

Wolfgang E. Schollnberger

Gedanken über die Kohlenwasserstoffreserven der Erde Wie lange können sie vorhalten?

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung

Summary

1. Einleitung
2. Die Endausbeute an Kohlenwasserstoffen
 - 2.1 Datenquellen
 - 2.2 Umrechnungsfaktoren
 - 2.3 Bisher produzierte Mengen
 - 2.4 Nachgewiesene Reserven
 - 2.4.1 Angabe nachgewiesener Reserven seitens der Unternehmen
 - 2.4.2 Angabe nachgewiesener Reserven seitens der einzelnen Staaten
 - 2.4.3 Definition nachgewiesener Reserven nach SPE-Richtlinien
 - 2.4.4 Nachgewiesene Reserven
 - 2.5 Unentdeckte Kohlenwasserstoffreserven
 - 2.5.1 Feldwachstum
 - 2.5.2 Noch unentdeckte Reserven
 - 2.6 Endausbeute
3. Wie lange werden unsere Kohlenwasserstoffreserven ausreichen?
 - 3.1 Welche Aussagekraft hat die R/P-Kennzahl?
 - 3.2 Das Hubbert-Profil
 - 3.3 Kohlenwasserstoffe und ihre gegenwärtigen Nutzungsbereiche
 - 3.4 Szenarien für die zukünftige Reservenentwicklung
 - 3.4.1 „Erdöl, Erdgas über alles“
 - 3.4.2 „Grün, Grün nur du allein“
 - 3.4.3 „Energie-Potpourri“
4. Schlußbemerkung
5. Danksagung
6. Literaturverzeichnis

Zusammenfassung

Die Weltwirtschaft ist in hohem Grade auf Kohlenwasserstoffe als Energiequelle und Grundstoff angewiesen. Erdöl und Erdgas decken 60 % des gesamten Energiebedarfs. Ohne Kohlenwasserstoffe wären unsere heutigen Transportsysteme zu Land, am Wasser und in der Luft undenkbar. Sie dienen als wertvolle Rohstoffe für die Industrie und als Grundstoff für eine erstaunlich breite Palette an Gütern des täglichen Gebrauchs. Wie lange die bereits bekannten und noch unentdeckten Kohlenwasserstoffreserven noch vorhalten können, ist somit eine Frage von weitreichender Bedeutung für die gesamte Menschheit.

Mit 1. 1. 1997:

- beläuft sich die **bisherige Kohlenwasserstoffproduktion** auf 158 Gt Öläquivalent (Gt/OE), davon 107 Gt (790 G-Barrel) Erdöl und 51 Gt/OE ($56.630 \text{ Gm}^3 = 2.000 \text{ Tft}^3$) Erdgas;
- betragen die **nachgewiesenen Reserven** 280 Gt/OE, davon 150 Gt (1.100 G-Barrel) Erdöl und 130 Gt/OE ($144.400 \text{ Gm}^3 = 5.100 \text{ Tft}^3$) Erdgas;
- wird der auf **Feldwachstum** zurückzuführende Zuwachs bei den Reserven auf 70 Gt/OE geschätzt, davon 54 Gt (400 G-Barrel) Erdöl und 16 Gt/OE ($16.990 \text{ Gm}^3 = 600 \text{ Tft}^3$) Erdgas;
- werden die **noch unentdeckten Reserven** an Kohlenwasserstoffen auf 292 Gt/OE geschätzt, davon 137 Gt (1.010 G-Barrel) Erdöl und 155 Gt/OE ($172.730 \text{ Gm}^3 = 6.100 \text{ Tft}^3$) Erdgas.

Die weltweite **Endausbeute an Kohlenwasserstoffen** (Produzierte Menge+nachgewiesene Reserven+Feldwachstum+noch unentdeckte Reserven) wird auf 800 Gt/OE (448 Gt bzw. 3.300 G-Barrel Erdöl und 352 Gt/OE bzw. $390.775 \text{ Gm}^3 = 13.800 \text{ Tft}^3$ Erdgas) geschätzt.

Reserven, Feldwachstum, noch unentdeckte Reserven und Endausbeute sind jeweils veränderbare Größen, deren weitere Entwicklung vom technologischen Fortschritt und Änderungen in den wirtschaftlichen, sozialen und politischen Rahmenbedingungen abhängt. Zur Illustration der von heute bis zum 1. Jänner 2101 möglichen Entwicklungen haben wir drei Szenarien gezeichnet: eines mit hohem Kohlenwasserstoffverbrauch („Erdöl, Erdgas über alles“); eines mit niedrigem Verbrauch und dem Ende des Verbrennungsmotors („Grün, grün nur du allein“) und eines mit dazwischenliegendem Verbrauch an Kohlenwasserstoffen und stark zunehmender Bedeutung anderer Energiequellen („Energie-Potpourri“).

Wir gehen von der Annahme aus, daß der wirtschaftliche Anreiz für die Aufsuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen wesentlich von der Nachfrage abhängt und der Umfang der letztlich nutzbar gemachten Kohlenwasserstoffreserven damit von marktwirtschaftlichen Gesetzmäßigkeiten bestimmt wird. Demgemäß ist zu erwarten, daß sich zum 1. Jänner 2101 die Gesamtproduktion an Kohlenwasserstoffen unter dem Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“ auf 1.015 Gt/OE und die Endausbeute auf 1.645 Gt/OE beläuft. Demgegenüber steht unter dem Szenario „Grün, Grün nur du allein“ eine Gesamtproduktion

von 507 Gt/OE und eine Endausbeute von 705 Gt/OE zu erwarten. Die Vergleichskennzahlen für das Szenario „Energie-Potpourri“ liegen bei 771 Gt/OE Gesamtproduktion und 1.190 Gt/OE Endausbeute.

In allen drei Szenarien reichen die Kohlenwasserstoffreserven bis weit in das 22. Jahrhundert. Die Produktion von Erdöl und Erdgas wird letztlich auch nicht auf Grund fehlender Reserven zurückgehen, sondern durch das Auftauchen wettbewerbsfähiger alternativer Energiequellen und Rohstoffe auf den Märkten bzw. durch den politischen Willen, den Einsatz von Kohlenwasserstoffen zu beschränken. Die Frage ist also nicht, wie lange die vorhandenen Lagerstätteninhalte noch ausreichen werden, sondern in welchem Ausmaß wir sie nutzen wollen.

Summary

The world economy is highly dependent on the availability of large amounts of hydrocarbons. Oil and natural gas make up about 60 % of all energy traded. Transportation as we know it on land, on water and in the air would be unthinkable without hydrocarbons. Oil and natural gas are also valued raw materials for a thriving petrochemical industry which converts them into a dazzling array of products for our daily life. How long the known hydrocarbon reserves and the yet to be discovered resources will last is a question of paramount importance for humankind.

As per 1. 1. 1997:

- *hydrocarbons produced* so far are 158 Gt Oil Equivalent (OE), with 107 Gt (790 G barrels) being oil, and 51 Gt/OE (56,630 Gm³=2,000 Tcuft.) natural gas;
- *proven reserves* are 280 Gt/OE, with 150 Gt (1,100 G barrels) being oil and 130 Gt/OE (144,400 Gm³=5,100 Tcuft.) natural gas;
- *field growth* is estimated to contribute additional reserves of 70 Gt/OE, made up of 54 Gt (400 G barrels) oil and 16 Gt/OE (16,990 Gm³=600 Tcuft.) natural gas;
- the *undiscovered resources* of hydrocarbons are estimated to be 292 Gt/OE, made up of 137 Gt (1,010 barrels) oil and 155 Gt/OE (172,730 Gm³=6,100 T/cuft.) natural gas.

The worldwide *Ultimate Recovery* of hydrocarbons (Produced+Proven Reserves+Field Growth+Undiscovered Resources) is estimated at 800 Gt/OE with 448 Gt (3,300 G barrels) being oil and 352 Gt/OE (390,775 Gm³=13,800 Tcuft.) natural gas.

Reserves, field growth, undiscovered resources and the ultimate recovery may change in future, depending on technology advances and on changes in economic, social and political framework conditions. In order to illustrate what these changes may look like between now and January 1, 2101, we created three scenarios. A high demand scenario “Another Century of Petroleum” (“Erdöl, Erdgas über alles”); a low demand scenario “The End of the Internal Combustion

tion Engine" ("Grün, Grün nur du allein"); and a scenario characterized by intermediate demand and increasing importance of other energy resources, "Energy Mix" ("Energie Potpourri").

We assume that the higher the demand for hydrocarbons is, the more economically attractive it will become to look for new resources and to produce them. Consequently, on January 1, 2101, the cumulative production of hydrocarbons may be speculated to stand at 1,015 Gt/OE and ultimate recovery at 1,645 Gt/OE, under the scenario "Another Century of Petroleum". Under the scenario "The End of the Internal Combustion Engine", we speculate the cumulative hydrocarbon production to be at 507 Gt/OE and ultimate recovery at 705 Gt/OE; and under the scenario, "Energy Mix", we estimate the cumulative production at 771 Gt/OE and the ultimate recovery at 1,190 Gt/OE.

Under all three scenarios, existing reserves and undiscovered resources are large enough to meet the demand for hydrocarbons well into the 22nd century. In fact, ultimately hydrocarbon production will not diminish as a consequence of the physical lack of hydrocarbons, but rather due to price competition by alternative sources of energy and raw materials and the political will to curb the use of hydrocarbons. The question therefore is not, how long our hydrocarbon resources will last, but to what extent we want to use them.

1. Einleitung

Wir Menschen verwenden Kohlenwasserstoffe (Erdöl und Erdgas) schon seit den Anfängen der Zivilisation. Asphalt wurde in Mesopotamien aufgrund seiner Klebrigkeit schon vor 5500 Jahren beim Bau von Ziegelmauern eingesetzt, seine wasserabstoßende Eigenschaft wurde beim Abdichten von Schiffswänden und beim Auskleiden von Wasserkanälen genutzt. Die Sumerer verwendeten Teer bei der Herstellung ihrer Mosaik. Öl und Gas dienen schon seit langem für die Erzeugung von Wärme und Licht.

In der zweiten Hälfte des neunzehnten Jahrhunderts führten verbesserte Raffinationsmethoden und vor allem die Erfindung des Verbrennungsmotors durch Nikolaus Otto im Jahr 1874 bzw. dessen Verbesserung durch Carl Benz im Jahr 1882 zu einer bedeutenden Ausweitung des Einsatzes von Kohlenwasserstoffen. Der erhöhte Bedarf erforderte eine systematischere Vorgangsweise bei der Suche nach neuen Ölvorkommen. Am 3. Jänner 1901 erschloß der gebürtige Österreicher **Anthony Lucas (Anton Luchich)** das legendäre, in der Nähe von Beaumont, Texas, gelegene Spindletop-Feld mit Hilfe einer Drehbohrvorrichtung. Die neue Bohrtechnologie, die Lucas von den Erfahrungen abgeleitet hatte, die er in seiner Tätigkeit als Ingenieur in der k. u. k. Österreichisch-Ungarischen Marine gewonnen hatte, erwies sich als ein bedeutender technologischer Durchbruch. Vor Lucas mußte mit Schlagbohrreinrichtungen gearbeitet werden. Was aber der Spindletop-Fundbohrung noch größere Bedeutung verlieh, war ihr Tagesausstoß von über 14.000 t Öl und Gas. Damit war der Beweis erbracht, daß mittels Sonden große Mengen an Kohlenwasserstoff gewonnen

werden konnten und eine **zuverlässige und ausreichende Versorgung mit Erdöl und Erdgas** somit möglich war. Das Spindletop-Feld produziert auch heute noch!

Mit Spindletop war der Weg frei für den ständig zunehmenden Einsatz von Erdöl und Erdgas zur Energieerzeugung und als Rohstoff. Innerhalb weniger Jahrzehnte wurden die Kohlenwasserstoffe zum eigentlichen Lebensquell der weltweiten Wirtschaftsentwicklung. Sie dienten zunächst als Ersatz für Waldfischöl und Holz, später für Kohle als Rohstoffquelle, bildeten aber auch die Basis für die Entwicklung einer Vielzahl neuer Märkte. Damit wurde das zwanzigste Jahrhundert zum „**Jahrhundert der Kohlenwasserstoffe**“, von deren ausreichender Verfügbarkeit mittlerweile das Wohlergehen eines Großteils der Weltbevölkerung abhängt. Stellen wir uns den **plötzlichen** Wegfall von Erdöl und Erdgas aus dem Gefüge der heutigen Weltwirtschaft vor, ohne daß ein kostenmäßig gleichwertiger Ersatz zur Verfügung stünde! Dies hätte äußerst dramatische Auswirkungen auf die Lebensqualität der meisten Menschen und müßte zum Zerfall der weltweiten Sozialstrukturen führen.

Heute, zu Ende des zwanzigsten Jahrhunderts werden im Energiebereich über 60 Prozent des Gesamtbedarfs durch Erdöl und Erdgas gedeckt, der jährliche Verbrauch an Kohlenwasserstoffen ist weltweit höher denn je und die Tendenz stark steigend. Wir wissen, daß die Kohlenwasserstoffreserven der Welt sehr umfangreich, letztlich aber begrenzt sind. Zwar sorgen geologische Vorgänge für eine ständige Neubildung von Öl und Gas in der Erdkruste, doch können diese langsam fortschreitenden Prozesse die von der Menschheit gegenwärtig geförderten Mengen langfristig nicht ersetzen. Gleichzeitig wächst unsere Sorge um die Umwelt und die durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehenden Auswirkungen auf das globale Klima. Vor der Wende zu einem neuen Jahrtausend stellen sich uns nun einige fundamental bedeutende Fragen: Wieviel Erdöl und Erdgas kann noch gefördert werden? Welche Auswirkungen haben umweltbezogene Bedenken auf den Verbrauch von Erdöl und Erdgas? Wie lange werden die Kohlenwasserstoffreserven noch vorhalten? Werden die Kohlenwasserstoffe unser Leben durch weitere Jahrhunderte dominieren?

Die Fragen sind klar und einfach, die Antworten dagegen nicht. Sowohl die Fragen als auch die Antworten haben wirtschaftlich und politisch brisante Implikationen und werfen zahlreiche weitere Fragen auf. Wir wollen in dieser Studie dennoch versuchen, ein realistisches Bild der Kohlenwasserstoffreserven der Welt zu zeichnen und die Frage nach deren weiteren Entwicklung zu beantworten. Grundsätzlich ist unser Ansatz ein pragmatischer. In manchen Fällen sind wir zu spekulativen Annahmen gezwungen, jedoch werden die eben gestellten Fragen aus heutiger Perspektive und mit dem uns heute zur Verfügung stehenden Wissen beantwortet. Wir hoffen, daß wir dadurch einen über die Fachwelt hinausreichenden Leserkreis ansprechen und gleichzeitig die Basis für eine exaktere und wissenschaftlich besser quantifizierbare Argumentation legen können.

Dem interessierten Leser möchten wir die folgenden deutschsprachigen Übersichtswerke empfehlen: „Erdöl und Erdgas in Österreich“ (F. BRIX und O. SCHULTZ, 1993) sowie „Das Buch vom Erdöl“ (Deutsche BP, 1989). Einen ausge-

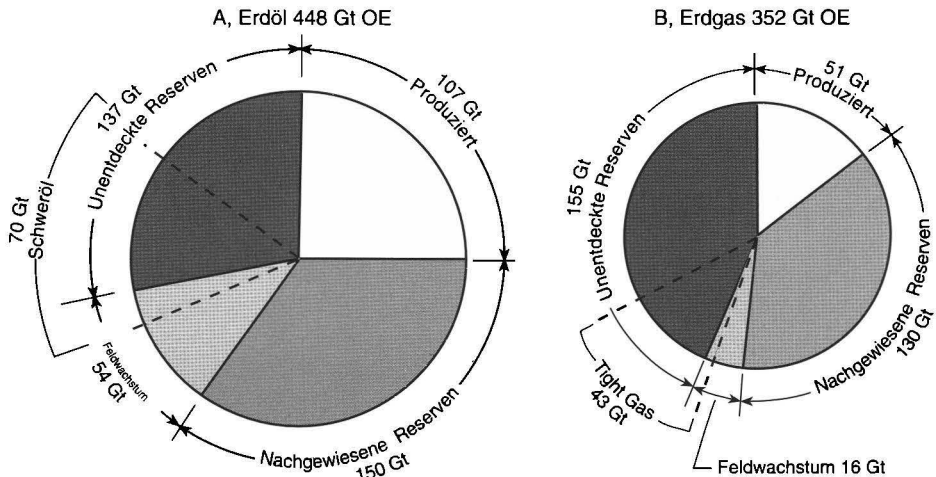
zeichneten synoptischen Überblick über den neuesten Stand der Aufsuchungs- und Produktionsmethoden für Erdöl und Erdgas gibt J. Hieblinger in seinem kürzlich erschienenen Werk. In der vorliegenden Arbeit wird auf Aufsuchungs- und Produktionsmethoden nur in einer die obengenannten Werke ergänzenden Weise eingegangen.

2. Die Endausbeute an Kohlenwasserstoffen

Ein Bild der letztlich aus der Erdkruste gewinnbaren Menge an Erdöl und Erdgas – der Endausbeute an Kohlenwasserstoffen – wird gewonnen durch Addition:

- der *bereits produzierten Menge* an Erdöl und Erdgas (production)
- der *nachgewiesenen Reserven* (proven reserves)
- des *Feldwachstums* (field growth) und
- der noch *unentdeckten Reserven* (undiscovered resources) an Erdgas und Erdöl (Abb. 1).

In der Folge soll jede dieser vier die Endausbeute ergebenden Komponenten getrennt untersucht werden. Vom World Petroleum Congress vorgeschlagene Begriffe wie „wahrscheinliche“ oder „mögliche“ Reserven werden von uns nicht verwendet, da entsprechende Daten nur für einige Staaten, nicht aber weltweit zur Verfügung stehen.



Anmerkung: Produziert + Nachgew. Reserven + Feldwachstum + Unentdeckte Reserven = Endausbeute

Abb. 1: Die voraussichtliche Endausbeute an Kohlenwasserstoffen nach ihrer Zusammensetzung, Stand 1. 1. 1997 (Gas in Gigatonnen Öläquivalent = Gt/OE)

2.1 Datenquellen

Öffentlich zugängliche Datenquellen, aus denen wir Informationen über die bereits produzierte Menge an Erdöl und Erdgas und nachgewiesene Reserven beziehen können, sind das „Oil and Gas Journal“ (OGJ) und die Fachzeitschrift „World Oil“, wo die diese Zahlen jährlich im Dezember bzw. im August auf den neuesten Stand gebracht werden. In diesen Zeitschriften finden sich die weltweit vorhandenen Daten nach Ländern gegliedert.

Das in Buchform und im Internet (<http://www.bp.com/bpstats>) jährlich erscheinende Statistical Review of World Energy (British Petroleum, 1997) basiert im wesentlichen auf den im OGJ veröffentlichten Zahlen und nicht auf BP-internen Informationen. Auskünfte über Erdöl- und Erdgasfelder außerhalb Nordamerikas werden von Petroconsultants in Genf angeboten, Nehring in Colorado Springs und PI (Petroleum Information) in Denver führen Datenbanken, in denen sich die Produktionsziffern für Nordamerika belegt finden. Die Canadian Association of Petroleum Scouts (CASA) in Calgary veröffentlicht die für Kanada vorliegenden Daten. Allerdings haben alle diese Informationen ihren (nicht unerheblichen) Preis. Petroconsultants liefert die Informationen aufgliedert nach Bohrung, Feld, Sedimentbecken und Land. Cedigas in Paris sammelt und vermarktet Informationen über die weltweite Produktion von Erdgas. Aus den angeführten Quellen sind Daten und Informationen betreffend den Umfang bereits produzierter Mengen sowie bisher nachgewiesener Reserven zu beziehen.

Wenige Quellen stehen uns hingegen im Hinblick auf das Zukunftspotential zur Verfügung. Informationen über noch unentdeckte Erdöl- und Erdgasreserven werden auf weltweiter Basis von Petroconsultants gesammelt und verkauft; Informationen über noch unentdeckte Reserven vermarktet auch Cedigas, allerdings nur betreffend Erdgas. Sehr gut fundierte Schätzungen über nachgewiesene und noch unentdeckte Erdgas- und Erdölreserven wurden vom United States Geological Survey veröffentlicht (MASTERS et al., 1994).

In zahlreichen Ländern verfügen die Regierungen über Daten betreffend bereits produzierte Mengen sowie nachgewiesene und noch unentdeckte Erdgas- und Erdölreserven; einige stellen diese auch zur Veröffentlichung bereit. In Österreich werden diese Informationen von der Obersten Bergbehörde in dem vom Österreichischen Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten demnächst herausgegebenen Montan-Handbuch publiziert.

Erdöl- und Erdgasgesellschaften sind natürlich über die von ihnen betriebenen Felder und die Sedimentbecken und Länder, auf die sich ihre Aktivitäten erstrecken, ausgezeichnet informiert, halten diese Informationen im allgemeinen aber zurück. Wo sich firmeneigene Datenbanken als unzureichend erweisen, beziehen jedoch auch zahlreiche Unternehmen Informationen zu Feldern und Becken ebenfalls von Petroconsultants, Nehring, PI, Cedigas oder aus dem U.S. Geological Survey.

