Zeitschrift: Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Herausgeber: Vereinigung Schweizerischer Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Band: 52 (1986)
Heft: 122

Artikel: Streiflichter aus der Erdölindustrie 1984
Autor: Soder, P.A.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-210045

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 04.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 52, Nr. 122, April 1986 - S. 1-19

Streiflichter aus der Erdölindustrie 1984

mit 5 Tabellen im Text

von P.A. SODER*

Einleitung

Die natürlichen Kohlenwasserstoffe sind komplizierte Gemische, die als Schweröle, Rohöle, Leichtöle, Gase mit und ohne Kondensate produziert werden. In unserem Statistiken ist diese komplexe Mischreihe in eine flüssige Phase (Öl) und in eine gasförmige Phase (Gas) aufgetrennt. Es werden jedoch bewusst heterogene Bestandteile zusammenfasst und aufgereiht. Was wir z.B. als «Gas» bezeichnen, kann ein 'gereinigtes' Gas (Methanreihe) sein, es kann aber auch mehr oder weniger grosse Mengen unbrennbarer Bestandteile (N_2, CO_2, He, etc.) enthalten.

Als wichtigste Quelle für unsere Ausführungen, haben wir die Jahresübersicht der «American Association of Petroleum Geologist» benutzt (Bull. **69**/10, Oct. 1985: 1453-1876). Diese Bericht ist aus ungleichen Teilstücken mit verschiedenen Autoren und mit, je nach Ursprungsland, verschiedenen Definitionen (Kohlenwasserstoffe, Bohrungen, Masse) zusammengesetzt. Die Zahlen sind je nachdem gerundet, vorläufig, korrigiert, geschätzt oder — z.T. mehrfach — umgerechnet. Die Additionen entsprechen deshalb nicht immer den Summen und die Zahlen sind nicht unbedingt mit denen unserer früheren Berichte vergleichbar.

In Text und Tabellen haben wir durchwegs die Petroleummengen in Barrel (= ca. 159 Liter), wo möglich per Tag für Produktionsmengen (b/d) und die Gasmengen in m^3, (resp. m^3/d) ausgedrückt. Die Reihenfolge der Länder, in den verschiedenen Erdteilen, schreitet vom grössten Ölproduzenten zum kleineren vor. Länder mit fortgeschrittener Exploration sind summarisch behandelt. In den Tabellen 3 (Afrika) und 4 (Mittlerer Osten) haben wir die Gasproduktion nicht berücksichtigt. Einige Daten finden sich im Text. Daten über COMECON-Länder haben wir ganz weggelassen, nachdem der Datenfluss von dort her einer zunehmenden Vikosität unterliegt.

* Dr. P.A. SODER, Geologe, Stadtweg 42, 4310 Rheinfelden

West-Europa

Vereinigtes Königreich: Von 25 Explorationsbohrungen an Land waren 10 ölfündig. AMOCO's Warren Wood-1 (= Stockbridge-1, ca. 24 km N Southhampton) fand Öl von 38° API mit einer Förderrate von 200 b/d. LASMO's Carrington-1 (in Edinbourgh, Schottland) fand Öl im Karbon. Weitere Ölfunde wurden in BP's Broughton-1 (ca. 20 km SSW Hull) und Stainton-1 (bei Lincoln) gemacht. Erfolgreiche Erweiterungsbohrungen in den Midlands seien von den Feldern Trenton, Farley's Wood, Cropwell Butler und Hatfield Moors und von den südenglischen Feldern Palmers Wood und Horndean erwähnt. Die Ölproduktion an Land stieg von 1983 auf 84 von 5'700 b/d auf 5'940 b/d, während die Gasproduktion von 18.2 auf 17.5 Millionen m³/d sank. Im Kanal fand British Gas in 98/11-2 (S Bornemouth, Endtiefe 3'472 m) Gas.

Im britischen Nordsee-Sektor wurden 1984 182 (1983 128) Bohrungen angesetzt. Es wurden 6 neue Ölfelder, 1 Gas/Kondensatfeld und 6 Gasfelder entdeckt. Neu in Produktion genommen wurden 2 neue Ölfelder, Hutton und Deveron und 2 neue Produktionsplattformen, Beryl B und Beatrice B, sowie das neue Gasfeld Victor. Damit waren Ende 1984 27 Öl- und 7 Gasfelder inProduktion. 2 Explorationsbohrungen wurden nördlich 62° N breite abgeteuft, wovon eine, 219/20-1, in mehr als 1550 m Wassertiefe. NW der Shetland Inseln war British Gas in 214/30-1 gasfündig. Im E-Shetland-Gebiet wurden 2 Ölfunde und 1 Gasfund gemacht. Im Moray-Gebiet

Tabelle 1

Produktionsdaten West-Europa

	Durchschnittliche Tagesproduktion Öl in b/d		Gas in Millionen m^3/d		Raffinerie-Durchsatzkapz. E 1985 1'000 b/d	Anzl. Raffin.
	1984	1983	1984	1983		
Ver. Königreich	2'580'366	2'265'230	110.199	101.789	1'792	15
Norwegen	745'601	648'099	71.380	74.247	240	3
Deutsche B.R.	81'525	82'441	50.100	47.921	1'933	22
Jugoslavien	80'858	82'501	5.443	5.715	k.A	k.A.
Niederlande	58'200	48'233	207.155	193.951	1'468	7
Spanien	46'298	59'367	0.001	-	1'367	10
Italien	44'085	43'593	37.803	35.801	2'738	21
Dänemark	43'700*	43'701	-	-	166	3
Frankreich	41'852	33'192	24.757	26.145	1'947	16
Griechenland	30'794	27'344	0.518	0.509	390	4
Österreich	24'120	25'184	3.402	3.370	204	1
Schweden	250	250	-	-	429	6
Irland	-	-	6.750*	6.750	56	1
West-Europa	3'733'568	3'315'542	517.508	496.100	13'611	117

* geschätzt; k.A. keine Angaben
weitere Raffinerien (im Total eingeschlossen): Belgien 4, 652'000 b/d; Portugal 3, 295'600 b/d; Finnland 2, 241'000 b/d; Schweiz 2, 137'000 b/d; Zypern 1, 16'000 b/d.

wurde in 4 Explorationsbohrungen Öl und in einer Gas/Kondensat gefunden, im zentralen Nordseegebiet in 4 Bohrungen Öl und in 3 Gas/Kondensat. Im südlichen Nordseegebiet waren 6 Bohrungen gasfündig.

Norwegen: Im norwegischen Nordsee-Sektor wurden 18 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 9 Öl und 1 Gas fanden. In den nördlichen marinen Gabieten waren es 14 Explorationsbohrungen. Saga's 34/7-1 (ca. 18 km NE des Statfjord-Feldes, Endtiefe 5'156 m) fand Leichtöl in der Trias. Das neue Feld, das sich in den Block 34/4 fortsetzt, wurde «Snorre» benannt. Erfolgreiche Erweiterungsbohrungen wurden in den Feldern Gullfaks, Oseberg und Brage abgeteuft. Im Haltebanken-Gebiet (NE Trondheim) fand Statoil in 6506/12-1 Gas und Kondensat in 7 verschiedenen Lagern. Shell tätige in 6407/9-1 (Endtiefe 2'400 m) den ersten Ölfund in dieser Gasprovinz. Im Tromsgebiet fand Statoil's 7121/4-1 (rund 150 km NW Hammerfest) ein grösseres Gaslager.

Deutsche Bundesrepublik: Es wurden 1984 48 Explorationsbohrungen abgeteuft; davon waren 8 öl-, 10 gas- und 1 öl- und gasfündig. Die Bohrung B/18-5 war die einzige im Offshoregebiet (ca. 100 km N Vlieland); sie wurde im Jura als erfolglos aufgegeben. Mulmhorn Z1 (ca. 30 km ENE Bremen) und Soltau Z1 ergaben bedeutende Gasfunde im Rotliegenden in ca. 5'000 m Tiefe. Ein weiterer Rotliegend-Gasfund ist Preyersmühlehastedt Z1 (im Weser-Elbegebiet, SE Mulmshorn). Öl wurde in Varloh 4 (W Mulmshorn) gefunden. Im Emsland waren Leer Z1 (SE Emden) und Vahren Z2 (bei Cloppenburg) gasfündig. Bei Sögel (14 km NNE Meppel) wurde Öl gefunden. Gasfunde in der Nähe der niederländischen Grenze erfolgten in Lindloh Z1 (NW Meppel) und in Emmlichheim Z14 (bei Coevorden). Ca. 16 km N Minden waren Uchte Z4 und Z2b gasfündig. Eine stratigraphische Bohrung, Schleswig Z1 (ca. 50 km NW Kiel) erreichte eine Tiefe von 6'104 m. Im ersten deutschen Offshore-Feld, Schwabeneck-See der Wintershall, wurde die Produktion Mitte November 1984 aufgenommen. Im Oberrheingraben fanden Königsgarten 1 (bei Worms, in den Pechelbronner Schichten) und Rülzheim 2 (SE Landau) Öl und Gas. Im Alpenvorland erbohrten N München Heimhausen 1a und Herbertshausen 3a (im Purbeck) Öl. Ein Öl- und Gasfund wurde in Kinsau (am Lech, E Kaufbeuren) gemacht. Die Tiefbohrung Hindelang 1a (SE Immenstadt im Allgäu) wurde gegen Ende 1984 zur Erkundung des Autochthons unter der überschobenen Molasse angesetzt.

