

《論文》

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

— 1990年代初頭以降の新展開 —

伊 藤 孝

キーワード：エクソンモービル，国際石油企業，原油・天然ガスの生産活動，メキシコ湾，旧ソ連邦，西アフリカ，大水深海域

目 次

I はじめに	IV 西アフリカ
II アメリカ（メキシコ湾）	V おわりに
III 旧ソ連邦	

I はじめに

(1) 問題の所在

原油，天然ガス生産の新展開 世界の石油産業界において，かつてメジャーズ（Majors）あるいはセヴン・シスターズ（Seven Sisters）などとして知られた国際石油企業群は，1990年代末以降の世紀転換期における大規模な企業合同をへてその数を減らし，より巨大な企業群へ再編された。新たに出揃った諸企業に対して，業界内などでしばしばスーパー・メジャーズ（Super Majors）なる呼称が与えられていることは周知の通りである（第1図参照）⁽¹⁾。これら企業にとって原油と天然ガスの生産事業（上流部門〔upstream〕とも呼ばれる）が，投資額，獲得利益額において他の諸事業（原油精製，製品販売などの下流部門〔downstream〕，石油化学，その他）を大きく凌ぐ最大部門であることもまた広く知られているところである⁽²⁾。

国際石油企業にとって基幹的位置を占める原油と天然ガスの生産事業においては，個々の企業毎に差違はあるが，今日までの十数年，概ね1990年代初頭頃からであるが，それ以前とは区別され

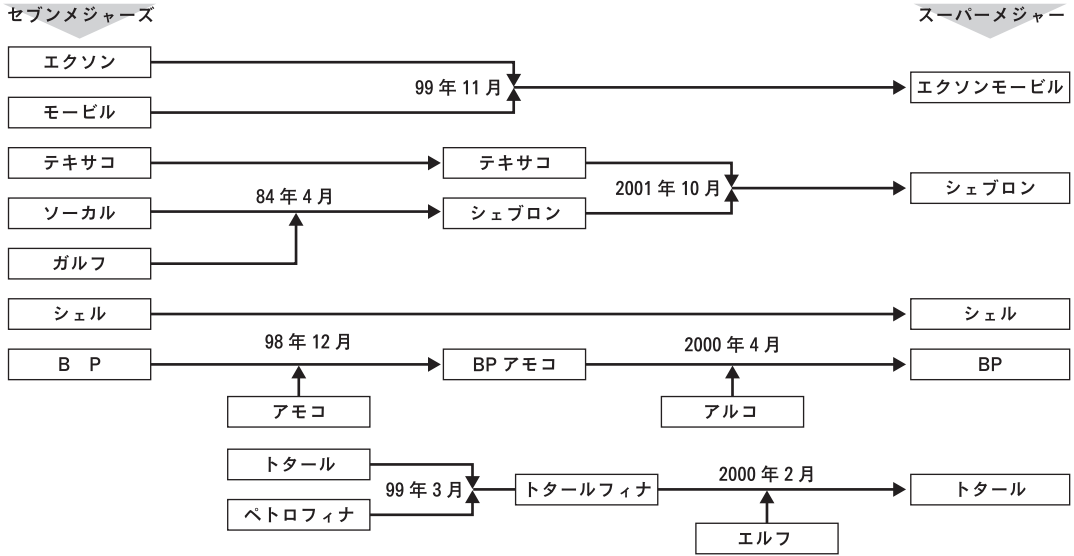
る新たな展開が見られたように思われる。その第1は，大水深（deepwater）と呼ばれる海域での原油と天然ガスの探鉱，開発および生産の進展である。海洋，湖沼などでの油・ガス田の探鉱，原油の生産などはかなり古くから行われており，とりわけて近年の特徴ではない。しかし，大陸棚などの浅海域に留まらず，今日では一般に水深400ないし500メートルを超えと言われる大水深海域⁽³⁾での活動の進展ないし活発化はほぼこの十数年のことである。

第2に，石油，天然ガス資源の大規模埋蔵地域である旧ソ連邦諸国の鉱区，あるいは油・ガス田が，国際石油大企業などの投資対象，活動拠点の一部に組み込まれたことである。1990年代初頭以降の旧ソ連邦における社会主義国家体制の瓦解は，国際石油企業に対して，それまで実質的に手つかずであった未踏の地域・海域への進出を促す転機を用意することとなったのである。

これら以外にも，かつて原油生産の主要拠点であり，1970年代前半頃から相次いで支配権の喪失を余儀なくされた中東地域，北アフリカ，ラテン・アメリカなどへの再進出，あるいは現地活動の活発化（現地の国営企業との提携・共同事業を含む），さらには従来商業性が乏しいとして事業

第 1 図 国際石油企業の変遷（合同・買収）

■スーパーメジャー誕生の流れ



(出典) 石油連盟 [75], 6 頁。

対象になりにくかった重質油（ヴェネズエラのオリノコ・ヘヴィー [Orinoco heavy oil]）、オイル・サンド（oil sand, 特にカナダ）などの生産事業への着手あるいは規模の拡大⁽⁴⁾、なども国際石油企業群による近年の注目すべき活動である。

本稿の課題 本稿は、世界のエネルギー供給において今日もおも重要な役割を果たす国際石油企業の原油と天然ガスの生産活動の実態、現局面における特徴、ついで今後の展開を探る作業の一部として、最有力企業の一社であるエクソンモービル社（Exxon Mobil Corporation, 1999 年 11 月末にモービル社 [Mobil Corporation] を買収する以前はエクソン社 [Exxon Corporation]）を検討対象として設定し、その活動の分析を試みる⁽⁵⁾。その際、分析の対象時期を 1990 年代初頭以降とし、対象の地域をアメリカのメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国、および西アフリカ（特に大水深海域）、に限定する。エクソンモービル社（旧エクソン社。以下ではモービル社を買収する以前について記す場合、単にエクソン社とする）による原油と天然ガスの生産事業の新たな展開は、1990 年代初頭頃より主として上記の 3 つの地域・海域でなされたと考えられるからである。なお、

検討時期の終わりについては現時点の資料の入手状況からして 2006 年末までとするが、必要に応じてこれ以降今日まで、また 1990 年代初頭以前についても部分的に言及する。

本稿は、これら新規進出の地域・海域での活動の実態を探り、エクソンモービル社の原油・天然ガス事業全体に占めるそれぞれの位置などの検討を試みるが、同社にとっては、以下においてふれるように 1990 年代初頭も今日も、アメリカ本国の他の地域・海域（アラスカ州、テキサス州、メキシコ湾の大陸棚など）、ヨーロッパの北海、アジア・太平洋地域・海域などが依然として有力な生産拠点を構成する。しかし、現時点においてこれら地域・海域における活動を分析しうる用意は私にはない。従来からの主要生産拠点と新規の地域・海域での活動、および原油価格の高騰などを背景とした如上の近年の新展開などを総合し、エクソンモービル社による 1990 年代初頭以降今日の原油と天然ガスの生産活動の全体像を描き出すことは今後の課題である。

ところで、上記の 3 つの地域・海域でのエクソンモービル社を含む国際石油企業による 1990 年代初頭以降の原油と天然ガスの生産活動に言及し

た著書、論稿、調査報告書などは、次節以降の注、巻末の典拠資料・文献などで見るように、アメリカなど諸外国のみならずわが国にも少なからず存在する。これらによって、エクソンモービル社による各地域・海域への進出、油・ガス田に対する権益の保有状況などについてはある程度明らかにされている。本研究がこれらから多くを学び、研究上の有益な手がかりなどを得たことは言うまでもない。ただ、これまでの諸研究や報告書は、メキシコ湾の大水深海域などの地域・海域での産業全体の動向、国際石油企業群の活動についての概括的な検討の中で個々の企業について断片的に記述した域を出るものではないように思われる。特定の企業を検討対象として、各生産拠点における活動を1990年代初頭以降今日に近づけて追跡し、原油と天然ガスの生産事業の実態と諸特徴の解明を試みた研究は、私見によればわが国はもとよりアメリカなどにおいても皆無と考えられる。

本稿は、既述のように個別企業を対象とした分析であり、石油業界全体における原油と天然ガスの生産事業の全容に直ちに接近することは出来ない。しかし、産業界の動向あるいは変化を解明する上で、業界において主導的な位置にある企業群の活動を分析することはひとつの有効な研究の手順をなすであろう。本稿は、そうした企業の一社であるエクソンモービル社を検討対象として設定した。アメリカのメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国、および西アフリカ（特に大水深海域）の3つの地域・海域における同社の活動を考察し、この検討を通じて明らかにしうる限りで、世界の原油と天然ガスの生産活動の現局面の特質の一端を探りたいと思うのである⁽⁶⁾。

以下、3つの対象地域・海域でのエクソンモービル社（エクソン社）の活動をそれぞれ独立した節において検討するが、それに先立ち1990年代初頭における同社と業界全体の原油と天然ガスの生産動向について一瞥する。

(2) 1990年代初頭の原油と天然ガスの生産動向

エクソン社 第1表によれば1990年のエクソン社による原油の純生産量（利権料相当分などを

含まず。同表の注1）を参照）は171万2,000バレル／日（1日あたりの平均量。以下特に断らない限り原油、天然ガスの各年の生産量は1日あたりの平均量で表示する）であり、主要な生産拠点はアメリカ（37.4%）、アジア・太平洋（19.3%）、ヨーロッパ（18.3%）、などである。天然ガス（第2表参照）は53億1,800立方フィート／日（石油換算〔天然ガス6,000立方フィート＝石油1バレル〕⁽⁷⁾で88万6,300バレル／日に相当）で、ヨーロッパ（50.7%）、アメリカ（33.4%）の両地域・国で全体の8割を越える。

見られるように、エクソン社の生産事業では、アメリカ本国が原油と天然ガスの両方において主要な生産拠点であり、ヨーロッパが、原油ではアジア・太平洋にわずかに劣るが第3位についており、天然ガスでは最大拠点を構成すると言ってよいであろう。

主要大企業群 第3表によれば、1990年のエクソン社による原油の純生産量は、同年の世界全体の生産量の2.61%である。最大はサウジ・アラビアの国営企業サウジ・アラビア石油（Saudi Arabian Oil Company, 9.59%、通常は同表に記載のようにサウジ・アラムコ〔Saudi Aramco〕として知られる）、ついで国営イラン石油（National Iranian Oil Company: NIOC, 4.86%）、メキシコ石油（Petróleos Mexicanos: Pemex, 4.54%）、等の国営企業である。統計が不明の中国石油天然気集団公司を除くとエクソン社は第7位であった。天然ガスについては、第4表に見るように、ロシア（旧ソ連邦）のガスプロム（Gazprom）の統計が不明であるが、これを除くと最大はロイヤル・ダッチ・シェル（Royal Dutch Shell plc, 以下RDシェルと略記, 3.26%）⁽⁸⁾、エクソン（2.76%）は第2位であり、これにアルジェリアの国営企業（Sonatrach, 2.55%）などが続く。サウジ・アラムコ（1.54%）は原油の場合とは異なり、最上位の企業とはいえない。

世界全体 第5表を用いて原油について1990年の世界の主要な生産国を概観すると、世界全体の生産量は6,547万バレル／日であり、最大は、ロシア（旧ソ連邦に属したロシアの生産量, 15.9

第1表 エクソンモービル社の国・地域別原油生産量¹⁾, 1990-2006年

(単位: 1,000 バレル/日, %)

	アメリカ		カナダ		イギリス		ノルウェー		ヨーロッパ合計 ²⁾		アジア・太平洋 ³⁾	
		%		%		%		%		%		%
1990	640	37.4	302	17.6	208	12.1	52	3.0	313	18.3	331	19.3
1991	619	36.1	278	16.2	258	15.0	56	3.3	363	21.2	342	19.9
1992	591	34.7	268	15.7	286	16.8	60	3.5	396	23.2	346	20.3
1993	553	33.2	254	15.2	300	18.0	72	4.3	423	25.4	347	20.8
1994	562	32.9	251	14.7	321	18.8	110	6.4	484	28.3	325	19.0
1995	600	34.8	242	14.0	323	18.7	128	7.4	498	28.9	302	17.5
1996	587	36.3	211	13.1	328	20.3	131	8.1	499	30.9	244	15.1
1997	559	35.0	238	14.9	308	19.3	140	8.8	483	30.2	250	15.6
1998	505	32.2	251	16.0	328	20.9	138	8.8	496	31.7	236	15.1
1999	729	29.0	315	12.5	392	15.6	227	9.0	650	25.8	307	12.2
2000	733	28.7	304	11.9	355	13.9	320	12.5	704	27.6	253	9.9
2001	712	28.0	331	13.0	320	12.6	307	12.1	653	25.7	247	9.7
2002	681	27.3	349	14.0	305	12.2	263	10.5	592	23.7	260	10.4
2003	610	24.2	363	14.4	278	11.0	280	11.1	579	23.0	237	9.4
2004	557	21.7	355	13.8	235	9.1	328	12.8	583	22.7	202	7.9
2005	477	18.9	346	13.7	202	8.0	327	13.0	546	21.6	169	6.7
2006	414	15.4	312	11.6	186	6.9	320	11.9	520	19.4	145	5.4
	アフリカ ⁴⁾		中 東 ⁵⁾		旧ソ連邦 ⁶⁾		その他 ⁷⁾		合 計			
		%		%		%		%		%		
1990	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	126	7.4	1,712	100.0		
1991	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	113	6.6	1,715	100.0		
1992	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	104	6.1	1,705	100.0		
1993	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	90	5.4	1,667	100.0		
1994	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	87	5.1	1,709	100.0		
1995	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	84	4.9	1,726	100.0		
1996	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	74	4.6	1,615	100.0		
1997	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	69	4.3	1,599	100.0		
1998	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	79	5.0	1,567	100.0		
1999	326	13.0	114	4.5	n.a	n.a	76	3.0	2,517	100.0		
2000	323	12.7	137	5.4	n.a	n.a	99	3.9	2,553	100.0		
2001	342	13.5	135	5.3	86	3.4	36	1.4	2,542	100.0		
2002	349	14.0	127	5.1	91	3.6	47	1.9	2,496	100.0		
2003	442	17.6	149	5.9	88	3.5	48	1.9	2,516	100.0		
2004	572	22.2	158	6.1	91	3.5	53	2.1	2,571	100.0		
2005	666	26.4	163	6.5	107	4.2	49	1.9	2,523	100.0		
2006	781	29.1	340	12.7	127	4.7	42	1.6	2,681	100.0		

(注1) 1990-98年はエクソン社。1999-2006年はエクソンモービル社。純生産量 (net production) を指す。実際に生産した量 (総生産量 [gross production]) から利権料などに相当する部分を差し引いた量 (現地の企業が同社の完全所有ないし過半数所有の場合は現地企業の生産量 [獲得量] の全体, 半数およびそれ以下の所有権の場合は, 所有権比率に相当する部分のみを算入)。天然ガス液 (natural gas liquids), タール・サンド (tar sand) を含む。

- 2) イギリス, ノルウェー以外を含む。
- 3) オーストラリア, マレーシアなど。
- 4) 西アフリカを指す。
- 5) カタール, アラブ首長国連邦など。
- 6) 1990-2000年は, その他に含まれる。
- 7) ラテン・アメリカ, 旧ソ連邦 (但し2000年まで) など。

(出典) 1990-94年は, Exxon [2], 1994 FOR, p. 38, 1995-98年は, 1998 FOR, p. 40, 1999-2000年は, Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 54, 2001-05年は, 2005 FOR, p. 56, 2006年は, 2006 FOR, p. 56, より。

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

第2表 エクソンモービル社の国・地域別天然ガス生産量¹⁾, 1990-2006年

(単位: 100万立方フィート/日, %)

	アメリカ		カナダ		オランダ		イギリス		ノルウェー		ドイツ	
		%		%		%		%		%		%
1990	1,778	33.4	413	7.8	1,717	32.3	352	6.6	255	4.8	366	6.9
1991	1,655	30.1	355	6.5	1,977	36.0	466	8.5	250	4.5	312	5.7
1992	1,607	28.4	326	5.8	2,026	35.8	507	9.0	242	4.3	317	5.6
1993	1,764	30.3	328	5.6	2,040	35.0	485	8.3	173	3.0	348	6.0
1994	2,021	33.8	286	4.8	1,801	30.1	450	7.5	199	3.3	389	6.5
1995	2,055	34.2	281	4.7	1,756	29.2	430	7.2	195	3.2	420	7.0
1996	2,094	31.8	194	2.9	2,042	31.0	613	9.3	270	4.1	433	6.6
1997	2,062	32.5	203	3.2	1,735	27.4	669	10.6	232	3.7	400	6.3
1998	2,063	32.6	227	3.6	1,610	25.5	696	11.0	277	4.4	454	7.2
1999	2,871	27.9	683	6.6	1,591	15.4	1,386	13.4	420	4.1	1,041	10.1
2000	2,856	27.6	844	8.2	1,519	14.7	1,506	14.6	451	4.4	987	9.5
2001	2,598	25.3	1,006	9.8	1,637	15.9	1,547	15.1	445	4.3	966	9.4
2002	2,375	22.7	1,024	9.8	1,601	15.3	1,417	13.6	503	4.8	942	9.0
2003	2,246	22.2	943	9.3	1,591	15.7	1,234	12.2	667	6.6	1,006	9.9
2004	1,947	19.7	972	9.9	1,725	17.5	1,196	12.1	645	6.5	1,048	10.6
2005	1,739	18.8	918	9.9	1,595	17.2	1,126	12.2	709	7.7	885	9.6
2006	1,625	17.4	851	9.1	1,536	16.5	990	10.6	686	7.3	874	9.4
	ヨーロッパ合計 ²⁾		アジア・太平洋 ³⁾		中 東 ⁴⁾		旧ソ連邦 ⁵⁾		その他 ⁶⁾		合 計	
		%		%		%		%		%		%
1990	2,694	50.7	369	6.9	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	64	1.2	5,318	100.0
1991	3,010	54.8	411	7.5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	66	1.2	5,497	100.0
1992	3,097	54.7	577	10.2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	54	1.0	5,661	100.0
1993	3,049	52.3	678	11.6	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6	0.1	5,825	100.0
1994	2,842	47.5	827	13.8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2	0.0	5,978	100.0
1995	2,804	46.6	873	14.5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0	0.0	6,013	100.0
1996	3,361	51.1	928	14.1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0	0.0	6,577	100.0
1997	3,038	47.9	1,036	16.3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0	0.0	6,339	100.0
1998	3,037	48.0	995	15.7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0	0.0	6,322	100.0
1999	4,438	43.1	2,027	19.7	138	1.3	n.a.	n.a.	151	1.5	10,308	100.0
2000	4,463	43.1	1,755	17.0	278	2.7	n.a.	n.a.	147	1.4	10,343	100.0
2001	4,595	44.7	1,547	15.1	354	3.4	n.a.	n.a.	179	1.7	10,279	100.0
2002	4,463	42.7	2,019	19.3	408	3.9	77	0.7	86	0.8	10,452	100.0
2003	4,498	44.5	1,803	17.8	455	4.5	73	0.7	101	1.0	10,119	100.0
2004	4,614	46.8	1,519	15.4	642	6.5	73	0.7	97	1.0	9,864	100.0
2005	4,315	46.6	1,268	13.7	846	9.1	77	0.8	88	1.0	9,251	100.0
2006	4,086	43.8	1,243	13.3	1,353	14.5	92	1.0	84	0.9	9,334	100.0

(注1) 1990-98年はエクソン社。1999-2006年はエクソンモービル社。純生産量 (net production) を指す。実際に生産した量 (総生産量 (gross production)) から利権料などに相当する部分を差し引いた量 (現地の企業が同社の完全所有ないし過半数所有の場合は現地企業の生産量 [獲得量] の全体, 半数およびそれ以下の所有権の場合は, 所有権比率に相当する部分のみを算入)。なお, 以下の部分は上記の生産量に含まない: 生産現場で燃料として消費された量, 井戸元で燃焼処分された量, ガス処理施設で失われた量, 油層に圧入 (injection) された量, 天然ガス液 (コンデンサート) などを分離する際に失われた量。

2) 上記の4ヶ国以外を含む。

3) オーストラリア, インドネシア, マレーシアなど。

4) カタールなど。

5) 1990-2001年はその他に含まれる (但し, 1998年以前はほとんど存在せず)。

6) 主にラテン・アメリカ。

(出典) 1990-94年はExxon [2], 1994 FOR, p.39, 1995-98年は, 1998 FOR, p.41, 1999-2000年は, Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.55, 2001-05年は, 2005 FOR, p.57, 2006年は, 2006 FOR, p.57, より。

第3表 世界全体の原油生産に占める上位企業の位置¹⁾

(世界全体の生産量に占める各社のシェア、%)

企 業 名	1990年	1995年	2000年	2006年
サウジ・アラムコ (Saudi Aramco, 国営)	9.59	12.60	11.46	12.83
国営イラン石油 (NIOC)	4.86	5.46	5.05	5.32
メキシコ石油 (Pemex, 国営)	4.54	4.00	4.60	4.47
中国石油天然気集团公司 (国営) ²⁾	n.a.	4.10	2.79	3.31
エクソンモービル (Exxon Mobil) ³⁾	2.61	2.53	3.40	3.28
ヴェネズエラ石油 (PDVSA, 国営)	3.26	4.23	4.39	3.09
クウェート石油 (KPC, 国営)	1.59	3.04	2.20	3.06
BP (BP p. l. c.) ⁴⁾	2.02	1.78	2.64	3.03
RD シェル (Royal Dutch Shell)	2.89	3.31	3.03	2.49
ペトロbras (Petrobras) ⁵⁾	1.00	1.05	1.76	2.35
イラク国営石油 (INOC)	3.25	0.88	3.46	2.33
Sonatrach (アルジェリアの国営企業)	1.62	1.88	1.78	2.31
アブダビ国営石油 (ADNOC) ⁶⁾	1.72	1.91	1.80	2.20
シェヴロン (Chevron) ⁷⁾	1.43	1.47	1.54	2.15
コノコフィリップス (ConocoPhillips) ⁸⁾	0.55	0.61	0.62	2.08
ロスネフチ (Rosneft, ロシアの国営企業)	—	0.38	0.36	1.95
ルクオイル (Lukoil, ロシアの民間企業)	—	1.64	2.08	1.89
トタル (Total) ⁹⁾	0.64	0.67	1.91	1.84
世界全体の生産量 (1,000 バレル/日)	65,470	68,125	75,033	81,663

(注1) 掲載企業は2006年の上位18社。同年の最大企業から18位まで順に記載。なお、国際石油企業(民間企業)の生産量は純生産と考えられる(「純生産」の意味は第1表(注1)を参照)。国営石油企業の生産量がどのような基準で算出されたかは典拠資料からは明らかではない。

2) CNPC (China National Petroleum Corporation) として知られる。事業子会社として中国石油天然気股份有限公司(ペトロチャイナ [PetroChina])を傘下に抱える。

