



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH

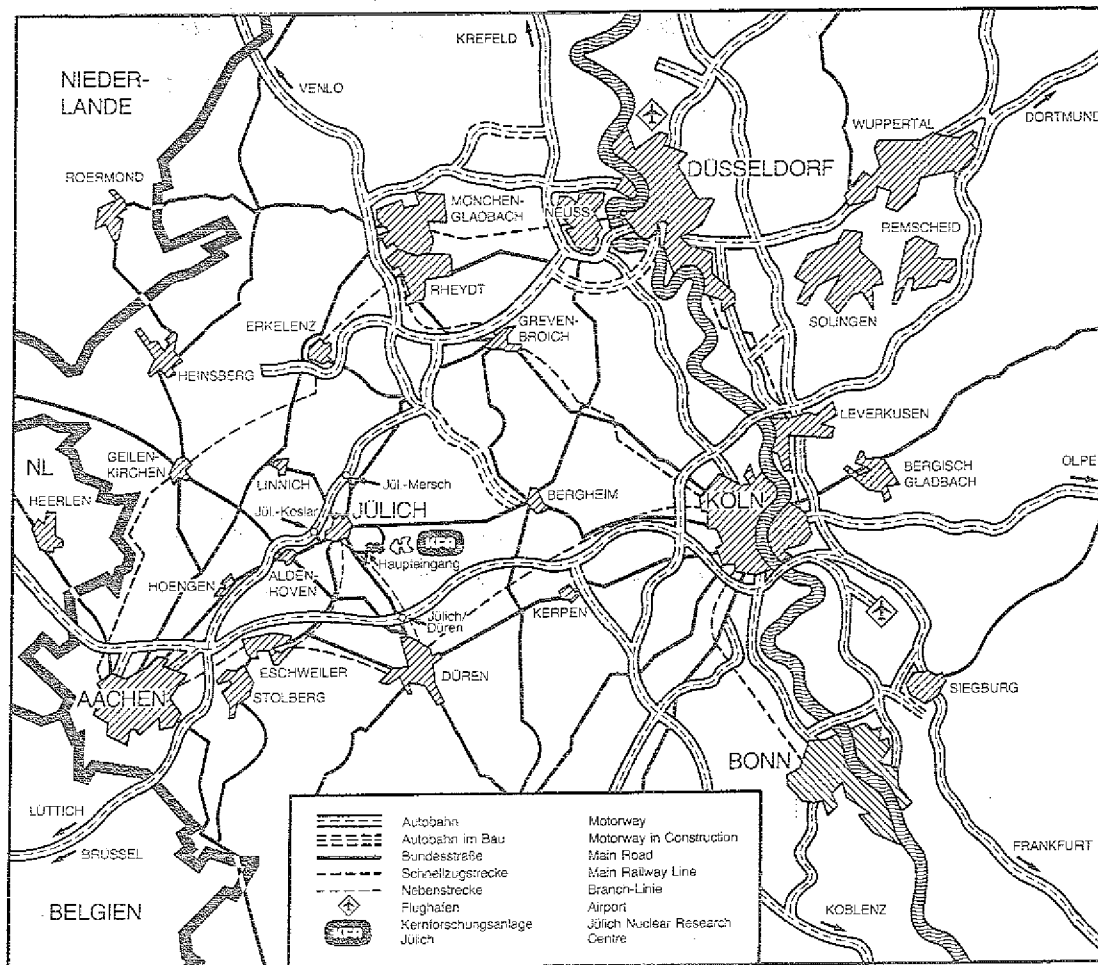
Forschungsgruppe Wirtschaft, Energie, Investitionen

**Überlegungen zur längerfristigen
Verfügbarkeit des Erdöls**

von

Hans Carsten Runge
Wolfgang Mönig

Jül-2209
Juni 1988
ISSN 0366-0885



Als Manuskript gedruckt

Berichte der Kernforschungsanlage Jülich – Nr. 2209
 Forschungsgruppe Wirtschaft, Energie, Investitionen Jül-2209

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH
 Postfach 19 13 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)
 Telefon: 02461/610 · Telex: 833556-0 kf d

Überlegungen zur längerfristigen Verfügbarkeit des Erdöls

von

Hans Carsten Runge
Wolfgang Mönig

INHALT

0 Zur Einführung

1 Grundlagen der Untersuchung

- 1.1 Reserven, Ressourcen und insgesamt erzielbare Ausbeute von konventionellem Erdöl
- 1.2 Bisherige Erdölförderung und erwartete Erdölbedarfsentwicklung
- 1.3 Technisch mögliche jährliche Entnahmerate ("Withdrawal rate")
- 1.4 Umwandlung von Ressourcen in Reserven
- 1.5 Zusätzliche Erdölförderung durch verbesserte Ausbeutemethoden ("Enhanced oil recovery")
- 1.6 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen
- 1.7 Umsetzung der Grundlagen in das Modell der technischen Ölverfügbarkeit

2 Die globale technische Erdölverfügbarkeit ("Top Down"-Betrachtung)

2.1 Der Basisfall

2.2 Parameteränderungen:

- Parametervariation Nachfrage
- Parametervariation Ressourcenumwandlung
- Parametervariation Jährliche Entnahmerate
- Parametervariation Verbesserte Ausbeutemethoden

3 Regionale technische Verfügbarkeit

3.1 USA

3.2 Kanada

3.3 Mexiko

3.4 Großbritannien

3.5 Norwegen

3.6 UdSSR

3.7 China

3.8 OPEC

3.9 Sonstige

4 Die globale Erdölverfügbarkeit als Ergebnis regionaler Verfügbarkeitsbetrachtungen ("BOTTOM UP"/"TOP DOWN"-BETRACHTUNG)

1. The first part of the paper is devoted to the study of the properties of the function $f(x)$ defined by the equation $f(x) = \int_0^x f(t) dt$. It is shown that $f(x)$ is a constant function, and its value is determined by the initial condition $f(0) = 1$.

2. In the second part, we consider the problem of finding the maximum value of the function $f(x)$ on the interval $[0, 1]$. It is shown that the maximum value is attained at $x = 0$ and is equal to 1.

3. Finally, we conclude that the function $f(x)$ is a constant function, and its value is determined by the initial condition $f(0) = 1$.

4. The third part of the paper is devoted to the study of the properties of the function $f(x)$ defined by the equation $f(x) = \int_0^x f(t) dt$. It is shown that $f(x)$ is a constant function, and its value is determined by the initial condition $f(0) = 1$.

5. In the fourth part, we consider the problem of finding the maximum value of the function $f(x)$ on the interval $[0, 1]$. It is shown that the maximum value is attained at $x = 0$ and is equal to 1.

Zur Einführung

Die Arbeiten der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) der Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA) zur Untersuchung "Neuartiger horizontal integrierter Energiesysteme" (NHIES) mit erheblich verminderter Schadstoffemission in Energieumwandlung und -verbrauch zielen langfristig auf die Substitution insbesondere der Mineralölprodukte durch synthetisch erzeugte flüssige Energieträger ab.

Bei den Arbeiten an diesem Programm wurde jedoch zunehmend deutlicher, daß auch die vertikal gegliederten Energiesysteme in der Lage sind, in Erzeugung, Umwandlung und Verbrauch erheblich verstärkten Qualitätsanforderungen zum Schutz der Umwelt zu entsprechen. Das gilt in besonderem Maße für das Erdöl und die daraus hergestellten Mineralölprodukte.

Aus der sich abzeichnenden Wettbewerbssituation zwischen konventionellen "vertikalen" und neuartigen "horizontalen" Energiesystemen gewinnt für die KFA die Fragestellung Gewicht, in welchen Zeiträumen der wachsende weltweite Bedarf an flüssigen Energieträgern das mögliche Angebot an Mineralölprodukten erreichen und überschreiten wird, woraus sich eine breit gefächerte Nachfrage nach synthetisch erzeugten flüssigen Energieträgern entwickeln sollte.

Die IIASA- Studie "Energy in a Finite World" (1981) /1/ sprach als zentralen Punkt des Energieproblems den Komplex des Ausgleichs zwischen der globalen Erdölverfügbarkeit und dem Bedarf für flüssige Energieträger an. Für flüssige Energieträger, wovon um 2030 - so die IIASA-Studie - rund 90% als Kraftstoffe und chemische Rohstoffe Verwendung finden sollten, sagte IIASA Bedarfszuwächse zwischen jährlich 1,6% (Low scenario) und 2,4% (High scenario) voraus. Sie sah aus Sicht der späten 1970er Jahre folgenden globalen Bedarf für Erdöl als Primärenergie entstehen¹:

¹ Gt = Gigatonnen = 10^9 Tonnen

	Basisjahr	"High scenario"		"Low scenario"	
	1975	2000	2030	2000	2030
TWa/a	3,83	5,89	6,83	4,75	5,02
GtOE/a	2,70	4,15	4,81	3,35	3,45
in Prozent des Gesamt- bedarfs an Prim.Energie	46,7	35,0	19,2	35,0	22,4

Heute meinen wir, daß der längerfristige globale Bedarf sowohl an Primärenergie wie auch an flüssigen Energieträgern dem IIASA "Low scenario" nahekommen wird.

W.W. IRION /15/ hat 1987 den Weltbedarf an flüssigen Energieträgern analysiert und unter Einbeziehung neuester Studien bis zum Jahre 2030 fortgeschrieben, wobei er den Bedarf an flüssigen Energieträgern gleichsetzt mit dem Bedarf an Mineralölprodukten. Sein resultierendes Nachfrageszenario, Bild 1, weist den globalen Ölbedarf mit 3,1 bis 3,2 GtOE im Jahre 2000 und zwischen 3,6 und 3,9 GtOE in 2030 aus.

Unter den neueren, uns zugänglichen Studien über die künftige Produktion von Erdöl finden sich kaum Arbeiten, welche über das Jahr 2010 hinausgehen und die früher oder später zu erwartenden regionalen Veränderungen in der technischen Verfügbarkeit des Erdöls in einen globalen Zusammenhang bringen. Gerade hierüber möglichst verlässliche Aussagen zu machen, ist das Ziel unserer Arbeit.

Als "technische Verfügbarkeit" bezeichnen wir die Erdölförderfähigkeit einer einzelnen Lagerstätte wie auch eines Förderlandes oder einer geographischen Region, wie sie sich aus den jeweils bekannten Reserven, der bestehenden Feldesentwicklung und den jeweiligen Lagerstättenverhältnissen bei der heute absehbaren Erdölpreis/Förderkosten-Relation ableiten

läßt. Ausser Betracht bleiben dabei politisch motivierte und marktbedingte Förderbeschränkungen.

Im folgenden werden Analysen der Entwicklung der technischen Erdölverfügbarkeit bis in die Zeit um 2030 sowohl global als für wesentliche Förderregionen bzw. Ländergruppierungen vorgestellt. In der Auswahl der Einflußgrößen haben wir uns auf solche Parameter konzentriert, die für globale wie für regionale Betrachtungen in gleicher Weise relevant sind. Notgedrungen mußten wir uns im wesentlichen auf die Nutzung veröffentlichter Daten beschränken. Mit einem umfassenderen Datenbestand wäre es wertvoll, die Analysen zu detaillieren.

Insbesondere würde es sich anbieten,

- die jährlich maximal möglichen Ölentnahmeraten zu differenzieren und dabei Unterschiede zwischen Leichtöl- und Schweröllagerstätten besser zu berücksichtigen,
- die Umwandlungsrate von Ölressourcen in Reserven je nach Erschließungsgrad einzelner Regionen zu differenzieren, und
- denkbare Auswirkungen zukünftiger Rohölpreisentwicklungen auf die globale und regionale Explorationsintensität zu erfassen.

1. Grundlagen der Untersuchung

1.1 Reserven, Ressourcen und insgesamt erzielbare Ausbeute von konventionell gewinnbarem Erdöl

Konventionelle Erdöle sind Gemische aus Kohlenwasserstoffen, die sowohl unter Lagerstättenbedingungen als auch unter Normalbedingungen (15°C; 1 bar) flüssig sind, deren Viskosität bei ursprünglicher Lagerstättentemperatur, atmosphärischem Druck und in gasfreiem Zustand kleiner als oder gleich 10000 Millipascal-Sekunden (mPa*s) und deren Dichte geringer als 1,0 kg/dm³ bzw. größer als 10°API ist.

Die insgesamt erzielbare Ausbeute an diesen Erdölen setzt sich zusammen aus:

- der bisherigen ERDÖLFÖRDERUNG
- den nachgewiesenen RESERVEN ("proved reserves") und
- den geologisch vermuteten, noch zu entdeckenden bzw. zu bestätigenden RESSOURCEN,

wobei Reserven und Ressourcen vermehrt werden um zusätzliche Ölmengen, die durch verbesserte Ausbeuteverfahren ("Enhanced oil recovery", EOR) gewonnen werden können.

Bild 2 zeigt die Entwicklung dieser Größen seit 1973, wie auf den Welt-Erdölkongressen 1975 bis 1987 sowie auf dem Enhanced Oil Recovery Congress, Rom 1985 vorgetragen:

Die kumulative ERDÖLFÖRDERUNG erreichte per 1.1.1985 72 Gt.

Die RESERVEN vermindern sich durch die laufende Förderung und ergänzen sich aus ihrer periodischen Neubewertung sowie aus Neuentdeckungen, also aus der Bestätigung von Ressourcen. Bild 2 läßt erkennen, daß in dem Zeitraum seit 1973 die Abgänge durch Förderung in etwa durch Reservenbewertungen und Ressourcenumwandlung kompensiert werden konnten. Per Definition sind die Reserven auf den heute möglichen Ausbeutegrad unter Anwendung primärer und sekundärer Gewinnungsmethoden von 34 % im gewichteten Mittel bezogen.

Per 1.1.1985 betrugen die Reserven nach MASTERS /16/ 109 Gt bei einem Ausbeutegrad von 34% des ursprünglichen Ölgehaltes der Lagerstätten (OIIP), wobei MASTERS von "identified reserves" ausgeht, d.h. den nachgewiesenen ("proved") Reserven die möglichen Reserven aus Feldeserweiterungen hinzurechnet. Nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe /3/ und des ESSO-Öldorados /4/ beziffern sich die nachgewiesenen Reserven auf 96 Gt. Wir haben unseren Berechnungen diese Mengen an sicheren Reserven zugrunde gelegt und die Feldeserweiterungen den Ressourcen zugerechnet.

DE HAAN /2/ geht in seiner Bilanzierung der Vorräte von 98 Gt an bekannten Reserven aus, wobei die Berechnungen auf einer primären und sekundären Ausbeute von 30,5% des OIIP basieren. Aufgrund der Möglichkeiten zur Erhö-

hung der Ausbeute durch tertiäre Gewinnungsmethoden ist nach seinen Schätzungen ein zusätzliches Potential von etwa 38 Gt vorhanden, um das die heutigen Reserven in der Zukunft aufgestockt werden können. Es handelt sich dabei um Reserven, deren Gewinnung eine Steigerung der realen Ölpreise gegenüber dem Stand von 1985 und Fortschritte der Gewinnungstechnik voraussetzt. Die zusätzlichen Reserven aus dieser Enhanced oil recovery entsprechen einer Ausbeuteverbesserung von 30,5% auf 37,5% des ursprünglichen Ölgehaltes der Lagerstätte. Dieser beträgt nach Masters ca. 700 Gt, nach De Haan ca. 800 GT. Damit unterscheiden sich die Angaben von Masters und De Haan nicht nur im Ausbeutegrad, sondern auch in der Berechnung des OOIP. Unsere Rechnungen basieren auf den Masters-Berechnungen.

In der Entwicklung der RESSOURCEN-Schätzungen, die bei den Welterdölkongressen vorgestellt wurden, zeigt sich seit 1973 eine deutliche Rücknahme der Mengen. Diese beruht auf einer pessimistischen Einschätzung der Wahrscheinlichkeit, weitere "Giant fields" zu entdecken. DE HAAN /2/ vergrößert die Ressourcen wieder, allerdings durch die Annahme einer vergrößerten Ausbeute, analog den EOR-Erwartungen bei den Reserven. Per 1.1.1984 ergeben sich nach DE HAAN Ressourcen von 79 Gt und zusätzlich erwartete EOR-Mengen von 18 Gt (5). MASTERS gibt 58 Gt an Ressourcen an, macht aber keine konkrete Angabe zu den Mengen, die durch eine Ausbeuteverbesserung verfügbar werden.

Aus dem Vergleich der erwarteten Förderung mit den kumulativen Reserven und Ressourcen wird deutlich, daß bislang lediglich gut 1/4 der insgesamt erzielbaren Ausbeute an konventionellem Erdöl gefördert wurde.

1.2 Bisherige Erdölförderung und erwartete Erdölbedarfsentwicklung

Die Welt-Erdölförderung bewegte sich im vergangenen Jahrzehnt zwischen minimalen Werten um 2,75 Gt Mitte der siebziger und Anfang der achtziger Jahre, im Verfolg der beiden Ölpreisschübe 1973 und 1979/80, und einem Höchstwert von 3,23 Gt im Jahre 1979.

Seit 1984 pendelt die jährliche Weltförderung zwischen 2,8 und 2,9 Gt. Die gegenwärtige Welterdölförderkapazität liegt zwischen 3,3 und 3,5 Gt; sie ist nur zu 80-85 % ausgenutzt. Für die Zukunft wird allgemein eine Zunahme

des Weltenergiebedarfs erwartet und damit auch ein Anwachsen des Ölbedarfs. Diese Erwartung gilt auch, wenn der reale Ölpreis wieder mäßig zunehmen sollte.

Wir haben verschiedene globale Nachfrageszenarien betrachtet,

- a) den "Educated guess" von W.HÄFELE (1983) /14/, wonach ein globaler Ölbedarf von 3,5 Gt im Jahre 2000 und von 4,0 GT im Jahre 2030 zu erwarten wäre,
- b) die Abschätzung der Conservation Commission der 9. Weltenergiekonferenz (1986) /19/, die den Ölbedarf als Restdeckungsmenge im gesamten Primärenergiebedarfsspektrum sieht und einen Ölbedarf für 2000 von 3,4 Gt und für 2030 von ca. 3,0 GT erwartet, und
- c) die Schätzungen von W.W. IRION /15/. IRION's Szenarien erscheinen uns besonders plausibel; wir haben mit dem niedrigeren Nachfragebild bewußt eine konservative Einschätzung der Nachfrageentwicklung als Basis-Szenario gewählt (Bild 3).

In den nachfolgenden Untersuchungen wird darzustellen sein, über welchen Zeitraum die nach Massgabe verschiedener Parameter global oder für bestimmte Erdregionen technisch verfügbare Erdölförderung der Nachfrage entsprechen kann.

1.3 Technisch mögliche jährliche Entnahmerate

Die maximale jährliche Entnahmerate ("Withdrawal rate") an Erdöl aus einer Lagerstätte ist abhängig von dem Erschließungsgrad der Lagerstätte durch Förderbohrungen, den Fließverhältnissen in den ölführenden Gesteinen, also den geologischen und geophysikalischen Lagerstättenbedingungen, und der Stärke der natürlichen Lagerstättenenergien wie Gaslösungstrieb, Gaskappentrieb und Randwassertrieb. Wird die Förderung zu sehr forciert, werden die Randbereiche zum Öl-/Gaskontakt bzw. zum Öl-/Wasserkontakt der Lagerstätte schlechter entölt und es kommt zu einem Verlust an gesamt erzielbarer Ausbeute ("Ultimate recovery").

Die Ausbeute kann durch begleitende Maßnahmen erheblich erhöht werden. Im Fall der sogenannten Sekundärmaßnahmen wird der Lagerstättendruck durch Einpressen von Gasen (das können Erdölbegleitgase oder herbeigeschaffte

Gase wie z.B. CO_2 sein) oder von Wasser künstlich aufrechterhalten. Bei den weitaus aufwendigeren Tertiärmaßnahmen wird durch Dampfinjektion die Viskosität des Öles erniedrigt oder durch Zugabe von chemischen Substanzen mit Polymeren die Viskosität des Wassers und damit seine Fähigkeit, Öl auszutreiben, erhöht oder mit Tensiden die Grenzflächenspannung Öl/Wasser herabgesetzt.

Unabhängig von der technischen Förderstrategie können Fördereinschränkungen durch mangelnde Absatzmöglichkeiten für das Rohöl, durch Wartungsmängel (z.B. zeitweilig in der UdSSR) oder durch Kriegseinwirkungen (z.Zt. im IRAN und IRAK) auftreten.

Bild 4 zeigt die Entwicklung der jährlichen Entnahmerate - ausgedrückt als Verhältnis der Jahresförderung zu den Reserven - mit dem historischen Wert für 1983 und einer Schätzung für das Jahr 2000 für wichtige Erdölfördergebiete nach FRANSEN (IEA) /6/ und nach eigenen Ermittlungen. Tendenziell läßt sich sagen, daß die jährliche Entnahmerate bei allen ölfördernden Staaten ansteigt. Dieses kann einmal daran liegen, daß die laufend verbesserten Entölungstechniken bei durch Neuentdeckungen konstant gehaltenen Reserven eine steigende Jahresförderung gestatten. Andererseits kann bei unverändert gehaltener Jahresförderung ein Nachlassen der Neuentdeckungen und damit ein Schrumpfen der Reserven (hierzu siehe Abschnitt 1.4) ebenfalls den Anstieg der jährlichen Entnahmerate bewirken.

Unter Berücksichtigung dieser Einflußgrößen lassen sich für die wichtigsten Förderländer plausible Erwartungen der Entnahmeratenentwicklung angeben, so z.B. für die UdSSR (1984: $F/R = 7,1$) langfristig 7%, für die USA (1984: $F/R = 11$) langfristig 12%.

Weltweit liegt die Entnahmerate gegenwärtig bei 3,2%. Langfristig wird sie über den von FRANSSEN für 2000 ermittelten Wert von 4,7% hinaus ansteigen. Wir haben in dieser Studie vorerst eine Begrenzung der möglichen Entnahmerate auf 5%/a angenommen.

Die genannten IEA-Werte sind teilweise rein technisch bestimmt (z.B. für die USA), teilweise kommen förderpolitische Überlegungen hinzu. So wird insbesondere für die OPEC die Tatsache berücksichtigt, daß die größten Vorräte im Mittleren Osten liegen, wo die Förderung in den letzten Jahren stark gedrosselt wurde und wo auch in Zukunft weitere Reserven leicht

erschließbar bleiben. Die OPEC-Förderung entsprach 1984 einer Entnahmerate von nur 1,6%. Langfristig wird auch dieser Wert ansteigen. Vorerst haben wir ihn jedoch in dem globalen Szenario aus wirtschaftspolitischer Sicht auf 5% begrenzt (Reservestreckung der "Low absorber"-Länder). Damit reflektieren die IEA-Werte für die Entnahmerate neben dem langfristigen Förderpotential auch das Absatzpotential dieser Förderländer.

Die in unserem Verfügbarkeitsmodell (siehe Abschnitt 1.7 und 2) benutzten maximalen Jahresentnahmeraten resultieren dagegen im wesentlichen aus technischen Überlegungen, d.h. aus den o.g. Einflußgrößen auf Erschließung und Ausbeute.

1.4 Umwandlung von Ressourcen in Reserven

Sobald die maximal mögliche jährliche Entnahmerate einmal erreicht worden ist, ist für die Aufrechterhaltung einer vom Bedarf her geforderten Förderhöhe die fortlaufende Ergänzung der produzierbaren Reserven durch den Neuaufschluß von Öllagerstätten erforderlich. Das Ziel der Explorations-tätigkeit liegt darin, potentielle Vorräte nachzuweisen, d.h. Ressourcen in Reserven zu überführen. Bild 5 zeigt den jährlichen globalen Bruttozuwachs an Reserven im Zeitraum 1961 bis 1984 sowie eine Projektion der möglichen Entwicklung der Fundrate bis zum Jahre 2030. Im Mittel der letzten neun Jahre wurden jährlich rund 3,6 Gt neue Reserven gewonnen bei langfristig abnehmender Tendenz. Als Ausgangspunkt für die Entwicklung des Reservenwachses haben wir für 1985 3 Gt gewählt, die bezogen auf den Ressourcenbestand 1984 eine Fundrate von 3,8% ergeben. Diesen Wert halten wir in der Extrapolation konstant. Damit erwarten wir für die Zukunft eine allmähliche Abnahme der jährlichen Fundrate. Bei den erwarteten Förderraten und den extrapolierten Fundraten wird der Reservenbestand zunächst ansteigen, dann aber fortlaufend abnehmen.

Es ist zu erkennen, daß die jährlichen Fundraten starken Schwankungen unterworfen waren und daß einer sehr optimistischen Schätzung 1974 als Folge des Ölpreisanstiegs eine gleichfalls starke Korrektur folgte. Im Zeitraum 1961 bis 1984 wurden jährlich durchschnittlich ca. 4,5 Gt Öl gefunden (zum Vergleich: Im gleichen Zeitraum wurden 2,26 Gt/a verbraucht), während im Zeitraum 1976 bis 1984 jährlich ca. 3,6 Gt Öl nachgewiesen wur-

den. An diesen Zahlen zeigt sich eine Abnahme der Fundrate, die sich aus drei wesentlichen Gründen erklärt :

- die Neuentdeckungsrate in bereits eingehend explorierten Becken ist rückläufig,
- erhoffte Großfunde in neu angegangenen Becken sind ausgeblieben, und
- aufgrund des Überangebotes an Rohöl in den Weltmärkten ist die Explorationstätigkeit in einigen Gebieten (insbesondere im Mittleren Osten) gedrosselt worden.

Andererseits ermöglichen neuere Techniken und insbesondere steigende Ölpreise den wirtschaftlichen Abbau von bislang nicht als Reserven eingestuften Ölvorkommen und führen damit zu höherer Bewertung der Reserven bekannter Felder.

1.5 Zusätzliche Erdölförderung durch verbesserte Ausbeutemethoden

Der Prozentsatz des Gesamtinhaltes einer Erdöllagerstätte, der gefördert werden kann (Entölungsgrad), hängt in starkem Maße von den Lagerstättenbedingungen wie der Viskosität des Öles und der Permeabilität von Poren- und Kluftsystemen und von dem Typ des Lagerstättentriebes ab. Weltweit erwartet DE HAAN /2/ eine primäre und sekundäre Ausbeute von 30,5%. C.D. Masters /16/ geht von einem gewichteten mittleren Ausbeutegrad von 34% für die Weltvorkommen an konventionellem Erdöl aus; während z.B. in der Nordsee bei leichten Ölsorten bis zu 45 % des ursprünglichen Lagerstätteninhaltes gefördert werden können /7/.

