

**Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas)
und mögliche Versorgungsengpässe
aus Europäischer Perspektive**

**Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas)
und
mögliche Versorgungsengpässe
aus Europäischer Perspektive**

Endbericht

Ottobrunn, den 22. Juli 2000

LB-Systemtechnik GmbH
Daimlerstr. 15
D-85521 Ottobrunn
Tel. 089/608110-20

Jörg Schindler,
Werner Zittel

Diese Studie wurde im Auftrag des Deutschen Bundestages, des Ausschusses für Bildung, Technik und Technikfolgenabschätzung, angefertigt und dem Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) vorgelegt.

Diese Studie dient dem TAB als Material neben weiteren Informationen und Studien für die Bearbeitung eines TA-Projektes im Auftrag des Deutschen Bundestages.

Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungengpässe aus Europäischer Perspektive

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Konventionelle Energieträger	5
2.1	Erdöl	5
2.1.1	Die Reserverlage	6
2.1.2	Zeitlicher Produktionsverlauf	31
2.1.3	Produktionsprognosen	45
2.1.4	Entwicklung der Nachfrage	51
2.1.5	IEA World Energy Outlook 1998-2020	52
2.1.6	Stimmen aus der Branche	55
2.1.7	Der Einfluß der Reserverlage auf den Ölpreis	57
2.2	Erdgas	64
2.2.1	Die Reserverlage	65
2.2.2	Zeitlicher Produktionsverlauf	77
2.2.3	Produktionsprognosen	80
2.2.4	Entwicklung der Nachfrage	83
3	Nichtkonventionelle Energieträger	85
3.1	Allgemeine Beschreibung	85
3.2	Nichtkonventionelles Öl	87
3.3	Nichtkonventionelles Gas	88
4	Zusammenfassung und Ausblick	91
	Anhang (Einheiten und Abkürzungen)	93
5	Literatur	94

Fossile Energiereserven und mögliche Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive

1 Zusammenfassung

In dieser Vorstudie erfolgt eine kritische Analyse der Reservesituation der Öl- und Gasreserven. Vorhandenes Datenmaterial wird einander gegenübergestellt, auf seine Glaubwürdigkeit hin beurteilt und in Bezug auf seine Aussagekraft hinsichtlich möglicherweise bevorstehender Strukturbrüche betrachtet.

Es besteht eine erhebliche Diskrepanz zwischen der öffentlichen Wahrnehmung und den tatsächlichen Fakten:

Öffentliche Wahrnehmung ist es, daß innerhalb der kommenden zwei bis drei Jahrzehnte nicht wirklich mit einem Versorgungsengpaß zu rechnen ist und daß die Ölreserven ständig steigen.

Die Analyse von verschiedenen Veröffentlichungen sowie die Äußerungen von Branchenkennern und auch namhafte Stimmen aus der Branche andererseits lassen aber durchaus darauf schließen, daß bereits sehr bald strukturelle Umbrüche an den Mineralölmärkten zu erwarten sind. So sind z.B. die jährlichen Neufunde seit einiger Zeit deutlich geringer als der jährliche Verbrauch, so daß die Reserven seit Jahrzehnten abnehmen.

Die Aussagen über den Zeithorizont kommender Strukturbrüche reichen von „die Umbrüche beginnen bereits“ bis zu „sicher innerhalb der kommenden zwanzig“ Jahre“. Hieraus ergibt sich unseres Erachtens ein alarmierender Handlungsbedarf. Gerade da strukturelle Veränderungen über mehrere Jahrzehnte verlaufen, ist eine Intensivierung der Bemühungen um eine Verringerung der Abhängigkeit vom Mineralöl (und mittel- bis langfristig auch von Erdgas) dringend erforderlich.

In den folgenden Kapiteln wird dies mit entsprechenden Analysen und Schlußfolgerungen untermauert. Dies erfolgt ausführlicher für Mineralöl und ansatzweise für Erdgas, wobei auch der Handlungsbedarf für weitergehende Untersuchungen zur Absicherung (oder gegebenenfalls Abschwächung oder Widerlegung) der hier gezogenen Schlüsse aufgezeigt wird.

Es besteht auf den ersten Blick eine erhebliche Diskrepanz in der Interpretation von populären (d.h. einer breiten Öffentlichkeit leicht zugänglichen) öffentlichen Reservestatistiken, wie z.B. den von BP-Amoco veröffentlichten, einerseits und den Analysen von Industriedatenbanken durch langjährige Beobachter wie Campbell, Laherrere, Ivanhoe, Perrodon andererseits, so daß der Eindruck von sich widersprechenden Darstellungen entsteht. Die Ursachen dieser Diskrepanz sind jedoch klar nachvollziehbar und verstehbar. Es ist Anliegen dieser Arbeit, auf die Gründe dieser unterschiedlichen Sichtweisen hinzuweisen.

Es ist auch interessant festzustellen, daß sich die IEA in ihrem International Energy Outlook 1998 gegenüber früheren Veröffentlichungen deutlich der Sichtweise von Campbell angenähert hat. Auch dies soll besprochen werden.

Die hier gezogenen Schlüsse lassen sich in komprimierter Form wie folgt zusammenfassen:

- 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. 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. In den vergangenen fünf Jahren entsprachen die Ölneufunde in Summe etwa dem Ölverbrauch eines Jahres. Die heutigen Neufunde sind um Größenordnungen kleiner als vor 30 Jahren.
- Die in Veröffentlichungen 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 bestätigen Sie, dass kaum noch neues Öl gefunden wird.
- 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 technischen und ökonomischen Gründen nicht mehr erhöht werden kann, sondern tendenziell nur noch abnimmt. Dieser Zeitpunkt von tendenziell zunehmender zu tendenziell abnehmender Produktion ist für eine breite und dauerhafte Veränderung des Investitionsverhaltens in die möglichen Alternativen der Energieversorgung verantwortlich und daher wesentlich besser als Maß für Strukturbrüche geeignet als die Reichweite von Ölreserven.

Es herrscht weitgehende Einigkeit, daß das Maximum der Ölproduktion außerhalb der heutigen OPEC-Staaten im Bereich 2000 – 2005 erfolgen wird, 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, spätestens jedoch bis 2020, 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 27 % auf über 40 % und bis 2020 gar auf über 60 % ansteigt.

Die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf den Ölpreis werden dann gravierend sein. Einmal beeinflußt die zunehmend dominierende Marktmacht der OPEC Staaten die Preisbildung wieder wesentlich. Noch entscheidender wird sein, wenn die Produktion erstmals strukturell hinter die Nachfrage zurückfällt. Den meisten gängigen Szenarien zufolge wird der Ölbedarf innerhalb der kommenden Jahrzehnte noch deutlich steigen, so daß ein enormer Preisdruck entstehen kann. In der Phase bis zum Erreichen des Maximums der weltweiten Ölproduktion wird der Preis zwar eher durch künstlich herbeigeführte Produktionsüberschüsse oder –engpässe marktbeherrschender Anbieter gebildet werden, danach wird er jedoch durch ein strukturelles Minderangebot von Öl bestimmt werden. Die bereits beginnende Nervosität an den Mineralölmärkten deutet darauf hin, daß wir möglicherweise auch

bereits am Beginn dieser Phase stehen, daß also die Ölproduktion nicht mehr im erforderlichen Maß erhöht werden kann.

Es ist aller Wahrscheinlichkeit nicht so, daß eine bald rückläufige Rohölförderung dann durch einen gleitenden Übergang auf die Förderung nichtkonventioneller Ölressourcen ausgeglichen werden kann (so lautet nämlich die herrschende Auffassung bei den „ökonomisch“ orientierten Beobachtern). Die Gründe, warum der Übergang zu nicht-konventionellem Öl nicht eine befriedigende und glatte Lösung sein wird, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

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.

Studien, die in den nächsten 10-20 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 dessen 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 daran, in welchem Maße Erdgas Erdöl ersetzen wird. Daß Erdgas auch in 30 –40 Jahren noch in ausreichendem Maße kostengünstig verfügbar ist, ist aus heutiger Sicht unter Berücksichtigung einer zunehmenden Substitution von Erdöl durch Erdgas eher 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.

Da heute die Erdgasmärkte weitgehend regional von einander 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 innerhalb der kommenden zehn Jahre keine größeren Versorgungsprobleme. Jenseits dieses Zeitraumes sind Versorgungsprobleme aber nicht auszuschließen. Dies hängt von der weiteren Entwicklung mehrerer Faktoren ab.

An nichtkonventionellen Erdgasressourcen wird vor allem Methangas aus Kohleflözen eine Rolle spielen. Heute stammen etwa 6 % der amerikanischen Produktion aus diesem Bereich. Es ist eher unwahrscheinlich, daß ein Rückgang der

konventionellen Gasproduktion durch den verstärkten Einsatz von Kohlegas ausgeglichen werden kann. Rein rechnerisch können die erhofften Kohlegasvorkommen einen bedeutenden Beitrag leisten. Viel wird über Methanhydrat als mögliche Methangasquelle 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.

2 Konventionelle Energieträger

2.1 Öl

In diesem Kapitel werden die bekannten Reserveangaben analysiert. Die populären Reservestatistiken (z. B. Worldoil [1], Oil & Gas Journal [2], BP Amoco Statistical Review of World Energy [3], US Geological Survey [4]) sind mit erheblicher Vorsicht zu betrachten, denn sie brauchen Interpretationen, die nicht mitgeliefert werden. Die Unterschiede der veröffentlichten Zahlen zu Industriedatenbanken werden aufgezeigt. Diese bestehen vor allem in der Methode der Datenerhebung und Klassifizierung.

Während die offiziellen Reserveangaben Jahr für Jahr neu erhoben werden und vor allem auf die Angaben einzelner Firmen und Staaten angewiesen sind, stützt sich die Analyse von Campbell [6] und Laherrere [7], vor allem auf die weltweite Beobachtung von Neufunden, wie sie in Industriedatenbanken (z.B. Petroconsultants [5], Petrodata [9]) zugänglich sind. Diese werden Jahr für Jahr aufsummiert. Wenn Neubewertungen bekannter Ölfelder vorgenommen werden die noch nicht in diesen Datenbanken berücksichtigt waren, werden diese nicht wie in den veröffentlichten Statistiken dem Jahr der Neubewertung angerechnet, sondern auf das Jahr der Entdeckung des betroffenen Ölfundes rückdatiert. Von diesen Angaben werden die bereits erfolgten Produktionszahlen abgezogen, um so zu den noch verbleibenden Reserven zu kommen.

Im Gegensatz zu den offiziellen Statistiken werden die nicht nachvollziehbaren Neubewertungen der Ölreserven der OPEC-Staaten gegen Ende der 80iger Jahre von Campbell nur teilweise berücksichtigt. Hierin liegt ein wesentlicher Unterschied in der Bewertung der noch vorhandenen Ölreserven.

Eine große Diskrepanz besteht auch in der Bewertung der Ölressourcen. Während die offiziellen Statistiken (z.B. USGS) diese teilweise mit spekulativen Wahrscheinlichkeiten bewerten, dies aber nicht in der Summation zum Ausdruck bringen, benutzt die Analyse von Campbell die seit 70 Jahren gewonnenen Erfahrungen in der Erfolgsquote neuer Explorationsbohrungen.

Die aus der historischen Perspektive gewonnene Zeitreihe läßt asymptotische Trends in der Entdeckungswahrscheinlichkeit neuer Ölfelder erkennen. Diese werden mit geeigneten Methoden in die Zukunft extrapoliert und daraus der Anteil errechnet, der wahrscheinlich noch gefunden wird.

Diese Angaben liegen deutlich niedriger als die spekulativen Zahlen über Ressourcengrößen. Eine Schätzmethode, die die bisherigen Erfahrungen im Auffinden neuer Felder berücksichtigt, sollte eine wesentlich bessere Einschätzung dessen ergeben, was wahrscheinlich noch gefunden wird, als die theoretische Betrachtung von Ressourcenangaben, die bereits verfügbare Erfahrungen der Vergangenheit nicht miteinbezieht.

Diese Zusammenhänge werden in diesem Kapitel anhand einiger Beispiele ausgeführt. Eine umfassende Analyse aller Regionen kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden, sondern muß einer ausführlichen Studie vorbehalten bleiben.

2.1.1 Die Reservelage

Definition: Große Verwirrung herrscht bereits dabei, was man unter Reserve zu verstehen hat. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover [8] hält sich stark (aber nicht zwingend) an die deterministische Definition: Als Reserve gilt das Öl, das als unter heutigen Bedingungen nachgewiesen bzw. wahrscheinlich wirtschaftlich förderbar gilt. Dabei bleibt unscharf, wie dieser Nachweis erfolgt. Die Definitionen im Oil & Gas Journal sind zwar vergleichbar, dennoch ist die Seriosität der übermittelten Angaben vom jeweiligen Übermittler abhängig. In der Regel erfolgt kein Nachweis der Glaubwürdigkeit der Angaben.

Tabelle 2.1.1: Deterministische Definition von Reserven und Ressourcen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [8]

EUR (Estimated Ultimate Recovery) (vermutlich insgesamt gewinnbare Menge Öl)			
Ursprüngliche Reserven			Ressourcen
Kumulierte Förderung (100%)	Reserven Technisch u. wirtschaftlich gewinnbar		Nachgewiesen, derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbar
	nachgewiesen	Wahrscheinlich	

Auf der probabilistischen Definition beruhen die Angaben von Industriedatenbanken (z.B. Petroconsultants [5], Petrodata [9]). Diese unterteilen nicht in nachgewiesene und wahrscheinliche Reserven einerseits und geologische Ressourcen andererseits, sondern bezeichnen als Reserven solche, die mit 50 % Wahrscheinlichkeit gefördert werden können [10].

Anstelle der geologischen Ressourcen wird von Campbell et al. aus den Explorationserfolgen der Vergangenheit auf die durch Extrapolation klar erkennbaren Trends auf die Menge an Erdöl geschlossen, die vermutlich noch gefunden wird. Dies ist vollkommen unabhängig von den Ressourcenangaben, sondern beruht vor allem auf der ausführlichen Analyse vergangener Explorationserfahrungen. Die insgesamt förderbare Menge an Erdöl, also Reserven, „Yet-to-Find“ und bisherige Produktion wird als EUR (Estimated ultimate recovery) bezeichnet.

Diese Vorgehensweise orientiert sich an der einfachen Tatsache, daß Öl, das man irgendwann fördern will, vorher tatsächlich auch gefunden werden muß. Eine theoretische Analyse, wo vielleicht Öl sein könnte, nützt in dieser Frage gar nichts.

Die unterschiedlichen Reservedefinitionen (deterministisch vs. Probabilistisch) wurden gemäß „SPE / WPC ÖlreserveDefinitionen 1997“ wie folgt festgelegt [11]:

Deterministische Definition: Als „nachgewiesen“ wird eine Reserve bezeichnet, die vernünftigerweise sicher gewinnbar ist; als „wahrscheinlich“ wird eine Reserve bezeichnet, von der man eher annehmen kann, daß sie gefördert werden kann, als daß sie nicht gefördert werden kann; und als „möglich“ wird sie bezeichnet, wenn es wahrscheinlicher ist, daß sie nicht gefördert werden kann.

Diese Definitionen sind allerdings weich und unterliegen der individuellen Einschätzung. Dies versucht man durch die alternative mathematischere Definition besser einzugrenzen:

Probabilistische Definition: Als nachgewiesen gilt eine Reserve, wenn sie 90 % wahrscheinlich ist. Als 2P (proved and probable) gilt sie, wenn die Wahrscheinlichkeit mehr als 50 % beträgt und als 3P (proved + probable + possible), wenn die Wahrscheinlichkeit höher als 10 % ist.

Die probabilistische Methode wird idealerweise für jedes gefundene Ölfeld mittels einer Wahrscheinlichkeitsanalyse für die wesentlichen Parameter Fläche, Schichtdicke, Porosität, Ölgehalt und Gewinnungsfaktor (sogenannter Recovery Factor) angewandt. In der Praxis legt man jedoch eine Normalverteilung zugrunde, wie sie in der folgenden Darstellung gezeichnet ist. Diese wird meist am vom Explorateur geschätzten Wert für 50 % angepaßt.

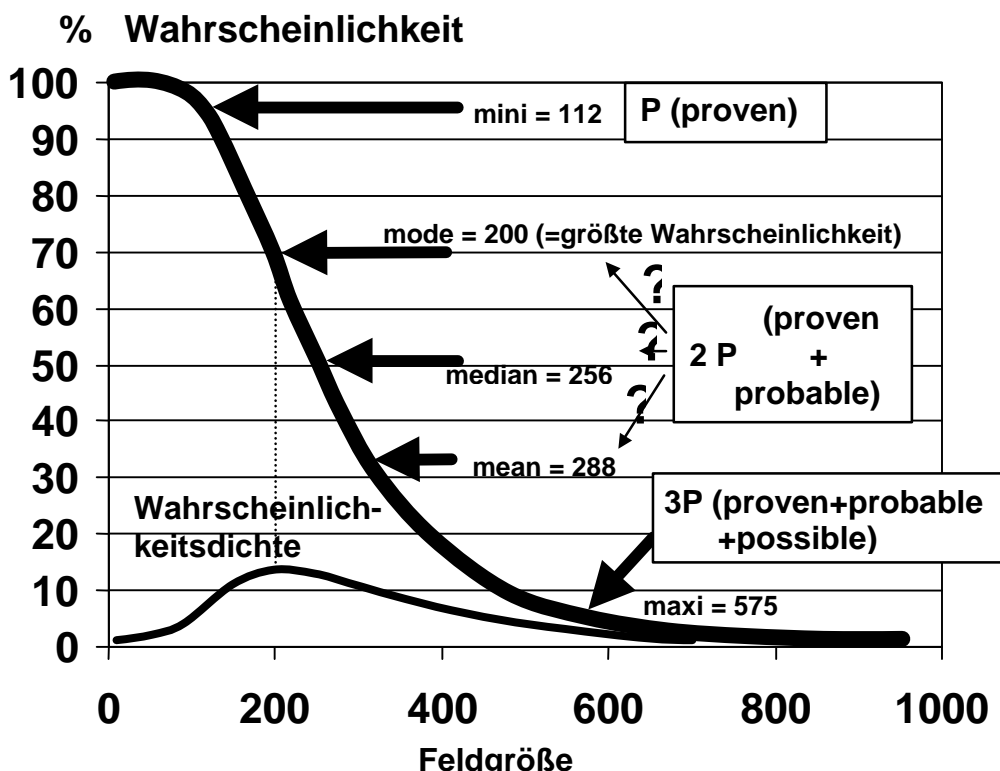


Bild 2.1.1: Normalverteilung für die Bewertung des förderbaren Inhaltes eines Ölfeldes gemäß einer probabilistischen Definition [12]

Die Kurve gibt die ermittelte Feldgröße in Abhängigkeit von der Förderwahrscheinlichkeit an. Mit „sicher nachgewiesen“ (proved) wird meistens die Feldgröße bezeichnet, die mit 95 % Wahrscheinlichkeit gefördert werden kann. In diesem Beispiel hat das Ölfeld eine sicher nachgewiesene Reserve von 112 Einheiten (z.B. Mio. Barrel). Teilweise wird jedoch auch die Wahrscheinlichkeit von 90 % noch als „sicher nachgewiesen“ bezeichnet, was eine sicher nachgewiesene Ölreserve von 134 Einheiten ergäbe. In manchen Zusammenhängen wird aber auch eine Wahrscheinlichkeit von 85 % bzw. 80 % noch mit „sicher nachgewiesen“ bezeichnet [14]. Dies entspräche in diesem Beispiel einer Reserve von 152 bzw. 168

Einheiten. Somit schwanken allein schon durch die unterschiedlichen Definitionen bedingt die Angaben zwischen 112 – 168 Einheiten, also um bis zu 50 %.

Das Maximum der Wahrscheinlichkeitsdichte (das in diesem Beispiel bei 200 Einheiten liegt), gibt die wahrscheinlichste Größe des Feldes an. Dieser Wert wird in der angelsächsischen Literatur mit „mode“ bezeichnet. Somit ist das Ölfeld in diesem Beispiel sehr wahrscheinlich 200 Einheiten groß. Der „median“-Wert oder P50 gibt die Feldgröße, für die es gleich wahrscheinlich ist, daß das aktuelle Feld größer oder kleiner ist. Dieser Wert wird bei Petroconsultants zugrunde gelegt. Unter der Annahme, daß man im Mittel ein Ölfeld genauso oft zu groß als zu klein schätzt, ergibt dies den besten Schätzwert für die Summe aller Ölfelder und damit für die Gesamtreserve.

Schließlich gibt der Wert „mean“ die erwartete Feldgröße an, die sich aus der Summe der Werte für proven, 2/3 probable und 1/3 possible zusammensetzt; in diesem Beispiel beträgt der Wert 288 Einheiten.

Viele Ölfirmen bewerten nun nach außen hin die Reserve mit der als sicher nachgewiesenen Größe, obwohl sie intern mit einem wesentlich größeren Wert (meist dem als wahrscheinlich erachteten Wert) arbeiten. So z.B. wurde die Größe des bedeutendsten Ölfeldes Alaskas, Prudhoe Bay, zu Produktionsbeginn im Jahr 1977 intern vom Betreiber auf 12,5 Gb geschätzt. Den strengen Regeln der Securities and Exchange Commission (SEC) gemäß wurde die Reserve jedoch extern nur mit 9 Gb bewertet. Heute erweist sich die tatsächliche Größe zu 11 – 12 Gb, wie Abbildung 2.1.16 Seite 34 zeigt [13].

Es existieren weitgehend unterschiedliche Auffassungen über den Wert 2 P (sicher nachgewiesen und wahrscheinlich). Unterschiedliche Akteure benutzen hier unterschiedliche Werte, die von „mode“ über „median“ bis zu „mean“ reichen. [14]

In einigen Zusammenhängen wird auch mit dem Wert 3 P (proved, probable and possible) gearbeitet (siehe z.B. Ref. [16, 17]). Eine Reserve gilt dann als möglich, wenn ihr eine Wahrscheinlichkeit von 10 – 5 % zukommt. Auf dieses Beispiel bezogen ist das Ölfeld mit 10 % Wahrscheinlichkeit 483 Einheiten groß und mit 5 % Wahrscheinlichkeit 575 Einheiten groß.

Wenn sich die Übermittler der Reservenangaben im Oil & Gas Journal an die dort anzuwendende Definition halten, so sollten dort die „sicher nachgewiesenen“ Reserven übermittelt werden. (1P). Die Firma Petroconsultants rechnet ebenso wie die meisten Explorateure und Geologen mit dem Wert 2 P, (proved and probable), wobei Petroconsultants den Wert P50 für „sicher nachgewiesen und wahrscheinlich“ zugrunde legt - also die Größe ansetzt, die sich mit 50 % Wahrscheinlichkeit ergibt.

Die Angaben des USGS stützen sich auf eine eigene Definition. So z.B. wird Schweröl zu den konventionellen Reserven gezählt. In die Beurteilung der Reserven fließen ökonomische und technologische Aspekte nicht ein. So wird ausschließlich nach geologischen Aspekten gemäß der sog. „McKelvey-Klassifikation“ beurteilt, ohne den Aspekt der Produktion zu berücksichtigen. Dadurch fallen die Reserveangaben gegenüber den anderen Bewertungen sehr hoch aus. [14, 16]

Die ehemalige Sowjetunion bezog ihre Reserveangaben ebenfalls meist auf eine geologische Wahrscheinlichkeit von 5 – 10 % [17]. Der Einfluß von ökonomischen Randbedingungen war hier nicht nachvollziehbar.

In dieser unterschiedlichen Betrachtungsweise liegt ein Teil der unterschiedlichen Reserveangaben verschiedener Institutionen begründet. Dies wird im folgenden weiter illustriert. Insbesondere, da die „sicher nachgewiesenen“ Reserven viel kleiner sind als die bereits anfangs erwarteten „wahrscheinlichen“ Reserven, finden im Laufe der Zeit immer wieder Neubewertungen statt, die „wahrscheinliche“ Reserven in „sicher nachgewiesene“ überführen. Dies begründet die scheinbar trotz großem Verbrauch steigenden Ölreserven und ist Hauptursache für das falsche Bild in der Öffentlichkeit. Die Statistiken von Petroconsultants hingegen beziehen sich von Anfang an auf 2P und zeigen so die im Laufe der Zeit abnehmenden Reserven.

(Kleine Anmerkung: Die Begriffsbildung „Reservenwachstum“ ist allein Ausdruck einer merkwürdigen Vorstellung und für Laien definitiv irreführend. Mit jedem geförderten Barrel Öl werden die Reserven unwiderbringlich weniger! Nur unser Wissen um die tatsächlich verbliebenen Reserven ist ungenügend und fehlerhaft. Wir können allenfalls versuchen, unser mangelhaftes Wissen zu korrigieren. Dadurch wird aber nichts „mehr“.)

In der folgenden Tabelle 2.1.2 werden die von verschiedenen Autoren veröffentlichten Reserveangaben einander gegenübergestellt.

Tabelle 2.1.2: Vergleich der Reserveangaben verschiedener Autoren; die Angaben von BGR[8], dem Oil&Gas Journal [2] und USGS [4] beziehen sich auf das Jahr 1997, die Angaben von BP [3], Campbell [18] und Worldoil [1] gelten für das Jahr 1999

Region	BGR (tSkE)	BGR (Mtoe)	BGR (Gb)	World oil (Gb)	O&GJ (Gb)	BP (Gb)	Campbell (Gb)	USGS (Gb)
Westeuropa	5,7	3,8	27,9	19,2	18,3	20,6	31,3	41,2
Osteuropa	0,5	0,33	2,4	22,6	19,7	--	7,3	2
Naher Osten	141	94	690	626,9	675,8	675,7	504	597,2
Afrika	14,3	9,5	69,8	76,2	74,3	74,9	66,3	76,5
Nordamerika	16,9	11,3	83	56	54,4	63,7	48,3	112
Südamerika	18	12	88	62,5	88,6	89,5	42	76,4
GUS	22,2	14,8	108,7	66,6	57	65,4	74	129
Asien	8,3	5,5	40,4	33,2	25	44	50,4	71,2
Australien	0,5	0,33	2,4	1,8	2,9	--	3,4	3
Summe	227,1	151,4	1112,6	965	1016	1033,8	827	1108,5

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe betrachtet in ihrer Aufstellung konventionelles Erdöl mit einer Dichte >20°API und sogenannte NGL (natural gas liquids) [8].

Die Angaben von World Oil sind denen des BGR ähnlich, berücksichtigen jedoch NGL nicht. [8]

Die Angaben von BP (bzw. BP Amoco) Statistical Review of World Energy beruhen im wesentlichen auf den Veröffentlichungen des Oil & Gas Journal – hierauf wird noch gesondert eingegangen – und sind ohne NGL. Die BP Amoco Statistiken

allerdings weichen bzgl. Aserbaidjan und Kasachstan hiervon ab und benutzen dort eigene Einschätzungen. Zusätzlich zu Rohöl wird bei den Werten für USA und Canada auch NGL einbezogen. Unkonventionelle Öle wie Ölsande und Ölschiefer werden den Angaben zufolge nicht berücksichtigt, Schweröl jedoch schon. [3]

Campbell benutzt in seiner aktuellen Datenbasis nur Rohöl (mit einer Dichte > 17,5° API) ohne Schweröl, ohne NGL, ohne Tiefseeförderung und ohne nichtkonventionelles (Teersand, Ölschiefer) sowie polares Öl, wobei die Reserven Alaskas (nördlich des 66.ten Breitengrades) polarem Öl zugerechnet werden. Diese werden gesondert ausgewiesen. Würden sie in diese Statistik mit einbezogen, so würde dies den Wert von 827 Gb auf 1012 Gb erhöhen. Als Basis werden sogenannte P50-Reserven ausgewiesen, also der Wert, bei dem es gleich wahrscheinlich ist, daß die tatsächlichen Reserven höher oder niedriger sind [18].

Die Angaben des USGS- beruhen auf eigenen Definitionen, die sich stark an geologischen Möglichkeiten orientieren [16].

Der Vergleich in Tabelle 2.1.2 zeigt, daß die Angaben trotz regional erheblicher Unterschiede in der Summe jedoch auf etwa 20 % übereinstimmen. Im wesentlichen sind die Diskrepanzen auf drei Faktoren zurückzuführen: Die Höherbewertungen von Europa bei BGR und Campbell beruhen auf unterschiedlichen Definitionen und werden später besprochen. In Venezuela wird in den meisten Statistiken Schweröl mit einbezogen, wohingegen Campbell dieses explizit ausklammert. Der wesentliche Unterschied besteht jedoch in der Bewertung der Reserven der Golfanliegerstaaten. Hier liegen die Angaben von Campbell um ca. 200 Gb (bzw. fast 30 %) niedriger als die in anderen Publikationen.

Woher kommen die Unterschiede?

Nach Einschätzung der BGR (wie auch von Campbell) werden die europäischen Reserven in den anderen Statistiken unterbewertet. Auf die Ursachen wird später eingegangen. Für Rußland und Kasachstan benutzt die BGR eine eigene Bewertung, damit wird der GUS von der BGR der höchste Wert von allen zugeschrieben. Der US-Geological Survey benutzt ebenfalls eine eigene geologisch orientierte Reservedefinition, wie oben bereits beschrieben wurde. Campbell errechnet seine Daten auf Basis einer Industriedatenbank mit P50-Wahrscheinlichkeit, indem von der Summe der Neufunde die bisher erfolgte Produktion abgezogen wurde.

Die Werte von BP Amoco beruhen weitgehend auf den Angaben des Oil & Gas Journal. Dieses veröffentlicht jedes Jahr im Dezember das Ergebnis einer Umfrage bei Firmen und Staaten bzw. Staatsfirmen über die Reservesituation [15]. Es bleibt diesen überlassen, ihre Angaben zu übermitteln. Der Herausgeber übernimmt diese Angaben unkommentiert und ungeprüft. Wie sollte er diese auch überprüfen? Oft genug wird keine neue aktuelle Zahl übermittelt. Es sei dahingestellt, ob dann der Herausgeber die letztjährigen Angaben fortschreibt, oder ob die Anfrage einfach mit der Angabe des Vorjahres beantwortet wird. Tatsache ist jedoch, daß viele Staaten über Jahre hinweg mit unveränderten Reservenangaben aufgeführt werden. So meldeten 77 Staaten im Jahr 1999 unveränderte Reserven – eine Angabe die höchst fragwürdig erscheint. Wollte man die Produktion der Staaten, die über die letzten 5 Jahre unveränderte Reserven meldeten, von den unverändert übermittelten Zahlen abziehen, so lägen die Reserven bereits um 4-5 % niedriger als berichtet. Allein

während des Golfkrieges im Jahr 1991 verbrannten 2 Gb an Öl, die in keiner Produktions- oder Reservestatistik berücksichtigt wurden. Solche Betrachtungen lassen Zweifel an den veröffentlichten Zahlen aufkommen. Dies gilt besonders für die OPEC-Staaten. Hier liegen auch die größten Diskrepanzen zwischen den Angaben von Campbell und den anderen aufgeführten Reservestatistiken.

Reserve-reporting der OPEC-Staaten

Im Jahr 1987 verdoppelte Venezuela seine Reserven, indem es seit langem bekannte Schwerölvorräte ab diesem Zeitpunkt in die Statistik mit einbezog. Schweröl wurde bis dahin aber nicht als konventionelle Energiereserve bewertet. Dies hatte die Konsequenz, daß die Venezuela innerhalb der OPEC zustehende Förderquote erhöht wurde, da sich diese neben anderen Parametern an der Ölreserve orientiert. Darauf hin erhöhten in den Folgejahren viele OPEC-Staaten ebenfalls ihre Reserven durch drastische Neubewertungen, teilweise um den Faktor drei, ohne daß diesen entsprechende Neufunde zugrunde lagen. Nach Angaben von Campbell wurde diese politisch motivierte Reservenerhöhung von einem iranischen Regierungsvertreter inzwischen bestätigt [20]. Andererseits ist es aber auch wahrscheinlich, daß vor 1988 die Ölreserven einiger OPEC-Staaten unterbewertet waren. Das mag ebenfalls politisch motivierte Gründe gehabt haben, um bei der damaligen Verstaatlichung großer Industrieteile möglichst geringe Entschädigungszahlungen zu erwirken [21].

Die Einschätzung dieser Situation hat einen großen Einfluß auf die Weltölreserven, liegen doch zwei Drittel der Ölreserven in den OPEC-Staaten. Die Höherbewertungen Ende der 80er Jahre erhöhten deren Reserven um ca. 300 Milliarden Barrel; Gemessen an den gesamten Weltölreserven von ca. 1000 Milliarden Barrel sind also etwa 30 % der „nachgewiesenen“ Reserven höchst spekulativ! Selbst wenn man diese Neubewertungen übernimmt, so darf dem Jahr der Höherbewertung kein Reservenwachstum zugerechnet werden, sondern dieses muß dem Jahr der Entdeckung der entsprechenden Ölfelder angerechnet werden.

Um die Situation zu verdeutlichen, ist die Entwicklung der Ölreserven der wichtigsten OPEC-Staaten in der folgenden Abbildung 2.1.2 dargestellt (gemäß BP Amoco Statistical Review of Energy [3]). Wie man der Abbildung entnimmt, meldeten einige Staaten trotz hoher Förderraten über Jahre hinweg konstante Reserven, die dann durch die Höherbewertungen noch deutlich erhöht wurden. In der Abbildung ist ebenfalls eingetragen, wie die kumulierte Ölproduktion dieser Staaten von 1980 bis 1998 zunahm. Wollte man nun kritisch den schlechtesten Fall unterstellen, nämlich daß sowohl die Neubewertungen ungerechtfertigt waren, als auch daß die tatsächliche Ölproduktion nicht in den übermittelten Zahlen berücksichtigt wurde, so ergäbe sich als noch vorhandene Reserve ein Wert um 300 Mrd. Barrel, also weniger als die Hälfte der gemeldeten 700 Mrd. Barrel. Vermutlich wird die tatsächliche Reserve irgendwo zwischen diesen beiden Extremwerten liegen.

Ebenfalls in dieser Grafik eingetragen sind die Bewertungen des BGR und von Campbell. Letzterer erkennt aus Vorsicht einen großen Teil der Höherbewertungen durch Rückdatierung auf die Größe der entsprechenden Funde an, erhält jedoch nach Summation aller Funde und Abzug der bereits erfolgten Produktion einen deutlich geringeren Wert für die verbleibenden Reserven[22].

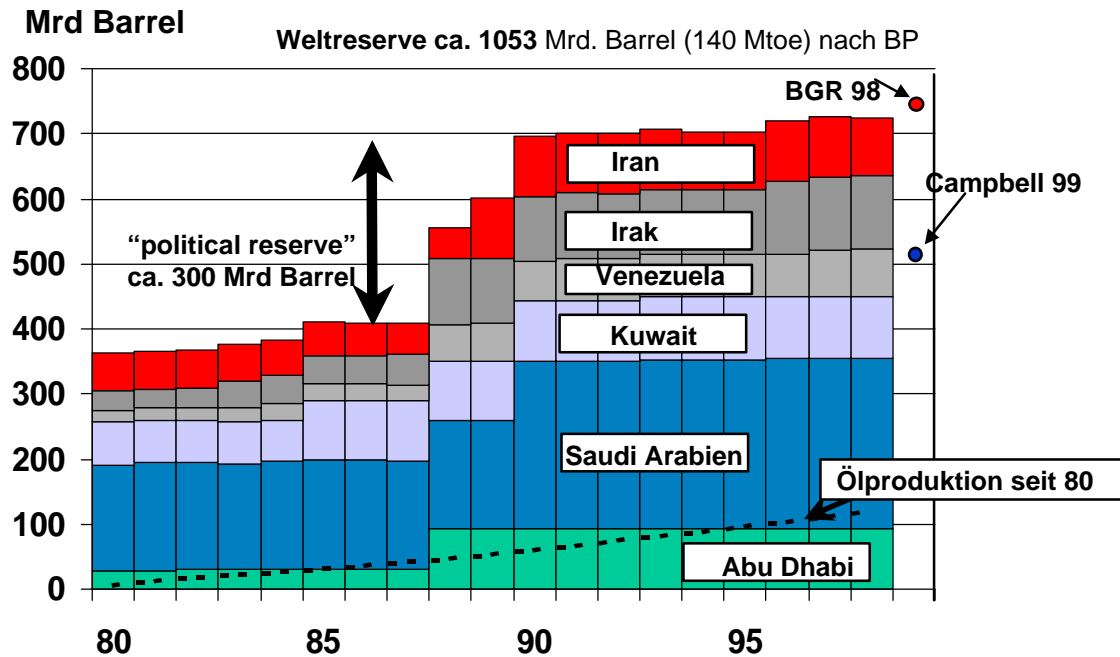


Bild 2.1.2: Political Reserves: Die Reservedaten wurden ebenso wie die Hochrechnung des kumulierten Verbrauchs BP Amoco Statistical Review of World Energy [3] entnommen. Eingetragen sind auch die Schätzungen von Campbell [18] und der BGR [8]

Die Höherbewertung der Ölreserven der OPEC-Staaten Ende der 80er Jahre wird oft als „political reserve“ bezeichnet.

Reporting der Europäischen Staaten/Firmen

Vor allem europäische Staaten und Firmen neigen dazu, ihre als „sicher“ nachgewiesenen Reserven eher zu niedrig anzusetzen, obwohl intern bereits ein wesentlich höherer Wert der „wahrscheinlichen Reserven“ erwartet wird. Insbesondere Laherrere [23], Campbell [14] und Ivanhoe [15] bemühen sich um eine Offenlegung dieser Aspekte. Für Norwegen und UK wird dies später noch explizit ausgeführt.

Das firmeneigene Reporting von anfangs zu niedrigen Reserven hat finanztaktische Gründe. Diese sind im entsprechenden Kontext verständlich und geben Auskunft auf die Fragestellung, welche Reserven werden in den Jahresbilanzen ausgewiesen. Daher sind diese Angaben aber völlig ungeeignet zur Beantwortung der globalen Frage, wieviel Öl noch vorhanden ist.

Die Explorateure geben eine erste Schätzung über die Größe neuer Funde ab. Diese basiert auf den bis dahin erhaltenen geologischen Daten. Idealerweise sollten sie eine Wahrscheinlichkeit von 50 % für die tatsächlich zu erwartende Fördermenge aufweisen (P50, siehe oben). In der Praxis mag es jedoch häufig vorkommen, daß unter dem Erfolgsdruck eine niedrigere Wahrscheinlichkeit unterstellt wird, und damit die Reserve zu groß angegeben wird.

Bevor sich eine Firma dazu entschließt, einen Ölfund tatsächlich in die Produktion zu überführen, müssen erste ökonomische Betrachtungen über die Rentabilität vorgenommen werden. Um hier auf der sicheren Seite zu liegen, werden die von den Ingenieuren gemeldeten Reserven eher niedriger angesetzt, dies erlaubt eine sichere betriebswirtschaftliche Kalkulation. Diese Angaben beruhen meist auf den sicher nachgewiesenen Reserven mit einer Förderwahrscheinlichkeit von 80 – 90 %. [14]. Diese eher zu niedrigen Angaben werden gerne vom Management in Jahresberichte übernommen. Damit erreicht man im Laufe der Zeit eine sehr sichere Höherbewertung, die aus vielen Gründen vorteilhaft ist: Stetig wachsende Reserven werden vom Aktionär gerne als Erfolg bewertet und mit Höherbewertungen kann man schlechte Explorationsjahre ausgleichen. Je fortgeschrittener das Produktionsstadium eines Feldes jedoch ist, umso stärker nähern sich die Reserveschätzungen dem tatsächlichen Wert an. Da aber bereits sehr viele Felder auch im Europäischen Raum sich jenseits des Fördermaximums befinden, sind in den kommenden Jahren kaum noch Höherbewertungen zu erwarten – das diesbezügliche Potential ist weitgehend ausgeschöpft. Da zunehmend nur noch kleine Felder gefunden und in Produktion genommen werden, wird auch zunehmend von Anfang an mit dem „wahrscheinlichen“ Reservewert gearbeitet, da ansonsten keine ökonomische Rechtfertigung für die hohen Investitionen bliebe.

US-GS und GUS

Wie weiter oben bereits besprochen wurde, sind die Reserveangaben des USGS optimistische Zahlen. Sie entsprechen den Angaben von Petroconsultants mit einer Wahrscheinlichkeit von 5 – 10 % [16]. In ähnlicher Weise sind die Reserveangaben der Nachfolgestaaten der Sowjetunion in keiner Weise als „sicher nachgewiesen und unter heutigen ökonomischen Bedingungen förderbar“ zu bezeichnen. Diese Begriffe ergaben in der ehemaligen Sowjetunion keinen Sinn, und so wurde hier eine Angabe als Reserve bezeichnet, wenn sie mit 5 – 10 % geologischer Wahrscheinlichkeit vorhanden war. [17, 22]

US-DOE

Innerhalb der USA wiederum herrscht eine eigene offizielle Praxis des Reservereporting von Firmen. Börsennotierte Firmen bewerten ihre Reserven gemäß den Regeln der Securities and Exchange Commission (SEC) sehr streng, so daß im Lauf der Zeit Höherbewertungen vorgenommen werden. Diese Angaben werden in den offiziellen Reservestatistiken der Energy Information Administration des DoE übernommen. Hierin liegt die Hauptursache für das große Reservenwachstum vor allem der USA. Betrachtet man die Berichte des US-DoE/EIA, so erkennt man, daß dieses Reservewachstum nur zu einem kleinen Teil auf tatsächlichen Neufunden beruht, im wesentlichen jedoch durch die Höherbewertungen zustande kommt [23, 24, 65]

Die Angaben der Firma Petroconsultants und die Analysen von Campbell et al.

Die Firma Petroconsultants wurde 1955 von H. Wassall als Beratungsunternehmen mit Informationen zu Konzessionen, Bohrungsrechten, Bohrungen, Produktion, Reserven und Fragen in diesem Umfeld gegründet. Der Hauptsitz des Unternehmens war in Genf. Nach dem Tode von H. Wassall vor einigen Jahre wurde sie in die amerikanische Firma IHS integriert. In enger Zusammenarbeit mit Industrie

und Regierungen wurde eine umfangreiche Datensammlung angelegt, die weltweit einmalig sein dürfte. So wurden seit Ende der 50er Jahre bis heute etwa 18.000 Ölfelder in die Datenbasis aufgenommen. Diese enthalten u.a. Informationen über das Jahr der Entdeckung, die ursprünglichen Reserven und den bisherigen Produktionsverlauf. Wenn man bedenkt, daß weltweit etwa 42.000 Ölfelder bekannt sind, und daß die 400 größten Felder etwa $\frac{3}{4}$ aller Reserven enthalten, so liefert diese Datenbasis eine gute Grundlage für globale Aussagen. Die Datenbank wurde in enger Zusammenarbeit mit der Industrie angelegt und wird von dieser auch ausführlich genutzt. Auch die USGS greift in seinen Reserveanalysen für die Staaten außerhalb Nordamerikas auf diese Datenbank zurück, bezieht sich jedoch auf die „möglichen“ Reserven mit einer Wahrscheinlichkeit von 5-10 % [16, 19, 29]

Auf der Grundlage dieser Datenbasis veröffentlichte Petroconsultants im Jahr 1995 die beiden Studien „The World's Oil Supply – 1930 – 2050“ [23] und „The World's Gas Potential“ [24]. Die Autoren der Studien, C.J. Campbell, A. Perrodon und J. Laherrere sind Geologen, die vor ihrer Beratertätigkeit jeweils mehr als 30 Jahre in den großen Ölfirmen (Amoco, BP, Elf, Fina, Texaco, Total) in unterschiedlichen Positionen in der Exploration tätig waren. Die meisten Explorationsgebiete haben sie selbst, meist in leitender Position, mit erschlossen. Besonders intensiv kennt Campbell die Europäische Ölsituation, wo er vor seiner Beratertätigkeit zuletzt als Vizepräsident von Fina Norwegen aktiv war und vorher für Amoco explorierte.

Vor diesem Hintergrund entstand deren Expertise. Durch die lange Erfahrung und den engen Kontakt zu Explorationsindustrie, Geologen und Firmen konnte ein vollständiges historisches Verständnis der Erdölexploration entwickelt werden, das Grundlage ihrer Aussagen ist.

Das Problem der Neubewertung und der Rückdatierung

Ein wesentlicher Bestandteil der Datenbasis von Petroconsultants ist die Information über die zeitliche Dimension. Im Unterschied zu den offiziellen Statistiken schreibt Petroconsultants die Neubewertung von Ölfeldern nicht dem Jahr der Neubewertung, sondern dem Jahr der Entdeckung des Feldes zu, da das damals entdeckte Feld größer ist als ursprünglich gemeldet – falls Petroconsultants nicht ohnehin schon den größeren Wert berücksichtigt hatte. Diese Rückdatierung von Neubewertungen und der Verlauf der zeitlichen Entwicklung der Neufunde ist nur auf dieser umfangreichen Datenbasis möglich, da die Zuordnung der Neubewertung zum einzelnen Feld und dessen Entdeckungsjahr bekannt sein muß. Aber auch einzelne Staaten, allen voran Norwegen, veröffentlichen unabhängig davon relevante Daten von Öl- und Gasfeldern, so daß man sich in diesen Regionen unabhängig informieren kann.

