Streiflichter aus der Erdölindustrie 1982/83

Autor(en): **Soder, P.A.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure**

Band (Jahr): **51 (1985)**

Heft 120

PDF erstellt am: **27.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-209177

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 51, Nr. 120, April 1985, S. 45 - 65

Streiflichter aus der Erdölindustrie 1982 / 83

mit 8 Tabellen im Text

von P. A. Soder [1)]

Einleitung

Unter dem obigen Titel sind 1952 bis 1957 die wichtigsten Ereignisse in der Erdölindustrie von P. Bitterli (Bull. V.S.P. 19/57 bis 25/68) dargestellt worden. Auf mehrfachen Wunsch hin habe ich später versucht, diese Serie wieder aufzunehmen. Termingründe und die gewaltige Ausbreitung, der die Ölindustrie stets noch unterworfen ist, haben mich damals veranlasst, mich auf blosse statistische Daten zu beschränken («Welt-Erdöl-Statistik, von 1971, Bull. V.S.P. 37/92 ab). Erst später wurden kurze Berichte über einige Lichtpunkte eingeführt. Nach meinem Ausscheiden aus der Ölindustrie, musste ich zunächst eine Verzögerung hinnehmen, die auch durch einen allgemein spärlicher gewordenen Datenfluss mitbestimmt war. Dadurch wurde es möglich, vermehrt auf die Explorationstätigkeit in den einzelnen Ländern einzugehen, wodurch der Titel «Streiflichter...» seine Berechtigung wiedergewann.

Als unmittelbare Quelle habe ich fast ausschliesslich die Jahresübersichten der American Association of Petroleum Geologists benutzt (jeweils in Heft 10 ihres Bulletins). Dabei habe ich mich bemüht, für den Leser das Wichtigste in konzentrierter und möglichst einheitlicher Form herauszuholen. Im Text wurde für die Produktionsmengen von Öl durchwegs b/d (Barrel = ca. 159 Liter, per Tag), für Gas m^3/d, für Bohrtiefen Meter und für Entfernungen Kilometer gebraucht. In den Tabellen sind in einigen Fällen m^3/d auch für Öl (im Commonwealth und einigen EEG-Ländern gebräuchlich) und cuft (Kubikfuss) mit aufgeführt. Den Quellen gemäss sind die Zahlen genau, gerundet, vorläufig, korrigiert oder geschätzt, oft mehrfach umgerechnet. Sie sind deshalb von Jahr zu Jahr (mit meinen früheren Berichten) nur bedingt vergleichbar. Für die USA, Canada und die kommunistischen Länder wurden Statistiken von World Oil beigezogen. Die Reihenfolge der Länder innerhalb der Erdteile schreitet vom grössten Produzenten für 1983 zum kleinsten vor. Gebiete mit stark fortgeschrittener Exploration (USA ausser Alaska, Alberta, U.K.-Nordsee) sind summarisch behandelt. Bei den Nachbarn der Schweiz wurde vermehrt ins Detail gegangen.

[1)] Dr. P. A. Soder, Geologe, Stadtweg 42, CH-4310 Rheinfelden

West-Europa

Tabelle 1

Ölproduktion West-Europa

	b/d 1981	b/d 1982	b/d 1983	10^6Barrel kum.Prod. bis E 1983	m^3/d Öl 1982	m^3/d Öl 1983
Ver. Königreich	1'809.5	2'078.8	2'298.9	4'210	330.5	365.4
Norwegen	508.8	530.2	658.8	1'407	84.3	104.6
Jugoslavien	87.5	86.8	82.5	578	13.8	13.1
Deutsche B.R.	89.2	85.2	81.7	1'405	13.5	13.0
Spanien	24.9	30.9	59.4	12	4.9	9.4
Niederlande	24.7	35.9	48.2	386	5.7	7.7
Dänemark	15.8	34.0	43.7	51	5.4	7.0
Italien	29.6	35.5	43.3	282	5.6	6.9
Frankreich	33.5	32.9	33.2	759	5.1	5.3
Österreich	26.8	24.7	24.4	39	3.9	3.9
Griechenland	----	19.3	22.8	15	3.1	3.6
West-Europa	2'649.8	2'994.1	3'395.4	9'258	476.0	539.8

Tabelle 2

Gasproduktion West-Europa

	Jahresproduktion 10^9 cuft 1981	1982	1983	Jahresproduktion 10^6 m^3 1981	1982	1983	Tagesprod. 10^6 m^3 1983
Niederlande	2'864	2'382	2'450	81'099	67'471	69'377	184.6
Ver. Königreich	1'269	1'287	1'312	35'940	36'450	37'152	101.8
Norwegen	955	919	957	27'031	26'029	27'099	72.2
Deutsche B.R.	671	556	618	19'001	16'883	17'491	47.9
Italien	459	500	462	13'063	14'144	13'068	35.8
Frankreich	359	356	337	10'169	10'067	9'546	26.2
Irland	49	72	87	1'396	2'047	2'463	6.7
Jugoslavien	78	81	74	2'197	2'294	2'087	5.7
Österreich	62	46	44	1'747	1'294	1'232	3.4
Griechenland	--	5	7	-----	153	184	0.5
West-Europa	6'786	6'258	6'396	191'584	177'210	181'113	496.2

Aus dem *Vereinigten Königreich* stammten 1983 67.7% der westeuropäischen Erdölförderung und 20.5% des Erdgases. Fast die ganze Produktion kam aus der Nordsee; nur 0.27% der Ölproduktion kam aus den kleineren Feldern auf dem festen Land, hauptsächlich aus Südengland. Die Ölreserven wurden Ende 1983 auf 14 950 Millionen Barrel, die Gasreserven auf 1150 x 10^9 m^3 geschätzt.

Im britischen Teil der Nordsee wurden 1982 101 Explorationsbohrungen abgeteuft; 18 waren öl- und 13 gasfündig. 80 waren ohne Erfolg. In den übrigen marinen Gebieten und auf dem Festland waren es 22 Explorationsbohrungen, von denen nur auf dem Festland 3 ölfündig waren. 1983 waren in der Nordsee von 107 Explorationsbohrungen je 27 öl- und gasfündig; 74 waren ohne Erfolg. In den übrigen marinen Gebieten und auf dem festen Land wurden 24 Explorationsbohrungen abgeteuft. Davon waren je ein Öl- und ein Gasfund in den Midlands zu verzeichnen. In Südengland waren 8 Bohrungen öl- und 3 gasfündig. In den marinen Gebieten ausserhalb der Nordsee wurde nur in der Irish Sea (NW Liverpool) in 3 Bohrungen Gas entdeckt. Erfolglos waren 8 Bohrungen im SW-Zipfel der Western Approaches, eine ca. 70 km S Lands End und 4 im Kanal (S Southampton).

Norwegen förderte 1983 aus der Nordsee 28.9 % der westeuropäischen Ölproduktion und fast 15 % des Erdgases. Auf Ende 1983 wurden die Ölreserven auf 7 490 Millionen Barrel und die Gasreserven auf 2 350 x 10^9 m^3 geschätzt. Es wurden 1982 43 Explorationsbohrungen abgeteuft und 1983 deren 50. Von diesen insgesamt 93 Bohrungen waren 20 öl- und 13 gasfündig; 60 waren erfolglos.

In der Nordsee wurde die Ostflanke des Gulfaks-Feldes (Statoil, NE Brent) als separat zu entwickelnde Struktur erkannt, wovon die Reserven auf 640 Millionen Barrel Öl und 12 x 10^9 m^3 Gas geschätzt wurden. Der bedeutende Gas-Kondensat-Fund Troll konnte bestätigt werden (Shell, geschätzte Reserven 1 280 x 10^9 m^3 Gas und 9.2 Millionen Barrel Kondensat), ebenso das komplexe Oseberg-Feld (Norske Hydro, 65 - 75° WSW Bergen. Die Bohrung Troll-West 31/2-12) hatte den bisher grössten Gaszufluss eines norwegischen Feldes.

Im Central Graben fanden Elf's 1/3-3 (ca. 35 km NE des Clyde Feldes) und Conoco's 7/8-3 (ca. 40 km NE des Monrose Feldes) Öl im Jura. Zusätzliche Abgrenzungsbohrungen im Sleipner Feldkomplex haben dessen Reserven erhöht. Esso fand Gas in der Trias in 16/7-4 (östlich Sleipner; Testresultat: 475 Millionen m^3/d Gas und 1 260 b/d Kondensat). Statoil fand Gas in 15/8-1 (westlich Sleipner).

Im Haltenbank-Gebiet, in der Norwegischen See, NNW Trondheim gelang es 1983, frühere Gasfunde zu bestätigen, nachdem 1982 verschiedene Bohrungen ohne Erfolg gewesen waren. Saga's Explorationsbohrung 6407/2-2 produzierte bei einem Test eine Million m^3/d Gas und 750 b/d Kondensat. Statoil, in 6407/1-1,2, erzielte 0.5 Millionen m^3/d Gas und 2 900 b/d Kondensat. Die Bohrungen in der Nähe des Polarkreises, im Troenebanken-Block entdeckten nur geringe Gasmengen.

In Spitzbergen hat Statoil geologische Arbeiten ausgeführt, ebenso zwei weitere norwegische Gesellschaften. Arktik Ugol hat dort die sowietische Präsenz vertreten.

In *Jugoslavien* befinden sich die Öl- und Gasproduktion trotz beachtlichen Explorationsleistungen auf einem Abwärtstrend. In der Adria fand die Staatsgesellschaft Ina-Naftaplin zum ersten Mal Öl in der Bohrung Jadran-13 (westlich Sibenik, Endtiefe 4 646 m); doch kann das mesozoische Schweröl kaum wirtschaftlich gewonnen werden. Offshore-Gas wurde in verschiedenen Bohrungen westlich von Pula gefunden, so in Jadran 16-2a, auf einer Struktur in der bereits Agip weiter westlich, in italienischem Interessegebiet, in Andreina-1, Gas gefunden hatte. Westlich Dubrovnik fand Chevron in Süd-Jadran-3 Ölanzeichen.

Im pannonischen Becken wurden mindestens 6 neue Felder erbohrt. Kalinovać-Nord (ENE Zagreb, dicht bei der ungarischen Grenze) ist ein bedeutender Gasfund, der bei Produktionsversuchen 250 000 m^3/d Gas und 1 260 b/d Kondensat lieferte und bereits durch mehrere Folgebohrungen bestätigt wurde. Pliocaenes Öl fand man in Privalka (zwischen Brod und Vinkovci), wobei verschiedene Bohrungen zwischen 500 und 700 b/d Öl produzierten. Im Sau-Becken wurde in einer Bohrung mit einer Endtiefe von 6 102 m der bisherige jugoslavische Tiefenrekord geschlagen, der mit 5 121 m von einer 1976 abgeteuften Bohrung im dinarischen Gebiet gehalten wurde.