Eine Ausweitung der Ausbeute durch Tertiärmaßnahmen ist kostenintensiv und zeitaufwendig. Bei den Dampfinjektionsverfahren fallen Dampferzeugungskosten besonders ins Gewicht; beim chemischen Fluten sind es insbesondere die Chemikalienkosten. Beide Verfahren erfordern neben dem apparativen Aufbau im Feld noch zusätzliche Injektionsbohrungen. Am meisten verbreitet sind gegenwärtig die Dampfinjektionsverfahren, da sie mit Kosten von 21 - 28 US\$ pro zusätzlich gewonnenem Barrel (US-Daten incl. Tax and Royalty nach /2/) die kostengünstigsten und technisch am besten beherrschten Verfahren sind. Die chemischen Flutverfahren liegen bei Kosten von 25 - 40 US\$/bbl /2/ und erscheinen teilweise technisch noch nicht ausgereift.

Da die Tertiärverfahren nur bei einem hohen Ölpreis profitabel einsetzbar sind und die hohen Kapitalkaufwendungen einen breitangelegten Einsatz erschweren, werden z.Zt. nur geringe Fördermengen über die EOR-Verfahren erreicht. Im Jahre 1986 wurden weltweit etwa 75 - 80 Mio t Erdöl durch tertiäre Gewinnungsverfahren gefördert, davon etwa 70 Mio t durch Thermalverfahren /17, 18/. Auch für die Zukunft wird von DE HAAN /2/ nur ein mäßiger Anstieg der Tertiärförderung auf 170 Mio t in 2000 und 635 Mio t im Jahre 2030 erwartet. Generell muß festgehalten werden, daß der Spielraum für solche Maßnahmen relativ klein ist, da sie aufgrund ihrer Kapitalintensität hohe Ölpreise über lange Zeiträume erfordern. Andererseits vergrößern hohe Ölpreise diesen Spielraum kaum, da sie einen Rückgang des Ölverbrauchs mit sich bringen und darüber hinaus Substitutionsbewegungen zu anderen Energieträgern auslösen können.

1.6 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

In dieser Analyse haben wir uns bewußt auf die Einbeziehung technischer Parameter konzentriert. Natürlich ist die Nachfrage nach Erdölprodukten in gewissem Maße preisabhängig; natürlich hängt auch die Intensität der Explorationsbemühungen und damit der Umwandlung von Ressourcen in Reserven von dem erzielbaren Preis für Rohöl ab. Wir gehen jedoch in unserer Betrachtung davon aus, daß die technisch als möglich ermittelten Fördermengen an konventionellem Rohöl bei dem heute allgemein erwarteten Ölpreisverlauf gefördert werden können. Diese Erwartungen sind: einhergehend mit anhaltend reichlichem Angebot während der restlichen achtziger Jahre ein leichtes Nachgeben der realen Preise; Marktstabilisierung in den neunziger Jahren und Preisfestigung zumindest in der Form real konstanter Rohölpreise bis 2000; danach Anstieg um etwa 1 %/a real.

Das gilt auch für die erwartete zusätzliche Förderung aus der Anwendung tertiärer Thermalverfahren, nur sehr bedingt jedoch für die erhoffte Förderung aus anderen Tertiärverfahren: Hierfür müssen schnell steigende Kosten erwartet und höhere Erlöse gefordert werden, die der Markt jedoch zu gegebener Zeit im Mischpreis für zu niedrigen Kosten und zu hohen Kosten gefördertes Öl zahlen sollte.

Die Auswirkung besonderer politischer Umstände auf die technische Förderfähigkeit einzelner Staaten oder Staatengruppen haben wir bisher nur für

einige "low absorber" OPEC-Staaten berücksichtigt (s. Abschnitt 1.3). Die gegenwärtig bestehende Förderüberkapazität liegt insbesondere bei einigen Mitgliedstaaten der OPEC. Kapazitätsverluste sind in Irak und Iran als Folge ihrer kriegerischen Verwicklungen aufgetreten. Von den vorgenannten Ausnahmen abgesehen haben wir angenommen, daß das technisch mögliche Förderpotential eines jeden Landes nach einer gewissen Anlaufphase voll ausgeschöpft werden kann, sobald die Deckung des weltweiten Bedarfs für Mineralölprodukte dieses erfordert.

1.7 Umsetzung der Grundlagen in das Modell der Technischen Ölverfügbarkeit

Unser Modell der Technischen Ölverfügbarkeit entstand mit dem Ziel, durch Verknüpfung der wichtigsten Einflußgrößen die langfristige technische Ölverfügbarkeit einer Ölförderregion zu ermitteln. Die geringe Anzahl der voneinander unabhängigen Parameter ermöglicht eine saubere Bewertung der Wirkung von Parameteränderungen, weil keine gegenseitige Beeinflussung dieser Größen eintritt.

Technische und wirtschaftliche Entwicklungen, die von den Basisannahmen abweichen, können durch weitere Modellrechnungen mit entsprechend abgestimmten Parameterkombinationen erfaßt werden.

Im folgenden soll die Wirkungsweise der wesentlichen im Modell verwandten Parameter diskutiert werden:

- *Umwandlungsrate von Ressourcen in Reserven [CU(i)]*

Die von uns gewählte *relative Umwandlungsrate* (bezogen auf die verbleibenden Ressourcen) führt gegenüber der Anwendung eines konstanten Umwandlungsbetrages zu anfänglich hohen Umwandlungsbeträgen, die in der Folge degressiv abfallen. Das bedeutet, daß die Fördervorgabe für eine längere Zeit eingehalten werden kann, dann aber ein schnellerer Förderabfall folgt.

Konstante Umwandlungsbeträge, wie DE HAAN sie verwendet, können u.U. kurzfristig zu realistischeren Werten der Reservenvorhaltung führen, und passen besser zu einer Strategie der Konstanthaltung der Vorräte. Langfristig muß dieser Betrag jedoch vermindert werden, da die verbleibenden Vorräte immer schlechter zu finden sind. Es scheint für ein Modell mit ge-

wünscht wenigen Annahmen zweckmäßiger und geeigneter, eine relative Rate zu benutzen, die langfristig beibehalten werden kann.

- *Entnahmerate (Withdrawal rate) $[CX(i)]$*

Die Wirkung einer hohen Jahresentnahmerate liegt in einem schnellen Abbau der vorhandenen Reserven. Damit sind zunächst hohe Förderraten erreichbar, die allerdings, sofern nicht durch Ressourcenumwandlung für entsprechenden Nachschub gesorgt wird, in der Folgezeit zu einem hohen Förderabfall führen. Daher steht eine niedrige Entnahmerate für eine gewisse Ausgeglichenheit und Kontinuität in der Ausbeute der Lagerstätten; sie gilt in der Regel aber auch für wenig erschöpfte Lagerstätten.

- *EOR-Mengen $[CE(i)]$*

Die Zusatzmengen aus Enhanced Oil Recovery werden im Modell nicht in Mengen aus verbesserter Ausbeute der verbleibenden Reserven und solche aus verbesserter Ausbeute der Neuentdeckungen unterschieden. Wir gehen davon aus, daß die heute als Ressourcen geführten Erdölvorräte als Folge verbesserter Produktionsmethoden direkt mit einer Quote von 37 Prozent des OOIP ausgebeutet werden. Entsprechend wurden die von Masters veröffentlichten Ressourcen um 3% erhöht.

Die Mengen aus der verbesserten Ausbeute der bisherigen Förderung und jener der nachgewiesenen Reserven werden über einen Zeitraum von 30 Jahren erschlossen und mit jährlich 5% der jeweils erschlossenen Reserven ausgebeutet.

2. Die globale technische Erdölverfügbarkeit ("Top Down"- Betrachtung)

2.1 Der Basisfall

Wie oben erläutert, wurden die Vorräte wie folgt festgelegt:

Reserven am 1.1.1985	:	95 Gt
Ressourcen am 1.1.1985:		78 Gt
Mengen aus EOR	:	15 Gt

Für die zukünftige Nachfrage nach Öl wird ein Zuwachs auf 3,1 Gt im Jahre 2000 und auf 3,57 Gt im Jahre 2030 angesetzt (siehe Abschnitt 1.2). Diese Werte entsprechen dem 'low scenario' von IRION /16/ und liegen im Rahmen sonstiger Schätzungen.

Für die *maximale jährliche Entnahmerate* (F/R Verhältnis) werden gemäß Abschnitt (1.3) 5%/a angenommen. 1984 wurden 3,2% erreicht. Dieser Wert ist nachfragebestimmt niedrig. Technische Kapazitäten stehen für c.a. 3,7%/a bereit; sie können, sobald eine entsprechende Nachfrage besteht, insbesondere in den OPEC - Staaten relativ kurzfristig aufgestockt werden. Für das Jahr 2000 kann davon ausgegangen werden, daß die Nachfrage nach OPEC-Öl wieder höher sein wird, so daß für die Region Mittlerer Osten eine Entnahmerate von 3-3,5% wahrscheinlich ist. Das führt bei dem hohen Förderanteil dieser Region an der Gesamtproduktion im Jahre 2000 in unserem Modell zu einem globalen Mischwert von nur ca. 3,8% gegenüber dem von FRANSSEN (siehe Abschn. 1.3) erwarteten Wert von 4,7%.

Die im Wert konstant gehaltene *relative Umwandlungsrate* von Ressourcen in Reserven von 3,8%/a berücksichtigt die Erwartung, daß die weitere Suche nach Öl immer schwieriger werden wird. Die Höhe der damit errechneten Umwandlung von ca. 3,0 Gt in 1985 liegt unter den durchschnittlichen Jahresraten der vergangenen Jahre, die allerdings Mengen aus der Höherbewertung von Reserven infolge des Ölpreisanstieges beinhalten. FRANSSEN /6/ kommt bei seinen Betrachtungen bis 2000 auf einen Durchschnittswert von 2,8%/a, wobei er die OPEC mit 1%/a in die Rechnung einbezieht. Dieser Wert erscheint für den Betrachtungszeitraum 1985-2000 plausibel angesichts der andauernden Bestrebungen, die OPEC-Förderung durch Eigenproduktion der

OECD-Staaten niedrig zu halten. Danach wird jedoch verstärkt auf das OPEC-Öl zurückgegriffen werden müssen, so daß in Anbetracht der Vorlaufzeit der Explorationsbemühungen eine über den Zeitraum 1985-2030 konstante globale relative Umwandlungsrate von 3,8%/a gerechtfertigt erscheint.

EOR-Beiträge

Nach unserer Definition ergeben sich die EOR- Mengen lediglich aus der Ausbeuteverbesserung der bisherigen Förderung und jener der sicheren Reserven. Damit sind die erzielbaren (geringeren) Jahresmengen nicht direkt mit Literaturangaben z.B. von De Haan /2/ vergleichbar. Der Erschließungszeitraum wurde aus folgenden Gründen auf 30 Jahre festgesetzt:

- die betroffenen sicheren Reserven werden bereits in den nächsten Jahren gefördert,
- bei der verbesserten Ausbeute aus den bisher geförderten Feldern dürfen die bereits ausgeförderten Felder nicht jahrelang stillliegen, wenn man Teile der Ausrüstung wiederverwenden will,
- mittelfristig lassen ein steigender Ölpreis und steigende Kosten der Primär- und Sekundärförderung die EOR- Techniken wirtschaftlich werden.

Auswertung des Basisfalls (Bild 6):

- Es wurden Reserven und Ressourcen sowie zusätzliche Mengen aus EOR, ausschließlich aus konventionellen Ölvorkommen, betrachtet. - Es zeigt sich, daß der Förderplan bis 2016 eingehalten werden kann; danach fällt die Förderung ab. - Die Vorräte verringern sich von 1984 bis 2030 folgendermaßen:

Reserven von 95 Gt auf 37 GT (um 61%)

Ressourcen von 78 Gt auf 13 GT (um 83%)

EOR-Mengen von 15 Gt auf 3 GT (um 80%)

Vorräte insgesamt:

von 188 Gt auf 53 GT, damit kumulative Förderung:

135 Gt oder: 72% der heutigen Vorräte.

Die kumulative Förderung wird zu 43% aus dem Abbau von Reserven, zu 9% aus EOR- Mengen und zu 48% aus Ressourcen bestritten.

- Es zeigt sich, daß der Ressourcenumwandlung die größte Bedeutung für die Höhe der langfristigen technischen Förderkapazität zukommt. Dagegen ist

die Ausschöpfung der anfangs vorhandenen Reserven durch die Festlegung einer maximal möglichen Jahresentnahmerate begrenzt.

- Im Jahre 2030 beträgt der Anteil an Öl aus den EOR- Mengen an der Produktion 8,4%, das Verhältnis von Ressourcen zum EOR-Potential 13 Gt zu 3 Gt. Mit dieser geringen Menge an verbleibenden Ressourcen ist der mögliche Reservenwachstum durch Ressourcenumwandlung erheblich kleiner als der Abfluß durch die Förderung.

- die Bedeutung der EOR- Mengen aus Reserven und kumulativer Förderung erreicht ca. 2015 ihren Höhepunkt mit fast 400 Mio t/a. Bis 2030 fallen sie bereits wieder auf 170 Mio t/a ab. Vergleichsweise gering ist die Produktion von EOR- Mengen aus der verbesserten Ausbeute der Ressourcen: Im Jahr 2023 werden maximal 135 Mio t/a erreicht und bis zum Jahr 2030 ist die Produktion auf 100 Mio t/a gesunken. In der Summe liegen die Jahresmengen aus der verbesserten Ausbeute der Ölvorräte im Jahr 2000 mit 350 Mio t/a über den Angaben von De Haan /2/ (170 Mio t/a), im Jahre 2030 mit 270 Mio t/a deutlich darunter (635 Mio t/a).

2.2 Parameteränderungen

Im folgenden werden einige Parameteränderungen vorgestellt, die gewollt im wesentlichen in eine Richtung gehen, nämlich eine Verringerung der Technischen Ölverfügbarkeit im Betrachtungszeitraum bewirken sollen.

a) Nachfrageentwicklung nach IRION's "High case" (Bild 7):

Durch die erhöhte Nachfrage werden die Vorräte schneller abgebaut, so daß bereits zwei Jahre früher (2014) der Förderabfall beginnt. Der Spitzenwert der Förderung liegt mit 3,5 Gt um 100 Mio t über dem des Basisfalls.

b) Ressourcenumwandlungsrate 3,0%/a statt 3,8%/a (Bild 8):

Der Förderabfall beginnt ebenfalls zwei Jahre früher. Die Differenz der Jahresförderung zum Basisfall ist im Jahre 2016 mit ca. 400 Mio t am größten. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes hin werden die Unterschiede kleiner. Die Förderspitze liegt 2014 bei 3,3 Gt.

c) konstante Ressourcenumwandlungsrate von 1,5 Gt/a (wie De HAAN in /2/):

Die Förderung fällt bereits ab etwa 2004 ab. Die Fehlmenge in 2015 vergrößert sich von 0,2 Gt auf 0,75 GT, während die Förderung in 2030 etwa dem Basisfall entspricht. Die Förderung fällt somit früher ab, aber weniger stark.

zu a, b und c:

Zusammenfassend ist festzustellen, daß die Funktion der technischen Erdölverfügbarkeit wenig empfindlich ist gegenüber Änderungen der Ressourcenumwandlungsrate, da zunächst verstärkt die Reserven abgebaut werden, bis die Entnahmerate 5% erreicht hat. Wichtig ist weniger die zeitliche Abfolge der Umwandlung als die insgesamt umgewandelte Menge. Konstante Umwandlungsmengen sowie niedrige Umwandlungsraten führen zu einer Streckung der Produktion bei niedrigerer Spitzenleistung, während hohe Umwandlungsraten eine hohe Spitzenleistung, aber einen großen Abfall bewirken.

d) Absenkung der maximalen jährlichen Entnahmerate auf 4%/a (Bild 9)

Durch diese Maßnahme wird das Förderpotential deutlich in die Zukunft verlegt: der Förderabfall beginnt bereits vor 2010, ist aber weniger stark als im Basisfall. Der Spitzenwert der Förderung liegt mit 3,3 Gt deutlich unter dem des Basisfalles; die maximale Abweichung beträgt im Jahre 2016 etwa 0,5 Gt.

e) Unterdrückung der EOR-Mengen

Die Förderung aus EOR erreicht im Maximum (2015) lediglich einen Produktionsanteil von 12%. Jedoch würde ohne EOR im Basisfall der Förderabfall bereits um das Jahr 2010 beginnen und auch beschleunigt werden. Von größerer Bedeutung ist die Tatsache, daß durch EOR-Mengen OPEC-Öl ersetzt und so der Preisanstieg gebremst werden kann (s. Kap. 4).

Resumee

Die Parameteränderungen zeigen insgesamt ihre größte Auswirkung im Zeitpunkt des Förderabfallbeginns und im Spitzenwert der Förderung. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes werden die Differenzen in der Förderhöhe kleiner. Es zeigt sich, daß sowohl die Umwandlungsrate der Ressourcen als auch die maximale jährliche Entnahmerate maßgeblich das Förderpotential nach 2000 beeinflussen. Das bedeutet, daß die ölproduzierenden Staaten

Exploration und Aufbau von Förderkapazitäten gleichwertig vorantreiben sollten, um langfristig die Ölförderung aufrechterhalten zu können.

3. Regionale Technische Verfügbarkeit

Im folgenden werden für die wichtigsten Förderregionen Profile der technischen Ölverfügbarkeit vorgestellt. Die gewählten Parameter sind aus den vorausgegangenen Überlegungen abgeleitet. Abweichend vom Weltmodell, bei dem Angebot und Nachfrage zunächst in etwa übereinstimmen, muß bei der Regionalisierung zwischen Ölimportierenden und Ölexportierenden Ländern unterschieden werden: Für die Ölimportierenden Länder unterstellen wir, daß sie das inländische Fördervermögen voll ausschöpfen. Bei den Ölexportorientierten Ländern bestimmen der Eigenbedarf und die Einschätzung der Exportmöglichkeit in den Weltmarkt die Ausbaugeschwindigkeit ihrer Förderkapazität. Bezüglich der Annahmen für die Förderpläne wurde - neben eigenen Überlegungen - auf die einschlägige Fachliteratur zurückgegriffen.

3.1 USA (Bild 10)

In den USA wird seit etwa 130 Jahren Rohöl gefördert, wobei 1973 eine maximale Menge mit 457 Mio t erreicht wurde. Da der Ölbedarf bei etwa 735 Mio t (1984) liegt, kommt der Eigenproduktion besondere Bedeutung zur Versorgungssicherung zu. Die USA haben mit 3,7 Gt - bezogen auf die Jahresfördermengen - geringe sichere Reserven. Die Ressourcen sind dagegen groß und ebenso die zusätzlich mögliche Förderung aus Enhanced Oil Recovery. Die Ressourcenumwandlung durch Exploration und die Inangriffnahme von EOR-Projekten werden zunehmend aufwendiger und hängen unter den liberalen Marktbedingungen in starkem Maße vom internationalen Ölpreis ab. Entsprechend führte der Ölpreisverfall in 1986 zu einer drastischen Einschränkung der Explorationsbemühungen.

Förderplan:

Angesichts der mittelfristigen Ölpreiserwartungen kann nicht mit verstärkten Erschließungsbemühungen gerechnet werden. Das führt dazu, daß

die gegenwärtige Produktion von Rohöl in Höhe von 435 Mio t/a nicht aufrechterhalten werden kann.

RIVA /11/ erwartet bis 2000 einen leichten Rückgang der Produktion auf 380 Mio t, ein Wert, der auch nach unserer Meinung realistisch ist. Wir haben daher die RIVA-Vorschau bis 2000 übernommen. Für die Zeit nach 2000 haben wir den Wert für das Jahr 2000 als bedarfsorientierten Plan fortgeschrieben. Bereits vor der Jahrtausendwende wird jedoch der Übergangspunkt erreicht, von dem an die maximale jährliche Entnahmerate die technische Ölverfügbarkeit bestimmt.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Für die maximale jährliche Entnahmerate erscheint angesichts des hohen Entwicklungsgrades der Ölfelder ein Wert von 12,0% angemessen. Dieser Wert ist sehr hoch. In Fachkreisen wird die Ansicht vertreten, daß die Reservenschätzungen in den USA konservativ sind, so daß die angegebenen Reserven durchaus in diesem hohen Maße ausgebeutet werden können, bzw. bei realerer Reservenschätzung eine niedrigere Entnahmerate resultieren würde.

EOR-Förderraten:

In den USA werden heute bereits erhebliche Ölmengen mit EOR- Methoden gewonnen (30 Mio t in 1986). Abweichend von den anderen Förderländern wurde daher bereits im Jahre 1985 ein erschlossenes EOR- Potential in Höhe von 0,9 Gt angesetzt, aus dem mit einer Förderrate von 5% eben diese 30 Mio t pro Jahr entnommen werden können.

Ergebnisse der Rechnungen:

Der von RIVA und anderen Autoren erwartete Abfall der Förderung bereits vor dem Jahr 2000 wird in unseren Rechnungen bei den gewählten Parametern bestätigt. Trotz der hohen Ressourcen-Umwandlungsrate und erheblichen EOR-Mengen kann die gegenwärtige Produktion von 430 Mio t/a bei den von uns gewählten Parametern bis zum Jahre 1994 aufrechterhalten werden. Nach 1994 geht die Förderung deutlich zurück und erreicht etwa im Jahre 2000: 300 Mio t und im Jahre 2030: 75 Mio t. Es stellt sich die Frage, ob bei einem konstant hohen Ölpreis eine höhere Ressourcenumwandlungsrate realisiert und so der Förderabfall herausgezögert werden könnte.

Die Rohölförderung der Vereinigten Staaten wird ergänzt durch eine Jahresproduktion von etwa 50 - 60 Mio t an sog. "Natural Gas

Liquids"(NGL). Hierbei handelt es sich vorwiegend um Propan und Butan, die bei der Naturgasförderung anfallen.

3.2 KANADA (Bild 11)

Kanada weist konventionelle Vorräte von 0,88 Gt sicheren Ölreserven und 4,0 Gt Ressourcen auf. Die Jahresproduktion an Rohöl betrug 1983 76 Mio t. Davon waren etwa 7,5 Mio t aus Teersanden gewonnen worden (Syncrude) und 12,5 Mio t waren sogenannte Blended Heavy Crude and Bitumen. Mit diesen 20 Mio t wurden 26% der 1983er Förderung aus unkonventionellen Ölen bestritten. Für die Zukunft werden zusätzliche Mengen konventionellen Öles aus den arktischen Randgebieten erwartet. Die Vorräte an nichtkonventionellem Öl (insbesondere Naturbitumen) übersteigen 35 Gt /5/.

Förderplan:

Nach Aussagen des kanadischen Energieministeriums soll die Rohölförderung auf etwa 70 Mio t im Jahre 2005 zurückgehen, während die IEA (1983) für 2000: 100 Mio t erwartet. Wir sind von einer leichten Steigerung auf 90 Mio t ausgegangen. Eine exakte Aufteilung in konventionelle und nichtkonventionelle Mengen war uns bisher nicht möglich: wir haben deshalb die nichtkonventionelle Ölförderung mit konstant 20 Mio t/a angesetzt. In Bild 12 sind unkonventionelle Förderung und EOR-Mengen als Summenwert eingezeichnet.

Maximale jährliche Entnahmerate für konventionelles Öl:

Die maximale jährliche Entnahmerate für dieses Öl wurde auf 6% festgesetzt (1984: 6,6%). Dieser Wert berücksichtigt die Erwartung, daß bei steigendem Ölpreis für die im dortigen freien Markt tätigen Unternehmen ein starker Anreiz für Exploration und Feldesentwicklung entsteht, so daß auch die schwierigen Umweltbedingungen in den arktischen Randlagen überwunden werden.

Ressourcenumwandlungsrate:

Für die Umwandlung von Ressourcen in Reserven wurden abweichend von den sonstigen Rechnungen 3%/a angesetzt. Damit werden die widrigen Umweltbedingungen berücksichtigt.

Ergebnisse der Rechnungen:

Aus Bild 11 ist zu erkennen, daß die technische Förderkapazität bis zum Jahre 2027 dem Förderplan folgen kann. Der kurze Fördereinbruch im Jahre 1985 resultiert aus den geringen sicheren Reserven, die zunächst durch Ressourcenumwandlung ergänzt werden müssen. Nach 2027 ist ein leichter Rückgang der konventionellen Förderung auf 83 Mio t (2030) zu verzeichnen. Die jährliche Entnahmerate liegt im Zeitraum 1995 bis 2015 mit etwa 4,6% unter der maximal möglichen Rate von 6%. Das bedeutet, daß die Ressourcenumwandlung in dieser Zeit den Abbau der Vorräte übertrifft. Es muß näher untersucht werden, ob der Ansatz für den Förderplan zu niedrig liegt, oder ob unter den schwierigen Umweltbedingungen eine Ressourcenumwandlungsrate von 3% nicht erreicht werden kann. Die konservativen Annahmen der kanadischen Regierung für den Förderplan sprechen für die zweite Annahme.

3.3 MEXIKO (Bild 12)

Während Mexiko seine Ölreserven mit 48 Mrd bbl (ca. 6,7 Gt) angibt, wird von der US Energy Information Administration (EIA) ein Wert von 30 Mrd bbl (c.a. 4,0 Gt) für realistisch gehalten. Es wird vermutet, daß Mexiko mit den hohen Angaben seine Kreditwürdigkeit (Mexiko hat etwa 100 Mrd \$ Auslandsschulden) verbessern will. Wir sind gemäß Angaben von N. Gall /20/ von 3,6 Gt sicheren Reserven und 4,3 Gt Ressourcen ausgegangen, während die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, bereits 6,8 Gt an sicheren Reserven angibt.

Förderplan:

Die gegenwärtige Jahresförderung Mexikos beträgt 150 Mio t und ist durch das Überangebot auf dem Weltölmarkt limitiert. Angesichts der hohen Reserven und des großen Kapitalbedarfs des Landes wird Mexiko in der Zukunft bestrebt sein, seine Förderung auszuweiten. Für das Jahr 2000 halten wir eine Steigerung auf 190 Mio t für erreichbar, für 2030 soll eine Produktion von 250 Mio t angestrebt werden.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Da die Reservensituation Mexikos umstritten ist, haben wir zunächst eine relativ niedrige maximale jährliche Entnahmerate von 5% gewählt. Im Zen-

trum der Kontroversen liegt das große Chicontepec-Feld (17,6 Mrd bbl Kohlenwasserstoffe), weil bei unbestritten hohen Vorräten die Erschließung aufgrund der geologischen Verhältnisse sehr schwierig ist. Auch angesichts des Mangels an Devisen für Investitionen erscheint die konservative Annahme für die jährliche Entnahmerate gerechtfertigt.

Ergebnisse der Rechnungen:

Wie angesichts der korrigierten Annahmen für die Ölvorräte zu erwarten war, kann der Förderplan nur bis 1995 eingehalten werden. Danach setzt ein relativ flacher Förderabfall ein, der von 180 Mio t im Jahre 1995 auf 79 Mio t im Jahr 2030 führt. Der geringe Gradient ist durch die erheblichen Ressourcenmengen begründet.

