

Öffentliche Anhörung von Sachverständigen durch die
Enquête Kommission des Deutschen Bundestages
"Nachhaltige Energieversorgung unter den
Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"

zum Thema

"Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der
Ressourcenverfügbarkeit"

Schriftliche Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Kommission

von

Jörg Schindler und Werner Zittel

Ottobrunn, im Oktober 2000

Vorwort

Zusammenfassung

Teil 1: Erdöl

- **Reservestatistiken von unterschiedlicher Qualität**
 - Was sind Reserven?
 - Public domain
 - Industriedatenbank
- **Die bisherigen Erdölfunde: Verlauf und Einflussfaktoren**
 - Historie des Verlaufs
 - Einfluss der Technologie
 - Was man bisher gefunden hat
- **Charakteristik der Ölproduktion**
 - Glockenkurve und Produktionsmaximum
 - Verlauf der Weltölförderung
 - R/P Reserveangaben
- **Das Potential für künftige Funde**
 - Explorationserfolg und Ölpreis
 - Die neue Studie des USGS
 - Ist das Kaspische Meer die nächste "Nordsee"?
 - "Yet-to-find": Lernen aus der Vergangenheit
- **Nichtkonventionelles Öl**
- **Ausblick auf die künftige Entwicklung**
 - Reservenangaben: Mittel der Propaganda im Machtkampf zwischen der OPEC und dem Rest der Welt
 - Die wachsende Bedeutung der OPEC
 - Die Welt nähert sich dem Produktionsmaximum
 - Einfluß der Preise auf die Produktion

Teil 2: Erdgas

- **Konventionelles Erdgas**
 - Globale Versorgungssituation
 - Erdgasmärkte sind heute regional entkoppelte Märkte
- **Methanhydrat**

Bibliographie

Anhang: Are we running out of oil? Poster des US-Geological Survey (auf Englisch)

Vorwort

Dieses Papier stellt eine Stellungnahme zu ausgewählten Fragen des Fragenkataloges der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" für die öffentliche Anhörung am 17.10.2000 in Berlin dar.

Das Papier soll insbesondere die folgenden Fragen des Fragenkataloges zum **Komplex C "Ressourcenverfügbarkeit und Konfliktfelder"** beantworten:

1. Beurteilung von R/P-Relationen
2. Qualität von bekannten Reserveangaben
3. Reserven und Ölpreis
4. Zeitpunkt des Produktionsmaximums
5. Künftige Funde
6. Qualität der vorhandenen Informationen
7. Methanhydrat

Das Papier versucht eine systematische, wenn auch immer noch skizzenhafte, Darstellung der Problematik der Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas zu geben. Diese Form der Darstellung halten wir für besser verständlich und nachvollziehbar als eine Aneinanderreihung von Antworten zu den gestellten Fragen. Der Schwerpunkt der Ausführungen liegt dabei beim Erdöl.

Die Autoren sind der Meinung, dass die Welt sich in naher Zukunft dem Produktionsmaximum von Erdöl nähern wird. Nach den Jahren ständig steigender Verfügbarkeit von Erdöl wird das Produktionsniveau praktisch stagnieren und dann von Jahr zu Jahr jeweils geringfügig weniger werden. Dies wird einen entscheidenden Wendepunkt in der Wahrnehmung der Versorgungslage in Bezug auf Erdöl und Erdgas darstellen. Zum ersten Mal wird dann die Endlichkeit von Erdöl auch auf den Märkten spürbar werden. Dies wird zu einer Neuorientierung des "energiepolitischen Kompasses" der Welt führen.

Diese Entwicklung stellt keine Katastrophe dar. Vielmehr kann die Welt froh sein, dass die Trendwende eher sanft sein wird denn wir haben viele Jahre Zeit, zu reagieren. Dennoch ist es auch ein Schock für unser Weltbild, das dadurch geprägt ist, dass wir zwar im Prinzip die Endlichkeit fossiler Energien akzeptieren, aber trotzdem meinen, dass das mit unserem Leben praktisch nichts zu tun hat.

Unseres Erachtens ist es eine Aufgabe der Politik, die Öffentlichkeit auf diese Situation rechtzeitig vorzubereiten und die notwendigen Anpassungen rechtzeitig einzuleiten.

"Everybody hates this topic but the oil industry hates it more than anybody else"

--- Colin J. Campbell

Zusammenfassung

Seit mehr als 20 Jahren weiß man eigentlich sehr gut über die Reservenlage beim Erdöl Bescheid. Spätere Untersuchungen konnten die frühen Abschätzungen in ihren Aussagen nur erhärten und besser eingrenzen. Demnach ist innerhalb des ersten Jahrzehnts dieses Jahrtausends (zwischen 2000 2010) mit dem strukturell bedingten Erreichen des Produktionsmaximums bei konventionellem Erdöl zu rechnen. Unseres Erachtens mehren sich die Anzeichen, dass es auch schon sehr bald sein könnte. Selbst vorsichtige Abschätzungen der offiziell mit Energiefragen befaßten Behörden verschiedener Länder sehen dieses Maximum spätestens um 2015 2020.

Seit Mitte der 60iger Jahre wird tendenziell immer weniger Öl gefunden. Seit etwa 20 Jahren können die Funde den Verbrauch nicht mehr ausgleichen. Die heutigen Neufunde sind um Größenordnungen kleiner als vor 30 Jahren.

Die in Veröffentlichungen der Mineralölindustrie berichteten ständig wachsenden Reserven entsprechen nicht der Realität. Diese Zahlen sind ein Artefakt der Berichtserstattung, der auf fiskalischen, technologischen und politisch begründeten Bewertungsverfahren beruht. Stellt man die Zahlen in den richtigen Zusammenhang, so bestätigt sich, dass kaum noch neues Öl gefunden wird.

Entscheidend für strukturelle Änderungen ist nicht die (statische oder dynamische) Reichweite der Reserven, also die Frage "Wie lange reicht das gefundene Öl bei vorgegebener jährlicher Förderquote?" sondern einzig der Zeitpunkt, ab dem die Ölproduktion aus geologischen, technischen und ökonomischen Gründen nicht mehr erhöht werden kann, sondern tendenziell nur noch abnimmt. Der Übergang von tendenziell zunehmender zu tendenziell abnehmender Produktion ist der Zeitpunkt, an dem die Endlichkeit der Ressourcen sich auch auf den Märkten spiegelt. Dies wird zu einer breiten und dauerhaften Veränderung des Investitionsverhaltens führen, weg vom Öl und hin zu den möglichen Alternativen in der Energieversorgung. Das Erreichen des weltweiten Fördermaximums ist der richtige Indikator für kommende Strukturbrüche und nicht die Reichweite von Ölreserven.

Es herrscht weitgehende Einigkeit, dass das Maximum der Ölproduktion außerhalb der heutigen OPEC-Staaten um das Jahr 2000 erfolgen wird und möglicherweise sogar schon überschritten wurde. Bereits in der jüngeren Vergangenheit hat der Förderanteil der OPEC kontinuierlich zugenommen. Diese Entwicklung wird sich in Zukunft weiter beschleunigen. Vermutlich zwischen 2005 2010 (vielleicht auch schon früher) werden auch die OPEC-Staaten ihr Fördermaximum erreichen, und danach wird die Produktion strukturell abnehmen. Die IEA erwartet, dass der Förderanteil der OPEC bis 2010

von heute fast 40 % auf über 50 % und bis 2020 gar auf über 60 % ansteigt.

Teil 1: Erdöl

Reservestatistiken von unterschiedlicher Qualität

Die öffentlich zugänglichen Reservestatistiken unterliegen keiner neutralen Prüfung. Die Qualität hängt von der Glaubwürdigkeit des Übermittlers ab. Fast die Hälfte der OPEC-Reserven und damit etwa ein Drittel der berichteten Weltölreserven sind alles andere als nachgewiesen und höchst spekulativ.

Was sind Reserven?

Veröffentlichte Reserveangaben besitzen unterschiedliche Qualität.

Üblicherweise wird in den öffentlich zugänglichen Statistiken diejenige Ölmenge als Reserve bezeichnet, die als "nachgewiesen und unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich gewinnbar" gilt. Diese Definition ist sehr weich und lässt großen Freiraum. Die Geologen versuchen, jeder Reserveangabe eine Wahrscheinlichkeit zuzuordnen. Eine Reserve, die mit 80%, 90% oder 95% als sicher gilt, wird in den meisten Zusammenhängen als sicher nachgewiesene Reserve bezeichnet. Eine Reserve, die nach Einschätzung der Explorateure mit gleicher Wahrscheinlichkeit sowohl größer als auch kleiner als der angegebene Wert ist, wird als P-50 Reserve bezeichnet. Die Definition für die sogenannten wahrscheinlichen Reserven ist sehr weich, hier werden je nach Autor unterschiedliche Wahrscheinlichkeiten zugrundegelegt. Eine mit 5 bis 10% Wahrscheinlichkeit angegebene Reserve wird als möglich bezeichnet.

Die Erfahrung lehrt, dass der mit P-50 angegebene Wert, also die mit 50% Wahrscheinlichkeit angegebene Reserve, am ehesten dem tatsächlich förderbaren Inhalt entspricht. Dies gilt insbesondere für die Summe aller Ölfelder.