Deutsche Bundesrepublik. Während die Ölproduktion stetig im Abnehmen begriffen ist, nimmt die Gasproduktion zu. In grösseren Tiefen können noch stets vielversprechende Funde getätigt werden. 1982 wurden in der Bundesrepublik 62 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen je 11 öl- und gasfündig waren (davon ein Gasfund in der Nordsee). Es wurden 239 481 Bohrmeter für die Exploration und 117 544 für Entwicklungsbohrungen abgeteuft. 1983 waren es 44 Explorationsbohrungen, 10 davon waren öl- und 6 gasfündig, 28 ohne Erfolg (davon 3 in der Nordsee). Es wurden 131 484 m in Explorations- und 74 757 m in Entwicklungsbohrungen abgeteuft. Die Ölreserven der Bundesrepublik wurden Ende 1983 auf 304 Millionen Barrel geschätzt, die Gasreserven auf 193 x 10^9 m^3.

Im Dezember 1983 wurde durch Wintershall im Feld Schwabeneck-See (in der Eckeförder Bucht der Ostsee, N Kiel) die erste Entwicklungsbohrung von einer bundesdeutschen Offshore-Platform aus abgeteuft. In Niedersachsen wurde Brigitta-Elwerath (BEB) in Taken Z 1 (ca. 25 km ENE Bremen) sowie in Grauen Z 1 (ca. 55 km E Bremen) gasfündig. Im Sohlingen-Gasfeld (SE Grauen) konnte BEB in der Bohrung Z 4 den Gasfluss durch Fracturing erheblich vermehren. BEB's Bohrung Brinkholz (ca. 30 km WSW Bremen) und Wintershall's Syke Z 1 waren im Stassfurt-Karbonat gasfündig. Ölfündig waren BEB's Matrum 1 (ca. 20 km W Vechta, im Ob. Jura) und Deilmann's Lahner Heide (W von Matrum, im Dogger). BEB's Unterrotliegend-Bohrung Osterversede Z 1 (N des Sohlingen-Feldes, ca. 55 km SSW Hamburg) förderte im Test 500 000 m^3/d Gas. Ein weiterer Gasfund gelang BEB bei Emden, in Wybelsum Z 1 (S des Groothagen-Feldes, mit einem Zufluss von 280 000 m^3/d). BEB's Lahn 1 (NE Meppel) und Sogel 1 (ca. 10 km N Lahn) fanden Öl im Ob. Malm, Deutsche Schachtbau's Dalum West 1 (SW Meppel) im Wealden.

Im Oberrhein-Graben fand Preussag in Offenburg-9 Öl im Jura. Dies ist der erste bedeutende rechtsrheinische Ölfund in der Gegend von Karlsruhe.

Im Alpenvorland fand Schachtbau's Boos 1 (östlich Mönchsrot) Öl im Dogger. Im Bayrischen Molassebecken war Herbertshausen 1 (Texaco, ca. 20 km WNW München) ölfündig. Irlach C 1 (Preussag, ca. 60 km ESE München) fand Gas im Oligocaen, Mobil's Pierling A 1 im Miocaen. Von einiger Bedeutung scheint Mobil's Gas-Kondensat-Fund Kinsau 1 (am Lech, ca. 60 km SW München) zu sein.

Spanien vermochte durch stark gesteigerte Produktion im Casablanca-Feld unter den westeuropäischen Produzenten den 5. Platz einzunehmen. 1982/83 waren von 19 Explorationsbohrungen eine öl- und 3 gasfündig; 15 waren ohne Erfolg.

Im Serrablo-Gasfeld (am Pyrenäenfuss bei Jáca) hat Eniepsa erfolgreich Abgrenzungsbohrungen niedergebracht und eine Produktionslizenz angefragt. Das kleine Ayoluengo-Feld (N Burgos) ist stets noch produktiv, während im Castillo-Gasfeld (S Bilbao) die Produktion eingestellt wurde. Im Golf von Viscaya hat Eniepsa das Gaviota-Gasfeld (Offshore Irún) bestätigt und eine Produktionslizenz angefragt.

In der näheren Umgebung von Sevilla fand Chevron Gas in Palancares-1, Ciervo-1 und Rincon-1. Eniepsa war im Offshore-Gebiet erfolgreich mit Golfo de Cádiz-1 und Atlantico-1, die beide derselben Struktur angehörend, als Antlantico-Gasfeld entwickelt werden sollen. Unmittelbar westlich von Cádiz fand Eniepsa Gas in Neptuno-1. Im Mittelmeer sind Shell's Felder Amposta und Terraco sowie Eniepsa's Dorada stets noch unter Produktion. Für Castellon C haben Eniepsa/Campsa eine Produktionslizenz angefragt.

Niederlande. 1982 waren von 13 Explorationsbohrungen auf dem Festland 9 gasfündig und 4 ohne Erfolg; in der Nordsee waren von 45 Bohrungen 6 öl- und 10 gasfündig; 27 waren ohne Erfolg. 1983 waren auf dem Festland von 11 Explorationsbohrungen 10 gasfündig und eine ohne Erfolg, in der Nordsee von 38 Bohrungen eine öl- und 6 gasfündig. In der Provinz Zeeland wurde von NAM (50 % Shell / 50 % Esso) im Rotliegenden von Kortgene-1, auf Noord-Beveland, zum erstenmal Gas entdeckt. Unter mesozoischen Gas- und Ölfeldern

wurde Gas im Permokarbon in Monster-1 (SW Den Haag) und Lier-1 (SE von Monster, Endtiefe 3 915 m) gefunden. Weitere Gasfunde gelangen in Gaag-2 (SE von Lier) und in Noordwijk-2 (an der Küste, NNE Den Haag).

In den nördlichen Landesteilen fand NAM Gas in Assen-1 (im Rotliegenden, Endtiefe 3 450 m), Drowenermond-1 (ca. 20 km E Assen), Meeden-1 (NE Veendam), Zevenhuizen-1 (SW Groningen), Drowenerveen-Zuid-1 (10 km ESE Assen, Endtiefe 4 303 m), Markenesse-1 (Zuid-Flevoland, ca. 7 km NNW Kampen), Slijkenburg-1 (ca. 20 km S Leeuwarden), Collendoorn-1 (ca. 20 km E Zwolle) und Dommerskanal-1 (NE des Schonebeek-Feldes). Das Gasfeld Emmen konnte durch die Erweiterungsbohrung 13 wesentlich vergrössert werden. Petroland fand Rotliegend-Gas in Bozum-1 (ca. 10 km SSW Leeuwarden).

In dem zum Central Graben gehörenden Teil der Nordsee fand NAM Öl im Jura in B/18-3 (ca. 130 km N Den Helder) und in F/17-3 und -4 (ca. 70 km N Den Helder). Im Perm der südlichen Nordsee wurde die Gasproduktion in Penzoil/Amoco's K/10 B-Feld (ca. 58 km WNW Den Helder), Placid's K/12 (ca. 45 km NW Den Helder) und Petroland's L/4 (ca. 48 km NNW Den Helder) aufgenommen. Neue Gasfunde erfolgten in Placid's K/12-6 (ca. 50 km NNW Den Helder), NAM's M/11-1 (nördlich Terschelling) und Placid's K/9 B-4 (W von Penzoil/Amoco's K 10 B-Feld, s. oben). Im Mesozoikum der südlichen Nordsee hat die Union Oil die Ölfelder Helm, Helder und Hoorn in Produktion genommen (zusammen ca. 15 000 b/d, ca. 15 – 18 km ausserhalb der Küste, bei Den Helder). Amoco bestätigte das Feld P/15 (ca. 15 km W Noordwijk) durch mehrere Bohrungen und wurde auch in P/9-2 (W Ijmuiden fündig. NAM fand Öl in L/5-3 (ca. 50 km N Den Helder).

Dänemark hat seine Ölproduktion zwischen 1981 und 1983 beinahe verdreifacht. In den beiden Jahren 1982 und 1983 wurden auf dem Festland 2 erfolglose Bohrungen abgeteuft. In der Nordsee waren 1982 von vier Explorationsbohrungen eine, 1983 von 12 deren 4 ölfündig. Die Ölreserven wurden 1983 auf 340 Millionen Barrel, die Gasreserven auf 85 x 10^9 m^3 geschätzt. Das Tyra-Gasfeld (N Gorm) wurde in Produktion genommen. DUC fand Öl und Gas in Borje-1 (ca. 9 km N Gorm; 1 757 b/d Öl und 187 000 m^3/d Gas) und Öl in Otto-1 (ca. 40 km NNE Gorm; 2 432 b/d). Chevron fand in E Rosa (S Gorm) sehr schwefelreiches Öl und bestätigte den Fund durch eine Folgebohrung. Ein weiterer Ölfund wurde von Edra-1 (W Gorm) gemeldet.

Italien. Eine Verdopplung der Ölproduktion zwischen 1981 und 1983 ist im wesentlichen den Feldern auf und südlich Sizilien zu verdanken. Die Gasproduktion veränderte sich nur unwesentlich. In der Poebene konnte die staatliche Monopolgesellschaft AGIP die Gasfelder Pessa (ca. 70 km E Mailand), Porto Corsini (NE Ravenna) und Zorabini (N Ravenna) erweitern. In Ravizza-1 (bei Reggio i. E., Endtiefe 4 700 m) und Gaggiano-1 wurde Öl gefunden. Neue Gasvorkommen fand Agip in Oversenga-1 (ca. 30 km E Mailand) und Palazetto-1 (in der Nähe von Fidenza).

Auf der Appenninenhalbinsel wurden von Agip in den Feldern Grottamare (Gas, S Fermo) und Vallecapa (WNW Pescara, Gas) und im Sta. Maria-Ölfeld (S Pesaro) Entwicklungsbohrungen abgeteuft. In Montedison's Mezanelle-Gasfeld (NW Foggia) wurde in der Kreide ein tieferes Reservoir entdeckt. Agip's Explorationsbohrungen Colle Tavo-1 (bei Fermo, U.-M. Miocaen) und Monte Odorico (bei Vasto) waren beide ölfündig. Gas fand Agip in Fontavecchia-1 (S Fermo) und bei Matera, in Süditalien, in Locantore-1 und Damma-1. Snia Viscosa fand Gas in Torreta-1 (E Teramo), in Torrente Saccione-1 (SE Tremoli, im Pliocaen) und im Pliocaen in Cretagna-1 (bei Matera). Weitere Gasfunde machten Westates in Molino-1 (in der Kreide, bei Foggia) und Montedison in Spavento-1 und Serraspavento-2 (beide bei Cerignola).

In der Adria teufte Agip im Porto Corsini Mare-Feld (NE Ravenna) ca. 30 Bohrungen in das tiefere Gasreservoir ab. Im Barbara-Gasfeld (ca. 80 km NNE Ancona) haben Abgren-

zungsbohrungen die Gasreserven auf 14 x 10^9 m^3 erhöht, während auf einer separaten Struktur Barbara Süd-1 gasfündig wurde. Weitere Gasvorkommen fand Agip in Antares-1 (E Ravenna, direkt S des P. Corsini Mare-Feldes; eine zweite Bohrung war erfolglos), Isabella-1 (ca. 70 km E Comacchio), Delia-1 (ca. 40 km E Chioggia) und Brenda-1 (N Cattolica). Elf fand Gas in Vongola-Mare (NE Fermo). Es wird erwartet, dass nach dem baldigen Produktionsbeginn in neu entdeckten Feldern der Adria die italienische Gasproduktion erheblich steigen wird.

