ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Horn, Manfred

Article — Digitized Version

Wird die Ölproduktion bald ihren Höhepunkt überschreiten?

Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung

Provided in Cooperation with:
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Horn, Manfred (1999) : Wird die Ölproduktion bald ihren Höhepunkt überschreiten?, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, ISSN 0340-1707, Duncker & Humblot, Berlin, Vol. 68, Iss. 4, pp. 504-525

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/141263

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Wird die Ölproduktion bald ihren Höhepunkt überschreiten?

Von Manfred Horn*

Zusammenfassung

Im letzten Jahrzehnt ist der Anstieg des Weltölverbrauchs vor allem wegen der Transformationskrise in den ehemals kommunistischen Ländern deutlich abgeflacht. Nach aktuellen Prognosen wird er in den nächsten Jahrzehnten bei unveränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen wieder deutlich zunehmen, besonders kräftig in den Entwicklungsländern. Diese Dynamik kann aber voraussichtlich langfristig nicht durchgehalten werden, da nach dem heutigen geologischen Wissensstand die Ölförderung spätestens in zwei bis drei Jahrzehnten ihren Höhepunkt überschreiten und anschließend zurückgehen wird.

Eine sich abzeichnende Erschöpfung der Ölressourcen würde deutliche Preissteigerungen auslösen. Die Produktionskapazitäten außerhalb der OPEC können auch unter optimistischen Annahmen nicht so stark ausgebaut werden wie der Ölbedarf dieser Region wahrscheinlich zunimmt. Der heute schon große Anteil der OPEC an der Weltölversorgung dürfte daher künftig noch steigen, und damit auch ihre Fähigkeit, durch ein abgestimmtes Verhalten das Ölangebot knapp und die Ölpreise hoch zu halten. Sollten die Interessengegensätze innerhalb der OPEC eine solche Strategie verhindern, dann könnten die Ölpreise allerdings so stark sinken, daß die wirtschaftliche und politische Stabilität ihrer meisten Mitgliedsländer in Frage gestellt werden würde. Dieses Risiko dürfte eher zur Stabilität des Kartells beitragen.

1. Einleitung

Nach den aktuellen Prognosen der internationalen Energieagentur und der US Energy Information Administration (EIA) wird der Weltölverbrauch in den kommenden Jahrzehnten ohne grundlegende Veränderungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen noch deutlich steigen. Vor allem in den Entwicklungsländern dürfte die Dynamik des Ölverbrauchs anhalten. Da im Jahr 1998 Ölreserven nachgewiesenen waren, mit denen die Ölgewinnung dieses Jahres rechnerisch weitere 41 Jahre aufrechterhalten werden könnte (statische Lebensdauer) und da die insgesamt vermuteten Ressourcen für über 90 Jahre reichen würden, wird heute im allgemeinen davon ausgegangen, daß der Ölbedarf in absehbarer Zeit ohne Probleme gedeckt werden kann.

Vor diesem Hintergrund überraschen die Warnungen bekannter Erdölgeologen (vor allem C. J. Campbell, L. F. Ivanhoe und J. H. Laherrère), wonach die Ölgewinnung bereits innerhalb des nächsten Jahrzehnts ihren Höhepunkt erreichen könnte.[1] Nach Ansicht dieser Geologen wird durch Aussagen über die statische Lebensdauer von Reserven der Eindruck erweckt, als bestünde beim Öl eine komfortable Versorgungssituation. In Wirklichkeit sei aber das Gegenteil richtig. Die Annahme einer konstant hohen Förderung, die mit der Erschöpfung des Öls auf einen Schlag endet, verkennt tatsächlich die naturwissenschaftlichen und ökonomischen Gesetze, denen die Erdölförderung unterliegt. Die Produktion eines einzelnen Erdölfeldes steigt in der Regel zunächst steil an, so daß in wenigen Jahren die maximal mögliche Förderung erreicht wird. Danach fällt die Förderung exponentiell ab.[2] Bei einer großen Population von Feldern wird der Höhe-

* Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Königin-Luise-Str. 5, D - 14191 Berlin; e-mail: *mhorn@diw.de*

[1] Vgl. C.J. Campbel (1998). Hiller (1999) hält eine solche Entwicklung allenfalls für wahrscheinlich, wenn die Rohölpreise langfristig auf einem Niveau von etwa 10 Dollar je Barrel verharren. Bei höheren Rohölpreisen bis zu 20 Dollar je Barrel erwartet er immerhin noch, daß sich zwischen den Jahren 2010 und 2020 eine Schere zwischen der Nachfrage nach Öl und der möglichen Förderung konventionellen Rohöls öffnen wird. Noch höhere Preise könnten den Höhepunkt der Erdölförderung allerdings um weitere 10 bis 20 Jahre verschieben.

[2] Nach Erreichen der Höchstförderung kann nur noch ein bestimmter Anteil (in der Regel höchstens 10 %) des abnehmenden Ressourcenbestandes gefördert werden.

punkt der Ölförderung überschritten, wenn die Förderrückgänge in Altfeldern nicht mehr voll durch Produktionssteigerungen in neu erschlossenen Feldern kompensiert werden können.[3] Dies ist oft der Fall, wenn ungefähr die Hälfte der Ressourcen verbraucht ist. Er kann aber auch vorher eintreten, wenn große Felder, die einen hohen Anteil an den Gesamtreserven haben, früh genutzt werden, wie dies beim Öl tatsächlich der Fall ist.[4] Ein Förderrückgang weit danach ist unwahrscheinlich, weil sich der Anteil der Felder mit rückläufiger Produktion immer mehr dem Anteil der neuen Felder nähert, die ihre Produktion noch steigern können.[5] Kurz vor dem Höhepunkt der Ölförderung sind Aussagen über die Restnutzungsdauer von Ressourcen (Ressourcen/jährliche Produktion) sinnlos, da aufgrund des erläuterten Förderprofils das Förderniveau nach Überschreiten des Höhepunktes exponentiell sinkt und die Ölressourcen theoretisch erst in unendlich ferner Zeit völlig erschöpft sind.

Ein durch Verknappung der Ressourcen ausgelöster Rückgang der Ölförderung würde zu starken Preissteigerungen führen, und zwar — bei Existenz von effizienten Zukunftsmärkten — vor dem Zeitpunkt, zu dem er beginnt. Stünde ein Rückgang der Ölförderung unmittelbar bevor, hätten die Ölpreise bereits im letzten Jahrzehnt anziehen müssen. Eine solche Entwicklung ist aber nicht eingetreten. Seit dem Preisverfall in 1986 haben die Ölpreise überwiegend auf einem eher moderaten Niveau von deutlich unter 20 Dollar je Barrel geschwankt. In 1998 sind die Ölpreise aufgrund von Produktionsüberhängen sogar auf den niedrigsten realen Wert seit vor dem Anstieg der Rohölpreise in 1973 gefallen. Erst drastische Produktionseinschränkungen der OPEC haben die Ölpreise in 1999 wieder auf über 20 Dollar katapultiert.

Das relativ niedrige Ölpreisniveau im letzten Jahrzehnt deutet entweder darauf hin, daß die Thesen, wonach die Erdölgewinnung der Welt bald ihren Höhepunkt überschreiten wird, falsch ist oder daß die Preisbildung beim Rohöl systematische Mängel aufweist. Im folgenden wird zunächst die Entwicklung der Reserven und Ressourcen, der Produktion und des Verbrauchs in den vergangenen Jahren analysiert. Anschließend wird die künftige Entwicklung der Ölgewinnung nach verschiedenen Schätzansätzen diskutiert.

2. Ölreserven und -ressourcen sowie Ölgewinnung

2.1 Ölreserven und -ressourcen

Nach der in Deutschland gültigen Definition[6] sind Reserven die Mengen der in einer Lagerstätte vorhandenen Kohlenwasserstoffe (Öl, Erdgas), die mit Bohrungen nachgewiesen sind bzw. als wahrscheinlich angesehen werden und die sich mit der heute verfügbaren Technik wirtschaftlich gewinnen lassen. Die Ölreserven werden allerdings nicht in allen Staaten der Welt nach diesen Kriterien angegeben. In den USA und Kanada gelten Reserven erst dann als nachgewiesen, wenn geologische *und* ingenieurtechnische Informationen ausreichende Sicherheit bieten, daß Reserven in bekannten Ölfeldern unter den gegebenen wirtschaftlichen, technischen und regulativen Bedingungen gewonnen werden können. Dieser Ansatz führt zu eher konservativen Schätzungen.[7] In anderen Ländern handelt es sich bei den nachgewiesenen Reserven eher um identifizierte Ressourcen (nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche), die weit über diejenigen Reserven hinausgehen, die bereits für die Produktion erschlossen sind. Dies gilt insbesondere für die frühere Sowjetunion, die meisten OPEC-Staaten, China und Mexiko.[8]

Ressourcen sind zusätzlich zu Reserven auch nachgewiesene, aber derzeit wirtschaftlich nicht nutzbare sowie noch nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche Lagerstätten. Im Jahr 1942, als die weltweite Ölgewinnung noch auf die USA konzentriert war, wurden die gesamten Ölressourcen der Welt noch auf 600 Mrd. Barrel geschätzt, bis 1969 stiegen die Schätzwerte unter dem Eindruck der im Mittleren Osten entdeckten Ölfelder auf bis 3500 Mrd. Barrel. Seitdem sind die meisten Schätzungen, wenn man von Außenseitern wie Modelevsky

---

[3] Je größer der Anteil der bisher insgesamt verbrauchten Ressourcen und der Produktion im Vergleich zum gesamten Ressourcenbestand ist, desto größer ist der Anteil von Feldern mit rückläufiger Produktion an dem noch nutzbaren Ressourcenbestand und desto schwieriger wird die Aufrechterhaltung oder gar eine weitere Steigerung der Produktion, vor allem wenn die Erschließungsbedingungen immer schwieriger werden.

[4] Vgl. auch Banks (1984).

[5] Folgende Überlegungen mögen diesen Zusammenhang verdeutlichen. Die gesamten Ressourcen seien 100. Nach 100 Jahren sei die Hälfte der Ressourcen verbraucht. Die zu diesem Zeitpunkt erreichte Produktion von 1 könnte rechnerisch weitere 50 Jahre aufrechterhalten werden. Bei Aufrechterhaltung der Produktion (1) würden bereits nach 25 Jahren Altfelder mit rückläufiger Produktion mit Reserven von insgesamt mindestens 10 (weil die Produktion von 1 in Altfeldern mindestens Reserven von 10 voraussetzt) noch insgesamt neu zu erschießende Ressourcen von insgesamt 25 gegenüberstehen. Um einen Produktionsabfall kurzfristig zu vermeiden, müßten die gesamten verbleibenden Reserven in wenigen Jahren in Betrieb genommen werden. Danach wäre ein drastischer Rückgang der Produktion unvermeidlich. Werden die steigenden Grenzkosten mit zunehmender Erschöpfung der Ressourcen berücksichtigt, so ist ein deutlich früherer Rückgang wahrscheinlich.

[6] Vgl. Stahl (1998).

[7] Mit zunehmenden Informationen über Ölfelder werden die Reservenangaben entsprechend revidiert. Steigende Reserveangaben weisen in solchen Fällen darauf hin, daß die Unsicherheit über die Höhe der bereits entdeckten Reserven reduziert worden ist, aber nicht, daß im Jahr der Korrektur die Reserven tatsächlich erhöht worden sind. Vgl. Ross (1998).

[8] Vgl. Masters, Attanasi, Root (1998).

und Odell absieht, eher pessimistischer geworden.[9] Der staatliche geologische Dienst der USA (USGS) schätzt die gesamten konventionellen Ölressourcen derzeit auf insgesamt 2300 Mrd. Barrel (Modalwert), das entspricht ungefähr 314 Mrd. Tonnen. In diesen Reserven sind bei weitem überwiegend leichte Öle sowie in geringem Umfang (7%) auch schwere Öle[10] enthalten, die bei Ölpreisen bis 30 Dollar je Barrel wirtschaftlich gewonnen werden können. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt das Gesamtpotential — einschließlich NGL (Natural Gas Liquids), das als Nebenprodukt der Erdgasgewinnung anfällt, bei einem Ölpreis von 20 bis 30 Dollar je Barrel auf 332 Mrd. Tonnen, das entspricht über 2400 Mrd. Barrel.[11] USGS und BGR haben ihre Ressourcenschätzungen in den letzten Jahren erhöht; USGS von 1981 bis 1993 immerhin um etwa ein Drittel.[12]

Kritisiert werden diese Schätzungen als zu hoch von Campbell (Petroconsultants). Er korrigiert die USGS-Schätzung um die Anteile von Reserven schwerer Öle und Reserven, die nur mit aufwendigen und kostspieligen sekundären und tertiären Fördermaßnahmen erschlossen werden können und schätzt die gesamten nutzbaren Ressourcen konventionellen Öls auf nur 1800 Mrd. Barrel.[13] Die Abweichungen der Angaben von Campbell bzw. Petroconsultants zu denen von USGS und BGR beruhen somit vor allem auf unterschiedlichen Abgrenzungen des Begriffs „konventionelle Ölressourcen" und auf unterschiedlichen impliziten oder expliziten Preis- und Kostenannahmen.

Vor allem Odell vertritt die Auffassung, daß die Ölressourcen deutlich größer sind als von den geologischen Ämtern heute geschätzt wird. Für diese These spricht, daß viele durchaus aussichtsreiche Regionen der Welt bei weitem noch nicht so intensiv exploriert worden sind wie etwa die USA und die Technik der Erdölexploration und -gewinnung vermutlich auch künftig große Fortschritte machen wird. Er schätzt aufgrund solcher Überlegungen die konventionellen Ölreserven auf 400 Mrd. Tonnen bzw. etwa 2900 Mrd. Barrel. Das entspricht in etwa den gesamten Ressourcen, die sich nach USGS ergeben, wenn auch Ressourcen einbezogen werden, die mit einer Wahrscheinlichkeit von nur 5% entdeckt werden. Über die Spannweite der möglichen Ölressourcen besteht also kein grundsätzlicher Dissens, wohl aber über die Wahrscheinlichkeiten, die bestimmten Werten zuzuordnen sind.