Public Domain

In der öffentlichen Diskussion werden meist die Statistiken benutzt, wie sie von BP Amoco, Exxon/Esso (Öldorado) und anderen jährlich veröffentlicht werden. Diese Statistiken haben alle dieselbe statistische Grundlage, nämlich die Fachzeitschrift "Oil & Gas Journal". Jedes Jahr zum Jahresende wird von dieser Zeitschrift eine Datenerhebung bei allen Ölproduzenten durchgeführt. Wesentlich sind hier die ölproduzierenden Länder, denn selbst die großen Mineralölkonzerne haben nur einen geringen eigenen Anteil an der Produktion und an den Reserven des gesamten Ölmarktes. Die in dieser Umfrage übermittelten Reservezahlen sind von sehr unterschiedlicher Qualität, vielfach offensichtlich mit wenig Bezug zur Realität. Es liegen diesen Daten keine eigenen Erhebungen der Herausgeber zugrunde, die Angaben werden auch von niemandem überprüft. Allein im Jahr 1999 übermittelten 77 Staaten unveränderte Reserven, obwohl

sie Öl produzierten. Insbesondere auch die wesentlichen OPEC-Staaten übermitteln Jahr für Jahr fast unveränderte Reserven.

Ausserdem wurden in den Jahren 1987 und 1989 die Reserven fast aller OPEC-Staaten durch Neubewertungen um bis zu einem Faktor 3 angehoben. Diesen Neubewertungen lagen keine neuen Funde zugrunde, sie sind sehr spekulativ und werden deswegen auch von vielen als *political reserves* bezeichnet. In Summe erhöhten sich dadurch die Reserven aller OPEC-Staaten um ca. 300 Gigabarrel. Die anschließend weltweit in der Statistik als "sicher nachgewiesen" bezeichneten Reserven betragen ca. 1.000 bis 1.050 Gigabarrel. Damit ist fast ein Drittel der als sicher gemeldeten Reserven äußerst spekulativ und alles andere als sicher nachgewiesen.

In der Statistik des "Oil & Gas Journal" gibt es keine klaren begrifflichen Definitionen dessen, was mit "Reserven" gemeint ist. Einige Staaten, wie zum Beispiel der norwegische Staat, veröffentlichen über die Jahre relativ zuverlässige Angaben über die Reserven. Andererseits vermuten Insider, dass die Angaben für die Russische Föderation auf einer Wahrscheinlichkeit von 5 bis 10% beruhen, also wesentlich zu hoch sind (Welchen Sinn hätte in der ehemaligen Sowjetunion eine Definition wie "unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich förderbar" gehabt?). Großbritannien hingegen neigt eher zu einem leichten "understatement" der eigenen Reserven mit der Folge von Neubewertungen.

Firmen neigen dazu, die Reserven der meisten großen (alten) Felder in Europa oder den USA eher unterzubewerten und werden die Angaben im Verlauf der Zeit wohl noch nach oben korrigieren. Diese systematische Unterbewertung der großen alten Felder hat ihre Ursache in finanztechnischen Gründen und Regularien. So zum Beispiel war in der Vergangenheit die Aufwertung der Ölfelder in den USA aufgrund der SEC-Regeln für börsennotierte Firmen fünf mal höher als in Europa. Des Weiteren erfolgen auch in den USA die Höherbewertungen fast nur bei alten Onshore-Feldern. Im Offshore-Bereich wird dagegen kaum höher bewertet. Die vielen jüngeren kleinen Felder sind ebenfalls relativ gut erfaßt. Dies hängt mit der genaueren Exploration zusammen, da a) bessere Methoden verfügbar sind als vor vierzig oder fünfzig Jahren und b) aus ökonomischen Gründen sehr hart kalkuliert werden muß und damit die tatsächliche wahrscheinliche Reserve bereits in der Planungsgrundlage angegeben wird, und nicht wie bei großen alten Feldern, nur der als "sicher gewinnbar" angegebene Anteil.

Reserven und Ölpreis

Bei der üblichen Definition von "nachgewiesenen und unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich gewinnbaren Reserven" sollten die angegebenen Vorräte eine starke Korrelation mit dem Ölpreis aufweisen. So zum Beispiel hätte 1998 bei dem niedrigen Ölpreis von ca. \$ 10 / Barrel ein Großteil der Reserven Alaskas oder Europas als nicht wirtschaftlich gewinnbar aus der Statistik entfernt werden müssen. Umgekehrt hätten auf Grund des deutlichen Ölpreisanstiegs des vergangenen Jahres die Reserven zunehmen müssen. Tatsächlich aber sind sogar die berichteten Reserven erstmals seit vielen Jahren leicht gesunken.

Aus den genannten und weiteren Gründen sind die vom "Oil & Gas Journal" veröffentlichten Statistiken wenig geeignet, sich ein Bild über die tatsächliche

Reservelage zu machen.

Industriedatenbank

Ein wesentlich besseres Bild erhält man, wenn man die Industrie-Datenbank als Grundlage der Analysen nimmt. Dies ist die größte existierende Datenbank über Ölfelder, die ursprünglich seit 1955 von Petroconsultants in Genf aufgebaut worden ist und jetzt von der Firma IHS weitergeführt wird. Diese Datenbank wurde in enger Kooperation mit den Upstream-Bereichen der Ölindustrie aufgebaut und wird von der Ölbranche für ihre eigenen Analysen intensiv genutzt. In dieser Datenbank sind mehr als 10.000 Ölfelder erfaßt. Dort wird jeder Neufund mit der von den Geologen vermuteten Größe des noch vorhandenen und des ursprünglichen Inhaltes eingetragen (und zwar mit dem P50 Wert).

Die bisherigen Ölfunde: Verlauf und Einflussfaktoren

Die öffentlich zugänglichen Reservestatistiken unterliegen keiner neutralen Prüfung. "The great merger mania is nothing more than a scaling down of a dying industry in recognition of the fact that 90 % of global conventional oil has already been found"

--- Goldman Sachs, *Energy Weekly*, 11. August 1999

Öl, das man fördern will, muß man vorher gefunden haben. Deswegen zunächst einige Bemerkungen zur Geschichte der Ölexploration - also über das Öl, das man bereits gefunden hat.

Historie des Verlaufs

Die Geschichte der Ölexploration hat im 19. Jahrhundert begonnen. Am Anfang waren die Methoden der Ölsuche und die Theorien über das Vorkommen von Öl noch sehr ungenügend. Trotzdem hat man schon sehr früh mit einfachen Mitteln große Funde gemacht. Erst in den letzten Jahrzehnten hat man dann eine sehr differenzierte Theorie über das Entstehen von Öl in der Erdgeschichte entwickelt, die auch empirisch gut bestätigt ist. Außerdem haben die technischen Methoden der Ölsuche inzwischen einen sehr hohen Stand erreicht.

Öl kommt in der Natur immer nur in abgeschlossenen Reservoirien vor, die verschieden groß und verschieden komplex sind. Außerhalb dieser abgegrenzten Reservoirie gibt es dann nicht etwa etwas weniger Öl sondern überhaupt keines. Deswegen ist unser Wissen über das Vorkommen von Öl auf der Welt mit unserem Wissen über die Größenverteilung der Ölfelder bereits sehr gut beschrieben.

Was hat man bisher gefunden? Die großen Ölfelder wurden immer in der Frühphase der Exploration einer bestimmten Region gefunden. So kennt man heute etwa 42.000 Ölfelder, aber bereits in 1% dieser Felder sind 75% des bisher gefundenen Erdöls

enthalten. Die meisten dieser 400 größten Felder wurden vor mehr als 30 Jahren entdeckt. Alle großen Ölprovinzen, außer der Nordsee und Alaska, wurden bereits vor mehr als 50 Jahren gefunden. Weltweit war das Maximum der Neufunde in den 60er Jahren erreicht. Danach fand man tendenziell immer weniger Öl. Auch die verstärkten Explorationsbemühungen Anfang der 80er Jahre, ausgelöst durch die vorangegangenen Ölpreisschocks, konnten den Trend der geringer werdenden Funde kaum beeinflussen.

Dies ist auch nicht weiter überraschend, da man die großen Felder immer am Anfang und auch mit einfachen Methoden findet (sie sind so groß, dass man sie praktisch nicht verfehlen kann). Mit immer größerem Aufwand findet man dann weitere Felder, allerdings zunehmend kleinere.