Auf Grundlage dieser Datenbasis ergibt sich die zeitliche Entwicklung der Neufunde wie in der folgenden Abbildung 2.1.3 dargestellt.

Bis 1930 waren etwa 150 Gb an Öl bereits entdeckt. Die grünen Balken in der Grafik zeigen die Funde der Riesenfelder (die sogenannten „Giants“, das sind Felder mit mehr als 500 Millionen Barrel). Wie man deutlich sieht, wurden die großen Ölfunde ab Mitte der 60er Jahre deutlich weniger. Heute findet man viele kleine Ölfelder, zahlenmäßig sogar deutlich mehr als vor 20 Jahren, die jedoch in der Summe wesentlich weniger Erdöl enthalten. So nehmen die weltweiten Ölfunde seit Mitte der 60er Jahre deutlich ab. In der Grafik ebenfalls eingetragen ist die

Weltjahresproduktion im selben Maßstab. Während der 70er Jahre konnte die Produktion noch durch Neufunde ausgeglichen werden. Innerhalb der letzten 10 Jahre sind die Neufunde jedoch bereits deutlich hinter den Verbrauch zurückgefallen. Heute können etwa noch 20 – 25 % des verbrauchten Erdöls durch Neufunde ersetzt werden.

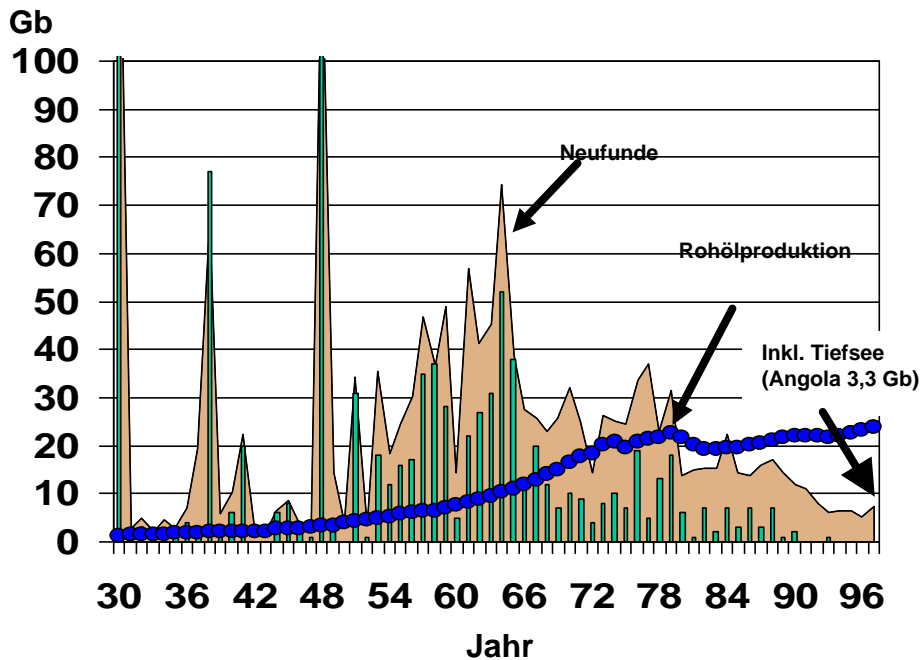


Bild 2.1.3: Neufunde pro Jahr (braune Fläche) und Produktion (blaue Kreise). Die grünen Balken geben die Funde großer Ölfelder mit mehr als 500 Mio. Barrel, (nach Petroconsultants) [10, 12]

In der folgenden Grafik 2.1.4 ist die Summenkurve der Neufunde aufgetragen (blaue Kurve). Diese entspricht dem insgesamt gefundenen Erdöl.

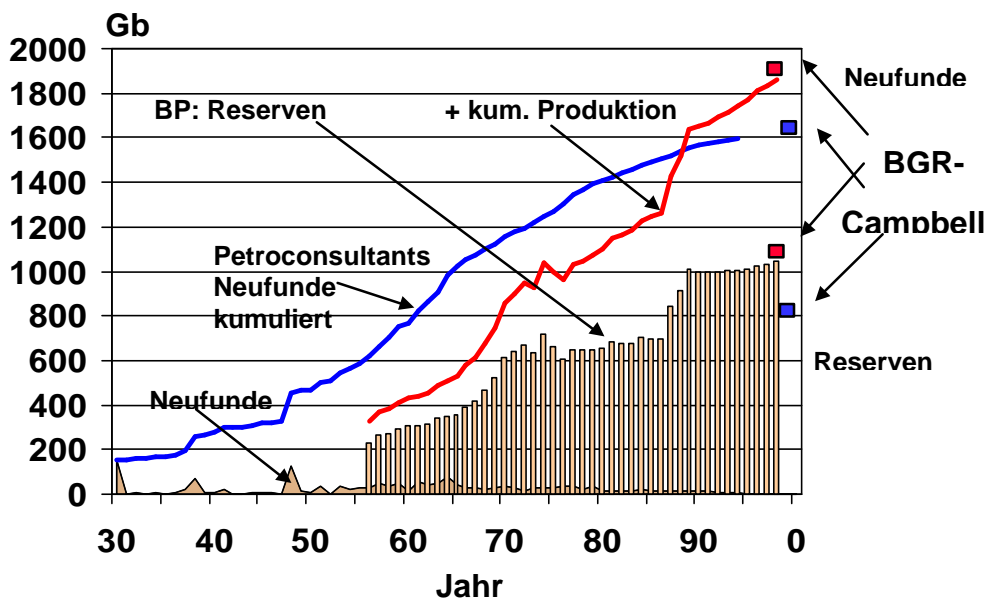


Bild 2.1.4 Kumulierte Neufunde nach Petroconsultants [12]; Weltreserven und aus der kumulierten Produktion errechnete ursprüngliche Reserven nach Daten aus BP Amoco [3]

Hieraus erkennt man, daß die Neufunde abnehmen und die Summenkurve einem asymptotischen Grenzwert zustrebt.

Ebenfalls in dieser Grafik sind die vom BP Amoco veröffentlichten jährlichen Reservemeldungen als Balken eingetragen. Diese entsprechen bis auf kleinere Abweichungen den im Oil&Gas Journal übermittelten Angaben. Berücksichtigt man zu diesen Reservestatistiken noch die bisher erfolgte kumulierte Erdölproduktion, so ergibt sich die rote Kurve. Würden beide Datensätze übereinstimmen, so sollte die blaue Kurve der Erdölfunde von Petroconsultants mit der roten aus den Reservemeldungen und dem Verbrauch errechneten Kurve übereinstimmen. Die Diskrepanz ist im wesentlichen auf drei Effekte zurückzuführen:

- Petroconsultants rechnet die hohen Neubewertungen der OPEC-Staaten Ende der 80er Jahre dem Entdeckungsjahr der entsprechenden Felder Jahrzehnte früher zu, und
- die vielfachen Neubewertungen bereits bekannter Erdölvorkommen werden nicht dem Jahr der Neubewertung zugerechnet, sondern auf das Jahr der Entdeckung rückdatiert, falls nicht schon ohnehin der größere Wert in der Datenbasis von Petroconsultants berücksichtigt war.
- Vermutlich ist in den Reservestatistiken von BP Amoco die Produktion vieler Staaten nicht angemessen berücksichtigt. Daher wird bei zusätzlicher Summation der bisher erfolgten kumulierten Produktion diese teilweise doppelt gezählt. Somit überschätzt die rote Kurve die tatsächlichen Funde.

Diese Neubewertungen sind zum großen Teil auf die Art der offiziellen Berichterstattung zurückzuführen, daß nämlich die sicher nachgewiesenen Reserven eines Feldes anfangs eher niedrig angesetzt werden und erst im Laufe der Produktion angepaßt werden, wohingegen Petroconsultants von Anfang an mit dem wahrscheinlich zu erwartenden Ölgehalt eines Ölfeldes rechnet (sog. 50 % Wahrscheinlichkeit).

Als rote Quadrate sind in der Grafik die jüngsten Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe eingetragen [8]. Diese geben sogar noch etwas höhere Werte als BP Amoco. Dies ist darauf zurückzuführen, daß von der BGR für Europa, die GUS und die OPEC höhere Angaben als bei BP Amoco angesetzt werden.

Die blauen Quadrate geben die jüngsten Zahlen von Campbell wieder [18]. Diese basieren auf einer Industriedatenbank. Der gegenüber dem Oil & Gas Journal deutlich geringere Wert für die Reserven beruht im wesentlichen darauf, daß die OPEC-Angaben um die bereits erfolgte Produktion korrigiert wurden. Darüber hinaus wurde bei Campbell nur Rohöl betrachtet, wohingegen die anderen Angaben teilweise auch Schweröl, NGL und geringe Mengen unkonventionelles Öl enthalten. Berücksichtigt man deren Reservemengen auch bei Campbell, so kommen dessen Angaben denen von BP Amoco bis auf wenige Prozent nahe.

Rückdatierung vs. Neubewertung

Die Rückdatierung der Neubewertung eines lange bekannten Ölfeldes bildet den zentralen Punkt in der Sichtweise von Campbell. Während Ökonomen oft den Unterschied nicht ausmachen, da die Höherbewertung ja erst im Jahr der Bewertung die bekannten Reserven erhöht und dort somit auch gerechtfertigt erscheint, betont Campbell den prinzipiellen Unterschied: Jeder Explorateur weiß, wie schwierig es ist Ölfelder zu finden (und daß dies zunehmend schwieriger wird). Eine Höherbewertung kann erst an einem physikalisch auch gefundenen Feld vorgenommen werden.

Ignoriert man den entsprechenden Trend im Auffinden neuer Felder und setzt an dessen Stelle den Trend der Neubewertungen, so erhält man eine falsche Erwartung hinsichtlich des Potentials künftiger Ölfunde: Die Neubewertung eines Ölfeldes suggeriert steigende Reserven, die Rückdatierung auf das Jahr der Entdeckung zeigt korrekt, daß das „Reservenwachstum“ auf einer Fehleinschätzung längst bekannter Felder beruht, das Potential für künftige Funde wird dadurch eher noch reduziert.

Dieser Unterschied kommt dann zum Tragen, wenn das Potential für Höherbewertungen erschöpft ist, d.i. wenn sich die „sicher nachgewiesenen“ Reserven dem Wert der „wahrscheinlichen“ Reserven annähern. Im Jahr 1998 konnten in den USA erstmals die berichteten Reserven trotz „Höherbewertungen“ den Verbrauch nicht mehr ausgleichen [65]. Es deutet sich an, daß man hier an diese Grenze stößt.

Ressourcen und Estimated Ultimate Recovery

Die in Bild 2.1.4 dargestellten Zusammenhänge bilden den Schlüssel zum Verständnis der unterschiedlichen Weltbilder von Campbell, Laherrere und vielen brancheninternen Fachleuten einerseits und anderen Reservestatistiken (z.B. BGR, US-GS):

- Die aus dem Reservenreporting erhaltene rote Kurve suggeriert konstant steigende Reserven und Neufunde. Ein Ende ist nicht absehbar. Daher sind Mutmaßungen über ein Ende des Ölzeitalters nicht nachvollziehbar
- Die zeitliche Verfolgung der Neufunde (blaue Kurve) zeigt einen starken Anstieg bis zur Mitte der 60er Jahre. Danach wurde zunehmend weniger Öl gefunden. Heute nähert sich die Kurve längst einem asymptotischen Grenzwert. Hieraus ergibt sich, daß kaum noch neues Öl gefunden wird und die Reserven somit aufgrund des Verbrauchs abnehmen.

Wesentlich stärker noch als bei der Darstellung der heutigen Reservesituation (Tabelle 2.1.2.) unterscheiden sich die Weltbilder bei der Einschätzung dessen, was man noch an Öl finden wird. In Tabelle 2.1.3 sind Ressourcenabschätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und des USGS der Abschätzung von Campbell gegenübergestellt.

Tabelle 2.1.4: Abschätzung der Ölressourcen nach USGS[4] und BGR [8] bzw. der vermutlich noch förderbaren unentdeckten Ölmengen („yet to find“) nach Campbell [18]. Die Angaben der im Sommer 2000 veröffentlichten USGS-Studie sind in eckigen Klammern aufgenommen. Sie werden im folgenden nur kurz kommentiert.

Region	BGR (tSkE)	BGR (Gb)	Campbell (Gb)	USGS-P95 (Gb)	USGS-mode (Gb)	USGS-mean (Gb)	USGS-P5 (Gb)
Westeuropa	5,9	28,6	3	9,3	15,8	21,2	39,7
Osteuropa	0,4	2,2	4	0,9	1,6	2,7	5,8
Naher Osten	22,4	109	49	74,6	117,4	141,1	236
Afrika	8,5	41,9	10	22,1	37,7	50,8	95,9
Nordamerika	18,5	90,3	14,7	58	90,3	107,5	177,5
Südamerika	8,6	41,9	12,3	26,3	16,9	56,1	101,2
GUS	38	185,6	20,7	68	115	151	278
Asien	10,2	49,9	38,7	31,3	53,2	70,9	132,5
Australien	0,9	4,4	0,6	1,1	2,1	3,2	6,7
Summe	113	553,8	153	291,6	450	604,5	1073,3
[Neue USGS-Studie]	--	--	--	[239]	--	[724]	[1376]

Campbell gibt mit 153 Gb die niedrigsten Rohölmengen an. Im Unterschied zu den Ressourcenabschätzungen ergibt sich diese Zahl (Rohöl, das man wahrscheinlich noch finden wird) jedoch aus den aus der Vergangenheit extrapolierten Werten .

Die Angaben der USGS sind sehr differenziert und Erwecken damit den Anschein einer komplexen wissenschaftlichen Analyse. Tatsächlich jedoch bilden die unterschiedlichen Einzelabschätzungen eines aus 8 Experten gebildeten Gremiums Grundlage der Wahrscheinlichkeitsanalyse. Sie orientieren sich daran, wo geologisch möglicherweise noch Öl vorhanden sein könnte [16]. Inwieweit es gerechtfertigt ist, viele kleine Einzelwahrscheinlichkeiten weltweit zu einem großen Wert aufzusummieren, mag dahingestellt bleiben. Wenn es aber darum geht, auch tatsächlich dieses Öl zu suchen, so wird sich kaum eine Explorationsfirma auf eine Probebohrung mit 5-10 Prozent Erfolgsaussicht einlassen bzw. wird ihr niemand hierfür Geld zur Verfügung stellen [15].

Die hier dargestellten Angaben wurden einer Internetpräsentation der USGS entnommen, die im November 1998 angelegt wurde. Die Zahlen weichen in geringem Maß von der im Jahr 1993 durchgeführten Arbeit von Masters ab [25]. Ende März 2000 wurden in einer Presseerklärung von USGS und DoE, die zeitgleich zu den OPEC-Verhandlungen über künftige Förderquoten bekannt wurde, gegenüber diesen Angaben deutlich höhere Ressourcenpotentiale ausgewiesen, die im Zeitraum 1995 - 2025 als förderwürdig erachtet werden.

Die inzwischen vorliegende Studie umfaßt mehrere 100 Seiten detaillierter Hochrechnungen und kann an dieser Stelle nicht ausführlich besprochen werden. Allerdings möchten wir betonen, daß die Studie zusätzlich noch zu findende Ölmengen identifiziert, die im Zeitraum 1995 bis 2025 etwa 724 Gb betragen sollen („mean“). Nimmt man eine konstante Erfolgsquote an, so sollten im Zeitraum 1995-2000 bereits etwa 130 Gb gefunden worden sein. Tatsächlich wurden jedoch etwa 30 Gb gefunden. Somit bleibt die Realität bereits in den ersten 5 Jahren um 100 Gb

hinter diesen Erwartungen zurück. Ebenfalls bemerkenswert ist, daß die Ressourcenschätzung für 95 % Wahrscheinlichkeit (USGS-P95) mit 239 Gb gegenüber dem alten Wert von 292 Gb deutlich nach unten korrigiert wurde. Berücksichtigt man die Funde der vergangenen 5 Jahre, so nähert sich dieser Wert den Erwartungen von Campbell deutlich an.

Die USGS macht ihre Aussagen in einem schwierigen politischen Spannungsfeld. Die oben erwähnte Presseerklärung über die Ergebnisse der aktuellen Studie wurde Ende März einige Tage vor einer entscheidenden Sitzung der OPEC-Staaten veröffentlicht. Nach unserer Interpretation sollte der politische Druck auf die OPEC-Mitglieder zur Erhöhung der Förderquoten unterstützt werden. Im Klartext könnte die Botschaft an das OPEC-Kartell lauten: Wenn Öl nicht bald billiger wird, so werden wir es anderswo finden. Andererseits besitzt die USGS durchaus einen wissenschaftlichen Ruf. Unsere Interpretation ist, daß man diesem ebenso gerecht zu werden versucht, indem man in „Insiderkreisen“ zu den veröffentlichten Angaben entsprechende Interpretationen übermittelt. So scheint es, daß die P95-Angabe den tatsächlichen Erwartungen der Geologen wesentlich eher entspricht als die mit wesentlich geringeren Wahrscheinlichkeiten errechneten hohen Werte.

Die den Angaben der BGR zugrunde liegenden Annahmen sind uns nicht bekannt. Anhand der Zahlen entsprechen sie jedoch weitgehend einem Wert, der zwischen der Angabe des USGS für „mode“ und „mean“ liegt. Für Europa weist die BGR noch fast 30 Gb an zu entdeckendem Rohöl aus. Diese Angabe klingt äußerst spekulativ und bedarf der Erklärung, wo dieses Öl gefunden werden soll.

Campbell berücksichtigt in seiner Abschätzung nur Rohöl >17,5°API, unter Berücksichtigung auch von Schweröl, Tiefseeöl, NGL/Kondensat und polaren Ressourcen erhält er weitere 110 Gb, die insgesamt 263 Gb an noch zu findendem förderbarem Öl ergeben. Allerdings klammert Campbell diesen Wert bewußt aus, da er nur unter erheblich erschwerten Förderbedingungen gewinnbar ist und die Förderung dieser Kohlenwasserstoffe ein anderes Produktionsprofil als konventionelles Rohöl aufweist.

Unter Berücksichtigung des bereits produzierten Öls ergeben sich Werte von verschiedenen Autoren für das insgesamt förderbare Rohöl (EUR – Estimated Ultimate Recovery), wie sie in Tabelle 2.1.4 gegenübergestellt wurden

Tabelle 2.1.4: Estimated Ultimate Recovery von M. King Hubbert [53], BGR [8] USGS[4], Petroconsultants [12] und Campbell [18]

Autor	Gb
M. King Hubbert (1974)	2000
Campbell (1996, 1999)	1800
Petroconsultants (1996)	1800
BGR (1998)	2500
USGS-P95 (1998)	2086
USGS-Mode (1998)	2244
USGS-P50 (1998)	2399
USGS-P05 (1998)	2868

Campbell benutzt den niedrigsten Wert. Er selbst weist jedoch darauf hin, daß er auf derselben Datenbasis wie der USGS-Wert aufbaut, allerdings sowohl für Ressourcen

als auch für Reserven eine andere Definition benutzt wird. Würde das USGS seine Werte durchgängig auf einer P50-Definition (die Wahrscheinlichkeit für größere Ressourcen ist genauso groß wie für kleinere Ressourcen) aufbauen, so würde auch das USGS ca. 2000 Gb für EUR errechnen[16, 22]. Tatsächlich ist der Wert von Campbell mit dem Ergebnis des USGS für P-95 vergleichbar.

Desweiteren ist zu berücksichtigen, daß der Wert für EUR von Campbell unter Berücksichtigung von NGL, Kondensat, Tiefsee und Polar; auf 2185 Gb anwachsen würde. Campbell klammert diese in seiner Betrachtung jedoch bewußt aus. In der Fragestellung, wann das Fördermaximum der weltweiten Ölproduktion ist, kommt ihnen eine nachgeordnete Bedeutung zu, da das Produktionsmaximum durch die kostengünstig und leicht förderbaren Ölmengen bestimmt wird und nicht durch schwerförderbare Ölmengen mit einem unterschiedlichen Produktionsprofil.

Somit liegen die Werte von Campbell und anderen nicht wesentlich auseinander, wenn man sorgsam die Definitionen beachtet. Deutliche Abweichungen ergeben sich allerdings, wenn man die zeitlichen Erfolgsprofile betrachtet, sowie in der Interpretation dieser Angaben. Während andere auf Jahrzehnte kein Problem erkennen können, signalisiert Campbell aufgrund seiner Analysen, daß bereits innerhalb der kommenden Jahre das weltweite Fördermaximum erreicht sein wird.

Diese Aspekte werden in der Darstellung der Campbell'schen Ergebnisse und deren Bewertung durch andere Autoren meist völlig unterschlagen.

Campbell führt jedoch gute Gründe an, warum den auf akademischem Weg errechneten Ressourcen keine Bedeutung zukommt für eine Abschätzung, wieviel Öl tatsächlich noch gefunden wird. Dies wird im folgenden kurz skizziert und weiter unten für die Förderregion Europa weiter ausgeführt.

- Ein erster Grund ist die Erkenntnis, daß man mit einfachen Methoden die großen Ölfelder schon sehr früh fand. Betrachtet man die zeitliche Analyse, so ergibt sich, daß heute mit moderner Technologie zwar in der Anzahl deutlich mehr Ölfelder als vor 20 oder 30 Jahren gefunden werden, daß die durchschnittliche Größe der Ölfelder jedoch um Größenordnungen kleiner ist.
- Campbell und vor allem Laherrere untersuchten systematisch jede Ölregion nach Größe der Ölfunde, Explorationsentwicklung und zeitaufgelösten Trends. Trägt man die Größe der gefundenen Ölfelder über der Anzahl der Probebohrungen auf, so kann man auch hier einen eindeutigen Trend ausmachen: Die ersten Bohrungen waren wesentlich erfolgreicher als die späteren Bohrungen. In den meisten Förderregionen nähert sich die so gewonnene Summenkurve der Funde einem asymptotischen Grenzwert. Diese Darstellung ist sicherlich unabhängig von teilweise ökonomisch bedingten Schwankungen in den Förderaktivitäten und der jährlichen Erfolgsrate, die man noch teilweise mit einer entsprechenden Explorationsaktivität begründen mag.
- Eine dritte Methode besteht darin, alle Ölfelder einer Förderregion nach ihrer Größe zu ordnen. Es zeigt sich sehr schnell, daß sich hier wieder ein asymptotischer Trend ergibt. Bereits aus einer relativ kleinen Anzahl an Feldern läßt sich sehr gut auf die Summe des Öls aller Felder in dieser Region schließen. Dies hängt wiederum damit zusammen, daß die wenigen großen Felder bereits

den wesentlichen Anteil an der Gesamtmenge ausmachen. Die mit besseren Methoden später gefundenen kleinen Felder erhöhen zwar die Anzahl der Funde beträchtlich, können aber zum gesamten Förderpotential nur noch einen kleinen Anteil liefern. Diese Methode wird als parabolische Darstellung („Parabolic fraction“) bezeichnet. Sie wird mit großem Erfolg in unterschiedlichen Disziplinen angewandt.

Mit einer Kombination dieser Methoden lassen sich für alle Förderregionen sehr genaue Extrapolationen über künftige Funde erstellen. Die von Campbell und Laherrere errechneten Angaben basieren auf diesen Methoden.

Dem kann man entgegenhalten, daß diese Methode nur dort funktioniert, wo bereits erfolgreich exploriert wurde. In neuen Gebieten, die bisher noch nicht ausreichend untersucht sind, mag dies jedoch nicht richtig sein. Jedoch gibt es weltweit keine große Förderregion, die noch nicht in ausreichendem Maße erforscht wäre. Man weiß sehr gut, wo sich aus geologischen Gründen Öl gebildet hat und wo es bis zum heutigen Tage erhalten sein kann. Die dafür in Frage kommenden Regionen sind hinreichend bekannt. Daher ist mit großen Überraschungen, die das diesbezügliche Weltbild ändern würden, nicht zu rechnen. Die größte in den vergangenen 50 Jahren entdeckte Ölprovinz ist die Nordsee mit etwa 60 Gb. Es ist fast unmöglich, daß ein Gebiet mit einem derartigen Produktionspotential „übersehen“ wurde.

Die wenigen noch weniger erforschten Regionen, zu denen vor allem die Tiefsee gehört, können dieses Gesamtbild nur wenig beeinflussen. Größere mögliche Potentiale liegen im Golf von Mexiko, Südatlantik und in kleinerem Umfang in Nordeuropa. Bei gegenwärtigem Kenntnisstand ist unter optimistischer Betrachtung ein Potential von maximal 85 Gb zu erwarten [27]. Hierauf wird noch gesondert eingegangen.

Das Potential des Kaspischen Meeres wird in öffentlichen Pressemitteilungen deutlich überschätzt. Seit einigen Monaten wird ein größerer Fund regelmäßig in der Presse erwähnt, wobei die Feldgröße fast mit jeder Meldung zunimmt. Während am 9. Juli in der Sunday Times nichtgenannte Quellen den Fund in „konservativer“ Abschätzung auf mindestens 50 Gb beziffern, die möglicherweise sogar 200 Gb betragen könnten [98], wurden am 4. Juli in einer japanischen Zeitung Kreise zitiert, die von 15-20 Gb sprachen. Erwarteter Produktionsstart sei im Jahr 2004, wobei das Produktionsmaximum mit 1 million Barrel pro Tag im Jahr 2010 erreicht werde [99]. Aus anderer Quelle [100] wird klar, daß die 50 Gb vom Kasachischen Präsidenten Nazarbajev geäußert wurden mit der Aufforderung an westliche Investoren, sich hier zu engagieren. Dieselbe Quelle zitiert das explorierende Industriekonsortium mit bemerkenswert vorsichtigen Äußerungen: „At the moment we do not feel we have sufficient information to make any estimates on potential reserves“ [100]. Ein Sprecher der beteiligten Firma BP Amoco wird in Financial Times News zitiert: „We have only drilled one well so far and that has not been tested yet.“ [101]

Die unterschiedlichen Auffassungen in der Darstellung der Erdölreserven und der darauf basierenden Prognose, was noch gefunden werden wird, sind in Abbildung 2.1.5 gegenübergestellt.

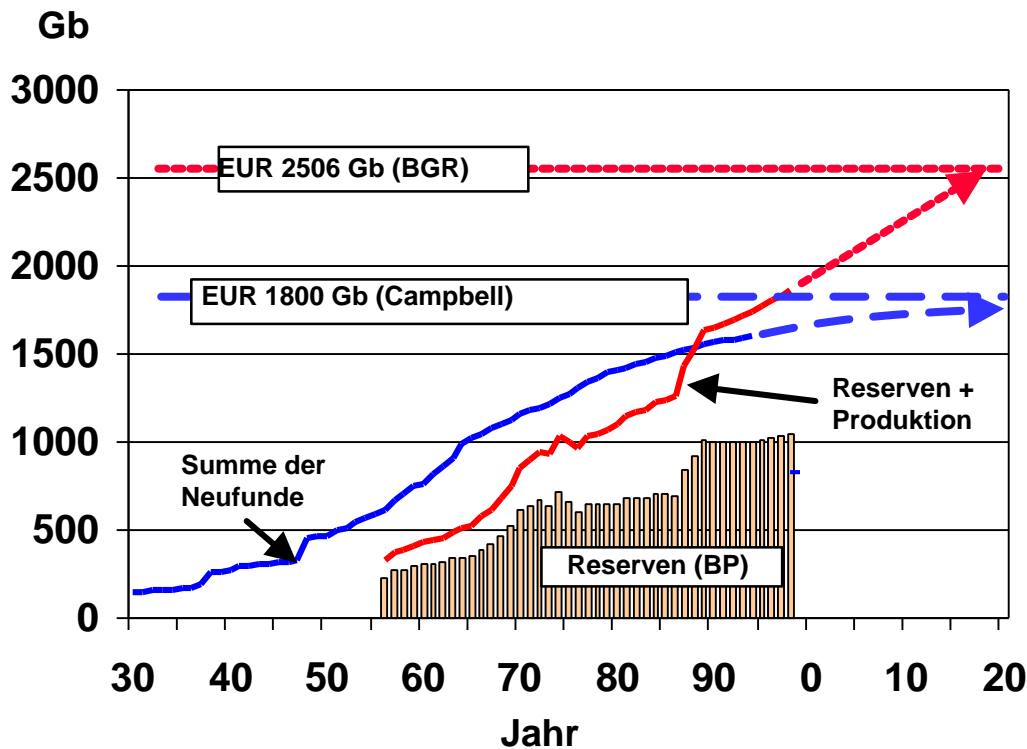


Bild 2.1.5: Estimated Ultimate Recovery von Erdöl auf den Daten und Prognosen von Petroconsultants, und der BGR; im Gegensatz zur BGR sieht Campbell aus dem Trend im Auffinden neuer Ölfelder eine Grenze bei 1800 Gb Öl, die insgesamt an Rohöl gefunden werden (inklusive des bisherigen Verbrauchs).

Beispiel: Europa

Im folgenden wird die Diskussion am Beispiel Europa vertieft. Gerade hier ist die Diskrepanz zwischen den unterschiedlichen Reservestatistiken besonders deutlich. In Tabelle 2.1.5 sind die Angaben für die wesentlichen Westeuropäischen Staaten eingetragen.

Tabelle 2.1.5: Aufteilung der Westeuropäischen Ölrreserven auf die einzelnen Staaten gemäß unterschiedlicher Abschätzungen [4, 8, 18]

Region	BGR (Gb)	O&GJ (Gb)	Campbell (Gb)	USGS (Gb)
UK	9,55	5,15	12,6	19,5
Norwegen	15,43	10,79	15,1	17,1
NL	0,12	0,11	0,21	
Dänemark	0,86	1,07	1,05	
Italien	0,73	0,62	0,86	1,2
Frankreich	0,12	0,11	0,84	
Deutschland	0,39	0,36	0,39	
Österreich	0,96	0,09	0,1	
Sonst.				3,4
Summe	28,16	18,3	31,15	41,2

Die geringsten Reserven werden vom Oil & Gas Journal berichtet, das auch Grundlage der BP Amoco Statistical Review of Energy bildet. Vor allem für Großbritannien und Norwegen, die beiden großen Ölprovinzen, liegen die Angaben deutlich unter denen anderer Autoren. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe kritisiert die Angaben des Oil & Gas Journal als zu niedrig. Gerade hier zeigt sich die industrielle Praxis der Unterbewertung der Reserven und der ständigen Neubewertungen durch Überführung von längst bekannten Ressourcen in Reserven. Campbell bezieht die Reservenangabe auf mit 50 % Wahrscheinlichkeit gewinnbares Rohöl. Daher sind dessen Werte für Norwegen und Großbritannien deutlich höher bewertet. Das USGS errechnet den größten Wert für die Ölreserven Europas.

Noch deutlicher fällt der Unterschied in der Bewertung der Ressourcen aus, wie aus Tabelle 2.1.6 ersichtlich wird.

Tabelle 2.1.6: Erdölressourcen Westeuropas nach BGR und USGS bzw. „yet-to-find“ Ölmengen nach Campbell [4, 8, 18]

Region	BGR (Gb)	Campbell (Gb)	USGS-5	USGS-Mode	USGS-Mean	USGS-95 (Gb)
UK	12,5	0,6	3,2	5,6	7,9	15,4
Norwegen	13,23	1,1	4,1	6,7	8,5	15
NL	0,11	0,1				
Dänemark	0,37	0,3				
Italien	1,36	0,14	0,7	1,3	1,9	3,9
Frankreich	0,01	0,06				
Deutschland	0,22	0,21				
Österreich	0,11	0,04				
Sonst.			1,3	2,2	2,9	5,4
Summe	27,91	2,55	9,3	15,8	21,2	39,7

Campbell errechnet hier ein Potential, das nur etwa 10 % der Abschätzung der BGR beträgt, wobei der niedrige Wert bei Campbell auf einer Extrapolation der vergangenen Erfolgsquote beruht. Aufgrund der großen Diskrepanzen in den Reservedefinitionen, ist eine Diskussion der insgesamt förderbaren Erdölmenge aussagekräftiger. Die Angaben für die Estimated Ultimate Recovery sind in Tabelle 2.1.7 zusammengestellt.

Tabelle 2.1.7: Estimated Ultimate Recovery von Erdöl in Westeuropa

Region	BGR (Gb)	Campbell (Gb)	USGS-95	USGS-Mode	USGS-Mean	USGS-5 (Gb)
UK	38,01	31	33,9	36,3	38,6	46,1
Norwegen	39,17	29	27	29,6	31,4	37,9
NL	1,04	1,1				
Dänemark	1,96	2,25				
Italien	2,83	1,8	2,5	3,1	3,7	5,7
Frankreich	1,05	0,9				
Deutschland	2,42	2,5				
Österreich	0,99	0,9				
Sonstige			9,7	10,6	11,3	13,7
Summe	87,47	69,45	73,1	79,6	85	103,5

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass der Wert für die Estimated Ultimate Recovery bei Campbell am geringsten ist. Der Unterschied kommt im wesentlichen aus einer drastisch unterschiedlichen Bewertung der zukünftigen Explorationserfolge der beiden größten Ölprovinzen Großbritannien und Norwegen. Die Angaben der BGR liegen im Bereich des USGS, wobei die künftige Ergiebigkeit Norwegens vom BGR am höchsten eingestuft wird. Diese Unterschiede werden am Beispiel Norwegens und Großbritanniens vertieft, die beide ihr Potential vor allem aus der Nordsee schöpfen.

In Bild 2.1.6 sind die kumulierten Explorationserfolge in der Reihenfolge der Bohrungen aufgetragen. Hieraus ist ersichtlich, daß anfangs wesentlich mehr Öl gefunden wurde. So erbrachten die ersten 500 Bohrungen fast genau soviel Öl wie die nächsten 2000 Bohrungen. Diese Darstellung ist unabhängig vom Explorationsjahr und damit unabhängig vom jeweils aktuellen Ölpreis. Eine Extrapolation der Kurve ergibt für die Nordsee einen Maximalwert von etwa 50 Gb. Etwa ab der tausendsten Probebohrung wurde mit modernsten Explorationsmethoden exploriert, so daß eine Steigerung der Erfolge durch neue Technologien nicht zu erwarten ist.

Höherbewertungen fanden bisher meist in großen älteren Ölfeldern statt. Bei kleinen Ölfeldern wird von Anfang an eine geringere Wahrscheinlichkeit für den „nachgewiesenen förderbaren Ölgehalt“ unterstellt, da ansonsten aus wirtschaftlichen Überlegungen eine Erschließung fragwürdig wäre [22]. Daher sind künftige Höherbewertungen der neuen kleinen Felder kaum zu erwarten. Wird der Inhalt eines alten Feldes höher bewertet, so ist dies in der Grafik dem entsprechenden Fund zuzurechnen. Dies würde bedeuten, daß die Kurve der kumulierten Ölfunde anfangs noch steiler ansteigt und über die letzten 1000 – 2000 Bohrungen noch flacher verläuft. Dies würde das Potential für künftige Neufunde eher noch reduzieren.

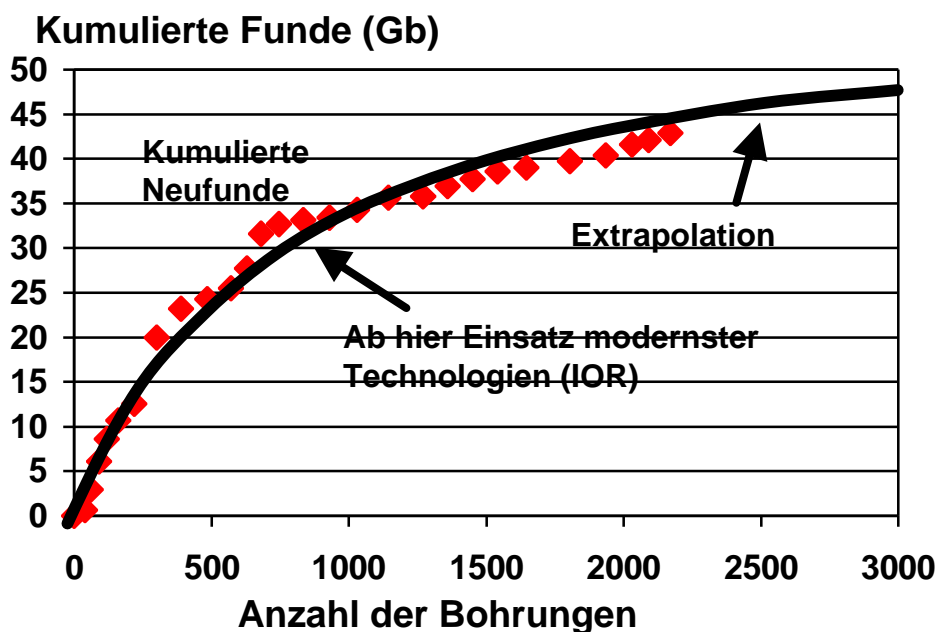


Bild 2.1.6: Nordseeöl: Kumulierte Neufunde in Abhängigkeit der Anzahl der Probebohrungen [10]

Eine zeitliche Aufschlüsselung der Ölfunde zeigt ein Maximum gegen Ende der 70er Jahre. Dies entspricht der in Bild 2.1.7 dargestellten blauen Kurve. Die Ölfunde der letzten 10 Jahre bewegen sich auf einem Niveau, das nur etwa 30 % der jährlichen Ölproduktion beträgt, mit anderen Worten: Jedes Jahr werden 2/3 der Produktion aus den alten Reserven entnommen. Die ebenfalls eingezeichnete rote Kurve zeigt, daß die Anzahl der jährlichen Funde mit 15 – 20 Feldern pro Jahr sehr hoch ist. Allerdings ist die durchschnittliche Feldgröße um mehr als eine Größenordnung kleiner als vor 20 Jahren (gelbe Kurve). Es wird also in immer mehr kleine Felder investiert. Dies führt zwangsläufig zu höheren Explorations- und später zu deutlich höheren Produktionskosten.

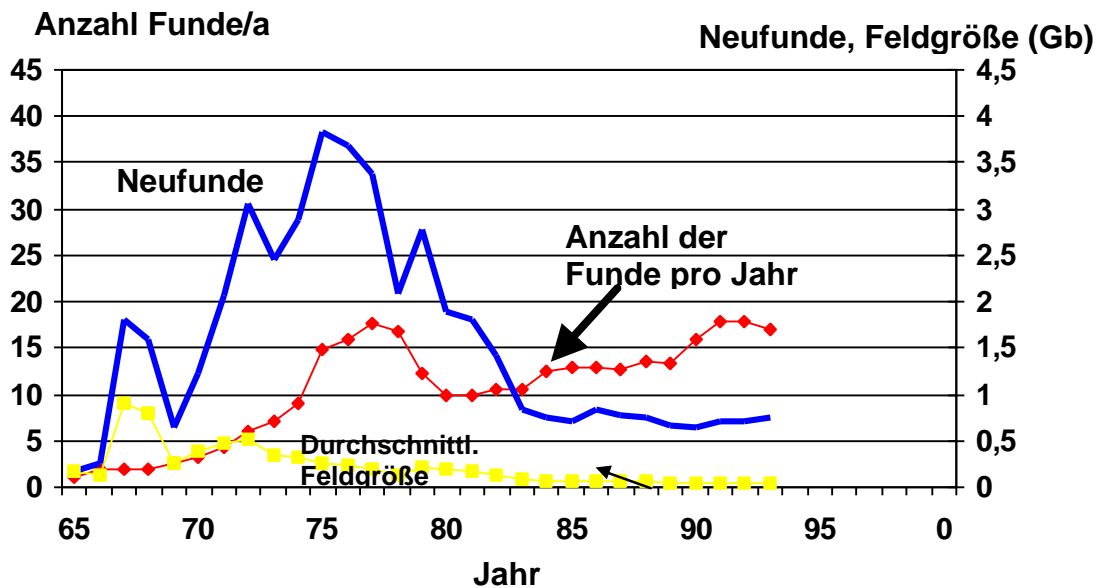


Bild 2.1.7: Nordseeöl: Neufunde, Anzahl der Funde und durchschnittliche Feldgröße [10]

Abbildung 2.1.8 zeigt die zeitliche Aufteilung der Neufunde in unterschiedliche Größenklassen. In den 70er Jahren setzten sich die Erfolge vor allem im Aufspüren der großen Ölfelder größer als 1 Gb zusammen. Seit 1978 wurde jedoch kein Feld dieser Größenklasse mehr gefunden. Insgesamt machen diese Funde 1/3 der gesamten Funde bis heute aus. Vergleichbar ist das Erfolgsmuster für die zweitgrößte Feldklasse von 0,5 – 1 Gb. Auch diese wurden ausnahmslos in den 70er und 80er Jahren gefunden. Heutige Ölfunde sind eine Größenordnung kleiner. Nur bei diesen Feldern hält der Trend noch an, wobei sich für die Feldgrößen 0,1 – 0,5 Gb ein Abflachen der Erfolgskurve bereits andeutet. Alleine die Ölfelder kleiner 100 Mb werden noch in großer Zahl gefunden. In der Summenkurve äußern sich diese Trends in einem starken Abflachen gegen Ende der 70er Jahre.

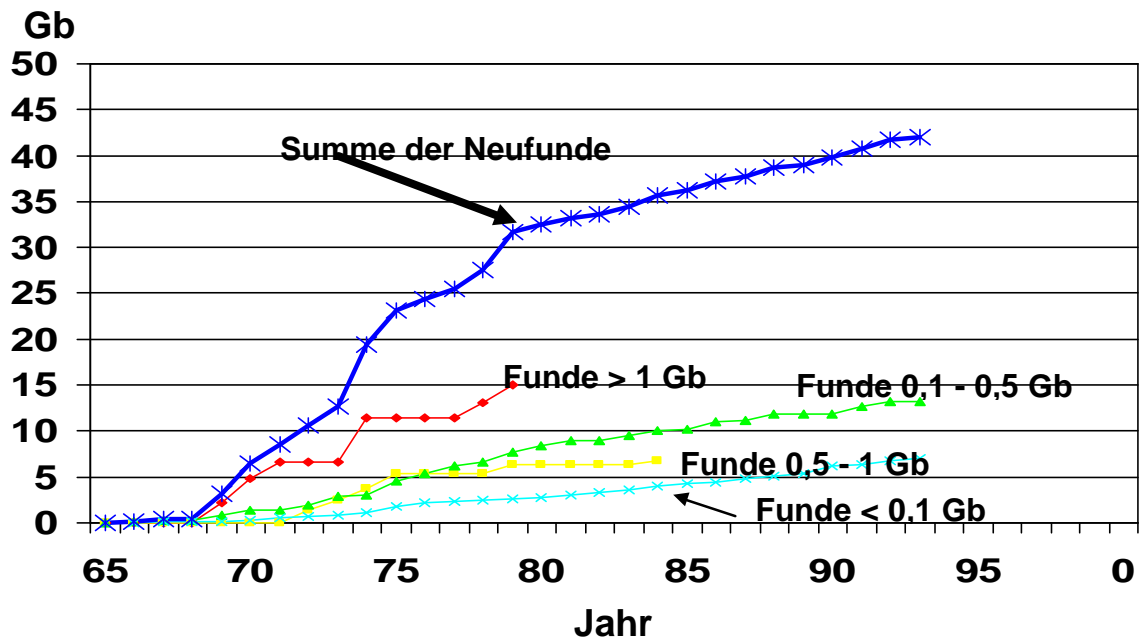


Bild 2.1.8: Nordseeöl: Kumulierte Neufunde und Anteil der verschiedenen Größenklassen

UK (zeitlicher Verlauf der Funde)

Abbildung 2.1.9 zeigt die verschiedenen Reservestatistiken für Großbritannien seit 1970. Die rote Kurve gibt die Angaben von Worldoil wieder [28], während die Balken die Werte des Oil & Gas Journal [28] zeigen. Während diese in den 70er Jahren stark voneinander abwichen, so geben sie für die letzten Jahre einen vergleichbaren Wert, der um 5 Gb liegt. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe liegt mit fast 10 Gb deutlich über diesem Wert, wobei der gegenüber den Journalen höhere Wert mit einem unglaublich niedrigen Reporting begründet wird [8]. Der niedrige Wert wird allerdings auch in der Reservestatistik des Department of Trade and Industry ausgewiesen [30]. Rechnet man allerdings alle im Jahr 1999 in Produktion befindlichen bzw. bis 2002 in Produktion gehenden Felder inklusive der bereits entleerten Felder im Jahr der jeweiligen Funde zu einer Summenkurve der Neufunde auf, so erhält man die mit „Neufunde (DTI)“ bezeichnete Kurve. Zieht man davon wiederum die bisher geförderten Ölmengen nach BPAmoco Statistical Review of World Energy ab, so ergibt sich die untere mit „DTI“ bezeichnete Kurve. Diese deckt sich in den letzten Jahren mit den Werten der BGR. Ebenfalls eingetragen ist die Reserveentwicklung nach Laherrere (bzw. dessen Kurve der Neufunde als Summe von Reserven und Produktion) [29]. Diese zeigt den selben zeitlichen Verlauf wie die aus den Daten des DTI gewonne Kurve, allerdings auf einem etwas höheren Niveau, da dort eine P50 Wahrscheinlichkeit unterstellt wurde. Die beiden für 1999 eingetragenen blauen Punkte geben die Schätzungen von Campbell wieder. [18]

Die aus den Neufunden abgeleiteten Reserveangaben zeigen einen eindeutigen Trend: die Reserven nehmen seit mehr als 20 Jahren ab, heute ist etwa die Hälfte des bisher gefundenen Öls verbraucht.

