

**Contact** Thomas Seltmann  
**Phone** +49 (0)30 3988 9664  
**Mobile** +49 (0)175 2821882  
**E-Mail** seltmann@energywatchgroup.org  
**Web** www.energywatchgroup.org

## **Pressekonferenz am 21. Mai 2008: Der Rückgang der weltweiten Erdölförderung**

### **Statement von Dr. Werner Zittel, Ludwig-Böldow-Systemtechnik GmbH / ENERGY WATCH GROUP**

#### **Kernaussagen der aktuellen Studie:**

- „Peak Oil“ ist jetzt. Die weltweite Ölförderung hat mit großer Wahrscheinlichkeit das Fördermaximum bereits überschritten. Bis zum Jahr 2030 könnte sie auf die Hälfte sinken. Aufgrund des steigenden Eigenverbrauchs der Ölförderländer wird sich das Angebot auf dem Weltmarkt zusätzlich verknappen. Für Deutschland könnte die Folge sein, dass Deutschland im Jahr 2030 kein Öl mehr importieren kann.
- Die Erfahrung der letzten Jahrzehnte hat gezeigt, dass in Ölregionen, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, die Fördermengen dauerhaft sinken – selbst dann, wenn durch nachträgliche Höherbewertung die Reserveangaben steigen.
- Diese strukturellen Gründe sind Hauptursache für die stark gestiegenen Ölpreise. Daher ist die Hoffnung auf ein „Platzen der Spekulationsblase“ aussichtslos.
- Die Entwicklung der vergangenen Monate sehen die Autoren als Bestätigung der Studie „Die Zukunft der weltweiten Erdölversorgung“ der Energy Watch Group.

#### **Statement:**

Hauptziel der Untersuchung war es, die künftige weltweite Ölverfügbarkeit bis zum Jahr 2030 abzuschätzen. Hierzu wurden die grundsätzlichen Strukturen der Ölentdeckung und Ölförderung anhand umfangreicher statistischer Daten analysiert. Grundlage der Analyse bildeten begrenzt zugängliche Industriestatistiken zusammen mit öffentlich zugänglichen Informationen von Energieministerien und Ölfirmen sowie „weiche“ Informationen aus verschiedensten Quellen (z.B. Presseberichte der Firmen), um aktuelle Entwicklungen berücksichtigen zu können. Diese Informationen wurden genutzt, um für jede Region eigene Förderszenarien bis zum Jahr 2030 zu erstellen.

Wesentliche Aussage der Untersuchung ist, dass die weltweite Ölförderung am Fördermaximum ist (vermutlich hat sie dieses bereits überschritten) und die Ölverfügbarkeit bis zum Jahr 2030 auf etwa die Hälfte zurückgehen wird. Da der Eigenverbrauch der verbleibenden Ölexportstaaten weiterhin stark steigt, werden die weltweit verfügbaren Exportmengen vermutlich deutlich schneller zurückgehen als die Fördermengen, so dass für vom Import abhängige Staaten wie Deutschland möglicherweise überhaupt kein Öl mehr verfügbar sein wird.

Aus der Analyse der historischen Zeitreihe der regionalen Explorationserfolge lassen sich die Chancen für künftige Ölfunde mit großer Zuverlässigkeit abschätzen. Diese Methode wird auch von den Ölfirmen intern angewandt und zeigt, dass das meiste Öl in den Jahren 1960 bis 1970 gefunden wurde – in einer Zeit niedriger Ölpreise. Seitdem ist der Trend neuer Ölfunde rückläufig und die Menge der Neufunde liegt seit 1986 sogar unter der jährlichen Ölfördermenge. Damit ging eine Schere zwischen neuen Ölfunden und Ölförderung auf, die über die Jahre größer wurde. Inzwischen wird fast fünf mal so viel Öl pro Jahr verbraucht als neu entdeckt wird. Die Fortschreibung des Trends lässt erwarten, dass weltweit bis zum Jahr 2030 noch etwa 100 Milliarden Barrel/Fass (entspricht Gigabarrel bzw. Gb) Erdöl finden wird. Der Weltjahresverbrauch liegt heute bei 31 Gb.

Neben der Menge neuer Funde und der noch zu erschließenden bekannten Felder ist der Zustand der bereits fördernden Felder die wichtigste Einflussgröße für die Verfügbarkeit von Erdöl. Das typische Förderprofil lässt anfangs eine schnelle Förderausweitung zu. In der Lagerstätte steigt dabei der Wasserspiegel und der Druck sinkt, so dass nach einiger Zeit das Fördermaximum überschritten wird und danach die Fördermenge abnimmt. Der Verlauf des Förderrückgangs lässt sich nach Überschreiten des Fördermaximums gut prognostizieren. Das Aufsummieren der Förderverläufe aller Einzelfelder zeigt einen immer schnelleren Förderrückgang der regionalen Ölförderung. Dieser Förderrückgang muss durch den Anschluss neuer Ölfelder ausgeglichen werden. Wenn dies nicht mehr gelingt, weil die Region nicht mehr über eine genügend große Anzahl noch unerschlossener Ölfelder verfügt, oder weil deren Anschluss sich verzögert, so geht die Förderung der gesamten Region zurück.

In der mehr als 150-jährigen Geschichte der Erdölförderung hat sich durch die Beobachtung der einzelnen Regionen dieses Muster als typisch erwiesen, auch wenn in Einzelfällen besondere, meist äußere Einflüsse diesen Verlauf beeinflussen.

Die Gruppe der Staaten, die ihr Ölfördermaximum bereits überschritten haben, nimmt zu. Etwa seit dem Jahr 2000 hat die Gruppe aller Förderstaaten außerhalb OPEC und ehemaliger Sowjetunion ihre Gesamtförderung um etwa 5 Millionen Fass Tagesförderung reduziert. Dieser Rückgang geht vor allem auf die nachlassende Förderung in Großbritannien und Norwegen zurück, die seit 2000 um fast die Hälfte fiel.