Jugoslawien: 1984 wurden 47 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 17 öl- und 13 gasfündig waren. Die Gasfelder Jadran-7 und Jadran-18 in der Adria wurden weiter entwickelt; 1989 sollten sie zusammen 10 Millionen m^3/d gas produzieren. Agip, Chevron und Texaco teuften in der Adria 5 erfolglose Bohrungen ab. INA/NAFTAPLIN fanden Gas in Ivana-1, -2, -3 und 3a (westlich Pula) und in Ika-1 und -2 (SW Pula). An Land waren zahlreiche Abgrenzungsbohrungen von Erfolg gekrönt. Neu in Produktion genommen wurde das Ölfeld Vesice im Sau-Becken, sowie Dieletowci, Privalka und Ilaka (70-80 km W Novisad) und 2 Gasfelder im Mura-Becken (nahe der österreichisch-ungarischen Grenze). Im Banat-Becken, bei der rumänischen Grenze wurde im Juli 1984 ein Schieferölwerk in Betrieb genommen, mit einer Kapazität von ca. 250 b/d Öl.

Niederlande: 1984 wurden 27 Exporationsbohrungen abgeteuft (14 an Land und 13 in der Nordsee). Es waren 4 öl- und 12 gasfündig (3 Öl- und 4 Gasfunde in der Nordsee). Öl wurde von der NAM in Rotterdam-1 (E Pernis) in 3305 m Tiefe gefun-

den. Gas fand die NAM in Boerakker-1 und Marumerlage-1 (zwischen den Groningen- und Tietjerksteradeel-Feldern, in 3'262, resp. 3'152 m Tiefe), sowie etwas südlicher, in Allerdsoog-1 und in Süd-Holland in Barendrecht-1 (SE Rotterdam) und Botlek-1 (W Pernis). W Assen war Norg Zuid-1 gasfündig in 3'956 m Tiefe. Petroland fand Gas in Harlingen-4a1 (im Wealden) und in Wartena-1 (W des Leeuwar-den-Gasfeldes).

In der Nordsee fand NAM gas in L/13-6 (ca. 15 km WNW Texel; Endtiefe 3'681 m) mit einer Förderquote von 2 Millionen m^3/d, Penzoil in E/13-1 (80 km Terschelling, Endtiefe 4'276 m) und L/8-5 (ca. 11 km NW Terschelling, Endtiefe 4'365 m). Die Ölproduktion aus der Nordsee betrug 1984 ca. 33'000 b/d. Sie wird 1985, nach Inbetriebnahme der Felder Kotter (Reserven auf 35 Millionen Barel geschätzt) und Logger um ca. 35% steigen.

Spanien: Von 14 Explorationsbohrungen waren 2 öl- und 1 gasfündig. Im Offshore-Ebrobecken fand Angula-1 (NE des Casablanca Ölfeldes, Endtiefe 3'889 m), 3800 b/d Öl aus dem Mesozoikum. Salmonete-1 (NW des Castellón-Feldes) produzierte ungefähr dieselbe Menge. An Land wurde nördlich des Ayoluengo-Feldes im Cantabrischen Becken ein kleiner Gasfund (50'000 m^3/d) gemacht. Das Serrablo-Gasfeld (S Bilbao) wurde im April 1984 in Betrieb genommen.

Italien: 1984 wurden 61 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 6 öl- und 29 gasfündig waren. Nachdem in der Gegend von Novara schon früher in grosser Tiefe die Anwesenheit von schwefelreichem Öl festgestellt worden war, wurde Agip's Bohrung Villafortuna-1 (ca. 25 km W Mailand, Endtiefe 6'202 m) fündig und lieferte Gas und Öl von 42° API. Der Fund, im Mesozoikum, ist mit dem Molossa-Feld (S des Comersees) vergleichbar. Weitere Gasfunde in der Poebene wurden in Chiara-1 und Porporano-1 (in der Gegend von Parma), sowie in San Potito-1, San Savino-1 und Baldina-2 (Gegend von Ravenna) gemacht. In der Adria waren ca. 40 km SE Chioggia Delia 2 und ca. 47 km SSE Chioggia Dacia-1 gasfündig, ca. 60 km E Ancona Clara Nord-1, Calpurnia-1 und Cecialia-1, und ca. 30 km E Ancona Clara Oveste-3 und Calipso-1. 2 weitere Gasfunde erfolgten SE von Ancona, E Porto d'Ascoli, in Donata-1 und -2 und in Giovanni-2. An Land sind, bei Senigallia, Gasfunde in Rubiano-1 und Castellaro-1 zu verzeichnen, ferner in Montefano-1 (S Ancona), in Sinarca-1 und Caprecce-1 (beide bei Tremoli), in Colabella-1 (S Canossa di Puglia), Messaria Santoro-1 und Fiume Basento 2 (bei Metara resp. NW Metaponto). Westlich von Sizilien waren 2 Erweiterungsbohrungen des Nilde-Feldes (-3b und -4) ölfündig, südlich der Insel Preziosa-2 (W Gela). An Land, in Sizillien, wurden Ölfunde in Irminio-2 (S Ragusa) und Bonincontro (zwischen Gela und Vittoria, in der Trias) gemacht, ferner ein Gasfund in Fiumetto-1 (NNE Enna, Endtiefe 3'373 m).

Frankreich: 1984 wurden Explorationsbohrungen abgeteuft; Davon waren 6 öl- und 2 gasfündig, eine war noch nicht getestet. Im Pariser Becken wurde in Sanden des O. Keupers Öl in Sivry-1 (SE Chaunoy, 190 b/d), St. Germain (SE Paris, 610 b/d) und Blandy-les-Tours (SW Chaunoy, 818 b/d) gefunden. Ein weiteres ölführendes Triasreservoir erschloss Charmottes-1 (S St. Germain). Gas wurde in der Nähe von Bar-le-Duc, in Montplonne-1 (bis 40'000 m^3/d) erschlossen. Die Produktion aus dem Pariser Becken, besonders von ESSOREP's Feldern Chaunoy und Villeperdue, ist weiter angestiegen, was die Explorationstätigkeit anregte. 1984 lieferte Chaunoy 5'290 b/d; für 1985 und 1986 wird eine Produktion von 8'680 resp. 11'800 b/d vorgesehen. Wie kürzlich von A. DURAND und A. KONING dargelegt [1985,

C.-R. Acad. Sci., Paris, II 301 (10): 737-742], liegt die Existenz eines tiefen, jungpaläoischen Grabens nahe, der sich von Lothringen in WSW Richtung gegen das Zentrum des Pariser Beckens zieht, ähnlich dem jünst in der Schweiz von der NAGRA in Weiach und Riniken erbohrten Permo-Karbontrog. Im Jura-Bresse-Gebiet waren die Bohrungen Montrond-le-Château (NW Champagnole) und Cormoz (ENE Lyon) ohne Erfolg. Im Aquitaine-Becken war SNEA(P) in Lagrave-1 und -2 (S des Vic Bilk Feldes) in Karbonaten des Senons in 3'401 m Tiefe ölfündig (2'500 b/d Leichtöl von 40° API, nach Säurebehandlung).

Dänemark: DUC erbohrte Öl in Elly-1 (NW Gorm) und war erfolgreich in Erweiterungsbohrungen in East Rosa, Middle Rosa, Anne und Adda.

Griechenland: Es wurden von der nationalen Explorationsgesellschaft DEP im Peloppones, in der Umgebung von Pyrgos, 3 erfolglose Bohrungen abgeteuft und eine weitere in der Nähe von Serrai (NE Thessaloniki). Delvinaki-1, in NW-Epirus, nahe der Albanischen Grenze, fand Öl- und Gasanzeichen bei 1'580 m Tiefe; eine Folgebohrung war Ende 1984 noch im Gange.

Österreich: 1984 wurden 23 Explorationsbohrungen abgeteuft; 6 waren öl- und 4 gasfündig. Nordöstlich Wien fand ÖMV Öl in Steinberg-9 (NE Zistersdorf, im Flysch) und Gas in Bernahrdsthal SU1 (N Hohenau, an der Grenze zur Tschechoslovakei), in Manstrenk-1 (SE Zistersdorf, Endtiefe 5'941 m, im Muschelkalk), in Moosbrunn-1 (SE Wien, in Miocaenem Sandstein) und in Favoriten (Westteil Wiens, im Sarmat). Neulengbach-1, in den nördlichen Kalkalpen (S St. Pölten) fand Gas im Grundgebirge. Erfolgreiche Bestätigungs- und Entwicklungsbohrungen wurden von den Gasfeldern Höflein, Stockeraupts, Altpreren und Merkersdorf und von den Ölfeldern Maustrenk und Altlichtenwarth gemeldet. Im Molassegebiet zwischen Linz und Salzburg fand RAG Öl im Eocän von Hörgersteig-2a (N des Attersees; Endtiefe 2'600 m, im Jura) und in Lindach W-1 (S des Kemating-Gasfeldes). In Kurzenkirchen-1 (N Ried im Innkreis) wurde Schweröl (13° API) in einer Tiefe von 485 m gefunden. RAG war in Erweiterungs-und Abgrenzungsbohrungen in Kemating, Hörgersteig und Sattledt öl- und in Krailberg und Haag gasfündig. Im Norden Vorarlbergs (ca. 12 km E Bregenz, an der bayrischen Grenze) fand die in der Molasse angesetzte Bohrung Sulzberg-1a der Preussag in 1'500 m Tiefe einen Gaszufluss aus Malmkalken. Ende 1984 waren die Testresultate noch nicht erhältlich.