2.2 Erdölgewinnung

2.2.1 Produktion nach Regionen

Aufgrund der Ölpreiskrisen in den siebziger Jahren sind der weltweite Ölverbrauch und die Erdölgewinnung von 1979 bis 1982 stark zurückgegangen; danach sind sie — stimuliert durch das weltwirtschaftliche Wachstum und den Preisverfall für Rohöl — wieder kräftig gestiegen.

Die Ölgewinnung der OPEC wurde von 1979 bis 1982 nahezu halbiert, weil in diesem Zeitraum nicht nur starke Verbrauchsrückgänge voll zu ihren Lasten gingen, sondern weil auch die Produktion außerhalb der OPEC gesteigert wurde. So hat die Sowjetunion ihre Ölgewinnung stark, Europa und Lateinamerika eher gering erhöht. Zusammen übertrafen die Produktionssteigerungen in diesen Regionen deutlich die leichten Produktionsrückgänge, die in Nordamerika (USA) zu verzeichnen waren.

Nach dem Ölpreisverfall im Jahr 1986 ist der Weltölverbrauch wieder auf einen Wachstumspfad eingeschwenkt. Der größte Teil der Verbrauchssteigerungen seit Mitte der achtziger Jahre ist durch die OPEC gedeckt worden. Sie konnte daher ihre Ölgewinnung bis 1998 wieder in etwa auf den Stand Ende der siebziger Jahre steigern. Auch die Ölförderung in Europa und in Lateinamerika konnte deutlich erhöht werden. Dazu dürften zunächst Vorleistungen beigetragen haben, die in der Phase hoher Ölpreise z. B. bei der Erschließung der Nordsee erbracht worden sind. In den neunziger Jahren dürften vor allem der technische Fortschritt bei der Ölgewinnung im Meer (offshore) und die damit verbundenen Kostensenkungen der Produktion Auftrieb gegeben haben. Diese Fortschritte haben allerdings nicht ausgereicht, um den Rückgang der Ölgewinnung In den USA zu stoppen.[14] In der Sowjetunion brach die Ölgewinnung nach dem Ölpreisverfall in 1986 ein; dies dürfte auf den Raubbau zurückzuführen sein, der in diesem Land über Jahrzehnte hinweg betrieben worden ist, aber auch auf eine unzureichende Investitionstätigkeit. Wird von diesem Sonderfall abgesehen, so wurde die Ölgewinnung außerhalb der OPEC auch nach dem Ölpreisverfall in 1986 noch gesteigert, die Produktionsrückgänge vor allem in den USA und in einigen anderen reifen Förderregionen konnten also mehr als kompensiert werden. Sollte es in den kommenden Jahren gelingen, die Ölgewinnung in den Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion zumindest zu stabilisieren, dann dürfte es möglich sein, die Ölgewinnung außerhalb der OPEC insgesamt zunächst weiter zu steigern.

---

[9] Campbell (1998). Modelolevsky, Gurevich, Khartukov (1985) haben 1985 die Ölvorräte der Welt ohne die Sowjetunion und Osteuropa auf insgesamt 1160 Mrd. t (oil in place) geschätzt, von denen unter technischen Gesichtspunkten 473 Mrd. t (etwa 3500 Mrd. Barrel) nutzbar sein könnten. Einschließlich der Sowjetunion würden die gesamten nutzbaren Ressourcen demnach über 500 Mrd. t bzw. 3800 Mrd. Barrel betragen.

[10] API kleiner 20.

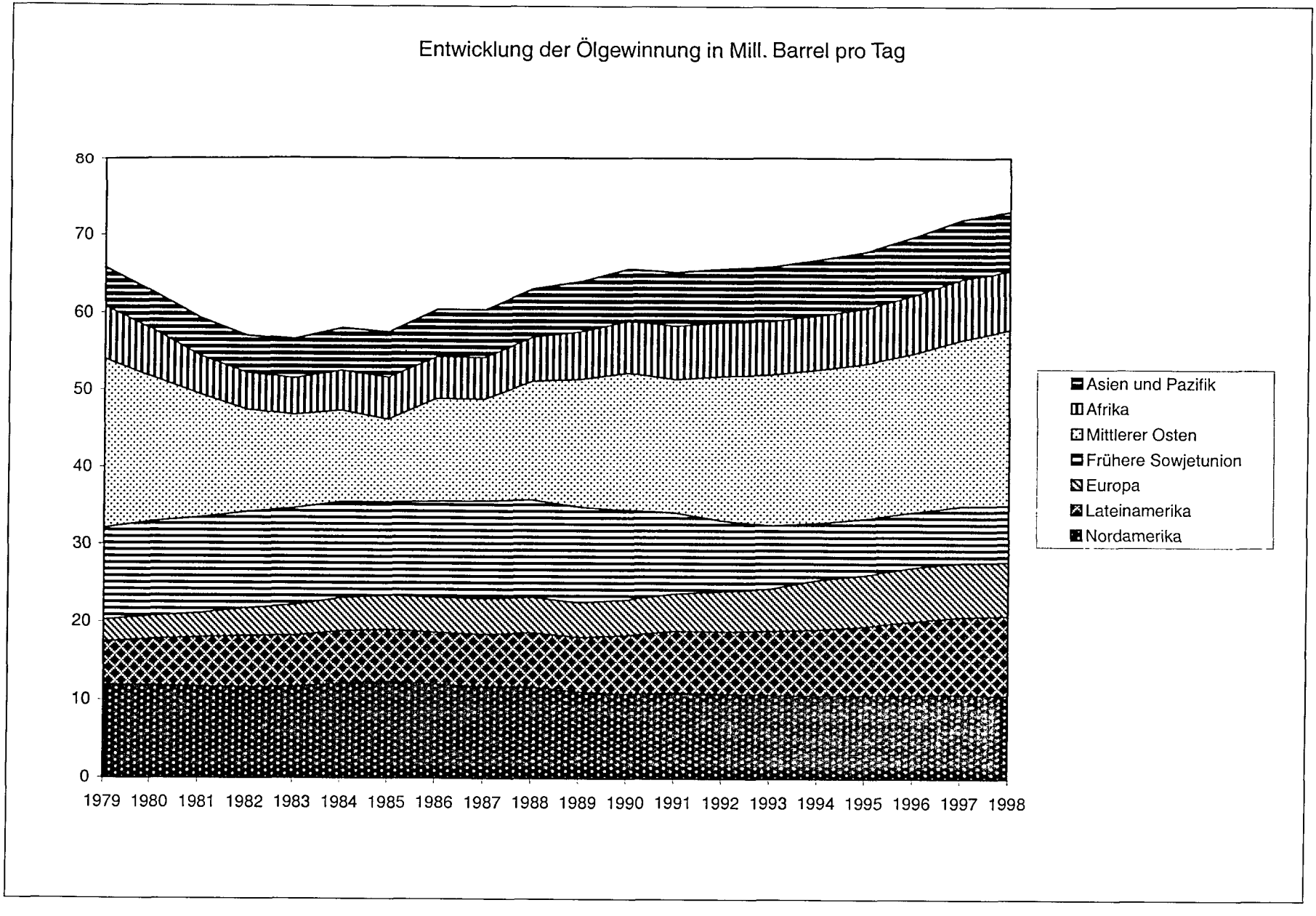
[11] Stahl (1998), S. 7.

[12] Ebenda.

[13] Vgl. Campbell (1998), S. 201.

[14] Auf die USA entfiel in 1998 immerhin noch etwa 22 % der Ölförderung außerhalb der OPEC.

Abbildung 1


Entwicklung der Ölgewinnung in Mill. Barrel pro Tag
80
70
60
50
40
30
20
10
0
1979 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998
Asien und Pazifik
Afrika
Mittlerer Osten
Frühere Sowjetunion
Europa
Lateinamerika
Nordamerika

2.2.2 Technischer Fortschritt

Die Ölvorkommen in der Erdkruste sind zwar begrenzt, durch technische Fortschritte kann aber ein zunehmender Teil davon genutzt werden. Nach 1973 hat die Ölindustrie eine Fülle von technischen Innovationen realisiert. Dazu gehört die dreidimensionale Seismik, das horizontale Bohren, die Technik von Offshore-Bohrungen in großen Wassertiefen und verbesserte sekundäre und tertiäre Fördermaßnahmen.

Zu erheblichen Produktivitätsverbesserungen hat die 3D-Seismik geführt. ESSO gibt z. B. an, daß es dadurch gelungen ist, die Erfolgsrate von Explorationsbohrungen auf über 50 % zu steigern und die durchschnittlichen Fundkosten auf etwa 1 Dollar pro Barrel zu senken. Nach Salameh wird durch die 3D-Seismik in Verbindung mit horizontalem Bohren die Produktivität von Bohrungen um den Faktor zwei bis fünf erhöht, während die Kosten dadurch nur um 20 bis 40 % steigen. Durch die effizientere Drainage von Ölfeldern, die mit Hilfe von horizontalen Bohrungen erreicht werden kann, haben sich in einigen Fällen die Gewinnungsrate und damit die nutzbaren Reserven um 30 bis 40 % erhöht.[15]

Die Bedeutung, die die Ölgewinnung im Meer heute bereits hat, wird daran deutlich, daß im Zeitraum von 1995 bis 2000 bereits über 80 % der gesamten Ölproduktion außerhalb der OPEC offshore erfolgen dürfte.[16] Die dafür erforderliche Technik ist in den letzten Jahren weiter an die Produktionsbedingungen im Meer (hoher Druck, niedrige Temperaturen, ungefestigter Meeresboden, Stürme und Wellen) angepaßt worden, z. B. durch schwimmende oder tauchende Anlagen. Dadurch können diese Anlagen inzwischen wesentlich kompakter und damit kostengünstiger gebaut werden als früher. Hinzu kommt, daß nach dem Aufbau von Infrastrukturen für die Gewinnung, Lagerung und den Transport des gewonnenen Öls in Offshore-Gebieten wie z. B. in der Nordsee und im Golf Mexiko Größenvorteile genutzt werden können. Nach einer Anlaufphase sinken daher in der Regel die spezifischen Kosten. Die Erfahrungen, die in der Nordsee und im Golf von Mexiko gesammelt worden sind und werden, können in anderen aussichtsreichen Offshore-Gebieten genutzt werden, z. B. vor den Küsten Westafrikas oder einiger südamerikanischer Staaten.

Die Meerestechnik hat heute die Grenzen ihrer Möglichkeiten noch nicht erreicht. So dringen die Ölkonzerne z. B. in immer größere Tiefen vor. Im Golf von Mexiko wurden 1995 bereits fünfzehn Ölfelder ausgebeutet, die sich im Meeresboden unter einer Wasserschicht von mehr als 200 Metern befinden. Die Technik ist bereits verfügbar, um Öl aus Wassertiefen bis zu 1 000 Meter zu fördern.[17] Esso will bald in der Lage sein, im Meer in Tiefen bis zu 3 000 Meter zu bohren.[18]

Von größter Bedeutung für die künftige Entwicklung der nutzbaren Ressourcen und der Ölproduktion ist auch die technische Entwicklung im Bereich der sekundären und tertiären Ölförderung (enhanced oil recovery, EOR). Darunter werden unterschiedliche Maßnahmen verstanden, die dazu beitragen, einen größeren Teil des Öls in einem Erdölfeld nutzen zu können als es mit Hilfe von konventionellen Techniken unter den gegebenen ökonomischen Rahmenbedingungen möglich ist. Für einzelne Projekte werden teilweise dramatische Erfolge berichtet. So soll durch Injektionen von Dampf und erhitztem Gas mit Hilfe von transportablen Anlagen die Ölproduktion eines Feldes in Oklahoma um 500 % gesteigert worden sein[19]. Mit solchen Anlagen kann die Ausbeute von bereits weitgehend erschöpften kleineren Ölquellen deutlich erhöht werden. In den USA entfallen auf solche sekundäre und tertiäre Fördermaßnahmen bereits 12 % der Produktion, davon etwa 60 % auf die thermische Rückgewinnung.[20]

Große Erfolge wurden auch mit Hilfe von horizontalen Bohrungen und mit Wasserinjektionen in der Nordsee erzielt. Die gesamten nutzbaren Reserven vor der dänische Küste sollen durch solche Maßnahmen um das Dreifache gesteigert worden sein.[21] In den meisten Fällen werden heute Maßnahmen der sekundären Ölförderung von Beginn der Ölgewinnung an eingesetzt — z. B. in den Brent- und Magnusfeldern in der Nordsee — weil dadurch Schädigungen der Lagerstätten vermieden werden können und die Ausbeute größer ist als bei nachträglichem Einsatz solcher Maßnahmen.

Insgesamt sollen Anfang 1998 immerhin 3,5 % (oder 2,3 Mill. Barrel pro Tag) der Ölproduktion in der Welt auf Maßnahmen zur sekundären und tertiären Ölgewinnung sowie Schwerölgewinnung zurückzuführen sein. Dieser Anteil könnte künftig deutlich erhöht werden. Allein durch Einsatz der Techniken, die heute bereits in der Nordsee genutzt werden, könnte der Ausbeutegrad der Ölvorkommen von heute weltweit durchschnittlich unter 35 % auf über 50 % gesteigert werden. Diese Techniken können zwar in Feldern, die bereits in Betrieb sind, nachträglich oft nicht mehr angewandt werden, wohl aber in neu zu erschießenden Ölfeldern. Nimmt man vereinfachend an, daß der Schätzung der künftig noch nutzbaren Ölressourcen der Welt von knapp 1 600 Mrd. Barrel nach USGS ein Ausbeutegrad von 35 % zugrunde liegt, dann würde eine Steigerung dieser Kennziffer um zehn Prozentpunkte die nutzbaren Ölressourcen um knapp 460 Mrd. Barrel bzw. 30 % erhöhen. Weitere technische Fortschritte sind wahrscheinlich. Inwieweit es sinnvoll ist, solche Fortschritte in

---

15 Salameh (1995), S. 298.

16 Vgl. International Energy Agency (1996).

17 Vgl. Salameh (1995), S. 295.

18 Vgl. Exxon AG (1998), S. 1.

19 Vgl. Alexanders Oil & Gas Connections (1998).

20 Oil & Gas Journal (1998), S. 49–77.

21 Mortensgaard (1996).

Projektionen zur Entwicklung der Ölgewinnung und der Ölpreise einzubeziehen, ist allerdings umstritten.[22]

2.2.3 Kosten

Einem Rückgang der Ölförderung würden vermutlich deutliche Kostensteigerungen vorausgehen. Daher wird hier versucht, die aktuelle Kostenentwicklung in der Ölindustrie zu analysieren. Für eine solche Analyse liegen allerdings nur für die USA systematische Daten vor. Für die übrigen Regionen sind nur vereinzelte Angaben verfügbar.