3) 1990, 95年はエクソン社のみ(モービル社を含まず)。

4) 1990, 95年はアモコ社, アルコ社を含まず。

5) ブラジルの国策会社(2006年末にブラジル政府が株式の32.2%を所有)。

6) アラブ首長国連邦の企業。

7) 1990, 95年, 2000年はテキサコ社を含まず。

8) 1990, 95年, 2000年はコノコ社のみ(フィリップス社を含まず)。

9) 1990, 95年はエルフ社, ペトロフィナ社を含まず。

(出典) 各石油企業の生産量の典拠は, PIW [70], December 23, 1991, Special Supplement Page 2, December 16, 1996, Special Supplement Page 2, December 17, 2001, Special Supplement Page 2, December 3, 2007, Special Supplement Page 2, より(国際石油企業については各社の営業報告書も参照)。世界全体の生産量は後掲第5表から。以上の資料・統計を用いて上記数値(比率)を算出。なお、国営企業の名称などについては、石鉦連 [74] の各頁、および他の各種資料を参照。

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

第4表 世界全体の天然ガス生産に占める上位企業の位置¹⁾

(世界全体の生産量に占める各社のシェア、%)

企業名	1990年	1995年	2000年	2006年
ガスプロム (Gazprom) ²⁾	n.a.	24.23	21.56	19.40
国営イラン石油 (NIOC)	1.19	1.85	2.50	3.66
エクソンモービル (Exxon Mobil) ³⁾	2.76	2.91	4.42	3.37
BP (BP p. l. c.) ⁴⁾	0.71	0.60	3.25	3.04
RD シェル (Royal Dutch Shell)	3.26	3.50	3.51	3.02
Sonatrach (アルジェリアの国営企業)	2.55	2.92	3.63	2.78
サウジ・アラムコ (Saudi Aramco, 国営)	1.54	1.90	1.96	2.57
ペトロナス (Petronas, マレーシアの国営企業)	0.66	0.68	1.46	2.00
コノコフィリップス (ConocoPhillips) ⁵⁾	0.53	0.60	0.73	1.88
シェブロン (Chevron) ⁶⁾	1.59	1.18	1.06	1.79
トタル (Total) ⁷⁾	0.44	0.58	1.61	1.69
中国石油天然気集团公司 (国営) ⁸⁾	n.a.	0.75	0.59	1.68
メキシコ石油 (Pemex, 国営)	1.32	1.81	2.00	1.47
エニ (ENI) ⁹⁾	0.89	1.03	1.13	1.43
カタール石油 (QP, 国営)	0.34	0.63	1.18	1.24
Repsol YPF (スペインの民間企業)	0.05	n.a.	0.95	1.22
EnCana (カナダの民間企業)	n.a.	n.a.	n.a.	1.21
Novatek (ロシアの民間企業)	n.a.	n.a.	n.a.	1.00
世界全体の生産量 (10 億立方フィート/日)	192.7	206.5	234.0	277.2

(注1) 掲載の仕方は第3表と同様。但し、第10位の企業名は典拠資料からは不明のため記載せず(シェブロン社は第11位。最下位の Novatek 社は第19位)。なお、本表においても、国際石油企業(民間企業)の生産量は純生産と考えられるが、国営石油企業の生産量がどのような基準で算出されたかは典拠資料からは明らかではない。

2) ロシアの国策会社(2006年末にロシア政府が株式の50.0023%を保有)。

3) 1990、95年はエクソン社のみ(モービル社を含まず)。

4) 1990、95年はアモコ社、アルコ社を含まず。

5) 1990、95年は、2000年はコノコ社のみ(フィリップス社を含まず)。

6) 1990、95年、2000年はテキサコ社を含まず。

7) 1990、95年はエルフ社、ペトロフィナ社を含まず。

8) 第3表の(注2)を参照。

9) イタリア企業(2006年末でイタリア政府が株式の30%を保有)。

(出典) 各石油企業の生産量の典拠は、PIW [70], December 23, 1991, Special Supplement Page 2, December 16, 1996, Special Supplement Page 2, December 17, 2001, Special Supplement Page 2, December 3, 2007, Special Supplement Page 2, より(国際石油企業については各社の営業報告書も参照)。世界全体の生産量は後掲第6表から。以上の資料・統計を用いて上記数値(比率)を算出。なお、国営企業の名称などについては、石鉱連[74]の各頁、および他の各種資料を参照。

第5表 世界の原油生産量の主要国・地域別内訳¹⁾, 1990-2006年

(単位: 1,000 バレル/日, %)

	アメリカ		カナダ		メキシコ		ヴェネズエラ		イギリス		ノルウェー		ロシア ²⁾	
	%		%		%		%		%		%		%	
1990	8,914	13.6	1,965	3.0	2,977	4.5	2,244	3.4	1,918	2.9	1,716	2.6	10,405	15.9
1991	9,076	13.9	1,980	3.0	3,126	4.8	2,501	3.8	1,919	2.9	1,955	3.0	9,326	14.3
1992	8,868	13.5	2,062	3.1	3,120	4.7	2,499	3.8	1,981	3.0	2,217	3.4	8,038	12.2
1993	8,583	13.0	2,184	3.3	3,132	4.7	2,592	3.9	2,119	3.2	2,377	3.6	7,173	10.9
1994	8,389	12.5	2,276	3.4	3,142	4.7	2,752	4.1	2,675	4.0	2,693	4.0	6,419	9.6
1995	8,322	12.2	2,402	3.5	3,065	4.5	2,959	4.3	2,749	4.0	2,903	4.3	6,288	9.2
1996	8,295	11.9	2,480	3.5	3,277	4.7	3,137	4.5	2,735	3.9	3,232	4.6	6,114	8.7
1997	8,269	11.4	2,588	3.6	3,410	4.7	3,321	4.6	2,702	3.7	3,280	4.5	6,227	8.6
1998	8,011	10.9	2,672	3.6	3,499	4.8	3,480	4.7	2,807	3.8	3,138	4.3	6,169	8.4
1999	7,731	10.7	2,604	3.6	3,343	4.6	3,126	4.3	2,909	4.0	3,139	4.3	6,178	8.5
2000	7,733	10.3	2,721	3.6	3,450	4.6	3,239	4.3	2,667	3.6	3,346	4.5	6,536	8.7
2001	7,669	10.2	2,677	3.6	3,560	4.8	3,142	4.2	2,476	3.3	3,418	4.6	7,056	9.4
2002	7,626	10.2	2,858	3.8	3,585	4.8	2,895	3.9	2,463	3.3	3,333	4.5	7,698	10.3
2003	7,400	9.6	3,004	3.9	3,789	4.9	2,554	3.3	2,257	2.9	3,264	4.2	8,544	11.1
2004	7,228	9.0	3,085	3.8	3,824	4.8	2,907	3.6	2,028	2.5	3,188	4.0	9,287	11.6
2005	6,895	8.5	3,041	3.7	3,760	4.6	2,937	3.6	1,809	2.2	2,969	3.7	9,552	11.8
2006	6,871	8.4	3,147	3.9	3,683	4.5	2,824	3.5	1,636	2.0	2,778	3.4	9,769	12.0
	イラン		サウジ・アラビア		中東全域 ³⁾		アフリカ ⁴⁾		中国		その他		合計	
	%		%		%		%		%		%		%	
1990	3,270	5.0	7,105	10.9	17,540	26.8	6,725	10.3	2,774	4.2	8,292	12.7	65,470	100.0
1991	3,500	5.4	8,820	13.5	17,287	26.5	6,880	10.5	2,828	4.3	8,409	12.9	65,287	100.0
1992	3,523	5.4	9,098	13.8	18,735	28.5	7,003	10.6	2,841	4.3	8,431	12.8	65,795	100.0
1993	3,712	5.6	8,962	13.6	19,591	29.7	6,962	10.5	2,888	4.4	8,450	12.8	66,051	100.0
1994	3,730	5.6	9,084	13.5	20,118	30.0	7,004	10.4	2,930	4.4	8,724	13.0	67,122	100.0
1995	3,744	5.5	9,145	13.4	20,239	29.7	7,112	10.4	2,989	4.4	9,097	13.4	68,125	100.0
1996	3,759	5.4	9,299	13.3	20,662	29.5	7,441	10.6	3,170	4.5	9,388	13.4	69,931	100.0
1997	3,776	5.2	9,482	13.1	21,758	30.1	7,770	10.8	3,211	4.4	9,715	13.4	72,251	100.0
1998	3,855	5.2	9,502	12.9	23,010	31.3	7,644	10.4	3,212	4.4	9,984	13.6	73,626	100.0
1999	3,603	5.0	8,853	12.2	22,402	30.9	7,579	10.5	3,213	4.4	10,215	14.1	72,439	100.0
2000	3,818	5.1	9,491	12.6	23,614	31.5	7,830	10.4	3,252	4.3	10,645	14.2	75,033	100.0
2001	3,794	5.1	9,209	12.3	23,107	30.8	7,887	10.5	3,306	4.4	10,634	14.2	74,932	100.0
2002	3,543	4.8	8,928	12.0	21,642	29.1	8,001	10.7	3,346	4.5	11,049	14.8	74,496	100.0
2003	4,183	5.4	10,164	13.2	23,395	30.4	8,398	10.9	3,401	4.4	11,050	14.3	77,056	100.0
2004	4,248	5.3	10,638	13.3	24,764	30.9	9,263	11.5	3,481	4.3	11,189	13.9	80,244	100.0
2005	4,268	5.3	11,114	13.7	25,352	31.2	9,846	12.1	3,627	4.5	11,462	14.1	81,250	100.0
2006	4,343	5.3	10,859	13.3	25,589	31.3	9,990	12.2	3,684	4.5	11,692	14.3	81,663	100.0

(注1) 頁岩油, オイル・サンド (タール・サンド), 天然ガス液を含む。

2) 1990, 1991年は旧ソ連邦内のロシアの生産量。

3) イラン, サウジ・アラビア以外にイラク, クウェート, アラブ首長国連邦などを含む。

4) 北アフリカのアルジェリア, リビア, 西アフリカのナイジェリア, アンゴラなど。

(出典) BP [20], HP: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>, によるが, BP [19], June 1992, p. 5, June 2002, p. 6, June 2006, p. 8, June 2007, p. 8, も参照。

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

第6表 世界の天然ガス生産量の主要国・地域別内訳¹⁾, 1990-2006年

(単位: 10億立方フィート/日, %)

	アメリカ		カナダ		オランダ		イギリス		ロシア ²⁾		イラン	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1990	48.8	25.3	10.5	5.4	5.9	3.1	4.4	2.3	57.9	30.0	2.2	1.1
1991	48.5	24.8	11.1	5.7	6.7	3.4	4.9	2.5	58.0	29.6	2.5	1.3
1992	48.7	24.8	12.3	6.3	6.7	3.4	5.0	2.5	57.6	29.3	2.4	1.2
1993	49.6	24.7	13.4	6.7	6.8	3.4	5.9	2.9	55.8	27.8	2.6	1.3
1994	51.6	25.5	14.4	7.1	6.4	3.2	6.3	3.1	54.8	27.0	3.1	1.5
1995	51.0	24.7	15.4	7.5	6.5	3.1	6.9	3.3	53.7	26.0	3.4	1.6
1996	51.5	24.0	15.8	7.3	7.3	3.4	8.1	3.8	54.1	25.2	3.8	1.8
1997	51.8	24.0	16.0	7.4	6.5	3.0	8.3	3.8	51.5	23.9	4.5	2.1
1998	52.1	23.6	16.6	7.5	6.2	2.8	8.7	3.9	53.3	24.2	4.8	2.2
1999	51.6	22.8	17.2	7.6	5.7	2.5	9.6	4.2	53.3	23.5	5.5	2.4
2000	52.4	22.4	17.7	7.6	5.5	2.4	10.5	4.5	52.6	22.5	5.8	2.5
2001	53.7	22.4	18.1	7.5	6.0	2.5	10.2	4.2	52.5	21.9	6.4	2.7
2002	51.9	21.2	18.2	7.4	5.8	2.4	10.0	4.1	53.7	22.0	7.3	3.0
2003	52.3	20.7	17.7	7.0	5.6	2.2	10.0	4.0	56.0	22.1	7.9	3.1
2004	50.8	19.5	17.7	6.8	6.6	2.5	9.3	3.6	57.0	21.9	8.9	3.4
2005	49.5	18.4	18.0	6.7	6.1	2.3	8.5	3.2	57.9	21.5	9.8	3.6
2006	50.7	18.3	18.1	6.5	6.0	2.2	7.7	2.8	59.2	21.4	10.2	3.7
	サウジ・アラビア		中東全域 ³⁾		アフリカ ⁴⁾		インドネシア		その他		合計	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1990	3.2	1.7	9.8	5.1	6.5	3.4	4.4	2.3	44.5	23.1	192.7	100.0
1991	3.4	1.7	10.1	5.2	7.0	3.6	5.0	2.6	44.5	22.7	195.8	100.0
1992	3.7	1.9	11.0	5.6	7.3	3.7	5.2	2.6	42.7	21.7	196.5	100.0
1993	3.9	1.9	11.9	5.9	7.7	3.8	5.4	2.7	44.1	22.0	200.6	100.0
1994	4.1	2.0	13.0	6.4	7.3	3.6	6.0	3.0	42.8	21.1	202.6	100.0
1995	4.2	2.0	14.4	7.0	8.1	3.9	6.1	3.0	44.4	21.5	206.5	100.0
1996	4.3	2.0	15.2	7.1	8.6	4.0	6.5	3.0	47.9	22.3	215.0	100.0
1997	4.4	2.0	17.0	7.9	9.6	4.4	6.5	3.0	48.7	22.6	215.9	100.0
1998	4.5	2.0	17.8	8.1	10.1	4.6	6.2	2.8	49.6	22.5	220.6	100.0
1999	4.5	2.0	18.7	8.2	11.3	5.0	6.9	3.0	52.5	23.1	226.8	100.0
2000	4.8	2.1	20.0	8.5	12.2	5.2	6.6	2.8	56.5	24.1	234.0	100.0
2001	5.2	2.2	21.8	9.1	12.3	5.1	6.4	2.7	59.2	24.6	240.2	100.0
2002	5.5	2.3	23.7	9.7	12.6	5.2	6.8	2.8	61.6	25.2	244.3	100.0
2003	5.8	2.3	25.1	9.9	13.6	5.4	7.0	2.8	65.6	25.9	252.9	100.0
2004	6.3	2.4	28.1	10.8	14.1	5.4	7.1	2.7	70.1	26.9	260.8	100.0
2005	6.9	2.6	30.7	11.4	15.9	5.9	7.1	2.6	75.3	28.0	269.0	100.0
2006	7.1	2.6	32.5	11.7	17.5	6.3	7.2	2.6	78.3	28.2	277.2	100.0

(注1) 井戸元で燃焼処分された部分、油層に圧入された部分を除く。

2) 1990, 1991年は、旧ソ連邦内でのロシアの生産量。

3) イラン, サウジ・アラビア以外にカタール, オマーン, アラブ首長国連邦などを含む。

4) 北アフリカのアルジェリア, エジプト, リビア, 西アフリカのナイジェリアなど。

(出典) BP [20], HP : <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>, によるが, BP [19], June 1992, p. 20, June 2002, p. 22, June 2006, p. 24, June 2007, p. 24, も参照。

%)であり、ついでアメリカ(13.6%)、サウジ・アラビア(10.9%)が上位を占める。それ以下はかなり比率が低下するが、イラン(5.0%)、メキシコ(4.5%)、中国(4.2%)、などである。次に、第6表を用いて天然ガスを見ると、1990年に世界全体での生産量は、1,927億立方フィート(石油換算3,212万バレル/日)であり、主要な生産国は、ロシア(旧ソ連邦に属したロシアの生産量、30.0%)、アメリカ(25.3%)、カナダ(5.4%)、オランダ(3.1%)、などであった。

《注》

- (1) 第1図に記載のセブンメジャーズはセブン・シスターズ、スーパーメジャーはスーパー・メジャーズのことである。なお、フランス企業トタル(Total S.A., 第1図ではトータル)は、旧セブン・シスターズの構成企業ではないが、企業合同を経て今日、企業規模、活動地域の広がりなどの点でエクソンモービル(Exxon Mobil Corporation)、ロイヤル・ダッチ・シェル(Royal Dutch Shell plc. なお、本節の後注(8)を参照)、BP(BP p.l.c.)、シェヴロン(Chevron Corporation)とともに国際石油企業と呼ぶことが出来るように思われる。
- (2) エクソンモービルの場合、2006年では資本支出額(capital and exploration expenditures、同年になされた固定資産への投資額と探鉱事業への支出額からなる)の198億5,500万ドルのうち81.7%、純利益額の395億ドルのうち66.4%を原油と天然ガスの生産事業(小額の電力事業、石炭事業を含む)が占める(Exxon Mobil [4], 2006 FOR, pp. 16, 18, 90, による)。ロイヤル・ダッチ・シェルの場合、同年の資本支出額248億9,600万ドルのうち80.9%、利益額263億1,100万ドル(但し、少数株主の権利分8億6,900万ドルを差し引く前)の67.8%を原油と天然ガスの生産事業(いずれも小額であるが、液化天然ガス[Liquefied Natural Gas: LNG]の販売事業、電力事業を含む)が占めた(RDS [36], 2006 ARSFS, pp. 7, 23, 24, 40, 43, 45, による)。
- (3) 大水深と呼ばれる海域の深さについて、業界内などに統一された理解が存在するとはいえないようである。エクソンモービル社が2005年に刊行した広報誌には、業界内では1,300フィート(約400メートル)以深をもって大水深とする、との記載があるが(Exxon Mobil [7], Vol. 87 No. 3,

2005, p. 17), わが国には一応500メートル以深を目安とするとの見解もある(岡田 [91], 23頁)。なお、アメリカのメキシコ湾の大水深海域については本稿では300メートル以深とする(第2節、特に注(10)参照)。

- (4) オリノコ・ヘヴィー、オイル・サンドなどは従来の原油、天然ガスなどと区別されて非在来型資源(unconventional resources)と呼ばれている。これらの資源の特性、所在地域・国、埋蔵規模、生産量などについては、石鋳連 [73], 58-62頁, 157-193頁, を参照せよ。
- (5) エクソンモービル社は、1972年にエクソン社に名称変更するまでは90年に亘りニュージャージー・スタンダード石油会社(Standard Oil Company [New Jersey])と称した。同社は1882年にスタンダード石油トラスト(Standard Oil Trust)の一構成企業として創立された。エクソン社によるモービル社の買収金額については、1998年12月1日の買収計画の公表時点では770億ドルだったようである。だが、翌99年11月30日の買収成立時にはやや増額されたようで、マスコミの報道では813億8,000万ドルとされている(エクソン、モービルの両社は数値を公表していないと思われる)。以上は、U. S. House [53], p. 1; WSJ [77], December 1, 1999; DMN [62], December 1, 1999, による。
- (6) もっとも、以上の如き課題設定、研究方法(作業手順)にもかかわらず、本研究が、同時代を対象とすること、つまり刻々変化する現実を射程内に含み、分析対象となる諸活動もまた変化の渦中にあることは、エクソンモービル社の活動を的確に捉える上で大きな困難をなす。加えて、他の企業との激しい競争過程にある企業が、現行の自社の活動内容について株主や一般向けに公表した以上の事実や統計を外部者に明らかにすることもまれである。本研究はこうした困難や制約の下でなされており、未解明の部分を多々含んでいる。ともあれ、これまで入手しえた資料の範囲内で、以上の課題に接近することとしたい。
- (7) 天然ガスと石油の換算式は、アメリカおよび日本の企業においては表記のように天然ガス6,000立方フィートを石油1バレルとするのが通常のものであるが、ヨーロッパ企業では5,800立方フィートを1バレルとすることが多く見られる(国際石油企業各社と日本の石油・天然ガス企業各社の営業報告書、わが国の業界関係者からの聞き取り、などによる)。但し、フランスのトタル(Total)は年次によってやや異なる換算式を用いる。例え

ば、2006年は5,494立方フィート=1バレル、2005年は5,483立方フィート=1バレルである(Total [49], 2006, p. iv, による)。本稿では、欧米各社の天然ガス生産量を石油換算で示す場合は、換算式を統一することが必要と考え、便宜的にヨーロッパ企業の場合も天然ガス6,000立方フィート=石油1バレルとして計算した。

なお、第2表、第6表のそれぞれの脚注(1)に記したことであるが、本稿で用いる天然ガスの生産量には、井戸元で燃焼処分された量、地下の油層に圧入(injection)された量、などを含まない。営業の対象になりうる部分のみを指す(エクソンモービル社の営業報告書、財務・事業報告書には、net natural gas production available for saleと記載されている。ロイヤル・ダッチ・シェル社もほぼ同様の記載)。

- (8) ロイヤル・ダッチ=シェル(Royal Dutch/Shell Group of Companies)は、長きに亘って2つの親会社(持株会社)であるロイヤル・ダッチ社(Royal Dutch Company)とシェル社(The "Shell" Transport and Trading Company, p.l.c.)によって統括された企業であった。だが、これら2社は、2005年に単一の新たな持株会社であるロイヤル・ダッチ・シェル社(Royal Dutch Shell plc, 本社〔Headquarters〕はオランダに所在)の子会社となったのである(Royal Dutch [33], 2004 SARA, p. 5; RDS [37], FOI 2001-2005, p. 1, を参照せよ)。

II アメリカ(メキシコ湾)

(1) 大水深海域への進出

エクソン社によるアメリカの海域での油田、天然ガス田の探鉱は、すでに1930年代にメキシコ湾の大陸棚(continental shelf)を対象として試みられた。だが、油田の発見、原油の生産などの成果を生み出すのは1940年代末以降と考えられる⁽¹⁾。メキシコ湾など海域における同社の純生産量は1971年に原油では15万5,000バレル/日(アメリカ国内での同社の純生産量全体の16.6%)であった⁽²⁾。しかし、その後減産に転じ、年によって増加が見られるものの1990年においては9万バレル/日(純生産量)でしかない⁽³⁾。天然ガスについては、海域におけるエクソン社の生産量は

不明である。

エクソン社は、大陸棚での原油生産が減退過程を辿る1970年代にメキシコ湾における探鉱海域をさらに沖合に拡大した⁽⁴⁾。同社が、水深約300メートルの海域で1976年に発見し、84年に生産開始に漕ぎ着けたリーナ油・ガス田(Lena field. 1980年時点で原油の可採埋蔵量〔recoverable reserves〕⁽⁵⁾は5,000万バレル)は、こうした活動の最初の成果であった⁽⁶⁾。同社は1982年までにさらに2つの油・ガス田(ともに水深500メートル弱の海域)を発見する⁽⁷⁾。だが、これ以降は1990年(2件の発見)まで新たな成果はない⁽⁸⁾。また90年代前半はアメリカ国内市場での石油消費の低迷、原油価格の低位水準などを背景として、同社は収益性が低いと考えられた国内(陸域など)の鉱区の権利、油・ガス田等の大胆な処分(売却)などを行っており、原油と天然ガスの生産事業に対する投資もまた年々減退を辿った⁽⁹⁾。メキシコ湾の大水深海域(但し、水深300メートルを超える海域を指す。以下同じ)⁽¹⁰⁾に範囲を限定した投資額、活動の実態などはその多くが不明であり確言は出来ないが、油・ガス田の探鉱などの取り組みは同海域においても抑制基調であったと思われる。メキシコ湾の大水深海域での鉱区の獲得活動は、同社の場合、90年代半ば頃から活発化したと考えられる⁽¹¹⁾。

