

KURZFASSUNG / HAUPTERGEBNISSE

DIE ZUKUNFT DER ÖLVERSORGUNG (OKTOBER 2007)

Zweck

Der Hauptzweck der vorliegenden Studie besteht in der Abschätzung der zukünftigen Verfügbarkeit von Rohöl bis zum Jahr 2030. Da Rohöl den im weltweiten Maßstab wichtigsten Energieträger darstellt und alle Bereiche des Transportwesens zu einem sehr hohen Grad auf Öl angewiesen sind, stellt die zukünftige Verfügbarkeit von Rohöl eine Frage von entscheidender Bedeutung dar. Derzeit gibt es zu dieser Frage verschiedene, stark voneinander abweichende Prognosen, aus denen vollkommen unterschiedliche Handlungsweisen für Politik, Wirtschaft und einzelne Bürger abgeleitet werden können.

Diese Prognosen decken einen ähnlichen Bereich ab wie der von der Internationalen Energieagentur (IEA) herausgegebene Weltenergieausblick (World Energy Outlook, WEO). Allerdings werden keine Annahmen oder Prognosen den Ölpreis betreffend gegeben.

In der vorliegenden Studie wird ein Szenario für die mögliche Entwicklung der weltweiten Ölversorgung durch Aufaddierung der Prognosen für zehn Weltregionen entworfen. Um den Vergleich zu erleichtern, folgt die Definition der Weltregionen den Vorgaben der Internationalen Energieagentur:

- **OECD Nordamerika:** Kanada, Mexiko und die USA
- **OECD Europa:** Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Island, Irland, 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.
- **Übergangsländer:** Albanien, Armenien, Aserbaidschan, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Estland, Georgien, Jugoslawien, Kasachstan, Kroatien, Kirgisistan, Lettland, Litauen, Malta, Mazedonien, Moldawien, Rumänien, Russland, Slowenien, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland, Zypern
- **China** mit Hongkong

- **Ostasien:** Afghanistan, Bhutan, Brunei, Chinesisch Taipei, Fidschi, Indonesien, Kiribati, Demokratische Republik Korea, Malaysia, Malediven, Myanmar, Neukaledonien, Papua-Neuguinea, Philippinen, Polynesien, Samoa, Singapur, Salomoninseln, Thailand, Vietnam und Vanuatu
- **Südasien:** Bangladesch, Indien, Nepal, Pakistan und Sri Lanka
- **Lateinamerika:** Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, 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, Kuwait, Katar, Libanon, Oman, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate und die Neutrale Zone zwischen Saudi-Arabien und Irak
- **Afrika:** Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Benin, Äthiopien, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Dschibuti, Elfenbeinküste, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kapverden, Kenia, Kongo, Demokratische Republik Kongo, Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Mauretanien, Marokko, Mauritius, Mosambik, Niger, Nigeria, Ruanda, São Tomé und Príncipe, Sambia, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, Südafrika, Sudan, Swasiland, Tansania, Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, 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

Für die vorliegende Analyse wurden nicht primär Reservenangaben herangezogen, deren Gültigkeit schwer zu beurteilen bzw. überprüfen ist und die sich in der Vergangenheit oftmals als nicht verlässlich erwiesen haben. Der historische Verlauf der Erdölfunde stellt einen besseren Indikator dar, allerdings sind die diesbezüglichen Daten von unterschiedlicher Güte. Für die Analyse wurden vor allem Förderdaten herangezogen, die einfacher beobachtet werden können und darüber hinaus 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 Reservengaben für bestimmte Regionen enthalten sind. Da Reservenangaben stark differieren und keine testierten Reservenzahlen 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.

Die Prognosen basieren außerdem auf der Beobachtung des Branchenverhaltens und „weichen“ Indikatoren (wie beispielsweise der Kehrtwende in den jüngsten Äußerungen der IEA und einem bemerkenswerten Zitat von König Abdullah von Saudi-Arabien).