Im Ionischen Meer war Agip's Erweiterunsbohrung Hera Lacinia-14 (bei Crotone) gasfündig, sowie die Tiefwasserbohrungen Fiorenza-1 und Francia-1 (an der W-Seite des Golfs von Taranto). Im Kanal von Sizilien wurde im Frühjahr 1983 das Ölfeld Perla (bei Gela) in Produktion gebracht. Im Nilde-Ölfeld (ca. 50 km W Marsala) wurde eine Erweiterungs bohrung niedergebracht und nördlich Nilde wurde Naila-1 ölfündig. Vega-3 (im Vegafeld SE Vittoria, ca. 4 km von Vega-1 entfernt) wurde ein Schwerölzufluss von 10 000 b/d erzielt. Montedison erhielt eine Produktionslizenz für ihr Mila-Ölfeld (SW Vittoria). Auf dem Festland hat Montedison SW Ragusa in Irminio-1, in triassischen Karbonaten, Öl entdeckt.

Frankreich. Während die Ölproduktion fast konstant blieb, hat die Gasproduktion etwas abgenommen. Von den 50 im Jahre 1982 abgeteuften Explorationsbohrungen waren 7 öl-und 2 gasfündig. 1983 waren von 28 Explorationsbohrungen 4 ölfündig. Die neuen Funde waren vorwiegend im Pariser Becken.

Im Unterelsass (bei Pechelbronn) wurden die kleinen Ölfelder Schelemberg und Marienberg neu in Produktion genommen; Scheibenhard und Oberlauterbach, die beide 1968 aufgelassen worden waren, nahmen die Produktion wieder auf.

Im Pariserbecken steigerte ESSOREP die Produktion um 150 % und bezog Öl aus den neuen Feldern Chaunoy (ca. 60 km SE Paris; Chaunoy-1, Endtiefe 2 515 m hatte einen Zufluss von 176 b/d) und Trou au Loup (ca. 75 km SE Paris). SNEA produzierte neu aus Grandville Est (E Troyes), Courdemagnes (SE Châlons s. M., Endtiefe 2 135 m). Connautre (SW Châlons s. M.) und St. Just Sauvage (W. Troyes; Endtiefe 2 264 m). Grandville 109 fand Öl und Trois Fontaines 102 Gas in der Trias.

BP bohrte im Pays de Gex (W Genf) mehrere untiefe Löcher und fand in zweien Ölspuren. ESSOREP's Bohrung Ledeuix-1 (S des Lacq-Feldes; Endtiefe 5 699 m) fand nur Gasspuren. Die Offshore-Bohrung im Mittelmeer, Lion Profond-2 (ca. 100 km SSW Marseille), endete erfolglos bei 5 352 m Tiefe; ebenso erfolglos war Calmare-1, offshore Agde. Ca. 240 km W Brest fand Krogen-1 Ölanzeichen. Mehrere weitere erfolglose Bohrungen wurden im Offshore-Gebiet der Aquitaine abgeteuft, eine im Kanal, Nautile-1, NNE Le Havre.

Österreich. 1982 wurden 37 Untersuchungsbohrungen abgeteuft; davon waren 6 öl- und 9 gasfündig und 22 erfolglos. 1983 waren von 21 Bohrungen 2 öl- und 4 gasfündig und 15 erfolglos. Der Gasfund Höflein (N Wien, in der Flyschzone) durch ÖMV wurde durch eine zweite Bohrung bestätigt. Hohenruppersdorf U1 (S des Zistersdorf-Feldes) fand Öl im Perm; Scharfeneck U1 und Krezfeld U1 (beide NE Matzen, bei der tschechischen Grenze) fanden ebenfalls Öl. Weitere Gasfunde wurden in der Gegend ESE Wien gemacht. In der voralpinen Molassezone fand Eggerding-1 (NE Braunau) Öl in oligocaenen Sanden. Krailberg 1 und 2 (bei Ried i. Innkr.) scheinen einen bedeutenden Gasfund in eo-oligocaenem Sandstein anzuzeigen. In einem ähnlichen Reservoir fand Siering 1 (ca. 30 km S Linz) Gas und Steinhaus Nordwest 1 (S Wels) Öl. Oberhofen-1 (ca. 22 km ENE Salzburg) fand Öl und Gas in zwei verschiedenen Deckenschuppen. In der Steiermark entdeckte RAG in Ludersdorf 1 (ca. 15 km ENE Graz) Gas in einem miocaenen Riffkalk. Dies ist der erste Kohlenwasserstoff-Fund in diesem Bundesland.

Griechenland's einziges Öl- und Gasfeld, Prinos (zwischen Kavalla und der Insel Thasos) hat die Produktion gegen Ende 1981 aufgenommen. 1982 wurden in Griechenland 5 und 1983 14 Explorationsbohrungen abgeteuft, ohne dass Kohlenwasserstoff in wirtschaftlich produzierbaren Mengen gefunden worden wäre. Ölanzeichen fand man in Bohrungen bei Orestias (NE Thrazien, N Dhidhimotichon), weitere Bohrungen auf dem Land wurden in der Umgebung von Ioannina und mehrere marine Bohrungen vor der Ionischen Küste abgeteuft.

Irland. Die Gasproduktion im Kinsale Head Gasfeld hat über die drei letzten Jahre beträchtlich zugenommen. Von 10 Explorationsbohrungen, die 1982/83 im Offshore-Gebiet der Irischen Republik abgeteuft wurden ist eine ölfündig geworden. Gulf's 49/9-2 in der Celtic Sea (ca. 80 km ESE Cork) lieferte im Juni 1983 einen Zufluss von 9 900 b/d Öl und 50 000 m³/d Gas aus einer Tiefe von 1 920 m. Auf dem Goban Spur, ca. 370 km SW Cork fand Esso in 62/7-1 Öl- und Gasanzeichen.

Amerika

Tabelle 3

Ölproduktion Amerika

	Jahresprod. in Millionen Barrels			Tagesproduktion in 1000 b/d		
	1981	1982	1983	1981	1982	1983
USA	3'164.5	3'165.2	3'165.8	8'670	8'672	8'673
Mexico	843.9	1'002.4	983.0	2'312	2'746	2'693
Venezuela	772.3	690.6	654.7	2'116	1'892	1'793
Canada	469.0	499.3	522.6	1'285	1'368	1'432
Argentinien	181.3	175.6	175.3	497	481	480
Brasilien	77.9	92.7	120.4	213	268	330
Ecuador	76.8	76.9	86.5	210	211	257
Trinidad u.T.	69.1	64.6	58.3	189	177	160
Peru	70.5	71.2	62.5	193	195	171
Columbien	48.8	51.8	55.5	134	142	152
Chile	15.1	15.6	14.3	41	43	39
Cuba	2.0	2.0	12.0	5	5	12
Bolivien	8.0	8.9	8.1	22	24	22
Guatemala	1.5	2.3	2.3	4	6	6
Barbados	0.2	0.3	0.4	0.5	0.8	1.1
Surinam	---	0.1	0.1	---	0.3	0.3
Amerika	5'800.9	5'924.5	5'921.8	15'892	16'231	16'201

Tabelle 4

Gasproduktion Süd-Amerika (wichtigste Produktionsländer)

	Jahresproduktion, Millionen m^3					Tagesprod. 10^6 m^3/d
	1979	1980	1981	1982	1983	1983
Argentinien	12'547	13'204	13'230	15'212	16'900	46.3
Trinidad u.T.	4'805	5'601	5'542	5'774	6'247	17.1
Columbien	4'312	4'517	4'780	4'938	5'185	14.2
Bolivien	4'449	4'783	4'967	5'318	5'043	13.8
Chile	5'731	5'397	5'080	5'049	4'800	13.1
Brasilien	1'897	2'203	2'475	3'027	4'021	11.0
Peru	1'509	1'439	1'393	1'337	1'192	3.3
Ecuador	422	385	385	391	419	1.1

Tabelle 5

Alaska

Öl- und Gasproduktion seit Inbetriebnahme der Felder (1959)

1959	511 b/d Öl	13'000 m^3/d Gas	1972	200'985 b/d Öl	17'340'070 m^3/d Gas
1960	1'584	24'600	1973	200'308	17'417'460
1961	17'133	130'370	1974	198'025	17'938'860
1962	28'107	291'180	1975	197'206	19'752'880
1963	29'425	855'030	1976	183'084	20'934'550
1964	30'285	939'790	1977	269'458	29'009'940
1965	30'347	973'140	1978	1'226'885	46'320'390
1966	39'347	3'231'700	1979	1'400'918	57'176'550
1967	79'211	4'892'900	1980	1'620'933	69'610'440
1968	180'215	7'785'650	1981	1'609'155	73'571'940
1969	203'598	11'558'950	1982	1'695'696	81'936'930
1970	229'080	16'986'280	1983	1'713'769	90'692'040
1971	215'787	17'800'000			

Kumulative Produktion Alaska, Ende 1983: 4'308'435'946 Barrel Öl
22'690 Millionen m^3 Gas

Vereinigte Staaten von Amerika. 1982 wurden in den USA insgesamt 88 106 Bohrungen abgeteuft. Davon sind 16 507 als Explorationsbohrungen eingestuft, mit total 29 196 483 Bohrmetern (durchschnittliche Bohrtiefe 1 769 m). Von diesen waren 2 604 öl- und 2 280 gasfündig. Die Durchschnittstiefe der Ölfunde war 1 760 m, diejenige der Gasfunde 2 142 m. Es wurden 1 402 neue Felder erschlossen. Die Erfolgsquote war 17.7 %. Die neu entdeckten Reserven, 652 Millionen Barrel Öl und 109 x 10^9 m^3 Gas reichten nicht aus, um die laufende Produktion auszugleichen.

1983 wurden insgesamt 78 542 Bohrungen abgeteuft. Davon waren 13 887 Explorationsbohrungen, mit total 22 007 266 Bohrmetern (durchschnittliche Bohrtiefe 1 585 m). Von diesen waren 2 092 öl- und 1 888 gasfündig. Die durchschnittliche Tiefe der Ölfunde war 1 559 m, diejenige der Gasfunde 1 868 m. Es wurden 1138 neue Felder erschlossen. Die Erfolgsquote war 17.5 %.

Alaska lieferte 1983 fast 20 % des in den USA geförderten Öles und nahm nach Texas den zweiten Platz unter den produzierenden Staaten ein. Hauptproduzent ist das Prudhoe Bay Feld im Küstengebiet der Beaufort Sea; westlich Prudhoe befindet sich das Kaparuk Feld in Entwicklung, das gegen Ende 1983 bereits 150 000 b/d produzierte. Das Gebiet des Cook Inlet im Süden Alaskas bleibt weiterhin eine wichtige Quelle für Öl und Gas. Es wurde durch Folgebohrungen festgestellt, dass das Schweröllager über dem Kaparuk Feld (West Sak Sand, Kreide) ca. 25 x 10^9 Barrel (oil in place) enthält. Marine Seismik wurde in verschiedenen Meeresteilen Alaskas geschossen. Im Navarin Becken, in der Bering See (gegenüber dem Anadyr Golf, an der Demarkationslinie zu den sowietischen Gewässern) erreichte eine Bohrung (von ARCO) eine Endtiefe von 5 000 m. Eine COST-Bohrung (ARCO et al.) im Aleutian Basin, nördlich der Alaska Halbinsel (N Ft. Randall) wurde bei 5 334 m aufgegeben. Exxon's Alaska St-G-4, in der Beaufort Sea (Endtiefe 5 037 m) soll die bisher teuerste Bohrung in den USA sein. Die seit Produktionsbeginn (1959) in Alaska erzielten Öl- und Gasmengen sind in Tabelle 5 dargestellt.

