

# **Der Countdown zum Ölfördermaximum hat begonnen – und wie die wichtigsten internationalen Energiebehörden damit umgehen**

W. Zittel, J.Schindler, L-B Sytemtechnik GmbH, Juni 2004

## **1. Einleitung**

Die weltweite Ölversorgungslage ist in eine neue Phase eingetreten: Der zunehmende Nachfragedruck, Besorgnisse über die Sicherheit der Ölversorgung in wichtigen Ölförderländern, spekulative Elemente, aber vor allem deutliche Indizien für Begrenzungen auf der Angebotsseite sorgten im vergangenen halben Jahr für unerwartete und hohe Preissteigerungen. Angesichts einer offensichtlich immer schwieriger werdenden Ausweitung der Förderung ist es fast schon belanglos, ob das Fördermaximum schon erreicht wurde oder ob eine Erhöhung der Förderung „nur“ nicht mehr mit der steigenden Nachfrage Schritt halten kann.

Die Welt nähert sich dem Zeitpunkt, an dem sich die unterschiedlichen von „Optimisten“ und „Pessimisten“ geprägten Weltbilder klarer entscheiden lassen werden. Nach herrschender Lehrmeinung der (häufig ökonomisch geprägten) „Optimisten“ werden die steigenden Preise dafür sorgen, dass die Ölexploration und die Förderung schnell ausgeweitet werden und es dadurch in naher Zukunft zu einer Entspannung am Ölmarkt kommen wird. Im Gegensatz dazu befürchten die (von geologischen Analysen geprägten) „Pessimisten“, dass es zunehmend schwieriger werden wird, den Nachfrageanstieg durch ein entsprechend steigendes Angebot auszugleichen. Dieser Einschätzung zufolge wird bald die Förderung nicht mehr dem Bedarf folgen können und nach einer kurzen Phase der Stagnation unausweichlich zurückgehen.

Viele Indizien, die in den vergangenen vier Jahren beobachtet werden konnten, stützen die Sichtweise der „Pessimisten“ und nicht die der „Optimisten“.

In diesem Papier wird die aktuelle Weltölversorgungslage am Anfang nur kurz skizziert, da die Indizien mittlerweile so eindeutig sind.

Es folgt dann eine ausführliche Auseinandersetzung mit den Argumentationen der „Optimisten“. Wir halten das deswegen für wesentlich, weil die originalen Arbeiten zwar oft mit ihren zentralen Aussagen zitiert werden, aber diese in den meisten Veröffentlichungen nicht durch eine kritische Analyse begleitet werden. Die Schlüssigkeit der Argumentationen wird nicht hinterfragt, insbesondere dann nicht, wenn sie von Institutionen kommt, denen eine große Autorität zugeschrieben wird.

## **2. Die aktuelle Ölversorgungslage**

### **2.1 Grundsätzliche Aspekte**

Die schematischen Phasen der Erschließung von Erdöl lassen sich durch das folgende Muster beschreiben:

In der Frühphase der Ölsuche findet man die großen und leicht zugänglichen Ölfelder und man beginnt diese zu erschließen. Mit zunehmender Übung lernt man die Lage von Ölfeldern besser zu erkennen. Dem folgt ein Boom, in dem immer neue Felder zunächst in den Ursprungsregionen, später weltweit erschlossen werden. Dabei werden die schlechter zugänglichen Gebiete erst angegangen, wenn in den leicht zugänglichen Gebieten nicht mehr genügend neues Öl gefunden wird. Da niemand Öl sucht, um es nicht auch zu fördern, folgt meist bald nach dem Finden auch der Anschluß der Felder.

Mit zunehmender Ausbeutung läßt der Förderdruck in einem Ölfeld nach. Nach einiger Zeit beginnt die Förderrate zurückzugehen. Diesen Verlauf kann man in gewissem Rahmen noch beeinflussen: Indem man Gas oder Wasser einpresst, das Öl erhitzt oder die Oberflächenspannung mit Chemikalien reduziert, kann man den Rückgang der Förderrate etwas verzögern oder reduzieren.

In jeder Region wird man zuerst die großen Felder erschließen und danach erst die jeweils kleineren. Sobald die ersten großen Felder einer Region das Fördermaximum überschritten haben, muß zunehmend in neue, in der Regel kleiner werdende Felder investiert werden, um den einsetzenden Förderrückgang der Produktionsbasis zu kompensieren. Ab da wird es zunehmend schwieriger, die Geschwindigkeit der Förderausweitung aufrechtzuerhalten. Ein Wettlauf setzt ein, der sich wie folgt beschreiben läßt: Immer mehr große Ölfelder lassen in der Förderrate nach. Dieser Ausfall muss durch den Anschluss einer größeren Anzahl kleinerer Felder ersetzt werden. Diese kleineren Felder aber erreichen schneller ihr Fördermaximum und tragen danach zum allgemeinen Förderrückgang bei. Damit wird das Förderprofil der Region, das sich aus der Addition der Förderprofile der einzelnen Felder ergibt, immer „schiefer“, der Förderrückgang der in Summe angeschlossenen Felder wird immer steiler. Dieser Rückgang muß dann durch den noch schnelleren Anschluß noch kleinerer Felder kompensiert werden.

Damit läßt sich das Muster wie folgt charakterisieren: Die Ausweitung der Ölförderung wird stetig schwieriger, sie erfolgt immer langsamer und zu steigenden Kosten, solange bis die Industrie nicht mehr genügend schnell neue Felder anschließen kann. Dann wird die Förderung kurzzeitig stagnieren und anschließend beginnen zurückzugehen.

Dieses Muster kann man sehr gut in einzelnen Förderregionen beobachten. Doch manchmal wurde dieses allgemeine Verhaltensmuster auch durchbrochen: entweder

weil aus politischen Gründen die beschleunigte Erschließung einer „günstigen“ Region verwehrt war, oder weil große Überkapazitäten herrschten, so dass die Förderung über längere Zeit gedrosselt wurde. Je mehr die Überkapazitäten jedoch abgebaut wurden, desto enger folgt der Verlauf der Ölförderung dem beschriebenen Muster.

In der mehr als 150 jährigen Geschichte des Ölförderns können wir einige wesentliche Trends erkennen:

- Die größten Ölfelder der Welt wurden alle vor mehr als 50 Jahren gefunden.
- Seit den 60er Jahren nehmen die jährlichen Ölfunde tendenziell ab.
- Seit 1980 übersteigt der jährliche Verbrauch die jährlichen Neufunde.
- Bis heute sind mehr als 42.000 Ölfelder bekannt, aber die 400 größten Ölfelder (1 Prozent) enthalten mehr als 75 Prozent allen bis heute gefundenen Öls.
- Die meisten dieser großen Ölfelder wurden ebenfalls vor mehr als 50 Jahren gefunden.
- Dem historischen Maximum der Ölfunde muss irgendwann ein Maximum der Ölförderung folgen.

Die einzig spannende Frage hierbei ist, wie nahe wir uns an diesem Fördermaximum bereits befinden.

## **2.2 Die Staaten außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion**

Weltweit fand die Erschließung der unterschiedlichen Regionen in unterschiedlichem Zeitrahmen und mit wechselnder Geschwindigkeit statt, so dass wir heute ein Bild von Förderregionen in unterschiedlichen Entwicklungsstadien haben und damit die im vorhergehenden Abschnitt dargestellten einfachen Überlegungen durch viele Beispiele gut bestätigen können.

Beschränkt man sich auf die Regionen außerhalb der ehemaligen Sowjetunion und außerhalb der OPEC, so kann man festhalten, dass deren Förderung in Summe bis etwa zum Jahr 2000 anstieg, aber seit dieser Zeit stagniert. Eine Detailanalyse der einzelnen Regionen zeigt, dass die meisten ihr Fördermaximum bereits überschritten haben und nur ganz wenige Staaten in der Lage sind, die Förderung noch auszuweiten. Hierzu gehören vor allem Brasilien und Angola.

Entscheidend für die Stagnation der Ölförderung in dieser Staatengruppe war das Erreichen des Ölfördermaximums der Nordsee, das etwa im Jahr 2000 erfolgte (Großbritannien im Jahr 1999 und Norwegen im Jahr 2001 [1]). Die Ölförderung auf dem Festland stagnierte bereits wesentlich früher und geht seit Mitte der 90er Jahre

zurück. Dies konnte durch die schnelle Erschließung der Meeresvorkommen ausgeglichen werden, die heute fast 50% des Förderanteils an der Summe dieser Staaten ausmachen. An der offshore Förderung selbst hat die Nordsee wiederum einen Anteil von fast 40%. Daher war das Überschreiten des Fördermaximums der Nordsee entscheidend für das Eintreten der Stagnation. Dieser Förderrückgang konnte nicht mehr durch den schnelleren Anschluß neuer Felder in den weniger werdenden verbleibenden Regionen überkompensiert werden – er konnte gerade noch für ein paar Jahre ausgeglichen werden [2].