NORDAMERIKA (Bild 13)

Werden die Produktionszahlen der nordamerikanischen Ölregion (d.h. USA, Kanada und Mexiko) zusammengefaßt, so ergibt sich bis 1993 ein in etwa konstanter Wert von 660 Mio t, der bis 2015 auf 400 Mio t abfällt. Insofern könnte auch die (allerdings kaum zu erwartende) ausschließliche Zuweisung des mexikanischen Rohölexportpotentials nur für wenige Jahre das Anwachsen des Importbedarfs der Region abbremsen.

3.4 GROSSBRITANNIEN (Bild 14)

Die britische Ölpolitik ist auf die kurzfristige Gewinnmaximierung ausgerichtet, d.h. alle Anstrengungen laufen auf eine schnelle Ausbeute der Vorräte hinaus. Angesichts der Reservensituation muß damit gerechnet werden, daß die gegenwärtige Förderung von etwa 125 Mio t/a bereits in den nächsten fünf Jahren nicht mehr gehalten werden kann.

Förderplan:

Der Förderplan läuft daher auf eine Konstanthaltung der Förderung hinaus, wobei es sich hier angesichts der geringen Reserven um einen modelltechnischen Zielwert handelt.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Die maximale jährliche Entnahmerate wurde auf 7% festgesetzt. Dabei wurde berücksichtigt, daß die zukünftigen Neufunde relativ klein sein und/oder in nördlichen Breiten liegen werden. Der hohe Kapitalbedarf für derartige Felder schränkt den Ausbau neuer Förderkapazitäten in erheblichem Maße ein.

Ergebnisse der Rechnungen:

Der allgemein erwartete Abfall wird auch durch unsere Rechnungen bestätigt. Selbst bei einer von den bisherigen Rechnungen abweichenden leichten Erhöhung der Ressourcen-Umwandlungsrate (3,8% → 4%) wäre bereits 1986 mit einem Abfall der Produktion zu rechnen gewesen; 1990 liegt demnach die Förderung bei 105 Mio t, im Jahre 2000 bei 66 Mio t. Diese Werte stimmen gut mit den im Oktober 1984 im Petroleum Economist veröffentlichten überein. Eine (hier nicht gezeigte) und wohl nicht zu erwartende Erhöhung der jährlichen Entnahmerate auf 8% und der Ressourcen-Umwandlungsrate auf 5% würde die Förderung im Zeitintervall bis 2000 um etwa 5 Mio t pro Jahr erhöhen.

3.5 NORWEGEN (Bild 15)

Norwegen hat mit 1,1 Gt Reserven und fast 3 GT Ressourcen die größten Erdölvorräte Europas. Angesichts des mittelfristig erwarteten Überangebots auf dem westeuropäischen Erdgasmarkt hat sich Norwegen zum Vorziehen der Entwicklung weiterer Erdölfelder entschlossen, wobei insgesamt die jährliche Investitionssumme für Erdöl und Erdgas zusammengekommen vorerst auf rund 25 Mrd NKr. begrenzt bleiben soll.

Förderplan:

Die Änderung der Förderpolitik kommt auch in den Förderplänen zum Ausdruck. Während die IEA im Jahre 1983 noch für 1990 von einer Förderung von 30 Mio t Öl pro Jahr sprach, veröffentlichte das norwegische Energieministerium inzwischen für das Jahr 1991 einen Förderplan von 65 Mio t. Unsere Annahmen folgen noch nicht den neuesten Zahlen und nehmen für 1990 ein Förderziel von 50 Mio t an; für 2000 werden 66 Mio t und für 2030 von 80 Mio t angenommen.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Zur Wahl der Entnahmerate von 7% führten ähnliche Überlegungen wie bei Großbritannien, nämlich das Vordringen in die nördliche Nordsee.

Ergebnisse:

Unsere Rechnungen weisen für Norwegen ein langfristiges Förderpotential auf einem hohen Niveau aus. Maximal erreicht dieses im Jahre 2020 80 Mio t, danach beginnt der Förderabfall. Der Anstieg der Förderkapazität wurde aus Kostengründen sehr flach gehalten. Entnahmeraten kleiner 4% bis über das Jahr 2000 hinaus zeigen, daß bei einem starken Anstieg der Ölpreise mittelfristig eine höhere Produktion realisiert werden könnte.

NORDSEE (Bild 16)

Zusammenfassend läßt sich für die Nordseeregion festhalten, daß der starke Abfall der britischen Produktion von Norwegen lediglich abgemindert, aber nicht aufgefangen werden kann. Eckdaten der Produktion bei gegenwärtig 160 Mio t/a sind: 1990: 150 Mio t, 2000: 130 Mio t und 2030 knapp 70 Mio t. Damit kann diese Förderregion bis über das Jahr 2020 hinaus auf einem Niveau > 100 Mio t/a gehalten werden.

3.6 UdSSR (Bild 17)

Da etwa 60% der Devisenerlöse des Landes aus Ölexporten resultieren, ist der Bestand der Ölproduktion von größter Bedeutung für das Land. Die Produktion in der bisherigen Höhe von 610 - 620 Mio t/a aufrechtzuerhalten, bereitet große technische Probleme. Insbesondere treten Wartungs- und Versorgungsmängel auf infolge zunehmend in Permafrostzonen und nach Ostsibirien vordringender Produktionsstätten. Die Sowjetunion weist mit 8,6 Gt Reserven und 14,2 Gt Ressourcen gesehen große Erdölvorräte auf.

Förderplan:

Obwohl der sowjetische Förderplan in den letzten Jahren mehrmals nach unten korrigiert werden mußte, halten wir es auch unter den aufgezeigten Randbedingungen für möglich, daß die von den Sowjets angestrebte Produktionshöhe von bis zu 600 Mio t/a während der Periode bis 1995 erreicht werden könnte. Daraus bestimmt sich unser Förderplan mit 600 Mio t/a. Nach

1995 werden jedoch auf jeden Fall durch Ressourcenerschöpfung sinkende Ressourcen-Umwandlungsraten und die Begrenzung der jährlichen Entnahmerate eine niedrigere Produktion bewirken, d.h. der Förderplan hat im Modell keine Bedeutung mehr.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Für die maximale jährliche Entnahmerate wurden trotz der schwierigen geographischen Verhältnisse angesichts der intensiven sowjetischen Bestrebungen zur Verbesserung der Ölförderung 7% angesetzt.

Ergebnisse der Rechnungen :

Unter den von uns vorgegebenen Bedingungen kann der Förderplan in etwa bis 1990 gehalten werden. Danach folgt der Abfall auf 500 Mio t im Jahre 2000 und 205 Mio t im Jahre 2030. Damit können die Erwartungen, die auf dem Welterdölkongress 1983 ausgesprochen wurden (Förderung im Jahre 2000 zwischen 575 und 600 Mio t), nicht bestätigt werden. Allerdings werden auch von offiziellen sowjetischen Stellen zukünftige Produktionsrückgänge eingeräumt. Um trotzdem die Deviseneinkünfte zu gewährleisten, werden große Anstrengungen gemacht, den Eigenverbrauch an Energie verstärkt mit Hilfe von Gas zu decken, um so Rohöl weiterhin dem Export zuführen zu können.

3.7 CHINA (Bild 18)

China gehört zu den jungen erdölproduzierenden Ländern mit einem hohen Entwicklungspotential. Es besitzt vor allem erdöhlöffige Offshore-Gebiete, wobei allerdings bislang die Fundraten enttäuschten, insbesondere in Bezug auf die Größe der gefundenen Felder.

Förderplan:

Da China seine wirtschaftliche Entwicklung in starkem Maße mit Hilfe der Deviseneinnahmen aus Ölverkäufen finanzieren will, ist ein ehrgeiziger Förderplan aufgestellt worden. So ist für das Jahr 2000 eine Förderung von 200 Mio t geplant. Dieser Wert wurde von uns aufgegriffen. Für die Folgezeit gehen wir von einer leichten Steigerung auf 220 Mio t im Jahre 2030 aus. 1984 betrug die Förderung 115 Mio t, 1985 waren es 125 Mio t.

Maximale jährliche Entnahmerate:

Auch hier wurden 7% für die maximale jährliche Entnahmerate angesetzt. Dieser Wert dürfte in Anbetracht des hohen Anteils schwerer Rohöle an den Reserven zu hoch sein. Um mit einer mittleren Entnahmerate von z. B. 5%/a den Förderplan realisieren zu können, müßten die Reserven deutlich erhöht werden.

Ergebnisse :

Nach den vorliegenden Rechnungen können der Förderplan bis 1998 eingehalten und eine maximale Jahresförderung von fast 200 Mio t erreicht werden. Danach setzt ein kontinuierlicher Abfall der Förderung ein auf 86 Mio t im Jahre 2030. Dieses Produktionsprofil entsteht durch die relativ großen Ressourcen Chinas. Eine Anhebung der Werte für Ressourcen und Reserven würde wohl in erster Linie einer langfristigen Stabilisierung der Förderkapazität zugute kommen und sich nur zweitrangig in einer Anhebung der maximalen Förderrate niederschlagen.

3.8 OPEC (Bilder 19 - 31)

"Die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) wurde im Jahr 1960 mit dem Ziel gegründet, die Erdölpolitik der Förderländer zu koordinieren, die staatliche Beteiligung gegenüber den Ölkonzernen durchzusetzen und die Weltmarktpreise zu bestimmen" /13/. Während zwischenzeitlich (1983) alle Ziele erreicht schienen, erweist sich heute angesichts des Überangebotes an Erdöl die Ungleichgewichtigkeit der Mitgliedsländer als Hindernis für koordinierte Reaktionen auf diese Situation.

Die OPEC läßt sich in zwei Gruppen aufteilen:

- a) in Staaten mit einer großen Bevölkerungszahl und demzufolge großem Energie- und Devisenbedarf (sog. "high absorber"), die gleichzeitig über relativ geringe Ölvorräte verfügen, wie Algerien, Nigerien, Indonesien.
- b) in Staaten mit einer kleinen Bevölkerungszahl und daher geringem Energie- und Devisenbedarf (sog. "low absorber"), die über zum Teil sehr große Vorräte verfügen. Hierzu gehören Saudi-Arabien, Irak, Iran, Kuwait, Vereinigte Arabische Emirate (VAR),

Libyen und letztlich auch Venezuela.

Die Staaten der Gruppe a) streben die volle Ausschöpfung ihrer Ölfördermöglichkeiten an, zumal sie durchweg hoch verschuldet sind und ihre Entwicklungsprojekte nicht im erhofften Umfang und Zeitrahmen durchführen können. Ihre technische Ölverfügbarkeit kann deshalb im Modell ebenso behandelt werden wie die der OECD-Produzentenländer.

Wir haben für diese Staaten als erste Annäherung eine maximale Entnahmerate von 7%/a und eine Ressourcenenumwandlungsrate von 3,8% der verbleibenden Ressourcen angesetzt.

Die resultierenden technischen Förderkapazitäten zeigen:

Bild 19 für Algerien

Bild 20 für Nigerien

Bild 21 für Indonesien

In ALGERIEN wäre eine kurzzeitige Steigerung der Ölförderung auf ein Niveau, das 25% über der bisher höchsten Förderung im Jahre 1979 liegt, möglich. Dieser Spitzenproduktion würde jedoch unvermittelt ein starker Förderabfall folgen. Da ein Kapazitätsaufbau für eine lediglich 2-3 Jahre andauernde Spitzenproduktion wirtschaftlich fragwürdig ist, wurde eine Fördergrenze von 55 Mio t/a eingefügt. Diese Spitzenproduktion könnte über etwa 8 Jahre gehalten werden. Sie liegt etwas unterhalb der 1979er Produktionsspitze; somit ist der Kapazitätsaufbau auf Ersatzinvestitionen beschränkt.

Unter Anwendung der beschriebenen Parameter ist für NIGERIEN ein lediglich zweijähriges Plateau mit einem Wert von 115 Mio t/a möglich, was etwa der Spitzenproduktion von 1979 entspricht. Der folgende starke Abfall führt bereits im Jahr 2000 auf eine Produktion von 95 Mio t/a.

In INDONESIA kann die Ölförderung nach unseren Berechnungen nicht weiter gesteigert werden. Sie wird vielmehr alsbald in die Abfallphase übergehen. Aufgrund der günstigen Ressourcen/Förderungs-Relation ist der Abfall jedoch schwächer ausgeprägt als in Nigerien.

Damit wird für diese drei Staaten längerfristig gesehen das Ölförderpotential nicht über dem heutigen liegen. Der Förderabfall wird auch in Algerien spätestens um das Jahr 2000 beginnen.

Die Staaten der Gruppe (b) verfügen durchweg über erhebliche Reserven. Bezüglich der Entwicklung ihrer Förderkapazität wäre es unrealistisch, den Aufbau einer kurzzeitigen Förderspitze zu unterstellen, wie in Bild 22 für Saudi-Arabien dargestellt: Zur zweifelhaften Wirtschaftlichkeit solcher Investitionen mit kurzer Nutzungsdauer kommt hier die mangelnde Nachfrage hinzu; d.h. es erscheint unrealistisch, für solch hohe Fördermengen im Zeitraum 1985 - 2005 Absatzmöglichkeiten zu finden. Vielmehr sollte für die höchste technische Förderkapazität eine Plateauphase von 10 - 15 Jahren eingehalten werden.

Mit dieser Maßgabe und wiederum dem Ansatz einer maximalen Entnahmerate von 7% und einer Ressourcenumwandlungsrate von 3,8% haben wir auch für diese Staaten Ölförderprofile errechnet. In einigen Förderländern wurde die Entnahmerate allerdings auf 6% bzw. 5% beschränkt.

SAUDI-ARABIEN (Bilder 23 und 24)

Gegenüber der bisher höchsten Jahresförderung von 490 Mio t (1980) könnte eine Förderung von 800 Mio t/a über ein 12-Jahresplateau (Bild 23) und von 600 Mio t/a über einen Zeitraum von 30 Jahren (Bild 24) aufrechterhalten werden. Version 1 entspricht einer Jahresentnahmerate von weniger als 5% bis zum Jahre 2000; bei Version 2 wird dieser Wert erst zwischen 2010 und 2015 überschritten. Daran ist das enorme Potential dieses in den Zeiten vor der zweiten Ölpreiskrise größten Ölproduzenten zu erkennen.

IRAN (Bild 25)

Der Iran wies im Jahre 1976 mit knapp 300 Mio t/a seine größte Förderung auf. In der Folge der sog. "islamischen Revolution" fiel sie auf einen Tiefststand von etwa 70 Mio t/a ab. Die großen Vorräte (6,5 Gt Reserven, 4,7 Gt Ressourcen) würden eine Rückkehr zur bisherigen Höchstförderung für eine Periode von 8 Jahren ermöglichen. Infolge der im Vergleich zu den Reserven geringen Ressourcen ist danach ein relativ starker Förderabfall zu verzeichnen auf etwa 100 Mio t in 2030. Die maximale Jahresentnahmerate wurde aufgrund der großen Anteile schwereren Öles auf 6%/a festgesetzt.

IRAK (Bild 26)

Da der Irak bezogen auf seine Gesamtvorräte (1984 etwa 12,2 Gt) mit der Spitzenförderung des Jahres 1979 von 171 Mio t bislang nur eine geringe Entnahmerate aufwies, ist hier eine erhebliche Produktionsausweitung in der Zukunft möglich: Die Vorräte würden es erlauben, nach 10 Jahren Kapazitätsaufbau eine Förderung von 325 Mio t/a über eine 8-Jahresperiode aufrecht zu erhalten, was fast einer Verdopplung der bisherigen Spitzenproduktion entspricht. Die abfallende Förderung erreicht im Jahre 2030 ca. 110 Mio t.

VAE (Bild 27)

Eine ebenfalls günstige Rohstoffbasis macht es in den Vereinigten Arabischen Emiraten möglich, nach 10 Jahren Kapazitätsaufbau ein Zwanzigjahresplateau von 150 Mio t, mehr als 50% über der bisherigen Förderspitze liegend, zu erreichen.

KUWAIT (Bild 28)

Ein extremes Verhältnis von Reserven zu Ressourcen weist Kuwait mit etwa 13:1 auf. Trotz der geringen Ressourcenschätzung von 900 Mio t ist durch die Größe der Reserven eine Ausweitung der bisherigen Spitzenproduktion von 113 Mio t auf ca. 300 Mio t möglich. Diese Förderrate könnte dann über einen Zeitraum von fast 30 Jahren aufrechterhalten werden.

LIBYEN (Bild 29)

Nach unseren Berechnungen könnte die bisherige Förderspitze von 100 Mio t/a nach kurzer Anlaufperiode für etwa 15 Jahre auf 110 Mio t/a angehoben werden. Der folgende Produktionsabfall führt auf 32 Mio t/a im Jahre 2030.

VENEZUELA (Bild 30)

Wegen dem steigenden Schweröl- Anteil an der Förderung Venezuelas wurde die Jahresentnahmerate mit 5% angesetzt. Die bisherige Spitzenproduktion lag in den Jahren 1975 und 1979 bei etwa 125 Mio t. Unter den beschriebenen Randbedingungen ist eine Ausweitung dieser Produktion auf 160 Mio t über einen Zeitraum von 21 Jahren möglich. Dieser Plateauphase folgt allerdings ein starker Produktionsrückgang, wodurch die Förderung bis 2030 bis auf 93 Mio t/a abfällt.

Bild 31 zeigt die Aufsummation der Förderpotentiale der OPEC-Mitglieder unter diesen Randbedingungen. Ausgangspunkt der Verfügbarkeitsrechnungen der OPEC-Staaten ist die 1984er Förderung. Die Vorgabe für 1990 ist eine Kapazitätsausweitung um 20%. Da jedoch seit 1979 (dem Jahr der höchsten OPEC-Produktion) Überkapazitäten bestehen (1984 etwa 500-600 Mio t in der OPEC), hatte die tatsächliche Ölförderkapazität der OPEC einen Verlauf, wie ihn die ausgezogene Linie in Bild 31 darstellt.

Es ist zu erkennen, daß allein die vier Länder mit den größten Förderpotentialen (Saudi-Arabien, Iran, Irak und Kuwait) unter den vorgegebenen Randbedingungen in der Lage sind, eine Produktion in doppelter Höhe der heutigen OPEC-Fördermenge von 800 Mio t/a über eine Zehnjahresperiode aufrechtzuerhalten. Insgesamt beträgt die maximale technische Förderkapazität unter den beschriebenen Randbedingungen knapp 2,20 Gt zwischen 1995 und 2000. Das entspricht etwa dem 1,5-fachen der 1977er Spitzenproduktion der OPEC. Der sich anschließende Kapazitätsabfall ist zunächst nur schwach ausgeprägt und so erreicht die technische Förderkapazität erst im Jahre 2014 wieder die bisherige Förderspitze aus dem Jahr 1979. Die gegenwärtige Förderung von 16 Mio bpd (800 Mio t/a) wird erst 2027 wieder erreicht. Der größte Anteil wird von Saudi-Arabien gestellt, wobei hier von dem höheren Szenario mit einer Spitze von 800 Mio t/a ausgegangen wurde.

3.9 SONSTIGE (Bild 32)

Außer den bislang besprochenen wichtigen Förderländern und außerhalb der OPEC existiert eine Vielzahl meist kleinerer Erdölproduzenten, die allerdings in ihrer Summe ein Achtel der Weltförderung aufbringen. Dazu gehören in Afrika: Ägypten, Tunesien und Angola, in Lateinamerika: Argentinien, Brasilien, Kolumbien und Peru und im ozeanischen Raum: Australien, Indien und Malaysia. Für diese Länder haben wir eine Produktionssteigerung von 0,5%/a angenommen und die weltweite maximale jährliche Entnahmerate von 5% gewählt. Die Rechnungen zeigen, daß der resultierende Förderplan bis etwa 2008 eingehalten werden kann, wobei ein maximaler Wert von 390 Mio t erreicht wird. Der nachfolgende Abfall führt zu einer Produktion von 190 Mio t im Jahre 2030.

4. Die globale Erdölverfügbarkeit als Ergebnis regionaler Verfügbarkeitsbetrachtungen ("BOTTOM UP"/"TOP DOWN"-BETRACHTUNG)

Die langfristige Ölpreisentwicklung hängt entscheidend davon ab, in welchem Maße die Nicht-OPEC-Staaten durch eigene Produktion und gedrosselten Verbrauch das reichliche Angebot auf dem Weltöltmarkt aufrechterhalten können. Die folgende Betrachtung soll diese Fragestellung aus der Sicht der technischen Förderkapazitäten angehen. Dazu werden zunächst die Einzelkapazitäten der Nicht-OPEC-Staaten aufsummiert. Aus der Differenz von deren Förderkapazität zu der erwarteten Nachfrage ergibt sich der Bedarf an konventionell gefördertem OPEC-Öl.

In Bild 33 ist zu erkennen, daß die gegenwärtigen Hauptproduzenten (OPEC, Nordamerika und UdSSR) auch langfristig dominieren werden. Ebenso wird deutlich, daß die OPEC-Länder den weltweiten Bedarf an ihrem Öl selbst bei voller Ausschöpfung ihrer technischen Förderkapazität und selbst bei weltweiter Einbeziehung von Förderung aus "Enhanced oil recovery" nur etwa bis zum Jahre 2017 decken können. Bedeutsam für die Ölpreisentwicklung ist die Tatsache, daß sich schon in den nächsten Jahren die Schere zugunsten der OPEC zu öffnen beginnt, und zwar insbesondere durch die steigende Nachfrage, nachgeordnet auch durch das allerdings zunächst relativ geringfügige Abfallen der Nicht-OPEC-Produktion. Die bisher maximale OPEC-Produktion aus dem Jahre 1973 (1,55 Gt) wird demnach erst im Jahre 2004 wieder vom Markt gefordert werden.

Insgesamt zeigt sich, daß der OECD-Bereich (hier Nordsee und Nordamerika) auch langfristig erhebliche Ölmengen produzieren kann, obwohl seine Förderkapazität bis zum Jahr 2030 um etwa 65% zurückgeht. Der Rückgang könnte durch verstärkte Explorations- und Erschließungsbemühungen sowie durch eine Erhöhung der Ausbeute durch EOR verlangsamt werden.

Die UdSSR verliert bis zum Jahre 2030 nach unseren Rechnungen etwa zwei Drittel ihrer Förderkapazität. Bereits um die Jahrhundertwende wird sie kaum mehr in der Lage sein, größere Ölmengen in den Export zu geben, es sei denn, sie ersetzt in erheblichem Maße inländischen Ölkonsum durch Erdgas-konsum.

Auf den ersten Blick läuft damit die Entwicklung zugunsten der OPEC ab. Gleichzeitig unterliegt die OPEC jedoch z.Zt. einer großen Zerreißprobe über Förderquoten und Preise, die hauptsächlich in der Unterschiedlichkeit der sozialen und politischen Strukturen der Mitgliedsstaaten ihre Ursache hat.

Aus Bild 34 wird deutlich, wie sich aus der Sicht der technischen Verfügbarkeit der Überschuß an OPEC-Öl mittelfristig fortsetzt. Das Bild den Vergleich des Förderpotentials der OPEC (A) mit dem Bedarf an OPEC-Öl, wie er sich aus den beiden Szenarien für den Weltölbedarf (B, C) ergibt. Hier ist ein Überschuß von maximal 1,1 Gt bezogen auf das Basiszenario und von 1 Gt bezogen auf das High-Szenario zu erkennen. Weiterhin zeigt sich, daß statisch gesehen erst im Jahre 2008 (High-Szenario) bzw. im Jahre 2010 (Basis-Szenario) die Förderkapazität der Nachfrage nach OPEC-Öl entspricht. Dynamisch betrachtet vergeht jedoch noch eine gewisse Zeit darüberhinaus, bis das überschüssige OPEC-Öl aus der vorangegangenen Periode abgebaut worden ist. Die Kurve D zeigt die OPEC-Produktion im Fall einer Nachfrage gemäß dem Basis-Szenario. Die Nichtausnutzung des Förderpotentials bis etwa 2010-2015 bewirkt eine Potentialverschiebung in die Folgejahre: Die OPEC-Förderung könnte bis etwa 2018 der Nachfrage entsprechen. Die Kurvendifferenz im Zeitraum 1975 - 1985 ist durch das Fehlen von Ecuador und Gabon in der Einzelbetrachtung bedingt.

Bezüglich des Förderabfalles weichen die Bilder 33 und 34 voneinander ab. Der Grund liegt in der Wahl der maximalen jährlichen Entnahmerate von weltweit 5% (Bild 33) bzw. von unterschiedlichen Prozentsätzen für die OPEC-Staaten in Bild 34. Die individuellen Entnahmeraten der Förderländer kommen in der globalen Mittelung nicht zum Ausdruck.

Insgesamt wird deutlich, daß unter den hier zugrunde gelegten Annahmen ein aktivierbares Potential in Höhe des saudiarabischen und des der Vereinigten Arabischen Emirate bis zum Jahre 2000 ungenutzt bleibt. Obwohl faktisch in dieser Höhe nicht bestehend, wird dieser drohende Überschuß einen Druck auf den Ölmarkt ausüben. Es wird daher in den kommenden Jahren von einer klugen und ausgewogenen Quotenverteilung innerhalb der OPEC abhängen, ob und wie die Staatengemeinschaft trotz dieses so langfristigen Potentialüberhangs das Ölangebot begrenzen und den Ölpreis festigen kann.

Der Fortbestand der OPEC liegt letztlich auch im Interesse der OECD-Staaten: Ein weiterer Ölpreisverfall als Folge des Scheiterns der OPEC würde den Ausbau ihrer eigenen Förderkapazitäten behindern und so einen heftigen generellen Ölpreisanstieg provozieren, sobald sich Verknappungstendenzen zeigen.

Bild 35 gibt die in Bild 1 gezeigte Erwartung der Erdölbedarfs Erdölbedarfsentwicklung wieder, jedoch nach Verbraucherregione aufgegliedert. Über die betrachtete Periode sollte der Bedarf in den OECD-Ländern ebenso wie in den Staatshandelsländern nur noch geringfügig zunehmen. Größere Zunahmen werden in den der OPEC angehörenden Staaten sowie in den übrigen Ländern der Dritten Welt zu verzeichnen sein. Aufgrund der Abnahme der Ölverfügbarkeit in den Regionen der OECD und der Staatshandelsländer wird es schon vor der Jahrhundertwende zu steigender Nachfrage nach OPEC-Öl kommen. Dieses wird durch Kurve 1 dargestellt. Die Nachfrage wird sich nach dem Jahre 2000 spürbar verstärken, und wohl gegen 2010 wird die bisherige Höchstförderung der OPEC von 1,5 Mrd Tonnen/Jahr wieder erforderlich werden. Sollte OPEC ihre Bereitschaft, der übrigen Welt Erdöl zu verkaufen, auf dieses Niveau beschränken (Kurve 2), so würde schon von diesem Zeitpunkt an zusätzlich zu der Gewinnung von konventionellem Erdöl zu verkaufen, auf dieses Niveau beschränken (Kurve 2), so würde schon von diesem Zeitpunkt an zusätzlich zu der Gewinnung von konventionellem Erdöl die Bereitstellung synthetischer flüssiger Energieträger erforderlich werden. Ohne eine Förderbeschränkung der OPEC käme diese Notwendigkeit erst fünf bis zehn Jahre später zum Tragen. Das Areal zwischen den Kurven 1 und 2 und der Kurve 3 hebt den durch nichtkonventionelle flüssige Energieträger zu deckenden Bedarf heraus.