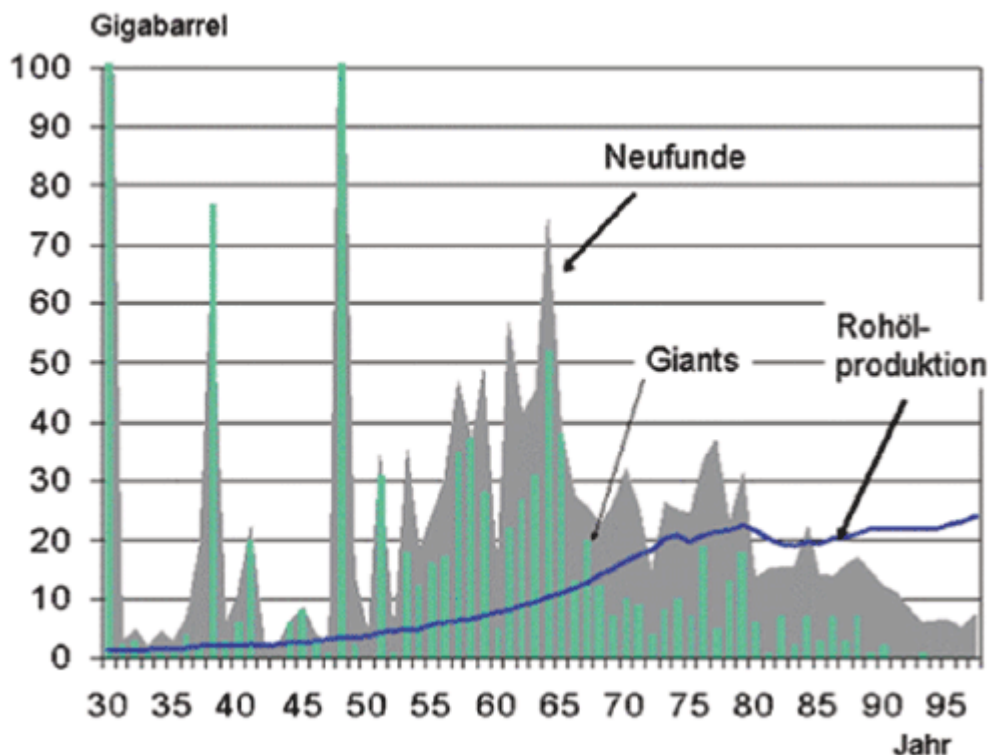


Bild 1: Weltweite Funde und Produktion von Rohöl (ohne Natural Gas Liquids). Die großen Ölfelder (sog. Giants mit mehr als 0,5 Gb Inhalt) wurden bereits sehr früh gefunden. Das Maximum der Neufunde war in den 60er Jahren, seither wird tendenziell weniger Öl gefunden. Seit etwa 20 Jahren kann der jährliche Ölverbrauch nicht mehr durch Neufunde ersetzt werden.

(Datenquelle: Petroconsultants)

Ein klareres Bild von der tatsächlichen Reserveentwicklung erhält man, wenn man die zeitliche Entwicklung der Neufunde darstellt, aufsummiert und von diesem bisher insgesamt gefundenen Öl den bisherigen Ölverbrauch abzieht. Im Gegensatz zu den öffentlich zugänglichen Reservestatistiken zeigt eine derartige Analyse, dass die Reserven seit etwa 20 Jahren abnehmen. Der Verbrauch kann seit dieser Zeit nicht mehr durch Neufunde ausgeglichen werden. Die Analyse der zeitlichen Entwicklung zeigt auch, wie bereits besprochen, dass die Neufunde tendenziell abnehmen und sich die Summenkurve des insgesamt gefundenen Öls einem asymptotischen Grenzwert annähert.

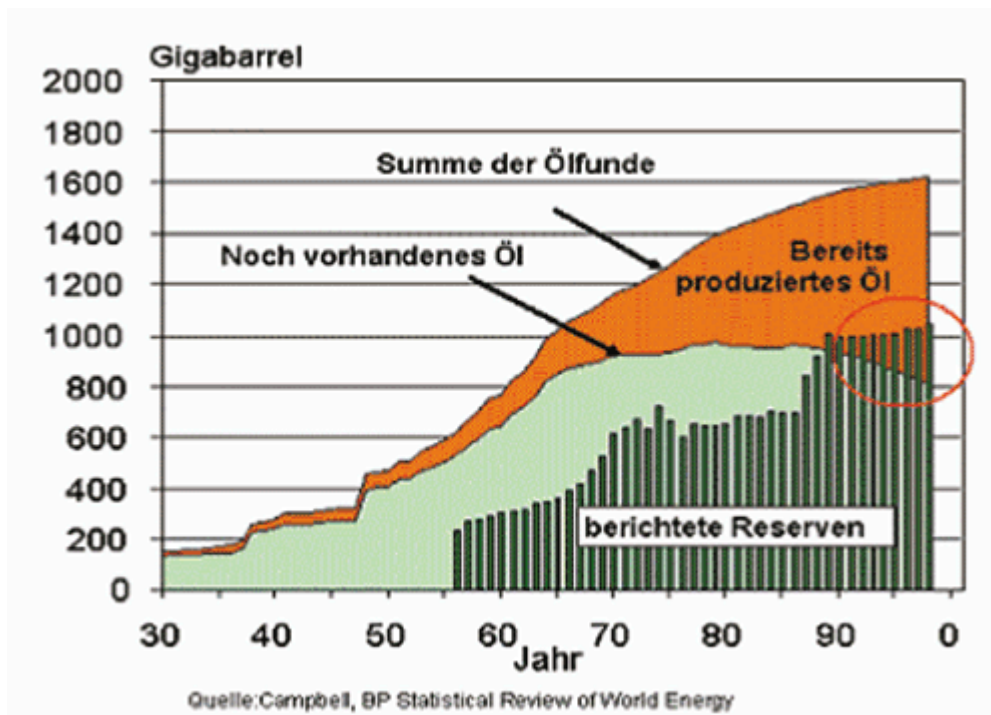


Bild 2: Die Summenkurve der Neufunde nähert sich einem asymptotischen Wert. Die Extrapolation läßt auf eine insgesamt auffindbare Ölmenge von ca. 1800 Gigabarrel schließen. Zieht man von dieser Summenkurve die bereits produzierten Ölmengen ab, so sieht man die Entwicklung der Reserven: Diese nehmen seit ca. 20 Jahren ab. Die in öffentlichen Statistiken aus der Ölindustrie berichteten Reserven hingegen zeigen ein Wachstum, wie es nicht der Realität entspricht.

Beispiel britische Nordsee

Am Beispiel der britischen Nordsee ist die Situation in Europa dargestellt (Bild 3). Die ersten großen Ölfunde erfolgten einige Jahre vor der ersten Ölkrise. Fast alle großen Ölfelder wurden vor mehr als 20 Jahren entdeckt. So beruht die Produktion trotz vieler später gefundener kleiner Ölfelder auch heute im wesentlichen auf den Reserven der frühen Funde. Sobald der bereits seit einigen Jahren erfolgende Produktionsrückgang der alten Felder nicht mehr durch den Anschluß vieler kleiner Felder ausgeglichen werden kann, wird die Produktion zurückgehen. Vermutlich war dieses Produktionsmaximum im Jahr 1999 erreicht.

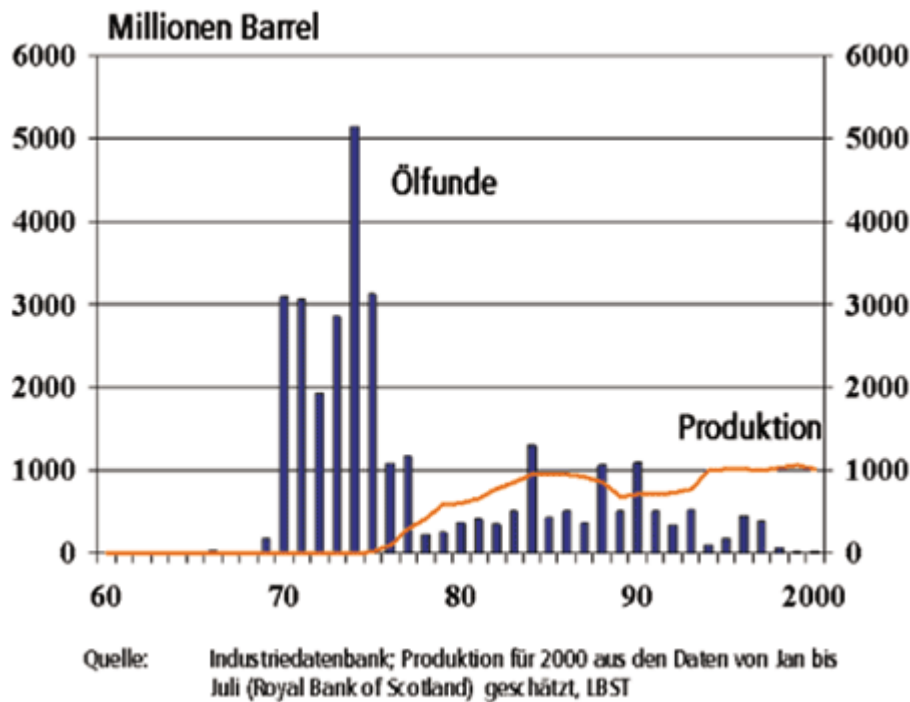


Bild 3: Ölfunde und Produktionsverlauf des Vereinigten Königreichs. Die größten Ölfelder wurden alle vor 1980 gefunden. Heute werden zwar viele kleine Felder, jedoch in Summe kaum Öl gefunden, so dass die Produktion fast ausschließlich aus alten Ölfeldern erfolgt. Konnte durch den Anschluß vieler kleiner Ölfelder in den Jahren 1998 und 1999 die Produktion noch einmal um jeweils über 3% p.a. erhöht werden, so ging sie im ersten Halbjahr 2000 um 5% gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres zurück. Dies kann man nicht mehr mit ungünstigen ökonomischen Bedingungen begründen - UK hat vermutlich das Produktionsmaximum überschritten.