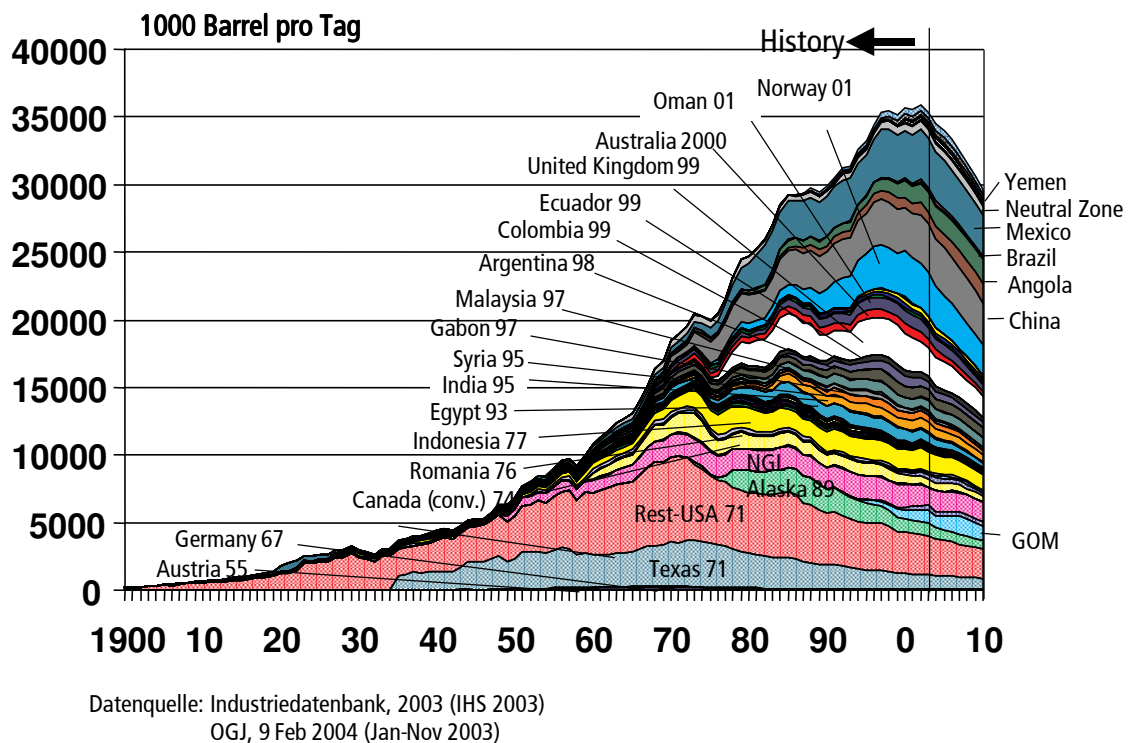
Einen großen Einfluss auf die weitere Entwicklung wird haben, wann die Förderung aus dem weltgrößten offshore Feld (Cantarell) in Mexiko zurück gehen wird. Das 1978 gefundene Feld trägt noch heute mit einem Drittel zur mexikanischen Förderung bei. Es befindet sich seit einigen Jahren am Maximum und nur durch das aufwändige Einpressen von Stickstoff kann die Förderrate noch gehalten werden. Die jährlich in das Feld eingebrachte Stickstoffmenge hat den Weltjahresverbrauch verdoppelt. Optimisten gehen davon aus, dass das Feld noch bis etwa 2010 auf dem heutigen Niveau produzieren wird, andere sehen den Förderrückgang jedoch deutlich früher. Unabhängig davon verschlechtert sich jedoch die Qualität des geförderten Öls in Mexiko stetig. Heute ist der Leichtölanteil nur noch halb so groß wie im Jahr 1997 [3].

Diese stetige Qualitätsverschlechterung des geförderten Öls findet in fast allen Regionen jenseits des Fördermaximums statt und bildet eine zusätzliche qualitative Herausforderung an die bestehenden Infrastrukturen: Raffinerien müssen zunehmend mit schlechter werdendem Öl gefahren werden. Das Angebot an schlechten Ölsorten steigt und das Angebot an guten Qualitäten sinkt – auch das löst einen Preisdruck auf die verbleibenden guten Ölsorten aus.

Besonders interessant ist das Beispiel Indonesien, das als einziges OPEC-Land hier in diese Staatengruppe aufgenommen wurde, da es vermutlich bald die OPEC verlassen wird – im März 2004 wurde erstmals mehr Öl importiert als exportiert wurde [4].

Die Ölförderung in den Regionen nach dem Fördermaximum läßt sich mit einiger Sicherheit für die kommenden 10 Jahre prognostizieren. Wenn man unterstellt, dass die verbleibenden Hoffnungsträger (Angola, Brasilien, Golf von Mexiko) ihre Ölförderung bis zum Jahr 2010 noch deutlich ausweiten können (wie es die optimistischen Prognosen der dort tätigen Ölfirmen erwarten lassen), so wird dennoch die Ölförderung dieser Staatengruppe in Summe um etwa 7–8 Mio. Barrel Tagesförderung bis zum Jahr 2010 zurückgehen. Nicht berücksichtigt ist hierbei, dass (entgegen den obigen Annahmen) in Brasilien die Förderung nun schon 8 Monate in Folge zurückgeht und sich heute wieder auf dem Niveau von 2002 befindet, weil sich der Anschluß neuer Felder aus ökonomischen und technologischen Gründen verzögert hat [5].

Nachdem die Förderung beim konventionellen Öl zurückgeht kann diese Staatengruppe in Zukunft zusätzliche Beiträge nur aus nichtkonventionellen Ölvorkommen liefern. Nichtkonventionelle Ölsande in Kanada und Venezuela werden dazu etwa 1–1,5 Mio. Barrel beitragen können, vorausgesetzt die Ausbaupläne der Firmen werden ohne weitere Verzögerungen umgesetzt.



**Bild:** Die Ölförderung der Staaten außerhalb der OPEC und der ehemaligen Sowjetunion

### 2.3 Die ehemalige Sowjetunion

Die Ölförderung der Sowjetunion erreichte Ende der 80er Jahre ein Förderplateau von über 12 Mio Barrel/Tag und sank danach innerhalb von 5 Jahren um fast 50% ab. Das Überschreiten des Fördermaximums Ende der 80er Jahre war von westlichen Experten aufgrund der Erschöpfung der größten Ölfelder erwartet worden [6]. Allerdings fiel der Förderrückgang während der Wirren des ökonomischen Zusammenbruchs wesentlich stärker als erwartet aus. Daher konnte sich nach der Privatisierung der Ölwirtschaft die Förderung in Rußland nochmals erholen und in den vergangenen 5 Jahren teilweise mit zweistelligen Zuwachsraten steigen. Aber der „Investitionsstau“ der 90er Jahre ist inzwischen abgebaut, die leicht erschließbaren Felder sind angeschlossen und der technologische Nachholbedarf ist weitgehend abgeschlossen.

Jetzt hat erstmals der Chef der russischen Energieagentur, Sergei Oganessian, eingeräumt, dass die Zuwachsraten der vergangenen Jahre nicht mehr wiederholt werden können und dass im Jahr 2005 die Förderung vermutlich stagnieren oder sogar zurückgehen werde [7].

Doch trotz dieses starken Zuwachses der russischen Förderung blieb der Ölpreis in dieser Zeit weiter unter Druck – er stieg langsam aber stetig und überstieg zuletzt kurzzeitig sogar die 40 \$ Marke. Die Förderzuwächse in Russland wurden eben durch den unausweichlichen Förderrückgang in anderen Regionen und den zunehmenden Nachfragedruck kompensiert.

Die zwei weiteren wichtigen Förderregionen der ehemaligen Sowjetunion liegen in Aserbaidschan und in Kasachstan.

Aserbaidschan ist die weltweit älteste Förderregion. Sie erreichte höchste Förderraten bereits vor 40 Jahren. Heute besteht eine Hoffnung für eine Förderausweitung nur noch im offshore Bereich. Hier ist vor allem der Feldkomplex Azeri-Chirag-Guneshli zu nennen. Der schwierig zu erschließende Tiefseebereich wird vermutlich im Jahr 2008 oder 2009 bei etwa 1 Mio. Barrel Tagesförderung sein Maximum erreichen, bevor die Förderrate dann innerhalb von 10 Jahren fast vollständig zurückgehen wird. Die Gesamtförderung der Region wird jedoch deutlich weniger zunehmen, da aus dem Feld Azeri-Chirag-Guneshli heute bereits etwa 150.000 Barrel/Tag gefördert werden und in Zukunft die Förderrate aus anderen Feldern deutlich nachlassen wird [8].

Einige Jahre lang galt Kasachstan als ein potenzielles Gegengewicht zu Saudi Arabien. Heute weiß man, dass diese Hoffnungen maßlos übertrieben waren. Sie wurden genährt von Spekulationen der US Bundesbehörde „EIA“, wonach in der Region um das Kaspische Meer Öl- und Gasreserven von bis zu 300 Gigabarrel Öläquivalent vermutet wurden. Realistisch dürften etwa 45 Gigabarrel Erdöl in Kasachstan zu fördern sein, etwa die Hälfte des Potenzials ist bereits erschlossen [9].

Große Hoffnungen in Bezug auf die künftige Ausweitungen der Förderung werden auf drei Felder gesetzt: Tengiz, Kamchagarak und Kashagan. Alle drei Felder enthalten stark mit Schwefel angereichertes Erdöl, dessen Erschließung die Umwelt gefährdet und teuer ist. Tengiz und Kamchagarak liefern seit einigen Jahren Öl (allein im Feld Tengiz werden täglich etwa 4500 Tonnen Schwefel aus dem Öl abgetrennt und die Umwelt gefährdend in der Umgebung gelagert [10]), doch verläuft die Förderausweitung schleppend und gegenüber den ursprünglichen Plänen verzögert. Im Jahr 2000 wurde das dritte große Ölfeld, Kashagan, gefunden. Es soll ab 2006 zu einer spürbaren Förderausweitung beitragen. Doch größte Zweifel sind hier angesagt. Hoher Schwefelgehalt, hoher Lagerstättendruck von um die 1000 bar und eine ungünstige geografische Lage weitab jeder Infrastruktur machen dessen

Erschließung teuer und schwierig. Es ist sicher kein Zufall, dass zwei der großen an der Entdeckung des Feldes beteiligten Firmen (BP, Statoil) sich nach einer Analyse der ersten Probebohrung aus dem die Erschließung betreibenden Firmenkonsortium zurückgezogen haben – nach außen wurde kommuniziert, dass die Firmen internen Kriterien für eine Erschließung nicht erfüllt seien [11].

Aserbaidschan und Kasachstan können ihre Förderrate bis zum Jahr 2010 vermutlich verdoppeln – von 1,3 Mio. Barrel/Tag auf 2,5-2,6 Mio. Barrel/Tag - aber mehr zu erhoffen erscheint unrealistisch.

Gemäß dieser Einschätzung kann die gesamte Region ihre Förderung über die kommenden Jahre wohl noch ausweiten, aber die von vielen erhoffte ganz große Ausweitung wird das nicht werden. Wenn in Summe 2-3 Mio. Barrel/Tag bis zum Jahr 2010 hinzu kommen, dann ist das vermutlich bereits hoch gegriffen.

## **2.4 Die OPEC-Staaten**

Fasst man die bisherigen Analysen zusammen, so ergibt sich folgendes Zwischenergebnis: Dem erwarteten Förderrückgang in den eingangs erwähnten Staaten steht eine denkbare Förderausweitung in Russland und am Kaspischen Meer gegenüber aber es verbleibt noch eine Lücke von 3-5 Mio. Barrel Tagesförderung, um die Weltölförderung bis zum Jahr 2010 auf konstantem Niveau zu halten. Diese Lücke müsste von den OPEC Staaten geschlossen werden. Sollte die Welt darüber hinaus zusätzliches Öl verlangen, so müßte dieses Öl ebenfalls aus den OPEC Staaten kommen.