Sofern nicht anders angegeben, handelt es sich bei den in dieser Studie verwendeten Zahlen im Hinblick auf bereits produzierte Mengen sowie auf

nachgewiesene und noch unentdeckte Erdgas- und Erdölreserven um Schätzungen des Autors. Diese Zahlen basieren auf Studien, die von der Amoco Corporation selbst unter Federführung des Autors in den Jahren 1985–1988 und 1990–1993 und unter der Leitung von P. Carragher in den Jahren 1988–1990 und 1993–1997 durchgeführt wurden. Der Autor dankt der Amoco Corporation für ihre Zustimmung zur Veröffentlichung der vorliegenden Studie.

2.2 Umrechnungsfaktoren

Für die Umrechnung der in dieser Arbeit und in der Erdölwirtschaft im allgemeinen gebräuchlichen metrischen und nicht metrischen Einheiten verwenden wir die in Tabelle 1 dargestellten Faktoren (British Petroleum, 1997).

| Erdöl | | | |
|-------|--------|-----------------------|--------|
| | | Zu | |
| | | Tonnen | Barrel |
| | | Multiplikationsfaktor | |
| Von | Tonnen | 1,0000 | 7,3477 |
| | Barrel | 0,1361 | 1,0000 |

| Erdgas | | | | |
|--------|------------------|-----------------------|------------------|--------------------|
| | | Zu | | |
| | | Gm ³ | Gft ³ | Mt Öläquivalent |
| | | Multiplikationsfaktor | | |
| Von | Gm ³ | 1,0000 | 35,3144 | 0,9000 |
| | Gft ³ | 0,0283 | 1,0000 | 0,0255 |
| | Mt Öläquivalent | 1,1111 | 39,2310 | 1,0000 |

T = 10¹² = Billion; G = 10⁹ = Milliarde; M = 10⁶ = Million

Tab. 1: Umrechnungsfaktoren

In der vorliegenden Arbeit werden alle Erdöl- und Erdgasmengen ungeachtet unterschiedlicher chemischer Zusammensetzungen und spezifischer Gewichte einfachheitshalber mit den gleichen Faktoren umgerechnet. Als geförderttes Ölvolumen wird das am Sondenkopf in flüssiger Form produzierte Gaskondensat angegeben. Die am Bohrkopf geförderte Naßgasmenge entspricht der produzierten Menge an Erdgas; die in Gastrocknungsanlagen aus dem Erdgas gewonnenen Flüssiggasanteile werden dabei nicht berücksichtigt.

Die scheinbare Genauigkeit mancher Angaben in dieser Arbeit soll den Leser nicht irreführen. Sie ist künstlich dadurch entstanden, daß gerundete Mengen in Barrel oder ft³ (für Erdgas) mit den in Tabelle 1 angegebenen Umrechnungsfaktoren in metrische Einheiten (t, t/OE und m³) um- und davon ausgehend hochgerechnet wurden. Auf eine weitere Auf- bzw. Abrundung (insbeson-

dere in den Tabellen) wurde aus Gründen der leichteren Nachvollziehbarkeit verzichtet.

2.3 Bisher produzierte Mengen

Nach allgemeiner Auffassung wurden bis zum Jahr 1850 weltweit nur geringfügige Mengen an Erdöl gefördert. Im Jahr 1900 beschränkte sich das Produktionsvolumen noch immer auf wenige 10.000 t pro Jahr. Die 1-Gt-Marke wurde erstmals in den dreißiger Jahren überschritten. Bis zum Jahr 1972 stieg die Erdölproduktion dann auf etwa 2,8 Gt an (Abb. 2; siehe auch MASTERS et al., 1994, CAMPBELL, 1996). Im Jahr 1973 schnellte der Ölpreis überraschend und stark in die Höhe, nämlich von nominell etwa \$ 4 auf \$ 12 je Barrel. Dieser sogenannte erste Ölpreisschock war auf den arabisch-israelischen Krieg zurückzuführen, der im gleichen Jahr ausgebrochen war. Durch den plötzlichen Preisanstieg kam es zu einem kurzfristigen Einbruch des bis dahin kontinuierlichen Verbrauchs- und Produktionswachstums. Tatsächlich fiel die Produktion sogar auf etwa 2,5 Gt im Jahr 1974 (Abb. 2 u. 3), erholte sich jedoch in weiterer Folge und stieg bis zum Jahr 1979 auf 3,2 Gt. Dieser Anstieg wurde wiederum durch eine plötzliche, diesmal von den politischen Ereignissen im Iran ausgelöste Preisexplosion (dem „zweiten Ölpreisschock“) von nominell \$ 14 auf \$ 40 je Barrel gebremst, sodaß in weiterer Folge ein Abflachen der Weltfördermenge auf ein Jahresniveau zwischen 2,5 Gt und 2,9 Gt zu beobachten ist. 1996 belief sich die Jahresproduktion allerdings auf etwa 3,3 Gt. Die Tendenz ist nunmehr stark steigend.

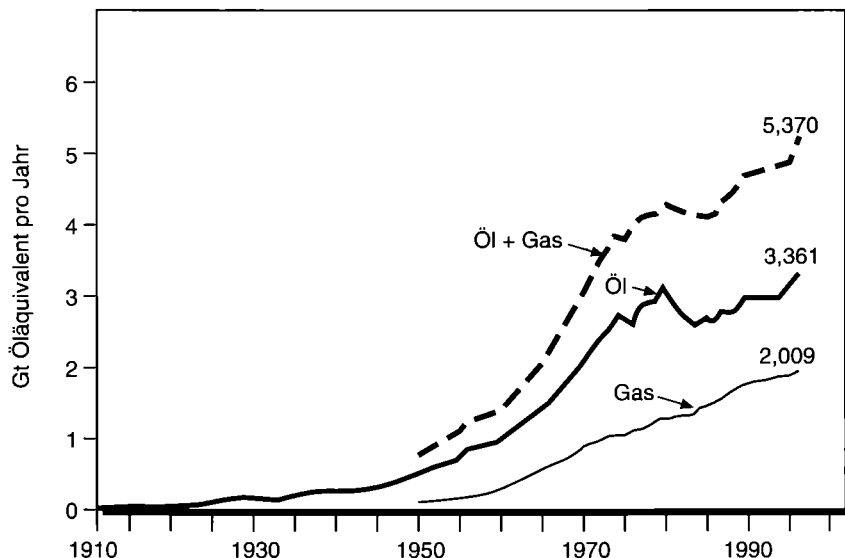


Abb. 2: Die Welt-Jahresproduktion an Kohlenwasserstoffen hat sich seit 1950 mehr als verfünffacht (Daten seit 1970 von British Petroleum, 1996)

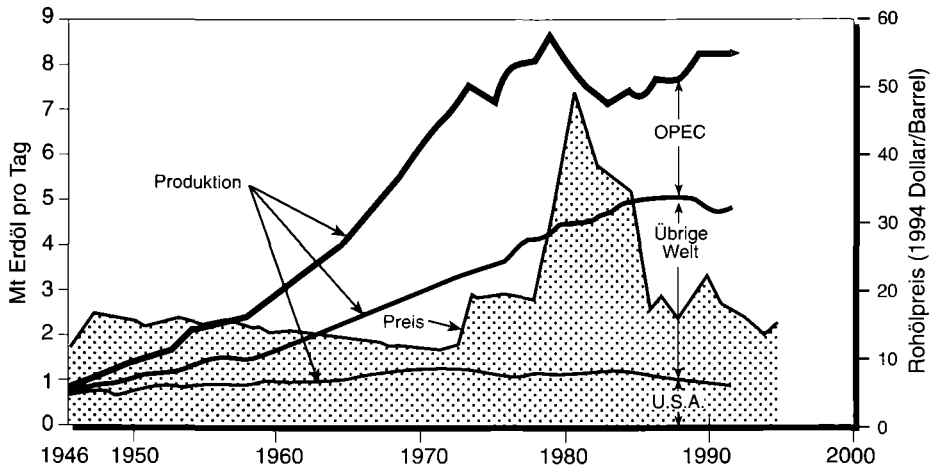


Abb. 3: Anteil der OPEC an der Welterdölproduktion und realer Rohölpreis. Während die USA noch 1950 die dominierende Erdölmacht war, trägt sie nunmehr weniger als 10 Prozent zur Produktion bei (YERGIN, 1991). Der heutige Rohölpreis (in $\$/1994$) entspricht real dem Preis der späten vierziger Jahre (TOPSOE, 1994). Die OPEC besteht seit 1960, die Zahlen wurden hier jedoch für die heutigen Mitgliedsländer bis 1946 zurückgerechnet

Unseren Schätzungen zufolge beläuft sich die kumulative Erdölproduktion bis zum 1. Jänner 1997 auf 107 Gt (cf. CAMPBELL, 1996). Österreich verzeichnet ein kumulatives Erdölfördervolumen von 0,107 Gt (nach mündlichen Angaben von Letouzé-Zezula).

Erdgas konnte erst viel später auf breiter Ebene genutzt werden als Erdöl. Einer der wesentlichsten Gründe dafür ist in der Tatsache zu suchen, daß sich der Transport von Erdgas über weite Strecken im allgemeinen schwieriger gestaltet und mit höheren Kosten verbunden ist, als die Zulieferung von Erdöl, das sich mit relativ einfachen Mitteln über den ganzen Erdball transportieren läßt. Bis zum Jahr 1950 lag die Weltgasproduktion unter 0,2 Gt Erdöläquivalent (oil equivalent=OE) pro Jahr, erreichte im Jahr 1970 1,0 Gt/OE und hat sich mittlerweile auf 2,0 Gt/OE im Jahr 1996 verdoppelt. Die Tendenz ist weiterhin steigend.

Unseren Schätzungen zufolge beläuft sich die kumulative Erdgasproduktion bis zum 1. Jänner 1997 auf 51 Gt/OE (56.630 Gm³). Österreich verzeichnet ein kumulatives Gasfördervolumen von 0,063 Gt/OE (71 Gm³, laut mündlichen Angaben von LETOUZÉ-ZEZULA).

Alle in der vorliegenden Arbeit enthaltenen Produktionszahlen beziehen sich auf durch menschliche Technologie geförderte Kohlenwasserstoffe. Das Volumen an Kohlenwasserstoffen, die in der Erdkruste gebildet und später durch geologische Prozesse wieder zerstört wurden oder durch natürliche Vorgänge wie Ölaustritte aus der Erdkruste und chemische Umwandlung verloren gingen, läßt sich nicht verläßlich quantifizieren. Wir wissen von Öl- und Gasaustritten an der Erdoberfläche und am Meeresgrund. Über einige von diesen gibt es Be-

obachtungen und Aufzeichnungen, aber wir vermuten, daß zahlreiche solcher Austritte auch unentdeckt und unbeobachtet bleiben. In den 1,8 Milliarden von Jahren seit Beginn des Proterozoikums haben geologische Vorgänge wahrscheinlich zur Bildung und Zerstörung vieler hundert Gt an Erdöl und Erdgas geführt.

2.4 Nachgewiesene Reserven

Grundsätzlich muß gesagt werden, daß wir, wenn wir von Kohlenwasserstoffreserven sprechen, das unter heutigen wirtschaftlichen Bedingungen aus dem Gestein **gewinnbare** Erdöl oder Erdgas meinen.

Mit Ausnahme äußerst geringer, in flüssiger oder in Gasform im Inneren von Kristallen vorhandener Öl- und Gaseinschlüsse finden wir Erdöl und Erdgas vor allem **in kleinen Poren oder Klüften zwischen den Gesteinskomponenten oder Kristallen**, aus denen das Gestein aufgebaut ist (Abb. 4). Abhängig vom Flüssigkeits- und vom Gesteinsdruck und anderen flüssigkeits- und gesteinsmechanischen Bedingungen und weiters abhängig von den angewandten Fördermethoden kann unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Bedingungen im allgemeinen nur weniger als 30 % des gesamten initialen Ölinalts eines Speichers und weniger als 60 % des initialen Gasinhalts eines Speichers gewonnen werden. Bei Schweröl (spez. Gewicht: $> 0,946 \text{ g/cm}^3$) liegt der Ausbeutefaktor unter 10 %, während er im Fall von Gasvorkommen in dichtem Speichergestein (Durchlässigkeit $< 0,2$ Milli-Darcy) unter 30 % liegt. Das heißt, daß wir zur Zeit zwischen 70 und 90 % des initialen Ölinalts bzw. 40 bis 70 % des initialen Gasinhaltes eines Speichers im Erdboden zurücklassen müssen.

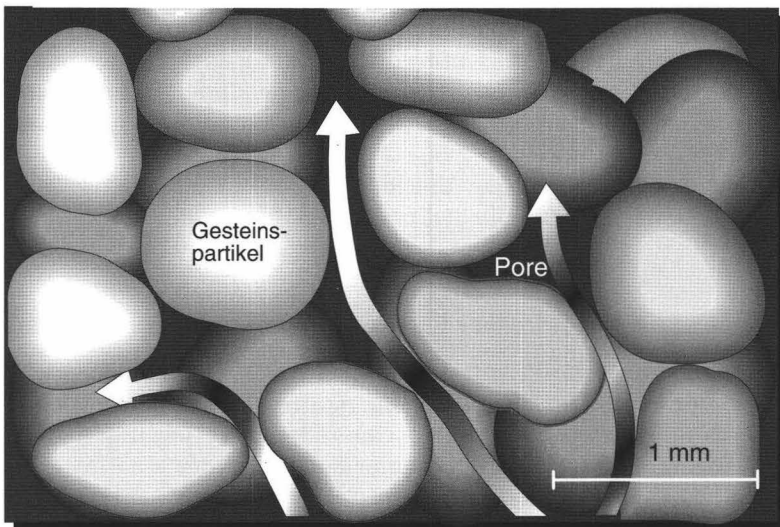


Abb. 4: Erdöl und Erdgas befinden sich in den Poren des Speichergesteins und strömen durch diese dem Druckgefälle entsprechend zu einer produzierenden Bohrsonde (BAKER, 1996)

Zum Verständnis dieser Arbeit muß denn auch der Unterschied zwischen dem eigentlichen initialen **Lagerstätteninhalt** (original oil/gas in place) und den produzierbaren **Reserven** im Auge behalten werden. Tatsächlich sind gegenwärtig zahlreiche Forschungsprojekte auf die Verbesserung der Ausbeute, d. h. auf die maximale Umwandlung von Lagerstätteninhalt zu Reserven, ausgerichtet, wobei in etlichen Fällen bereits wesentliche Erfolge erzielt werden konnten.

Einige Verwirrung herrscht in Bezug auf die **Definition der nachgewiesenen Reserven**, das heißt der bekannten, bereits erforschten und gewinnbaren Erdöl- und Erdgasvorkommen, die bis dato noch nicht gefördert wurden. Die im Gebrauch befindlichen Definitionen decken sich zum Teil nicht.

2.4.1 Angabe nachgewiesener Reserven seitens der Unternehmen

Auf den Aktienmärkten gehandelte Unternehmen unterliegen in der Regel rigorosen Börsenzulassungsbestimmungen. In der strikten Definition der US Securities and Exchange Commission (SEC) müssen **den Reserven zurechenbare Erdöl- oder Erdgasreserven zum Zeitpunkt der Veröffentlichung durch eine bereits bestehende Sonde zu gewinnen und auf einem bereits feststehenden Markt zu verkaufen sein**. Die Berechnung der Reserven auf der vorstehenden Basis ist für alle an einer US-Börse notierenden Unternehmen verpflichtend, unabhängig davon, wo das betreffende Unternehmen seinen Hauptsitz hat und wo in der Welt die jeweiligen Reserven liegen.

Im allgemeinen nehmen die Erdölgesellschaften bei der Veröffentlichung ihrer nachgewiesenen Reserven einen eher vorsichtigen Standpunkt ein. Diese Vorsicht entstammt der Erkenntnis, daß die Aktionäre ein stetiges Ertragswachstum und damit steigende Dividenden und einen Wertzuwachs der Aktie erwarten – und negative Überraschungen keinesfalls schätzen. Manche nicht im öffentlichen Eigentum stehende Unternehmen oder staatseigene, aber auf unzureichend kontrollierten (neuen) Aktienmärkten gehandelte Unternehmen setzen ihre nachgewiesenen Reserven vielleicht übermäßig hoch an. Überhöhte Angaben werden unter anderem gemacht, um Investoren oder Kreditgeber zu beeindrucken, doch können solche Illusionen angesichts des weltweit intensiven Austausches von Wirtschaftsinformationen meist nur wenige Jahre aufrecht erhalten werden.

2.4.2 Angabe nachgewiesener Reserven seitens der einzelnen Staaten

Obwohl die weltweite Privatisierungswelle auch die Ölindustrie erfaßt hat, befindet sich der Großteil der Kohlenwasserstoffreserven der Welt nach wie vor in Staatsbesitz und wird von staatlichen Ölgesellschaften bewirtschaftet. Bei der Berichterstattung folgen einige der Regierungen und der staatlichen Ölgesellschaften weitgehend den von der SEC (cf. 2.4.1.) oder der Society of Petroleum Engineers (SPE) festgelegten Richtlinien (cf. 2.4.3.), während andere nach eigenen Definitionen und Grundsätzen berichten (CAMPBELL, 1997). Manche Regierungen setzen ihre nachgewiesenen Reserven bewußt zu gering an, beispiels-

weise um das Volksvermögen pro Kopf zu senken und damit zu günstigen Bedingungen in den Genuß von Finanzhilfe durch internationale Organisationen (z. B. die Weltbank) zu kommen. Andere setzen ihre nachgewiesenen Reserven zu hoch an und wollen damit private Investoren beeindrucken, oder, wenn es sich um OPEC-Mitglieder handelt, ihre Produktionsquoten hinaufsetzen oder ihre alten Quoten beibehalten wenn andere OPEC-Mitglieder ihre Quoten erhöhen. In manchen Fällen werden die Angaben auch hinaufgesetzt, um frühere Unterbewertungen zu korrigieren (CAMPBELL, 1997).

Interessant in diesem Zusammenhang ist, daß Venezuela im Jahr 1987 durch Einbeziehung von Schweröl die nachgewiesenen Erdölreserven beinahe verdoppelte (CAMPBELL, 1997). 1988 wurde in weiterer Folge auch in anderen OPEC-Staaten, darunter dem Irak, Iran, im Kuwait, in Saudi-Arabien und den Vereinigten Arabischen Emiraten ein sehr plötzlicher und wesentlicher Anstieg der nachgewiesenen Erdölreserven verzeichnet. Dadurch erhöhten sich die weltweit nachgewiesenen Erdölreserven in den Jahren 1987 und 1988 um 41 Gt. Im Jahr 1996 dagegen blieben die Angaben von etwa 40 Staaten trotz fortgesetzter Kohlenwasserstoffproduktion auf dem gleichen Niveau wie im Jahr zuvor (CAMPBELL, 1997). Das kann auf zweierlei Gründe zurückzuführen sein: entweder entspricht das durch Feldwachstum und neue Entdeckungen gewonnene Volumen genau der Jahresproduktion dieser Länder (in manchen, schwerlich in allen Fällen anzunehmen) oder diese Staaten bringen ihre nachgewiesenen Reserven erst mit einer gewissen Verzögerung auf den neuesten Stand.

2.4.3 Definition nachgewiesener Reserven nach SPE-Richtlinien

Die in dieser Arbeit verwendete Definition der nachgewiesenen Reserven entspricht inhaltlich der von British Petroleum (1997) in ihrem Annual Statistical Review of World Energy verwendeten Begriffsbestimmung. Der Begriff ist etwas weiter gefaßt als in der von der US Securities and Exchange Commission (cf. 2.4.1.) vorgelegten Definition und basiert im wesentlichen auf den von der Society of Petroleum Engineers (SPE) veröffentlichten Empfehlungen. **Demgemäß sind die nachgewiesenen Reserven jene Mengen an Kohlenwasserstoffen, die auf Grund des bestehenden geologischen und technologischen Wissensstandes unter den gegebenen Wirtschafts- und Betriebsbedingungen mit etwa 90prozentiger Wahrscheinlichkeit aus bekannten Lagerstätten gewonnen werden können** (Society of Petroleum Engineers et al., 1997). Im Gegensatz zur SEC-Definition ist hier weder die Zuordnung zu einem bestimmten Markt, noch zu einer bereits existierenden Sonde mit abgegrenztem Einzugsgebiet, festgelegten Förderraten und bestimmten Qualitätsmerkmalen der geförderten Kohlenwasserstoffe erforderlich.

2.4.4 Nachgewiesene Reserven

Nach unserer Schätzung belaufen sich die nachgewiesenen Erdölreserven mit Stand Jänner 1997 weltweit auf etwa 150 Gt (Abb. 1). Diese Zahl beinhaltet 8 Gt Schwerölreserven (spez. Gewicht $> 0,946 \text{ g/cm}^3$) hauptsächlich in Kanada

und Venezuela. In Österreich sind Reserven im Umfang von 0,012 Gt nachgewiesen (Montan-Handbuch, 1997).