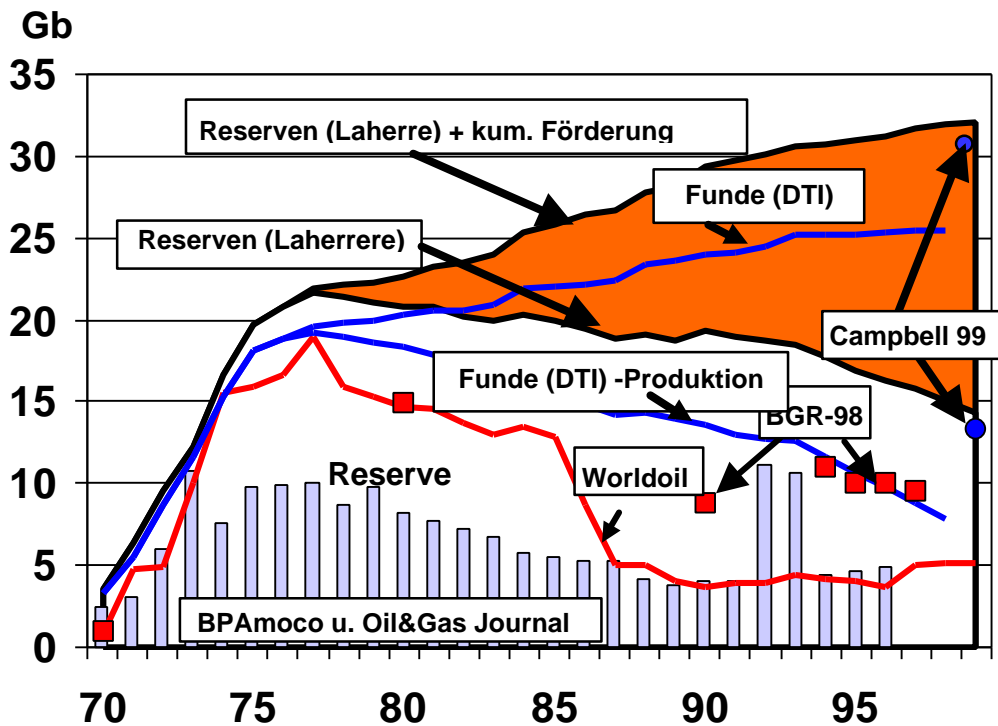


Bild 2.1.9: Reserve Reporting Großbritanniens; die Summenkurve der Neufunde nimmt kaum noch zu, die aus dieser durch Abzug der bisherigen Produktion erhaltenen Reserven nehmen seit mehr als 20 Jahren ab. Heute ist etwa die Hälfte des bisher gefundenen Öls verbraucht. [8, 18, 29, 30]

Norwegen (zeitlicher Verlauf der Funde)

Eine vergleichbare Darstellung der Reservesituation von Norwegen gibt die folgende Abbildung 2.1.10. Die Balkengrafik gibt die im Oil & Gas Journal veröffentlichten Reserven, die im wesentlichen der BP Amoco Statistik zugrunde liegen [28]. Die blaue Kurve gibt die Angaben von Worldoil [28]. Die einrahmende Kurve zeigt wie in der vorhergehenden Abbildung jetzt für Norwegen die aus den Daten des Ministeriums für Petroleum und Energie (MPE) errechnete Summenkurve der Neufunde und (nach Abzug der bisherigen Produktion) der Reserven [31]. Für die letzten Jahre deckt sich diese Kurve mit den Angaben der BGR, die allerdings für die Jahre vorher eher den Werten aus Oil & Gas Journal folgt.

Noch deutlicher als in Großbritannien werden heute nur noch wenige Ölfelder gefunden, so daß diese den Reservenschwund nicht ausgleichen können.

Die ebenfalls eingezeichnete schwarze Kurve gibt die veröffentlichten verbleibenden Reserven gemäß dem Norwegischen Ministerium für Öl und Energie wieder [31]. Die lagen mit 12 Gb im Jahr 1998 etwas höher als der im Oil & Gas Journal veröffentlichte Wert. Unter Berücksichtigung auch der Ressourcen gibt das Ministerium einen Wert von 17,2 Gb an. Sowohl das BGR als auch Campbell geben einen Wert um 15 Gb für die norwegischen Reserven an. Im Unterschied zum BGR, das die zusätzlichen Ressourcen mit 13,2 Gb sehr hoch ansetzt, sieht Campbell mit der Extrapolationsmethode nur noch ein Potential von etwa 1,1 Gb, das noch

erschlossen werden kann. Dies deckt sich fast genau mit den Ressourcenangaben des Ministeriums. Die unterschiedlichen Angaben des Ministeriums beruhen auf unterschiedlichen Definitionen: Die Summenkurve der Neufunde und daraus abgeleitete Reserven (abzüglich der Produktion) basiert auf Betreiberangaben für die insgesamt förderbare Ölmenge jedes einzelnen Feldes, während der globalen Reservenangabe des Ministeriums ein vorsichtigerer Wert zugrunde liegt.

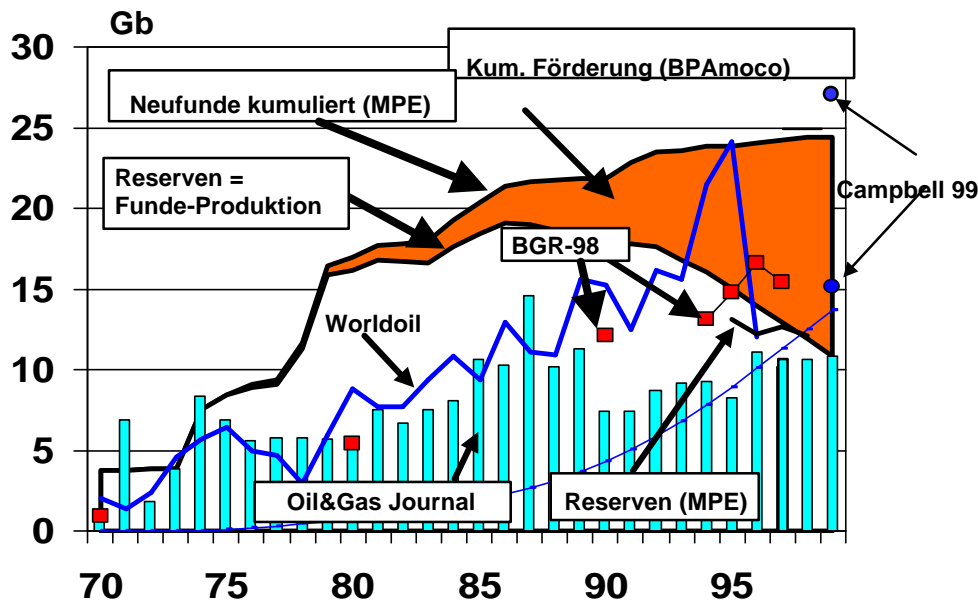


Bild 2.1.10: Reserve Reporting Nowegens [8, 18, 28, 31]

Den Angaben des Ministeriums zufolge betragen die Neufunde der letzten 4 Jahre von 1995 - 1998 zusammen 1,35 Gb, dies entspricht der Ölproduktion eines Jahres. Im Jahr 1998 konnten Neufunde nur noch weniger als 20 % der Jahresproduktion ausgleichen. Daß die Reserven über diesen Zeitraum nicht zurückgingen, liegt im wesentlichen an den Neubewertungen lange bekannter Ölfelder, die in der Grafik auf das Jahr der Entdeckung rückdatiert wurden.

Neubewertungen der Reserve von Ölfeldern werden fälschlich oft dem technologischen Fortschritt zugeschrieben und als Beweis dafür gewertet, daß mit fortschreitender Technologie immer mehr Öl gefunden werde.

Tatsächlich jedoch beruhen die Neubewertungen in den meisten Fällen auf der mit fortschreitender Förderung eines Feldes besser eingrenzbarer als „sicher“ zu bewertenden Ölmenge. Öl, das bei probabilistischer Betrachtung mit einer P50 % Wahrscheinlichkeit schon berücksichtigt war, wird in dieser Betrachtung von einer „wahrscheinlichen“ zu einer „sicheren“ Reserve höher bewertet. Dieser Effekt beruht jedoch ausschließlich auf den Definitionen. Die tatsächlich bekannten Ölvorräte werden damit nicht erhöht.

Die Bewertung des off-shore Potentials

Da Tiefseeöl anderen geologischen Aspekten als onshore Öl und Öl im Flachwasser folgt, wird es oft dem nichtkonventionellen Öl zugerechnet. Da es thematisch jedoch

eine Sonderstellung einnimmt und in der aktuellen Diskussion besonders betont wird, wird es an dieser Stelle besprochen.

Die offshore Ölförderung wird seit mehr als 25 Jahren betrieben. Nach [32] sind bis heute mehr als 5000 Felder erschlossen worden. Nach anderer Datenbasis [33] sind es etwa 3000 Felder. Der größte Teil davon ist im Flachwasser, hier vor allem in der Nordsee und im Golf von Mexiko/Californien und in Indonesien. Sind es in NW Europa etwa 400 Ölfelder, so wurden in Nordamerika bisher mehr als 1500 Ölfelder erschlossen. Hierbei liegen fast alle Ölfelder im Flachwasser bis zu einer Wassertiefe von 200 m.

Erst seit einigen Jahren geht mit neuen Technologien die Exploration zu immer größerer Wassertiefe, wobei der Rekord bei über 4000 Metern liegt. Jedoch steigen die Förderkosten gegenüber Flachwasserförderung deutlich an, da man schwimmende Produktionsplattformen unterhalten muß. Campbell schätzt, daß bisher etwa 2 Gb Öl aus der Tiefsee tiefer als 500 m gefördert wurden, was etwa 2 Promille der kumulierten Welterdölproduktion entspricht. An der Produktion von 1999 hatte Tiefseeerdöl einen Anteil von 1,7 % (438 Mio barrel) [18].

Die Tiefseeförderung wurde vor etwa 10 Jahren von der brasilianischen Ölgesellschaft Petrobras forciert. Diese konnte im flachen Wasser keine neuen Funde mehr verzeichnen, und sah sich daher gezwungen Tiefe Regionen zu explorieren. In diesem Zusammenhang wurde die Technik wesentlich entwickelt.

Zur Entstehung entsprechender förderwürdiger Vorkommen sind spezielle geologische Gegebenheiten erforderlich, wie sie vor allem im Golf von Mexiko und im Westatlantik bekannt sind.

Heute kennt man etwa 25 – 30 Gb an Tiefseeöl, die sich wie folgt auf die einzelnen Regionen verteilen:

Tabelle 2.1.9: Reserven an Tiefseeöl [34]

Land	Reserve (Gb)
Angola	5,7
Australien	0,35
Brasilien	10,8
Kongo	0,65
Elfenbeinküste	0,05
Guinea	2
Indonesien	4,45
Nigeria	1,8
USA (Golf von Mexiko)	ca. 2
Summe	28

Dies entspricht etwas mehr als einer Jahresproduktion an Rohöl. Campbell, mutmaßt, daß bei optimistischer Betrachtung innerhalb der kommenden 20 Jahre noch weitere knapp 60 Gb erschlossen werden können, die um das Jahr 2010 eine maximale Förderrate von etwa 5 Gb/Jahr beitragen könnten [35]. Somit können diese Mengen einen weltweiten Produktionspeak allenfalls um einige Jahre verzögern, vermutlich haben sie einen wichtigen, jedoch nur kurzzeitigen Einfluß auf die

Weltölproduktion und die Reservenlage. Die genannten Mengen entsprechen etwa 2,5 % der Weltölreserven und etwa 6 % an der noch möglichen Produktion (inklusive der „yet-to-find“ Mengen).

Als große Hoffnungsträger werden vor allem der Golf von Mexiko, die Ostküste Brasiliens und die Westküste Westafrikas genannt.

Der Golf von Mexiko war lange eine Flachwasser-Provinz, die als weitgehend ausgebeutet betrachtet wurde. Mit neuen Methoden konnte nochmals im tiefen Wasser exploriert werden. So kennt man heute etwa 2,5 Gb an nachgewiesenen und weitere 2,2 Gb an wahrscheinlichen Reserven. Zusammen mit der bisherigen Produktion von 9,3 Gb und den noch erwarteten Entdeckungen von knapp einem Gb ergibt dies ein Estimated Ultimate Recovery von etwa 23 Gb. Fast 70 % dieser Menge liegen in weniger als 200m Wassertiefe. Dies wird vermutlich zu einer maximalen Produktionsrate von 0,3 – 0,4 Gb/Jahr führen, die in den kommenden zwei Jahren erreicht sein dürfte [34].

Daß in der geführten Diskussion jedoch vieles einem Wunschdenken entspringt, sei am Beispiel der Falklandinseln skizziert: Vor einigen Jahren wurde um deren Öl ein Krieg geführt und lange galten sie als hoffnungsvolle Ölregion. Noch 1998 wurden Probebohrungen mit großen Hoffnungen begleitet [36] – bisher handelte es sich jedoch um eine einzige Enttäuschung. Bis Ende 1999 wurden mindestens 6 Bohrungen durchgeführt, jedoch in keinem Fall wurde Öl gefunden, das zu kommerziellen Bedingungen förderbar wäre. Die Auswertung der Bohrungen läuft noch, jedoch wurden bisher keine neuen Pläne bekannt, so daß aus heutiger Sicht diese Region als aufgegeben betrachtet werden muß [33].

Auch in Europa wird die Ölprospektion in immer tiefere (und nördlichere) Regionen vorangetrieben. Die Gegend um die Färöer Inseln und westlich der Shetland Inseln wird von Fachleuten für die interessanteste Region in Europa gehalten. Bereits seit 1993 laufen Vorbereitungen für eine Exploration. Jedoch nach langen Unstimmigkeiten zwischen Großbritannien und den Färöern über die Vergabe der Rechte wird erst heuer damit begonnen, die Region den einzelnen Firmen für eine Exploration anzubieten. Es wird erwartet, daß 2002 die ersten Probebohrungen stattfinden werden. Zu diesem Zeitpunkt werden die in Produktion befindlichen großen Nordseeölfelder jedoch alle stark rückläufig sein, so daß erfolgreiche Explorationsbohrungen Mühe haben werden, wenigstens einen Teil der dann rückläufigen Produktion der großen Felder auszugleichen. Vermutlich wird diese Region jedoch wesentlich eher Gas enthalten als daß dort große Erdölvorkommen zu erwarten sind.

Die Bedeutung der Vorkommen im Kaspischen Meer werden in Pressemitteilungen maßlos übertrieben. Diese Äußerungen wurden beispielhaft bereits besprochen. Bis heute ist vermutlich ein großer Fund zu verzeichnen, dessen Größe noch nicht ausgewertet wurde, der nach Vermutungen in „upstream“-Bereichen der Ölindustrie jedoch um 10 –15 Gb betragen könnte. Desweiteren ist ein weiteres Giant-Feld mit ca. 2 Gb bekannt. Das Gesamtpotential wird von Campbell auf etwa 25 Gb geschätzt [22]. Dies würde etwa dem Verbrauch eines Jahres entsprechen. Es ist jedoch zu beachten, daß dieses Öl – wenn überhaupt – erst in einigen Jahren verfügbar sein wird. Man wird Mühe haben, die dann weltweit bereits rückläufige Ölproduktion einigermaßen aufrecht zu erhalten.

2.1.2 Zeitlicher Produktionsverlauf

Der Produktionsverlauf eines Ölfeldes verläuft gemäß einer Glockenkurve, die exponentiell mit steigender Erschließung des Feldes ansteigt. Wenn der Druck im Reservoir abfällt, muß das verbleibende Öl mit zunehmend mehr Aufwand gefördert werden. In geringem Maße kann man den Druck künstlich wieder erhöhen (z.B. durch Injektion von Gas oder Wasser) oder die Viskosität des Öls durch Additive reduzieren. Diese Maßnahmen können jedoch den Abfall nur innerhalb bestimmter Grenzen beeinflussen. Befindet sich die Förderung eines Ölfeldes vor dem Produktionsmaximum, so kann die Produktionsrate durch Zubau neuer Förderanlagen gesteigert werden. Befindet sie sich jedoch bereits jenseits des Produktionsmaximums, so ist eine kurzfristige Produktionssteigerung nur mit größtem technischem und finanziellem Aufwand realisierbar, tendenziell geht die Produktion hier jedoch unweigerlich Jahr für Jahr zurück.

Da die meisten Gebiete außerhalb des Nahen Ostens nahe am Produktionsmaximum sind oder dieses bereits überschritten haben, ist eine Produktionssteigerung in diesen Gebieten nur mit erheblichem Aufwand realisierbar. Tendenziell wird hier die Förderung jedoch Jahr für Jahr zurückgehen. Dies werden auch die im folgenden gezeigten Beispiele belegen. Die USA werden als ehemals wichtigster Ölproduzent beschrieben, der sein Produktionsmaximum schon vor 30 Jahren überschritten hat und heute nur noch 60 Prozent der damaligen Ölmengen fördert. Ebenfalls ausführlicher wird die europäische Ölförderung beschrieben. Diese wird in diesen Jahren das Produktionsmaximum überschreiten, wenn es nicht schon erreicht wurde, was sehr wahrscheinlich ist.

Aus ökonomischen Gründen wird man versucht sein, den Abfall der Produktion jenseits des Maximums zu verzögern. Hier gibt es jedoch einen grundsätzlichen Unterschied zwischen onshore- und offshore Förderung: Während onshore auch eine langsam zurückgehende Förderung mit mehreren Prozent pro Jahr Rückgang über viele Jahre hinweg sinnvoll ist, da die getätigten Investitionen die laufenden Betriebsausgaben bei weitem übersteigen, versucht man, offshore Ölfelder so schnell wie möglich auf möglichst hohem Niveau auszubeuten. Fällt die Produktion unter eine bestimmte Rate zurück, so lohnen die hohen Betriebskosten der offshore Plattformen nicht mehr. Somit muß man im Produktionsprofil grundsätzlich zwischen onshore- und offshore Förderung unterscheiden, wie dies in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist. Da die europäische Ölförderung weitgehend offshore stattfindet, erwarten Experten einen sehr schnellen Abfall der Produktion am Ende des Produktionsplateaus der großen älteren Felder.

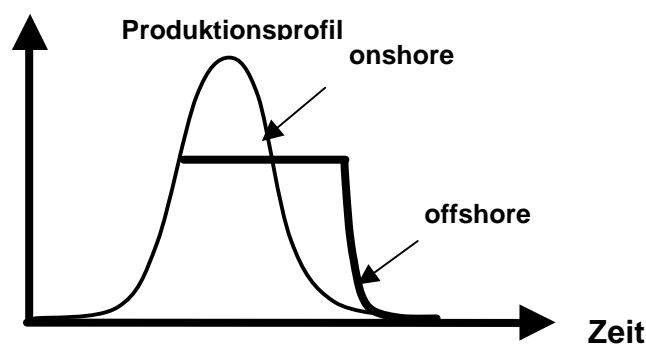


Bild 2.1.12: Idealisiertes Produktionsprofil der onshore / offshore - Förderung

Nicht nur in der Analyse der Ölreserven, sondern auch in den Statistiken der Ölförderung, die ja wesentlich besser bekannt sind als die Reserven, herrschen Differenzen. Die folgende Tabelle 2.1.9 gibt einen Überblick über die Angaben der kumulierten Ölförderung von verschiedenen Autoren.

Tabelle 2.1.9: Kumulierte Produktion mit Angabe des Erhebungsjahres [4, 8, 12, 18]:

Autor	Gb	Jahr
Petroconsultants	784	1996
Campbell	820	1999
BGR (114,4 Mtoe)	840	1997
USGS	686	1997 ?

Die Angaben von Petroconsultants, Campbell und der BGR liegen nahe beieinander, wenn man die zeitlichen Unterschiede und die betrachteten Ölkategorien berücksichtigt. Die Angaben von Petroconsultants/Campbell beziehen sich bewußt nur auf die Rohölförderung ohne Schweröl, NGL und unkonventionelles Öl. Das BGR stützt sich in seinen Angaben auf Werte aus Petroleum Economist und BP Amoco Statistical Review of World Energy und schließt diese anderen Öle mit ein. Bei Petroconsultants/Campbell werden diese Öle ausgeklammert, da sie eine andere Produktionsdynamik mit deutlich höheren Kosten aufweisen. Campbell gibt die kumulierte Förderung dieser anderen Öle mit etwa 90 Gb an, so daß damit der vergleichbare Wert auf 910 Gb anwächst. Zählt man zu dem Wert des BGR die Produktion von 1998 und 1999 hinzu, so erhält man einen Wert von 893 Gb, der sich mit dem Wert von Campbell hinreichend genau deckt.

Andererseits sind die niedrigen Angaben des USGS nicht nachvollziehbar.

Der Verlauf der bisherigen Rohölförderung nach Campbell ist in der folgenden Abbildung aufgetragen.

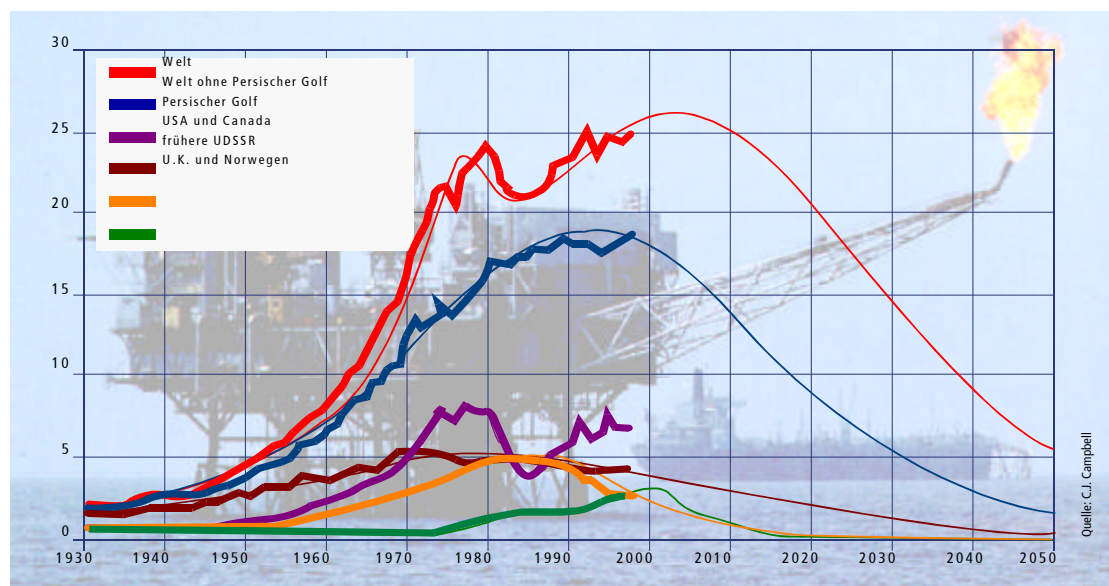


Bild 2.1.13: Rohölförderung der einzelnen Regionen [37]

Im folgenden Teil werden Europa und die USA hinsichtlich der Produktionsprofile und bestehender Trends, die Rückschlüsse auf die künftige Förderung erlauben, dargestellt.

Die Ölproduktion der USA

Die USA hat das Fördermaximum vor fast 30 Jahren erreicht. Heute findet die Förderung auf dem Niveau der 50er Jahre statt. In den letzten Jahren kann man beobachten, wie die Förderung in den beiden immer noch wichtigsten Gebieten Texas und Alaska drastisch zurückgeht. Die einzige Provinz, die noch einen Produktionszuwachs zeigt, ist die offshore Förderung, vor allem im Golf von Mexiko. Dieser Förderzuwachs ist jedoch deutlich geringer als der Produktionsrückgang in den anderen Gebieten. Die USA hatte das Produktionsmaximum im Jahr 1970. Danach ging die Förderung deutlich zurück. Nach der ersten Ölkrise wurden verstärkte Anstrengungen unternommen, diesen Trend umzukehren.

In der ältesten und auch heute noch größten Förderprovinz Texas blieben diese Bemühungen ohne Einfluß auf die Förderung, die seit Anfang der 70er Jahre kontinuierlich abnimmt, heute bei weniger als einem Drittel der Maximalproduktion ist und auf dem Niveau der 30er Jahre liegt. Die verstärkten Bemühungen in den anderen Provinzen konnten den Gesamttrend für einige Jahre stoppen. Insbesondere die Förderung aus den neu erschlossenen Gebieten in Alaska (entdeckt waren diese bereits vor 1970) konnte den Rückgang andernorts für einige Jahre kompensieren. Jedoch seit Ende der 80er Jahre geht auch hier die Förderung deutlich zurück, so daß sich der Produktionsrückgang in Amerika beschleunigte. In Alaska nahm die Produktion innerhalb der letzten Jahre jeweils gegenüber dem Vorjahr mit zunehmender Rate ab. Dies konnte durch Förderzuwächse andernorts nicht kompensiert werden, wie Tabelle 2.1.10 zeigt. Gegenüber dem Produktionsmaximum im Jahr 1988 hat sich in Alaska die Produktion innerhalb von zehn Jahren halbiert.

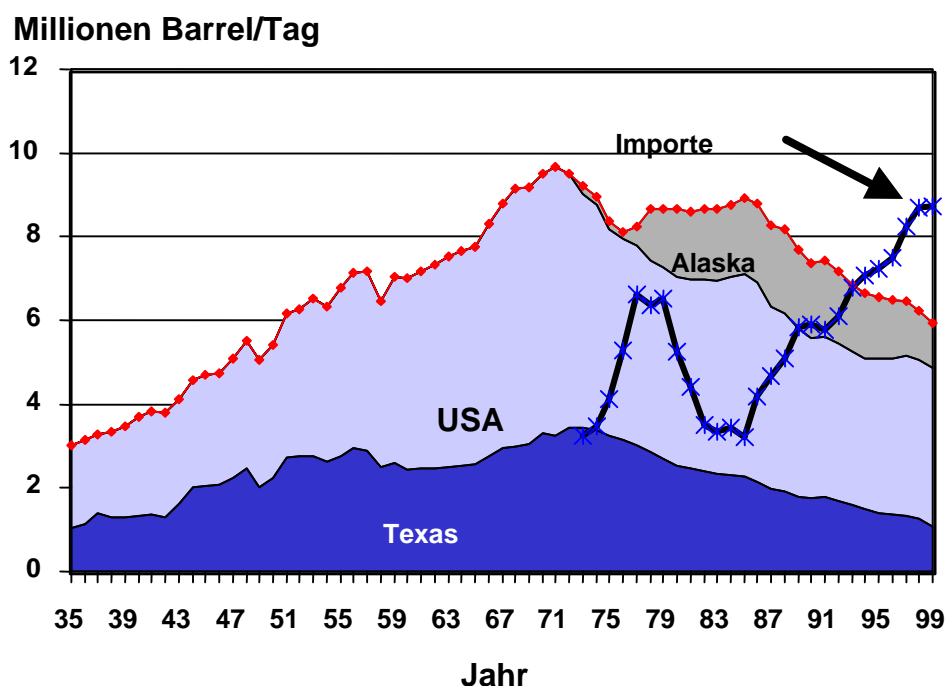


Bild 2.1.14: USA-Produktion [38, 39, 40]

Die Ölförderung Alaskas mit 1,05 Millionen Barrel Tagesproduktion in 1999 hängt auch heute noch zur Hälfte an der Produktion aus dem größten Feld, Prudhoe Bay und dessen Satellitenfelder (570.000 Barrel Tagesproduktion in 1999 [40]). Dieses Feld wurde 1977 in die Produktion überführt. Das Produktionsprofil von Prudhoe Bay zeigen die nachfolgenden Abbildungen 2.1.15 und 2.1.16. Die Förderung wurde sehr schnell auf ein hohes Niveau gefahren und konnte dort fast zehn Jahre lang gehalten werden. Danach ging die Produktion stetig zurück, wobei sich dieser Rückgang im letzten Jahr beschleunigte. Die ebenfalls eingezeichnete Summenkurve gibt die insgesamt in Prudhoe Bay geförderte Ölmenge. Man erkennt, daß sich die Kurve einem asymptotischen Wert annähert, der bei etwa 11 - 12 Gb liegt.

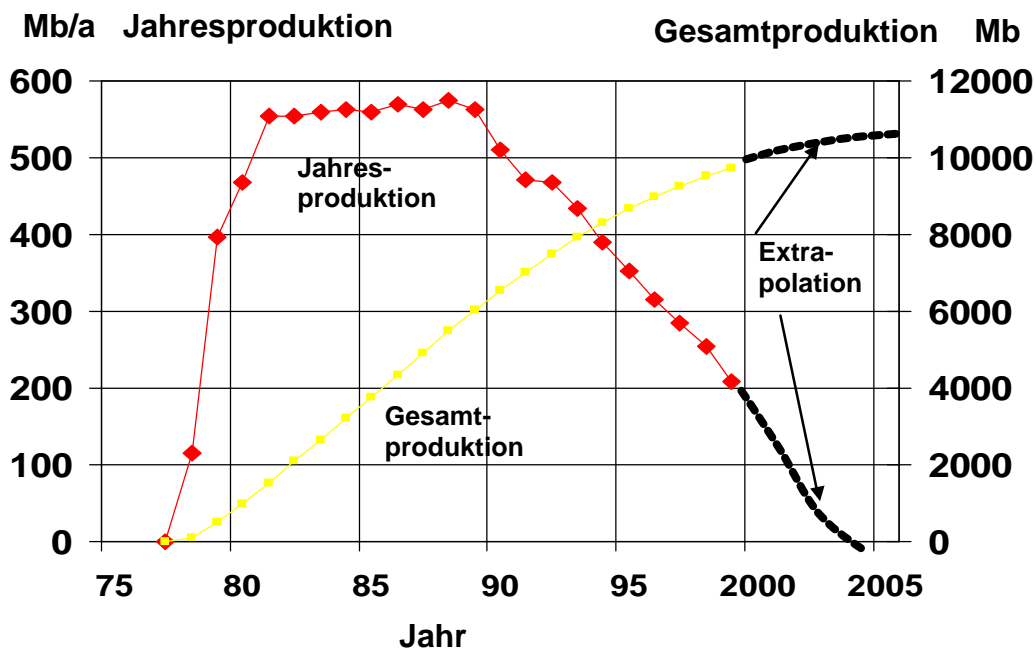


Bild 2.1.15: Jährliche Ölproduktion und insgesamt geförderte Ölmenge in Prudhoe Bay, dem mit Abstand größten Ölfeld Alaskas [13, 40]

Diese Analyse wird klarer, wenn man die jährlichen Produktionszahlen über der insgesamt geförderten Ölmenge aufträgt. Diese Darstellung (Abb. 2.1.16) läßt sich gut zur Abschätzung der verbleibenden Ölreserve eines Feldes nach dem Produktionsmaximum benutzen. Die abnehmende Produktion seit Anfang der 90er Jahre folgt einem fast linearen Trend. Eine Extrapolation dieses Trends deutet auf die insgesamt förderbare Ölmenge, die weniger als 12 Gb betragen wird.

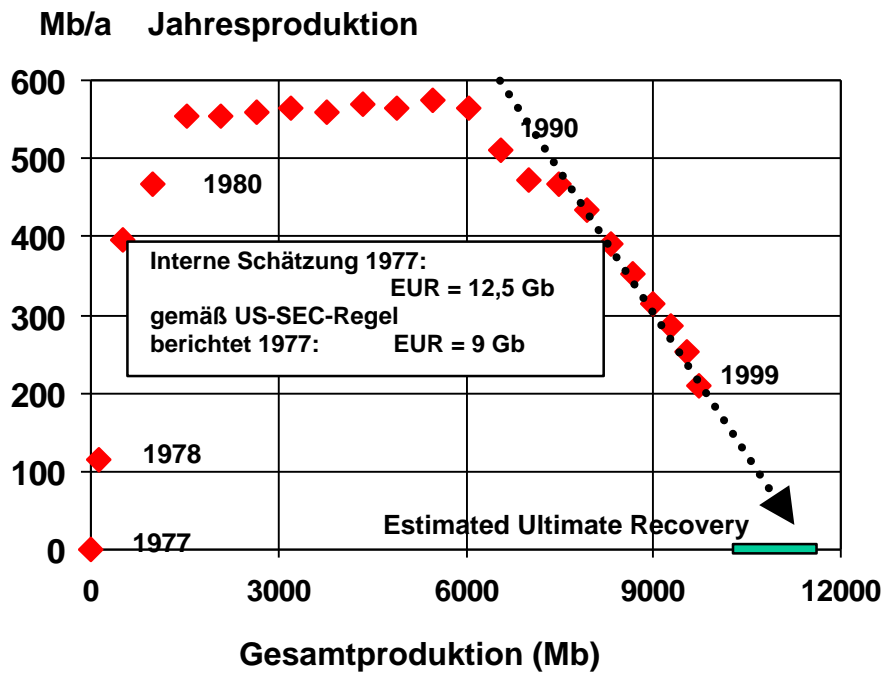


Bild 2.1.16: Jährliche Produktionsrate als Funktion der insgesamt produzierten Ölmenge in Prudhoe Bay und daraus ableitbare insgesamt förderbare Ölmenge [13, 40]

Aus Analysen dieser Art lassen sich für jedes Ölfeld und damit für jede Ölprovinz recht gute Schlüsse über die verfügbaren Ölreserven und das künftige Förderprofil ziehen. Berücksichtigt man zusätzlich, daß die Neufunde wesentlich kleiner sind als vor zehn, zwanzig und dreissig Jahren, so lassen sich recht gut künftige Förderprofile abschätzen.

Wie Bild 2.1.14 zeigt, geht die Produktion neben Alaska vor allem in Texas deutlich zurück. Insgesamt kommt das texanische Öl aus etwa 170.000 Ölquellen. Jedoch sowohl die Anzahl der aktiven Ölquellen als auch die spezifische Förderleistung je Quelle gehen seit vielen Jahren zurück. Das Produktionsmaximum war in den Jahren 1972/1973. Damals kam das Öl aus 160.000 Quellen mit einer durchschnittlichen Förderleistung von 21 Barrel pro Tag. Im Jahr 1985 waren 210.000 Ölquellen aktiv mit einer allerdings deutlich reduzierten durchschnittlichen Förderleistung von 10 Barrel pro Tag. Seither gehen sowohl die Anzahl der Fördersonden als auch deren spezifische Leistung weiter zurück. Heute werden pro Sonde noch etwa 7 Barrel pro Tag gefördert. Die Produktion nahm in den letzten Jahren deutlich ab, wie aus Tabelle 2.1.10 ersichtlich ist. [39]

Tabelle 2.1.10: Produktionsrückgang in Texas, Alaska und den USA (jeweils gegenüber dem Vorjahr) [38, 39, 40]

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999 zu 1993
USA	-2,7 %	-1,5 %	-1,4 %	-0,2 %	-3,1 %	-4,7 %	-13 %
Alaska	-1,5 %	-4 %	-6 %	-7 %	-9 %	- 11 %	-36 %
Texas	-5,7 %	-5,4 %	-2,7 %	-1,7 %	-6,5 %	-18 %	-35 %

Etwa 40 % der texanischen Ölproduktion kommen aus den 20 ergiebigsten Ölfeldern. 15 dieser Felder wurden bereits vor mehr als 50 Jahren entdeckt. 19

dieser Feld haben das Produktionsmaximum bereits lange überschritten und produzieren Jahr für Jahr weniger Öl. Als ein Beispiel ist im folgenden Bild 2.1.17 die Produktionskurve des Feldes Kelly-Snyder dargestellt. Das Feld wurde 1948 entdeckt, hatte das Produktionsmaximum im Jahr 1974 und trägt heute immer noch als eines der 20 größten Ölfelder zur Produktion bei. [41]

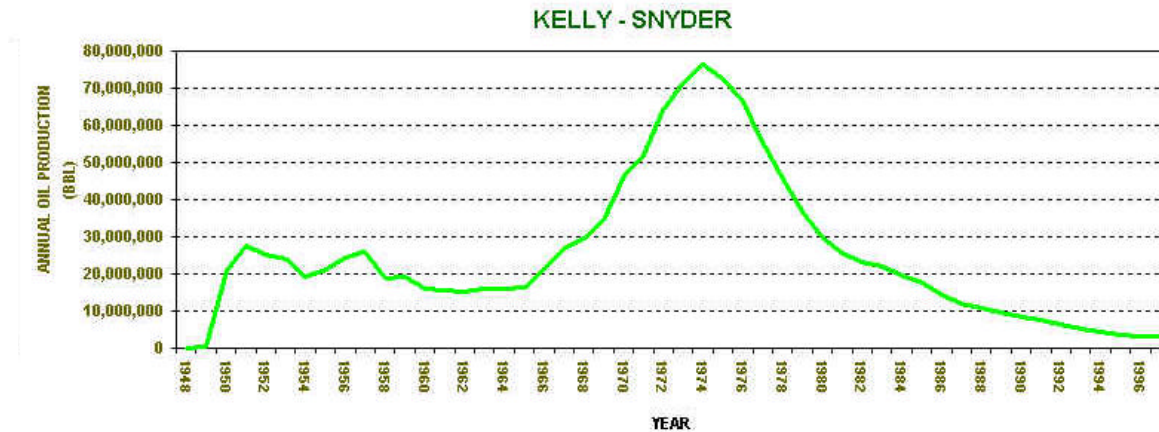


Bild 2.1.17: Produktionskurve des texanischen Ölfeldes Kelly-Snyder, das auch heute noch zu den 20 größten produzierenden Ölfeldern zählt [41]

Die Ölproduktion von Texas und Alaska macht auch heute noch etwa ein Drittel der Produktion der USA aus. Nur im offshore Bereich des Golfs von Mexiko nimmt die Förderung noch deutlich zu. Doch wie man Abbildung 2.1.14 entnehmen kann, kann dieser Zuwachs den Rückgang der Produktion in den anderen Gebieten bei weitem nicht kompensieren.

Wie ebenfalls aus Bild 2.1.14 ersichtlich ist, nahm in den letzten zehn Jahren die Importrate dramatisch zu. Lag sie Anfang der 80er Jahre bei 25 % des Verbrauchs, so werden heute mehr als die Hälfte des Öls importiert. Die USA sind heute empfindlich von Ölimporten abhängig. Diese Abhängigkeit nimmt von Jahr zu Jahr deutlich zu.

Wie die Analyse zeigt, beruht die Produktion auch heute noch zum größten Teil auf den großen alten Feldern, die das Produktionsmaximum lange überschritten haben. Die Produktion verlagert sich jedoch auf Grund des Produktionsrückgangs der großen Felder zu kleinen bis sehr kleinen Feldern. Damit wird es zunehmend schwieriger, den Produktionsrückgang der großen Felder auszugleichen. Darüber hinaus erfordern die kleinen Ölquellen einen spezifisch viel höheren Investitionsaufwand. Dies ist für große Ölfirmen nicht mehr rentabel und daher ziehen sie sich zunehmend aus der Ölförderung Nordamerikas zurück.

Die Europäische Ölförderung

Ähnliche Tendenzen lassen sich bereits auch für die deutlich jüngere europäische Ölförderung aufzeigen. In Bild 2.1.18 ist die europäische Ölproduktion nach BP Statistical Review of World Energy [3] und OECD Energy Balances [42] dargestellt. Im wesentlichen beruht die Förderung auf dem off-shore Potential der Nordsee und angrenzender Regionen. Wie im Kapitel 2.1.1 ausführlicher dargelegt, ist das Förderpotential Europas hinreichend gut bekannt. Positive Überraschungen durch große Neufunde sind hier nicht mehr zu erwarten.

Mtoe (1 Mtoe=7,35 Gb)

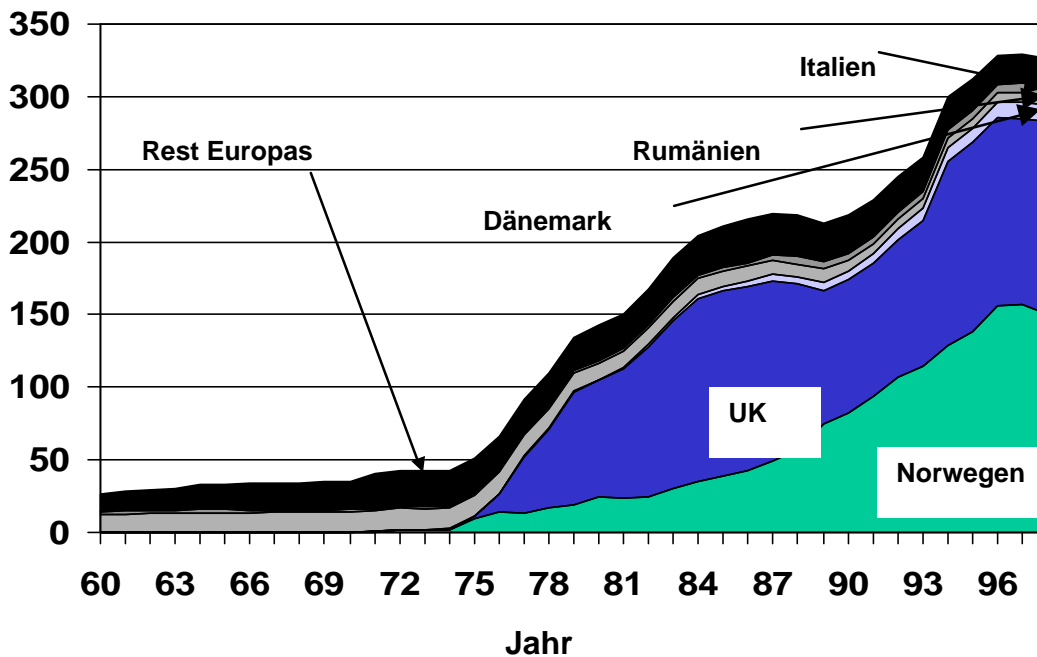


Bild 2.1.18 Europäische Ölproduktion [3, 42]

Stärker noch als in den USA hängt der Hauptanteil der Ölproduktion an wenigen Ölfeldern, die alle das Produktionsmaximum bereits überschritten haben. Deren Förderrückgang muß zunehmend durch den Anschluß neuer um fast eine Größenordnung kleinerer Felder ausgeglichen werden. So fördert Großbritannien sein Öl aus etwa 120 Ölfeldern. Wurden in den ersten 25 Jahren der UK Öl- und Gasförderung 100 Felder erschlossen, so vergingen bis zum Anschluß der nächsten 100 Felder nur noch 6 Jahre (bis Ende 1998) [43]. Die durchschnittliche Größe der neuen Ölfelder nahm dabei rapide ab. In Bild 2.1.19 sind die Ende 1998 in Produktion befindlichen Ölfelder gemäß ihrer ursprünglichen Größe (Estimated Ultimate Recovery) dargestellt.