Nach einer Studie der US Energy Information Administration (EIA) sind die Betriebskosten der Ölgewinnung in den USA von 1982 bis 1987 um real etwa ein Drittel gesunken, blieben danach bis 1994 in etwa konstant und haben anschließend wieder etwas angezogen[23]. Die Kosten für den Ersatz von Ölreserven (d. h. eine Mischung der Kosten für Exploration und Entwicklung und für den Erwerb von bereits nachgewiesenen Reserven) sind bei den Majors und bei Independents von 1987 bis 1989 um etwa 3 Dollar auf etwa 5 Dollar je Barrel gefallen. Unternehmen mit höheren Kosten sind zum Teil aus dem Markt gedrängt worden.[24] Da die Ölproduktion in den USA bereits ihren Höhepunkt überschritten hat, dürften die natürlichen Voraussetzungen für Kostensenkungen in diesem Staat im Vergleich zu „jüngeren" Fördergebieten eher ungünstiger sein.

Nach verschiedenen Angaben liegen die Grenzkosten der Erschließung neuer Ölreserven bzw. der Rohölgewinnung außerhalb der OPEC-Staaten bzw. des Mittleren Osten derzeit im Bereich von 12 bis 17 Dollar je Barrel,[25] dies deutet darauf hin, daß frühere Erwartungen stark steigender Kosten nicht eingetroffen sind.[26] Die technische Entwicklung hat demnach in den letzten Jahren die tendenzielle Verschlechterung der Produktionsbedingungen, die mit dem Vordringen in immer größere Meerestiefen und der Ausbeutung kleinerer Lagerstätten verbunden ist, zumindest kompensiert. Auch die Kostenentwicklung gibt also keinen Hinweis auf einen bald bevorstehenden Rückgang der Ölgewinnung.

2.2.4 Übertrifft die Produktion bereits die Neuentdeckungen?

Wenn über einen längeren Zeitraum die neu entdeckten Reserven hinter der Produktion zurückbleiben, dann könnte dies unter Umständen als Vorzeichen für einen bald bevorstehenden Rückgang der Erdölgewinnung gedeutet werden. Im folgenden wird analysiert, ob sich eine solche Entwicklung abzeichnet.

Daten zur Entwicklung der Ölreserven werden z. B. vom „American Petroleum Institute" in Washington und der „BPAmoco" in London veröffentlicht. Ausgehend von diesen Daten sind in Abbildung 2 die Reservenzugänge (Veränderung der Reserven und jährliche Produktion) seit 1950 dargestellt. Demnach sind bis zur Ölpreiskrise im Jahr 1973 weltweit deutlich mehr Reserven nachgewiesen worden als Erdöl gewonnen worden ist, danach stiegen die Reserven einige Jahre geringer als die Produktion, weil die Suche nach Erdöl auf Gebiete mit hohen Explorationskosten verlagert wurde. Anfang der achtziger Jahre konnte dieser Trend wieder umgekehrt werden. Ende der achtziger Jahre wurden die Reserven vor allem im Mittleren Osten stark aufgestockt, allerdings weniger aufgrund von Neufunden als von Neubewertungen bereits bekannter Ölfelder. In den neunziger Jahren sind die Reserven geringer gestiegen, in den meisten Jahren aber immer noch stärker als die Produktion.

Da die Suche nach Erdöl einen großen Kapitaleinsatz lange vor Beginn der Ölförderung erfordert, ist es wirtschaftlich sinnvoll, nur so große Reserven zu erkunden, wie notwendig ist, um die rückläufige Produktion in Altfeldern zu kompensieren und den Bedarfsanstieg zu dekken. In der Regel kann der Produktionsrückgang in Altfeldern auf 10 % pro Jahr begrenzt werden. Wird ein Vorlauf von höchstens zehn Jahren von der Entdeckung bis zur Produktionsaufnahme sowie eine Sicherheitsmarge für

---

22 Die Einbeziehung solcher Fortschritte in heutige Überlegungen zur Energiepolitik bzw. zur künftigen Entwicklung der Ölpreise ist nach Norbert Wiener problematisch: "Dadurch, daß wir uns auf zukünftige Erfindungen verlassen, welche uns aus Zwangslagen herausziehen sollen, in die wir durch die Verschwendung unserer natürlichen Hilfsmittel geraten sind, zeigen wir aufs deutlichste unsere amerikanische Vorliebe für Glücksspiele und unsere Begeisterung für den Spieler, aber unter Bedingungen, unter denen kein vernünftiger Spieler setzen würde. Welche Fertigkeiten der erfolgreiche Pokerspieler auch haben mag, er muß doch mindestens wissen, was er in der Hand hält. Im Glücksspiel der künftigen Erfindungen jedoch kennt niemand den Wert der Karte, die er in der Hand hält. Zitiert nach Gruhl (1975), S. 102.

23 Vgl. US Energy Information Administration (1998), S. xii.

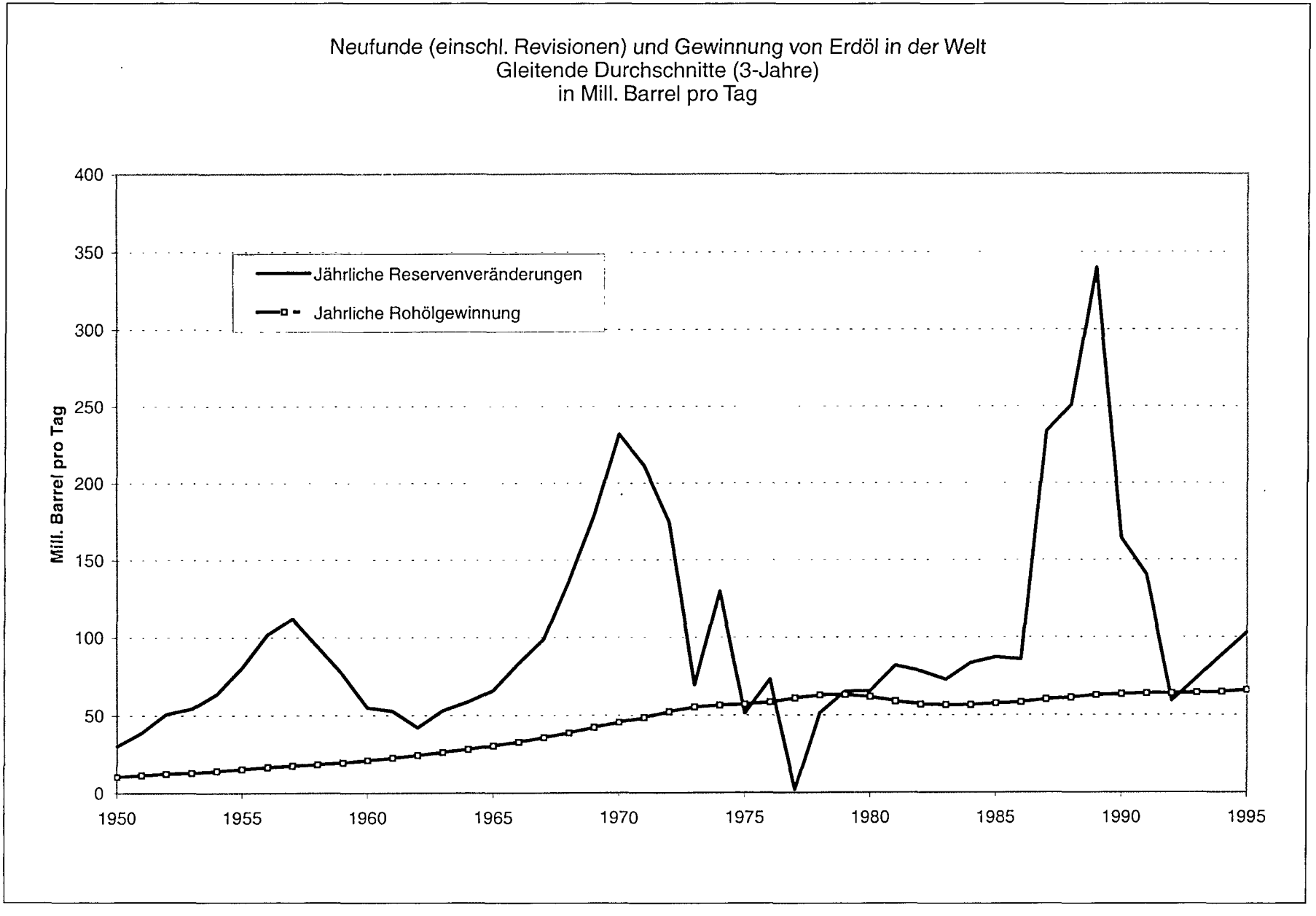
23 Vgl. US Energy Information Administration (1998), S. xii.

24 Vgl. US Energy Information Administration (1995), S. 16.

25 Nach Wood Mackenzie Ltd. London liegt der durchschnittliche breakeven point, bei dem Projekte vor der norwegischen Nordseeküste wirtschaftlich werden, bei durchschnittlich 12 bis 13 Dollar je Barrel. Für die einzelnen Projekte liegt dieser Preis zwischen 6 bis 20 Dollar je Barrel. Ein Drittel der möglichen Entwicklungsprojekte vor der norwegischen Küste ist bei Preisen im Bereich von 10 Dollar je Barrel oder darunter unwirtschaftlich.Vgl. Oil & Gas Journal1 (998a), S. 23. Ein Hinweis auf die Grenzkosten der Ölgewinnung kann den Reaktionen auf den Preisverfall in 1998 bis auf unter 10 Dollar je Barrel entnommen werden. Starke Produktionsrückgänge waren aufgrund dieser Entwicklung vor allem in den USA und Kanada festzustellen. Für die USA wurde vor dem Ölpreisverfall erwartet, daß die Ölproduktion in 1998 stabilisiert werden könnte. Tatsächlich ist sie vor allem aufgrund reduzierter Investition in marginalen Ölfeldern um über 3 % zurückgegangen, In Kanada ist vor allem die Produktion schwerer Rohöle reduziert worden, deren Gewinnung erst bei Rohölpreisen von 17 Dollar je Barrel wirtschaftlich ist. Vgl. Petroleum Intelligence Weekly (1998). S. 3f.

26 So erwartete der Vorstandsvorsitzende des Institut Francaise du Pétrole noch 1986, daß sich die durchschnittlichen Produktionskosten von 1983 bis 2000 verdoppeln oder gar verdreifachen könnten. Vgl. Desprairies, Boy de la Tour, Lacour (1986), S. 20.

Abbildung 2


Neufunde (einschl. Revisionen) und Gewinnung von Erdöl in der Welt
Gleitende Durchschnitte (3-Jahre)
in Mill. Barrel pro Tag
Jährliche Reservenveränderungen
Jahrliche Rohölgewinnung
Mill. Barrel pro Tag
400
350
300
250
200
150
100
50
0
1950
1955
1960
1965
1970
1975
1980
1985
1990
1995

den wahrscheinlichen Bedarfsanstieg berücksichtigt, dann erscheint es ausreichend, wenn die Reserven zwanzig mal größer sind als die Jahresproduktion; tatsächlich waren sie in 1998 über vierzig mal größer. Demnach wurden bis in die neunziger Jahre hinein mehr Reserven entdeckt als wirtschaftlich notwendig war. Eine genauere Analyse zeigt aber, daß dies nur zutrifft, wenn eine weite Definition von „Neufunden" zugrunde gelegt wird.

Die Qualität der in verschiedenen Quellen (z. B. BPAmoco-Statistik, Oil & Gas Journal) veröffentlichten Reservedaten ist zweifelhaft. Die Zuverlässigkeit der durch die OPEC-Länder veröffentlichten Reservedaten ist deshalb begrenzt, weil Reserveschätzungen die Verhandlungsposition der Länder beim Poker um Produktionsquoten beeinflussen. Vor allem die starke Aufstockung der Ölreserven Ende der achtziger Jahre in einigen ihrer Mitgliedsländer dürfte weniger auf Neufunde als auf entsprechende taktische Überlegungen zurückzuführen sein.[27]

In Abbildung 3 wird die Entwicklung der kumulierten Reserven nach den veröffentlichten Angaben dargestellt. In diesen Daten schlagen sich neben „echten" Neufunden auch Revisionen von Reserveschätzungen aufgrund zusätzlicher Explorationsbohrungen in bekannten Feldern, zunehmender geologischer Kenntnisse, verbesserter Gewinnungstechniken und Ölpreisveränderungen nieder. Bei einer solchen Abgrenzung scheinen die kumulierten Reserven seit 1950 einem linearen Trend zu folgen.