2006年末までに、大水深海域においてエクソンモービル社が権益の全部ないし一部を保有し、探鉱活動、および発見された油・ガス田の開発・生産を実際に担当するオペレーター(operator)⁽¹²⁾として、原油あるいは天然ガスを汲み出した油・ガス田は9件(既述のリーナなどを含む)である⁽¹³⁾。もっとも、同じ2006年末までに大水深海域で生産が開始された油・ガス田は業界全体で127件とされており、これとの対比ではエクソンモービル社の実績は1割に満たない。これに対して、アメリカのメキシコ湾における大水深海域での最初の成功企業であり、かつ業界全体を主導する役割を演じたと言われているRDシェルは3倍の28の油・ガス田⁽¹⁴⁾、アモコ社(Amoco Corporation)を買収すること(1998年)で一挙に

権益を拡大したBP (BP p. l. c.) も13の油・ガス田において、それぞれオペレーターとして生産を実現したのであった⁽¹⁵⁾。

業界全体の動向について記すと、メキシコ湾の大水深海域での埋蔵量1億バレル(可採埋蔵量と考えられる。天然ガスは石油換算)を超える油・ガス田の発見は、1990-94年に7件、1995-99年には14件、2000-2001年に9件である⁽¹⁶⁾。この海域での生産は、既述のように1980年代にはすでに始まっていたが、2006年末までに生産が開始された油・ガス田の総数(127-上記。但し、13件はこの時点までに生産を終了)の大半(113件)は95年およびそれ以降、さらにその多く(89件、127件全体の約70%)は2000年に入ってからの実績である⁽¹⁷⁾。エクソンモービル社の場合も、オペレーターとして生産を担当した上記油・ガス田(9件)のうち6件は2000年以降に成果を汲み出したのであった⁽¹⁸⁾。

かようにメキシコ湾の大水深海域での油・ガス田の発見、および実際の生産は、エクソンモービル社を含め業界全体として1990年代後半頃ないし末頃から大きな進展を見せたと考えられる(後掲第4図(a)(b)も参照)。

(2) 探鉱および開発・生産の諸要点

エクソンモービル社による大水深海域での活動が、その自然条件からして陸域、浅海域(大陸棚)に比べ大きな困難に直面したことは言うまでもない。深海域での活動を可能にする技術や操業方法の開発や導入、事業の採算性の確保、これらが課題となったのである。

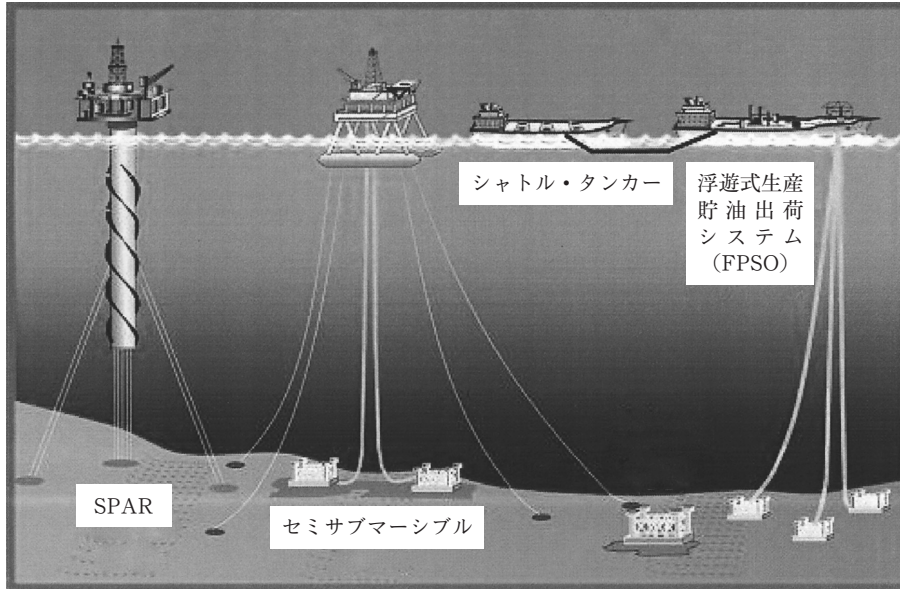
後者の採算面について述べると、まず、油・ガス田の発見、つまり探鉱活動においては、一般に費用全体の半分以上は試掘井(wildcat)の掘削費といわれおり、それは深度とともに増加する⁽¹⁹⁾。探鉱においては、油田の発見率を高めることによって試掘井の数を削減することが費用抑制のひとつの重要な要件となったのである。次に、探鉱に続く開発作業、つまり発見された油・ガス田から実際に原油や天然ガスをくみ出すための坑井(生産井[producing well])などの掘削、油・ガスの

処理・貯蔵・出荷の施設の確保などには、通常、陸海を問わず探鉱段階の数倍から数十倍の費用を要すると言われた⁽²⁰⁾。特に、海域での操業には、通常は、プラットフォーム(Platform)と呼ばれる生産装置(生産井から汲み出される流体[原油・天然ガス・水]の分離・処理などの機能を持つ。第2図を参照)が必要となる⁽²¹⁾。一般に、海洋プラットフォームの建造費は巨額である。RDシェルの場合、同社が発見し、その後メキシコ湾の大水深海域への他社の進出を促すひとつの契機を与えたといわれるオーガー油・ガス田(Auger field、水深約900メートルの海域に所在し、原油と天然ガスの合計可採埋蔵量は1987年の発見時に2億2,200万バレル[石油換算]。94年に生産開始)への設置(1基)に約7億ドルを費やしたのであった⁽²²⁾。事業の採算性を確保する上で油・ガス田の開発費用を抑えることが強く求められたのである。

以下では、探鉱および開発・生産の2つに区分してエクソンモービル社(エクソン社)が用いた技術や操業方法、およびそれによって可能となった費用の抑制について、重要と考えられる若干の諸点を検討する。

探鉱 ここでは三次元地震探鉱法(three dimensional seismic prospecting)の活用によって、試掘の成功率、油・ガス田の発見率が大きく向上したことを注目する。周知のように、同法によって鉱区の地質構造は従来の一断面(側線の下)の反射記録断面)のみではなく立体的に把握可能となったのである⁽²³⁾。この方法は1980年代にはすでに業界内で使われており⁽²⁴⁾、エクソン社もまたアメリカ国内でこれを用いた⁽²⁵⁾。もっとも、メキシコ湾の大水深海域での同社による三次元地震探鉱法の活用実績、試掘数、発見率などに関する統計を得ることはできない。ここでは業界全体の数値であるが、メキシコ湾の大水深海域では、三次元地震探鉱法が活発に用いられている2006年3月頃までの約10年間に980余の試掘井が掘削され、商業性があると見込まれた油・ガス田の発見数はすくなくとも92(9.4%)と考えられる⁽²⁶⁾。但し、この980余の数値には、全く未発見の鉱区

第2図 海洋プラットフォーム¹⁾



(注1) 浮遊式装置の一部のみ(固定式装置などについては省略。本節注(21)を参照)。図の左端のSPARは、後述のフーヴァー油・ガス田で用いられているプラットフォームである(後掲第3図(b)を参照)。(出典) U. S. MMS [57], pp. 55, 57.

で掘削された試掘井(新地域試掘井〔new-field wildcat〕)に加えて、すでに発見された油・ガス層の広がりを知るための試掘井(深掘井あるいは評価井)も相当程度含まれており、新地域試掘井の本数に対する発見数(92)の比率、つまり油・ガス田の発見率は上記の数値(9.4%)を大きく凌ぐと思われる。世界の石油産業界では、かつて1970年代頃までは、商業規模を有する油・ガス田の発見率は大まかに言ってほんの数%とされたようであり、これとの対比ではメキシコ湾の大水深海域における上記の達成は注目すべきものといえよう⁽²⁷⁾。また、この間に同海域で発見された油・ガス田の可採埋蔵量の平均は6,700万バレル以上(天然ガスは石油換算)と推定された⁽²⁸⁾。

かような油・ガス田の発見率の向上が、エクソンモービル社にとっても探鉱費用の低減に役立ったことは言うまでもない。但し、メキシコ湾の大水深海域のみに限定したエクソン社の探鉱費用(油・ガス田の発見費用)の統計については、やはりこれを入手することは出来ない。ここでは適切を欠くが、同社の世界全体での探鉱費用につい

て参考までに記載する。エクソン社が1バレルの原油と天然ガス(可採埋蔵量。天然ガスは石油換算)を発見するのに要した費用は、1980年代初頭に世界全体で年平均4ドルであった。それが1992年に半分の2ドル弱に低減し、1996年には0.5ドルまで急落したのであった⁽²⁹⁾。もっとも、かかる低減を可能にした要因として、一部既述のように、エクソン社が将来性の低いと考えられた鉱区を処分し、有望な地域・海域に探鉱活動をより多く集中した事実を軽視することは出来ないであろう⁽³⁰⁾。ともあれ、探鉱方法の革新あるいは高度化が、エクソン社の発見費用の削減を可能にした主たる要因の一つであったことは明らかであり、これはメキシコ湾の大水深海域についてもむろん妥当すると言えよう⁽³¹⁾。

ところで、これも周知のことであるが、三次元地震探鉱法の活用は、それ以前の探鉱法に比べ、分析・処理すべき地震波のデータが飛躍的に増大するために、これを短期間に処理する能力の高度化が不可欠の前提となった⁽³²⁾。2000年頃についてであるが、エクソンモービル社は、コンピュー

ター処理能力の顕著な向上などにより、1990年代初頭であれば11年を要するほどの地震波データの解析作業をわずか10日で遂行可能にしたと言われている⁽³³⁾。

なお、探鉱法とは別に海洋での坑井（試掘井など）の掘削方法、掘削装置（リグ〔rig〕）の能力・性能についても、ここでは記述を省略するが、この時代に大きな進展があった⁽³⁴⁾。

開発・生産 開発・生産段階における技術、操業方法の進展もまた三次元地震探鉱法などの導入に劣らぬ重要性を有した。プラットフォームの複数の油・ガス田での共用、および浅海域、陸域に存在した施設等の活用、の2点に限定して述べる⁽³⁵⁾。

まず、前者について、メキシコ湾大水深海域におけるエクソンモービル社の主力油・ガス田であり、フーヴァー・ダイアナとして一括された2つの油・ガス田（Hoover-Diana fields、エクソンモービル社の権益は66.7%。残余はBPが保有。オペレーターはエクソンモービル社）を事例として挙げることにしたい。これらは、約15マイル（24キロ・メートル）離れた地点に存在するフーヴァーとダイアナからなり（第3図参照）、可採埋蔵量は合計4億バレル（天然ガスは石油換算）で、両者ともに油・ガス層がおおむね水深1,400ないし1,500メートルの海底からさらに1,600メートル以上を掘り進んだ地点に存在する（生産開始はダイアナが2000年5月、フーヴァーは同年の9月末ないし10月）⁽³⁶⁾。フーヴァー・ダイアナの場合、開発に要した費用等の詳細は公表されていないが、エクソンモービル社が、株主に配布した1999年についての財務・事業報告書（Financial & Operating Review, 2000年春に公表）などによれば事業費の全体（total project investment）は16億ドルとされている⁽³⁷⁾。

エクソンモービル社のプラットフォームはフーヴァー側に設けられ、同油・ガス田から原油と天然ガスを採取したが、ダイアナから得られる原油と天然ガスは海底から立ち上がるパイプ（ライザー〔riser〕と呼ばれる）によってフーヴァーのプラットフォームまで運ばれ、デッキ上でフーヴァー産

の原油、ガスと同様に水などの分離等の措置を施されたのである（第3図(b)参照）。こうした方式が可能になったのは、ダイアナ側の海底に海底石油生産装置として知られる一連の設備が取り付けられたからであり、ダイアナの油・ガス層に対して掘削された生産井は海底仕上げ坑井（subsea completion well）と呼ばれている⁽³⁸⁾。海底仕上げ坑井とプラットフォームの連結それ自体は、すでにかなり以前からアメリカの大陸棚、ヨーロッパの北海などでも見られたことであり、これ自体に画期性は乏しい⁽³⁹⁾。しかし、海底仕上げ坑井がメキシコ湾の大水深海域で用いられるのは早くても1980年代末以降であり、ダイアナのように水深1,000メートルを大きく超える海域への設置は1990年代後半ないし末近くになってからである⁽⁴⁰⁾。開発海域の深度の増加に伴いプラットフォーム自体にも大きな改良がなされたことを軽視しえないが、海底仕上げ坑井の大水深海域への導入により、複数の油・ガス田におけるプラットフォームの共用化が可能となり費用の削減を促進したことが重要であろう。

なお、フーヴァーのプラットフォームは、その後2004年までに生産が開始された近隣の他の3つの油・ガス田（海底仕上げ坑井）と連結し、それぞれの原油と天然ガスの生産装置としても機能したのであった⁽⁴¹⁾。

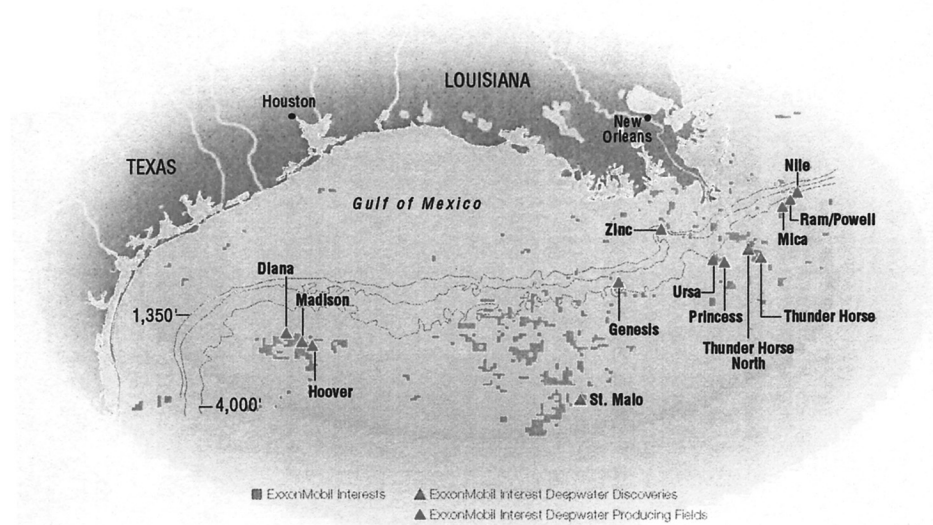
もっとも、先の三次元地震探鉱法にもいえるが、こうした方式の採用あるいは費用対策は、メキシコ湾の大水深海域では他の大企業もまた追求したのであり⁽⁴²⁾、エクソンモービル社の活動に他社に対する独自の特徴あるいは優位性があったかどうかは明らかとは言えない。

次に、浅海域、陸域等に存在した諸施設の活用について。この点を、再びフーヴァー・ダイアナ（およびその周辺の油・ガス田）を事例としてごく手短かに記すこととする。これら油・ガス田で産出された原油と天然ガスは、エクソンモービル社が新設したそれぞれのパイプラインによって輸送されたのであるが、このうち天然ガスのパイプラインは、ルイジアナ州の沖合に存在した他社（中堅の石油企業エル・パソ・エネジー社〔El Paso

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

第3図 メキシコ湾大水深海域におけるエクソンモービル社の生産拠点

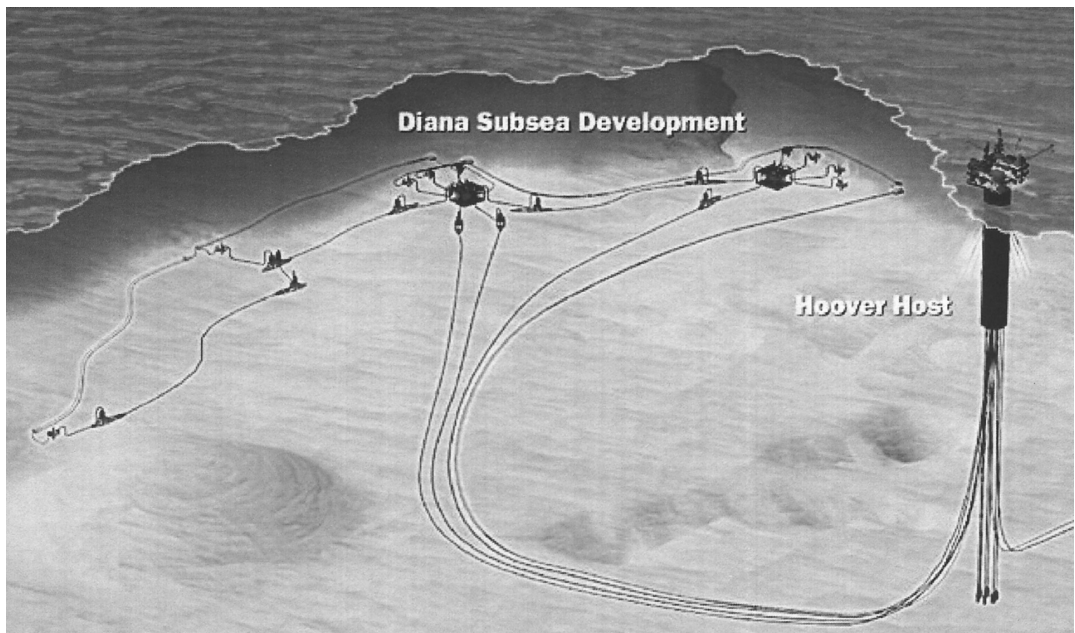
(a) 同社が権益を有した主な油・ガス田, 2003 年末時点¹⁾



(注1) いまだ生産が行われていない油・ガス田を含む。2006 年末については適切な図がなく、2003 年末段階を掲載。

(出典) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 33.

(b) フーヴァー・ダイアナ油・ガス田の開発・生産概念図



(出典) SPG・OT [45], HP : <http://www.offshore-technology.com/projects/hoover/hoover.1.html>, より。

Energy Corp.] などの既存のパイプラインと連結し、後者によってメキシコ湾岸まで搬送された⁽⁴³⁾。原油の輸送はエクソンモービル社が海岸まで自らこれを行ったが、それ以降の国内製油所への輸送（他社の製油所への販売を含む）は、他社のパイプラインに依存したと推定される⁽⁴⁴⁾。同社は、こうした方式によって輸送部門に対する新規投資の抑制を図ったのであった。

ここで重要なことは、メキシコ湾の大水深海域での操業にとって、浅海域（大陸棚）、陸域などに存在した既存の施設（パイプライン、貯蔵タンク、のみならず海洋プラットフォームなど〔いずれも他社所有を含む〕）を利用出来る場合が少なくなかったことである。後述する旧ソ連邦、西アフリカの、特に未踏の鉱区で発見された油・ガス田の場合、エクソンモービル社はしばしば、開発、生産などに必要なこうした諸設備はむろん、事業を行う場合の基礎的な前提となる道路、港湾、空港、給水設備、発電所、および住宅等の生活関連施設、などの確保・整備に多大な投資を求められた。メキシコ湾の大水深海域はこれら諸国・地域との対比でははるかに有利な条件を備えたのである。

(3) 活動の到達点

2002年の生産量 他社との対比 メキシコ湾の大水深海域におけるエクソンモービル社の原油と天然ガスの生産量については確定統計を得ることは出来ない。わずかに2002年までの状況を第4図(a)(b)によって概観する以外にない。

同図(a)(b)によれば同年末時点のエクソンモービル社の原油と天然ガスの生産量（保有權益に基づいて獲得した部分。但し、後注(46)を参照）は、大まかに見て原油は8万バレル／日程度、天然ガスは4億6,000万立方フィート／日程度（石油換算で7万7,000バレル／日程度）と推定される⁽⁴⁵⁾。これらの数値を、前掲の第1表、第2表に掲げた2002年のアメリカにおける同社の生産量全体（年平均）と対比することは、統計の作成方法が同一ではないこと⁽⁴⁶⁾、また年末時の数値と年平均値を対比することも適切ではないこと、により実

際には困難である。但し、こうした諸点を考慮しないとすれば、原油は全国生産の12%程度、天然ガスは20%程度と算定される。同図によれば、メキシコ湾の大水深海域におけるエクソンモービル社の生産量は、原油については特に明瞭であるが、1996、97年頃まではほとんど見るべき実績はなかった。同社にとって、メキシコ湾の大水深海域は1990年代末近くから、ともかくもアメリカにおける生産拠点の一部分として組み込まれたのである。

