal, Pakistan und Sri Lanka;
- Lateinamerika: Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, Bolivien, Brasilien, Chile, Kolumbien, Costa Rica, Cuba, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Französisch-Guayana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Martinique, Niederländische Antillen, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, St. Kitts und Nevis, Saint Lucia, St. Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Uruguay und Venezuela;
- Naher Osten: Bahrain, Iran, Irak, Israel, Jordanien, Kuwait, Libanon, Oman, Katar, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate, Jemen und die Neutrale Zone zwischen Saudi-Arabien und Irak;
- Afrika: Algerien, Angola, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Kamerun, Kap Verde, Zentralafrikanische Republik, Tschad, Kongo, Demokratische Republik Kongo, Elfenbeinküste, Dschibuti, Ägypten, Äquatorialguinea, Eritrea, Äthiopien, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenia, Lesotho, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Mauretanien, Mauritius, Marokko, Mosambik, Niger, Nigeria, Ruanda, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Somalia, Südafrika, Sudan, Swasiland, Vereinigte Republik Tansania, Togo, Tunesien, Uganda, Sambia und Simbabwe.

Bei den WEOs der Internationalen Energieagentur handelt es sich um nachfragebasierte Projektionen. Auf der Grundlage wirtschaftlicher Entwicklungen und geopolitischer Annahmen wird der Energiebedarf prognostiziert.

Ressourcenbeschränkungen werden nicht berücksichtigt, da natürliche Ressourcen per definitionem als kostenfrei und praktisch „unbegrenzt“ vorhanden betrachtet werden. Lediglich die Kosten für die Förderung, die Aufbereitung, den Transport und die Verteilung werden in den Berechnungen berücksichtigt. Eine mögliche Ressourcenbeschränkung könnte nur über steigende Förderkosten Eingang in diese Berechnungen finden. Diese sind jedoch nicht angemessen modelliert. Tatsächlich ist es so, dass die Förderkosten selbst eines einzigen produzierenden Öl- oder Gasfelds von Jahr zu Jahr einfach nur aufgrund des steigenden erforderlichen Aufwands (z. B. Einpressen von Wasser, zusätzliche Bohrlöcher) und der sinkenden Fördermengen (z. B. stetige Abnahme des Ölanteils im Fördergut) steigen.

In einem weiteren Kapitel wird vor dem Hintergrund dieser Nachfrageprognosen die Angebotssituation behandelt. In nahezu keinem IEA-Bericht wird die Frage aufgeworfen, ob für die prognostizierte Nachfrage ein ausreichendes Angebot zur Verfügung stehen wird. All diese Prognosen basieren normalerweise auf „Business-as-usual“-Szenarien, bei denen keine angebotsseitigen Störungen berücksichtigt werden.

Die Energieprognosen basieren auf einem komplexen Welt-Energie-Modell (WEM). Kurz gesagt, beinhaltet das Modell die drei Module „Endenergiebedarf“, „Stromerzeugung und Raffinerie“ und „Angebot fossiler Energieträger“. Nach der Philosophie, die dem Modell zugrunde

liegt, sind die Berechnungen bedarfsorientiert. Das bedeutet, dass als Grundlage für die Berechnung der Szenarien Annahmen in Bezug auf das Bevölkerungswachstum, das Wirtschaftswachstum und die Energiepreise herangezogen werden.

Diese Annahmen werden genutzt, um die wirtschaftliche Aktivität und den daraus folgenden Endenergiebedarf zu berechnen. Aus der sektorspezifischen Nachfrage nach Wärme, Elektrizität und Kraftstoffen wird der Energieverbrauch für die Stromerzeugung und für den gesamten Umwandlungssektor (Raffinerien) berechnet. Diese Berechnungen ergeben die gesamte Primärenergieversorgung für jede Region.

In weitgehend unabhängigen Abschnitten wird schließlich das notwendige Primärenergieangebot für die verschiedenen Energieträger berechnet.

- Annahmen zum Wirtschaftswachstum

Das Bruttoinlandsprodukt verzeichnete zwischen 1971 und 2004 ein durchschnittliches Jahreswachstum von 3,2 Prozent. Die Grundannahme für die Energieprognosen ist, dass sich dieses Wachstum über die nächsten 20 bis 30 Jahre hinweg fortsetzen wird. Im Bericht des Jahres 2004 [WEO 2004] wurde für den Zeitraum von 2002 bis 2030 eine durchschnittliche Wachstumsrate von 3,2 Prozent angenommen. Diese liegt geringfügig über der Rate, die im vorherigen Bericht [WEO 2002] angenommen wurde (drei Prozent), jedoch deutlich unter der Rate, die im Bericht des Jahres 1998 [WEO 1998] zugrunde gelegt wurde (3,8 Prozent). Auch im Bericht 2005 wird eine Rate für das Wirtschaftswachstums von ca. 3,2 Prozent angenommen. Der jüngste Bericht [WEO 2006] geht von einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,4 Prozent in den nächsten 25 Jahren aus.

- Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung

Die zweite Annahme, die den Prognosen zugrunde gelegt wird, bezieht sich auf die zukünftige Bevölkerungsentwicklung. Um das Jahr 1980 herum wies das Wachstum der Weltbevölkerung mit 1,85 Prozent pro Jahr die höchste Rate auf. Die gegenwärtige Wachstumsrate liegt bei ca. 1,2 Prozent. Es wird angenommen, dass diese Rate zwischen dem Jahr 2000 und 2030 weiter bis auf ca. ein Prozent abnimmt. Diese Annahme wurde im WEO 2002, 2004, 2005 und 2006 unverändert beibehalten (während im WEO 1998 diese Rate noch mit 1,2 Prozent angenommen wurde).

- Annahmen zum Ölpreis

Aus Abbildung 45 gehen die Veränderungen hinsichtlich der Annahmen zum Ölpreis hervor. Im Bericht von 1998 wurde ein leichter Anstieg auf 25 \$ pro Barrel zwischen 2015 und 2020 angenommen. Tatsächlich begannen die Preise im Jahr 2000 zu steigen. Dieser Umstand schlug sich im Bericht 2002 jedoch nur geringfügig nieder: Es wurde für 2003 eine Abnahme von 27 \$ pro Barrel auf 22 \$ pro Barrel angenommen, gefolgt von einem mäßigen Anstieg auf 25 \$ pro Barrel bis 2020 (wie in der vorherigen Untersuchung) und auf 29 \$ pro Barrel bis 2030. Die Preise blieben jedoch hoch. Der Bericht des Jahres 2004 ging für die nahe Zukunft weiterhin von

bis auf 22 \$ pro Barrel sinkenden Ölpreisen aus, mit einem mäßigen Anstieg auf 29 \$ pro Barrel bis 2030. Es kann vermutet werden, dass die weiterhin hohen Ölpreise die Internationale Energieagentur dazu veranlassten, von der bisherigen Praxis der zweijährlich herausgegebenen Berichte abzuweichen und Ende 2005 einen zusätzlichen Bericht zu veröffentlichen (WEO 2005). Die wesentlichen Unterschiede im Vergleich zum vorhergehenden Bericht bestanden in den höheren Voraussagen für die Ölpreise.