Literatur

- /1/ Häfele, W Energy in a Finite World - A Global Systems Analysis. Report by the Energy Systems Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Cambridge, Massachusetts, March 1981
Ballinger Publishing Company
- /2/ De Haan, H.J. The long term impact of enhanced oil recovery.
Vortrag beim EOR-Congress in Rom, 1985
- /3/ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe:
Erdöl Datenbank
- /4/ ESSO Öldorado 1985
- /5/ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe:
Survey of Energy Ressources 1980.
Weltenergiekonferenz, München 1980
- /6/ Franssen, H IEA spells out exploration target.
Oil & Gas Journal, Mar 4, 1985
- /7/ Financial Times vom 18.10.1985
Flushing out the last drops.
- /8/ Moody, J.D. and An estimate of the Worlds recoverable crude oil
Esser, R.W. resource. Vortrag beim 9. World-Petroleum-
Congress, Tokio 1975
- /9/ Halbouty, M.T. World ultimate reserves of crude oil.
Vortrag beim 10. World-Petroleum-Congress,
Bukarest 1979
- /10/ Masters, C.D. Distribution and quantitative assessment of
world crude reserves and ressources.
Vortrag beim 11. World-Petroleum-Congress,
London 1983
- /11/ Riva, J.P. Domestic crude oil production to the year 2000
on the basis of resource capability.
Science Policy Research Division
Report No. 84-129, 1984
- /12/ Oil & Gas Journal Study aims to determine states' role in EOR.
Sep 23, 1985
- /13/ Der Fischer Weltatlas 1981, Fischer Taschenbuchverlag
Frankfurt 1980
- /14/ Häfele, W. et al Das Konzept der neuartigen horizontal integrier-

- ten Energiesysteme, der Fall der Null-Emission.
Vortrag auf dem 3. Kohle-Stahl-Kolloquium,
Berlin, 19. - 20. Januar 1984
- /15/ W.W. Irion: Langfristige Bedarfs-Entwicklung von Mineralöl-
Produkten.
KFA-Bericht, Jülich, 1987.
- /16/ Masters, C.D. World Resources of crude oil, Natural Gas,
Natural Bitumen and Shale oil.
Review and forecast paper, 12th World Petroleum
Congress, Houston, 1987
- /17/ Burger, J. Status of Thermal Recovery.
Proceedings, 4th European Symposium on Enhanced
Oil Recovery,
DGMK, Hamburg, 1987
- /18/ Kessel, D.G. Chemical Flooding - Status report.
Proceedings, 4th European Symposium on Enhanced
Oil Recovery,
DGMK, Hamburg, 1987
- /19/ Conservation Commission der 13. World Energy Conference:
Long term evolution of the world energy demand
and resources balance.
Cannes, 1986.
- /20/ Gall, N. We are living off our capital
Forbes, September 22, 1986

Abbildungsverzeichnis

- Bild 1: Weltbedarf an flüssigen Energieträgern
- Bild 2: Konventionell gewinnbares Erdöl: Schätzungen der Reserven, Ressourcen und Gesamtausbeute
- Bild 3: Erdölförderung 1975 - 1985 und Nachfrageentwicklung bis 2030
- Bild 4: Entwicklung der jährlichen Entnahmerate wichtiger Ölförderländer zwischen 1983 und 2000
- Bild 5: Neufunde von konventionellen Erdölreserven und Vorschau bis 2030
- Bild 6: Technische Erdölverfügbarkeit WELT (Basisfall)
- Bild 7: Variation der Nachfrageentwicklung
- Bild 8: Variation der Ressourcenumwandlung
- Bild 9: Variation der maximalen jährlichen Entnahmerate
- Bild 10: Technische Erdölverfügbarkeit USA
- Bild 11: Technische Erdölverfügbarkeit Kanada
- Bild 12: Technische Erdölverfügbarkeit Mexiko
- Bild 13: Technische Erdölverfügbarkeit Nordamerika
- Bild 14: Technische Erdölverfügbarkeit Großbritannien
- Bild 15: Technische Erdölverfügbarkeit Norwegen
- Bild 16: Technische Erdölverfügbarkeit Nordsee
- Bild 17: Technische Erdölverfügbarkeit UdSSR
- Bild 18: Technische Erdölverfügbarkeit China
- Bild 19: Technische Erdölverfügbarkeit Algerien
- Bild 20: Technische Erdölverfügbarkeit Nigerien
- Bild 21: Technische Erdölverfügbarkeit Indonesien
- Bild 23: Technische Erdölverfügbarkeit Saudi-Arabien
- Bild 24: Technische Erdölverfügbarkeit Saudi-Arabien
- Bild 25: Technische Erdölverfügbarkeit Iran
- Bild 26: Technische Erdölverfügbarkeit Irak
- Bild 27: Technische Erdölverfügbarkeit VAE
- Bild 28: Technische Erdölverfügbarkeit Kuwait
- Bild 29: Technische Erdölverfügbarkeit Libyen
- Bild 30: Technische Erdölverfügbarkeit Venezuela
- Bild 31: Technische Erdölverfügbarkeit der OPEC-Staaten
- Bild 32: Technische Erdölverfügbarkeit Sonstige Förderländer
- Bild 33: Regionale Verteilung der Weltölförderung
- Bild 34: OPEC-Staaten Technische Verfügbarkeit und Bedarf
- Bild 35: Regionale Verteilung des Erdölbedarfs

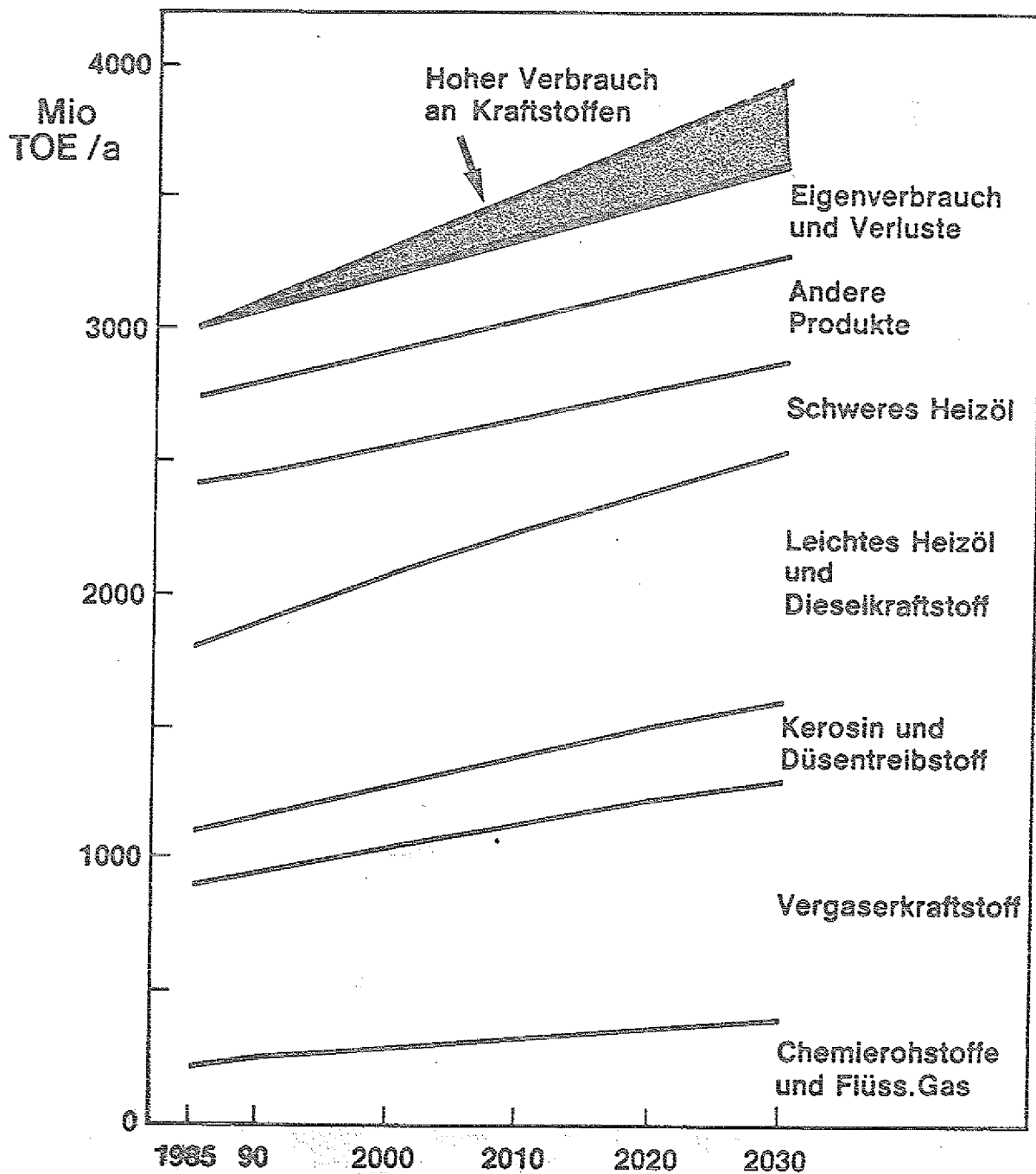


Bild 1: Weltbedarf an flüssigen Energieträgern

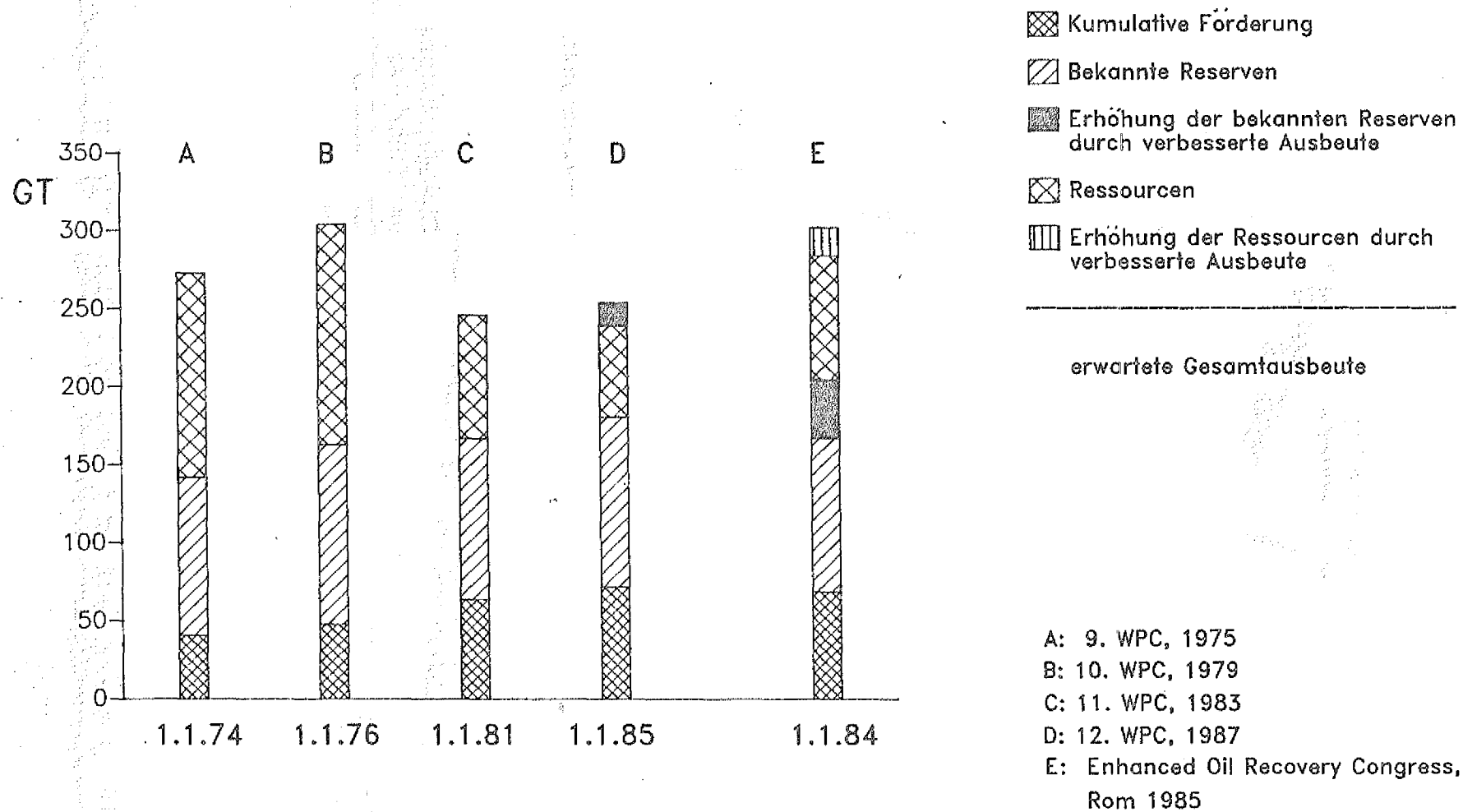


Bild 2 : Konventionell gewinnbares Erdöl : Schätzungen der Reserven, Ressourcen und Gesamtausbeute

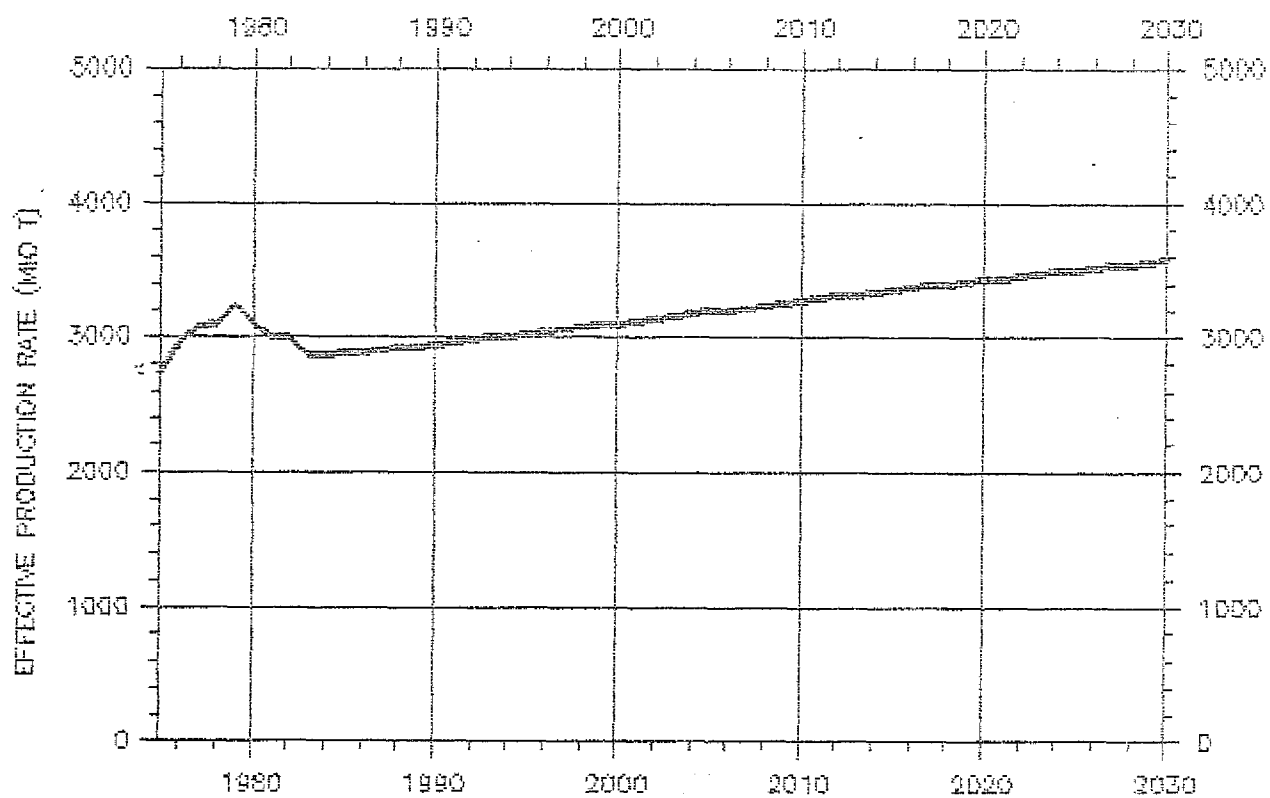
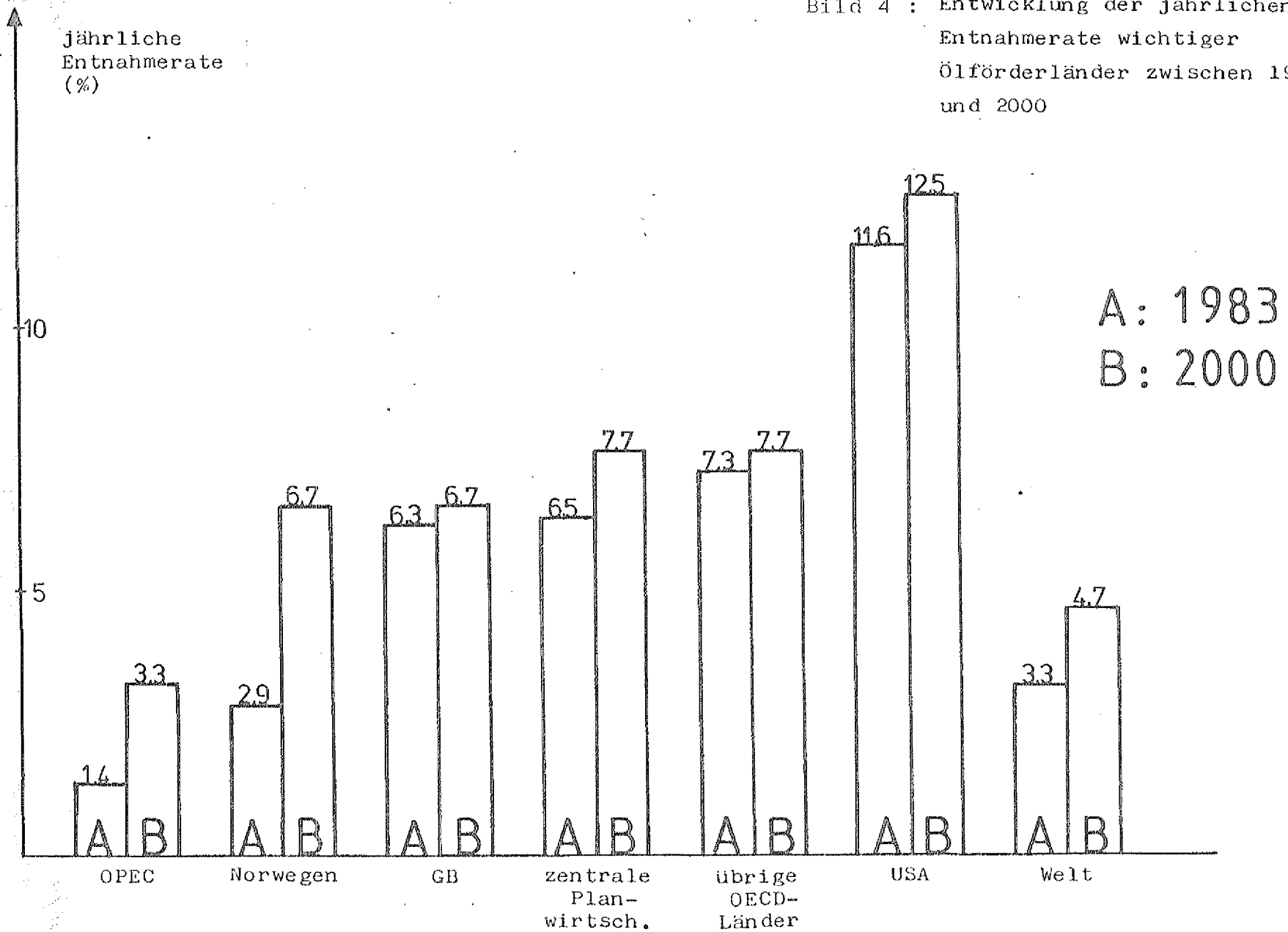


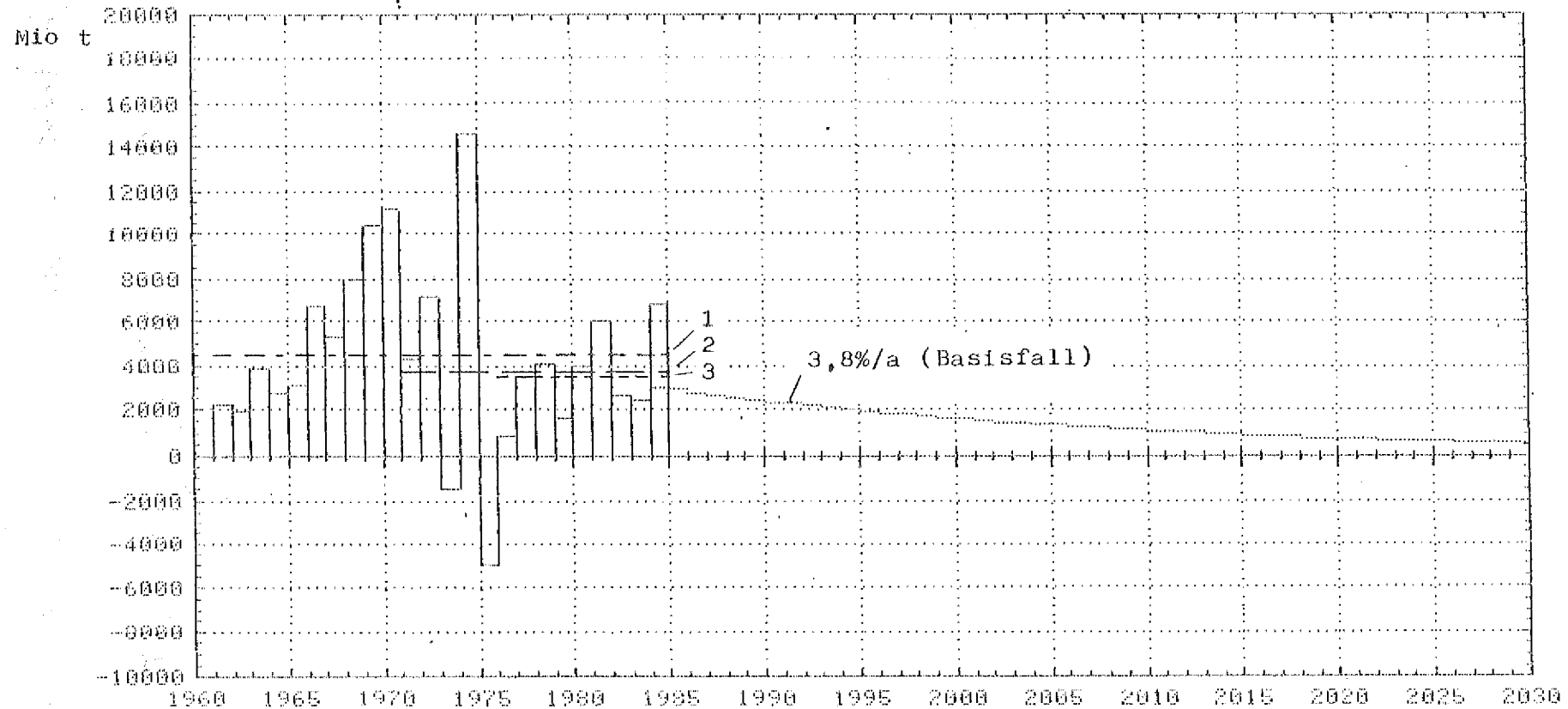
Bild 3: Erdölförderung 1975 - 1985 und Nachfrageentwicklung bis 2030
(Basis-Szenario)

Bild 4 : Entwicklung der jährlichen
Entnahmerate wichtiger
Ölförderländer zwischen 1983
und 2000



Stahmer-
Daten/15/

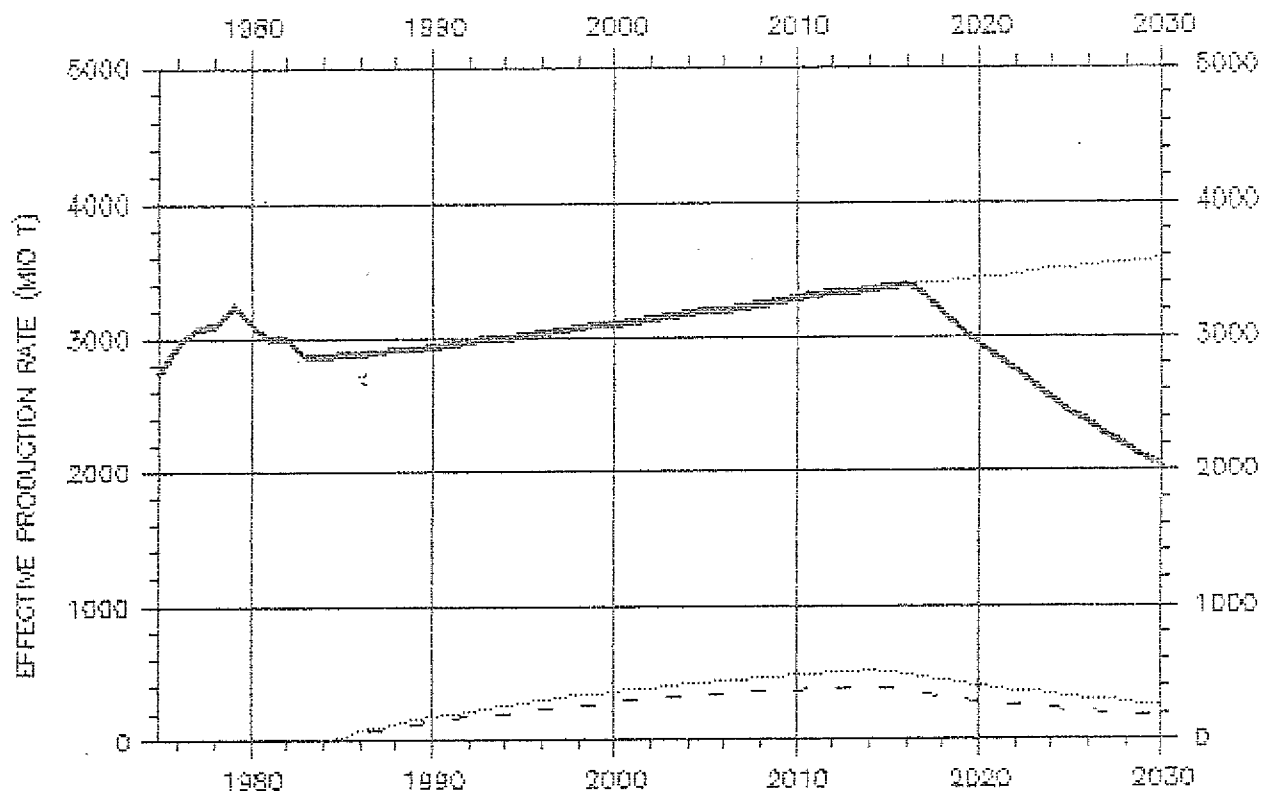
Daten der Bundesanstalt
f. Geowiss. u. Rohstoffe/3/



