Streiflichter aus der Erdölindustrie 1985

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

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **53 (1987)**

Heft 124

PDF erstellt am: **30.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-210909

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. 54, Nr. 124, April 1987 - S. 1-21

Streiflichter aus der Erdölindustrie 1985

von P.A. SODER*

Einleitung

Als hauptsächlichste Quelle unserer Ausführungen haben wir auch diesmal die Jahresübersicht der «American Association of Petroleum Geologists» benutzt (Bull. 70/10, Oct. 1986: 1193-1629). Dieser Bericht besteht aus sehr ungleichen Teilstücken von einer grossen Anzahl Autoren und Mitarbeitern aus verschiedenen Ländern. Diese brauchen, je nach Ursprungsland, verschiedene Definitionen für die Art der Kohlenwasserstoffe, die Art und den Zweck der Bohrungen und für die Masse. Die von uns gegebenen Zahlen sind deshalb je nachdem exakt, gerundet, vorläufig, geschätzt oder — z.T. mehrfach — umgerechnet. Bei Vergleichen mit den Zahlen der Vorjahre oder zwischen Text und Tabellen sollten deshalb allfällige Unstimmigkeiten hingenommen werden. Wir haben uns bemüht, die Produktionsmengen von Öl und Gas einheitlich in Barrel per Tag (b/d, 1 Barrel = ca. 159 Liter), resp. Kubikmeter per Tag (m^3/d) anzugeben. Die Produktionsresultate von Explorationsbohrungen sind meistens erste Testresultate. Sie sollen ein ungefähres Bild vom Potential eines Neufundes geben. Die Ölgeologen unter unsern Lesern wissen von welchen Faktoren solche Resultate abhängig sein können und wie weit man sie für voll nehmen kann. Unsere Leser in Deutschland werden die aus dem Englischen übernommenen Fachausdrücke mit Nachsicht hinnehmen wenn sie berücksichtigen, dass die in Deutschland übliche Terminologie unsern Lesern aus den romanischen Landesteilen als etwas barock vorkommen würden.

Von den COMECON-Ländern und einigen kriegsführenden oder sich im Kriege wähnenden Nationen werden Daten aus der Erdölindustrie als Staatsgeheimnis behandelt. Immerhin ist kürzlich in einer Sowietischen Zeitung ein Leserbrief erschienen, der kritisierte, dass selbst die Administration über die Verhältnisse im Unklaren ist, weil die Statistiken in den Kellern der Amtshäuser unter Verschluss gehalten werden (NZZ, 8./9.2.87).

* Dr. P.A. SODER, Stadtweg 42, CH-4310 Rheinfelden

West-Europa

Vereinigtes Königreich: An Land wurden 28 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 2 gas- und 4 ölfündig waren; 15 waren trocken und von 9 stand das Resultat noch aus. Gas wurde in Kirby Misterton 1 (ca. 32 km ENE York, Endtiefe 3'427 m) und in Rempstone 1 (N Petersborough) gefunden. In Schottland war die Bohrung Balgonie 1 (bei Kirkcaldy, ca. 18 km N Edinbourgh) ölfündig. Weitere Ölfunde wurden von Scampton 1 und Scampton North 1 (BP, NNW Lincoln) und von Whisby (ca. 40 km ESE Lincoln) gemeldet. BP unternahm 8 Erweiterungsbohrungen im Welton Feld, 5 in Gainsborough und 1 in Beckingham. Die Ölproduktion an Land stieg von 5'939 b/d 1984 auf 7'426 b/d 1985, dank BP's Mehrproduktion in den Feldern Welten und Wytch Farm. Die geophysikalische Tätigkeit nahm sowohl an Land wie auf See zu; doch nahm die Bohrtätigkeit in der Nordsee um 10% ab.

In der Nordsee wurden 10 Öl- und 9 Gasfunde gemacht. 25 Explorationsbohrungen waren erfolglos. Im Viking Graben fand Britoil's 16/13a-3 (SE des Miller Feldes Endtiefe 5'206 m) Öl im Paleocaen (5'904 b/d, 38° API) und Occidental's 16/12a-8 (zwischen Tiffanny und Brae, Endtiefe 4'455 m) 9'500 b/d Öl (32.6° API) und 580'000 m^3/d Gas. Im Central Graben produzierte Phillip's 30/7a-4A aus 9 verschiedenen Horizonten im Jura 7'732 b/d Öl und 763'000 m^3/d Gas (W Ekofisk West, Endtiefe 4'115 m). Premier's 29/9b-2 (ca. 40 km NNW Auk) förderte 9'344 b/d Öl aus Jura und Trias, Tenneco's 30/18-3 (E Clyde), 11'300 b/d Öl und 612'000 m^3/d Gas. Weiter erfolgreich waren BP's 3/8b-10 (SE Ninian, Endtiefe 4'537 m) mit 9'388 b/d Öl und 358'000 m^3/d Gas; Ranger's 4/26-1A (W Odin, Endtiefe 4'537 m) mit 1.114 Millionen m^3/d Gas;

Tabelle 1

West-Europa

Durchschnittliche Tagesproduktion und Reserven

	Produktion Öl in b/d			Öl Reserven Millionen Barrel	Produktion Gas in 1'000 m^3/d			Reserven Millionen m^3 Gas
	1986	1985	1984	1.1.86	1986	1985	1984	1.1.86
Ver. Königreich	2'553'000	2'586'841	2'560'876	13'000	126'692	112'472	101'164	935'000
Norwegen	832'000	805'507	726'055	10'000	70'343	76'466	77'302	2'022'000
Deutsche B.Rep.	80'000	83'453	80'502	319	42'435	46'560	47'920	185'000
Jugoslavien	83'000	82'290	81'120	kA	6'700	6'575	5'598	kA
Niederlande	73'000	68'043	58'157	251	230'606	208'589	195'492	1'899'000
Dänemark	73'000	59'644	33'096	465	4'663	3'010	655	110'000
Frankreich	59'000	53'702	41'967	230	11'836	21'393	24'751	40'000
Italien	49'000	45'141	44'206	650	39'700	39'028	37'907	200'000
Spanien	38'000	43'526	46'426	90	900	738	472	20'000
Griechenland	25'000	26168	26'206	35	110	506	510	85'000
Österreich	22'000	21'000	22'890	110	3'970	3'115	3'194	15'000
Schweden	200	197	250	kA	-	-	-	-
Irland	-	-	-	-	6'400	6'423	6'578	42'000
Schweiz	-	-	-	-	80	62	-	60
Total	3'887'200	3'875'512	3'721'751	25'150	544'435	524'937	501'549	5'553'060

Mobil's 9/13b-25 und -26 (NNE Beryl) mit Öl und Conoco's 16/6a-2 (W Brae) und 16/23-4 (ENE Balmoral, an der Grenzlinie zu Norwegen), beide mit Öl.Britoil's 15/28b-4 (N Forties) produzierte 105'000 m^3/d Gas und 3'000 b/d Kondensat; Shell's 21/18-6 (S Forties) Öl und Texaco's 21/24-3 Öl und Gas. BP fand Gas und Kondensat in 30/1c-3; Texaco förderte in 44/23-4 (40 km ESE Gordon) 765'000 m^3/d Gas aus dem Karbon und in E Leman war Shell in 48/14-2 und 48/20a-3 gasfündig.

Durch 68 Erweiterungsbohrungen konnten 23 Öl- und 21 Gasfelder bestätigt werden. Neu in Produktion genommen wurden im Juni HGB's Morecambe Gasfeld, in der Irish Sea, mit 165'000 m^3/d, Texaco's Highlander Feld (SW Piper) im Februar, mit 20'000 b/d Öl, und im Juni Hamilton's Gasfelder Esmond/Forbes/Gordon (120-180 km E Teesside) mit 2.5 Millionen m^3/d. Während die Ölproduktion in britischen Gewässern mit nur 1.2% stieg, erhöhte sich die Gasproduktion um 11%.

Norwegen. Im Nordsee-Gebiet wurden 1985 43 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 19 öl- und 10 gasfündig waren; 11 Bohrungen waren trocken; bei dreien war das Resultat noch nicht abgeklärt. Total's 24/6-1 (ca. 10 km NNW Heimdal, Endtiefe 4'912 m) förderte aus dem M Jura 1.5 Millionen m^3 Gas und 470 b/d Kondensat. Norsk Hydro fanden in 30/6-18a (SW-Teil der Oseberg Grosstruktur, Endtiefe 3'665 m) Öl und Gas in der Trias und in 34/8-1 (E Statfjord, Endtiefe 3'585 m) Öl. Statoils 34/10-23 (im Gulfaks Komplex, Endtiefe 4'735 m) förderte 1.7 Millionen m^3/d Gas aus der Brent Formation. 9 Erweiterungsbphrungen waren erfolgreich, 7 mit Öl, eine mit Öl und Gas und eine mit Gas. Weitere Produktionsbohrungen erhöhten das Potential der Oseberg und Gulfark Ölfelder und des Heimdal Gasfeldes. Der Produktionszuwachs von 11% gegenüber 1984 ist hauptsächlich der Mehrproduktion im Statfjord Feld zu verdanken.

In den nördlichen Gewässern wurden 16 Explorationsbohrungen im Haltebanken- und 7 im Tromsgebiet abgeteuft; sie resultierten in Haltebanken in der Entdeckung von 3 Ölfeldern, einem Öl/Gasfeld und einem Gasfeld. Statoil's 6407/4-1 (Endtiefe 4813 m in der Trias) fand Gas und Kondensat und 6506/12-3 (Endtiefe 4'338 m) förderte 5'200 b/d Öl und Kondensat und 450'000 m^3/d Gas. Conoco's 6507/7-2 produzierte aus 7 Horizonten zusammen 13'177 b/d Öl, 1'166 b/d Kondensat und 2.1 Millionen m^3/d Gas aus dem M und O Jura. Saga fand in 6507/11-3 Öl und Gas in der Trias. Im Tromsgebiet förderte Statoil's 7121/4-2 650'000 m^3/d Gas und 500 b/d Kondensat aus dem M Jura.