Seit dem Jahr 2004 verstärkt das Überschreiten des Fördermaximums in Mexiko den gemeinsamen Förderrückgang.

Diesen Rückgang konnte die Förderausweitung in Russland zunächst ausgleichen. Doch seit 2005 nähert man sich auch dort der Zuwachsgrenze: Waren zwischen 1995 und 2005 noch jährliche Wachstumsraten zwischen 5 bis 10 Prozent zu erreichen, so schmolzen diese auf 1-2 Prozent in den vergangenen Jahren. Vorläufige Zahlen für die ersten Monate des Jahres 2008 deuten auf einen Rückgang der Förderung hin. Jüngste Äußerungen führender Vertreter der staatlichen Ölfirma Lukoil legen nahe, dass nun auch die russische Ölförderung ihr Maximum erreicht hat.

**Fazit der Studie:** Das Förderdefizit der Regionen, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, wird sich bis 2020 auf vermutlich 10-15 Gb summieren.

Somit müsste ein immer kleinerer Anteil von Staaten das immer größere Förderdefizit ausgleichen – oder sogar überkompensieren, sollte die weltweite Ölnachfrage zunehmen. Bei den meisten der verbleibenden Staaten, auf denen die Hoffnungen auf „mehr Erdöl“ ruhen, zeichnen sich große Probleme ab:

**Nigeria:** Bis vor wenigen Jahren galten die großen Reserven Nigeria's von über 35 Gb als Garant für noch lange steigende Ölförderung. In den Berechnungen der EWG-Studie wurden diese als Basis einer Förderausweitung noch bis zum Jahr 2013 genommen. Tatsächlich mehren sich die Anzeichen, dass die Förderung bis 2015 stattdessen um 30% fallen wird. Schon 2007 lag sie um 10% unter dem Wert des Jahres 2005. Begründet wird dies mit zu geringen Investitionen in die Ausweitung und Aufrechterhaltung der Förderung.

**Angola:** Im tiefen Meer vor Angola hofft man auf erhebliche Erdölfunde. In der EWG-Studie wird angenommen, dass bis 2025 noch etwa 5 Gb dort gefunden werden. Die Gesamtreserven würden eine Förderausweitung auf 2,8 Millionen Fass Tagesförderleistung bis 2019 zulassen. Tatsächlich jedoch belegen die jüngsten Förderzahlen und Äußerungen aus der Staatsfirma Sonangol, dass der Förderhöhepunkt mit 1,9 bis 2 Millionen Fass Förderleistung jetzt erreicht ist und spätestens ab 2015 die Förderung zurückgehen wird.

**Brasilien:** Auch vor der Küste Brasiliens wurden bereits große Ölfelder gefunden und werden weitere vermutet. In der EWG-Studie wird angenommen, dass dort bis 2020 die kumulierten Funde 40 Gb betragen werden. Aus der Analyse der Förderprofile der bereits fördernden und gefundenen Felder, sowie hypothetischer Funde, wird angenommen, dass sich dort die Förderung fast verdoppelt, von derzeit 1,8 Millionen bis 2018 auf 3 Millionen Fass Tagesförderung. Tatsächlich aber stagniert die Förderung und liegt heute kaum höher als bereits im April 2006.

**Golf von Mexiko:** Lange galt der Golf von Mexiko als wichtige Förderregion. Noch im Jahr 2002 wurde von der dort tätigen Industrie eine Verdopplung der Ölförderung bis 2005 prognostiziert. Tatsächlich ist die Förderung seit 2002 um 20 % zurückgegangen und liegt heute um 50% unter dem damals erhofften Wert.

**Kaspisches Meer:** Um das Jahr 2000 wurden dem Kaspischen Raum ein Erdölvorkommen wie in Saudi Arabien unterstellt. Die Hoffnungen beruhen jedoch auf wenigen Feldern, die zudem schwer erschließbar sind. In Aserbaidschan trägt vor allem ein Ölfeldkomplex, Azeri-Chirag-Gunaeshli, zur Ausweitung bei. Im Jahr 2009 oder 2010 wird dort eine maximale Förderung von 1-1,2 Millionen Fass Förderleistung erwartet, die bis 2020 deutlich absinkt.

Wichtigstes Projekt in Kasachstan ist das im Jahr 2000 entdeckte Feld Kashagan mit 10 – 13 Gb erhoffter Fördermenge. Verfolgt man die Historie der Erschließung, so zeigen sich aufgrund der enormen geologischen Schwierigkeiten (u.a. weitab jeder Infrastruktur, extrem Lagerstättendruck) systematische Verzögerungen, die eine deutliche Ausweitung in den kommenden Jahren nicht erwarten lassen. In den Berechnungen der EWG-Studie wurde deshalb eine Förderverdopplung in Kasachstan auf 2,6 Millionen Fass im Jahr 2016 angenommen, die bis 2020 weitgehend gehalten wird. Dem liegen erschließbare Reserven von 40 Gb zugrunde.

Ein nennenswerter Ausgleich des absehbaren Defizits könnte, wenn überhaupt, nur durch eine starke Förderausweitung in Saudi Arabien und der raschen Aufbereitung von Teersanden in Kanada und Venezuela erwartet werden. Doch auch hier bleibt die reale Entwicklung weit hinter den Hoffnungen der vergangenen Jahre zurück:

Die Förderung **kanadischer Teersande** und Aufbereitung zu synthetischem Erdöl erfordert hohe Investitionen, lange Vorlaufzeiten, sowie hohen Land-, Energie- und Wasserverbrauch und hat damit einen hohen Umweltpreis. Zudem begrenzen Beschränkungen dieser Ressourcen das Tempo des Ausbaus. Die Analyse aller bereits produzierender, in Bau befindlicher, genehmigter, offengelegter, beantragter und angedachter Projekte, zeigt, dass unter der optimistischen Annahme der Realisierung aller Projektideen bis zum Jahr 2020 etwa 6 Millionen Fass Tagesförderkapazität an Bitumen erreichbar sind, wovon mehr als die Hälfte im Tagebau erschlossen wird. Bis heute bleibt die reale Entwicklung deutlich hinter diesen Erwartungen zurück: So lag die Förderung mit 1,18 Mb/Tag im Jahr 2007 um 10 % niedriger als 2005.