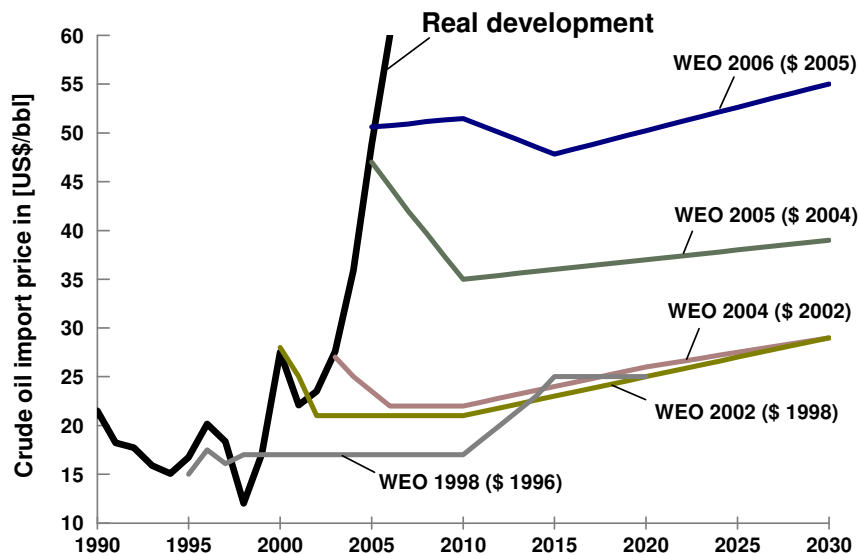


Abbildung 45: Voraussagen der IEA für die Rohölimportpreise laut WEO 1998 (rote Linie), WEO 2002 (gestrichelte Linie) und WEO 2004 (blaue Linie). Die schwarze Linie zeigt die bisherige Entwicklung der IEA-Rohölimportpreise.

Im Jahr 2005 lag der IEA-Importpreis für Rohöl bei durchschnittlich 50 \$ pro Barrel – die USA am unteren Ende mit 48,8 \$ pro Barrel und Großbritannien mit 53,8 \$ pro Barrel am oberen Ende – und aufgrund der derzeitigen Tendenz kann man von einem Preis von ungefähr 60 \$ pro Barrel im Jahr 2006 ausgehen.

Die Erklärungen für die Preisentwicklung sind sehr simpel: Laut IEA wird der heutige hohe Ölpreis die Investitionen der Ölgesellschaften in die Upstream-Aktivitäten anregen. Dies wird zu einem erhöhten Angebot führen, das wiederum Preissenkungen nach sich ziehen wird. Dies war die Rechtfertigung für die Preissenkung, die im Bericht WEO 2005 für den Zeitraum um das Jahr 2010 herum angenommen wurde. Im Bericht 2006 ist diese Reaktionszeit bis 2015 hinausgeschoben, außerdem wird nur mit einer mäßigen Preissenkung bis zu diesem Zeitpunkt gerechnet, auf die bis 2030 eine Preissteigerung von zehn Prozent im Vergleich zu den aktuellen Preisen folgt.

Die großen Abweichungen der vorausgesagten von den tatsächlichen Rohölpreisen lässt die Preisvoraussagen der IEA als sehr zweifelhaft erscheinen. Da diese Voraussagen jedoch die Prognosen für den

Energiebedarf beeinflussen, müssen auch diese mit Vorsicht betrachtet werden. Laut einem anderen Bericht der Internationalen Energieagentur könnte jeder Preisanstieg um zehn \$ pro Barrel zu einem Abfall des Nettoinlandsprodukts um ca. 0,5 Prozent führen. Daher könnte ein Preisanstieg um 30 \$ pro Barrel, wie er seit der Veröffentlichung des WEO 2004 bereits stattgefunden hat, zu einer wirtschaftlichen Abkühlung von etwa 1,5 Prozent führen. Dies wiederum würde den Energieverbrauch entsprechend dämpfen.

Der gesamte methodische Ansatz ist fragwürdig. Die Modellerstellung basiert auf der folgenden Abfolge:

- Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Bruttoinlandprodukts, der Bevölkerung und der Ölpreise bis 2030 treffen.
- Aus dem Niveau der wirtschaftlichen Aktivität den entsprechenden gesamten Endenergiebedarf berechnen.
- Den Primärenergiebedarf berechnen, der für die Deckung des Endenergiebedarfs erforderlich ist.
- Dem vorausgesagten Primärenergiebedarf ein entsprechendes Angebot gegenüberstellen.
- Argumente bereitstellen, die aufzeigen, dass die vorausgesagte Steigerung des Angebots machbar ist.

In der Realität jedoch bestimmen die Beschränkungen auf der Angebotsseite die Verfügbarkeit von Energie, die Energiepreise und selbstverständlich die wirtschaftliche Entwicklung und die Steigerung des Bruttoinlandsprodukts. Daher muss die Abfolge bei der Modellerstellung umgekehrt werden, sobald auf der Angebotsseite Beschränkungen bestehen: Das verfügbare Angebot bestimmt den möglichen Energiebedarf, der wiederum in engem Zusammenhang mit dem möglichen Wirtschaftswachstum steht. Das Modell der IEA ist nur dann angemessen, wenn keinerlei Angebotsbeschränkungen vorhanden sind, das heißt, wenn das Fördermaximum für eine endliche Energiequelle noch weit in der Zukunft liegt.

Betrachtung verschiedener IEA-Berichte

Im „IEA World Energy Outlook 1998“ wurde prognostiziert, dass der globale Ölbedarf bis 2020 um 50 Prozent auf 120 Mb/Tag ansteigen würde. Es wurde ganz richtig erkannt, dass die Förderung außerhalb der OPEC ihr Maximum im Jahr 2000 erreichen und bald danach zu sinken beginnen würde. Annähernd 20 Prozent des Gesamtverbrauchs im Jahr 2020 bzw. 17 Mb/Tag wurden explizit als „noch nicht identifiziertes unkonventionelles Öl“ definiert – eine versteckte Warnung, die sich folgendermaßen übersetzen ließe: „Die IEA hat keine Ahnung, wo dieses Öl herkommen soll“. In dieser Untersuchung wurden auch die verschiedenen Standpunkte zum Potenzial der zukünftigen Förderung diskutiert, indem fünf Seiten einer Darstellung der Position der „Pessimisten“ gewidmet wurden.

Der folgende Bericht „IEA World Energy Outlook 2000“ war bereits vom USGS-Resource-Assessment-Report 2000 beeinflusst. Dieser Einfluss ist auch im späteren Bericht „IEA World Energy Outlook 2002“ [WEO 2002] ersichtlich. Während im Bericht aus dem Jahr 1998 noch die verschiedenen Standpunkte diskutiert wurden, wurden abweichende Sichtweisen in späteren Berichten ignoriert.

Der „IEA World Energy Outlook 2000“ und der „IEA World Energy Outlook 2002“ haben im Vergleich zu dem Bericht aus dem Jahr 1998 eine fast gegenteilige Botschaft. Dem Bericht 2002 zufolge wird der weltweite Ölbedarf den Wert von 120 Mb/Tag nicht 2020, sondern erst 2030 erreichen. Der Hinweis auf die „noch nicht identifizierten Quellen“ aus dem Bericht 1998 wird jedoch nicht wieder erwähnt. Ganz im Gegenteil: Basierend auf der USGS-Studie wird nunmehr fast jede Förderrate als möglich angesehen. Selbst für die Förderung der nicht zur OPEC gehörenden Staaten, die laut dem Bericht aus dem Jahr 1998 bis 2020 auf 27 Mb/Tag sinken sollte, wird ein Wachstum von 43Mb/Tag im Jahr 2000 auf 46 Mb/Tag im Jahr 2020 erwartet.

Bei den genannten Quellen handelt es sich um Daten der USGS (2000) und der IEA.

Tatsächlich beruhen alle Zahlen mit Ausnahme der Zahlen für die aktuelle Förderung auf der USGS-2000-Studie. In der USGS-Studie jedoch beziehen sich sämtliche Daten auf den 1. Januar 1996, einschließlich der noch unentdeckten Ressourcen und der aktuellen Gesamtförderung. Dies stellt einen ersten Fehler in der Methodik dar. Korrekt wäre es gewesen, alle Zahlen in der IEA-Tabelle dem neuen Basisjahr 2000 anzupassen, das heißt, die verbleibenden Reserven auf das Jahr 2000 zu korrigieren, die noch möglichen Funde zu reduzieren und die bisherige Förderung anzupassen (schließlich müssen im Zeitraum von 1996 bis 2000 der Förderung 132 Gb hinzugefügt werden).