Man sieht, dass mit fortschreitender Zeit die Felder immer kleiner werden. Insgesamt wird der quantitative Beitrag der Neufunde immer geringer.

Der Rückgang der Ölproduktion in Großbritannien in den Jahren 1985-1990 ist auf administrative Eingriffe nach einem Unfall auf der größten Bohrplattform Piper Alpha zurückzuführen. Daher konnte anschließend die Produktion ohne große Neufunde wieder erhöht werden.

Einfluss der Technologie

Eine Analyse der historischen Entwicklung der Ölfunde zeigt, dass der immer wieder angeführte technologische Fortschritt kein Wundermittel ist, um die Menge des förderbaren Öls immer weiter zu vermehren. Insgesamt wird immer weniger gefunden. Technologische Fortschritte schlagen sich vor allem in der genaueren Vorerkundung potentieller Lagerstätten nieder. Das heißt, die wirtschaftlichen Risiken werden dadurch eingegrenzt. So ist es auch verständlich, dass (berechtigte) Neubewertungen vor allem

bei alten und damals mit einfachen Methoden gefundenen Feldern vorgenommen werden. Am Beispiel der USA kann man ersehen, dass die spät und gut erkundeten Offshore-Ölfelder kaum einer Neubewertung unterliegen.

Was man bisher gefunden hat

Das bisherige Ergebnis der Entdeckung von Erdöl wird unseres Erachtens am besten durch die folgenden Zahlen, die vom Geologen C.J. Campbell kommen, zusammengefaßt:

| | Rohöl (Gigabarrel) | Rohöl+Tiefseeöl, polares Öl, Natural Gas liquids, Kondensat, Schweröl (Gigabarrel) |
|-----------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Reserven (31.12.99) | 827 Gb | 1072 Gb |
| Bisher gefördert (31.12.99) | 820 Gb | 910 Gb |
| Was man vermutlich noch findet | 153 Gb | 263 Gb |
| Insgesamt förderbares Öl | 1800 Gb | 2185 Gb |

Charakteristik der Ölproduktion

Die jeweilige aktuelle Verfügbarkeit von Erdöl wird von den Produktionsmöglichkeiten und damit insbesondere vom Produktionsmaximum bestimmt.

Reserven/Produktions Angaben sagen nichts über die aktuelle Verfügbarkeit.

Die Welt nähert sich einem Strukturbruch.

Glockenkurve und Produktionsmaximum

Die Menge des bereits gefundenen Öls und seine regionale Verteilung bestimmen den Produktionsverlauf der Welt in den nächsten 20 Jahren. Denn 90% unserer Ölproduktion kommen aus Feldern, die älter als 20 Jahre sind und 70% aus Feldern, die älter als 30 Jahre sind.

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten folgt der zeitliche Verlauf der Ölproduktion aus einem gegebenen Reservoir einer charakteristischen Glockenkurve. Einige Gründe

dafür sind: Anfangs sorgt der hohe Druck im Ölfeld für eine leichte Produktion. Die Produktionsrate wird nur durch den Zubau von Förderanlagen bestimmt. Je mehr der Druck nachläßt, desto mehr wirkt sich die Zähigkeit des Öls auf das Produktionsverhalten aus. Tendenziell nimmt dann die Förderrate mit jedem geförderten Barrel weiter ab. Ein weiterer Zubau von Produktionsanlagen läßt den Druck nur schneller absinken, so dass trotzdem kaum mehr Öl produziert werden kann.

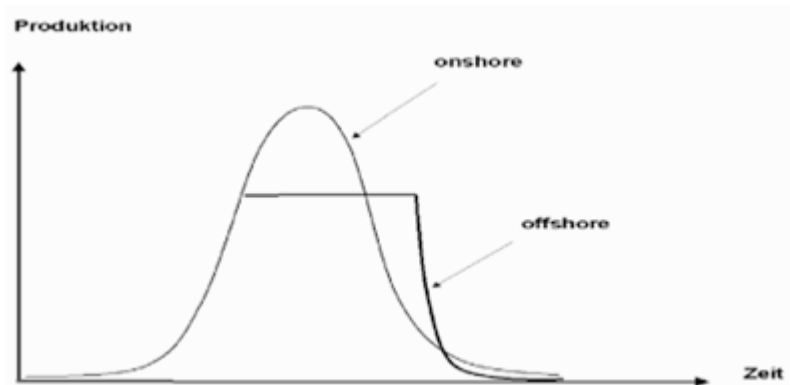


Bild 4: Die Ölproduktion eines Feldes folgt dem Verlauf einer Glockenkurve. In der Frühphase kann die Produktion durch den Zubau von Förderanlagen erhöht werden. Ungefähr wenn die Hälfte des Reservoirs entnommen ist, ist der Druck so stark abgesunken, daß die Zähigkeit des Öls überwiegt. Mit jedem weiteren entnommenen Barrel Öl wird der Druck weiter reduziert - die Produktionsrate nimmt tendenziell nur noch ab. In gewissem Umfang kann man den Druck künstlich erhöhen, dafür aber wird das Reservoir schneller entleert. Im offshore Bereich mit den hohen Betriebskosten versucht man ein Produktionsplateau so lange als möglich zu halten. Danach sinkt die Produktion sehr rasch ab.

Eine Beeinflussung der Produktion jenseits des Produktionsmaximums kann nur durch eine künstliche Erhöhung des Drucks (Injektion von Erdgas, CO₂, Wasser etc.) oder durch eine Herabsetzung der Zähigkeit des Öls (Erhitzen, chemische Beeinflussung) erfolgen. Die diesbezüglichen Möglichkeiten werden jedoch weithin überschätzt. Tatsächlich zeigen sie nur Erfolg, wenn das Ölfeld schon weit über das Produktionsmaximum hinaus ausgebeutet worden ist.

Damit kann der Rückgang der Produktionsrate über eine begrenzte Zeitspanne gebremst werden. Oft ist es auch eine ökonomische Entscheidung, verfügbares Erdgas zur Druckerhöhung des Ölfeldes zu reinjizieren oder aber direkt zu nutzen.

So zum Beispiel konnten moderne Produktionsmethoden (sogenanntes EOR = Enhanced Oil Recovery) die Produktionsrate des seit 60 Jahren produzierenden zweitgrößten texanischen Ölfeldes Yates wieder geringfügig anheben. Die insgesamt förderbare Ausbeute soll der Theorie zufolge dadurch um 5 bis 7% erhöht werden. Tatsächlich fiel die anfangs deutlich erhöhte Produktionsrate bereits nach vier Jahren wieder ab. Heute, nach sieben Jahren, nähert sie sich dem Produktionsverlauf, der ohne diese Maßnahme erwartet worden wäre. Es ist sogar wahrscheinlich, daß sie unter diesen

Produktionsverlauf zurückfällt. Mit diesen Maßnahmen wird das förderbare Öl schneller entleert, in Summe wird damit aber nicht mehr Öl extrahiert. Der charakteristische glockenförmige Verlauf der Förderung über der Zeit eines einzelnen Ölfeldes gilt auch für Aggregate von Ölfeldern. Die Überlagerung von Glockenkurven in jeweils verschiedenen Stadien führt trotzdem wieder in Summe zu einer Glockenkurve. Dabei wird der "peak" der Kurve ungefähr dann erreicht, wenn die Hälfte des vorhandenen Öls gefördert ist.

Verlauf der Weltölförderung

Insbesondere gilt dieser Zusammenhang auch für den Verlauf der Weltölförderung. Für die Versorgung der Welt mit Öl sowie für die Preisbildung auf den Märkten ist die jeweils aktuell verfügbare Menge entscheidend, also gegenwärtig die aktuelle Weltölförderung von ca. 76 Mio. Barrel pro Tag. Entscheidend für die künftige Entwicklung ist, ob im nächsten Jahr oder in den nächsten Jahren die Förderung weiter ausge- weitert werden kann, an eine obere Grenze stößt oder gar abnimmt. In diesem Zusammenhang ist die Frage nach der Höhe der jeweils aktuell verfügbaren Reserven eher zweitrangig.

Dieser qualitative Zusammenhang ist kaum strittig, kontrovers ist nur die Frage, wann weltweit der Wendepunkt erreicht werden wird. Diese Frage ist auch nur deswegen strittig, weil über die Produktionsmöglichkeiten einiger entscheidender Regionen, die noch über vergleichsweise große Reserven verfügen, keine objektiven Informationen vorliegen. Für eine Reihe wichtiger Gebiete auf der Welt sind diese Informationen aber sehr wohl vorhanden. Eine Analyse der Produktionsdaten der Gebiete, für die einigermaßen verlässliche Daten vorliegen, zeigt bereits, dass wir dem weltweiten Produktionsmaximum sehr nahe sind.