Mittelwerte:

1: von 1961 bis 1984	(4,46 GT/a)
2: von 1971 bis 1984	(3,70 GT/a)
3: von 1976 bis 1984	(3,56 GT/a)

Bild 5 : Neufunde von konventionellen Erdölreserven und Vorschau bis 2030



O-WORLD

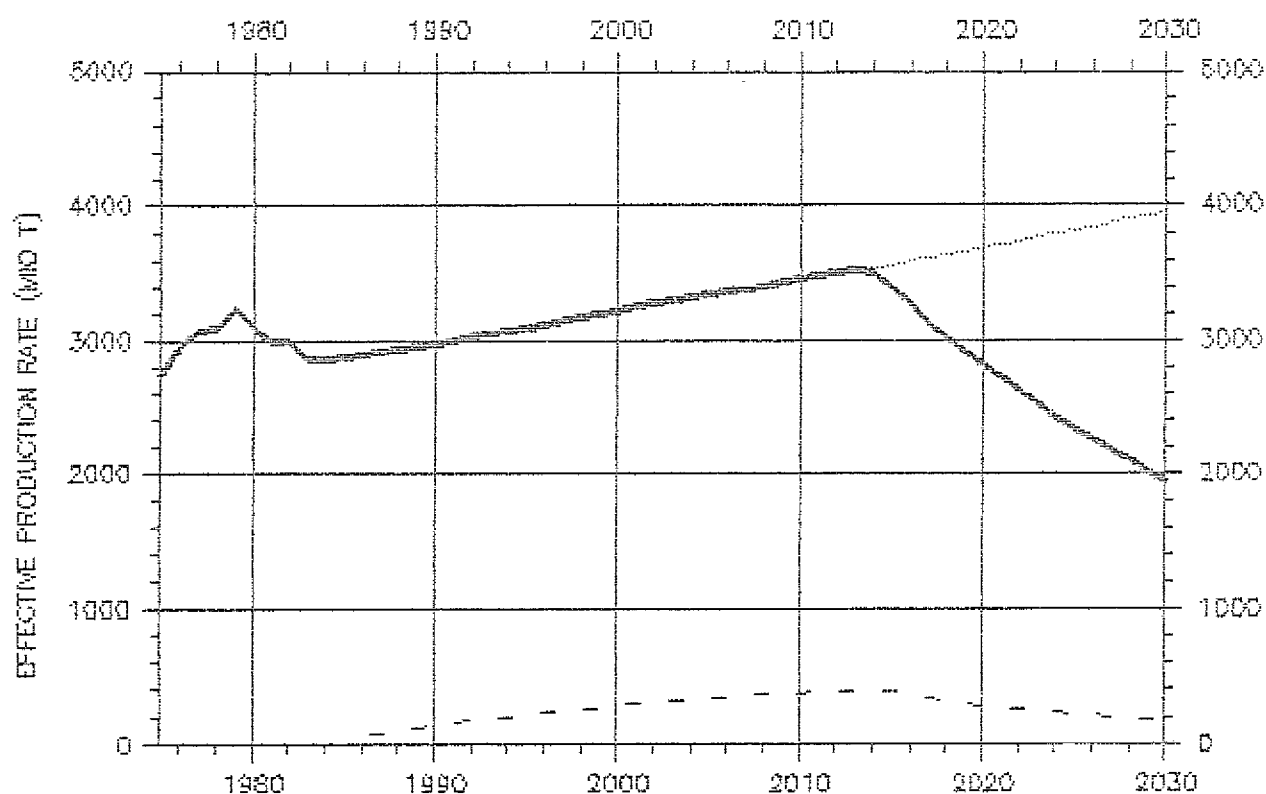
11/27/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 95100.
 RESOURCES 1.1.1984 : 78157.
 EOR RESOURCES : 14728.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	2933.	3016.	3100.	3353.	3570.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	2864.	2933.	3016.	3100.	3353.	2016.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.030	0.030	0.032	0.047	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	131.	212.	275.	367.	170.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	2970.	2447.	2016.	1661.	929.	520.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	87354.	36916.	17663.			
REMAINING EOR RESOURCES	12107.	3227.	1157.			
REMAINING RESOURCES	42050.	13153.	6061.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	3100.	2016.	944.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.032	0.050	0.050			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	275.	170.	61.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	1661.	520.	239.			

Bild 6 : Technische Ölverfügbarkeit WELT (Basisfall)



O-WORLD

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 95100.
 RESOURCES 1.1.1984 : 78157.
 EOR RESOURCES : 14728.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

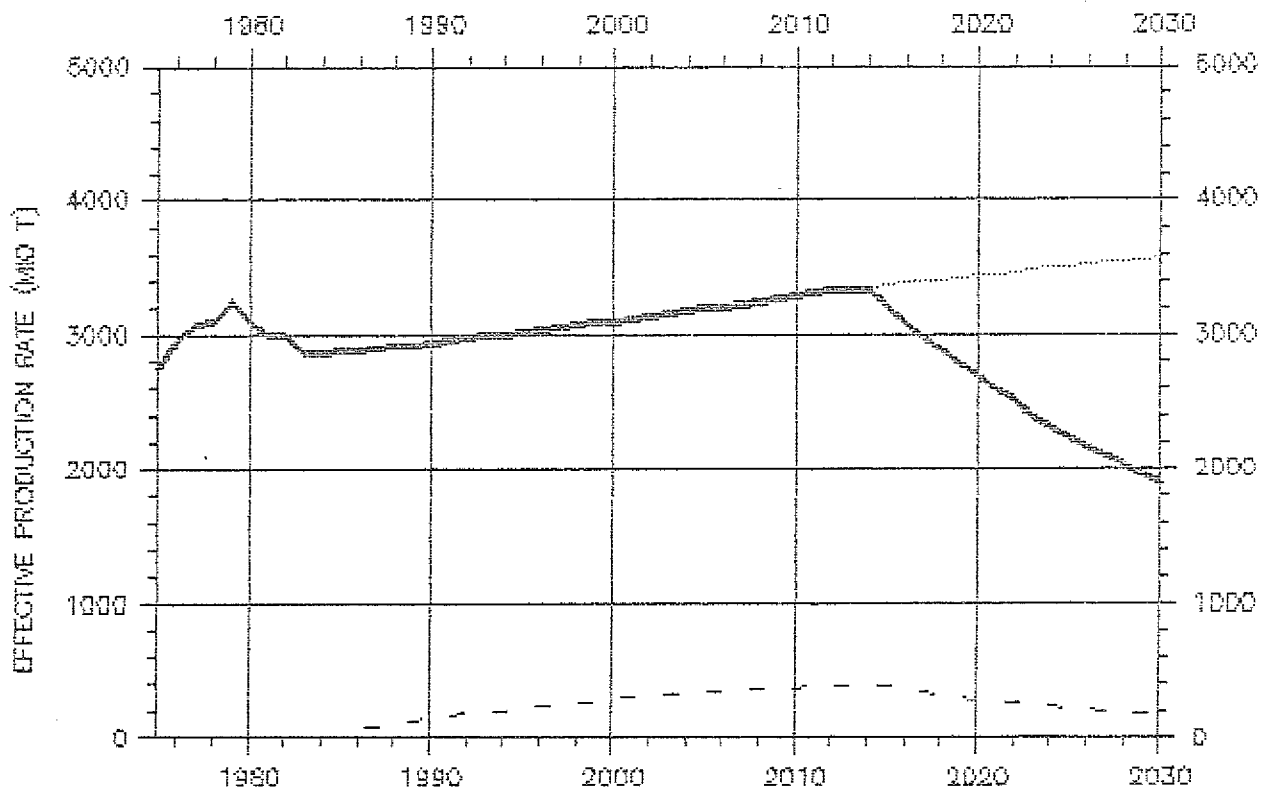
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	2973.	3096.	3220.	3560.	3940.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	2871.	2973.	3096.	3220.	3375.	1935.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.030	0.031	0.034	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	131.	212.	275.	367.	170.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	2970.	2447.	2016.	1661.	929.	520.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	86494.	35304.	17085.
REMAINING EOR RESOURCES	12107.	3227.	1157.
REMAINING RESOURCES	42050.	13153.	6061.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	3220.	1935.	915.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.034	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	275.	170.	61.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	1661.	520.	239.

Bild 7 : Variation der Nachfrageentwicklung



O-WORLD

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

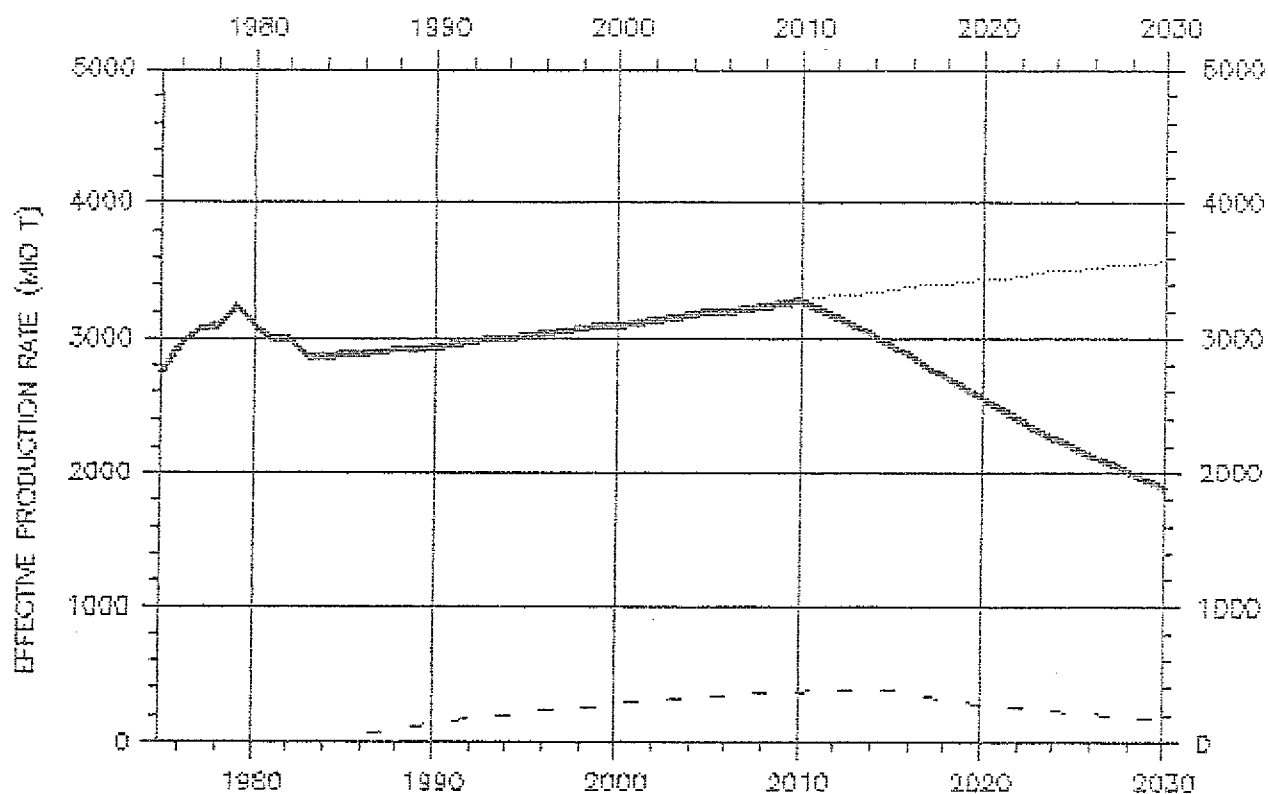
RESERVES 1.1.1985 : 95100.
 RESOURCES 1.1.1984 : 78157.
 EOR RESOURCES : 14728.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	2933.	3016.	3100.	3353.	3570.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	2864.	2933.	3016.	3100.	3193.	1879.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.030	0.032	0.035	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	131.	212.	275.	367.	170.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	2345.	2013.	1729.	1485.	940.	595.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	81572.	34179.	17770.
REMAINING EOR RESOURCES	12107.	3227.	1157.
REMAINING RESOURCES	48008.	19252.	10469.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	3100.	1879.	949.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.035	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	275.	170.	61.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	1485.	595.	324.

Bild 8 : Variation der Ressourcenumwandlung



O-WORLD

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 95100.
 RESOURCES 1.1.1984 : 78157.
 EOR RESOURCES : 14728.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

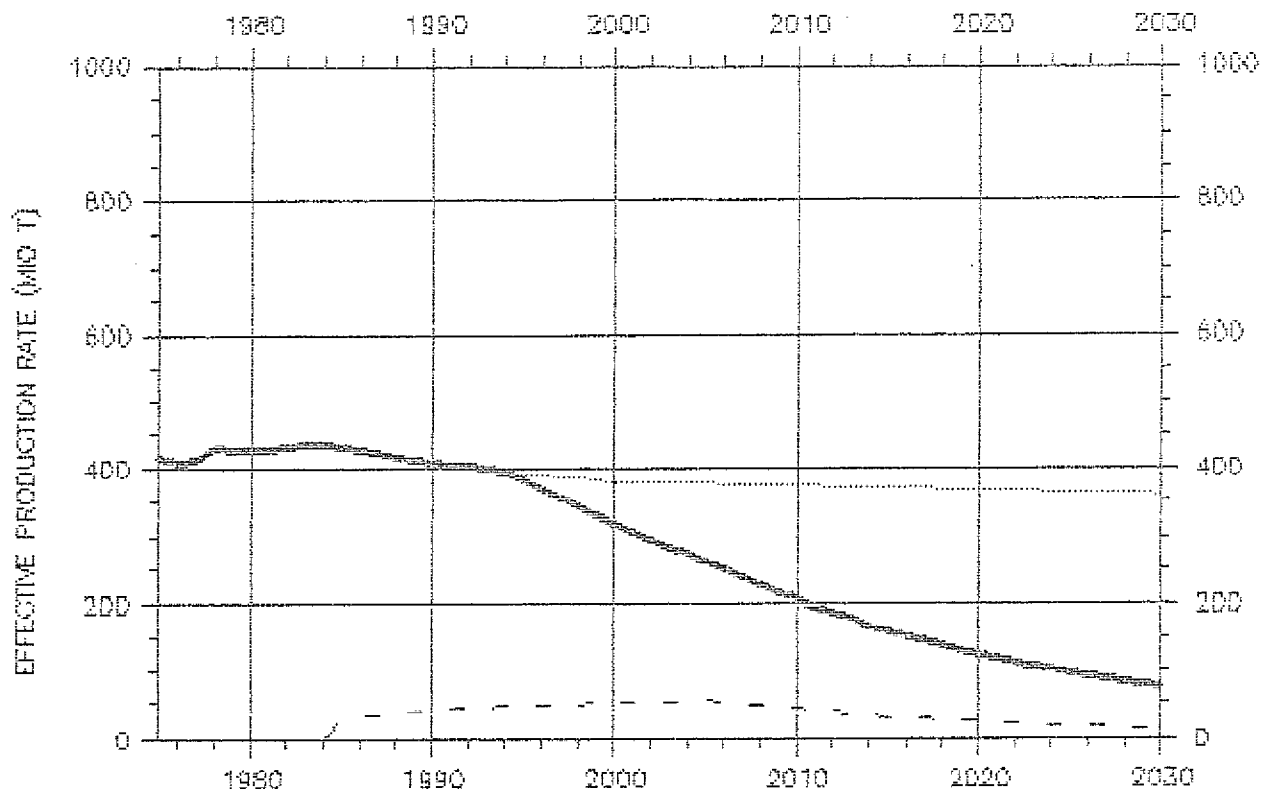
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	2933.	3016.	3100.	3353.	3570.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	2864.	2933.	3016.	3100.	2934.	1881.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.030	0.030	0.032	0.040	0.040
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	131.	212.	275.	367.	170.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	2970.	2447.	2016.	1661.	929.	520.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	87354.	42777.	23788.
REMAINING EOR RESOURCES	12107.	3227.	1157.
REMAINING RESOURCES	42050.	13153.	6061.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	3100.	1881.	1012.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.032	0.040	0.040
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	275.	170.	61.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	1661.	520.	239.

Bild 9 : Variation der maximalen jährlichen Entnahmerate



O-USA

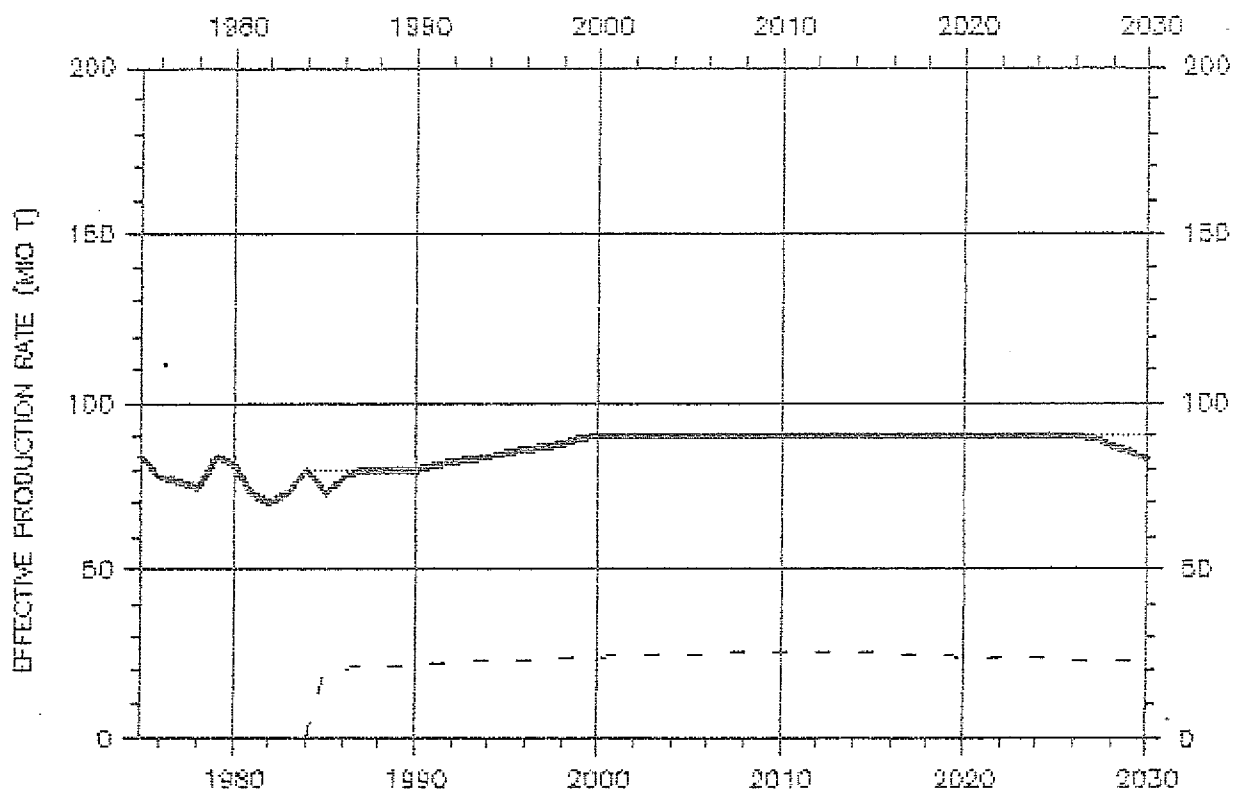
11/25/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 3680.
 RESOURCES 1.1.1984 : 7085.
 EOR RESOURCES : 1966.
 EOR RESOURCES CONV.: 20 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	407.	392.	380.	370.	360.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
RESOURCES CONVERSION RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	430.	407.	382.	317.	160.	75.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.109	0.109	0.120	0.120	0.120	0.120
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	30.	40.	46.	50.	32.	15.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	354.	274.	212.	164.	76.	35.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	2225.	501.	180.			
REMAINING EOR RESOURCES	1286.	284.	102.			
REMAINING RESOURCES	3118.	669.	240.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	317.	75.	27.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.120	0.120	0.120			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	50.	15.	5.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	164.	35.	13.			

Bild 10 : Technische Ölverfügbarkeit USA



O-CAN

11/27/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 875.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4020.
 EOR RESOURCES : 215.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

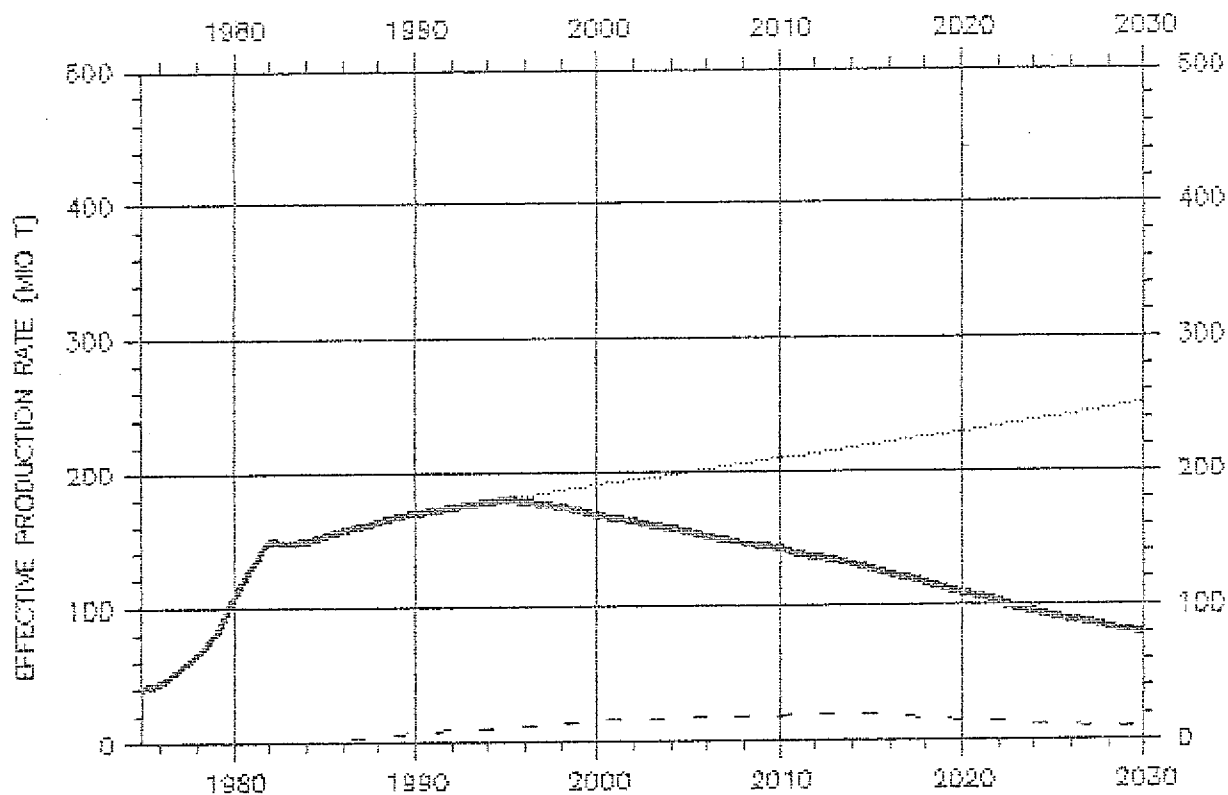
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	80.	85.	90.	90.	90.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	72.	80.	85.	90.	90.	83.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.060	0.050	0.046	0.046	0.046	0.060
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	20.	22.	23.	24.	25.	22.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	121.	104.	89.	76.	48.	31.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	1449.	1013.	553.
REMAINING EOR RESOURCES	177.	47.	17.
REMAINING RESOURCES	2469.	990.	538.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	90.	83.	54.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.046	0.060	0.060
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	24.	22.	21.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	76.	31.	17.

Bild 11 : Technische Ölverfügbarkeit KANADA



O-MEX

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 3630.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4250.
 EOR RESOURCES : 748.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	170.	180.	190.	220.	250.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	153.	170.	180.	168.	126.	79.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.042	0.045	0.050	0.050	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	7.	11.	14.	19.	19.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	161.	133.	110.	90.	51.	28.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	3076.	1399.	742.
REMAINING EOR RESOURCES	615.	164.	59.
REMAINING RESOURCES	2287.	715.	330.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	168.	79.	40.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	14.	9.	3.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	90.	28.	13.