Deutsche Bundesrepublik. Von 42 Explorationsbohrungen an Land waren 17 öl- und 10 gasfündig; 10 waren erfolglos und bei 5 waren die Resultate noch ausstehend. Im nordwestlichen Teil der Nordsee (Sektor B) waren 2 Erkundungsbohrungen ohne Erfolg. Die Gasproduktion nahm um 3% ab, doch erhöhte sich die Ölproduktion um ca. 11%, nach Inbetriebnahme der Felder Schwedeneck See (Ostsee, mit 15 neuen Entwicklungsbohrungen) und Offenburg (Rheingraben). Texaco fand Gas im U Rotliegenden in Becklingen Z1 (SW Soltau, in ca. 5'000 m Tiefe) und in Westerholz Z1 (ca. 40 km ENE Bremen, bei ca. 4830 m). BEB fand Gas im Rotliegenden in Barchel Z1 (bei Isenhagen) und in Volzendorf Z1 (E Wustrow). In Klosterseelte (SW Bremen) fand BEB im Zechstein Gas bei ca. 4830 m; in Kneeheim Z1 (bei Cloppenburg) wurde die Oldenburger Erdöl im Zechstein, bei 3'580 m gasfündig. Im Rheingraben wurde Öl in Königsgarten 1 (SW Darmstadt) und in Rheinzabern 3 (bei Landau) gefunden. Im Molassebecken fand BEB Öl in Hauerz 1 und 2 (bei Memmingen).

Jugoslavien: Es wurden 1985 80 Explorationsbohrungen abgeteuft (total 160'300 m); davon waren 18 öl- und 23 gasfündig; 49 waren erfolglos. In der Adria, wo Naftaplin mit 5 ausländischen Gesellschaften operiert, gelang in Jadran 11/1 in Gemeinschaft mit INI ein bedeutender Gasfund (Endtiefe 2'000 m) in 3 Horizonten im Plio- und Pleistocaen. In Brnik 1 (bei Brod) und Ernestinevo 2 (N des Deletovci Feldes) wurden in O Miocaen- Sanden kleiner Ölmengen (15, resp. 60 b/d) gefunden. Gotalova 1 (an der Drau, bei Virovitica) fand Gas. Im Morava Becken (E Belgrad) produzierten Bradaroc 1 und Sirikavo 1 je über 150b/d Öl. In diesem Gebiet sollen in den nächsten 4 Jahren 30 Erkundungsbohrungen abgeteuft werden. Nach Inbetriebnahme der Molve-Kalinovac-Felder im Draubecken stieg Jugoslaviens Gasproduktion um 11%.

Niederlande: An Land wurden 11 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 2 öl- und 5 gasfündig waren. Petroland fand Gas/Öl in Oldelaamer (S Heerenveen); NAM fand Öl in Rotterdam 1 und in Oud Bejerland 1 (S Rotterdam) und Gas in Slootdorp 4 (SE Den Helder), Middelie 301 (S Hoorn), Midlaren 1 (NE Assen, Endtiefe 3'650 m) und Noordwolde 1 (NW Hoogeveen). Die Ölproduktion im Schoonebeek Feld fiel um 8.1%; die Gasproduktion an Land stieg um 8.5% an. Das Groningen Gasfeld produzierte 1985 durchschnittlich 139 Millionen m^3/d.

Im niederländischen Nordsee-Bereich wurden 2 Öl- und 10 Gasfunde gemacht; 8 Explorationsbohrungen blieben erfolglos, und über eine war am Jahresende noch nicht entschieden. Penzoil förderte in D/12-3 (ca. 70 km ESE des Gordon Feldes) 2.46 Millionen m^3/d Gas aus 3 Horizonten. Plazid fand in K/9C-5 700'000 m^3/d Gas im Rotliegenden und Gas in K/12-9 und L/7-11 (alle 3 NW von Texel). Charterhouse förderte in L/1a-4 675'000 m^3/d aus dem Rotliegenden. BP fand Gas in P/2-7 (300'000 m^3/d aus Rotliegendsanden, ca. 90 km W Bergen an Zee) und in L/1b-3 90 km NNW Texel) 500 b/d Öl aus dem Oberjura. Conoco's Logger und Amoco's Rijn Ölfelder, sowie Petroland's L/4B und L/7A und Placid's K/12C und K/12D wurden in Produktion genommen.

Dänemark: Es wurden an Land und in der Nordsee je 2 erfolglose Explorationsbohrungen abgeteuft. Im Nordeegebiet bestätigte W Lulu 3 das dortige Gasvorkommen. Die Öl- und Gasproduktion erhöhten sich gegenüber 1984 um 27.8 resp. 117.6%.

Frankreich: Die Erfolge in den letzten Jahren im Pariserbecken sorgten für eine Reaktivierung der Explorationstätigkeit. 1985 wurden 49 Erkundungsbohrungen abgeteuft, von denen 10 ölfündig waren. ESSOREP förderte in Champotran 1 (ca. 60 km ESE Paris, Endtiefe 2'860 m) 453 b/d Öl aus Sanden der Trias, in Malnoue 1 (etwas N, Endtiefe 2'960 m) 786 b/d aus dem Chaunoy Sst. und weiteres Öl aus dem Callovien, in Rachee 1 (etwas W) 137 b/d Öl und in Villarceux (W Champotran) Öl aus der Trias. SNEA förderte in Domartin-Lettre (E Châlons-s./M.) 790 b/d Öl (35°API), in Saint-Eloi 1d (W Vitry-le-François) 600 b/d aus M. Jura-Karbonaten und in Vert-la Gravelle 1d (NW Çhâlons) 670 b/d aus Rhät-Sandsteinen. Erfolglos war u.a. eine Bohrung im Jura, bei Mouchard (Montrand-le Chat 1 bis), sowie 2 Bohrungen im Meer: Kerluz 1 (ca. 250 km W Brest) und Agde 1 (im Golfe du Lion). Zahlreiche Bohrungen in den Feldern Villeperdue und Chaulnoy, sowie Lacq, Vic- Bilh, Parentis und Cazaux dienten der Produktion. Die Ölförderung erhöhte sich um 29%, währen die Gasproduktion um 13.6% zurückging.

Italien: Die Zahl der Explorationsbohrungen erhöhte sich 1985 auf 73 (182'000 Bohrmeter). Es sind 3 Öl- und 30 Gasfunde zu verzeichnen; 40 Bohrungen waren ohne Erfolg. In der Poebene fand AGIP Gas in Bertolari 1 (E Bologna), Nevesa 1A (bei Bassano del Grappa), Rivalta 1 (W Reggio) und Priorato 1 (W Parma). In den Marche fanden Cassiano 1 und Savini 1 (beide Coparex, bei Fano resp. N Pescara), Total's Santa Maria 1 (S Pescara), AGIP's Settefinestre 1 (S Ancona) und Selm's Monte Urano 1 (bei Fermo, Endtiefe 3'483 m) Gas. In Molise fand SNIA Gas in Torrente Mannara (S Tremoli). AGIP fand ferner Gas bei Pisa, in Tombolo 2 und Öl in Sizilien, in Piano Lupo (SE Gela). In der Adria entdeckte AGIP Gasfelder in Chioggia Mare 1 und Dorotea 1 (ca. 20, resp. 40 km SE Venedig), Daria 1 (ca. 20 km E Cattolica, Endtiefe 3'061 m) und Giovanna 2 (ca. 50 km E Pesaro). W von Sizilien (ca. 10 km W Marsala) wurde von AGIP Öl gefunden. Die Öl- und Gasproduktion Italiens erfuhr eine geringe Zunahme. In der Adria wurde 1985 die Barbara B-Platform neu in Betrieb genommen und gegen Ende des Jahres begann mit 5'000 b/d die Erdölförderung aus dem Mila-Feld (vor der SE-Küste Siziliens).

Spanien: Es wurden 21 Explorationsbohrungen abgeteuft (total 46'002 Bohrmeter), wovon 2 öl- und 4 gasfündig waren. Im Guadalquivir-Becken fand Chevron in Marismas 3 und Sevilla 1 (WSW, resp. NE Sevilla) kleiner Gasvorkommen im O Miocaen. Cieps förderte in Córdoba B2 120'000 m^3/d Gas. Im Ebro Delta-Offshore Gebiet fand Eniepsa in San Carlos 111-3 (S Shell's Amposta Feld) 3'000 b/d schweres Öl. Ferner wurde die Anwesenheit produzierbaren Öls in den 1984 entdeckten Vorkommen von Salmoneta 1 und Angula 1 (N des Casablanca Feldes) bestätigt. Die Ölproduktion Spaniens verminderte sich 1985 etwas, doch stieg die Gasproduktion an, besonders aus dem Serralba Feld.

Griechenland: Die 5 1985 abgeteuften Explorationsbohrungen, eine an der albanischen Grenze W Ioannina, 3 auf Zakynthos und eine W des Prinos Feldes, waren erfolglos. Doch wurden im N von Zakynthos und bei Prinos Öl- und Gasanzeichen beobachtet.

Österreich: Es wurden 1985 23 Explorationsbohrungen (total 76'000 Bohrmeter) abgeteuft. Davon waren 3 öl- und 9 gasfündig; 11 waren ohne Erfolg. Die seismische Erkundung erfuhr dieselbe Intensität wie im Vorjahr. Im Wiener Becken wurde in Enzendorf 10 (E Wien), in Moosbrunn 2 und W1 (S Wien), in Matzen T3 und in Pottenhofen 2 (ca. 60 km NNE Wien, an der tschechischen Grenze) Gas gefunden. Im Molassebecken war Redltal 1 (ca. 40 km NE Salzburg, Endtiefe 3'170 m) ölfündig. In Mauern 1 (E Redltal, Endtiefe 3'198 m) wurde Gas gefunden, ebenso in Hummelberg 1 (beim Heitzin Gasfeld, Endtiefe 2'249 m, im U Miocaen). Erfolgreiche Erweiterungsbohrungen erhöhten die Reserven der Ölfelder Hörgersteig und Kohleck und der Gasfelder Hitzing, Wimsbach, Schwanstadt, Klöpfing und Treubad. Die Ölproduktion verringerte sich gegenüber 1984 um 9%, die Gasproduktion um 10%.

Schweden: In NW-Gotland waren 9 Explorationsbohrungen trocken und 7 weitere wurden mit Ölanzeichen aufgegeben. Im Rutimejr Feld wurde eine Erweiterungsbohrung in den ordovizischen Karbonatgesteinen fündig. 1986 begann die Energiebehörde mit einer Tiefbohrung (Ziel 5'000 m) den Untergrund des Siljan Meteoritkraters zu erkunden. Es wird erwartet, dass im Erdmantel Kohlenwasserstoffe vorhanden sind und dass die Porosität des vom Impakt zerrütteten Granits mehr als 5% betrage, sodass die Gegebenheit eines Kohlenwasserstoftvorkommens als möglich angesehen werden könnte.

Rep. Irland: Von 6 Explorationsbohrungen waren 5 trocken. BP fand in 58/18- 1 (ca. 30 km W des Kinsale Head-Feldes) Gas. Die Gasreserven in Kinsale Head werden auf 42 x 10^9 m^3 geschätzt.