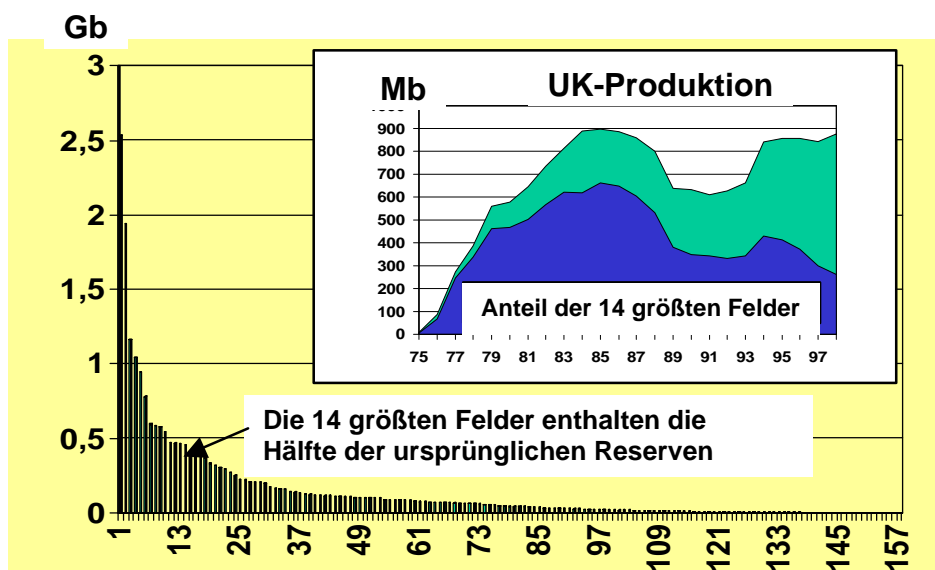


Bild 2.1.19: UK EUR der produzierenden Ölfelder und Anteil an der Produktion [30]

Die 14 größten dieser Felder beinhalten mehr als 50 % des Öls aller Felder. Der kleine Einschluß rechts oben im Bild zeigt die jährliche Ölproduktion Großbritanniens. Der Anteil der 14 größten Ölfelder an der Produktion ist ebenfalls eingezeichnet. Wie man erkennt, geht deren Produktionsanteil stetig zurück. Damit die Gesamtproduktion auf dem hohen Niveau gehalten werden kann, müssen verstärkt neue Felder angeschlossen werden. Diese haben jedoch nur kleine Reservemengen und sind teilweise bereits nach 2 – 3 Jahren erschöpft, wie etwa Medwin oder Staffa, deren Größe nur einige Millionen Barrel betrug. Diese Felder wurden bereits nach zwei Jahren wieder aus der Produktion genommen. Im Jahr 1999 konnte die Jahresproduktion gegenüber dem Vorjahr um 3,6 % erhöht werden. Jedoch mußten hierfür 11 neue Ölfelder angeschlossen werden. In den ersten vier Monaten 2000 ging die Produktion gegenüber dem Vorjahreszeitraum bereits um 4 Prozent zurück. Wie man Tabelle 2.1.11 entnehmen kann, nimmt die Anzahl der produzierenden Felder stetig zu, und deren durchschnittlicher Ölinhalt ab. Heute beträgt die durchschnittliche Größe neuer Felder etwa 50 Mio barrel (EUR) oder weniger (Blanchard). In den 70er Jahren betrug sie 400 Mio Barrel.[43]

Tabelle 2.1.11: Ölproduktion Großbritanniens, sowie Anzahl der produzierenden Felder und deren durchschnittliche Feldgröße [30]

	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98
Anzahl Felder	38	45	50	48	56	69	76	80	99	113	124
Prod. je Feld Mio Barrel pro Jahr	22	15	13,5	14	12,4	10,7	12,3	11,9	9,6	8,3	7,8
Produktion Mio t	114	91,7	91,6	91,3	94,3	100,2	126,5	129,9	129,7	128,2	132,6

Alte Felder machen auch heute noch den größten Teil der Reserven aus. So wird die Produktion heute überwiegend aus Feldern gedeckt, die vor über zwanzig Jahren entdeckt wurden. Deren Produktionsrate geht jedoch deutlich zurück. Die 32 größten Felder über 100 Mb Inhalt gehen fast alle in der Produktion zurück [43]. Bild 2.1.20 zeigt für die Produktion von 1996 die Anzahl der Felder als Balkengrafik [44]. Diese sind jeweils in dem Jahr eingetragen, in dem das Feld entdeckt wurde. Wie man erkennt, wurden die meisten der 1996 produzierenden Felder in den 70er Jahren entdeckt. Die blau hinterlegte Fläche gibt die ursprüngliche Reserve dieser Felder wieder. Davon wurde jedoch der größte Teil bereits gefördert. Die heute noch verbleibende Reserve ist als grüne Fläche eingetragen. Man erkennt, daß auch heute noch der größte Anteil der Reserven in den alten Feldern der 70er Jahre liegen. Die später gefundenen Felder, die zahlenmäßig wesentlich mehr sind, können jedoch nur einen kleinen Anteil im Vergleich zu früher beitragen. Sie sind auch in der Produktion bereits wesentlich weiter fortgeschritten als die alten Felder. Ebenfalls in der Abbildung eingetragen ist die aktuelle Produktionskurve seit 1978. Wie man erkennt, liegt sie seit dieser Zeit deutlich über den jährlichen Neufunden. Hieraus ist klar ersichtlich, daß wesentlich mehr Öl verbraucht als neu gefunden wird.

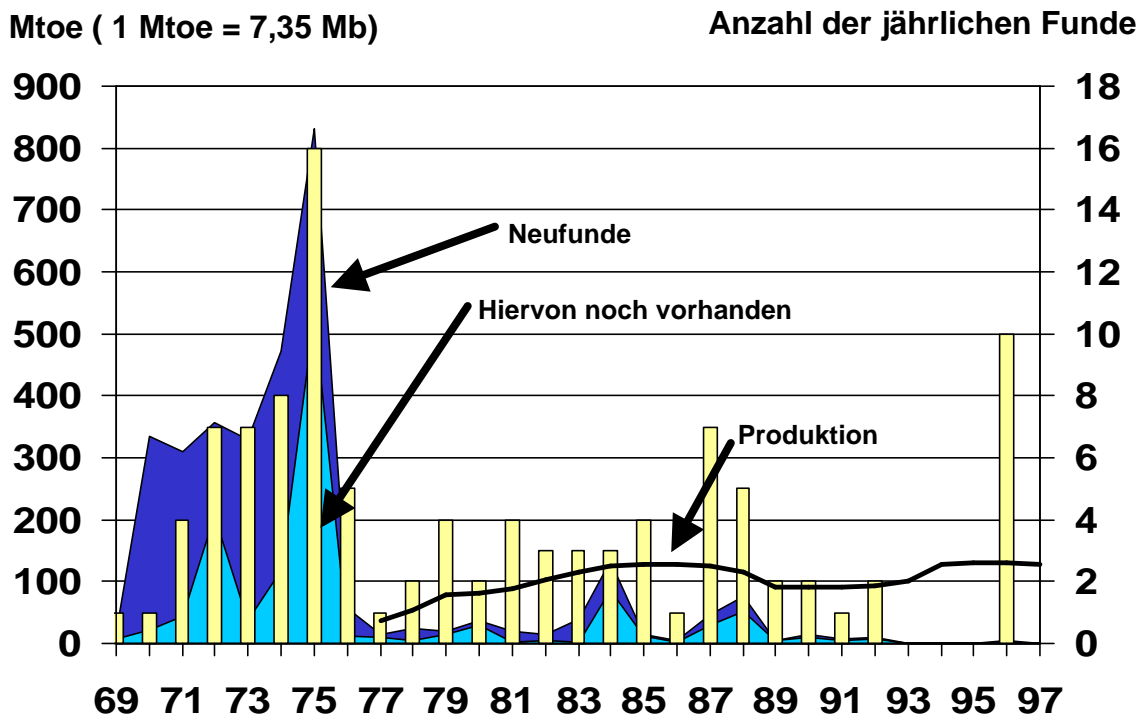


Bild 2.1.20: Analyse der Ölproduktion von Großbritannien im Jahr 1996: Eingetragen ist das Jahr der Entdeckung der in Produktion befindlichen Felder, sowie deren ursprüngliche und heute noch vorhandene Ölmenge. Ebenfalls eingetragen ist die Jahresproduktion seit 1978.

Anders als in Großbritannien erlebte die Ölindustrie Norwegens über die letzten zehn Jahre einen dramatischen Aufschwung mit einer durchschnittlichen Produktionssteigerung von 5 – 10 % pro Jahr. Zum erstenmal im Jahr 1997 stagnierte die Produktion und war 1998 sogar um mehrere Prozent rückläufig [3, 31].

Dieser Einbruch im Trend wird mit einer Verzögerung des Anschlusses neuer Ölfelder, mit überraschend langen Förderunterbrechungen wegen jährlicher Wartungsarbeiten und mit dem niedrigen Ölpreis im Jahr 1998 begründet. Auch wenn diese Argumente einsichtig erscheinen, so hat der Einbruch des Fördertrendes vor allem auch etwas damit zu tun, daß sich Norwegen (ebenso wie England) nahe am Produktionsmaximum befindet. Die Struktur der Ölförderung ist in beiden Staaten sehr ähnlich.

Die fünf größten in Produktion befindlichen Ölfelder beinhalten die Hälfte aller Reserven. Deren Anteil an der Produktion nimmt stetig ab, sie haben das Produktionsmaximum bereits überschritten. Dies zeigt Abbildung 2.1.21.

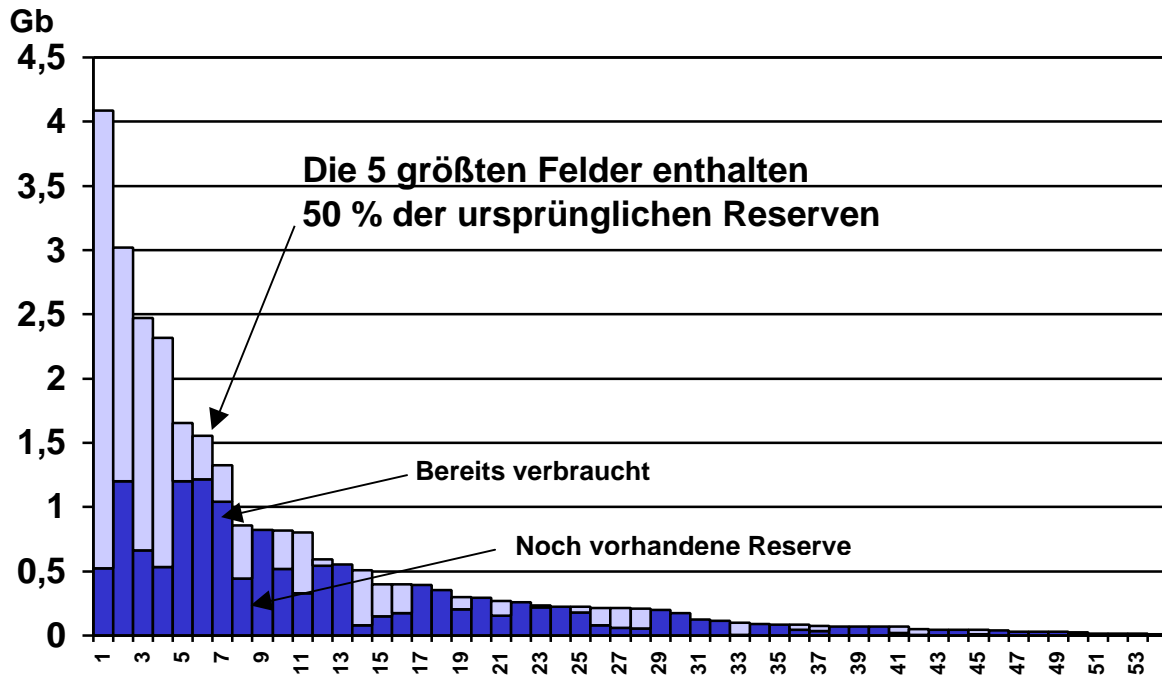


Bild 2.1.21: Größe der Ölfelder in Norwegen. Die dunkel eingefärbte Fläche gibt den Anteil, der von der ursprünglichen Reserve noch vorhanden ist [31].

Tabell 2.1.12 zeigt ähnlich wie für Großbritannien, daß Jahr für Jahr mehr Ölfelder angeschlossen werden und deren spezifische Produktionsrate kleiner wird.

Tabelle 2.1.12: Norwegische Ölproduktion der letzten Jahre [31]

Jahr	1995	1996	1997	1998
Produktion (Mtoe)	157,2	175,5	175,8	168,9
Anzahl der produzierenden Felder	31	34	37	41
Durchschnittl. Produktion je Feld (Mio Barrel/Jahr/Feld)	37,2	37,9	34,9	30

Der Nahe Osten

Die Ölproduktion der Staaten des Nahen Ostens befindet sich vermutlich noch vor dem Produktionsmaximum und ist eher durch politisch/ökonomische Gesichtspunkte gesteuert als durch technische Restriktionen. Allerdings trifft dies sicher nicht für alle Staaten zu. So z.B. hat die Ölproduktion des größten Nicht OPEC Staates im Nahen Osten, Syrien, das Produktionsmaximum bereits 1995 überschritten. Seither geht die Produktion von Jahr zu Jahr deutlich zurück [45].

Das BGR schreibt, daß im Vergleich zu 1993 die spezifische Ölproduktion je Fördersonde im Nahen Osten von 133.000 t/a auf 85.700 t/a im Jahr 1997 zurückgegangen ist und führt diese Tatsache auf das fortgeschrittene Produktionsstadium vieler Ölfelder im Nahen Osten zurück [8].

Das mit 100 Mrd. Barrel weltgrößte Feld, Ghawhar, befindet sich in Saudi Arabien. Es erstreckt sich über ein Gebiet von 100 x 200 km und besteht aus mehreren Substrukturen. Bis Ende 1994 waren etwa 44 Gb Öl gefördert, heute ist das Feld trotz Anwendung modernster Methoden (u.a. „horizontal drilling“) jenseits des Produktionsmaximums. Das mit 60 Gb Inhalt zweitgrößte Feld, Burgan, liegt in Kuwait. Bis Ende 1994 waren etwa 22 Gb gefördert. Heute dürfte sich dieses Feld nahe dem Produktionsmaximum befinden [22].

Auch wenn die zentralen OPEC-Staaten noch große Ölreserven besitzen, so beginnt von den in Produktion befindlichen Anlagen der Output nachzulassen. Dies bedeutet, daß die OPEC-Staaten ihre Produktion zwar noch ausweiten können, daß hierzu jedoch große Investitionen getätigt werden müssen. Nicht zufällig öffnete Saudi Arabien den Ölsektor für ausländische Firmen [60]. Heute ist unklar, ob die OPEC-Staaten mit bestehenden Förderkapazitäten die Produktion noch im erforderlichen Umfang ausweiten können. Im Herbst diesen Jahres wird man dies besser beurteilen können.

Eine ausführlichere Analyse dieses Sachverhaltes wäre wünschenswert. Sie kann im Rahmen dieser Arbeit aus Zeitgründen noch nicht geleistet werden.

Technologischer Fortschritt

Ein oft betonter Aspekt betrifft die neuen Fördermethoden, die unter dem Begriff „Enhanced Oil Recovery“ (EOR), und „Improved Oil Recovery“ (IOR) bekannt sind.

Als „Enhanced Oil Recovery“ werden die Methoden bezeichnet, die die Charakteristik im Ölreservoir verändern. Vorzugweise geht dies in alten Feldern mit komplexer geologischer Struktur. Mit dem Einpressen von Gas, Wasser oder Heißdampf sowie geeigneten Chemikalien kann der Druck im Ölreservoir, die Gleitfähigkeit des Öl und damit die Förderrate erhöht werden. Die damit einhergehende stärkere Förderrate wird als Indiz dafür genommen, daß die gesamte Ausbeute des Ölfeldes erhöht werden kann.

Da die Abschätzungen der Reserven von einem aus seismischen und ergänzenden Messungen sowie aus Probebohrungen erhaltenen Faktor für das tatsächlich im Feld vorhandene Öl ausgehen (sogenanntes „Oil in Place“), würde eine Erhöhung des Ausbeutefaktors („recovery factor“), der angibt welcher Anteil des vorhandenen Öls auch tatsächlich gefördert werden kann, die Gesamtreserve eines bekannten Ölfeldes erhöhen.

Abhängig von der Qualität und Komplexität eines Reservoirs kann der Ausbeutefaktor erheblich schwanken. Die ermittelten Werte reichen von 5 % bis zu 80 %. Im weltweiten Mittel für alle großen Ölfelder liegt er bei etwa 40 % [93]. Eine aufgrund des technologischen Fortschrittes erhöhte Ausbeute könnte die Gesamtreserve entsprechend erhöhen. Mit EOR-Methoden kann die Ausbeute eines alten Feldes erhöht werden. Dies bringt jedoch nur bei entsprechend komplexen geologischen Verhältnissen mit schlechtem Ausbeutefaktor einen Vorteil. Dieser liegt in für EOR-Methoden geeigneten Feldern bei 10 – 20 %.

Dies wird oft mit „Improved Oil Recovery“ (IOR) – Methoden verwechselt. Als solche bezeichnet man den Einsatz moderner technologischer Methoden bei der

Ausbeutung eines Ölfeldes wie besseres Management, bessere Reservoirkenntnisse, „horizontal drilling“ und andere. Jedoch ist zu bedenken, daß mindestens innerhalb der letzten zehn bis zwanzig Jahre bei Reserveabschätzungen und der Ausbeutung neuer Ölfelder ohnehin der technologische Fortschritt eingeplant wurde. Darüber hinaus konnte bis heute nicht gezeigt werden, daß neue Fördermethoden die Ausbeute tatsächlich stark erhöhen. Am Beispiel der deutschen Förderkurve wurde dies von K. Hiller eindrucksvoll gezeigt[46]. Die Anwendung neuer Methoden in den 80er Jahren konnte die bereits seit langem exponentiell abfallende Förderkurve Deutschlands nur leicht beeinflussen. Tatsächlich wird jedoch eher nur das Gesamtpotential schneller entleert als ohne diese Maßnahmen.

In den Statistiken des Norwegischen Ministeriums für Öl und Energie (MPE) werden jedes Jahr die Änderungen in den Reserven diskutiert [31, 47]. Wie in Kapitel 2.1.1 bereits beschrieben wurde, konnten in den letzten Jahren nur noch $\frac{1}{4}$ bis $\frac{1}{5}$ der Produktion durch Neufunde ersetzt werden. Der Großteil des Zuwachses der Reserven kommt aus einer bei laufender Produktion jenseits des Produktionsmaximums besser abschätzbaren Menge des verbleibenden Öls, bei der ein Teil des „wahrscheinlich“ förderbaren Öls in „sicher“ förderbares Öl überführt wird. In den Norwegischen Statistiken wird eine Neubewertung aufgrund veränderter technologischer Einschätzung als „change in the improved recovery potential“ explizit ausgewiesen.

Innerhalb der vergangenen 5 Jahre wurde hierdurch nur einmal, nämlich im Jahr 1996 eine Höherbewertung um 5,8 Gb vorgenommen. In den anderen Jahren wurden die Bewertungen um jeweils etwa 1 bis 1,7 Gb wieder zurückgenommen.

Vor allem in alten und großen Ölfeldern mit komplexen geologischen Verhältnissen verspricht man sich die größten Erfolge des EOR.

In den USA und hier im besonderen in der ältesten Förderprovinz Texas wird viel Geld in die Erhöhung der Ausbeute mit modernen Methoden investiert. Als wohl prominentestes Beispiel werden im folgenden die darauf beruhenden Erfolge des seit den 30er Jahren in Produktion befindlichen Yates – Feldes beschrieben, das auch 1997 noch das zweitgrößte produzierende texanische Ölfeld war [48].

Das Feld ist weit jenseits des Produktionsmaximums, das im Jahr 1981 mit etwa 125.000 Barrel Tagesproduktion erreicht war. Im Jahr 1994 betrug die Förderrate noch 47.000 Barrel/Tag, wobei dem Trend folgend ein weiterer jährlicher Rückgang von etwa 8,4 % prognostiziert wurde. Dies ist in der folgenden Abbildung 2.1.22, die auf einer Internetgrafik der Texas Railroad Commission des Jahres 1999 aufbaut, eingezeichnet [49].

Die dann zur Anwendung gebrachten EOR Methoden, die speziell mit WALRUS (Wettability Alteration of Reservoirs Using Surfactant) und TAGS (Thermally Assisted Gravity Segregation) bezeichnet werden, konnten den Output bis Anfang 1997 auf fast 60.000 Barrel/Tag steigern. In den folgenden Monaten setzte sich auf diesem höheren Niveau der exponentielle Rückgang fort, der der veröffentlichten Theorie zufolge wieder 8,4 % betragen sollte, nur eben auf diesem höheren Niveau. Hieraus wird ein Mehrertrag von mehr als 100 Millionen Barrel erwartet.

Die in der Grafik eingezeichneten blauen Kreise geben die monatlich von der Texas Railroad Commission veröffentlichten tatsächlichen Produktionsdaten wieder [50].

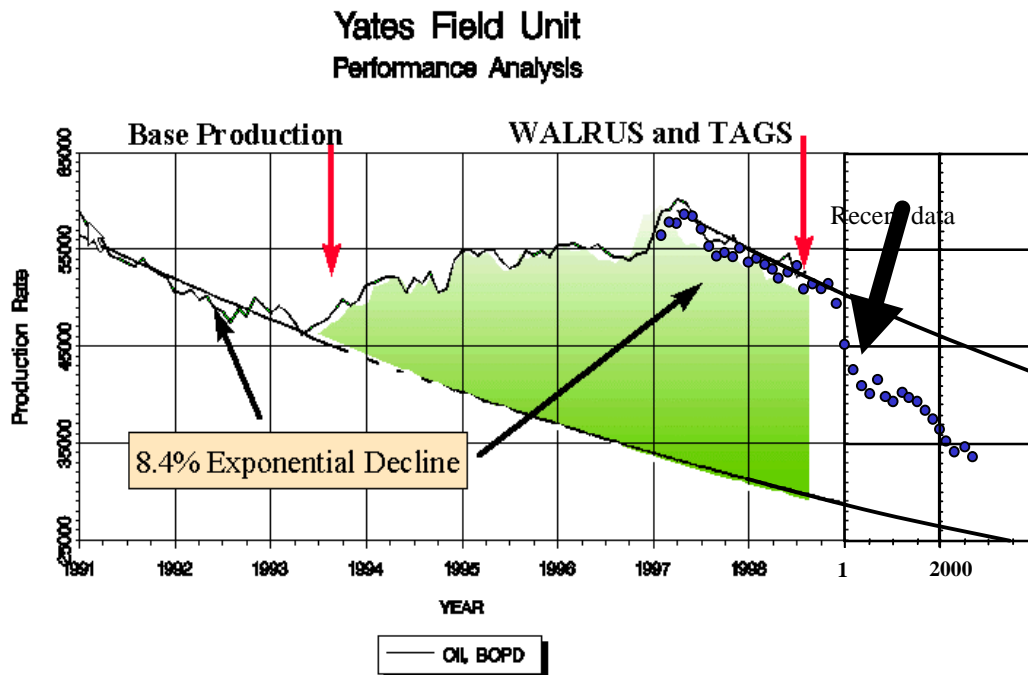


Bild 2.1.22 EOR im zweitgrößten texanischen Ölfeld Yates nach Daten von [49, 50]

Wie man erkennt, konnte bereits Ende 1998 das hohe Produktionsniveau nicht mehr gehalten werden. Seither pendelt es sich etwa bei der Hälfte der prognostizierten Produktionserhöhung ein. Es ist aber nicht unwahrscheinlich, daß der Wert sehr bald wieder auf die ursprüngliche Kurve - wenn nicht sogar noch stärker – abfallen wird, wie manche Experten argwöhnen. Gegenüber der Prognose ohne EOR-Methoden beträgt die Mehrproduktion bis heute etwa 40 Mio Barrel.

In der folgenden Abbildung 2.1.23 ist die Produktionskurve des Yatesfeldes seit 1939 aufgetragen. Aus dieser Perspektive machen sich die EOR-Methoden in der kleinen Schulter am rechten Bildrand bemerkbar – bezogen auf die Gesamtproduktion des Feldes von bisher etwa 1,4 Mrd Barrel entsprechen die erwarteten 100 Millionen Barrel Mehrertrag einer Erhöhung um 7 %, oder ein vorher angenommener Ausbeutefaktor von 15 % hätte sich durch diese Maßnahme um 1 % auf 16 % erhöht.

Mag sein, daß diese Methoden in Einzelfällen Gewinn abwerfen. Im globalen Maßstab können sie die Reserve- und Produktionssituation jedoch nicht beeinflussen.

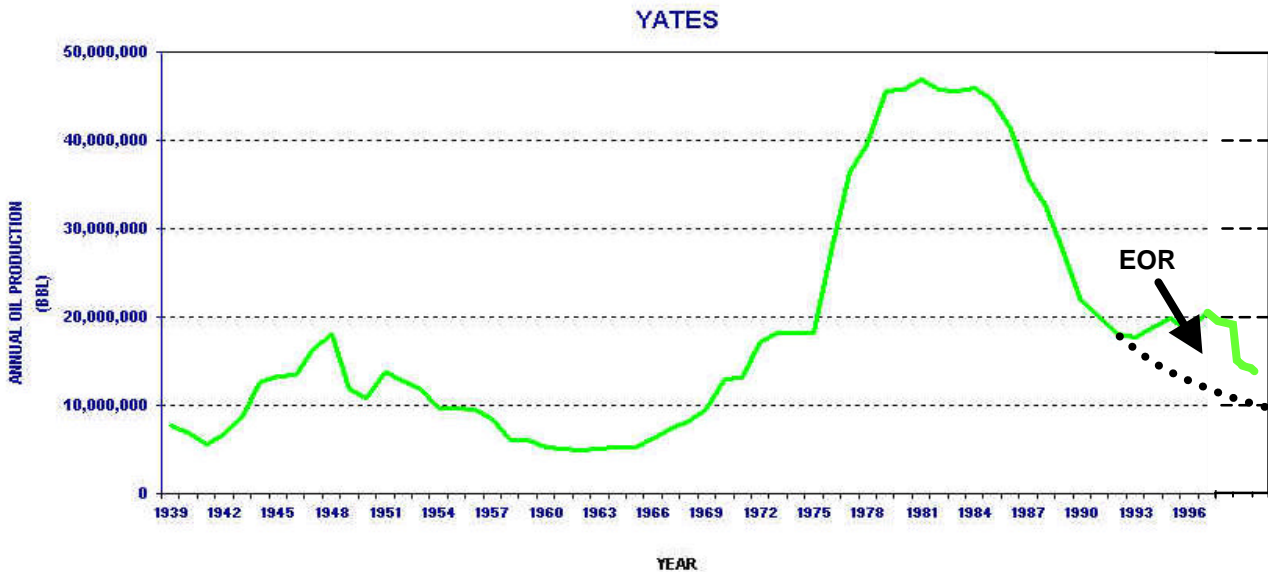


Bild 2.1.23: Yates-Ölfeld Gesamtverlauf der Produktion und Anteil der modernen Fördermethoden (EOR) [51]

Ein europäisches Beispiel für „improved oil recovery“ (IOR) bildet das Ölfeld Forties, eines der größten Ölfelder Europas. Es wurde 1970 entdeckt. Der förderbare Ölgehalt wird mit 2,7 Gb angegeben [30]. Das Feld befindet sich heute bereits weit jenseits des Fördermaximums, welches Ende der 70er Jahre erreicht war. Heute werden nur mehr 15 % der damaligen Produktionsrate gefördert. Der Produktionsverlauf läßt sich gut anhand der Darstellung in Abbildung 2.1.24 verfolgen [23]. Hier ist die jährliche Förderrate in Abhängigkeit von der kumulierten Förderung aufgetragen. Die Extrapolation des Produktionstrends nach Erreichen des Maximums läßt mit großer Sicherheit auf die insgesamt förderbare Ölmenge schließen. Im Jahr 1987 wurde hier eine fünfte Förderplattform eingerichtet, die mit modernen Fördermethoden die Ausbeute erhöhen sollte. Wie die Abbildung zeigt, konnte der Produktionsrückgang in den darauffolgenden zwei Jahren gegenüber dem rückläufigen Trend gebremst werden. Danach ging die Förderung jedoch noch stärker zurück, um sich wieder auf der ursprünglichen Trendlinie zu stabilisieren. Mit dieser kostspieligen Maßnahme wurde die Reserve des Feldes überhaupt nicht beeinflußt.

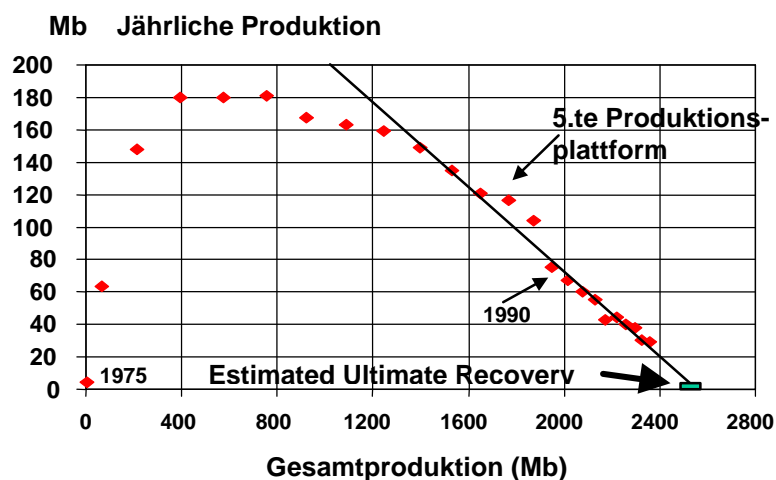


Bild 2.1.24: Produktionsprofil und Abschätzung der Reserve des Ölfeldes Forties [23]

2.1.3 Nachfrageentwicklung und Prognosen

Das Förderprofil einer Ölregion besteht in der Überlagerung der Förderprofile vieler Einzelfelder. Diese Summenkurve wiederum spiegelt mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen Jahrzehnten die Entdeckungskurve der Ölfelder. Sie folgt im wesentlichen wieder einem glockenförmigen Verlauf, wobei durch ökonomische Randbedingungen eine „Verschmierung“ des Produktionsmaximums über einen größeren Zeitraum erfolgen kann.

Trägt man die weltweite Ölproduktion auf, so erkennt man, daß die technisch mögliche Förderung Anfang der 70er Jahre durch ökonomische Einflüsse gebremst wurde und somit das Produktionsniveau auf einem niedrigeren Niveau als technisch möglich gehalten wurde. Dafür aber konnte dieses Niveau über einige Jahrzehnte aufrecht erhalten werden. Dies ist in der folgenden Abbildung 2.1.25 skizziert. Ebenfalls eingetragen ist hier die über zehn Jahre gemittelte Erfolgskurve im Auffinden neuer Ölfelder. Man erkennt, daß diese ihr Maximum Mitte der 60er Jahre hatte. Daraus ist zu erwarten, daß das technisch mögliche Produktionsniveau sein Maximum um die Jahrtausendwende oder wenig später erreichen wird. Durch den oben angesprochenen „gebremsten“ Förderverlauf, kann dieses hohe Produktionsniveau für einige Jahre aufrechterhalten werden, jedoch innerhalb von wenigen Jahren wird die Produktion unweigerlich zurückgehen, wie dies in der Abbildung skizziert ist.

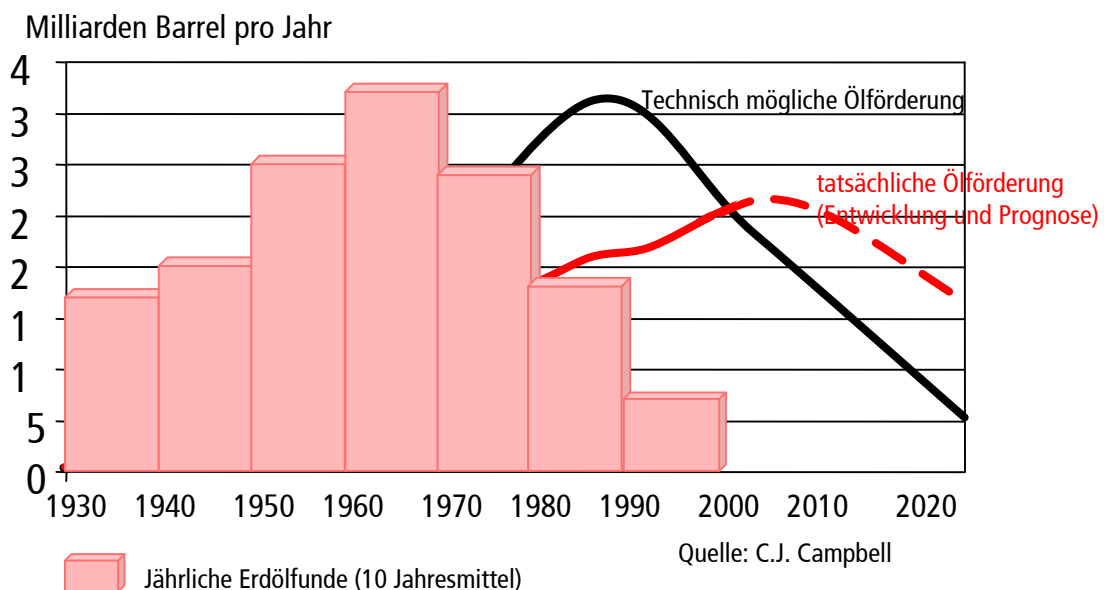


Bild 2.1.25: Rate der Neufunde, technisch möglicher und tatsächlich erfolgter „gebremster“ Verlauf der Ölförderung, [37]

Der Zeitpunkt der maximalen Ölproduktion wird somit durch die zeitliche Entwicklung der Ölneufunde und die zeitliche Entwicklung der Nachfrage bestimmt. Da die Historie der Neufunde in Fachkreisen gut bekannt ist, sind auch schon sehr lange Aussagen über das Produktionsmaximum möglich. Bereits im Jahr 1974 folgerte Hubbert aus dem Trend der Neufunde und dem damals herrschenden Verbrauchsmuster, daß das Maximum der weltweiten Ölproduktion gegen Ende des 20ten Jahrhunderts erreicht sein werde. [52]

Auch die später im Auftrag der amerikanischen Regierung angelegte umfangreiche Untersuchung „Global 2000“ kam im Jahr 1979 zu einem ähnlichen Ergebnis. Auch dort wurde, aufbauend auf der Erkenntnis, daß die Erfolgsquote im Auffinden neuer Felder immer schlechter werde, gefolgert, daß um das Jahr 2000 das Maximum der weltweiten Ölproduktion erreicht werde [53].

Beide Aussagen irrten weniger in der Analyse des verfügbaren Öls, als vielmehr in der Prognose des künftigen Ölverbrauchs, der sich ja seit den Ölkrisen der 70er Jahre etwas gebremster entwickelt hat als zunächst vermutet.

Aufgrund der in den vorigen Kapiteln skizzierten Analysen ergibt sich, daß eine gewisse Unsicherheit in der Einschätzung der Größe der tatsächlichen Reserven besteht. Dennoch ist das Wissen hinreichend genau, um vorherzusagen, daß innerhalb der kommenden Jahre der sogenannte „mid-depletion point“, also der Zeitpunkt, zu dem die Hälfte des weltweit förderbaren Öls tatsächlich gefördert sein wird, überschritten wird. Ungefähr zu diesem Zeitpunkt wird auch das Maximum der jährlichen Produktionsrate sein. Danach wird man mit allen technischen Möglichkeiten einen Rückgang der Produktion nicht verhindern können.

An dieser Sichtweise sind nur einige Details strittig, nicht jedoch der große Rahmen. So z.B. wird der genaue Zeitpunkt von der Größe der tatsächlichen Vorräte der OPEC-Staaten und dem künftigen Verlauf der jährlichen Neufunde (vor allem in der Tiefsee und deren zeitlichem Produktionsprofil) beeinflusst. Jedoch wird dieser Einfluß das Maximum nur einige Jahre hin oder her bewegen können, nicht jedoch um Jahrzehnte.

Mindestens ebenso wichtig wie das globale Maximum ist jedoch auch der Verlauf der regionalen Produktionskurven, da diese die Förderanteile der einzelnen Regionen und deren Einfluß auf die Preisgestaltung vorgeben. Die detaillierte Analyse der Reservesituation, wie sie in dieser Arbeit nur ansatzweise durchgeführt wurde, zeigt, daß fast alle wichtigen Gebiete außerhalb der OPEC nahe am Fördermaximum sind oder dieses bereits überschritten haben [12]. Die wenigen (nach Campbell die einzigen bedeutenden) Ausnahmen dürften die offhore Förderungen im Golf von Mexiko, vor der brasilianischen Küste und vor der westafrikanischen Küste sein. Eine Produktionssteigerung dort wird jedoch das Maximum der weltweiten Produktion nur unwesentlich beeinflussen.

In Bild 2.1.26, das die Prognose der künftigen Rohölförderung zeigt, ist auch der Zeithorizont für die künftige Förderung bei einer statischen Reichweite von 42 Jahren, wie es den offiziell berichteten Reserven entspricht, eingezeichnet [3]. Natürlich wird die Förderung nicht 42 Jahre auf konstantem Niveau erfolgen, um dann abzubrechen, sondern wie oben besprochen wird sich ein Produktionsmaximum ausbilden, das ungefähr nach dem Verbrauch der Hälfte der insgesamt förderbaren Vorräte liegt, um dann abzufallen. Dieser Trendwechsel von zunehmender zu abnehmender Ölproduktion ist entscheidend für Strukturbrüche und nicht der Zeitpunkt des Erreichens der statischen Reichweite. Diese ist eine reine Rechengröße, die nichts mit realen Reaktionen zu tun hat. Und so würde eine Steigerung der statischen Reichweite auf 50 oder 60 Jahre das Erreichen des Produktionsmaximums nur um wenige Jahre verzögern.

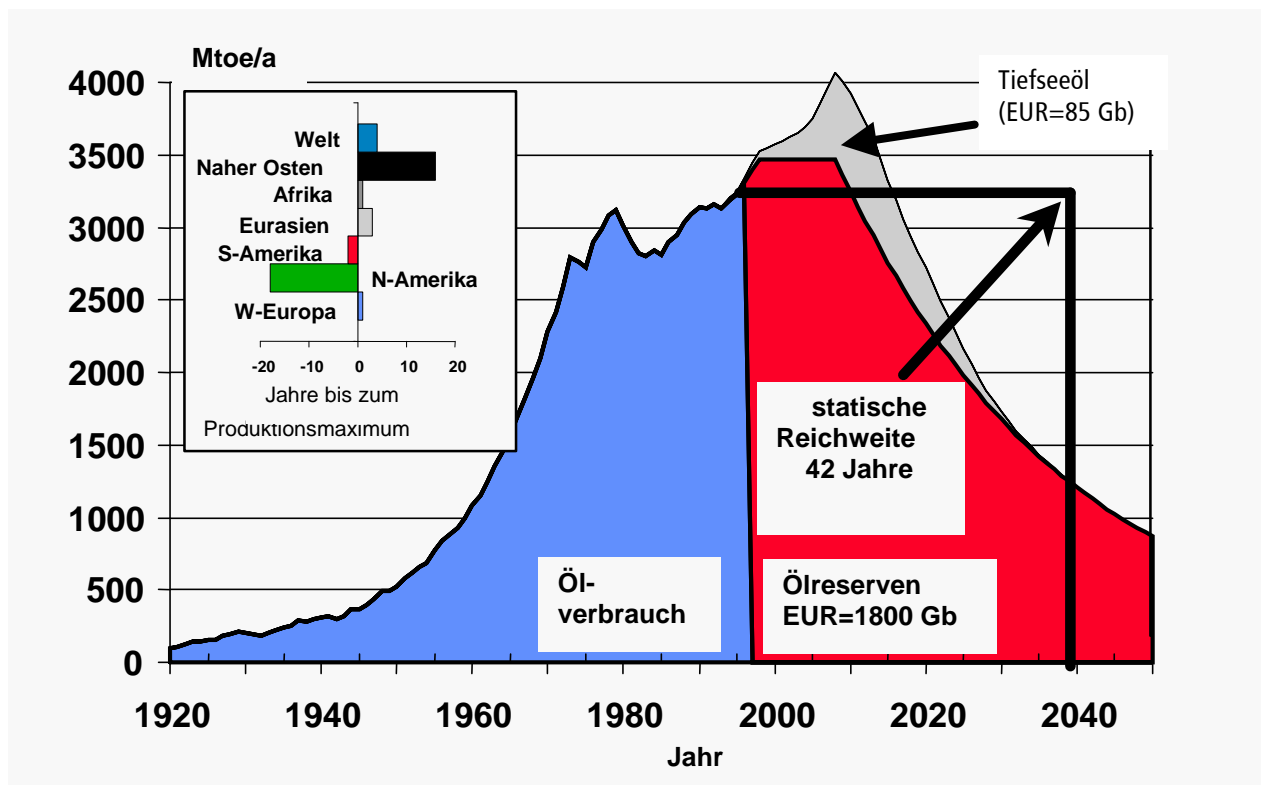


Bild 2.1.26: Rohölförderung seit 1930, statische Reichweite der Reserven und prognostiziertes Produktionsprofil nach Campbell [10]

Der aus dem bisherigen Förderverlauf prognostizierte Verlauf der Rohölproduktion für die kommenden 50 Jahre ist in der Abbildung nach Daten von Campbell eingetragen. Dieses Förderprofil wurde mit den von allen Regionen bekannten Förderprofilen aus der Extrapolation der Förderrate von Einzelfeldern errechnet und zu einem globalen Wert aufsummiert. Die fast zehn Jahre lang konstante Förderung auf hohem Niveau ist artifizuell. Sie soll andeuten, daß technisch gesehen die Förderung durchaus für einige Jahre auf höherem Niveau gefahren werden könnte, aber um den Preis, anschließend um so stärker abzufallen. Sie berücksichtigt, daß nicht alle Staaten am Kapazitätsmaximum fördern, sondern dass sogenannte „Swing producer“, im wesentlichen die OPEC Staaten, ihre Produktion eine Zeitlang den Marktgegebenheiten anpassen können. Erst, wenn auch diese jenseits ihres „mid-depletion-point“ mit maximaler Kapazität fördern, wird die Produktion unweigerlich zurückgehen.

In der Zeit vom Produktionsmaximum der Nicht-Opec Staaten bis zum Erreichen des Produktionsmaximums der OPEC-Staaten wird der Anteil der OPEC an der Förderung kontinuierlich steigen, und damit das Risiko für unkalkulierbare Preissprünge von Jahr zu Jahr zunehmen.

Der regionale Anteil an der Weltförderung ist in der folgenden Abbildung für die Vergangenheit von 1930 bis heute und auf Basis der von Campbell errechneten Förderprofile bis 2020 eingezeichnet [10].

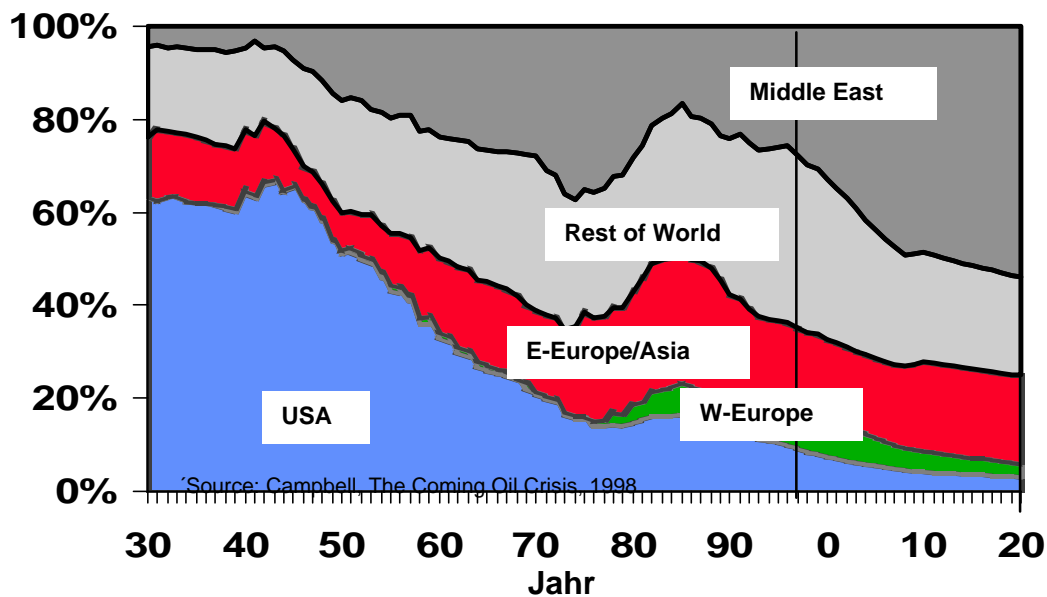


Bild 2.1.27: Regionaler Anteil an der Weltölförderung von 1930 – 2020 [10]

Da die Ölförderung nach der Erschließung der Ölfelder, und diese nach der Entdeckung des Öls kommt, kann man aus der zeitlichen Analyse bestehender Trends von Neufunden und den bereits in Produktion befindlichen Feldern und Produktionsprofilen recht gut eine Produktionsprognose für die kommenden 10 – 20 Jahre treffen. Große Überraschungen sind für diesen Zeitraum nicht zu erwarten.