Malta: Ca. 45 km NE La Valetta gelang IECO (Agip) der erste Kohlenwasserstoffund in maltesischen Gewässern, in der Bohrung Alexia-2, die aus der Trias, in 6'344 m Tiefe Öl und Gas förderte. Ende 1984 waren die Testarbeiten noch nicht beendigt.

Irland: 1984 wurden 8 Bohrungen abgeteuft; 7 waren erfolglos. CONOCO's 57/9-1 (ca. 50 km S des Kinsale Head-Gasfeldes) produzierte während einer Förderprobe 82'000 m^3/d Gas aus dem Wealden. An Land fand Aran Energy in Drumkerin-S1 (ca. 25 km ESE Sligo) Gasanzeichen. Die übrigen Bohrungen im marinen Gebiet, BP's 26/28-5 (Porcupine Bank, ca. 220 km W Westport) und OCCIDENTAL's 64/1-1 (220 km SSW Cork) waren trocken.

Belgien: Die stratigraphische Tiefbohrung des belgischen geologischen Dienstes in Havelange hat Ende 1986 eine Tiefe von 5'630 m erreicht.

Schweden: Auf Gotland wurden 15 Bohrungen abgeteuft (wie 1983), wovon eine ölfündig war.

Amerika

Vereinigte Staaten von Ameika: Es wurden 1984 insgesamt 84'153 Bohrungen abgeteuft, wovon 15'077 als Explorationsbohrungen eingestuft wurden, mit zusammen 23'317'793 Bohrmetern für Exploration. Von diesen waren 2'421 ölfündig und 1500 gasfündig. Es wurden 880 neue Felder erschlossen (durch new field wildcats; 520 Öl, 360 Gas). Mit 3'340 Bohrungen wurden bestehende Felder abgegrenzt (outposts), davon waren 884 öl- und 379 gasfündig. 962 erfolgreiche Bohrungen befinden sich in unmittelbarer Nähe bestehender Felder (new-pool wildcats; 492 öl-, 490 gasfündig). 442 Bohrungen wurden in bestehenden Feldern in in tiefern und 374 in höheren Horizonten fündig (deeper pool tests, 299 öl- und 143 gasfündig, resp. shallower pool tests, 246 öl- und 128 gasfündig). In diesen Zahlen sind die 75 Bohrungen nicht eingeschlossen, die allein zur Baschaffung geologischer Information dienten (stratigraphic and core tests, total 21'470 Bohrmeter).

Tabelle 2

Produktionsdaten Amerika

	Durchschnittliche Tagesproduktion Öl in b/d		Gas in Millionen m^3/d		Raffinerie-Durchsatzkapaz. E 1985 1'000 b/d	Anzahl Raffin.
	1984	1983	1984	1983		
USA	8'750'000*	8'672'000*	1'398.000*	1'395.000*	15'182	191
Mexico	2'684'425*	2'665'000*	106.274*	114.788*	1'269	9
Venezl.	1'795'160	1'520'000	k.A.	k.A.	1'230	7
Canada	1'430'000*	1'432'000	205.167	200.000*	1'856	28
Brasilien	474'000	329'860	13.384	11.016	1'305	13
Argentin.	466'700	480'274	50.942	46.300	667	11
Ecuador	256'728	235'937	1.122	1.148	88	3
Peru	184'083	171'233	3.513	3.266	176	6
Trinidad	169'500	159'730	19.528	17.144	260	2
Columbien	166'999	153'070	14.187	14.205	211	4
Chile	38'379	39'184	13.366	13.150	141	2
Bolivien	20'881	22'112	13.422	11.016	47	3
Guatemala	4'500*	6'000*	-	-	16	1
Barbados	1'765	1'104	0.069	0.058	3	1
Suriname	670	320	-	-	-	-
Total	16'443'790	15'887'824	1'839	1'827	23'795	296

* geschätzt, k.A. keine Angaben
weitere Raffinerien (im Total eingeschlossen): Virgin Isl. 1, 1'600'000 b/d; Niedl. Antillen 1, 320'000 b/d; Puerto Rico 2, 121'000 b/d; Panama 1, 100'000 b/d, Uruguay 1, 45'000 b/d; Dominik. Rep. 1, 44'000 b/d; Jamaica 1, 36'000 b/d; el Salvador 1, 16'000 b/d; Costa Rica 1, 15'000 b/d; Nicaragua 1, 15'000 b/d; Honduras 1, 14'000 b/d; Martinique 1, 13'000 b/d, Paraguay 1, 7'500 b/d.

Die Produktion Alaskas betrug 1'727'126 b/d Öl (1983 1.713 Millionen b/d); die Gasproduktion belief sich auf 94.1 Millionen m^3/d (1983 90.69 Millionen m^3/d). Es gab in Alaska 1984 nur 2 erfolgreiche Entdeckungen, beide in der Beaufort Sea, N des Prudhoe Bay Feldes. Erfolglos waren 3 Bohrungen imNorton Becken (S Nome), 4 im St. George Becken (NW des Alaskahalbinsel), 5 im Cook Inlet und eine im Innern Alaskas, SW von Fairbanks. Im Baltimore-Channel Tiefwassergebiet, im Atlantik, ca. 250 km von der Küste entfernt, hat Shell Oil 3 erfolglose Bohrungen abgeteuft, eine in 1'779 m Wasser mit einer Endtiefe von 4'877 m, eine zweite in 2'119 m Wassertiefe, mit einer Entiefe von 3'545 m und die dritte, in 1'529 m Wasser mit einer Endtiefe von 5'407 m.

In Mexico wurden 1984 50 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 11 öl- und 3 gasfündig waren. In Explorations- und Produktionsbohrungen zusammen beträgt die Bohrmeterzahl 1'058'864 (gegen 1'023'265 1983). Trotz einer etwas geringeren Gasproduktion als im Vorjahr ist die Kondensatproduktion stark gesti-gen. Unter den Produktionsgebieten steht das Offshore-Gebiet im Golf von Campêche mit 64.7% an erster Stelle (ca. 1.7 Millionen b/d), vor dem Reforma-Gebiet (27.5%, 737'000 b/d) und den übrigen Golf-Gebieten (7.8%, 209'000 b/d). Im Campêche-Gebiet fand die Explorationsbohrung Batab 1-A (Endtiefe 4'695 m) Öl im Kimmeridge (zwischen 4'078 und 4'923 m, 32.7° API). Ähnliche Mengen fand Chuc 101, während Caan-1 (Endtiefe 4'065 m) 5'440 b/d aus 3'717 m Tiefe förderte. Ixtoc-18 (Endtiefe 4'575 m) brachte 6'300 b/d Öl von 32° API und 173'000 m^3/d Gas zutage. Im Reforma-Gebiet förderten die Bohrungen Sen-1 (Endtiefe 5'039 m) und Peredon 301 je 5'000 b/d aus dem Jura, Bellota-33 3'000 b/d. Südlich Tampico war die Bohrung Rancho Nuevo mit 210 B/d in der Tamba formation ölfündig.

Venezuela: Die kumulative Produktion erhöhte sich bis Ende 1984 auf 38'834.3 Millionen Barrel, die sicheren Reserven betrugen (ohne das Schweröl im Orinoco-Gürtel) 28'028 Millionen Barrel. Die Explorationstätigkeit verringerte sich infolge der unerfreulichen wirtschftlichen Situation, um ca. 40% bei den Bohrungen. Es wurden 3 neue Ölfelder und ein neues Öllager entdeckt. In den westlichen Llanos, im Staate Apure, wurden, in der Folge eines früheren Fundes bei La Ceiba, 2 neue Felder, Guafita und La Victoria entdeckt. In Guafita waren bis Ende 1984 bereits 3 Folgebohrungen erfolgreich. Die staatliche Ölgesellschaft Corpoven schätzt die Reserven, auf einer Tiefe von 2'400 bis 2'775 m, auf über 300 Millionen Barrel (30-35° API). Die Felder befinden sich nördlich des columbianischen Cano Limon Feldes. Im Quiriquire Feld, dem grössten Feld Ost-Venezuelas (entdeckt 1928), das aus dem Pliocaen produziert, wurde in einer Tiefbohrung (QQ 674, bei ca. 3'660 m) Öl (450 b/d, 30-35° API) im Eocaen und in der Kreide entdeckt.