	Erdöl Menge	Bewertung der IEA
verbleibende Reserven	959 Gb	Reserven tatsächlich vorhanden (1.1.1996)
unentdeckte Ressourcen	939 Gb	Tatsächliche Ressourcen (1.1.200) sind grobe Schätzungen
Gesamtförderung derzeit	718 Gb	
Förderung 2001	75.8 Mb/Tag	

Tabelle 8: Zusammengeführte Zahlen aus Tabelle 3.5 in „The World Energy Outlook 2002“ [WEO 2002].

Außerdem sind die Zahlen, wie die folgenden Beispiele zeigen, nicht konsistent.

Die ersten beiden Spalten in Tabelle 9 zeigen die Tagesförderung in den Jahren 2000 und 2030 auf der Grundlage der Annahmen im [WEO 2002]. Die Studie nennt auch Zwischenwerte, mit denen die Gesamtförderung im Zeitraum von 1996 bis 2030 berechnet werden kann (Spalte „Kum. Förderung 1996 bis 2030“). In dieser Berechnung muss das Jahr 1995 als

Basis zugrunde gelegt werden, da sich die angenommenen Daten zu Reserven in dieser Studie (Spalte „Reserven 1995“) und die erwarteten Funde (Spalte „Unentdeckt 1995 bis 2025“) auf dieses Jahr beziehen. Zum Vergleich: Die tatsächlich in diesen Ländern zwischen 1996 und 2005 gemachten Funde sind in der letzten Spalte „Funde 1996 bis 2005“ aufgeführt. Dies sind die Funde nach einem Drittel des Prognosezeitraums.

	Förderung		Kum. Förde- ung 1996- 2030 (Gb)	Reserven 1995 (Gb)	unentdeckt 1996-2025 (Gb)	Funde 1996-2005 (Gb)
	2000 (Mb/Tag)	2030 (Mb/Tag)				
Indonesia	1.4	1.7	19.5	10	10	2.6
China	3.2	2.1	35	25	17	8.0
Brasil	1.3	3.9	29	9	55	6.3
UK	3.3	1.1	27	13	7	1.9
Norway	3.4	1.4	32	16	23	2.5
Mexico	3.5	2.7	44	22	23	1.1

Tabelle 9: Tagesförderung 2000 und 2030 sowie Reserven und unentdeckte Vorkommen in ausgewählten Ländern, laut dem Bericht „IEA World Energy Outlook 2002“, kumulative Förderung zwischen 1996 und 2030 aus diesen Zahlen berechnet, und tatsächliche Funde zwischen 1996 und 2005.

Es liegt auf der Hand, dass die Förderprognosen der IEA von Indonesien, Großbritannien und Mexiko nicht erreicht werden können (selbst wenn man die optimistischen Annahmen hinsichtlich der künftigen Funde akzeptiert), da die angenommenen Reserven nicht ausreichend sind.

Wenn wir die tatsächlichen Funde zwischen 1996 und 2005 mit den erwarteten Funden für den Zeitraum von 1996 bis 2025 vergleichen, wird deutlich, dass die Rate der erwarteten Funde für all diese Staaten – außer Indonesien und China – in absolutem Widerspruch zu der tatsächlichen Entwicklung steht. Besonders augenfällig sind die Abweichungen für Brasilien, Norwegen und Mexiko – für diese Länder wurden bis 2025 Neufunde in Höhe von mehr als 100 Gb erwartet, doch zwischen 1996 und 2005 wurden nur zehn Gb entdeckt.

Wenn wir annehmen, dass die gegenwärtige Rate der Neufunde über den verbleibenden Prognosezeitraum konstant gehalten werden kann (was überaus optimistisch ist, da nach den Erfahrungen aus der Vergangenheit die Rate der Neufunde mit der Zeit abnimmt), würde sich die Förderung in jedem Land (eventuell mit Ausnahme Chinas) bis zum Jahr 2030 auf Null verringern.

Auch in Deutschland hat sich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe kritisch mit den Szenarien der IEA auseinandergesetzt und kommt zu folgendem Schluss [BGR 2002]: „Die Prognosen von EIA und IEA gehen von kontinuierlichen Steigerungen des Erdölkonsums aus, ohne

das tatsächliche Angebot an Erdöl bzw. die Fördermöglichkeiten ausreichend zu berücksichtigen.“

Kommentar zum „World Energy Outlook 2005“

Die IEA ist im Oktober 2005 mit der Veröffentlichung des „World Energy Outlook 2005“ [WEO 2005], der den Zeitraum bis 2030 abdeckt, vom bisherigen zweijährlichen Rhythmus abgewichen. Grund für diese unerwartete Veröffentlichung war wahrscheinlich der bis dahin beispiellose Anstieg des Ölpreises im vorangegangenen Jahr, der zu wachsender Beunruhigung in der Öffentlichkeit geführt hat.

Im „Referenz-Szenario“ beschreibt der IEA-Bericht die wahrscheinlichste Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Zusätzlich werden zwei weitere Szenarien betrachtet, ein „Szenario mit geringen Investitionen“ (wenn Investitionen in Upstream-Aktivitäten wesentlich geringer als erwartet ausfallen) und ein „Alternativ-Szenario“ (wenn politische Maßnahmen zur Eindämmung des Energiebedarfs ergriffen werden).

Diese Szenarien berücksichtigen auch erneuerbare Energien. Der Beitrag von Solar-, Wind- und geothermischer Energie wird im Referenzfall bis 2030 steigen und einen Anteil von zwei Prozent am Primärenergieangebot erreichen. Im „Alternativ-Szenario“ wird dieser Beitrag im Vergleich zum Referenzfall um 30 Prozent steigen und die erneuerbaren Energien werden einen Anteil von 2,6 Prozent erreichen.

Angesichts des wachsenden Öl- und Gasbedarfs bis 2030 wirft die IEA die Frage auf, woher die erforderlichen Upstream-Kapazitäten kommen könnten. Die IEA sieht das Potenzial für eine beträchtliche Steigerung der Ölförderung im Mittleren Osten und in Nordafrika. Laut IEA besitzen diese Länder noch große Vorkommen, die ausreichen, um den erwarteten zukünftigen Bedarf zu decken.

Es gibt jedoch einen Vorbehalt: Die bekannten Vorkommen sind nur bezüglich ihrer absoluten Größe ausreichend, um den prognostizierten Bedarf zu decken (das heißt, die Förderung würde zwar steigen, doch am Ende des Prognosezeitraums abrupt an ein Ende kommen – kein realistisches Szenario). Um jedoch das Wachstum realistischerweise aufrechterhalten zu können, müssen in den kommenden Jahren enorme zusätzliche Ölvorkommen gefunden werden, – sonst wird die Weltölförderung ihren Peak vor 2030 erreichen. Im Klartext bedeutet dies, dass – im Widerspruch zur anfänglichen Aussage – die bekannten Vorkommen in diesen Ländern keine ausreichende Basis für die vorausgesagten Fördersteigerungen darstellen.

Dennoch wird der Eindruck vermittelt, dass die vorausgesagten Steigerungen machbar sind. Im Alternativ-Szenario wird die Möglichkeit behandelt, durch politische Maßnahmen die Bedarfszunahme zu senken. Dies wird von der IEA als möglich und wünschenswert angesehen, der Effekt auf den Bedarf jedoch ist minimal und führt lediglich zu einer Reduzierung von nicht einmal zehn Prozent.

Laut IEA wird der Energieverbrauch in den öl- und gasproduzierenden Ländern im Mittleren Osten und in Nordafrika als Folge des Bevölkerungswachstums steigen. Es wird davon ausgegangen, dass dieser zusätzliche Nachfragedruck einen Anreiz zur Ausweitung der Förderkapazitäten darstellen wird. Dies wiederum wird auch zu einer Steigerung der Netto-Exportkapazitäten dieser Länder führen – eine Schlussfolgerung, der sich wahrscheinlich nicht viele anschließen können.