Malta: Das 1984 von IEOC entdeckte Ölvorkommen in Alexia 2 wurde nach 3-monatigen Tests als unwirtschaftlich befunden. Durch einen Schiedspruch des Internationalen Gerichtshofes in Den Haag wurde die Grenzlinie gegen Libyen am 30.6.85 zu ungunsten von Malta verschoben. Elf-Aquitaine und IEOC gaben deshalb ihre Konzessionen zurück. Texaco's Rechte bleiben bis zur Abklärung des endgültigen Grenzverlaufs unter einem Moratorium bestehen.

Amerika

Vereinigte Staaten von Amerika: Es wurden 1985 insgesamt 83'609 Bohrungen abgeteuft (23'113'800 Bohrmeter), wovon 13'832 als Explorationsbohrungen eingestuft wurden. Von diesen waren 2'052 ölfündig und 1'678 gasfündig. Dabei wurden 1'009 neue Felder gefunden (new field wildcats, 518 Öl, 491 Gas). Mit 2'510 Bohrungen wurden bestehende Felder abgegrenzt (outposts), wobei 604 öl- und 433 gasfündig waren. In bestehenden Feldern wurden 386 Bohrungen in tieferen und 311 in höheren Horizonten fündig (deeper pool tests, 264 Öl und 122 Gas, resp. shallower pool tests, 219 Öl und 92 Gas). Allein zur Beschaffung geologischer Information dienten 76 Bohrungen (stratigraphic and core tests). Von den Explorationsbohrungen insgesamt waren 27% erfolgreich (1984 26%), von den Bohrungen auf neue Felder 15.9%.

In Alaska wurden 32 Explorationsbohrungen fertig gestellt (in den obigen Zahlen eingeschlossen). Texaco's Colville Delta 1 (77 km NW Prudhoe Bay) förderte 1'074 b/d Öl, von den übrigen sind nur wenige (negative) Resultate bekannt. Amerada Hess hatte 1984 in North Star 1 4'500 b/d gefördet und 1986 eine Folgebohrung angesetzt. Von 12 Bohrungen in der Bering See und 3 im Norton Sound sind keine Erfolge bekannt. Alaskas durchschnittliche Ölproduktion betrug 1985 1'825'000 b/d, die Gasproduktion 90'95 Millionen m^3/d. Prudhoe Bay förderte gegen Jahresende 1.7 Millionen b/d. Neu in Produktion kam 1985 Conoco's Miln Point Feld mit 20'000 b/d (125 Millionen Barrel Reserven). Das Kaparuk Feld produzierte 240'000 b/d (1'500 Millionen Barrel Reserven).

In den übrigen Staaten der USA setzte sich die Erdölsuche 1985 normal fort, sowohl an Land wie in den Offshoregebieten; einzig vor der atlantischen Küste kam sie zu einem Stillstand. 1986 hat jedoch der schwache Dollar und der Zerfall der Erdölpreise eine merkliche Verringerung der Explorationstätigkeit verursacht.

Das Geyser Feld in Californien (ca. 145 km NNW San Francisco) blickt auf 25 Jahre geothermischer Produktion zurück. Die gegenwärtige Netto-Kapazität beträgt 1'680 MW (ca. 475'000 b/d Erdölequivalent). Die übrigen geothermischen Anlagen in Californien (Imperial Valley, Salton Sea) haben eine Kapazität von ca. 165 MW; diese soll jedoch ausgebaut werden und weitere kleinere Felder stehen vor der Aufnahme der Produktion.

Mexico: Es wurden 1985 78 Explorationsbohrungen (total 288'401 m, durchschnittliche Tiefe 3'697 m) abgeteuft, wovon 12 öl- und 7 gasfündig waren. 5 Bohrungen dienten der geologischen Information. Im Meer waren es 10 Bohrungen, wo-

Tabelle 2

Amerika

Durchschnittliche Tagesproduktion und Reserven

	Produktion Öl in b/d			Öl Reserven Millionen Barrel	Produktion Gas in Millionen m^3/d		
	1986	1985	1984	1.1.86	1986	1985	1984
U.S.A.	8'687'000	8'971'000	8'879'000	28'000	1'286	1'342	1'398
Mexico	2'415'000	2'630'400	2'691'780	49'300	97	102	106
Venezuela	1'640'000	1'675'000	1'800'000	25'590	47	47	kA
Canada	1'478'000	1'453'000	1'430'000	6'500	241	260	205
Brasilien	575'000	563'800	475'070	2'070	16	15	13
Argentinien	429'000	459'800	466'700	2'300	50	52	52
Columbien	297'000	178'770	167'070	1'224	14	14	14
Ecuador	293'000	279'520	256'730	1'650	2	1	1
Peru	178'000	190'000	184'080	640	4	3	4
Trinidad/Tgo.	167'000	176'050	199'500	540	10	9	20
Chile	33'000	35'690	38'295	726	18	16	13
Cuba	21'000	20'000	15'400	15	kA	kA	kA
Bolivien	18'000	19'960	20'880	154	4	7	13
Guatemala	5'000	3'760	4'500	50	-	-	-
Barbados	1'900	1'860	1'760	-	-	-	-
Suriname	1'200	1'140	670	-	-	-	-
Total	16'239'100	16'659'175	16'631'435	112'716	1'711	1'870	1'839

von 1 ölfündig war: Pol 77 im Campêche Golf. Im Reforma-Gebiet lieferten Puerto Ceiba 101 A 2'355 b/d Öl und Uma-1 2'200 b/d Öl und 300'000 m^3/d Gas, beide aus dem Ober Jura (Kimmeridge). Die durchschnittliche Produktion von Mexico belief sich auf 2.63 Millionen b/d, wovon 1.7 Millionen aus dem Campêche Offshore-Gebiet. Die Kondensatproduktion betrug 114'761 b/d.

Venezuela: Die Produktion von Erdöl fiel um 7% und verteilte sich wie folgt auf die Produktionsgesellschaften: 40% Lagoven, 27.7% Maraven, 16.5% Corpoven und 15.8% Meneven. Ostvenezuela, inklusive Orinoco-Tarbelt, produzierte 21.5%, Westvenezuale 76.9% und das Apure-Barinas-Becken 1.6%. Es wurden 6 Explorationsbohrungen abgeteuft. Lagoven's Furrial-1 (Monagas, in Ost-Venezuela) soll ca. 1'000 Millionen Barrel Öl und 76'000 Millione m^3 Gas erschlossen haben. Corpoven fand in Guafita-La Victoria (Apure, in den westlichen Llanos), in der Fortsetzung der Cano-Limon-Felder Columbiens, in 11 Bohrungen neue Teillagerstätten mit Anfangsproduktionen zwischen 2'500 und 3'500 b/d (29-35° API). Im Maracaibo-Gebiet fand Maraven's Ceuta-VGL 2715 x 3'235 b/d Öl (Endtiefe 5'329 m) und Lagoven's Tia Juana TJ 999 2'105 b/d (Endtiefe 2'511 in der Kreide).

Canada: Es wurden 1985 4'006 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 1'277 öl- und 637 gasfündig waren; davon 2'203 in Alberta (741 öl- und 493 gasfündig), 858 in Saskachevan (428 öl- und 142 gasfündig), 137 in Brit. Columbien (42 öl- und 46 gasfündig), 61 in Manitoba (36 ölfündig), 34 im NW-Territorium und in den Arktischen Gebieten (3 öl- und 3 gasfündig), 2 in New Brunswick, 54 in Ontario (4 öl- und 10 gasfündig) und 23 in Quebec (19 ölfündig); im Offshore-Gebiet wurden auf den Grand Banks (E Neufundland) von 10 Explorationsbohrungen 4 ölfündig, in der Hudson Bay waren

2 Bohrungen erfolglos und auf dem Schelf vor Neu Schottland waren von 10 Bohrungen 3 gasfündeig. Im Eriesee sind von 10 Bohrungen 4 gasfündig gewesen. Die Ölproduktion aus den Teersanden von Alberta betrug 128'000 b/d.

Brasilien: Es wurden 1985 229 Explorationsbohrungen abgeteuft (total 519'808 Bohrmeter); davon waren 57 öl- und 12 gasfündig. Die Erfolgsquote lag bei Petrobras bei 32%, bei den privaten Gesellschaften bei 45%. Im Campos-Becken wurden die beiden grossen Offshore-Felder Albacora und Marlim weiter abgegrenzt, wobei Bohrungen in grossen Wassertiefen, bis 947 m angesetzt wurden; ebenfalls im Süd- Bahia-Becken waren Bohrungen bis 942 m Wassertiefe angesetzt. Die Ölreserven vermehrten sich 1985 um 364.2 Millionen Barrel (davon 76% in Offshore-Feldern) auf 2'194 Millionen Barrel, die Gasreserven um 13.4×10^9 m^3 auf 92.7×10^9 m^3; in diesen Zahlen sind die Tiefwasser-Reserven der Felder Albacora und Marlim (ca. 500 Millionen, resp. 1'000 Millionen Barrel) nicht eingeschlossen.

Argentinien: Es wurden 1985 von 161 Explorationsbohrungen (364'211 Bohrmeter) 34 öl- und 10 gasfündig. Bei der Staatsgesellschaft YPF war die Erfolgsquote 23%, von Privatgesellschaften (Erfolgsquote 71%) wurden 7 Öl- und 3 Gasfunde gemacht. Im Yacoraite-Kalk (O Kreide) wurden im NW Oran-Becken (Prov. Salta in N-Argentinien) YPF's Puesto Climaco X-1 mit 3'724 b/d und Vinalar Norte X-1 mit 7'724 b/d ölfündig. Im Nordteil des Neuquen-Beckens, im verschuppten Teil des Andenrandes, produzierte YPF in Vega Grande X-1 aus zerklüftetem Andesit 1'635 b/d Öl und 200 m^3/d Gas. Total Austral fand im Meer, östlich von Feuerland, in Peyade X-1 3'459 b/d Öl und 700 m^3/d Gas. Die übrigen Funde wurden in den traditionellen produzierenden Gebieten gemacht.

Ecuador: Im Oriente wurden 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 2 ölfündig waren. Limoncocha-1 fand in der Chapiza Fm (Jura) 2'100 b/d Öl, Tapi-1 1'333 b/d aus dem Napo-T und 712 b/d aus den «U»-Sanden der Kreide. 60.5% des geförderten Erdöls wurden exportiert. Die Kapazität der transandinen Pipeline wurde auf 300'000 b/d erhöht. Die Felder im pazifischen Küstengebiet förderten 1'200 b/d (3.58% der Gesamtproduktion).

Peru: Es wurden 13 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 8 im Pazifik (durch BELCO). Petroperu's Leones 6015, im Ucayali-Becken, fand 1'000 b/d Öl.