Canada: 1984 wurden 2'953 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 1'101 öl- und 651 gasfündig waren; 10 wurden suspendiert und 1'191 als erfolglos aufgegeben. Es wurden 58 neue Ölfelder (57 Gasfelder) entdeckt: 29 (resp. 30) in Alberta, 4 (6) in Brit. Columbia, 7 (0) in Manitoba, 3 (2) im N. Territorium und auf den arktischen Inseln, 13 (16) in Saskachevan und 2 (3) im Offshoregebiet von E Canada. In Alberta wurden, hauptsächlich in Karbonaten des Devons Funde gemacht, im Chigwell-Bashaw (S Edmonton), im Kitty, im Peerless Lake-, im Rainbow-Shekilie-, und im Dizzy Creek-Steen River-Gebiet. In Britisch Colombia konzentrierte sich die Exploration auf die Umgebung der 1983 entdeckten Felder im Mississippian bei Desan und Sikanni. In Saskatchevan war die u. kretazische Viking Fm. im Kindersley-Kerrobert-Gebiet das Hauptziel der Exploration. Im Nord-Territo-

rium wurde von Esso, in Tuk L-09 (an Land, auf der Tuk-Halbinsel) Gas und Kondensat gefunden (1.4 Millionen m³/d Gas und 2'700 b/d Kondensat, Endtiefe 3'030 m). Ca. 100 km weiter nördlich, in der Beaufort Sea, förderten Gulf et al. in Amanligak-1 5'175 b/d Öl (von 28,9° API); 3 andere Horizonte lieferten zusammen 955'000 m³/d Gas. Im marinen Gebiet des Neu-Schottland Schelfs hat Shell in der 1983 abgeteuften Bohrung Alma F-67 (ca. 150 km ESE Halifax) bis zu 842'000 m³/d Gas gefördert; Uniacke G-72 (ca. 100 km NE der letzteren) ergab bis 583'000 m³/d Gas aus 5 Horizonten; ein Gasausbruch im obersten Horizont dieser Bohrung, konnte nach 10 Tage unter Kontrolle gebracht werden. Home's Luisburg J-47 förderte bei 5'786 m 140'000 m³/d Gas. Shell's Glenleg J-48 (erbohrt 1983) wurde in E-58A bestätigt, mit einem Zufluss von 659'000 m³/d Gas und 395 b/d Kondensat. Im Gran Banks-Offshoregebiet E Neufundland förderte Husky/Bow Valley's Trave E-87 (ca. 320 km E St. Johns) aus 2 Horizonten 510'000 m³/d Gas und 550 b/d Kondensat. Im Hibernia-Gebiet erreichte Petro Canada/Terra Nova's K-08 (35 km SE Hibernia) Zuflüsse bis zu 5'233 b/d Öl (33.4° AOI) und 114'000 m³/d, aus 4 Horizonten. Mobil et al. förderten aus Dana I-43 355'000 m³/d Gas und 280 b/d Kondensat, aus 4'537 m Tiefe. In dem von Mobil 1979 entdeckten Hibernia Feld wurde 1984 die 9. und 10. Abgrenzungsbohrung erfolgreich abgeteuft; das Feld soll frühestens 1992 in Produktion genommen werden.

In Brasilien wurden 1984 243 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 17 von Privatgesellschaften unter Risikokontrakten (3 im Meer); 80 waren öl- und 8 gasfündig; 150 wurden als erfolglos aufgegeben. Die Ölproduktion nahm von 1983 auf 1984 von 329'860 b/d auf 400'000 b/d zu; Ende 1985 stieg sie auf 524'480 b/d. Die Gasproduktion betrug gegen Ende 1984 14.4 Millionen m³/d. Im Campos Offshore-Becken (E Rio de Janeiro) war PETROBRAS in 4 Bohrungen ölfündig, in Wassertiefen bis 400 m. Im N-Teil des Beckens fand 1 RJS 219 ebenfalls Öl, doch konnten wegen der grossen Wassertiefe (840 m) noch keine Förderversuche stattfinden. Ca. 50 km WNW Fortaleza war PETROBRAS' Offshore-Bohrung 1-CES-49 in der obern Kreide gasfündig. 3 weitere Gasfunde wurden im obern Amazonas-Becken gemacht. Ca. 120 km ESE Santos förderte PECTEN'S 1- SOS-20 356'000 m³/d Gas und 689 b/d Kondensat. Brasiliens Ölreserven erhöhten sich bis Ende 1984 auf 2'030 Millionen Barrel, die Gasreserven auf 6'300 Millionen m³.

Argentinien: Es wurde 1984 136 Explorationsbohrugen abgeteuft, 5% mehr als im Vorjahr, mit total 379'652 Bohrmetern. Davon waren 30 öl- und 9 gasfündig; 97 waren erfolglos. Im Offshore-Gebiet wurde nicht gebohrt. Alle Funde fallen auf die traditionellen Becken, meist in Reservoirgesteinen der Kreide und des Jura. YPF's Bohrung Palmar Largo es-1 (ca. 200 km E Orán, nahe der paraguayanischen Grenze) fand 33'800 m³/d Gas in eoceanem Basalt und 3'400 b/d Kondensat. Yacui X-1001 (ca. 80 km NE Orán, provinz Salta) förderte 284'800 m³/d Gas und 2'825 b/d Kondensat aus dem Devon.

Ecuador: Die Ölproduktion erhöhte sich im Rekordjahr 1984 um 8.6%, der Ölexport um 33%. Es wurden nur 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen eine fündig war, jedoch noch nicht getestet worden ist.

Peru: Von 28 Explorationsbohrungen waren 7 öl- und 1 gasfündig, 21 waren erfolglos. In Osten des Landes fand PETRO PERU/SHELL in San Martin 1'626 b/d Kondensat. Die Bohrung, mit einer Endtiefe von 3'894 m, liegt ca. 130 km NNW Urubamba, bei Camisea.

Trinidad und Tobago: Es wurden 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 1 öl- und 2 gasfündig waren. TNA's Offshore-Bohrung S-567, im Soldado Feld, fand Gas, die übrigen waren Land-Bohrungen. WESTERN GEOPHYS. CY. OF AMERICA vermass im Auftrag der Regierung 24'000 km² nördlich und östlich der Insel. Das Gebiet soll später für die Exploration freigegeben werden.

Columbien: Von 42 Explorationsbohrungen waren 20 ölfündig. Die bedeutendsten Funde wurden wiederum im Llanos-Becken, südlich des Río Arauca), gemacht. OCCIDENTAL fand in La Yuca-1 (45 km WSW der Stadt Arauca) 8'190 b/d Öl aus der Guadelupe Fm. (Ob. Kreide bis Alttertiär). Erweiterungsbohrungen S resp. SW von La Yuca lieferten im Matanegra-1 5'520 b/d und in Rodondo-1 6'200 b/d. ELF-AQUITAINE konnte die 1982-er Funde in Barraquearena-1 und Sardinas-1 durch je eine Folgebohrung bestätigen, mit einem Zufluss von 3'900, resp 2'100 b/d. In Monichal-1 (ca. 130 km E Tunja) fanden sie 5'060 b/d Öl und in Guayariba (ca 120 km SE Bogotá) Öl und Gas. Im obern Magdalena-Becken förderte HOUSTON OIL in Hato Nuevo-1 (ca. 75 km N Neiva) 1415 b/d Öl aus einem u. kretazischen Reservoir und Tello-37 860 b/d aus der Ob. Kreide. Im Putumayo-Becken fand ECOPETROL in der Erweiterungsbohrung Temblon-1X 770 b/d Öl.

Chile: Ziel der Exploration der staatlichen Ölgesellschaft ENAP ist die Springhill Fm. (Obst. Jura-Unt. Kreide) im Gebiet der Magellanes-Strasse. Von 23 Explorationsbohrungen waren 4 öl- und 2 gasfündig. Im Lomas-Golf fanden verschiedene Erweiterungsbohrungen Öl und Gas; Carmen-8, auf Feuerland, fand Öl.

Bolivien: 4 Explorationsbohrungen wurden als erfolglos aufgegeben. Dafür konnten 3 früher suspendierte Bohrungen in Produktion genommen werden. Die Ölproduktion verringerte sich um 5.9%, die Gasproduktion um 2,8%.

Guatemala: An Exportationsbohrungen wurde eine Bohrleistung von 7'510 m erbracht. TEXACO's Bolonkitu-1 wurde suspendiert.

Barbados: Dank der Neuentwicklung des Woodbourne-Feldes stieg die Ölproduktion auf 1'765 b/d, die Gasproduktion auf 80'000 m³/d. Es wurden 10 untiefe (max. 914 m) Explorationsbohrungen niedergebracht, von denen 2 öl- und 5 gasfündig waren.

Belize: An Land hat Eagle-2 Ölanzeichen gefunden. MARATHON's Offshore-Bohrung Suake Caye war erfolglos.

Costa Rica: Die 1982 begonnene Explorationsbohrung San José-1 erreichte 1984 die Endtiefe von 4'843 m. Ölanzeichen bei 4'000 m Tiefe waren am Jahresende noch nicht überprüft.

Suriname: STAATSOLIE bohrte im Tambaredjo-Feld 6 erfolglose Abgrenzungsbohrungen. Das Feld ergab 1984 670 b/d Schweröl (16° API, gegenüber 320 b/d 1983).

Afrika

In Nigerien wurden 1984 12 Explorationsbohrungen abgeteuft; davon waren 1 öl- und 2 gasfündig; 9 waren erfolglos, an Erweiterungsbohrungen waren es 8. Die Staatsgesellschaft NNPC fand Öl (36.6°API) im SE Offshore-Gebiet (ca. 16 km S des Ubit-Feldes) mit einer Förderrate von 2830 b/d in Udiana-1. Ca. 12 km SE davon war Nsisong-1 gasfündig. AGIP und NR fanden in Bala-2, W einer früheren Bohrung (ca. 45 km S Bonny) 370'000 m^3/d Gas und 600 b/d Öl. Die Ölproduktion erhöhte sich um ca. 13%. Nach OPEC-Schätzungen belaufen sich die Ölreserven auf 16'550 Millionen Barrel. Die Gasreserven werden mit 1.5 x 10^{12} angegeben. Von den 1984 geförderten 22 Millionen m^3/d Gas wurden nur 4.4 Millionen m^3/d genutzt. Der Rest wurde abgefackelt. Die Prekäre ökonomische Lage erlaubt jedoch die Anlage von Verflüssigungseinrichtungen nicht.