Würde dieser Trend anhalten, so würden bis zum Jahr 2050 insgesamt 3 700 Mrd. Barrel entdeckt sein, das wäre 60 % mehr als nach den derzeitigen Schätzungen des USGS und läge selbst deutlich über den Schätzungen von Odell. Durch Rückdatierung der Revisionen auf das jeweilige Fundjahr der einzelnen Ölfelder kommt Laherrère dagegen zu dem Ergebnis, daß sich das Reservenwachstum seit 1973 erheblich abgeflacht hat. Außerdem sind nach Laherrère auch insgesamt geringere Ölreserven entdeckt worden als in den veröffentlichten Statistiken angegeben wird (vgl. Abbildung 2). Von Hiller (BGR) wird bestätigt, daß der Höhepunkt der Neufunde bereits in 1962 überschritten wurde und ihr Umfang mit einer Unterbrechung Ende der siebziger Jahre zurückgeht.[28] Das liegt vor allem daran, daß kaum noch sehr große Erdölfelder gefunden werden. Seit Anfang der achtziger Jahre bleiben die neu entdeckten Reserven zunehmend hinter der weiter steigenden Produktion zurück.

Geht man von den veröffentlichten Daten aus, so sind seit Mitte der achtziger Jahre mehr als doppelt so viele Reserven entdeckt als verbraucht worden; nach den Daten von Laharrère wurde nur ein Drittel des Verbrauchs durch „echte" Neufunde ersetzt.[29] Daß die Neufunde etwas hinter dem Verbrauch zurückbleiben, bestätigen Angaben von Petroleum Intelligence Weekly, wonach die zehn größten Ölgesellschaften in 1996 Reserven entdeckt haben, die 71 % ihrer Produktion im gleichen Jahr entsprachen.[30] Vermutlich sind in diesen Angaben auch Entdeckungen im Umfeld von bereits in Betrieb befindlichen Feldern einbezogen.

Aus dem Zurückbleiben der Neuentdeckungen gegenüber dem Verbrauch kann nicht zwingend geschlossen werden, daß ein Rückgang der Ölförderung bald einsetzen wird. Der geringe Anteil der Neuentdeckungen am Ersatz der Produktion könnte auch als Hinweis gedeutet werden, daß in der Vergangenheit z. B. aufgrund eines geringer als erwartet steigenden Verbrauchs ein Überhang von Ölreserven aufgebaut worden ist. Außerdem müssen Reserven schon aus dem Prinzip der kaufmännischen Vorsicht heraus konservativ geschätzt werden. Daher kann auch künftig mit entsprechenden Revisionen gerechnet werden. Hinzu kommt, daß der Ausbau der Ölförderung in bestehenden Ölfeldern wirtschaftlicher ist als die Erschließung völlig neuer Felder. Dies gilt insbesondere für Off-shore-Felder, für deren Nutzung eine aufwendige Infrastruktur bereitgestellt werden muß. Gegen einen baldigen Höhepunkt der Erdölgewinnung spricht auch, daß seit der Ölverteuerung in den siebziger Jahren das Produktionspotential des Mittleren Ostens nicht mehr voll ausgeschöpft wird. Dadurch sind dort heute noch Reserven vorhanden, die bei einer „normalen" Entwicklung längst verbraucht wären. Im Mittleren Osten kann daher die Produktion in relativ kurzer Zeit erheblich gesteigert werden. Ein Rückgang der Ölförderung außerhalb der OPEC ist in absehbarer Zeit eher denkbar, zeichnet sich aber nach der bisherigen Analysen kurzfristig nicht eindeutig ab.

3. Zur künftigen Entwicklung des Ölverbrauchs und der Ölproduktion

3.1 Prognosen zur Entwicklung des Ölverbrauchs und der Ölgewinnung

Der Zeitpunkt, zu dem die weltweite Ölförderung ihren Höhepunkt erreichen könnte, hängt auch von der Dynamik des Ölverbrauchs ab. Aktuelle Langfristprognosen

---

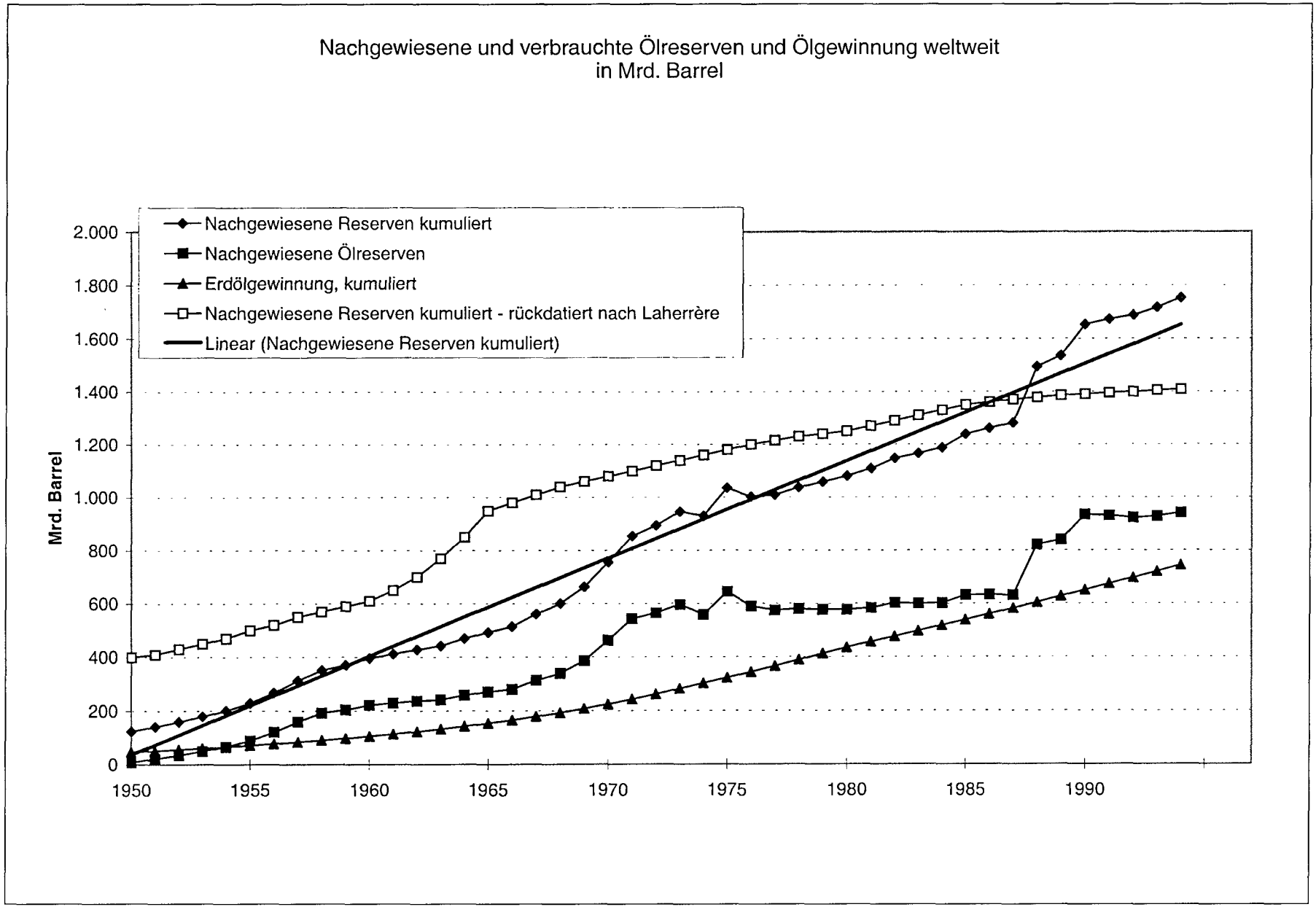
27 Einen Hinweis auf die mögliche Dimension der Fehleinschätzungen oder Falschangaben gibt die Revision der Reserven in Mexiko. Dort wurden in einer Anfang 1999 vorgelegten Studie die Ölreserven des Landes im Vergleich zu den bisherigen Annahmen um 50 % geringer veranschlagt. Mexiko ist zwar kein Mitglied der OPEC, die Höhe der Reserven ist aber auch für die Kreditwürdigkeit dieses Landes wichtig. Vgl. Petroleum Intelligence Weekly (1999), S. 3.

28 Vgl. Hiller (1999), Abbildung 3, S. 51.

29 Nach Angaben von Petroconsultants wurde im letzten Jahrzehnt weniger als die Hälfte der Produktion durch Neufunde ersetzt, in den letzten fünf Jahren nur noch 30 %. Vgl. Petroconsultants (1998).

30 Die erreichte Steigerung der Ausbeutegrade (sekundäre und tertiäre Ölgewinnung) entsprach 18 % der Produktion. Vgl. Petroleum Intelligence Weekly (1997) S. 3f.

Abbildung 3


Nachgewiesene und verbrauchte Ölreserven und Ölgewinnung weltweit
in Mrd. Barrel
Nachgewiesene Reserven kumuliert
Nachgewiesene Ölreserven
Erdölgewinnung, kumuliert
Nachgewiesene Reserven kumuliert - rückdatiert nach Laherrère
Linear (Nachgewiesene Reserven kumuliert)
Mrd. Barrel
2.000
1.800
1.600
1.400
1.200
1.000
800
600
400
200
0
1950
1955
1960
1965
1970
1975
1980
1985
1990

des Weltenergieverbrauchs liegen z. B. im Rahmen einer gemeinsamen Studie des „International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) und dem World Energy Council (WEC), von der „Energy Information Administration (EIA)" in Washington und von der „International Energy Agency (IEA)" in Paris vor. Diese Studien stimmen darin überein, daß der weltweite Ölverbrauch bei anhaltendem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum bis zum Jahr 2020 bzw. 2050 wahrscheinlich noch erheblich steigen wird. Nach der aktuellen Energieprognose der EIA wird der Weltölverbrauch von 1996 bis 2020 von knapp 72 auf 91 bis 134 Mill. Barrel pro Tag steigen (vgl. Tabelle 1). Die große Spanne zwischen den Ergebnissen der beiden Szenarien — der Verbrauchsanstieg liegt zwischen über 27 % und 87 % — ergibt sich nicht aufgrund von unterschiedlichen umweltpolitischen Maßnahmen, sondern vor allem durch unterschiedliche Wachstumsannahmen für die Entwicklungsländer. Lediglich eine radikale Kursänderung der Energiepolitik in Industrie- und Entwicklungsländern mit dem Ziel, die CO_2-Emissionen langfristig zu reduzieren, könnte bewirken, daß der Ölverbrauch bis zum Jahr 2020 nur noch gering steigt oder gar unter das heutige Niveau sinkt.

Nach Auffassung von EIA kann der Rohölbedarf bis zum Jahr 2020 im Refenzfall sicher gedeckt werden. Dabei wird vorausgesetzt, daß bis zu diesem Zeitpunkt die Produktionskapazitäten außerhalb der OPEC um 21 bis 32 % und der Mitgliedsländer der OPEC um 49 bis 106 % gesteigert werden (vgl. Tabelle 2). Der Marktanteil der OPEC dürfte in jedem Fall steigen. Knapp könnte die Versorgungssituation nach den Daten der EIA allenfalls bei einem anhaltend kräftigen weltwirtschaftlichen Wachstum (durchschnittlich 2,9 % pro Jahr) werden. Nach EIA liegt nämlich in diesem Fall der Ölverbrauch über den Produktionskapazitäten, die selbst bei hohen Ölpreisen (etwa 30 Dollar im Jahr 2020) erwartet werden. Bemerkenswert ist auch, daß nach den Annahmen der EIA die Ölgewinnung in den USA entgegen dem Trend der letzten Jahrzehnte bei hohen Ölpreisen bis zum Jahr 2010 stabilisiert werden kann und erst danach wieder fällt. Die Ölförderung in der Nordsee wird nach Annahmen der EIA Mitte des nächsten Jahrzehnts zurückgehen. Dafür werden in Südamerika vor allem Brasilien und Ecuador und Argentinien zu bedeutenden Ölproduzenten aufsteigen, ebenso einige westafrikanische Länder. Auch die Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres werden einen Beitrag zur Dek-

Tabelle 1

Weltölverbrauch nach dem Energy Outlook 1999 der Energy Information Administration (EIA), in Millionen Barrel pro Tag

	Ist	Referenzfall			High Economic Growth		Low Economic Growth	
	1996	2000	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Industrieländer								
Nordamerika	22,0	23,7	27,4	30,2	28,8	33,2	26,0	27,4
USA	18,3	19,6	22,7	24,7	23,7	26,8	21,6	22,5
Kanada	1,8	1,9	2,2	2,3	2,3	2,5	2,0	2,0
Mexiko	1,9	2,2	2,6	3,3	2,8	3,8	2,3	2,9
Westeuropa	14,3	14,3	15,3	16,0	16,2	17,7	14,4	14,5
Asien	7,1	7,7	7,5	8,3	8,2	9,4	6,8	7,2
Japan	5,9	6,3	6,0	6,6	6,7	7,6	5,4	5,7
Australasien	1,2	1,4	1,5	1,7	1,6	1,9	1,4	1,5
Frühere Sowjetunon	4,4	4,4	4,7	5,2	5,7	7,1	4,3	4,4
Osteuropa	1,3	1,5	1,7	1,7	2,0	2,2	1,5	1,5
Insgesamt	49,1	51,5	56,6	61,4	60,9	69,6	53,0	55,0
Entwicklungsländer								
Asien	11,9	13,3	18,5	24,3	21,6	31,0	15,1	17,7
China	3,5	4,4	6,4	8,8	7,3	10,9	4,9	5,6
India	1,7	1,8	3,1	4,1	3,6	5,3	2,6	3,2
andere	6,6	7,1	9,0	11,4	10,7	14,8	7,6	8,9
Mittlerer Osten	4,2	4,4	7,5	9,8	9,0	12,8	6,2	7,4
Afrika	2,4	3,1	3,5	4,7	4,1	5,9	3,0	3,7
Zentral- und Südamerika	4,0	5,2	7,3	10,0	9,4	14,3	5,8	6,9
Insgesamt	22,5	26,0	37,0	48,7	44,2	64,0	30,2	35,7
Welt insgesamt	71,5	77,5	93,5	110,1	105,1	133,7	83,1	90,7

[1] Reduktion des Ölverbrauchs der westlichen Industriestaaten auf das Niveau im Jahr 1990.