In *Mexico* wurden 1982 70 Explorationsbohrungen abgeteuft, von welchen 10 öl- und 8 gasfündig waren. Zwei der Ölfunde waren im Offshore-Gebiet, in der Bay von Campeche (Chuc und Zazil-Ha; Chuc-1 förderte 36 500 b/d Leichtöl). 1983 wurden 65 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen (auf dem Land) 10 öl- und 6 gasfündig waren; die 5 marinen Bohrungen waren nicht fündig. Die Offshore-Felder des Campeche Bay-Gebietes lieferten 1982 59 % der Öl- und 20 % der Gasproduktion Mexicos. Die durchschnittliche Tagesproduktion Mexicos betrug 1982 120 Millionen m^3/d.

Canada. 1982 wurden 2 346 Explorationsbohrungen abgeteuft; davon waren 766 öl- und 740 gasfündig. Hohe Zinsen und schwache Ölpreise führten seit 1981 zu einer Verminderung der Explorationstätigkeit. 1983 waren es total noch 2 057 Explorationsbohrungen, von denen 766 öl- und 474 gasfündig waren. Davon waren 1982 1 768 und 1983 1 370 in Alberta; in Ost-Canada waren es nur 58, resp. 84 Bohrungen.

In Alberta fand Gulf in Rumsey (ca. 130 km NNE Calgary) Öl mit einem Zufluss von 4 000 b/d in 104 m porösem Dolomit eines Ob. Devon-Leduc-Riffs. Ebenfalls aus dem Leduc produzierte nördlich dieses Fundes Bohrung Decacta Fenn West 1 975 b/d. Shell Canada's Sturegon Lake West (ca. 150 km W Swan Hills) produzierte aus dem Leduc 32 800 b/d Öl und 700 000 m^3/d Gas während eines 17-tägigen Probelaufes. Die PEX Amoco Brazean Bohrung westlich des Pembina Feld-Komplexes fand Öl und Gas in einem Ob. Devon-Niksa-Riff (2 450 b/d Leichtöl und 248 000 m^3/d Gas. In dessen Nähe hatte eine Amoco-Bohrung einen Gasausbruch aus der Winterburn-Gruppe, direkt über dem Niksa, wobei H_2S-Gas mit 283 000 m^3/d ausbrach, bevor die Bohrung nach 69 Tagen wieder unter Kontrolle gebracht werden konnte. Im Elmworth Deep Basin (in der Umgebung von Grand Prärie) hatte eine Bohrung Canhunter et al Bilbo aus dem Falker Sand (U. Kreide) einen Gaszufluss von 543 000 m^3/d. Das Alsands Synthetic Oil Project eines Konsortiums von grösseren Ölgesellschaften (13 500 Millionen $) wurde im April 1982 eingestellt, nachdem bereits 150 Millionen $ investiert worden waren.

In Manitoba erhöhte sich die Explorationsleistung, seit 1980 in Waskada (SW-Ecke von Manitoba) im Aramanth Sand (Jura) Öl gefunden worden war. Das vor 60 Jahren von Imperial Oil im Mackenzie River entdeckte Norman Wells Ölfeld wird gegenwärtig ent-

wickelt und soll an eine Pipeline angeschlossen werden. Es produziert aus untiefem Devon, aus Bohrungen auf künstlichen Inseln im Fluss. In der Beaufort Sea bestätigte Gulf einen früheren Fund Tarsint durch Tarsint East N-44 (ca. 5.5 km östlich). Es wurden Zuflüsse bis 2175 b/d Öl und 7 300 m³/d Gas gemessen. Esso's West Atkinson 1-17 ist eine Folgebohrung auf einen 1970 gemachten Fund. Esso's Bohrung Itok fand 13 km südlich des Issignak-Fundes (von 1980) 25 m Öl- und 32 m Gassande.

In den Arktischen Inseln bestätigte Panarctic den Cisco B-66 Ölfund im Jura des Sverdrup-Beckens (westlich der Insel Longhead), doch erwies sich das Feld als strukturell komplex gebaut. Einen Gasfund machte Panarctic 10 km südlich der Ellef Rignes Insel mit einem Zufluss von 2 200 m³/d. Im Atlantischen Offshore-Gebiet Neu Schottlands wurden die Gebiete um das Hibernia Ölfeld und das Sable Island-Gasfeld weiter exploriert, wobei Nebenstrukturen erfolgreich getestet wurden. Eine Bohrung in Mobil's Venture-Feld, im Sable-Gebiet erreichte eine Tiefe von 6176 m.

Venezuela. 1982 wurden ca. 250 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 115 im Orinoco-Gürtel. 1983 waren es 123 Explorationsbohrungen. Die Offshore-Bohrung Rio Caribe-2 förderte 5 367 b/d Öl und 756 000 m³/d Gas, Dragon-3 634 000 m³/d Gas. Im Maracaibo-See erreichte UD-209 eine Tiefe von 5 233.5 m und einen Ölzufluss aus der Kreide von 3 188 b/d. Machiques-1 (Endtiefe 5 183 m) förderte 1 440 b/d Öl aus der Kreide und Totumo 14RN-1X (Perijá-Distrikt, Zulía) 2 064 b/d. Im selben Distrikt erreichte Alturitas 17X 5 745 m Tiefe. Casma-5E im Staate Monagas förderte 1 980 b/d Öl, La Ceiba CG-45-S im Staate Apure (E Venezuela, Endtiefe 4 181 m), 650 b/d. Im Norden des Staates Guárico fand 29-PL-7X Gas mit einer Förderrate von 350 000 m³/d.

Argentinien. 1982 wurden 107 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen 37 Öl und 10 Gas fanden. 1983 waren es 130 Explorationsbohrungen, von denen 26 öl- und 9 gasfündig waren. Wegen der niedrigen Inlandpreise für Öl hat sich die Produktion nicht erhöht, hingegen ist eine Zunahme der Gasproduktion festzustellen. 1982 wurden durch die Staatsgesellschaft YPF die Reserven auf 2 428 Millionen Barrel und die Gasreserven auf 691 571 Millionen m³ geschätzt.

Offshore NE-Feuerland wurde die Total-Deminex-Bridas-Asfranco-Gruppe in 6 Bohrungen in den unterkretazischen Springhill-Schichten fündig: In ARA.e-4 mit 2 870 b/d Öl, in ARA.e-5 mit 3 585 b/d Öl und 35 000 m³/d Gas, in Carina.x-1 mit 3 000 b/d Öl und 150 000 m³/d Gas, in Kaus.x-1 mit 1 900 b/d Öl und 13 000 m³/d Gas und in Polux.x-1 mit 298 000 m³/d Gas. Zwei Landbohrungen in Feuerland fanden Öl in Mengen von je ca. 300 b/d. Ein Gasfund in Offshore-Feuerland (Esso, ca. 300 km ENE San Diego) brachte 600 000 m³/d Gas und 600 b/d Öl. Im Westteil des San Jorge-Beckens wurde ein bedeutender Gasfund gemacht. Ebenso im Neuquen-Becken durch Occidental. Im Nordosten Argentiniens erhöhten sich die Gasreserven durch Neufunde um über 40 x 10^9 m³.

Brasilien. 1982 wurden durch Petrobras 842 Explorationsbohrungen abgeteuft und unter Risikokontrakten deren 29, davon waren 88 Petrobrasbohrungen und eine Risikobohrung ölfündig und 6 Petrobras-Bohrungen gasfündig. 1983 teufte Petrobras wegen finanzieller Beschränkungen nur noch 242 Explorationsbohrungen ab (davon 196 marine), wovon 53 öl- und 12 gasfündig waren. Unter Risikokontrakten wurden 13 (3 marine) Bohrungen abgeteuft; eine war gasfündig. Zwei 1981 im Amazonasbecken gemachte Gasfunde wurden durch eine dritte Bohrung als einem einzigen Feld zugehörig befunden (Pilar; Reserven 3.9 x 10^9 m³). In dessen Nähe wurden 4 weitere Gasfelder entdeckt (Jurua, Ipixuna, Rio Bauana Branco und Igarapa Ipoca). Ende 1983 wurden die Reserven Brasiliens auf 1 850 Millionen Barrel Öl und 81.6 x 10^9 m³ Gas geschätzt.

Ecuador. 1982 wurden 8, 1983 10 Explorationsbohrungen abgeteuft; davon waren 2 resp. 4 ölfündig. Die Bohrung Amazonas-1 (am Rio Conambo, ca. 50 km W der Ortschaft Rio Tigre) erschloss ein neues Ölgebiet mit einem Zufluss von 962 b/d schweren Öles aus der kretazischen Mapo Formation. Neu an die Transandine Pipeline angeschlossen wurden die Felder Shuara, Secoya und Shushuqui, die Ende 1982 zusammen ca. 18 000 b/d lieferten. Aus Ecuador wurden 1982 32.885 Millionen Barrel, 1983 46.092 Millionen exportiert. Das meiste Öl stammt aus den Cepe-Texaco-Feldern im Oriente. Die Produktion aus dem Küstengebiet belief sich auf nur ca. 1 420 b/d. Ende 1983 betrug die kumulative Produktion Ecuadors 935.4 Millionen Barrel.

Trinidad und Tobago. Deminex-Agip-Tenneco wurden in einer Bohrung, ca. 40 km westlich der Westspitze Tobagos gasfündig, ebenso in 5 Bohrungen ca. 30 – 55 weiter westlich (in einer zusammen mit Occidental).

Peru. 1983 wurden 23 Explorationsbohrungen abgeteuft; davon waren 5 öl- und 2 gasfündig und 15 ohne Erfolg. Petroperu's Bohrung 31-X Pacaya (SE Contamara am Ucayali) fand Öl in Oberkreide-Sanden mit einem Zufluss von 174 b/d. 39-XD Tambo Sur (Occidental, bei Andoas am Rio Bobanaza) produzierte 180 b/d Leichtöl aus der unterkretazischen Cuchabatay Formation und erreichte eine Tiefe von 4 304 m. Hamilton/Petroinca fanden in Pastocacha (zwischen Marañon und Ucayali, ca. 60 km S Concordia) Öl in der Chonta Formation (Ob. Kreide) mit einem Zufluss von 556 b/d (Endtiefe 4 328 m).

Columbien. 1982 wurden 73 Explorationsbohrungen abgeteuft. Zwei davon, von Elf-Aquitaine, in den Llanos am Rio Meta erwiesen sich als grössere Funde: Baraquerena-1 (ca. 160 km E Bogotá) hatte einen Zufluss von 7 130 b/d Öl. Cravo Sur-1 (WSW Baraquerena) förderte 5 570 b/d. Beides sind Folgebohrungen auf zwei bedeutende Entdeckungen im selben Gebiet im Jahre 1981. Es wurden 1983 hier weitere, kleinere Funde gemacht. 1983 wurden 36 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 13 ölfündig waren.