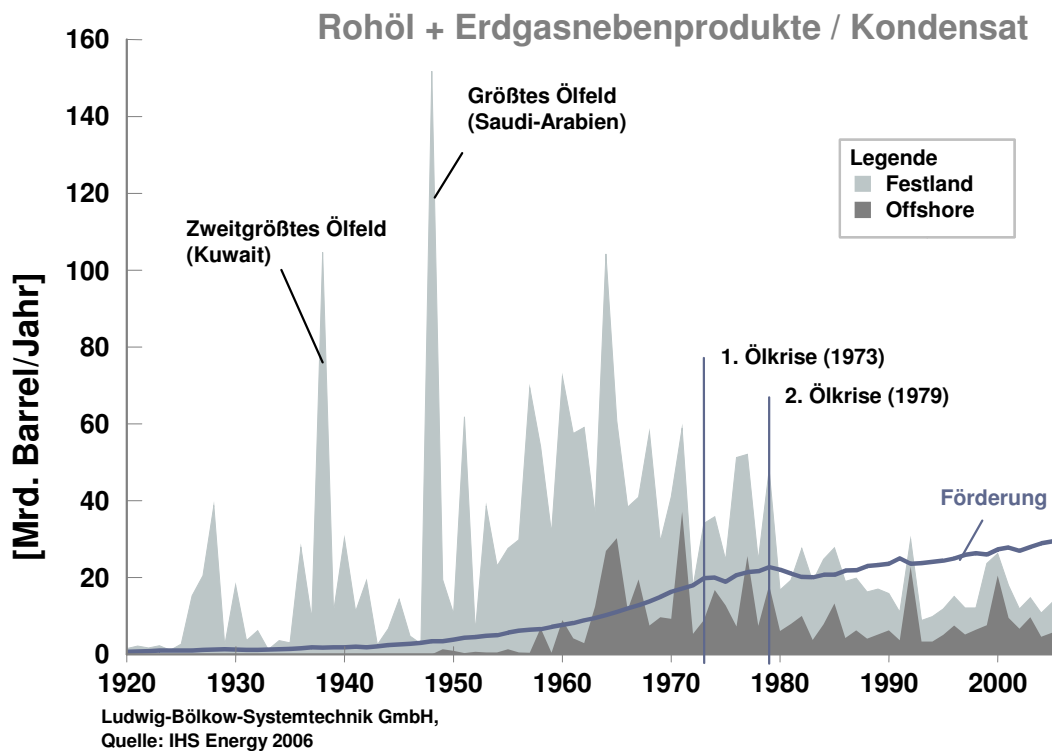
Bestimmende Faktoren der zukünftigen Ölversorgung

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 der 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 Förderung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Im Zeitraum von 1960 bis 1970 betrug die durchschnittliche Größe der Neufunde 527 Mio. Barrel. Diese Kennzahl ist seitdem auf 20 Mio. Barrel im Zeitraum von 2000 bis 2005 zurückgegangen.

Abbildung 1: Historischer Verlauf von Ölfunden (erwiesen + wahrscheinlich) und -förderung



Die verbleibenden Weltölreserven werden in der genannten Datenbank [IHS 2006] auf 1.255 Mrd. Barrel geschätzt. Es gibt gute Gründe, diese Zahlen für einige Regionen und wichtige Länder zu korrigieren, wodurch die Abschätzung der EWG nur eine entsprechende Reservenhöhe von 854 Mrd. Barrel ergibt. Diese Berichtigungen werden in den Kapiteln mit dem jeweiligen detaillierten Szenario erläutert. Die sich daraus ergebenden Werte für die Reserven Zahlen werden in der nachstehenden Abbildung 2 und in Tabelle 1 aufgeführt (als EWG-Schätzungen neben den IHS-Daten). Der größte Unterschied besteht bei den Reserven Zahlen für den Nahen Osten. Den IHS-Daten zufolge verfügt der Nahe Osten über 677 Mrd. Barrel an Ölreserven, während die EWG-Abschätzung nur 363 Mrd. Barrel ergibt.

Abbildung 2: Weltölreserven (EWG-Abschätzung)