Eine Schlüsselfunktion nimmt die künftige Ölförderung der zentralen OPEC Staaten, vor allem **Saudi Arabien**, ein. Die berichteten Reserven von 260 Milliarden Fass Öl würden theoretisch eine deutliche Förderausweitung zulassen. Allerdings gibt es erhebliche Zweifel an der Qualität dieser Daten, so dass man die Reserveannahmen eher auf die Hälfte dieses

Wertes reduzieren müsste. In der EWG-Studie rechnen wir mit 180 Gb. Die EWG-Studie zeigt, dass diese Reserven in bereits produzierenden und in noch nicht erschlossenen Felder keine große Ausweitung der Fördermenge mehr zulassen. Zusammen mit den anderen OPEC Staaten um den arabischen Golf wird ein künftiger Förderrückgang von im Mittel 1.5% jährlich bis 2015 errechnet, der sich in den darauf folgenden Jahren verstärkt. Bis 2030 wird die Förderung dieser Staatengruppe von heute fast 25 Millionen Fass pro Tag auf knapp 14 Millionen Fass pro Tag zurückgehen.

### **Internationale Erdölkonzerne**

Eine Untersuchung auf Konzernebene – welche die Förderdaten nicht Regionen sondern Firmen zuordnet und damit die Daten ergänzend kategorisiert – zeigt, dass auch die größten westlichen Ölfirmen in Summe bereits im Jahr 2004 mit etwa 14 Millionen Fass Tagesförderleistung den Höhepunkt erreicht haben. Bis Anfang 2008 ist deren Förderung auf 12,5 Millionen Fass gefallen.

### **Zusammenfassung**

Die EWG-Studie zeigt, dass es keine realistische Möglichkeit gibt, das Fördervolumen noch für längere Zeit deutlich auszuweiten. Vermutlich wird sich der beginnende Förderrückgang in den kommenden Jahren verstärken und die Weltölförderung bereits Ende des Jahres 2008 niedriger als in den Vorjahren liegen.

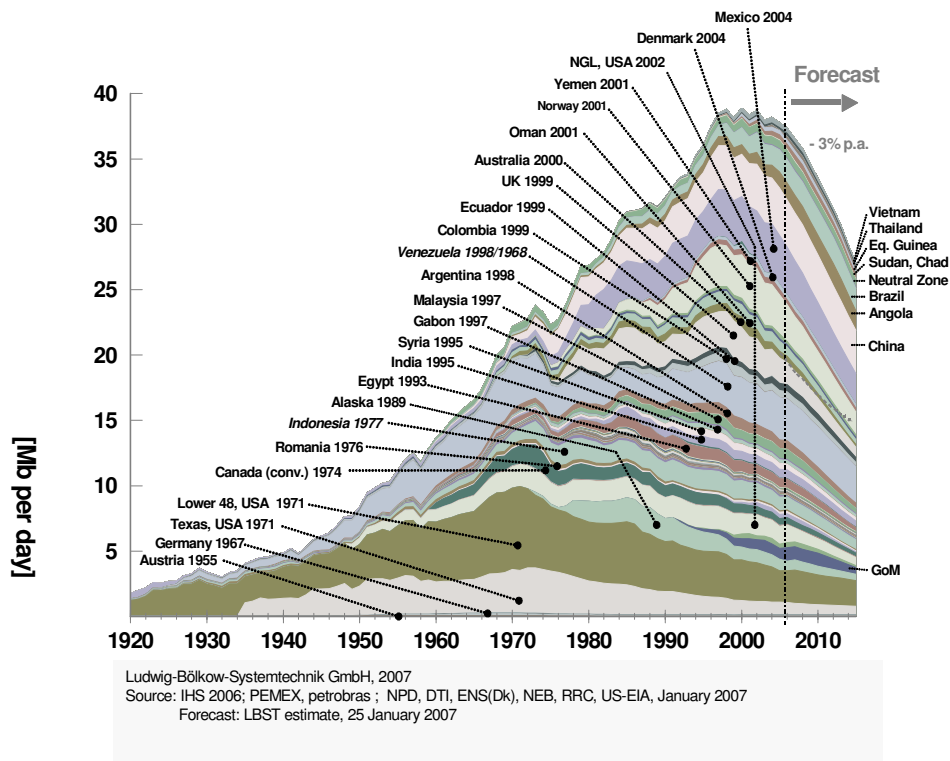
An vielen Beispielen kann man zeigen, dass moderne Fördermethoden (insbesondere Horizontalbohrungen und das frühe Einpressen von Gas oder Wasser) keinen nennenswerten Beitrag liefern können. Meist führt dies nicht zu einer vermehrten, sondern nur zu einer schnelleren Entnahme des Öls. Somit bestimmt deren Einsatz, ob das hohe Förderniveau mit viel Aufwand für kurze Zeit aufrechterhalten werden kann. Die Konsequenz ist allerdings, dass der nachfolgende Förderrückgang stärker ausfallen wird als ohne diese Methoden.