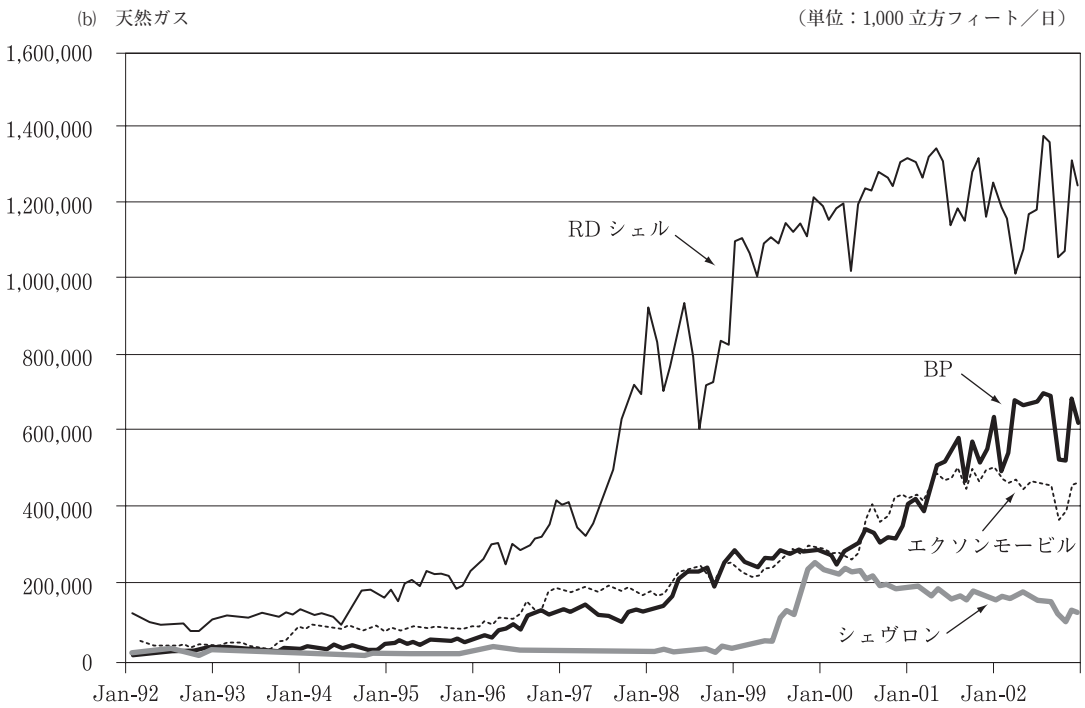
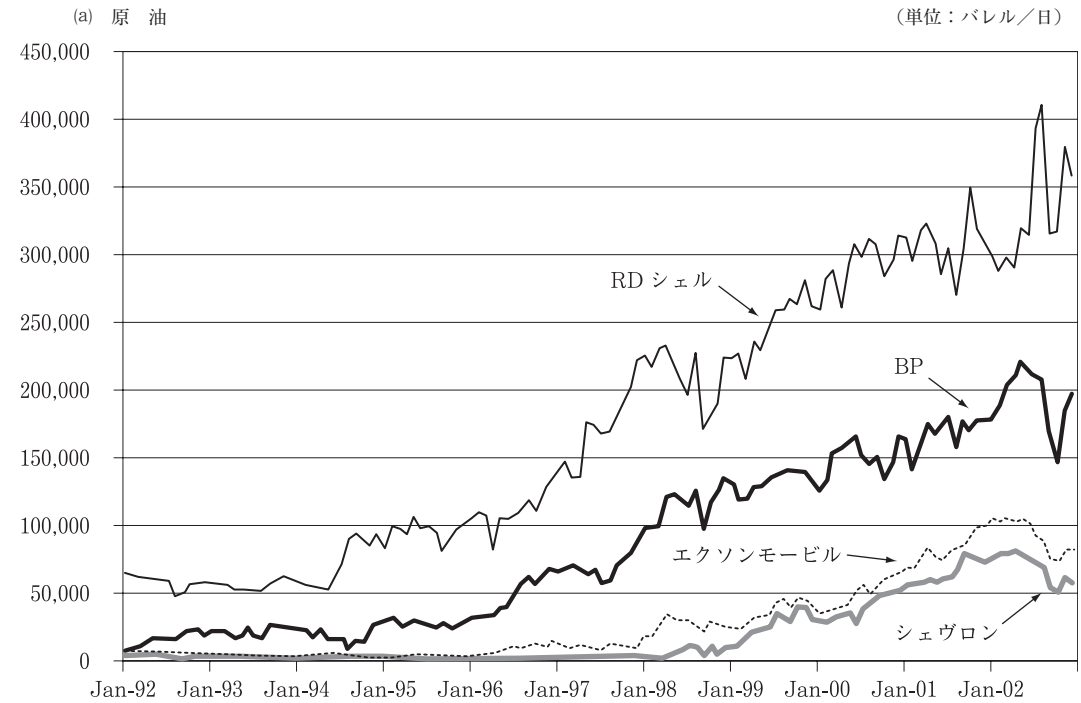
なお、同第4図に示された主要企業の生産動向から明らかなように、エクソンモービル社の生産規模は原油、天然ガスともに第3位である。天然ガスでは2001年初頭頃までBP社と第2位を争う位置にあったが、その後やや懸隔が広がった。原油では第4位のシェヴロン社（Chevron Corporation）との差は僅かである。最大企業は原油、天然ガスいずれにおいてもRDシェル社であり、他社に対する大きな優位を保持した⁽⁴⁷⁾。

2002年にアメリカのメキシコ湾の大水深海域における原油の生産量全体は、95万9,000バレル／日であり、天然ガスでは36億立方フィート／日（石油換算で60万バレル／日）であった⁽⁴⁸⁾。同図(a)(b)によれば、RDシェルとBPの場合、2002年の1年間に原油と天然ガスの生産量はいずれもかなり大きく変動しており、同年末時点の数値をもって同年の平均値と見ることは出来ない。ここでも統計の扱いに妥当性を欠くが、ごく大掴みに言えば、原油では、2002年末時点で、エクソンモービル社など同図に掲げられた主要4社が合計で約70万バレル／日を獲得し、それはメキシコ湾大水深海域全体（年平均）の7割程度と見ることが出来る。天然ガスでは4社で約25億立方フィート／日（石油換算で42万バレル／日）であり、やはり全体の7割を占める⁽⁴⁹⁾。

これに対して、前年の2001年についてであるが、アメリカ国内全体（陸域・海域の一切を含む）での原油生産量（年間合計28億500万バレル〔768万バレル／日〕）に占めるこれら4社の生産シェアをみると合計で28.1%にとどまる（首位はBP 8.7%、2位シェヴロン8.0%、3位エクソンモー

エクソンモービル社による原油と天然ガスの生産活動

第4図 アメリカのメキシコ湾大水深海域における主要企業の生産量, 1992-2002年



(出典) U. S. MMS [56], p. 94.

ビル 7.5%，RD シェルは第 5 位で 3.9% [4 位はフィリップス石油 Phillips Petroleum Corporation で 5.5%])⁽⁵⁰⁾。天然ガスでは、やはり 2001 年についてであるが、アメリカ全体（同じく陸域・海域の一切を含む）での生産量（年間 19 兆 7,790 億立方フィート〔石油換算で 903 万バレル／日〕）において上記 4 社のシェアは合計で 20.4%であった（首位は BP 6.9%，2 位エクソンモービル 5.6%，3 位シェヴロン 5.0%，4 位 RD シェル 2.9%）⁽⁵¹⁾。

これらの数値から、この当時においては、第 1 に、メキシコ湾の大水深海域においては、アメリカ全体との対比では、生産量で見ると限り原油、天然ガスともに少数大企業の優位が顕著であること、第 2 に、エクソンモービル社は、いずれにおいても業界内で首位ではないこと、第 3 に、RD シェルは大水深海域における優位性は際立つが、アメリカ全体ではこれら 4 社の中では最下位に属したこと、そして第 4 に、BP はアメリカ全体では原油、天然ガスともに最大生産企業であったこと、これらを確認できるであろう。

2003 年以降 ところで、2003 年以降今日までのエクソンモービル社による大水深海域での生産量（獲得量）についてはほとんどが不明であり、活動実態もごく部分的にしか知りえない。同社が大水深海域において権益の全部あるいは一部を保有した鉦区数と面積は、2001 年に過去最高の 612 鉦区、350 万エーカーに達したが、以後いずれも漸減し、2006 年末には、鉦区数は不明であるが面積は 240 万エーカーとなった⁽⁵²⁾。この統計から見る限り、同社がメキシコ湾の大水深海域に以前ほどの力点を置いていないことが窺える⁽⁵³⁾。

業界全体の動向を見ると、原油と天然ガスの生産量は、2003 年に天然ガスが前年比でやや伸長するものの、以後 2005 年までともに緩やかに減少し同年の合計生産量は石油換算で 143 万バレル／日（2002 年は 154 万バレル／日）となった⁽⁵⁴⁾。さらに、大水深における坑井（試掘井、生産井などの合計）の各年の掘削本数は 2001 年を最高として、統計が得られる 2006 年までほぼ傾向的に減少した⁽⁵⁵⁾。エクソンモービル以外の主要

企業について一言すると、RD シェルについては、エクソンモービルと同じく生産量の統計は不明である。BP の場合、2002、3 年が過去最高で石油換算でほぼ 30 万バレル／日と推定され、その後ほぼこの水準を維持したが 2006 年には 25 万バレル／日となった⁽⁵⁶⁾。シェヴロンもまた 2002、3 年が過去最高で、石油換算でほぼ 6 万 6,000 バレル／日であったが、2006 年には 3 万 9,500 バレル／日であり、低落の度合い大きい⁽⁵⁷⁾。

見られるように、1990 年代後半ないし末頃から生産量の増加が顕著となったばかりのこの海域では、早くも 2002、3 年頃には生産は伸び悩み、あるいは反落に転じた。エクソンモービルのみならず他の主要企業も、全体としては活発な事業拡張を追求したとはいえないように思われる。

しかし、こうした事実の反面、メキシコ湾の大水深海域では 2006 年初頭頃までに総計で約 220 の油・ガス田が発見されており⁽⁵⁸⁾、同年末時点での生産開始は既述のように 127 件であり、なお 100 近くが残された。この中にはエクソンモービル社が 25%の権益を持ち、現時点においてメキシコ湾で最大級と想定されるサンダー・ホース油・ガス田（Thunder Horse field、原油と天然ガスの合計可採埋蔵量は石油換算で 10 億バレル、前掲第 3 図参照）も含まれる（残余の 75%は BP が保有。1999 年 7 月に発見）⁽⁵⁹⁾。さらに、業界全体の大水深海域での原油と天然ガスの合計埋蔵量（可採埋蔵量と考えられる。天然ガスは石油換算）は、2000 年の 86 億 2,200 万バレル（確認埋蔵量は 40 億 1,500 万バレル）から 2006 年初頭頃の 185 億 3,100 万バレル（同 94 億 3,500 万バレル）へ一貫して増加したことも落とせない事実である⁽⁶⁰⁾。

メキシコ湾の大水深海域におけるエクソンモービル社の 2003 年以降今日までの活動、および原油、天然ガスの生産戦略に占める同海域の位置づけなどについては、なお今後の検討に委ねざるをえない。

《注》

- (1) SONJ [9], p. 25; SONJ [5], 1955 AR, p. 39, 1956

AR, p. 36, 1957 AR, p. 28; Larson and Porter [85], pp. 422, 657; Larson and others [86], p. 717, による。

- (2) Exxon [2], 1979 FOR, p. 26, による。
- (3) Exxon [2], 1978 FOR, pp. 32, 33, 1983 FOR, pp. 38, 39, 1991 FOR, p. 19.
- (4) Exxon [1], 1973 AR, [頁不明], 1974 AR, p. 7, 1975 AR, p. 4, による。
- (5) 一般に、埋蔵量 (reserves) とは可採埋蔵量 (recoverable reserves) を意味し、既発見、採取可能、商業性を有する、残存している、の4つの条件を満たす原油、天然ガスの量を指すとされている。そのうち回収できる確率が少なくとも90%以上の部分を確認埋蔵量 (proved reserves) と呼ぶのが今日の有力な見解のようである (石鉱連 [72], 40-43 頁; 石鉱連 [73], 73-77 頁, を参照)。
 なお、エクソンモービル社の営業報告書 (Annual Report) および財務・事業報告書 (Financial & Operating Review) などには、recoverable reserves だけでなく、resource base, resources, recoverable oil, recoverable hydrocarbons, recoverable resources などの表現も用いられている。同社は、これらは、確認埋蔵量、および現時点では確認埋蔵量に分類できないが、当該油・ガス田から究極的に回収可能であり将来確認埋蔵量になりうる量、と説明している (Exxon Mobil [4], 2005 FOR, pp. 32, 90, を参照)。本稿ではこれらを可採埋蔵量と同等と考える。
- (6) Exxon [6], Fall 1980, pp. 12, 13; U. S. MMS [56], pp. 5, 6, 125, 126; U. S. MMS [52], p. 3, による。
- (7) U. S. MMS [57], pp. 56-59, 113-119; Exxon [10], UBH, 1990-No. 1 (頁なし), による。
- (8) U. S. MMS [57], pp. 57, 114, 116.
- (9) アメリカ国内の石油消費 (但し、外国への飛行燃料、外航船舶燃料、製油所の燃料を含む) は、1978 年に 1,875 万 6,000 バレル/日に達して以後 84 年 (1,572 万 5,000 バレル/日) まで低落し、ついで増勢に転ずるが 1991 年でも 1,671 万 3,000 バレル/日でしかない (1998 年に 1,891 万 7,000 バレル/日に達し 78 年水準を回復する)。以上は、BP [20], HP : <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>, によるが、BP [19], June 1992, p. 8, June 2002, p. 6, も参照。

エクソン社によるアメリカ国内での原油と天然ガスの生産事業に対する資本支出額は、1980 年

代後半については特に減退を辿ったとは言えない。しかし、91 年以降は年々減退し、同年の 20 億 9,500 万ドルから 95 年の 8 億 5,500 万ドルまで低落する (Exxon [2], 1991 FOR, p. 12, 1993 FOR, p. 16, 1995 FOR, p. 20, による)。同社は、1990 年から 92 年には、アメリカ国内において収益性が低いと考えられた油・ガス田などの資産の 5 億 6,000 万ドル (簿価) 相当を処分したのであった (Exxon [1], 1992 AR, pp. 2, 10, による。Exxon [2], 1992 FOR, pp. 6, 16, 17, 22, も参照)。

- (10) アメリカ領メキシコ湾の大水深海域を管轄し、民間企業などに鉱区の賃貸などを行う権限を有したアメリカ連邦政府 (内務省) の鉱物管理局 (Minerals Management Service) は、2006 年時点においてもアメリカ領のメキシコ湾の大水深海域を 1,000 フィート (約 300 メートル) 以深としている (U. S. MMS [57], p. 3)。本稿で用いるメキシコ湾の大水深に関する諸統計については、同政府機関の資料を有力な典拠のひとつとした。それ故、本稿は、メキシコ湾の大水深については鉱物管理局の定義に従って 300 メートル以深とした次第である。
- (11) エクソン社が獲得したメキシコ湾の大水深海域の鉱区数は、1995 年より以前は不明であるが、同年は 153, 1997 年には 300 近く (150 万エーカー) となり、2001 年の 612 (350 万エーカー) まではほぼ一貫して増加した (Exxon [2], 1995 FOR, p. 26; Exxon [1], 1997 AR, p. 8; Exxon Mobil [4], 2001 FOR, p. 35, による)。

なお、エクソン社を含む各石油企業群による大水深海域での油・ガス田の探鉱、開発などは今日まで、本稿で扱うメキシコ湾をその主要な海域としたが (U. S. GAO [60], p. 50), エクソン社の場合、カリフォルニア沖のサンタ・バーブラ海峡 (Santa Barbara Channel) に比較的大規模な油・ガス田 (Santa Ynez field) を保有した事実を逸することはできないであろう。これは、既述のリーナ油・ガス田に比べやや浅瀬とはいえ大水深に迫る海域に所在し (プラットフォーム [platform-後述] の足場は水深約 250 メートルの海底に設置)、リーナより早く 1981 年に生産を開始した。94 年には原油 5 万バレル/日以上 (エクソン社の権益は 100%) を産出したのである。但し、カリフォルニア州において大陸棚をやや超える海域での同社の有力な油・ガス田はこれが今日まで事実上唯一のものと考えられる。アメリカでのエクソンモービル社の大水深海域での活動はそのほとんどがメキシコ湾で行われたと言ってもよいであろう (以上

- については, Exxon [6], Fall 1980, p.12, Summer 1989, pp. 6, 7; Exxon [2], 1992 FOR, pp. 26-34, 1994 FOR, p. 34, および他の Exxon [1]; Exxon [2], の各号を参照)。
- (12) 周知のように, アメリカに限らず各国において同一の鉱区あるいは油・ガス田に複数の企業が権益を保有する場合, 1社が実際の作業を実施・管理する作業当事者(オペレーター)の役割を果たすことが多い。オペレーターは一般には最大権益を保有する企業が務めるのが通常であり, 生産された原油・天然ガスから自己が負担した操業費分を差し引き, 残りを権益比率に従い各社に分配する。かように, 原油・天然ガスは, 原則として権益比率に応じて配分され, オペレーター企業が特別な優遇を受けることはないとされている。しかし, オペレーターには, 当該国・地域での操業のノウハウやステータスの築き上げ, 地元政府・団体等との関係, その地で進めている他の事業との連携, 新規事業の開拓などの点で様々な利点が生まれると言われている(以上については, 帝国石油株式会社の本社での聞き取り〔2005年10月25日〕, による。なお, 石油天然ガス・金属鉱物資源機構刊行の各種報告書, 用語解説書なども参照)。
- (13) U. S. MMS [58], pp. 51-55, による。
- なお, いまだ生産に至っていないものも含め, 2006年末時点でエクソンモービル社が, オペレーターであると否にかかわらず権益の全部ないし一部を保有した油・ガス田の総数は不明である。また, 本文の9件のうちモービルの買収(1999年11月末)に伴い同社から継承した油・ガス田の数も不明である。但し, 1999年初頭頃であるが, エクソン社が大水深海域において権益を保有した油・ガス田の数が14であった一方, モービル社のそれは2に留まった(U. S. MMS [52], p. 3, による)。この統計から見る限り, メキシコ湾の大水深海域におけるエクソン社の活動にとってモービル社の買収が事業基盤の大きな拡充をもたらしたとはいえないように思われる。この点は, 後述する旧ソ連邦, 西アフリカの大水深海域の場合とは異なるであろう。但し, 本節の末尾および注(59)も参照せよ。
- (14) RD シェルは1975年に水深約300メートル強の海域でコニャック(Cognac field)と呼ばれる油・ガス田を発見し, 79年に生産を実現した。これがメキシコ湾大水深海域での最初の生産事例と考えられる(以上は, U. S. MMS [58], pp. 51-55; TM [76], February 1996, pp. 142-144; U. S. Department of Energy [51], EIA 2002, p. 68; OGJ [68], May 6, 2002, p. 53; Priest [92], pp. 14, 15, による)。
- (15) シェヴロン社が5である(以上は, U. S. MMS [58], pp. 51-55, による)。
- (16) OGJ [68], May 6, 2002, p. 54, による。なお, 田沢 [98], 4-7頁, も参照。
- (17) U. S. MMS [58], pp. 51-55, による。
- (18) U. S. MMS [58], pp. 51-55, による。
- (19) 探鉱費用は, 他に探査費用, 評価費用, および現地管理費用からなるようである。詳細は, 石鉱連 [72], 165頁, を参照せよ。U. S. GAO [60], p. 51, によれば, アメリカの大水深海域(實際上, メキシコ湾の大水深海域を指すと考えられる)での掘削費用は, 2006, 7年頃にはごく大まかに言えば, 浅海域の3.0~4.5倍とされている。なお, 後注(34)も参照。
- (20) 日石三菱 [66], 223頁, および業界関係者からの聞き取りによる。
- (21) アメリカのメキシコ湾においては, 長い期間, 巨大な鉄の構造物であるプラットフォームを海底で固定し(固定式〔fixed type platform〕), これで各種の生産施設を支えた。1996年6月時点では, それまで最も深い海域に設置された固定式プラットフォームの水深(足場を築いた地点の水深)は1,350フィート(約400メートル)だったようである(Chevron [23], PR, June 19, 1996)。しかし, 周知のように, 水深の増加とともに建造技術及び費用の面で固定式の活用は困難となり, 浮遊式(floating type platform), 揺動式(flexible type platform)などのプラットフォームが広く導入されるに至った。プラットフォームなど海洋生産装置に関する技術面の特徴の平易な解説としては岡田 [90]; 岡田 [91], が有益である。
- (22) RDS [39], HP: http://www.shell.com/home/Framework?siteId=us-en&FC2=&FC3=/us-en/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production_shared/offshore_shell/operations/auger_0308.html, による。なお, PE [69], April 1994, p. 6, も参照。
- (23) 三次元より以前の二次元地震探鉱法は, 震源と受信器を1本の線(測線)に沿って配置して, 測線の下に反射記録断面1枚を得た。これに対して三次元地震探鉱法は, 受信器を平面上に配置することで, 地層の立体的な把握を可能にしたと言われている。三次元地震探鉱法の特徴についての平易な解説としては, 日石三菱 [66], 214, 215頁; 猪間 [82], 93, 94頁, を参照せよ。

- (24) 三次元地震探鉱法は、1990年代より以前にアメリカ以外の諸国でも用いられたが、同法はそれ以前の方法（二次元地震探鉱法）に比べ、後述するようにデータ処理などに大きな課題を抱え、費用もかなり高額であった。そのため、80年代末頃までは、新規の油・ガス田の探鉱よりは、油・ガス田の発見後に地質構造をより正確に知る、などの目的で、比較的限られた範囲を対象として用いられることが多かったようである。以上については、U. S. MMS [57], pp. 6-8; TM [76], February 1996, p. 92; PE [69], July 1990, p. 10, June 1991, p. 6, October 1992, pp. 36, 37; 日石三菱 [66], 214, 215 頁, を参照せよ。
- (25) Exxon [10], UBH, 1987-No. 2 (頁なし)。
- (26) ここでの発見数は、アメリカ連邦政府・内務省の鉱物管理局（本節前注(10)参照）が、試掘が成功であり、生産可能であると認定した油・ガス田の数である。いわゆる商業規模を有することが認められた油・ガス田と考えてよいであろう。同管理局がまだ認定していないものを含めて、産業界が発見を公表した油・ガス田の総数は2006年3月頃までの10年間で126以上である（以上は、U. S. MMS [57], pp. xi, 6-8, 44, 47, 73, 113-119, による）。
- (27) 採算可能あるいは商業性を有する油・ガス田の規模は、国や地域によって、また時代によってもかなりの違いがあり、発見率の算定、あるいは地域間の比較等には慎重な判断が必要と思われる。ここでは参考までに、アメリカの1947年以降1982年までの各年における油田の発見率（ほとんどは三次元より以前の探鉱法を使用と考えられる）を見ると、アメリカ石油協会（American Petroleum Institute）が有意の規模（significant size）とする100万バレル以上の埋蔵量（可採埋蔵量と考えられる）の油田の発見率は、この間、最大の年でも2%強（1947年）、最低は0.3%（1978年）でしかない（1947年から82年までの新地域試掘井の数は22万1,605本である）。API [61], Section III, Table 6, 6a, による。なお、日石 [65], 153 頁; 猪間 [82], 10 頁, なども参照せよ。
- (28) U. S. MMS [57], pp. 3, 73, による。
- (29) Exxon [2], 1992 FOR, pp. 22, 23, 1996 FOR, p. 26, による。
- (30) エクソン社の場合、試掘成功率、油・ガス田の発見率の向上に加えて、成功した坑井（試掘井）1本あたりの発見量（discovery volume per successful well）は世界全体で、1993年には4,000万バレル（可採埋蔵量と考えられる。天然ガスは石油換算）となり、80年代半ば頃の5倍となった。なお、将来性の低い鉱区の処分、選択的な投資活動は特に北アメリカ（アメリカとカナダ）において試みられたようである（Exxon [2], 1993 FOR, pp. 21, 22; Exxon [10], UBH, 1991-No. 5 (頁なし), による）。
- (31) なお、1990年代後半ないし末以降には発見費用の低落の幅は小さく、逆に上昇に転ずる場合もあった。例えば、2003年では同社の世界全体の平均発見費用は1バレルあたり0.58ドルであった（Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 25）。技術の一層の進展にもかかわらず、費用が下げ止まり、逆に一部増加に転じた主たる要因は、探鉱深度が一層増加したことに求められるであろう。
- (32) PE [69], April 1994, p. 6, を参照。
- (33) Fortune [64], April 16, 2001, pp. 78, 80.
- (34) 業界全体についてであるが、掘削装置の改良・高度化により、2007年頃には、数年前までは困難であった水深1万フィート（約3,000メートル）の海域でも坑井を掘削することが出来るようになったようである。但し、坑井1本の掘削に1億ドル以上を要するとのことである（U. S. Senate [59], pp. 21, 22, 24, による）。
- (35) ここでは、開発と生産を一括して扱うが、後者の「生産」に固有の技術については、1980年代半ば頃から業界内で用いられた、原油の回収率を高めるための三次回収法（増進回収法〔Enhanced Oil Recovery: EOR〕と呼ばれることもある）などの検討が必要であるが、紙幅の制約から省略する。さしあたり、日石三菱 [66], 224-225 頁; 猪間 [82], 第7章; 石鉱連 [73], 194-209 頁; 佐尾 [93], 36-37 頁, を参照せよ。
- (36) エクソン社によるダイアナの発見は90年、フーヴァーは97年である（以上は、Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 31; Exxon Mobil [8], NR, July 3, 2000; U. S. MMS [57], pp. 114, 115; OJGJ [68], November 6, 2000, pp. 86, 88, 90, による）。
- (37) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 31.
- (38) 以上は Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 31; Exxon Mobil [8], NR, July 3, 2000, による。
- 海底仕上げ坑井とは、油・ガス層に打ち込まれたパイプの上端（坑口）に取り付ける装置を海底面もしくは海底面下に設置した坑井のことである。ここで「仕上げる」とは、岡田 [90], によれば、「掘削した坑井内や坑井上に、産出する流体の制御に必要なパイプや機器を設置し、坑井を生産可能な状態にすることで」あり、「坑井の地表部に