Beispiele für Regionen, die ihr Produktionsmaximum bereits hinter sich haben, sind folgende Gebiete (Quelle:IHS Energy):

| Land | Jahr des Produktionsmaximums | Anteil an der Weltölproduktion im Jahre 1999 | Produktion 1999 / Maximalproduktion |
|---------|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------|
| BRD | 1968 | 0,08 % | 34 % |
| USA | 1971 | 11 % | 80 % |
| Rußland | 1988 | 8,8 % | 54 % |
| England | 1999 | 4,1 % | 100 % |

Diese Tabelle berücksichtigt alle flüssigen Kohlenwasserstoffe (Rohöl, NGL, Kondensat, etc.). Betrachtet man z.B. für die USA nur die reine Rohölproduktion (entsprechend den Statistiken des DOE), so liegt die heutige Produktion nur noch bei ca. 60 % der Maximalproduktion und ist auf dem Niveau von Anfang der 50er Jahre.

Gebiete, die sehr nahe an ihrem Produktionsmaximum sind oder ein Plateau erreicht haben, sind z.B. folgende Gebiete (Quelle: IHS Energy):

| Land | Jahr des Produktionsmaximums | Anteil an der Weltölproduktion im Jahre 1999 | Produktion 1999 / Maximalproduktion |
|-----------|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------|
| Venezuela | 1997(?)-2002 | 4,2 % | 89 % (bez. auf 1997) |
| Mexiko | 1998(?)-2002 | 4,7 % | 94,5 % (bez. auf 1998) |
| Norwegen | 1997(?)-2002 | 4,3 % | 93,9 % (bez. auf 1997) |

Der Zeitpunkt des Produktionsmaximums hängt von der Größe der Felder und der bereits erfolgten Produktion ab. Vor allem für die Nahoststaaten ist die Datenlage sehr unsicher. Nimmt man die berichteten Reserven dieser Staaten für ein korrektes Bild der Realität, so könnte das Produktionsmaximum etwa um 2010 - 2015 erfolgen. Vieles deutet jedoch darauf hin, dass diese Reserveangaben überhöht sind. Errechnet man die wahrscheinlich noch vorhandene Reserve aus den Neufunden abzüglich der bereits erfolgten Produktion, so dürfte das Maximum im Zeitraum 2005 - 2010 erfolgen (hierbei sind die Höherbewertungen der Reserven der OPEC-Staaten Ende der 80er Jahre als Basis genommen). Es gibt jedoch ein paar Hinweise, dass die tatsächlichen Reserven nur etwa halb so groß wie berichtet sind. Falls dies zutreffen sollte, so wäre das Produktionsmaximum vermutlich bereits im Zeitraum 2000 - 2005 zu erwarten.

Die gegenwärtige angespannte Lage auf dem Ölmarkt zeigt auch, wie inflexibel die Produktionsbedingungen und wie groß die Zeitkonstanten sind, diese Produktionsbedingungen zu beeinflussen. Die gegenwärtige Konzentration der öffentlichen Aufmerksamkeit auf das Förderverhalten der OPEC-Staaten verdeckt den Blick auf die Situation, in der sich offensichtlich die Nicht-OPEC-Staaten heute befinden: Insgesamt ist es wohl so, dass alle Erdöl fördernden Staaten außerhalb der OPEC in Summe das Fördermaximum erreicht haben. Unsere Einschätzung ist, dass diese sogenannten "rest of the world" Länder ihre Produktion in Summe nicht mehr ausweiten können und dass in den kommenden Jahren die Produktion aus diesen Ländern zurückgehen wird. Insbesondere die Nordsee hat praktisch ihr Maximum erreicht oder ist gerade dabei, es zu erreichen. Als ein weiteres Indiz hierfür kann man die Tatsache betrachten, dass im ersten Halbjahr 2000 die Ölförderung aller "major oil companies" um fast 1% zurückgegangen ist und dies trotz hervorragender ökonomischer Randbedingungen.

R/P (Reserven/Produktions-) Reserveangaben

Oft wird die statische Reichweite ("Wie viele Jahre reicht das noch vorhandene Öl bei heutigem Verbrauch?") als Maß für die Verfügbarkeit von Öl benutzt. Dabei gilt den meisten Menschen eine Reichweite von 40 Jahren als beruhigend langer Zeitraum! Das Konzept an sich ist jedoch aus einer Reihe von Gründen eher irreführend. Zum einen verläuft die Förderung über der Zeit nicht auf einem konstanten Niveau, um dann

plötzlich in dem Moment abzurechnen, wenn alles Öl verbraucht ist, sondern der Verlauf folgt einer Glockenkurve. Bezogen auf den Weltverbrauch von Öl haben wir es aber immer noch mit einem Wachstum zu tun. Insofern überschätzen die statischen Reichweiten die zeitliche Verfügbarkeit.

Der wesentliche Aspekt ist jedoch der, dass nach dem Überschreiten des "mid depletion point" eines Fördergebietes, also des Maximums der Ölförderrate, der Begriff zunehmend irreführend wird. Dies läßt sich leicht am Beispiel der Ölförderung in Deutschland zeigen. Hatten wir doch beim Fördermaximum im Jahr 1968 eine statische Reichweite von 11 Jahren. Heute, bei einem Förderniveau von nur noch 34 % der Maximalförderung und wesentlich weniger verbliebenen Reserven, hat sich die statische Reichweite jedoch auf 18 Jahre erhöht.

Entscheidend für strukturelle Änderungen ist nicht die (statische oder dynamische) Reichweite der Reserven, also "wie lange reicht das gefundene Öl bei vorgegebener jährlicher Förderquote?" sondern einzig der Zeitpunkt, ab dem die Ölproduktion aus geologischen, technischen und ökonomischen Gründen nicht mehr erhöht werden kann, sondern tendenziell nur noch abnimmt. Der Übergang von tendenziell zunehmender zu tendenziell abnehmender Produktion ist der Zeitpunkt, an dem die Endlichkeit der Ressourcen sich auch auf den Märkten spiegelt. Dies wird zu einer breiten und dauerhaften Veränderung des Investitionsverhaltens führen, weg vom Öl und hin zu den möglichen Alternativen der Energieversorgung. Das Erreichen des weltweiten Fördermaximums ist der richtige Indikator für kommende Strukturbrüche und nicht die Reichweite von Ölreserven.

Das Potential für künftige Funde

Durch Extrapolation der Explorationserfolge der Vergangenheit kann man recht genau auf das Öl schließen, das man vermutlich noch finden wird. Etwa 90% des insgesamt förderbaren Öls sind vermutlich bereits gefunden.

Explorationserfolg und Ölpreis

Aufgrund der bereits gemachten Ausführungen ist einsichtig, dass bei einer Erhöhung der Explorationsanstrengungen (sprich höherem wirtschaftlichen Aufwand) man durchaus noch etwas finden wird, aber eben nur weitere noch kleinere Felder.

Auch noch so große Investitionen können daran nichts ändern, aus dem schlichten Grund, weil es fast nichts mehr zu finden gibt. Aussichtsreiche Regionen sind bereits gut und sehr weitgehend erkundet und in den anderen Gebieten gibt es nichts zu finden. (Vielleicht hilft ein Bild zum Verständnis: Ein Fußballprofi, dessen Gehalt man verdoppelt, schießt deswegen trotzdem nicht doppelt so viele Tore.)

Die einzigen noch weniger explorierten Gebiete betreffen die Tiefsee. Dort wurden in

bisher knapp 20 Jahren etwa 25 Gigabarrel gefunden (entsprechend dem gegenwärtigen Welt-Jahresverbrauch). Da jedoch auch hier die großen Felder zuerst gefunden werden, muß man davon ausgehen, dass dieses Öl einen kurzfristig zwar wichtigen, längerfristig aber keinen entscheidenden Einfluß auf die Versorgungssituation haben wird.

Die neue Studie der USGS

Im Juni dieses Jahres hat die amerikanische Behörde US Geological Survey (USGS) eine neue Studie mit einer Einschätzung der weltweiten Ölreserven veröffentlicht. In dieser Studie werden für die Gebiete außerhalb der OPEC noch riesige Vorkommen ausgewiesen. Hier stellt sich die Frage: Warum haben wir heute denn eine Ölverknappung, wenn angeblich die Reserven immer größer werden?

Es ist aufschlussreich, mit welchen Methoden die USGS zu ihren Einschätzungen gekommen ist. Ein Kreis von Experten hat für verschiedene Regionen der Erde Schätzungen abgegeben über das dort vermutlich vorhandene, aber noch nicht nachgewiesene Öl. So zum Beispiel wurde für die Falklandinseln und für Ostgrönland angegeben, dass mit 95% Wahrscheinlichkeit dort kein Öl gefunden wird; mit 5% Wahrscheinlichkeit könnten jedoch 17 Gb (Falkland) bzw. 117 Gb Öl (Ostgrönland) in den nächsten 30 Jahren dort gefunden werden. Aus diesen Angaben wird mit aufwendigen Rechenmodellen errechnet, dass man im Gebiet der Falklandinseln wahrscheinlich noch 5,8 Gb und in Ostgrönland noch 47 Gb Öl finden wird. Das wäre so viel wie in der ganzen Nordsee gefunden wurde - dem größten gefundenen Ölgebiet der vergangenen 50 Jahre. Tatsächlich zogen sich im Jahr 1999 explorierende Firmen aus dem Gebiet der Falklandinseln wieder zurück, nachdem sie dort nicht fündig wurden. Auf die Exploration Ostgrönlands darf man noch gespannt warten. Es ist bei dieser Methodik nicht verwunderlich, dass die Ölgesellschaften sich in diesen Gebieten nicht engagieren.