Quellen: Energy Information Administration: International Energy Outlook 1999. Washington 1999.

Tabelle 2

Entwicklung der Ölgewinnungskapazitäten nach dem Internationei Energy Outlook 1999 der Energy Information Administration (EIA), in Millionen Barrel pro Tag

	1997	2010	2020	2010	2020
		niedrige Ölpreise		hohe Ölpreise	
OPEC	33,0	51,0	67,9	39,9	49,1
davon					
Persischer Golf	22,8	35,4	52,3	27,1	35,3
davon					
Iran	3,9	5,3	6,4	4,2	4,5
Irak	1,6	4,4	7,2	3,2	4,7
Kuwait	2,6	3,7	4,9	3,1	3,9
Saudi-Arabien	11,4	17,3	27,4	12,9	17,8
Venezuela	3,4	6,3	6,7	4,9	5,8
Sonstige OPEC-Länder	6,8	9,3	8,9	7,9	8,0
Nicht-OPEC	44,1	49,6	53,5	53,1	58,1
davon					
USA	9,5	8,1	7,6	9,5	9,3
Kanada	2,6	3,2	3,3	3,3	3,5
Mexiko	3,4	3,9	3,7	4,1	3,9
Zentral- und Südamerika	3,4	4,3	4,8	4,5	5,1
Nordsee	6,3	6,8	5,8	7,1	6,1
China	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7
Nachfolgestaaten der Sowjetunion	7,1	9,8	12,6	10,3	13,4
Afrika	2,6	3,2	5,3	3,3	5,7
Welt insgesamt	77,1	100,6	121,4	93,0	107,2

[1] Abweichungen zwischen Einzel- und Summenwerten sind rundungsbedingt.

Quelle: Energy Information Administration: International Energy Outlook 1999. Washington 1999.

kung der künftigen Verbrauchssteigerungen leisten, allerdings dürfte sich die Erschließung der Reserven in diesem Gebiet aufgrund politischer Risiken erheblich verzögern.

3.2 Preis- und Produktionsentwicklung bei begrenzten Ressourcen aus ökonomischer Sicht

Die Aufteilung der Produktion einer erschöpfbaren Ressource auf Gegenwart und Zukunft ist ein genuin ökonomisches Problem, das aus ökonomischer Sicht effizient durch die Preisbildung am Markt gelöst werden kann. Wenn die Eigner nicht regenerierbarer Ressourcen einen Zeitpfad der Gewinnung anstreben, der den Gegenwartswert des daraus resultierenden Einkommensstromes maximiert, dann steigt nach Hotelling unter restriktiven Voraussetzungen (vor allem wird angenommen, daß die marginale Gewinnungskosten Null sind) der Ressourcenpreis (Ölpreis minus Explorationskosten und user costs) mit der Diskontrate. Je niedriger die Diskontrate ist, desto langsamer steigt der Rohölpreis. Da der Bestand an Rohöl vorgegeben ist, muß bei einem geringeren Preisanstieg der Ausgangspreis höher sein als bei einem stärkeren Preisanstieg. Die Produktion wird in diesem Fall stärker in die Zukunft verlagert. Ein starker Abfall der Produktion zu einem bestimmten Zeitpunkt vor Erschöpfung der Ressourcen ist im Rahmen dieses Modells nicht zu erwarten, da die Preisentwicklung dafür sorgt, daß der Gegenwartswert künftiger Produktionen gleich hoch ist wie der Wert einer heutigen Produktion.

Werden realistische Annahmen getroffen, dann zeigt sich, daß die Preis- und damit die Produktionsentwicklung auch theoretisch völlig anders verlaufen kann als nach den Basisannahmen von Hotelling. Fallen marginale Gewinnungskosten an, dann steigt der Ressourcenpreis weniger als die Diskontrate. Werden Kostensteigerungen mit zunehmender Ausbeutung der Ressourcen berücksichtigt, dann kann es auch zu einer U-förmigen Preisentwicklung oder zur Aufgabe der Produktion vor Erschöpfung der Ressourcen kommen. Das gleiche gilt, wenn eine backstop-Technologie berücksichtigt wird. Da die Ölexploration und -gewinnung sehr kapitalintensiv sind, beeinflussen höhere Zinssätze auch die Kapitalkosten der Öler-

schließung und -gewinnung. Dieser Effekt kann die Auswirkungen höherer Zinsen auf den Ressourcenwert übertreffen, so daß die Ausbeuterate eher abnimmt. Wird außerdem die bestehende Unsicherheit über die tatsächliche Ressourcenbasis, über künftige Explorationserfolge und die technische Entwicklung bei Alternativen zum Öl berücksichtigt, dann wird der Preispfad beim Öl stark von Erwartungen abhängig und damit noch unsicherer.[31] Aus der ökonomischen Theorie der Preisbildung bei erschöpfbaren Ressourcen lassen sich somit keine eindeutigen Aussagen zur künftigen Ölpreisentwicklung ableiten, geschweige denn zur künftigen Entwicklung der Erdölgewinnung.

3.3 Auswirkungen der Marktstruktur: Die Rolle der OPEC

Im Jahr 1998 entfielen auf die OPEC-Länder insgesamt etwas 42 % der Ölgewinnung, nahezu die Hälfte der Produktionskapazitäten und 76 % der Ölreserven der Welt. Nach den vorliegenden Prognosen muß die OPEC auch bei geringem Wachstum und bei optimistischer Einschätzung der Produktionspotentiale in anderen Regionen ihre Ölgewinnung deutlich erhöhen, wenn der steigende Bedarf in den kommenden Jahrzehnten gedeckt werden soll. Die Marktposition der OPEC wird noch dadurch gestärkt, daß in ihren Mitgliedsländern — vor allem im Mittleren Osten — Erdöl zu besonders niedrigen Kosten gewonnen werden kann. Aufgrund dieser überragenden Marktstellung — das hat sie im Jahr 1999 wieder einmal bewiesen — kann die OPEC bei abgestimmten Verhalten ihrer Mitglieder die Ölpreis- und damit auch die Entwicklung des Ölverbrauchs maßgeblich beeinflussen. Für die Entwicklung der Ölpreise wird es daher entscheidend sein, ob die OPEC auch künftig in der Lage ist, sich auf eine Aufteilung der Produktion zu verständigen, die das Ölangebot weltweit knapp hält und gleichzeitig für alle Mitgliedsländer akzeptabel ist.

Die OPEC-Länder verbindet, daß ein Großteil ihrer Exporterlöse auf Öl entfällt (z. B. Algerien über 90 %, Iran 80 bis 85 %, Saudi-Arabien 90 %) und daß ihre Staatshaushalte stark von Einnahmen aus dem Ölsektor abhängig sind (Algerien knapp 60%, Kuwait 90 %, Saudi-Arabien 70%). Der Ölpreisverfall im Jahr 1998 hat daher das Wirtschaftswachstum in den OPEC-Ländern stark gedrosselt und die Defizite ihrer öffentlichen Haushalte erhöht. Selbst Saudi-Arabien war aufgrund des Ölpreisverfalls in 1998 gezwungen, die Staatsausgaben drastisch (um 16 %) zu senken und Investitionen im Ölsektor zu verschieben.[32] Die wirtschaftliche Entwicklung und die politische Stabilität dieser Länder hängt also ganz entscheidend von der Fähigkeit der OPEC ab, die Ölpreise auf einem hohen Niveau zu halten. Dies dürfte die wichtigste Klammer sein, die die OPEC zusammenhält. Inwieweit der Islam als gemeinsames Band der arabischen Kernländer den Zusammenhalt in der OPEC stärken kann, mag angesichts der Kriege zwischen Iran und Irak sowie Irak und Kuwait bezweifelt werden. Daß auch der politischer Einfluß dieser Länder ohne die Existenz der OPEC insgesamt wesentlich geringer wäre, dürfte aber auf jeden Fall zusätzlich disziplinierend wirken.

Um ein abgestimmtes Verhalten innerhalb der OPEC auf Dauer sicherzustellen, muß vor allem eine von allen Mitgliedern als akzeptabel empfundene Aufteilung der Förderquoten erreicht werden. Je höher das angestrebte Preisniveau ist, desto geringer wird die bei der OPEC nachgefragte und die zwischen den Mitgliedsländern aufzuteilende Ölmenge ausfallen. Wird von eher ideologisch bestimmten Positionen einzelner Länder in der Vergangenheit abgesehen, so ist es vor allem immer wieder zu Konflikten zwischen Ländern mit einer geringen Bevölkerungszahl, deren Ölproduktion in Relation zu den großen nachgewiesenen Reserven sehr niedrig ist (wie z. B. Saudi-Arabien und Kuwait) und Ländern mit einer großen Bevölkerungszahl mit relativ zur Produktion bescheidenen Ölreserven (z. B. Iran, Indonesien, Nigeria) gekommen. Die Länder mit einer kleinen Bevölkerungszahl und großen Reserven tendierten in der Vergangenheit dazu, eher niedrigere Ölpreise zu akzeptieren, um den Absatz ihrer Ölressourcen langfristig sicherzustellen, die Ölgewinnung in Gebieten mit hohen Förderkosten zu begrenzen und die Entwicklung von Substituten (z. B. auf Basis von Ölsanden) zu verhindern. Für die Länder mit einer großen Bevölkerungszahl, deren Ölreserven zunehmend für den Eigenbedarf benötigt werden, stand demgegenüber das Ziel im Vordergrund, die kurz- oder mittelfristigen Erlöse aus den Exporten zu maximieren. Sie streben daher in der Regel besonders hohe Preise und Quoten an. Einige dieser Länder haben in der Vergangenheit immer wieder ihre Produktionsquoten überschritten und damit insbesondere Saudi-Arabien gezwungen, seine Produktion zu reduzieren.

Die Fähigkeit der OPEC, die Produktions- und Preisentwicklung beim Öl zu beeinflussen, wird nicht nur durch interne Interessengegensätze, sondern auch dadurch begrenzt, daß einige wichtige Ölförderländer nicht der OPEC angehören. Während der Ölpreiskrise in 1998 ist es der OPEC allerdings gelungen, Norwegen, Mexiko und Rußland — auf diese drei Länder entfiel in diesem Jahr ein Anteil an der weltweiten Ölgewinnung von 18 % — in die Bemühungen um die Stabilisierung der Ölmärkte einzubeziehen. Auch für die wirtschaftliche Entwicklung dieser Länder sind die Erlöse aus Ölexporten von hervorragender Bedeutung. Insofern sind diese Länder genauso wie die OPEC-Länder daran interessiert, einen erneuten Zusammenbruch der Ölpreise zu verhindern. Norwegen

---

[31] Eine exzellente Analyse der Hotelling-Regel gibt Krautkraemer (1998).

[32] Vgl. US Energy Information Administration: OPEC (1999).

und Rußland sind im übrigen — wie z. B. der Iran und Algerien — auch wichtige Erdgaslieferanten für Europa. Wenn diese Länder auf Dauer mit der OPEC kooperieren, können langfristig auch die Strategien im Erdgassektor abgestimmt werden. Die OPEC würde dann faktisch nicht nur um einige Länder, sondern auch um denjenigen Energieträger erweitert werden, der künftig einen Großteil des Zuwachses des Energiebedarfs abdecken soll.

Durch die Politik der OPEC ist der Ölmarkt seit Mitte der siebziger Jahre gespalten in einen Sektor mit niedrigen Produktionskosten, der seine Produktion freiwillig beschränkt mit dem Ziel, die Preise zu erhöhen, und einen Sektor mit deutlich höheren Kosten, der seine Kapazitäten voll auslastet. Diese Situation birgt für die Ölexportländer, die sich strukturell auf hohe Exporterlöse eingerichtet haben, aber auch für Unternehmen, die im Hochkostensektor investieren, erhebliche Risiken. Bei einem Zusammenbruch der OPEC würden die Ölpreise auf die kurzfristigen Grenzkosten der Ölgewinnung fallen, d. h. deutlich unter 10 Dollar je Barrel. Einige Länder mit großen Reserven — vor allem Saudi-Arabien — könnten zwar ihre Produktion steigern, aber wohl kaum so stark, daß sie ihre Verluste aufgrund eines solchen Preisverfalls ausgleichen könnten. Da der Rohölpreis auch wegen der hohen Besteuerung des Mineralölverbrauchs in den meisten Industriestaaten nur einen geringen Anteil an den Endverbraucherpreisen hat, und wegen der kurzfristig geringen Preiselastizität der Nachfrage dürfte der Ölverbrauch auch bei einem drastischen Preisverfall nur gering stimuliert werden. Hinzu kommt, daß die westlichen Industrieländer bei sinkenden Rohölpreisen den Mineralölverbrauch noch stärker besteuern könnten mit dem Ziel, die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Demzufolge würde ein Zusammenbruch der OPEC vor allem einen Verdrängungswettbewerb zu Lasten der Gebiete und Unternehmen mit hohen Förderkosten auslösen und mittelfristig zu einem Rückgang der Ölförderung außerhalb der OPEC führen. Es ist aber kaum realistisch anzunehmen, daß die Industriestaaten einer solchen Entwicklung tatenlos zusehen würden. Vor allem die USA würden aus Sicherheitsgründen auch dieses Ventil für einen höheren Absatz der OPEC drosseln. Daher würden im Falle eines Zusammenbruchs der OPEC sogar die Länder mit großen Ölreserven wie Saudi-Arabien zu den Verlierern gehören. Diese Entwicklung dürfte dazu beigetragen haben, daß Saudi-Arabien neuerdings bereit ist, eine Führungsrolle innerhalb der OPEC zu übernehmen. Das dürfte ihre Schlagkraft und Stabilität eher fördern.