Gängige Meinung ist, dass dies für die OPEC kein Problem darstellt. Jedoch eine Förderausweitung von 3-5 Mio. Barrel innerhalb weniger Jahre ist sehr wohl ein Problem. Insbesondere da inzwischen weitgehend akzeptiert ist, dass – abgesehen vom Irak, der auf absehbare Zeit nicht als berechenbarer Ölproduzent angesehen werden kann – nur noch Saudi Arabien in der Lage sein soll, seine Ölförderung deutlich auszuweiten. Das würde für Saudi Arabien eine Ausweitung seiner Förderung um fast 40% innerhalb ganz weniger Jahre bedeuten. Das ist auch für ein Land, das in Öl schwimmt, ein sehr ehrgeiziges Ziel.

Zudem hat sich in den letzten Jahren zunehmend der Verdacht verstärkt, dass die Bedingungen für die Ölförderung in Saudi Arabien nicht mehr so favorabel sind, wie gemeinhin angenommen wird, und auch dort zunehmend schwieriger werden. Eine Schlüsselrolle für die Ölförderung in Saudi Arabien kommt dem weltgrößten Ölfeld Ghawar zu. Dieses Feld wurde 1948 entdeckt und fördert seit mehr als 50 Jahren Öl. Man weiß, dass inzwischen mehr Wasser in das Feld gepumpt wird als Öl entnommen wird und es scheint absehbar, dass dort die Förderrate bald zurückgehen wird. Sicher ist jedenfalls, dass dieses Feld nicht mehr zu einer Ausweitung der Förderung von Saudi Arabien beitragen kann [12].

Inzwischen gibt es eine Diskussion, ob Saudi Arabien überhaupt noch in der Lage ist, seine Förderung auszuweiten. Angestossen wurde sie im Frühjahr dieses Jahres von Matthew Simmons, einem amerikanischen Investmentbanker, der nach eingehendem Literaturstudium, vielen Befragungen von vor Ort tätigen Ingenieuren und einer Besichtigung der Ölindustrie heftig bezweifelt, dass Saudi Arabien seine Förderung noch deutlich ausweiten kann.

Diese Diskussion hat auch Verantwortliche der Staatsfirma Saudi Aramco auf den Plan gerufen. Doch deren Ausführungen haben eher dazu beigetragen, schlimme Befürchtungen zu schüren anstatt die Welt zu beruhigen. Zunächst wurde von Saudi Aramco eingestanden, dass die alten großen Ölfelder deutliche „Decline“-Raten aufweisen, Abqaiq ist bereits zu 73% und Ghawar zu 48% erschöpft [13]. Desweiteren wurde von Abdul-Baqi und Nansen Saleri bestätigt, dass die nachgewiesenen Reserven nicht - wie allgemein angenommen - 262 Gb betragen, sondern nur 130 Gb und dass weitere 130 Gb bereits als Reserve verbucht würden, weil sie vermutlich erschließbar seien [13]. Würde man hier dieselben Kriterien für Reserven anwenden, wie sie bei westlichen Firmen üblich sind, dann müßte die nachgewiesene Reserveangabe von Saudi Aramco um 50% abgewertet werden. Indirekt wird diese Abwertung von einem weiteren Saudi Aramco Manager bestätigt [14].

Darüber hinaus versuchten leitende Aramco Mitarbeiter in einer Antwort auf Simmons die Zweifler mit der Aussage zu beruhigen, dass man eine Förderung von 10 Mio. Barrel/Tag bis zum Jahr 2042 aufrecht erhalten könne, wobei die oben erwähnten 260 Gb als sicher erschließbare Reserve unterstellt wurden (was keineswegs so ist). Bei einer offensiveren Erschließung könne man unter Zugrundelegung dieser 260 Gb Reserve die Förderung bis zum Jahr 2016 auf 12 Mio. Barrel/Tag ausweiten und danach bis 2033 konstant halten [13]. Doch auch das ist wenig beruhigend angesichts der Projektionen der Internationalen Energieagentur, die damit rechnet, dass langfristig mehr als 20 Mio. Barrel/Tag zusätzlich aus dieser Region kommen sollen.

Die Analysen von Simmons [15] und anderen (z.B. Bakhtiari [16]) legen nahe, dass jetzt auch Arabiens Möglichkeiten, die Förderung auszuweiten, sehr schnell an Grenzen kommen werden.

## **2.5 Die Welt nähert sich der Stunde der Wahrheit**

Der jüngste Preisanstieg auf über 40 \$ je Barrel wurde durch die angekündigte Förderausweitung der OPEC-Staaten vorerst um ein paar Dollar gedrückt. Kurzfristig kann man die Preise mit etwas Rhetorik beeinflussen – aber sehr bald wird man auch Taten folgen lassen müssen. Jetzt wird sich sehr schnell zeigen, ob die pessimistischen Pessimisten recht behalten, die meinen, auch die OPEC sei an die

Grenzen ihrer Kapazität gestoßen, oder ob die Welt nochmals für ein paar Jahre hoffen darf.

Sollte die weltweite Ölförderung nochmals gesteigert werden können, so wird dies nur allzu gerne als Widerlegung der „Kassandras“ gewertet werden und als Beweis dafür, dass die Ölversorgung noch lange ausgeweitet werden kann. Angemessener wäre die Wahrnehmung, dass dann das verbleibende Öl umso schneller verbraucht sein wird und dass diese kurzfristig mögliche Steigerung das Abhängigkeitsniveau nur noch einmal erhöht, bevor dann von diesem erhöhten Niveau aus der um so steilere Abstieg erzwungen wird.

Angesichts der aktuellen Entwicklungen (und vor dem Hintergrund der vorgestellten Analysen) ist es lohnend, sich nochmals an die Kernthese der „Optimisten“ zu erinnern, die für mindestens die nächsten 20-30 Jahre keinerlei Probleme bei der Verfügbarkeit von Erdöl ausmachen können – abgesehen vielleicht von Preissteigerungen, die im Gegensatz zu früheren Analysen jetzt immerhin schon als Möglichkeit eingeräumt werden.

### **3. Kritik an USGS, US-EIA und IEA**

Die Analysen und Prognosen der amerikanischen Bundesbehörden für Rohstofffragen (US Geological Survey - USGS) und für Energie (US-Energy Information Administration - EIA), vor allem aber auch die der Internationalen Energieagentur (IEA) werden weithin zitiert, genießen hohe Glaubwürdigkeit und gelten als verlässliche Orientierung für die Zukunft. Gemein ist ihnen eine beruhigende Zukunftsschau, die den oben ausgeführten Analysen diametral widerspricht. Daher sollen sie an dieser Stelle einmal näher betrachtet werden.

Die amerikanische Bundesbehörde US Geological Survey gibt in unregelmäßigen Abständen Abschätzungen über die weltweit insgesamt verfügbaren Kohlenwasserstoff-Vorräte heraus. Anzumerken ist, dass diese Studien keinerlei Aussagen über künftige Fördermöglichkeiten machen.

Oft werden die Studien der USGS in sehr verkürzter Form zitiert, wobei alle Unsicherheiten und Randbedingungen unter den Tisch fallen. So verfahren auch die Energieagenturen IEA und EIA und verwenden die verkürzten Aussagen der USGS Studien als Basis für ihre optimistische Abschätzung der künftigen Fördermöglichkeiten.

#### **3.1 Die US Bundesbehörde US Geological Survey**

Die jüngste Ressourcenuntersuchung „US Geological Survey World Petroleum Assessment 2000“ wurde im Juni 2000 veröffentlicht [17]. Unabhängig vom Inhalt der Studie fällt zunächst die sie begleitende Öffentlichkeitsarbeit auf. So wurde bereits vorab in einer Presseerklärung Ende März 2000 das wesentliche Ergebnis verkündet, nämlich dass bisher das Potenzial für künftige Funde stark unterschätzt worden sei, und es noch sehr viel Öl zu finden gäbe [18]. Zufällig erschien diese Presseerklärung einen Tag vor einer entscheidenden OPEC-Sitzung, auf der über eine Erhöhung der Förderquoten verhandelt werden sollte – es war dies die Phase, als die Rohölpreise erstmals seit dem 1. Golfkrieg dramatisch zu steigen begannen.

Ebenfalls ungewöhnlich ist, dass zeitgleich mit der Veröffentlichung der Studie einer der Autoren (Les Magoon) auf der Internetseite der Bundesbehörde ein Poster mit dem Logo der USGS veröffentlichte, wo er vor dem großen „Rollover“ warnt. Das ist der Zeitpunkt, an dem der Ölmarkt sich von einem Nachfrage orientierten Markt – die Produzenten liefern das, was die Konsumenten brauchen – zu einem Produktions orientierten Markt – die Konsumenten müssen mit dem zufrieden sein, was die Produzenten liefern können – wandelt [19]. Dieser Zeitpunkt sei dann erreicht, wenn die weltweite Ölförderung nicht mehr ausgeweitet werden könne und beginne zurückzugehen. Die Auswertung vieler Analysen legt für Magoon den Schluss nahe, dass diesen Zeitpunkt keiner genau bestimmen kann, dass aber sehr wahrscheinlich das Fördermaximum irgendwann zwischen 2003 –2020 erreicht sei: „Nobody is sure,

but those willing to forecast say somewhere between 2003 and 2020. Most everybody seems to agree that it will most likely be within our lifetime, and possibly quite soon!“

Zur Illustration dieser Aussage wird als Grafik die von den „Pessimisten“ Colin Campbell und Jean Laherrere im Scientific American [20] veröffentlichte Förderkurve mit dem Maximum im Jahr 2003 verwendet und damit ungewöhnlich prominent unterstützt. Erst nach Protesten aus der Ölindustrie wurde auf dem Poster ein kleiner Vermerk angebracht, dass dies nicht die offizielle Meinung des USGS sei. Doch dessen ungeachtet ist diese Darstellung bis heute auf der USGS-Internetseite mit dem Logo der Bundesbehörde einsehbar. Damit kann eine gewisse Identifikation mit dem Inhalt nicht abgestritten werden.