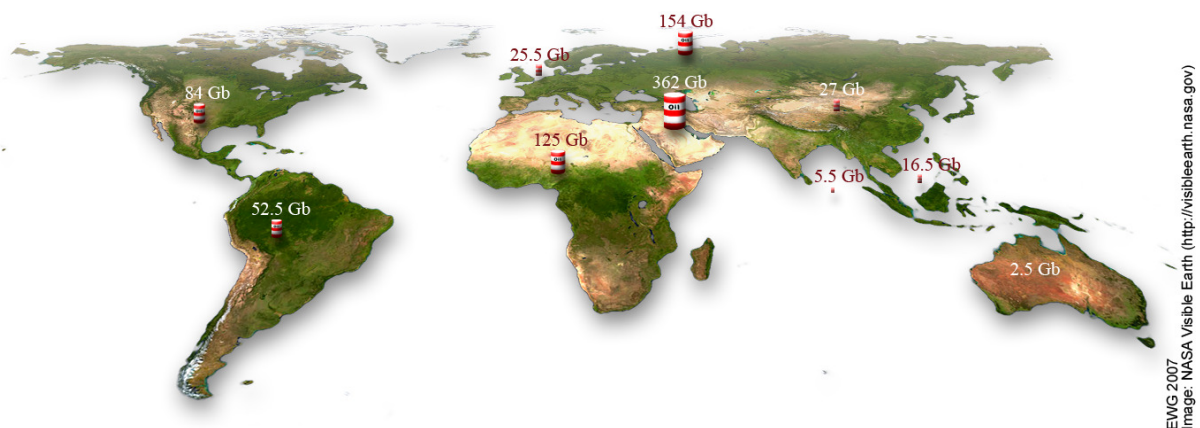


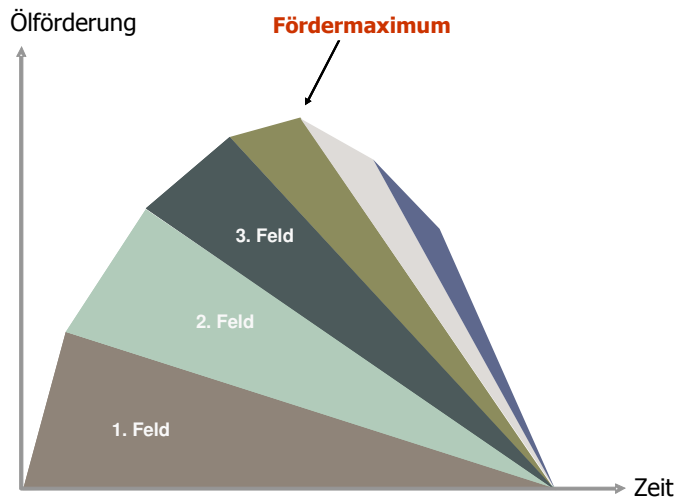
Tabelle 1: Ölreserven und jährliche Fördermengen in verschiedenen Regionen und wichtigen Förderländern

Region	Verbleibende Reserven		Fördermenge 2005		Verbrauch 2005 [Mrd. Barrel/a]
	EWG [Mrd. Barrel]	IHS [Mrd. Barrel]	Festland [Mrd. Barrel/a]	Offshore [Mrd. Barrel/a]	
OECD Nordamerika	84	67,6	3,20	1,71	9,13
Kanada	17	15,3	0,89	0,12	0,82
USA	41	31,9	1,93	0,59	7,59
Mexiko	26	20,4	0,36	1,00	0,72
OECD Europa	25,5	23,5	0,1	1,94	5,72
Norwegen	11	11,6	0	1,13	0,08
GB	8	7,8	0,01	0,70	0,65
OECD Pazifik	2,5	5,1	0,025	0,18	3,18
Australien	2,4	4,8	0,02	0,17	0,31
Übergangsländer	154	190,6	4,1	0,18	2,02
Russische Föderation	105	128	3,4	0,13	1,00
Aserbaidshjan	9,2	14	0,01	0,15	0,04
Kasachstan	33	39	0,47	0	0,08
China	27	25,5	1,1	0,22	2,55
Südasien	5,5	5,9	0,11	0,16	0,96
Ostasien	16,5	24,1	0,3	0,65	1,75
Indonesien	6,8	8,6	0,27	0,11	0,43
Lateinamerika	52,5	129	2,0	0,61	1,74
Brasilien	13,2	24	0,075	0,55	0,75
Venezuela	21,9	89	1,17	0	0,20
Naher Osten	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
Irak	41	99	0,67	0	
Saudi-Arabien	181	286	2,85	0,86	0,69
VAE	39	57	0,46	0,45	0,14
Afrika	125	104,9	2,03	1,53	1,01
Algerien	14	13,5	0,72	0	0,09
Angola	19	14,5	0,01	0,45	
Libyen	33	27	0,61	0,02	
Nigeria	42	36	0,39	0,52	
Welt	854	1.255	19,94	9,15	30,3

In jeder Ölförderregion werden zunächst die großen Felder erschlossen, und erst danach die kleineren Felder. Sobald die ersten großen Felder einer Region ihr Fördermaximum erreicht haben, müssen mehr und mehr neue und im Allgemeinen kleinere Felder erschlossen werden, um den Rückgang der Basisförderung auszugleichen. Ab diesem Zeitpunkt wird es immer schwieriger, das Wachstum der Förderrate aufrecht zu erhalten. Es kommt zu einer Art Wettlauf, der wie folgt beschrieben werden kann: In immer mehr großen Ölfeldern sinkt die Förderrate. Die resultierende Lücke muss durch die Erschließung einer wachsenden Zahl von kleineren Feldern geschlossen werden. Diese kleineren Felder erreichen ihr Fördermaximum allerdings wesentlich schneller und tragen danach zum allgemeinen Rückgang der Förderrate 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.