In Kapitel 2.1.1 wurde an einigen Beispielen der weltweite Trend skizziert. Die Erfolgsquote im Auffinden neuer Ölfelder wird immer schlechter. Damit steigen die Explorationskosten eines Unternehmens überproportional an. Selbst in der Hochpreisphase nach den beiden Ölkrisen 1973 und 1979 konnten die verstärkten Explorationsanstrengungen den vorherrschenden Trend in der Abnahme der jährlichen Neufunde nicht durchbrechen. Heute ist auch die Anzahl der neuen Explorationsbohrungen rückläufig. Diese erreichte Ende der 80er Jahre ihr Maximum und ging bis heute um zwei Drittel zurück. Die Preiserhöhungen im Jahr 1998 verstärkten zwar die Aktivitäten wieder. Diese lagen jedoch auf einem deutlich niedrigeren Niveau als Anfang der 80er Jahre.

Heute ist die Anzahl der zur Exploration eingesetzten Bohranlagen („rigs“) die niedrigste seit zwölf Jahren, wie Goldman Sachs in Energy Weekly vom 11. August 1999 meldete. Dies liegt nicht an einem niedrigen Ölpreis, sondern daran, daß es nicht mehr viel zu finden gibt. Zudem ist die Erfolgsquote im Auffinden neuer Felder ebenso wie die durchschnittliche Feldgröße im Erfolgsfall wesentlich niedriger als vor einem oder zwei Jahrzehnten. Daß in den letzten Monaten die Ölsuche wieder intensiviert wird, darf nicht darüber hinweg täuschen, daß diese Intensivierung auf wesentlich niedrigerem Niveau als in den erfolgreichen Phasen vor einigen Jahrzehnten erfolgt.

Auch die im Vergleich zu den USA spät erschlossene Nordseeregion ist weitgehend exploriert. Große Neufunde sind hier nicht mehr zu erwarten [54]. Dies zeigt sich z.B. daran, daß die für die kommenden zehn Jahre geplanten Investitionen im Ölsektor

drastisch zurückgehen werden. Stiegen diese für Norwegen stetig bis 1985 auf ca. 80 Mrd. Kronen, so werden sie bis 2010 auf etwa 25 Mrd. Kronen zurückgehen [31].

Diese bereits heute erkennbaren Tatsachen und Trends finden natürlich ihren Eingang in die Produktionsprognosen. Sehr ausführlich informiert hier das norwegische Ministerium für Erdöl und Energie. Die folgende Abbildung 2.1.28 zeigt den Verlauf der bisherigen Ölförderung zusammen mit einer Prognose des Ministeriums für deren künftigen Verlauf. So wird nach Einschätzung des Ministeriums spätestens im Jahr 2002, vermutlich jedoch 2001 (oder früher) das Produktionsmaximum erreicht sein. Die wahrscheinlichste Entwicklung läßt im Jahr 2010 eine gegenüber dem Maximum um 25 – 30 % reduzierte Produktion erwarten. Bei günstigster Entwicklung wird sich die Produktion etwa auf heutigem Niveau bewegen, bei ungünstigster angenommener Entwicklung wird die Produktion innerhalb von zehn Jahren jedoch auf 40 % der maximalen Produktion zurückfallen [31].

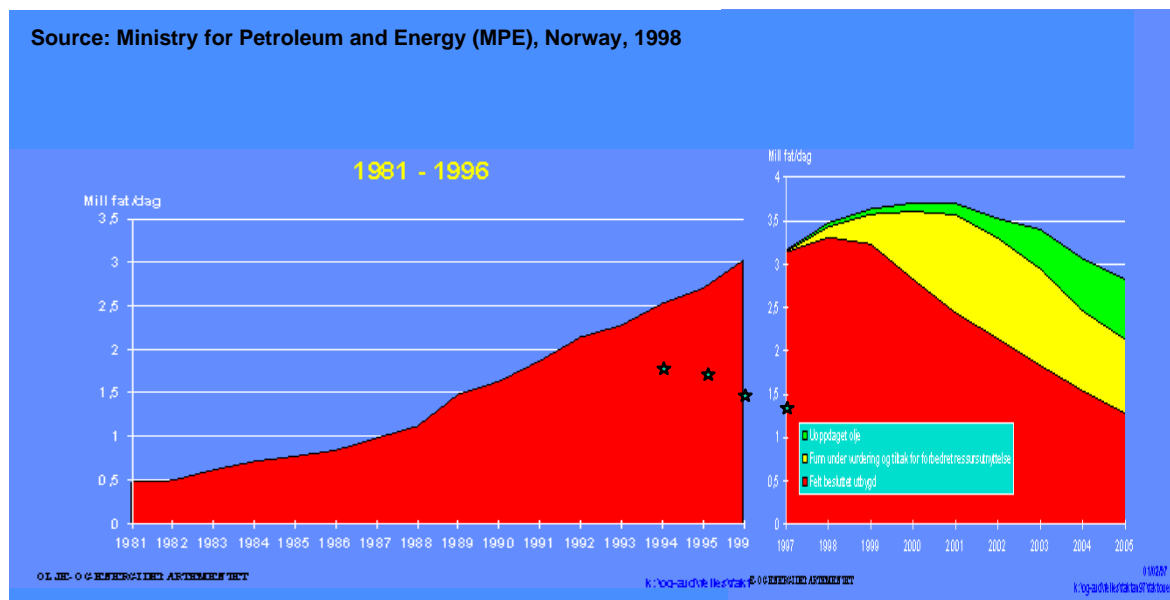
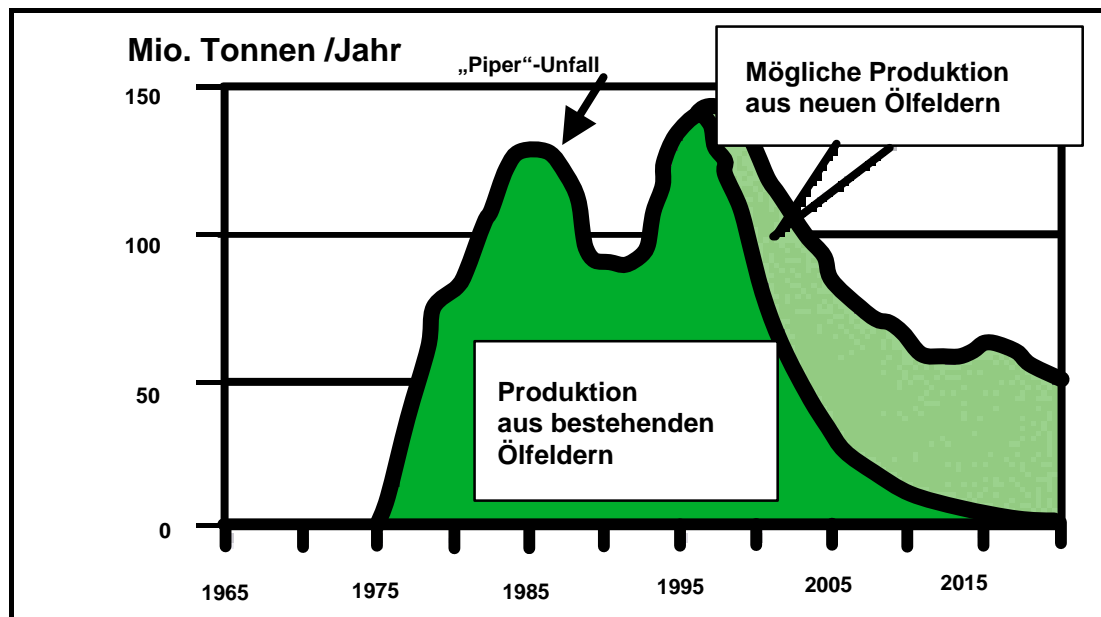


Bild 2.1.28: Entwicklung der norwegischen Ölproduktion und Prognose des Ministeriums für Erdöl und Energie [31]

Auch die Erdölindustrie Großbritanniens weiß, daß sie nahe am Produktionsmaximum fördert. So veröffentlichte 1995 der Verband der offshore Anlagenbetreiber eine Prognose für die künftige Ölförderung in der britischen Nordsee [55]. Diese ist in Abbildung 2.1.29 wiedergegeben. Demnach erreicht die Ölproduktion um das Jahr 2000 das Maximum. Danach wird sie trotz des Anschlusses vieler neuer Felder stark zurückgehen und bereits im Jahr 2010 nur noch 40 % der maximalen Produktion ausmachen. In dieser Prognose wird unterstellt, daß bis zum Jahr 2010 gegenüber 1998 eine zusätzliche Jahresproduktion von etwa 1 Gb aus neuen noch zu erschließenden Feldern kommen wird.



Quelle: UKOOA, UK Offshore Operators Association

Bild 2.1.29: Prognose der Erdölproduktion Großbritanniens gemäß einer Studie der „UK Offshore Operators Association (UKOOA)“ [55]

Wie eingangs zu Kapitel 2.1.2 erwähnt (siehe Abbildung 2.1.12), besteht ein Unterschied im Profil einer offshore- und einer onshore-Förderanlage: Die Produktion eines offshore Feldes wird so lange als möglich auf hohem Niveau gehalten und fällt danach recht schnell ab. Dies spiegelt die hohen Betriebskosten einer offshore Plattform wieder. Da die europäische Ölproduktion im wesentlichen über offshore-Plattformen erfolgt, wird nach Überschreiten des Produktionsmaximums die Produktion sehr schnell zurückgehen. Dies deutet sich bereits auch in der Struktur der europäischen Ölförderung an. Wie beschrieben wurde, beruht diese heute noch im wesentlichen auf den im Produktionsrückgang befindlichen großen Feldern, die in den 70iger Jahren und früher gefunden wurden. Die in großer Zahl neu gefundenen kleinen Felder können diesen Produktionsrückgang eine zeitlang ausgleichen oder, wie in den vergangenen zwei Jahren geschehen, sogar überkompensieren. 1999 wurden 11 neue Ölfelder angeschlossen und die Produktion damit 3,6 % gegenüber 1998 erhöht. Sobald aber deren Maximum überschritten ist, das teilweise bereits ein bis zwei Jahre nach Produktionsbeginn liegt, wird die Summe der Ölförderung aller Felder umso deutlicher zurückgehen. Es deutet sich an, daß dies sehr bald in Norwegen und England erfolgen wird, wenn dieser Rückgang nicht bereits begonnen hat.

Teilweise wird auch argumentiert, daß die Ölförderung in Großbritannien nach 1985 zurück- und einige Jahre später wieder hochging, lag daran, daß später neue Ölfelder gefunden wurden. Tatsache ist jedoch, daß die wesentlichen Ölfunde bereits vor 1985 erfolgten (siehe Kapitel 2.1.1). Mitte der 80iger Jahre gab es einen schwerwiegenden Unfall auf einer der größten Förderplattformen (Piper). Daraufhin

mußten auf Ministeriumserlaß viele Förderanlagen stillgelegt und auf ihre Sicherheitseinrichtungen hin überprüft bzw. nachgebessert werden. In den späten 80er Jahren öffnete die damalige Premierministerin Margaret Thatcher den Ölsektor für kleinere Firmen und gewährte entsprechende finanzielle Unterstützung. Daraufhin begann die Erschließung der vielen kleinen Ölfelder, die in der Fachwelt als „Thatcher-Phänomen“ oder „Überaktivität“ bezeichnet wurde. Somit hat dieses Förderprofil nichts mit geologischen Explorationserfolgen, sondern ausschließlich mit administrativen Eingriffen zu tun, wobei die Produktion in den 90er Jahren wieder auf die bereits vorher zu erwartende und mögliche Höhe gebracht wurde.

2.1.4 Entwicklung der Nachfrage

Ob ein Strukturbruch und eine Trendwende entsteht, kann zu einem großen Teil alleine aus der Verfügbarkeit und der möglichen Produktionsrate von Erdöl entschieden werden. Der Wechsel von zunehmender Ölproduktion zu abnehmender Ölproduktion entscheidet für sich über den Zeitpunkt eines Trendwechsels. Eng damit verbunden ist ein Wandel im Investitionsverhalten und im Verbraucherverhalten. Dieser Zeitpunkt ist eminent wichtig für davon besonders betroffene Industrien, die an der Verfügbarkeit von Erdöl hängen, wie dies vor allem die Fahrzeugindustrie, die Schiffsindustrie, die Flugzeugindustrie und die Heizungsanlagenbauer sind. Ein solcher Strukturwandel kann auch eine Verlagerung von ganzen Industriezweigen und daran hängender Arbeitsplätze mit entsprechenden wirtschaftlichen Verwerfungen verursachen.

Ob ein Versorgungsengpaß mit Erdöl und damit eine Notlage in der Versorgung entsteht, hängt aber neben der möglichen Ölproduktion auch von der Entwicklung der Nachfrage ab. Übersteigt die Ölnachfrage die Ölproduktion, so entsteht ein entsprechender Versorgungsengpaß. So sind auch Szenarien denkbar, daß aufgrund eines fortgeschrittenen Technologiewandels auf den Gebieten der Energieeffizienz und alternativer Energiewandler die Mineralölnachfrage stärker zurückgeht als die Mineralölversorgungslage.

In der Klimapolitik und im regenerativen Energiesektor engagierte Vertreter scheinen eher dieser Sichtweise zuzuneigen, als an einen Druck durch einen strukturellen Ölversorgungsengpaß zu glauben.

Die gängigen weltweiten Szenarien sehen allerdings für die kommenden ein bis zwei Jahrzehnte noch ein starkes Wachstum der Ölnachfrage voraus. Dieses wird vor allem durch den steigenden Energiebedarf der Schwellenländer ausgelöst. Doch gerade hier sehen die Exponenten der anderen Sichtweise auch das größte Potential für neue Energietechnologien.

Da der Ölmarkt ein Spotmarkt mit kurzfristigen Lieferbeziehungen ist, bietet ein regionales Szenario zur Abstimmung von Bedarf und Versorgung keine Möglichkeit zum Erkennen von Versorgungsengpässen. Hierfür ist nur eine globale Betrachtung geeignet .

So wird denn auch heute bereits mehr als die Hälfte des Erdölbedarfs für Europa importiert. Dieser Anteil verringerte sich aufgrund der gestiegenen heimischen

Ölproduktion in den letzten Jahren, wird jedoch im kommenden Jahrzehnt aufgrund der sich abzeichnenden Produktionsprofile wieder deutlich zunehmen.

2.1.5 *IEA World Energy Outlook 1998*

Die Internationale Energie Agentur (IEA) veröffentlicht in zweijährigem Rhythmus ihre Sichtweise der weltweiten Energieversorgungslage mit einer Prognose der nächsten Jahrzehnte. Die IEA wurde im Gefolge der Energiekrisen der 70er Jahre von der OECD auf Initiative des damaligen US-Außenministers Kissinger ins Leben gerufen mit dem Auftrag, die Internationale Energiepolitik der Industriestaaten abzustimmen und die Entwicklungen zu beobachten, um angemessen auf Veränderungen reagieren zu können.

Damit kommt der IEA allerdings eine hohe politische Bedeutung zu. Ihre Aussagen können einen großen Einfluß auf Entwicklungen ausüben. Umgekehrt besteht damit auch die Gefahr, dieses Instrument im Sinne einer bestimmten Politik auch zu gebrauchen. So wird in einigen Kreisen an den Aussagen der IEA harte Kritik geäußert, daß Zahlen und Energiebilanzen (insbesondere Bestands- und Produktionszahlen) manipuliert würden [56].

Die im Jahr 1998 veröffentlichte letzte Prognose „IEA World Energy Outlook 1998“ unterscheidet sich nun deutlich von den vorangegangenen Szenarien [57]. Bezüglich der Versorgungssicherheit mit Mineralöl hat sie sich stark der Sichtweise von Campbell angenähert. Auch wenn explizit die Wortwahl keine Problematik erkennen läßt, so zeigt die Analyse des Berichtes vehemente Widersprüche, die als versteckte Warnung auf einen drohenden Versorgungsengpaß gewertet werden müssen [8]. Aufschlußreich ist, daß dieser geänderten Sichtweise eine intensive Auseinandersetzung mit den Arbeiten von Campbell und Laherrere vorausgingen [59]. Dies wird im folgenden ausgearbeitet. So finden diese Diskussionen ihren Niederschlag in einer eingehenden Würdigung der Sichtweise der „Pessimisten“ (S. 95-98).

Zunächst geht die IEA von einer „Estimated Ultimate Recovery“ von Rohöl von 2300 Mrd. Barrel aus, wobei eine Bandbreite von 1800 – 3000 Mrd. Barrel angegeben wird.

Aus dem Text geht hervor, daß diese Angaben aus den Zahlen von Campbell und Laherrere (The world's oil supply 1930-2050 [12]) abgeleitet wurden. Der Wert 1800 Mrd Barrel von Campbell wird von der IEA als Untergrenze übernommen, wobei ein Ausbeutefaktor von 30 % unterstellt wird (siehe Fig. 7.11, Seite 100 der IEA-Studie [57]). Unter der Annahme, daß maximal etwa 50 % des „oil in place“ ausgebeutet werden können, ergibt sich damit der obere Wert zu $1800 \text{ Gb} \cdot 50/30 = 3000 \text{ Gb}$. Dies gibt die angegebene Bandbreite von 1800 – 3000 Gb.

Andererseits geht aus dem Text auf Seite 107 und Abbildung 7.10 der IEA-Studie aber klar hervor, daß die Analyse von Laherrere für große Ölfelder einen Ausbeutefaktor von im Mittel 40 % zugrunde legte. Laherrere und Campbell sind jedoch gemeinsam die Autoren der Studie „The World's Oil Supply 1930 – 2050“, sie benutzten für diese Analyse eine gemeinsame Datenbasis. Würde man diese

benutzend korrekt auf 50 % Ausbeute extrapolieren, so ergäbe sich eine Bandbreite für EUR von 1800 – 2250 Gb ($1800\text{Gb} * 50/40 = 2250 \text{ Gb}$).

In ihren ökonomischen Annahmen geht die IEA Studie von einem mittleren Ölpreis im Jahr 1997 von 16,1 \$ / Barrel aus. Dieser werde sich im Mittel der Jahre 1998 – 2010 geringfügig auf 17 \$ / Barrel und für den Zeitraum 2015 – 2020 auf 25 \$ / Barrel erhöhen.

Im Trendszenario wird eine EUR von 2300 Mrd. Barrel als wahrscheinlichster Wert angenommen. Dies entspricht dem Wert des USGS von 1993. Für den weltweiten Bedarf an flüssigen Energieträgern, der im Jahr 1996 etwa 72 Millionen Barrel pro Tag betrug, wird eine Steigerung über 95 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2010 auf 111,5 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2020 angenommen. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von 1,8 % pro Jahr.

In der Analyse der Ölversorgung kommt die IEA zu dem Schluß, daß die Rohölproduktion von 62,7 Mio Barrel pro Tag im Jahr 1996 auf 79 Mio Barrel pro Tag im Jahr 2010 steigen, kurz darauf ihr Produktionsmaximum erreichen und bis 2020 auf 72,2 Mio Barrel pro Tag zurückgehen wird. Hierbei wird angenommen, daß die weltweite Ölförderung außerhalb der OPEC bereits um die Jahrtausendwende ihr Produktionsmaximum erreichen wird. Damit wird der OPEC-Anteil kontinuierlich steigen. Die OPEC wird das Produktionsmaximum gegen Ende des zweiten Jahrzehntes erreichen und danach zurückgehen. In den unterschiedlichen Szenarien unterscheiden sich die Zeithorizonte nur geringfügig. Selbst im optimistischsten Szenario mit 3000 Gb an Ölvorräten werden die Nicht-OPEC-Staaten das Produktionsmaximum kurz nach dem Jahr 2000 erreichen, allerdings erfolgt hier der Produktionsrückgang etwas langsamer als in den anderen Szenarien: Das Maximum der weltweiten Rohölproduktion liegt zwischen 2010 – 2020, je nach den Annahmen für die Ölvorräte. In allen drei Szenarien wird der OPEC- Anteil in den kommenden Jahren dramatisch zunehmen. Von 27,4 % im Jahr 1996 steigt der Förderanteil der OPEC im Trendszenario über 51,8 % im Jahr 2010 auf über 62 % im Jahr 2020.

Bei diesem Übergewicht der OPEC an der Ölproduktion ist es überhaupt nicht plausibel, daß der Ölpreis sich auf einem Niveau unter 25 \$ / Barrel bewegen soll. Dies wäre nur dann vorstellbar, wenn eine Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen auf anderem Wege billig darstellbar wäre.

Doch dem erteilt die IEA eine klare Absage, indem sie eine dritte Inkonsistenz in das Szenario einbaut: Die bisher angeführten Rohölmengen können die abgeschätzte Nachfrage bei weitem nicht vollständig decken. Hierzu werden noch sogenannte NGL (Natürliche Flüssiggase), identifizierte unkonventionelle Ölreserven und Effizienzverbesserungen in der Prozeßführung angeführt. Deren Anteil wächst von heute 9,23 Millionen Barrel über 15,9 Millionen Barrel im Jahr 2010 auf 20,1 Millionen Barrel im Jahr 2020.

Für das Jahr 2020 bleibt eine Versorgungslücke von 19,1 Millionen Barrel Tagesproduktion - dies entspricht einer Unterdeckung von 17 % oder einem Viertel der heutigen Weltproduktion. Die IEA führt hierfür den Begriff „Balancing Item – Unidentified Unconventional Oil“ ein. Dies liest sich harmlos, heißt aber im Klartext: Man hat keine Vorstellung, woher 17 % des Öls kommen sollen, das im Jahr 2020 benötigt werden wird.

Daß bei einer Unterdeckung von 17 % oder 19 Millionen Barrel Tagesproduktion der Ölpreis um 25 \$ liegen soll, ist nicht vorstellbar, wenn man die letzten Monate verfolgt, wo eine Unterdeckung von 2 – 4 Millionen Barrel bereits zu Preisen deutlich über 30 \$ pro Barrel führte.

Unseres Erachtens sind diese drei Inkonsistenzen bewußt eingebaut und für den aufmerksamen Interpreten als Warnhinweis zu verstehen. Ähnlich wird auch von Insidern der Szene argumentiert [58].

Die folgende Abbildung 2.1.30 und Tabelle 2.1.13 fassen die Situation noch einmal zusammen. Die drei Inkonsistenzen sind:

- Die IEA fehlinterpretiert den Wert von Campbell und Laherrere, indem es für die Abschätzung einer Obergrenze der EUR einen Ausbeutefaktor von 30 % bei Petroconsultants unterstellt, der dann im optimistischen Szenario auf 50 % erhöht wird. Andererseits wird aus Texten an anderer Stelle deutlich, daß Petroconsultants 40 % Ausbeute bereits unterstellt hatte. Damit wird die errechnete Bandbreite der EUR fälschlich mit 1800 – 3000 Gb anstatt bei richtiger Rechnung mit 1800 – 2250 Gb angegeben.
- Gemäß dem IEA-Trendszenario sind im Jahr 2020 etwa 20 % der Ölversorgung äußerst spekulativ. Neben „identifizierten Ölquellen“ wird dieser Anteil bewußt als „balancing item – unidentified unconventional oil“ eingeführt.
- Die IEA rechnet für das Jahr 2020 mit einem mittleren Ölpreis von 25 \$/Barrel. Der Anteil der OPEC liegt bei über 60 % und die Unterversorgung mit Öl bei 20 % bzw. 19 Millionen Barrel Tagesproduktion. Im Februar 2000 lag der Ölpreis bereits über 30 \$ / Barrel bei einem OPEC-Anteil von weniger als 30 % und einer Unterversorgung von Öl mit 2 – 4 Millionen Barrel Tagesproduktion bzw. 3-5 %. Dieser niedrige Ölpreis ist nicht nachvollziehbar und in keiner Weise zu erwarten.

Tabelle 2.1.13: IEA World Energy Outlook 1998: Ölbilanz bei einer EUR von 2300 Gb. (Tabelle 7.12, Seite 101 [57])

	Millionen Barrel pro Tag (Mio bpd)		
	1996	2010	2020
Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen	72	94,8	111,5
Nichtkonventionelle Kohlenwasserstoffe (NGL, Identifiziertes Unkonventionelles Öl)	9,3	15,9	20,1
Konventionelles Rohöl, davon:	62,7	79	72,2
- OPEC Nahoststaaten	17,2	40,9	45,2
- Rest der Welt	45,5	38	27
„Balancing Item – Unidentified Unconventional Oil“	0	0	19,1

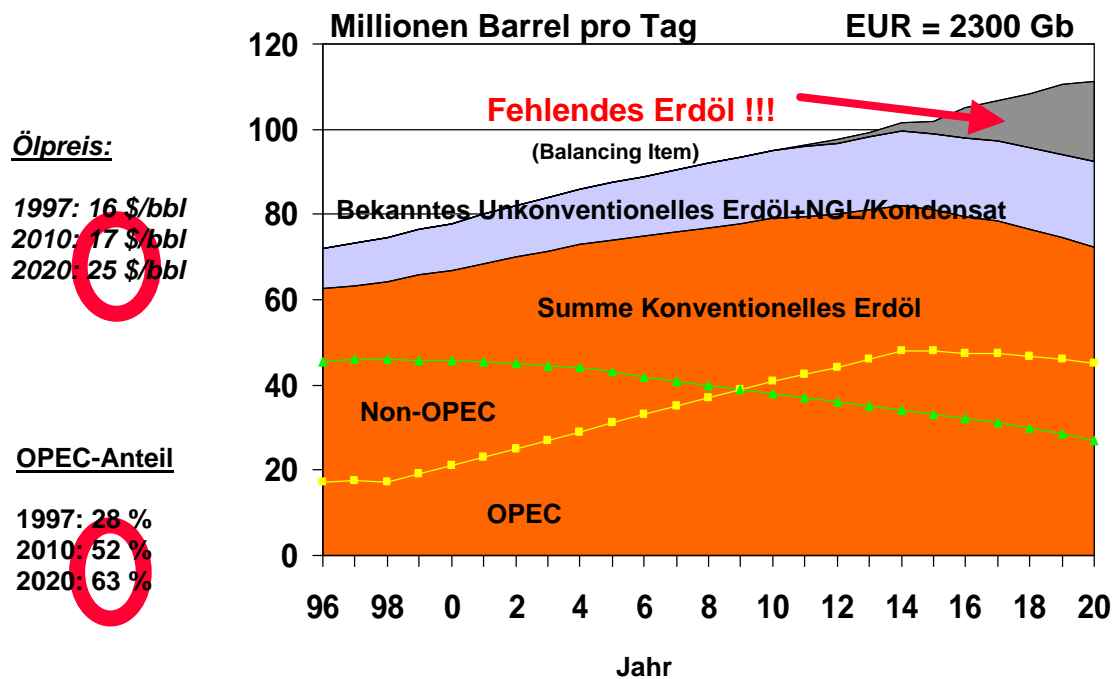


Bild 2.1.30: IEA World Energy Outlook 1998; Trendszenario; Der OPEC-Anteil nimmt von heute 27 % auf über 60 % im Jahr 2020 stetig zu. Im Jahr 2020 wird eine Unterversorgung an flüssigen Kohlenwasserstoffen von etwa 17 % erwartet bzw. einem Viertel der heutigen Weltölproduktion erwartet. [57]

2.1.6 Stimmen aus der Branche

Viele Indizien sprechen für einen sehr nahen Strukturwandel im Mineralölbereich. Neben den immer noch verharmlosenden und verschleiern den Pressemeldungen aus der Mineralölindustrie („Auch unsere Urenkel werden noch Auto fahren“, „Jedes Jahr wird mehr Öl gefunden als verbraucht wird...“) mehren sich auch kritische Stimmen aus der Branche selbst, die einen aufhorchen lassen. Ebenso beginnt sich das Investitionsverhalten zu ändern – Teile der Branche bereiten sich auf einen kommenden Strukturwandel vor. Wir wollen dies an dieser Stelle nicht ausführen, sondern einige prominente Zitate und Fakten aufzeigen, die in diese Richtung weisen. Eine weiterführende Untersuchung sollte gerade diesen Aspekt stärker vertiefen.

„The world is entering the last days of the Age of Oil“

Mike Bowlin, Vorstandsvorsitzender von ARCO, Cambridge Energy Research Associates 18th annual executive Conference, 9. 2. 1999

„My forecast is that between 2000 and 2005 the world will be reaching peak production from our known fields, and after that, output will decline“.

Franco Bernabe, ehemaliger Vorstandsvorsitzender von ENI SpA in Forbes „Cheap oil: Enjoy it while it lasts, 15. Juni 1998

„We are now facing a global energy crisis. I know you´ve heard this before, but this time it´s for real. It may hit in 30 years or it may hit sooner but there´s no way it can be avoided.“

Hiroyuki Yoshino, Präsident von Honda in „Hydrogen and Fuel Cell Letter“, Dezember 1998.

„We think there is a misperception widely held by the International Energy Agency, the analysts, the press and most of the industry that there is 8 million barrel per day of capacity shut in. This is based on an estimated 3 million bpd of unused capacity in early 1998 plus an assumed 5 million bpd of production cuts during the past year and a half... We think most of these were ´paper cuts´ from exaggerated high levels of claimed production.“

Henry Groppe, Ölconsultant der Firma Groppe, Long and Littell im Editorial des Journals Worldoil 10/99 zu den Möglichkeiten der OPEC, die Produktion kurzfristig zu erhöhen

„Einziger Lichtblick: Wenn diese Länder [gemeint sind die Staaten außerhalb der OPEC; Anm.] ihre Erdölquellen weiterhin so ausbeuten, werden diese bald versiegen. In vier Jahren könnten dann die Vorkommen der arabischen Golfstaaten wieder die strategischen und marktbestimmenden Ressourcen sein.“

Scheich Jamaini, ehemaliger saudiarabischer Ölminister in einem Interview mit der Zeitschrift der Spiegel, 15/98

„We expect North Sea Oil production to peak at the turn of the century, with the combined UK and Norwegian output reaching 7 million b/d.“

Standard & Poor´s DRI Energy Group in „European Energy Outlook“, 1997

„Importantly, we believe that there exists ´sustainability´ to this oil price rally given a projected sharp increase in demand for OPEC crude oil over the next two years, attributable to both, growing demand and a projected further decline in non-OPEC supply in 2000. Saudi Arabia´s efforts to secure a greater share of the world oil market have been, in our opinion, highly successful. ... Further, even the least visionary captain of the industry may now have concluded that OPEC is intent on gaining a substantially higher percentage of the world´s oil production.“

Goldman Sachs: Oil – An Update on recently announced oil production cuts, 16 März 1999

"The rig count over the last 12 years has reached bottom. This is not because of low oil price. The oil companies are not going to keep rigs employed to drill dry holes. They know it but are unable and unwilling to admit it. 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

Zum letzten Zitat möchten wir anmerken, daß der Vorsitzende (Chairman) von Goldman Sachs, Peter Sutherland, gleichzeitig die Geschicke von BP bestimmt. Der Chief executive officer (CEO) von BP, John Browne, ist ebenfalls im Vorstand (board) von Goldman Sachs.

In Europa wird der absehbare Niedergang der Ölindustrie durch flankierende Maßnahmen politisch vorbereitet. Unseres Erachtens sind dies allerdings nur Tropfen auf einen heißen Stein. Sie sind der Größe des kommenden Problems in keiner Weise angemessen, da sie nur auf einen speziellen, in diesen Ländern allerdings wichtigen, Industriezweig ausgerichtet sind. Die Konsumenten werden völlig überraschend getroffen werden. So z.B. hat Norwegen einen Fond eingerichtet, der mit Geldern aus dem heute noch florierenden Ölgeschäft aufgefüllt wird. Dieser Fond ist als Unterstützung der Ölindustrie für die Zeit rückläufiger Produktion angelegt worden. Bis Ende 2000 soll er auf etwa 38 Mrd. Dollar aufgefüllt werden [31, 54].

Im Jahr 1998 wurde mit Repräsentanten aus Politik und Industrie die „British Oil and Gas Task Force“ eingerichtet. Diese soll die Interessen der Britischen Öl- und Gasindustrie für die nächsten zehn Jahre absichern. Hierbei ist vor allem eine Unterstützung in der Ausweitung des Überseegeschäftes Thema. Mit diesen Maßnahmen hofft man, einen „gentle decline“ der Öl- und Gasproduktion von heute in Summe etwa 5 Millionen Barrel Tagesproduktion auf 3 Millionen Barrel Tagesproduktion im Jahr 2010 zu erreichen [54].

In diesem Zusammenhang mag es auffällig erscheinen, daß die beiden Konzerne BP (inzwischen BP-Amoco) und Royal Dutch Shell innerhalb der vergangenen Jahre sowohl ihre Rhetorik als auch ihr Investitionsverhalten änderten.

Beide exponierten sich in der internationalen Klimadebatte als erste Mineralölkonzerne mit einem Schwenk von einer Blockadehaltung zur Anerkennung, daß die Entwicklung des Weltklimas zu ernsthafter Sorge Anlass gebe, die Mineralölindustrie als Teil der Gesellschaft Verantwortung trage und vorsorgliche Handlungen notwendig seien.

Fast zeitgleich begannen beide, sich stärker im Bereich der Erneuerbaren Energietechnologien zu engagieren. Shell bündelte im Jahr 1997 seine Aktivitäten in dem neuen Geschäftsbereich „Shell Renewables Energy“, der zu den 4 traditionellen Geschäftsbereichen gleichberechtigt gegründet wurde. Neben Fotovoltaikaktivitäten bemüht man sich hier vor allem auch um offshore Windparks. BP übernahm mit dem Zusammenschluß von Amoco dessen in der Firma Solarex gebündelte Aktivitäten und erwarb bei ENRON die restlichen Anteile an Solarex. Daneben wurden die eigenen Fotovoltaik-Aktivitäten ausgebaut.

Parallel dazu verkauften beide Ölkonzerne ihre gesamten kanadischen Aktivitäten im konventionellen Ölgeschäft; BP-Amoco veräußerte dort sogar seine Anteil am Geschäft mit nichtkonventionellen Ölsanden. Aber auch aus dem amerikanischen Geschäft zieht man sich zurück. So wurde Altura Energy, der größte texanische Ölproduzent, der BP Amoco und Shell gemeinsam gehörte, für 3,6 Milliarden Dollar verkauft. [61]

2.1.7 Der Einfluß der Reservelage auf den Ölpreis

Der Ölmarkt spiegelt kurzfristige Ungleichheiten zwischen Angebot und Nachfrage in der Preisbildung wieder. Solange hier nicht ein strukturelles Unterangebot besteht, hat die globale Reservelage zunächst nichts mit der Preisgestaltung zu tun.

Daneben ist dieser Markt wie jeder Spotmarkt oder börsengehandelter Wert sehr stark von Emotionen, kurzfristigen Ereignissen und Spekulationen abhängig. Hier geht es um sehr viel Geld und Macht. Man hüte sich davor, zu glauben, daß es hier nur mit nachvollziehbaren Spielregeln und fairen Methoden zugeht.

Daher wird ein grundsätzlicher Übergang erfolgen von der Phase, wo der Ölpreis durch kurzfristige Elemente bestimmt wird, zu dem Zeitpunkt, zu dem die langfristige Versorgungslage dominierend wird. Heute ist es sehr gut vorstellbar, daß wir uns bereits am Beginn dieser Phase befinden –für die Unsicherheit in der Einschätzung der Situation ist vor allem unsere Unkenntnis des tatsächlichen Produktionspotentials der OPEC verantwortlich.

In der folgenden Abbildung ist der Rohölpreis der vergangenen zwölf Monate dargestellt.

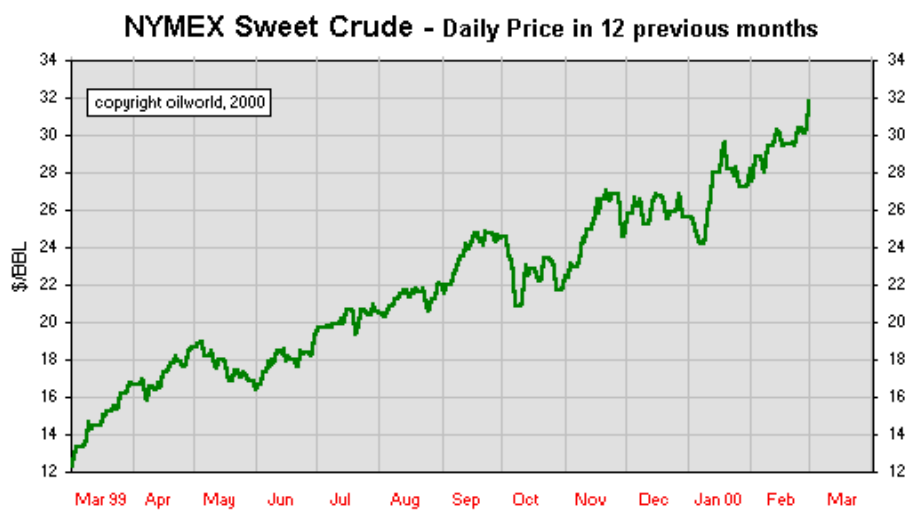


Bild 2.1.31: Entwicklung des Rohölpreises an der New Yorker Börse über die vergangenen 12 Monate [94]

Lag er 1998 besonders niedrig mit Werten um 11 \$ pro Barrel, so stieg er in den vergangenen zwölf Monaten fast stetig mit 2 \$/Monat auf bis heute 32 \$/Barrel an (Stand 7.3.2000).

Der Grund liegt in einer preispolitisch motivierten künstlichen (?) Verknappung der Rohölversorgung. Ende März 1999 einigten sich die OPEC und führende Ölexporteure auf eine Produktionsdrosselung um mehrere Millionen Barrel Tagesproduktion. Kein Mensch weiß, wie stark die Produktion wirklich gedrosselt wurde und wieviel wo genau produziert wird. Wir halten es nicht für unwahrscheinlich, daß viele Meldungen manipuliert werden, sei es um politisch zu beruhigen, sei es aber auch, um den Ölpreis zu manipulieren. Möglicherweise wird mit geschickt lancierten Meldungen von einer Minderheit sehr viel Geld verdient. Die Wahrheit wird erst zutage treten, wenn die Ölproduktion stabil für eine längere Zeit hinter dem Ölbedarf nachhinkt.

Daß der Einfluß der OPEC heute wieder (entgegen vielen öffentlich geäußerten Prognosen) so groß ist, liegt unserer Einschätzung nach wesentlich daran, daß die Förderregionen außerhalb der OPEC die fehlende Ölproduktion nicht mehr ausgleichen können. Ansonsten würden sie es tun. Die erste Ölpreiskrise 1973 fiel

vor allem deshalb so stark aus, weil sie fast zeitgleich mit dem Produktionsmaximum der USA lag. Eine Verknappung des OPEC-Angebotes wirkte sich daher besonders stark aus. Das Erstarren der OPEC Anfang 2000 fällt diesmal mit dem Produktionsmaximum der gesamten Nicht-OPEC-Welt zusammen. Damals wurde die Situation vor allem dadurch entschärft, daß die Regionen Alaska und Nordsee, die bereits in den 60er Jahren entdeckt wurden, in die Produktion überführt wurden. Heute gibt es keine bekannte Provinz von derartigem Ausmaß mehr, die man zur Entlastung aufbauen könnte.

Man mache sich klar, daß in 100 Jahren ein einziges zusammenhängendes Gebiet von der Größe Arabiens (ca. 200 Gb) gefunden wurde, innerhalb der vergangenen 50 Jahre war die Nordsee mit ca. 60 Gb die größte neue Ölregion. Es ist nahezu unmöglich, daß man eine derart große Region einfach „übersehen“ hat.

Auch das Tiefseepotential inklusive des Kaspischen Meeres kann diese Entlastung nicht bringen. Zum einen wird das Potential in Pressemitteilung drastisch übertrieben. Möglicherweise wurde bisher ein großer Fund im Kaspischen Meer gemacht. Die explorierenden Firmen halten sich bisher mit Äußerungen bemerkenswert zurück und warnen vor übertriebenen Hoffnungen, wie bereits in Kapitel 2.1.1, Seite 21 und 30, dargelegt wurde. Andererseits werden die bisher vermuteten Vorkommen im Kaspischen Meer nicht ausreichen, eine fast 2000 km lange noch zu planende und noch zu bauende Pipeline ökonomisch zu betreiben. Wenn hier die Staaten nicht öffentliche Gelder einsetzen, wird diese Pipeline möglicherweise nie gebaut werden. Drittens sind die Vorlaufzeiten so groß, daß ein erfolgreicher Betrieb der Pipeline frühestens in vier Jahren erwartet werden kann. Dann wird man Mühe haben, die andernorts rückläufige Produktion wenigstens teilweise auszugleichen.

Aber auch in den Nicht-OPEC-Staaten verdienen die Firmen an einem hohen Ölpreis. Insofern besteht ein in Teilen durchaus gleichgerichtetes Interesse mit der Politik der OPEC-Staaten. (Es ist auch eine Betrachtung wert, dass die OPEC noch bis vor kurzem als zahloser Tiger verspottet wurde, von der nicht klar sei, ob sie ihren vormaligen Einfluß je wieder erlangen könne...)

Jeder Ölproduzent würde gegen sein Eigeninteresse handeln, der bei einem hohen Ölpreis mit einer Produktionssteigerung den Preis überproportional reduzierte und damit in der Summe weniger verdienen würde. Das würde nur dann Sinn machen, wenn die Ölkonsumenten von diesen hohen Preisen so stark betroffen wären, daß sie ihr Konsumverhalten drastisch ändern würden (und auch könnten).

Daher besteht das Geschick der Produzenten darin, sich über angepaßte Förderquoten zu einigen, die den Preis so hoch wie möglich treiben, aber nicht höher, um keine Abhängigkeiten zu gefährden. Dieses theoretische Kalkül wird von emotionalen Aspekten, Uneinigkeiten der Produzenten, technischen Aspekten und auch geschickt gesteuerten Meldungen zur Preismanipulation überlagert.

Dieses überlagernd ist aber auch vorstellbar, daß die OPEC Mitgliedstaaten selbst ihre Produktion nicht mehr so einfach erhöhen können, wie dies öffentlich dargestellt wird. Ein Indiz dafür könnte sein, daß die ganze Expertenwelt im vergangenen Jahr von der Förderdisziplin der OPEC (und der anderen großen Exporteure Mexiko und Norwegen) überrascht wurde. Kaum einer hatte geglaubt, daß die Abmachungen

wirklich so strikt eingehalten würden. Könnte es nicht sein, daß die Disziplin gerade deshalb so groß war, weil eine Erhöhung der Produktion gar nicht so einfach möglich war? [62, 63]

Wie angespannt die Lage heute ist und wie nervös die abhängigen Industriestaaten reagieren, werten wir als ein Zeichen für die Brisanz der Situation. Je stärker betont wird, daß kein grundsätzliches Problem bestehe, je mehr werten wir dies als ein Eingeständnis eines solchen.

So schlägt unseres Erachtens die Strategie der amerikanischen Politik in den vergangenen Jahren, die Öffentlichkeit glauben zu lassen, heimisches Öl habe man genug, der Produktionsrückgang sei nur ein Zeichen, daß man seine eigenen Reserven für Krisenzeiten schone, in diesen Tagen des hohen Ölpreises zurück: Die Öffentlichkeit (und auch Teile der Politik) sind aufgebracht. Die USA sollen endlich wieder mehr Öl selbst fördern anstatt bei den OPEC-Staaten in für eine Weltmacht entwürdigender Weise um mehr Öl bitten zu müssen.

Man hat in diesen Kreisen überhaupt noch nicht begriffen, daß die USA nie mehr zu den hohen Produktionszahlen der 70er Jahre zurückkehren können. Wird dies begriffen, was bei einer über längere Zeit anhaltenden Versorgungskrise wahrscheinlich wird, dann droht einerseits im Gefolge einer panikartigen Überreaktion naiver, unvorbereiteter Investoren, andererseits durch auf einem hohen Ölpreis basierende inflationäre Elemente ein Börsenzusammenbruch, der schnell globale Ausmaße annehmen kann.

Ebenso brisant ist das Konfliktpotential zu werten, falls bei weltweit rückläufiger Ölproduktion einige Nationen meinen, daß Ihnen ein größerer Anteil als von den Produzentenstaaten bewilligt zusteht. Ein derartiges Verhalten würde bitter an die vergangen geglaubten Kolonialphasen erinnern, als europäische Staaten ihre Kriege mit dem Gold aus den Lateinamerikanischen Kolonien finanzierten.

Um die Nervosität an den Ölmärkten zu verdeutlichen, skizzieren wir die Diskussion der vergangenen Wochen [64]:

Im Herbst 1998 schien die Macht der OPEC dauerhaft gebrochen, wie manche voreilige Kommentatoren mutmaßten. Die Kartellabsprache zur Produktionsdrosselung um einige Millionen Barrel Tagesproduktion Ende März 1999 brachte dann aber einen stetigen Preisanstieg. Erst als sich der Ölpreis Ende 1999 der 30 Dollar-Grenze näherte, rückte das Thema wieder ins öffentliche Bewußtsein. Seither kann man täglich bis zu hundert und mehr Pressemeldungen verfolgen, aus denen die gestiegene Unsicherheit und Nervosität hervorgeht.