In der einleitenden Zusammenfassung der Ressourcen-Untersuchung des Jahres 2000 fällt bereits eine Formulierung auf: „...die Studie hat die Größe von Erdöllakkumulationen abgeschätzt, die im Zeitraum 1995 – 2025 potenziell gefunden werden können“ („to assess resources ...which have the potential to be added to reserves...“[17]). Damit wird eindeutig ausgesagt, dass diese Ölfunde im Zeitraum 1995-2025 erwartet werden können. Bis heute ist fast ein Drittel dieses Zeitraums bereits verstrichen, so dass wir jetzt schon in der Lage sind, die Einschätzungen der Studie mit der Realität zu vergleichen.

Darüber hinaus ist die Formulierung: „to assess resources ... which have the potential to be added to reserves“ so weich und vage, dass es dem Leser überlassen bleibt, wie er das interpretieren soll.

In aller Kürze läßt sich das Ergebnis der Studie wie folgt zusammenfassen:

- Man könne außerhalb der USA in diesem Zeitraum mit 95% Wahrscheinlichkeit noch 334 Gb Öl finden, und mit 5% Wahrscheinlichkeit noch 1107 Gb. Mit aufwendigen Monte-Carlo Rechnungen wird daraus ein wahrscheinlicher Mittelwert („Mean“) von 649 Gb errechnet.
- Darüber hinaus können noch zwischen 95 Gb (5% Wahrscheinlichkeit) und 378 Gb (95% Wahrscheinlichkeit) Flüssiggase (sogenannte NGLs) gefunden werden.
- Im Unterschied zu älteren Analysen wird noch ein weiterer Faktor eingeführt, das sogenannte „Reservenwachstum“. Der Faktor für das „Reservewachstum“ wird ausgehend von den Erfahrungen der USA während der letzten Jahrzehnte auch für die nächsten 30 Jahre extrapoliert und dann auf die weltweiten Funde übertragen.

An der Methode des Höherbewertens bereits gefundener Reserven sind zunächst zwei Kritikpunkte anzubringen:

Das Reservewachstum der Vergangenheit beruht zum großen Teil auf der anfänglich deutlichen Unterschätzung der großen alten Felder. Diese waren so groß, dass man deren Größe nicht genau erkunden mußte, um eine Grundlage für die Rentabilität der Erschließung zu haben. Und sie sind teilweise so alt (bis zu 100 Jahren und mehr), so dass die Methoden der Reservoirschätzung damals noch sehr einfach und ungenau waren.

Heute fällt das Reservewachstum wesentlich geringer aus, teilweise, weil die Felder so klein sind, dass man strenger kalkulieren muss, aber auch, weil die modernen Erkundungsmethoden eine viel bessere Abschätzung zulassen als vor zig Jahren. In jüngerer Zeit kommt es öfter vor, dass Reserven eben auch nach unten anstatt nach oben korrigiert werden (wie jüngst das Beispiel Shell zeigte).

Der zweite Kritikpunkt betrifft die Tatsache, dass - für alle Fachleute bekannt - in den USA das Reservenwachstum in der Vergangenheit deutlich höher war als andernorts. Dies hängt vor allem mit den von der Börsenaufsicht SEC vorgegebenen Regeln zusammen, die zu Beginn der Erschließung eines Feldes eine sehr vorsichtige Bewertung erfordern, was praktisch immer zu einer „Unter“-Bewertung geführt hat.

Aus diesen Gründen kann dieses nur für den amerikanischen Kontext gültige Reservenwachstum der Vergangenheit weder auf die USA auch für die kommenden 30 Jahre extrapoliert werden noch erst recht nicht auf die gesamte Welt übertragen werden.

Doch einmal abgesehen von diesem wichtigen Aspekt ist es schon äusserst merkwürdig, dass eine geologische Behörde eine Abschätzung des geologischen Potenzials für Ölfunde abgibt und diese dann noch zusätzlich mit einem Wachstumsfaktor erhöht, der die wirtschaftlichen Regeln des „reserve reportings“ spiegelt (die sich ja nur innerhalb des geologisch möglichen bewegen können und nicht eine zusätzliche Realität darstellen ausserhalb der Geologie). Da werden unterschiedliche Kategorien der Reservenbewertung auf eine unsaubere Weise miteinander vermischt. Das Ergebnis kann keinesfalls als wissenschaftlich abgesichert bezeichnet werden und ist alles andere als vertrauenserweckend.

Für ein Gesamtbild der Ölressourcen der Welt müssen noch die Angaben für die USA hinzuaddiert werden. Hier stützt sich die USGS auf eine eigene Analyse aus dem Jahr 1996 [21], so dass insgesamt das Ergebnis der USGS lautet:

**Tabelle:** Ergebnisse der USGS-Studie, wieviel Öl man im Zeitraum 1995-2025 noch finden wird bzw. wie stark bereits gefundene Ölfelder noch höher bewertet werden [17]

<b>Funde</b>	5% Wahrscheinlichkeit	Mittelwert („Mean“)	95% Wahrscheinlichkeit
Erdöl (ohne USA)	1107	649	334
NGL (ohne USA)	378	207	95
Erdöl+NGL (USA)	104	83	66
<b>Summe</b>	<b>1589</b>	<b>939</b>	<b>495</b>
<b>Höherbewertung</b>			
Erdöl (ohne USA)	1031	612	192
NGL (ohne USA)	71	42	13
Erdöl+NGL (USA)	k.A. (76)	k.A. (76)	76
<b>Summe</b>	<b>1178</b>	<b>730</b>	<b>281</b>

Darüber hinaus werden in der Studie aus anderen Statistiken die bekannten verbleibenden Reserven und die bereits erfolgte kumulierte Förderung zitiert. Interessant ist hier vor allem, dass USGS die Reserven außerhalb der USA aus den Statistiken der Industriedatenbank (ehemals Petroconsultants, heute IHS-Energy) übernimmt. Genau auf dieser Datenbank aber baut auch Campbell seine Analysen auf.

**Tabelle:** Bis zum 1.1.1996 erfolgte kumulierte Förderung und verbleibende bekannte Reserven, wie sie in der USGS Studie nicht erhoben, aber zitiert werden.[17]

	Erdöl+NGL (USA)	Erdöl (ohne USA)	NGL (ohne USA)	<b>Summe</b>
kum. Förderung	171 Gb	539 Gb	7 Gb	<b>717 Gb</b>
Reserven	32 Gb	859 Gb	68 Gb	<b>959 Gb</b>

Aus diesen Zahlen errechnet USGS die insgesamt förderbare Ölmenge der Welt (Estimated Ultimate Recovery – EUR) im „mean Fall zu 3012 Gb, mit 95% Wahrscheinlichkeit zu 2269 Gb und mit 5% Wahrscheinlichkeit zu 3919 Gb.

Hinzu kommen zwischen 183 Gb und 324 Gb an Flüssiggasen außerhalb der USA. Für die USA sind sie in obiger Angabe bereits enthalten.

Um einen Einblick in die Methodik der Arbeit zu geben, sollen zwei Regionen im Detail betrachtet werden: die Falkland Inseln und das Meeresbecken östlich von Grönland.

Die größte noch zu findende Ölregion mit einem Potenzial, das so groß wie das der Nordsee sein soll, wird in der Studie östlich von Grönland gesehen. Dort sind gewisse geologische Ähnlichkeiten zum Shelf-Rücken vor Mittelnorwegen vorhanden, aber eben nur gewisse Ähnlichkeiten... Mit 95% Wahrscheinlichkeit wird man gemäß der USGS Untersuchung dort überhaupt kein Öl finden, mit 5% Wahrscheinlichkeit 117 Gb. Hieraus wird wieder mit aufwändigen mathematischen Wahrscheinlichkeitsmodellen errechnet, dass man dort wahrscheinlich 47 Gb an Öl finden wird. (Übrigens wurden im Shelf vor Mittelnorwegen nach vielen Jahren intensiver Exploration 10 Gb gefunden – unter maßgeblicher Beteiligung von Colin Campbell.)

Bis heute erfolgte in Ostgrönland keine einzige Explorationsbohrung. Man darf gespannt sein, welche Firma es riskieren wird, dort zu bohren, wo man mit 5% Wahrscheinlichkeit Öl findet.

Für die Falkland Inseln wird das Potenzial für "undiscovered" mit 5,8 Gb ausgewiesen. Dieser Wert wurde aus den Angaben errechnet, dass mit 95% Wahrscheinlichkeit überhaupt kein Öl gefunden wird, und mit 5% Wahrscheinlichkeit etwa 17 Gb. Der errechnete Mittelwert weist 5,8 Gb aus.

Im Gegensatz dazu ist die (ernüchternde) Realität in dem folgendem Zitat von Marshall DeLuca in OFFSHORE, April 1999, pp40-42, geschildert, ein Jahr vor der Fertigstellung der USGS-Studie[22]:

*"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 million bbl of oil to justify development of the Falklands. With the harsh environment of the Falklands, well costs are currently estimated at between \$25 and \$30 million per well. The FOSA drilling program is now complete, and the operators are evaluating well data. No plans for the future have been announced."*

Bisher wurde nicht ein einziges Ölfeld mit annähernd 140 Millionen Barrel Inhalt gefunden. Wo sollen die vom USGS als wahrscheinlich angenommenen 5800 Millionen Barrel liegen?

Da die Studie explizit den Zeitrahmen von 1995 – 2025 für das Finden dieser Ölmengen angibt, kann man leicht hochrechnen, wieviel Öl im Mittel pro Jahr gefunden werden müsste:

**Tabelle:** Umrechnung der von USGS bis 2025 noch zu machenden Funde in die Mengen, die jedes Jahr im Mittel gefunden werden sollten, um dieser Abschätzung gerecht zu werden

Wahrscheinlichkeit	Funde (Rohöl+NGL)		Höherbewertung		Summe
	1995-2025	Gb/Jahr	1995-2025	Gb/Jahr	Gb/Jahr
95%	495 Gb	16,5	281 Gb	9,4	25,9
Mean	939 Gb	31,3	730 Gb	24,3	55,6
5%	1589 Gb	53	1178 Gb	39,3	92,3

Allein an dieser Tabelle wird der Unsinn der Studie deutlich. Nimmt man die mit „Mean“ bezeichneten Werte ernst, so würde das heissen, dass jedes Jahr eine neue Ölmenge von 55 Gb zu den Reserven hinzukommen müsste, resultierend aus neuen Funden und Höherbewertung bereits gefundener Reserven. Tatsächlich blieben aber über die vergangenen Jahre die berichteten Reserven ungefähr konstant. Das aber bedeutet, dass Funde und Höherbewertungen ungefähr dem jeweiligen Jahresverbrauch entsprachen – dieser lag im Jahr 2002 bei knapp 27 Gb. Die USGS-Studie unterstellt also, dass im Mittel dieser Wert für Funden und Höherbewerten in Zukunft mindestens doppelt so hoch sein wird wie in der Vergangenheit. Wer kann das ernst nehmen?