Das wahrscheinlich noch zu findende Öl wird in dieser Studie mit 724 Gb höher ausgewiesen als in der vorangegangenen Studie des Jahres 1993. Interessanterweise aber hat sich das mit 95 % Wahrscheinlichkeit "sicher" auffindbare Öl von 292 Gb im Jahr 1993 auf 239 Gb in der aktuellen Studie reduziert. Dies entspricht etwa der Abschätzung von Campbell.

Die Informationspolitik der USGS stellt sich dabei widersprüchlich dar. Einerseits wird betont, dass es noch sehr viel Öl zu finden gäbe (man darf annehmen, dass dies vor allem dazu dient, auf die OPEC Druck auszuüben). Andererseits aber äußern sich dieselben Vertreter des USGS, die an der Studie beteiligt waren, dahingehend, dass man zwar noch sehr viel Öl finden könne, dass aber das Maximum der Produktion möglicherweise sehr nahe sei. Als sehr nahe wird von der USGS ein Zeitraum irgendwann zwischen 2003 bis 2020 bezeichnet. [siehe das Poster der USGS im Anhang dieser Stellungnahme]

Ist das Kaspische Meer die nächste "Nordsee"?

Das Kaspische Meer wird die Gesamtsituation nicht beeinflussen. Bisher erwiesen sich die jüngsten Hoffnungen eher als "Propaganda" gegenüber der OPEC. Um den mehrfach in der ersten Jahreshälfte in der Presse gefeierten Fund von der angeblichen Größe Saudi-arabischer Ölfelder (ca. 200 Gb) ist es sehr still geworden. Die explorierenden Firmen

halten sich mit einer Stellungnahme erstaunlich zurück. Dennoch ist durchgesickert, dass die Explorateure einen Fund von der Größe des bis dahin größten, 1979 gefundenen Feldes der Region - Tengizfeld - für möglich halten. Das wären etwa 6 Gb. Darüber hinaus zeigen erste Untersuchungen, dass dieses Öl sehr stark mit Schwefel angereichert ist. Dies ist keineswegs verwunderlich, wenn man bedenkt, dass Erdgas aus der Gegend von Astrachan am Kaspischen Meer bis zu 25 % Schwefelwasserstoff enthält.

"Yet-to-find": Lernen aus der Vergangenheit

Wenn man die Historie der Ölexploration über die Zeit betrachtet (Bild 1 und Bild 2), so sieht man, dass sich die Summenkurve der Neufunde deutlich abgeflacht hat und einem Grenzwert zustrebt. Die Erfahrungen der Vergangenheit in die Zukunft projiziert geben nach Einschätzung der in der Exploration tätigen Geologen einen guten Schätzwert dessen an, was man noch finden wird. Colin Campbell schätzt, daß etwa 153 Gb Rohöl bzw. 263 Gb Öl inklusive von Kondensat, Schweröl und NGL (Natural Gas Liquids) noch gefunden werden.

Nicht-konventionelles Öl

"It is hard to imagine that the anticipated continued rise in demand for crude can be met by additional production from non-conventional deposits. Therefore trouble lies ahead."

--- Karl Hiller

Oft wird angeführt, dass nicht-konventionelles Öl ein sehr großes Potenzial besitzt. Daher bräuchte man sich um die Endlichkeit von Erdöl und Erdgas keine ernsthaften Gedanken zu machen.

Die Sichtweise vieler Ökonomen ist, dass bei steigenden Preisen ein gleitender Übergang von konventionellen, günstigen Energiereserven zu unkonventionellen Energiereserven stattfindet. Daher sei dieser Übergang nur von ökonomischen Randbedingungen abhängig.

Es ist aller Wahrscheinlichkeit nach nicht so, dass eine bald rückläufige Rohölförderung dann durch einen gleitenden Übergang auf die Förderung nichtkonventioneller Ölressourcen ausgeglichen werden kann. Die Gründe, warum der Übergang zu nicht-konventionellem Öl keine befriedigende und glatte Lösung sein wird, werden nachfolgend zusammengefasst.

Die konventionelle Ölförderung ist die bequemste und billigste Art, Öl zu fördern. Daher erfolgte sie auch als erstes. Jeder Übergang auf unkonventionelle Rohstoffe ist schwieriger und aufwendiger. Der Aufbau von Produktionskapazitäten und die Ausweitung der Produktion kann nicht in demselben Tempo erfolgen wie bei der konventionellen Ölförderung. Daher bestimmt das Maximum der konventionellen Ölförderung den Zeitpunkt der maximalen Verfügbarkeit von Öl. Alles, was danach kommt, kostet mehr Zeit, bereitet mehr Probleme und wird nur mit wesentlich höherem

(ökologischem, ökonomischem und technischem) Aufwand machbar sein.

Die konventionellen Formen von Erdöl und Erdgas bieten die komprimierteste und am einfachsten gewinnbare, transportierbare und anwendbare Form von Kohlenwasserstoffen. Alles was es sonst noch gibt, ist sehr viel aufwendiger zu gewinnen, ist in der Qualität sehr viel schlechter und muß daher aufwendig aufbereitet werden. Dies hat einige wesentliche Konsequenzen:

- Die Kosten sind sehr viel höher;
- die Umweltbeeinträchtigung bei der Gewinnung ist sehr viel größer als bei konventionellen Energieträgern;
- der Energieeinsatz zur Gewinnung ist sehr viel höher (und damit auch die spezifischen CO₂-Emissionen);
- die Produktion kann nicht so einfach und vor allem nicht so schnell ausgeweitet werden.

Ausblick auf die künftige Entwicklung

"Trouble lies ahead."

--- Karl Hiller

Reservenangaben: Mittel der Propaganda im Machtkampf zwischen der OPEC und dem Rest der Welt

In den vergangenen zwei Jahrzehnten waren wir Zeugen einer Propagandaschlacht zwischen der OPEC und den übrigen Staaten. Hier haben beide Seiten versucht, sich gegenseitig etwas vorzumachen.

- Die Nicht-OPEC-Staaten wollen die OPEC-Staaten Glauben machen, dass es noch genügend Öl auf der Welt gäbe, das man holen würde, sobald die OPEC ihre Stellung mißbrauchen würde - also die Behauptung, dass die Welt sich im Prinzip immer noch in derselben Lage befinden würde, wie in den 70er Jahren, als man in der Lage war, Alaska und die Nordsee zu erschließen.
- Die OPEC hingegen macht den Rest der Welt Glauben, dass sie die Welt jederzeit mit billigem Öl überschwemmen könne, sobald man ernsthaft nach (teureren) Alternativen zum Öl suchen würde.

So sind beide damit beschäftigt, sich gegenseitig Märchen zu erzählen. Warum ist es denn um das Kaspische Meer so still geworden, nachdem Ende März und Ende Juni von dort immer größer werdende Funde gemeldet wurden? "Zufällig" erschienen diese Berichte jeweils rechtzeitig vor den OPEC-Treffen, an denen über eine eventuelle Erhöhung der Produktion beraten wurde. Im September war davon plötzlich nicht mehr die Rede - allzu peinlich, wenn man sich hätte entgegenhalten lassen müssen "dann holt es doch endlich!". Und wurden andererseits nicht in Saudi-Arabien Ende der 80er Jahre

die Reserven mehr als verdoppelt - nicht aufgrund neuer Funde, sondern aufgrund neuer "Berechnungen" der Staatsfirma? Wurden damals nicht die Reserven fast aller OPEC-Staaten um 300 Gb erhöht, weil dies ebenfalls eine "Neubewertung" ergeben habe?

Die wachsende Bedeutung der OPEC

Aufgrund der vorliegenden Informationen kann man bereits abschätzen, wie hoch die OPEC ihre Förderung ausweiten müßte, um allein den Förderrückgang des Restes der Welt zu kompensieren. Darüber hinaus müßte die OPEC auch alleine für das Nachfragewachstum aufkommen. Länder, die allenfalls noch in der Lage wären, ihre Produktion kurzfristig auszuweiten, sind praktisch nur noch Saudi-Arabien, Kuwait und Irak (ob sie das allerdings wirklich sind, wird sich in den nächsten Monaten zeigen). Auch weitergehende erhebliche Produktionssteigerungen sind überhaupt nur noch in diesen Ländern und allenfalls im Iran denkbar. Dafür sind allerdings erhebliche Investitionen erforderlich, die wiederum Zeit brauchen, bevor sie wirksam werden. Eine entscheidende Ausweitung braucht vermutlich einen zeitlichen Vorlauf von mehreren Jahren. Während dieser Zeit wird die Förderung im Rest der Welt bereits weiter abnehmen.

Eine gewisse Unbekannte stellt die Produktion in Rußland dar. Einige Geologen (z.B. Ivanhoe) vertreten die Ansicht, dass das Überschreiten des Produktionsmaximums eine Ursache für den Zerfall der Sowjetunion war. Die üblicherweise geäußerte Meinung ist, dass die Produktion aufgrund des Umbruches zurückging. Sollte letzteres zutreffen, so könnte auch dort die Produktion noch einmal geringfügig angehoben werden.