Die strukturellen Änderungen der Ölförderung spiegeln die immer ungünstigeren Förderbedingungen wieder. Daher verwundert es nicht, dass sich diese Veränderungen auch im Ölpreis niederschlagen: Etwa seit dem Jahr 2000 steigt er in einem Umfang, der alle Marktbeobachter völlig überrascht und zu immer neuen Begründungen animiert – einzig die Endlichkeit der Lagerstätten gilt als Tabu. Seit Dezember 1999 hat sich der Ölpreis von 10 US-Dollar pro Fass auf über 120 US-Dollar pro Fass verzehnfacht – allein in den ersten vier Monaten des Jahres 2008 verdoppelt.

Berücksichtigt man jedoch wie die Autoren der EWG-Studie die beginnende geologische Erschöpfung der Erdöllagerstätten, lassen sich die empirischen Beobachtungen ganz natürlich erklären. Die Entwicklung war und ist absehbar.

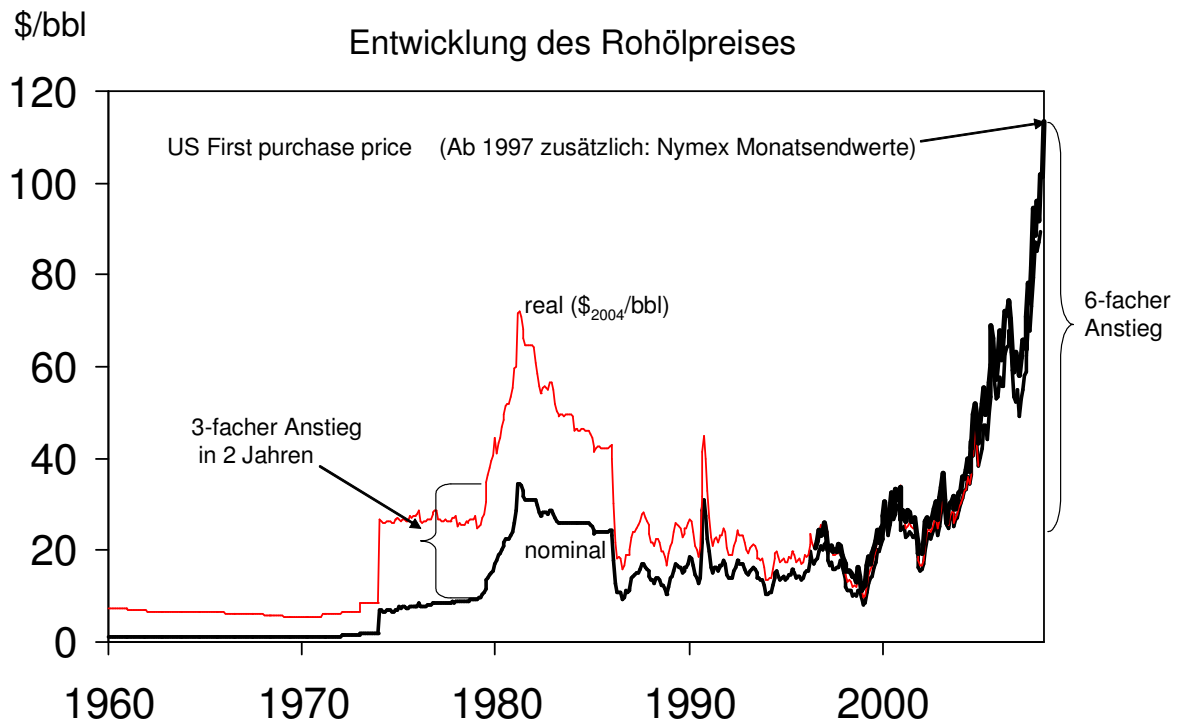
**Im folgenden werden anhand von Grafiken einige wichtige Aspekte exemplarisch erläutert:**

**Ölförderung ausserhalb der OPEC und der Transitionsstaaten**



(In der Studie Abb. 22)

- Die Grafik zeigt die Ölförderung der Staaten außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion in der Reihenfolge des Überschreitens des Fördermaximums. Am rechten Bildrand sind die Staaten aufgeführt die ihre Förderung evtl. noch ausweiten können.
- Um das Jahr 2000 haben diese Staaten das gemeinsame Fördermaximum überschritten. Insbesondere der Förderrückgang in Großbritannien, Norwegen und Mexiko trägt maßgeblich zu den sinkenden Fördermengen bei.
- Bis zum Jahr 2015 wird aus dieser Staatengruppe ein Förderrückgang von 10 – 15 Mb/Tag erwartet.