Am 15. Februar 2000 stieg der Ölpreis an der New Yorker Börse erstmals über die 30 Dollarmarke. Neben einer Notiz, daß BP aufgrund des gestiegenen Preises seinen Profit im vergangenen Quartal mehr als verdoppelt hatte, fanden sich verharmlosende und stark beunruhigende Meldungen gleichermaßen. Während der Chef von Exxon, Lee Raymond, einerseits beruhigt („Exxon´s Raymond sees crude oil price fall, no signs of oil shortage“) signalisiert er gleichzeitig mit der Bemerkung, daß der Ölpreis vermutlich nicht auf 40 \$ steigen werde, eher eine Befürchtung für weiter steigende Preise. Das Zitat vom Energieminister der U.S.A., Richardson, daß „die Welt mehr Öl braucht, nicht weniger, und sie braucht es eher früher als später“

trägt nicht gerade zu einer Entspannung der Situation bei. Am gleichen Tag bezeichnet der arabische Ölminister Al Naimi die derzeitigen Ölpreise als „vernünftig“. Irans Handelsminister Madari wird sogar unter der irritierenden Überschrift „Iran says unhappy with recent oil price rise“ mit den Worten zitiert, daß der Preis des Öls noch nicht dessen „wahren“ Wert wiedergebe, wenn man ihn in Bezug zu anderen Rohstoffpreisentwicklungen setze.

Unterdessen wird in den USA beruhigt, die Industrie sei auf einen hohen Ölpreis lange nicht mehr so verwundbar wie 1973. Der Gouverneur der Bank of Japan, Masura Hayami, erklärt, steigende Ölpreise hätten keine schwerwiegende Auswirkung auf die Japanische Wirtschaft, da Japan im Gegensatz zu den USA einen hohen Handelsüberschuß aufweise. Daher würde die USA viel stärker betroffen. Tags darauf gibt der Ölpreis auf die Meldung, daß Mexikos für Öl zuständiger Minister Tellez eine Erhöhung der Produktion in Aussicht stellt und OPEC-Vertreter betonen, daß sie Ende März darüber beschließen würden, wieder etwas nach.

Etwa eine Woche lang bleibt der Preis auf gleichem Niveau. Der Pressespiegel signalisiert anhaltende Nervosität: Der Kuwaitische Außenminister al-Sabah verkündet, daß die OPEC nicht unter Druck gerate, die Produktion zu erhöhen. Der Amerikanische Energiesekretär Richardson beginnt eine mehrtägige Reise zu Gesprächen mit wichtigen OPEC-Repräsentanten. Die Ölarbeiter in Venezuela - dem für die USA wichtigsten Exporteur - drohen mit Streik. Sakaiya, Leiter der Economic Planning Agency in Japan, erklärt, daß weiter steigende Ölpreise keine Herausforderung für Japan darstellten, gleichzeitig muß die japanische Regierung verkünden, daß der Handelsüberschuß im Januar wegen des hohen Ölpreises auf den niedrigsten Wert seit zwei Jahren gesunken sei.

Als der mexikanische Ölminister Tellez erklärt, eine Produktionserhöhung würde gering ausfallen, steigt der Ölpreis am 23. Februar wieder auf 30 \$. Alan Greenspan bekennt erstmals, daß ein stark steigender Ölpreis die amerikanische Wirtschaft gefährden würde, gleichzeitig erklärt er in Richtung Naher Osten, daß die OPEC von niedrigeren Ölpreisen profitieren würde. Die amerikanische Regierung negiert, daß sie die Strategische Ölreserve anfassen wolle. Als der Venezuelanische Energieminister Rodriguez erklärt, die Optionen der OPEC seien offen und die Meldung lanciert wird, die großen Produzenten würden ihre Produktion nur schrittweise erhöhen, steigt der Ölpreis auf über 30 \$. Die US-amerikanische Landwirtschaft sieht sich Mehrkosten von 1 Milliarde Dollar ausgesetzt. Die Amerikanische Regierung erwägt, Gelder zur Minderung des Schadens bereitzustellen.

Als Irak's Ölminister Rashid den amerikanischen Druck als „unerwünscht, ungerechtfertigt und Überreaktion der amerikanischen Regierung“ zurückweist, steigt im Gefolge der Unsicherheit über eine einheitliche Position der OPEC der Ölpreis weiter an.

Fast zeitgleich verlieren Japanische Firmen ihre Rechte, in Arabien Öl zu produzieren, nachdem sie während der Verhandlungen über die Verlängerung eines auslaufenden Vertrages der Arabischen Forderung, für 2 Milliarden Dollar eine Eisenbahn in Arabien zu bauen, nicht nachgeben. Dies konterkariert das Ziel der

japanischen Regierung, japanische Produktionsrechte auf etwa 1/3 der Ölimporte zu erreichen, um Stabilität zu garantieren.

Kritische Stimmen lassen Zweifel aufkommen, ob ein Produktionsanstieg aus technischen Gründen überhaupt in dem notwendigen Ausmaß erfolgen könne [95].

In den USA wird mittlerweile diskutiert, Teile der Strategischen Ölreserve den heimischen Ölproduzenten verfügbar zu machen, um deren Lieferfähigkeit zu erhöhen. Diese könnten das „geliehene“ Öl später in einer Niedrigpreisphase mit Zinsen wieder an den Staat zurückgeben.

Eine Äußerung des Iranischen Ölministers, Zanganeh, über eine nur mäßige Produktionserhöhung schließlich sorgt dafür, daß der Ölpreis am 1. März erstmals 31 \$ überschreitet. Der Irak nutzt die Situation, um darauf aufmerksam zu machen, daß das UN-Embargo gelockert werden müsse, dann könne man auch mehr Öl produzieren.

Europäische und Amerikanische Explorationsfirmen melden aufgrund der hohen Ölpreise deutlich gestiegene Gewinne. Die OMV verzeichnet im Jahr 1999 um 15% gestiegene Gewinne, die vor allem auf den hohen Ölpreis zurückzuführen seien.

Anfang März scheint sich abzuzeichnen, daß eine mögliche Produktionserhöhung der OPEC-Staaten geringer als erhofft ausfallen würde, dadurch bleibt der Preis hoch. Die OPEC-Staaten befürchten im Sommer einen Verbrauchsrückgang und möchten mit zu hoher Produktion die Preise nicht zu weit reduzieren. (Einen Preis um 25 \$ hält man öffentlich für angemessen).

In den USA wird deutlich, daß die Raffinerien in Vorbereitung auf die sommerliche Autosaison angesichts des hohen Ölpreises zu geringe Ölmengen für die Raffinerien einkaufte – heute ist absehbar, daß dies im Sommer zu einem Versorgungsengpaß führen wird, der den Benzinpreis vermutlich von dem bisherigen Höchststand um \$1.50 pro Gallon auf etwa 2 \$ pro Gallon treiben wird. Die Aktien der Kanadischen Öl- und Gasgesellschaften profitieren von der derzeitigen Situation und steigen an.

Die amerikanische Regierung zeigt sich optimistisch, daß der Ölpreis fallen werde. „I believe production will increase, based on my discussions“ kommentierte Richardson die Ergebnisse seiner Reise zu verschiedenen OPEC-Ministern. Derweil fordert Gilman, ein republikanischer Abgeordneter, man solle jegliche militärische Unterstützung für die Staaten, die den Ölpreis manipulieren wollten, streichen, und man erinnert Kuwait, das sich noch gegen eine Produktionssteigerung ausgesprochen hatte, daran, daß die USA im Golfkrieg massive militärische Unterstützung gaben.

50.000 Ölarbeiter treten in Venezuela, dem für die USA wichtigsten Ölexporteur, in einen Streik, doch schon tags darauf einigt man sich überraschend schnell. Die Energy Information Administration des DoE geht in ihrem neuesten Short-Term Energy Outlook davon aus, daß die OPEC die Produktion ab April um 1 Million Barrel pro Tag und in der zweiten Jahreshälfte um 2 Millionen Barrel erhöhen wird. Dadurch sieht sie den Ölpreis auf 21 \$ bis zum Jahresende sinken. Falls jedoch die Produktionsausweitung erst im Herbst stattfinden würden, ginge der Ölpreis auf 35 \$ im Frühjahr und Sommer.

Als am 6 März Irans Ölminister, Zanganeh, sich für eine Verlängerung des Produktionslimits der OPEC einsetzt, da im Sommer die Preise aufgrund der reduzierten Nachfrage ohnehin zurückgehen würden, steigt der Ölpreis auf den neuen Höchststand von 34 \$.

Am 8. März liegt der Ölpreis immer noch über 31 \$. Der Präsident der U.S. Bundesreserve, McDonough sieht in dem hohen Ölpreis einen inflationstreibenden Faktor. „We have now reached a point where rising oil prices are no longer a nuisance but a crisis for our economy“, bekennt der Senator Schumer. Clinton wird im Senat vorgeworfen, eine falsche Strategie zu fahren. Man hätte die Strategische Ölreserve öffnen sollen, und anstatt bei den OPEC-Staaten um Öl zu bitten, täte man besser daran, die heimischen Ölvorräte besser auszubeuten und hierfür mehr Geld auszugeben. Daß die Produktion in den USA während der Amtszeit von Präsident Clinton um 17 % zurückging, wird nun als Versäumnis seiner Politik dargestellt.

Eiligst wird auf Initiative des Vorsitzenden des Energie Ausschusses im Senat, Murkowsky, in Alaska ein neues Gesetz erlassen, das die lange umkämpfte Ölexploration im ökologisch sensiblen „Arctic National Wildlife Refuge“ in Alaska entgegen der bisherigen Beschlüsse erlaubt. Verschiedene Umweltorganisationen haben hier ihren Widerstand angekündigt.

Dies ein Auszug aus dem Stimmungsbild und der Diskussion der letzten Wochen. Auf jede dieser Meldungen reagierten die Ölpreisbörsen mit entsprechenden Ausschlägen nach oben oder unten. Aus der Diskussion wird ersichtlich, wie anfällig dieses System gegen Störungen ist. Daß auf diesem labilen Gebilde der heutige Wohlstand der Industriegesellschaften maßgeblich fußt, ist äußerst alarmierend und sollte einen nachdenklich stimmen.

Es wäre wünschenswert aber trotzdem keineswegs beruhigend, falls sich die OPEC-Staaten am 27. März zu einer deutlichen Produktionssteigerung entschließen sollten, und damit der Preis wieder sinken würde. Damit wäre das Problem nur verschoben, um kurze Zeit später mit dann verstärkter Brisanz erneut hochzukochen.

Es ist aber auch Skepsis angebracht, inwieweit die Ölproduktion im vergangenen Jahr wirklich politisch motiviert gedrosselt wurde, oder ob die Welt nicht ohnehin am Anschlag ihrer Produktionskapazität fördert. Eine nachprüfbar Aussage ist aus den OPEC-Staaten nicht zu erwarten. Im Herbst wird man mehr wissen. Wie auch immer die Situation sein wird – es wird überhaupt keinen Grund zur Beruhigung geben.

2.2 Erdgas

In diesem Kapitel wird die Versorgungssituation mit Erdgas beschrieben. Wie bei Erdöl erfolgt nach einem allgemeinen Überblick eine Focussierung auf Nordamerika und vor allem die europäische Situation.

Die Reservedefinition wurde im Kapitel 2.1 für Erdöl bereits erläutert. Diese Diskussion gilt ebenso für Erdgas.

Insgesamt ist die Situation ähnlich derjenigen bei Erdöl, allerdings mit unterschiedlichen Gewichtungen und Zeithorizonten:

Ähnlich wie bei Erdöl zeichnet sich in der Summenkurve der Gasfunde eine Sättigung ab. Allerdings sind hier Exploration und Förderung noch nicht so weit fortgeschritten, so daß im globalen Maßstab eine Verzögerung des Produktionspeaks gegenüber Erdöl von etwa 10 - 20 Jahren erwartet wird. Dennoch ist die Exploration bereits so weit fortgeschritten, daß seit 1992 die jährlichen Neufunde den Verbrauch der Reserven nicht mehr ganz ausgleichen können.

Im Unterschied zu Erdöl ist der Erdgasmarkt heute jedoch ein regionaler Markt mit langfristigen Lieferbeziehungen. Trotz weltweit großer Reserven sind in regionalen Märkten Versorgungsengpässe bereits absehbar. Dies trifft vor allem für Nordamerika zu, wo neben den Ölreserven auch die Gasreserven zur Neige gehen. Wie bei der Ölproduktion war das Maximum der US-Gasproduktion bereits vor fast 30 Jahren. Allerdings konnte man den Gasverbrauch in den letzten Jahren durch gestiegene Importe noch weitgehend konstant halten. Nun zeichnet sich ab, daß die Produktion in den USA sehr schnell zurückgehen wird. Aufgrund der unterschiedlichen Fördercharakteristik von Erdgas und dem irreführenden Reservenreporting mit ständigen Neubewertungen wird dieser Produktionsrückgang, lange nachdem der „mid-depletion-point“ der Reserven überschritten wurde, jetzt sehr überraschend erfolgen. Nach unserer Einschätzung wird dies zusammen mit der in Zukunft drastisch rückläufigen Ölproduktion und der Preisdiskussion im Laufe dieses Jahres (oder spätestens des nächsten Jahres) für eine neue „Einsicht“ in den USA sorgen. Wir befürchten, daß dies nicht ohne Wirkung auf die Internationale Wirtschaft und das Geldsystem bleiben wird.

In Europa ist die Lage entspannter. Dennoch zeichnet sich ab, daß innerhalb der kommenden 5 Jahre Großbritannien das Produktionsmaximum überschreiten wird. Ab etwa 2010 wird Holland als der heute noch zweitgrößte Produzent für den Gasexport ausfallen, da die seit 1979 rückläufige Produktion dann den heimischen Bedarf gerade noch decken wird. Die Reserven in Norwegen beruhen im wesentlichen auf dem 1979 entdeckten Trollfeld, das etwa die Hälfte der Norwegischen Gasfunde beinhaltet. Bei heutigem Verbrauch hat Norwegen für deutlich mehr als 20 Jahre genügend Erdgas.

Vor dem Hintergrund eines ohnehin steigenden Erdgasbedarfs von im Mittel 3,5 % p.a. in Europa sowie der im noch zweitgrößten Förderland Holland bereits heute rückläufigen und ab etwa 2005 auch im größten Förderland Großbritannien rückläufigen Produktion wird der Bedarf nach Norwegischem Erdgas noch deutlich zunehmen. Wir erwarten, daß in der zweiten Dekade dieses Jahrhunderts das Maximum der Norwegischen Gasproduktion erreicht sein wird. Heute sind die

Pipelines Norwegens zum Export des Gases weitgehend ausgelastet. Eine steigende Gasproduktion bedingt, daß auch neue Gasleitungen gebaut werden müssen. Ob mittelfristig schwerwiegende Versorgungsengpässe in Europa auftreten, hängt vor allem an der rechtzeitigen Ausweitung der Exportkapazitäten Norwegens und Rußlands. Aber auch hier ist keineswegs klar, wie stark die Produktion noch ausgeweitet werden kann. Dieser Aspekt der zeitlichen Verfügbarkeit bedarf einer ausführlichen Untersuchung.

Eine Anbindung der Nordafrikanischen Gasfelder sowie der Gasfelder des Nahen Ostens ist bereits begonnen bzw. wird mittelfristig erfolgen. Andererseits werden diese Gasproduzenten zunehmend auch andere neue Konsumenten bedienen müssen. Vor allem der Ferne Osten und über Flüssiggas auch Nordamerika werden zunehmend auf diese Ressourcen zurückgreifen.

Aufgrund der überschlägigen Analyse vermuten wir, daß auf Europa auch bei steigendem Gasbedarf innerhalb der nächsten 5 - 10 Jahre keine größeren Probleme in der Gasversorgung zukommen werden, wollen diese aber für die Zeit danach nicht ausschließen. Es müßte besser analysiert werden, ob die vorhandenen Produktions- und Versorgungsinfrastrukturen ausreichen oder genügend schnell erweitert werden können. Hier ist sicherlich eine genauere Analyse zu empfehlen. Die möglichen Produktionsprofile der einzelnen Staaten müssen besser miteinander in Beziehung gesetzt werden, um ein genaues Bild der Situation zu erhalten.

2.2.1 Die Reserverlage

In der folgenden Tabelle 2.2.1 werden die von unterschiedlichen Autoren veröffentlichten Erdgasreserven einander gegenübergestellt. Wie man erkennt gleichen sich die Werte des BGR [8], von BP [3] und von Campbell [10], dessen Angaben weitgehend (aber nicht zwingend) auf der Studie „The World's Gas Potential“ [24] beruhen, hinreichend. Unterschiede liegen in der Bewertung Europas – hier sieht BP die geringsten und Campbell die größten Reserven –, des Nahen Ostens, Afrikas und Nordamerikas. In diesen Regionen gibt Campbell geringere Werte an als die anderen Autoren.

Außer für Europa errechnet das USGS [4] für alle Regionen bei weitem die größten Reserven, wobei das Potential der GUS-Staaten exorbitant hoch angesetzt wird.

Tabelle 2.2.1: Erdgasreserven [3, 4, 8, 10, 24]

	BGR (Tcm)	BP (O&GJ) (TCM)	Campbell	USGS
Europa	7,8	5,21	8,9	9
GUS	56,3	56,7	55,9	136,4
Afrika	9,9	10,22	6,8	11,4
Naher Osten	50,8	49,53	42,3	47,6
Australien/Asien	13,9	10,17	14,1	13,8
Nordamerika	8	8,35	7,6	15,2
Südamerika	6,2	6,21	4	6,6
Welt	152,9	146,39	139,6	240

Die großen europäischen Reserven liegen vor allem in der (noch ausweitbaren) offshore-Förderung. Aus geologischen Gründen bietet die Tiefsee nördlich von

Norwegen und westlich der Shetland Inseln ein größeres Potential für Erdgas als für Erdöl. Allerdings sind die ökonomischen Bedingungen sehr ungünstig, so daß dieses Gas deutlich teurer in der Erschließung werden wird.

Die folgende Abbildung 2.2.1 zeigt die zeitliche Entwicklung der Reservesituation. Die blauen Balken geben die von BP Statistical Review of World Energy veröffentlichten Angaben [3]. Diese beruhen wie beim Erdöl im wesentlichen auf einer Wiedergabe der im Oil & Gas Journal veröffentlichten Angaben [2].

Addiert man zu den Reserveangaben von BP die kumulierte Erdgasproduktion, so erhält man die rote Kurve. Dieser aus berichteten Reserven und bereits erfolgter Produktion errechnete Wert gibt an, wieviel Öl denn bisher gefunden sein müßte, um die angegebenen Reserven zu erklären. Die zunehmende Steigung der Kurve suggeriert, daß die Neufunde zunehmen und die Erfolgsquote im Auffinden neuer Erdgasfelder immer besser wird.

Die braune Fläche in der Abbildung zeigt die jährlichen Erdgasneufunde nach Laherrere [23]. Die Funde bis 1950 betragen etwa 32 Tcm. Wie man erkennt war das Maximum der Neufunde in den 60er und frühen 70er Jahren. Anfang der 90er Jahre wurde in einer zweiten Welle nochmals erfolgreich exploriert, allerdings auf wesentlich geringerem Niveau als zwanzig Jahre früher. In den letzten Jahren sind die jährlichen Neufunde geringer als die jährliche Gasförderung ausgefallen, welche die gelbe Linie zeigt.

Die direkte Aufsummation der Neufunde ist durch die blaue Linie wiedergegeben. Bedingt durch die großen Funde hat diese ihre größte Steigung um 1970 (Bei Erdöl liegt dies etwa 5 – 10 Jahre früher), und flacht seither ab. Im Jahr 1998 laufen die beiden Kurven zusammen. D. h. bis auf kleine Abweichungen gehen Laherrere und BP von etwa ähnlich großen Erdgasreserven aus. Im Unterschied zu BP, das in seinen Statistiken die Neubewertung von Lagerstätten jeweils dem Jahr der Neubewertung zurechnet, rechnet Laherrere diese jedoch auf das Jahr der Entdeckung des jeweiligen Feldes zurück, falls dieses aufgrund der Benutzung unterschiedlicher Reservedefinitionen nicht ohnehin schon entsprechend größer bewertet war. (Diese Diskussion wurde bereits eingehend im Kapitel 2.1.1 geführt). Hieraus werden wieder die unterschiedlichen Trends erkenntlich. Während die Angaben von BP suggerieren, daß die Reserven stetig wachsen, so zeigt die Summenkurve der Neufunde, daß die heutigen Erdgasfunde deutlich geringer als vor 30 Jahren sind.

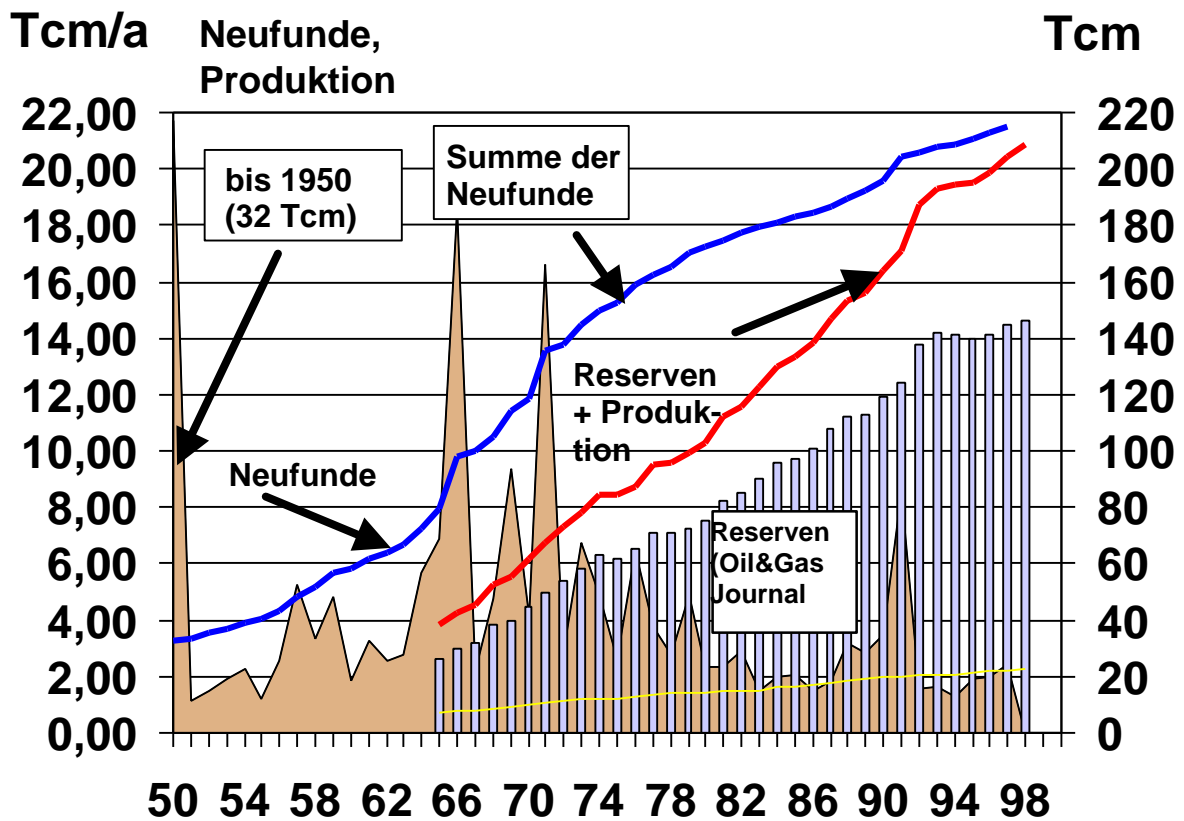


Bild 2.2.1: Neufunde über der Zeit (Laherrere) und kumuliert [3, 23, 24]

Mit der bereits in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Methode extrapolieren Campbell, Laherrere und Perrodon auf die künftig noch zu findenden Mengen an Erdgas. (Siehe „The world’s gas potential [24]). Diese setzt Campbell in Fortsetzung der oben beschriebenen Kurve auf 81 Billionen Kubikmeter Erdgas (siehe Tabelle 2.2.2), was zusammen mit der bisher geförderten Menge und den Reserven auf eine EUR von 10.000 Tcf bzw. 283 Billionen Kubikmeter führt (siehe Tabelle 2.2.3).

Tabelle 2.2.2: Ressourcen (Yet-to-find) [4, 8, 10]

	BGR (Tcm)	Campbell	USGS-95%	Mode	Mean	USGS-5
Europa	6	?	4,3	6,6	8,5	15,2
GUS	100,6	21,1	32,3	54,4	71,9	133,1
Afrika	10,4	1,7	5,8	8,9	11,6	21,4
Naher Osten	33,4	8,9	15,5	24,1	28,7	47,4
Australien/Asien	43	?	8,1	13,2	16,6	29,2
Nordamerika	24,4	4,2	12,9	20,2	24,2	40,4
Südamerika	8,3	?	3,5	6	8,2	15,7
Welt	226,2	81	82,4	133,4	169,7	302,4

Damit liegt die Angabe von Campbell deutlich niedriger als andere Schätzungen für EUR. Das BGR liegt mit seiner Schätzung in der Gegend der mit 5 % Wahrscheinlichkeit optimistischen Ressourcenschätzung des USGS. Wieder fällt auf, daß wie bereits bei Erdöl der USGS Wert mit 95 % Wahrscheinlichkeit dem Campbell’schen Wert sehr nahe kommt.

Da die Extrapolation der Kurve der Reserven nach dem Oil & Gas Journal und des kumulierten Verbrauchs in Abbildung 2.2.1 ständig wachsende Reserven und stetige Neufunde suggeriert, werden diese theoretischen Ressourcenschätzungen für EUR auch nicht kritisch hinterfragt. Erst die zeitlich korrekte Darstellung zeigt einen asymptotischen Trend, der auf die wahrscheinlich noch zu erwartenden Neufunde schließen lässt. Dieser Unterschied in den beiden Betrachtungsweisen lässt sich anhand der Abbildung 2.2.2 zeigen. Diese stellt die Analyse der historischen Zeitreihe (Abbildung 2.2.1) zusammen mit der Prognose für das Gas, da man noch finden wird dar. Wollte man das große von der BGR aufgezeigte Ressourcenpotential innerhalb der nächsten 30 Jahre finden, so müsste sich die Erfolgsquote im Finden neuer Gasfelder drastisch erhöhen. Tatsächlich weist der bestehende Trend jedoch genau in die gegenteilige Richtung. Die Neufunde werden immer geringer.

Tabelle 2.2.3: EUR von Erdgas [4, 8, 10]

Autor	Tcm
Campbell	283
BGR (1998)	438,8
USGS-P95 (1998)	371,1
USGS-Mode (1998)	421,7
USGS-Mean(1998)	458
USGS-P05 (1998)	591,1

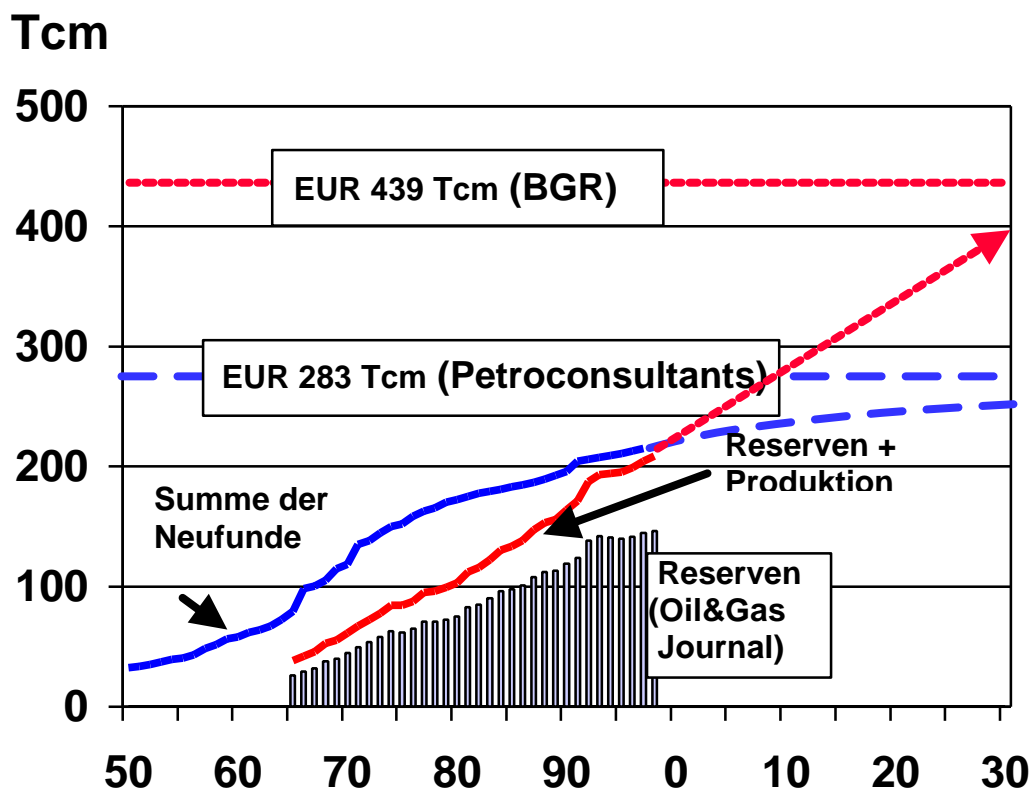


Abbildung 2.2.2: Estimated Ultimate Recovery für Erdgas, Fortschreibung bisheriger Trends nach Campbell, Laherrere und Perrodon (The World's Gas Potential) einerseits und BGR andererseits [3, 8, 24].

Aus Abbildung 2.2.3 läßt sich ein Wechsel in der Entwicklung der jährlichen Neufunde (Abbildung 2.2.1) entnehmen: Obwohl die Anzahl der Neufunde von um die 100 Gasfelder im Jahr 1950 auf ca. 800 Gasfelder im Jahr 1990 anstieg, ging die Summe des gefundenen Gases deutlich zurück. Dies ist auf die wesentlich kleineren Felder zurückzuführen. Die durchschnittliche Größe eines neuen Fundes ging von ca. 20 Milliarden Kubikmeter Anfang der 70er Jahre auf heute weniger als 5 Milliarden Kubikmeter zurück. Dieser Trend zeigt ähnlich wie beim Erdöl, daß man die großen Felder relativ früh findet. Mit verbesserten Techniken findet man die vielen kleinen Felder, so daß man heute zwar sehr viel mehr Felder als früher findet, diese jedoch in Summe deutlich weniger Erdgas enthalten als vor 30 Jahren. Seit einigen Jahren ist aber auch die Anzahl der Neufunde wieder rückläufig. So befinden sich in den 830 bekannten Gasfeldern größer als 23,8 Gcm (1 Tcf) 85 % der weltweiten Gasreserven. Insgesamt sind mehr als 20000 Gasfelder bekannt.

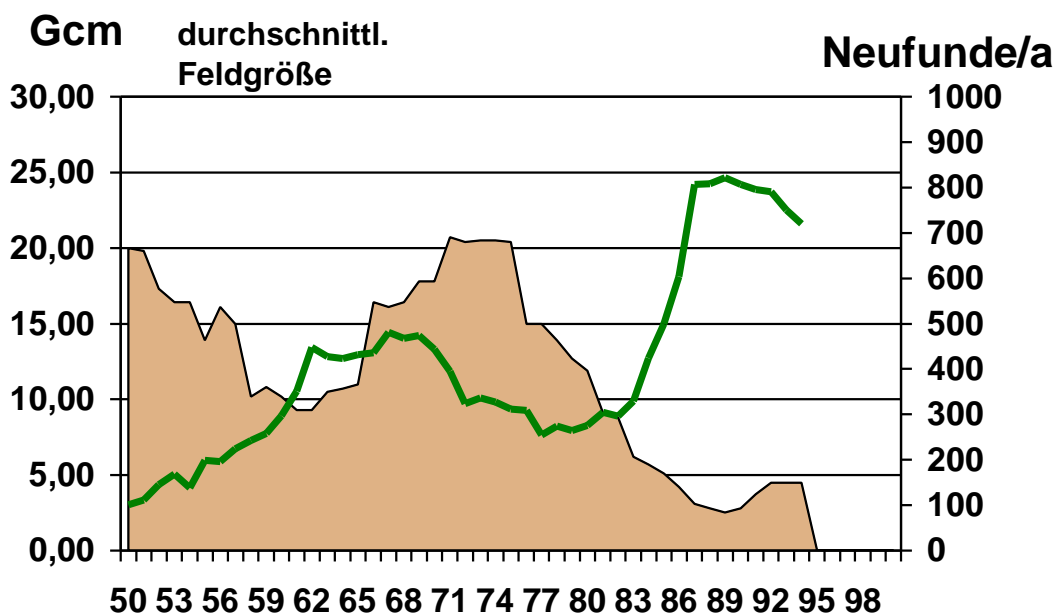


Bild 2.2.3: Durchschnittliche Größe der Gasneufunde (eigene Berechnung nach Daten aus [23, 24]); Daten nur bis 1995 berücksichtigt

Wie man aus Abbildung 2.2.1 entnimmt, ist die Exploration bei Erdgas noch nicht so weit fortgeschritten wie bei Erdöl. Insbesondere Tiefseeerdgas könnte das Potential noch erhöhen, da hierfür die geologischen Voraussetzungen günstiger sind als für die Bildung von Tiefseeerdöl. Eine umfassende Analyse müsste für jede größere Region die Entwicklung der Neufunde aufzeigen, um ein Gesamtbild zu zeigen. Für ein besseres Verständnis des Tiefseepotentials ist eine gesonderte zeitliche und regional aufgelöste Analyse der bisherigen Tiefseefunde durchzuführen.

Im folgenden wird die Situation in den USA, die am besten exploriert sind und deren Förderung bereits sehr weit fortgeschritten ist, und Europas näher betrachtet.

USA

Abbildung 2.2.4 zeigt die zeitliche Entwicklung der Reserven nach BP Amoco Statistical Review of Energy [3]. Zusätzlich ist die bereits seit 1900 erfolgte kumulierte Produktion eingetragen. Die Summe dieser beiden Bilder ergibt den über die Zeit berichteten Anstieg der bekannten ursprünglich vorhandenen Erdgasreserven. Hieraus kann man entnehmen, daß die ursprünglich bekannten Gasreserven ständig steigen und somit die zum Jahresende verbliebenen Reserven trotz Produktion kaum abnehmen. Das Department of Energy gibt in regelmäßigen Abständen über die Energy Information Administration eine Übersicht über die Reservesituation. Der letzte im November 1999 erschienene Bericht weist sehr detailliert aus, daß nur ein sehr geringer Anteil dieser Reserven auf tatsächliche Neufunde zurückzuführen ist [65]. Der wesentliche Anteil kommt über Neubewertungen bereits bekannter Gasfelder zustande.

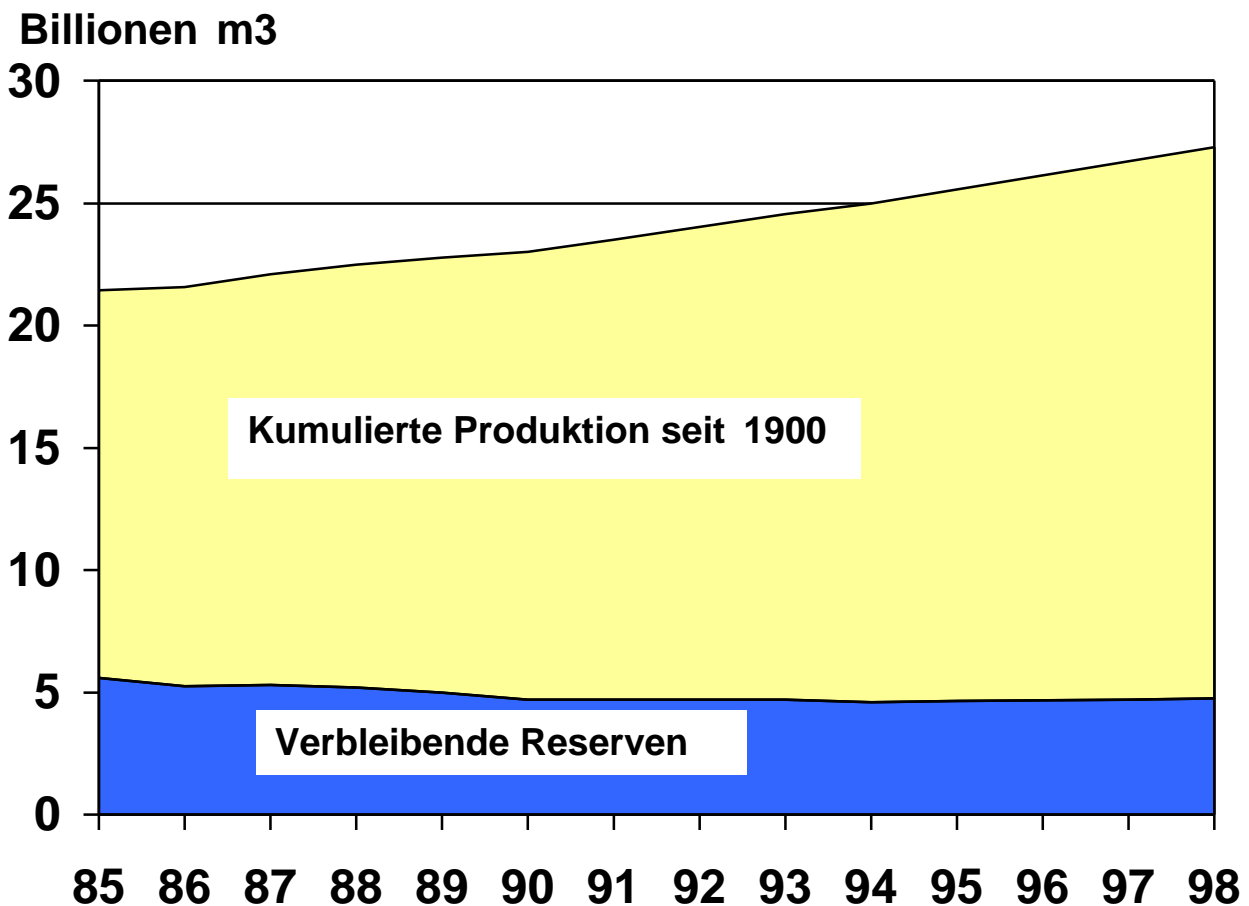


Bild 2.2.4: USA – Berichtete Reserven und kumulierte Produktion seit 1985 [3]

Stärker noch als in Europa (siehe Kapitel 2.1.1) herrscht in den USA eine Praxis der Höherbewertung bereits lange bekannter Öl- und Gasfelder. Diese ist auf die sehr strengen Regeln der US Securities and Exchange Commissions (US-SEC) zurückzuführen. Ähnlich wie eine Bank eine Immobilie nur bis zu einem gewissen Prozentsatz des geschätzten tatsächlichen Wertes beleiht, um im Krisenfall auf der sicheren Seite zu liegen, werden dort Reserven in finanziellen Zusammenhängen sehr viel kleiner bewertet als intern geschätzt wird. Daher erfolgt mit fortschreitender

Produktion eine Höherbewertung der bekannten Vorkommen, die ein Wachstum der Reserven suggeriert. Wie bereits beschrieben, nähert sich durch diese Höherbewertungen von wahrscheinlichen Reserven in sichere Reserven jedoch nur die berichtete Reserve dem bereits anfangs als wahrscheinlich erachteten Wert.

Um diese Zahlen dennoch für eine Einschätzung der Veränderung der Reserven nutzen zu können, muß korrekterweise die Größe eines Gasfeldes bereits bei dessen Entdeckung angegeben werden. Dies erfolgt durch die bereits beschriebene Methode des Rückdatierens der Neubewertungen auf das Jahr der Entdeckung des jeweiligen Feldes. Richtiger jedoch muß von Anfang an mit dem als bestmöglich erachteten Schätzwert für die Größe eines Feldes gerechnet werden. Dies wurde in der Studie „The World’s Gas Potential“ von Campbell, Laherrere und Perrodon für die USA anhand der Daten des Department of Energy durchgeführt [24].

Die folgende Abbildung 2.2.5 zeigt die so erhaltene Summenkurve für die Neufunde an Gasfeldern in den USA seit 1920. Die Daten bis 1990 wurden der Studie „The World’s Gas Potential“ entnommen [24] – diese wiederum basiert auf einer Studie des DOE von 1990 [66]. Diese Statistik wurde von uns durch neuere Angaben des DOE seit 1990 ergänzt [65], wobei die Neubewertungen rückdatiert wurden. Da uns jedoch eine Zuordnung zu den einzelnen Feldern (und damit zum Jahr der Entdeckung) nicht möglich ist, wurden diese Höherbewertungen der letzten zehn Jahre ins Jahr 1920 rückdatiert. Dies verfälscht das tatsächliche Ergebnis in seiner wesentlichen Aussage nicht. Da alte große Felder wesentlich stärker zur Höherbewertung der Gesamtreserven beitragen, müßten diese Werte vermutlich irgendwo auf die Zeit vor 1980 verteilt werden. Würde man sie dort korrekt eintragen (was wir mangels Datenbasis nicht können), so würde dies den Anstieg der Summenkurve der Neufunde in den frühen Jahren weiter erhöhen, und damit den asymptotischen Trend noch stärker betonen.

Diese Darstellung der Neufunde zeigt korrekt, daß kaum noch neue Gasfelder gefunden werden. Sobald das Potential der Neubewertungen erschöpft ist und sich die als sicher nachgewiesen gemeldeten Reserven dem mit 50 % Wahrscheinlichkeit von Anfang an erwarteten Wert für die Reserven annähern, wird auch in Abbildung 2.4.4 der wahre Trend der Neufunde sichtbar und die Reserven dann drastisch zurückgehen.

Zieht man von dieser Summenkurve die bisher geförderte Gasmenge ab, so erhält man den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen Reserven. Wie Abbildung 2.2.5 und 2.2.4 zeigen, ist dieser Unterschied in der Bewertung der Reserven für die USA besonders deutlich.

Während die Darstellung bei BP Amoco suggeriert, daß die Reserven ständig durch Neufunde ausgeglichen werden, zeigt Abb. 2.2.5 das Maximum der Reserven mit fast 600 Tcf um das Jahr 1960. Seither nehmen diese stetig ab. Heute sind bereits 80 % der insgesamt bekannten Gasvorräte der USA verbraucht. Daß sich dies bisher nicht auch in einer rückläufigen Gasproduktion niederschlug, liegt an der zu Erdöl unterschiedlichen Fördercharakteristik, wie in Kapitel 2.2.2 noch besprochen wird. Bereits sehr bald, möglicherweise bereits im Winter 2000 wird die weitgehende Erschöpfung der Reserven jedoch dramatisch die Produktion beeinflussen [67].

In Texas, das auch heute noch das wichtigste Fördergebiet ist und etwa ein Viertel der USA Gasreserven enthält, beginnt die Erschöpfung der Erdgasfelder bereits die Förderung zu beeinflussen. Im ersten Drittel des Jahres 2000 ging die Förderung gegenüber dem Vorjahreszeitraum um über 2 %, gegenüber dem Jahr 1998 bereits um 6 % zurück. Die Erdgasindustrie beginnt, sich hier zurückzuziehen und anderen Regionen zuzuwenden. Dies kann man auch aus den entsprechenden Statistiken für Explorationsbohrungen entnehmen [68]. Auch wenn diese bei den derzeit hohen Gaspreisen wieder leicht angestiegen sind, so sind sie langfristig betrachtet auf einem Tiefstand.