Chile. Im Magellan-Gebiet, wo sich die Exploration konzentrierte, waren 1982 von 42 Explorationsbohrungen 2 öl- und eine gasfündig. 1983 waren es 13 Bohrungen mit 2 Ölfunden und einem Gasfund. Die Kohlenwasserstoffe finden sich an der Jura-Kreidegrenze (Springhill).

Bolivien. 1982 führten 19 Explorationsbohrungen zu 2 Öl- und 2 Gasfunden und es wurden 6 erfolgreiche Erweiterungen erbohrt. 1983 waren von 9 Bohrungen 3 Gas/Kondensat-Funde. Eine der Ölbohrungen wurde in Silur-Sanden fündig. Sie dürfte einen Ansporn zum Erbohren tieferer Lagerstätten geben.

Guatemala. Die Produktion von Öl und Gas kommt hauptsächlich aus Elf's Rubelsanto und Chinija West-Feldern. Geringe Mengen werden in Hispanoils Yalpemech-Feld gefördert. 1982 waren 13 Explorationsbohrungen in Betrieb, weitere 3 kamen 1983 dazu. Die Bohrung Rubelsanto-101 brachte eine wesentliche Erweiterung des Feldes. Elf's Tierra Blanca-1 wurde erfolgreich getestet (ca. 6 500 b/d schweres Öl aus der kretazischen Coban C-Formation und ca. 500 b/d aus einem höheren Horizont) und Mitte 1983 mit ca. 1 000 b/d in Produktion genommen.

Barbados. Das Woodbourne-Ölfeld, das einzige produktive Feld in Barbados, wurde weiter entwickelt und konnte seine Produktion steigern. Mobil hat das Feld an die Barbados National Oil Co. verkauft, nachdem 1981 mehrere tiefere Bohrungen ohne Erfolg waren.

Belize. (früher British Honduras) wurde 1981-09-21 unabhängig und es wurde ein attraktives Erdölgesetz erlassen. 14 Gesellschaften haben Land- und See-Lizenzen erworben, darunter Pecten, Black Lake, Belize Oil and Minerals, Halcyon und Inair.

Costa Rica. Rafinadora Costaricense de Petroleo teufte in San José-1 (Endtiefe 4 496 m) eine Explorationsbohrung ab, die Gasspuren auswies.

Dominikanische Republik. Anschutz erbohrte in Candelon-1 eine Tiefe von 3 948 m, ohne Kohlenwasserstoffe zu finden und gab die Konzession im San Juan-Becken zurück.

Guayana. Home et al. teuften 2 Explorationsbohrungen ab, von denen Karanambo-1 ölfündig war und 420 b/d Leichtöl (aus Basalt) lieferte.

Jamaika. 1981 wurden 4 erfolglose Bohrungen abgeteuft; von diesen erreichte die einzige Offshore-Bohrung, Arawak-1 (Union Texas, vertieft durch Petroleum Corporation of Jamaika) eine Tiefe von 4 588 m. Sie befindet sich auf der Petro Bank, ca. 220 km WSW Kingston.

Afrika

Tabelle 6

Afrika (Ölproduktion)

	Tagesproduktion Öl b/d 1981	b/d 1982	b/d 1983	Kumul. Prod Barrels Ende 1983
Nigerien	1'447'650	1'290'900	1'235'500	9'835'615'000
Libyen	1'105'000	1'102'000	1'120'000	14'046'000'000
Algerien	797'000	994'500	925'000	7'294'120'000
Ägypten	630'600	652'900	711'100	2'685'810'000
Gabon	150'990	155'573	151'511	966'769'000
Angola-Cabinda	85'630	80'633	134'375	569'315'000
Caméroun.	58'270	107'920	119'300	153'281'000
Tunesien	111'470	106'260	115'000	513'160'000
Congo Rep.	79'660	88'595	104'160	236'425'000
Angola	44'440	50'150	48'340	203'281'000
Zaïre	21'000	22'970	25'193	63'437'000
Côte d'Ivoir	7'820	15'140	20'380	16'402'000
Bénin	-----	205	4'230	1'620'000
Ghana	1'640	1'190	1'040	2'938'000
Marocco	380	315	360	16'955'000
Afrika	4'541'550	4'669'300	4'616'200	36'605'126'000

Nigerien. 1982 wurden insgesamt 144 Bohrungen abgeteuft; davon waren 30 Explorations- und 114 Entwicklungsbohrungen. Von den Explorationsbohrungen waren 4 öl-, 2 gas- und 11 öl- und gasfündig; 13 waren erfolglos. Von den Entwicklungsbohrungen brachten 10 Erweiterungen und 8 Bestätigungen bestehender Felder. 1983 waren es total 100 Bohrungen. Von 24 Explorationsbohrungen waren 4 öl-, 2 gas- und 4 öl- und gasfündig; 14 waren ohne Erfolg. Von den 76 Entwicklungsbohrungen brachten 8 Erweiterungen und 26 Bestätigungen bestehender Felder. Die Produktion ging zwischen 1980 und 1982 um etwa 30% zurück. Dieser Rückgang und die Schwierigkeit, das assozierte Gas zu vermarkten, führten bei den explorierenden Gesellschaften zu Entmutigungen. Doch machte der Plan für einen petrochemischen Komplex in Port Harcourt, in dem grössere Mengen Gas abgesetzt werden könnten, wesentliche Fortschritte. Das Abflackern von Gas wird ab 1984 nur noch unter spezieller Erlaubnis möglich sein.

Elf-Aquitaine hatte einen bedeutenden Gaszufluss in der Erweiterungsbohrung Ibewa-3 (ca. 45 km SW Owerri) und fand Öl und Gas in Igpuku-1 und Okpoko South. Gulf's Inda-1 (an der Küste W Bonny) fand Öl in 3 Lagen mit Zuflüssen von zusammen 5 670 b/d. Olomu-1 (W Forcados) produzierte im Test 375 b/d Kondensat von einem höheren und 2 140 b/d von einem tieferen Lager. Weiter südlich fand Obokun-1 4 814 b/d Öl. Shell fand Öl und Gas in mindestens 7 Landbohrungen und in einigen Offshore-Gebieten, so HM-1, WSW Bonny und Koronama (S Bonny). Texaco's Offshore-Bohrung Sengana-3 (SW Akassa) fand Öl in 3 Horizonten mit einer Gesamtförderrate von 3 450 b/d. Agip erweiterte das Kwale-Öl- und Gasfeld durch die Bohrung Kwale East-1. Von den Bohrungen der staatlichen NNPC förderte Okono-1 (ca. 60 km S der Küste bei Obopo) 2 500 b/d Öl, Emem-1 (ca. 75 km E Okono) 2 700 b/d Öl.

Libyen. 1982 wurden 34 Explorations- (total 74 500 m) und 76 Entwicklungsbohrungen abgeteuft. 1983 waren es 61 Explorationsbohrungen (total 169 266 m). Die Produktion varierte im Jahresverlauf jeweils stark. So wurden im Februar bis Mai 1982 nur ca. 600 000 b/d gefördert, während gegen Ende des Jahres die Rate bis zu 1 800 000 b/d anstieg. Ende Januar 1982 zog sich Exxon ganz aus Libyen zurück, nachdem sie ihre Operationsbasen verkauft hatten. Nachfolger wurde die neu gegründete staatliche Sirte Oil Company.

Agip teufte in der Nähe der tunesischen Grenze mehrere Offshore-Bohrungen erfolgreich ab und beschloss, das Buri-Offshore-Feld (ca. 125 km NW Tripoli) zu entwickeln. Im Sirte-Becken waren 1983 mehrere Gesellschaften erfolgreich: Agoco (10 Ölfunde), Oasis (6 Ölfunde), Boco (5 Ölfunde), Sirte Oil (1 Ölfund) und Occidental (1 Ölfund).

Algerien. Offizielle Statistiken sind nicht erhältlich, doch waren 1982 wahrscheinlich 10, 1983 2 bis 5 Bohrgeräte für die Exploration tätig. Sonotrach meldete einen Ölfund in Hassi-Ilalou-1, östlich Adrar, im Reggane-Becken. Die Gasproduktion wird für 1981 auf 125 Millionen m^3/d, für 1982 auf 168 Millionen m^3/d und für 1983 auf 170 Millionen m^3/d geschätzt. Es wurden nur ca. 62 Millionen m^3/d vermarktet, für den eigenen Markt, für Flüssiggasexporte und ca. 16 Millionen m^3/d für den Export durch die Transmediterrane Pipeline. Beträchtliche Mengen wurden im Hassi R'Mel-Feld wieder eingepresst und erlaubten eine höhere Kondensat-Produktion. Grosse Mengen werden abgeflackert.

Ägypten. 1982 wurden 82 Explorationsbohrungen (total 107 400 m) und 50 Entwicklungsbohrungen abgeteuft. 1983 waren es 70 Explorationsbohrungen (total 173 400 m) und 66 Entwicklungsbohrungen. Von den wichtigeren Entdeckungen seien erwähnt: Agiba's Meleiha NW-2 (ca. 40 km S Marsa Matruh, W. Wüste), 3 400 b/d Öl aus der Belayim

Fm.; Canadian Superior's Esh-Mellaha 1 und 2 (Westufer des Suez Golfs bei Ras Gharib), 730 b/d aus Nubischem Sst. und Grundgebirge; Conoco's WFA-1 (Suez Golf marin, W des Wadi Feiran-Feldes), 900 b/d aus 2 Horizonten im Grundgebirge. Esso's East Zeit 391-3 und 391-4 mit je ca. 2 000 b/d Öl (Suez Golf); GUPCO's S Ghara 404-1 (Suez Golf) mit 4 600 b/d und GS 245-2 mit 3 305 b/d, sowie der Ölfund GH-383-1B (S Ras Gharib-Marine); in der westlichen Wüste General Petrol. Co.'s GPT-3 mit Gas und GPT-4 mit Öl (S des Abu Gaharadiq-Feldes); IEOC's Wakar-1 (Offshore N Sinai, ca. 55 km N Port Said) mit 4 200 b/d Öl und 1.12 Millionen m³/d Gas aus dem Oligocaen; Murphy's Horus-2 und 3 (Westl. Wüste, E des Alamein-Feldes) mit Öl aus der Bahariya, resp. Abu Roash Fm. (Kreide); Shell's Westliche Wüste-Bohrungen Badr el Din-2 und 3 und Sitra 3-1 mit Öl-, Gas- und Kondensatfunden; Total's Amal-7 und 8 (Suez Golf) mit ca. 2 000 b/d aus der Kareem Fm. (Kreide) und SRM-2 (zwischen den Ramadan- und Morgan-Feldern) mit ca. 1 000 b/d Öl. Die Gasproduktion Ägyptens betrug 1983 ca. 8.8 Millionen m³/d genutztes Gas. Das Ras Shukheir Feld, das neu in Produktion kam (W des Suez Golfes) lieferte fast 1 Million m³/d, Abu Gharadiq (Westl. Wüste) ca. 2.5 Millionen m³/d, Abu Maadi (N Nildelta, S Baltim) 2.7 Millionen m³/d und das Abu Qir Offshore-Feld (NE Alexandrien) 2.65 Millionen m³/d.