Eine notwendige Voraussetzung für die Ausweitung der Förderung in diesen Ländern sind erhöhte Investitionen in Exploration und Förderung. Laut dem Bericht wäre eine Verdoppelung der gegenwärtigen Budgets erforderlich.

Nach der Beschreibung der Bedingungen für eine Angebotsausweitung behandelt die IEA mögliche Probleme. Es könnte sich herausstellen, dass die fraglichen Länder entweder nicht in der Lage oder aber nicht bereit sind, ihre Investitionen zu erhöhen. In diesem Fall wäre es erforderlich, diese Länder für ausländische Investitionen zu öffnen.

Ein weiteres, von der IEA erwähntes Problem besteht darin, dass sämtliche Berechnungen für die Szenarien sowie die Schlussfolgerungen auf Daten basieren, die ganz und gar unzuverlässig sind: „Unsicherheiten darüber, wie groß genau die Vorkommen und die tatsächlichen Kosten ihrer Erschließung sind, werfen einen Schatten auf die Perspektiven des Ölmarkts und steigern die Angst vor höheren Kosten und Preisen in der Zukunft.“

Es kommt an dieser Stelle recht unerwartet, dass die IEA die Machbarkeit eines steigenden Ölangebots in der Zukunft in Zweifel zieht. Anstatt sich jedoch mit dem Problem fehlender oder ungesicherter Vorkommen auseinander zu setzen, konzentriert sich die IEA auf das Problem unzureichender Investitionen.

Die IEA argumentiert mit großem Engagement, dass Förderausweitungen, die durch riesige Investitionen erreicht werden, im Interesse der ölproduzierenden Länder im Mittleren Osten und in Nordafrika seien. Es wird angeführt, dass höhere Investitionen zu einem höheren Gesamteinkommen für diese Länder führen würden. Dies wird erreicht, indem für die verschiedenen Fälle einer großen und einer kleinen Kapazitätsausweitung verschiedene Ölpreise angenommen werden (siehe Abbildung 45).

Das jeweils angenommene Preisniveau, das zu diesem Ergebnis führt, liegt jedoch weit unter den derzeitigen Preisen auf dem Ölmarkt und ist somit ganz und gar willkürlich. Es ist offensichtlich, dass es die Absicht der IEA ist, die OPEC davon zu überzeugen, dass riesige Investitionen in

Ölexploration und -förderung in ihrem eigenen Interesse sind. Es bleibt abzuwarten, ob sich die OPEC-Länder durch diese Argumente überzeugen lassen.

Angesichts der Erfahrungen, die die OPEC-Länder in den vergangenen Jahren gemacht haben, sollte man jedoch skeptisch sein: Die Entwicklung, in der die Preise weit über das „automatische Preisband“ von \$ 22 bis \$ 28 gestiegen sind, hat nicht zu einem nachlassenden Ölbedarf geführt und sich – im Gegensatz zu den Vorhersagen westlicher Institutionen – nicht dramatisch auf die Weltwirtschaft ausgewirkt. Außerdem scheint im Moment niemand in der Lage zu sein, die Rohölpreise durch eine Steigerung des Angebots zu kontrollieren.

Die wichtigsten Botschaften des „World Energy Outlook 2005“ sind:

- Die Ölreserven der Welt sind ausreichend, um bis 2030 einen erheblich wachsenden Bedarf zu decken. Lediglich die erforderlichen Investitionen zur Ausweitung der Exploration und Förderung müssen sichergestellt werden. Wenn dies erreicht werden kann, wird vor 2030 das Problem des Ölfördermaximums nicht auftreten.
- Der Hauptunterschied zu den vorhergehenden Berichten liegt in der Erwartung eines bedeutenden Anstiegs der Ölimportpreise bis 2030. Aus den gewählten Formulierungen kann geschlossen werden, dass die IEA nicht mehr das „Referenz- Szenario“ als die wahrscheinlichste Entwicklung betrachtet, sondern das „Szenario mit geringen Investitionen“, bei dem von einer Steigerung der Ölimportpreise auf bis zu \$ 52 pro Barrel bis 2030 ausgegangen wird.
- Erneuerbare Energien werden innerhalb der nächsten 25 Jahre keinen bedeutenden Marktanteil erreichen.

Die vernachlässigbar kleine Rolle, die die IEA selbst auf lange Sicht den erneuerbaren Energien zuschreibt, ist ein offenkundiger Versuch, Einfluss auf die Energiepolitik von Regierungen zu nehmen. Diese Position wird insbesondere in Europa stark kritisiert. Warum untersucht die IEA nicht, welche Auswirkungen ein Investitionsniveau, wie es für die Ölindustrie vorgeschlagen wird, im Bereich der erneuerbaren Energien hätte? Die Antwort auf diese Frage deutet auf die Interessen hin, denen die IEA verpflichtet zu sein scheint.

Grundlegende und – unseres Erachtens – wesentlich wichtigere Fragen werden im [WEO 2005] nicht behandelt, insbesondere:

- Sind, selbst bei einer Verdopplung der Investitionen, Förderausweitungen in den Ländern des Mittleren Ostens und in Nordafrika wirklich möglich? Dies ist angesichts der Größenstruktur, des Alters und des Entleerungszustands der produzierenden Felder eher zweifelhaft.
- Liegt es wirklich im langfristigen Interesse der ölproduzierenden und -verbrauchenden Länder, die Förderung weiterhin zu erhöhen? Dies würde zu einer höheren Maximalförderung führen, die notwendigerweise von einem steileren Rückgang der Förderung gefolgt

wäre. Da die förderbare Gesamtmenge eine feste Größe darstellt, kann nur das Förderprofil über der Zeit beeinflusst werden. Der unvermeidliche Übergang vom Öl zu erneuerbaren Energien wird nicht einfacher und die Energieprobleme werden verschärft.

Schlussbemerkung

Die von USGS, EIA und IEA vorgestellten Voraussagen über die künftige Verfügbarkeit von Öl geben Anlass zu großer Sorge, da die beruhigenden Botschaften dieser Studien leider nicht auf belastbaren Argumenten beruhen.

In diesen Studien werden künftige Beschränkungen der Ölförderung, die sich mittlerweile klar abzeichnen, ignoriert und damit werden irreführende politische Signale gesendet.

Es sollte auch beachtet werden, in welchem Maße diese Studien aufeinander aufbauen. Zusammen bilden sie ein Gebäude. Das tragende Erdgeschoss ist mit der USGS 2000- Studie errichtet worden: Sie beschreibt, über wie viel unentdecktes Öl die Welt noch verfügt, man braucht es nur noch zu finden. Darauf aufbauend hat die EIA ein erstes Stockwerk errichtet, das das zukünftige Förderpotenzial beschreibt. Das Ergebnis ist, dass praktisch jedes denkbare künftige Wachstum der Ölförderung auch möglich ist – mit Wachstumsraten, die alles weit übersteigen, was in der Vergangenheit zu beobachten war. Dies wiederum ist die Grundlage, auf der die IEA ihr zweites Stockwerk errichtet hat: Das für die nächsten Jahrzehnte vorhergesehene Wachstum des Ölbedarfs wird nicht durch begrenzte Fördermöglichkeiten eingeschränkt werden. Das ganze ist ein Kartenhaus.

Anhang 3: Nicht-konventionelles Erdöl

Kanadische Teersande und Ölschiefer – Hoffnung oder Alptraum

Viele hoffen, dass nicht-konventionelles Öl einen Ersatz für konventionelles Öl darstellen könnte. Im gleichen Maß, wie konventionelles Öl knapper und teurer wird, sollte die Förderung nicht-konventionellen Öls ausgeweitet werden, um den problemlosen und unterbrechungsfreien Ersatz bei der Bereitstellung hochwertigen Öls als Brennstoff, für die Chemie und für Heizzwecke sicherzustellen.