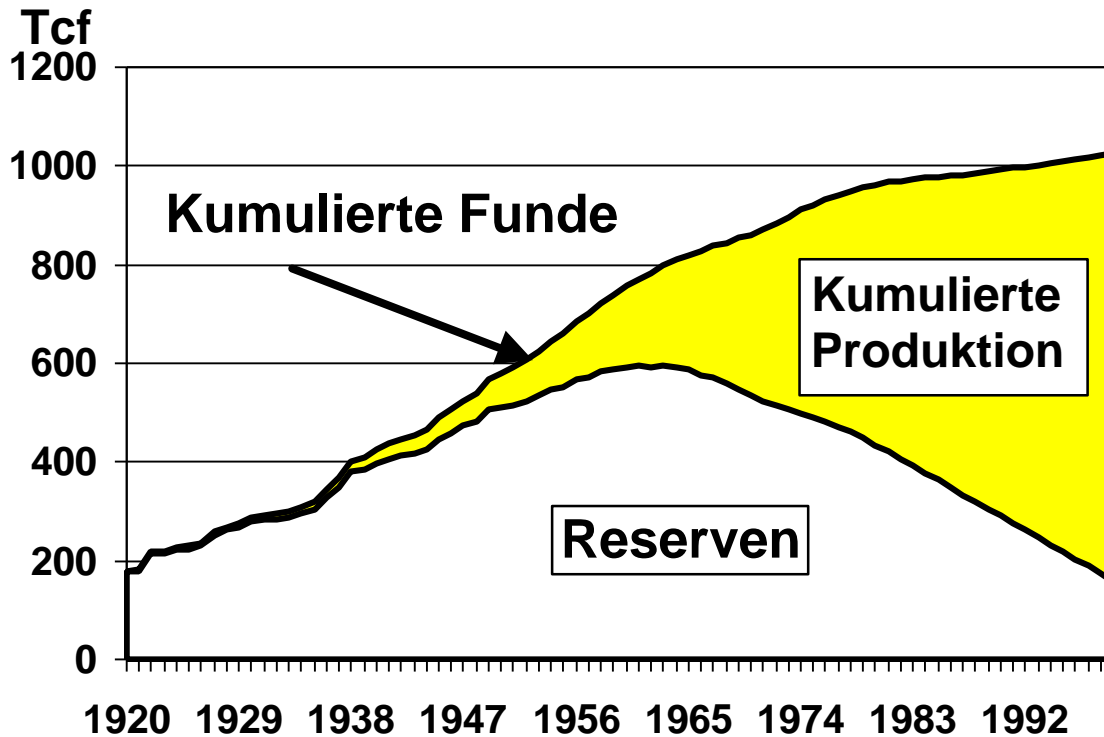


Bild 2.2.5: Neufunde und Reserven USA (eigene Berechnung mit Daten aus [3, 24, 65])

Europa

Die folgende Tabelle 2.2.4 weist die Gasreserven Europas gemäß unterschiedlichen Literaturquellen aus.

Tabelle 2.2.4: Erdgasreserven Europa BGR, BP und verschiedenen Ministerien [3,8,30, 31, 69]

Staat	BP (Tcm)	BGR (Tcm)	Ministerien (Tcm)
Holland	1,79	1,84	1,79
Norwegen	1,17	2,92	1,17 (- 3,27)
UK	0,77	1,4	1,34
Deutschland	0,35	0,38	
Italien	0,23	0,28	
sonstige	0,9	0,98	
Summe	5,21	7,8	

Die Angaben liegen vergleichbar, so daß vermutet werden kann, daß sie aufeinander aufbauen. Interessant erscheint die Angabe für Norwegen. Das Ministerium gibt hier geringe Reserven an, die auch von BP Statistical Review of Energy übernommen wurden. Allerdings wird ein deutlich höherer Wert als bereits „entdeckte Ressource“ ausgewiesen. In etwa diesen Wert erhält man aus der Aufsummation der Neufunde, wie die Abbildung 2.2.6 zeigt. Dort ist die Entwicklung der Erdgasreserven in Norwegen dargestellt.

Die Balken zeigen die Angaben aus BP Amoco Statistical Review of World Energy [3], wobei uns nur Angaben von 75 – 78 und seit 1985 vorliegen. Die roten Rauten zeigen die Angaben der BGR [8] für verschiedene Jahre. Letztlich zeigt die einhüllende schwarze Kurve die Summenkurve der Neufunde. Diese wurde einem Bericht des Ministeriums für Erdöl und Energie (MPE) entnommen, indem jedes aufgeführte Feld im Jahr der Entdeckung mit der vom Betreiber abgeschätzten Größe aufsummiert wurde [31]. Der deutliche Sprung im Jahr 1979 beinhaltet mit 1300 Mrd. cbm die Entdeckung des Trollfeldes. Dies ist der größte Gasfund in Nordeuropa. Somit beinhaltet ein einziges Feld mehr als die Hälfte der Reserven. Zieht man von dieser Kurve die bereits erfolgte Produktion ab – diese ist auch explizit in der Grafik ausgewiesen - , so erhält man die zeitliche Entwicklung der noch verbleibenden Gasreserven. Wie man sieht, können die Neufunde den Verbrauch derzeit noch kompensieren, so daß noch deutliche Gasreserven enthalten sind.

Die Angaben von BP Amoco Statistical Review of Energy folgten bis Ende der 80er Jahre den Neufunden bzw. den Reserven. In den jüngeren Jahren werden jedoch deutlich abnehmende Reserven berichtet, die so nicht der Realität entsprechen. Die jüngsten Angaben der Statistik stimmen mit der vom Ministerium übermittelten Angabe über die Gesamtreserven überein. Allerdings ist dies nicht konsistent mit den Zahlen, die an den einzelnen Feldern über die „estimated recoverable reserve“ angegeben werden. Vermutlich handelt es sich um unterschiedlich definierte Angaben: Die im Bericht ausgewiesenen Reserven dürften eher einer strengen Bewertung einer „nachgewiesenen“ Reserve eines bereits produzierenden Feldes entsprechen, die für die Einzelfelder aufgeführten Angaben eher einer „nachgewiesenen und wahrscheinlichen“ Reserve unter Einschluß von noch nicht in Produktion befindlichen Felder (siehe Fig. 7.1, Seite 34 in [31]). In den norwegischen Veröffentlichungen wird nicht streng in Reserven und Ressourcen unterteilt, sondern in 7 unterschiedlichen Klassen. Je höher die Klasse, desto unwahrscheinlicher ist die Angabe.

Aus dieser Darstellung wird es leicht verständlich, daß in Zukunft die in öffentlichen Statistiken angegebenen Reserven noch deutlich wachsen können, ohne daß diesen neue Funde zugrunde liegen.

Für das künftig noch zu erschließende Potential existieren unterschiedliche Angaben, die in Tabelle 2.2.5 zusammen mit der bisher erfolgten Produktion ausgewiesen sind. Es ist zu berücksichtigen, daß die BGR alles unter Ressource zusammenfaßt, was möglicherweise zusätzlich zu den Reserven irgendwann noch gefördert werden kann.

Eine intensivere Diskussion des Norwegischen Potentials unter Berücksichtigung künftiger Förderraten steht noch aus und muß einer künftigen Untersuchung vorbehalten bleiben.

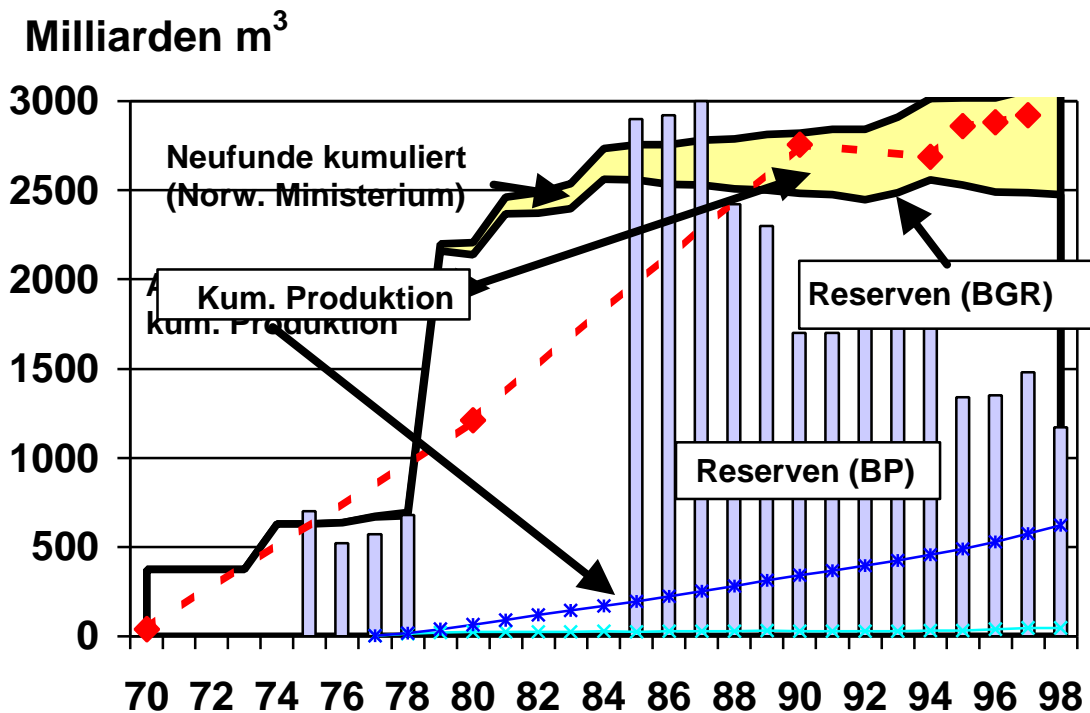


Bild 2.2.6: Norwegen kumulierte Neufunde; kumulierte Produktion und Reserven (eigene Berechnung nach [3, 8, 31])

In gleicher Weise lassen sich die unterschiedlichen Angaben für Großbritannien vergleichen, wie dies in Abbildung 2.2.7 erfolgt. Hier allerdings stimmt die Ministeriumsangabe (DTI) für eine mit 90 % Wahrscheinlichkeit nachgewiesene Reserve (0,75 Tcm) mit dem Wert in BP Statistical Review überein, wohingegen die Angabe des BGR mit dem Wert für „nachgewiesen und wahrscheinlich“ übereinstimmt (1,34 Tcm), wenn man die unterschiedlichen Jahre berücksichtigt.

Wieder aus der Aufsummation der Einzelfelder im Jahr der Entdeckung gemäß den Angaben des Industrie- und Handelsministeriums (DTI) wurde die Summenkurve der Neufunde erhalten. Nach Abzug der bisher erfolgten Produktion erhält man wieder die Gasmenge die noch vorhanden sein muß. Die roten Quadrate geben wieder die Reserveangaben der BGR. Die beiden Angaben unterscheiden sich deutlich voneinander. Folgen die BGR-Werte anfangs (wie auch BPAmoco) der tatsächlichen Reserve, so geben diese später wesentlich niedrigere Werte. In den letzten Jahren scheinen die Angaben von BP den vom DTI als „nachgewiesen“ bezeichneten Reserven zu folgen. Dies stimmt nicht mit der in der Abbildung aus den detaillierten Felddaten errechneten Reserveentwicklung überein.

Die aus der Aufsummation der Größe der Einzelfelder und Abzug der Produktion erhaltene zeitliche Entwicklung der Reserve zeigt, daß diese seit Anfang der 90er Jahre deutlich abnehmen. Allerdings ist einschränkend zu bemerken, daß der Bericht des Ministeriums nur diejenigen Gasfelder berücksichtigt, die 1999 in Produktion sind, zur Produktion vorbereitet oder in Entwicklung mit einem möglichen Anschluß bis

2002 sind [30]. Somit ist es denkbar, daß jüngste Neufunde nicht ausreichend berücksichtigt wurden. Dies könnte den Reservenabfall der letzten Jahre noch leicht nach oben korrigieren. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Felder, die schon aus der Produktion genommen wurden. Vergleicht man diese Darstellung mit der entsprechenden Grafik für die Ölreserven (Abbildung 2.1.9), so erkennt man, daß Großbritannien im Vergleich zu den Angaben von Laherrere [23] eher unterbewertet. Dies spricht dafür, daß die tatsächliche Kurve für die Entwicklung der Reserven etwas höher verläuft und in den letzten Jahren nicht ganz so stark abbricht.

Aus diesen Gründen muß diese Grafik als vorläufig betrachtet werden. Dennoch gibt die gezeigte Entwicklung einen Hinweis, daß man die Situation hier noch besser untersuchen muß.

Milliarden m³

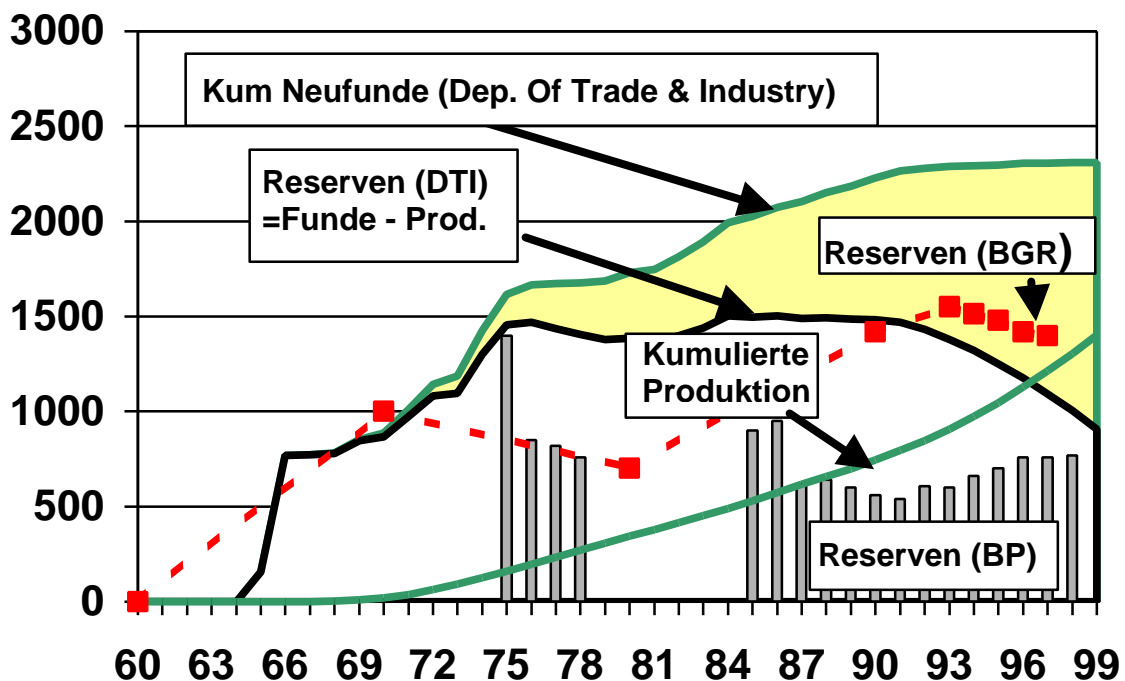


Bild 2.2.7: Neufunde, kumulierte Produktion und Reserven von Erdgas für Großbritannien (eigene Berechnung nach Daten aus [3, 8, 30])

Tabelle 2.2.5 stellt die bisherige Produktion sowie die vermuteten Ressourcen zusammen.

Das Ressourcenpotential des DTI setzt sich aus unterschiedlichen Angaben zusammen, die einen Bereich von 0,44 – 1,595 Tcm als noch unentdeckten Beitrag enthalten.

Die UK Offshore Operators Association (UKOOA) skizziert das Gaspotential, das bis 2020 zusätzlich zu den im Jahr 1997 produzierenden Feldern erschlossen werden könnte mit etwa 150 Gasfeldern vorwiegend kleiner Größe [70]. Diese könnten insgesamt etwa 0,65 Tcm Erdgas beinhalten, wovon etwas mehr als die Hälfte in bereits gefundenen, aber 1997 noch nicht angeschlossenen Feldern liegt, und der Rest auf vermutete 81 noch zu findende Gasfelder verteilt ist.

Holland war das erste Land, das die Gasreserven der Nordsee erschloß. Heute besitzt es immer noch sehr große Reserven, die jedoch stetig zurückgehen. Sie sind in Tabelle 2.2.4 dargestellt sind. An bereits entdeckten Ressourcen gibt das Ministerium etwa 1,95 Tcm an. Zusätzlich werden etwa noch 0,22 – 0,45 Tcm an Neufunden erwartet. Gemäß einem Bericht der TNO ist bis auf Teile des sog. F-Feldes in der Gegend nordwestlich von Groningen das niederländische-Potential ausreichend bekannt. Es wird als „mature“ betrachtet, so daß keine größeren Neufunde mehr erwartet werden [69].

Tabelle 2.2.5: bisherige Produktion und Ressourcenabschätzung [8, 30, 31, 69]. Die Abgrenzung zwischen Reserven und Ressourcen ist aufgrund abweichender Definitionen in Norwegen unscharf. Akzeptiert man in Tabelle 2.2.4 den Wert 1,17 Tcm als Reserve, so verbleiben die hier angegebenen 2,098 Tcm als Ressource. In Abbildung 2.2.6 ist jedoch das Gesamtpotential mit ca. 3,3 Tcm ausgewiesen.

Staat	Kum Prod (BGR)	Ressourcen	
		BGR (Tcm)	Ministerien (Tcm)
Holland	2,214	0,1	2,1 – 2,3
Norwegen	0,534	2,750	2,098
UK	1,223	1,500	0,96-2,285
Deutschland	0,72	0,2	
Italien	0,553	0,51	
sonstige	2,089	0,956	
Summe	7,333	6,016	

2.2.2 Zeitlicher Produktionsverlauf

In Tabelle 2.2.6 ist die bisherige weltweite Erdgasförderung dargestellt. Die Angaben von Campbell und der BGR gleichen sich weitgehend, so daß bis Ende 1999 etwa 64 – 68 Tcm an Erdgas gefördert wurden. Die Angabe der USGS liegt unverhältnismäßig niedrig und dürfte veraltet sein.

Tabelle 2.2.6: Kumulierte Produktion [4, 8, 10]:

Autor	Tcm
Campbell	62,4(1996)
BGR	59,7(1998)
USGS	48,7 (1998)

Produktionsprofil von Erdgas

Erdgas steht unter hohem Druck, besitzt als Gas eine wesentlich höhere Mobilität als Erdöl, daher entweicht es sehr schnell aus einem Reservoir. Dies bestimmt eine gegenüber Erdöl unterschiedliche Fördercharakteristik. Würde diese bei Erdöl durch eine Glockenform bedingt, so würde Erdgas in einem blow-out sehr schnell entweichen. Ökonomisch ist man bemüht, das Maximum zu kappen und auf einem deutlich niedrigeren Niveau über eine längere Zeitperiode zu fördern, wie dies idealisiert in Abbildung 2.2.8 skizziert ist.

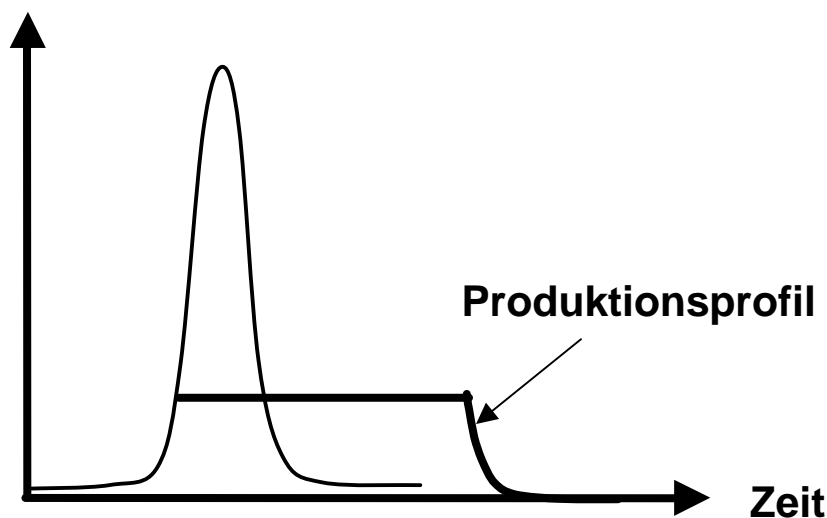


Bild 2.2.8: Produktionsverlauf einer „frei“ ausströmenden Erdgasquelle und tatsächlicher gewünschter Produktionsverlauf.

Hieraus ergibt sich ein wichtiger Unterschied in der Beurteilung des Förderzustandes einer Gasquelle. Während eine Ölquelle nach dem Maximum kontinuierlich in der Produktion zurückgeht, ist dies bei einer Erdgasquelle nicht so. Diese kann lange Zeit auf hohem Niveau gefördert werden. Erst wenn die Lagerstätte erschöpft ist, so bricht die Produktion sehr rasch ab. Am Produktionsprofil kann man dies kaum erkennen, wohl aber bei einer Kontrolle der Veränderung der physikalischen Parameter des Lagers wie z.B. dem Lagerstättendruck.

In der Konsequenz bedeutet dies, daß die Erschöpfung einer Erdgasregion nicht allein aus dem Produktionsprofil zu erkennen ist. Allerdings sorgt die Überlagerung vieler produzierender Quellen, die unterschiedliche Größe und Zeithorizonte haben, für ein Förderprofil, das in etwa dem zeitlichen Profil der Neufunde folgt. Jedoch beeinflußt der plötzliche Produktionsrückgang großer alter lange Zeit mit konstanter Rate produzierender Felder das Förderprofil einer Gasregion noch viel stärker als bei Erdöl.

Im folgenden werden die USA und Europa näher betrachtet

Die Gasproduktion der USA

Abbildung 2.2.9 zeigt die Gasproduktion der USA seit 1935, wobei Texas explizit hervorgehoben wurde. Bis Anfang der 70er Jahre betrug die Produktionssteigerung im Mittel etwa 5 – 6 % p.a. Fast zeitgleich mit der Ölproduktion war auch im Gasbereich das Produktionsmaximum erreicht. Bis Mitte der 80er Jahre fiel sie um insgesamt etwa 25 % zurück. Bis dahin ging die Gasproduktion mit dem Bedarf parallel, so daß nur geringe Mengen aus Kanada und Mexico importiert werden mußten. Seit Ende der 80er Jahre nimmt der Gasbedarf wieder deutlich zu. Wie man der Abbildung entnimmt, konnte die heimische Produktion nicht im selben Maße ausgebaut werden, diese stieg nur mehr leicht an und ging in den letzten beiden Jahren sogar wieder leicht zurück, so daß der Importanteil stetig zunimmt.

Texas, das auch heute noch mit einem Viertel der Gasreserven der wichtigste Gasproduzent der USA ist, konnte diesen Produktionsanstieg nach Erreichen des Maximums nicht mitmachen. Dort konnte die Produktion über die vergangenen 15 Jahre zwar noch auf konstantem Niveau gehalten werden. In 1998 beginnend, setzte sich 1999 und in im ersten Drittel des Jahres 2000 ein Produktionsrückgang fort. Liest man entsprechende Statistiken über Explorationsaktivitäten, so erkennt man, daß diese in den vergangenen zwei Jahren drastisch zurückgingen [23, 71].

Es ist sehr wahrscheinlich, daß sich die Gasproduktion in den USA (und vor allem in Texas) dem Ende nähert [67, 72, 73]. Bei den großen alten Gasfeldern ist man vermutlich sehr nahe am Ende des langen Produktionsplateaus angelangt (siehe Abbildung 2.2.8). Wir erwarten, daß die Produktion innerhalb der kommenden 1 – 2 Jahre deutlich zurückgehen wird, da kleine neue Gasfelder diesen starken Rückgang nicht ausreichend kompensieren werden. Möglicherweise wird in den USA eine Gaskrise sogar noch vor einer Ölkrise kommen.

Als ein Beispiel ist in Abbildung 2.2.10 der zeitliche Produktionsverlauf des texanischen Gasfeldes Headlee dargestellt, das auch 1997 noch zu den 20 größten produzierenden Gasfeldern von Texas zählte [48]. Bis 1999 sank die Produktionsrate um weitere 30 % auf 21 Mcf.

Goldman Sachs kam Ende April 1999 in einer Untersuchung von 34 amerikanischen Gas- und Ölgesellschaften zu dem Schluß, daß sich die amerikanisch Gasproduktion im Abfall befindet („This performance provides additional evidence that the decline in total U.S. gas production has begun to accelerate“). Nach deren Einschätzung wird eine Gasversorgungskrise für das Jahr 2000 unvermeidlich („in our opinion, the depth of decline in overall drilling and workover activity witnessed in the past year

make a gas supply crisis virtually unavoidable in the next year as U.S. production is now expected to drop at a rate of at least 4 % over the next 12 months“) [69].

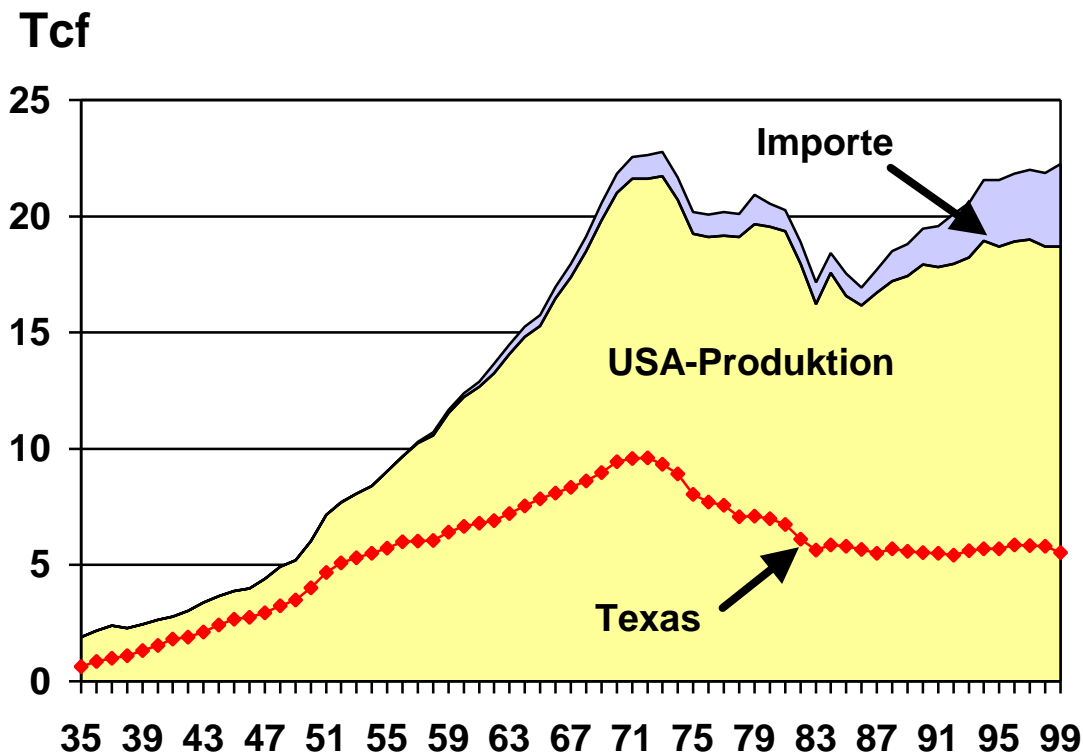


Abbildung 2.2.9: Gasproduktion in den USA und Texas. Die Gasimporte aus Kanada und Mexiko stiegen über die letzten zehn Jahre deutlich an, um den Bedarf zu decken [8, 38, 71].

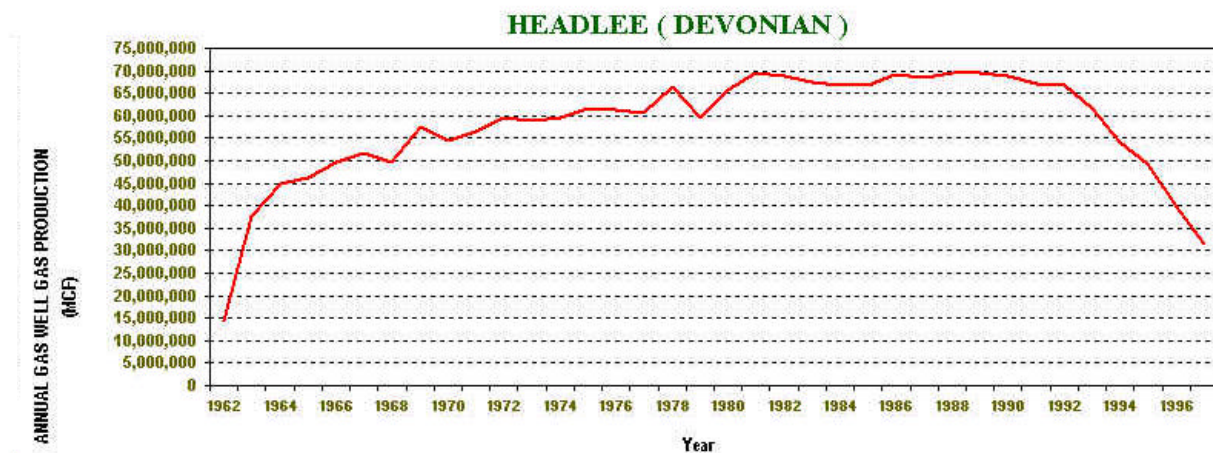


Abbildung 2.2.10: Produktionsverlauf des texanischen Gasfeldes Headlee [48]

Die Europäische Gasförderung

Abbildung 2.2.11 zeigt die Gasproduktion in Europa seit 1960. Der starke Produktionsanstieg Ende der 60er Jahre ist vollständig auf die Gasförderung der Niederlande und von Großbritannien zurückzuführen. Diese begannen, die großen Gasvorkommen der Nordsee zu erschließen. Die holländische Gasproduktion hatte

ihr Maximum um das Jahr 1975, seither nimmt sie langsam ab bzw. hält sich auf einem Niveau, das etwa 75 % der Maximalförderung beträgt. Norwegen begann 1975 mit der Erschließung seiner Gasreserven, wobei gemessen an den Reserven sich die Gasproduktion auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau befindet. Eine deutliche Produktionsausweitung findet dort erst seit wenigen Jahren statt. Anfang der 90er Jahre begann England aus ökonomischen (und ökologischen) Erwägungen, den Gaseinsatz zu verstärken. So stieg innerhalb weniger Jahre der Gasanteil an der Stromproduktion von fast 0 Prozent im Jahr 1990 auf heute über 20 %. Ermöglicht wurde dies mit einer verstärkten Erschließung der Nordseegasreserven. Es zeichnet sich jedoch ab, daß vermutlich noch vor dem Jahr 2005 die Gasproduktion in Großbritannien den Höhepunkt überschreiten wird und danach sehr schnell zurückgehen wird.

So verschiebt sich die Gasproduktion innerhalb Europas immer weiter nach Norden in die offshore Bereiche. Die restlichen europäischen Staaten tragen heute etwa ein Viertel der gesamten europäischen Produktion. Gemessen am Gasverbrauch müssen heute etwa 30 % Erdgas aus Algerien und Rußland importiert werden.

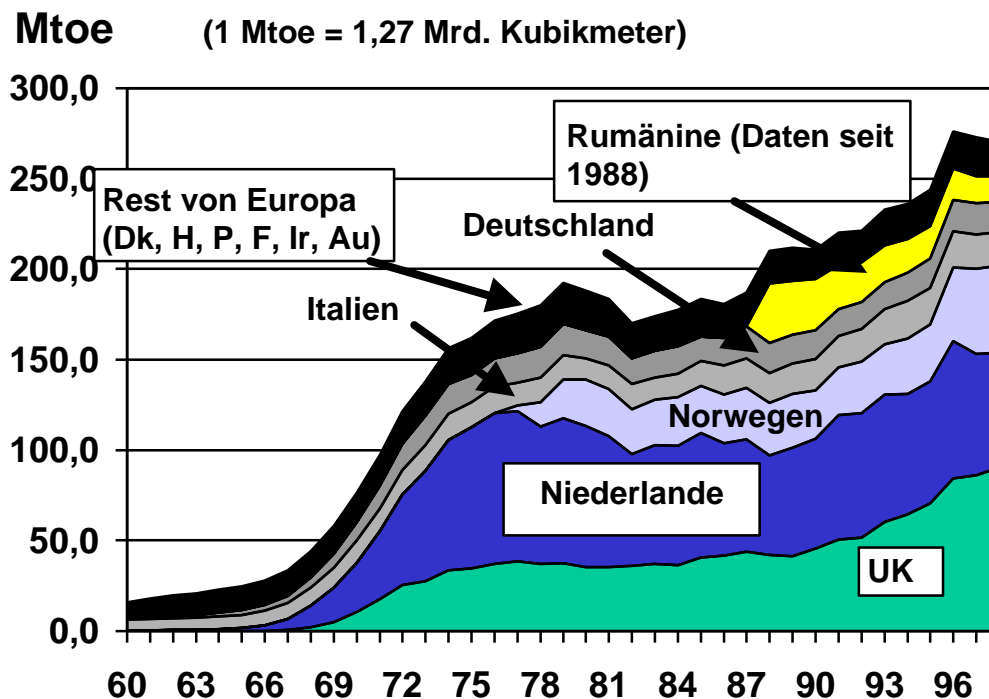


Bild 2.2.11: Europäische Gasproduktion [3, 42]

2.2.3 Produktionsprognosen

Weltweit sind noch große Erdgasreserven vorhanden, die vor allem in Rußland und im Nahen Osten (Iran) liegen. Zu deren Erschließung ist allerdings die Ausweitung der Transportkapazitäten über Pipelines und/oder über Verflüssigungsanlagen und entsprechende Terminals notwendig. Aber auch an der berichteten Größe dieser Vorkommen sind durchaus auch Zweifel berechtigt, mußte doch in jüngster Zeit die Versorgung Rußlands mit eigenem Erdgas gedrosselt werden, um bei rückläufiger Produktion die Exportverträge noch erfüllen zu können [74].

Unter der Vorgabe, daß die bald rückläufige Erdölproduktion durch Erdgas ersetzt werden wird, haben Campbell et al. eine überschlägige Produktionsprognose für Erdgas erstellt. Hierbei wurde eine EUR von 283 Tcm (= 10000 Tcf) angenommen [12]. Die entsprechende Produktionskurve ist in Abbildung 2.2.12 dargestellt. Die historischen Werte wurden BGR [8] entnommen. Ab etwa 2000 nimmt die Erdgasproduktion mit 6-7 % p.a. stark zu. Kurz vor dem Jahr 2020 wird das Produktionsmaximum erreicht. Danach ist die Produktion sehr stark rückläufig.

Dieses Szenario soll zeigen, wie schnell der Erdgasverbrauch ansteigen wird, wenn Erdöl durch Erdgas ersetzt werden muß. So z.B. nahm der Erdgasverbrauch im Jahr 1999 im Weltdurchschnitt um 2,5 % zu, wobei zehn Staaten – unter ihnen China – den Verbrauch um mehr als 10 % erhöhten und Portugal und Griechenland sogar mehr als 100 %! Aufgrund der beschriebenen zu Erdöl unterschiedlichen Charakteristik fällt nach Überschreiten des Maximums die Produktion sehr stark ab. In diesem Szenario ist es beinahe unerheblich, ob die insgesamt gewinnbaren Erdgasreserven 283 Tcm oder 400 Tcm betragen – diese würde das Maximum bei länger steigender Produktion vielleicht um 10 Jahre verschieben aber sicher nicht wesentlich mehr. Diese Skizze der künftigen Produktion soll die Vorstellung für die Dimension der Problematik wecken. Hier ist sicher noch eine ausführliche Diskussion notwendig, die außerhalb des Rahmens dieser Arbeit liegt.

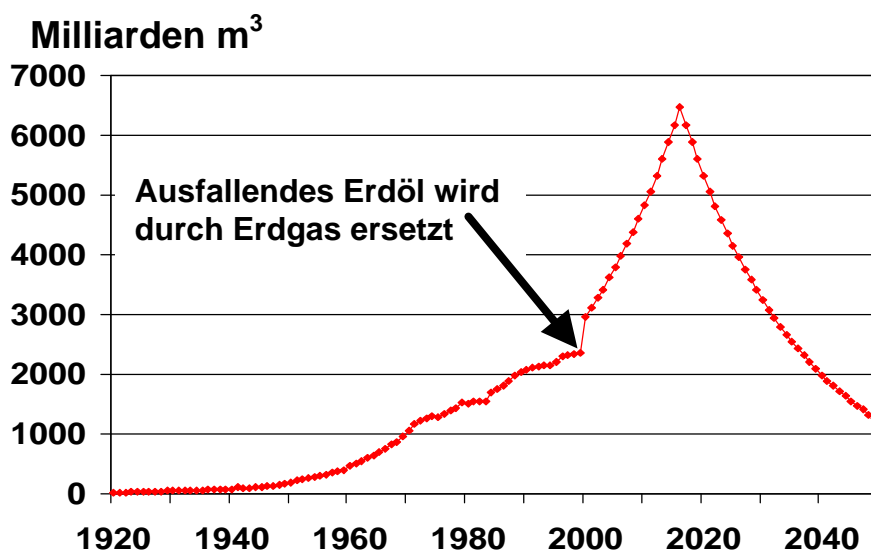


Bild 2.2.12: Skizze eines Szenarios der künftigen Erdgasproduktion, wenn Erdgas das ausfallende Erdöl ersetzen soll. Es wurde eine maximal verfügbare Erdgasreserve von 283 Tcm angenommen (historische Daten [8], Prognose [12])

Sehr viel genauere Vorstellung gibt es für die künftige Produktion der europäischen Staaten. So z.B. hat die UK offshore operators association anhand der bekannten und noch erwarteten Gasfunde für die kommenden 20 Jahre eine daraus zu erwartende Produktionsprognose erstellt [55]. Diese ist in Abbildung 2.2.13 dargestellt. Demnach wird die Erdgasproduktion innerhalb der kommenden Jahre ihren Höhepunkt überschreiten und danach sehr schnell abfallen. Es wird erwartet, daß die maximale Produktionsrate mit 110 Mrd. Kubikmeter kurz nach der

Jahrtausendwende erreicht wird. Heute beträgt die Produktion etwa 90 Mrd Kubikmeter. Bereits bis 2015 wird die Produktion auf etwa 60 Milliarden Kubikmeter zurückgehen. Dies entspricht fast einer Halbierung innerhalb von 15 Jahren.

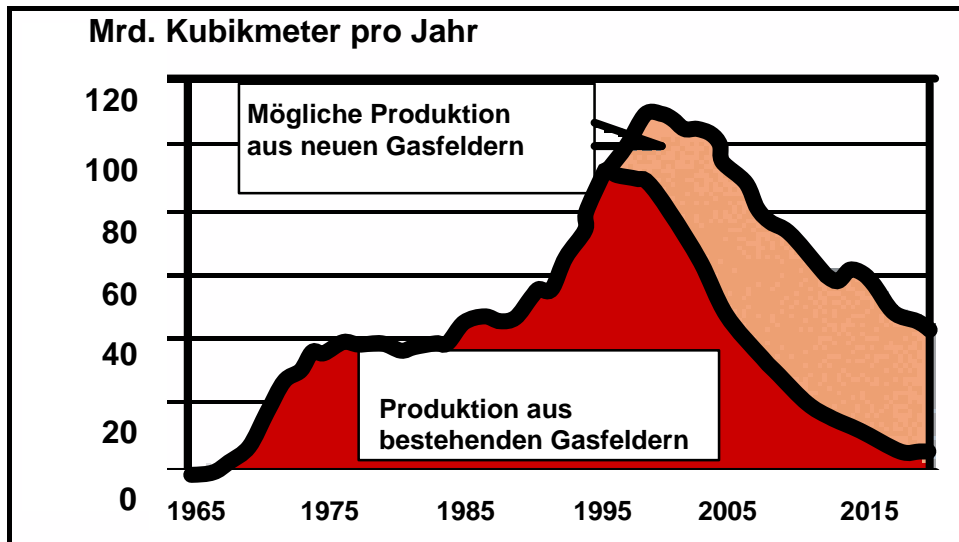


Bild 2.2.13: Erdgasproduktion UK mit UKOOA-Prognose [55]

In Holland liegt die Produktion heute bei etwas über 60 Milliarden Kubikmetern. Eine Erhöhung der Produktion scheint dort nicht mehr vorstellbar. So sieht eine Prognose der Gasunie vor, daß etwa ab dem Jahr 2005 der Gasexport schrittweise reduziert wird, so daß ab 2010 – 2012 nur noch der Eigenbedarf gedeckt wird [75]. Da diese Prognose bereits einige Jahre alt ist, muß sie in einer ausführlicheren Studie auf ihre Aktualität hin untersucht werden. Entgegen der damaligen Prognose der Gesamtproduktion von 80 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2000 liegt diese heute deutlich niedriger. Daher könnte es sein, daß dieses Erdgas bereits früher als damals erwartet nicht mehr verfügbar ist.

Um den stark steigenden Erdgasbedarf innerhalb Europas zu decken, wird die norwegische Gasproduktion zusammen mit verstärkten russischen und algerischen Gasimporten eingesetzt werden müssen. Es sind jedoch auch erhebliche Zweifel angebracht, ob dies angesichts einer heute zurückgehenden Produktion aus den großen alten Feldern in Rußland [74] und in Konkurrenz zu neuen Konsumenten aus Asien [96] und der Türkei [97] möglich sein wird.

Auch wenn Norwegen gemäß Abbildung 2.2.6 heute noch große Reserven besitzt, so werden diese bei einer Produktionsausweitung sehr schnell abnehmen. Dies läßt sich am Beispiel Großbritanniens (Abbildung 2.2.7) skizzieren. Hätte man noch 1993 aus den damals herrschenden Trends von Verbrauch und Produktion extrapoliert, so hätte man ein Problem frühestens um das Jahr 2030 gesehen. Jedoch aufgrund der Verbrauchszuwachses in den letzten zehn Jahren wird bereits um 2005 eine Problematik sichtbar. Wir erwarten, daß Norwegen das Produktionsmaximum etwa in den Jahren 2015 – 2020 erreichen wird.

2.2.4 Entwicklung der Nachfrage

Szenarien für ganz Europa unter Berücksichtigung eines Ölengpasses sind uns nicht bekannt. Hierauf sollte in einer künftigen Untersuchung ein Schwerpunkt liegen. Im Rahmen dieser Arbeit kann dies nur ansatzweise erfolgen.

Der Jahresbericht 1998 von Eurogas, der Dachorganisation der europäischen Gaswirtschaft, enthält den in Abbildung 2.2.14 dargestellten Gasversorgungsausblick [76]. Demnach wird die Produktion der EU-Staaten (zu denen Norwegen nicht gehört) etwa bis 2010 auf heutigem Niveau verlaufen und dann bis 2020 um etwa 30 % zurückgehen. Die durch bestehende Verträge abgedeckten Gasimporte werden von 130 Mrd. Kubikmeter im Jahr 1997 um 50 % auf 200 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2005 und um weitere 10 % bis 2010 zunehmen. Bis zum Jahr 2020 sind die vertraglich gesicherten Gasimporte leicht rückläufig. Etwa die Hälfte des Importzuwachses wird durch die in Bau befindliche Pipeline von der russischen Halbinsel Jamal nach Berlin abgedeckt sein. Diese hat eine Kapazität von etwa 30 Mrd. Kubikmetern pro Jahr. Inwieweit die Transportkapazität aus Nordafrika bereits ausgelastet ist, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden. Die Ausweitung des Importes von Norwegischem Erdgas bedarf jedoch der Erweiterung der Transportkapazitäten, wobei diese mit der in Bau befindlichen Pipeline NORFRA mit 14 Mrd. m³ pro Jahr Transportkapazität bereits begonnen wurde.

Etwa ab 2005 beginnend müssen zunehmend neue Erdgasimporte getätigt werden, die heute noch nicht abgesichert sind. Bis zum Jahr 2020 müssen fast 30 % des Bedarfs noch kontraktiert werden.

Wir halten es für sehr wahrscheinlich, daß Europa innerhalb der kommenden 10 – 20 Jahre an die Erdgasreserven des Nahen Ostens über eine Gasleitung angebunden wird. Allerdings muß beachtet werden, daß zunehmend auch andere Gaskonsumenten hieran Interesse zeigen werden. Daneben ist die geopolitische Dimension des Baus und Betriebs solcher transkontinentaler Pipelines nicht zu unterschätzen.

Ein konsistentes Szenario, das den ganzen Eurasischen Energieraum inklusive eines rapide zunehmenden Flüssiggasexports nach Nordamerika berücksichtigt, steht noch aus.