Columbien: Von 67 Explorationsbohrungen (167'495 Bohrmeter) waren 22 ölfündig; dabei war die Staatsgesellschaft Ecopetrol in all ihren 7 Bohrungen erfolgreich. Das Llanos-Becken behielt den ersten Rang in der Exploration. Im Cano- Limón-Gebiet fand Occidental Öl in Redondo-1 (6'200 b/d), Cano-Verde-1 (4506 b/d) und Cano Rondón (5358 b/d); ferner in den suspendierten Bohrungen Coracora-1 (1'373 b/d) und Cano-Cuya-1 (1'373 b/d). Im Apay-Gebiet zeitigte Ecopetrol Erfolge in Suria-1 (2'344 b/d), La Libertad-1 (1'286 b/d), Guatiquia-1 (2'365 b/d) und La Reforma-1 (403 b/d). Elf-Aquitaine et al. fanden Öl inLa Flora-1 (2'730 b/d) und Jordan-1 (1'240 b/d), Lasmo in Santiago-4 (2'610 b/d). Das Cano-Limón- Feld ging im Dezember 1985 mit 30'000 b/d in Produktion. Mit einer Mehrproduktion von 7.1% gegenüber 1984 rückte Columbien in die Reihe der Netto-Exportierenden Länder. Shell erwarb einen Anteil von 50% in Occidental's Cano Limón Interessen. Im oberen Magdalenatal fand Houston Öl in Tenai-1 (1'800 b/d) und Loma Larga-1 (74 b/d). Houston/Palermo produzierten im neu entdecken San Francisco-Feld gegen Jahresenden über 10'000 b/d. Am Mittleren Magdalena fand Ecopetrol's Gala-1 320 b/d Öl.

Trinidad und Tobago: Von 14 Explorationsbohrungen waren 6 ölfündig. Die Staatsgesellschaft GOTT erwarb Texaco Trinidad's Interessen mit Ausnahme von 2 Blöcken im östlichen Offshore-Gebiet sowie die Interessen von Tesoro Trinidad. Die Ölproduktion, mit 77'5% aus dem Offshore-Gebiet nahm gegenüber 1984 um 3.6% zu.

Chile: Von 13 Explorationsbohrungen waren 1 öl- und 3 gasfündig. An Land im Magellan-Gebiet fand die Bohrung Marazzi 126 b/d Öl und 42'300 m^3/d Gas. In der Magellan-Strasse wurde Gas in Brotula XE-2, Almeja XE-3 und -4 gefunden. 61% des Öls wurde in den Offshore-Feldern produziert. Sowohl die Öl- wie die Gasproduktion waren rückläufig (um 7.3 resp. 6.3%).

Cuba: Alle Aktivitäten sind streng geheim. Es sind 5-10 sowietrussische Bohrgeräte in der Exploration und 10-12 zur Entwicklung der Felder eingesetzt. Für Offshore-Operationen hat die Regierung versucht, von Braspetrol über Service- Kontrakte taugliche Technologie zu erwerben. Die Ölproduktion scheint um ca. 30% angestiegen zu sein; die Gasproduktion betrug ca. 415'000 m^3/d.

Bolivien: Es wurden 1985 11 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 1 öl- und 5 gasfündig waren. Die Staatsgesellschaft YPFB fand 925 b/d Öl in Cascabel X-2 (ca. 150 km NW Santa Cruz) in der El Carmen Fm. (Silur). In dessen Nähe produzierte Sirari X-4 300 b/d Öl und 90'000 m^3/d Gas, Boqueron X-1 232 b/d Öl und 87'700 m^3/d Gas, beide aus der Botaca Fm (Tertiär).

Guatemala: Von 4 Explorationsbohrungen war eine ölfündig, El Sauce-1 (Hispanoil, 1'020 b/d, Endtiefe 2'230 m). Die Ölproduktion sank gegenüber 1984 um 23%.

Barbados: Es wurden 4 Exporationsbohrungen abgeteuft, wovon 3 wahrscheinlich Öl und Gas fanden. Neuentwicklungen im Woodburn Feld wurden weiter geführt und erlaubten eine weitere Produktionssteigerung.

Afrika

Nigerien: Von 17 Explorationsbohrungen fanden 5 Öl, 4 Gas und 1 Öl und Gas. Shell fand Gas in Ehuru-1 (offshore, ca. 45 km SW Forcados), Korolei-2 (ca. 60 km NW Port Harcourt), HI-1 (offshore, ca 50 km SBonny) und Öl in Effarum-2 (ca. 35 km NW Wari). Chevron fand Öl in Parabe-32 und -33 (offshore, ca. 40 km W Jakpa) und Mina-1X (offshore ca. 10 km SW Mahin); Mobil fand Öl in Mbayak (ca. 75 km SSW Calabar, im Meer), AGIP in Taylor Creek-1 (NW Aba, 1900 b/d, 40° API), ELF in Erema-4 (W Aba) und in Obagi-76, -77 und 78 (ca. 12 km N Taylor Creek). Panoco fand Öl in Asaboro S-1 (3'000 b/d, 53° API) und Gas Kondensat in S-3 (ca. 50 km SE Benin City). Die Bohrleistung stieg gegenüber 1984 auf fast das doppelte (303'568 Bohrmeter), dank günstigeren Operationsbedingungen, die für 1986 in Aussicht stehen.

Libyen: Es wurden nur vereinzelte Daten freigegeben. Die Zahl der Explorationsbohrungen wird auf 45 geschätzt, mit einer Bohrleistung von ca. 303'568 Bohrmetern (einschliesslich Erweiterungsbohrungen). Im Sirte-Golf waren die Bohrungen GI-NC 35A und JL-NC 35A ölfündig (ca. 4'700, resp. 6'100 b/d). Die Gasproduktion wird auf 31 Millionen m^3/d geschätzt, wovon ca. 510'000 m^3/d nach Italien und Spanien ausgeführt wurden.

Tabelle 3 Durchschnittliche Tagesproduktion und Öl Reserven

Afrika

	Produktion Öl in b/d			Öl Reserven Millionen Barrel	Produktion Gas Millionen m^3/d	
	1986	1985	1984	1.1.86	1986	1985
Nigerien	1'479'000	1'492'715	1'407'557	16'600	5.4	7.4
Libyen	1'035'000	1'050'000	1'040'000	21'300	12.7	12.6
Algerien	618'000	1'000'000	990'000	8'820	95.4	102.4
Ägypten	886'000	891'000	819'154	3'850	12	11.2
Angola/Cabinda	280'000	231'233	204'383	2'000	0.5	0.9
Gabon	153'000	191'944	170'870	520	1.8	0.8
Caméroun	180'000	133'031	132'546	555	kA	kA
Congo	115'000	120'000	115'960	650	0.1	0.1
Tunesien	108'000	112'532	113'900	1'800	1.2	1.2
Zaïre	21'000	33'496	37'042	110	kA	-
Côte d'Ivoire	20'000	21'666	22'225	125	-	-
Benin	kA	8'750	7'000	100	-	-
Marokko	1'000	322	289	1	0.2	0.2
Ghana	1'000	267	660	4	-	-
Total	4'897'000	5'286'956	5'061'586	56'535	129.3	136.8

Algerien: Auch hier sind nur spärliche Angaben erhältlich. Die Zahl der Explorationsbohrungen wird auf 25 geschätzt, von denen 5 ölfündig sein dürften. Braspetro fand Öl in Zelfana 1 (S Hassi R-Mel, Endtiefe 3'100 in Palz./Trias-Reservoirs). Ferner soll NNE Hassi Messaoud in Rhourd Chegga Öl gefunden worden sein, sowie bei Ben Zireg (bei Colomb Bechar, in einem Devon-Reservoir) und in 2 Bohrungen bei Adrar. Die Gasproduktion wird auf 250 Millionen m^3/d geschätzt, wovon ca. 25% genutzt, resp. exportiert wurden.

Ägypten: Es wurden 1985 71 (1984 46) Explorationsbohrungen abgeteuft, 47 an Land und 34 im Meer. Davon waren 27 öl- und 2 gasfündig (18 Öl- und 2 Gasfunde im Meer). Die Bohrleistung für Exploration betrug ca. 235'500 m (1984 ca. 145'000 m), für Entwiklungsbohrungen (96) ca. 273'800 m (1984 ca. 294'600 m). Von den grösseren Funden erwähnen wir aus der westlichen Wüste Salam 2 (W Meleiha), mit einer Produktion von total 6'000 b/d aus 3 Lagerstätten in der Bahariya Fm. (U. Kreide). Eine Folgebohrung Salam 3 brachte es auf 16'000 b/d total, zusammen mit 800'000 m^3/d Gas. Im Golf von Suez förderte Gupco's GS 381-1 6'500 b/d Öl aus der Kareem Fm. Total förderte aus Darag North-1 (ca. 40 km S Suez) ca. 2'500 b/d aus einer jurassischen Lagertstätte. Die Gasproduktion Ägyptens betrug 1985 13.3 Millionen m^3/d, die Kondensatproduktion 13'180 b/d. Neu in Betrieb genommen wurde im November 1985 Petrobel's Gasfeld Abu Rudeis. Die Ölproduktion von Feldern an Land betrug 102'464 b/d, diejenige von marinen Feldern 774'712 b/d.

Angola-Cabinda: 1985 wurden 20 Explorationsbohrungen abgeteuft (total 963'329 m); davon waren 7 öl- und 4 gasfündig, 9 waren erfolglos. Agip fand in Safueiro-1 2'800 b/d Öl im Unter Pinda (Alttertiär, 44.2° API, ca. 25 km W der Mündung des Zaire

[Congo] Rivers). Sapesupeiro-1 (ca. 11 km SW Safuerio) fand 2'053 b/d Öl in der Malembo Fm, Mamoeiro-1 (47 km W der Zaire-Mündung) bestätigte einen früheren Ölfund. Texaco's Sulele West-1 (E des Lombe Feldes) fand 5'672 b/d Öl (44.2° API, im Unter Pinda); Tubararo-7 fand im L Pinda 62 m Ölkolonne. Prata S-1 (15 km NW Lombo) fand Gas. Elf fand N des Bufalo Feldes, in Bufalo-3 3'000 b/d Öl und in Empala SE-1 (ca. 8 km SE Bufalo) 3'600 resp. 5'290 b/d Öl aus 2 übereinanderliegenden Unter Pinda-Lagerstätten. Im südlichen Offshore-Gebiet fand Espa in 2 Bohrungen Öl und in einer Gas. Von Angola's Ölproduktion stammte 71.5% aus Cabinda.