Tatsächlich wurden Im Zeitraum 1995 – 2002 nur insgesamt 107 Gb neu entdeckt und 110 Gb höher bewertet [23]. Gemäß den USGS-Projektionen („mean“) hätten in diesem Zeitraum aber 219 Gb gefunden und 170 Gb höherbewertet werden müssen. Die mit 95% Wahrscheinlichkeit erwarteten Mengen wurden hingegen in etwa realisiert. Nach einem Viertel des Prognosezeitraums bleibt die reale Entwicklung bereits weit hinter der USGS-Prognose zurück. Um die Vorgaben auch nur annähernd zu erfüllen, müsste künftig weit mehr Öl gefunden werden als jemals zuvor. Das ist offensichtlich die unwahrscheinlichste aller Zukunftsentwicklungen! Es gibt nicht einen einzigen Anhaltspunkt dafür, dass die USGS Abschätzungen jenseits des 95%-Wertes auch nur entfernt etwas mit der Realität zu tun haben.

Aus dieser Betrachtung sieht man, dass das USGS sehr großzügig mit Ressourcenabschätzungen umgeht. Man kann dennoch ein wenig Nutzen daraus ziehen, wenn man sie entsprechend „kalibriert“. Als Beispiel kann man die Ölförderung der USA selbst nehmen, die bereits weit fortgeschritten ist.

Hubbert sagte den Peak der US-Ölproduktion für das Jahr 1969 oder 1970 voraus [24]. Tatsächlich war das Produktionsmaximum im Jahr 1971 [25]. Dies gelang Hubbert im Jahr 1956 aus der Kenntnis, dass das Maximum der Neuentdeckungen überschritten war - dadurch konnte er mit einiger Genauigkeit auf das noch zu findende Öl schließen - und mit einer Fortschreibung des Ölproduktionstrends auf das Fördermaximum. Etwa nachdem die Hälfte des Öls verbraucht war, war das Maximum erreicht.

Mit ähnlicher, wenn auch im Detail differenzierterer Methode, prognostizierte im Jahr 1980 die Studie "Global 2000" (im Auftrag des amerikanischen Präsidenten) den Zeitpunkt für das weltweite Fördermaximum gegen Ende des 20.ten Jahrhunderts [26]. Die größte Unsicherheit bestand hier in der Prognose der Produktion - nicht in der Prognose dessen was man noch finden würde. Tatsächlich hat diese Studie die insgesamt existierenden Reserven auch aus heutiger Sicht erstaunlich genau eingeschätzt – aber die Entwicklung der Nachfrage ist weit überschätzt worden.

In den meisten Prognoseszenarien wird das Produktionsmaximum ungefähr zu dem Zeitpunkt gesehen, wenn etwa die Hälfte des Öls gefördert ist.

Aufgrund der großzügigen Definitionen des USGS wird es hier anders sein. Das USGS sagt für die USA ein EUR (Estimated Ultimate Recovery) von 362 Gb (mean) voraus [21]. Zum Zeitpunkt des Produktionsmaximums waren etwa 106 Gb bereits produziert [27]. Kalibriert man das Produktionsmaximum an diesem Wert, so ergibt sich, dass etwa bei einer Erschöpfung von 30% der EUR das Produktionsmaximum erfolgt (bezogen auf die Abschätzungen des USGS).

Würde man dies auf den Wert von 3345 Gb für die weltweite gemäß USGS 2000 abgeschätzte EUR („mean“ für Erdöl+NGL, bzw. 3012 Gb für Erdöl) annehmen, so wäre etwa bei einem Verbrauch von 1000 bis 1100 Gb das Produktionsmaximum erreicht. Da bis Ende 2003 etwa über 920 Gb gefördert wurden [27], ist also in den kommenden Jahren das Produktionsmaximum zu erwarten. Diese Abschätzung scheint uns die einzig brauchbare Information zu sein, die sich aus den USGS Zahlen extrahieren läßt.

### **3.2 Die US Bundesbehörde „Energy Information Administration“ (EIA)**

Die dem US-Energieministerium nachgeordnete Energiebehörde „Energy Information Agency – EIA“ veröffentlicht viele Statements und Prognosen zur Situation der Energieversorgung, die in den USA und auch ausserhalb große Beachtung finden.

Die Qualität ihrer Veröffentlichungen gibt jedoch Anlass zu ernsthafter Kritik. Wer über viele Jahre regelmäßig die Statistiken der Behörde beobachtet, stellt fest, dass Bestandszahlen oder auch Verbrauchszahlen anfänglich fast immer zu optimistisch angegeben werden, dann aber im Lauf der Monate und Jahre - manchmal bis 10

Jahre zurück – nachträglich und teilweise deutlich korrigiert werden. In besonderem Maße fällt das in den vergangenen zwei Jahren auf. Zum Beispiel wurden die Erdgasförderdaten in den USA immer überhöht dargestellt, und erst mit Monaten Verspätung nach unten korrigiert. Es fällt schwer, dahinter keine Absicht zu vermuten (Korrekturen wurden erst dann gemacht, wenn die aktuelle Aufmerksamkeit wieder anderen Themen gewidmet war). Noch bis heute ist die EIA nicht fähig einzugestehen, dass die Erdgasförderung der USA das Maximum überschritten hat und sich im Rückgang befindet – im Unterschied zu allen Industriebeobachtern, die seit einiger Zeit anhand ihrer Datenbasen einen eindeutigen Rückgang der Förderung feststellen ([28], [29]).

Besonders pikant war eine Episode im Winter 2003, als der amerikanische Energieminister auf die Frage eines Journalisten nach dem Grund der steigenden Gaspreise mit einem Verweis auf die Statistiken von Raymond & James antwortete [30]. Er berief sich also nicht auf seine eigene ihm unterstellte Behörde, sondern zitierte Industrieanalysten, die zu Aussagen kamen, die denen seiner eigenen Behörde vollkommen entgegengesetzt waren. Soviel (oder so wenig) also hält der amerikanische Energieminister von den Analysen seiner eigenen Behörde.

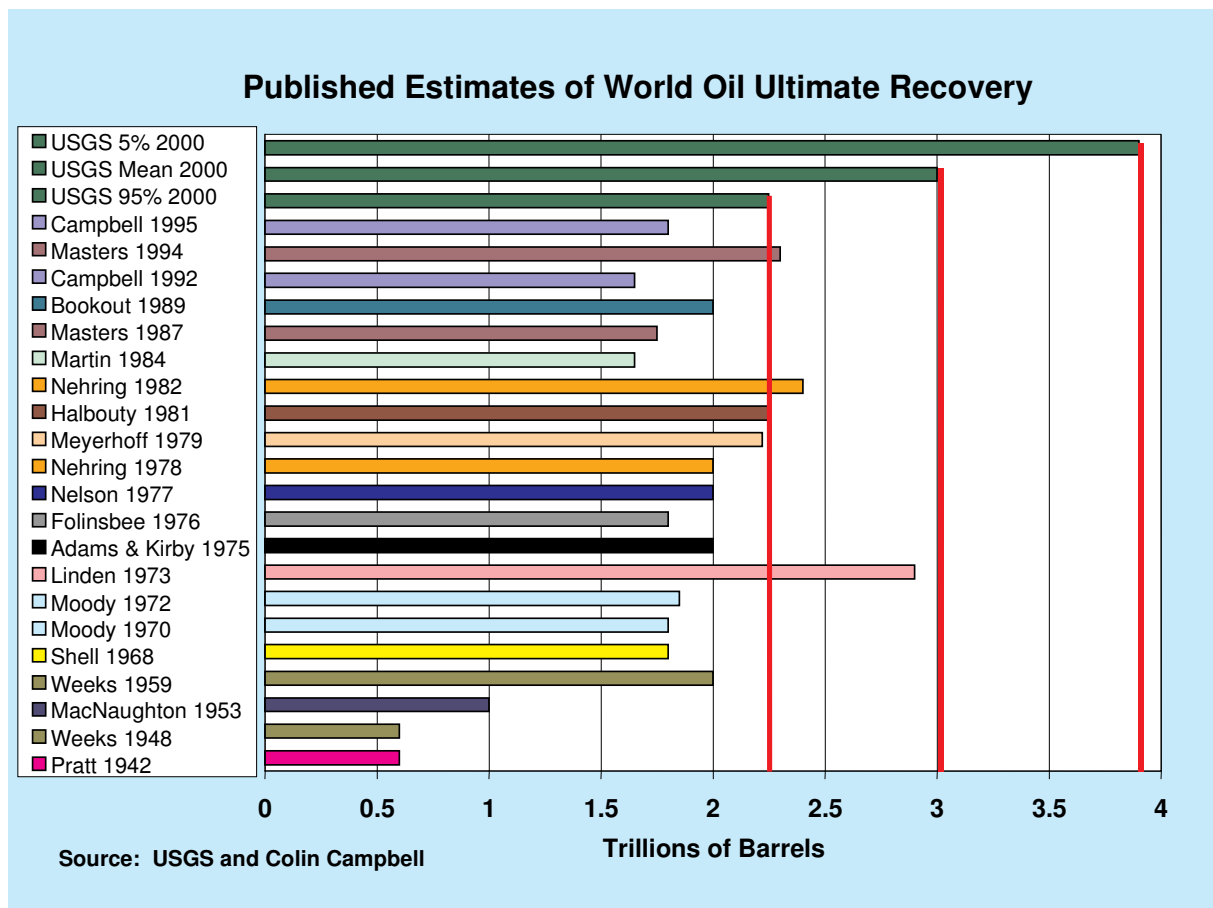
Noch in dem jüngsten „US Annual Energy Outlook“ prognostiziert die Behörde einen drastischen Anstieg des Gasverbrauchs in den USA für die kommenden 20 Jahre, für den nach Ansicht vieler Industriebeobachter jegliche Ressourcenbasis fehlt [31].