Die weltweit nachgewiesenen Erdgasreserven betragen laut Schätzungen etwa 144.400 Gm³ (Masters, 1994), davon 3,3 Gm³ Gas aus dichten Gesteinsformationen und Kohlenmethan. Berechnet nach ihrem Energieinhalt entsprechen die nachgewiesenen Reserven 130 Gt/OE. In Österreich betragen die nachgewiesenen Gasreserven 24,3 Gm³/OE (0,022 Gt/OE; Montan-Handbuch, 1997).

In öläquivalenten Zahlen betragen die gesamten Kohlenwasserstoffreserven der Welt 280 Gt/OE, die österreichische Vergleichszahl ist 0,034 Gt/OE.

Die nachgewiesenen Kohlenwasserstoffreserven (Erdöl und Erdgas) sind sehr ungleichmäßig über den Erdball verteilt. Insgesamt kennen wir etwa 900 Sedimentbecken, von denen nur etwa 350 nachgewiesene Kohlenwasserstoffreserven enthalten (Abb. 5). Innerhalb der Sedimentbecken werden die Kohlenwasserstoffe in geologischen Fallen festgehalten (Abb. 6). Achtzig Prozent der weltweit nachgewiesenen Reserven sind in etwa 20 Becken konzentriert. In anderen Worten, angeführt von Saudi-Arabien besitzen 9 Staaten 90 Prozent aller nachgewiesenen Erdölreserven (Abb. 7) und 6 Staaten, angeführt von Rußland, besitzen 90 % der insgesamt nachgewiesenen Erdgasreserven der Welt (Abb. 8; cf. BUSHATI, 1993).



Abb. 5: Die Sedimentgebiete, die über die nächsten 100 Jahre hinaus mehr als 90 Prozent der Kohlenwasserstoffe liefern werden

Ein auffallendes Merkmal ist, daß die kohlenwasserstoffführenden Becken, aus denen Erdöl und Erdgas gewonnen wird, meist in weiter Entfernung von den Industrie- und Bevölkerungszentren liegen, in denen diese Rohstoffe verbraucht werden. Die von British Petroleum (1996) veröffentlichten Karten zeigen die we-

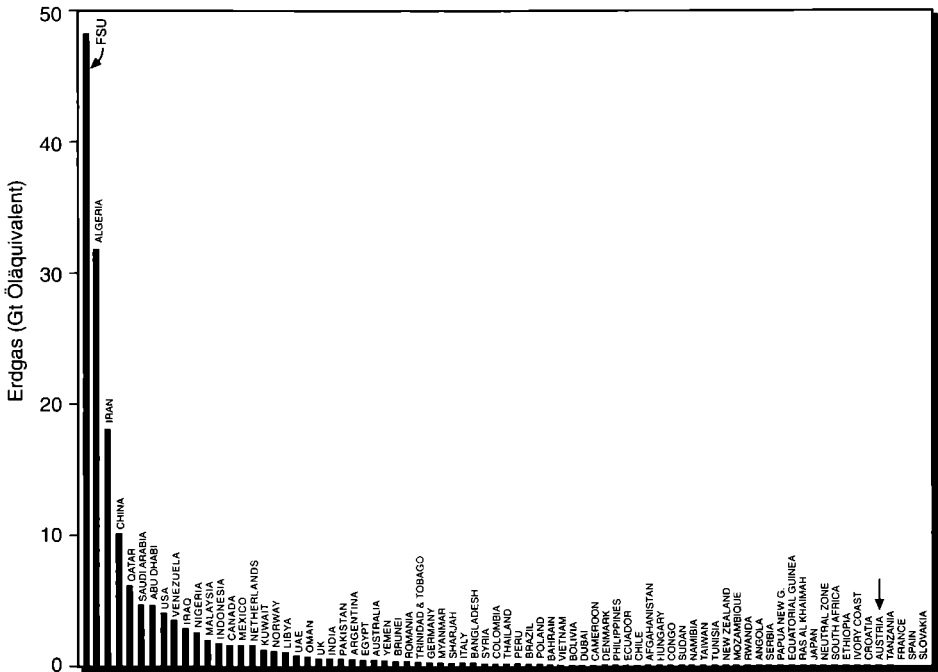


Abb. 8: Die nachgewiesenen Erdgasreserven sind ebenfalls ungleich verteilt (Oil and Gas Journal, 1996). Auf die Staaten der ehemaligen UdSSR entfallen 48 Gt/OE, auf Österreich 0,022 Gt/OE

sentlichsten Handelsströme für Öl und Gas im Jahr 1995 (Abb. 9 und 10). Weiters muß hervorgehoben werden, daß die Länder mit den höchsten Bevölkerungszahlen, die Volksrepublik China und Indien, relativ zur Bevölkerungszahl aber auch absolut nur sehr geringe Kohlenwasserstoffvorkommen aufweisen.

Manche Autoren (z. B. CAMPBELL, 1996, 1997) unterscheiden in der Diskussion über nachgewiesene Reserven (2.4.) und noch unentdeckte Reserven (2.5.) zwischen „konventionellen“ und „nicht-konventionellen“ Kohlenwasserstoffen. Als „nicht-konventionell“ werden Kohlenwasserstoffe bezeichnet, die aus Speichern in einer Meerestiefe von mehr als 200 m, in arktischen Gebieten oder aus Schweröl (z. B. Teersand) gewonnen werden. Auch aus dichtem (wenig porösem/schlecht permeablem) Speichergestein und aus Kohleflözen gewonnenes Kohlenmethan wird von diesen Autoren als „nicht-konventionell“ bezeichnet. Diese Unterscheidung wird damit begründet, daß bei der Gewinnung „nicht-konventioneller“ Kohlenwasserstoffe, bei gleichzeitig wesentlich niedrigeren Produktionsraten, ein weit größerer technologischer Aufwand und höhere Investitionen erforderlich sind, als bei der Förderung „konventioneller“ Erdöl- und Erdgasvorkommen. Uns erscheint eine Unterscheidung nach Kosten oder Produktionsraten erzwungen und außerdem irreführend. Die Industrie erschließt die bekannten Koh-

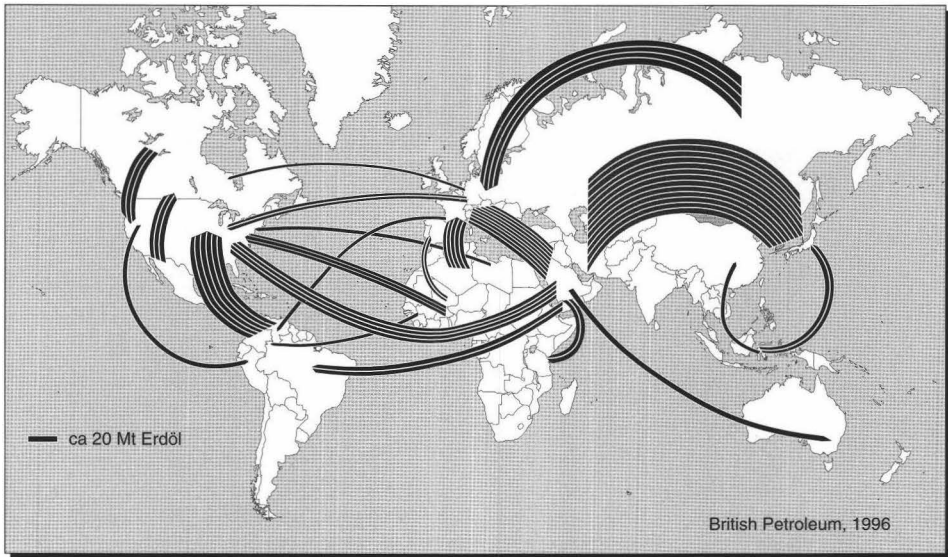


Abb. 9: Viele Erdölverbrauchszentren sind weit von den Produktionszentren entfernt. Die Industrialisierung der Produktionsländer schreitet allerdings rasch fort. (Graphik: British Petroleum, 1996)

lenwasserstoffreserven, unabhängig ob das Feld nun in arktischen Regionen oder jenseits von 200 m Wassertiefe liegt, wo immer dies möglich ist, d. h. wo immer das Erdöl oder Erdgas unter heutigen wirtschaftlichen Gesichtspunkten und mit der uns zur Verfügung stehenden Technologie produziert werden kann. Damit sind diese Vorkommen aber auch zu den Reserven zu zählen. Für den Verbraucher der Kohlenwasserstoffe spielt es schließlich keine Rolle (und wird ihn auch nur am Rande interessieren), von wo das Erdöl oder Erdgas stammt und in welcher Zeit es gewonnen werden konnte; was den Verbraucher jedoch wirklich interessiert ist der Preis, die Versorgungssicherheit und die Qualität des Erdöls oder Erdgases.

Die Diskussion über nachgewiesene Reserven zeigt, daß die Reserven nicht als statische Größe zu betrachten sind, sondern daß es sich hier vielmehr um eine in Abhängigkeit von technologischen, wirtschaftlichen, sozialen und politischen Bedingungen dynamisch veränderbare Größe handelt.

2.5 Zukünftige Kohlenwasserstoffreserven

Zugänge zu den nachgewiesenen Reserven entstammen aus zwei verschiedenen Quellen, nämlich:

- **Feldwachstum**, d. h. der Aufwertung der nachgewiesenen Reserven in bekannten Speichern basierend auf neuen Informationen oder der Neuinterpretation bereits vorhandener Daten.
- **Noch unentdeckten Reserven**

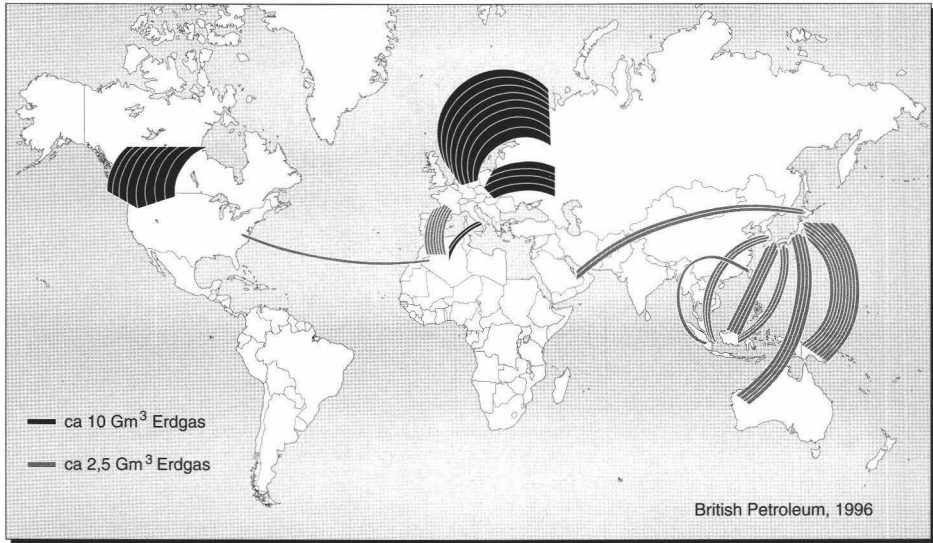


Abb. 10: Um eine Wertsteigerung des Erdgases zu erzielen, ist es wichtig, den richtigen Absatzmarkt mit dem richtigen Liefergebiet zu verbinden. Gegenwärtig sind die Transportwege auf Grund von hohen Kosten noch kurz. (Graphik: British Petroleum, 1996)

2.5.1 Feldwachstum

Mit der Aufnahme der Produktion sollten die nachgewiesenen Reserven in dem jeweiligen Feld in logischer Konsequenz abzunehmen beginnen. Wir erleben jedoch immer wieder, daß die nachgewiesenen Reserven infolge von Datenrevisionsen wesentlich ansteigen. Die Schätzungen betreffend das Volumen der letztlich gewinnbaren Kohlenwasserstoffe (Endausbeute/ultimate recovery) steigen im Laufe der Produktionszeit in fast allen Fällen. Wir bezeichnen dieses Phänomen als Feldwachstum. Tatsächlich stammt seit 1980 weltweit ein Großteil der jährlichen Neuzugänge zu den nachgewiesenen Reserven an Erdöl (nicht an Erdgas!) aus dieser Quelle. In den Vereinigten Staaten entfallen mittlerweile 90 % der Neuzugänge zu den nachgewiesenen Reserven auf das Wachstum bereits bekannter Felder (ATTANASI u. ROOT, 1994).

Die Ursachen für das Feldwachstum sind noch nicht vollständig erforscht; einen Beitrag liefern sowohl technische als auch nicht-technische Faktoren. Wichtige technische Faktoren für Feldwachstum sind: erhöhte Ausbeute, verbessertes Verständnis des Produktionsverhaltens, Erweiterungsbohrungen und Verbesserungen der Preis-Kosten-Relation.

- *Erhöhte Ausbeute durch neue oder verbesserte Produktionsmethoden*

Durch normale Primärförderung kann nur ein Teil des initialen Kohlenwasserstoffinhaltes eines Speichers gewonnen werden (cf. 2.4.). Als Reserve gilt jedoch nur das gewinnbare Volumen an Kohlenwasserstoffen.

Verbesserte Fördermethoden basieren unter anderem auf dem Einbringen von Wasser, Dampf, Kohlendioxid oder Stickstoff mittels Einpreßsonden, wodurch das im Speicher vorhandene Öl vorangetrieben und zu den Produktionssonden gebracht werden kann. In manchen Fällen wird die aufsteigende Ölsäule in der Produktionssonde durch den Zuschlag von Gas leichter gemacht („Gaslift“). Eine Steigerung der Ausbeute kann erzielt werden, indem die Durchlässigkeit des Speichergesteins um das Bohrloch verbessert und somit der Öl- oder Gasfluß erleichtert wird („Hydrofracking“) oder auch indem die Fließeigenschaften des Öls chemisch verändert werden (Mischflutung). Bei effizienter Anwendung erlauben diese Methoden nicht nur eine Erhöhung der Reserven, sondern auch eine Beschleunigung der Produktion (eine Steigerung der Produktionsmenge pro Zeiteinheit).

Große Mengen des andernfalls im Speicher zurückbleibenden Öls kann durch Einbringen von Luft (air injection) in das Speichergestein mobilisiert werden; durch die dadurch verursachte spontane Selbstentzündung und nachfolgende Verbrennung wird etwa 5 % des noch im Speicher vorhandenen Öls verbraucht, jedoch 50 % und mehr zu den produzierenden Sonden getrieben und schließlich gefördert. Selbst nachdem ein Feld durch Flutsonden so weit mit Wasser gefüllt wurde, daß alle Sonden nur mehr Wasser fördern, können mit Hilfe dieser Methode noch weitere 20 bis 40 % des initialen Ölinhaltes eines Speichers mobilisiert und gewonnen werden. Diese Technik eignet sich für Leicht- und Schweröl und erlaubt eine Steigerung sowohl der Reserven als auch der Produktionsraten (FASSIHI et al., 1997).

Ein Teil des in den Atabaska Teersanden in Alberta, Kanada, enthaltenen Schweröls wird durch eine Kombination von Dampffluten und Horizontalbohren gewonnen. Die nachgewiesenen Reserven konnten durch den Einsatz dieser Methode bereits wesentlich gesteigert werden. Weitere umfangreiche Aufwertungen der Reserven dieser Felder sind zu erwarten.

- *Verbessertes Verständnis des Produktionsverhaltens*

Neueste computergestützte Reservoir-Simulationstechnologien ermöglichen uns ein besseres Verständnis des bisherigen Produktionsverhaltens eines Feldes (durch historischen Vergleich) und erlauben uns, numerische 3-D-Modelle zur Voraussage der zukünftigen Produktion zu erstellen. Bis 1996 war es unmöglich, genaue dreidimensionale Computermodelle großer und komplexer Felder innerhalb eines annehmbaren Zeitrahmens zu erstellen. Rastervergrößerung, also eine Vereinfachung, ist eine Methode, mit der die Monate dauernden und extrem teuren Programmabläufe ersetzt werden konnten. Die neuesten Speicher-Simulator-Programme hingegen basieren auf zahlreichen parallel geführten Programmabläufen und erfordern keine Rastervergrößerung. Mit diesen Programmen können mehrere Millionen dreidimensionaler Rasterzellen nicht mehr innerhalb von Monaten, sondern in wenigen Stunden verarbeitet werden (SHIRALKAR et al., 1996).

Der Einsatz von 3-D-Seismik ermöglicht uns heute ein weit besseres Verständnis des geologischen Aufbaus der Speichergesteine als das noch vor fünf

Jahren möglich war. Zusätzlich erlauben neueste Bohrloch-Vermessungs-sonden das Erkennen sehr dünner (cm-Bereich!) Schichten, die bedeutende Mengen an Kohlenwasserstoffen führen und noch vor wenigen Jahren übersehen worden sind.

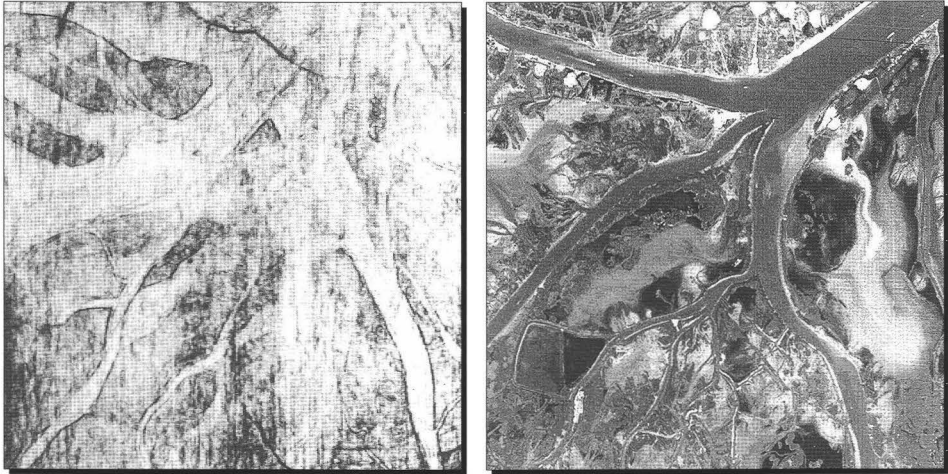


Abb. 11: Hochauflösende Seismik und Satellitenbild. Wie sich die Bilder gleichen: Rechts ein Satellitenbild des heutigen Mississippi-Delta mit seinen Flußläufen; links, dargestellt durch hochauflösende Seismik, ein vorzeitliches Delta unter 2000 m Sedimentablagerungen; die alten, jetzt mit Sediment gefüllten Flußläufe sind deutlich zu erkennen (mit Erlaubnis von Amoco Corporation)

- *Physische Ausdehnung der Felder durch Erweiterungsbohrungen und Erschließung neuer produzierender Lager*

Bei Kohlenwasserstoffspeichern mit fertiger Infrastruktur erweist sich die Bohrung weiterer Sonden und der Ausbau der bestehenden Einrichtungen häufig als wirtschaftlich sinnvoll. Zusätzliche Bohrungen resultieren gewöhnlich in Zugängen zu den nachgewiesenen Reserven.

Durch kürzlich erzielte Fortschritte in der Bohrungstechnologie (SPÖRKER, 1993; Richtbohrungen, Horizontalbohrungen, Abb. 12, GRÜN 1993; „underbalanced“ drilling, HIEBLINGER, 1997) und der Bohrungskomplettierungstechnologie (z. B. multilaterale Bohrungskomplettierung, Abb. 13) können bis dahin unerschlossene Teile eines bekannten Speichers in Produktion gesetzt werden. Neue hochauflösende seismische Daten ermöglichen manchmal ein direktes Erkennen der im Speicher vorhandenen Kohlenwasserstoffe. Alle genannten neuen Technologien können zur Steigerung der nachgewiesenen Reserven beitragen (HIEBLINGER, 1997).