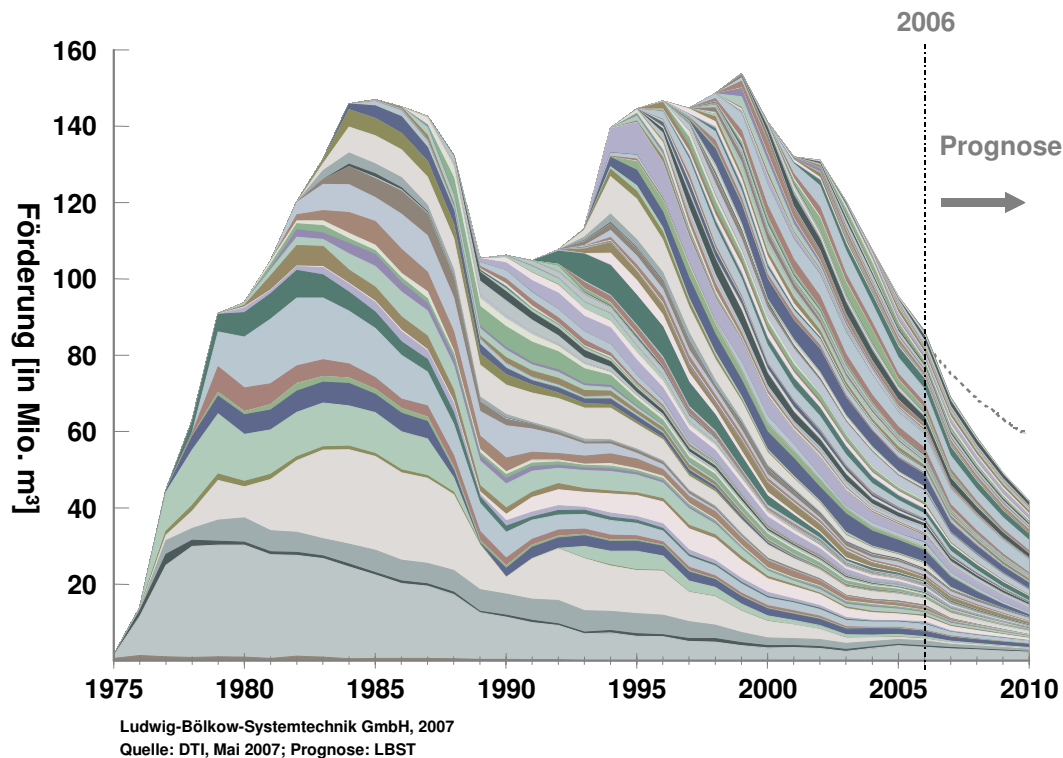
Abbildung 3: Typisches Förderprofil einer Ölregion



Das zeitliche Förderprofil einer Ölförderregion kann daher wie folgt charakterisiert werden: Eine Erhöhung der Ölfördermenge wird immer schwieriger, das Wachstum geht zurück und die Kosten erhöhen sich, bis der Punkt erreicht wird, an dem die Ölbranche nicht mehr in der Lage ist, eine ausreichende Menge neuer Felder schnell genug zu erschließen. An diesem Punkt stagniert die Förderung zeitweise und fängt schließlich an zurückzugehen.

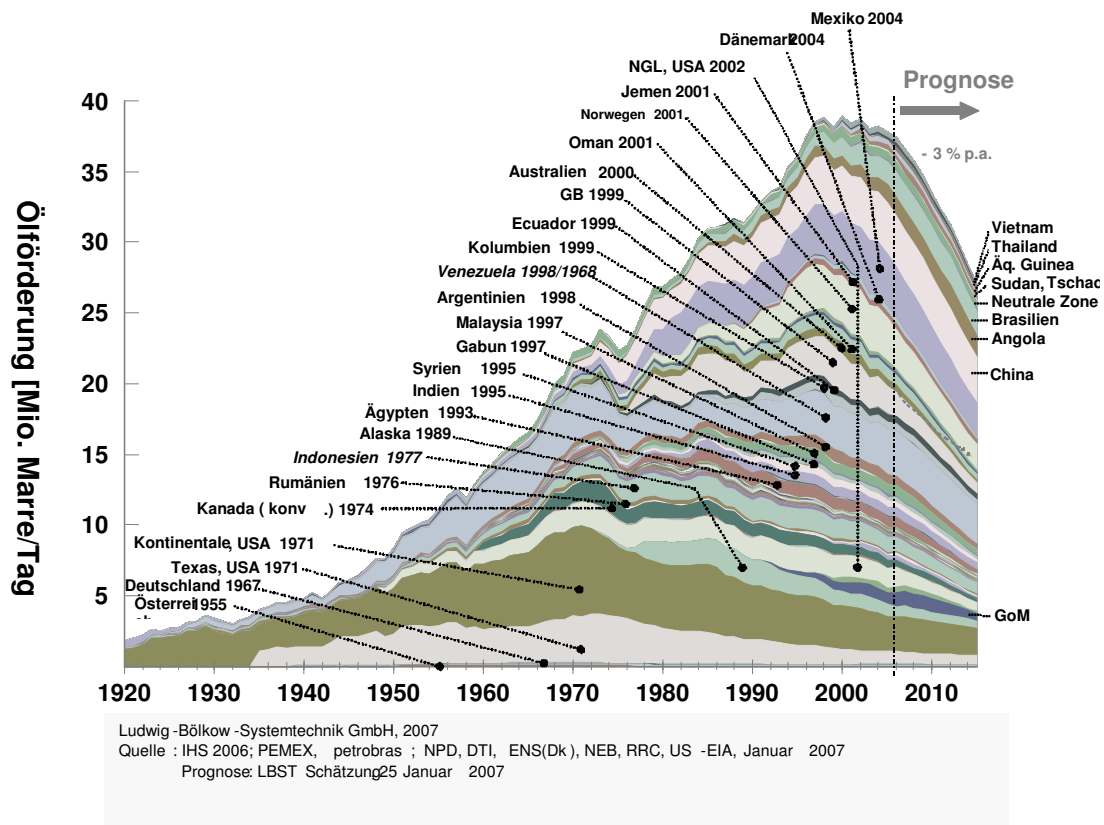
Dieses Profil kann beispielsweise bei der Ölförderung in Großbritannien beobachtet werden.