- 取り付ける一連のバルブ類をまとめてクリスマスツリーと呼ぶ」(18頁)とのことである。海底石油生産装置(クリスマスツリー〔christmas tree〕, その他)および海底仕上げ坑井についてのより詳細な説明は同稿を参照せよ。
- (39) 岡田〔90〕, 18, 21頁, を参照せよ。
- (40) メキシコ湾では, 海底仕上げ坑井の設置は1988年までは水深107mまでであった。その後より深い海域での掘削が進んだが, 1995年まで新規の海底仕上げ坑井が年間10本を超えることはほとんどなかった(以上は, U. S. MMS〔57〕, pp. 63, 66, による)。
- (41) Exxon〔2〕, 1998 FOR, p. 30; Exxon Mobil〔4〕, 2001 FOR, p. 35; U. S. MMS〔57〕, pp. 57, 58; OGJ〔68〕, November 6, 2000, p. 92; PE〔69〕, October 1999, p. 9, による。
- (42) U. S. MMS〔57〕, pp. 57, 58; PE〔69〕, October 1999, p. 8, を参照せよ。
- (43) Exxon Mobil〔13〕, HP: http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/Publications/deepwater/showcase/mn_showcase.html; OGJ〔68〕, November 6, 2000, p. 86; SPG・OT〔45〕, HP: <http://www.offshore-technology.com/projects/hover/>; BP〔16〕, PR, 23 June 1999, による。エクソンモービル社が如何なる条件(輸送料金など)でエル・パソ・エネジー社などのパイプラインを利用できたか, などについては不明である。なお, 後者のエル・パソ・エネジー社のパイプライン(High Island Offshore System)の所有権は, 今日他社に移ったと考えられる(EPP〔25〕, HP: http://www.epplp.com/bs_op_ongp.html, による)。
- (44) 原油の場合は, 前注に掲げた典拠資料から判断して, エクソンモービル社の新設パイプラインによってテキサス州沿岸のフリーポート市(Freeport, Texas)に輸送され, そこから他社(BP社)が所有する2本のパイプラインを用いて, それぞれテキサス州(テキサス・シティー市〔Texas City〕からヒューストン市〔Houston〕までの地域), オクラホマ州(クッシング市〔Cushing〕)に所在する製油所群に供給されたと推定されるが(Exxon Mobil〔4〕, 2000 FOR, p. 70, も参照), 現時点では私には断言出来ない。
- (45) 最大の生産拠点は, 既述のフーヴァー・ダイアナと考えられる。2002年6月頃であるが, 両油・ガス田の生産量は, フーヴァーのプラットフォームと連結した近隣の油・ガス田と合わせて, 原油8万バレル/日(他社の権益部分を含む), 天然ガスが560万立方メートル/日(石油換算で3万3,000バレル/日。同じく他社の権益部分を含む。1立方メートル=35.3立方フィート)であった(Exxon Mobil〔4〕, 2000 FOR, p. 30, 2001 FOR, p. 35; OE〔67〕, June 2002, p. 12, による)。
- (46) 第4図に掲載された生産量は, エクソンモービル社が生産した総量(総生産量〔gross production〕)であり(U. S. MMS〔56〕, p. 90, による), 連邦政府に支払う利権料相当部分を含むと考えられる。これに対して本稿の第1表, 第2表は純生産量(net production)であり, これを含まない。
- (47) 第4図に掲げられたRDシェルを除く各社の生産量には, 典拠資料に明示はないが, いずれも世紀転換期になされた合同期に各社に合体(買収)された企業の数値が, 合同以前の時期についても含まれることは確実であろう。つまり, エクソンモービル社の場合, 1999年より以前の統計にはモービル社, BPの場合には1998年より以前の統計にアモコ社(および2000年より以前の統計にはアルコ社〔Arco: Atlantic Richfield Company〕), シェヴロンの場合は2001年より以前の統計にテキサコ社(Texaco Inc.), のそれぞれの生産量が合算されていると考えられる(これら企業群の合同・買収の年次については本稿の第1図を参照のこと)。
- (48) U. S. MMS〔56〕, p. 150。
- (49) 4社の生産量の合計数値は, 第4図, およびこれと同一典拠資料のU. S. MMS〔56〕, p. 92, による。
- (50) U. S. Department of Energy〔51〕, EIA 2001, p. 62, による。なお, この資料に掲載されたアメリカ全体の原油生産量, エクソンモービル社の生産量は, 本稿の第1表, 第5表とはやや異なる(他社の生産量もそれぞれの営業報告書で公表された数値とはやや異なる)。作表方法の相違によるものと考えられる。
- (51) U. S. Department of Energy〔51〕, EIA 2001, p. 63, による。なお, この資料のアメリカ全体の天然ガス生産量, エクソンモービル社の生産量も, 本稿の第2表, 第6表とはやや異なる(他社の生産量もそれぞれの営業報告書で公表された数値とはやや異なる)。これも作表方法の相違によるものと考えられる。なお, RDシェルの場合, この当時, アメリカでの原油と天然ガスの生産量全体の70~80%をメキシコ湾(浅海域を含むと考えられる)から得ている(RDS〔37〕, FOI 1999-2003, p. 20, FOI 2000-2004, p. 20, による)。

- (52) Exxon Mobil [4], 2001 FOR, p. 35, 2006 FOR, p. 41, による。なお、本節の前注(11)も参照。
- (53) 2007年のメキシコ湾全体（浅海域を含む）でのエクソンモービル社による原油の純生産量は5万6,000バレル/日、天然ガスのそれは5億7,300万立方フィート/日（石油換算で約9万6,000バレル/日）であった（Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 43）。先の2002年次の統計（大水深海域のみ、しかも年末時の総生産）との対比は適切ではないが、原油では浅海域を含めても2002年の生産規模には及ばなかったようである。
- (54) 先に本文に記したところでは、2002年の合計は約156万バレル/日になるが（U. S. MMS [56], p. 150, による）、典拠資料の2007年次刊行版（U. S. MMS [58], p. 58）では同年の生産量は、本文に記した154万バレル/日へ若干下方に修正された。
- (55) U. S. MMS [58], p. 28.
- (56) U. S. MMS [56], p. 94; BP [15], FOI 1999-2003, p. 40, FOI 2000-2004, p. 35, FOI 2001-2005, p. 36, FOI 2002-2006, pp. 36, 59, 60, による。
- (57) U. S. MMS [56], p. 94; Chevron [22], 2003 SAR, p. 13, 2004 SAR, p. 16, 2005 SAR, p. 15, 2006 SAR, p. 15, による。なお、同社の場合、これらに加えて天然ガス液（natural gas liquids）がこの間、1,000-2,000バレル/日程度存在した。
- (58) U. S. MMS [57], pp. 113-119, による。
- (59) サンダー・ホースの生産開始は遅延しており、オペレーターのBP社が、2007年2月6日現在で作成した文書（BP [17], 6 February 2007, p. 5）によれば、2008年末までに生産開始とある。なお、エクソンモービル社（エクソン社）がサンダー・ホースに保有する25%権益は、モービル社の買収によって継承したものである（BP [16], PR, 15 July 1999, を参照）。
- (60) U. S. MMS [57], p. 106; U. S. MMS [55], p. 3, による。

なお、業界誌によれば、2006年頃であるが、メキシコ湾の大水深海域における油・ガス田の発見の75~80%はいわゆる独立系企業（Independents）によって担われているとのことである（PE [69], June 2006, pp. 32, 33, による）。探鉱事業の主たる担い手は、エクソンモービルなどの主要大企業から中堅を含む他の企業群に大きく移行したと言えよう。

III 旧ソ連邦

(1) 進出の背景

1990年代初頭以降モービル社の買収（1999年末）まで、エクソン社の公表資料（1998年およびそれ以前の財務・事業報告書）に掲載された同社の世界全体および各地域・国別の原油と天然ガスの生産量の一覧表には、旧ソ連邦、および次節で検討する西アフリカの地域名はない。両地域は他の幾つかの地域とともに「その他（other）」に含まれたのである。この時点までの旧ソ連邦、西アフリカでの同社の生産活動は、一覧表に独立した項目（地域名）を立てられるだけの実績をいまだ持ち得なかったのであった。しかし、その一方で、エクソン社の同じ公表資料（財務・事業報告書）によると、1992-96年の5年間に、油・ガス田の発見、既存の油・ガス田の権益の入手などにより新規に追加された原油と天然ガスの資源量（resources、可採埋蔵量を指すと考えられる。前節注(5)を参照。天然ガスは石油換算）のうち旧ソ連邦から得られた部分は、概算であるが、全体の33~34%、西アフリカが14~15%を占め、ヨーロッパが22~23%であった。1994-98年ではそれぞれ26~27%、31~32%、18~19%である⁽¹⁾。ヨーロッパがなお相当の比重を占めていることを軽視出来ないが、90年代初頭以降に初めて権益が獲得されたにすぎない旧ソ連邦、および一部の国を除き実質的な進出が90年代初頭以降であった西アフリカの両地域が全体の半分ほどを占めたことが注目される。

1990年代初頭ないし前半のエクソン社にとって、旧ソ連邦、特にカスピ海とその周辺地域の油・ガス田は、埋蔵規模の点でも、西ヨーロッパ市場への近接した立地条件からしても、極めて魅力に富む存在であったと考えることが出来る。西ヨーロッパ諸国はエクソン社の石油製品の市場としては、販売量の点で長く本国アメリカをしのぐ地域であり、西ヨーロッパに対する原油の安定供給体制の確保は同社にとって常に最重要の課題のひとつをなしたのである⁽²⁾。1970年代末頃までに中東、

北アフリカの原油と油田に対する支配権のほとんどを失った同社にとって、同年代末頃から新興油田地帯の北海（North Sea）が西ヨーロッパに対する原油の供給拠点を担い始める⁽³⁾。しかし、北海での原油生産量、特にイギリス領海域でのそれはエクソン社のみならず業界全体としても1980年代半ば過ぎには早くも減少傾向を呈した⁽⁴⁾。もっとも、上記の資源量の動向からも窺えるように現実にはその後そのまま低落が続いたわけではない。むしろ逆に、エクソン社の場合、例えば原油では、前掲第1表によれば、主要産油国のイギリス、ノルウェーとともに1990年代初頭以降多少の増減はあるがほぼ同年代末頃まで増勢を辿った。しかし、同社が権益を有する油田を含むイギリス領、ノルウェー領の北海油田全体の原油可採年数（R/Pレシオ〔Reserves/Production ratio〕。年度末時点の確認埋蔵量を同年の生産量全体で除した数値）は1991年では、主力をなすイギリスが5.7年しかなく、ノルウェーでも10.9年であった⁽⁵⁾。他の石油企業と同様、90年代初頭時点でエクソン社が西ヨーロッパ市場に対する将来の原油供給に不安を抱いたことは否定しえないように思われる。

こうした状況下、1990年代初頭のソ連邦国家体制の解体とこれに続く一連の「経済改革」（「社会主義計画経済」から「市場経済」への移行など）、および外国企業に対する参入機会の提供ないし拡大は、エクソン社にとって大きな好機を提供した。ロシアなどの旧ソ連邦諸国は、外国企業の資金と技術を導入することで、発見済みながらいまだ開発に踏み出すことの出来ない油・ガス田での生産開始、あるいは新規の発見などを意図したのである。エクソン社は、これを受けて旧ソ連邦に所在する有望な鉱区、油・ガス田の権益獲得に向けて迅速に動き出すのである。

本節では、旧ソ連邦におけるエクソン社（エクソンモービル社）の活動を、ロシア、およびカスピ海とその周辺地域、の2つに区分して考察する。

(2) ロシア

エクソン社によるロシアでの活動は、1992年

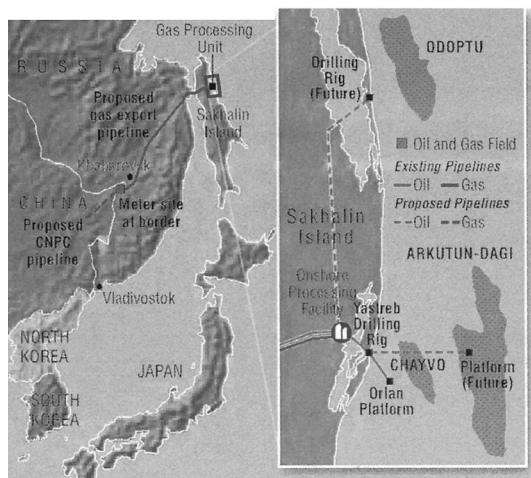
にモスクワにエクソン事業会社（Exxon Ventures〔C.I.S.〕 Inc.）なる子会社を設けたことが実質的にその初発をなすと考えられる⁽⁶⁾。これ以降エクソン社は、大きく3つの地域・海域において油・ガス田の探鉱、開発などを目指した。その1つは、原油と天然ガスの獲得の点で今日まで実質的に唯一の成果を生み出した極東のサハリン島（Sakhalin Island）の沖合であり、他は西シベリア盆地（West Siberian Basin、ウラル山脈の東）、ティマン・ペチョラ盆地（Timan Pechora Basin、北極圏のバレンツ海〔Barents Sea〕沿岸およびこれと隣接した内陸部）、である。これら3つの地域には、すでにいくつもの油・ガス田が存在しており、特に西シベリア盆地はロシア最大の油・ガス田地帯であった⁽⁷⁾。

後者の2つの地域のうち西シベリアについては、エクソン社は進出の機会を探るためのさまざまな試みを行ったが、現地で探鉱などの具体的な活動に踏み出すことはなかったようである。だが、ティマン・ペチョラ盆地は、バレンツ海から西ヨーロッパ市場へ原油などの海上輸送が可能なこともあって、同社は強い意欲を示し、90年代半ばまでに、他社との共同所有会社の設立、既存の油・ガス田の評価作業、などを実行した⁽⁸⁾。しかし、ロシア政府による事業の認可は、最終的には与えられなかったようであり、1998年頃までにはエクソン社と他社の共同事業は事実上の停止状況に陥ったと考えられる⁽⁹⁾。

サハリン エクソンモービル社が権益の30%を保有し、オペレーターとして活動したサハリンI（Sakhalin I）と呼ばれる鉱区（サハリンの北東沖合、第5図参照）には旧ソ連邦時代に発見された3つの油・ガス田が存在した。同社および他の権益保有企業は、1993年にサハリンで活動するための最初の条件を手にし、十年余を経た2005年10月に原油および天然ガスの生産を開始した⁽¹⁰⁾。この時点で3つの油・ガス田の可採埋蔵量の合計は、原油23億バレル、天然ガス17兆1,000億立方フィート（石油換算で28億5,000万バレル）であった⁽¹¹⁾。

以下では、周知の事実については出来るだけ省

第5図 サハリンIの油・ガス田，2006年末時点



(出典) Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 54.

略し、エクソンモービル社の活動の要点として2点を記すこととしたい。

第1は、当初の開発計画の見直し、および現行の開発・生産計画の特徴である。エクソン社による現地での活動は、1996年6月以降に正式に着手されるが（前注(10)参照）、同社は、最初の開発対象をアルクトン・ダギと呼ばれる油・ガス田（Arkutun-Dagi fields）に設定した⁽¹²⁾。エクソン社は、翌97年にはサハリンでの最初の生産を早ければ2001年、つまり数年以内に可能と展望したのであった⁽¹³⁾。だが、実際の生産開始は上記のように2005年の秋であり、それもアルクトン・ダギではなく、これに比べれば当初は原油の埋蔵量の点では比較的小規模と想定されたチャイヴォ油・ガス田（Chayvo field）においてなされた。

開発対象油・ガス田の変更の理由は、評価作業（三次元地震探査法による地質構造の分析、坑井の掘削による油・ガス層の評価など）の結果、アルクトン・ダギの場合、原油あるいは天然ガスがまとまって賦存せず、分散状況を呈していたことであり、これが難点となったこと、他方、原油は僅かでありガス田としての性格が濃厚と考えられたチャイヴォに大規模な埋蔵原油の存在が明らかになったこと、によると思われる⁽¹⁴⁾。エクソン社など権益保有企業群は、天然ガスの埋蔵量が3つ

の中で最大であり、また油田としても十分な規模を持つことが判明したチャイヴォから開発を進めることが費用および事業の確実性などの点から最も適格的であると考えに至ったのである⁽¹⁵⁾。評価作業を経てエクソンモービル社が実際にチャイヴォを開発する（生産井の掘削など）ための準備作業に入ったのは2001年末ないし2002年の初頭頃と思われる⁽¹⁶⁾。

かようにサハリンIでは、既存の油・ガス田の調査、評価作業によって当初の計画の見直しや修正が図られた。結果として生産開始年もエクソンモービル社の予想からはかなり遅れることになったといえよう⁽¹⁷⁾。

次に、チャイヴォ以外の油・ガス田を含むサハリンI全体の開発・生産計画であるが、エクソンモービル社の資料、サハリンI事業についての公式発表（ホームページなどに掲載）によれば、現在のサハリンI事業の生産、出荷設備等の能力は原油25万バレル/日、天然ガス8億立方フィート/日（石油換算で約13万3,000バレル/日）とされている⁽¹⁸⁾。原油については、短中期的には、これがサハリンIの生産量の目標あるいはこれに近い数量と思われる。だが、天然ガスについては、この数量（8億立方フィート/日）が販売向け生産量の目標を指すかどうかは資料からは確言できず、なお今後の調査が必要である。もっとも、いずれにせよ、原油、天然ガスともにサハリンIでの生産は、チャイヴォが保有する原油、天然ガスの埋蔵規模からして、しばらくは同油・ガス田が単独でこれを担うと考えられる⁽¹⁹⁾。他の2つの油・ガス田（アルクトン・ダギ、オドプト〔Odoptu field〕）については、開発のための準備、あるいは初期的な作業は2006年から始まっているが、現時点において生産開始時期などについてはいまだ確定していないようである。これら油・ガス田の生産は、特に原油について言えるようであるが、チャイヴォが減産に入り上記の規模の生産を維持することが難しくなった段階で、両方、あるいはその何れかから始まると推定される⁽²⁰⁾。これは、後述のカスピ海域において、複数の油・ガス田が存在し、かつエクソンモービル社が権益の一部を

保持した鉦区で、各油・ガス田の開発が年数をかけながら順々に追求されたのとは、かなり異なるように思われる⁽²¹⁾。

第2に、実際の生産動向であるが、まず、エクソンモービル社が2005年以降に権益に基づき実際に獲得した原油と天然ガスの数量は明らかではない。サハリンI全体としては、原油の場合、2007年2月には上記の25万バレル/日に達した。だが、天然ガスは、2008年1月時点で、販売用としてはロシアの国内の2つの企業向けに2億立方フィート/日（石油換算で3万3,000バレル/日）を生産している状況であり（2007年全体では1億1,500万立方フィート/日）、これ以外に産出された部分は、油層への圧入（injection）などにむけられたと思われる⁽²²⁾。サハリンIには、原油より天然ガスがより多く埋蔵されたが（既述）、これまでエクソンモービル社など権益保有企業群は、その販路（市場）を確保する上で少なからぬ困難に直面したと言えよう。周知のように、天然ガスを販売するためには輸送手段などの諸設備の確保に大規模な投資が必要であり、特定の顧客（大口需要家）との長期安定的な売買契約（購入確約）なしに生産に入るとは現実には困難と言われている。サハリンIで生産される天然ガスは、ロシアの国内向けは当面は最大2億7,000万立方フィート/日に設定されており、大半は外国への輸出向けであった⁽²³⁾。エクソンモービル社が事業の初期段階から日本を含む近隣地域での大口契約の確保を目指したこと、およびこれが得られた段階で輸送手段（パイプライン）の敷設、ついで生産開始あるいは生産増を展望したことはよく知られている。だが、現時点においても、エクソンモービル社など（サハリンI事業）が新たに大規模な購入確約を得たとの報道はないようである⁽²⁴⁾。仮に顧客との契約が締結された場合でも、パイプラインの設置には、例えば日本へは約5年を要するとされている⁽²⁵⁾。サハリンIでの天然ガス事業が大きな伸長を見せるのはなお相当先のことと考えられる。

最後に、サハリンIの総事業費は2001、02年頃に120億ドルと設定され、ドル通貨の価値変動、

資機材の価格上昇などを考慮しなければ、2006年時点でもこの額で変わらないとされている。これは、この間に事業の基本計画に変更がなかったことを意味するであろう。同年半ばまでにエクソンモービル社などは60億ドルを支出済みであった⁽²⁶⁾。

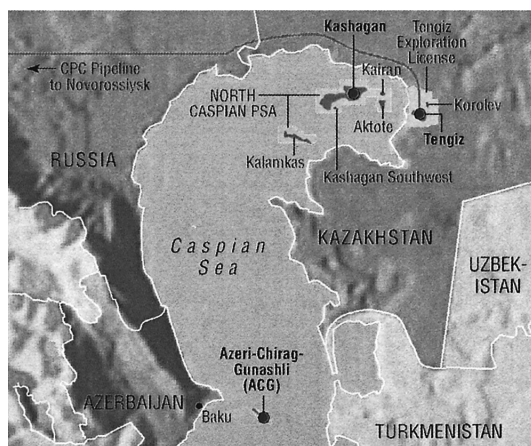
(3) カスピ海および周辺地域

エクソンモービル社（エクソン社）がカスピ海および周辺地域に進出したのは1990年代半ば近くと考えられる⁽²⁷⁾。同社は今日、アゼルバイジャンとカザフスタンにおいて原油を得ており、両国での事業はサハリン（ロシア）と同じく他社との共同でなされた。もっとも、実際に生産が行われている油・ガス田に対するエクソンモービル社の権益比率は、後述するように、カザフスタンのテンギス（Tengiz field）においては25%であるが、アゼルバイジャンでは8%でしかない。エクソンモービル社はいずれにおいてもオペレーターではなく、油・ガス田の開発等を主導する立場にはなかった。以下では、アゼルバイジャンとカザフスタンに区分して、同社による活動を考察する。

アゼルバイジャン エクソン社が、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部（Azeri-Chirag-deepwater Gunashli、第6図参照）と一括される、カスピ海の3つの海底油田（以下、しばしばACG油田と記載）に権益を獲得したのは1995年であった（5%。翌年8%へ増加）⁽²⁸⁾。ACGの3つの油田はすでに1970年代末ないし80年代に発見されており（2006年末の原油の可採埋蔵量は54億バレル）⁽²⁹⁾、エクソン社を構成企業の一社とする共同所有会社アゼルバイジャン国際操業会社（the Azerbaijan International Operating Company、以下AIOCと略記）が開発を担い、1995年に三次元地震探鉦法の実施、翌年評価井の掘削、そして97年には原油の生産を実現したのである（但し、チラグ油田のみ）⁽³⁰⁾。エクソン社が取得した原油は、98年末時点では約1万3,000バレル/日と推定される⁽³¹⁾。

見られるように、同社は、権益の比率は小さいとは言え、AIOCによる実際の作業の開始後2年

第6図 カスピ海および周辺地域における
エクソンモービル社の油・ガス田、
2006年末時点



(出典) Exxon Mobil (4), 2006 FOR, p. 54.