In Libyen wurden 1984 wahrscheinlich 51 Explorationsbohrungen abgeteuft. 30, davon 1 Offshore-Bohrung waren öl- und 1 gasfündig; 3 waren noch nicht evaluiert. AGIP's A1-NC 120, in Küstennähe bei Bengazi (Wassertiefe 63 m, Endtiefe 3'627 m) fand in 3 u.-kretazischen bis o.-jurassichen Reservoirs zusammen 5'263 b/d Öl von 36°API. Im östlichen Sirte-Becken fand OASIS in A1-NC-98 (ca. 35 km SE des Nafoora-Feldes 4'000 b/d Öl und 280'000 m^3/d Gas (Endtiefe 4'923 m); nach ersten Schätzungen belaufen sich die Reserven auf 600 Millionen Barrel. Im Murzuk-Becken (ca. 125 km SW Abwari) gelang anfangs 1985 der rumänischen ROMPETROL ein Ölfund mit 1'800 b/d. Die bulgarische BOCO war in Westlibyen in 9 (von 10) Bohrungen ölfündig. Die staatlich-libysche AGOCO fand in 10 Bohrungen Öl und in einer Gas.

Algerien: Über die Explorationstätigkeit der staatlichen SONOTRACH sind keine konkreten Daten erhältlich. BRASPETROL, TOTAL und SHELL haben je 1 Bohrung niedergebrecht. SHELL's Moukhag el Kabak-1 (ca. 90 km SE Touggourt) hatte gegen Jahresende einen Ölzufluss von 2'000 b/d. Die Testarbeiten waren jedoch noch nicht abgeschlossen. Die Ölproduktion ging 1984 um 4.5% zurück, doch stieg die Kondensatproduktion mit 28.6% auf 350'000 b/d an, zusammen mit der Gasproduktion (1983 170 Millionen m^3/d, 1984 246 Millionen m^3/d). SONOTRACH bemüht sich um eine bessere Entölung der älteren Felder. Neue Anlagen sollen bis 1987 in 85% dieser Felder in Betrieb sein.

Ägypten: Am Land wurden 1984 20 und im Meer 25 Explorations-Bohrungen abgeteuft. 7 Land- und 7 marine Bohrungen fanden Öl, 2 resp. 1 Gas, und 10 resp. 15 waren erfolglos. Im Golf von Suez fand GUPCO Öl in South Ghara 375-1 (2072 b/d) und 383-1, sowie in South Belayim 367-1A (bis 7'157 b/d). Im N-Sinai Offshore, ca. 50 km N Port Said fand IECO's Bohrung Kersh-1 283'000 m^3/d gas im M. Miocaen. In der westlichen Wüste war WD 9-13-1 von GUPCO (NE des Abu Gharadiq-Feldes) ein Ölfund. WD-9-15-1 (ca. 20 km SE Abu Gharadiq hatte nur einen kleinen Ölzufluss. Im Gasfeld Abu Qir (NE Alexandrien) wurden 6 neue Entwicklungsbohrungen in Betrieb genommen. Die neu in Betrieb genommenen Felder der GUPCO (GH 404, GS 217, GS 365) und der SUCO Gruppe (Ras Fuar und Zeit Bay) produzierten 1984 zusammen 44'374 b/d. Gesamthaft produzierte Ägypten 1984 (in Klammern 1983) an Rohöl 808'384 b/d (711'100 b/d), davon 96'309 b/d (78'258 b/d) an Land und 712'074 b/d (632'842 b/d) aus marinen Feldern. Die Gasproduktion betrug 11.421 Millionen m^3/d (8.790 Millionen m^3/d), wovon 8'328 Millionen (6.128 Millionen) an Land und 3.093 Millionen (2.662 Millionen) aus dem

Tabelle 3
Ölproduktion Afrika

	Durchschn. Tagesproduktion Öl in b/d		Raffinerie-Durchsatzkapaz. E 1985	
	1984	1983	1'000 b/d	Anzahl Raffinerien
Nigerien	1'383'504	1'230'411	250	3
Libyen	1'040'000	1'120'000	330	3
Algerien	990'000	925'000	465	4
Ägypten	808'384	711'100	434	6
Gabon	170'400	151'511	23	1
Cabinda	163'953	134'375	32	1
Caméroun	157'000*	124'238	43	1
Congo Rep.	115'643	104'158	21	1
Tunesien	113'900	115'000	34	1
Angola	45'610	48'316	-	-
Zaïre	31'961	25'454	17	1
Côte d'Ivoire	22'163	20'386	90	2
Benin	5'980*	4'233	-	-
Ghana	659	1'041	28	1
Marokko	289	360	81	2
Afrika	5'050'445	4'715'583	2'520	43

* geschätzt; für Daten zur Gasproduktion, siehe Text.
Weitere Raffinerien (im Total eingeschlossen): Rep. Südafrika 5, 388'500 b/d; Kenia 1, 55'000 b/d, Senegal 1, 29'800 b/d; Zambia 1, 25'000 b/d; Sudan 1, 23'800 b/d; Togo 1, 20'000 b/d,; Ethiopien 1, 18'000 b/d; Mozambique 1, 16'350 b/d; Liberia 1, 15'000 b/d; Tansania 1, 13'500 b/d, Sierra Leone 1, 10'000 b/d.

Offshore-Abu Qir-Feld. An der Gasproduktion an Land waren beteiligt [in Millionen m³/d]: Ras Shukheir (GPC) mit 2.019 (0.979), Abu Gharadiq (GUPCO, W. Wüste) mit 3.011 (2.469) und Abu Maadi (PETROBEL/EGPC, im Nil-Delta) mit 3.296 (2.686).

In Gabon wurden 1984 20 Explorationsbohrungen abgeteuft. TENNECO fand Öl in O.Kreide-Sanden in Obando Marine-1 (6 km S des Torpille Feldes, Endtiefe 3'626 m) und in Octopus-1 (10 km SSW des Anguille Feldes, Endtiefe 3'634 m), wo bis zu 2'200 b/d gefördert wurden. SHELL fand Öl in Echira-1 (an Land, ca. 75 km N des Gamba Feldes) und in Lucina West Marine-3. Die gegenüber 1983 um 13% erhöhte Produktion kam vorwiegend durch AMOCO's neue Felder zustande.

In Angola-Cabinda stieg die Ölproduktion von 1983 bis 1984 um 22%, hauptsächlich aus neuen Bohrungen im Takula Feld. Von 4 Explorationsbohrungen fand Gulf's 84-31X (ca. 22 km NW Cabinda) ein neues Ölfeld. 34-1X, eine Erweiterungsbohrung im Banzala-Feld, erbrachte 395 b/d Ï von 29.5°API.?

In Caméroun war von 6 Explorationsbohrungen nur Pecten's ONM-1 ölfündig (ca. 12 km W der Küste). PECTEN produzierte 1984 ca. 25'000 b/d, die andern Gesellschaften 132'000 b/d.

Republik Congo: Von 5 Explorationsbohrungen fanden 2 nur kleine Ölmengen; die übrigen, die neue Felder entdeckten, sind: ELF's Boam-1 (fündig im Januar 1985), N'Kessa Marine-1 und Tchibuela Marine-2; der letztere Fund wurde durch 4 Folgebohrungen bestätigt.

Tunesien: Es wurden 1984 17 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 4 im Meer; von den letzteren waren 3 ölfündig, SNEA's Cosmos Süd-2 (ca. 50 km SW des Tazerka Feldes) fand Öl und Gas, Cosmos Sud-3 Öl. TOTAL's Isis-4, eine Erweiterungsbohrung des Isis-Feldes, war ebenfalls ölfündig. An Land fand AMOCO's Tarfa-1 (ca. 100 km SW Gabes) Gas in der Trias. Tunesien produzierte 1984 aus den Offshore-Feldern Ashtart (AQUITAINE-Gruppe) 25'180 b/d Öl (1983 25'730 b/d) und aus Tazerka (SHELL/AGIP/ETAP) 9'010 b/d (1983 10'600 b/d). El Borma, das grösste Feld an Land (SITEP) produzierte 72'940 b/d (1983 73'080 b/d). Die Gasproduktion von 1.164 Millionen m^3/d (1983 2.211) stammte fast ausschliesslich aus dem el Borma Feld.

Angola: 1984 fiel die Explorations-Bohrtätogkeit auf etwa die Hälfte; 3 Bohrungen fanden Öl. AGIP's Offshore-Bohrung Bananeira-1 (ca. 25 km WNW des Essungo Feldes, Endtiefe 3'238 m) lieferte 2'610 b/d. Ca. 5 km N des Palanca-Feldes war TEXACO in Lombo East-1 und -2 fündig, in beiden Fällen mit Zuflüssen von 5'000 b/d Leichtöl von 41°API, und 3 km S von Palanca in Tubarao-1, mit 2'896 b/d. Beide Funde sind in kretazischen Dolomiten. ELF's Palanca Feld wurde weiter entwickelt und soll 1985 in Produktion gehen, womit der jetzige rückläufige Produktionstrend Angolas aufgehalten werden sollte.

Zaïre: GULF's früherer Fund in Lukami -2X, in Sanden im Liegenden des Salzes, wurde durch die Folgebohrungen -4 und -5 bestätigt; Lukami-4 (Endtiefe 4'281 m) lieferte 2'991 b/d Öl von 35°API, Lukami-5 aus 3 Horizonten 4'813 b/d. Das neue Feld befindet sich ca. 7 km W des Mibale-Feldes. Zaïres Produktion nahm um 26% zu, wobei 84% aus marinen Feldern stammen.