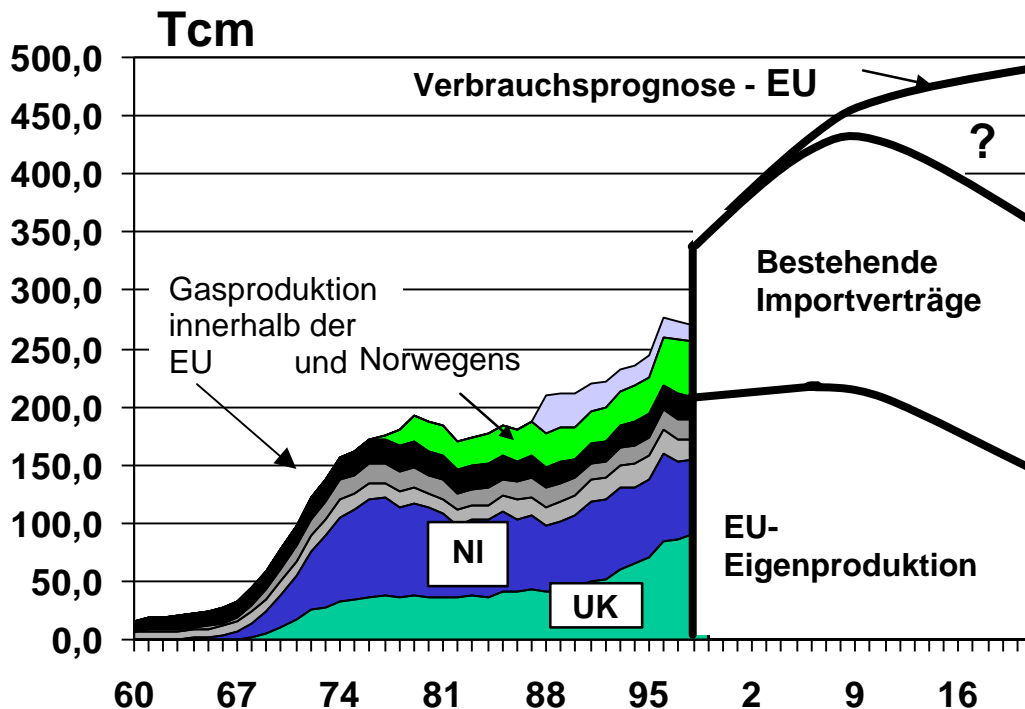


Bild 2.2.14: Erdgasbedarf und Versorgung der EU nach einer Prognose von EUROGAS [42, 76]

Zusammenfassend sei noch einmal die Situation für Europa skizziert:

- Vermutlich bis spätestens zum Jahr 2005 wird Großbritannien das Maximum der Gasproduktion überschreiten. Danach wird die Produktion rapide zurückgehen.
- In zehn Jahren wird die Produktion Großbritanniens auf höchstens 50 % der heutigen Produktion zurückfallen. Bereits im Dezember 1998 mußte England trotz einer um 3,5 % gestiegenen Gasproduktion erstmals Gas importieren, da der Bedarf noch stärker angestiegen war [54].
- In zehn Jahren wird Holland kein Gas mehr exportieren.
- Norwegen wird die Gasproduktion drastisch ausweiten. Hierzu ist jedoch der Bau neuer Transportkapazitäten erforderlich. Ob die in Bau befindliche NorFra-Pipeline mit einer Kapazität von 14 Mrd. m³ ausreicht ist, kann überschlägig nicht beurteilt werden.
- Innerhalb der nächsten zehn Jahre wird es vermutlich kein Versorgungsproblem geben.
- Innerhalb der kommenden 20 Jahre wird Norwegen vermutlich das Produktionsmaximum überschreiten. Bis zum Jahr 2020 wird die Abhängigkeit von russischen Erdgas deutlich zunehmen. Es ist jedoch keineswegs gesichert, daß Rußland diese zusätzliche Versorgung in ausreichendem Maße übernehmen kann.
- Möglicherweise wird die Anbindung Europas an die Gasfelder des Nahen Ostens eine Entspannung bringen. Hierzu sind heute jedoch keine konkreten Pläne bekannt.
- Es ist denkbar, daß die weitere Exploration des tiefen Nordatlantiks nördlich von Norwegen und westlich der Shetlandinseln neue große Gasfunde bringt. Hierüber wird man vermutlich schon in den nächsten Jahren einen besseren Überblick erhalten. Allerdings wäre diese Gasproduktion mit erheblichen Kosten verbunden.

3 Nichtkonventionelle Energieträger

3.1 Allgemeine Beschreibung: Warum nichtkonventionelle fossile Energieressourcen keinen Ausweg bieten

Neben den in Kapitel 2 dargestellten fossilen Energiereserven gibt es noch sogenannte nichtkonventionelle Energieressourcen. Oft wird angeführt, daß diese ein sehr großes Potential besitzen. Daher bräuchte man sich um die Endlichkeit von Erdöl und Erdgas keine ernsthaften Gedanken zu machen.

Es ist aber sehr viel wahrscheinlicher, daß die konventionellen Energievorräte weitgehend die maximale Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas bestimmen, als daß dem nicht so ist.

Kurz zusammengefaßt kann man sagen, dass man in der Vergangenheit immer das einfachste zuerst gemacht hat. 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
- Die Produktion kann nicht so einfach und vor allem nicht so schnell ausgeweitet werden.

Die Sichtweise vieler Ökonomen ist, daß bei steigenden Preisen ein gleitender Übergang von konventionellen, günstigen Energiereserven zu unkonventionellen Energiereserven stattfindet. Daher ist dieser Übergang nur von ökonomischen Randbedingungen abhängig. (Vereinfacht gesprochen wird hier unter einer konventionellen Energiereserve alles subsummiert, was heute wirtschaftlich gewinnbar ist). Diese Sichtweise ist vermutlich sehr stark vom konventionellen Erzbergbau geprägt: Die Erzmine mit höchster Konzentration kann zu den günstigsten Kosten erschlossen werden. Daher beginnt man mit ihr. Mit fortschreitender Förderung wird jedoch auch das in niedrigerer Konzentration angereicherte Erz im weiteren Umkreis der hohen Konzentrationen abgebaut. Diese können bei steigenden Preisen zunehmend wirtschaftlich erschlossen werden.

Dabei bestehen jedoch prinzipielle Unterschiede zur Ölförderung: Während eine Erzmine kontinuierlich in Lagerstätten mit geringerer Konzentration ausgeweitet werden kann, wird ein Ölfeld durch sprunghafte geologische Veränderungen fest begrenzt. Der Übergang zu schwerer erschließbaren Lagerstätten erfordert bei Erdöl meist den Übergang zu Ressourcen mit schlechterer Qualität und schlechterer Logistik. Schlechtere Qualität bedeutet hier vor allem den Verlust der leicht fließfähigen Substanzen und hohe Schadstoffanteile. Damit wird die Produktion deutlich erschwert. Ein Hochfahren der Produktion ist nicht so einfach wie bei konventioneller Förderung möglich.

Desweiteren werden die künftigen Gesteungskosten nichtkonventioneller Energieträger gerne auf der Basis heutiger Energiekosten berechnet. Der hohe Energieeinsatz zu ihrer Gewinnung läßt jedoch erwarten, daß diese Gesteungskosten in Zukunft eher weiter steigen werden anstatt zu sinken.

Daher läßt sich ausfallendes konventionelles Erdöl oder Erdgas nicht einfach durch schrittweise Substitution mit unkonventionellen Ressourcen ersetzen. Dem sind hier – abgesehen von der Größe und Qualität der Ressourcen – technische, ökologische und ökonomische Grenzen gesetzt. Daß bereits heute einige unkonventionelles Erdöl und Erdgas mit einigen Prozent zur Weltenergieversorgung beiträgt, darf nicht darüber hinwegtäuschen, daß diese Mengen den günstigsten unkonventionellen Ressourcen entnommen werden. Diese sind jedoch sehr begrenzt.

Einer theoretischen Betrachtung von Ressourcengrößen kommt kaum eine praktische Relevanz zu. Das Wissen darum, welche Regionen in irgendeiner Konzentration organische Materie enthalten könnten, die man theoretisch zu flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen umwandeln könnte, hat nur sehr begrenzt etwas mit der praktischen Frage zu tun, bis wann kann man welche Öl- oder Gasderivate auch fördern und als gleichwertiges Substitut von Öl und Gas dem Verbraucher verfügbar machen.

Selbst wenn große Mengen nichtkonventioneller Rohstoffe vermutet werden oder teilweise auch nachgewiesen sind, so hat deren Vorhandensein kaum einen Einfluß auf den Zeitpunkt der maximalen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas. Dieser Zeitpunkt wird durch das Produktionsmaximum der konventionellen Reserven bestimmt.

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. Seit mehr als zwanzig Jahren befassen sich Forschergruppen mit dem Nachweis von Methanhydratvorkommen. Bis heute - nach mehr als 2000 Testbohrungen - scheint noch kein einziges größeres offshore-Methanhydratvorkommen gefunden worden zu sein. Außer ungenauen Ideen gibt es auch noch kein durchdachtes technisches Förderverfahren. Ungeachtet dessen wird mit ungesicherten theoretischen Modellen auf ein vermutetes Gesamtvorkommen hochgerechnet, das die bekannten Erdgasvorräte vervielfachen würde. Hier ist es doch 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.

Dieser Widerspruch muß eingehender betrachtet werden. Bis zum Beweis des Gegenteils muß man aus heutiger Perspektive davon ausgehen, daß Methanhydrate keinen Beitrag zur Energiebedarfsdeckung leisten können.

3.2 Nichtkonventionelles Erdöl

Die Definition von konventionellem zu nichtkonventionellem Erdöl ist nicht einheitlich. Entsprechend herrschen unterschiedliche Angaben darüber, welches Öl man welchem Bereich zuordnen muß.

Nach Campbell wird als konventionelles Erdöl Öl mit einer Dichte größer als 17,5 ° API betrachtet. Davon gesondert berücksichtigt er polares Öl, das jenseits des 66 ° Breitengrades liegt und Tiefseeöl, das tiefer als 500 m liegt, als besondere Formen des nichtkonventionellen Öls [18].

Öl mit einer Dichte zwischen 10 – 17,5° API wird als Schweröl bezeichnet, jenes mit einer Dichte von 1 - 10 ° API als extra Schweres Öl.

Hiller definiert konventionelles Öl mit einer Dichte > 20 – 25 ° API. Als Schweröl wird Öl mit einer Dichte > 10°API klassifiziert, wobei die Obergrenze zu konventionellem Öl nicht scharf ist [8].

Desweiteren gelten Kondensate und Flüssiggase als nichtkonventionelles Öl. Hierbei ist allerdings ein Problem, daß deren Anteil an den Reserven eines Feldes druckabhängig ist. Daher ist es auch eine ökonomische Entscheidung, ab wann man in einem Feld von der konventionellen Förderung zur Produktion von NGL und Kondensat übergeht.

In einigen Statistiken werden diese Öle den konventionellen Reserven zugerechnet. Dies wurde in Kapitel 2.1 bereits besprochen.

Darüber hinaus gibt es Bitumen, Ölsande und Ölschiefer. Ölschiefer enthalten nur einen kleinen Anteil von Kohlenwasserstoffen, die jedoch noch nicht die Qualität von Erdöl haben. Sie sind in einer frühen Phase der Ölentstehung und beinhalten sogenanntes Kerogen. Kerogen ist ein Vorprodukt der Ölentstehung. Es muß noch durch das sogenannte „Ölfenster“. Hierbei muß unter hoher Temperatur von über 500°C Wasserstoff angelagert werden [77].

Daher eignen sich diese Stoffe nur für bestimmte thermische Verwendungen. Zur Aufbereitung zu einem Kraftstoff muß der oben skizzierte fehlende Schritt noch künstlich vollzogen werden.

Die meisten dieser Vorkommen enthalten nur geringe Konzentrationen von Erdöl [8, 78]. Darüber hinaus ist der gewinnbare Anteil an dem „oil in place“ meist sehr bescheiden. So z.B. ist die Erschließung eines größeren Vorkommens in Venezuela mit einem Ölgewinnungsfaktor von 6 – 7 % in Projektierung.

Im Rahmen dieser Arbeit kann keine Detaillierung erfolgen. In knapper Form sollen kurz wesentliche Aspekte benannt werden, die einem gleitenden Übergang von der konventionellen zur nichtkonventionellen Ölförderung hinderlich sind:

- In den meisten nichtkonventionellen Vorkommen ist der Ölgehalt äußerst gering. Dies bedeutet, daß ein bergmännischer Abbau dieser Vorkommen im Tagebau oder Tiefbau notwendig wird.

- Dabei entstehen große Mengen an Abraum. Zusätzlich ist ein großer Wasserbedarf notwendig. Das Schmutzwasser muß anschließend entsorgt werden. All dies wirft erhebliche ökologische Probleme auf.
- Die Abtrennung der Kohlenwasserstoffe vom Gestein erfolgt u.a. thermisch. Dies ist mit großem Energieaufwand, aber auch hohen direkten CO₂-Emissionen verbunden. So z.B. gibt MacDonald Kohlendioxidemissionen bei Aufbereitung und Abbrand von Ölschiefer an, die je nach Qualität 2,5 – 5,5 mal so hoch wie bei konventionellem Erdöl sind [79].
- Die Aufbereitung von Kerogen zu Erdöl erfordert einen großen Energieeinsatz. Einerseits direkt, da Temperaturen über 500°C notwendig sind. Andererseits indirekt, da Wasserstoff zur Hydrierung benötigt wird.

Hält man sich an die Definition von Hiller (Dichte von Schweröl 10° API – 20/25 °API), so stammen heute mehr als 8 % der gesamten Ölförderung aus dem nichtkonventionellen Bereich [8]. Die Produktion nutzt die günstigsten nichtkonventionellen Vorkommen. Diese sind sehr begrenzt und eine Ausweitung der Produktion kann nur sehr sehr langsam und auch dann nur zu erheblich höheren Kosten erfolgen.

Nach Hiller beträgt das Gesamtpotential (EUR) aus Schweröl-, Schwerstöl- und Ölsandvorkommen etwa 240 Mrd. t oder 1760 Mrd. Barrel [8]. Andererseits sieht er die Förderung aber nur sehr langsam anlaufen. Die heute geförderten 0,15 Mrd. Tonnen (ca. 1 Mrd Barrel) Jahresproduktion steigen langsam über 0,33 Mrd. t (2,5 Mrd. Barrel) im Jahr 2025 auf 0,76 Mrd. t (5,6 Mrd. Barrel) bis zum Jahr 2050. Das Produktionsmaximum mit ca. 2 Mrd. Tonnen (15 Mrd. Barrel) sieht er im Zeitraum 2075 – 2100. Selbst dann entspricht dies nur etwa 2/3 der heutigen konventionellen Ölproduktion.

3.3 Nichtkonventionelles Erdgas

Tiefseegas: Ähnlich der Tiefseeölförderung kann auch Tiefseegas gefördert werden. Die geologischen Voraussetzungen für dessen Entstehung sind günstiger, so daß insbesondere im Meer nördlich von Europa und Rußland (vor allem in der Barentsee) noch größere Vorkommen erwartet werden. Allerdings sind die ökonomischen Bedingungen hier deutlich ungünstiger als beim konventionellen Erdgas. Dieses Thema wurde in diesem Zusammenhang nicht eingehend untersucht und bedarf einer künftigen Beobachtung.

Flözgas: Ein sehr großes Potential liegt im Kohlegas. Im Berbbau sind die Ausgasungen bei Druckentlastung als sogenanntes Grubengas schon seit altersher bekannt. Systematisch kann dieses jedoch bereits vor der Erschließung einer Kohlemine genutzt werden. In den USA besitzt man hier die größten Erfahrungen. So entstammen etwa 6 % der dortigen Gasproduktion aus Kohleflözen. Weltweit können die möglichen Ressourcen nur sehr ungenau angegeben werden, da hier zu viele Parameter unbekannt sind. Die BGR schätzt den gewinnbaren Anteil auf etwa 92 – 212 Tcm, wovon etwa 1 – 2,5 Tcm den Reserven zugerechnet werden [8].

Gegenüber der BGR-Studie von 1995 wurde die Obergrenze aufgrund neuerer Angaben aus Kanada und China von damals 367 Tcm deutlich reduziert [81].

Unabhängig von den Ressourcen kann Flözgas nur mit kleiner Produktionsrate gewonnen werden. Hierzu muß die Kohlestruktur aufgebrochen werden, damit der Druck absinkt und das Gas entweichen kann. Dieses muß dann mit geeigneten Sonden aufgefangen werden. Kohlegas stellt heute eine Ergänzung zur Förderung von konventionellem Erdgas dar, die in größerem Umfang bereits erprobt ist.

In Aquiferen oder auch in Gestein kann sich Erdgas unter entsprechendem Druck lösen, so daß auch hierfür große Ressourcen angegeben werden. Laut BGR entfallen heute etwa 3,4 % der Gasförderung auf Erdgasreserven in dichten Gesteinen. Abschätzungen der weltweit denkbaren Ressourcen tragen einen starken spekulativen Charakter. Die BGR schätzt diese auf etwa 113 Tcm [8].

Methanhydrat: Sehr viel wird über Methanhydrat spekuliert. In der Erdgasindustrie befaßt man sich seit den 30er Jahren mit Hydraten, da diese in Pipelines bei extremen klimatischen Bedingungen entstehen können und somit den Gasdurchfluß behindern [82]. Dieses Verstopfen der Leitungen wird ein Hauptproblem beim Transport von Tiefseegas bilden. Gashydrate mit den verschiedensten Gasen sind seit über 100 Jahren entdeckt und haben in anderen technischen Zusammenhängen durchaus Relevanz [83].

Seit einigen Jahrzehnten spekuliert man auch über mögliche natürliche Gashydratvorkommen, die eine große Energieressource darstellen könnten. Aufgrund indirekter Abschätzungen wird erwartet, daß weltweit in den Meeren und in Permafrostgebieten große Methanhydratvorkommen liegen.

Insbesondere im Rahmen der Klimadiskussion stieg das Interesse an Methanhydraten. Es wird spekuliert, daß im Laufe der Klimageschichte große Methanhydratvorkommen destabilisiert wurden (z.B. bei sinkendem Meeresspiegel oder höheren Wassertemperaturen), dabei Methan in die Atmosphäre freisetzen und damit zu einer Verstärkung der Treibhauswirkung der Atmosphäre beitragen [84, 85, 86]. Heute geht die Befürchtung dahin, daß dies in naher Zukunft bei einer Erwärmung der Ozeane sich ereignen könnte [87].

Die Aussagen über die Bedeutung von Methanhydratvorkommen sind jedoch sehr widersprüchlich:

- Vor allem Kvenvolden[86] und MacDonald [80] versuchten sich in Abschätzungen der Methanhydratvorkommen. Diese stützen sich fast ausschließlich auf indirekte Indizien wie die Auswertung seismischer Meßsignale. MacDonald schätzt die Vorkommen auf etwa 650 Tcm („gas in place“). Dies entspräche einem mehrfachen der konventionellen Erdgasreserven. Kvenvolden schätzt den Kohlenstoffgehalt natürlicher Methanhydrate auf ca. 10^{19} g.
- Eine vollkommen entgegengesetzte Aussage kommt von Laherrere [88]. Er bezweifelt, daß Methanhydrat jemals in einer Konzentration gefunden wurde oder wird, die für eine technische Nutzung geeignet ist. In der Argumentation führt er an, daß alle Abschätzungen auf wilden Spekulationen über die indirekte Interpretation seismischer Signale beruhen. Im Rahmen des Deep Sea Drilling

Program (DSDP) von 1968 – 1983 wurden fast 1200 Testbohrungen, im Rahmen des Ocean Drilling Program (ODP) von 1985 bis 1998 weitere 1200 Bohrungen durchgeführt. Insgesamt wurden etwa 250 km Kernmaterial untersucht, der Meeresboden wurde auf mehrere hundert Meter Schichtdicke über eine Gesamtfläche von 360.000 km² untersucht, Kontinentale Schelfe und Abhänge von 200 – 3000 m Meerestiefe wurden über eine Fläche von insgesamt 80.000 km² untersucht.

Im Verlauf dieser Untersuchungen sind nur wenige größere Hydratvorkommen gefunden worden, wie z.B.:

- 14 cm Dicke vor Guatemala (Site 498, Log 67)
- 105 cm Dicke ebenfalls vor Guatemala (Site 570, Log 84). Dort hatte man allerdings kein Hydrat erwartet, da das seismische Signal dieses hier nicht erwarten ließ.
- 5 –14 cm Dicke (Site 997 A, Log 164), allerdings wurden in einer zweiten Bohrung 20 m entfernt (Site 997 B) kein Hydrat mehr gefunden.

Nach unserer Kenntnis wurde nach mehr als zwanzig Jahren der Suche bisher kein einziges offshore Gashydratvorkommen entdeckt, das Methan in abbauwürdiger Konzentration enthalten würde.

Laherrere resumiert, daß das BSR-Signal (Bottom Scanning Reflector [89]), das bisher als Nachweis für Hydratvorkommen interpretiert wurde, keinen Zusammenhang mit Hydraten aufweist. Dort, wo man danach suchte, fand man meist kein Hydrat. Die dieses BSR-Signal interpretierenden Abschätzungen von McDonald und Kvenvolden gehen von Methanhydratdicken aus, die teilweise mehrere hundert Meter betragen sollten.

Zur Begründung seiner Skepsis führt Laherrere an, daß zur Bildung einer größeren Methanlagerstätte mehrere geologische Voraussetzungen notwendig seien. Neben den Orten der Gasentstehung müsse das Gas auch in ein geeignetes Reservoir wandern können, um sich in abbauwürdiger Konzentration zu sammeln. Methanhydrat als feste Substanz könnte aber nicht wandern, daher kann es sich nicht in solch hohen Konzentrationen wie spekuliert ansammeln.

Auch die Theorie, daß Methan aus tieferen Schichten migrierte und dort, wo die Bedingungen geeignet waren mit Wasser zu Hydrat modifizierte, kontert er mit dem Argument, daß sich Methan im salzigen Meerwasser und unter Druck in so hohen Konzentrationen löst, daß es gar nicht in freier Form ins Meerwasser gelangt.

Als einziges größeres bekanntes Methanhydratfeld wird oft das 1964 in Sibirien entdeckte Feld Messoyakha angeführt [82, 90]. Dieses soll in der Zeit von 1970 bis 1978 Methan aus Hydrat gefördert haben. Nach Laherrere bestreitet der russische Gasexperte Ginsburg, daß dieses Gas aus Hydrat stammt [91].

Andererseits argumentieren BGR und GEOMAR [92], daß sie vor Java ein Hydratvorkommen mit mindestens 2200 km² Ausdehnung entdeckt hätten. Aus den veröffentlichten Daten kann man jedoch keine Angabe über die gemessene Schichtdicke entnehmen.

Diese widersprüchlichen Aussagen bedürfen noch der genaueren Untersuchung und Klärung. Nach heutigem Wissenstand kann man nicht davon ausgehen, daß einem 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.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In Abbildung 4.1 ist die Summe der möglichen Beiträge konventioneller und nichtkonventioneller Erdgas- und Erdölproduktion bis 2050 aufgetragen. Diese Skizze beruht auf den als möglich erachteten Förderprofilen.

Die konventionelle Ölförderung ebenso wie die konventionelle Gasförderung wurden der Studie von Petroconsultants „The World´s Oil Supply 1930 – 2050“ entnommen [12]. Der Anteil an polarem Öl (im wesentlichen ist das die Produktion in Alaska) sowie die Prognose für Tiefseeöl entstammt einer Szenariorechnung von C. Campbell in anderem Zusammenhang [22]. Hierbei wurde unterstellt, daß man heute noch in einer frühen Phase der Exploration von Tiefseeöl steht. Zu den bisher gefundenen 28 Gb wird nach dieser Prognose noch mehr als das doppelte gefunden. Nach Campbell dürfte dies ein sehr optimistisches Szenario sein. Wie man erkennt, könnte Tiefseeöl einen kurzzeitig sehr wichtigen, mittel- und langfristig jedoch unbedeutenden Beitrag liefern. Vor allem da die Tiefseeexploration mit seismischen Methoden billiger als onshore ist und klarere Informationen liefert, dürfte die Tiefseeerkundung sehr schnell voranschreiten, so daß man bald eine genauere Vorstellung von den tatsächlichen Reserven haben wird.

Für die Szenariobetrachtung wurde unterstellt, daß Erdgas kurz nach 2000 das zunehmend ausfallende Erdöl ersetzen muß. Hierbei wurde vorausgesetzt, daß dies auch reibungslos möglich ist. Daher verdoppelt sich der jährliche Produktionsanstieg gegenüber der Vergangenheit. Hieraus wird deutlich, daß einer Substitution von Erdöl durch Erdgas sehr schnell Grenzen gesetzt sind. Bereits Mitte des zweiten Jahrzehntes würde die Gasproduktion wieder aufgrund der begrenzten Reserven zurückgehen. In diesem Szenario, das ebenfalls der Studie „The World´s Oil Supply 1930 – 2050“ entnommen ist, wurde eine EUR von 283 Tcm zugrunde gelegt. Selbst wenn dieser Wert deutlich zu niedrig wäre, so würde der große Bedarf diesen Zuwachs sehr schnell auffressen, so daß das Maximum der Gasproduktion davon nur wenig beeinflusst wäre. Unterstellt man z.B., daß der Verbrauchszuwachs nicht ganz so schnell erfolgt, so dürfte das Maximum der Gasproduktion vermutlich um das Jahr 2020 oder (bei größeren Reserven) zwischen 2020 und 2030 erfolgen.

Die künftig möglichen Produktionsprofile bei unkonventionellen Öl- und Gasvorräten laufen sehr langsam an und können das Maximum der Produktion kaum hinausschieben. Die Daten für nichtkonventionelles Öl wurden der Abschätzung von Hiller [8] entnommen. Diese sind geringfügig optimistischer als die Angaben von Campbell, Laherrere und Perrodon [78]. Deren Abschätzung wurde für den Beitrag von unkonventionellem Erdgas benutzt. Dieses setzt sich im wesentlichen aus Beiträgen für Methan aus Kohleflözen, Methan aus dichten Lagerstätten und Tiefseegas zusammen. Da diese Angaben jedoch nur bis zum Jahr 2025 reichen, wurde bis 2050 der Maximalwert fortgeschrieben.

Die Darstellung soll ein Gefühl von der Größenordnung der Aufgabe vermitteln, wenn es darum geht, ausfallendes Erdöl durch andere Energieträger zu ersetzen. Selbst wenn der Produktionsanstieg bis 2010 nicht so drastisch verläuft wie hier dargestellt, und die Erdgasvorräte deutlich größer wären als von Campbell angenommen, so würde dies den Peak der maximalen Verfügbarkeit nur um 10 bis maximal 20 Jahre hinausschieben. Dies ist in der Darstellung durch die gestrichelt eingezeichnete Kurve skizziert.

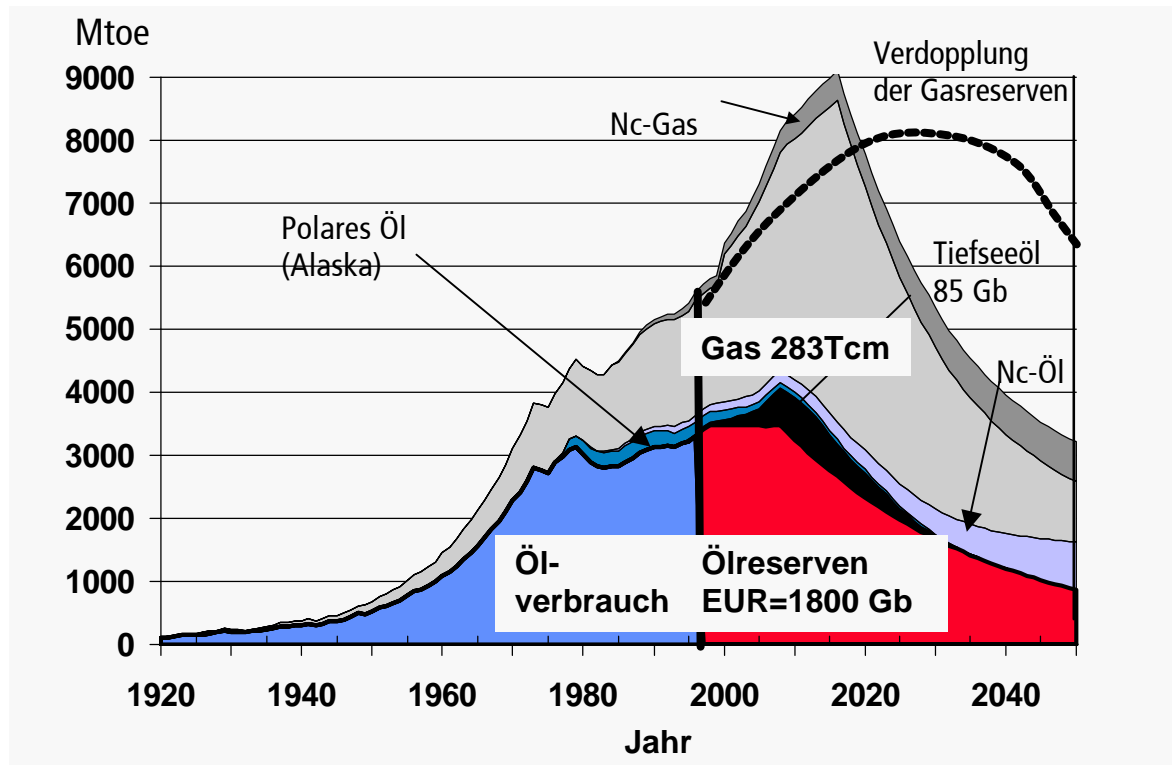


Bild 4.1: Zusammenfassende Darstellung der potentiellen Produktion von konventionellem Öl und Gas bis zum Jahr 2050. Ebenfalls eingetragen sind die möglichen Beiträge unkonventioneller Energiereserven [8, 12, 22, 78]

Ausblick:

In dieser Untersuchung wurden bestehende Trends in der Entwicklung der Erdöl- und Erdgasversorgung untersucht und dargestellt. Diese Trends lassen erkennen, daß vor allem beim Erdöl, teilweise aber auch schon beim Erdgas, starke Verfügbarkeitseinschränkungen zu erwarten sind. Vor allem die bald rückläufige Erdölproduktion zeigt, daß Gas keine langfristige Alternative bietet. Selbst wenn die Gasvorräte wesentlich größer und der Verbrauchszuwachs etwas kleiner wären als heute angenommen, so würde dies das Maximum der gemeinsamen Verfügbarkeit von Öl und Gas vom Jahr 2020 auf den Bereich 2030 – 2040 hinausschieben.

Im Rahmen der verfügbaren Zeit mußte weitgehend auf bereits vorhandenes Material zurückgegriffen werden. Dennoch konnte vieles nur beispielhaft und nicht vollständig angesprochen werden. Eine ausführliche Analyse sollte folgende Aspekte vertiefen:

- Entwicklung von Ölproduktion und Reservelage in anderen wichtigen Regionen, insbesondere der ehemaligen Sowjetunion (inkl. Kaspisee) und den OPEC-Staaten.
- Entwicklung und Analyse der bekannten Tiefseeölvorkommen.
- Genauere Untersuchung der europäischen Gasversorgung, insbesondere Erstellung eines konsistenten Bildes der künftigen Gasförderung der Europäischen Staaten.
- Entwicklung eines konsistenten Bildes der Nachfrage nach Erdgas, insbesondere unter dem Aspekt einer rückläufigen Erdölversorgung.
- Aufklärung der Widersprüche in den Aussagen zu Methanhydratvorkommen.
- Nichtkonventionelle Öl- und Gasressourcen müssen ausführlicher auf ihre Produktionsprofile hinsichtlich zeitlicher Verfügbarkeit, Kosten und vor allem umweltrelevanter Aspekte untersucht werden.
- Konsistentes Szenario des Weltbedarfs an fossilen Energieträgern und dessen Bereitstellung.

Anhang und Abkürzungen

1 Barrel Öl = 159 Liter
1 Mtoe = 7,35 Mio. Barrel Öl
1 Mtoe = 1,27 Milliarden Kubikmeter
1 tSkE = 0,67 toe
1 Tcf = 0,0283 Tcm
1 kWh = 3,6 MJ

Mtoe Millionen Tonnen Öläquivalent
tSkE Tonne Steinkohleeinheit
Tcf Billionen Kubikfuß
Tcm Billionen Kubikmeter
Gcm Milliarden Kubikmeter
KWh Kilowattstunde
KJ KiloJoule
bpd Barrel pro Tag

5. Literatur

- [1] World Oil, verschiedene Ausgaben
- [2] Oil & Gas Journal, verschiedene Ausgaben
- [3] BP Amoco Statistical Review of World Energy, verschiedene Ausgaben
- [4] US-GS, siehe z.B. im Internet unter <http://energy.er.usgs.gov>
- [5] Petroconsultants, Genf, jetzt IHS, siehe z.B. <http://www.ihsenergy.com>
- [6] Campbell, (z.B. verschiedene Artikel im Internet unter <http://www.oilcrisis.com>
- [7] Laherrere (z.B. verschiedene Artikel im Internet unter <http://www.hubbertypeak.com/laherrere>)
- [8] BGR-Definition der Reserven, Seite 5
- [9] Petrodata Ltd., siehe z.B. <http://www.petrodata.com>
- [10] The coming oil crisis, C.J. Campbell, 1998, Seite 67
- [11] siehe z.B. Future Sources of crude oil supply and quality considerations, J.H. Laherrere, siehe unter <http://www.oilcrisis.com/laherrere/supply.htm>
- [12] The world's oil supply 1930-2050, C.J. Campbell, J.H. Laherrere, Petroconsultants, 1996
- [13] Campbell, the imminent peak of world oil production, Rede vor dem Britischen Unterhaus am 7.7.1999, siehe unter <http://www.oilcrisis.com/campbell/commons.htm>
- [14] Siehe z.B. A European View of Oil reserves, C.J. Campbell, Hubbert Newsletter No. 97/2 (<http://hubbertypeak.mines.edu/news/v97n2/mkh-new3.html>)
- [15] Oil Reserves and Semantics, L.F. Ivanhoe, Hubbert Newsletter No. 96/1 (<http://hubbertypeak.mines.edu/news/v96n1/mkh-new1.html>)
- [16] Proving the unprovable, C.J. Campbell, Petroleum Economist, May 1995, Seite 27-30
- [17] Classification of oil reserves and resources in the former Soviet Union, e.M. Khalimov, AAPG bull. 77/9, Seite 1636 zitiert in [14] und [19]
- [18] The world oil production forecast, C.J. Campbell, Tomorrow's oil, Februar 2000
- [19] Upstream potential of the Middle East in the world context, J. H. Laherrere, Beitrag auf der „Oil and Gas Project Finance in the Middle East“, IBC Dubai, 12-13. März 1996
- [20] Oil Prospects in the Middle East and the future of oil market; F. Barkeshli, Oxford Energia Forum 26, 10-11, 1996, zitiert in [14]
- [21] siehe Ref. [8], Seite 12
- [22] C.J. Campbell, persönliche Mitteilung, August 1999 und März 2000; Bei Dr. Campbell möchten wir uns besonders für viele intensive Diskussionen bedanken, in denen er uns seine aus der praktischen Erfahrung als Explorateur und theoretischen Analyse als Berater gewonnene Sichtweise näher brachte.
- [23] Reserve Growth: Technological Progress, or Bad Arithmetic? J.H. Laherrere, Geopolitics of Energy Issue No. 4, April 1999, Seite 7-16, siehe auch <http://www.dieoff.org/page176.htm>
- [24] The World's gas potential, J.H. Laherrere, A. Perrodon, C.J. Campbell, Petroconsultants, Juli 1996
- [25] World Petroleum Assessment and Analysis, C.D. Masters, E.D. Attanasi, D.H. Root, Proceedings 14th World Petroleum Congress, Stavanger, Norwegen, 1994, John Wiley&Sons,
- [26] USGS Reassesses the Potential World Petroleum Resources: Oil estimates up, gas down, Presseerklärung der USGS und des US-DoE vom 22.3.2000

- [27] Deepwater oil – the end of the end game, C.J. Campbell, Hubbert Center Newsletter No. 99/4-1, Oktober 1999, siehe http://hubbert.mines.edu/news/v99n4/Campbell-DeLuca_99-4.pdf
- [28] zitiert nach Laherrere, Ref. [29]
- [29] Quels sont les problemes quand on parle de reserves? J.H. Laherrere, Conference AFTP 31. März 1999, „Estimation des reserves et reduction de l'incertitude“, Petrole et Techniques n° 423 Nov./Dez. 1999, Seite 37-47, siehe auch <http://www.oilcrisis.com/laherrere>
- [30] Development of the oil and gas resources of the United Kingdom 1999, (The Brown Book), Department of Trade and Industry, 1999
- [31] Norwegian Petroleum Activity, The Royal Ministry of Petroleum and Energy, 1999
- [32] The world's deepwater report 2000-2004, Infield Systems, siehe auch http://www.deepwater.co.uk/Deepwater_report.htm
- [33] Operator Budgets leaving little for frontier exploration: Are the frontiers dead?, M. DeLuca, Hubbert Newsletter No. 99/4-2, siehe auch http://hubbert.mines.edu/news/v99n4/Campbell-DeLuca_99-4.pdf
- [34] The world's non-conventional oil and gas, A. Perrodon, J.H. Laherrere, C.J. Campbell, Petroleum Economist, März 1998
- [35] Deep Water Resources, C.J. Campbell, in „The Deep Water Rig Market: 1995-2010“, Herausgeber Petrodata Ltd, Februar 2000
- [36] Bloomberg Energy News, September 1998,
- [37] The end of cheap oil, C.J. Campbell, J.H. Laherrere, Scientific American, März 1998, Seite 60-65
- [38] US-Department of Energy, Energy Information Administration, siehe
- [39] Texas Railroad Commission, siehe
- [40] Alaska Oil and Gas Commission, siehe
- [41] Top twenty oil fields, Texas Railroad Commission, siehe auch <http://...>
- [42] OECD Energy Statistics and Balances, OECD Paris
- [43] The Impact of Declining Major North Sea Oil Fields upon Future North Sea Production, R. Blanchard, Januar 2000, siehe auch <http://www.oilcrisis.com/blanchard/>
- [44] UK sector of the northern North Sea Oil fields in production: 1975-1996, Scottish Economic Bulletin, siehe <http://www.official-documents.co.uk/document/scotoff/seb/sect6.htm>
- [45] Country Analysis: Syrien, US-Department of Energy, Energy Information Administration, siehe <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/syria.html>
- [46] Future World Oil Supplies, K. Hiller, Erdöl – Erdgas – Kohle, September 1997, Seite 1 - 4
- [47] The Royal Ministry of Petroleum and Energy, siehe <http://odin.dep.no/oed/publ>
- [48] Top Producing Oil and Gas Fields Based on 1997 Production, Texas Railroad Commission, siehe <http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/activity/topprod.html>
- [49] Revitalization of the Yates Field Through Unique Technologies, Texas Railroad Commission, <http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/activity/yates/yates.html>
- [50] ACTI Texas Oil & Gas Production, Texas Railroad Commission, <http://driller.rrc.state.tx.us/cgi-bin/WebObjects/acti>
- [51] TEXAS TOP PRODUCING OIL FIELDS (1997): Yates Field, Texas Railroad Commission, <http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/activity/yates.html>
- [52] Oil, the Dwindling Treasure, M. King Hubbert, National Geographic, Juni 1974. Zitiert in <http://www.oilcrisis.com/hubbert/>

- [53] The Global 2000 Report to the President, deutsche Ausgabe „Global 2000 – Der Bericht an den Präsidenten, Herausgeber der dt. Ausgabe Reinhard Kaiser, Zweitausendeins, Frankfurt 1980
- [54] Country Analysis: North Sea, US-Department of Energy, Energy Information Administration, November 1999, siehe <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/northsea.html>
- [55] Britain's Offshore Oil and Gas, United Kingdom Offshore Operators Association, 7.11.98, siehe <http://www.ukooa.co.uk>
- [56] Siehe z.B. Editorial von Worldoil 10/99
- [57] World Energy Outlook 1998, Internationale Energieagentur, Paris, 1998
- [58] The next oil shock? D. Fleming, Prospect, April 1999, Seite 12-13
- [59] Perspectives on the Future of Oil, R.W. Bentley, R.H. Booth, J.D. Burton
- [60] Oil giants in Saudi Arabia talks, Reuters Meldung vom 24. April 2000 01:44GMT
- [61] Oil & Gas Journal's Upstream, 13. März 2000
- [62] The myths of spare capacity, Editorial im Oil & Gas Journal, 20. März 2000
- [63] Oil Supply: The Crunch has arrived, B. Fleay, 13. März 2000, siehe unter <http://www.oilcrisis.com/fleay/crunch.htm>
- [64] Verschiedene Pressemitteilungen der Nachrichtensender Reuters, PR Newswire, Associated Press, Bloomberg aus der Zeit von Mitte Februar bis Anfang März; siehe z.B. unter <http://biz.yahoo.com> oder www.bloomberg.com/energy
- [65] US Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 1998 Annual Report, Kapitel 4. Natural Gas Statistics, US Department of Energy, Energy Information Administration, 1999, siehe auch http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/crude_oil_natural_gas_reserves/current/pdf/ch4.pdf
- [66] US Oil and Gas Reserves by year of field discovery, US DOE/EIA-0534, US-Department of Energy, Energy Information Administration, August 1990
- [67] Gas Update – An imminent supply crisis, Goldman Sachs Investment Research Report vom 28. April 1999
- [68] Texas Natural Gas Industry Statistics, Texas Railroad Commission, siehe <http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/information-data/stats/gindstat.html>
- [69] Oil and Gas in the Netherlands, Exploration and Production 1997, siehe auch <http://info.minez.nl/nota/olieengas1997/engels/og1997en.htm>
- [70] UKOOA- Towards 2020
- [71] Texas Natural Gas Production and Well counts 1932-1999, Texas Railroad Commission, <http://www.rrc.state.tx.us/divisions/og/information-data/stats/ogisgpwc.html>
- [72] The Domestic Natural Gas Status, J.P. Riva, Report for Congress, Juni 1995, siehe auch <http://www.cnie.org/nle/eng-1.html>
- [73] US Conventional Wisdom and Natural Gas, J.P. Riva, Hubbert Newsletter No. 97/3, siehe auch <http://hubbert.mines.edu/news/v97n3/mkh-new4.html>
- [74] Gazprom set to reduce supplies, A. Ostrovsky, Financial Times vom 23. April 2000
- [75] Gasmarketing plan, Gasunie, Groningen 1991, zitiert in „Methane emissions due to oil and natural gas operations in The Netherlands, TNO, Juni 1995
- [76] EUROGAS, Jahresbericht 1998, siehe auch unter <http://www.eurogas.org>
- [77] SHALE OIL--THE ELUSIVE ENERGY, W. Youngquist, Hubbert Newsletter No. 98/4, siehe <http://hubbert.mines.edu/news/v98n4/Youngquist.html>

- [78] The world's non-conventional oil and gas, A. Perrodon, J.H. Laherrere, C.J. Campbell, Petroleum Economist, März 1998
- [79] The long-term impacts of increasing atmospheric carbon dioxide levels, G. MacDonald, Cambridge, Mass. Ballinger, zitiert in [80]
- [80] Methane as a future resource, G. MacDonald, in Annual Review of Energy, vol.15, 1990, Seite 53-83
- [81] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995, Hannover, Mai 1995
- [82] Clathrate Hydrates of Natural Gases, E.D. Sloan, 2.te Auflage, Marcel Dekker, New York, 1998
- [83] Gashydrate in der Klimatechnik, W. Zittel, Studie im Industrieauftrag, LB-Systemtechnik, Oktober 1999
- [84] Geological methane as a source for post-glacial CO₂ increases: The hydrocarbon pump hypothesis, C. Loehle, Geophysical Research Letters, vol. 20, No. 14, 23. Juli 1993, Seite 1415-1418
- [85] Methane hydrates and global climate, K.A. Kvenvolden, Global Biogeochemical Cycles, vol. 2, No. 3, September 1988, Seite 221-229
- [86] Gas Hydrates – Geological Perspective and Global Change, K.A. Kvenvolden, Reviews of Geophysics, 31, 2, Mai 1993, Seite 173-187
- [87] Role of Methane clathrates in past and future climates, G. MacDonald, Climate Change vol. 16, 1990, Seite 247-281
- [88] Oceanic Hydrates: An elusive resource, J.H. Laherrere, zur Veröffentlichung eingereicht, März 2000
- [89] Velocity Structure of a Gas Hydrate Reflector, S.C. Singh, T. A. Minshull, G.D. Spence, Science vol. 260, 9. April 1993, Seite 204-207
- [90] Hydrates of Hydrocarbon, Y.E: Makogon, Pennwell Books, Tulsa, 1997
- [91] Challenging the presence of hydrates in the Messoyaka pool, G. Ginsburg, Amer. Assoc. Petrol. Geol. 77/9, 1993, Seite 162
- [92] Gashydrate im Indischen Ozean vor Java nachgewiesen, Pressemitteilung der BGR vom 17.2.1999
- [93] Distribution and evolution of „recovery factor“, J.H. Laherrere, Vortrag bei der Internationalen Energieagentur am 11. November 1997
- [94] Oilworld, siehe <http://oilworld.com>
- [95] Few Countries can Increase Oil Production, M. Robinson, Reutersmeldung vom 25. 2.2000 11:18AM ET
- [96] Chinas Jiang to visit Turkmenistan in May, Reuters Meldung vom 14.April 2000
- [97] Turkey says Russia not rival for Turkmen gas, Reuters Meldung vom 28. März 2000
- [98] Oil consortium OKIOC reportedly to announce major Caspian sea discovery, Worldoil vom 9.7.2000
- [99] Kazakh oil find exceeds 15 bln barrels, Reutersmeldung vom 4.7.2000
- [100] Kazakhoil says Caspian oilfield has up to 50 bln bls, Reutersmeldung vom 4.7.2000
- [101] Doubts over Caspian oil find, Financial Times News vom 4.7.2000
- [102] Oil and Gas Index, No. 209. The Royal Bank of Scotland, June 2000