Gabon. Von 16 Explorationsbohrungen waren 1982 6 ölfündig; 1983 waren 3 von 8 ölfündig. Amoco's Gombe Sud Marine B-1 (15 km NNW Mayumba) förderte 3 070 b/d Öl aus 919 m Tiefe. Elf fand Öl im Dentale Sandstein in Maruba Marine-2 (ca. 60 km S des Gamba-Ivinga Feldes, 1 800 b/d) und konnte mit Barbier SW Marin-1 (1 515 b/d) das Barbier-Feld erweitern. In Kala Marine-1 (50 km WSW des Lucina Feldes) wurde Gas gefunden. In Grand Anguille Marin 1 und 2 förderte Elf 3 780 b/d Öl aus dem Cenoman. Von Shell's beiden Erweiterungsbohrungen im Lucina Feld hatte Lucina West Marine-2 einen Zufluss von 3 200 b/d, die andere war erfolglos. Einen weiteren Ölfund machte Shell in Hourcquia Marine-1 (NW Lucina, 1 300 b/d).

Angola-Cabinda. 1982 wurden 7 Explorations- und Erweiterungsbohrungen abgeteuft, wovon je eine öl- und öl- und gasfündig waren. Elf's Bohrung Pacassa-1 ergab 4 900 b/d Öl in der Pinda Fm., der Fund wurde in Bohrung -2 bestätigt. Gulf-Sonangol fanden Öl in 57-6X und im Turon-Senon von 46-1X (= Banzala Feld). 71-14X förderte 923 b/d Öl aus den Vermelha Sanden. Ein Anlegeplatz für Tanker bis 100 000 t wurde im Dezember 1981 in Quinfuquena eröffnet. 1982 kam ein grosses Gasprojekt in Betrieb, das Flüssiggas für den Export produziert und zur Rückführung von Gas in verschiedene Felder dient.

Caméroun. Die Ölproduktion hat von 1981 bis 1983 verdoppelt und es wird erwartet, dass sie weiter ansteigen wird. Für das Gas fehlt ein genügender Markt und für den Export fehlen genügend erschlossene Reserven und die Finanzierung der benötigten Einrichtungen. 1982 wurden von 7 Explorationsbohrungen 2 öl- und 2 gasfündig; 1983 waren von 4 Bohrungen eine öl- und eine gasfündig. 1983 begann die Produktion im Moudy-Feld (total geschätzte Reserven 30 Millionen Barrel) mit ca. 15 000 b/d.

Tunesien. 1982 wurden 21 Explorationsbohrungen (64 501 m) abgeteuft, davon 10 am Land und 11 im Meer; 4 waren ölfündig (davon 3 marine) und eine (am Land) war gasfündig. 1983 waren es 14 Explorationsbohrungen (40 100 m), 8 am Land und 6 im Meer, zwei davon waren öl- und gasfündig, je eine am Land und im Meer. Elf-Aquitaine's Jugurtha-1 (offshore, ca. 25 km ENE des Ashtart Feldes) fand Gas (660 000 m³/d). Cosmos Sud (ca. 100 km SE Tunis und 50 km E der Küste) förderte 5 819 b/d Leichtöl. Marathon's El Biban-1 (bei Zarzais, nahe der libyschen Grenze) förderte 4 417 b/d Öl, 1.2 Millionen m³/d Gas und 2 610 b/d Kondensat und wurde durch eine zweite Bohrung bestätigt. Amoco's West Sabria-1 (ca. 70 km S Tozeur) fand Öl im Ordovicium (Endtiefe 3 855 m). Baguel-1 (ca. 130 km SE Tozeur) hatte

einen Zufluss von 200 b/d Öl und 113 000 m³/d Gas. CFTP's Mahares-1 (ca. 75 km NE La Skira) förderte 1 000 b/d Öl. Ebenfalls ölfündig waren Houston's Grand Ouest-1 (ca. 18 km S des Sidi Itayen Feldes) und Thyna-1 (SW Grand Ouest). Tunesien's Gasproduktion belief sich auf ca. 1.22 Millionen m³/d.

Republik Congo. 1982/83 wurden 10 Explorationsbohrungen abgeteuft. In je 2 wurde Öl und Öl und Gas gefunden. Elf fand in Bindi-1 Öl im Neokom, in Tchoudo Marine-3 ebenfalls Öl und in Likouala Est-1 Öl und Gas. Agip war ölfündig in Ikalou Marine-2, Kouliou Marine-2 und Zatchi Marine-4.

Angola. Von 8 in den Jahren 1982 und 1983 abgeteuften Bohrungen waren 6 ölfündig. Agip's Pitangeira-1 förderte 4 500 b/d Öl, Elf's Pacassa-1 und 2 6 900 resp. 2 516 b/d, Bufalo-2 6 076 b/d und Vcado-3 3 428 b/d. Texaco fand Öl in Maleou Nor-1 (2 135 b/d), Mavanga-1 (2 850 b/d) und Sulele-1 (1 200 b/d und 8.4 Millionen m³/d Gas).

Zaïre. 1982/83 wurden 8 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen 2 ölfündig waren. Gulf's offshore Libwa-3 förderte 975 b/d, Lukami-2X aus 2 Horizonten zusammen 6 650 b/d. Gulf's marine Mibale und GCO Felder liefern den Grossteil der Ölproduktion Zaïres. Zairep bestritt 1982 4.22 % und 1983 6.9 % der Produktion Zaïres aus seinen Landfeldern Kinkasi und Liawenda. Nach deren Weiterentwicklung dürfte Zairep's Anteil an der Produktion noch weiter steigen.

Côte d'Ivoire. 1982 brachte Phillips 11 Bohrungen nieder, von denen 2 öl- und 3 gasfündig waren. Agip, Esso und Total waren in je einer Bohrung erfolglos. Von den 4 1983 abgeteuften Explorationsbohrungen brachte eine Bestätigung und 2 Erweiterungen bestehender Felder. Phillip's C1-8X bringt wahrscheinlich eine Erweiterung des ergiebigen Espoir Feldes nach Westen. B1-5X förderte aus 4 Horizonten insgesamt 7 357 b/d Öl, 1.7 Millionen m³/d Gas und 911 b/d Kondensat. Esso versah das Bélier-Feld mit Wasserinjektionsanlagen. Das Espoir-Feld kämpft mit Sandproblemen.

Bénin. 1968 hatte Union Oil of California im damaligen Dahomey Öl gefunden; doch kam damals wegen der niedrigen Preise und der schweren Qualität eine Förderung nicht in Frage. In den letzten Jahren hat Saga Petroleum das Seme Feld für die Regierung von Bénin entwickelt und 1982 mit der Produktion begonnen, die rasch anstieg. 1983 wurde eine erfolgreiche Erweiterungsbohrung abgeteuft.

Ghana. Das einzige Ölfeld, Salt Pond von Agri-Petco fördert an der untern wirtschaftlichen Grenze. Für eine Entwicklung werden die nötigen Finanzen gesucht. Seit 1970 sind 12 Entwicklungsbohrungen abgeteuft worden, von denen 7 erfolgreich waren. In andern Gebieten ruhte die Exploration seit Phillips sich aus seinen Konzessionen zurückgezogen hat.

Marocco. 1981 wurden 14, 1982 11 und 1983 8 Explorationsbohrungen abgeteuft. Onarep bestätigte den Meskala 102 Gasfund (ca. 160 km N von Agadir, in Trias Sandst.). 1982 wurden 222 000 m³/d Gas produziert, 1983 226 000 m³/d, davon 49 % aus dem Rharb und 51 % aus dem Essaouira Becken. Die Reserven werden auf 4 x 10^9 m³ geschätzt.

Sudan. Chevron's Heglig und Unity Felder (nahe dem untern Grünen Nil) wurden weiter entwickelt und abgegrenzt. Südlich des Heglig Feldes wurde in Barki-1 Öl entdeckt, ferner in Toma-1 (SE Heglig) und in Talih-1 und 2 (6 000 b/d, direkt NW des Unity Feldes). Ein Projekt für eine Raffinerie in Kosti, am Weissen Nil, wurde, vor allem aus ökologischen Gründen fallen gelassen, zugunsten einer Pipeline zum Roten Meer, die gegen Ende 1986 in Betrieb genommen werden soll.

Mittlerer Osten

Tabelle 7

Mittlerer Osten

	Tagesproduktionen Öl b/d 1981	b/d 1982	b/d 1983	m³/d 1983
Saudi Arabien	9'624	6'295	4'857	772'200
Iran	1'330	1'808	2'534	402'900
Iraq	898	931	910	144'700
Kuwait	937	665	881	140'070
Abu Dhabi	1'164	887	830	131'960
Neutrale Zone	378	312	390	62'000
Oman	331	322	384	61'050
Dubai	359	358	370	58'820
Qatar	405	328	294	46'740
Syrien	170	165	171	27'190
Türkei	46	45	43	6'840
Bahrein	46	44	42	6'680
Shahrja	8	7	6	950
Mittlerer Osten	15'696	12'167	11'712	1'862'060

Saudi Arabien. 1982 wurden 25 Explorationsbohrungen abgeteuft (im Vorjahr waren es noch 40). Neue Öllager wurden in Tinat (ca. 35 km SE der Südspitze des Ghawar-Feldes), in Amad und in Maghrib (beide S der SW-Ecke des Territoriums von Abu Dhabi) gemacht. Khuff-(Perm)Gas wurde in Harad gefunden, dem nordwestlichsten Feld ARAMCO's. Im Dezember 1983 wurde das erste Khuff-Gas aus dem Ghawar-Feld gefördert. Nach Inbetriebnahme der Pipeline nach Uthmaniya werden gegen Ende 1985 ca. 28 Millionen m³/d Gas aus dem tiefen Ghawar-Reservoir gefördert werden können.

Iran. Seit 1980 werden alle das Öl und Gas betreffenden Operationen durch NIOC vorgenommen. Im Mai 1982 soll in der NE-Ecke von Iran, bei Sarakhs ein Gasfeld entdeckt worden sein. Da dort 1960 schon ein grösseres Feld gefunden worden ist, müsste es sich um ein zweites Feld handeln. Im Zagros soll neben dem riesigen Khangiran-Gasfeld ein zweites Gasfeld entdeckt worden sein. Im Qeshm-Sarkhum und in Nar-Kangan (bei Hormuz) werden die Gasfelder entwickelt. In den Offshore-Ölfeldern im nördlichen Persischen Golf sind über 100 Bohrungen verschlossen worden. Die Ölverluste aus dem von Iraqischen Flugzeugen bombardierten Nowruz-Feld sollen sich auf 0.5 bis 2 Millionen Barrel belaufen. Von der NIOC werden die ohne Sekundärmassnahmen gewinnbaren Ölreserven Irans auf 48 x 10^9 Barrel geschätzt.

Iraq. In der Exploration, die sich vorwiegend um die Gegend von Baghdad konzentriert, sind wahrscheinlich 5 Bohreinrichtungen eingesetzt. Die Ölexporte nehmen ausschliesslich den Weg durch die Pipeline durch die Türkei und belaufen sich auf ca. 700 000 b/d. Von den ca. 11 Millionen m³/d Gas, die gefördert werden, werden nur ca. 1.85 Millionen m³/d genutzt.