Viele Ökonomen wie auch die Ölindustrie vertreten diesen Standpunkt. Für zahlreiche Beobachter wird diese Entwicklung durch die Erhöhung der Ölreserven im Jahr 2002 belegt. Zu diesem Zeitpunkt wurden die Ölreserven der Welt von ExxonMobil in den statistischen Veröffentlichungen des Unternehmens um ungefähr 16 Prozent höher bewertet. Die vergleichbaren Förderkosten für nicht-konventionelle Teersande, so hieß es, rechtfertigen inzwischen die Einordnung dieser seit Jahrzehnten bekannten Vorkommen in die Kategorie der „gesicherten Reserven“. Dieser Aufnahme der kanadischen Teersande in die Ölreserven

folgte in Deutschland der Mineralölwirtschaftsverband. Einige Jahre später folgte 2007 auch der BP Statistical Review of World Energy.

Wie realistisch ist dieser Ansatz? Tatsächlich gibt es riesige Vorkommen nicht-konventionellen Öls. Insbesondere Teersande in Kanada, Schweröl in Venezuela und Ölschiefer in vielen anderen Gegenden der Welt.

Ölschiefer wird hier nicht im Einzelnen besprochen (eine eingehendere Behandlung dieses Themas findet sich z. B. bei Blendinger unter www.energiekrise.de/forum). Nur zwei Aspekte sollen hier erwähnt werden:

- In Kalifornien wird Ölschiefer seit mehr als 100 Jahren abgebaut. In Deutschland wurde während des Zweiten Weltkriegs Ölschiefer in der Schwäbischen Alb abgebaut. Damals fand die Förderung unter unmenschlichen Bedingungen unter Einsatz von Zwangsarbeitern statt – es wurde jedoch kaum Öl produziert.
- Ein vorgeblich vielversprechendes Projekt für die Nutzung von Ölschiefer wurde vor einigen Jahren in Australien von der kanadischen Ölgesellschaft Syncrude gestartet, die Öl aus Teersanden gewinnt. Inzwischen hat sich Syncrude aus dem australischen Projekt zurückgezogen (und hat – statt dessen? – in den Bau von Windparks in Kanada investiert).

Realistischer ist die Steigerung der Ölförderung aus Teersanden in Kanada. Es wird als möglich angesehen, aus den Teersanden ca. 40 Gb Bitumen zu gewinnen (bei gegenwärtigen Kosten und unter Nutzung der bekannten Technologien). Teersande werden in Kanada seit ca. 40 Jahren in steigendem Maß zur Ölförderung genutzt. Ungefähr zwei Drittel des produzierten Bitumens wird zu so genanntem synthetischem Rohöl weiterverarbeitet.

Als Teersande bezeichnet man Ölvorkommen, die ursprünglich reguläres Öl enthalten haben, aber nachdem sie nahe zur Erdoberfläche gelangt sind, teilweise oxidiert worden sind. Die so gebildeten Kohlenwasserstoffe besitzen die Eigenschaften von Bitumen, befinden sich nahe der Oberfläche und sind mit großen Mengen Sand vermischt. In Kanadas fündigsten Regionen weisen die bitumenhaltigen Schichten eine Bitumenkonzentration in Höhe von 15 bis 20 Prozent auf.

Das größte Bitumenvorkommen liegt in Athabaska. Eine dicke Schicht mit einer Stärke von mehreren zehn Metern, die sich über ca. 77.000 Quadratkilometer erstreckt, enthält maximal 20 Prozent Bitumen. Das Bitumen wird im konventionellen Tagebau abgebaut. Zunächst muss die obere Deckschicht, die kein Bitumen enthält, entfernt werden. In einigen Gebieten in der Nähe des Flusses Athabaska ist diese Schicht nur zehn bis 20 Meter dick. Diese leicht zugänglichen Bereiche wurden Ende der 1960er-Jahre von den Gesellschaften Suncor und Syncrude zuerst genutzt.

Aber in den meisten Fällen ist die Deckschicht deutlich dicker, sodass die Gewinnung im Tagebau viel zu kostenintensiv wäre. Daher müssen diese

Bitumenvorkommen mittels so genannter In-situ-Verfahren erschlossen werden. Bei diesen Verfahren wird die Mischung aus Bitumen und Sand in der Lagerstätte auf eine Temperatur erhitzt, bei der sich das Bitumen verflüssigt. Das flüssige Bitumen kann anschließend an die Oberfläche gepumpt werden. Heute werden mittels des In-situ-Verfahrens in Pilotanlagen ungefähr 10.000 Barrel Bitumen pro Tag gewonnen. (weitere Informationen zu den In-situ-Förderverfahren siehe [Busby 2004]). Es wird erwartet, dass die In-situ-Förderung selbst bis 2015 nur einen Anteil von höchstens etwa zehn Prozent an der gesamten Bitumenförderung haben wird. Die folgenden Analysen (siehe S. 102) bis zum Jahr 2015 beschränken sich daher auf die Förderung im Tagebau.

Nach der Entfernung der Deckschicht wird der Teersand mit Hilfe von Schaufelbaggern abgebaut und mit riesigen Lastwagen zu Förderbändern transportiert.

Durch die Zugabe großer Mengen Wasser wird der Teersand in eine flüssige Mischung verwandelt, bevor er über Förderbänder den nachfolgenden Verarbeitungsschritten zugeführt wird. In dieser flüssigen Mischung sinkt der Sand nach unten und setzt sich dort ab, während sich das leichtere Bitumen an der Oberfläche sammelt und zur weiteren Reinigung und Aufbereitung abgeschieden wird. Der kanadische Teersand enthält durchschnittlich zwei bis drei Prozent Schwefel. Heute werden im Separationsprozess täglich 2.000 bis 3.000 Tonnen Schwefel produziert und teilweise zu Gips weiterverarbeitet. Ein Drittel des gereinigten Bitumens wird zur Weiterverarbeitung in die USA transportiert. Zwei Drittel werden in so genannten „Upgraders“ in der Nähe der Abbauorte weiterverarbeitet. Hier werden die langkettigen Kohlenwasserstoffmoleküle aufgespalten und durch die Zugabe von Wasserstoff aus Erdgas zu synthetischem Rohöl verarbeitet.

Die beschriebenen Prozesse sind überaus komplex, verursachen hohe Kosten und schaden der Umwelt. Ein Bericht der kanadischen Energiebehörde National Energy Board aus dem Mai 2004 führt folgende Fakten an:

- Für die Gewinnung von einem Kubikmeter Bitumen sind zwei bis vier Kubikmeter Frischwasser erforderlich, wenngleich in gewissem Umfang bereits eine Reinigung und Wiederverwendung des Wassers erfolgt. (Anmerkung: Heute wird fast ein Viertel des Frischwassers in der Provinz Alberta für die Extraktion von Teersanden benötigt.)
- Bereits heute werden ca. vier Prozent der westkanadischen Erdgasförderung für die Extraktion und Weiterverarbeitung von Bitumen zu synthetischem Rohöl verbraucht. (Anmerkung: Die Nutzung von Erdgas für die Ölförderung aus Teersanden steht in Konkurrenz zur direkten Vermarktung des Erdgases. Das von der Teersand- Industrie genutzte Erdgas stammt häufig aus Quellen, die sich direkt bei oder in der Nähe von bitumenhaltigen Schichten befinden. Die kanadische Energiebehörde hat beschlossen, dass einige Gasfelder nicht erschlossen werden können, da andernfalls der Druck

des Gasvorkommens zu gering werden würde und die zukünftige In-situ-Förderung der Bitumenvorkommen im Bereich der Erdgasfelder gefährdet wäre. Dies ist eine erste spürbare Konsequenz der konkurrierenden Nutzungen von Erdgas.)