Abbildung 4: Ölförderung in Großbritannien



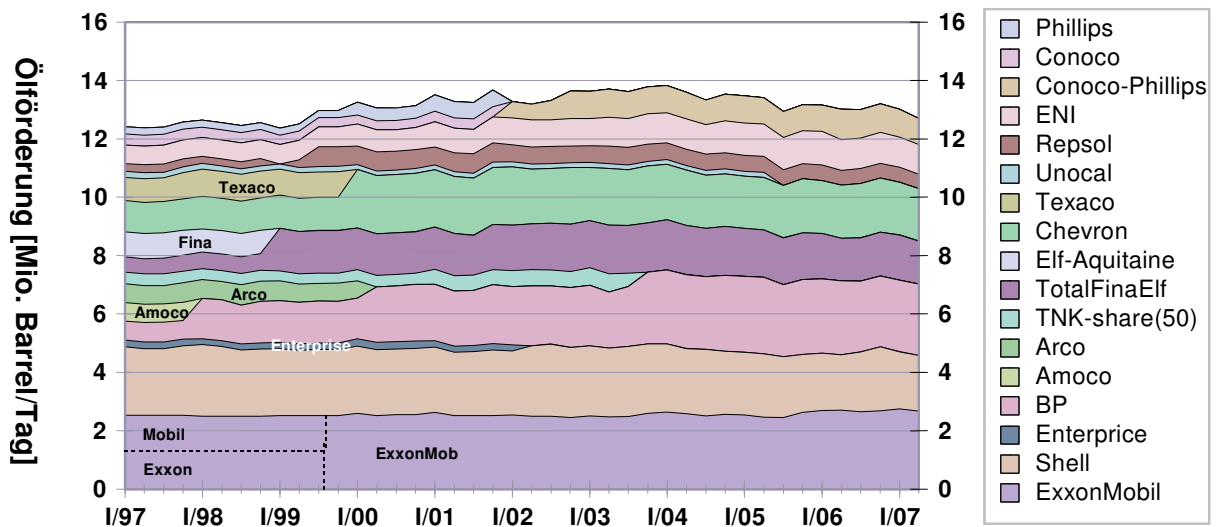
Die Ölförderung in Regionen, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, kann mit einiger Sicherheit für die nächsten Jahre vorhergesagt werden. Die nachstehende Abbildung 5 zeigt das Förderprofil für nicht der OPEC bzw. der früheren Sowjetunion angehörende Länder (nur Angola, das erst vor kurzem der OPEC beigetreten ist, wird mit aufgeführt). Folgt einem Ländernamen eine Jahresangabe, hat das Land im betreffenden Jahr sein Fördermaximum erreicht. Im oberen Bereich der Grafik finden sich die Länder, die noch nicht ihr Fördermaximum erreicht haben. Selbst unter der Voraussetzung, dass die verbleibenden Regionen mit Wachstumspotenzial (insbesondere Angola, Brasilien und der Golf von Mexiko) ihre Fördermenge entsprechend den Prognosen der in diesen Regionen aktiven Ölfirmen bis 2010 erhöhen werden, ist in dieser Ländergruppe ein weiteres Absinken der Fördermenge um ca. 3 % jährlich zu erwarten, siehe Abbildung 5.