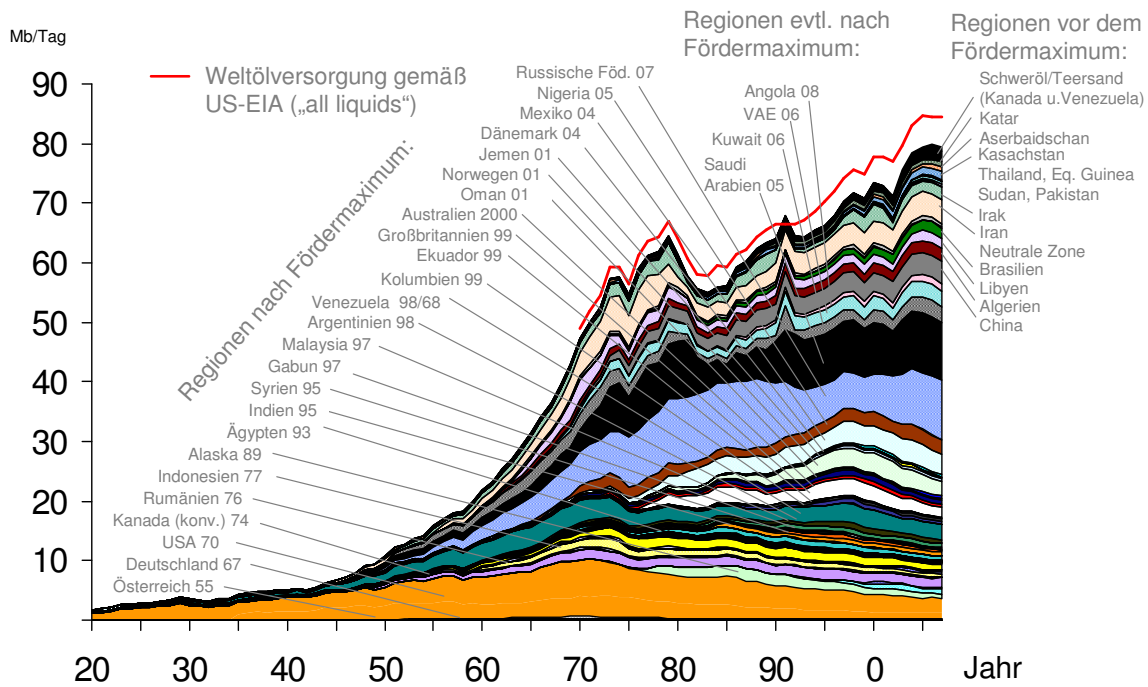


**Quelle:** Die Monatswerte des „US First Purchase Price“ wurde den Internetseiten des US DoE entnommen. Die Daten vor 1974 wurden durch Anpassung der Datensätze für 1974 aus BP Statistical Review of World Energy errechnet. Die Umrechnung in reale Preise erfolgte durch die LBST anhand von jährlichen Inflationsraten aus BP Statistical Review of World Energy. Die Nymex Monatsendwerte wurden [http://futures.tradingcharts.com/chart/CO/M/?saveprefs=t&xshowdata=t&xCharttype=b&xhide\\_specs=f&xhide\\_analysis=f&xhide\\_survey=t&xhide\\_news=f](http://futures.tradingcharts.com/chart/CO/M/?saveprefs=t&xshowdata=t&xCharttype=b&xhide_specs=f&xhide_analysis=f&xhide_survey=t&xhide_news=f) entnommen

(In der Studie nicht enthalten)

- Die Grafik zeigt die Entwicklung des Ölpreises seit 1960. Der Berechnung des realen Preises liegt die Preisbasis des Jahres 2004 zugrunde.
- Seit dem Jahr 2002 ist der Ölpreis etwa um den Faktor 6 angestiegen – das ist deutlich mehr als während der Ölpreiskrisen der Jahre 1973/74 und 1979-81
- Auffällig ist, dass der Anstieg des Ölpreises mit dem Überschreiten des Fördermaximums in den Regionen außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion zeitlich zusammentrifft.

## Die weltweite Ölförderung (Rohöl, Kondensat, NGL, Schweröl)



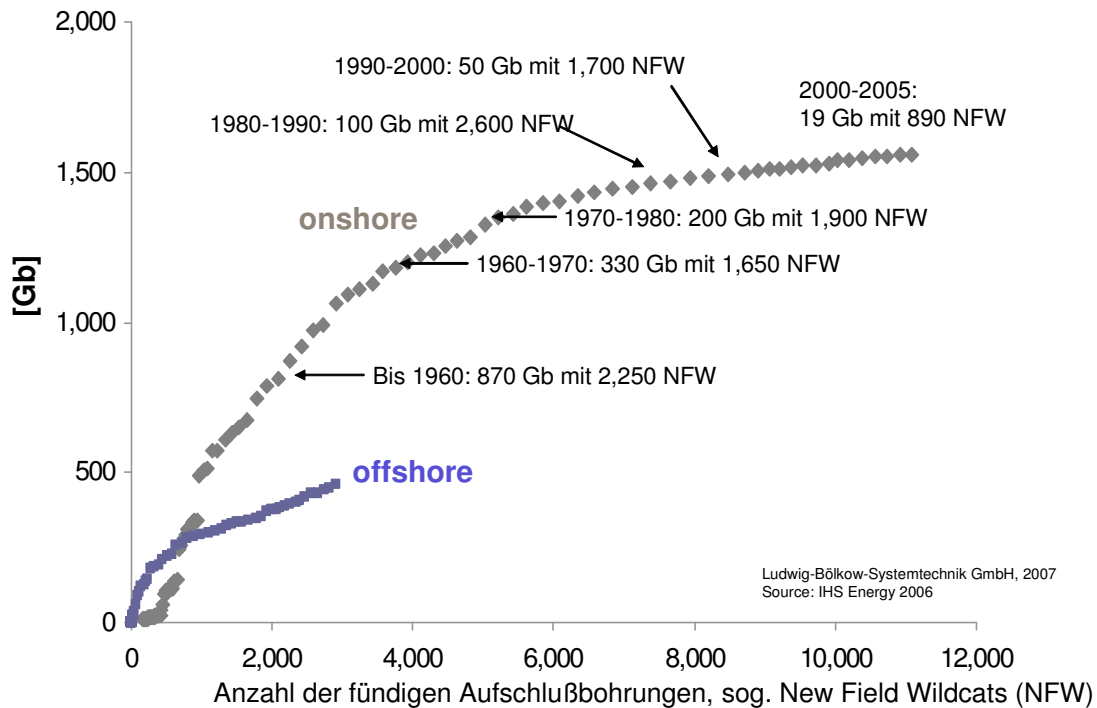
Datenquelle: historische Daten IHS-Energy 2006; soweit verfügbar, wurden Daten von Firmen und nationalen Institutionen benutzt (z.B. PEMEX, Petrobras ; Abare, NPD, DTI, ENS(Dk), NEB, RRC, US-EIA, Saudi Aramco, OPEC), Mai 2008  
Analyse und Daten für 2007 : soweit möglich auf obigen Quellen basierend, Werte für kleine Staaten geschätzt, LBST, Mai 2008

(In der Studie nicht enthalten)