- Die Emissionen, die durch die Förderung des Bitumens und seine Weiterverarbeitung zu synthetischem Rohöl entstehen, werden pro Kubikmeter synthetischem Rohöl mit 741 kg CO₂ und 50 kg CO₂-Äquivalent angegeben, wovon 42 kg auf Methanemissionen und acht kg auf N₂O-Emissionen entfallen. (Anmerkung: In Bezug auf den Energiegehalt bedeutet dies, dass bei der Förderung von synthetischem Rohöl pro kWh ca. 82 g CO₂-Emissionen entstehen. Mindestens weitere 30 g CO₂ pro kWh müssen für die Verarbeitung von synthetischem Rohöl zu Brennstoff hinzugerechnet werden. Die Verbrennung des Kraftstoffs in einem Fahrzeug erzeugt Emissionen von ca. 270 g CO₂ pro kWh, was eine Gesamtemission für die Kraftstoffproduktion und -nutzung von ca. 380 g CO₂ pro kWh ergibt. Dies ist soviel, wie bei der Verbrennung von Kohle freigesetzt wird und annähernd doppelt soviel, wie bei der Gewinnung, dem Transport und der Verbrennung von Erdgas emittiert wird.)

2007 wurden in Kanada ca. 1,2 Mb/Tag Bitumen erzeugt. Ungefähr 60 Prozent dieser Menge werden zu synthetischem Rohöl weiterverarbeitet und das restliche Bitumen wird vornehmlich an Raffinerien in den USA verkauft. Die Ausweitung der Teersandförderung erfordert hohe Investitionen und ist sehr zeitaufwändig. Im einem Teersand-Bericht der kanadischen Energiebehörde wird angenommen, dass die Förderung bis 2015 wahrscheinlich auf drei Mb/Tag steigen wird, wobei es einen gewissen Unsicherheitsbereich gibt (1,9 Mb/Tag bis 4,4 Mb/Tag) [NEB 2006]. Diese Schätzung beruht auf der Analyse der bestehenden, bereits begonnenen, genehmigten und angekündigten Projekte. Das jüngste Update dieser Berichte ist in Tabelle 10 nach [Dunbar 2007] zusammengefasst. Durch die Kapazität der bis 2015 erwarteten neuen Projekte kommen bis zu zwei Mb/Tag hinzu, was ungefähr zwei Prozent der Weltölförderung entsprechen würde. Die tatsächliche Förderung könnte jedoch zehn bis 20 Prozent unter den Kapazitätsausweitungen liegen.

Die Entwicklung im Bereich der Teersande folgt teilweise dem gleichen Muster, wie es bereits bei der Förderung von konventionellem Öl zu beobachten war – die einfach förderbaren Vorkommen werden als erste erschlossen. Doch die Förderrate bleibt nach der Erschließung über mehrere Jahrzehnte hinweg nahezu konstant.

Trotz der steigenden Teersandförderung wird die kanadische Gesamtförderung bis 2015 wegen der Förderabnahme im Bereich des konventionellen Öls nur um etwa zehn bis 20 Prozent steigen.

Zusammenfassung der Förderschätzungen für kanadische Teersande:

- Bis 2015 wird die kanadische Teersandförderung um ca. 1,9 Mb/Tag auf 3 Mb/ Tag steigen. Hierdurch wird sich die kanadische Gesamtölförderung nur um zehn bis 20 Prozent erhöhen.
- Daher werden die CO₂-Emissionen erheblich zunehmen und 2015 bei 100 Millionen Tonnen pro Jahr liegen.
- Ungefähr zehn Prozent der heutigen Erdgasförderung in Westkanada werden für die Gewinnung und die Weiterverarbeitung von Teersanden verbraucht werden. Da die Erdgasförderung in Westkanada ihren Höchststand bereits überschritten hat, wird der benötigte Anteil an der Erdgasförderung im Jahr 2015 voraussichtlich 20 bis 30 Prozent betragen. Wegen steigender Gaspreise werden sich auch die Kosten für die Teersandförderung erhöhen.
- Bis zum Jahr 2015 wird der Verbrauch an Frischwasser bei ungefähr 300 bis 500 Millionen m³ pro Jahr liegen. Dies entspricht einem Fluss, der mit einer Geschwindigkeit von zwei Metern pro Sekunde fließt und einen Querschnitt von zehn bis 15 m² (bei zwei Metern Wassertiefe entspräche dies einer Breite von fünf bis 7,5 Metern) hat – nur für die Teersandförderung.
- Wegen der dargestellten Beschränkungen ist es nicht wahrscheinlich, dass die Ressourcen an nicht-konventionellem Öl in Kanada den zukünftigen Rückgang der weltweiten Förderung von konventionellem Öl ausgleichen können. Viel wahrscheinlicher ist, dass bei der weiteren Ausweitung der Förderkapazitäten die gleichen Probleme auftreten, wie sie bereits bei der Förderung von konventionellem Öl beobachtet wurden.

Status	Bitumen Upgrading [kb/Tag]		Bergbau [kb/Tag]	In-Situ [kb/Tag]	Gesamt [kb/Tag]
	Input	Output			
Betrieb	886	768	856	307	1.163
im Bau		452	262	166	428
genehmigt					
<= 2015		550	715	237	952
> 2015		0	125	180	305
offen gelegt					
<= 2015		0	0	75	75
> 2015		0	0	170	170
beantragt					
<= 2015		845	385	545	930
> 2015		363	250	80	330
angekündigt					
<= 2015		292	381	646	1.027
> 2015		779	262	509	771
Gesamt (einschließlich im Betrieb, im Bau, genehmigt und offen gelegt)		2.615	2.218	1.330	3.547
<= 2015		363	375	430	805
> 2015					
Gesamt (einschließlich beantragt, angekündigt)		2.907	2.599	1.976	4.574
<= 2015		1.142	637	939	1.576
> 2015					

Tabelle 10: Erwartete Kapazitätsausweitungen bis 2015, wenn alle im Bau befindlichen, genehmigten, offen gelegten (Genehmigungsphase), beantragten oder angekündigten Projekte wie geplant den Betrieb aufnehmen [Dunbar 2007].

Die Automobilindustrie könnte die höheren Emissionen an Treibhausgasen aus Brennstoffen, die aus nicht-konventionellen Ölquellen stammen, als einen wahren Alptraum betrachten.

Anhang 4: Internationale Ölgesellschaften

In diesem Anhang wird die Ölförderung und das Finanzgebaren der größten internationalen Ölgesellschaften analysiert.

Bei der Betrachtung der Aktivitäten großer internationaler Ölgesellschaften über einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren fallen zwei Entwicklungen ins Auge:

- die Welle der Fusionen sowie
- die Unfähigkeit dieser Gesellschaften, ihre Förderung in Summe wesentlich zu steigern.

Dies ist in Abbildung 46 erkennbar.