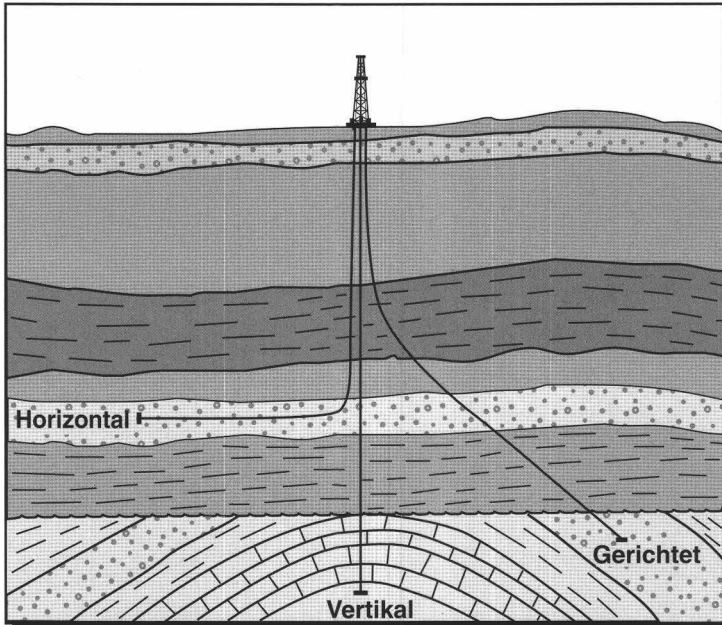


Abb. 12: Durch gerichtetes Bohren können mehrere Bohrungsziele von einer Bohrgruppe aus erschlossen werden. Mit dieser Technik können Bohrziele in bis zu 8 km Horizontalabstand vom Sondenkopf erreicht werden (Abb. nicht maßstabsgetreu)

- *Verbesserte Preis-Kosten-Relation*

Infolge der das Wirtschaftsgeschehen in marktwirtschaftlich orientierten Ländern bestimmenden Gesetzmäßigkeiten resultiert eine Senkung der Produktionskosten oder eine Erhöhung des Ölpreises in einer Steigerung der Bohraktivitäten und, in weiterer Folge, in einer Steigerung der nachgewiesenen Reserven (Abb. 14). Während der Öl- und Gaspreis in den Jahren 1982 bis 1986 real fiel und sich seither auf mehr oder weniger gleichbleibendem Niveau bewegt, konnte die Industrie durch die Einführung neuer Explorationsmethoden und Produktionstechnologien, verbesserte Betriebsverfahren und engere Zusammenarbeit zwischen Petroleumfirmen und ihren Lieferanten weltweit wesentliche Kostensenkungen erzielen (SCHOLLNBERGER, 1996 b). Mit einem im Vergleich zu 1982 weltweit um etwa 40 Prozent gesenkten Mitarbeiterstand wurde 1996 ein neuer Spitzenwert bei der Kohlenwasserstoffproduktion erreicht (Abb. 2).

Neben den genannten „technischen“ Faktoren wird das Feldwachstum auch von den unter Punkt 2.4.2. beschriebenen wirtschaftspolitischen Faktoren beeinflusst.

Ein im Juni 1997 beobachtetes Beispiel zeigt die wirtschaftliche Bedeutung des Feldwachstums: Bei einer Versteigerung derzeit nicht rentabler Erdöl-

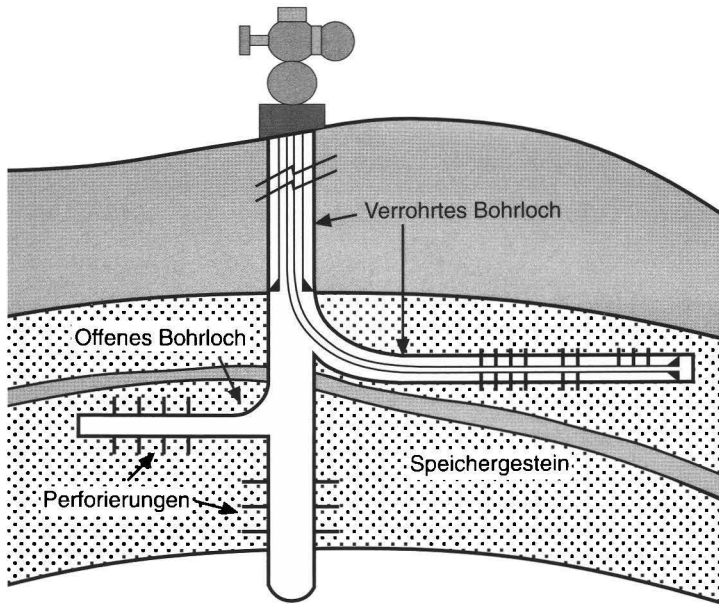


Abb. 13: Multilaterale Komplettierungen ermöglichen die Produktion mehrerer Bohrabschnitte durch eine Sonde

felder in Venezuela bezahlte die Petroleumindustrie mehr als 2 Mrd. Dollar allein für das Recht, weitere Investitionen in diese Felder vorzunehmen, um dann im Erfolgsfall lediglich durch einen kleinen Teil der Produktion entschädigt zu werden. 500 Millionen Dollar wurden allein von der chinesischen nationalen Ölfirma CNPC in diese Projekte investiert! Angesichts der Erdölarmut Chinas ist dies natürlich nicht verwunderlich.

Eine in den Vereinigten Staaten durchgeführte Untersuchung, die sich auf mehrere Gruppen von Feldern bezieht, zeigt, daß die Endausbeute im Lauf der Zeit um das 2 bis > 10-Fache der ursprünglich geschätzten nachgewiesenen Reserven ansteigen kann. Etwa 80 % des Zuwachses wird innerhalb der ersten 25 Jahre nach der Entdeckung eines Feldes verzeichnet (ATTANASI et al., 1994). Bei Ölfeldern wird ein stärkeres Feldwachstum beobachtet als bei Gasfeldern (Abb. 15). Das U.S. Geological Survey bemüht sich um die Erstellung von Algorithmen, die eine verlässlichere Darstellung des Feldwachstums ermöglichen (Ahlbrandt, nach mündlichen Angaben).

Basierend auf rezenten und wirtschaftlich sinnvoll einsetzbaren Technologien wird der Anstieg der in bereits entdeckten Ölfeldern nachgewiesenen Reserven auf etwa 54 Gt Erdöl geschätzt (Abb. 1). In dieser Zahl enthalten sind 15 Gt Schweröl (spez. Gewicht > 0,946 g/cm³) das in Kanada, Venezuela und Rußland lagert.

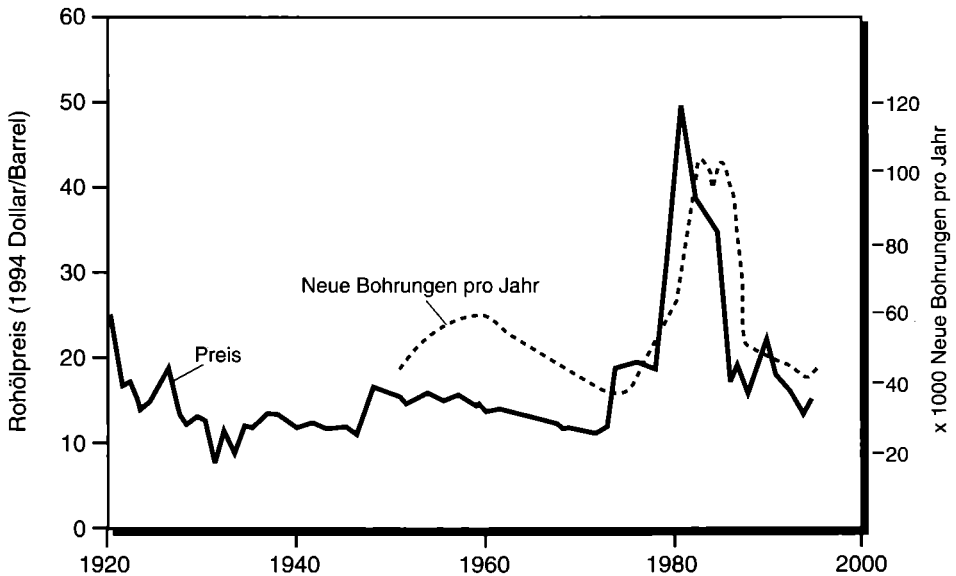


Abb. 14: Realer Ölpreis (in \$/1994, West Texas Intermediate) und Anzahl neuer Bohrungen pro Jahr (TOPSOE, 1994). Die Bohrintensität hinkt der Preisentwicklung um 1 bis 3 Jahre nach

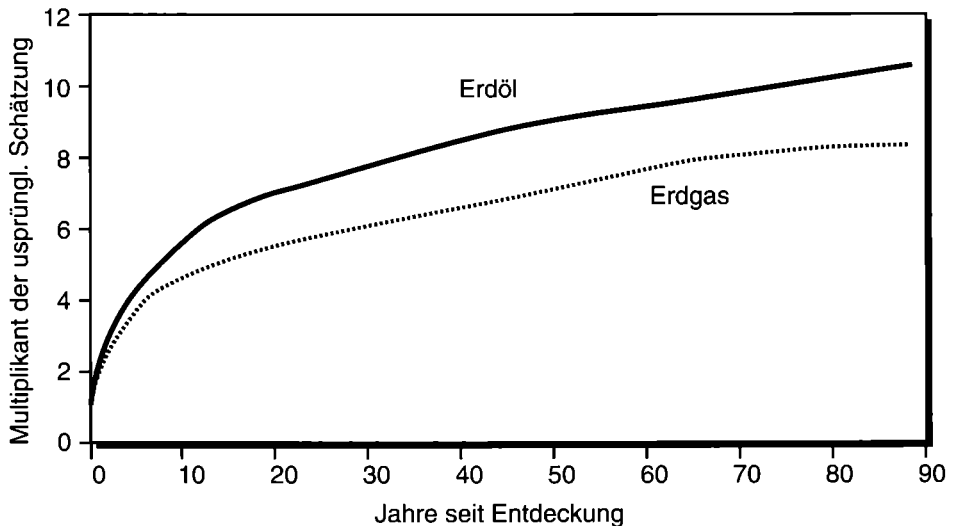


Abb. 15: Feldwachstum für eine Kontrollgruppe von ca. 48.000 Erdöl und Erdgasfeldern in den USA (ausgen. Alaska und Hawaii; ATTANASI U. ROOT, 1994). Für Felder außerhalb des Beobachtungsgebietes ist eine ähnliche Entwicklung anzunehmen

Der Zuwachs der Reserven bei bekannten Gasfelder wird auf 16 Gt/OE geschätzt (Abb. 1). Der größte Teil davon entfällt auf in Rußland, im Nahen Osten, in Algerien, im Golf von Mexiko und in den zentralasiatischen Republiken gelegene Gasfelder. Derzeit nicht produziertes Gas in den Erdölfeldern der Prudhoe Bay in Alaska wird bald zum „Wachstum“ der dortigen Felder beitragen.

Insgesamt schätzen wir das Feldwachstum weltweit auf 70 Gt/OE. Das Potential ist aber nach unserer Ansicht, insbesondere bei Erdgas, weit höher.

Unbedingt erforderlich für eine bessere Quantifizierbarkeit der Zuwachspotentiale ist eine genauere Kenntnis der Auswirkungen technischer und sozioökonomischer Faktoren auf das Feldwachstum.

2.5.2 Noch unentdeckte Reserven

Als noch unentdeckte Reserven werden jene Mengen an Kohlenwasserstoffen definiert, die basierend auf geologischen und geophysischen Untersuchungen mit den zur Verfügung stehenden Technologien und unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Bedingungen aus noch nicht gebohrten Feldern gewonnen werden können.

Einige der allgemein angewandten Methoden zur Schätzung von unentdeckten Kohlenwasserstoffreserven in Sedimentbecken sind:

- a) geologische Analogieschlüsse und Vergleiche mit besser erforschten Gebieten,
- b) Expertenurteile über ein bestimmtes Sedimentbecken (Delphi-Methode),
- c) historische Leistungsvergleiche, z. B. Bohrdichte, Fundraten, Explorationserfolgsrate, Größenverteilung der Felder (SCHOLLNBERGER, 1996 a),
- d) flächenbezogenes und volumetrisches Kartieren von ungebohrten Prospekten basierend auf geologischen und geophysischen Informationen; in Kombination mit einer Bewertung der technischen Möglichkeiten sind damit Schätzungen der noch unentdeckten Kohlenwasserstoffreserven für die einzelnen Prospekte möglich.

Die Frage, wieviel Kohlenwasserstoffreserven bisher unentdeckt geblieben sind und wo sich diese befinden, beschäftigt zahlreiche Institutionen und Erdölgesellschaften. Da allfällige Informationen in diesem Bereich aber einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil bergen, werden sie kaum publiziert.

Im Idealfall, d. h. wenn uns genügend Information zur Verfügung stünde, ließen sich die Kohlenwasserstoffsysteme in allen Sedimentbecken der Welt vom Muttergestein über die Migrationswege bis zur Falle umfassend beschreiben und kartographisch darstellen (DEMAISON et al., 1991).

Wenn ein Kohlenwasserstoffsystem (Abb. 16) beschrieben und der Umfang der noch unentdeckten Öl- und Gasreserven festgestellt werden soll, müssen die folgenden Fragen beantwortet werden (ALLEN u. ALLEN, 1990): War ausreichend organisches Material vorhanden, um ein Muttergestein zu bilden (Abb. 17)? Handelt es sich bei diesem organischen Material vorwiegend um öl- oder um gasbildende Substanzen? Lag das Muttergestein tief genug und wurde es lange genug

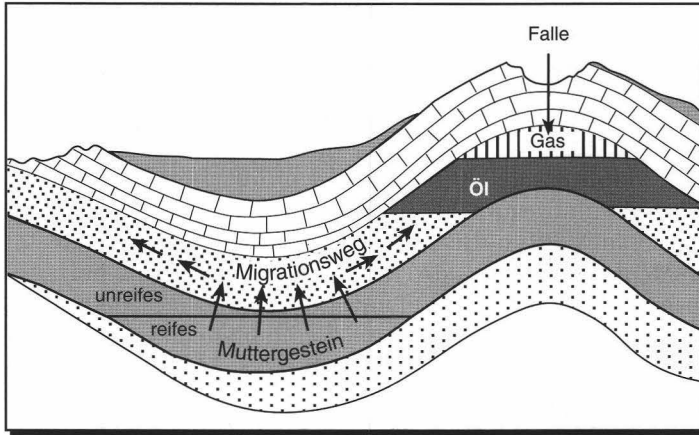


Abb. 16: Die Kohlenwasserstoffe wandern, den herrschenden Druckverhältnissen entsprechend, vom Muttergestein zu einer geologischen Falle und werden dort festgehalten (TISSOT u. WELTE, 1984; siehe auch Abb. 6 und 18)

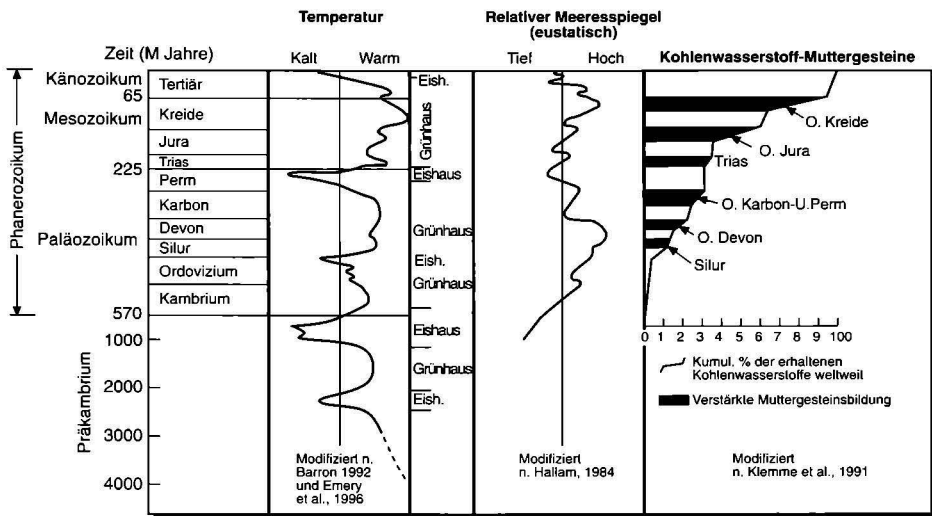


Abb. 17: Potentielle Kohlenwasserstoff-Muttergesteine werden vornehmlich in Grünhausperioden während relativer Hochstände der Meeresspiegel abgelagert. Die Definition gewisser Grünhaus- und Eishausperioden bedarf noch einer genaueren Abklärung

erhitzt, daß das organische Material in Öl oder Gas umgewandelt („gekocht“) werden konnte (Abb. 18)? Wann wurde das Öl oder das Gas aus dem Muttergestein ausgetrieben? Wo sind die Fallen und wie schauen sie aus (Abb. 6)? Gab es geeignete Migrationswege zwischen der „Küche“ und den Kohlenwasserstoffal-

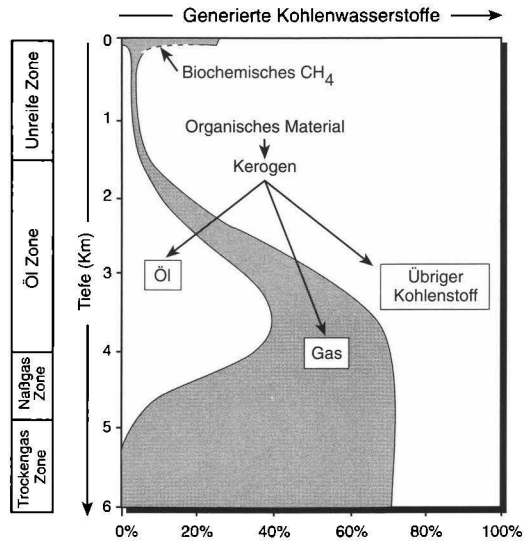


Abb. 18: Generelles Schema der Kohlenwasserstoffumwandlung im Muttergestein von organischer Substanz zu Kerogen und in weiterer Folge zu Erdöl und Erdgas. Die Umwandlung ist eine Folge der Überlagerung und Erwärmung des Muttergesteins. Die Tiefe der Reifungszonen hängt ab vom Temperaturgradienten im Sedimentbecken und von den kinetischen Eigenschaften des im Muttergestein konzentrierten organischen Materials (nach TISSOT u. WELTE, 1984)

len (Abb. 16)? In welchem Stadium der Migration, also vor, während oder nach der Migration, wurden diese Fallen gebildet? Wie groß ist das Volumen des Speichergesteins in der Falle? Wie ist das Speichergestein im Hinblick auf Porosität und Permeabilität beschaffen? Welche Kohlenwasserstoff- bzw. Wassersättigung weist das Speichergestein auf? Wo befinden sich die Kontaktstellen zwischen Öl und Wasser, Gas und Wasser oder Gas und Öl? Welche physikalischen und chemischen Eigenschaften haben die gefangenen Kohlenwasserstoffe? Was ist der wahrscheinlichste Ausbeutefaktor?

In der gegebenen Anordnung spiegeln die hier gestellten Fragen die wesentlichsten Schritte bei der Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen wider.

Bei der Exploration von Kohlenwasserstoffspeichern werden diese Fragen so weitgehend wie möglich beantwortet. Bei Amoco haben wir auf dieser Basis zahlreiche Kohlenwasserstoffsysteme überall in der Welt beschrieben und die gewonnenen Daten in einem digitalen Sedimentbeckenkatalog festgehalten. Für alle Becken, zu denen uns Daten vorlagen, nahmen wir Schätzungen über den „wahrscheinlichsten“ Umfang der noch unentdeckten Reserven vor. Wissenslücken bleiben jedoch nach wie vor bestehen, da niemand Zugang zu allen für alle Becken erforderlichen Daten hat. Sehr realistische Schätzungen der noch unentdeckten Reserven in allen Staaten der Welt einschließlich Übersichtskarten werden vom U.S. Geological Survey publiziert. MASTERS et al., 1994, geben

eine minimale, eine wahrscheinlichste und eine maximale Schätzung der unentdeckten Reserven, womit ein Wahrscheinlichkeitsspektrum von 90 % abgedeckt werden soll (95 % bis 5 %).

Unsere Untersuchungen haben ergeben, daß der Großteil der noch unentdeckten Kohlenwasserstoffreserven in Vorlandbecken alpinotyper Gebirgszüge liegen. Von besonderem Interesse sind einige Becken im Nahen Osten (Syrien, Iran, Saudi-Arabien), in den Kaukasusstaaten, in Zentralasien (Kasachstan, Turkmenistan, Usbekistan) und in Südostasien (Timor, Papua-Neuguinea). Eine weitere Gruppe äußerst prospektiver Vorlandbecken befindet sich östlich der Anden und in Venezuela (Abb. 5). Ebenfalls erfolgversprechend sind die Sedimentbecken hinter alten oder neuen vulkanischen Inselbögen (z. B. in Indonesien, Malaysia, Kalimantan, Sakhalin).

Die Extensions-Kontinentalränder beiderseits des Atlantik (vor allem in Brasilien und zwischen Nigeria und Angola) sowie im Golf von Mexiko und im östlichen Mittelmeer (Nildelta) bergen weitere große unentdeckte Vorkommen, insbesondere in einer Wassertiefe von > 200 m. In letzter Zeit konnten in der Tiefwasser-Bohrungs- (Abb. 19) und Produktionstechnologie (Abb. 20) erstaunliche Entwicklungen erzielt werden und weitere Fortschritte stehen zu erwarten. Daher wird die Exploration und Förderung aus Speichern, die sich in mehr als 2000 m Meerestiefe noch weitere tausende Meter unter dem Meeresboden befinden, in weniger als 5 Jahren nichts Außergewöhnliches mehr sein.

Umfangreiche Erdöl- und Erdgasfunde werden auch in Sedimentationsbecken im Norden Alaskas (z. B. Erdgas in Prudhoe Bay) erwartet.

Auch einige Becken im Inneren der Kontinente (z. B. in Rußland, China, Algerien, im Tschad und Sudan) erscheinen sehr vielversprechend (Abb. 5).