3.4 Abschätzung der Produktionsentwicklung mit Hilfe logistischer Funktionen

Bei natürlichen und gesellschaftlichen Wachstumsprozessen treten bestimmte Entwicklungsmuster auf, die z. B. von der IIASA und von dem amerikanischen Geophysiker King Hubbert für Prognosen genutzt worden sind.[33] Mit den auf Lotka–Volterra zurückgehenden Ansätzen der IIASA wird das Eindringen einer neuen Spezies und die Verdrängung einer alten Spezies innerhalb einer Ökonische beschrieben. Dieses Verfahren ist von Fisher und Pry auch zur Beschreibung der Einführung neuer Technologien und Verfahren vorgeschlagen worden. Gekennzeichnet sind solche Prozesse durch eine lange Einführungsphase, gefolgt von einer Phase mit starkem Wachstum, die anschließend in eine Sättigung mündet. IIASA hat dieses Modell auf die Beschreibung der Substitution von Primärenergieträgern angewendet.

Seit Ende des letzten Jahrhunderts hat sich die Rangfolge von Primärenergieträgern zwei mal grundlegend verändert. Ende des neunzehnten Jahrhunderts löste die Kohle das Holz als wichtigsten Energieträger ab, Mitte der sechziger Jahre übertraf der Marktanteil des Mineralöls erstmals denjenigen der Kohle. Auch die Marktanteile des Mineralöls gehen seit Mitte der siebziger Jahre zurück, während Erdgas, Wasserkraft und Kernenergie Anteile gewinnen (Abbildung 4).

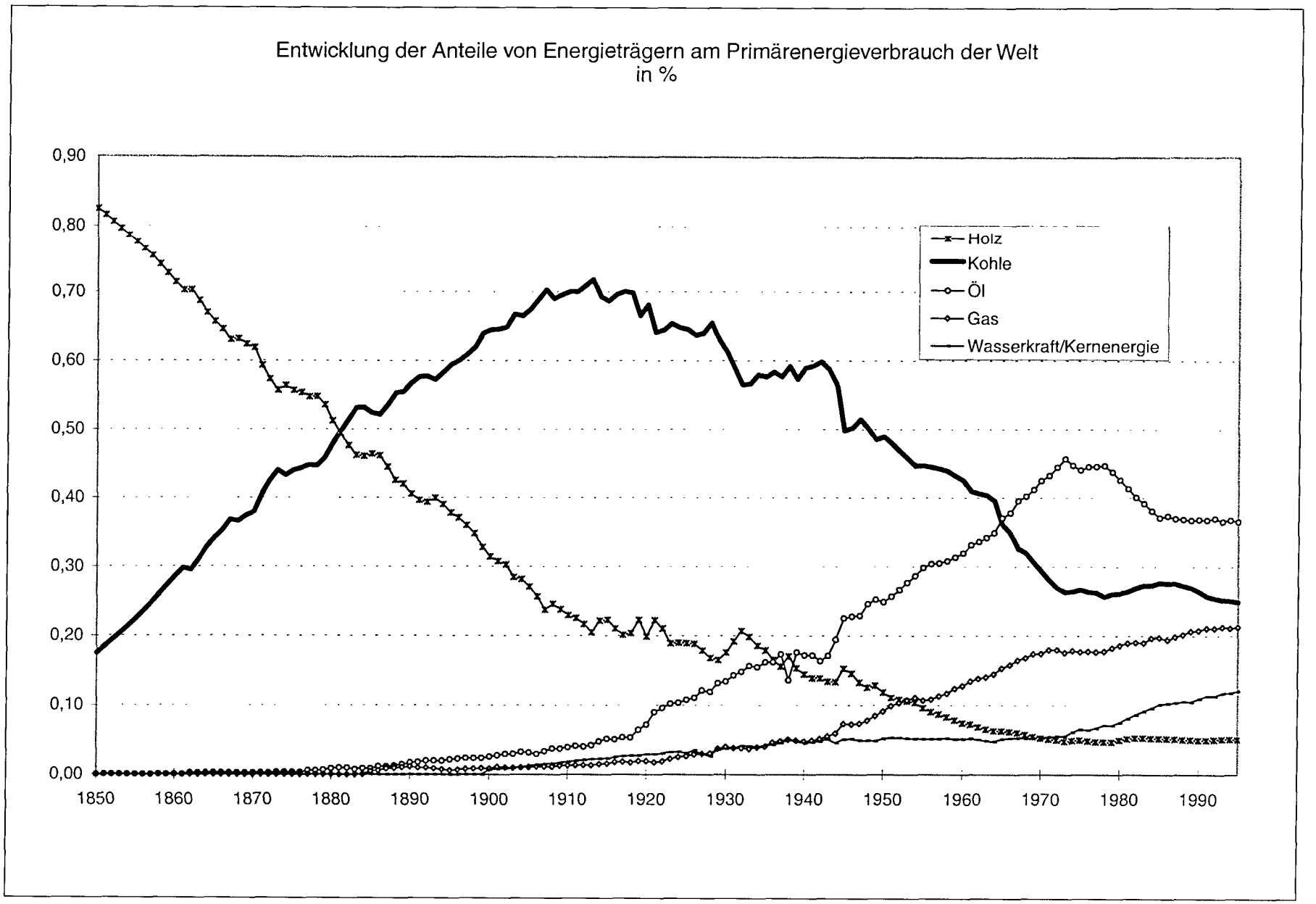
Die Dominanz des jeweils führenden Energieträgers hat im Laufe der Zeit abgenommen. Während die Kohle Anfang dieses Jahrhunderts noch etwa 70 % des Primärenergieverbrauchs deckte, erreicht das Mineralöl Anfang der siebziger Jahren einen Höhepunkt bei einen Marktanteil von unter 50 %. Außerdem hat das Mineralöl im Aufstieg zur dominierenden Energiequelle weniger schnell Marktanteile gewonnen als die Kohle, beim Erdgas war diese Dynamik nochmals geringer. Die Hoffnung, daß das Erdgas das Mineralöl noch vor dem Jahr 2000 als wichtigsten Energieträger ablösen könnte, wie es die IIASA 1987 erwartet hat, hat sich daher nicht erfüllt. Die seit Anfang der siebziger Jahre abgeflachten Marktanteilsgewinne des Erdgases deuten darauf hin, daß der höchste Marktanteil, den dieser Energieträger erreichen wird, deutlich unter dem Höhepunkt des Erdöls liegen dürfte. Auch die Prognose, daß das Erdgas bis etwa zum Jahr 2030 — wie einst die Kohle — einen Marktanteil von 70 % erlangen könnte,[34] erscheint aufgrund der bisherigen Entwicklung nicht realistisch.

Bei diesen Ansätzen sind die rückläufigen Marktanteile der „alten" Energieträger nicht auf deren Erschöpfung zurückzuführen. Kohle wurde als führender Energieträger vielmehr deshalb abgelöst, weil Erdöl eine größere Energiedichte aufweist und die mit dem Erdöl verbundenen Technologien auf allen Ebenen der Produktion und des Endverbrauchs den Kohletechnologien überlegen waren. Dieser Substitutionsprozeß war Teil eines Industrialisie-

[33] Vgl. Grübler (1987) und Nakicenovic (1987a).

[34] Vgl. Grübler (1987b).

Abbildung 4


Entwicklung der Anteile von Energieträgern am Primärenergieverbrauch der Welt
in %
0,90
0,80
0,70
0,60
0,50
0,40
0,30
0,20
0,10
0,00
1850
1860
1870
1880
1890
1900
1910
1920
1930
1940
1950
1960
1970
1980
1990
Holz
Kohle
Öl
Gas
Wasserkraft/Kernenergie

rungszyklus, der durch die Expansion der Automobilindustrie, der Elektrotechnik und der Chemie geprägt war. Bemerkenswert ist, daß trotz drastischer Marktanteilsverluste der Verbrauch der „alten" Energieträger — auch von Holz und Kohle — weltweit immer noch steigt.

Der amerikanische Geophysiker King Hubbert hat im Jahr 1956 mit Hilfe einer logistischen Funktion richtig vorausgesagt, daß in den USA der Höhepunkt der Rohölgewinnung zwischen 1965 und 1970 eintreten wird. Die Hubbert-Funktion ist abgeleitet von der logistischen Funktion, die der belgische Mathematiker Verhulst 1845 zur Beschreibung des Bevölkerungswachstums entwickelt hat.[35] Dieser Funktionstyp ist durch eine lange Inkubationsphase mit einem starken Wachstum gekennzeichnet, das nach Überschreiten eines bestimmten Punktes in ein verlangsamtes Wachstum übergeht und schließlich in eine Sättigung mündet. Die Begründung für einen solchen Verlauf bei der Erschließung von Erdölquellen wird darin gesehen, daß zunächst die größten und am leichtesten zu erschließenden Vorkommen, mit zunehmender Erschöpfung der Ressourcen immer kleinere Vorkommen in hohen Tiefen und schwierigem Gelände (z. B. offshore) gefunden werden. Die Hubbert-Funktion kann zur Schätzung der (kumulierten) Reserven, aber — da die Produktion mit einer zeitlichen Verzögerung der Entdeckung von Reserven folgt — auch direkt zur Schätzung der Produktion angewandt werden. Die jährliche Produktion hat ausgehend von der Hubbert-Funktion einen glockenförmigen Verlauf. Wenn die Hälfte der Ressourcen aufgebraucht ist, beginnt die Produktion zurückzugehen. Die Tatsache, daß die Produktion einzelner Ölfelder einen asymmetrischen Verlauf mit starken Produktionssteigerungen in den ersten Jahren und einem langsamen Produktionsrückgang nach Erreichen des Höhepunktes der Produktion aufweist, spricht nicht gegen eine solche Entwicklung, da die Summe einer großen Zahl von asymmetrischen Kurven gegen eine symmetrische Normalverteilung tendiert.

Die Anwendung der Hubbert-Kurve scheint aufgrund dieser Eigenschaften besonders in Ländern und Regionen geeignet, deren Ressourcen zuverlässig geschätzt werden können, die über eine große Zahl von Feldern verfügen und in denen die Entwicklung der Erdölindustrie von politischen Störungen nicht entscheidend beeinflußt worden ist. Unerwartete Neufunde oder starke Preisveränderungen können die Produktionsentwicklung deutlich verändern. So ist z. B. eine asymmetrische Entwicklung der globalen Ölproduktion möglich, wenn die OPEC langfristig Produktionseinschränkungen beibehalten sollte oder wenn aufgrund klimapolitischer Maßnahmen weitere Verbrauchs- und Produktionssteigerungen verhindert und ein vorzeitiger Rückgang des Ölverbrauchs- und der Ölproduktion eingeleitet wird. Deshalb wird hier auch eine Vergleichsrechnung mit der Gompertz-Funktion durchgeführt, die durch einen asymmetrischen Verlauf gekennzeichnet ist.

In Abbildung 5 werden die Ergebnisse der Berechnungen mit den beiden Funktionen dargestellt.

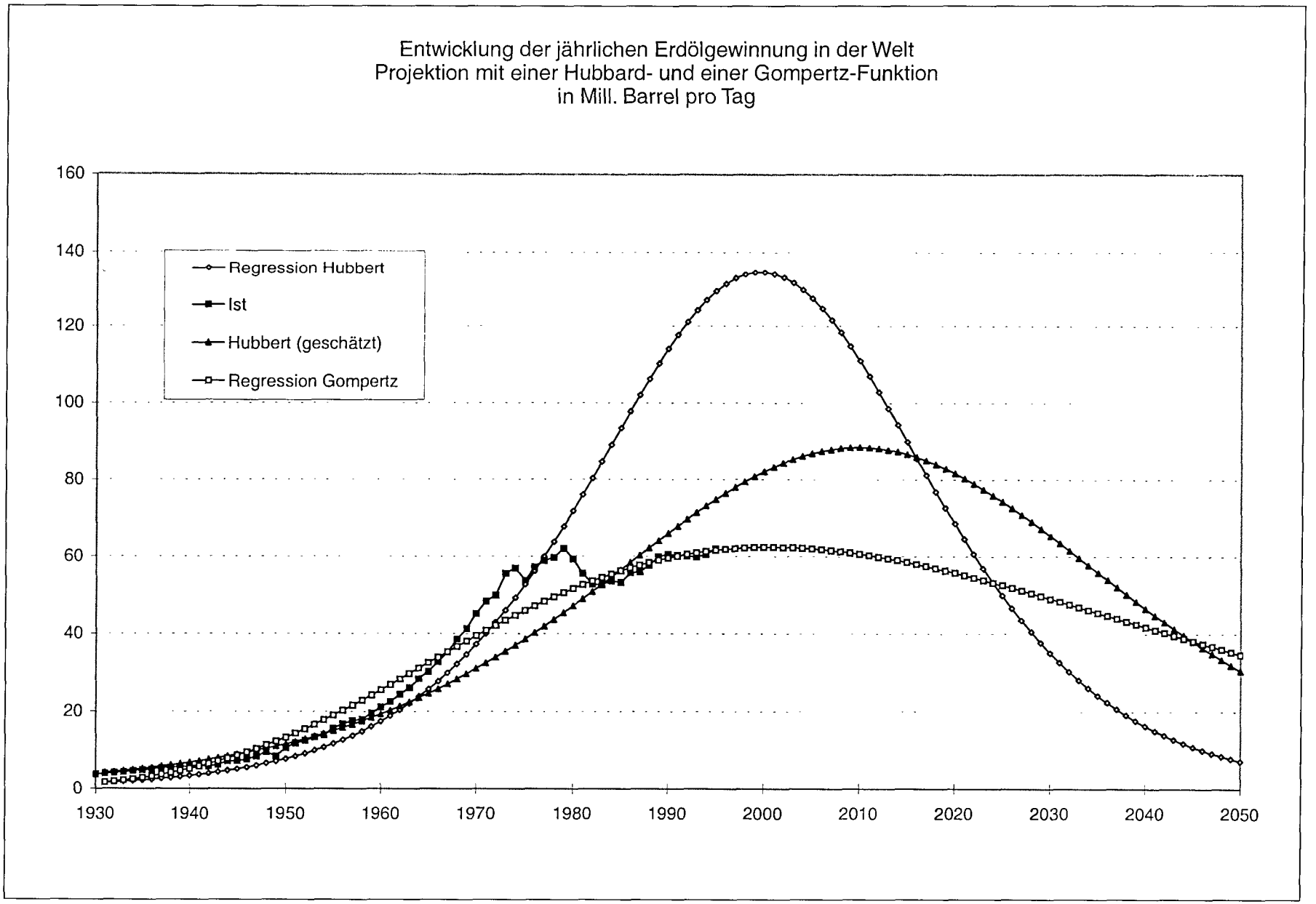
Ausgehend von den oben erläuterten Hubbert- und Gompertz-Funktionen wurde die Erdölprodukton der Welt mit Hilfe von Regressionsanalysen geschätzt. Zugrunde gelegt sind bei allen Ansätzen gesamte nutzbare Ölressourcen nach USGS von 2300 Mrd. Barrel. Die Angaben zur Erdölproduktion wurden von petroconsultants übernommen, die keine Schweröle unter 20 API und Natural Gas-Liquids enthalten. Die erzielte Anpassung ist bei beiden Ansätzen statistisch sehr gut. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums kommt es allerdings aufgrund der drastischen Ölverteuerung in den siebziger Jahren und der dadurch ausgelösten Produktionseinschränkungen der OPEC zu starken Abweichungen zwischen Ist- und Schätzwerten. Wird die Schätzfunktionen an den aktuellen Trend angepaßt, so tritt der Höhepunkt der weltweiten Erdölförderung später und auf einem deutlich niedrigeren Niveau ein. Drastische Preisveränderungen könne demnach die Entwicklung der Ölproduktion erheblich beeinflussen.