Gabon: Von 13 Explorationsbohrungen waren 5 öl- und 1 gasfündig. Elf fand Öl in Vanneau Marine-1 (W Olende, 1'900 b/d) und in Roussette Marine-1 (W Port Gentil, 3'800 b/d). Tenneco fand in Pelican Marine-1 (S Torpille) 1'362 b/d und Gas. An Land NE und E Bokolo fand Shell Öl in der Gamba-Dentale Fm in RAB-1, -2 und -3 (2'820 b/d Öl mit 275'000 m^3/d Gas, resp. 3'480 b/d Öl) und in ECH-2 und -3 (2'700 resp. 4'210 b/d). Offshore fand Shell W Lucina in HOM-3 Öl im Liegenden des Salzes. In der Nähe des Torpille Feldes fand Tenneco in PCM-1 und 1A neue Ölvorkommen. Gabon's Produktionszunahme von 12%, von der angenommen werden muss, dass sie sich in naher Zukunft weiter verfolgen lässt, ist der Entwicklung und Erweiterung der Felder Torpille, Grande Anguille, Gonelle, Berbier, Bandroie, Octopus, Oguendjo und Lucina zu verdanken.

Caméroun: Von 9 Explorationsbohrungen waren 2 öl-, 1 gas- und 1 öl- und gasfündig. Total fand Öl in Victoria-1 und -2, Elf in Kole Marine-25D. Ein Gasfund von Pecten wurde nicht zur Nutzung vorgesehen.

Congo: Von 9 Explorationsbohrungen waren 4 öl- und 1 gasfündig. Elf fand Öl in BOAM-1 (W des Likoula Feldes), in LUSM-1 (W Tchibuela; 2'000 b/d, 40° API), in TBEN-1 (E Tchibuela), in KOBM-1 (SE Loango, 1'380 b/d, 29° API, im Albien) und Gas mit Kondensat in YASM-1 (beim Yanaga Feld).

Tunesien: Es wurden 1985 13 Explorationsbohrungen abgeteuft, die alle ohne Erfolg waren, davon 9 marine Bohrungen. Vom produzierten Öl stammten 73'753 b/d aus dem Borma Feld in Südtunesien (Sitep), 23'832 b/d vom marinen Ashtart Feld (Eat) und 7'101 b/d von Tazerka (Shell/AGIP/Etap). Es wurden 1.117 Millionen m^3/d Gas genutzt, wovon 99.8% von El Borma stammten.

Zaire: Es wurde eine erfolglose Bohrung abgeteuft.

Côte d'Ivoire: Es wurden 1985 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen 3 trocken waren. Esso hat vermutlich in INCO-26 Öl und Gas gefunden. Die Produktion, besonders aus dem Belier Feld, war rückläufig.

Benin: Panoco hat für Saga die Operationen im einzigen Feld, Seme, übernommen und will sie auf 25'000 b/d steigern. Die verbleibenden Reserven des Feldes werden auf 23 Millionen Barrel geschätzt.

Marokko: An Land wurden 6 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon eine, Sidi Hati-1 (ca. 100 km NNE Rabat) in 1500 m im Miocaen gasfündig war. Die 6 marinen Bohrungen waren erfolglos, einschliesslich Amoco's 2 Tiefwasserbohrungen (eine im

Atlantik und eine in der Alboran See). Die Erhöhung der Ölproduktion geht auf Rechnung von Petrofina's Rharb Feld.

Ghana: Die Produktion im Salt Pond Feld ging stark zurück und wurde nur für den Inlandverbrauch genutzt. 2 Explorationsbohrungen erreichten die Reservoirgesteine im Devon, ohne Kohlenwasserstoffe anzutreffen.

Republik Südafrika: Im Oranje Freistaat hat Anglo-American Corp. fo South Africa 3 Conzessionsblöcke erworben und eine Bohrung angesetzt. Vor der Südküste Südafrikas hat die Staatsgesellschaft Soekor 17 Explorationsbohrungen abgeteufte, von denen einige gasfündig waren; es wurden auch Erdölanzeichen angetroffen. An der Mosselbay wird eine Umwandlungsanlage von Gas in flüssige Brennstoffe geplant, die 1992 mit einer Leistung von 26'000 b/d Benzin und Dieselöl in Betrieb genommen werden soll. Es wird angenommen, dass die vorhandenen Gasvorräte hinreichen werden um den Betrieb 25 Jahre lang aufrecht zu erhalten.

Sudan: Es wurden 6 erfolglose Explorationsbohrungen abgeteuft. Die politischen Zustände haben den Produktionsbeginn aus den vorhandenen Feldern herausgezögert.

Chad: Esso teufte 4 Explorationsbohrungen ab. Die Resultate sind nicht bekannt. Die Reserven in Chad werden auf 300 Millionen Barrel Öl geschätzt.

Aquatorial Guinea: GEPSA (Regierung/Hispanoil) teuften eine erfolglose Explorationsbohrung ab und bestätigten in einer Folgebohrung (13B-2X) einen früheren Gas-Kondensatfund. Total, Texaco und Pecten zogen sich aus ihren Konzessionen zurück.

Kenya: Union Oil teufte ohne Erfolg die marine Explorationsbohrung Kofia-1 (E des Tania River Deltas) ab.

Liberia: Amoco teufte 3 erfolglose marine Bohrungen ab, davon erreichte S/1-1 eine Endtiefe von 4'138 m.

Madagascar: Es wurden 5 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen keine Erfolg hatte, 1 durch Mobil, die andern AMOCO; deren Namakia-1 erreichte eine Endtiefe von 4'480 m.

Mali: Esso/Shell/Elf gaben nach einer erfolglosen Bohrung (Arouita-1, Endtiefe 2'334 m) ihre Konzession zurück.

Sierra Leone: Amoco teufte eine erfolglose Bohrung ab.

Somalia: Es wurden 4 erfolglose Explorationsbohrungen abgeteuft, darunter Shell's Offshore-Bohrung Bandar Harshan im Golf von Aden.

Tanzania: Es wurden 2 erfolglose Explorationsbohrungen abgeteuft.

Mittlerer Osten

Saudi Arabien: Die kumulative Produktion (seit 1938) übersichritt 1985 die 50'000 Millionen Barrel-Marke. Die verbleibenden sicheren Reserven werden auf 165'000 Millionen Barrel geschätzt. Es wurden wahrscheinlich 5 Explorationsbohrungen an Land und 2 im Persischen Golf abgeteuft; Resultate wurden nicht bekanntgegeben. Die Ölproduktione wurde um fast 16% gedrosselt.

Iran: Als kriegführendes Land gibt Iran keine Nachrichten heraus. Die Ölproduktion erhöhte sich um ca. 15.4%.

Iraq: Explorationsaktivitäten fanden in den Gebieten SW Baghdad und N Basra statt. W Mosul wurde bei der syrischen Grenze das Feld Sufaya entwickelt. Im September 1985 wurde eine neue Pipeline, nach dem Hafen Yanbu in Saudi Arabien in Betrieb genommen, mit einer Kapazität von 350'000 b/d. Entsprechend erhöhten sich Produktion und Export.

Kuwait: Von 2 Explorationsbohrungen (an Land) war eine ölfündig. Die Suche nach Khuff-Gas unter kuwaitischen Feldern wurde zurückgestellt, zugunsten der seismischen Erkundung von U Jura-Marrat Lst Reservoirs in den Feldern Minagish und Magwa (auf der NW-Flanke des Burgan Feldes). Die Ölproduktion nahm um 8.3, die Gasproduktion um 4.5% ab. Es wird Gas aus Iraq eingeführt.

Abu Dhabi: Es wurden 18 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 7 öl-, 1 gas- und 3 öl- und gasfündig waren. ADMA fand zwischen Zakum und Umm Shaif Öl und Gas im Jura in Belbazem-2 und Umm Salsal-2, und Öl in der U Kreide in Lulu-3 (SE Umm Shaif) und Bu Jufair-1 (W Razbooth). ADNOC fand Gas im Khuff in ABK-3 (NW-Ecke des Offshore-Gebietes) und Hail-4 (E Razbooth). An Land fand ADOC Öl in Bu Tini-3, Bu Labyad-1 (NE Murban, mit Gas), Jumailah-1 (NE Murban) und Bida al Qamzan-3 (N Bu Hasa).

Oman: 1985 wurden 39 Explorationsbohrungen abgeteuft. PD(O) (60% Regierung von Oman, 34% Shell, 4% Total, 2% Partex) teufte 29 Explorationsbohrungen ab und fand Öl in Al-Dabi-1 (12 km NE des Qata Feldes in S Oman), Tuleitat-2 (SW Qaharir-E), Mawhoob-1 (S Rima), Warud-2 und Anuq-1 (E Karim West), Simsin-1 (SE Runib), Saba-1 (ca. 8 km SSE Rasha), Mulchaizuna-2 und -4 (ca. 24, resp. 14 km N Jalmud, Zareef-1 und Nafurah-1 (ca. 12 km E Sayyala), Malih-1 (ca. 25 SSW Hawasina) und in Dhulaima-3 und -4 (S Lekhwair). Gas fand PD(O) in Nadir-1 und Hafar-1 (ca. 20 km NE Natih, in Maghul S-1 (W Fahud W) und in Tawf Dan-1 (WNW Mahjour). AMOCO fand in 2 von 5 Explorationsbohrungen Gas, ca. 55-60 km NE Fahud, in Nadir-1 (Natih Fm.) und Hafar-1 (Suhaiba Fm.) Elf-Aquitaine war in Rabkha-1 (SW Hasirah) erfolglos, brachte aber Rabkha-1 in Produktion. Japex hat das Mezoon-Feld mit-3 erweitert. In Mezoon-1 wurde eine Förderrate von 400 b/d Öl von 44° API erreicht. JPDO erweiterte das Safah Feld, indem Bohrung -12 eine tiefere Lagerstätte fand. Oman's Ölproduktion stieg um 19%, die Gasproduktion um 25.3% auf 10.8 Millionen m^3/d.

Neutrale Zone: Explorationsarbeiten fanden nicht statt und das Gasprojekt für Khafji und Hout wurde zurückgestellt. Die Gasproduktion betrug 3.9 Millionen m^3/d. Ende 1985 wurden die Ölreserven auf 5'570 Millionen Barrel geschätzt, die Gasreserven auf 1.56×10^{12} m^3.