Weltweit schätzen wir die noch unentdeckten Erdölreserven auf etwa 137 Gt (Abb. 1, Tab. 2, Abb. 21 zeigt Verteilung und Lage dieser Reserven). Diese

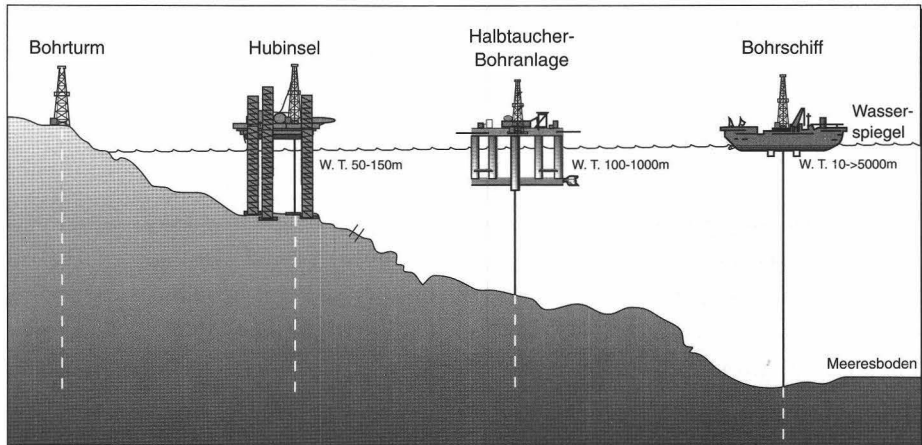


Abb. 19: Gebräuchliche Bohranlagen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen

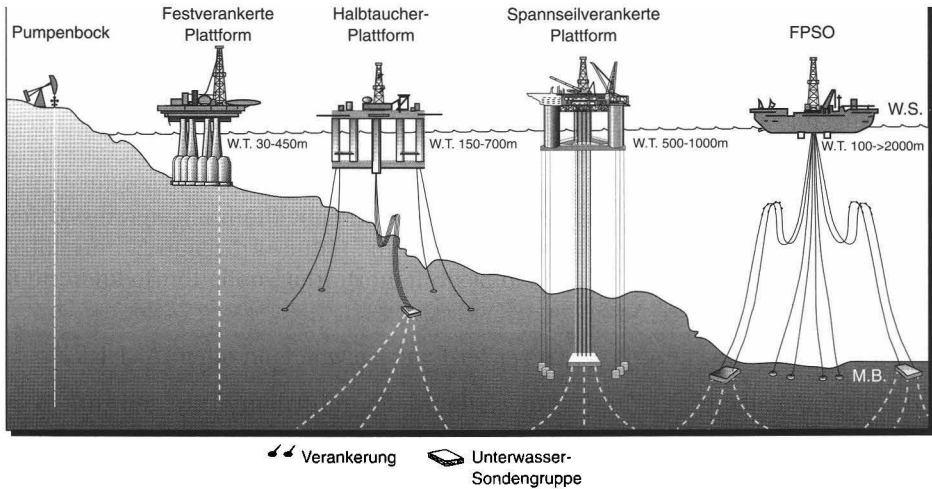


Abb. 20: Offshore-Produktionssysteme ermöglichen die Förderung von Kohlenwasserstoffen aus immer größeren Wassertiefen. (FPSO: Schwimmende Förder-, Lager- und Verladungsanlage)

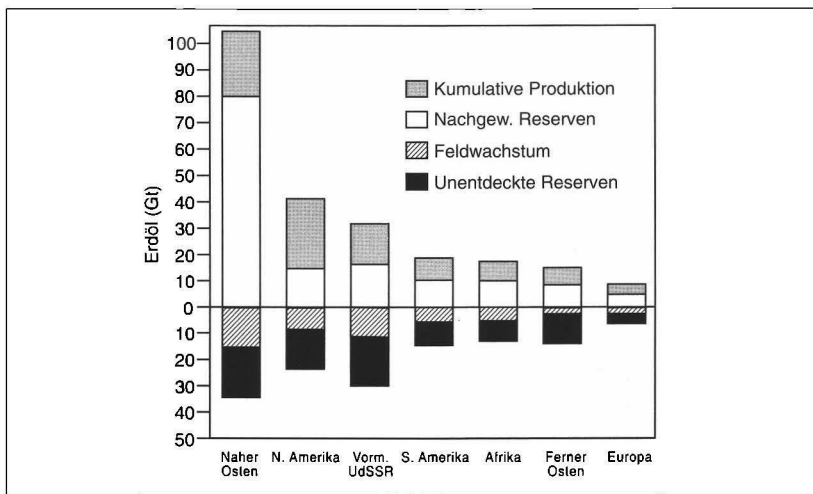


Abb. 21: Geographische Verteilung der kumulativen Produktion, der nachgewiesenen Reserven, des Feldwachstums und der unentdeckten Reserven an Erdöl (modifiziert nach MASTERS et al., 1994)

Mengen beinhalten 55 Gt Schweröl, das in Kanada, Alaska, Venezuela (Orinoco) und in Rußland in Speichern in einer Tiefe von 0 bis 1000 m unter der Erdoberfläche liegt.

Nicht enthalten in diesen Mengen sind Erdöl und Erdgas, das in den arktischen Schelfgebieten vor der Nordküste Rußlands (z. B. Lena-Delta) vermutet

| | Am 1.1.1997 | Zwischen 1.1.1997 und 1.1.2101 | Differenz | Erklärung |
|---|-------------------|-----------------------------------|--------------|--|
| 1997 Nachgew. Res. | | | | 100% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 142 (473) | 260 (473) | + 118 | Ausbeutefaktor 55% statt 30% |
| Schweröl | 8 (80) | 24 (80) | + 16 | " 30% statt 10% |
| Gas | 127 (254) | 203 (254) | + 76 | " 80% statt 50% |
| Tight Gas | 3 (12) | 4 (12) | + 1 | " 35% statt 25% |
| Gesamt | 280 (819) | 491 (819) | + 211 | |
| 1997 Feldwachstum | | | | 100% verwirklicht |
| Öl | 39 | 39 | - | |
| Schweröl | 15 | 15 | - | |
| Gas | 16 | 16 | - | |
| Gesamt | 70 | 70 | - | |
| 1997 Unentd. Res. | | | | 100% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 82 (273) | 150 (273) | + 68 | Ausbeutefaktor 55% statt 30% |
| Schweröl | 55 (550) | 165 (550) | + 110 | " 30% statt 10% |
| Gas | 116 (232) | 185 (232) | + 69 | " 80% statt 50% |
| Tight Gas | 39 (156) | 55 (156) | + 16 | " 35% statt 25% |
| Gesamt | 292 (1211) | 555 (1211) | + 263 | |
| Neue Nachgew. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 45 (82) | - | Ausbeutefaktor 55% |
| Schweröl | - | 49 (163) | - | " 30% |
| Gas | - | 76 (95) | - | " 80% |
| Tight Gas | - | 76 (217) | - | " 35% |
| Gesamt | - | 246 (557) | - | |
| Neues Feldwachstum 1997-2100 | - | 25 | - | 10% der Neuen Nachgew. Res. |
| Neue Unentd. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 20 (36) | - | Ausbeutefaktor 55% |
| Schweröl | - | 30 (100) | - | " 30% |
| Gas | - | 25 (31) | - | " 80% |
| Tight Gas | - | 25 (71) | - | " 35% |
| Gesamt | - | 100 (238) | - | |
| Produktion 1997-2100 | - | 857 | - | cf. Abb. 31 |
| Kumulat. Produktion | 158 | 1015 | - | |
| Endausbeute | 800 | 1645 | | |

Tab. 2: Reservenentwicklung 1997–2101 unter dem Szenario Erdöl, Erdgas über alles

wird, aber unter den gegebenen wirtschaftlichen Bedingungen nicht als Reserven angesprochen werden kann.

Bedeutende Schwerölvorkommen kennen wir in Madagaskar (Bemolanga) und in den Staaten Benin und Nigeria (Benin-Trog). Diese werden jedoch, da sie nach heutigen wirtschaftlichen Maßstäben nicht förderbar sind, den noch unentdeckten Reserven nicht zugerechnet.

Ölschiefer ist in unseren Schätzungen der unentdeckten Erdölreserven ebenfalls nicht enthalten. Bei Ölschiefer handelt es sich weniger um Erdöl-speicher als vielmehr um Muttergestein. Um das darin enthaltene organische Material in Öl umzuwandeln, müßte dieses künstlich erhitzt werden. Dabei erweist sich die Energiebilanz derzeit jedoch als so ungünstig – die aufgewandte Energie entspricht etwa der gewonnenen Energie – daß wir diese Vorkommen noch nicht zu den wirtschaftlich interessanten Quellen zählen.

Die noch unentdeckten Gasreserven umfassen etwa 155 Gt/OE (172.730 Gm³; Abb. 1 und Tab. 2). Erdgas, das Kohlenflözen anhaftet und mit Hilfe von normalen, in die Kohle getriebenen Gassonden gefördert wird, ist in dieser Menge enthalten. Dieses Kohlenmethan ist nicht zu verwechseln mit Gas, das bei der Verbrennung von Kohle im Untergrund entsteht, oder mit Gas, das im Zuge der Kohlevergasung im industriellen Rahmen erzeugt wird). Basierend auf Amocos umfangreichen weltweiten Erfahrungen mit Kohlenmethan setzen wir die noch unentdeckten Reserven mit 17 Gt/OE (18.700 Gm³) an. Erdgas in anderen dichten Speichern ist mit etwa 22 Gt/OE (24.500 Gm³) anzusetzen (Abb. 1, Tab. 2)

Von einigen Autoren werden Kohlenwasserstoffvorkommen (vor allem Gas) beschrieben, die sich nicht in abgegrenzten Fallen, sondern in sogenannten

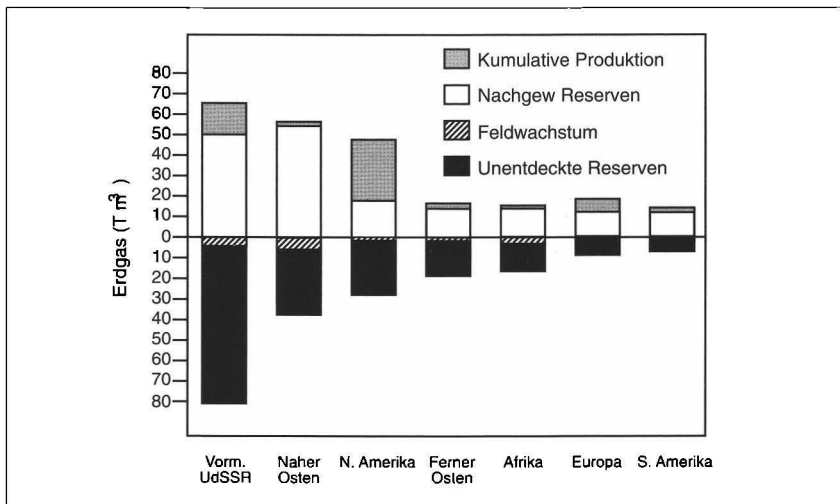


Abb. 22: Geographische Verteilung der kumulativen Produktion, der nachgewiesenen Reserven, des Feldwachstums und der unentdeckten Reserven an Erdgas (modifiziert nach MASTERS et al., 1994)

fortlaufenden Speichern (continuous deposits) im Inneren der Sedimentbecken befinden (z. B. im Irak und im Green River Basin in den USA, ATTANASI et al., 1995) befinden. Diese fortlaufenden Kohlenwasserstoffspeicher liegen in der Mehrzahl in dichtem Gestein, das das Gas nur langsam abgibt und daher zahlreiche Sonden erfordert.

Gashydratvorkommen, eine gefrorene Mischung aus Gas und Wassermolekülen, werden recht häufig in unterhalb 1500 m Meerestiefe gelegenen Sedimentgestein und in kontinentalen Permafrostregionen gefunden. Sie erscheinen auf seismischen Linien als Reflexionen und erstrecken sich quer über sedimentäre Schichtungen und Grenzen. Aus Gashydraten gewinnbares Erdgas wird den unentdeckten Reserven nicht zugerechnet, da uns bisher die technologischen Einrichtungen sowohl zur Abschätzung ihres Umfangs als auch zur sicheren und wirtschaftlichen Produktion fehlen.

Die gesamten noch unentdeckten Erdöl- und Erdgasreserven der Welt sind mit 292 Gt/OE (Tab. 2) anzusetzen.

2.6 Endausbeute

In Tabelle 2 und Abb. 1 und 23 wird basierend auf dem heutigen Stand des Wissens, der Technologie und der wirtschaftlichen Möglichkeiten die Endausbeute an Kohlenwasserstoffen graphisch und in Zahlen dargestellt. Die heute abschätzbare Endausbeute von 800 Gt/OE (448 Gt Erdöl und 390.775 Gm³=352 Gt/OE Erdgas) ist jedoch lediglich eine Momentaufnahme, die in zehn Jahren wahrscheinlich wieder anders aussieht. Wie uns die Erfahrung lehrt, ist eine weitere Zunahme wahrscheinlich (Abb. 24).

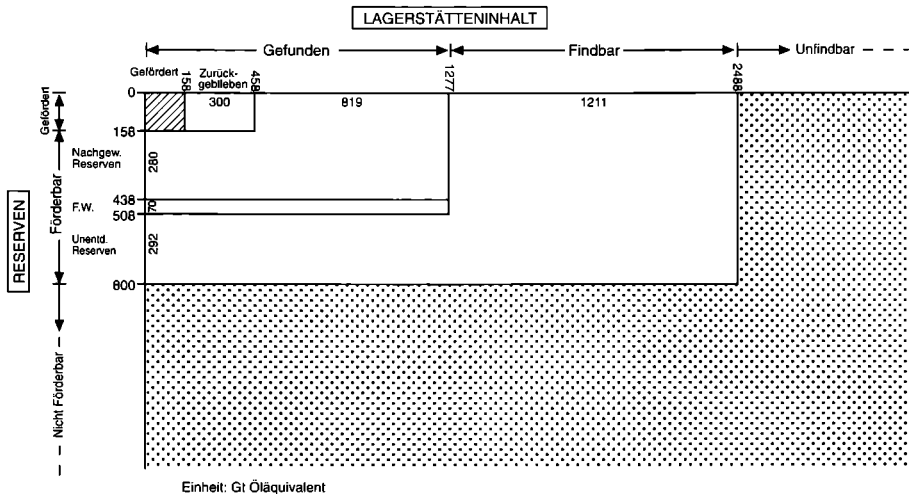


Abb. 23: Schätzung: förderbare Kohlenwasserstoffreserven im Vergleich zum letztlich vorhandenen Lagerstätteninhalt, Stand 1. 1. 1997 (nach in Tab. 2 aufgeschlüsselten Annahmen)

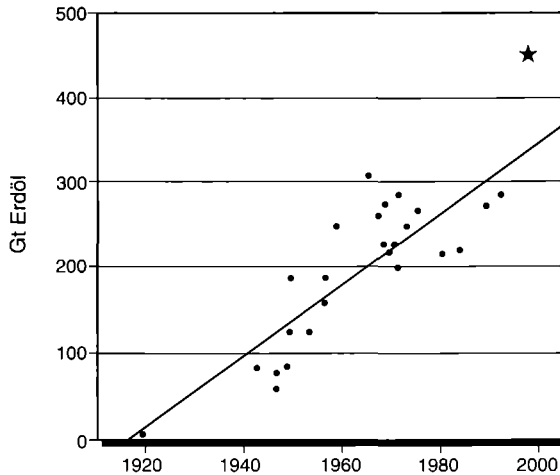


Abb. 24: Die Schätzungen der weltweiten Endausbeute an Erdöl zeigen einen Aufwärtstrend (Daten 1919–1993: Amer. Petrol. Inst.; Stern: Schätzung des Autors, cf. Abb. 1)

3. Wie lange werden unsere Kohlenwasserstoffreserven ausreichen?

3.1 Welche Aussagekraft hat die R/P-Kennzahl?

Die zukünftige Entwicklung von Kohlenwasserstoffreserven wird häufig mit Hilfe des Reserven/Produktionsverhältnisses (R/P-Kennzahl) dargestellt. Diese wird berechnet, indem das Volumen der nachgewiesenen Reserven durch die jüngste Jahresproduktionsziffer dividiert wird. Die daraus resultierende Zahl steht für die noch verbleibenden Produktionsjahre. Auf dieser Basis berechnet, würden die von uns geschätzten, nachgewiesenen Erdölreserven noch 45 Jahre vorhalten (150 Gt Erdöl dividiert durch den 1996 verzeichneten Erdöl-Jahresausstoß von 3,36 Gt). Für die nachgewiesenen Erdgasreserven ergibt sich damit eine R/P-Kennzahl von 65 Jahren (130 Gt/OE dividiert durch den Erdgas-Jahresausstoß 1996 von 2,0 Gt/OE). Die nachgewiesenen (150 Gt) und die zukünftigen Erdölreserven (191 Gt) würden demgemäß noch 101 Jahre vorhalten, die nachgewiesenen (130 Gt/OE) und die zukünftigen Erdgasreserven (171 Gt/OE) dagegen noch weitere 150 Jahre.

Im statistischen Jahrbuch einer Regierung oder im Jahresbericht einer Erdölgesellschaft machen diese Zahlen vielleicht einen gewissen Eindruck, doch fehlt ihnen aus zwei Gründen eine realistische Aussagekraft – und damit werden sie bedeutungslos. Erstens verändern sich die Produktionszahlen sowie die Schätzungen der nachgewiesenen und der noch unentdeckten Reserven an Kohlenwasserstoffen von Jahr zu Jahr und dies in nicht linearer Weise. Außerdem wird die Jahresproduktion an Kohlenwasserstoffen kaum auf dem Niveau von 1996 anhalten, bis kein Tropfen Öl mehr vorhanden ist, und dann von einem Tag auf den anderen auf Null fallen.

3.2 Das Hubbert Profil

Seit es Hubbert (1956, 1969) gelang, den Anstieg, Höhepunkt und nachfolgenden Abfall der jährlichen Fund- und Produktionsraten für Erdöl in 48 Bundesstaaten der USA (ausgenommen Alaska und Hawaii) in Form einer Glockenkurve darzustellen (Abb. 25), gehen zahlreiche Fachleute davon aus, daß der weltweiten Entwicklung der jährlichen Fund- und Produktionsraten ein ähnlicher, **sehr enger Kurvenverlauf** zugrundegelegt werden kann (Abb. 25, z. B. CAMPBELL 1996, 1997; IVANHOE, 1996). Hubbert und die Verfechter seiner Theorie gehen von der Annahme aus, daß die jährliche Fundrate ihren Höhepunkt erreicht, wenn etwa die Hälfte der Endausbeute gefunden wurde und daß die jährliche Produktionsrate ihren Höhepunkt erreicht, wenn etwa die Hälfte der Endausbeute gefördert wurde. Weiters nimmt er an, daß der absteigende Abschnitt der Fund- und der Produktionskurve einen dem steil ansteigenden Abschnitt ähnlichen Verlauf nehmen würde (Abb. 26), und daß die Fundrate ihren Spitzenwert vor der Produktionsrate erreichen würde. **Diese Annahmen führen zu sehr pessimistischen Schätzungen der Endausbeute an Kohlenwasserstoffen.**

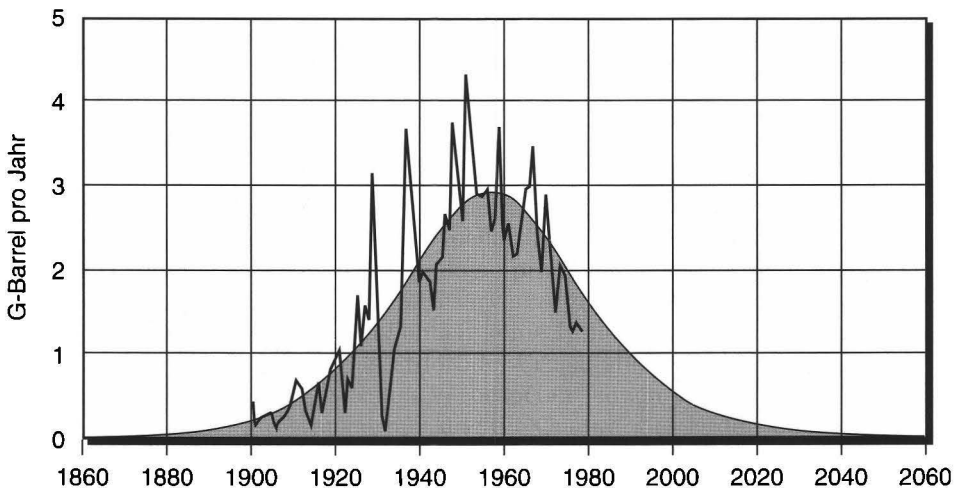


Abb. 25: Glockenkurve der Fundraten für Erdöl in den USA (ausgen. Alaska u. Hawaii) nach Hubbert, im Vergleich mit den tatsächlichen Fundraten (IVANHOE, 1996; cf. Abb. 27 u. 28)