Kurz nach Erscheinen der oben angesprochenen Ressourcenstudie des USGS nahm die EIA diese Studie zum Anlass, um darauf aufbauend eigene Extrapolationen über die künftige weltweite Ölförderung zu erstellen. Exemplarisch für viele Analysen der EIA soll diese unter dem Titel „Long Term World Energy Supply“ im Internet verfügbare Präsentation eingehender betrachtet werden [32].

Basierend auf den Ressourcendaten aus der USGS Studie werden verschiedene Förderszenarien bis zum Jahr 2100 und darüber hinaus skizziert. In der Einleitung wird betont, dass alle untersuchten 12 Szenarien das Fördermaximum abhängig von den Annahmen zwischen 2021 und 2112 sehen. Die Beschränkung auf diese 12 Szenarien ist bereits eine fehlerhafte Verkürzung der Analyse: Hierbei wird nämlich das (unseres Erachtens einzig realistische) Szenario verschwiegen, das auf den USGS Ressourcenzahlen mit 95% Wahrscheinlichkeit beruht, und eine Förderausweitung von 2% pro Jahr bis zum Maximum annimmt, dem dann ein jährlicher 2% iger Förderrückgang folgt. In diesem Szenario wäre das Fördermaximum in Einklang mit den „Pessimisten“ bereits vor dem Jahr 2010 erreicht.

Das pessimistische in der EIA Präsentation skizzierte Szenario basiert auf dem USGS Mean Wert mit 3003 Gb insgesamt förderbaren Öls mit 2% jährlicher Förderausweitung bis zum Maximum und anschließendem jährlichem 2%

Förderrückgang. In der ausführlichen Präsentation wird das Fördermaximum hier im Jahr 2016 errechnet – in der Zusammenfassung wird dieses Szenario jedoch verschwiegen, denn dort wird als mögliche Zeitspanne für das Erreichen des Fördermaximums 2021 bis 2112 angegeben.

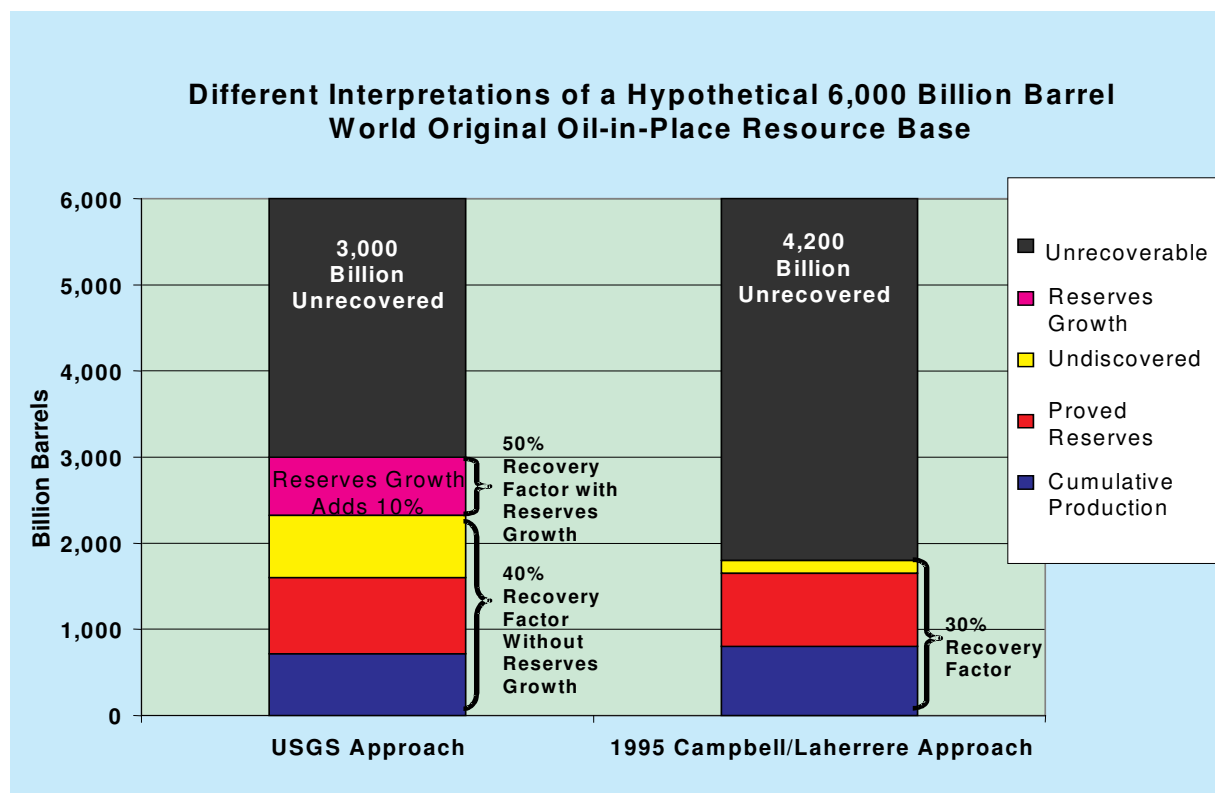


**Bild:** Published Estimates of World Ultimate Recovery [32]

Die Grafik „Published Estimates of World Oil Ultimate Recovery“ sagt wieder nur die halbe Wahrheit. Mit keinem Wort werden die unterschiedlichen Basisannahmen der einzelnen Autoren erwähnt. Als ein Beispiel: Die USGS bezieht in ihre Analyse Rohöl mit einer Dichte größer 15°API ein, sowie Tiefseeöl bis zu einer Tiefe von 4000 Metern Meerestiefe. Campbell 1995 bezieht seine Angaben auf Rohöl größer als 17.5°API und offshore bis zu einer Meerestiefe von 500 Metern. Ebenso wird polares Öl nördlich 66°Breite ausgeklammert (Alaska, Sibirien). Diese Kategorien fallen nach unter Explorateurs üblicher Definition nicht unter konventionelles Öl, sondern werden bei Campbell gesondert ausgewiesen. Zählt man dieses Öl hinzu, so gleichen sich die Angaben von Campbell aus dem Jahr 1995 und USGS mit 95% Wahrscheinlichkeit aus dem Jahr 2000 bis auf wenige Prozent [33].

Viel wesentlicher ist jedoch, dass die USGS Abschätzung ganz im Rahmen der anderen Studien liegt, wenn man den Wert mit 95% Wahrscheinlichkeit zugrunde legt. Der Mittelwert („mean“) und erst recht der 5% Wert liegen jedoch weit über allen

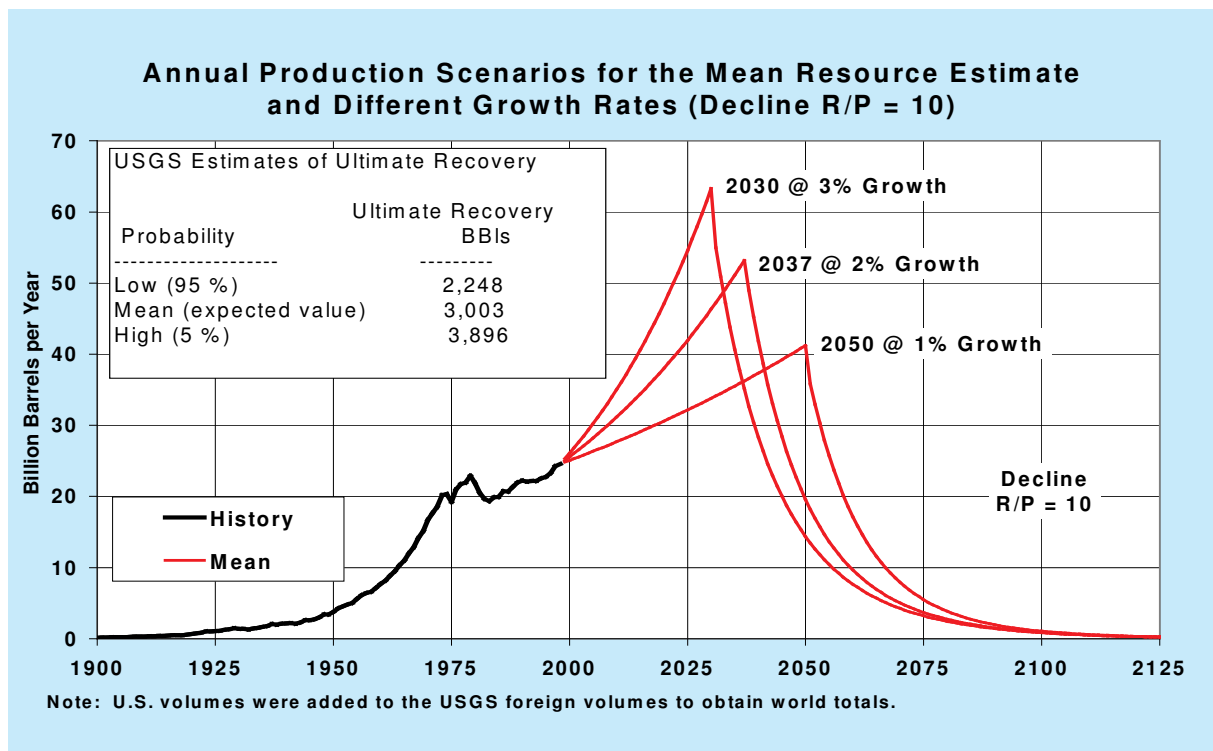
anderen Abschätzungen. Angesichts der obigen Ausführungen kann die Grafik eher als Bestätigung dafür gesehen werden, dass die insgesamt verfügbaren Ölmengen eher bei 2000 – 2300 Gb liegen als bei 3000 Gb oder gar 4000 Gb.



**Bild:** Different Interpretations of a Hypothetical 6,000 Billion World Original Oil-in-Place Resource Base“[32]

Zur Folie "Different Interpretations of a Hypothetical 6,000 Billion Barrel World Original Oil-in-Place Resource Base". Die Darstellung ist irreführend: Campbell und Laherrere analysierten die 200 größten Ölfelder (welche den Großteil des gesamten Öl enthalten) bezüglich ihres Ausbeutefaktors. Diese haben bereits einen mittleren Ausbeutefaktor von über 40% (und nicht 30% wie die Grafik suggeriert)! Dies ist bereits in IEA World Energy Outlook 1998 dokumentiert [34]. Würde man diesen Wert auf 50% Ausbeutefaktor hochrechnen, so ergäbe sich bei USGS anstelle der 3000 Gb der Wert  $1800 \text{ Gb} / 0.4 * 0.5 = 2250 \text{ Gb}$ ! Dieser Wert würde also sehr gut mit dem von USGS mit 95% Wahrscheinlichkeit errechneten Wert übereinstimmen. Diese Darstellung der EIA ist eine bewußte Irreführung.