Abbildung 5: Ölförderländer, die ihr Fördermaximum bereits erreicht haben



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 1997 bis 2007

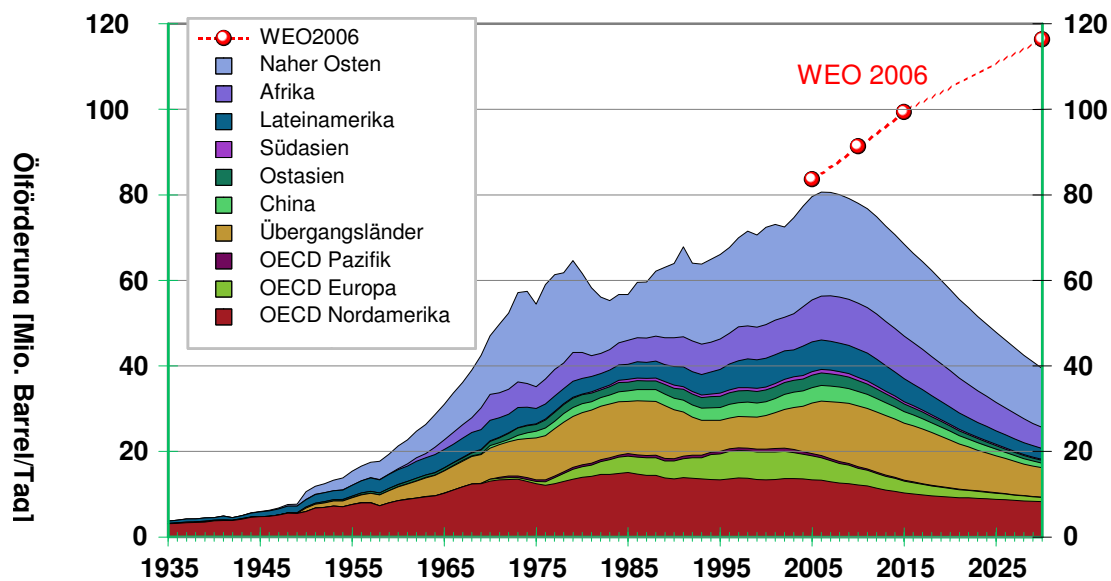


Hauptergebnisse

- „Das Ölfördermaximum ist jetzt“.
Seit einiger Zeit tobt eine heftige Debatte um das Welt-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 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.
- Den wichtigsten Befund stellt der steile Abfall der Ölversorgung nach Erreichen des Fördermaximums dar.
Dieses Ergebnis befindet sich – zusammen mit der Datierung des Maximums – offensichtlich im scharfen Widerspruch zu den Prognosen der IEA. Aber der Rückgang der Förderrate fällt auch stärker aus als bei den weniger drastischen Prognosen der ASPO.
Unser Befund stimmt allerdings sehr weitgehend mit den Ergebnissen der unlängst veröffentlichten Doktorarbeit von Robelius überein. Dies ist umso bemerkenswerter, als jeweils eine andere Methodik und unterschiedliche Datenquellen zum Einsatz kamen.

Das globale Profil der zukünftigen Ölversorgung wird in der nachstehenden Abbildung 7 gezeigt.

Abbildung 7: Gesamtprofil der Weltölförderung



Die prognostizierten Werte für die weltweite Ölversorgung stellen sich wie folgt dar:

- 2006: 81 Mio. Barrel/Tag
- 2020: 58 Mio. Barrel/Tag (IEA: 105¹ Mio. Barrel/Tag)
- 2030: 39 Mio. Barrel/Tag (IEA: 116² Mio. Barrel/Tag)

Der Unterschied zu den Prognosen der IEA könnte kaum dramatischer sein.

- Eine regionale Analyse zeigt, dass außer Afrika alle anderen Regionen bis 2020 im Vergleich zu 2005 sinkende Förderraten zu erwarten haben. Bis 2030 zeigen alle Regionen im Vergleich zu 2005 markante Rückgänge.

Nachfolgend werden drei Beispiele für die regionale Entwicklung³ wichtiger Förderregionen aufgeführt.

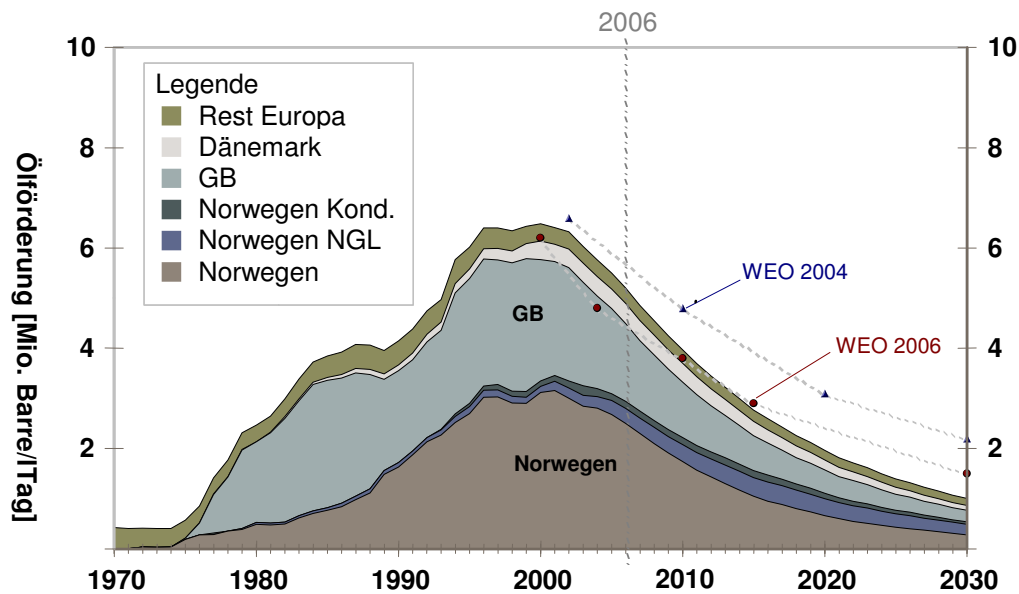
¹ Da die IEA nur Prognosedaten für 2015 und 2030 veröffentlicht hat, wurde der Wert für 2020 interpoliert. Die Mengen enthalten Raffineriegewinne.