Wird von den Ergebnissen der Regressionsrechnungen mit Hilfe der Hubbert-Funktion ausgegangen, die im wesentlichen durch die starke Dynamik der weltweiten Erdölgewinnung von 1930 bis Anfang der siebziger Jahre bestimmt werden, sowie von den derzeitigen Schätzungen zum wahrscheinlichen Bestand von nutzbaren Erdölressourcen nach USGS, so müßte die weltweite Erdölgewinnung bereits ihren Höhepunkt mit über 130 Mill. Barrel pro Tag erreicht haben, das wäre fast doppelt so viel wie derzeit tatsächlich gefördert wird. Werden demgegenüber die Trendveränderungen berücksichtigt, die durch die Preiserhöhungen in den siebziger Jahren ausgelöst worden sind, so ist damit zu rechnen, daß der „depletion midpoint" mit knapp 90 Mill. Barrel pro Tag zwischen den Jahren 2005 und 2010 erreicht wird, das liegt deutlich unter dem Bedarf und dem Produktionspotential der für diesen Zeitpunkt von der EIA erwartet wird (vgl. Tabellen 1 u. 2). Wird die Gompertz-Funktion zugrunde gelegt, so könnte das derzeit erreichte Förderniveau bereits den Höhepunkt der weltweiten Ölförderung darstellen, der Produktionsrückgang wäre allerdings deutlich langsamer als nach der Prognose auf Basis der Hubbert-Funktion.

Die Produktion außerhalb des Mittleren Ostens hat trotz der starken Ölverteuerung in den siebziger Jahren deutlich an Dynamik verloren. Dies dürfte vor allem auf die Produktionsrückgänge in den USA seit Anfang der siebziger Jahre und den Einbruch der Ölförderung in der ehemaligen Sowjetunion seit Ende der achtziger Jahre zurückzuführen sein. Allerdings dürften auch die Produkti-

[35] Vgl. Laherrère (1999).

Abbildung 5


Entwicklung der jährlichen Erdölgewinnung in der Welt
Projektion mit einer Hubbard- und einer Gompertz-Funktion
in Mill. Barrel pro Tag
Regression Hubbert
Ist
Hubbert (geschätzt)
Regression Gompertz
160
140
120
100
80
60
40
20
0
1930
1940
1950
1960
1970
1980
1990
2000
2010
2020
2030
2040
2050

onsbeschränkungen von OPEC-Mitgliedern in Afrika und Südamerika dazu beigetragen haben.

Bei einer Entwicklung der Ölproduktion außerhalb des Mittleren Ostens entsprechend der Hubbert-Funktion würde in dieser Region der Höhepunkt der Erdölgewinnung noch vor dem Jahr 2000 überschritten, allerdings bei einem fast doppelt so hohen Niveau als bisher erreicht worden ist. Paßt man die Hubbert-Funktion an die aktuellen Trendveränderungen an, dann könnte die Produktion außerhalb der OPEC noch einige Jahre steigen, allerdings bei weitem nicht so stark wie von EIA im „International Energy Outlook 1999" angenommen wird. Wird die Gompertz-Funktion zugrunde gelegt, dann müßte der Höchststand der Erdölförderung in dieser Region bereits überschritten sein (vgl. Abbildung 6). Wegen des Einflusses der oben erläuterten Sonderfaktoren auf die vergangene Entwicklung der Ölproduktion außerhalb des Mittleren Ostens dürften diese Prognosen eher zu pessimistisch sein.

Aufgrund der drastischen Preissteigerungen für Rohöl — nicht wegen begrenzter Ressourcen — ist die Ölproduktion im Mittleren Osten von 1973 bis 1986 fast halbiert worden und hat bisher noch immer nicht ganz das ursprüngliche Niveau erreicht. Bei Ölressourcen von knapp 900 Mrd. Barrel nach USGS ermöglicht diese Produktionsbeschränkung eine Verschiebung des Förderhöhepunktes im Mittleren Osten, der beim ursprünglichen Produktionstrend bereits vor dem Jahr 2000 eingetreten wäre, um ein bis zwei Jahrzehnte. Das Interesse der Förderländer im Mittleren Osten an einer langfristigen Nutzung ihrer wichtigsten Ressource wie auch die internationalen Bemühungen zur Reduktion von CO_2-Emissionen sprechen dafür, daß so starke Produktionssteigerungen, wie sie nach den Ergebnissen der Regressionsrechnungen mit Hilfe der Hubbert-Funktion zu erwarten wären, nicht eintreffen werden. Immerhin ist nach der angepaßten Schätzfunktion nach Hubbert noch ein Verdoppelung der Ölproduktion in dieser Region auf über 30 Mill. Barrel pro Tag zu erwarten. Von EIA wird bis zum Jahr 2020 eine deutlich höhere Produktion der OPEC angenommen. Wird eine Gompertz-Fuktion zugrunde gelegt, dann fällt der Produktionsanstieg noch geringer aus. Nach beiden Funktionen ist aber damit zu rechnen, daß der Mittlere Osten im Jahr 2050 immerhin noch etwa so viel Öl produziert wie Mitte der siebziger Jahre (vgl. Abbildung 7).

Um die Auswirkungen von überraschenden Ölfunden und des möglichen technischen Fortschritts auf die Entwicklung der Ölgewinnung ermitteln zu können, wurde in einer weiteren Variante ermittelt, wie sich die Ölproduktion entwickeln könnte, wenn die Ölressourcen nicht auf dem heute geschätzten Stand verharren, sondern um jährlich 0,5 bzw. 1 % steigen. Die Produktivitätsfortschritte, die damit implizit unterstellt werden, sind insgesamt noch größer, da in den Ressourcenschätzungen des USGS bereits ein gewisser technischer Fortschritt unterstellt wird. Soweit aufgrund der verfügbaren Ressourcen möglich, soll die Produktion den Bedarfsschätzungen der EIA im Referenzfall des „International Energy Outlook 1999" entsprechen. Danach müßte die Produktion von 1996 bis zum Jahr 2020 jährlich um etwa 1,8 % gesteigert werden. Außerdem wurde angenommen, daß bis zum Jahr 2050 die verbleibenden Ressourcen die Produktion dieses Jahres noch um mindestens das Zehnfache übertreffen sollen und die Ölproduktion nach ihrem Höhepunkt etwa symmetrisch zum vorherigen Anstieg abfällt.

Würden die Ölressourcen — wie von USGS geschätzt — 2 300 Mrd. Barrel betragen, so könnte die Ölproduktion nur etwa bis zum Jahr 2015 entsprechend den Prognosen von EIA gesteigert werden. Da EIA einen Produktionsanstieg über diesen Zeitraum hinaus erwartet, nimmt sie also an, daß über die derzeit von USGS als wahrscheinlich erachteten Ressourcen weitere Ölreserven erschlossen werden können. Erweisen sich die Schätzungen der USGS als zu konservativ und können die nutzbaren Ölressourcen aufgrund technischer Fortschritte oder überraschender Neufunde um jährlich 0,5 % auf etwa 3 000 Mrd. Barrel im Jahr 2050 erhöht werden, dann wird die Ölförderung erst im Jahr 2030 ihren Höhepunkt überschreiten. Ein Steigerung der insgesamt nutzbaren Ölressourcen um jährlich 1 % würde bedeuten, daß der lineare Trend bei der Entdeckung von Reserven langfristig anhalten würde, so daß im Jahr 2050 die gesamten Ölressourcen (einschl. der bereits verbrauchten) auf insgesamt 3 900 Mrd. Barrel veranschlagt werden können (vgl. Abbildung 8). Das wäre über zwei Drittel mehr als aufgrund der heutigen geologischen Erkenntnisse wahrscheinlich ist und selbst 1 000 Mrd. Barrel mehr als von Odell unterstellt wird. Nur wenn eine solche, eher unwahrscheinliche Entwicklung eintreten würde, könnte die Ölgewinnung auch nach dem Jahr 2030 noch steigen.

Wenn die Tatsache berücksichtigt wird, daß die Erdölgewinnung mit zunehmender Erschöpfung immer schwieriger wird, erscheint ein zusätzlicher technischer Fortschritt von 1 % pro Jahr als zu optimistisch, überhaupt keine zusätzlichen technischen Fortschritte oder überraschende Neufunde anzunehmen, erscheint andererseits als zu pessimistisch. Für die Energiepolitik bzw. für die Einschätzung der Ölpreisentwicklung kann daher die mittlere Variante als Orientierung dienen, bei der die Erdölgewinnung der Welt spätestens im Jahr 2030 beginnen würde zurückzugehen. Wenn die klimapolitischen Ziele umgesetzt und die CO_2-Emissionen reduziert werden sollen, dann müßte allerdings der Rückgang der Ölgewinnung deutlich früher eintreten.

Abbildung 6

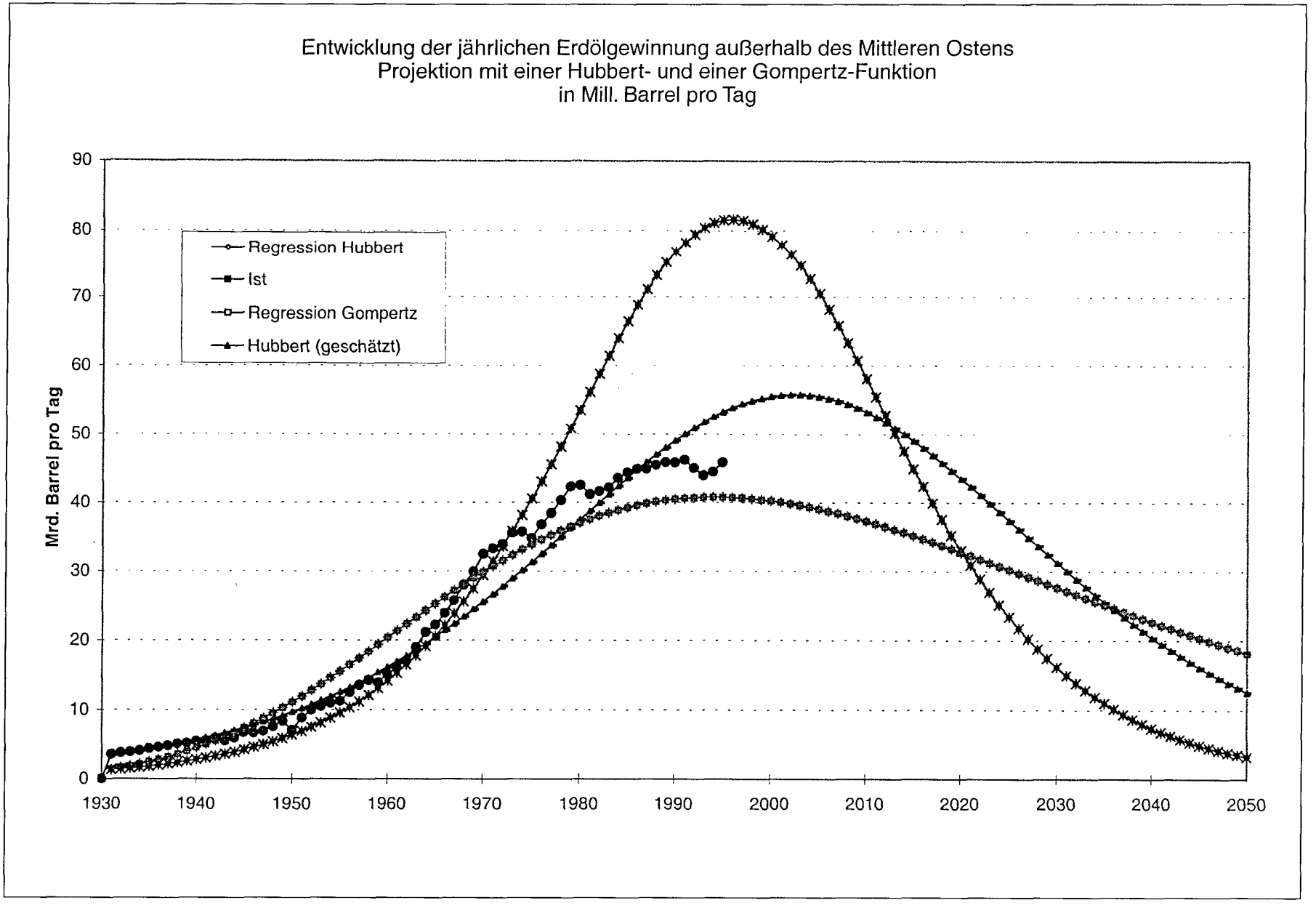

Entwicklung der jährlichen Erdölgewinnung außerhalb des Mittleren Ostens
Projektion mit einer Hubbert- und einer Gompertz-Funktion
in Mill. Barrel pro Tag
Mrd. Barrel pro Tag
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
1930
1940
1950
1960
1970
1980
1990
2000
2010
2020
2030
2040
2050
Regression Hubbert
Ist
Regression Gompertz
Hubbert (geschätzt)