Tabelle 4

Mittlerer Osten

Durchschnittliche Tagesproduktion und Ölreserven

	Produktion Öl in b/d			Öl Reserven Millionen Barrel	Produktion Gas in Millionen m^3/d	
	1986	1985	1984	1.1.86	1986	1985
Saudi Arabien	4'813'000	3'300'000	3'922'100	168'800	22.8	19.5
Iran	1'852'000	1'402'000	1'194'000	47'876	37.2	37.2
Iraq	1'712'000	1'402'000	1'194'000	44'110	1.6	1.6
Kuwait	1'257'000	863'300	941'200	89'774	11.2	11.2
Abu Dhabi	§	822'100	832'300	31'000	§	§
Oman	538'000	497'200	417'900	4'000	3.7	3.7
Neutr. Zone	338'000	357'000	411'100	5'380	kA	kA
Dubai	§	350'000	325'900	1'400	§	§
Qatar	335'000	300'000	405'200	3'300	16.1	16.3
Syrien	191'000	180'000	172'500	1'440	0.4	0.4
Bahrein	44'000	41'900	41'800	155	17.1	17.5
Türkei	46'000	41'400	40'800	300	3.8	3.8
Shahrjah	§	4'900	5'400	490	§	§
Ras al Khaima	§	5'140	kA	kA	§	§
Jordanien	kA	150	183	kA	-	-
Israel	180	180	180	1	0.2	0.2
Total	12'472'180	10'519'270	10'750'563	+398'226	141.4	137.5

§ Ver. Arabische Emirate: Ölproduktion 1986: 1'346'000 b/d; Gasproduktion 1986: 27.3 Millionen m^3/d, 1985 26.1 Millionen m^3/d.

+ Ölreserven Nord Yemen: 200 Millionen Barrel, im Total eingeschlossen.

Dubai: Von 7 Explorationsbohrungen war eine erfolgreich, SW Rhashid-1 (SW Fahud, Endtiefe 3'415 m), East Margham-1 (Endtiefe 4'590 m) muss noch getestet werden. Im Margham Feld produzierte ARCO im Jahresdurchschnitt 24'000 b/d Kondensat.

Qatar: QGPC teufte auf der NE-Flanke des North Feldes eine Explorationsbohrung mit der Nahr Umr Fm als Ziel ab (Endtiefe 1'183 m) und fand Kohlenwasserstoffe in mehreren Lagerstätten. NF-1 im North Feld (Endtiefe 3'000 m) fand Öl und Gas. Die Gasproduktion in Qatar betrug im Durchschnitt 17 Millionen m^3/d.

Syrien: Marathon fand Gas in ihrer einzigen Bohrung, Ash-Sha'er (aus 2 Horizonten zusammen 525'000 m^3/d Gas plus 330 b/d Kondensat). Pecten teufte 11 Explorationsbohrungen im Gebiet von Deir ez Zor ab. Eine davon fand Öl, Ash-Shola 101, in der Kreide, eine andere, Al Marash-2, im Miocaen; eine dritte musste noch getestet werden. Der Bau einer Pipeline zur Verfrachtung des Öls aus dem Thayyem Feld wurde in Angriff genommen. Es wird angenommen, dass SPC ca. 40 Explorationsbohrungen abgeteuft hat, doch ist nichts näheres darüber zu erfahren. Syriens Ölreserven wurden Ende 1985 auf 1'380 Millionen Barrel geschätzt. Die Gasproduktion betrug ca. 7 Millionen m^3/d.

Bahrein: Im Awali Feld wurden 5 neue Bohrungen in der Kreide (Öl) und 3 im Perm (Gas, Khuff Fm) in Produktion gebracht. Die Ende 1985 verbleibenden Reserven werden auf 154.7 Millionen Barrel geschätzt, nach einer kumulativen Produktion von 756.3 Millionen Barrel. Die Gasproduktion 1985 belief sich auf 17.5 Millionen m^3/d.

Türkei: 1985 wurden 25 Explorationsbohrungen abgeteuft. TPAO fand in 4 Bohrungen Öl: Akpinar-2, Küçükpirin-1, West Firat-2 und Kosluça-1, und Öl und Gas in Çukurtas-1. Turkse Shell fand Öl in Bektas-1A; Alladin in Kahta W-1 und Molla- 2. Demirsu fand Gas in Avoluoba-1 und Kandermis-2. Die Ölproduktion stieg gegenüber dem Vorjahr um 1.4%. Die Kumulative Prodktion aller Felder betrug Ende 1985 438.7 Millionen Barrel, die verbleibenden Reserven betrugen 122.2 Millionen Barrel.

Sharjah: AMOCO teufte 2 Explorationsbohrungen ab; W Sajaa-1 (Endtiefe 4'345 m) war trocken; Al Owaid-1 war fündig, aber noch nicht getestet. Im Sajaa Feld wurden 16.5 Millionen m^3/d Gas produziert (1.6% davon wurden verkauft) neben 60'274 b/d Kondensat. Die kumulative Kondensatproduktion betrug Ende 85 57.6 Millione Barrel; an Reserven verblieben 104.1 Millionen Barrel.

Ra's al Khaimah: Das Saleh Feld produzierte 877 b/d. Die Gasproduktion betrug 96 Millionen m^3/d. 2 Explorationsbohrungen waren erfolglos.

Israel: Die Ölproduktion hielt sich auf dem Stand des Vorjahres, während die Gasproduktion stark zurückging. S des Toten Meeres erreichte eine Explorationsbohrung im Pliocaen eine Tiefe von 1'818 m. Resultate sind nicht bekannt.

Jordanien: Die Produktion im Hamza-Feld betrug im Durchschnitt nur 55 b/d. In Ostjordanien wurden 2 tiefe Bohrungen abgeteuft, andere bei Azrak und im Gebiet des Toten Meeres. Die Projekte zur Ausbeutung bituminöser Schiefer wurden stillgelegt.

Nord-Yemen: Hunt teufte 3 Explorationsbohrungen ab und fand Gas in Lam-1 und Mim-1. Eine Pipeline von 400 km Länge mit einer Kapazität von 200'000 b/d soll das kürzlich entdeckete Alif-Feld mit dem Hafen von Al Salif verbinden, wo für den lokalen Markt eine Raffinerie von 10'000 b/d Kapazität gebaut werden soll. Die Reserven des Alif-Feldes werden auf 500 Millionen Barrel geschätzt.

Süd-Yemen: Es wurden 4 Explorationsbohrungen abgeteuft. Agip hat seinen kürzlichen Ölfund in Sharmah-1 nicht weiter verfolgt. Die staatliche P&MB (Petroleum & Mineral Board) hat mit Sovietischer technischer Hilfe an der Grenze zu Nord-Yemen, bei Al Salif eine Explorationsbohrung niedergebracht.

Fernen Osten, Australien, Neuseeland

Volksrepublik China: Für die Exploration auf dem Festland waren ca. 300 Bohrgeräte eingesetzt. Im Offshore-Gebiet wurden 40 Bohrungen abgeteuft. Agip/Chevron/Texaco fanden im Mündugnsgebiet des Perl Flusses in Huizhon 21- 1-1 aus verschiedenen Zonen zusammen 13'370 b/d Öl und 280'000 m^3/d Gas. Eine Folgeboh-

Tabelle 5

Ostasien und Pazifik

Durchschnittliche Produktion und Reserven, Öl

	Produktion Öl in b/d			Millionen Barrel	Produkt. Gas Millionen m^3/d	
	1986	1985	1984	1.1.86	1985	1984
Volksrep. China	2'560'000	2'495'500	2'284'340	18'420	35.4	35.0
Indonesien	1'235'000	1'349'620	1'513'795	8'500	108	102
Indien	624'000	648'800	587'900	3'736	15.6	14.7
Australien	505'000	564'170	546'178	1'449	47.1	38.1
Malaysia	503'000	430'473	441'535	3'100	34.2	31
Brunei	166'000	159'726	170'492	1'480	24.6	25
Thailand	35'000	36'804	21'826	107	10.9	6.6
Pakistan	41'000	30'360	18'003	109	28.3	27.3
Neuseeland	29'000	30'360	13'271	176	10.4	8.1
Burma	30'000	22'000	23'000	65	2.3	1.8
Philippinen	6'000	7'920	10'633	16	kA	kA
Japan	13'000	7'763	7'783	62	4	4.1
Taiwan	2'000	1'984	2'340	5	1	1
Afghanistan	700	700	700	2	7.8	6.9
Bangladesh	450	390	390	2	7.9	6.9
Total	5'750'150	5'782'870	5'642'186	37'229	337.5	308.5

rugn 33-1-1 ergab 9'350 b/d Öl und 380'000 m^3/d Gas. Die Bohrungen liegen ca. 180 km SE Honkong. Etwas westlich davon fand Phillips' Bohrung Xiang 24-3-1 6'480 b/d Öl und die Folgebohrung 24-1-1 aus 4 Zonen total 14'755 b/d. Im Beibu (Tonkin) Golf (NW Hainan) entwickelt Total Chine das Feld Weizhou 10-3 für Produktion im August 1986. Im Bohai Golf (Gelbes Meer) werden die Felder Bo Zhong 28-1 (Japan China ODC), Chengbei, E 428, Hzisi und Shiutuo entwickelt.

Erstmals hat die Volksrepublik China Gebiete in den südlichen und westlichen Provinzen für ausländische Betriebsgesellschaften geöffnet. Die Reserven plus kumulative Produktion im Daqing Feld werden mit 9'200 Millionen Barrel beziffert; das zweitgrösste Feld, Shengli, wird gemäss Plan 1988 804'000 b/d Öl produzieren und 1990 1 Million b/d.

Indonesien: 1885 brachte Aleiko Jans Zilker aus Groningen die erste Erdölbohrung in Indonesien, Telaga Tunggal-1, in Atjeh, Sumatra, nieder. Für Indonesien bedeutet dies 100 Jahre Erdölindustrie. Für Exploration wurde 1985 208 Bohrungen fertiggestellt. 15 waren öl-, 12 gas- und 7 öl- und gasfündig. 85 waren Erweiterungs- und Abgrenzungsbohrungen. Marathon fand in KF-1X in der Südchina See (ca. 250 km NW Natuna) 7'617 b/d Öl und 538'000 m^3/d Gas und war in 3 Folgebohrungen erfolgreich. Das N davon liegende KH-Feld wurde 1986 in Produktion genommen. In E Sulawesi fand Union Texas im Toluk Golf in Tiaka-1 3'884 b/d Öl und in einer Folgebohrung 2'235 b/d. Conoco fand in Irian Jaya (ca. Mitte des Vogelkops) in Wiriagar-5 4'415 b/d Öl. Die übrigen Funde betreffen vorwiegend die traditionellen produzierenden Gebiete. Das Madura Feld (Reserven 22.1 Millionen Barrel) startete seine Produktion im Sep-

tember 85 mit 15'000 b/d Öl, doch fiel diese rasch auf 3'500 b/d ab. Arco entwickelte das Bima Feld in der Java See für eine Spitzenproduktion von 50'000 b/d (Reserven 15 Millionen Barrel). Die Ölproduktion Indonesiens nahm gegenüber dem Vorjahr um 11% ab. Caltex produzierte davon 38% (im Vorjahr 44%), Arco 13%, und Total 12%. Die Gasproduktion, die vorwiegend in Japan Absatz findet, belief sich auf 107 Millionen m^3/d.