Bild 12 : Technische Ölverfügbarkeit MEXIKO

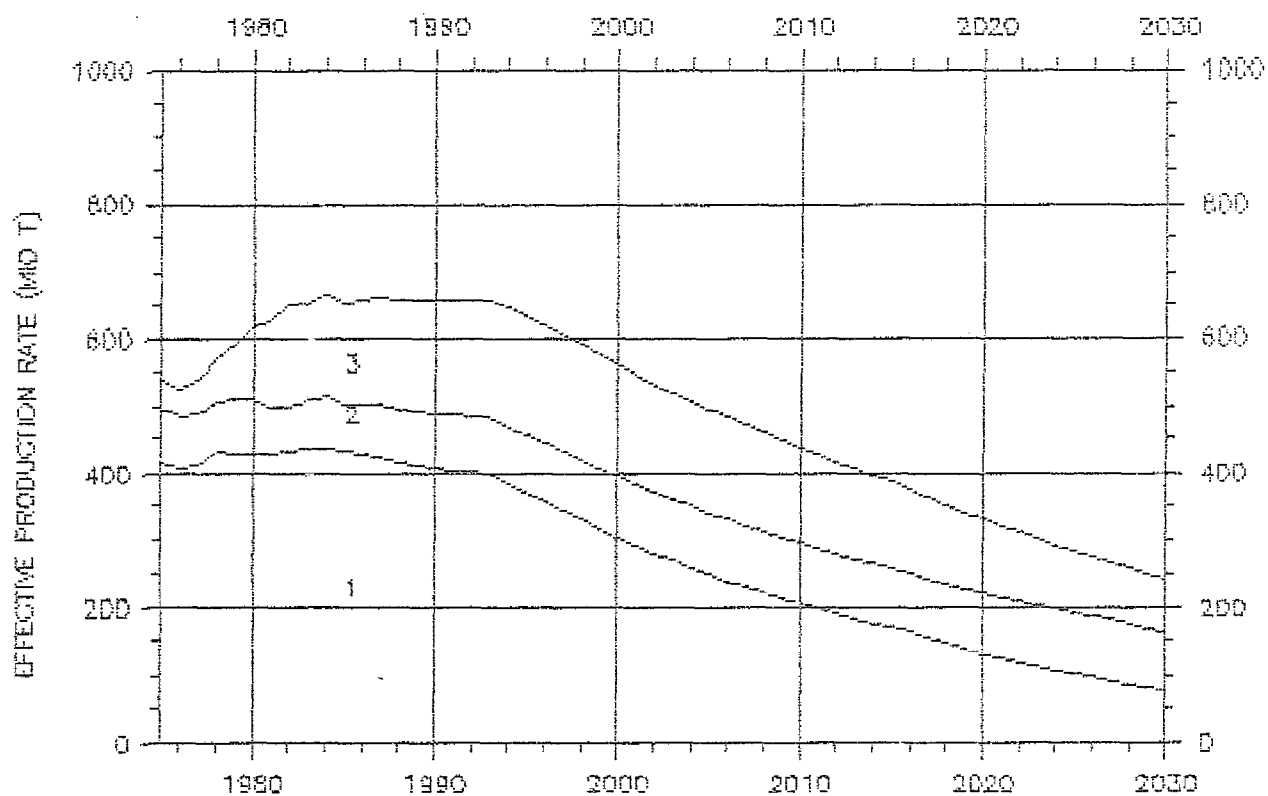
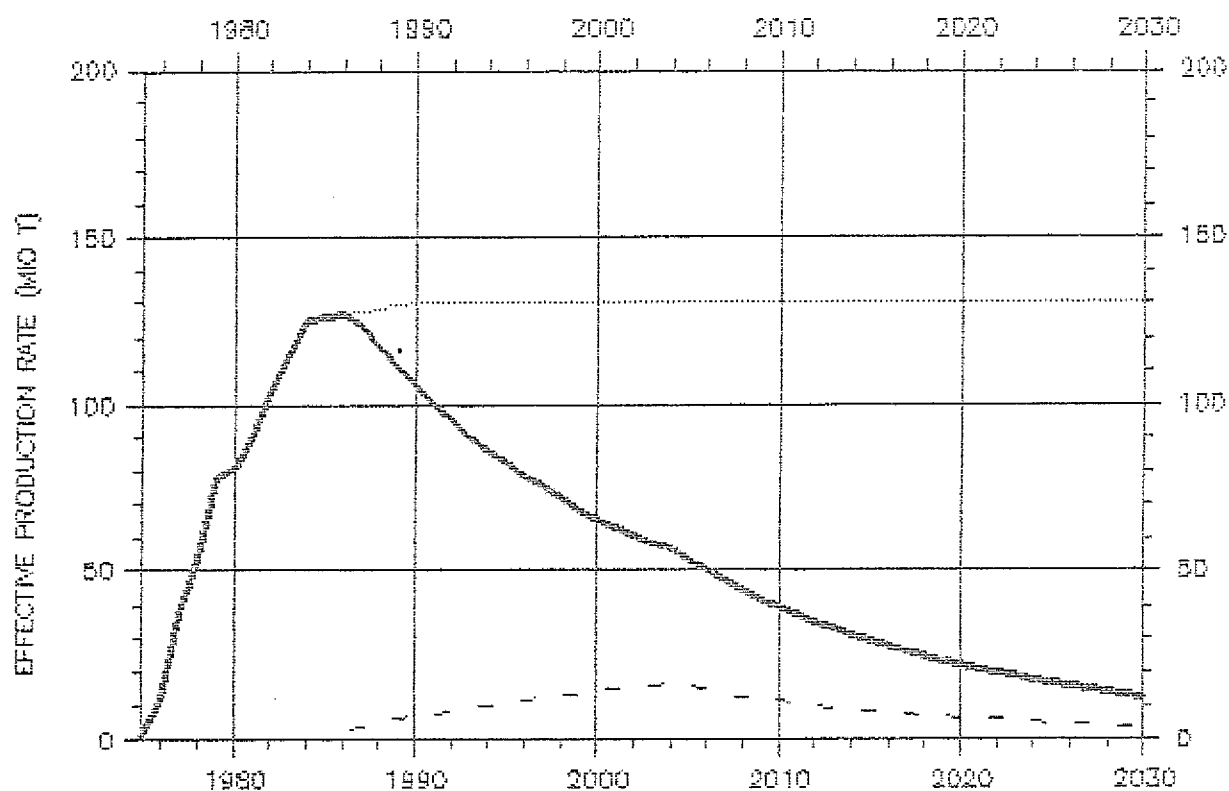


Bild 13 : Technische Ölverfügbarkeit NORDAMERIKA

- 1 = USA
- 2 = Kanada
- 3 = Mexiko



D-UK

11/23/87

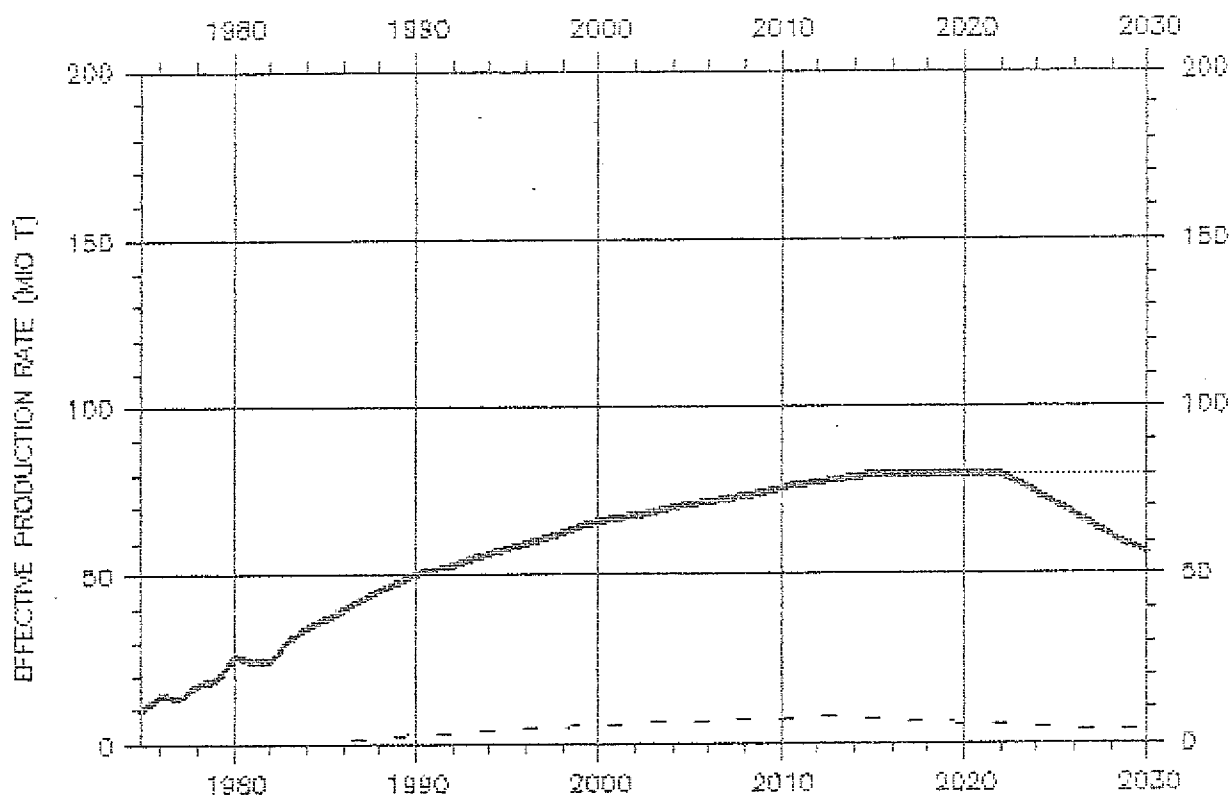
(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 1819.
 RESOURCES 1.1.1984 : 435.
 EOR RESOURCES : 762.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	130.	130.	130.	130.	130.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
RESOURCES CONVERSION RATE	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	126.	105.	82.	66.	29.	13.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	7.	11.	14.	9.	4.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	17.	14.	12.	9.	5.	3.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	685.	119.	43.
REMAINING EOR RESOURCES	626.	349.	303.
REMAINING RESOURCES	226.	67.	29.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	66.	13.	5.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.07	0.07	0.07
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	14.	4.	1.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	9.	3.	1.

Bild 14 : Technische Ölverfügbarkeit GROSSBRITANNIEN



Q-NORW

11/25/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 1092.
 RESOURCES 1.1.1984 : 2941.
 EOR RESOURCES : 290.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	50.	58.	66.	80.	80.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	38.	50.	58.	66.	80.	56.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.034	0.034	0.034	0.037	0.053	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	3.	4.	5.	7.	3.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	112.	92.	76.	63.	35.	20.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	1650.	755.	315.			
REMAINING EOR RESOURCES	238.	64.	23.			
REMAINING RESOURCES	1582.	495.	228.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	66.	56.	23.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.037	0.070	0.070			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	5.	3.	1.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	63.	20.	9.			

Bild 15 : Technische Ölverfügbarkeit NORWEGEN

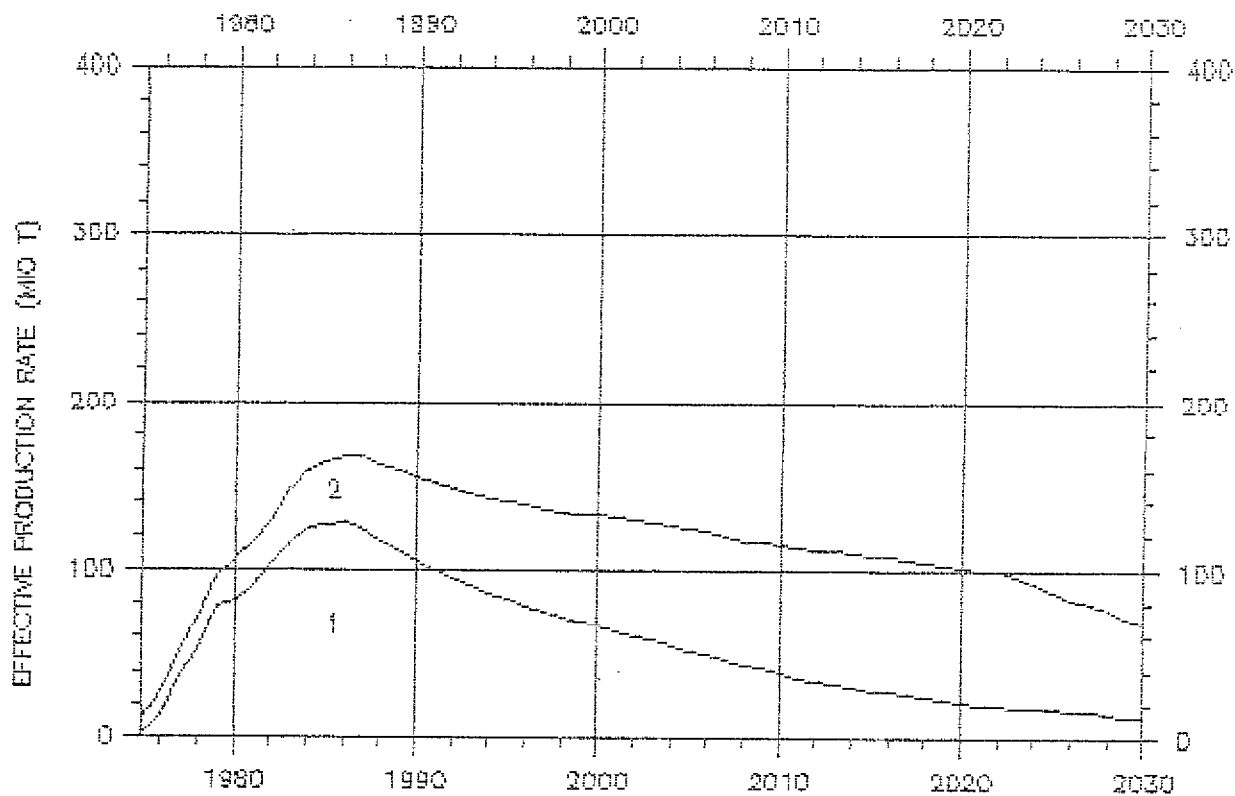
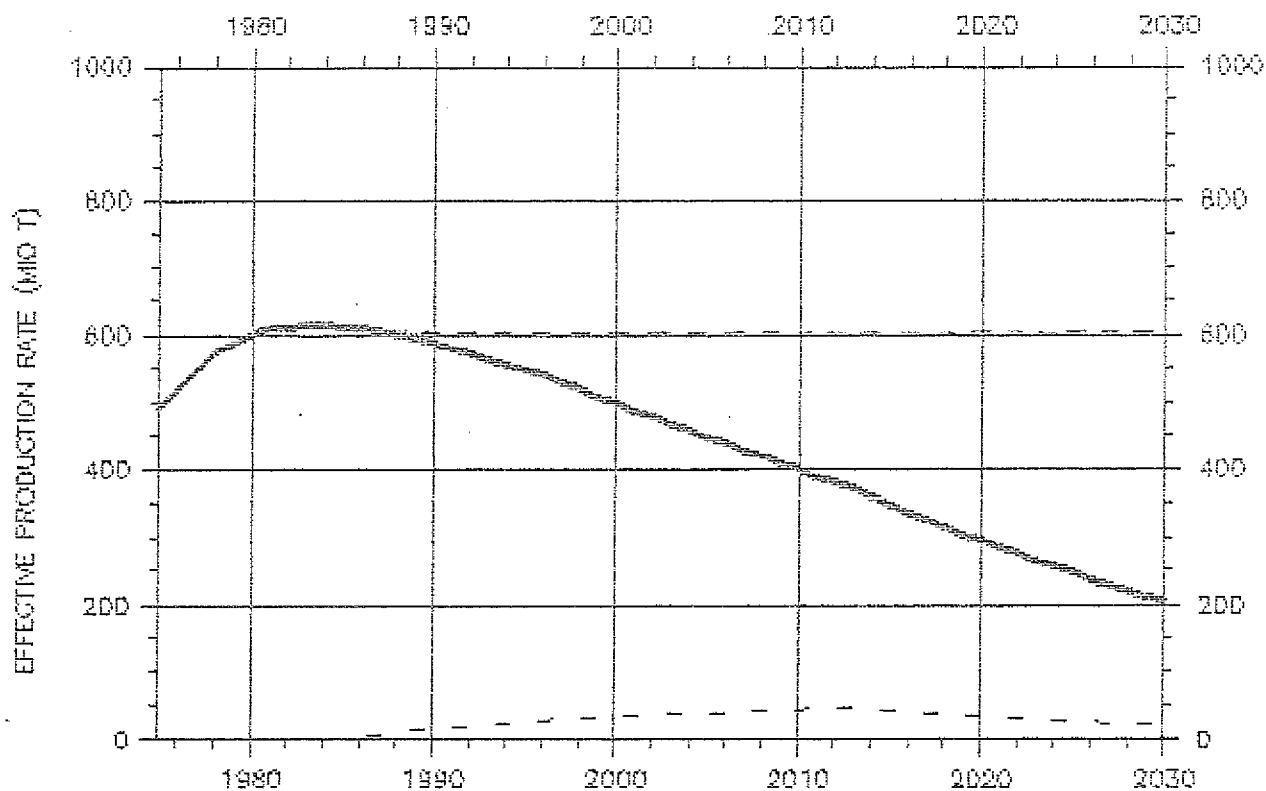


Bild 16 : Technische Ölverfügbarkeit NORDSEE

1 = Großbritannien

2 = Norwegen



U-SSSR

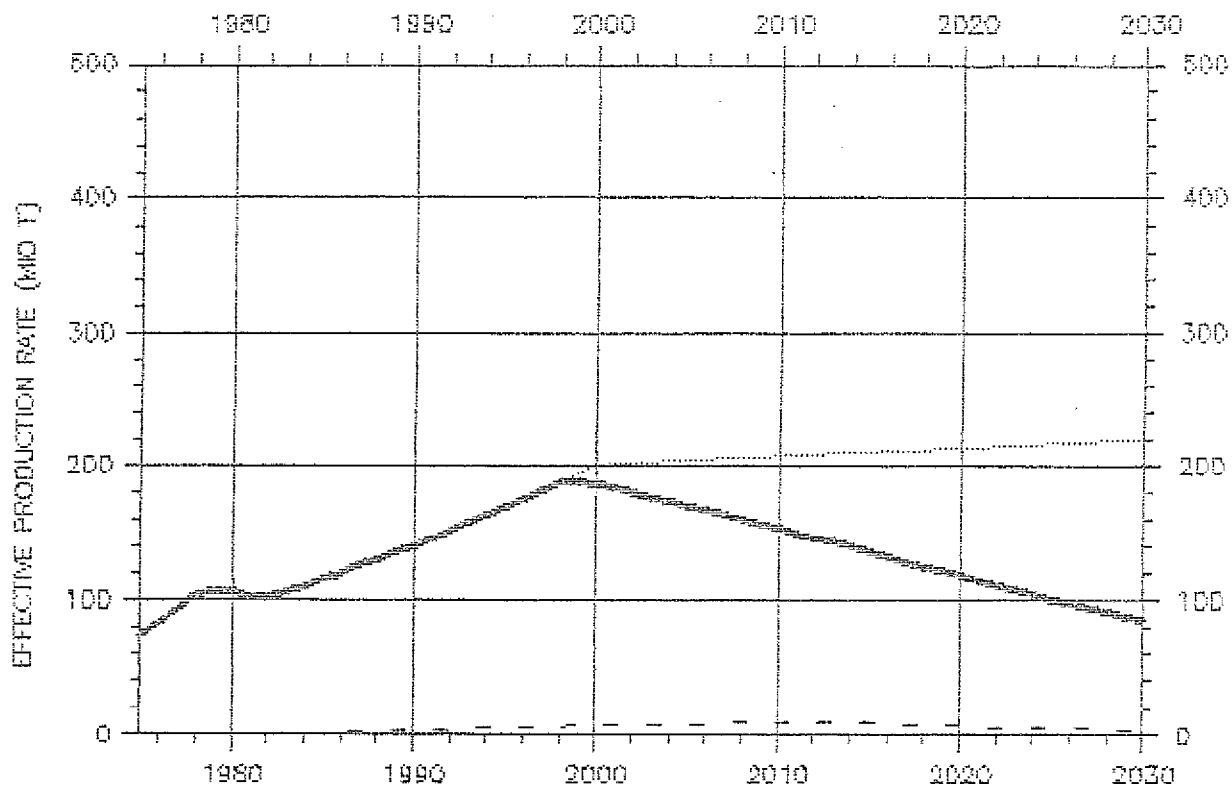
11/23/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 8620.
 RESOURCES 1.1.1984 : 14171.
 EOR RESOURCES : 1796.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	600.	600.	600.	600.	600.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.071	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	612.	585.	546.	498.	348.	205.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.071	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	16.	26.	34.	45.	21.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	538.	444.	366.	301.	168.	94.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	6638.	2629.	1283.			
REMAINING EOR RESOURCES	1476.	393.	141.			
REMAINING RESOURCES	7624.	2385.	1099.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	498.	205.	97.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	34.	21.	7.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	301.	94.	43.			

Bild 17 : Technische Ölverfügbarkeit UdSSR



0-CHI

12/09/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

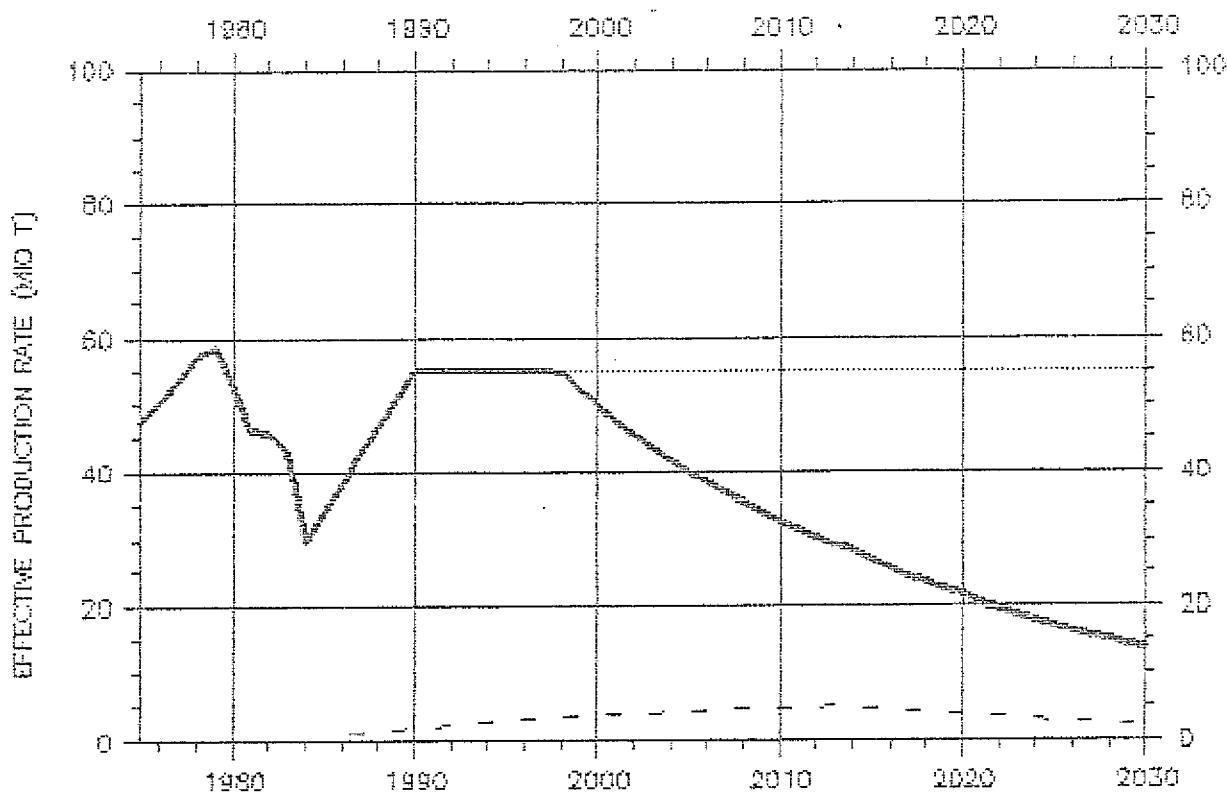
RESERVES 1.1.1985 : 2610.
 RESOURCES 1.1.1984 : 5893.
 EOR RESOURCES : 361.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	140.	170.	200.	210.	220.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	115.	140.	170.	185.	136.	86.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.044	0.045	0.052	0.060	0.060	0.060
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	3.	5.	7.	9.	4.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	224.	184.	152.	125.	70.	39.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	2976.	1356.	697.
REMAINING EOR RESOURCES	297.	79.	28.
REMAINING RESOURCES	3171.	992.	457.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	185.	86.	43.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.060	0.060	0.060
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	7.	4.	1.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	125.	39.	18.

Bild 18 : Technische Ölverfügbarkeit CHINA



O-ALGE

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 1146.
 RESOURCES 1.1.1984 : 660.
 EOR RESOURCES : 192.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

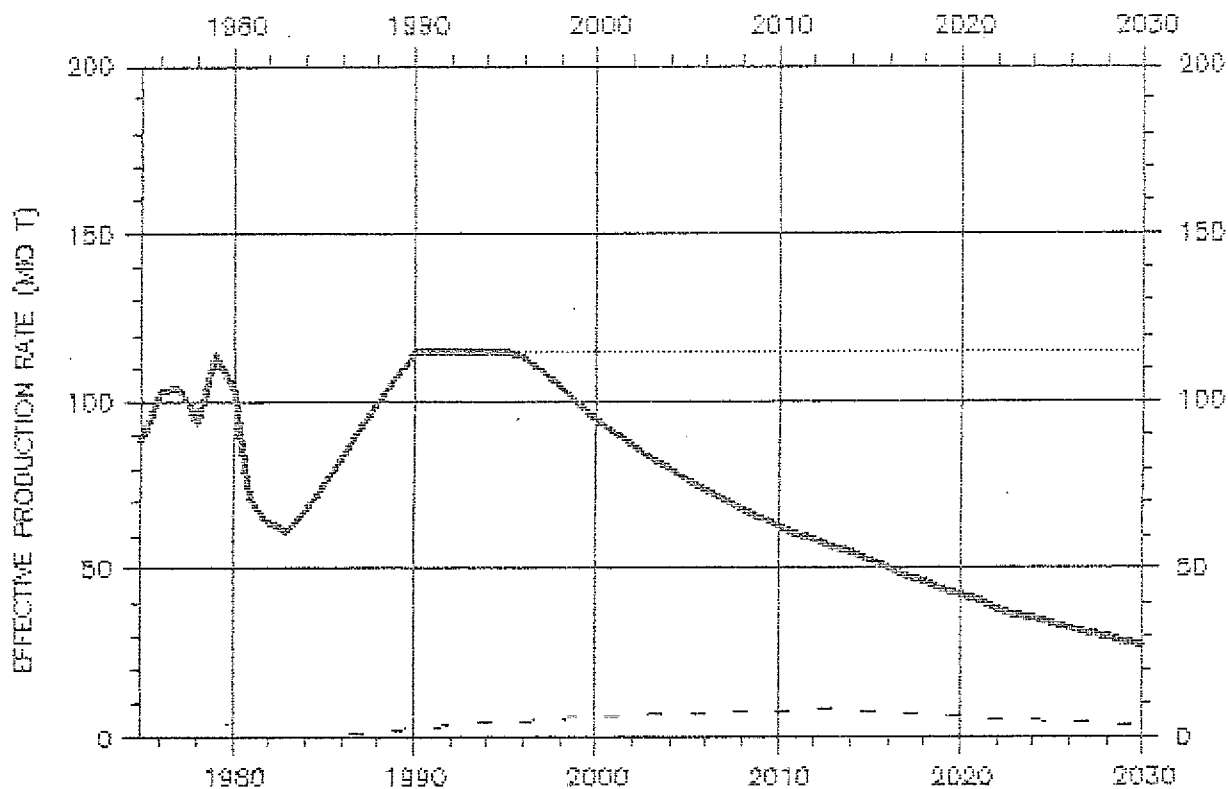
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	55.	55.	55.	55.	55.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	34.	55.	55.	50.	27.	14.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.052	0.062	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	2.	3.	4.	5.	2.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	20.	17.	15.	13.	8.	5.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	659.	165.	78.
REMAINING EOR RESOURCES	158.	42.	15.
REMAINING RESOURCES	405.	163.	88.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	50.	14.	6.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	4.	2.	1.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	13.	5.	3.