Kuwait. Es sind 5 Bohreinrichtungen in der Exploration eingesetzt. Hauptziel ist das Gaslager in den Khuff-Karbonaten (Perm). Im Burgan-Feld hat eine Khuff-Bohrung eine Tiefe von 6 736 m erreicht. Dies dürfte die tiefste Bohrung im Mittleren Osten sein. Nahe der Grenze zu Iraq wurden einige untiefe Bohrungen abgeteuft, die Öllager im Miocaenen Fars zum Ziel haben.

Abu Dhabi. 1982 wurden 8 Land- und 20 Offshore-Explorationsbohrungen abgeteuft, 1983 waren es 8 Land- und 14 Offshore-Bohrungen, von denen mindestens 3 grössere Mengen Öl förderten. ADOC's Bab 161-DT erreichte im Khuff eine Tiefe von 6 037 m, ohne wesentliche Gasmengen zu finden. Bu Hasa 161-DT im Bu Hasa Feld wurde bei 6 208 m eingestellt. Im Abu Bukhoosh-Feld (Total) wurde im Khuff (Endtiefe 4 576 m) Gas und Kondensat gefunden. Der Fund wurde durch eine zweite Bohrung bestätigt. Das Abu Bukhoosh-Feld produzierte 1983 59 934 b/d Öl und 654 000 m^3/d Gas.

Neutrale Zone. Es wurden einige Produktionsbohrungen und 1982 2 Explorationsbohrungen abgeteuft, Humma-3 und Nord Fuwaris-3, die beide erfolglos waren. Die gewinnbaren Ölreserven der Neutralen Zone wurden Ende 1983 auf 5.7 x 10^9 Barrel geschätzt.

Oman. 1982 wurden 26, 1983 38 Explorations- und Erweiterungs-Bohrungen abgeteuft. 1983 wurden 17 als öl- und 3 als gasfündig gemeldet. Occidental/Gulf wurde in Safah-3X (ca. 45 km N des Dhulaima-Feldes der PDO) fündig; die übrigen erfolgreichen Bohrungen waren alle von PDO. Es sind: Amal South-1 und 2, Amin-2, Dhulaima-2, Dura-1, Fayyadh-1, Habiba-1 (Gas), Karim West-1, -2 und -4, Mussalim-2, Nimr-21, Rasafah-1 (Gas), Rasha-1, Sayyala-1, -2, -3 und -4, Thumayd-1 (Gas) und Wafra-1. Elf-Aquitaine's Gubbali-1 wurde bei 5 192 m Tiefe eingestellt.

Dubai. 1982/83 wurden 7 Explorations- und Erweiterungs-Bohrungen abgeteuft. Arco fand an Land Gas und Kondensat in der Thamama Formation (U. Kreide) in Margham-1, -2 und -3 (Endtiefe von -1 4 257 m). Dubai Petrol Co.'s West Rashid fand Öl in der Kreide, Beta-1 und Zeta-1 waren erfolglos. SEDCO brachte Umbarak-1 nieder. In Duma's (Dubai Marine Areas) Feldern wurden bis Ende 1983 folgende kumulativen Ölmengen produziert (in Millionen Barrel, mit – in Klammern – den Prozenten des ursprünglichen Öles «in place»): Fateh 793 (26.75 %), SW Fateh 602 (24.85 %), Rashid 4.4 (3.85 %) und Falah 15.9 (3.03 %).

Qatar. Ra's Qirtas-1, eine Landbohrung, soll im Khuff Gas gefunden haben. Die Offshore-Bohrung Matbakh-2 hat im Khuff Gas gefunden und erreicht mit 4 935 m die Rekordtiefe für Qatar. Die Gasproduktion belief sich 1983 auf 7.1 Millionen m^3 aus dem Jura und 8.61 Millionen m^3/d aus dem Khuff.

Syrien. Marathon fand in Cherrife-2 (ca. 50 km ESE Homs, Endtiefe 3 112 m) Gas und Kondensat und förderte 430 000 m^3/d, resp. 108 b/d. Pecten/Shell und Pecten/Shell/Deminex waren in 3 Bohrungen erfolglos.

Türkei. 1982 wurden 39 Explorationsbohrungen abgeteuft (MTA 1, Shell 2, TPAO 35, Wintershall 1). TPAO war in 9 Bohrungen öl- und in 7 gasfündig. Shell fand Öl in Kervan-1 (geschätzte Reserven 1 Million Barrel). 1983 bohrte TPAO an 19 neuen Lokalitäten und fand in 2 Bohrungen Öl und in 7 Gas. Shell fand Öl in Sahaban-1. Andere Gesellschaften waren in 4 Bohrungen erfolglos.

Bahrein. Im Awali-Feld wurde ein Anzahl Entwicklungsbohrungen abgeteuft, die in Jura und Kreide Öl erschlossen. 4 Bohrungen erreichten das Khuff-Gasreservoir. Die Gasproduktion Bahreins belief sich 1983 auf 13.8 Millionen m³/d.

In *Sharjah* fand Amoco in Moveyeid-1 (5 km E von Sajaa-1) und in South Juweiza-1 Gas und Kondensat. North Juweiza-1 war erfolglos.

In *Ajman* erreichte Landoil Phillipine's Bohrung Ajman-1 eine Tiefe von 4 422 m und fand Gas und Kondensat im Paleocaen.

In *Ras al Khaima* fand Gulf in der Saleh-1X Offshore-Bohrung 779 000 m³/d Gas und 5 832 b/d Kondensat in Karbonaten der Thamama Fn. (Kreide; Endtiefe 4 817 m). Eine Folgebohrung war ebenfalls fündig. Das Feld ging anfangs Januar 1984 mit 5 000 b/d in Produktion, die auf 30 000 b/d erhöht werden soll.

In *Umm al Qaiwain* wurden in der Bohrung Al Rusaifa-1 kleinere Gasmengen gefunden. Baiyatah-1 blieb ohne Erfolg.

In *Süd Yemen* hat die sovietische Technoexport 2 erfolglose Bohrungen abgeteuft. Agip bohrte an 3 Offshore-Lokationen und fand in einer, Sharmah-1X in zwei Lagern im Tertiär Leichtöl. Es wurden 3 700 b/d aus ca. 2 200 m Tiefe gefördert.

Israel. Die Ölproduktion betrug 1982 251.5 b/d, 1983 218.7 b/d. Die kumulative Produktion bis Ende 1983 betrug 20.4 Millionen Barrel; davon stammten 16.28 Millionen aus Heletz-Brur und 4 Millionen aus Kokhav. Die Gasproduktion von 775 m³/d stammt aus Zohar. 1982 wurde Zuk Tamrur (SW des Toten Meeres) mit 25 b/d in Produktion genommen (aus Trias-Sst.). Es wurden 1982 und 1983 je 11 Explorationsbohrungen abgeteuft. Öl wurde in Karmon-3 (N Kokhav)) und Gurim-3 (E Zohar) entdeckt. Beeri-3 lieferte Gas.

Tabelle 8

Ostasien, Australien Neuseeland, Öl- und Gas-Produktion

	Durchschn. Tagesprod. Öl, b/d			Tagesprod. Gas Millionen m³/d
	1981	1982	1983	1984
V.R. China	2'010'000	2'000'000	2'100'000	155.7
Indonesien	1'619'250	1'390'261	1'420'000	51.4
Indien	330'000	421'000	502'000	14.2
Australien	379'000	371'957	470'515	16.3
Malaysia	258'113	303'163	383'023	20.5
Brunei	156'455	161'278	160'099	26.7
Burma	22'600	23'300	22'000	1.9
Neuseeland	7'000	14'300	14'566	67.4
Philippinen	4'900	17'095	13'461	----
Thailand	3'360	6'100	13'271	5.2
Pakistan	9'456	12'696	13'058	26.9
Japan	7'510	7'683	8'125	4.2
Taiwan	2'581	2'396	2'321	4.0
Afghanistan	450	700	700	7.4
Bangladesh	300	300	300	5.1
SE Asien etc.	4'810'975	4'732'229	5'123'439	406.9

Ferner Osten, Australien, Neuseeland

Volksrepublik China. Es sind schätzungsweise 300 Bohrgeräte in der Exploration und Felder-Entwicklung eingesetzt, viele davon im Shengli-Feld, dessen Produktion rückläufig ist. Im Offshore-Gebiet waren unter internationalen Kontrakten verschiedene Gesellschaften aktiv, zu denen 1983 weitere gestossen sind. Total hat 1982 im Golf von Beibu (N der Insel Hainan) Öl entdeckt; das Feld erwies sich durch Folgebohrungen als tektonisch komplex. Elf Aquitaine wurde im Nordteil des Bohai Golfes fündig, hat aber den wirtschaftlichen Wert des Fundes noch nicht erwiesen. Japan China Oil Development fand Öl und Gas in verschiedenen Offshore-Bohrungen im Südteil des Bohai Golfes. BP teufte 2 erfolglose Bohrungen im Perlenfluss-Delta ab. Südlich der Insel Hainan war eine der 2 Bohrungen von Atlantic ein bedeutender Gasfund. Die Offshore-Bohrungen haben insgesamt interessante stratigraphische Resultate gezeitigt. Die Chinese Nat. Offshore Co. fand 1981 Öl in Long-Xang (ca. 350 km ENE Shanghai) in einem Gebiet, das auch von Süd-Korea, Japan und Taiwan beansprucht wird. In der Umgebung des Fundes wurden weitere Bohrungen ausgeführt und in Daugtai-1 wurde Gas gefunden. Das Shengli-Feld produzierte ca. 367 000 b/d Öl, das Daqing-Feld mehr als 1 Million b/d, das sind zusammen 70 % der chinesischen Produktion.

Indonesien. 1982 wurden 152 Eplorations- und 50 Abgrenzungsbohrungen abgeteuft, wovon 77 öl- und 26 gasfündig waren. 1983 waren es 267 Bohrungen (Exploration 151), von denen 166 im Meer und 101 am Land waren. Die Erfolgsrate für Explorationsbohrungen war 1983 27 %, für Explorations- und Abgrenzungsbohrungen zusammen über 32 %. Die Hauptaktivität war in der westlichen Javasee (Gebiet N Jakarta) mit Gas als bevorzugtem Explorationsziel. Nach den bisherigen grossen Gasfunden und dank einer geschickten Preispolitik ist Indonesien zum grössten Flüssiggas-Exporteur geworden (vorwiegend nach Japan, der Westküste der USA und Süd-Korea). Grössere Öllager wurden nicht gefunden. Im Kutei-Becken von Kalimantan fand Union Oil Gas in Oligocaenem Kalkstein in Kerandan-1 (ca. 210 km WNW Balikpapan). Conoco fand Gas in Kepodang-1 (ca. 100 km W der Insel Bawean und NW Surabaya). Kerr & Mc Gee und Kodeco machten verschiedene Öl- und Gasfunde zwischen den Inseln Madura und Bawean. Von verschiedenen Funden in Sumatra seien Asamera's Ölfunde in 2 Lokalitäten ca. 40 km WSW Palembang erwähnt. In Sulawesi fand BP Gas am westlichen Ufer des Teluk Golfes (ca. 100 km NNE Ujung Pandang). In Ost-Ceram fand Assoc. Australian Reserves Öl.