Côte d'Ivoire: Die Produktion aus den Feldern Espoir und Bélier nahm um 9% zu. Ein Gasfund von PHILLIPS, W des Espoir Feldes erwies sich als unwirtschaftlich.

Benin: SAMA teufte im Seme-Feld weitere Entwicklungsbohrungen ab. Die Produktion stieg um 65%.

In Ghana war PETROCANADA in 2 Explorationsbohrungen erfolgreich. South Tano-5 und -6 fanden je ca. 620'000 m^3/d Gas. Tano-6 lieferte aus einem tiefern Horizont zusätzlich 800 b/d Öl von 24°API. Die Produktion im Salt Pond Feld, bisher die einzige in Ghana, fiel um 37%.

Marokko: ONAREP's Zeltene 101 bis (ca. 100 km N Agadir, Endtiefe 4'319 m, Ob. Palaeozoikum) fand Gas in der Trias.

Sudan: Die Explorationstätigkeit im südlichen Sudan war durch die politischen Zustände stark eingeschränkt. CHEVRON teufte 4 Bohrungen ab, wovon mindestens 2 ohne Erfolg waren. Auch kam die Ölleitung zum Roten Meerr nicht zustande; doch sollen die Felder Sharaf und Abu Gabra 5'000 bis 10'000 b/d an inländische Raffinerien liefern.

Äquatorial Guinea: GEPSA (Hispanoil) hat in 13B-1X (Endtiefe 3'829 m, N der Insel San Fernando Poo = Bioco) Gas und Kondensat gefunden.

Republik Südafrika: Es wurden in 3 Bohrungen Öl-, in 4 Gas- und in 3Öl- und Gasanzeichen gefunden. Die Entwicklung der Gasfelder S der Mossel Bay wird auf 2-5 Milliarden Rand (Kurs Mitte 1984) geschätzt.

Mittlerer Osten

Saudi Arabien: Die Ölproduktion blieb ungefähr auf dem gleichen Stand wie 1983. Die Exporation ging stark zurück. Es waren nur 2 Bohrgeräte auf dem Land und 1 im Meer in Betrieb. Neue Funde wurden nicht gemeldet.

Iran: Wegen des Islamischen Krieges mit Iraq ist über die Tätigkeit der NIOC wenig zu erfahren. Die Exploration wie die Produktion sind stark zurückgegangen.

Iraq: Die Exploration war rückläufig, doch ist die Produktion angestiegen. Es sollen 2 Ölfunde gemacht worden sein, einer in der Gegend von Sahaladin und einer

Tabelle 4
Ölproduktion Mittlerer Osten

	Durchschn. Tagesproduktion Öl in b/d		Raffinerie Durchsatzkapaz. E 1985 1'000 b/d	Anzahl Raffinerien
	1984	1983		
Saudi Arabien	4'464'000*	4'198'400	1'115	5
Iran	1'956'560*	2'435'300	530	4
Iraq	1'210'000*	1'096'000	319	8
Kuwait	920'000*	854'500	634	5
Abu Dhabi	810'500*	828'070	185	3
Oman	411'610	383'000	48	1
Neutrale Zone	410'000*	389'000	-	-
Qatar	404'100	293'200	56	1
Dubai	325'000	333'000	-	-
Syrien	172'000	171'000	229	2
Bahrain	41'660	41'730	250	1
Türkei	40'686	42'620	460	4
Sharjah	5'390	6'220	-	-
Jordanien	183	-	100	1
Israel	182	212	170	2
Mittl. Osten	11'171'400	11'072'252	4'274	39

* geschätzt Daten zur Gasproduktion waren nur vereinzelt erhältlich (siehe Text). Weitere Raffinerien (im Total eingeschlossen): Süd-Yemen 1, 161'500 b/d; Libanon 1, 17'000 b/d.

bei Dhi Qar (NW resp. S von Baghdad). Der Ölexport durch die Ölleitung durch die Türkei betrug ca. 810'000 b/d. Die Gasproduktion belief sich 1984 auf ca. 14.16 Millionen m^3/d, gegenüber 11.5 im Vorjahr.

Kuwait: Die Ölproduktion stieg 1984 um 7.7%. Es wurden 9 Explorationsbohrungen niedergebracht, von denen 4 öl- oder gasfündig waren; 2 wurden suspendiert und 3 waren erfolglos. Aufgegeben wurde die Offshore-Bohrung Riqah-1 (ca. 35 km E der Stadt Kuwait). Ilayah-1 (ca. 20 km E Kuwait) wurde noch getestet. Neue Funde sollen sich auf der NE-Flanke des Burgan-Feldes befinden. Die geschätzten Ölreserven des Landes sind von 67 auf 90-100x10^9 Barrel aufgewertet worden. Im Burgan-Feld ist eine Dampf-Stimulationsanlage im Bau. Es werden 12 Entwässerungs- und Entgasungsanlagen installiert und 4 weitere sind geplant.

Abu Dhabi: Es wurden 17 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon mindestens 4 fündig waren. ADMA's Hair Dalma- (NE des Dalma-Feldes, Endtiefe 4'944 m) fand Gas in der Khuff Fm. Von CC-1, zwischen Bunduq und Razboot (Endtiefe 5'185 m) sind keine Resultate bekannt. ADNOC's 1c1 war ölfündig. Abu Bakush-3 bestätitgte eine Feld-Erweiterung im Khuff. ADCO's Hail-3 (SW Mubarraz, Endtiefe 5'701 m, im prae-Kuff) fand Öl in der Kreide und Gas im Khuff. Ferner wurden je eine Bestätigungs-Bohrung inden Asab- und Sahil-Feldern fündig.

Oman: Es wurden 1984 44 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 15 öl- und 4 gasfündig waren; 25 waren ohne Erfolg. PDOman beschäftigte 5 Seismik-Messtrupps und brachte 29 Explorationsbohrungen nieder. E des Amal-Feldes wurde Öl in Amin-3, SW Amal in Ishan-1, und Jameel-1 gefunden. S des Ranib-Feldes war Ranib South-2 ölfündig und Jawdah-2 erfolglos. NE des Sayyala-Feldes fanden Katheer-1, Haima-2 und Bahja-1 Öl. Ca. 50 km E des Zauliyah-Feldes fand Anzanz-2 Öl, ca. 25 km WNW Zauliyah wurde in Hasirak-1 Öl und in -2 Gas gefunden. Je ca. 25 km NW und NE des Ghaba North Feldes waren Burhaan-1, resp. Barakat-2 ölfündig. Ca. 20 km WSW West Fahud fand man in Thurmayd-6 Gas. AMOCO teufte 3 erfolglose Bohrungen ab, davon Maimun-1 im Golf von Masirah (Endtiefe 3'077 m in der Huqf Fm.). BP gab Nima-1 (ca. 30 km N Salalah) als erfolglos auf. ELF-AQUITAINE war erfolglos in 2 Bohrungen N des Sahmah-Feldes; Bukha-3 fand etwas Gas. JAPEX vermeldete einen Ölfund in Mezoun-1 (ca. 30 km SE Lakhwair, der durch eine zweite Bohrung bestätigt wurde, sowie in Bushrah-1 (N Fahud West) und einen Gasfund noch weiter nördlich, in Mazrook-1. JAPAN PETROL. DEVT. teufte 3 erfolglose Bohrungen ab. OCCIDENTAL bestätigte den Ölfund in Safah-1 (1983) durch 6 erfolgreiche Folgebohrungen. Die Ölproduktion Oman's ist angestiegen. Auf PDO kommt mit 411'634 b/d der Hauptanteil. Sahmah (ELF) lieferte 8'500 b/d und Safah 875 b/d (auf den Jahresdurchschnitt umgerechnet; das Öl wurde mittels Lastwagen abgeführt). Oman's Gasproduktion betrug 8'577 Millionen m^3/d.

Neutrale Zone: Die Ölreserven Ende 1984 wurden auf 5.7 x 10^9 Barrel geschätzt. Explorationsarbeiten wurden nicht ausgeführt.

Qatar: Es wurden 3 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen KNA-4 und -5 ölfündig waren. Die Ölproduktion stieg um 37.8%. Idd el Shargi produzierte 187.4 Millionen Barrel, Maydan Mahzan 685.4 und Bul Hanine 589.6. Von der durchschnittlichen Tagesproduktion an Gas von 19.1 Millionen m^3/d waren 60% assoziertes Gas aus den jurassischen Reservoirs und 40% trockenes Gas aus dem Khuff.

Dubai: Es wurden 1984 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen ARCO's Landbohrung Khubai-1 (Endtiefe 4'824 m) Gas und Kondensat fand. Das Margham Feld (Gas und Kondensat aus der Thamama Fm.) wurde 1984 in Betrieb genommen.

Syrien: Die Staatsgesellschaft SPC hat 1984 30 und PECTEN 12 Explorationsbohrungen abgeteuft. PECTEN entdeckte 2 Leichtöl-Felder. Thayyem-1 (ca. 30 km SW Deir ez Zor) ist ein grösseres Feld, mit Reservoirs im Miocaen und in der Kreide. 2 Abgrenzungsbohrungen waren erfolgreich, sodass das Feld gegen Ende 1986 mit 30'000 b/d in Produktion genommen werden kann. Ash-Shola-1 und -2 (ca. 20 km WSW von Thayyem) und Al Marash-1 (20 km W Deir az-Zor) waren ebenfalls ölfündig.