Bild 19 : Technische Ölverfügbarkeit ALGERIEN



0-NIGERIA

11/24/87

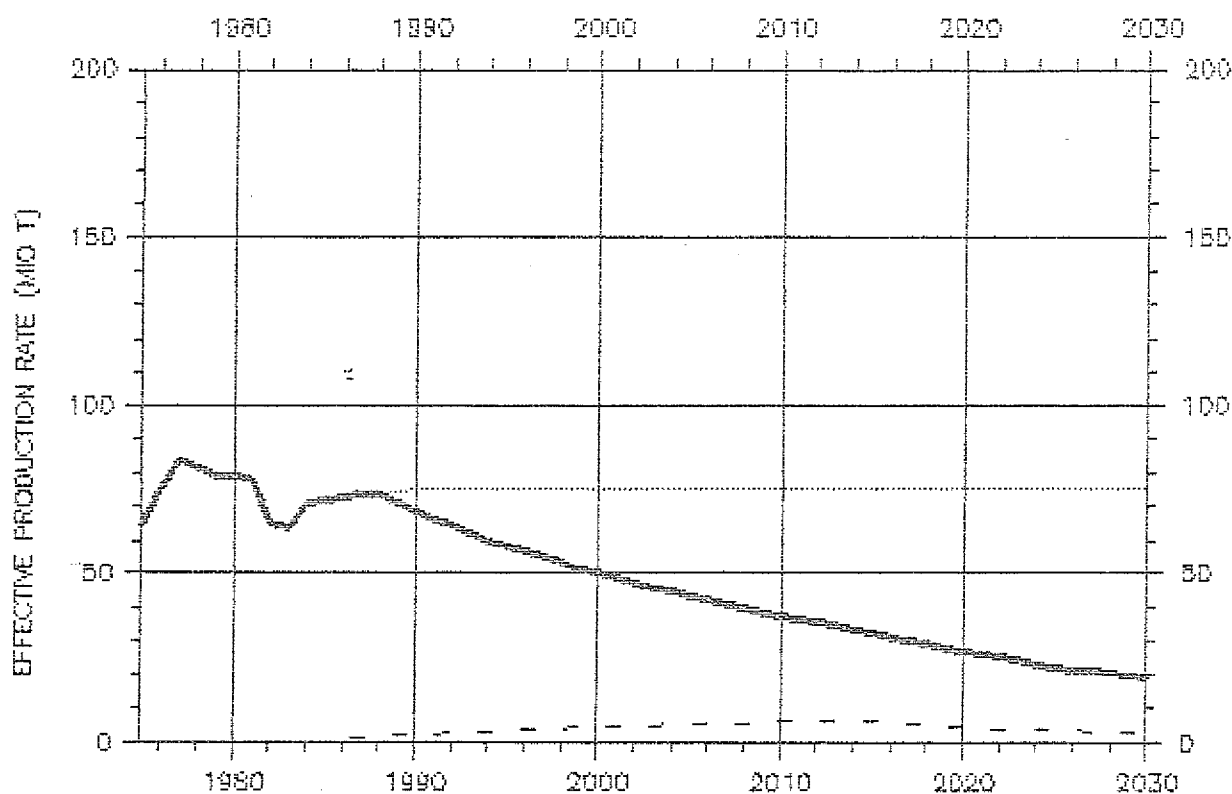
(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 2250.
 RESOURCES 1.1.1984 : 1458.
 EOR RESOURCES : 323.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	115.	115.	115.	115.	115.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	76.	115.	115.	95.	52.	28.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.034	0.056	0.068	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	3.	5.	6.	8.	4.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	44.	38.	32.	28.	18.	11.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	1265.	343.	166.
REMAINING EOR RESOURCES	266.	71.	25.
REMAINING RESOURCES	896.	359.	195.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	95.	28.	13.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	6.	4.	1.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	28.	11.	6.

Bild 20 : Technische Ölverfügbarkeit NIGERIA



O-INDONESIEN

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 1146.
 RESOURCES 1.1.1984 : 1146.
 EOR RESOURCES : 239.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

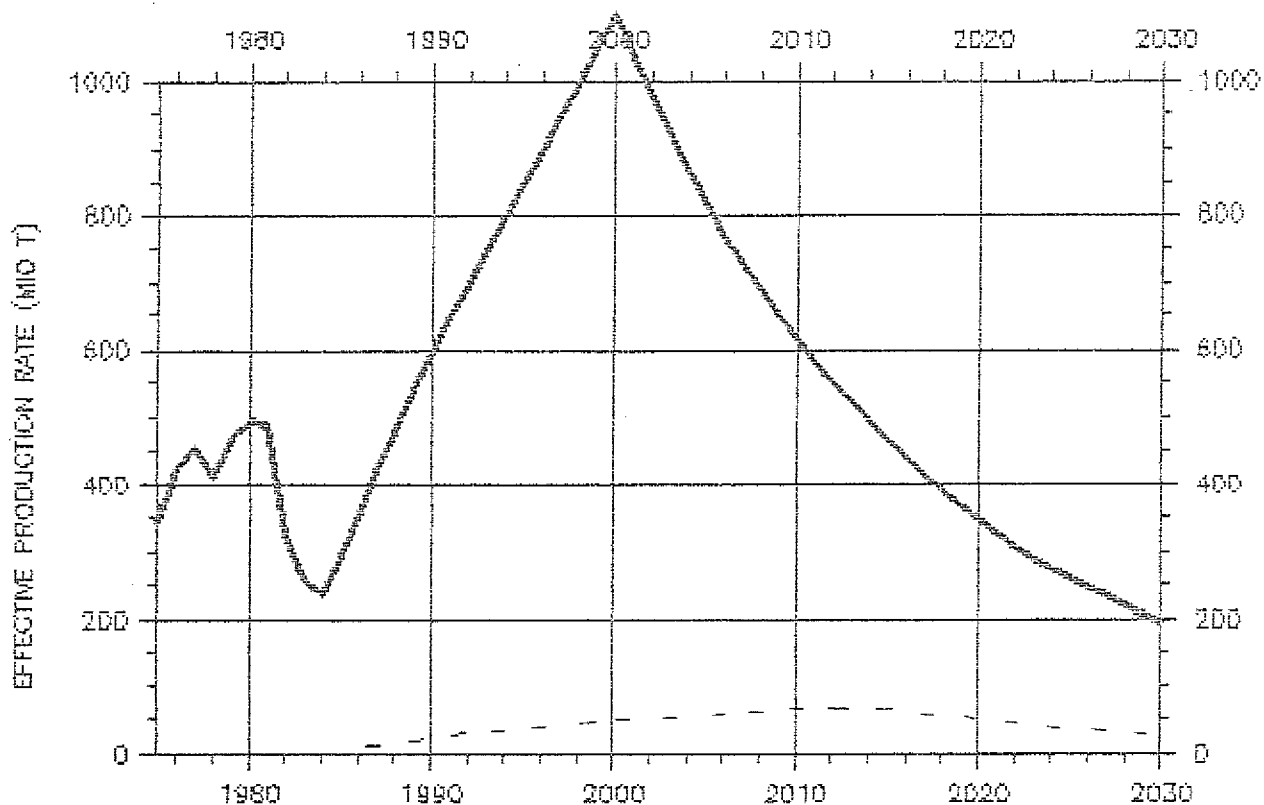
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	75.	75.	75.	75.	75.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	72.	69.	58.	50.	33.	19.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.063	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	2.	3.	4.	6.	13.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	34.	30.	25.	22.	14.	9.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	647.	230.	121.
REMAINING EOR RESOURCES	196.	52.	19.
REMAINING RESOURCES	704.	282.	154.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	50.	19.	9.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	4.	3.	1.

Bild 21 : Technische Ölverfügbarkeit INDONESIA



O-SAUDI

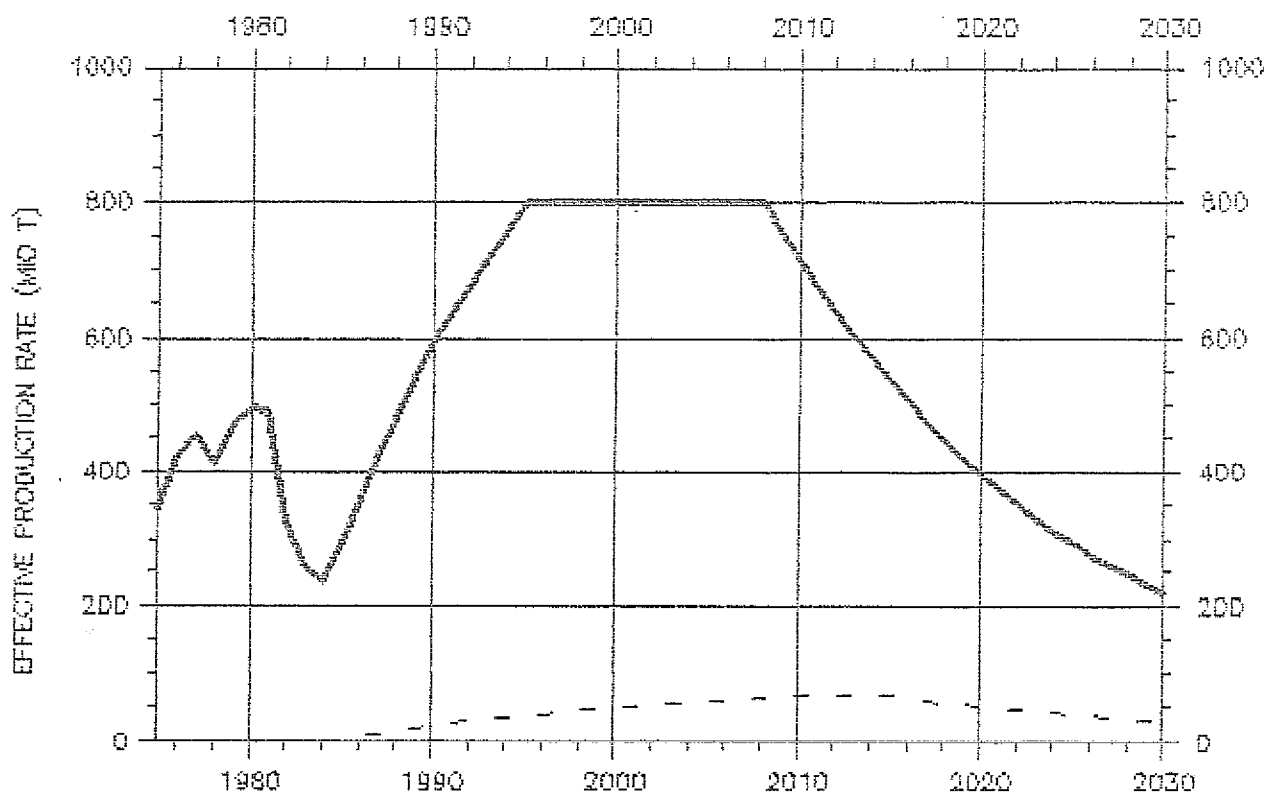
11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 23119.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4853.
 EOR RESOURCES : 2642.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	600.	850.	1100.	1100.	1100.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	296.	600.	850.	1098.	487.	196.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.013	0.026	0.043	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	24.	38.	49.	66.	30.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	146.	125.	107.	92.	58.	37.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	14982.	2361.	839.			
REMAINING EOR RESOURCES	2172.	579.	208.			
REMAINING RESOURCES	2981.	1195.	650.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	1098.	196.	70.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	49.	30.	11.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	92.	37.	20.			

Bild 22 : Technische Ölverfügbarkeit SAUDI-ARABIEN



D-SAUDI

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 23119.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4853.
 EOR RESOURCES : 2642.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

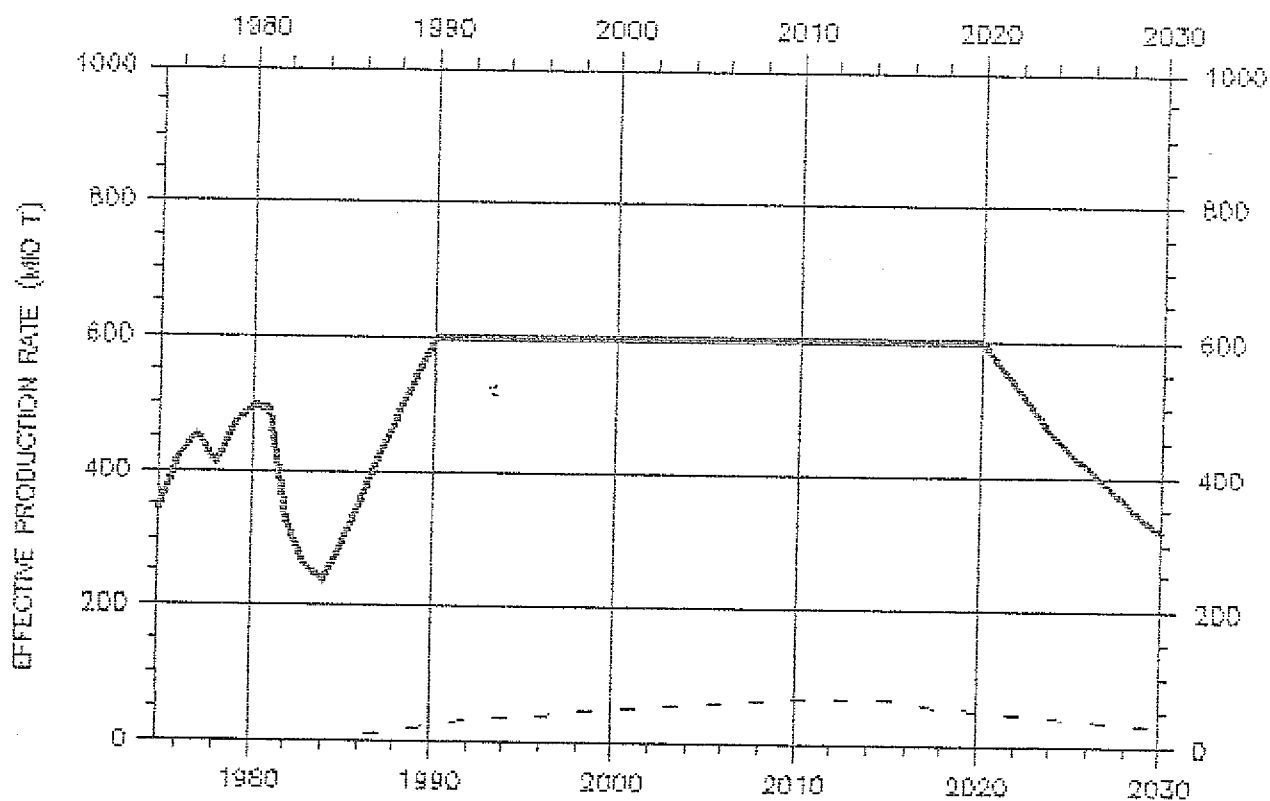
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	600.	800.	800.	800.	800.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	296.	600.	800.	800.	536.	219.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.013	0.026	0.040	0.047	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	24.	38.	49.	66.	30.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	146.	125.	107.	92.	58.	37.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	15832.	2694.	917.
REMAINING EOR RESOURCES	2172.	579.	208.
REMAINING RESOURCES	2981.	1195.	650.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	800.	219.	75.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.047	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	49.	30.	11.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	92.	37.	20.

Bild 23 : Technische Ölverfügbarkeit SAUDI-ARABIEN (1. Version)



O-SAUDI

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 23119.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4853.
 EOR RESOURCES : 2642.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	600.	600.	600.	600.	600.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

O-SAUDI

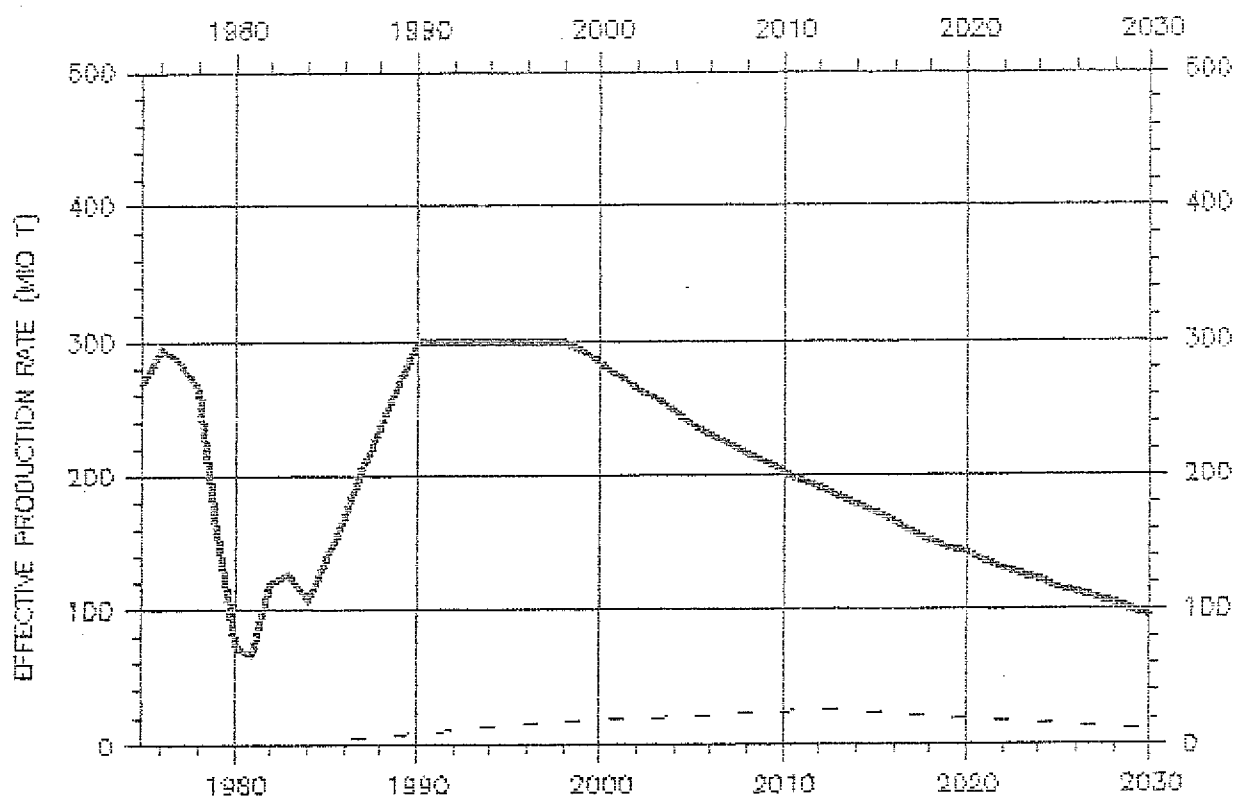
11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 23119.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4853.
 EOR RESOURCES : 2642.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	600.	600.	600.	600.	600.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	296.	600.	600.	600.	600.	318.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.013	0.026	0.029	0.032	0.052	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	24.	38.	49.	66.	30.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	146.	125.	107.	92.	58.	37.

YEAR	2000	2030	2050
------	------	------	------



Q-IRAN

12/09/87

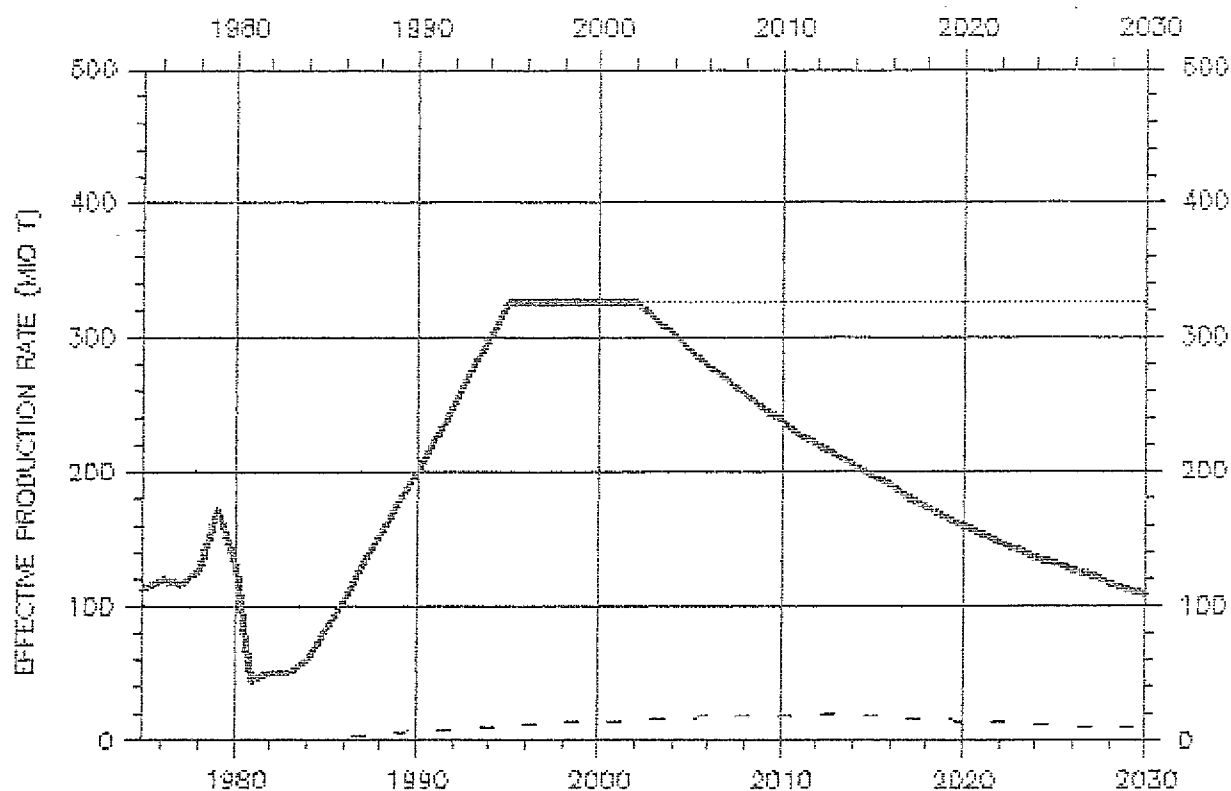
(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 6554.
 RESOURCES 1.1.1984 : 4658.
 EDR RESOURCES : 977.
 EDR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	300.	300.	300.	300.	300.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060	0.060
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	138.	300.	300.	283.	171.	96.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.021	0.047	0.054	0.060	0.060	0.060
EFFECTIVE EDR PRODUCTION RATE	0.	9.	14.	18.	24.	11.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	140.	120.	103.	88.	56.	35.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	4412.	1411.	710.
REMAINING EDR RESOURCES	803.	214.	77.
REMAINING RESOURCES	2861.	1147.	624.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	283.	96.	47.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.060	0.060	0.060
EFFECTIVE EDR PRODUCTION RATE	18.	11.	4.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	88.	35.	19.

Bild 25 : Technische Ölverfügbarkeit IRAN



O-IRAK

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

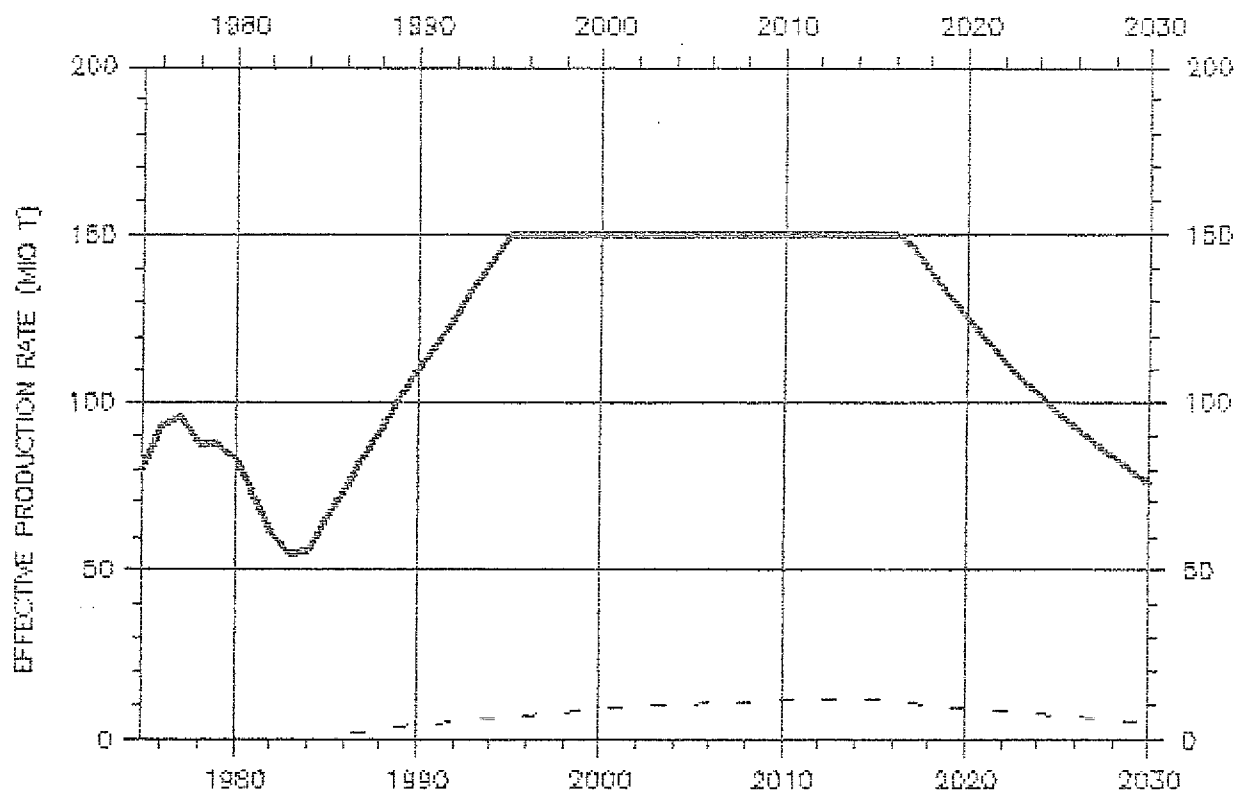
RESERVES 1.1.1985 : 5933.
 RESOURCES 1.1.1984 : 6319.
 EOR RESOURCES : 729.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	200.	325.	325.	325.	325.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	83.	200.	325.	325.	196.	108.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.014	0.031	0.055	0.064	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	6.	11.	14.	18.	8.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	190.	163.	140.	120.	76.	48.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	4844.	1418.	705.
REMAINING EOR RESOURCES	599.	160.	57.
REMAINING RESOURCES	3881.	1557.	846.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	325.	108.	52.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.064	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	14.	8.	3.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	120.	48.	26.