Wenn man den gesamten Reservezuwachs eines Feldes auf das Fundjahr des betreffenden Feldes zurückführt und diesen Vorgang auf alle weltweit bekannten Felder anwendet, zeigt die weltweite jährliche Erdölfundrate im Jahr 1962 mit 6,5 Gt tatsächlich einen Höhepunkt, um bis heute wieder auf 1,0 Gt Erdöl pro Jahr abzufallen (Abb. 27). Für Erdgas läßt sich zwar ein Spitzenwert, aber keine Glockenverteilung feststellen (Abb. 28), da erst jetzt große Fortschritte bei der Aufsuchung und Produktion gemacht werden. Bei dem auf Hubbert basie-

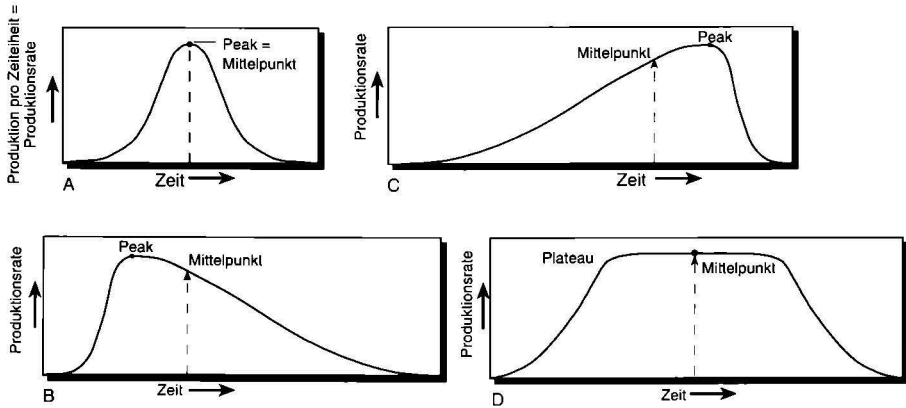


Abb. 26: Mögliche Verteilungsbilder der Produktionsraten einzelner Kohlenwasserstofffelder. Die weltweit aggregierte Verteilungskurve wird einen Diagramm D ähnlichen Verlauf nehmen

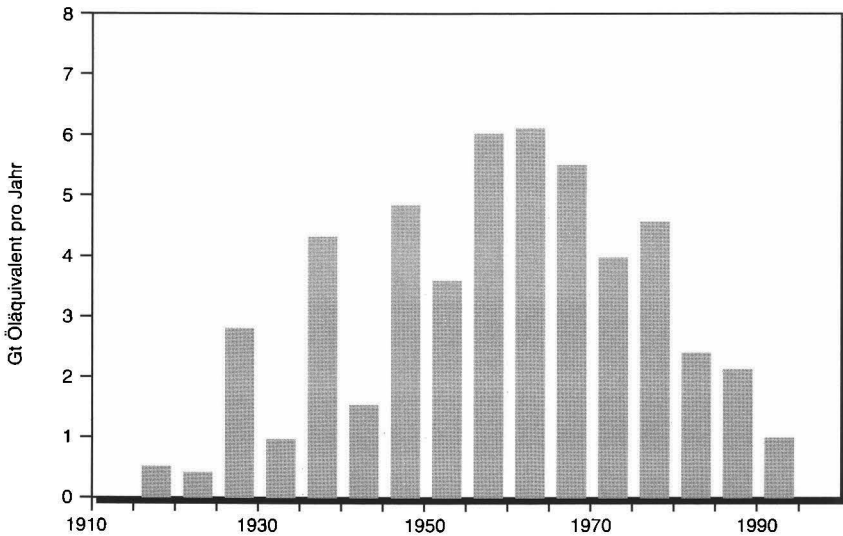


Abb. 27: Weltweite jährliche Erdölfundraten 1915–1995; Angaben im Fünfjahresdurchschnitt; eine breite Glockenkurve ist erkennbar (nach MASTERS et al., 1994)

renden Ansatz sind jedoch die umfangreichen Reserven nicht eingerechnet, die in Ölsanden gebundenen oder in dichten Gasspeichern vorhanden sind. Gleichfalls unberücksichtigt bleibt der Reservenzuwachs, der auf Feldwachstum bei in den letzten 15 bis 35 Jahren entdeckten Felder zurückzuführen ist. Weiters vergessen die Vertreter dieser Methode, daß täglich technologische Fortschritte gemacht werden. Gleichmaßen lassen sie außer acht, daß sich durch eine verbesserte Preis-Kosten-Relation oder vorteilhaftere Vertragsbedingungen zugunsten der produzierenden Firmen die Reserven schlagartig erhöhen können. Auch wollen

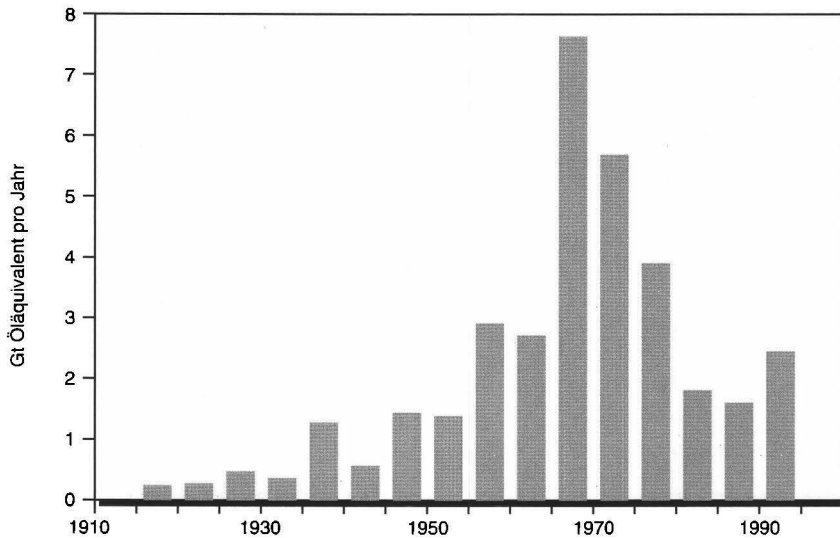


Abb. 28: Weltweite jährliche Erdgasfundraten 1915–1995; Angaben im Fünfjahresdurchschnitt. Hier ergibt sich keine Glockenverteilung, unter anderem auch, weil die Fundraten gegenwärtig stark ansteigen (nach MASTERS et al., 1994)

die Pessimisten nicht glauben, daß die in der Petroleumindustrie tätigen Männer und Frauen die Herausforderungen der Zukunft mit Hilfe von Kreativität, Risikofreude und Begeisterung zu meistern imstande sind.

Schon jetzt können wir sagen, daß das Kohlenwasserstoff-Produktionsprofil der Welt keine enge Glockenkurve bilden kann. Das Weltprofil basiert schließlich auf den Produktionsprofilen vieler Erdöl- und Erdgasfelder. Diese Feldprofile nehmen die unterschiedlichsten Formen an (Abb. 26 a–e), keinesfalls nur den symmetrischen Verlauf einer Glockenkurve (Abb. 26 a). Da sich die Kohlenwasserstoffproduktion der Welt aus den Produktionsprofilen aller Felder zusammensetzt und die verschiedenen Felder ihr Produktionshoch keinesfalls gleichzeitig erreichen, muß die Kurve der jährlich weltweit verzeichneten Kohlenwasserstoffproduktion einen langgestreckten Verlauf ohne klaren Höhepunkt nehmen (Abb. 26 e).

Bevor wir uns nun der **zukünftigen Entwicklung der Kohlenwasserstoffreserven** zuwenden und eine Antwort auf die Frage finden, wie lange die Reserven noch vorhalten können, wollen wir einen Blick auf die gegenwärtigen **Nutzungsbereiche** werfen.

3.3 Kohlenwasserstoffe und ihre gegenwärtigen Nutzungsbereiche

Wir sind uns nicht immer bewußt, wie grundlegend sich die Lebensgewohnheiten der meisten Menschen ohne Kohlenwasserstoffe verändern würden. In den industrialisierten Ländern und den Ballungsgebieten der Entwicklungs-

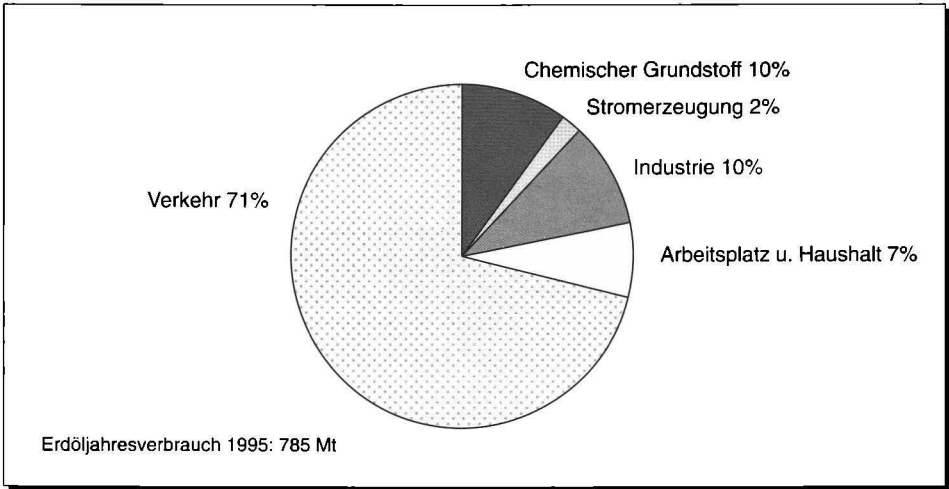


Abb. 29: Erdölnutzung in den USA 1995: In das Segment „Industrie“ fällt Erdöl, das zur Erzeugung von Prozeßwärme bzw. im Bau und Straßenbau verbraucht wird; „Arbeitsplatz und Haushalt“: Verbrauch hauptsächlich für Raumwärme, Kühlung, Warmwasser (U.S. Dept. of Energy, mündliche Angaben). Daten für Österreich für das Jahr 1994 zeigen ähnliche Verhältnisse (z. B. Verkehr 67 %, ÖBMfWA, 1996)

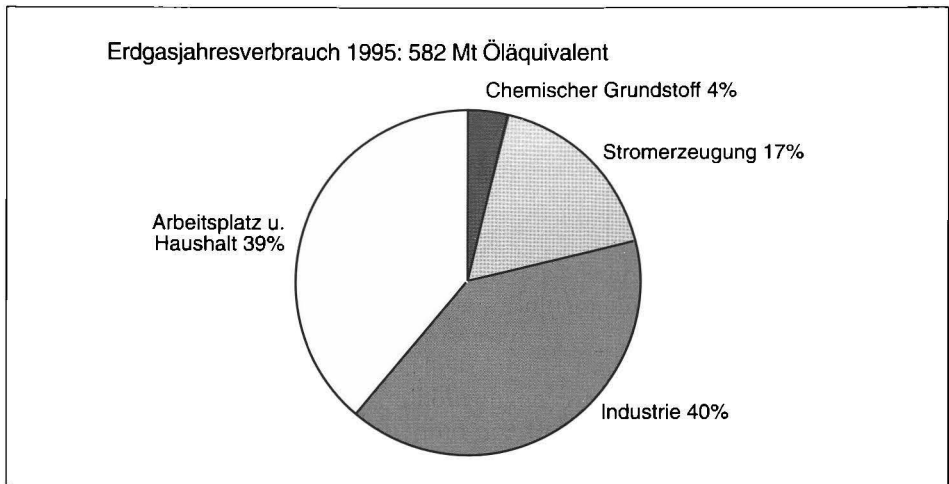


Abb. 30: Erdgasnutzung in den USA 1995: Das Segment „Industrie“ umfaßt hauptsächlich Prozeßwärme; „Arbeitsplatz und Haushalt“: Verbrauch hauptsächlich für Raumwärme, Kühlung, Warmwasser. Auf des Segment „Verkehr“ entfällt noch weniger als 1 % des Gesamtverbrauchs (U.S. Dept. of Energy, mündl. Angaben)

länder hängt das Leben der Menschen in vielen Bereichen wie Ernährung, Unterkunft, Kleidung, Heizung, Kühlung, Transport, Kommunikation und Freizeit direkt oder indirekt in einem hohen Maß von Kohlenwasserstoffen oder den daraus gewonnenen Produkten ab. Die verarbeitende Industrie, genauso wie die Erdölchemie, stützt sich auf Kohlenwasserstoffe als Energiequelle und als Rohmaterial. Spielsachen und Sportgeräte für alt und jung werden aus Erdöl- und Erdgasprodukten hergestellt. Die in jeden Winkel der Welt vordringende Computer- und Telekommunikationstechnologie wäre ohne Kohlenwasserstoffe undenkbar (der zur Verbindung der Lichtwellenleiterkabel verwendete Kunstharz ist ein Erdölprodukt). Selbst die elektrische Energie, vielfach als die umweltfreundlichere Alternative zu Kohlenwasserstoffen angepriesen, wird häufig aus Erdöl oder Erdgas gewonnen. Erdgas ist nach wie vor der billigste Rohstoff zur Herstellung von Wasserstoff für Antriebszellen (fuel cells), die nach Ansicht mancher Fachleute eine wichtige Energiequelle der Zukunft darstellen.

Der gegenwärtige Verbrauch an Erdöl und Erdgas in Vereinigten Staaten wird in Abb. 29 und 30 dargestellt. In Österreich ist die Verteilung nach Sektoren ähnlich.

3.4 Szenarien für die zukünftige Reservenentwicklung

Wenden wir uns nun drei möglichen Szenarien und ihrer jeweiligen Reserven- und Verbrauchsrelation zu (Abb. 31, 32, 33, 34; Tab. 2, 3 u. 4). Analog zu Hegels Triade von These, Antithese und Synthese ergeben sich drei unterschiedliche Perspektiven:

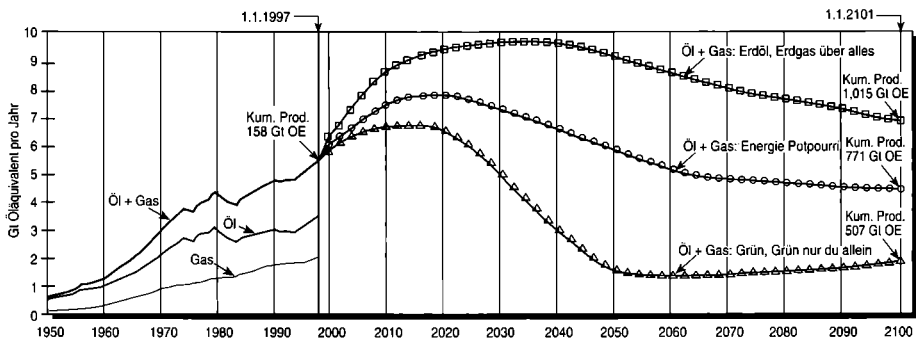


Abb. 31: Welt-Jahresproduktion an Kohlenwasserstoffen. Bis 1. 1. 1997 basierend auf tatsächlichen Produktionsdaten, darüber hinaus auf unter den drei Szenarien gemachten Annahmen

- „Erdöl, Erdgas über alles“ (These)
- „Grün, Grün nur du allein“ (Antithese)
- „Energie-Potpourri“ (Synthese)

Jedes dieser Szenarien wird im Rahmen dieser Arbeit nur in groben Zügen umrissen. Es ist jedoch unsere Absicht, Natur-, Wirtschafts- und Politikwissenschaftler zu einer genaueren Stellungnahme und zur Untersuchung der zugrun-

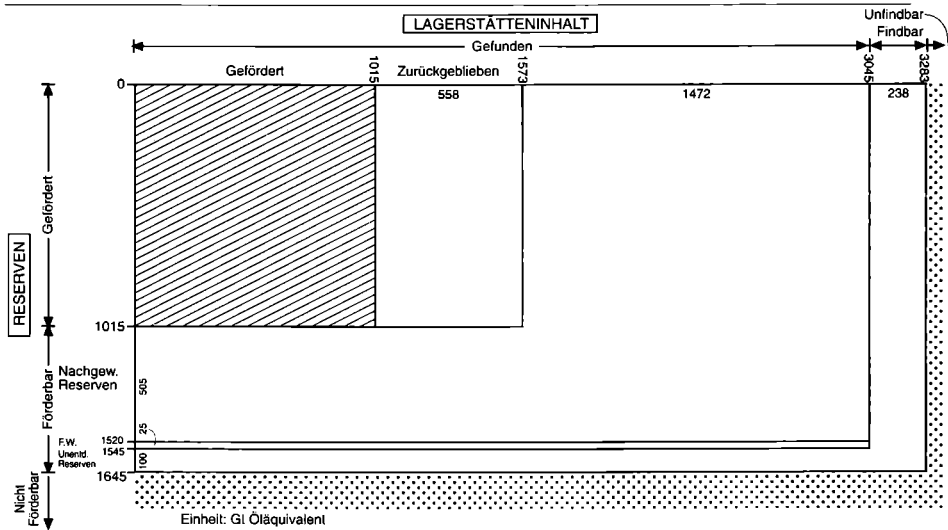


Abb. 32: Schätzung: förderbare Kohlenwasserstoffreserven im Vergleich zum letztlich in den Lagerstätten vorhandenen Inhalt an Kohlenwasserstoffen unter dem Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“; fiktiver Stand 1. 1. 2101. Trotz hoher kumulativer Förderung sind die Reserven hoch (nach in Tab. 2 aufgeschlüsselten Annahmen)

deliegenden Kausalzusammenhänge sowie zu einer möglichst exakten Quantifizierung der In- und Outputs anzuregen. Jede der Perspektiven ist auf **Schlüsselergebnissen** aufgebaut, doch sollten Namen, Örtlichkeiten und selbst die Art der Ereignisse nicht wortwörtlich genommen werden. Wir überlassen es dem Leser, sich selbst ein Urteil darüber zu bilden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die einzelnen angesprochenen Ereignisse eintreten könnten und inwiefern ein Ereignis innerhalb eines bestimmten Szenarios ein anderes ausschließen würde. Vor allem die Volksrepublik China wird in den verschiedenen Szenarien immer wieder erwähnt, da dieser Staat im Jahr 1997 die höchste Bevölkerungszahl aller Staaten der Welt aufweist, im Jahr 1993 zum Nettoimporteur von Erdöl geworden ist und sich überdies in einer atemberaubenden Entwicklung befindet, durch die China bereits im Jahr 2020 zu den wirtschaftlichen Supermächten zu zählen sein wird.

Für alle drei Szenarien gehen wir von einer weiteren Verringerung der Zuwachsrates der Weltbevölkerung aus. Die Bevölkerungszahl wird im Jahr 2160 mit etwa 11 Mrd. ihr Maximum erreichen und dann langsam absinken (LUTZ et al. 1997). Weiters nehmen wir an, daß der Trend zur Entmaterialisierung bei Geräten, Maschinen, Bauten und Arbeitsprozessen weiter fortschreitet und sich beschleunigt. So lassen sich z. B. mit Nanoröhren aus Kohlenstoff Fasern bilden, die doppelt so stark sind wie Stahl, aber nur ein Viertel des Gewichts haben (DUPONT-ROC et al., 1994; in Shell International, 1996). Neue Telekommunikationsmedien ersetzen Transport- und vereinfachen Arbeitsprozesse (die Bankfiliale, das Einzelhandelsgeschäft von 1997 ist schon 2030 eher die Ausnahme als die Regel).