ほどで原油を入手しえた。油田の開発はきわめて迅速だったといえよう。これは、ひとつは、AIOCが新規のプラットフォームを建設することなく、既存の施設を現地に転用する（但し、能力の増強はある）など、生産の早期開始を追求したことによるが⁽³²⁾、カスピ海沿岸の都市バクー（Baku）から黒海（Black Sea）に至る既存の原油輸送パイプラインを利用できたことも重要な条件となった⁽³³⁾。

だが、これに続く他の油田での生産にとっては、輸送体制の飛躍的な拡充が不可欠であり、周知の大規模な原油輸送パイプライン（BTC Pipeline、輸送能力は100万バレル/日）の新設（完成は2006年6月。但しパイプラインへの原油の搬入〔充填〕は前年から）を俟たなくてはならなかった。2005年2月にアゼリ油田（但し、中央部〔Central Azeri filed〕）が生産に入り⁽³⁴⁾、最後に予定されたグナシリ油田の深海部でも2008年4月下旬に生産が開始された。翌09年ないし2010年までにACG全体の原油生産規模は100万バレル/日を超える予定である⁽³⁵⁾。

ところで、アゼルバイジャン国際操業会社（AIOC）によって生産された原油は、同社の構成企業群（権益保有企業群）とアゼルバイジャン政府との間でどのように分割され、エクソンモー

ビル社は今日まで如何なる量を獲得できたのであろうか。この点について具体的な事実と統計の多くは不明である。もっとも、AIOC構成企業の中で開発、生産等の作業を主導する役割を果たしたBP社（権益比率34.1%）によれば、2003年にACG油田（チラグのみ）での原油生産量は13万1,000バレル/日であり、このうちアゼルバイジャン政府に同政府取り分として年間820万バレル（約2万2,500バレル/日、全生産量の17%。金額にして2億~2億2千万ドル）を提供したとのことである⁽³⁶⁾。とすれば、権益保有企業各社が生産量全体の大半（83%、約10万8,500バレル/日）を取得したことになろう⁽³⁷⁾。

周知のように、外国石油企業が産油国で油・ガス田の開発、生産等を行う場合、現地の政府（あるいは国営企業）との間で生産物分与協定（Production Sharing Agreement）を締結することがしばしば見られるが、アゼルバイジャンのACG油田での操業もこれに基づいている（協定成立は1994年）⁽³⁸⁾。この協定においては、生産開始からしばらくの期間は、事業資金を拠出した石油企業側が、投資を回収するために生産物の多くあるいは大部分を取得する（原油の場合は費用回収原油〔cost oil〕として）のが通常的那样であり、如上の数値から見る限り、ACG油田においてもこの方式が踏襲されたといえよう⁽³⁹⁾。

その後の2006年についてであるが、AIOCの構成企業でACG油田に10.3%の権益を持つシェヴロン社は、同年のAIOCの原油生産量全体（チラグ、アゼリ全体〔中央部・西部・東部〕一本節前注(34)参照）は47万5,000バレル/日であり、同社はこのうち4万6,000バレル/日（全生産量の9.7%）を獲得したと報告している⁽⁴⁰⁾。これらの数値から推測する限り、この時点でも生産量全体の大半はAIOCの構成企業が取得し、8%の権益を持つエクソンモービル社の同年の取得原油は、各社は権益比率に応じた量を取得するとの原則をそのまま適用すると約3万6,000バレル/日となる⁽⁴¹⁾。数値はなお確実とは言いがたいが、エクソンモービル社は1998年末との対比で約3倍近い原油を獲得したと思われる。

最後に、ACG油田の開発・生産のためにエクソンモービル社など AIOC の企業群が支出する事業費であるが、2006年9月時点で、それ以前に支出された部分、およびその後の支出分を含め総額170億ドルとされている⁽⁴²⁾。

カザフスタン エクソン社のカザフスタンでの活動には、モービル社の買収以前には成果と呼べるものは事実上なかったと考えられる。しかし、買収を機に同社は、合弁企業テンギスシェヴロイル (Tengizchevroil, 1993年設立) に対するモービルの所有権を継承し、テンギス油・ガス田 (発見は1979年。前掲第6図参照。2006年末時点で原油の可採埋蔵量は60億バレル以上) に25%の権益を得たのである⁽⁴³⁾。テンギスの原油生産量は2000年には22万9,000バレル/日であり、同年のアゼリ・チラグ・グナシリ深海部 (ACG油田, 10万バレル/日) の2倍を超える⁽⁴⁴⁾。エクソン社 (エクソンモービル社) は、カスピ海とその周辺地域における最大規模の油・ガス田のひとつを自社の生産拠点の一角に組み込んだのである。

テンギスにおいても、アゼルバイジャンと同様に既存の原油輸送パイプラインが利用可能であったこと、新規の大規模パイプライン (CPC Pipeline, 2001年操業開始。原油の輸送能力は2002年に60万バレル/日。将来は150万バレル/日) が敷設されたこと、は周知の通りである⁽⁴⁵⁾。もっとも、かかる大規模パイプラインの導入によってテンギスの生産量がその後短期間のうちに保有埋蔵量に照応する拡大を遂げたわけではなかった。パイプラインが操業を開始してすでに5年を経る2006年でもテンギス (周辺に位置するコロレフ油・ガス田 [Korolev field, 2001年11月生産開始] を含む。以下同じ) における原油生産量は29万1,000バレル/日どまりであった⁽⁴⁶⁾。この点は、アゼルバイジャン (ACG油田) の場合とは異なると言える。2001年次のエクソンモービル社の営業報告書などでは、2005年には原油の生産能力は50万バレル/日に達するとされていたのであるから、テンギスにおける生産の伸びが緩慢であったことは否定しえないところである⁽⁴⁷⁾。

これは、2001年頃に策定された事業拡張計画

の未達成によるものと考えられる。具体的には、テンギス原油の処理 (特に原油生産に伴って発生する有毒の硫化水素ガスの除去)、天然ガスの油層への圧入、などに必要な設備の拡充あるいは新設、および生産井の新規掘削などの遅れであった⁽⁴⁸⁾。この場合、こうした遅延を惹起せしめた原因のひとつは、それ以前からすでに潜行していた、シェヴロン、エクソンモービルのアメリカ企業とカザフスタン政府との利害の対立にあったように思われる。2002年11月半ばに、前2社が所有権の75%を保持する合弁企業テンギスシェヴロイル (前注(43)を参照) は、上記の拡張事業の停止を宣言したのであった。停止理由の詳細は不明であるが、同合弁企業によれば、上記の事業計画に要する資金 (30~35億ドル) の調達方法について構成企業間で合意が得られなかったとのことである (カザフスタンの国営企業が20%の所有権を保持—前注(43)参照)。さらに、諸設備等の減価償却の方法なども対立事項に含まれたようである⁽⁴⁹⁾。

もっとも、テンギスシェヴロイルは翌年1月下旬には資金調達の方法について合意が得られたとして、事業の再開を公表した⁽⁵⁰⁾。だが、現実の作業開始は翌2004年に持ち越されたようであり、シェヴロン、エクソンモービルとカザフスタン政府の利害対立がどのように決着、ないし打開されたか、この点についてはなお不明の部分が残る⁽⁵¹⁾。ともあれ、この事業拡張計画によって2007年末になってであるが、テンギスにおける原油の生産能力は40万バレル/日に達したのであった⁽⁵²⁾。

なお、2006年にテンギスにおいてエクソンモービル社が獲得した原油などの数量は不明である。但し、50%の権益を持つシェヴロンは、原油の場合、生産量全体 (29万1,000バレル/日—前出) の42.6%に相当する12万4,000バレル/日、天然ガスについては全体の生産量は不明であるが、1億9,300万立方フィート/日 (石油換算で約3万2,200バレル/日) を獲得したとのことである⁽⁵³⁾。とすれば、ごく単純な計算では、エクソンモービル社 (25%権益) は、シェヴロン社の半分

1万6,100バレル/日（石油換算）を得たことになろう（但し、後注(60)参照）。

ところで、周知のように、エクソン社はモービル社の買収によって、かかるテンギスの権益に加え、やはり後者が保持した北カスピ海沖合鉦区の権益（14.3%。2005年以降18.52%）を継承した⁽⁵⁴⁾。ここでは2点を記すにとどめる。

第1に、同鉦区では、2000年7月に最初の発見（カシャガン油・ガス田〔Kashagan field〕、第6図参照）がなされ、これ以降2003年ないし04年までの短期間にカシャガンを含め合計5つの油・ガス田が相次いで見つかった⁽⁵⁵⁾。しかも、これらのうち少なくとも3つは1本の試掘井によるといわれている⁽⁵⁶⁾。カシャガン等はテンギス、およびこれまで検討したサハリンの3つの油・ガス田などとは異なり、旧ソ連邦時代には未発見の油・ガス田である。国際石油企業およびこれに準ずる企業群による新規投資と最新の探鉦技術による成果と言えよう。

第2に、原油の可採埋蔵量は、カシャガンのみで約130億バレル（2006年末）であり、エクソンモービルなどはカシャガン油・ガス田を最初の開発対象とし、以後段階的に開発を進める予定である⁽⁵⁷⁾。将来においては、生産量150万バレル/日を展望しているとのことである（オペレーターはイタリア企業エニ〔ENI〕、前注(54)参照⁽⁵⁸⁾）。だが、生産の開始は当初、2008年を構想していたが、その後遅延を続け、2008年初頭時点では2011年ないしそれ以降とされている。こちらにおいても、事業の進展は少なからぬ困難に直面したと考えられるのである⁽⁵⁹⁾。

(4) 活動の到達点

エクソンモービル社は、2006年末時点でロシア、アゼルバイジャン、カザフスタンの各国に油田、天然ガス田の権益を有した。2006年に同社が保有権益に基づいて実際に獲得した原油は合計12万7,000バレル/日であり、天然ガスは9,200万立方フィート/日（石油換算で1万5,300バレル/日）であった（前掲第1表、第2表参照⁽⁶⁰⁾）。なお、同年、エクソンモービルが権益の一部を保

持した油・ガス田での原油の生産量全体は、確定統計が得られないロシア（サハリン）を除き76万6,000バレル/日（既述のように、テンギスが29万1,000バレル/日、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部が47万5,000バレル/日）である（天然ガスは不明）。なお、旧ソ連邦においてエクソンモービルは、本稿で記載した以外の地域でも探鉦活動などを行ったが、現時点ではいずれも将来性を欠くようである⁽⁶¹⁾。

ところで、競合する他の国際石油企業は2006年にどのような成果を得たのであろうか。各社の公表資料（営業報告書など）によれば、まず、アメリカのメキシコ湾における大水深海域で大きな優位を保持したRDシェル社は、原油ではロシアから5万2,000バレル/日を得た事が明らかであるが、その他地域での獲得量、および天然ガスについては資料に記載が見られない⁽⁶²⁾。BP社は、原油については、アゼルバイジャンで14万5,000バレル/日、ロシアでは87万6,000バレル/日を獲得した。後者のロシアでは2002年の獲得量が7万3,000バレル/日であったから、著しい増加といえよう⁽⁶³⁾。これは2003年8月にロシアの有力企業チュメニ石油（TNK）の株式の50%を取得したこと（合弁企業TNK-BPの発足）によるものである⁽⁶⁴⁾。天然ガスでは、同じくTNK-BPを介して5億4,400万立方フィート/日（石油換算で9万700バレル/日）を得た⁽⁶⁵⁾。これら以外については資料からは不明であるが、カザフスタンで原油と天然ガスを得たことは確実と思われる（テンギスにごく少数の権益を保有。但し、獲得量は不明。前注(43)を参照）。シェヴロン社は、主にカザフスタン（テンギス、その他）からであるが、原油を21万9,000バレル/日、天然ガス3億4,000万立方フィート/日（石油換算で約5万7,000バレル/日）を獲得した⁽⁶⁶⁾。最後にフランス企業トタル社（Total S.A.）は、大半はロシアであるが、原油と天然ガスを合わせて約8,000バレル/日（石油換算、ほとんどは原油）のみである⁽⁶⁷⁾。

これまでの検討を踏まえて判断すれば、エクソン社（エクソンモービル社）が、1999年末にモー

ビル社を買収することによって旧ソ連邦での地歩を強化したことは明らかであろう。2003 年およびこれ以降の財務・事業報告書は毎年、同社がカスピ海に存在する世界最大級の 3 つの油・ガス田 (three of the largest fields in the world. アゼリ・チラグ・グナシリ深海部 [ACG], テンギス, カシャガン) の開発に参画している、と強調しているが⁽⁶⁸⁾、このうちの 2 つの権益はモービル社の買収によって得られたのであった。とはいえ、2006 年時点の旧ソ連邦全体での生産量の数値からすれば、エクソンモービル社は、最大企業 BP とは全く比肩しえず、シェヴロンに対してもほぼ半分の規模に留まった。

最後に、1 点を付記すると、エクソンモービル社による 2006 年時点の将来計画では、旧ソ連邦での原油と天然ガスの生産量 (同社の獲得量) は、5 年後の 2011 年までに 2 倍弱となる予定である。しかし、それは合計で 30 万バレル/日未満 (天然ガスは石油換算) と推定され、2011 年のヨーロッパでの生産予定量 (約 100 万バレル/日。天然ガスは石油換算) の 1/3 以下である (2006 年のヨーロッパでの生産量は約 120 万バレル/日。前掲の第 1 表、第 2 表も参照)⁽⁶⁹⁾。今後の展開が実際にこのように動いたとすれば、2010 年頃の旧ソ連邦、特にカスピ海とその周辺地域での生産は、北海などヨーロッパでの減産分をある程度埋める役割を果たすと考えられるが、これを超える成果を生み出すには至らないように思われる。

《注》

- (1) これらの数値は、典拠資料に掲載されたグラフから読み取ったものであり厳密ではない。1994-98 年では、これら以外に北アメリカが 8~9%、アジア・太平洋が 15~16%、残余がその他地域である (Exxon [2], 1996 FOR, p. 23, 1998 FOR, p. 24, による)。
- (2) Exxon [2], 1991 FOR, p. 41, によれば、1990 年にエクソン社による世界全体での石油製品の販売量 (465 万 8,000 バレル/日) のうちヨーロッパ (西ヨーロッパを指すと考えられる) での販売比率は 38.6% を占め、アメリカ (23.8%) などを凌いで最大部分を構成した。エクソン社にとってヨーロッパ (西ヨーロッパ) は、1960 年代前半

以降、製品販売量ではアメリカ本国を凌ぐ最大市場をなしたのである (伊藤 [81], 273, 274, 297 頁, およびエクソン社の 1990 年までの各年の営業報告書, による)。

- (3) 但し、産油国政府は油田に対する支配権を獲得したが、周知のように、当初は原油の販路を自らは確保しておらず、しばらくはそれまで現地で活動した利権保有企業群 (国際石油企業など) に原油を売却した。それゆえ、エクソン社の場合も 1970 年代後半以降もなお一定の期間は西ヨーロッパの製油所等に対する供給の大部分を中東などの原油で賄ったと考えられる。むしろこの原油は、エクソン社にとってはいわゆる持ち分原油 (equity oil) ではなく、同社に以前のごとき利益を与えるものではない。しかし、ともかくも西ヨーロッパなどで必要とする原油の確保が直ちに重大な困難に直面したわけではなかった (以上については、さしあたり、植村 [99], 8-11 頁; 廿日出 [78], 7 頁; 廿日出ほか [70], 9, 10 頁, を参照せよ。また、PE [69], October 1985, p. 367 [日本語版 1985 年 10 月号, 414 頁], も見よ)。
- (4) イギリスの原油生産量は 1985 年の 267 万 1,000 バレル/日がそれまでの最高であり、その後 90 年 (191 万 8,000 バレル/日) まで減少する (BP [20], HP : <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>, による)。なお、イギリスでは北海以外の陸域でも生産はなされているがごくわずかであり、同国の生産量に占める陸域部分の比率は、1990 年では全体の 2.0% に留まる (UK Government [100], HP : <http://www.berr.gov.uk/files/file38536.xls>, による)。エクソン社の場合、ヨーロッパでの原油生産量 (その大部分はイギリス領北海から) は、1986 年に 45 万 8,000 バレル/日に達した後、1990 年の 29 万 8,000 バレル/日まで減少した (Exxon [1], 1985 AR, p. 46, 1989 AR, p. 48; Exxon [2], 1991 FOR, pp. 15, 19, による。なお、90 年の統計は前掲第 1 表の数値 [31 万 3,000 バレル/日] とはやや異なる。同表の数値は 90 年の統計を後に修正したと考えられる)。
- (5) もっとも、イギリス領北海とノルウェー領北海に限定した統計を得ることは出来ず、ここでの生産量、確認埋蔵量は、両国のそれぞれの全体量である。それゆえ、イギリスの統計には陸域部分を含む (前注を参照。なお、シェトランド諸島西側 [the West of Shetland] などの沖合に所在する油・ガス田の探鉱・開発は 1990 年代半ば以降と考えられる)。これに対してノルウェーの統計は、

事実上北海油田のみと考えられる。今日、生産拠点の一部を構成するノルウェー海 (Norwegian Sea, 北海の北に所在) での生産開始は1993年であり、いまひとつの生産拠点として近年期待が高まるバレンツ海 (Barents Sea, ノルウェー海のさらに北域) ではガス田は1980年代に見られているが、同海域の開発は現時点においては、なお今後のこと、とされているようである。それゆえ、本文に記した91年の可採年数は、両国の北海油田そのものの数値と断定は出来ないとしても、ごく近い値と考えてよいであろう。イギリスの数値 (5.7年) は、同じ1991年のアメリカのそれが10.2年であったから、これを更に下回る (最大の確認埋蔵量保有国のサウジ・アラビアは80.9年)。なお、エクソン社が権益を保有する油・ガス田に限定したR/P レシオは不明である (以上は、BP [19], June 2002, pp. 4, 6; Norwegian Government [101], 各頁, 特に pp. 81, 82, 89, 170; 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 [97], 1-4頁; 石鉱連 [74], 160-170頁; 須藤 [96], 16, 17頁, による)。

- (6) Exxon [1], 1992 AR, p. 9; Exxon [6], Spring 1993, p. 19.
- (7) Exxon [1], 1992 AR, pp. 2, 9; Exxon [2], 1994 FOR, p. 25, 1996 FOR, p. 29, 1998 FOR, p. 39; Exxon [6], Spring 1993, pp. 21-23.
- (8) Exxon [1], 1994 AR, p. 9; Exxon [2], 1994 FOR, p. 25.
- (9) エクソン社の営業報告書あるいは財務・事業報告書は、1993年以降98年まで、ティマン・ペチョラ盆地の権益を獲得するためのロシア政府に対する交渉、現地での活動などの記述に毎年紙幅を割いたが、99年およびそれ以降には全く記載はない。事業が事実上停止ないし清算されたと推定される (1993-2007年までのExxon [1]; Exxon [2]; Exxon Mobil [3]; Exxon Mobil [4] の各頁を参照)。
- (10) エクソン社と日本企業のサハリン石油ガス開発株式会社は、サハリン I 鉱区を対象とする生産物分与協定 (Production Sharing Agreement) をロシア政府と締結するための交渉権を1993年に同政府から獲得し、95年6月には同協定の調印に漕ぎ着けた。周知のようにこれはロシア議会の承認を得て96年6月に発効した (以上は、Exxon [2], 1993 FOR, p. 22, 1996 FOR, p. 29; Exxon [1], 1995 AR, p. 12; Exxon Mobil [8], NR, May 23, 2002; サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview>.

asp, による)。なお、サハリン沖合における原油、天然ガスの探鉱、開発が1970年代前半に旧ソ連邦と日本の経済協力プロジェクトとして出発したことなど、サハリン I 事業の歴史的背景などについては、さしあたり村上 [88], 第1章を参照せよ。なお、生産物分与協定については本節後注 (38) を参照せよ。

サハリン I 鉱区の3つの油・ガス田は水深10~60メートルの浅海域にあり、油・ガス層の深さも2,000メートル程度とされている。天然ガスには不純物が含まれず、原油も軽質、低硫黄で、いずれも高品質である (サハリン石油ガス開発 [42], 5, 7頁, およびサハリン石油ガス開発株式会社の本社での聞き取り [2006年8月30日], による)。

サハリン I の権益保有企業は、2006年末の段階では、エクソンモービルとサハリン石油ガス開発がともに30%、ロシアの2つの国営石油企業、RN-アストラ (RN-Astra, 8.5%), サハリンモルネフテガス-シェルフ (Sakhalinmorneftegas-Shelf, 11.5%), およびインドの国営企業ONGC ヴィデッシュ (ONGC Videsh Ltd., 20%) である (サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, による)。

- (11) サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, による。なお、ここで公表されている可採埋蔵量は、ロシア政府の埋蔵量定義に従っており、国際的に了解されている定義と必ずしも同一ではないようである (サハリン石油ガス開発株式会社の本社での聞き取り [2006年8月30日], による。なお、佐藤 [95], 各頁, を参照)。
- (12) Exxon [2], 1993 FOR, p. 22, 1996 FOR, p. 29; サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish4.pdf>, による。
- (13) Exxon [2], 1998 FOR, p. 39; Exxon [6], Summer 1997, p. 6, による。
- (14) サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish4.pdf>, による。
- (15) サハリン I [43], HP: <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish4.pdf>, および<http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish5.pdf>, による。なお、天然ガスの可採埋蔵量はチャイウォが11兆立方フィート、オドプト (Odoptu field) 4兆立方フィート、アルクトン・ダギ2兆立方フィートである (サハ