Desweiteren beruht das geringere Potenzial für "Undiscovered" bei Campbell und Laherrere ja gerade auf einer unterschiedlichen Sichtweise. Campbell und Laherrere extrapolieren die Erfolgsrate im Auffinden neuer Ölfelder aus den erkennbaren Trends der vergangenen 70 Jahre und sehen das Erreichen eines asymptotischen Grenzwertes, der bei etwa 1800 Gb für Rohöl liegt. Die USGS ignoriert im „Mean“-Fall die Extrapolationsentwicklung der Vergangenheit. Diese unterschiedliche Sichtweise ist ja gerade die zentrale Botschaft von Campbell und Laherrere!



**Bild:** Annual Production Scenarios for the Mean Resource Estimate and Different Growth Rates (Decline R/P = 10) [32]

Die Methodik zur Erstellung der Szenarien „Annual Production Scenarios for the Mean Resource Estimate and Different Growth Rates (Decline R/P = 10)“ ist schon sehr merkwürdig. Zunächst: Warum wird hier nur die Produktionskurve auf Basis des „Mean“ Wertes der USGS Studie genommen und nicht auch der für „Low (95%)“. Später werden dann vorwiegend Grafiken gezeigt, die auf USGS „High“ Werten mit 5% Wahrscheinlichkeit beruhen. Würde man „Low“ als Basis nehmen, so wäre das Fördermaximum wie oben bereits angedeutet bei 2% Wachstum vor und 2% Rückgang nach dem Maximum vor dem Jahr 2010 – also in Einklang mit den Aussagen der „Pessimisten“.

Indem der Förderrückgang sehr steil, dafür aber sehr spät angesetzt wird, werden offensichtlich unrealistische „Katastrophenszenarien“ generiert, die zwar zu einem langen Wachstum, aber in der Folge auch zu einem raschen völligen Zusammenbruch der Förderung innerhalb weniger Jahre nach dem Maximum führen.

Dieser Förderrückgang wird aus einer nach dem Maximum bei 10 Jahren konstant gehaltenen Lebensdauer der Reserven generiert (R/P=10). Begründet wird dieses synthetische Szenario damit, dass in den USA empirisch die Reichweite der Reserven seit Überschreiten des Fördermaximums 1971 offensichtlich immer bei etwa 10 Jahren gelegen haben. Das jedoch hat seine Ursache darin, dass dort jedes Jahr die Reserven etwa um den hierzu erforderlichen Betrag höherbewertet worden sind – tatsächlich aber geht die Förderung dort mit im Mittel 2% pro Jahr zurück.

Die EIA vertauscht nun Ursache und Wirkung, indem die angenommene Höherbewertung bereits vorab in die Reserven eingeht (siehe die Diskussion der USGS), dann aber konstant gehalten und dafür der Förderrückgang entsprechend stark angepaßt wird, so dass bei rückläufigen Reserven eine Reichweite von 10 Jahren erhalten bleibt. Das ist pseudowissenschaftlicher Unfug und sonst nichts!

Viel entscheidender aber ist eine andere Kritik. Wie realistisch ist denn überhaupt die von der EIA künftig für möglich gehaltene Förderausweitung? Wir sind der Auffassung, dass sie jeder Grundlage entbehrt in Anbetracht der Tatsache, dass die meisten Regionen der Welt ihr Fördermaximum schon erreicht oder überschritten haben (vergleiche unsere Analysen im Kapitel 1). Schaut man sich die Kurve mit dem Peak im Jahre 2030 an (jährliche Produktionssteigerung von 3%), so besagt diese Kurve folgendes: es ist in den vergangenen 50 Jahren gelungen, die weltweite Förderung von etwa 5 Gigabarrel pro Jahr um etwa 20 Gigabarrel auf etwa 25 Gigabarrel auszuweiten; in etwas mehr als der Hälfte dieses Zeitraums soll es in Zukunft möglich sein, die Förderung noch einmal um etwa 40 Gigabarrel pro Jahr auszuweiten! Das sprengt jedes Vorstellungsvermögen! Nach allem, was wir wissen, ist es sehr viel wahrscheinlicher, dass die Weltölförderung die 30 Gigabarrel Marke nie wesentlich und dann auch nicht länger als für ganz wenige Jahre überschreiten kann. Das ist schon das äusserste, was man sich angesichts der Produktionsmöglichkeiten auch bei bestem Willen vorstellen kann.

### **3.3 Die Internationale Energie Agentur (IEA)**

Die IEA wurde nach den Energiepreiskrisen der 70er Jahre von den westlichen Industrienationen als Gegengewicht zur OPEC gegründet. Sie gilt seither als der „energy watchdog“ der westlichen Welt und soll helfen, künftige Krisen zu vermeiden. Alle paar Jahre veröffentlicht die IEA einen „International Energy Outlook“, der die Entwicklungen der kommenden Jahrzehnte vorhersagt. Diese Berichte gelten vielen als „Bibel“. Ausserdem veröffentlicht die IEA monatliche Bericht zur aktuellen Lage auf den Ölmärkten.

Generell gehen die IEA-Prognosen von einer Vorhersage der Ölnachfrage aus, wobei die ausreichende Förderung erst einmal als gegeben angenommen wird.

Die Studie aus dem Jahr 1998 hat den Titel „IEA International Energy Outlook 1998“ [35]. Darin wird prognostiziert, dass die Nachfrage bis zum Jahr 2020 um gut 50% auf fast 120 Mio. Barrel/Tag steigen wird. Richtig wird hier auch gesehen, dass die Förderung der Staaten ausserhalb der OPEC um das Jahr 2000 das Maximum erreichen werde und danach beginnt zurückzugehen. In Summe wird ein Anteil von fast 20% am Gesamtverbrauch des Jahres 2020 (17 Mb/Tag) explizit als „not yet identified unconventional oil“ definiert – eine verklausulierte Sprechweise, die man auch lesen kann als „die IEA hat keine Vorstellung darüber, woher dieses Öl kommen soll“. Diese Studie setzt sich auch mit den verschiedenen Auffassungen

bezüglich der künftigen Produktionsmöglichkeiten auseinander und widmet 5 Seiten einer ausführlichen Würdigung der Position der „Pessimisten“.

Die darauf folgende Studie „IEA International Energy Outlook 2000“ war bereits stark von der unmittelbar vorher erschienenen USGS-Ressourcen Studie 2000 beeinflusst. Dieser Trend hat sich in der aktuellen Studie „IEA International Energy Outlook 2002“ [36] fortgesetzt und verstärkt. Während in der Studie von 1998 noch eine offene Diskussion mit den Kritikern geführt wurde, ist in den neuen Studien davon nichts geblieben.

Die aktuelle Studie zeigt eine fast diametral entgegengesetzte Sichtweise im Vergleich zur Studie von 1998. Danach wird zwar der Bedarf jetzt erst im Jahr 2030 auf 120 Mio. Barrel/Tag ansteigen. Allerdings ist keine Rede mehr von „yet unidentified sources“. Im Gegenteil wird basierend auf der USGS Studie fast jede künftige Förderquote für möglich erachtet. Selbst die Förderung außerhalb der OPEC, die laut der Studie von 1998 bis zum Jahr 2020 stark abnehmend sollte, kann jetzt noch ausgeweitet werden, von 43 Mb/Tag im Jahr 2000 auf fast 46 Mb/Tag im Jahr 2020!

Beispielhaft werden im folgenden die zentralen Aussagen zur künftigen Weltölversorgung näher betrachtet ([37]). Diese Analyse fördert schwere methodische Fehler in der Studie zu Tage.

Die globalen Aussagen von Tabelle 3.4 der Studie sind in folgender Tabelle zusammengefasst [36].

Tabelle: Die im International Energy Outlook 2002 getroffenen Basisangaben zur Verfügbarkeit von Erdöl [36]

Kategorie	Ölmenge	Originalkommentar
Remaining Reserves	959 Gb	reserves are effective 1/1/96
Undiscovered Resources	939 Gb	resources effective 1/1/2000 are mean estimates
Total Production to date	718 Gb	
2001 Production	75,8 mb/day	

Als Quellen werden USGS(2000) und IEA Datenbasen angegeben.

Tatsächlich stammen alle Zahlen bis auf die aktuelle Förderung aus der USGS (2000) Studie. Allerdings sind dort alle Angaben auf den 1. Januar 1996 bezogen, also auch die noch unentdeckten Vorkommen und die bisherige Gesamtförderung.

Hier also steckt der erste methodische Fehler. Richtig wäre es z.B. gewesen, alle Zahlen auf das Jahr 2000 fortzuschreiben, also die Reserven auf das Jahr 2000 fortzuschreiben, die noch zu machenden Funde entsprechend zu reduzieren und die bereits getätigte Förderung (immerhin 132 Gb) anzupassen.

Darüber hinaus sind die Zahlen jedoch auch in sich keineswegs schlüssig, wie die folgenden Beispiele zeigen.

Tabelle: Tagesförderung im Jahr 2000 und 2030 sowie Reserven und noch zu machende Funde in ausgewählten Staaten gemäß der Studie „IEA Annual Energy Outlook 2002“ [37], kumulierte Förderung 1996-2030 aus diesen Zahlen errechnet und reale Funde im Zeitraum 1996-2002

	Förderung (mb/Tag)		kum. Förderung 1996-2030	Reserven 1995	undiscovered 1996-2025	reale Funde 1996-2002
	2000	2030				
Indonesien	1,4	1,7	19,5 Gb	10 Gb	10 Gb	2,3 Gb
China	3,2	2,1	35 Gb	25 Gb	17 Gb	7 Gb
Brasilien	1,3	3,9	29 Gb	9 Gb	55 Gb	6,2 Gb
UK	3,3	1,1	27 Gb	13 Gb	7 Gb	1,3 Gb
Norwegen	3,4	1,4	32 Gb	16 Gb	23 Gb	2,2 Gb
Mexiko	3,5	2,7	44 Gb	22 Gb	23 Gb	0,8 Gb

Die ersten beiden Spalten zeigen die Tagesförderung der Jahre 2000 und 2030 gemäß der Annahmen der IEA [37]. Mit den in der Studie enthaltenen Zwischenwerten kann man die Gesamtförderung über den Zeitraum 2000 bis 2030 errechnen (kumulierte Förderung 1996-2030). Bei dieser Rechnung muss man natürlich das Jahr 1995 als Bezugsjahr wählen, weil auf dieses Jahr die in der Studie angenommenen Reserveangaben (Spalte „Reserven 1995“) und erhofften Funde (Spalte „undiscovered 1995-2025“) bezogen sind. Zum Vergleich sind in der letzten Spalte „reale Funde“ die im Zeitraum 1996-2002 in diesen Staaten gemachten tatsächlichen Funde eingetragen. Dies sind die Funde nach fast einem Viertel des Prognosezeitraums.