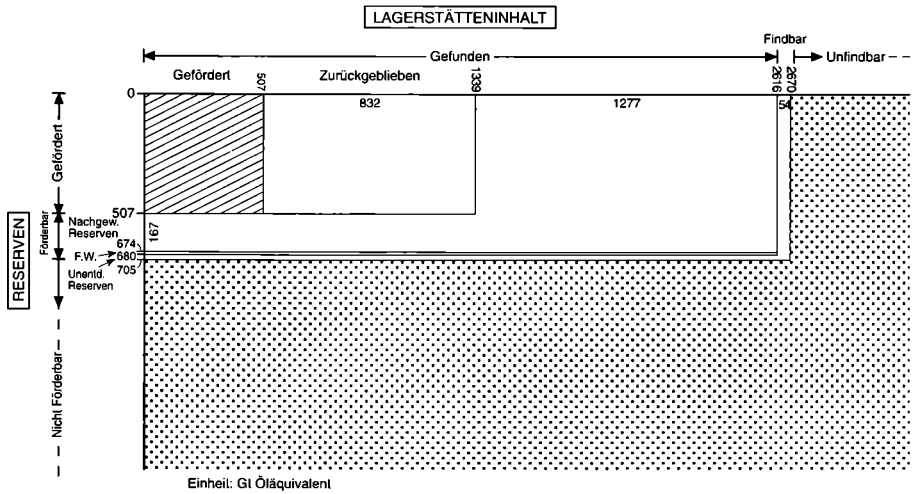


Abb. 33: Schätzung: förderbare Kohlenwasserstoffreserven im Vergleich zum letztlich in den Lagerstätten vorhandenen Inhalt an Kohlenwasserstoffen unter dem Szenario „Grün, Grün nur du allein“; fiktiver Stand 1. 1. 2101. Trotz niedriger kumulativer Förderung sind die Reserven gering (nach in Tab. 3 aufgeschlüsselten Annahmen)

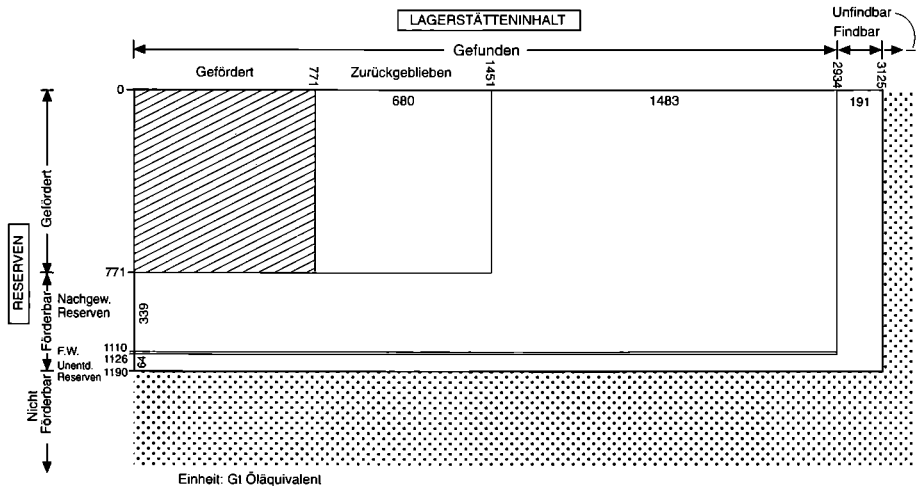


Abb. 34: Schätzung: förderbare Kohlenwasserstoffreserven im Vergleich zum letztlich in den Lagerstätten vorhandenen Inhalt an Kohlenwasserstoffen unter dem Szenario „Energie-Potpourri“; fiktiver Stand 1. 1. 2101. Auch hier spiegelt sich die Intensität der Nachfrage im Stand der Reserven

| | Am 1.1.1997 | Zwischen 1.1.1997 und 1.1.2101 | Differenz | Erklärung |
|---|-------------------|-----------------------------------|--------------|---|
| 1997 Nachgew. Res. | | | | 66% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 142 (473) | 109 (473) | - 33 | Ausbeutefaktor 35% statt 30% |
| Schweröl | 8 (80) | 5 (80) | - 3 | " 10% |
| Gas | 127 (254) | 101 (254) | - 26 | " 60% statt 50% |
| Tight Gas | 3 (12) | 2 (12) | - 1 | " 30% statt 25% |
| Gesamt | 280 (819) | 217 (819) | - 63 | |
| 1997 Feldwachstum | | | | 100% verwirklicht |
| Öl | 39 | 39 | - | |
| Schweröl | 15 | 15 | - | |
| Gas | 16 | 16 | - | |
| Gesamt | 70 | 70 | - | |
| 1997 Unentd. Res. | | | | 50% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 82 (273) | 48 (273) | - 34 | Ausbeutefaktor 35% statt 30% |
| Schweröl | 55 (550) | 28 (550) | - 27 | " 10% |
| Gas | 116 (232) | 70 (232) | - 46 | " 60% statt 50% |
| Tight Gas | 39 (156) | 23 (156) | - 16 | " 30% statt 25% |
| Gesamt | 292 (1211) | 169 (1211) | - 123 | |
| Neue Nachgew. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 22 (65) | - | Ausbeutefaktor 35% |
| Schweröl | - | 0 (0) | - | - |
| Gas | - | 38 (63) | - | Ausbeutefaktor 60% |
| Tight Gas | - | 0 (0) | - | - |
| Gesamt | - | 60 (128) | - | |
| Neues Feldwachstum 1997-2100 | - | 6 | - | 10% der Neuen Nachgew. Res. |
| Neue Unentd. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 10 (29) | - | Ausbeutefaktor 35% |
| Schweröl | - | 0 (0) | - | - |
| Gas | - | 15 (25) | - | Ausbeutefaktor 60% |
| Tight Gas | - | 0 (0) | - | - |
| Gesamt | - | 25 (54) | - | |
| Produktion 1997-2100 | - | 349 | - | cf. Abb. 31 |
| Kumulat. Produktion | 158 | 507 | | |
| Endausbeute | 800 | 705 | | |

Tab. 3: Reservenentwicklung 1997–2101 unter dem Szenario Grün, Grün nur du allein

| | Am 1.1.1997 | Zwischen 1.1.1997 und 1.1.2101 | Differenz | Erklärung |
|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------|---|
| 1997 Nachgew. Res. | | | | 90% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 142 (473) | 192 (473) | + 50 | Ausbeutefaktor 45% statt 30% |
| Schweröl | 8 (80) | 14 (80) | + 6 | " 20% statt 10% |
| Gas | 127 (254) | 160 (254) | + 33 | " 70% statt 50% |
| Tight Gas | 3 (12) | 3 (12) | 0 | " 30% statt 25% |
| Gesamt | 280 (819) | 369 (819) | + 89 | |
| 1997 Feldwachstum | | | | 100% verwirklicht |
| Öl | 39 | 39 | - | |
| Schweröl | 15 | 15 | - | |
| Gas | 16 | 16 | - | |
| Gesamt | 70 | 70 | - | |
| 1997 Unentd. Res. | | | | 80% des Lagerstätteninhalts erschlossen und |
| Öl | 82 (273) | 98 (273) | + 16 | Ausbeutefaktor 45% statt 30% |
| Schweröl | 55 (550) | 88 (550) | + 33 | " 20% statt 10% |
| Gas | 116 (232) | 129 (232) | + 13 | " 70% statt 50% |
| Tight Gas | 39 (156) | 37 (156) | - 2 | " 30% statt 25% |
| Gesamt | 292 (1211) | 352 (1211) | + 60 | |
| Neue Nachgew. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 30 (66) | - | Ausbeutefaktor 45% |
| Schweröl | - | 26 (130) | - | " 20% |
| Gas | - | 53 (76) | - | " 70% |
| Tight Gas | - | 52 (174) | - | " 30% |
| Gesamt | - | 161 (446) | | |
| Neues Feldwachstum 1997-2100 | | 16 | | 10% der Neuen Nachgew. Res. |
| Neue Unentd. Res. 1997-2100 | | | | |
| Öl | - | 13 (29) | - | Ausbeutefaktor 45% |
| Schweröl | - | 16 (80) | - | " 20% |
| Gas | - | 18 (25) | - | " 70% |
| Tight Gas | - | 17 (57) | - | " 30% |
| Gesamt | - | 64 (191) | - | |
| Produktion 1997-2100 | - | 613 | - | cf. Abb. 31 |
| Kumulat. Produktion | 158 | 771 | | |
| Endausbeute | 800 | 1190 | | |

Tab. 4: Reservenentwicklung 1997–2101 unter dem Szenario Energie Potpourri

3.4.1 „Erdöl, Erdgas über alles“

Das Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“ geht von der Tatsache aus, daß die Kohlenwasserstoffproduktion im Jahr 1997 stark im Steigen begriffen ist. Außerdem orientieren sich die Ökonomien überall in der Welt zunehmend an den Prinzipien der freien Marktwirtschaft und die Bestrebungen der einzelnen Länder, ob reich oder arm, sind ausnahmslos auf die Erhöhung ihres Bruttonationalproduktes ausgerichtet.

Zukünftige Schlüsselereignisse in diesem Szenario sind unter anderem:

- **Globale Klimaveränderungen** werden als außerhalb der menschlichen Kontrolle liegende, langfristige Ereignisse erkannt. Bis zum Jahr 2020 setzt sich allgemein die Ansicht durch, daß die durch Menschen verursachten Emissionen von Treibhausgasen (einschließlich Wasserdampf) Klimaveränderungen weder verursachen noch wesentlich verstärken (cf. WELTE, 1995). Der Meeresspiegel steigt nur langsam und in Küstenregionen gelegene Städte können durch effiziente Maßnahmen geschützt werden. Infolge einer Klimaerwärmung um 0,5 °C über den vorindustriellen Mittelwert steigen die Temperaturen in der Ukraine und in Sibirien, wodurch die Nahrungsmittelproduktion stark gesteigert werden kann. Die Ukraine wird zur Kornkammer der Welt, auch Australien kann die Getreideproduktion steigern (NICHOLLS, 1997). Die australischen Wüsten und die südliche Sahara ergrünen. Diese Entwicklung wird positiv gesehen.
- **Sanktionen** seitens der internationalen Gemeinschaft werden von den Politikern **als nicht zielführend erkannt**; dadurch sind dem Irak, dem Iran und Libyen in ihrer Exporttätigkeit keine Grenzen mehr gesetzt.
- Die **vertraglichen Bedingungen** zwischen Erdölgesellschaften und den Besitzern der Kohlenwasserstoffreserven (den Regierungen, in den USA den Grundeigentümern) haben sich im Jahr 2010 zugunsten der Erdölgesellschaften verbessert. Dadurch stehen den Erdölgesellschaften höhere Erträge zur Verfügung, die wiederum in innovative Projekte zur Erschließung und Produktion von Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden können (McHAFFIE et al., 1993).
- Das für kostenintensive und risikoreiche Explorations- und Bohrprojekte sowie zur Produktion von Kohlenwasserstoffreserven in Tiefwasser und in arktischen Gebieten erforderliche **Kapital ist ausreichend vorhanden**. Die **Kosten** für die Auffindung, die Produktion und den Transport von Erdöl und Erdgas werden durch neue Technologien und effizientes Projektmanagement gering gehalten. Das **Preisniveau** ist gering genug, um eine weitgehende Substitution der Kohlenwasserstoffe durch andere Energiequellen unwirtschaftlich zu machen, doch gleichzeitig hoch genug, um Investitionen in die Exploration, Produktion, den Transport und die Verarbeitung von Kohlenwasserstoffen finanziell attraktiv erscheinen zu lassen.
- Neue **Technologien und Verfahren gestatten die Produktion von mindestens 50 % des initialen Ölinhalts bzw. 80 % des initialen Gasinhalts der Speicher**, einschließlich der in Teersanden und in dichten Gesteinsformationen enthaltenen Kohlenwasserstoffe.

- Durch die **Entdeckung neuer Felder und Feldwachstum** nehmen die nachgewiesenen Reserven zumindest bis zum Jahr 2040 stark zu. Diese Entwicklung wird durch neue Technologien im Bereich der Tiefwasserproduktion und der seismischen Exploration sowie durch neue Schwerölproduktionsmethoden ermöglicht.
- Erdöl und Erdgas sind **gegeneinander austauschbar**, z. B. werden aus Erdgas erzeugte Mitteldestillate zum Antrieb von elektrischen Generatoren und von Kraftfahrzeugen eingesetzt.
- Durch **umweltgerechte Produktionsverfahren** gelingt es Erdölgesellschaften und Chemieunternehmen, umweltschädliche Emissionen bzw. Umweltverschmutzung weitgehend zu vermeiden und damit die Auswirkungen ihrer Tätigkeit auf ihre unmittelbare Umwelt auf ein Minimum zu reduzieren.
- Durch neue Scheideverfahren können die SO_x - und NO_x -Emissionen bei Schweröl effizient und billig auf **tolerierbare Werte gesenkt** werden.
- Durch die starke Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen werden die Produktionskapazitäten der Industrie bedeutend ausgeweitet. Die Produktion erschlossener Felder wird auf einem hohen Niveau gehalten und die Erschließung neuer Felder wird stark forciert. **Kurzfristige Versorgungsengpässe** (von 6–12 Monaten) treten auf. Diese Engpässe und Warnungen derer, die ein baldiges Ende der Kohlenwasserstoffreserven vorhersagen, führen von Zeit zu Zeit zu starken Preissteigerungen. Dadurch kommt es allmählich zu einer verstärkten Hinwendung zu anderen Energiequellen.

In dem Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“ steigen die Produktion und der Verbrauch an Kohlenwasserstoffen von 5,4 Gt/OE pro Jahr 1996 auf ein Jahresniveau von 9,65 Gt/OE im Jahr 2032. Unter diesem Szenario entwickelt sich die folgende Dynamik: Der Nahe Osten oder ein anderes Liefergebiet erreicht einen Anteil von über 50 % an der Weltgesamtproduktion, die Preise ziehen an. Nun kommen Kohlenwasserstoffe aus anderen Regionen der Welt (vor allem Schweröl aus Teersanden) auf den Markt. Außerdem werden alternative Energiequellen erschlossen. Dadurch fallen die Preise wieder und die Produktions- bzw. Verbrauchszahlen beginnen neuerlich zu steigen. Dieser Zyklus dauert jeweils 5 bis 20 Jahre und wiederholt sich mehrfach im Laufe des einundzwanzigsten Jahrhunderts, wobei die Kohlenwasserstoffe aber nach 2050 kontinuierlich Marktanteile an Alternativprodukte verlieren.

Ausgehend von den im Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“ skizzierten Schlüsselereignissen schätzen wir die Gesamtproduktion an Kohlenwasserstoffen bis zum 1. 1. 2101 auf 1.015 Gt/OE. Die nachgewiesenen Reserven stehen an diesem Tag bei 505 Gt/OE, die noch unentdeckten Reserven bei 125 Gt/OE. Die Endausbeute beläuft sich damit auf 1.645 Gt/OE (Abb. 32; Tab. 2).

3.4.2 „Grün, Grün nur du allein“

Das Szenario „Grün, Grün nur du allein“ geht von der Tatsache aus, daß im Jahr 1997 der CO_2 -Gehalt der Atmosphäre über dem vorindustriellen Niveau liegt (EHRlich und EHRlich, 1996). Die Sorge um die Umwelt veranlaßt eine steigende Anzahl von Menschen, Organisationen und Regierungen, sich für die Ein-

dämmung der globalen Klimaveränderungen und die Entwicklung einer nachhaltigen, post-industriellen Ökonomie einzusetzen.

Zukünftige Schlüsselereignisse in diesem Szenario sind unter anderem:

- **Globale Klimaveränderungen** werden verantwortlich gemacht für die Ausbreitung tropischer Wüsten, durch Hitze verursachte höhere Sterblichkeitsziffern bei älteren Menschen, die Erosion fruchtbarer Böden, Ernteaufschläge und das Sinken der Nahrungsmittelproduktion. Die Klimaveränderungen werden auf den Treibhauseffekt zurückgeführt, der durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe ausgelöst wird. Gemessen wird das Ausmaß der Klimaveränderung an den für den Zeitraum von 1850–1860 erhobenen Mittelwerten, die als repräsentativ für den vorindustriellen Zustand angesehen werden.
- **Politiker und Selbsthilfegruppen** betrachten die globale Erwärmung als ein ernsthaftes Problem, das auf die Emission von Treibhausgasen und vor allem von CO₂ zurückzuführen ist. Sie warten nicht mehr auf schlüssige wissenschaftliche Beweise für die Ursachen der Klimaveränderungen. Freie Marktwirtschaft bei der Produktion von Öl und Gas wird als unvereinbar mit einer nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung der Menschheit angesehen. Beginnend im Jahr 2015, wird die Tätigkeit der Erdölgesellschaften in den industrialisierten Ländern, später auch in Entwicklungsländern, durch neu erlassene Gesetze und Bestimmungen stark eingeschränkt.
- In ihrem Bemühen, den Verbrauch fossiler Energie zu drosseln, **kooperieren die Menschen** über nationale und ethnische Grenzen hinweg. Internationale Körperschaften wie die EU, NAFTA, GUS, und die Vereinten Nationen sowie die USA und China versuchen gemeinsam, die durch den Verzicht auf fossile Energiequellen verursachten wirtschaftlichen Auswirkungen auf Regionen, Länder und Individuen zu mindern. Die Menschen in den industrialisierten Ländern sind bereit, einen Teil ihres Wohlstandes und ihrer breiten Palette an Wahlmöglichkeiten aufzugeben und eine tiefgehende Veränderung ihrer Lebensweise in Kauf zu nehmen, um zur Lösung globaler Umweltprobleme beizutragen. Der Transfer von technischem Know-how und Finanzhilfe in mehrstelliger Milliardenhöhe in die Entwicklungsländer wird auf Jahrzehnte hinaus festgeschrieben.
- Durch die in den meisten industrialisierten Ländern bis zum Jahr 2005 eingeführte **Öko-Steuer**, meist in Form einer CO₂-Steuer, steigt der Preis für aus Kohle, Erdöl und Erdgas gewonnene Energie stark an.
- Die industrialisierten Länder und einige Entwicklungsländer erlassen Verordnungen zur **Beschränkung des CO₂-Ausstoßes**. Dadurch entsteht zwischen 2000 und 2020 ein Wettbewerbsvorteil für Erdgas gegenüber Erdöl und für beide gegenüber Kohle.
- **Gerichtliche Klagen** gegen Erdölgesellschaften, in denen Öl- und Gaslecks in Zusammenhang mit Gesundheitsproblemen gebracht werden, sind nicht nur in den Vereinigten Staaten zunehmend erfolgreich.
- Die **Energieeffizienz** der Arbeitsprozesse kann durch neue Technologien und verbesserte Verfahrensmethoden generell dramatisch gesteigert werden.

- **Telecommuting** findet im Rahmen des Fortschreitens der „digitalen Ökonomie“ ausgehend von Europa und den Vereinigten Staaten immer weitere Verbreitung und erfaßt bis zum Jahr 2020 alle großen Bevölkerungszentren. Die Menschen bevorzugen einen Lebensstil, der es ihnen möglich macht, ihre Arbeit und ihre Einkäufe über ihren Heimcomputer zu erledigen, anstatt sich täglich über verstopfte Straßen und fehlende Parkmöglichkeiten ärgern zu müssen.
- **Hydroelektrizität** findet bis zum Jahr 2020 weitestgehende Verbreitung. In China wird das in den neunziger Jahren begonnene Programm zum Ausbau von Wasserkraftwerken nach wie vor im großen Rahmen fortgesetzt.
- **Solarenergie**, deren Erzeugungskosten im Jahr 1995 die Kosten für Energie aus Kohlenwasserstoffen noch um das Doppelte überstiegen, findet durch Subventionen und Kostensenkungen bis zum Jahr 2010 weite Verbreitung.
- Die Energiegewinnung aus **Biomasse** (mit Ausnahme von Holz) wird von den Regierungen durch Förderungsprogramme unterstützt und erreicht im Jahr 2015 eine der aus Kohlenwasserstoffen gewonnenen Energie vergleichbare Kostenrentabilität. So wird zum Beispiel Biomasse aus anderen Grundstoffen als Holz durch Enzymreaktionen in Äthanol umgewandelt, das als Treibstoff für Kraftfahrzeuge Verwendung findet. In großen Mengen wird aus Biomasse Synthesegas und daraus wieder Methanol und andere Produkte, wie Dimethyläther, hergestellt, die zur Stromerzeugung, als Kraftfahrzeugtreibstoff und als Grundstoff für Chemikalien verwendet werden.
- **Wind- und Gezeitenenergie** werden durch Subventionen gefördert.
- Etwa im Jahr 2010 können mit Hilfe eines Nachfolgers des Hubble-Teleskops **neue Energiequellen** im All ausgemacht und erforscht werden. Mit neu entwickelten, auf Kernfusion basierenden Technologien kann Wärme billig und ohne radioaktive Abfälle erzeugt werden. Diese Form von Energie ist im Jahr 2028 kostengleich zu Kohlenwasserstoff-Energie kommerziell vermarktbare. Mit dieser neuen Wärmequelle kann elektrischer Strom billig hergestellt werden, wodurch wiederum die Massenerzeugung von (flüssigem) Wasserstoff aus Wasser (anstelle von Erdgas!) möglich wird. Der Vorteil von Wasserstoff liegt in seiner Umweltfreundlichkeit und in seiner hohen Energiedichte. Bis zum Jahr 2050 bildet sich ein globales Wirtschaftsgefüge, das wesentlich auf Wasserstoff als Quelle für saubere Energie und Rohstoffe basiert.
- Mit dem Jahr 2030 geht das Zeitalter des **Verbrennungsmotors** zu Ende. Dieser wird zunehmend durch Antriebseinheiten ersetzt, die direkt oder indirekt aus neuen Energiequellen (Kernfusion) gespeist werden.
- Die **Gentechnik** beschert uns schädlings- und krankheitsresistente Weizen-, Mais-, Tomaten- und Kartoffelpflanzen, die überdies mit sehr geringen Mengen an Düngemitteln auskommen.

In diesem Szenario steigt die Produktion und der Verbrauch von Kohlenwasserstoffen auf einen Höchststand von 6,7 Gt/OE im Jahr 2016, um danach bis zum Jahr 2060 auf ein Niveau von nur 1,4 Gt/OE abzufallen (Abb. 31). Nach diesem Zeitpunkt werden Kohlenwasserstoffe praktisch nur mehr als Rohmaterial

in der chemischen Industrie (Fasern, Plastik, Coatings und Bänder) eingesetzt. Durch das Anwachsen dieser Nutzungsbereiche steigt auch die Kohlenwasserstoffproduktion nach 2060 wieder an.