- リン石油ガス開発 [42], 5 頁)。
- (16) Exxon Mobil [4], 2001 FOR, p. 55, 2002 FOR, p. 52 ; サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish5.pdf>, による。
- (17) もっとも, エクソンモービル社によれば, ロシア政府 (連邦政府のみならずサハリン州政府も含むと思われる) の許認可 (例えば, チャイウォに対する評価井の掘削許可) が遅かったことも作業の遅延の一因であった (Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 44)。さらに, ロシア政府によって, 評価井などの掘削屑による海洋汚染の可能性が指摘された。これも評価井の掘削作業を遅らせる一因となった (村上 [88], 8, 9 頁; サハリン石油ガス開発株式会社の本社での聞き取り [2008 年 5 月 19 日], による)。
- (18) Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 39 ; サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish1.pdf>, <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish6.pdf>, による。
- (19) 以上については, サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish6.pdf>, による。
- (20) 以上については, サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp> ; Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 58 ; サハリン石油ガス開発株式会社での聞き取り (2006 年 8 月 30 日, 2008 年 5 月 19 日), による。
- (21) エクソンモービルなどがサハリンにおいて如何なる理由でかかる開発・生産方式を採用したかは今後の調査・検討課題である。
- (22) 以上の事実と統計は, サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish7.pdf> ; Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 58, による。
- (23) サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish7.pdf>, による。
- (24) 周知のように RD シェル, 三井物産などが権益を保有するサハリン II 事業 (但し, 2007 年 4 月以降, 共同所有子会社サハリン・エナジー社 [Sakhalin Energy Investment Company Ltd.] の株式の 50% プラス 1 株はロシアの国策企業ガスプロム社 [Gazprom] が取得) では, 生産した天然ガスをサハリン島南端までパイプラインで輸送し, そこで液化して, それから先は LNG (液化天然ガス [Liquefied Natural Gas]) 船で日本などへ出荷する計画である (2008 年夏頃に開始予定。三井物産 [28], 2007 年 4 月 19 日, による。なお, 原油は 1999 年にすでに生産開始)。これに対してサハリン I 事業 (エクソンモービルなど) がパイプラインによる供給方式を採用したのは, パイプラインは, 輸送距離が 2,000-5,000 キロ・メートルの範囲内では LNG 船方式に比べ費用面で優位であるとの分析に基づくものである (サハリン I の鉱区から東京までの距離は直線で約 2,000 キロ・メートル)。以上は, Exxon Mobil [12], 各頁, による。
- 次に, エクソンモービル社は, 2006 年に, サハリン I の天然ガスをパイプラインで中国の China National Petroleum Company (CNPC : 中国石油天然気集团公司を指すと思われる) に販売するための協定 (Heads of Agreement) を締結したとのことである (Exxon Mobil [4], FOR 2006, p. 54, FOR 2007, p. 58)。だが, 販売量, 販売開始時期等の詳細は不明であり, いまだ購入確約とは呼べないであろう。
- (25) サハリン石油ガス開発 [42], 1 頁, による。
- (26) 以上については, Exxon Mobil [8], NR, October 3, 2002 ; サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/book/book/SakhalinEnglish1.pdf> ; サハリン石油ガス開発株式会社での聞き取り (2006 年 8 月 30 日, 2008 年 5 月 19 日), による。
- (27) Exxon [2], 1993 FOR, p. 23, 1994 FOR, p. 25, 1995 FOR, p. 28, による。
- (28) Exxon [2], 1995 FOR, p. 28, 1996 FOR, p. 29; Exxon Mobil [7], Spring 2000, p. 5; Amineh [87], pp. 170-173, による。各社の権益比率は, 2006 年半ば時点で, BP が 34.1%, シェヴロン 10.3% (2005 年 8 月にアメリカ企業ユノカル社 [Unocal Corporation] を買収し, 後者が保持した権益を継承した - Chevron [22], 2005 SAR, p. 2, による), アゼルバイジャン国営石油 (State Oil Company of Azerbaijan Republic: SOCAR) 10.0%, 国際石油開発帝石ホールディングス (以下, 国際石油開発と略記) 10.0%, ノルウェーのスタットオイル (Den Norske Stas Oljeselskap SA: Statoil) 8.6%, エクソンモービル 8.0%, な

どである（以上は、国際石油開発〔27〕、HP：<http://www.inpex.co.jp/business/project/cas pian.html>、による）。

ところで、deepwater Gunashli の deepwater を深海部と記したが、これは、権益保有企業の一社である国際石油開発がプレスリリース等で「深海部」の訳を与えていることによる。但し、これら3つの油田は、水深100～175メートルの水域にあり（BP〔17〕、6 February 2007, p.12; BP〔16〕、PR, 5 January 2005, 23 October 2006、による）、グナシリ油田の深海部も、今日の石油業界において「大水深（deepwater）」と呼ばれる水域に位置するとはいえないであろう。なお、エクソンモービルなどの権益はグナシリの深海部に限定されたが、深海部以外ではすでに生産は行われており、1985年の半ば頃の生産量は約6万6,000バレル／日であった（PE〔69〕、日本語版1985年9月号、396頁。原典は未見）。また、国際石油開発によれば、カスピ海の油田（油・ガス田）については、湖底油田とはせず海底油田と記するのが通常とのことである。

なお、サハリンIなどと異なり、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部を「油・ガス田」と記さず、「油田」とした理由については次の注(29)を参照せよ。

- (29) 原油の可採埋蔵量（54億バレル）の典拠は、ACG油田の最大権益保有企業のBP社（前注(28)参照）の公表資料（BP〔18〕、2006, p.18）による。この数値は、国際石油開発社（前注(28)を参照）の説明によれば、AIOCとアゼルバイジャン政府との間で取り決められた30年の操業期間（2024年まで）に回収可能な量を表示したものであり、通常用いられている可採埋蔵量、つまり期間を限定せず将来において回収可能な総量、を指すのではないとのことである（2006年8月3日の同社の本社での聞き取りによる）。

ところで、ACGにはむろん天然ガスが賦存し、エクソンモービル社によれば、2004年末時点で可採埋蔵量は6兆立方フィート（石油換算10億バレル）とのことである（Exxon Mobil〔4〕、2004 FOR, p.52）。だが、国際石油開発によれば、アゼルバイジャン政府との取り決めで、AIOCの構成企業群は天然ガスについては権益を保持しない（販売などの事業の対象に出来ない）、とのことである。こうした事情もあって、同社は、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部（ACG）をACG油田と表記している（以上は、2008年5月20日の聞き取りによる）。これを踏まえ、本稿もまた油・

ガス田ではなく油田とした次第である。

- (30) Exxon〔2〕、1995 FOR, p.28, 1997 FOR, p.36; Exxon〔6〕、Fall 1996, p.8、による。
- (31) Exxon〔2〕、1998 FOR, p.38、には、1998年末時点でのアゼリ・チラグ・グナシリ深海部での原油生産量は7万5,000バレル／日であり、同生産量に占めるエクソン社の取り分（share）は17%とある。エクソン社の権益は8%であること、また生産された原油のうち一定部分は、生産の初期段階でも現地政府に引き渡されるのが通常と考えられること、などからすれば、エクソン社が実際に17%分（約1万3,000バレル／日）を取得したとすれば、これがなぜ可能になったかが問われなくてはならない（但し、BP社の以下のHPによると1998年時点でアゼルバイジャン政府への原油引渡しはほとんど行われていないようである。BP〔20〕、HP：http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_azerbaijan_fieldtrip_presentation_slides_sept06_phil_home.pdf、による）。私は、この点について、2006年9月11日に同社の本社（テキサス州アーヴィング市〔Irving, Texas〕）において、典拠（Exxon〔2〕、1998 FOR, p.38）の誤記載の可能性を含めて説明を求めた。しかし、回答は得られなかった。
- (32) BP〔20〕、HP：<http://www.bp.com/genercarticle.do?categoryId=9006667&contentId=7014330>; BP〔18〕、2005, p.8; Exxon〔2〕、1997 FOR, p.36; Exxon Mobil〔4〕、2000 FOR, p.46、および国際石油開発での聞き取り（2006年8月3日）、による。
- なお、AIOCが開発作業に入る前の段階でチラグをはじめこれら油田の地質構造などがどの程度解明されていたかが検討される必要がある。本節の前注(28)に記したように、グナシリ（深海部以外）ではすでに1980年代には生産が行われており、アゼリ油田についても、1991年段階では原油の埋蔵量では3つの中で最大であること、などが知られていた（PE〔69〕、December 1991, p.15〔日本語版1991年12月号、451頁〕、July 1992, p.25〔日本語版1992年7月号、295頁〕、による）。早期に生産が可能になった要因について一層の検討が必要である。
- (33) チラグ原油のパイプライン輸送については、さしあたり、本村〔89〕、229-230頁、を参照せよ。
- (34) 2005年5月にバクー近隣のターミナルで原油の搬入を開始し、2006年6月にパイプラインの出口（トルコのジェイハン〔Ceyhan〕）で出荷

を開始したBTCパイプライン（全長約1,770キロメートル、建設開始は2003年）の所有権は、2005年時点でBP 30.1%、アゼルバイジャン国営石油（SOCAR）25.0%、ユノカル（同年後半以降はシェヴロン。前注〔28〕参照）8.9%、などであり、エクソンモービルはAIOCの構成企業ではあったが、BTCパイプライン建設には出資しておらず、その理由は明らかではない（以上は、BP〔17〕, 6 February 2007, p. 13；国際石油開発〔27〕, HP：http://www.inpex.co.jp/business/project/caspian.html〔同社はBTCパイプラインに2.5%の所有権を持つ〕, による）。

なお、アゼリ油田の中央部に続いて同2005年12月に西部、2006年10月には東部においてそれぞれ生産が開始された（BP〔17〕, 6 February 2007, p. 12；国際石油開発〔26〕, 2006年6月6日、2006年10月24日, による）。

- (35) Exxon Mobil〔4〕, 2007 FOR, p. 59；BP〔15〕, FOI 2003-2007, p. 37；国際石油開発〔27〕, HP：http://www.inpex.co.jp/business/project/caspian.html；国際石油開発〔26〕, 2008年4月22日, による。
- (36) BP〔18〕, 2003, pp. 5, 23, による。Exxon Mobil〔4〕, 2003 FOR, p. 49, も参照。
- (37) 前注に掲げた典拠資料（BP〔18〕, 2003, pp. 5, 23）には特に明示はないが、これらの原油取得企業群に、AIOCの構成企業であり、ACG油田に10%の権益を保持したアゼルバイジャン国営石油（SOCAR, 前注〔28〕参照）が含まれることは確実である（BP〔20〕, HP：http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_azerbaijan_field_trip_presentation_slides_sept06_phil_home.pdf, を参照せよ）。
- (38) BP〔18〕, 2006, p. 11, による。生産物分与協定（生産物分与契約〔Production Sharing Contract〕などとも言われる）のごく基本的な説明（生産された原油が、費用回収原油〔cost oil〕と利益原油〔profit oil〕に区分される, など）については、さしあたり日石三菱〔66〕, 229, 230頁, を参照せよ。また、各国で用いられている協定についての大きな説明としては、石鋳連〔74〕, 第V章が有益である。但し、現地政府等と権益保有企業群との個別の協定内容は、外部に公表されないのが通常のものであり、アゼルバイジャンのACG油田で導入された生産物分与協定の内容が同書の記載と同じかどうかは不明である。
- (39) 本文に記した政府取り分（820万バレル）は、

生産物分与協定において規定された profit oil（利益原油, 前注参照）のうち政府に引き渡された量であろう。もっとも、アゼルバイジャン政府は、これとは別に、石油企業群の利益に対して所得税（profit tax）を課したと考えられる（税率は25%と思われる）。但し、個々の企業に課された税額等は不明である（BP〔20〕, HP：http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_azerbaijan_fieldtrip_presentation_slides_sept06_phil_home.pdf, による）。なお、日石三菱〔66〕, 229, 230頁, も参照せよ。

- (40) Chevron〔22〕, 2006 SAR, pp. 24, 42, による。
- (41) シェヴロンが10.3%の権益に対して、実際に取得した量が47万5,000バレル/日の9.7%（4万6,000バレル/日）であったとすれば、権益保有企業全体が取得した量は、全体47万5,000バレル/日の9.7/10.3にあたる44万7,300バレル/日と推定できるように思われる。とすれば、エクソンモービル社は、全体の数量（44万7,300バレル/日）の8%に相当する約3万6,000バレル/日を得たと算出される。この点を、同様にBP社（34.1%の権益）について計算すると15万3,000バレル/日となる。だが、BP社の資料（BP〔15〕, FOI 2002-2006, p. 59）によれば、同社がこの年に得た原油は14万5,000バレル/日である。数値は異なるが近似値といえないこともない。こうした差違等を含めて、検討すべき諸点は残るが、以上の考察から、本文に記した、第1に、生産量全体の大半はAIOCの構成企業が取得したと考えられること、第2に、エクソンモービル社が取得した原油は3万6,000バレル/日、あるいはこの数値から大きく乖離する値ではないこと、これらが導かれるように思うのである。
- (42) この数値にはBTCパイプラインの建設費は含まれない（以上は、BP〔20〕, HP：http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_azerbaijan_fieldtrip_presentation_slides_sept06_bruce_luberski_and_mike_skitmore.pdf；国際石油開発株式会社の本社での聞き取り〔2008年5月20日〕, による）。
- (43) 周知のように、シェヴロン社は、1993年にカザフスタン政府との間で折半所有の合弁企業テンギスシェヴロイル（Tengizchevroil）を設立した。2006年末時点で、テンギスに対するエクソンモービル以外の権益保有企業は、シェヴロン（50%）、カザフスタンの国営企業（カズム

- ナイガス [KazMunaiGaz], 20%), ルクアルコ (LukArco, 5%。ルクアルコはBPが所有権の46%を持つ) である。テンギスシェヴロイルの権益期間は、2033年までの40年である(以上の事実と統計は、PON [71], April 7, 1993, pp.1, 4; Chevron [23], PR, June 13, 1994; Chevron [22], 2006 SAR, p. 25; Chevron [24], April 2007, pp. 1, 2; Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 55; BP [15], FOI 2002-2006, p. 41, FOI 2003-2007, p. 39, による)。
- (44) Chevron [21], 2000 AR, p. 9, による。
- (45) CPC パイプラインの全長はテンギスから黒海の北東岸に至る約1,500キロメートルである(以上は、Chevron [23], PR, November 22, 2000, November 27, 2001; Chevron [22], 2002 SAR, p. 28; Chevron [24], April 2007, p. 1, による)。なお、テンギス原油は当初は大半がパイプラインによって輸出(輸送)されたが、その後、例えば1999年では16万1,000バレル/日(全生産量の77%)は鉄道タンク車で輸出されており(Chevron [22], 1999 SAR, p. 23), パイプラインへの依存は大きく減退した(PE [69], November 2000, p. 44, も参照)。こうした変化の背景要因については、さしあたり坂口 [94], 6, 7頁, を参照せよ。
- (46) Chevron [22], 2001 SAR, p. 26; Chevron [24], April 2007, p. 2.
- (47) Exxon Mobil [4], 2001 FOR, p. 52, 2006 FOR, p. 55, による。
- (48) PON [71], November 15, 2002, p. 5, November 19, 2002, p. 5, November 22, 2002, p. 2; OGJ [68], November 25, 2002, p. 9; Chevron [24], April 2007, pp. 2, 3, による。
- (49) アメリカ石油企業側とカザフスタン政府との対立が何をめぐって生じたか、については当事者による説明はごくわずかであり確言はできない。但し、すでにわが国でもある程度紹介されているが、業界紙などによれば、主な対立点は、第1に、原油・ガス処理能力の増強などに要する資金を、シェヴロンとエクソンモービルが、それまでの方式を踏襲して合弁企業テンギスシェヴロイルの事業収入(主に原油の販売)でまかなうと主張したのに対し、カザフスタン政府(国営企業カズムナイガス)が、外部からの借入れを主張したことである(20%の所有権に基づくカズムナイガスの負担額は6億5,000万ドル)。カザフスタン政府側は、シェヴロンなどの主張を容れると、テンギスシェヴロイルから同政府が受け取る年間2億ドルの収入(当時[2002年後半期]のテンギスシェヴロイルの生産量[26万バレル/日]から得られる金額)の約3年分相当額がこれに当てられるため、これの回避を意図したと言われている。第2は、諸設備等の償却方法に関してである。それまでテンギスシェヴロイルによる償却費用の計上は控えめになされたようであるが(slower depreciation), シェヴロンとエクソンモービルは、1993年当初の合意(the joint-venture agreement)に含まれていながらそれまで実行することのなかった定額償却(straight-line depreciation)の規定を実施しようとし、これに、カザフ政府が反発したことである。反発の理由も、費用(償却費)の増額により政府収入が減少することにあつたと考えられる(以上は、PON [71], November 15, 2002, p. 5, November 19, 2002, p. 5, November 22, 2002, p. 2, January 28, 2003, pp. 1, 5, February 26, 2003, p. 4; OGJ [68], November 25, 2002, p. 9, による。邦語文献としては、小森・杉野 [84], 34, 37頁, がある)。
- (50) PON [71], January 28, 2003, pp. 1, 5, February 26, 2003, p. 4; OGJ [68], February 10, 2003, p. 7, による。
- (51) 1月下旬の「合意」についても、その中身のほとんどは当事者からは明らかにされていない。ここでも業界紙などによると、第1に、必要とされた事業資金の90%はテンギスシェヴロイルの事業収入(利益の再投資)からではなく外国からの投資(foreign investment, 借入かどうかは不明)で賄うこと、第2に、国営企業カズムナイガスの説明によれば、カザフスタン政府は、今後3年間(2003-05年)、8億1,000万ドルを追加の税収入として得ること(但し、他のニュースソースによれば、これはシェヴロンなどによる同政府への利付き借款であり、利率については今後引き続き協議されることになった、とのことである)、が決まったようである。この2点からすれば、この度の対立は現地のカザフスタン政府にとって極めて有利に決着したと思われる(償却費に関する紛糾の帰趨については不明である)。だが、第3に、2003年4月に、カザフスタン大統領が署名した新法は、外国企業との契約に関する制度や規定を変更するものであるが、それは今後の契約に対して適用され、それまでの契約は有効とされた。この第3点についてその具体的な中身は私には不明であるが、従来シェヴロン、エクソンモービルが1993年の協定を遵守するよう求めたことを考慮したものと思えることが出来るかもしれない

- (以上については、PON [71], January 28, 2003, pp. 1, 5, February 26, 2003, p. 4; PE [69], April 2003, p. 42; SPG・HT [44], HP : http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tengiz_chevr_oil/, による)。
- (52) 2008年後半に54万バレル/日に到達する予定とのことである。もっとも、この拡張事業のための費用は、既述のように2001年頃は30~35億ドルとされていたが、2007年4月には60億ドル、そして2008年の初頭頃では72億ドルにまで増加した (Chevron [22], 2007 SAR, p. 25; Chevron [24], April 2007, p. 2, による)。本稿では、テンギスにおける能力拡張事業の遅延の理由のひとつとしてシェヴロン、エクソンモービルとカザフスタン政府との対立を挙げたが、事業費はかように大きく伸長しており、拡張事業そのものが費用の増加を伴う種々の困難や課題に直面したことも想定される。テンギスにおける生産能力の拡張が数年にわたり遅延した要因については今後立ち入った検討が必要である。
- (53) なお、これらに加えシェヴロンは天然ガス液1万1,000バレル/日を獲得している (以上は、Chevron [22], 2006 SAR, p. 25, による)。
- (54) 北カスピ海沖合鉦区の他の権益保有企業は、2006年6月時点では、イタリア企業のエニ (ENI, 18.52%), RD シェル (18.52%), トタル (18.52%), コノコフィリップス (ConocoPhillips Company, 9.26%), 国際石油開発 (8.33%), カザフスタンの国営企業 (カズムナイガス, 8.33%) である (Exxon Mobil [4], 2002 FOR, pp. 50, 51, 2003 FOR, p. 48; 国際石油開発 [26], 2006年6月6日, による)。なお、本節の後注(59)も参照せよ。
- (55) Exxon Mobil [8], NR, July 24, 2000, May 4, 2001, October 10, 2002, November 24, 2003; RDS [40], FOI 1999-2003, p. 18. なお、最大は最初に発見されたカシャガンであり、水深3~5メートルの水域に所在する (SPG・HT [44], HP : <http://www.hydrocarbons-technology.com/contractors/packaging/saint/press3.html>, による)。原油はテンギス同様極めて軽質であるが、やはり硫化水素ガスを随伴する (Exxon Mobil [8], NR, July 24, 2000; PE [69], August 2002, p. 38)。
- (56) Exxon Mobil [8], NR, July 24, 2000, May 4, 2001, November 24, 2003.
- (57) Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 55. なお、権益保有企業の一社である国際石油開発 (前注(54)参照)によれば、カシャガン以外の油・ガス田については、評価作業などが継続中であり、埋蔵量を公表する段階ではないとのことである (2008年5月20日の聞き取り)。
- (58) Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 59, による。
- (59) Exxon Mobil [4], 2004 FOR, p. 32, 2007 FOR, p. 39, による。2004年2月にエクソンモービル社が公表したところでは、カシャガン油田での生産開始は2008年と予定され (7万5,000バレル/日)、以後段階的に開発が進められて、2016年には120万バレル/日に達する、とのことであった (Exxon Mobil [8], NR, February 25, 2004, による。なお、国際石油開発 [26], 2006年6月6日, も参照)。将来の生産量 (最大生産量) は、本文に記した数量 (150万バレル/日。2008年4月初頭頃に公表されたExxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 59, による一前注参照) に比べやや控えめであるが、同社および権益保有企業群が今日に比べかなり早い時期に生産開始を展望したことが窺える。
- カシャガンなど北カスピ海沖合鉦区に所在した油・ガス田の開発の遅延が如何なる理由によるものかは、私には明らかではない。但し、すでにテンギスでみた如き、権益を保持した外国企業とカザフスタン政府との間での利害の対立がひとつの背景要因をなした可能性は否定できないように思われる。この点に関連すると思われるが、2008年初頭に、エクソンモービルなど外国企業の各社は、国営企業カズムナイガス (前注(54)参照) に対して、それぞれの権益の一部を売却することで合意した、とのことである。この売却の理由、ここに至る経緯等は不明であるが、北カスピ海沖合鉦区に対するカザフスタン政府の権益拡大攻勢のひとつの結果と考えられるのである。もっとも、現時点 (2008年5月末) で売却がすでに実行されたとの報道はないようであるが、この合意によれば、エクソンモービルなど主要4社 (前注(54)参照) は、16.81%へ比率を下げ一方、カズムナイガスの権益はこれと同じ比率となる (RDS [35], p. 31; Exxon Mobil [4], 2007 FOR, p. 39, による)。
- なお、北カスピ海沖合鉦区での活動について、ここでさらに2点を補足する。第1は、いまだ5つの油・ガス田が出揃っていない2002年の半ば頃であるが、ある推計によれば、同鉦区あるいはカシャガンに賦存した天然ガスは25兆立方フィート (石油換算で41億7,000万バレル) である (PE [69], August 2002, p. 38, による)。これが可採埋蔵量かどうかは資料からは不明であるが、

大規模な天然ガスを埋蔵したことは否定しがたいであろう。だが、エクソンモービルその他企業の公表資料を見る限り、現時点において天然ガスについてどのような開発計画が策定されているかは明らかではない（硫化水素ガスの処理がひとつの大きな課題として存在すると思われる。前注(55)参照）。