Die Welt nähert sich dem Produktionsmaximum

Generell wird ein künftig größer werdendes Problem die schlechter werdende Qualität des Rohöls darstellen. Man strebt im Verbrauch immer schwefelärmere Kraftstoffe an, doch ist das produzierte Rohöl zunehmend von schlechterer Qualität. Die Aufbereitung zu sauberen Kraft- und Heizstoffen ist mit erhöhtem Raffinationsaufwand, höherem Energieaufwand und zunehmenden indirekten Emissionen aus der vorgelagerten Kette verbunden. Hiermit wäre möglicherweise auch die Diskrepanz erklärbar, dass einerseits die OPEC-Staaten behaupten, Rohöl gäbe es genügend, aber an raffinierten Endprodukten würde es mangeln. Es kann sein, dass die Raffinerien auf die schlechter werdenden Rohölqualitäten nicht ausreichend vorbereitet sind. Alle diese Überlegungen lassen es als sehr wahrscheinlich erscheinen, dass die gegenwärtige Anspannung auf den Ölmärkten nicht vorübergehend, sondern von Dauer sein wird. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass wir gerade eben dabei sind, das Maximum der Welterdölproduktion zu erreichen.

Das jeweilige Erreichen des Maximums der Ölförderung in wichtigen Regionen in Verbindung mit den gegebenen politischen Verhältnissen hat in der Vergangenheit bereits zu Ölkrisen geführt und wird in Zukunft zu weiteren Krisen führen. Immer wenn der jeweils größte Produzent sein Maximum erreicht, ändert sich die Struktur des Marktes.

- Die USA hatten 1971 das Maximum ihrer Ölproduktion. Als sich die damals bedeutendsten Ölproduzenten außerhalb der USA, nämlich die heutigen

OPEC-Staaten, ihrer Macht bewußt wurden, kam es 1973 durch die Produktionsbeschränkungen dieser Staaten, die "nur" 38% Anteil an der Produktion hatten, zur ersten globalen Ölkrise.

- Die zweite Ölkrise 1979/80 mit der starken Drosselung der OPEC-Produktion war deshalb so wirkungsvoll, da dies mit dem Erreichen eines Produktionsplateaus der russischen Förderung zusammenfiel.
- Die dritte Krise ist dann zu erwarten, wenn die Welt außerhalb der OPEC ihr Produktionsmaximum erreicht. Diesen Zeitpunkt haben wir heute erreicht. Die OPEC mit nur 40% Produktionsanteil kann in einer Situation weiter wachsender Nachfrage dem Rest der Welt die Preise diktieren. Dies fällt auch mit dem Produktionsmaximum der Nordsee zusammen.
- Eine letzte Ölkrise wird es dann geben, wenn die Welt als Ganzes, also einschließlich der OPEC-Staaten, das Produktionsmaximum erreicht. Manches deutet darauf hin, dass diese Krise nicht lange nach der dritten folgen wird oder möglicherweise sogar mit dieser zusammenfällt. Wir wissen nur deswegen nicht genau, in welcher Situation wir uns derzeit befinden, weil wir nur über unzureichende Informationen über die tatsächlichen Ölvorräte und Produktionsbedingungen der wichtigsten OPEC-Staaten verfügen.

Einfluss der Preise auf die Produktion

Bemerkenswert ist ausserdem, dass die Ölpreiskrisen der Vergangenheit keine besondere Wirkung auf die Ölproduktion der Nicht-OPEC-Staaten hatten. Diese erhöhten ihre Produktion, einer "inneren Logik" folgend, solange sie konnten, und nicht in Abhängigkeit von Krisen, wie man im Bild 5 erkennen kann.

Dafür gibt es auch eine einfache Erklärung. Nach den Enteignungen der Ölfirmen im Nahen Osten in den 50er bis 70er Jahren waren diese gezwungen, die ökonomisch vergleichsweise ungünstigen Ölfelder in anderen Regionen (wie Alaska und Nordsee) in Produktion zu nehmen. In Anbetracht unsicherer Rahmenbedingungen versuchten sie immer so viel und so schnell wie möglich zu produzieren. Die Konzessionsbedingungen der jeweiligen Regierungen haben diesen Trend noch verstärkt. Weltweit haben wir jetzt auf Grund der Marktsplaltung in OPEC und Nicht-OPEC die ökonomisch paradoxe Situation, dass zuerst das teuer zu produzierende Öl knapp wird. Auch steigende Preise werden aus den weiter oben ausgeführten Gründen nicht dazu führen, dass mehr Öl verfügbar gemacht werden kann.

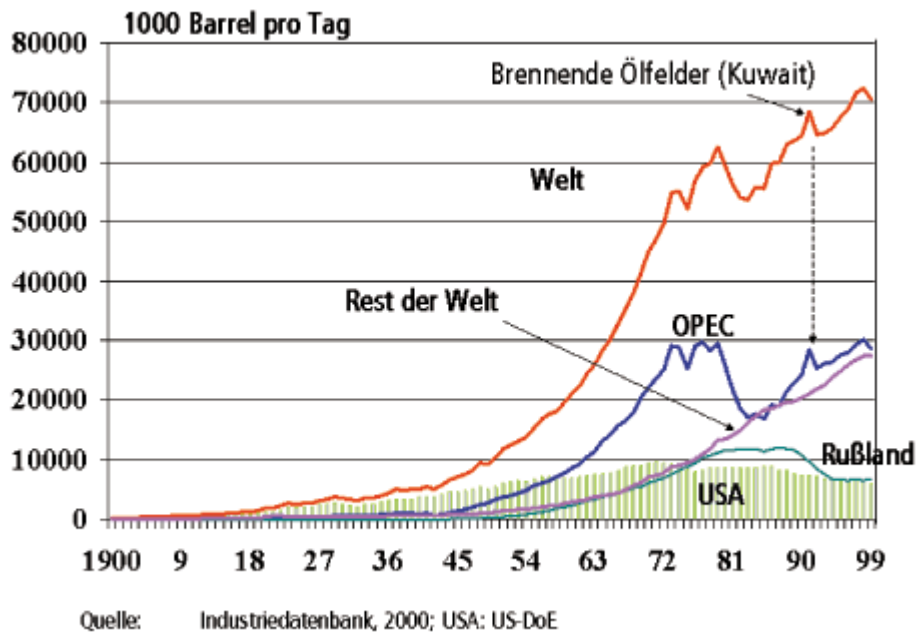


Bild 5: Ölproduktion der Welt und wichtiger Länder/Regionen. Die Ölkrise 1973 kam kurz nach dem Produktionsmaximum der USA im Jahr 1971. Die Ölkrise 1979/80 fiel mit dem Erreichen eines maximalen Produktionsplateaus in Rußland zusammen. Nur die heutigen OPEC-Staaten waren in der Lage, ihre Produktion den politischen Gegebenheiten entsprechend schnell zu verändern. Der "Rest der Welt" (alle Staaten außer OPEC, USA und Rußland) erhöhte einer "inneren Logik" folgend die Produktion fast unbeeinflusst von äußeren Faktoren. Die Ölkrise des Jahres 2000 fällt mit dem vermutlichen Produktionsmaximum des Restes der Welt zusammen. Ist das Zufall?

Teil 2: Erdgas

Konventionelles Erdgas

Wenn Erdgas Erdöl ersetzen soll, wird das Produktionsmaximum wesentlich schneller als allgemein angenommen erreicht werden, möglicherweise schon in 15-20 Jahren.

Erdgasmärkte sind heute regional entkoppelt: In Nordamerika wird es schon sehr bald zu einer Versorgungskrise kommen, in Europa ist die Situation entspannter.

Globale Versorgungssituation

Studien, die in den nächsten 10 bis 20 Jahren kein Problem beim Erdöl sehen, werden auch für Erdgas auf lange Zeit keinen Engpaß ausmachen. Geht man jedoch von einer bald rückläufigen Erdölproduktion und einer Substitution durch Erdgas aus, so stößt der Erdgaseinsatz sehr schnell an Grenzen.

Die globale Verfügbarkeit von Erdgas wird in den kommenden zehn Jahren gegeben sein. Ob dies auch noch in 15 - 20 Jahren so sein wird, hängt vor allem davon ab, in welchem Maße Erdgas Erdöl ersetzen wird. Dass Erdgas auch in 30 - 40 Jahren noch in ausreichendem Maße kostengünstig verfügbar sein wird, ist aus heutiger Sicht unter Berücksichtigung einer zunehmenden Substitution von Erdöl durch Erdgas äußerst unwahrscheinlich. Die Bedeutung künftiger Funde wird angesichts wachsender Verbräuche einen Engpaß in der Verfügbarkeit allenfalls um ein bis zwei Jahrzehnte hinauszögern können, insbesondere da künftige Funde im wesentlichen im ökonomisch ungünstigen tiefen Offshore-Bereich abseits der Verbraucher zu erwarten sind.