² Da die IEA nur Prognosedaten für 2015 und 2030 veröffentlicht hat, wurde der Wert für 2020 interpoliert. Die Mengen enthalten Raffineriegewinne.

³ Da die IEA nur Prognosedaten für 2015 und 2030 veröffentlicht hat, wurde der Wert für 2020 interpoliert.

OECD Europa

Abbildung 8: Ölförderung in OECD Europa



Die prognostizierten Werte für die Ölversorgung in OECD Europa stellen sich wie folgt dar:

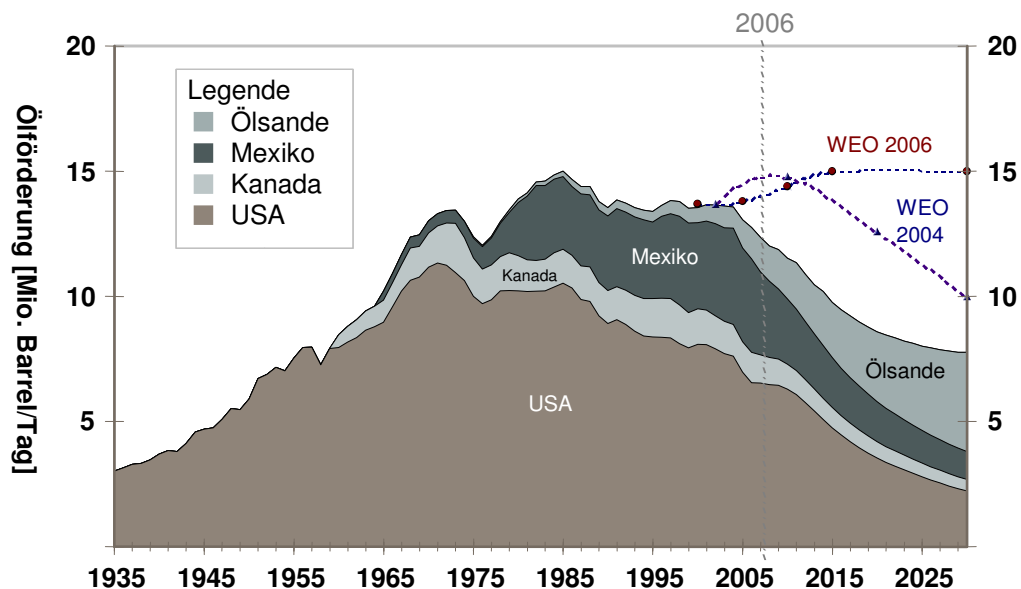
- 2006: 5,2 Mio. Barrel/Tag
- 2020: 2 Mio. Barrel/Tag (IEA: 3,3⁴ Mio. Barrel/Tag)
- 2030: 1 Mio. Barrel/Tag (IEA: 2,6⁵ Mio. Barrel/Tag)

⁴ Für diesen Vergleich wurden 2,3 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 25 % der Produktion von OECD-Erdgasnebenprodukten zusammengezählt.

⁵ Für diesen Vergleich wurden 1,5 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 25 % der Produktion von OECD-Erdgasnebenprodukten zusammengezählt.