Somit besitzt Syrien jetzt 23 Felder. Es sind dies 1) im NE Entenschnabel: die Ölfelder Karachok, Hamzah, Suwaidyah, Rumailan Zaid und Surabeh und die Gasfelder Derik, Lelac, Ulayyan und Kirbah; 2) im Gebiet von El Hazakeh (zwischen Djebel Abd ul-Aziz und Sinjar): die Ölfelder Tishreen, al Jubaissah und Gbeibe und die Gasfelder Sheikh Suleiman, Sheik Manzour, al Hall, Jrebeh, Ghonna, Salhieh und Margada; 3) W des Euphart (bei Deir ez-Zor) die neuentdecken Ölfelder Thayyem, Ash-Shola und Al Mahash.

Bahrein: Es wurden keine Explorationsbohrungen abgeteuft. Das einzige Feld, Awali, produzierte aus dem Perm (Khuff) und der Kreide 41'660 b/d Öl und 15 Millionen m^3/d Gas. Die kumulative Ölproduktion bis Ende 1984 betrug 915 Millionen Barrel; die verbleibenden Reserven werden auf 173 Millionen Barrel geschätzt.

Türkei: Es wurden 1984 26 Explorationsbohrungen abgeteuft, deren Resultate erst zum Teil abgeklärt sind. 15 sind bereits als erfolglos bezeichnet worden. TPAO fand in Küçükpirin-1 (Distr. XII) Öl. TURKSE SHELL erschloss unter dem Beikan-Feld, in der Katin-Fm zwischen 3'239 und der Endtiefe 3'848 ein tieferes Reservoir, mit einem Zufluss von 1'500 b/d Leichtöl (44-46°API), 1'700 b/d Kondensat und 283'000 m^3/d Gas. Die kumulative Produktion der Türkei belief sich bis Ende 1984 auf 427.235 Millionen Barrel. Davon lieferte Selmo (MOBIL) 59.733, Beykan (SHELL) 55.064, Kurkan (SHELL) 45.59, Raman (TPAO, seit 1940) 43.454, Garzan (TPAO) 31.5, Gemlik (TPAO) 31.3 und Kayaköy West (SHELL) 26.209 Millionen Barrel. An die Tagesproduktion 1984 trugen bei: TPAO 17'877 b/d, SHELL 16'833 b/d, MOBIL (vorwiegend aus Selmo) 6'030 b/d und ERSAN 13 b/d. Die verbleibenden sichern Reserven werden auf 137.3 Millionen Barrel geschätzt (TPAO 75, SHELL 45, MOBIL 17.3).

Sharjah: AMOCO brachte 3 erfolglose Explorationsbohrungen und, im Sajaa-Feld, 4 Erfolgreiche Erweiterungsbohrungen nieder. 1984 produzierte SHAJAA 57'357 b/d Kondensat und CRESCENT/BUTTES aus dem Mubarak-Feld 5'390 b/d Öl und 96'500 m^3/d Gas (aus der Ilam Fm., M-Ob. Kreide).

Jordanien: Im Januar 1984 fand di NATIONAL RESOURCES AUTHORITY (Staatsgesellschaft) in Qurma-1, ca. 80 km E Amman, Öl von 28°API mit einem Zufluss von 600 b/d. Nach einer erfolgereichen Folgebohrung wurde das Hamza genannte Feld gegen Ende 1984, als erstes in Jordanien, mit 1'100 b/d in Produktion genommen. NRA explorierte 1984 mit 3 seismischen Messtrupps und 2 Bohrgeräten.

Ajman: LANDOILS Gas/Kondensatfund von 1983 im Paleocaen wurde durch die Bohrung Ajman-2 bestätigt. 2 getrennte Reservoirs lieferten 300 resp. 400 b/d

Kondensat und je 1.4 Millionen m³/d Gas. Die Endtiefe betrug 4'790 m. Ajman-3 war ohne Erfolg.

In Ra's al Khaima brachte GULF im Saleh-Feld 2 weiter Offshore-Bohrungen als Gas/Kondensatproduzenten nieder; 2 Landbohrungen waren erfolglos. In Fujaira und Umm al Qaiwain waren meherere seismische Messtrupps aktiv.

In Nord-Yemen wurde im Juli 1984 zum ersten Mal, von HUNT, an Land, Öl entdeckt. Produktionsproben in der Bohrung Alif-1, zwischen 1'553 und 1'557 m lieferten 4'661 b/d Öl von 39.8°API, unterhalb 1'750 m 3'669 b/d von 40.4°API (Endtiefe 4'182 m). 2 Folgebohrungen bestätigten den Fund. Eine dritte war an Jahresende noch in Betrieb.

In Süd-Yemen wurde im Golf von Aden eine Folgebohrung zu AGIP's vorjährigem Ölfund Sharmah-1X in Ghashwah-2X niedergebracht. Resultate sind noch nicht bekannt.

In Israel wurden 10 Explorationsbohrungen niedergebracht, ohne Kohlenwasserstoffe anzutreffen. Pleshet-1 (SE des Heletz Feldes) erreichte eine Tiefe von 5'310 m, in prae-permischem vulkanischem Gestein. Julie-1 (im NW Negev) wurde im U. Jura, bei 4'083 m eingestellt. Die Ölproduktion betrug 1984 182 b/d, die Gasproduktion 152'800 m³/d.

Ferner Osten, Australien, Neuseeland

Volksrepublik China: Ausländische Betriebsgesellschaften teuften 1984 52 marine Bohrungen ab. ESSO/SHELL's Wenchang 19-1S fand Öl in ansehnlichen Quantitäten im W-Teil des Chinesischen Meeres (ca. 175 km E der Insel Hainan). JCODC (Japan-China Oil Dev. Cy.) fand in 2 Bohrungen im Bohai Golf Gas und Kondensat; BZ 34-1-1 lieferte 4'000 b/d Öl und 56'600 m³/d Gas, BZ 34-3-1 5'000 b/d Öl und 73'620 m³/d Gas. Die beiden Bohrungen befinden sich ca. 110 km SE des Ghengbei Offshore-Feldes. Der anfängliche Optimismus ausländischer Investitoren wurde durch die geringen Erfolge gedämpft, doch erlaubt die erst angelaufene Explorationstätigkeit nicht, die Möglichkeit zukünftiger Erfolge in Abrede zu stellen. Neue Reserven wurden im Daping Feld gefunden (schätzungsweise 730 Millionen Barrel), ebenso in den mandschurischen Feldern Shengli und Shandong. Im Liache Feld produzierten 4 neue Bohrungen je 7'000 b/d Öl. Ein grösseres Feld wurde in der Nähe des Kamarang-Feldes gefunden. Im Tarim-Becken förderte eine Bohrung in einem neu entdeckten Feld 2'380 b/d Öl. Daping fördert stets noch fast 50% der chinesischen Produktion, Shengli, mit ca. 0.5 Millionen b/d ca. 25%.

Indonesien: Es wurden 1984 216 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 137 im marinen Gebiet. Der Abnahme der Bohrungen steht eine erhöhte Erfolgsrate gegenüber (1984: 43%). Besonders bemerkenswerte Entdeckungen wurden jedoch nicht gemacht. An Entwicklungsbohrungen wurden 98 fertiggestellt. In NE-Sumatra fanden CALTEX und MOBIL Gas im Offshore-Gebiet; MOBIL, ASAMERA und PERTAMINA waren an Land z.T. gas-, z.T. ölfündig. In Central-Sumatra machte Caltex in Rintis-1 und Jingga-1 ansehnliche Ölfunde. In S-Sumatra waren 4 Bohrungen ölfündig. Im Sunda-Becken, östlich der S-Spitze von Sumatra

und NW von Java, sowie nördlich der Küste von Java wurden weitere Öl- und Gafunde gemacht. HUBDAY's MDA-1 (E Madura) förderte 813'000 m³/d Gas. In der Natuna-See sind 4 Öl- und 2 Gasfunde zu verzeichnen. In Ost-Kalimantan wurden neue Funde gemacht und Felder abgegrenzt. CALTEX ist mit 44% der Landesproduktion (681'092 b/d) der grösste Produzent von Öl, gefolgt von ARCO (197'187 b/d, ca. 13%) und TOTAL (188'246 b/d). Die Gasproduktion stieg von 73.6 auf fast 100 Millionen m³/d, dank der Inbetriebnahme von 2 neuen Verflüssigungsanlagen. Damit ist Indonesien erster Flüssiggasexporteur. Japan ist der fast ausschliessliche Abnehmer, doch stehen lieferungen nach Südkorea bevor.

Indien: 1984 wurden wahrscheinlich 37 Explorations- und 148 Entwicklungsbohrungen abgeteuft. Im marinen Bombay High-Gebiet wurden 4 neue Öl- und 2 Gasvorkommen entdeckt. 1 Gasfund erfolgte im Golf von Cambay, 2 Öl/Gasfunde und ein Gasfund im Cambay-Becken an Land. Im Krishna-Godavary-Becken waren 9 Folgebohrungen nach einem früheren Gasfund erfolglos. Die geschätzte Ölproduktion Indiens von 596'000 b/d deckte ungefähr 80% des Bedarfs. Vom Produzierten Gas (ca. 14.7 Millionen m³/d) wurde etwa die Hälfte abgefackelt.