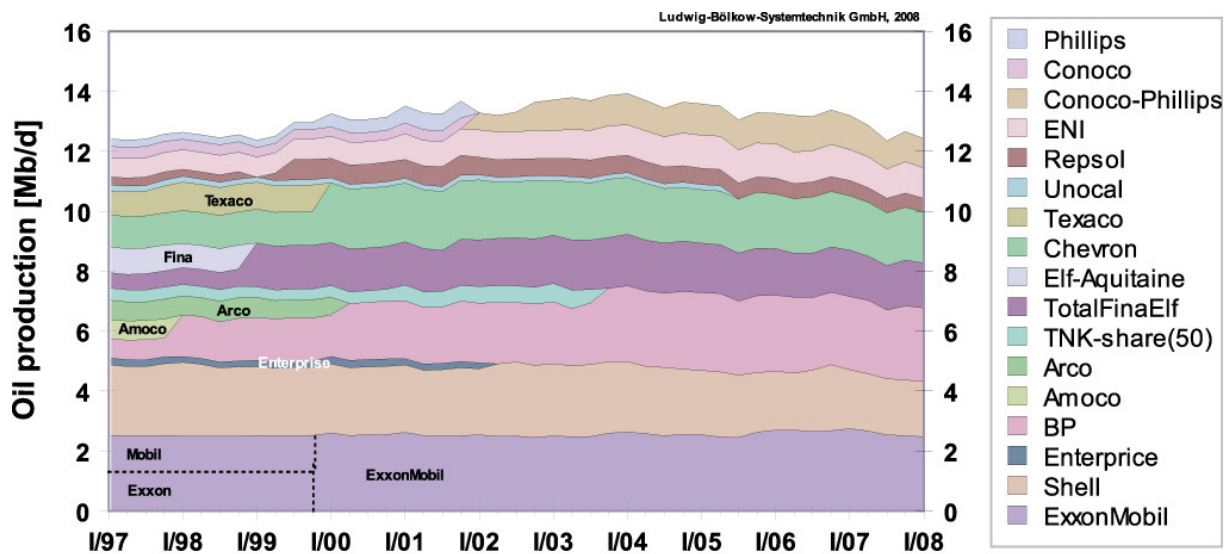


Abbildung 46: Ölförderung der großen Ölkonzerne in den Jahren 1997 bis 2007.

Die Fusionen waren erforderlich, um die sinkenden Fördermengen einzelner Unternehmen durch Zukäufe zu kompensieren.

Steigende Ausgaben, insbesondere für die Entwicklung der Felder, führten lediglich zu einem nicht sehr ausgeprägten Höhepunkt der gemeinsamen Förderung im Jahr 2004, seitdem hat die Förderung wieder abgenommen. Die seit 2000 häufig wiederholten Ankündigungen der größten Gesellschaften, ihre Förderung deutlich zu erhöhen, sind nie umgesetzt worden.

In jüngster Zeit haben die internationalen Ölgesellschaften den „fehlende Zugang“ (lack of access) zu günstigeren Ölregionen für ihre enttäuschenden Fördermengen verantwortlich gemacht.

Auch scheint es so, dass die meisten Ölgesellschaften mittlerweile davon ausgehen, dass ein Großteil des Öls bereits gefunden worden ist. Dies lässt sich aus der Analyse ihrer jährlichen Budgets für Exploration und Förderung schließen, die für ExxonMobil, BP, Shell und Eni in Tabelle 11 aufgeführt sind. In den letzten sieben Jahren wurden die Ausgaben für Exploration um 30 bis 50 Prozent gesenkt. Die Ausgaben für die Aufrechterhaltung der Förderung sind jedoch in den meisten Fällen erheblich gestiegen.

Zu den Ausgaben für die Förderung zählen auch die Akquisitionskosten für den Kauf anderer Unternehmen (mit ihren Förderkapazitäten). Daher kommt diese Analyse zu dem Schluss, dass es die Unternehmen vorziehen, ihre Förderung durch Fusionen und Akquisitionen auszuweiten, und nicht in erster Linie durch die Exploration neuer Felder. Dies ist auch in Abbildung 47 für die drei größten privaten westlichen Ölgesellschaften ExxonMobil, BP und Shell gezeigt.

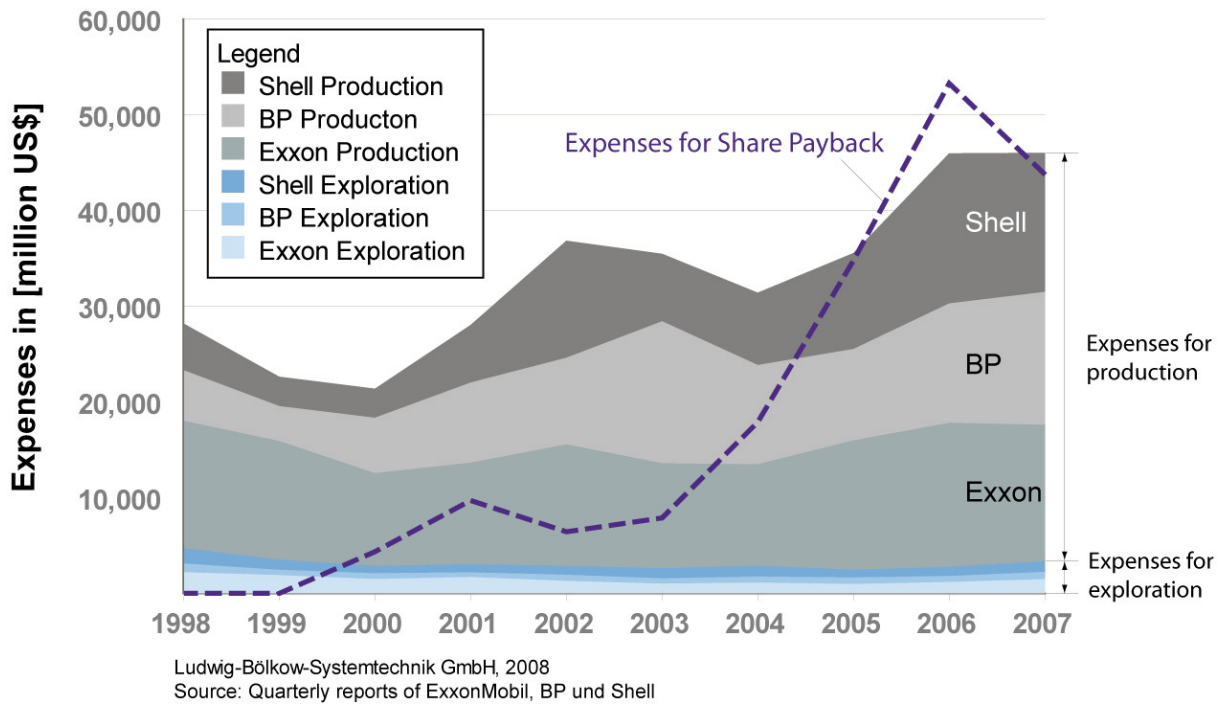


Abbildung 47: Ölförderung der großen Ölgesellschaften von 1997 bis 2007.

Noch deutlicher geht dies aus dem Beispiel von Shell hervor, die vor zehn Jahren das größte private westliche Ölunternehmen waren (siehe Abbildung 48).

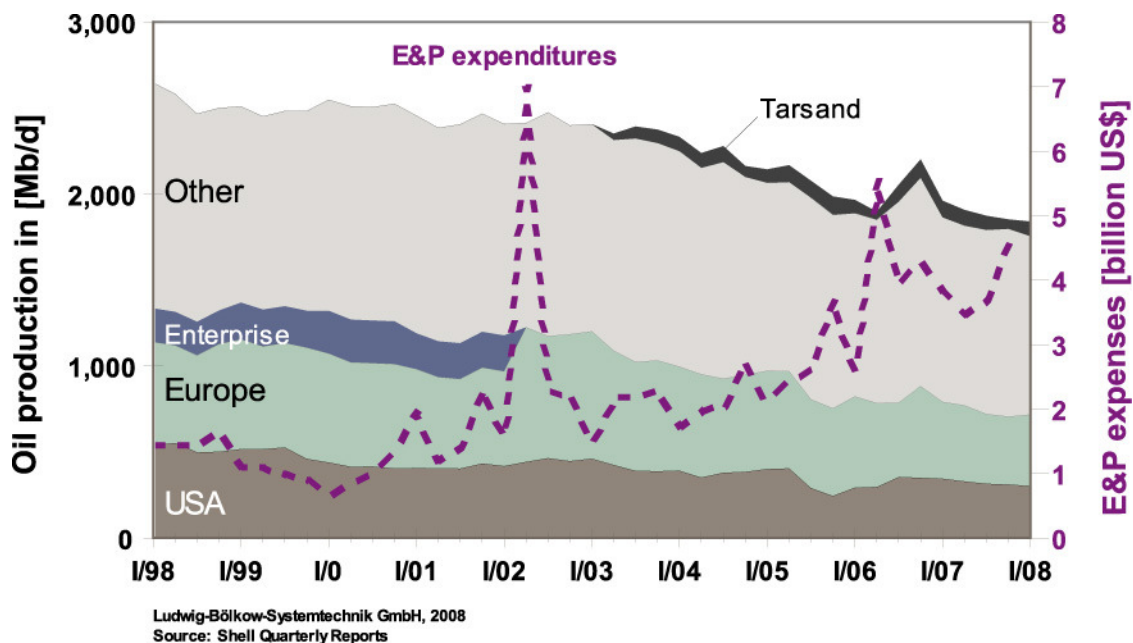


Abbildung 48: Shell – Ölförderung und Ausgaben für Exploration und Förderung von Erdöl (E & F).