- Der Förderrückgang der Staatengruppe nach dem Fördermaximum wurde von 1998 bis 2005 vor allem durch die mit 5 – 10 % p.a. steigende Förderung in Russland ausgeglichen.
- Seit zwei Jahren kann Russland kaum noch die Förderung ausweiten. Sobald sie dort zurückgehen wird – und das wird vermutlich bereits 2008 der Fall sein – wird Russland zusätzlich zum gemeinsamen Förderrückgang beitragen
- Auch die Ölförderung der zentralen Staaten am arabischen Golf (Saudi Arabien, Kuwait, Vereinigte Arabische Emirate) hat seit 2006 nachgelassen. Es gibt deutliche Hinweise darauf, dass dieser Förderrückgang nicht freiwillig, sondern durch die beginnende Erschöpfung der großen Felder erzwungen war.
- Auch die Amerikanische Energiebehörde zeigt in den vorläufigen Zahlen für 2007, dass die Förderung 2007 niedriger als im Jahr 2006 war (rote Kurve in der Abbildung).
- Die Diskrepanz zwischen den nationalen Förderdaten und den Weltförderdaten der US-EIA (amerikanische Energiebehörde) ist durch zusätzliche Ölproduktion aus Kohle und Gas sowie statistische Differenzen unterschiedlicher Datensätze bedingt.



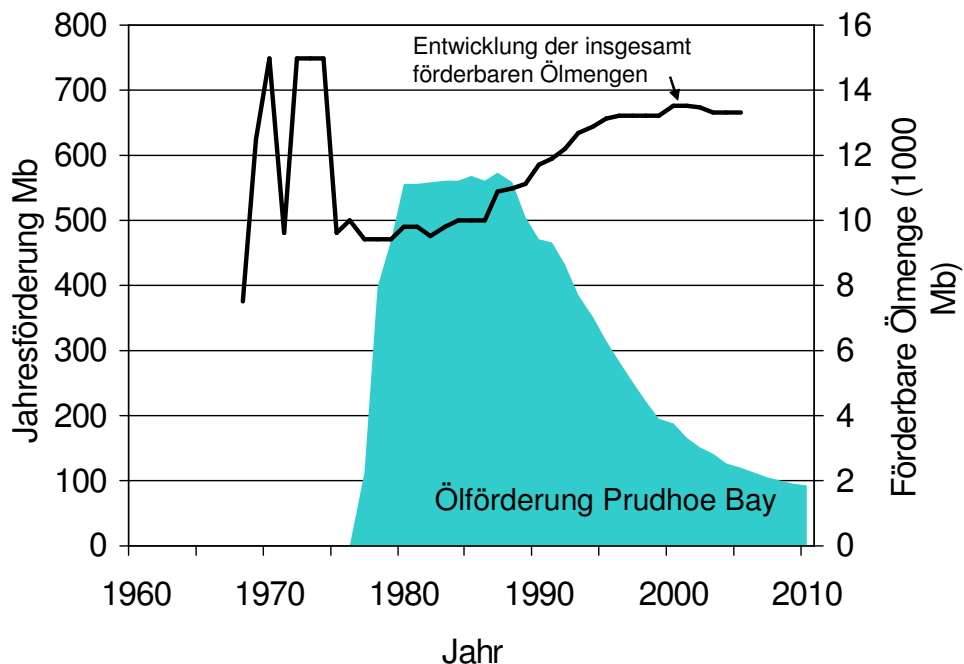
## Entdeckung von Erdöl und Anzahl der fündigen Aufschlußbohrungen



(In der Studie Abb. 17)

- Die Grafik zeigt die immer geringeren Erfolge bei der Suche neuer Ölfelder.
- Bis 1960 wurde pro Aufschlußbohrung (New Field Wildcat) im Mittel etwa vierzig mal mehr Öl gefunden als in den Jahren seit 2000.
- Dies illustriert die steigenden Kosten bei der Suche nach Erdöl, aber auch die geringer werdenden Erfolge bei der Suche nach neuem Erdöl
- Einzig im tiefen Meer (offshore) liegt die Erfolgsrate noch etwas höher. Allerdings ist der Anteil der Ölfunde im Meer deutlich geringer als auf dem Festland

Größtes Ölfeld Nordamerikas, Prudhoe Bay  
Die Ölförderung geht zurück ungeachtet steigender Reserven