Indien: Die Zahl der Explorationsbohrungen betrug ca. 89. ONGC's D-18-1 (Endtiefe 4'106 m) im Bombay-Ratnagari-Becken förderte 3'400 b/d Öl und 20'000 m^3/d Gas. Im selben Offshore-Gebiet waren die Bohrungen B-166, B-172, D-1-3, R-7-2, R-9-1 ebenfalls ölfündig. Im Godavari-Becken, an Land, fand ONGC in Kaikahur-1 in der Kreide (Endtiefe 2'988 m) Öl. Weitere Funde wurden in Südindien in Buvanagiri-1 (nahe bei Tiruchirapalli) und in Narimanam-1 (bei Pt. Calimere) gemacht. Die Oil and Natural Gas Commission (ONGC) erbrachte 90% von Indiens Ölproduktion. Die Gasproduktion betrug 1985 15.75 Millionen m^3/d.

Australien: Es wurden 1985 267 Explorationsbohrungen abgeteuft, 227 an Land und 40 Meer, mit total 503'674 Bohrmeter. Die Durchschnittstiefe betrug bei den Landbohrungen 1'753 m, bei den marinen Bohrungen 2'642 m. Die Ölproduktion kam zu 90% aus dem Gippsland Becken (474'000 b/d). Queensland förderte erstmals mehr Öl als Westaustralien. Mit 140'000 b/d an Importen und 145'000 b/d an Exporten reiht sich Australien erstmals unter die Netto-Ölexportländer ein. 532'393 b/d wurden als Rohöl, 32'778 b/d als Kondensat gefördert. Zur Gasproduktion von 36'19 Millionen m^3/d kommt die Flüssiggasproduktion von 10'890 m^3/d. In New South Wales fand die Bohrung Wilga Park-1 28'000 m^3/Gas. In Queensland fand W des Jackson Feldes, im Cooper Becken, die Bohrung Watson South-1 3'112 b/d Öl aus dem Jura. Moolianpah-1 (137 km W Jackson) förderte aus 2 Horizonten zusammen 3'684 b/d und fand in 2 weiteren Horizonten Ölkolonnen. Kenmoore-1, bei Eromanga, förderte aus 2 Horizonten zusammen 1'424 b/d. S Eromanga fand Toobungah-1 1'030 b/d und SE Talgeberry-1 1'370 b/d Öl zusammen aus 2 Horizonten. Im Gippsland Becken (Victoria) wurden 11 marine Bohrungen niedergebracht, doch wurden nur unbedeutende Mengen Kohlenwasserstoffe angetroffen. In Tasmanien förderte in der Bass Strasse AMOCO's Yolla-1 aus dem Eocaen 955 b/d Öl und 334'000 m^3/d Gas und aus dem Paleocaen 580 b/d Öl und 428'000 m^3/d Gas. Von Südaustralien sind 4 Öl- und 7 Gasfunde und 1 Öl/Gasfund zu vermelden. Auf dem Murteree High fanden Jena-1, Uladi-1 und Alwin-2 Öl, Zwischen den Strzekcki und Dillingari Feldern wurde Gas gefunden in Baratta-1 (10'475 m^3/d) und Bagundi-1 (2 Horizonte mit 215'000 resp. 239'000 m^3/d), sowie Gas und Kondensat in Aroona-1 und Lepac-1. Auf dem Gidgegalpa-Trend fanden Meranji-1 800 b/d Öl und 390'000 m^3/d Gas und Muteroo-1 1'724 b/d Öl und 87'000 m^3/d Gas. Südlich Tirrawarra fand Gooronie-1 187'000 m^3/d Gas und 192 b/d Kondensat. In Westaustralien dienten 28 Bohrungen der Exploration. 2 Bohrungen im Meer, im Carnarvon Becken, fanden Öl und Gas: Harriet-1 und Saladin-1 (6'000 b/d von 46.9° API und 478'000 m^3/d Gas). North Harald-2 fand 2'025 b/d Öl. Goodwin-7 förderte 1.07 Millionen m^3/d Gas und etwas Kondensat. Im Canning Becken fand an Land West Terrace-1 760 b/d Öl und wurde zusammen mit den Feldern Blina und Sundown (total 800 b/d) in Produktion genommen. Im Nord-Territorium wurden 11 Explorationsbohrungen abgeteuft, ohne nenneneswerten Erfolg. Der Bau der Pipeline vom Amadeus-Becken nach Pt. Darwin wurde begonnen und die Ölleitung Mereenie-Alice Springs kam Ende 85 mit 4'000 b/d in Betrieb.

Malaysia: Es wurden 12 Explorationsbohrungen ohne Erfolg abgeteuft. Im Seligi Ölfeld und im Jerneh Gasfeld wurden 5 resp. 3 Abgrenzungsbohrungen erfolgreich ausgeführt. Neu in Produktion kam Esso's Gutong Ölfeld mit 600 b/d, die Ölproduktion blieb auf dem Stand von 1984, doch erhöhte sich die Gasproduktion um 10.2%.

Brunei: Es wurden 9 Explorationsbohrungen abgeteuft. Iron Duke-10X brachte eine Erweiterung des bisherigen Feldes (W Champion) um 2 km; -11X war erfolglos. Ebenso konnte das Gannet Feld (N Fairly) durch die Bohrungen -2 und -SE-2 erweitert werden, sowie das Rasau Feld. Die Ölproduktion ging gegenüber 1964 um 6%, die Gasproduktion um 1% zurück.

Thailand: Die Zahl der Explorationsbohrungen betrug 26. Shell fand Öl in Klong Dan-1 (30 km N des Sirikit Feldes) und Nong Taku-1 (12 km E des Sirikit Feldes). Unocal war in 10 Erweiterungsbohrungen erfolgreich, in den Offshore-Feldern im Golf von Thailand: Baanpot, Satura, Pladang und Erawan. Die Öl/Kondensat- Produktion stieg um 69%, die Gasproduktion um 65%.

Pakistan: Der 1983 gegebene neue Impuls in der Explorationstätigkeit hat 1984/85 zu einer Verdoppelung der Ölproduktion geführt, die vor allem Occidental's neuen Feldern Dhurnal (Öl und Gas), Tando Alam (Öl) und Pirkon (Gas) zu verdanken ist. 1985 wurden 26 Explorationsbohrungen abgeteuft: 14 durch Union Texas, 10 durch OGDC (Oil and Gas Devt. Corp.) und 2 durch Occidental. Union Texas fand Öl und Gas in Nari-1 und Turk-1, Öl in Mazari-2 und SE Mazari- 1 und Gas in Sonro-1 (alle E Karachi). OGDC fand Gas in Loti-1 (W des Sui- Gasfeldes) und in Panjpir-1. Die Bohrungen Mazari produzierten 3380 bis 4980 b/d Öl, Sonro-1 460'000 m^3/d Gas, Sonro-2 8362 b/d Öl und 187'000 m^3/d Gas, Loti-1 396'000 m^3/d Gas.

Neuseeland: Es wurden total 26 Bohrungen abgeteuft, davon 5 im Meer. Ausser einer Erweiterung von Toetoe (-3A) war keine neue Entdeckung zu verzeichnen. Im SE-Offshore der Südinsel fand Galleon-1 etwas Gas (756 m^3/d). In Motuni ist die Produktion von synthetischen Benzin aus Gas angelaufen.

Burma: Die einzige Offshore-Bohrung, MOC-22 (S des Irawadi-Deltas) war trocken. An Land fanden Kyarklat-3 und -4, ca. 75 km SW Rangoon 266'000 m^3/d Gas und 303 b/d Öl. Das Pyalo-Gasfeld im S Irawadi-Becken wurde durch Pyalo North-2A erweitert. Die Reserven im Offshore-Martaban-Gasfeld wurden durch Petrocanada auf 116 x 10^9 m^3 berechnet. Die Ölproduktion blieb auf dem Stand von 1984; die Gasproduktion stieg um 23.1%.

Philippinen: Explorations- und Produktionsaktivitäten nahmen stark ab. Die vorjährigen Funde Galoc-2ST und Sampaguita-3A erwiesen sich als nicht wirtschaftlich ausbeutbar. Die Ölproduktion der Felder Nido, Martinloc und Cadlao ging um 26% zurück.

Japan: Es wurden 16 Explorationsbohrungen abgeteuft. Im W-Teil von Hokkaido fand Minami-Kanazawa SK-1 Gas. Offshore Nigata waren 2 Bohrungen beim 1984 entdeckten Gasvorkommen SI erfolglos. Die Öl- und Gasproduktion nahm etwas ab.

Taiwan: Es wurden 12 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 7 im Meer. 6 der Offshore-Bohrungen bestätigten den Fund CBK vom Vorjahr 12 km vor NW- Taiwan. An Land fand eine Bohrung Gas. Die Produktion verminderte sich, doch wird erwartet, dass 1987/88 CBK mit ca. 4'000 b/d Öl und 1 Million m^3/d Gas das Defizit wieder wettmachen wird.

Bangladesh: 2 Explorationsbohrungen sind seit mehr als 1 Jahr in Betrieb. Aus den Habiganj und Bahtrabad Gasfeldern ist eine Mehrproduktion zu verzeichnen.

Vietnam: Gerüchte, dass das Bach ho Feld im Mekong Delta mit ca. 50'000 b/d in Betrieb genommen worden sei, entbehren der Bestätigung. Im Mekong Delta sollen aus kleineren Feldern ca. 500'000 m^3/d Gas produziert werden.

Papua Neuguinea: Es wurden 5 Explorationsbohrungen abgeteuft. Das Juha Feld am Niugini Golf wurde durch Juha-3X bestätigt. Weiteres Öl und Gas wurde 1986 in Iagifu-2X entdeckt.