Abbildung 7

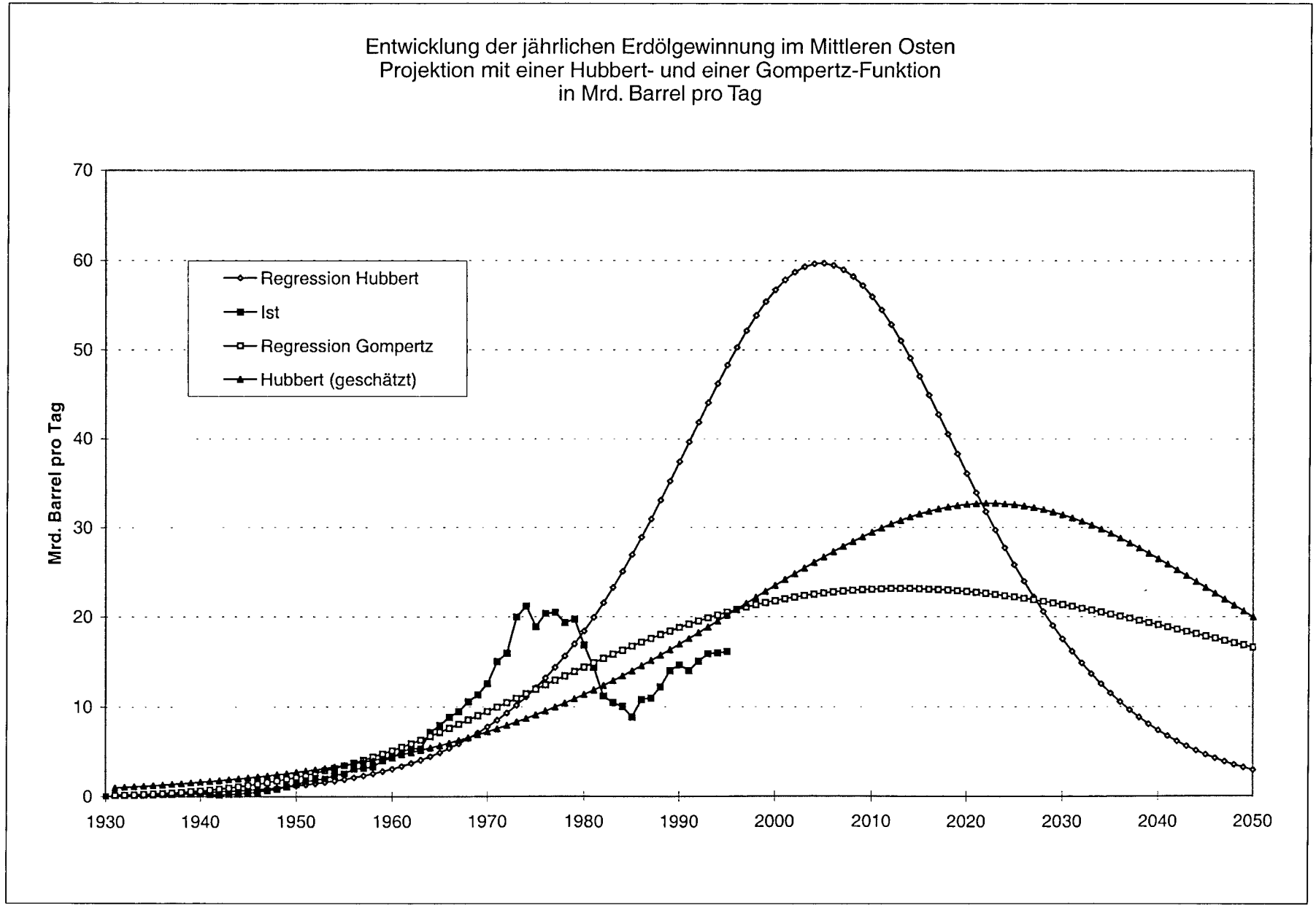
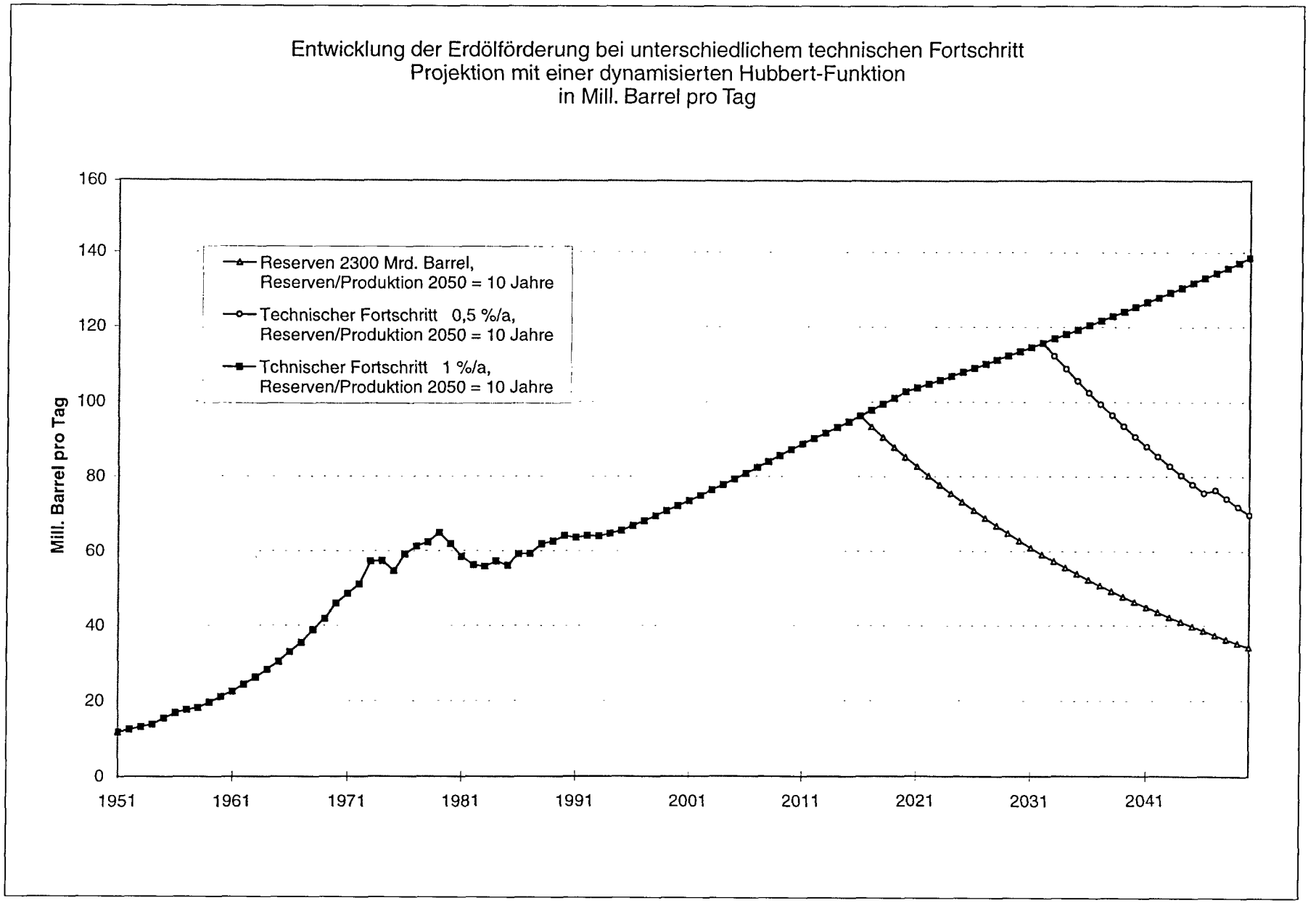

Entwicklung der jährlichen Erdölgewinnung im Mittleren Osten
Projektion mit einer Hubbert- und einer Gompertz-Funktion
in Mrd. Barrel pro Tag
Mrd. Barrel pro Tag
0
10
20
30
40
50
60
70
1930
1940
1950
1960
1970
1980
1990
2000
2010
2020
2030
2040
2050
Regression Hubbert
Ist
Regression Gompertz
Hubbert (geschätzt)

Abbildung 8


Entwicklung der Erdölförderung bei unterschiedlichem technischen Fortschritt
Projektion mit einer dynamisierten Hubbert-Funktion
in Mill. Barrel pro Tag
Mill. Barrel pro Tag
160
140
120
100
80
60
40
20
0
1951
1961
1971
1981
1991
2001
2011
2021
2031
2041
Reserven 2300 Mrd. Barrel, Reserven/Produktion 2050 = 10 Jahre
Technischer Fortschritt 0,5 %/a, Reserven/Produktion 2050 = 10 Jahre
Tchnischer Fortschritt 1 %/a, Reserven/Produktion 2050 = 10 Jahre

Literaturverzeichnis

Alexanders Oil & Gas Connections (1998): Portable steam generator increases oil production substantially. Volume 3, Issue 28, December 24.

Banks, Ferdinand E. (1984): A note on oil production and the reserve — production ratio. In: OPEC-Review, Autumn, 277–281.

Campbell, C.J. (1998): The coming oil crisis. Multi-Science Publishing Co.Ltd. Essex.

Desprairies, P.C., *Boy de la Tour,* X., *Lacour,* J. J. (1986): Progressive mobilization of oil resources. Part 2. In: Energy Policy, February 1986.

Exxon AG (1998): Exxon's Deepwater World. September.

Grübler, Arnulf (1987a): Vom Erdöl- zum Methanzeitalter. Betrachtung zur langfristigen Technologieentwicklung und der potentiellen Rolle von Erdgas im 21. Jahrhundert. Gastvortrag anläßlich der Jahresversammlung der USOGAS und des Verbandes der Schweizer Gasindustrie, Zug, 20. Mai.

Grübler, Arnulf (1987b): Der Kampf ums Dasein. Eine Analyse der langfristigen Entwicklung von Infrastruktur und Transporttechnologien. Tagungsbeitrag zum Hopfgartner Verkehrskolloquium Verkehr 2001 — Perspektiven. Hopfgarten/Brixental 19.–21. März, 1987.

Gruhl, Herbert (1975): Ein Planet wird geplündert. Die Schreckensbilanz unserer Politik. Frankfurt am Main.

Hiller, Karl (1999): Verfügbarkeit von Erdöl. In: Erdöl, Erdgas, Kohle. Februar, 50–54.

International Energy Agency (1996): Global offshore oil prospects to 2000. Paris.

Krautkraemer, Jefrey A (1998): Nonrenewable Resource Scarcity. In: Journal of Economic Literature, Vol XXXVI, December. 2065–2107.

Laherrère J. H. (1999): World oil supply — what goes up must come down, but when will it peak? In: Oil & Gas Journal, Febr. 1. 57–64.

Masters, Charles, *Attanasi,* Emil D., *Root,* David H. (1998): World Petroleum Assessment and Analysis. US. Geological Survey. 22 May.

Modelolevsky, M.S., *Gurevich,* G.S., *Khartukov,* E. M. (1985): World cheap oil and natural gas resources. Unveröffentlichtes Manuskript.

Mortensgaard, Aksel (1996): Economics, new technology improve Danish offshore oil recovery. In: Oil & gas jounal, june 10. 58–63.

Nakicenovic, N. (1987): Transportation and Energy Systems in the U.S.. Internationale Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, WP-98-01. January.

Oil & Gas Journal (1998a). November 30.

Oil & Gas Journal (1998b): Eor oil production up slightly. April 20, 49–77.

Petroconsultants (1998): Oil production discovery gap widens. *http://www.petroconsultants.com/wnew/nrjun98.html*)

Petroleum Intelligence Weekly (1997): Global drilling key to 1996 success in replacing reserves. June 2.

Petroleum Intelligence Weekly (1998): US Output drops in tandem with upstream spending. June 27.

Petroleum Intelligence Weekly (1999): Mexico gains creditability by losing reserves. March 29.

Ross, James G. (1998): Nonstandard reserves estimates lead to resource underestimation. In: Oil and Gas Journal, März, 39–41.

Salameh, Mamdouh G. (1995): Can technology provide the answer to future oil crises? In: OPEC-Review, Winter.

Stahl, Wolfgang (1998): Die weltweiten Reserven der Energierohstoffe: Mangel oder Überfluß? Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Bearbeitungsstand 17.08.1998.

US Energy Information Administration (1995): Oil and Gas Development in the United States in the Early 1990's: An Expanded Role for Independent Producers. Washington, October.

US Energy Information Administration (1998): Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations. 1994 through 1997. Washington, March.

US Energy Information Administration (1999): OPEC Revenue Fact Sheet. Washington, August.

Summary

Will Oil Production Decrease Soon?

The growth of global oil consumption has slowed down substantially in the last decade, above all because of the transformation crisis in the former communist countries. According to current projections, the growth of oil consumption will accelerate in the decades to come. Especially in the developing countries, oil consumption will grow very dynamically, provided that the conditions of energy policy remain unchanged. Although global oil reserves are presently about forty times as high as oil production, the latter will reach a peak in two to three decades and decrease thereafter, according to present geological knowledge.

A reduction of oil production induced by the shortage of resources would have an impact on oil prices. They will probably be higher in the future because outside of OPEC, oil production will not rise as much as the demand. OPEC will supply an increasing share of oil consumed worldwide and will therefore be able to restrict the oil supply. If, however, internal conflicts within OPEC impede this strategy, the oil price could decrease in such a way that the economic and political stability of most OPEC-members would be endangered. This risk may help to stabilise OPEC.