Bild 26 : Technische Ölverfügbarkeit IRAK



O-VAE

11/24/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 4103.
 RESOURCES 1.1.1984 : 3093.
 EOR RESOURCES : 471.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

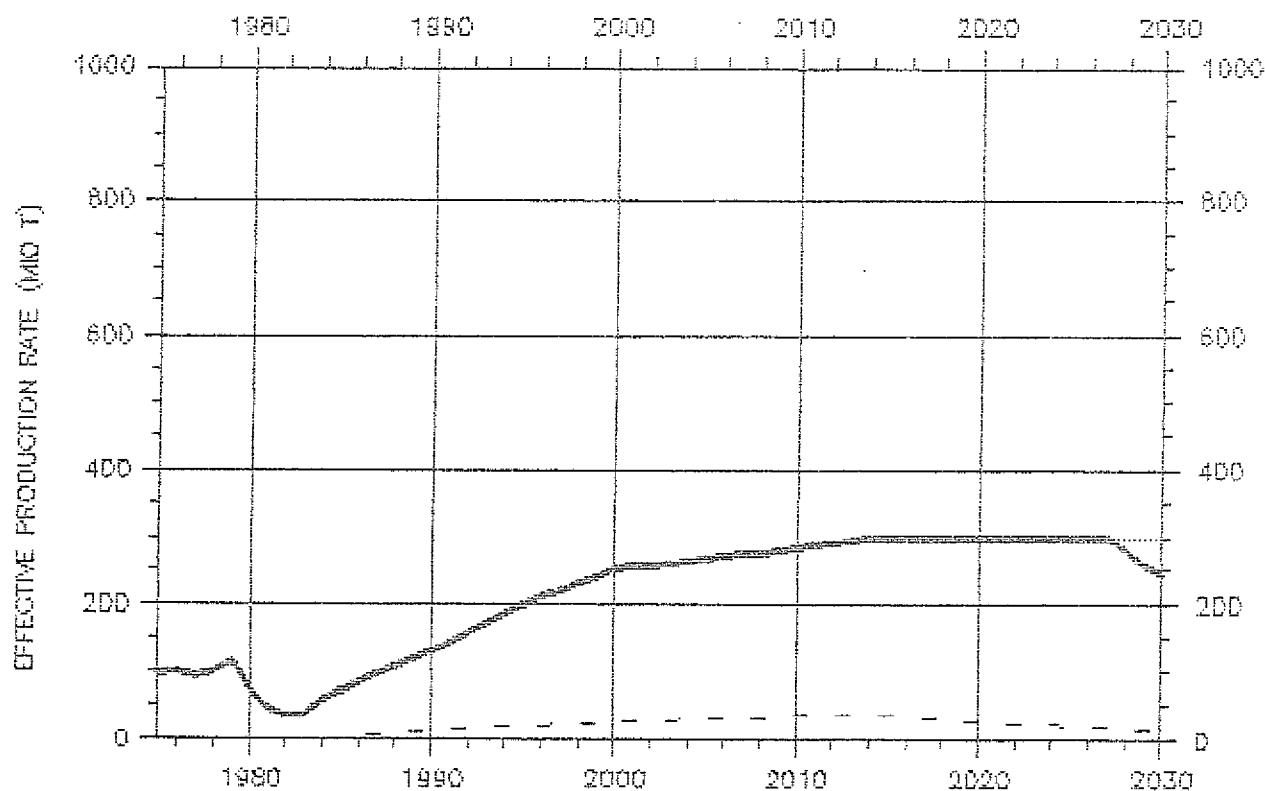
YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	110.	150.	150.	150.	150.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	65.	110.	150.	150.	150.	76.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.016	0.026	0.037	0.040	0.064	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	4.	7.	9.	12.	5.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	93.	80.	68.	59.	37.	24.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	3517.	1005.	418.
REMAINING EOR RESOURCES	387.	103.	37.
REMAINING RESOURCES	1900.	762.	414.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	150.	76.	31.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.040	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	9.	5.	2.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	59.	24.	13.

Bild 27 : Technische Ölverfügbarkeit VAE



O-KUWAIT

11/24/87

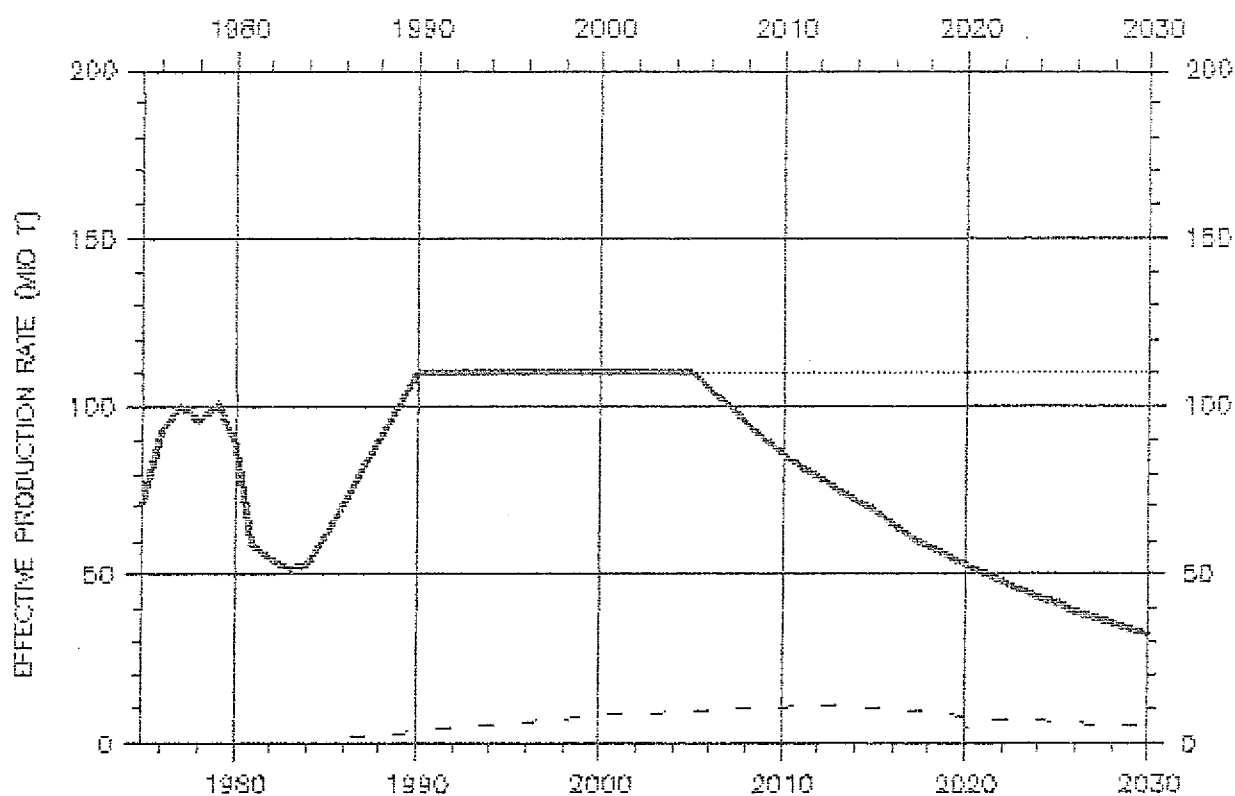
(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 12414.
 RESOURCES 1.1.1984 : 905.
 EOR RESOURCES : 1355.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	130.	200.	250.	300.	300.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	70.	130.	200.	250.	300.	242.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.006	0.010	0.016	0.021	0.037	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	12.	20.	25.	34.	16.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	27.	23.	20.	17.	11.	7.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	10602.	3236.	811.
REMAINING EOR RESOURCES	1114.	297.	106.
REMAINING RESOURCES	556.	223.	121.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	250.	242.	62.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.021	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	25.	16.	6.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	17.	7.	4.

Bild 28 : Technische Ölverfügbarkeit KUWAIT



0-LIB

11/24/87

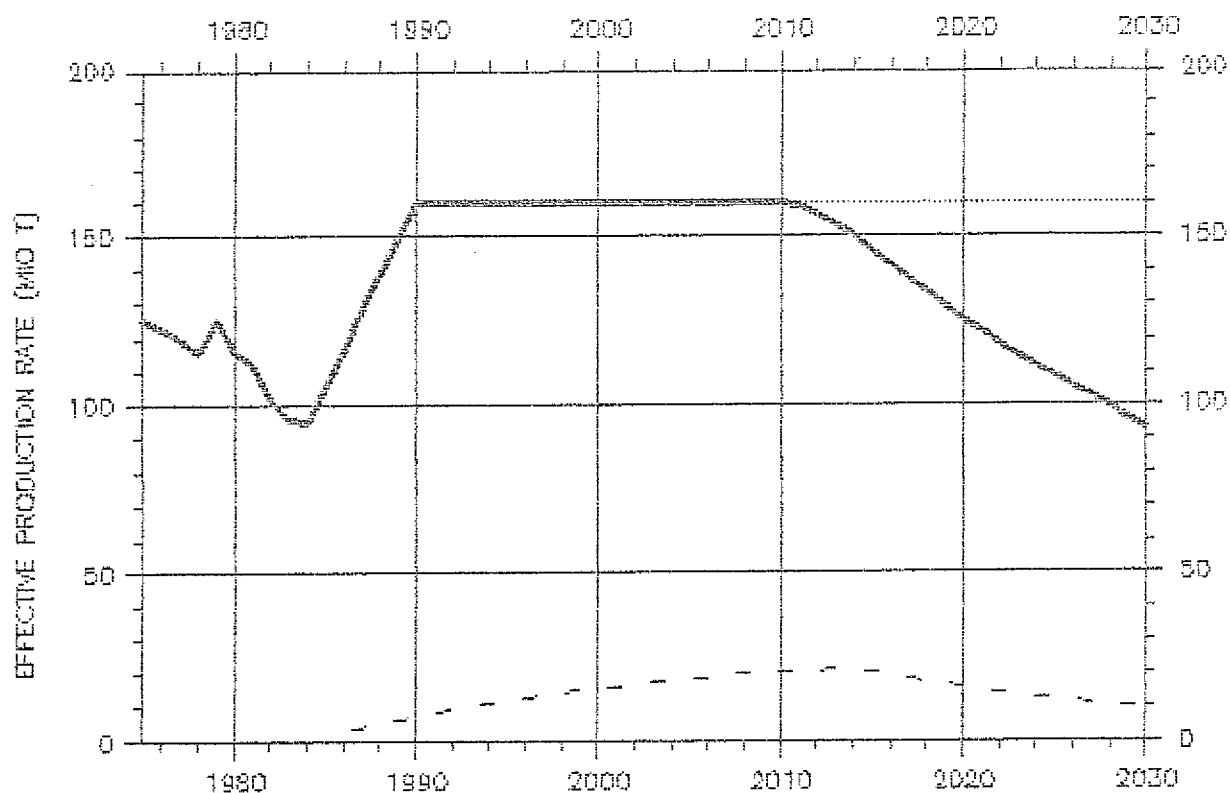
(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 2806.
 RESOURCES 1.1.1984 : 1267.
 EOR RESOURCES : 423.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	110.	110.	110.	110.	110.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070	0.070
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	63.	110.	110.	110.	68.	32.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.022	0.041	0.047	0.056	0.070	0.070
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	4.	6.	8.	11.	5.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	38.	33.	28.	24.	15.	10.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	1831.	391.	166.
REMAINING EOR RESOURCES	348.	93.	33.

Bild 29 : Technische Ölverfügbarkeit LIBYEN



O-VENE

12/09/87

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 3692.
 RESOURCES 1.1.1984 : 5030.
 EOR RESOURCES : 821.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	160.	160.	160.	160.	160.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	106.	160.	160.	160.	146.	93.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.029	0.040	0.041	0.042	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	7.	12.	15.	20.	9.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	151.	130.	111.	96.	61.	38.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	3430.	1673.	955.
REMAINING EOR RESOURCES	675.	180.	64.
REMAINING RESOURCES	3090.	1239.	674.
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	160.	93.	51.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.042	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	15.	9.	3.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	96.	38.	21.

Bild 30 : Technische Ölverfügbarkeit VENEZUELA

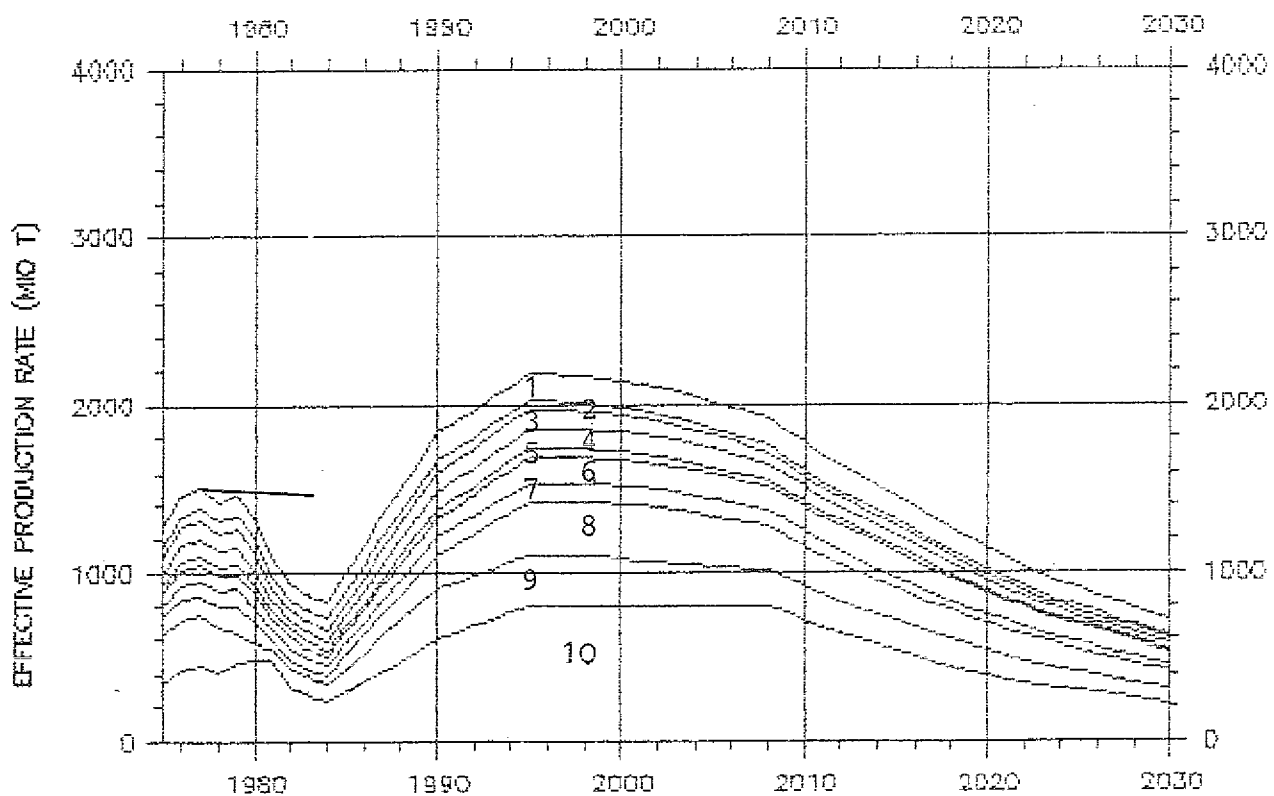
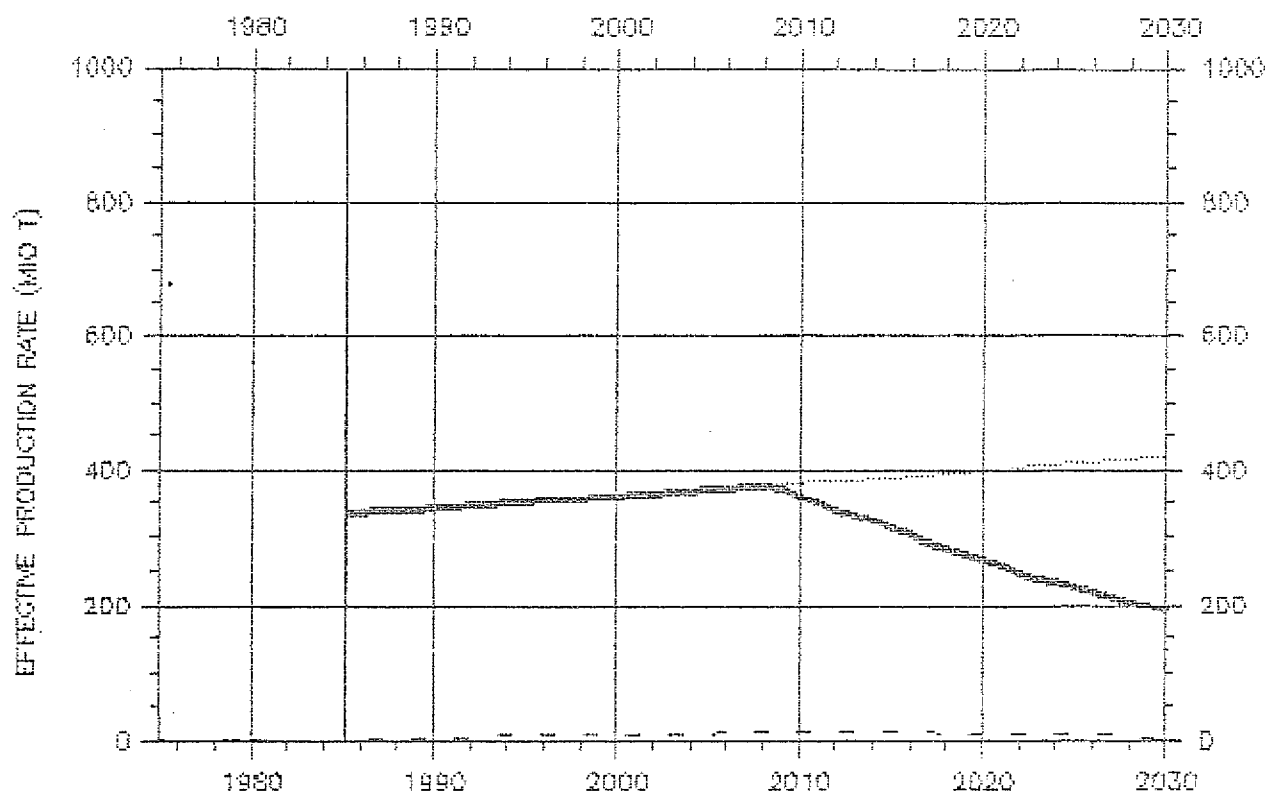


Bild 31 : Technische Ölverfügbarkeit der OPEC-Staaten

- 1: Venezuela
- 2: Indonesien
- 3: Nigerien
- 4: Libyen
- 5: Algerien
- 6: Kuwait
- 7: VAE
- 8: Iran
- 9: Irak
- 10: Saudi-Arabien



0-SONST

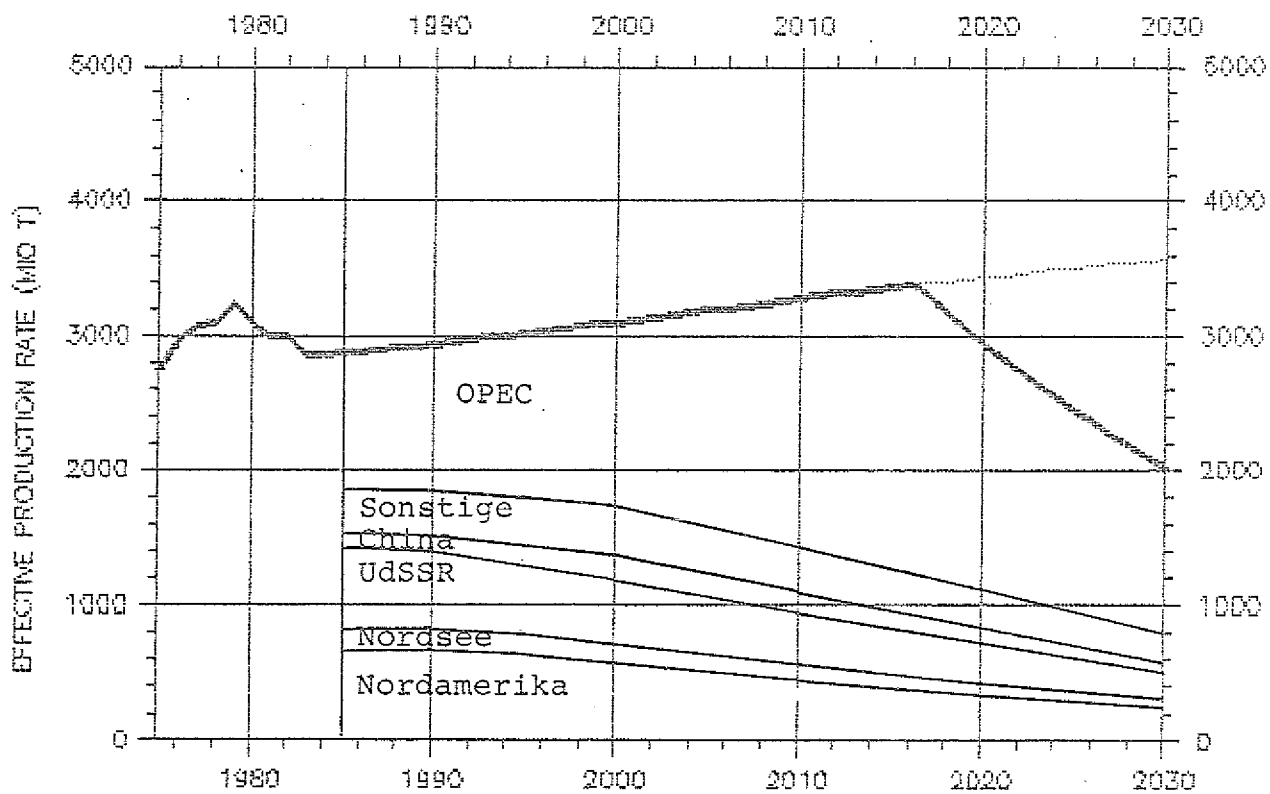
01/12/88

(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 9580.
 RESOURCES 1.1.1984 : 9900.
 EOR RESOURCES : 400.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	1.	1.	1.	1.	1.	1.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038
EFFECTIVE PRODUCTION RATE	334.	342.	351.	360.	311.	191.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.035	0.035	0.037	0.040	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	4.	6.	7.	10.	5.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	376.	310.	255.	210.	118.	66.
YEAR	2000	2030	2050			
REMAINING RESERVES	8821.	3730.	1898.			
REMAINING EOR RESOURCES	329.	88.	31.			
REMAINING RESOURCES	5326.	1666.	768.			
EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	360.	191.	97.			
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.040	0.050	0.050			
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	7.	5.	2.			
EFFECTIVE CONVERSION RATE	210.	66.	30.			

Bild 32 : Technische Ölverfügbarkeit SONSTIGE FÖRDERLÄNDER



(FIGURES IN MILLION TONNES)

RESERVES 1.1.1985 : 95100.
 RESOURCES 1.1.1984 : 78157.
 EOR RESOURCES : 14728.
 EOR RESOURCES CONV.: 30 YEARS

YEAR	1985	1990	1995	2000	2015	2030
DEMAND DEVELOPMENT	0.	2933.	3016.	3100.	3353.	3570.
MAXIMUM WITHDRAWAL RATE	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
RESOURCES CONVERSION RATE	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038	0.038

EFFECTIVE PRODUCTION RATE	2864.	2933.	3016.	3100.	3353.	2016.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.030	0.030	0.030	0.032	0.047	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	0.	131.	212.	275.	367.	170.
EFFECTIVE RESOURCES CONVERSION	2970.	2447.	2016.	1661.	929.	520.

YEAR	2000	2030	2050
REMAINING RESERVES	87354.	36916.	17663.
REMAINING EOR RESOURCES	12107.	3227.	1157.
REMAINING RESOURCES	42950.	13153.	6061.

EFFECTIVE PRODUCTION CAPACITY	3100.	2016.	944.
EFFECTIVE WITHDRAWAL RATE	0.032	0.050	0.050
EFFECTIVE EOR PRODUCTION RATE	275.	170.	61.
EFFECTIVE CONVERSION RATE	1661.	520.	239.

Bild 33: Regionale Verteilung der Weltölförderung

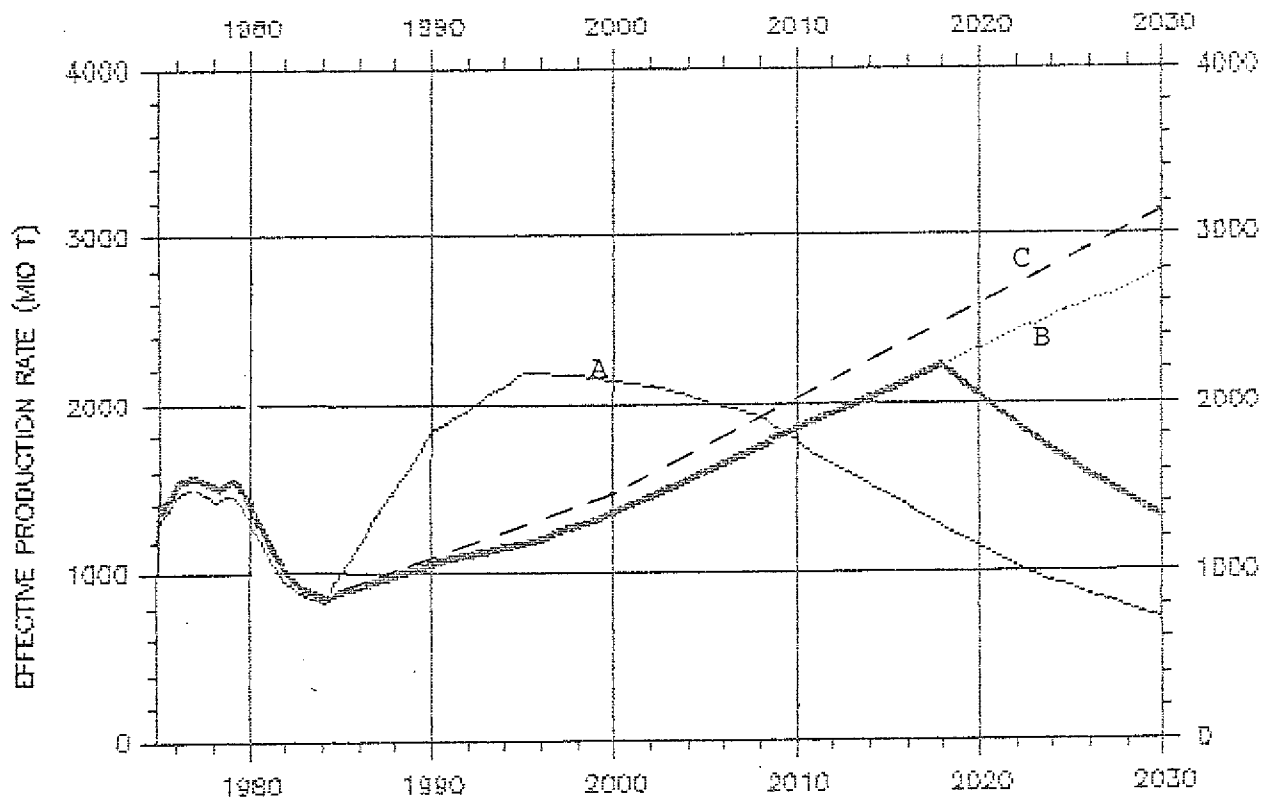


Bild 34 : OPEC-Öl : Technische Verfügbarkeit und Bedarf

- A: Technische Verfügbarkeit
- B: Bedarf nach Basis-Szenario
- C: Bedarf nach High-Szenario

Bild 35: Regionale Verteilung des Erdölbedarfs