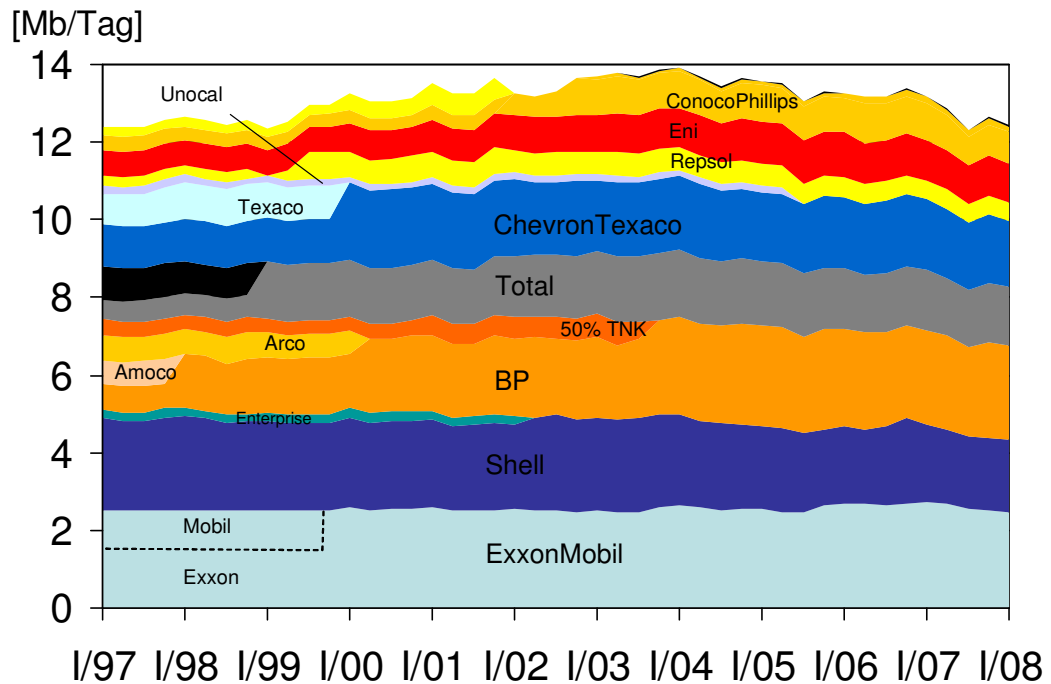


Quelle: Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas  
2006 Annual Report and Jeremy Gilbert, BP

(In der Studie nicht enthalten)

- Die Grafik zeigt den Zusammenhang der Höherbewertung des Ölinhalts eines Feldes im Zuge der fortschreitenden Erschließung am Beispiel des größten Ölfeldes der USA, Prudhoe Bay.
- Die Geologen hatten das Feld ursprünglich auf eine Größe von 15 Gb (nachgewiesener und wahrscheinlicher Reserve) geschätzt.
- Zu Beginn der Ölförderung wurde dieser Wert auf etwa 9 Gb nachgewiesener Reserve reduziert. Dieser Wert wurde auch in den Berichten der Ölfirma BP veröffentlicht.
- Nach Überschreiten des Fördermaximums mussten stetig neue Förderbohrungen getätigt werden. Damit wurden weitere Teile des Feldes zugänglich und die insgesamt erschließbaren nachgewiesenen Reserven wurden laufend erhöht, bis sie fast dem ursprünglich bekannten Wert der „nachgewiesenen und wahrscheinlichen“ Wert nahe kommen.
- Diese Höherbewertung der Ölreserven hatte keinen Einfluss auf das künftige Förderprofil, die Förderung nahm von Jahr zu Jahr ab.

## Ölförderung der acht größten privaten westlichen Ölfirmen

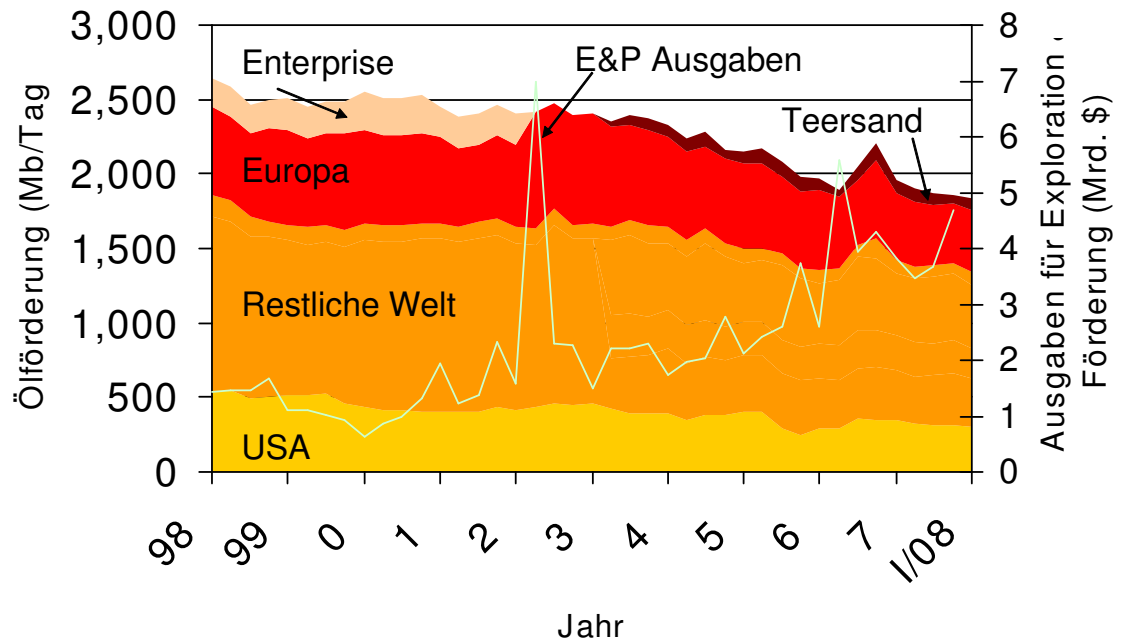


Quelle: Quartalsberichte der Ölfirmen, Mai 2008

(In der Studie Abb. 46)

- Die großen westlichen Ölfirmen haben in Summe ihr Fördermaximum Anfang des Jahres 2004 überschritten. Seit dieser Zeit ist die Förderung um mehr als 10 Prozent zurückgegangen
- Durch Firmenaufkäufe und Zusammenschlüsse verblieben von 17 Firmen des Jahres 1997 noch acht Firmen, die heute nicht mehr Öl fördern als damals alle 17 Firmen.
- Allein der neueste Quartalsbericht (I/2008) der Firma ExxonMobil weist aus, dass dort innerhalb eines Jahres die Ölförderung um etwa zehn Prozent zurückgegangen ist.