Tabelle 5

Produktionsdaten Ferner Osten, Australien, Neuseeland

	Durchschnittliche Tagesproduktion				Raffinerie-Durchsatzkapz. E 1985	
	Öl in b/d		Gas in Millionen m³/d		1'000 b/d	Anzl. Raffin.
	1984	1983	1984	1983		
V.R. China	2'290'000*	2'120'400*	156 *	156*	2'150	20
Indonesien	1'537'622	1'421'562	98.2	74.2	636	6
Indien	596'600*	502'000*	14.7	12.9	867	12
Australien	546'178	470'515	38.1	36.3	623	11
Malaysien	440'860	383'023	30.8	20.6	212	4
Brunei	164'481	170'958	25.1	26.6	10	1
Burma	23'000*	22'000*	1.7	1.8	26	2
Thailand	22'173	13'271	6.6	5.2	192	3
Pakistan	18'002	12'173	27.3	26.6	130	3
Neuseeland	17'403	13'271	8.1	6.5	53	1
Philippinen	11'619	14'546	k.A.	k.A.	216	3
Japan	8'709	8'095	4.2	5.2	4'613	44
Taiwan	2'340	2'321	4.	4.	543	2
Afghanistan	700*	700*	7.*	7.*	k.A.	k.A.
Bangladesh	390	300	7.8	5.1	31	1
Fern Osten	5'680'077	5'155'535	430.0	368.1	12'262	128

* geschätzt, k.A. keine Angaben

Weitere Raffinerien (im Total eingeschlossen): Singapore 5, 1'018'000 b/d; Süd-Korea 6, 782'000 b/d; Okinawa 3, 110'000 b/d; Sri Lanka 1, 50'000 b/d.

Australien: Es wurden 263 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 44 vor der Küste. Die gesamte Explorations-Bohrleistung belief sich 1984 auf 474'708 m, die der 117 Entwicklungsbohrungen auf 287'335 m.Im Gippsland Becken (Offshore Victoria) erwies sich das 1983 in Basker-1 entdeckte Öl als produzierbar. SHELL's Manta-1 (ca. 35 km E Marlin, Endtiefe 3'572 m) produzierte aus der Ob. Kreide ca. 5'500 b/d Öl und ca. 12'800 m^3/d Gas. ESSO's Tuna-4 und Wirra-3 (N Barracuda) fanden ebenfalls Öl und Gas in der Ob. Kreide. Das Feld Flounder wurde gegen Ende 1984 in Produktion genommen. Im Cooper-Eromanga-Becken fand DEHLI's Tickelara-2 (115 km SW des Jackson Feldes, Queensland) Öl in 2 Lagern in Sandsteinen des Ob. Jura. Bodella South-1 fand 883 und 2'057 b/d (U. Jura, ca. 160 km NE Jackson). Zusätzlich gab es einige weitere namhafte Gasfunde. Im südaustralischen Teil des Beckens fand Wanchoocha-2 (ca. 30 km S des Yapei Feldes) 13'750 b/d resp. 1'747 b/d Öl und 63'000 m^3/d Gas, aus 2 Horizonten. Gidgealpa-17 fand 275 b/d im Ob. und 3'206 b/d im U. Jura und 1'750 b/d Öl und 63'000 m^3/d Gas aus dem Perm. In Westaustralien fand MARATHON's Offshore-Bohrung Talisman-1 (NE Rankin) 4'000 b/d Öl. BHP's Pictor-1 (an Land) fand Gas. In nordwestlichen Offshore-Gebiet produzierte BHP's Challis-1 (ca. 450 km W Petrel) 6'750 b/d Öl aus Sanden des Jura. Victoria produzierte 1984 89% des Öles Australiens und 42% des Gases, Südaustralien 3.6% des Öles und 43.6% des Gases, Queensland 2.9% des Öles und 3.3% des Gases und West Australien 4.5% des Öles und 10.5% des Gases.

Malaysia: Es wurden 1984 16 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 3 im Sarawak-Becken Öl und Gas fanden. SHELL's D-28.1 und D-34.1 N des Baya Feldes, und D-9.1, SW des Patricia Feldes. Frühere Funde in D-21, Patricia, C-2 und D-35 wurden bestätigt. Es wurden 1984 in Sarawak (SHELL) 140'000 b/d Öl produziert und die Lumut-Bintilu Verflüssigungsinstallation verarbeitete 21.7 Millionen m^3/ Gas. ESSO produzierte in der Süd China See (E der Malakka-Halbinsel) 216'000 b/D Öl und 6.5 Millionen m^3/d Gas. Sabah produzierte 76'000 b/d Öl und 2.7 Millionen m^3/d Gas.

Brunei: Es wurden 14 Explorationsbohrungen abgeteuft, wovon 2 an Land. SHELL's Scout Rock-5X (12 km SW des Champion Feldes), Iron Duke-7X (W Champion) waren öl- und gasfündig, und Nuri-1X (N des Fairlay-Bahram-Feldes) gasfündig.

Burma: Es wurden 45 Explorations- und Erweiterungsbohrungen abgeteuft, davon 4 Im Meer. 3 der gasfündigen Offshore-Bohrungen befinden sich im «CA»-Gasfeld (ca. 145 km SSW Rangoon), dessen Reserven auf 57 x 10^9 m^3 geschätzt werden. In Payagon-3 und Deep-2, im Irawadi Delta (ca. 75 km SW Rangoon) wurde Öl und Gas gefunden. Weitere Öl- und Gasfunde wurden aus dem Irawadi-Tal gemeldet.

Thailand: 1984 wurden 34 Explorationsbohrungen abgeteuft, davon 15 im Meer. Im Golf von Thai war UNION OIL mit 9 Erweiterungsbohrungen des Erawan- und einer des Satun-Feldes erfolgreich. An Land fand SHELL in Wat Taen-1 (N Sirikit) Öl. In Bung Ya-1 (W Sirikit) wurde von NCII Öl gefunden, doch war eine zweite Bohrung trocken. UNION OIL entwickelte die Satun und Platong Offshore-Felder, die 1985 in Produktion genommen wurden. SHELL's Produktion aus Sirikit betrug 1984 13'935 b/d.

Pakistan: Von 17 Explorationsbohrungen waren 6 fündig. Im Indusdelta waren UNION TEXAS' Fhabi-1 (ca. 100 km E Karadji) in der M. Kreide öl- und gasfündig, Golarhi-1 gasfündig und Tadjedi-1 ölfündig. OGDC fand Öl in Tando Alam und Gas in Nandpur-1 (ca. 90 km SW Jhang Magiana im Industal. OXY fand Öl in Dhurual-1 (SE Peshawar). Die Ölproduktion Pakistan nahm 1984 um ca. 48% zu.

Neuseeland: In der Nähe des Mc Kee-Feldes waren Toetoe-1A und -2B öl- und gasfündig. 18 Explorationsbohrungen waren erfolglos, davon 8 im Meer. In Papua-Neuguinea wurden 5 Explorationsbohrungen abgeteuft.

Philippinen: Von 3 Explorationsbohrungen waren 2 fündig. Galoc 2 ST (OCCIDENTAL, N Palawan) fand Öl im U. Miocaen und PETROCANADAS Sampaguita-3A (WSW des Cadlao-Feldes) Gas. OXY/CITIES SERVICE produzierte im Nido-Feld 1'730 b/d (1983 1'584 b/d) und im Matinloc-Feld 5'014 b/d (1983 7'555 b/d); AMOCO's Feld Cadlao lieferte 4'875 b/d (1983 5'407 b/d). Die kumulative Produktion der Philippinen Ende 1984 betrug 26.422 Millionen Barrel.

Japan: Von 18 Erweiterungs- und Explorationsbohrungen war Agaoki Tobu SI-1 der einzige Neufund (JAPEX, vor der Küste von Niigata, 1'200 b/d Öl und 742 m^3/d Gas). 3 Erweiterungsbohrungen auf der Iwafune Oki-Struktur waren fündig. Die Produktion Japans stieg durch Inbetriebnahme von 4 neuen Feldern: das Iwaki Oki-Gasfeld (NE Tokio) als erstes Feld im Pazifik. Aus U.-M. Miocaenen Sanden produzierend dürfte das Feld einen Ausstoss von 1.19 Millionen m^3/d Gas und 220 b/d Kondensat erreichen. In der Japan See nahm in Oktober 1984 das Agaoki Kita-Ölfeld die Produktion auf, die bis 1986 sich auf 10'000 b/d erhöhen dürfte. Ebenfalls in Produktion gingen TOC's Minami Nagoaka-Gasfeld und JAPEX' Yurihara Öl- und Gasfeld. Japans Ölproduktion stieg 1984 um 8%, die Gasproduktion um 22%.

Taiwan: Es wurden 4 Explorationsbohrungen abgeteuft, 2 davon waren fündig: PS-11 an Land und die Öl/Gas-Bohrung CBK-11 im Meer (ca. 60 km SW Taipei).

Bangladesh: Die Öl- und Gasproduktion erhöhte sich dank dem 1984 in Produktion genommenen Bakhrabad Feld.

Buchbesprechung

Kontinental-Drift (1985)

von D. & M. TARLING, bearb. u. übers. von H. Mauritsch
IV + 106 S. mit 49 Abb. und 5 Fotos, brosch; DM 24.—
Geocolleg 10 Gebr. Borntraeger, Berlin - Stuttgart

Diese kurze, übersichtliche Darstellung zum Thema wurde für Laien geschrieben und vom Uebersetzer mit wichtigen Ergänzungen auf den heutigen Stand gebracht. Von der Entwicklung der Theorie über paläogeographische Verhältnisse bis zu den vorläufigen «Beweisen» der Kontinental-Drift (Plattentektonik) enthält die Broschüre die hauptsächlichsten, gut illustrierten Argumente, die der Wissensvermittung in Schule und nichtfachmännischem Freundeskreis dienen.

Gabriel WIENER