Ausgehend von den im Szenario „Grün, Grün nur du allein“ skizzierten Schlüsselereignissen schätzen wir die Gesamtproduktion an Kohlenwasserstoffen bis zum 1. 1. 2101 auf 507 Gt/OE. Die nachgewiesenen Reserven stehen an diesem Tag bei 167 Gt/OE, das Feldwachstum wird auf 6 Gt/OE geschätzt und die noch unentdeckten Reserven betragen 25 Gt/OE. Die Endausbeute beläuft sich somit auf 705 Gt/OE (Abb. 33; Tab. 3).

Es ist eine interessante Koinzidenz, daß die sich unter dem das Szenario „Grün, Grün nur du allein“ ergebenden Produktionszahlen eine große Ähnlichkeit mit dem Profil aufweisen, das gegenwärtig von jenen Fachleuten gerne zitiert wird, die ein baldiges Ende der vorhandenen Kohlenwasserstoffvorräte ankündigen (CAMPBELL, 1996, 1997; IVANHOE, 1996). Es muß aber festgehalten werden, daß das Szenario „Grün, Grün nur du allein“ von der auf Grund von umweltbezogenen Bedenken stark eingeschränkten Nachfrage nach Erdöl und Erdgas ausgeht, während CAMPBELL, 1996, 1997, IVANHOE, 1996 und EDWARDS 1997 zu einem ähnlichen Bild kommen, dieses aber von beschränkt vorhandenen Kohlenwasserstoffreserven diktiert sehen.

3.4.3 „Energie-Potpourri“

Dieses Szenario geht davon aus, daß die Erzeugung von Energie aus Wasserkraft im Jahr 1997 einen neuen Höchststand erreicht hat, während gleichzeitig auch das Volumen der in Atomkraftwerken und aus Kohle erzeugten Energie in den Vereinigten Staaten und in China seit 1990 stark im Steigen begriffen ist und der Einsatz von Solaranlagen weltweit zunehmend an Boden gewinnt.

Zukünftige Schlüsselereignisse in diesem Szenario sind unter anderem:

- Die meisten Staaten schaffen eine modifizierte, durch Gesetze und **Verordnungen gezügelte, freie Marktwirtschaft**. Gesetze und Verordnungen fördern den Umweltschutz und setzen Anreize zur Erschließung erneuerbarer Energieformen.
- Die **globalen Klimaveränderungen** werden auf Einflüsse zurückgeführt, die unabhängig von menschlicher Tätigkeit bestehen. Die Einwirkung von Treibhausgasen wird als verstärkender, nicht jedoch als auslösender Faktor gesehen. Aufgrund dieser Erkenntnis wird in entwickelten Ländern versucht, die CO₂-Emission auf dem Niveau des Jahres 2005 zu halten.
- **Erdöl und Erdgas sind gegeneinander austauschbar**. Besonders die Umwandlung von Gas in Synthesegas, Methanol oder in Dimethyläther (DME) oder andere Mitteldestillate zum Antrieb von Stromversorgungsanlagen und Automotoren findet weitverbreitete Anwendung.
- Die **CO₂-Bindung** kann im großen Maßstab verwirklicht werden. Diese Entwicklung wird durch vorausschauende Maßnahmen zahlreicher Regierungen um das Jahr 2005 möglich, die anstelle der Einführung einer Ökosteuer steuerliche Anreize für Forschungsprojekte zur CO₂-Bindung schaffen. Zu den

wichtigsten Methoden zählen Wiedereinbringen in die Erdkruste und die Schaffung natürlicher Fallen, wie z. B. großflächige Aufforstung und Anlage von Algenkulturen im Meer, wo es zur Bildung von harmlosen, kalkschaligen Organismen kommt (cf. CAPONE, 1997).

- **Automotoren** verbrennen auf 100 km nur mehr weniger als 3 Liter Diesel (oder aus Erdgas gewonnene Diesel-Ersatzstoffe); die Luftverschmutzung durch CO₂, Kohlenwasserstoffe und Ruß kann dank Katalysatoren und neuer Technologien bis zum Jahr 2005 auf ein sehr geringes Niveau gesenkt werden. Durch eine wesentliche Verbesserung der Energieumwandlung in Verbrennungsmotoren kann mit Hybrid-Motoren (z. B. diesel-elektrischen Antriebsaggregaten), deren Marktanteil zwischen 2005 und 2015 stark ansteigt, der Wirkungsgrad der Treibstoffe weiter gesteigert werden.
- Mit aus Erdgas gewonnenem **Wasserstoff betriebene Antriebszellen** können bis zum Jahr 2025 zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten hergestellt werden. Die Kosten für die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas werden durch neue Verfahren zur Erzeugung von Synthesegas und Dimethyläther gesenkt.
- **Erdölfirmer wandeln sich zu Energieunternehmen**, die in Zusammenarbeit mit ihren Kunden verbraucherorientierte effiziente und sparsame Energielösungen erarbeiten. Ihre Tätigkeit wird als ein wesentlicher Beitrag zur nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung der Menschheit anerkannt.
- **China**, das bekanntermaßen über nur geringe Kohlenwasserstoffreserven verfügt, wird im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 **weltweit führend** bei der Entwicklung und Nutzbarmachung **erneuerbarer Energiequellen**. In verschiedenen Bereichen wie der Nutzung von Sonnenenergie, Windenergie, Energie aus Biomasse und Gezeitenenergie entwickelt sich China zum Exportland für Hardware, Software und Know-how.
- Zwischen 1997 und 2025 werden, wo immer wirtschaftlich- und umweltpolitisch vertretbar, zahlreiche neue **Wasserkraftwerke** gebaut. Besonders in China wird die Nutzung der Wasserkraft in umfangreichen Projekten vorangetrieben.
- Der Widerstand gegen Kernspaltung und **Atomkraftwerke** verschwindet; radioaktiver Müll wird in neue Materialien versiegelt und sicher gelagert. Im Jahr 2015 wird die Kernenergie als saubere Energie angesehen. China entwickelt sich bis zum Jahr 2025 zum weltweit führenden Kernenergieproduzenten.
- Durch die Entwicklung von **Verfahren zur sauberen Energiegewinnung aus Kohle** kann der Ausstoß auf von NO_x und SO_x auf ein vertretbares Niveau gesenkt werden. China verwertet seine umfangreichen Kohlenreserven.
- Durch ihr günstiges Preis-Kosten-Verhältnis **bleiben Kohlenwasserstoffe wettbewerbsfähig** gegenüber anderen Energiequellen und Rohmaterialien.
- Die Kosten für die Stromgewinnung aus **Sonnenenergie**, 1995 noch doppelt so hoch wie für aus Kohlenwasserstoffen gewonnene Energie, können bis zum Jahr 2020 auf ein gleiches Niveau gesenkt werden.
- Nach dem Jahr 2050 werden Kohlenwasserstoffe und Kohle allmählich durch **billigere erneuerbare Energiequellen** und Rohstoffe ersetzt.

In diesem Szenario steigt die Produktion und der Verbrauch von Kohlenwasserstoffen auf 7,8 Gt/OE im Jahr 2019, um danach langsam auf ein Niveau von etwa 4,4 Gt/OE im Jahr 2100 zu sinken. Die mögliche Energieverteilung bis zum Jahr 2100 wird in Abb. 35 dargestellt (modifiziert nach DUPONT-Roc et al., 1994; in Shell International, 1996).

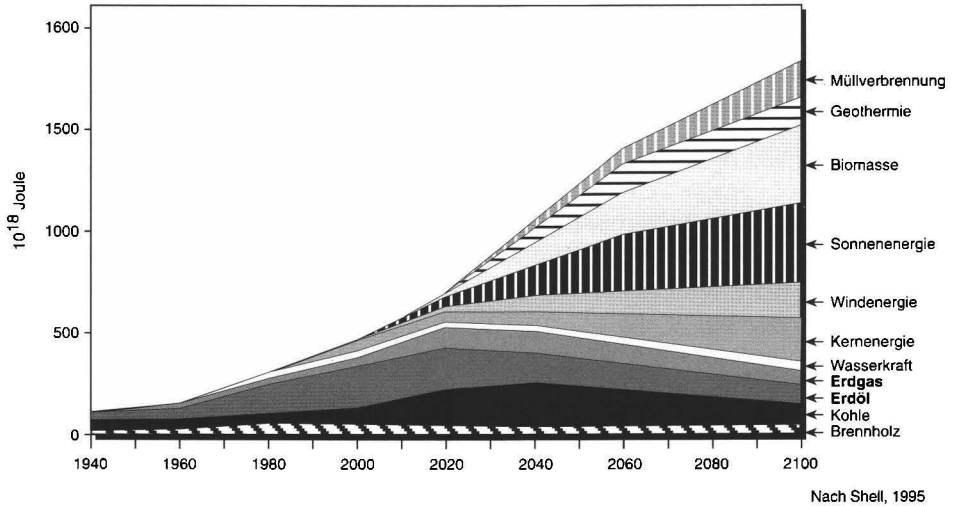


Abb. 35: Energieträger: Gestern, heute, morgen

Ausgehend von den im Szenario „Energie-Potpourri“ skizzierten Schlüsselereignissen schätzen wir die Gesamtproduktion an Kohlenwasserstoffen bis zum 1. 1. 2101 auf 771 Gt/OE. Die nachgewiesenen Reserven stehen an diesem Tag bei 339 Gt/OE, das Feldwachstum wird auf 16 Gt/OE geschätzt und die noch unentdeckten Reserven auf 64 Gt/OE. Die Endausbeute beläuft sich somit auf 1.190 Gt/OE (Abb. 31 u. 34; Tab. 4).

4. Schlußbemerkung

In allen drei der besprochenen Szenarien reichen die vorhandenen Kohlenwasserstoffreserven bis in das zweiundzwanzigste Jahrhundert (Abb. 31 bis 34; Tab. 2–4).

Mit Sicherheit kann festgestellt werden, daß die Erdkruste eine bestimmte, vom Stand unseres Wissens unbeeinflussbare Menge an Kohlenwasserstoffen enthält. Rein ökonomisch gesehen gilt: Je höher der Bedarf an Kohlenwasserstoffen, desto größer ist der wirtschaftliche Anreiz für die Aufsuchung und Förderung und desto größer sind auch die nutzbar gemachten Kohlenwasserstoffreserven. Wieviel aber von diesem feststehenden Volumen an in der Erd-

kruste vorhandenen Kohlenwasserstoffen noch entdeckt, nachgewiesen und produziert werden kann, hängt wesentlich von den wirtschaftlichen, sozialen, politischen und technologischen Faktoren ab, die unsere Einstellung zur Produktion von Kohlenwasserstoffen bestimmen. Die Frage ist also nicht, wie lange die vorhandenen Lagerstätteninhalte noch ausreichen werden, sondern in welchem Ausmaß wir sie nutzen wollen (cf. BUSHATI, 1993, SCHMIDT, 1993). Diese Tatsache erklärt auch die großen Unterschiede bei den für den 1. 1. 2101 errechneten Kennzahlen (Abb. 32–34, Tab. 2–4).

Am höchsten sind diese Kennzahlen im Jahr 2101 unter dem Szenario „Erdöl, Erdgas über alles“, am niedrigsten für „Grün, Grün nur du allein“, während sie beim „Energie-Potpourri“ zwischen diesen Werten liegen.

Soweit unsere Antwort auf die Frage nach dem Umfang der Kohlenwasserstoffreserven der Erde und ihren Entwicklungsperspektiven aus heutiger Sicht. Wir hoffen, daß wir mit unserer Darstellung Anregungen zur Entwicklung besserer und komplexerer Modelle und exakterer Prognosen geben konnten. Eingedenk des alten Sprichworts „erstens kommt es anders, zweitens als man denkt“, will diese Arbeit vor allem einen Beitrag zur Erweiterung unserer heutigen Perspektive leisten.

Diesen wirtschaftlichen und technischen Ausführungen möchte ich noch einen persönlichen Gedanken beifügen. Wir Menschen leben im Austausch mit der Natur, wir sind von ihr in vielfältiger Weise abhängig. Sie ist nicht nur das Brot, das wir essen, sondern auch das Haus, in dem wir wohnen. Unser Verhältnis zu unserer natürlichen Umgebung kann und darf nicht allein durch den wirtschaftlichen Wert der Produkte, die sie uns bietet, und der Dienste, die sie uns leistet, bestimmt werden. Ein harmonisches Verhältnis zwischen uns und unserer Umwelt muß auf einer umfassenden Bejahung und Wertschätzung der Natur beruhen, die von materiellen, aber auch von ethischen und ideellen Gesichtspunkten ausgeht.

5. Danksagung

Abschließend möchte ich der Amoco Corporation meinen Dank aussprechen für die Unterstützung, die ich bei der Zusammenstellung dieser Arbeit erhalten habe. Zu besonderem Dank verpflichtet bin ich meinen Freunden bei Amoco, P. Carragher, T. Eck, T. Fleisch, M. James, A. Jeanjaquet, C. Kazmer, G. King, J. Malaglovicz, D. McGuire, die mir durch anregende Diskussionsbeiträge wichtige Einsichten ermöglichten, sowie K. Riggs für die graphische Gestaltung. Danken möchte ich auch H. Sperl (OMV) für seine Bemühungen um die Übersetzung des Manuskripts und M. Bennett für die Übertragung der Arbeit in die deutsche Sprache. W. Frank von der Universität Wien hat mich eingeladen, diese Arbeit zu schreiben. W. Grün, H. Langanger und W. Remp (alle OMV) trugen interessante Anmerkungen bei. W. Janoschek und G. Letouzé (Geol. Bundesanstalt) stellten die Zahlen für Österreich bereit; mein hochverehrter Lehrer und Freund J. Zemann (Österr. Akademie der Wissenschaften) unterstützte

mich in meiner Arbeit durch viele hilfreiche Hinweise und redaktionelle Betreuung. Ihnen allen sei herzlich gedankt. Meiner Familie danke ich ganz besonders für das Verständnis, das sie mir während des Schreibens dieser Arbeit angesichts zeitweilig hektischer Aktivität an Abenden und an Wochenenden entgegengebracht hat.

6. Literaturverzeichnis

- ALLEN, P. A., ALLEN, J. R. (1990): Basin Analysis. 451 S., Blackwell Science, Oxford.
- ATTANASI, E. D., ROOT, D. H. (1994): The Enigma of Oil and Gas Field Growth. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 78, 321–332, Tulsa.
- ATTANASI, E. D., SCHMOKER, J. W., QUINN, J. C. (1995): Economics and Continuous-Type Oil and Gas Accumulations in the 1995 National Assessment of U.S. Oil and Gas Resources. U.S. Geol. Survey Open – File Report 95–75F, 33 S.
- BAHORICH, M., FARMER, S. (1995): 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. The Leading Edge, 14, 1053–1058, Tulsa.
- BAKER, R. (1996): A Primer of Oilwell Drilling (5. Ausgabe). 184 S., University of Texas, Austin.
- BARRON, E. (1992): Paleoclimatology. 485–505, in: BROWN G. C. et al: Understanding the Earth. 551 S., Cambridge University Press, Cambridge.
- BISCHOF, G. (1961): Der Griff ins Erdinnere. 384 S., Safari, Berlin.
- British Petroleum (1997): BP Statistical Review of World Energy 1997. Brit. Petrol. Corp. Communications Services, London. Ebenfalls: <http://www.bp.com/bpstats>.
- BRIX, F., SCHULTZ, O. (1993): Erdöl und Erdgas in Österreich. 688 S., Naturhistor. Museum Wien u. F. Berger, Wien.
- BROWN, A. R. (1996): Interpretation of Three Dimensional Seismic Data. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Memoir, 42, 341 S., Tulsa.
- CAMPBELL, C. J. (1996): The Status of World Oil Depletion at the End of 1995. Energy Exploration and Exploitation, 14, 63–81.
- CAMPBELL, C. J. (1997): A European View of Oil Reserves. Hubbert Center Newsletter, 2/97, 1–5, Golden.
- CAPONE, D. et al. (1997): Trichodesmium, A Globally Significant Marine Cyanobacterium. Science, 276, 1221–1229.
- DEMAISON, G., HUIZINGA, B. J. (1991): Genetic Classification of Petroleum Systems. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 75, 1626–1643, Tulsa.
- Deutsche BP (1989): Das Buch vom Erdöl. 709 S., Reuter und Klöckner, Hamburg.
- EDWARDS, J. D. (1997): Crude Oil and Alternate Energy Production Forecasts for the Twenty-First Century. The End of the Hydrocarbon Era. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 81, 1293–1305, Tulsa.

- EMERY, D., MYERS, K. J. (1996): Sequence Stratigraphy, 297 S., Blackwell Science, Oxford.
- EHRlich, P. R., EHRlich, A. H. (1996): Betrayal of Science and Reason, 335 S., Island Press.
- FASSIHI, M. R. et al. (1997): Estimation of Recovery Factor in Light-Oil Air Injection Projects. SPE Reservoir Engineering, 8/1997, 173–178.
- HIEBLINGER, J. (1997): Technologieerfordernisse der Erdöl- und Erdgasindustrie. Erdöl, Erdgas, Kohle, 113, 7/8, Hamburg-Wien.
- HALLAM, A. (1984): Pre-Quaternary Sea-Level Changes. Annual Rev. Earth Planet. Sci., 12, 205–244.
- HUBBERT, M. K. (1956): Nuclear Energy and the Fossil Fuels. 7–25, in: American Petroleum Institute: Drilling and Production Practices.
- HUBBERT, M. K. (1969): Energy Resources. 157–242, in: CLOUD, P. (Hrsg.): Resources and Man. Freeman, San Francisco.
- IVANHOE, L. F. (1996): Updated Hubbert Curves Analyze World Oil Supply. World Oil, II/1996, 91–94, 11/1996.
- KLEMMER, H. D. & ULMISHEK, G. F. (1991): Effective Petroleum Source Rocks of the World, Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 75, 1809–1851, Tulsa.
- LETOUZÉ-ZEZULA, G. (1993): Produktionsstatistik und Reserven. 478–483, in: BRIX, F. & SCHULTZ, O.: Erdöl und Erdgas in Österreich, 688 S., Wien.
- LUTZ, W. et al. (1997): Doubling of World Population Unlikely. Nature, 387, 803–805.
- MASTERS, C. D. et al. (1994): World Petroleum Assessment and Analysis. Proceedings 14th World Petroleum Congress, 529–541. John Wiley and Sons.
- McHAFFIE, E. R. et al. (1993): Governments, Contractors Seen Headed for Era of Cooperation. Oil & Gas Journal, 91, H. 17, Penn Well, Tulsa.
- NICHOLLS, N. (1997): Increased Australian Wheat Yield Due to Recent Climate Trends. Nature, 387, 484–485.
- Oil and Gas Journal (1996): Oil and Gas Reserves, Oil Output rise in 1996, 94, H. 53, 37–73, Penn Well, Tulsa.
- Österr. Bundesministerium für wirtschaftl. Angelegenheiten (1996): Energiebericht 1996, 162 S., Anh., Wien.
- Österr. Bundesministerium für wirtschaftl. Angelegenheiten (1997): Österreichisches Montan-Handbuch. (in Vorbereitung), Berger & Sohn, Wien.
- ROMM, J. J., CURTIS, C. B. (1996): Mideast Oil Forever? Atlantic Monthly, April 1996, Boston.
- SCHOLLNBERGER, W. E. (1996a): First Steps Toward Focused Exploration. Oil Gas European Magazine, 1/1996, 10–13, Hamburg Wien.
- SCHOLLNBERGER, W. E. (1996b): A Balanced Scorecard for Petroleum Exploration. Oil Gas European Magazine, 2/1996, 9–19, Hamburg-Wien.

- Shell International Limited (1996): The Evolution of the World's Energy Systems, 7 S, London.
Veröffentlichte Zusammenfassung eines internen Berichts von Dupont-Roc et al. (1994).
- SHIRALKAR, G. S. et al. (1996): Parallel Computing Alters Approaches, Raises Integration Challenges in Reservoir Modeling. *Oil & Gas Journal*, 20. 5. 1996, 48–56, Penn Well, Tulsa.
- Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Congresses (1997): Petroleum Reserves Definitions, 3 S., Richardson.
- TISSOT, B. P., WELTE, D. H. (1984): Petroleum Formation and Occurrence. 699 S., Springer, Berlin-Heidelberg.
- TOPSOE, H. (1994): Horizons-Global Challenges. 228 S., Alpha Publishing, Houston.
- VELDMAN, H., LAYERS, G. (1997): 50 Years Offshore. 216 S., Foundation for Offshore Studies, Delft.
- WELTE, D. H. (1995): Energie und Umwelt-Verantwortung für morgen. *Erdöl, Erdgas, Kohle*, 111, 294–296, Hamburg-Wien.
- World Oil (1997): Supply and Demand Assert their Roles. 218, H. 8, 33–38.
- YERGIN, D. (1991): The Prize, 877 S., Simon and Schuster, New York.

Anschrift des Verfassers:

Dr. Wolfgang E. SCHOLLNBERGER
Group Vice President AMOCO
P.O.Box 3092
Houston, TX 77253-3092
U.S.A.