OECD Nordamerika

Abbildung 9: Ölförderung in OECD Nordamerika



Die prognostizierten Werte für die Ölversorgung in OECD Nordamerika stellen sich wie folgt dar:

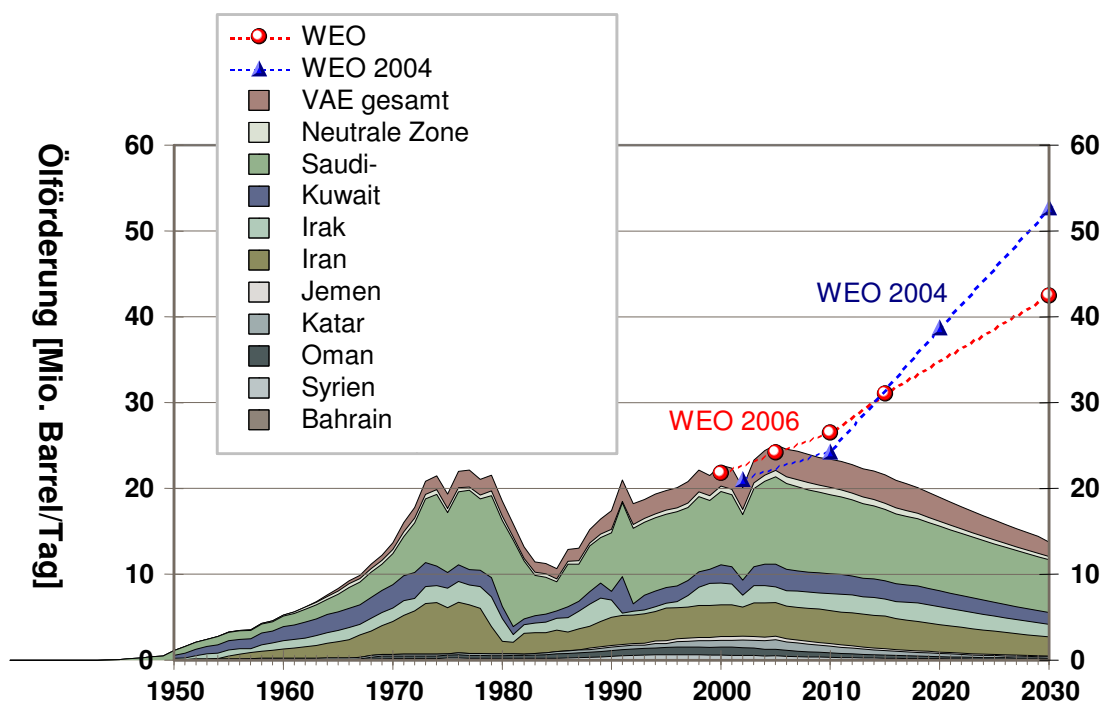
- 2006: 13,2 Mio. Barrel/Tag
- 2020: 9,3 Mio. Barrel/Tag (IEA: 15,9⁶ Mio. Barrel/Tag)
- 2030: 8,2 Mio. Barrel/Tag (IEA: 15,9⁷ Mio. Barrel/Tag)

⁶ Für diesen Vergleich wurden 8,6 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 75 % der Produktion von OECD-Erdgasnebenprodukten zusammengezählt.

⁷ Für diesen Vergleich wurden 7,8 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 75 % der Produktion von OECD-Erdgasnebenprodukten zusammengezählt.

Naher Osten

Abbildung 10: Ölförderung im Nahen Osten



Die prognostizierten Werte für die Ölversorgung im Nahen Osten stellen sich wie folgt dar:

- 2006: 24,3 Mio. Barrel/Tag
- 2020: 19 Mio. Barrel/Tag (IEA: 32,3⁸ Mio. Barrel/Tag)
- 2030: 13,8 Mio. Barrel/Tag (IEA: 39,6⁹ Mio. Barrel/Tag)

Dies ist die Region, für die unsere Studie die stärksten Abweichungen im Vergleich mit den Prognosen der IEA zeigt.

⁸ 28,3 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 4 Mio. Barre/Tag Erdgasnebenprodukte

⁹ 34,5 Mio. Barrel/Tag Rohöl und 5,1 Mio. Barre/Tag Erdgasnebenprodukte

Fazit

Das Hauptergebnis der vorliegenden Analyse besteht in dem Befund, dass die Weltölförderung 2006 ihr Maximum erreicht hat und zukünftig mit einer Rate von mehreren Prozent jährlich zurückgehen wird. Bis 2020 und umso mehr bis 2030 ist ein dramatischer Rückgang der 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 transparent sind.

Die jetzt beginnende Übergangsperiode wird vermutlich von eigenen Regeln bestimmt, die nur während dieser Phase gelten. Möglicherweise treten Phänomene auf, die wir nie zuvor beobachtet haben und die nach dem Ende der Übergangsperiode auch nie wieder vorkommen. Unsere Herangehensweise bei Energiefragen muss sich grundlegend ändern.

Obwohl sich hier neuerdings ein leichter Umschwung abzeichnet, bestreitet die Internationale Energieagentur, dass ein derart fundamentaler Wandel unserer Energieversorgung kurz- oder mittelfristig bevorsteht. Die Botschaft der IEA, dass man einfach immer so weiter machen kann wie bisher, sendet ein falsches Signal an Politiker, Industrie und Konsumenten – und nicht zuletzt auch an die Medien.