Die Erdölförderung von Shell ist seit 1998 um 20 Prozent zurückgegangen: Trotz des Umstands, dass die Ausgaben für Exploration & Förderung vervierfacht wurden, ein mittelgroßes Unternehmen zugekauft wurde (Enterprise) und die Förderung aus kanadischen Teersanden im Jahr 2003 aufgenommen wurde.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ExxonMobil										
Ausgaben für Erkundung	2,2	1,9	1,5	1,7	1,3	1,017	1,119	0,969	1,181	1,469
Ausgaben für Förderung	13,3	11,4	9,7	10,6	12,7	10,971	10,596	13,501	15,050	14,255
[Mrd.\$]										
Fördermenge	4,272	4,235	4,277	4,255	4,238	4,203	4,215	4,066	4,237	4,180
[Mboe/Tag]										
BP										
Ausgaben für Erkundung	0,921	0,548	0,599	0,48	0,644	0,542	0,637	0,684	0,634	0,756
Ausgaben für Förderung	5,302	3,646	5,784	8,381	9,055	14,828	10,556	9,553	12,494	13,906
[Mrd.\$]										
Fördermenge	3,05	3,107	3,24	3,419	3,519	3,606	3,997	4,014	3,950	3,818
[Mboe/Tag]										
Shell										
Ausgaben für Erkundung	1,595	1,062	0,753	0,857	0,915	1,059	1,123	0,815	0,949	1,115
Ausgaben für Förderung	4,879	3,075	3,048	6,018	12,231	7,070	7,264	10,043	15,689	14,539
[Mrd.\$]										
Fördermenge	3,709	3,634	3,69	3,773	3,997	3,905	3,772	3,518	2,549	3,311
[Mboe/Tag]										
ENI										
Ausgaben für Erkundung	0,755	0,636	0,811	0,757	0,902	0,712	0,543	0,656	1,348	1,659
Ausgaben für Förderung	2,127	2,632	2,728	3,519	4,713	4,969	4,378	4,308	3,855	4,966
[Mrd.\$]										
Fördermenge	1,038	1,064	1,187	1,369	0,921	0,981	1,624	1,737	1,770	1,736
[Mboe/Tag]										

Tabelle 11: Ausgaben großer westlicher Ölgesellschaften für Erkundung (Exploration) und Förderung von Erdöl und Erdgas sowie ihre Jahresfördermenge, laut den Unternehmensberichten [Quelle: Quartalsberichte der Unternehmen].

Literatur

- [Bakhtiari 2004] Samsam Bakhtiari „World oil production capacity model suggest output peak by 2006-07“, Oil & Gas Journal, 26. April 2004
- [BGR 2002] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 2003, S. 104.
- [BP 2004] BP Statistical Review of World Energy 2004, (www.bp.com)
- [BP 2006] BP Statistical Review of World Energy
- [Busby 2004] John Busby, „Canadian Tarsands“, ASPO Newsletter No 37, Dezember 2004
- [Campbell 1998] C. Campbell, J. Laherrere, The imminent Peak of World Oil Supply, Scientific American, März 1998
- [CERA 2006] CERA (Cambridge Energy Research Associates), „Why the 'Peak Oil' Theory Falls Down – Myths, Legends, and the Future of Oil Resources“, Cambridge Mass., November 2006 106 Jörg Schindler/Werner Zittel Abbildung 48: Shell – Ölförderung und Ausgaben für Exploration und Förderung (E & F).
- [De Lucia 1999] Marshall De Lucia, Offshore, April 1999, S. 40-42
- [Dunbar 2007] R. B. Dunbar, „Existing and Proposed Canadian Commercial Oil Sand Projects“, Strategy West Inc., Juni 2007, www.strategywest.com
- [EIA 2000] US-EIA Presentation: Long Term World Oil Supply, (http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/index.htm)
- [EIA 2004] US Annual Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>)
- [IHS 2006] Petroleum Exploration and Production Statistics (PEPS), IHS Energy, Genf und London 2006
- [IP 2008] „Die Sirenen schrillen“, Interview Fatih Birol in Internationale Politik April 2008
- [Koppelaar 2007] Rembrandt Koppelaar, ASPO Netherlands, Oilwatch monthly November 2007, www.theoil Drum.com
- [Masters 1990] C.D. Masters, D.H. Root, E.D. Attanasi, World Oil and Gas Resources – Future Production Realities, US Geological Survey, in Ann. Ausg. Energy 1990, Bd. 15, S. 23-51
- [NEB 2006] Canada's Oil Sands, Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment, Juni 2006, National Energy Board, Canada, (www.neb.ca)

- [Petroconsultants 1995] C. J. Campbell, J. H. Laherrere, „The World's Oil Supply 1930-2050“, Petroconsultants (Hrsg.) Genf 1995 Crude Oil – the Supply Outlook Final Draft 2007/10/13 LBST, Seite 101 von 101
- [Robelius 2007] Fredrik Robelius, „Giant Oilfields – The Highway to Oil“, Uppsala, 2007
- [Simmons 2004] M. R. Outlook 1998“, Paris, 1998
- [Simmons 2004] M. R. Simmons, „The Saudi Arabian Oil Miracle“, presentation at the Center for Strategic and International Studies (CSIS), Washington, 24. Februar 2004
- [Simmons 2005] M. R. Simmons, „Twilight In The Desert – The Coming Saudi Oil Shock And The World Economy“, JohnWiley & Sons, 2005
- [Skrebowski 2006] Chris Skrebowski, „Open letter to Peter Jackson of CERA“, Oil Depletion Analysis Center (ODAC), 21. Dezember 2006
- [Söderberg 2007] A Crash Program Scenario for the Canadian Oil Sands Industry, B. Söderberg, F. Robelius, K. Aleklett, Energy Policy, Band 35, Ausgabe 3, März 2007, S. 1931-1947
- [Staniford 2007] Stuart Staniford, „A Nosedive towards the Desert“, www.theoil Drum.com/node/2331
- [USGS 1996] D. L. Gautier, G. L. Dolton, K. I. Takahashi, K. L. Varnes, Hrsg. 1996, „National assessment of United States oil and gas resources---Results, methodology, and supporting data:U.S.Gelological Survey Digital Data Series DDS-30, Release 2
- [USGS 2000a] USGS World Petroleum Assessment 2000; (www.usgs.gov) Zukunft der weltweiten Erdölversorgung 107
- [USGS 2000b] „USGS Reassesses the PotentialWorld Petroleum Resources: Oil estimates up, gas down“, USGS-Pressemitteilung und US-DoE vom 22. März 2000
- [WEO 1998] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2005“, Paris, 2005
- [WEO 2000] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2000“, Paris, 2000
- [WEO 2002] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2002“, Paris, 2002
- [WEO 2004] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2004“, Paris, 2004
- [WEO 2005] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2005“, Paris, 2005
- [WEO 2006] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2006“, Paris, 2006