Comecon-Länder (1981-85)

UdSSR: Die Ölproduktion betrug 1983 12'327'000 b/d, 1984 12'260'000 b/d und 1985 ca. 11'900'000 b/d, während die Gasproduktion anstieg, von 1'466 Millionen m^3/d 1983 auf 1'570 Millionen m^3/d 1984 und 1'753 Millionen m^3/d 1985. Die Zunahme geht vorwiegend auf die Mehrproduktion im Feld Urengoy in Westsibirien zuück, sowie auf die erhöhte Kapazität der Gasleitungen aus dieser Gegend. Für die Ölproduktion ist ebenfalls Westsibirien der Hauptlieferant, wo im Oktober 1984 die kumulative Produktion die 3'000 Millionen Tonnen Marke (22'000 Millionen Barrel) überschritt. Die kumulative Produktion des Samotlor Feldes erreichte Ende 84 10'085 Millionen Barrel. Für die Entwicklung anderer Felder und für die Exploration, besonders im Europäischen Russland und in Zentralasien, die weniger ergiebig, tiefer und tektonisch ungünstiger sind, fehlt es an der notwendigen geophysikalischen Technik und an Bohrmaterial.

In Westsibirien wurden 1981-85 14 der 26 vom Plan vorgesehenen Ölfelder entwickelt. Von Neuentdeckungen in derselben Zeitperiode nenne wir Pogranich (zwischen Surgut und Nishnewartov, mit 239 resp. 667 b/d aus Neocomsanden), Novopurey (NE Muravlenko, mit 4 produktiven Zonen, bis 1050 b/d), im selben Gebiet, in Komsomolsk, S-Tenlovo und W-Pur; im Pur-Tazgebiet im Neocom im W-Kolyegan Feld, sowie in Poteleno und Varyegan. Für Ölfunde in stratigraphischen Fallen im Jura reichte die seismische Auflösung nicht aus; jedoch wurden kleinere Felder NE der Krasnoleninsk-Felder gefunden. Ergiebiger waren Funde im «Pri-Ural», weiter im SW, wo in Talin (1981 entdeckt) und Lovin bis 1350 b/d getestet wurden. Die Ölsuche unter den grossen Gasfeldern des Unteren Ob-Gebieten hat zu keinem Resultat geführt, trotz einer Anzahl tiefer Bohrungen (bis 5'500 m) im Urengoy Feld. Kleinere Mengen Öl wurde jedoch unter dem Gas der Yamal-Felder angetroffen, in Neytino, Novoport und Russkorechensk. Im Salymfeld, das bei grossen Reserven nur sehr bescheidene Anfangsproduktionen aufweist, waren von 200 Bohrungen nur 21 mit einer Ergiebigkeit von mehr als 190 b/d und 94 mit mehr als 1 m^3/d Öl (= 6.3 b/d); grössere Ergiebigkeiten erhofft man sich von horizontalen Bohrungen. Das Urengoy Gasfeld erreichte eine Produktionsspitze von 13'000 m^3/d und das Yambur Feld wird als nächster Hauptproduzent

entwickelt. Neue Gasfelder im Yamal- Gebiet sind Belyi, Kruzenshtern und Malygino. Die erste Bohrung in der Kara See, con einer festen Platform aus. war erfolglos.

Die Produktion der Volga-Ural-Felder geht stetig und rapid zurück. Neue Felder werden zwar entdeckt, doch übersteigen die Reserven selten eine Million Barrel und wegen Tiefe und ungenügender seismischer Kontrolle sind die Fehlbohrungen auf stratigraphische Fallen häufig. Einige Felder wurden im Oberdevon Tatariens, Bashkiriens und der Perm Region, sowie im U Perm des Orenburg-Gebietes gefunden, wo Bohrtiefen bis 5'800 m erreicht wurden (z.B. das Zemlyansk-Ölfeld SW Orenburg und Gasfelder in Zaikino, Garshino, Rostashino und Dolina). Im Volgograd-Gebiet waren 3 Bohrungen fündig, davon Lomovsk mit 730 b/d. Im Kama-Kalisalzgebiet, das bisher für die Exploration geschlossen war, sind Sucharbeiten angelaufen. Hoffnungen, im Autochthon unter der Ural-Überschiebung Öl zu finden scheiterten am Fehlen von Sedimenten (Bohrung Kalguin, Endtiefe 5'000 m).

Im nördlichen Timan-Pechora-Gebiet fand man N des Vozey Feldes in Kharyaga, Kohlenwasserstoffe in 10 verschiedenen stratigraphischen Einheiten. E davon waren Musyushor und Sandivey fündig, mit bis zu 8'800 b/d von 32° API. Nizhneomra, im S Pechora-Gebiet erreichte eine Tiefe von 6'454 m und fand etwas Öl im Devon. N der Pechora Mündung wurden in der Barents See mehrere Offshore-Bohrungen abgeteuft, ebenso in der Ostsee, so weit ohne Erfolg. Tiefe Ziele werden auch im Kaukasvorland verfolgt, doch enthielt der Jura bisher kein Öl. Im Maykop-Gebiet lieferte die Bohrung Zhuravsk bis 720 b/d Öl. E der Apsheron Halbinsel (Baku) sind 7 Offshore-Bohrgeräte aktiv. Das Gebiet produzierte 1970 258'000 b/d Öl, 1984 nur noch 180'000 b/d, doch 1984 190'000 b/d. S Baku wurden Funde in Alyaty More und Bulla More gemacht. In Azerbeidjan fand im Kura-Iori-Gebiet Trasdallyar bis 2'200 b/d Öl und Zarbod 4'570 b/d. Die Saatly Übertiefbohrung wurde zuletzt als bei 8'324 m bohren gemeldet, noch stets in den Vulkangesteinen, die bei 3'529 m angetroffen worden waren. In Armenien soll am Araxes Öl gefunden worden sein.

Im tiefsten Teil des Dnjepr-Donets-Grabens erfolgten mehrere Gasfunde, z.B. in Khomyshuyan wurden aus Visée-Sst in 6'057 m Tiefe 465'000 m^3/d Gas gefördert, ferner in Igntovo, Bayatoy und Machekh aus dem Tournai. Im Karpathenvorland fand Lopushyan unter der Karpathenüberschiedung 1890 b/d Öl von 40° API. Im Offshore-Gebiet des Schwarzen und Azov Meeres wurden keine neuen Funde gemacht. Im Pripjet-Gebiet wurde in zahlreichen Bohrungen Schweeröl in geringen Mengen angetroffen.

In Zentralasien lieferten im Amu Darya-Becken (Turkmenistan/Uzbekistan) 20 der grösseren Gasfelder 1985 mehr als 217 Millionen m^3/d Gas; vor allem Dolatabad-Doumez (1.38 x 10^{12} m^3 Reserven, in Neocom-Sanden), Bakhni (50 x 10^9 m^3), Seirab (56.6 x 10^9 m^3) und Pamuk (65 x 10^9 m^3). Neue Felder wurden kaum entdeckt und Bohrungen auf ein tieferes Reservoir (ca. 4'900 m) im O Jura brachten nur schwefelreiches Gas (Gagarin, W Utemergen, Astanbaba, Yeshlar). In W-Uzbekistan wurde in Kashkadarya neu Gas entdeckt. In der Nähe des Kaspischen Meeres kam das Ekiz-Ak Gasfeld in Produktion (40 x 10^9 m^3 Reserven). Im Mangyshlak-Buzachi-Gebiet nahm die Ölproduktion zu, doch verminderte sie sich in Zhetybay und Uzen (zusammen ca. 275'000 b/d, mit kleinen Mengen aus Carbonatgesteinen der Trias). Ein Öl von knallig-oranger Farbe soll 1981 in Oymasha gefunden worden sein (1'547 b/d Öl und 22'000 m^3 Gas aus verwittertem Granit nebst etwas Öl aus Trias und Jura). Im Fergana-Gebiet waren 2 Bohrungen im Palaeogen fündig, im Niyazbek-Feld mit 273 b/d Öl und 2'800 m^3/d Gas (Endtiefe 4'540 m) und im Varik-2-Feld mit 124 b/d Öl. Eine übertiefe Bohrung stand Ende 1984 bei 6'300 m. Im Tadjik-Becken liefert das neue Khorzhar Feld beschei-

dene Mengen Öl und Gas. Im bisher noch nicht explorierten S-Turgay-Becken, zwischen Westsibirien und Zentralasien wurde in Kumkol, im Neocom, Öl gefunden, mit einem Zufluss von 630 b/d und im Jura mit 940 b/d. Man hofft, dass sich damit eine neue Ölprovinz offenbart hat.

In Ostsibirien werden die Gasreserven des N-Buotubinsk-Feldes auf 11.3 x 10^9 m^3 geschätzt; unter dem Feld wurde ein Öllager gefunden. Hingegen erwiesen sich die riesigen Damilov und W-Chon-Strukturen als nur beschränkt (in stratigraphischen Fallen) ölführend, nach 19 fehlgeschlagenen Folgebohrungen auf die Erstbohrung mit 2'450 b/d Öl. In den durch den Permafrost führenden Abschnitten der Bohrungen traten durch Gashydratbildung Schwierigkeiten auf. Im Ienissey-Katanga- Gebiet, wo mehrere Gas- und Gashydratfelder bestehen, wurde in Sazun Öl gefunden. In Sakhalin beträgt die Ölförderung ca. 50'000 b/d aus 30 Feldern; für das vorhandene Gas (Nizhnedagino mit 500'000 m^3/d) projektiert man eine Leitung nach Komsomolsk na Amure, da lokal ein Markt fehlt. Das Chayvo-Offshore-Feld soll Reserven von 250 Millionen Barrel Öl und 118 x 10^9 m^3 Gas enthalten. Auf der Kamchatka-Halbinsel wurde bei Khuks und Nizhnekvakchinsk Gas gefunde, mit Zuflüssen von 280'000, resp. 300'000 m^3/d. Am Mutnovsk Vulkan studiert man ein geothermisches Projekt von 200 MW: Bald werden sich dort die Schlittenhunde an elektrischen Öfelchen wärmen können!

Tabelle 6

Welt

Durchschnittliche Tagesproduktion und Reserven

	Produktion Öl in b/d			Öl Reserven Millionen Barrel	Gas Produkt'n. Millionen m^3/d
	1986	1985	1984	1.1.86	1985
West-Europa	3'887'200	3'875'512	3'721'751	42'000	544.4
Amerika	16'239'100	16'659'175	16'631'435	112'716	1'711.0
Afrika	4'897'000	5'286'956	5'061'587	56'535	129.3
Mittlerer Osten	12'472'180	10'519'270	10'750'563	398'226	141.4
Fern. Osten/Paz.	5'750'150	5'782'870	5'682'186	37'229	357.0
UdSSR	12'283'000	11'905'000	12'260'000	61'000	1'760.0
Rumänien	220'000	220'000	220'000	1'000	kA
Übrg. Comecon	103'000	103'000	103'000	600	kA
Welt Total	55'851'630	54'348'783	54'275'522	709'306	4'553.1
Welt ohne Comecon*	43'245'630	42'123'783	41'847'533	646'706	2'793.1

* inkl. Jugoslavien und Cuba