Erdgasmärkte sind heute regional entkoppelte Märkte

Da heute die Erdgasmärkte weitgehend regional voneinander unabhängig sind, können regionale Versorgungsengpässe schon sehr viel früher auftreten. Es zeichnet sich ab, dass in den nächsten Jahren die Gasproduktion der USA deutlich zurückgehen wird. Zusammen mit der ohnehin rückläufigen Ölproduktion und einem stark steigenden Gasbedarf wird dies sehr bald, möglicherweise bereits im Winter 2000, zu Versorgungsproblemen führen. Die Situation in den USA muß als höchst alarmierend bezeichnet werden.

Innerhalb Europas erwarten wir mindestens während der kommenden zehn Jahre keine größeren Versorgungsprobleme. Jenseits dieses Zeitraumes sind Versorgungsprobleme aber nicht auszuschließen.

Dennoch wird es starke Verschiebungen der Produktionsanteile geben. So ist zu erwarten, dass England in etwa 5 Jahren das Produktionsmaximum von Erdgas erreichen wird. Dies ist an Bild 6 illustriert. Aufgetragen ist die Summe der bisherigen Gasfunde. Diese nehmen in den letzten Jahren kaum noch zu. Zieht man davon die bisherige Gasproduktion ab, so ergibt sich der Trend der Reserveentwicklung. Die englischen Gasreserven nehmen seit einigen Jahren dramatisch ab. Extrapoliert man die Kurve der bisherigen Gasfunde und des bisherigen Verbrauchs in die Zukunft, so kann man am Schnittpunkt der beiden Kurven erkennen, wann das Gas zur Neige gehen wird. Hätte man noch aus der Entwicklung Anfang der 90er Jahre extrapoliert, so hätte man auf Jahrzehnte kein ernsthaftes Problem gesehen. Doch das Nachlassen der Neufunde, in Verbindung mit dem gestiegenen Gasverbrauch, zeigt, dass einige Jahre vor 2010 das Produktionsmaximum der UK-Gasproduktion erreicht sein wird.

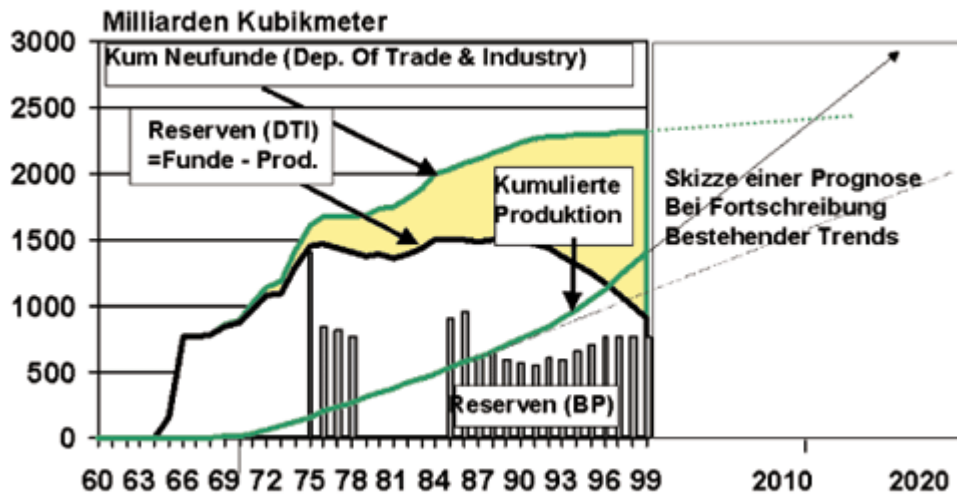


Bild 6: Gasfunde und Gasproduktion von Großbritannien. Aufgetragen ist die Summe der Neufunde, die Reserveentwicklung (=Neufunde abzüglich bereits erfolgter Produktion), die bereits erfolgte Produktion des Erdgases sowie die in öffentlichen Statistiken über die Jahre jeweils berichteten Reserven. Diese haben nichts mit der tatsächlichen Versorgungssituation zu tun. Im rechten Bildteil sind die bestehenden Trends in die Zukunft extrapoliert. Noch Anfang der 90er Jahre hätte man auf Jahrzehnte kein Problem ausgemacht. Heute zeigt sich, dass aufgrund der gestiegenen Produktion schon bald das Produktionsmaximum erreicht sein wird. Dann wird England zunehmend auf Importgas angewiesen sein.

(Datenquelle: Department of Trade and Industry)

Methanhydrat

Methanhydrates: "It is well said that they are a fuel for the future and likely to remain so."

--- Jean Laherrere

An nichtkonventionellen Erdgasressourcen wird vor allem Methangas aus Kohleflözen eine Rolle spielen. Heute stammen etwa 6 % der amerikanischen Produktion aus diesem Bereich. Allerdings ist es eher unwahrscheinlich, dass ein Rückgang der konventionellen Gasproduktion durch den verstärkten Einsatz von Kohlegas ausgeglichen werden kann.

Unseres Erachtens dient die Betonung der großen nichtkonventionellen Energiereserven vor allem dazu, um den Eindruck eines für lange Zeit gesicherten Energiepfades zu erwecken. Viele dieser Angaben sind äußerst spekulativ. Als ein Beispiel mag die Diskussion um Methanhydratvorkommen gelten. Viel wird über Methanhydrat als mögliche Energiequelle spekuliert. Nach heutigem Kenntnisstand, der auf mehr als 20

Jahren Forschung auf diesem Thema beruht, ist es äußerst unwahrscheinlich, dass Methanhydrate jemals einen bedeutenden Beitrag zur Energieversorgung leisten werden.

Seit mehr als zwanzig Jahren befassen sich Forschergruppen mit dem Nachweis von Methanhydratvorkommen. Gemäß Auswertungen des Geologen Laherrere ist bis heute - nach mehr als 2000 Testbohrungen - noch kein einziges größeres offshore-Methanhydratvorkommen gefunden worden. Außer ungenauen Ideen gibt es auch noch kein durchdachtes technisches Förderverfahren. Ungeachtet dessen wird mit spekulativen theoretischen Modellen (die fast allesamt auf der nicht gesicherten Interpretation seismischer Messsignale beruhen) auf ein vermutetes Gesamtvorkommen hochgerechnet, das die bekannten Erdgasvorräte vervielfachen würde. Dort, wo aufgrund der seismischen Signale Methanhydrat zu finden sein sollte, wurde es meist vergeblich gesucht. So betragen die dicksten bis heute gefundenen Methanhydratschichten etwas mehr als einen Meter. Die auf der Interpretation seismischer Signale beruhenden theoretischen Abschätzungen gehen jedoch von Schichtdicken von mehreren hundert Metern aus.

Nach heutigem Wissenstand kann man nicht davon ausgehen, dass dieses Gas in fernerer Zukunft als Energiereserve zur Verfügung steht. Alle bisherigen Angaben sind viel zu spekulativ und bieten keinen Anhaltspunkt für eine seriöse Reserveabschätzung.

Es ist auch sehr auffällig, dass die Öl- und Gasindustrie ganz im Gegensatz zur konventionellen Exploration von Öl und Gas bis hin zur Tiefseeexploration kein eigenes Geld zur Erschließung dieser Vorkommen in die Hand nimmt, sondern allenfalls im Rahmen staatlicher Forschungsprojekte eine minimale Beteiligung erfolgt. Das finanzielle Risiko überläßt man dem Staat. Dass sich diese Firmen seit mehr als 50 Jahren in ihren Labors mit Erdgashydraten befassen, beruht auf deren Potenzial, sich unter bestimmten Bedingungen spontan in Pipelines zu bilden und diese zu verstopfen.

Literatur

Bentley R.W. et al., *Perspectives on the Future of Oil*, The University of Reading, Department of Cybernetics, 28. Februar 1998

BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, siehe <http://www.bpamoco.com>
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, 1998

C. Campbell, *The Coming Oilcrisis*, Multiscience Publishing & Petroconsultants, 1998
Department of Energy, Energy Information Administration, siehe <http://www.eia.doe.gov>

IHS Energy Group, *PEPS Petroleum Economics and Policy Solutions*, London, 2000

International Energy Agency, *World Energy Outlook*, Paris, 1998

Laherrere, *Oceanic Hydrates: where, how and how much?*, unveröffentlichtes

Manuskript vom 27.4.2000; wird veröffentlicht in Energy, Exploration and Exploitation; eine Kurzfassung siehe unter <http://www.oilcrisis.com/laherrere/hydrates>

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, *Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungseingpässe aus Europäischer Perspektive*, Ottobrunn, Juli 2000

Petroconsultants (ed.), Campbell, Laherrere, *The World's Oil Supply 1930-2050*, Genf, 1995

United Kingdom, Department of Trade and Industry, *The Brown Book*, 2000

Zitate:

Goldman Sachs, Energy Weekly, 11. August 1999

K. Hiller, *Future World Oil Supplies Possibilities and Constraints*, Erdöl - Erdgas - Kohle, 13. Jahrgang, Heft 9, September 1997, Seite 1

J. Laherrere, Manuskript vom 27.4.2000, wird veröffentlicht in Energy, Exploration and Exploitation

-- Peedrich (reachable at theedrich@harbornet.com)

Dis document last modified Mon., 2001 Mar 19 @ 5:04