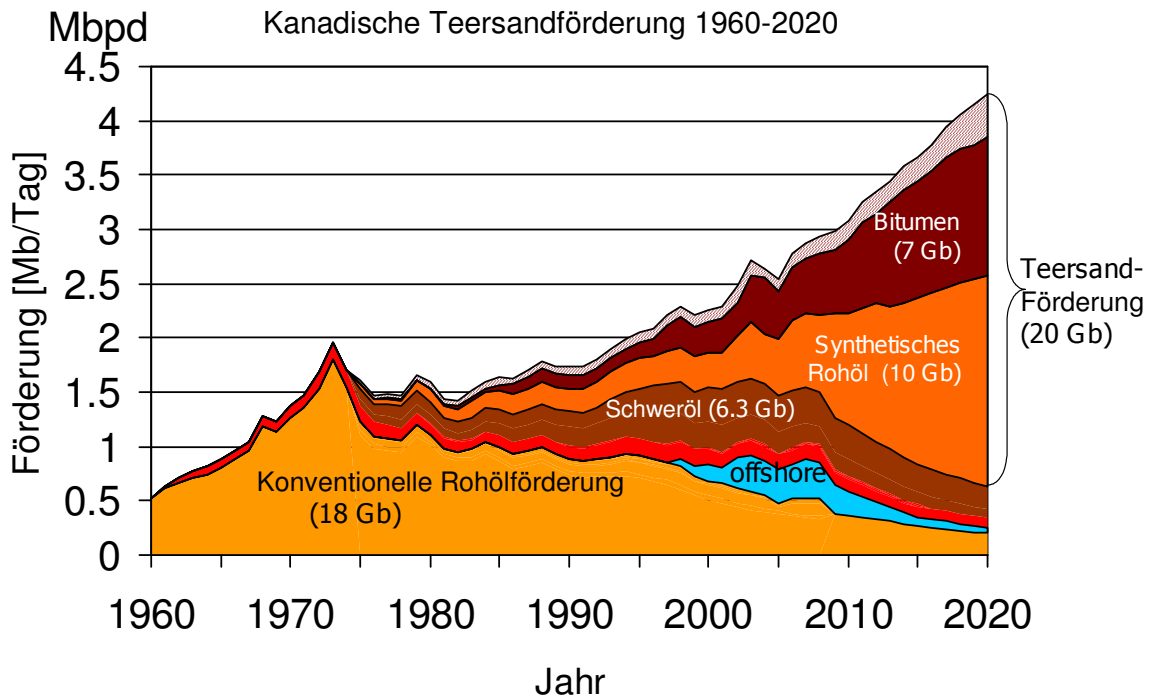
## Ölförderung der Firma Shell



Quelle: Quartalsberichte, Shell

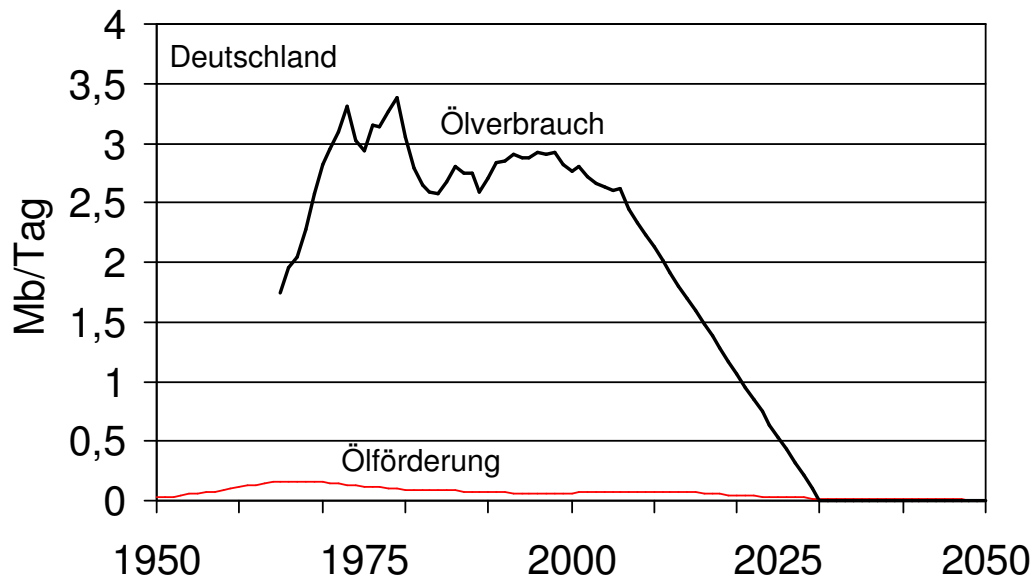
(In der Studie Abb. 48)

- Insbesondere die Firma Shell musste seit 1998 ihre Förderung um fast 30 Prozent reduzieren, ungeachtet steigender Ausgaben für Ölsuche und Ölförderung (E&P Expenses).
- Das Engagement in der Teersandförderung (Bitumen) kann diesen Förderrückgang keineswegs ausgleichen



(In der Studie Abb.31)

- Die Grafik zeigt die Ölförderung in Kanada, aufgeteilt in konventionelle Rohölförderung, Förderung im Meer (offshore), Flüssiggasförderung, Schwerölförderung, und Förderung von Teersand (unterteilt in Rohbitumen, zu synthetischem Rohöl aufbereitetem Bitumen und Verluste).
- Die Ausweitung der Teersandförderung wird zum Teil durch den Rückgang der konventionellen Ölförderung ausgeglichen.



(In der Studie nicht enthalten – die Projektion der Ölimporte, d.h. Ölverbrauch abzüglich Ölförderung, beruht auf Abschätzungen der LBST)

- Die Grafik zeigt die Ölförderung in Deutschland und den Verbrauch. Die Ölimporte ergeben sich als Differenz.
- die Tatsache, dass wegen des steigenden Eigenverbrauchs der wenigen verbleibenden Ölexportstaaten die auf dem Weltmarkt verfügbaren Ölmengen schneller als die Förderung abnehmen, kann bedeuten, dass z.B. ab 2030 für Deutschland keine nennenswerten Ölimporte mehr realisierbar werden
- Die Projektion der Ölimporte beruht auf Abschätzungen der LBST.