Bereits auf den ersten Blick fällt auf, dass die von der IEA erhoffte Förderung im Jahr 2030 bis auf Brasilien und Norwegen von keinem dieser Staaten erfüllt werden kann, selbst wenn man die optimistischen Annahmen über noch zu machende Funde zugrunde legen würde, weil die angenommenen Reserven dafür nicht ausreichen!

Vergleicht man die tatsächlichen Funde der Jahre 1996-2002 mit den erhofften Funden 1996-2025, so erscheinen die erhofften Funde für alle dieser Staaten außer Indonesien und China von der Realität vollkommen abgekoppelt. Besonders auffällig sind die Diskrepanzen für Brasilien, Norwegen und Mexiko – dort sollten immerhin mehr als 100 Gb bis 2025 gefunden werden, tatsächlich wurden 1996-2002 gerade mal 9 Gb gefunden. Solche Vergleichszahlen wären auch den Autoren der IEA Studie zugänglich gewesen.

Nimmt man den günstigen Fall an, dass die reale Fundrate über den restlichen Prognosezeitraum konstant bleibt (das ist deswegen sehr optimistisch, da erfahrungsgemäß die Funde mit der Zeit abnehmen), dann müsste (vielleicht mit Ausnahme von China) in jedem dieser Staaten die Ölförderung im Jahr 2030 auf Null zurückgegangen sein.

Auch die Deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hat sich kritisch mit den Szenarien der IEA auseinandergesetzt und kommt zu der Einschätzung [38]: „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.“

In jüngster Zeit kann man erstmals vorsichtiger Töne aus der IEA vernehmen: Die Ausweitung der Förderung bis zum Jahr 2020 werde sehr sehr teuer werden, ist da zu hören und jüngst warnte erstmals der neue Chef der IEA, Claude Mandil, „A new oil shock is possible“ [39].

#### **4. Schlussbemerkung**

Die Autoren sind der Meinung, dass die von USGS, EIA und IEA vertretenen Projektionen über die künftige Verfügbarkeit von Öl zu grosser Sorge Anlass geben - wegen ihrer beruhigenden Botschaft, die auf unzureichenden Begründungen beruht. Künftige Begrenzungen, die sich mittlerweile klar abzeichnen, werden ignoriert und damit werden fatale politische Signale gesendet. In diesem Artikel ist das Bild eines Kartenhauses gezeichnet worden, errichtet von namhaften Institutionen:

- Das „tragende“ Erdgeschoss ist von der USGS 2000 Studie errichtet worden: es beschreibt, über wieviel unentdecktes Öl die Welt noch verfügt, man braucht es nur noch zu finden.
- Darauf aufbauend hat die amerikanische EIA ein erstes Stockwerk errichtet, das die künftigen Produktionsmöglichkeiten beschreibt. 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 der Nachfrage nach Öl wird nicht an Grenzen der Verfügbarkeit stossen.

Zieht man jedoch auch nur eine tragende Karte aus dem Erdgeschoss heraus, dann fällt das ganze Kartenhaus zusammen.

## Literatur

- [1] W. Zittel, Analysis of UK Oil Production, February 2001, siehe unter [www.peakoil.net](http://www.peakoil.net) oder [www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de)
- [2] Als Basis dieser Auswertung diente die Datenbank PEPS von IHS-Energy, Ausgabe 2003
- [3] Diese Daten können aus den Förderstatistiken von PEMEX extrahiert werden ([www.pemex.com](http://www.pemex.com) )
- [4] Indonesia should quit OPEC, ex oil minister says, Associated Press, Jakarta, 28. Mai 2004
- [5] Förderstatistik von Petrobras, siehe z.B. [http://www2.petrobras.com.br/portal/ingles/frame\\_ri.asp?pagina=/ri/ing/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp](http://www2.petrobras.com.br/portal/ingles/frame_ri.asp?pagina=/ri/ing/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp)
- [6] C.D. Masters, D.H. Root, E.D. Attanasi, World Oil and Gas Resources – Future Production Realities, US Geological Survey, in Ann. Rev. Energy 1990, vol 15, Seite 23-51
- [7] Russia: Oil production to be flat in 2005, Associated Press, Moskau, 4 Juni 2004
- [8] AIOC needs to increase investment in Azeri-Chirag-Guneshli oilfields, Alexander's Oil & Gas Connections, Company News: Central Asia, 28. August 2002
- [9] eigene Extrapolation anhand der Datenbasis PEPS, 2003
- [10] Kazakstan accused of sacrificing health, environment to boost oil earnings, Bruce Stanley, Associated Press, 10. Dezember 2001
- [11] gemäß Presseberichten, Details hierzu siehe [www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de)-news vom 20. März 2001
- [12] Details siehe ASPO newsletter No. 40 vom April 2004 ([www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de) )

- [13] Siehe die Präsentation „Fifty year crude oil supply scenarios: Saudi Aramco’s perspective“ vom 24. Februar 2004 von Mahmoud Abdul-Baqi, vice president, exploration, and Nansen Saleri, manager, reservoir management 24. Februar 2004 am CSIS in Washington anlässlich einer Diskussion mit M. Simmons
- [14] Sadad al-Husseini, Saudi Aramco: “ *At the current depletion rate of 3 billion bbl/y, which represents 2,3% of the remaining 130 billion bbl of proven developed reserves, .....*” zitiert in K. Aleklett, “From Paris to Berlin – steps towards the final countdown to peak oil & gas”, presentation at 3<sup>rd</sup> International Workshop on Oil and Gas Depletion, Berlin, 25./26. Mai 2004
- [15] The Saudi Arabian Oil Miracle, M. Simmons am 24. Februar 2004 am CSIS, Washington
- [16] „World oil production capacity model suggest output peak by 2006-07“, Samsam Bakhtiari. Oil & Gas Journal. April 26, 2004
- [17] USGS World Petroleum Assessment 2000; im Internet unter [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov) abrufbare Studie; sie kann auch direkt in Form von 4 CD bezogen werden
- [18] „USGS Reassesses the Potential World Petroleum Resources: Oil estimates up, gas down“, Presseerklärung der USGS und des US-DoE vom 22. März 2000
- [19] Less Magoon: The big rollover poster zum bevorstehenden weltweiten Ölfördermaximum. Auf der Internetseite unter <http://geopubs.wr.usgs.gov/open-file/of00-320/> abrufbar
- [20] C.Campbell, J. Laherrere, The imminent Peak of World Oil Supply, Scientific American März 1998
- [21] D.L. Gautier, G.L. Dolton, K.I. Takahashi, K.L. Varnes, eds. 1996, „National assessment of United States oil and gas resources---Results, methodology , and supporting data: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, Release 2
- [22] Marshall De Lucia, Offshore, April 1999, p.40-42
- [23] Die Funde wurden der Industriedatenbasis von IHS Energy entnommen. Diese beinhalten Rohöl und NGL/Kondensate; Die Höherbewertungen wurden aus den im BP Statistical Review of World Energy dargestellten Reservezahlen errechnet, indem man in diesem Zeitraum erfolgte Förderung und bei IHS ausgewiesene Neufunde zur Berechnung berücksichtigt

- [24] „Nuclear Energy and the Fossil Fuels“, American Petroleum Institute Drilling and Production Practice, Proceedings of Spring Meeting, San Antonio, 1956, Seite 7-25; und in Shell Development Company Publication 95, Juni 1956
- [25] Siehe z.B. die historischen Statistiken der US-EIA, BP Statistical Review of World Energy oder IHS Energy
- [26] The Global 2000 Report to the President, Herausgegeben vom Council on Environmental Quality und dem U.S. Außenministerium U.S. Government Printing Office, 1980; deutsche Ausgabe: Global 2000 – Der Bericht an den Präsidenten, Zweitausendundeins, Frankfurt, 1980
- [27] Diese Angabe wurde aus Daten von IHS Energy übernommen. Ähnliche Zahlen erhält man aber auch, wenn man z.B. die historische Zeitreihe der US Produktion im Ressourcen Bericht der BGR addiert.
- [28] Raymond & James, Energy Stat of the Week, 10. Mai 2004, Siehe unter [http://beacon1.rjf.com/researchpdf/iOil051004b\\_0808.pdf](http://beacon1.rjf.com/researchpdf/iOil051004b_0808.pdf)
- [29] BP Statistical Review of World Energy 2004, siehe [www.bp.com](http://www.bp.com)
- [30] US' Abraham: Cold Temperatures Behind Strong Gas Demand" in Dow Jones Newswire vom 17. Dezember 2003, siehe auch [www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de) news vom 19. Dezember 2003
- [31] US Annual Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, siehe <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>
- [32] US-EIA Präsentation : Long Term World Oil Supply, im Internet unter [http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/presentations/2000/long\\_term\\_supply/index.htm](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/index.htm) abrufbar
- [33] Siehe z.B. die Analyse „Fossile Energiereserven und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive, Bericht an das Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, W. Zittel, J. Schindler, Ottobrunn, 22. Juli 2000, im Internet unter <http://www.energiekrise.de/news/forum/haupt.html> verfügbar
- [34] IEA International World Energy Outlook 1998, Fig. 7.10, Seite 107,
- [35] International World Energy Outlook 1998, Internationale Energieagentur, Paris, 1998
- [36] International World Energy Outlook 2002, Internationale Energieagentur, Paris, 2002

- [37] Tabelle 3.4, Seite 96: World Oil Supply; und Tabelle 3.5, Seite 97: Oil Reserves, Resources and Production by Country
- [38] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 2003, Seite 104.
- [39] Pressemitteilung von AFP vom 9. Mai 2004