Indien. Etwa 70 % der Ölproduktion Indiens kommt aus dem Bombay High-Feld, das Ende 1982 320 000 b/d und Ende 1983 420 000 b/d förderte. 1983 waren wahrscheinlich 16 Offshore-Bohrgeräte im Einsatz, davon 11 für die Exploration. Auf dem Land stehen für Explorations- und Abgrenzungsbohrungen 40 Geräte zur Verfügung. Das Ratna Öl- und Gasfeld nahm 1983 die Förderung auf und soll nach voller Entwicklung 40 000 b/d liefern. Bohrung Jaguli-1 (ca. 120 km N Calcutta) erreichte die Rekordtiefe für Indien mit 5 555 m, ohne auf Erfolg zu stossen. Einige Kilometer nordwestlich wurde 1981 in Radha-1 Gas gefunden und 1983 bestätigt. Mantharghat-1 (bei Jorhat am Brahmaputra) fand Öl und Gas. Ein Gasfund in Narsapur-1 im Godavari-Delta wurde bestätigt und wenig südlich davon war die Offshore-Bohrung G-1-1 (ca. 400 km N Madras) ölfündig. Im Couvery-Becken (ca. 130 km S Madras) wurde ein Offshore-Ölfund von 1981 bestätigt.

Australien. 1982 wurden 149 Explorations- und die gleiche Anzahl Entwicklungsbohrungen abgeteuft. 1983 wurde diese Grössenordnung beibehalten. An Land waren es 1982 115, im Meer 34 Explorationsbohrungen; 1983 waren es 130 an Land und 52 im Meer. Die Felder im Gippsland-Becken (Victoria) lieferten 1983 90 % der Öl- und 96 % der Kondensat-

Produktion; 45 % der Gasproduktion stammte aus Victoria, 45 % aus Südaustralien und 9.2 % aus West-Australien.

Die grösste Zahl von Explorationsbohrungen weist Queensland auf, besonders im Surat Becken (mit Perm und Trias als Ziel) und im Eromongo Becken. Hier förderte Bohrung Jackson Smith South aus dem Jura 786 b/d Öl und 100 km NE davon lieferte Tintaburra-1 1750 b/d aus dem Jura und 85 b/d aus der Kreide. Springfield-1 (ca. 500 km NW Brisbane) hatte einen Gaszufluss von 125 000 m³/d aus 2 Horizonten. In allen 3 erwähnten neuen Feldern wurden mehrere erfolgreiche Folgebohrungen abgeteuft. Versuch mit Gasgewinnung aus der Entgasung von Kohlefeldern verliefen wenig befriedigend. In Victoria fallen die meisten Bohrungen ins Gebiet der bestehenden Felder (Esso/BHP) im Gippsland-Becken, wo die Cobia- und Fortescue-Felder neu in Betrieb kamen. Ca. 20 km E Fortescue fand Shell, nach einem Gas-Kondensat-Fund in Volador-1, in Basker-1 Öl in zwei Horizonten, mit zusammen einem Zufluss von 9480 b/d und 140 000 m³/d Gas, in der Oberen Kreide, zwischen 3 000 und 3 135 m Tiefe. In Südaustralien bilden die Cooper- und Eromanga-Becken eine grössere Gasprovinz; doch wurden hier 1983 auch bedeutende Ölfunde gemacht, so in Merrimelia-7 (2 500 b/d aus Jura und Kreide) und Dullangari-22 (ca. 2 000 b/d). In West-Australien wurden im Barrow-Gebiet verschiedene Ölfunde gemacht, z. T. in neuen Öllagern in bestehenden Feldern. Ca. 70 km NW Barrow Island fand man in verschiedenen Bohrungen (Gorgon-1 etc.) Gas. Im Perth-Becken förderte East Lake Logue-1 (ca. 160 km NNW Perth) ca. 400 000 m³/d Gas. Im Cunning Becken ging Home Energy's Blina-Ölfeld mit 820 b/d in Produktion. Nordwestlich Blina hatten Sundown-1 und -2 einen Zufluss von 1 350 resp. 230 b/d. Im Nord-Territorium fanden die Offshore-Bohrungen Petrel-4 (Endtiefe 3 969 m im Perm) und West Walker-1 Gas mit Zuflüssen von 200 000 resp. 80 000 m³/d. Jabiru-1A (ca. 600 km W Port Darwin) förderte 13 000 b/d Öl aus 2 Horizonten im Ob. Jura und in der U. Kreide. Im September 1983 begann die Gasproduktion aus dem Palm Valley Feld (Ob. Praekambrium) durch die Pipeline nach Alice Springs.

Malaysia. 1981 wurden in Malaysia 61, 1982 25 und 1983 noch 19 Explorationsbohrungen ausgeführt; dafür nahm die Zahl der Entwicklungsbohrungen zu. In Sarawak wurde Shell's Bohrung Siwa-5 (ca. 20 km SW Miri) öl- und gasfündig. Ausser Shell hat jetzt auch Elf-Aquitaine in diesem Landesteil ihre Tätigkeit aufgenommen. In den Gewässern der Malayischen Halbinsel werden mehrere Felder, besonders von Esso, entwickelt, sodass das Produktionspotential stark im Steigen begriffen ist. Petronas-Carigali fanden Öl und Gas in Maranti-1 (mehr als 10 000 b/d Öl und 280 000 m³/d Gas). 1983 produzierte Sabah 83 576 b/d Öl (gegen 74 973 1982), Sarawak 131 095 b/d (gegen 105 124 1982) und die Offshore-Gebiete der Malayischen Halbinsel im Thailand-Golf 168 354 b/d (gegen 123 066 1982), ausschliesslich aus Esso-Feldern. Kommerzielle Gasproduktion gab es nur in Sarawak; doch wird das Gebiet des Thailand-Golfes ca. 11 Millionen m³/d liefern können, wenn einmal die Installationsarbeiten fertiggestellt sind.

Brunei. 1982 und 1983 wurden je 6 Explorationsbohrungen abgeteuft. Shell's Pelican-2X fand Öl und Gas, Punai North-1X Gas.

Burma. Drei 1981 entdeckte «grosse Felder» erwiesen sich nach zahlreichen Folgebohrungen als unwirtschaftlich. Hauptproduzent ist das Mann-Feld, das aber stark rückläufig ist. Wirtschaftliche Schwäche und Rückständigkeit erlauben der staatlichen Ölindustrie nicht, die natürlichen Voraussetzungen auszunützen, die das Land als erdölhöffiges Gebiet bietet. Der Einsatz ausländischen Know-how's wäre am Platze.

Neuseeland. 1982 wurden 6 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon je eine Öl und Gas/Kondensat erschloss. Von zwei 1983 beendeten Bohrungen fand Moki-1 (beim Maui-Offshore-Feld) Öl mit einem nicht wirtschaftlichen Zufluss von 600 b/d. Im April 1984 begann das Mc Kee-Feld, an Land, mit 1 000 b/d zu produzieren.

In *Papua-Neuguinea* wurden 4 Explorationsbohrungen abgeteuft. Juha-2 bestätigte einen früheren Gasfund.

Philippinen. Die starke Produktionszunahme ist der Inbetriebnahme des Matinloc-Feldes (bei der NE-Spitze von Palawan; 1983: 6 510 b/d Öl) zuzuschreiben, während Nido und Cadlar rückläufig waren. 1982 wurden 11 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 2 an Land. 1983 waren es 5, wovon 3 an Land. Linacapam-A1-A und -B-2 (NE Matinloc) lieferten beide ca. 130 000 m^3/d Gas. In der Nachbarschaft davon fand Phillip's San Martin A-1-X 256 000 m^3/d Gas. Galoc-2 fand Öl.

Thailand. Es wurden 1981 21, 1982 30 und 1983 38 Explorationsbohrungen niedergebracht. Dabei verlagerte sich die Explorationstätigkeit vom Thailand-Golf nach dem Tertiär und Mesozoikum der binnenländischen Becken (1983 9 im Meer durch Union Oil und 29 an Land durch Shell und Esso). Shell's Lang Krabu-Ölfund ging als Sirikit-Feld mit ca. 4 500 b/d im Dezember 1982 in Produktion. Es ist eine Steigerung auf 15 bis 18 000 b/d geplant. Union Oil errichtete im Erawan-Feld eine zusätzliche Offshore-Platform. Esso fand Gas in Nam Phong-1 und -2, Shell Öl in Nong-Mkhaam-1, Nang-Tum-1 und Mae Nam Nang-1.

Pakistan. 1981 wurden 13, 1982 10 und 1983 14 Explorationsbohrungen abgeteuft. Südlich Islamabad fand Dakhni-1 Öl und Gas. Im Indus-Delta fand Union Texas Öl in Laghari-1, beim Kashkali-Feld, das 1981 entdeckt worden war.

Japan. 1981 und 1982 wurden je 21, 1983 23 Explorationsbohrungen abgeteuft.. Japex Offshore machte einen bedeutenden Fund in der Nähe von Niigata, wo die Bohrung Iwafuneoki 5 250 b/d Öl und 440 000 m^3/d Gas lieferte. In den bestehenden Feldern Katakai, Yurihara und Minami-Nagakoa wurden zusätzliche Lager in eocänen vulkanischen Gesteinen erschlossen.

Taiwan. 1980 wurden 30, 1981 16, 1982 13 und 1983 16 Explorationsbohrungen abgeteuft. 1982/83 waren an Land 4 und im Offshore-Gebiet (namentlich nördlich der Insel) eine gasfündig. Die Ölproduktion ist stark rückläufig, weshalb taiwanesische Unternehmen sich in Ländern des Mittleren Ostens an der Exploration beteiligen, so in Ras al Khaima und Oman.

Kommunistische Länder

Die Produktionszahlen für Öl für 1983 (in Klammern für 1982) sind wie folgt: UdSSR 12 463 728 b/d (12 250 000 b/d), Rumänien 240 000 b/d (238 204 b/d), Albanien 82 233 b/d (73 120 b/d), Ungarn 42 400 b/d (42 773 b/d), Ostdeutschland 23 000 b/d (20 000 b/d), Polen 6 000 b/d (6 100 b/d), Bulgarien 5 400 b/d (5 500 b/d), Tschechoslovakei 1 700 b/d (1 640 b/d), zusammen 12 864 728 (12 636 937). Die Gasproduktion der UdSSR erhöhte sich von 1 271 x 10^9 m^3/d 1982 auf 1 370 x 10^9 m^3/d 1983. 1984 war die Ölproduktion der Sovietunion zum ersten Mal nach dem 2. Weltkrieg geringer als im Vorjahr.

Die tiefste Bohrung der Welt, auf der Kola-Halbinsel durfte anlässlich des 27. Geologenkongresses in Moskau zum ersten Mal durch Geologen aus dem Westen besucht und photographiert werden. Die Tiefe betrug im August 1984 12 006 m, mit Temperaturen von über 200° C. Die geplante Endtiefe wurde von ursprünglich 15 000 m auf 13 000 m reduziert und dürfte nach dem jetzigen Bohrfortschritt zu schätzen noch während des folgenden 5-Jahresplanes erreicht werden. Die Konrad-Diskontinuität, die nach seismischen Messungen bei 7 000 m hätte auftreten sollen, hat sich lithologisch nicht bemerkbar gemacht. Offenbar hat sie sich in den Untergrund verzogen.