第2に、北カスピ海沖合鉦区でエクソンモービル社など権益保有企業が支出する事業費の総額であるが、2004年の3、4月頃に公表された同社の財務・事業報告書（Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 48）によれば、400億ドル以上とされた（但し、ほぼ同時期の同社の他の文書では300億ドルとある—Exxon Mobil [8], NR, February 25, 2004）。この時点で、同財務・事業報告書によれば、先に検討したアゼルバイジャンのACG油田の事業費は120億ドル、テンギスのそれは150億ドルとのことであった（pp. 48, 49）。現時点における北カスピ海沖合鉦区についての数値は不明であるが、後二者の2006年頃の事業費が以前の数値を相当程度上回ったこと（ACG油田は170億ドル—前出。テンギスの場合は前注(52)を参照）、からして、上記の事業費をさらに超えた巨額の可能性がある。

- (60) 既述のテンギス（カザフスタン）についての検討では、エクソンモービルが2006年に天然ガスを1万6,100バレル／日（石油換算）獲得した可能性を指摘したが、ここでの数値からは、おそらくテンギスでの獲得量はより少ない量であったようである。

ところで、1999年のモービル社の買収にともなってエクソン社（エクソンモービル社）の活動範囲に新たにトルクメニスタンが加わった。しかし、2002年以降2006年までの営業報告書および財務・事業報告書には、トルクメニスタンは同社が権益を保有する諸国に含まれていない。2001年頃に権益の処分がなされたと思われる（Exxon Mobil [3]; Exxon Mobil [4], の各号、による）。

- (61) 同社の営業報告書をはじめ各種の公表資料による。OGJ [68], June 13, 2005, p. 36, も参照。
- (62) RDS [34], pp. 28, 29; RDS [35], pp. 26, 32, による。同社にとっては、サハリン、西シベリア、カシャガン（北カスピ海沖合鉦区）が旧ソ連邦での3つの主要な活動拠点をなすようである。すでに原油の生産が行われているサハリンについて、2004年末には西シベリア油・ガス田（West Salym field）で原油の生産が始まった（以上については、Shell [41], 2004 ARA, p. 17; RDS

[37], FOI 2000-2004, p. 19; RDS [38], NMR, 25 February 2004, による。前注(24), (54)も参照せよ）。

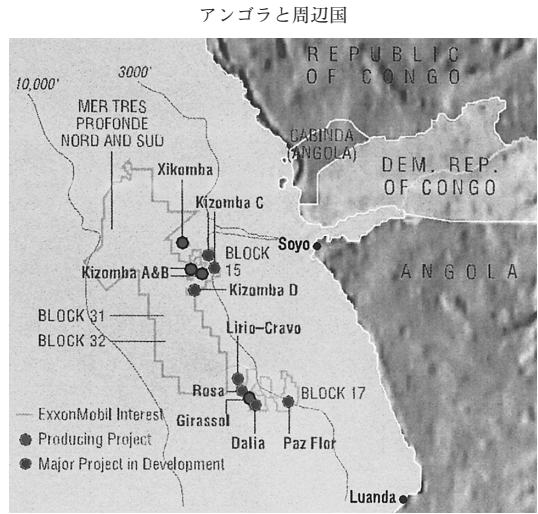
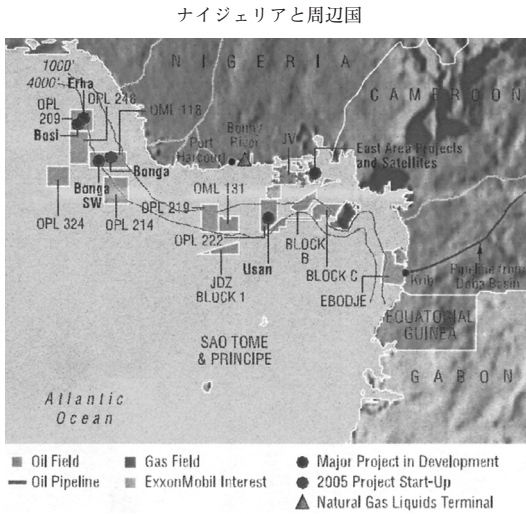
- (63) 以上の記述と統計は、BP [15], FOI 2002-2006, pp. 39, 59, による。
- (64) BP [14], 2003 ARA, p. 6; BP [15], FOI 2000-2004, p. 39; 川原田ほか [83], 133-134頁; 本村 [89], 118-119頁, による。
- (65) BP [15], FOI 2003-2007, p. 59, による。天然ガス6,000立方フィート＝石油1バレルで換算した（第1節注(7)を参照）。なお、2007年に合弁企業TNK-BPは、資産の一部をガズプロムに売却する協定を締結した（BP [14], 2007 ARA, p. 24, による）。
- (66) Chevron [22], 2006 SAR, pp. 42, 43. なお、シェヴロンはカザフスタンにはテンギス以外に、同国の有力油・ガス田のひとつであるカラチャガナク（Karachaganak fields）に権益を有した（テキサコ社 [Texaco Inc.] から継承）。テキサコによるカラチャガナク権益の獲得については、Texaco [46], PR, August 19, 1997, を参照せよ。
- (67) Total [48], FB 2000-2006, pp. 35-37; Total [47], 2006 AR, p. 29. 天然ガス6,000立方フィート＝石油1バレルで換算した（第1節注(7)を参照）。
- (68) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 48, 2004 FOR, p. 51, 2005 FOR, p. 54, 2006 FOR, p. 54, 2007 FOR, p. 58.
- (69) Exxon Mobil [4], 2006 FOR, pp. 44, 54, 56, 57.

IV 西アフリカ

(1) 大水深海域への進出

エクソン社による西アフリカでの原油と天然ガスの探鉦活動の試みは、チャドなどの陸域を対象として1970年代にさかのぼる。1990年代初頭時点で同社は他社とともにチャドの複数の油・ガス田に権益を保持した（オペレーターはエクソン社）⁽¹⁾。しかし、ここで実際に生産が始まるのは後述するように10年余を経てからである。他方、西アフリカの陸域あるいは浅海域（大陸棚）には、1980年代、ないしそれ以前に原油生産を実現した国際石油企業、あるいはこれに準ずる大企業がすでに幾社も存在した⁽²⁾。これら企業との対比で

第 7 図 西アフリカにおけるエクソンモービル社の油・ガス田，鉦区，2005 年末時点¹⁾



(注 1) まだ生産が行われていない油・ガス田を含む。印刷の都合上、アンゴラの場合、鉦区 (Block) の区分を明瞭に示すことが出来ない。なお、2006 年末については適切な図がなく 2005 年末段階を掲載。

(出典) Exxon Mobil [4], 2005 FOR, pp. 48, 49.

は、エクソン社はかなり出遅れていたと言うべきであろう。

1990 年代初頭ないし前半に、エクソン社はそれまで全く手つかずだった西アフリカ沖の大水深海域に進出する。これは、第 1 に、すでにアメリカのメキシコ湾での活動 (第 2 節) で述べたように、大水深海域での探鉦，開発などを可能にする技術上の進展があったこと、第 2 に、各国政府が大水深海域での原油と天然ガスの生産に外国企業の資金と技術の導入を図ったこと、が主たる促進要因となった⁽³⁾。エクソン社は、1992 年、93 年にアンゴラ、ナイジェリアのそれぞれの大水深海域に属する複数の鉦区 (第 7 図参照) に権益を獲得し、94 年にはいずれにおいても地震探鉦などの作業を開始したのである⁽⁴⁾。

1998 年末までにエクソン社、あるいは同社の共同企業が発見した油・ガス田は、アンゴラ沖で 8 (可採埋蔵量 [原油と思われる] は合計 40 億バレル。エクソン社の権益比率は 4 油・ガス田で各 40% [同社がオペレーター]、他は 20%)、ナイジェリア沖で 1 (エクソン社の権益比率は 20%、原油の可採埋蔵量は 6 億バレル) であった⁽⁵⁾。エクソン社は、実際に探鉦などの活動を開始した 94 年以降のごく短期間のうちに西アフリカの大

水深海域において大きな成果を得たのである。1998 年末頃と考えられるが、エクソン社を含め各石油企業がそれまで発見した油・ガス田の 1 件あたりの平均可採埋蔵量 (原油と考えられる) は、メキシコ湾の大水深海域が 8,000 万バレルであったのに対し、西アフリカの大水深海域では 5 億バレルと推定された⁽⁶⁾。アンゴラ、ナイジェリアにおいてエクソン社が権益を有した油・ガス田も、前記から知りうるようにほぼこの規模であった。西アフリカの大水深海域は、生産拠点としての大きな将来性を示したといえよう⁽⁷⁾。

(2) モービル買収後の進展

ナイジェリアと赤道ギニア 1999 年 11 月にモービル社を買収する以前にエクソン社は、既述のチャド、アンゴラ、ナイジェリア以外にも探鉦活動など試みたが⁽⁸⁾、西アフリカで原油と天然ガスを実際に手に入れることはなかった。だが、モービル社の事業を組み込んで作成された 99 年についての財務・事業報告書によれば、同年の西アフリカにおけるエクソンモービル社の原油生産量 (獲得量) は 32 万 6,000 バレル/日であった (前掲第 1 表参照)。その 80% 以上はナイジェリアで得られ、残りはほとんどが赤道ギニアからである⁽⁹⁾。ナイ

ジェリアでの生産は、モービル社とナイジェリアの国営石油企業（Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC）との共同事業（モービルの権益は40%）によって浅海域の油田でなされた⁽¹⁰⁾。赤道ギニアでの生産は、モービルが1995年に発見した沖合油・ガス田（生産開始は1996年8月）によるものであり、エクソンモービルは99年末時点でオペレーターとして71.25%の権益を有した⁽¹¹⁾。モービルはエクソン社に合体される時点では、ナイジェリア・赤道ギニアのいずれにおいても外国企業としては最大の原油生産企業であり、エクソン社はその地位と実績をそのまま引き継いだのであった⁽¹²⁾。かように、エクソン社（エクソンモービル社）は、ナイジェリアと赤道ギニアを生産拠点として一挙に西アフリカにおける有力企業としての地歩を固めたのである。

アンゴラとチャド だが、これによってエクソンモービル社が、西アフリカでの活動の比重を大きく両国に傾斜させたとは言えないように思われる。同社は、2001年まで実際の生産は見られないが、引き続きアンゴラでの油・ガス田の探鉱、開発に注力したのである。エクソンモービル社のアンゴラにおける油・ガス田の多くは第15、第17と呼ばれる鉱区（Block 15, Block 17）に存在したが、この両鉱区に第31、第32の2つの鉱区を加えると、2006年末には、権益の一部あるいは相当程度を保持したこれら鉱区の原油と天然ガスの可採埋蔵量全体は130億バレル（石油換算）であった⁽¹³⁾。但し、これらの開発・生産、あるいは新規の探鉱等のために権益保有企業群に求められる事業費全体は、2004年半ば頃の計画では、第15鉱区のみで100億ドルであった⁽¹⁴⁾。

ところで、チャドでは、エクソンモービル社による生産は、油田地帯（南部地域、可採埋蔵量は10億バレル）から、隣国カメルーンの沖合に設けられた原油積み出しターミナルまでのパイプラインの敷設を待って、2003年6月に始まった⁽¹⁵⁾。2006年の原油の生産量全体は15万5,000バレル/日である（同社の権益比率は40%）⁽¹⁶⁾。陸域ではあるが、チャドもまた西アフリカにおける同社の生産拠点のひとつに加わったといえよう。エクソ

ンモービルおよび共同企業の総事業費は、2003年末であるが、その後の開発計画をふくめて37億ドルであった⁽¹⁷⁾。

FPSO装置の活用 以上の各国のうち、陸域のチャドを別として、エクソンモービル社は、同社が権益を有する海底油田（浅海域を含む）の開発・生産においては、自らがオペレーターであるか否かにかかわらず、その多くにおいて、FPSO（Floating, Production, Storage and Offloading system, 浮遊式生産貯油出荷システム）と呼ばれる装置（原油の生産、貯蔵、タンカーへの出荷などの機能を持つ船形〔船体〕の浮遊設備、前掲**第2図**参照）を用いた。これは、多くの場合既存のタンカーの転用・改造施設である。エクソンモービル社は、海底仕上げ坑井（第2節(2)、特に同節の注(38)参照）などから原油をパイプ（ライザー）でFPSOへ運び、水やガスとの分離処理などを行った上で貯蔵し、ついで定期的に近傍に停泊するタンカー（シャトル・タンカー）にこれを積み込む、といった仕方で原油の生産と搬出を行ったのである⁽¹⁸⁾。

見られるように、一般にこの方式は新規の海洋プラットフォームを建造せず、油田から陸域などへのパイプラインの敷設も必要としない点に大きな特徴を有する（但し前注を参照）。これにより、生産開始までの初期投資の節約が可能となる一方、油田の発見から実際に原油を生産するまでの期間を通常に比べ数カ月あるいは数年（2年から4年）短縮しえた。かような仕方での生産の早期実現（原油の入手）により、エクソンモービル社はキャッシュ・フロー（現金収支）を改善することも出来たのである⁽¹⁹⁾。

この方式は、エクソン社に買収される以前のモービル社がすでに赤道ギニアにおいて活用していたが⁽²⁰⁾、買収以降では、やはり旧モービル社の権益に属したナイジェリアの浅海域にあるヨーホー油・ガス田（Yoho field）が、エクソン社（エクソンモービル社）による最初の導入例と考えられる。同油・ガス田ではFPSOを用いた早期生産の追求により、新規のプラットフォームの設営に比べ2年ないし3年早く、2002年12月に生産を開始

したのであった⁽²¹⁾。翌2003年11月にアンゴラ（大水深海域の第15鉱区）においてオペレーターとして初めて原油を汲み出した際も、エクソンモービルはこの方式を用いたのである⁽²²⁾。

但し、周知のようにFPSO装置による生産は、一般に、坑井（生産井）の本数に制約があり、多数の坑井を用いる大規模な油田、あるいは大規模生産の場合は、やがて他の海洋プラットフォームによる代替が必要とされている⁽²³⁾。ヨーホー油・ガス田の場合も、2005年11月にはFPSOに代えて新たなプラットフォームが設置された⁽²⁴⁾。それまでの期間、エクソンモービル社はオペレーターとして同油・ガス田から総計1億3,000万バレル以上の原油を汲み出したのである⁽²⁵⁾。

なお、西アフリカにおけるFPSO装置の採用は、エクソンモービル社に限定されるものではない。むしろ他のいくつかの企業は同社に先行してこれを導入したのであった。エクソン社に買収される以前のモービル（赤道ギニア、1996年生産開始—上述）、シェヴロン（アンゴラ、同96年生産開始）、旧エルフ（Elf Aquitaine S.A.〔現トタル社〕、アンゴラ、2001年生産開始）、などがそうした例である^(26, 27)。

(3) 活動の到達点

前掲第1表によれば、2006年にエクソンモービル社が西アフリカにおいて自己の権益に基づき獲得した原油は78万1,000バレル/日である。これは、世界全体での同社の生産量の29.1%に相当する。1999年にはじめて原油を獲得して以降、短期間に西アフリカはヨーロッパ、アメリカ本国を凌ぐ同社最大の原油生産拠点に転じたのであった。

もっとも、ここで留意すべきは、2006年時点での生産量の7割近く（53万バレル/日）はナイジェリア、赤道ギニアによって占められたことである⁽²⁸⁾。また、ナイジェリアでの生産量（42万7,000バレル/日、西アフリカ全体の54.7%）の多くは浅海域から得られたと推定され、これはその大部分が、旧モービル社が権益を保有した油田からの産出と思われる。エクソン社が、モービ

ル買収以前にナイジェリアで保有した大水深海域の油田では2005年末にようやく生産が始まったのである⁽²⁹⁾。さらに、期待のかかったアンゴラでの生産（大水深海域）は2004年になって伸長する。しかし、同国での生産量は2006年時点でもまだ同社の西アフリカ全体での生産量（78万1,000バレル/日—上記）の24.7%を占めるに留まる⁽³⁰⁾。こうした生産実績から判断すれば、この時点までのエクソンモービル社（エクソン社）にとって、モービル社を買収したことが、西アフリカでの飛躍の最重要の要因だったと言えよう。また、大水深海域に向けられた大規模な投資はようやくその成果を見せ始めたように思われる⁽³¹⁾。

ここで、他の国際石油企業の西アフリカ（陸域、海域全体を含む）における生産動向について一瞥する。まず、ナイジェリアを主要拠点として西アフリカへの早期進出を果たしたRDシェルは、2006年に主として同国からであるが原油33万9,000バレル/日、また天然ガスはナイジェリアが唯一の生産国であるが、4億5,500万立方フィート/日（石油換算で7万6,000バレル/日）を獲得した⁽³²⁾。次に、アンゴラにおいて1990年代以前にすでに原油の生産実績を有したのはシェヴロンであり⁽³³⁾、2000年にはエクソンモービルがいまだ原油を全く入手していない段階で15万9,500バレル/日を獲得し、外国企業としては最大の成果を得た⁽³⁴⁾。2006年の生産規模は西アフリカ全体で原油34万3,000バレル/日、天然ガス9,000万立方フィート/日（石油換算1万5,000バレル/日）である⁽³⁵⁾。BPは、西アフリカではアンゴラが実際に原油を得ている唯一の拠点であり、権益保有企業の一社として少なからぬ数の油田の発見に参画した。だが、2006年時点で得られた量は、13万3,000バレル/日に留まった（天然ガスは不明、しかし存在してもごくわずか）⁽³⁶⁾。最後に、フランス企業のトタルである。同社は、西アフリカでの原油、天然ガスの生産事業に長い活動実績を有し、2006年時点での原油生産量は西アフリカ全体で48万4,000バレル/日、天然ガスでは3億5,000万立方フィート/日（石油換算5万8,300バレル/日）であった⁽³⁷⁾。同社を含

むこれら4つの国際石油企業の中では最大であった。

以上の諸企業との対比では、エクソンモービル社の2006年の実績は、他社を大きく凌いだ。同社は西アフリカで活動する国際石油企業の中で最大の地位を得たと言えよう⁽³⁸⁾。

ところで、本節における西アフリカでのエクソンモービル社の活動の検討は、そのほとんどが原油の生産にあてられた。天然ガスは、原油に随伴して産出されたものは存在するが、それらは井戸元で焼却処分されるか、油層に圧入されるかのいずれかであり、2006年段階で同社の営業報告書等に生産量は計上されていない。もっとも、すでに見たように他の国際石油企業群の場合も、天然ガスの生産規模は原油に比べかなり見劣りすることは事実である。とはいえ、RDシェル、トタルの実績を軽視することは出来ず、天然ガスの生産事業においてエクソンモービル社が立ち遅れていることは否定できない。

なお、西アフリカにおける天然ガスの埋蔵状況について付記すると、ナイジェリアの場合、確認埋蔵量は2006年末時点で183兆9,100億立方フィート（石油換算で307億バレル）であった⁽³⁹⁾。これは、最大保有国のロシア（1,682兆700億立方フィート）には遠く及ばないが、アメリカ（209兆1,500億立方フィート）について世界第7位である⁽⁴⁰⁾。こうした埋蔵規模を踏まえ、エクソンモービル社は今後西アフリカ（ナイジェリアなど）において天然ガスの生産にも注力すると思われる⁽⁴¹⁾。

《注》

- (1) 以上については、Exxon [1], 1989 AR, p. 10; Exxon [2], 1996 FOR, p. 28; Exxon Mobil [8], NR, April 18, 2002; PE [69], September 2003, pp. 37, 38, による。チャドにおける権益保有企業群とその比率については、本節後注(15)を参照せよ。
- (2) 1980年代ないし90年代初頭においてナイジェリア最大の外国石油企業はRDシェルであった。同社は、1985年頃にナイジェリアの国営石油企業（Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC）と共同で全国の155油田のうち84で操業し（権益比率はNNPCが80%、RDシェルが20%）、1990年頃にはNNPCとの共同事業（こ

の時点ではRDシェルの権益は30%）によって全国の生産量の53%を担った。モービル社は、早くも1955年にナイジェリアに油田探索子会社を設立し、1970年には原油の生産を開始した。他に、シェブロン、ガルフ、エニなどがナイジェリアには存在し、ガルフはアンゴラにおける有力企業でもあった（本節後注(33), (34), (36), (37)も参照）。以上は、PE [69], 日本語版 1985年3月号, 99頁（原典を未見）, February 1991, p. 25（日本語版 1991年2月号, 62頁）; Mobil Producing Nigeria Unlimited [31], p. 4; Chevron [23], PR, November 15, 1994, による。

- (3) Exxon [6], Winter 1998-1999, p. 4; Exxon Mobil [7], No. 3, 2004, p. 8, による。なお、これらの要因のうち後者については、旧ソ連邦と類似するが、すでに見たようにエクソン社（エクソンモービル社）にとって旧ソ連邦では大水深海域での探鉱、開発はほとんどなく（前節注(10), (28), (55)を参照）、かつ事業の対象も主として既発見の油・ガス田であった。これに対して、西アフリカで同社は油・ガス田の新規発見（探鉱）、およびこれに続く開発を大水深海域で追求するのである。
- (4) Exxon [1], 1993 AR, p. 9, 1994 AR, p. 9; Exxon [2], 1993 FOR, p. 22, による。
- (5) 以上は、Exxon [6], Winter 1998-1999, pp. 4, 6, 7; Exxon [2], 1998 FOR, pp. 36, 37; Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 40; Exxon Mobil [8], NR, August 31, 2000, December 7, 2001; SPG・OT [45], HP: http://www.offshore-technology.com/project_printable.asp?ProjectID=1953, による。
- (6) OGJ [68], January 18, 1999, pp. 36, 38, による。
- (7) もっとも、西アフリカの大水深海域での操業には巨額の資金が必要であり、事業の採算性を確保するうえでは、1998年段階での5億バレルは必ずしも巨大とはいえなかったようである。1999年3月に行われたアメリカ下院議会の公聴会（Hearings）でエクソン社の当時の最高経営責任者（CEO, L. レイモンド氏 [Lee Raymond]）は、北海のように既存の設備を比較的安く利用できる海域では2,000万バレルでも採算可能であるが、アフリカのナイジェリアの大水深海域では3億バレル程度の埋蔵量が必要である、と述べたのであった（U. S. House [53], p. 75, による）。

なお、西アフリカの原油の性状であるが、アンゴラには重質、中質、軽質のいずれの原油も存在

- し、ナイジェリアの場合、多くは軽質である。また、全体として低硫黄と考えられる（詳細は、EIR [63]、の各頁を参照）。
- (8) Exxon [2], 1998 FOR, pp. 36-37.
- (9) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 48; Mobil [29], 1998 AR, pp. 1, 10. 両国以外に3,000バレル/日が存在するが、これは、Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 42, 2000 FOR, p. 43, 2001 FOR, p. 44, 2002 FOR, p. 47, から判断しカメルーンで得られた原油であり、モービルが獲得した権益に由来するものと考えられる。
- (10) Mobil [30], 1998 FB, pp. 23, 32; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, pp. 40, 48, 2005 FOR, p. 49, による。
- モービルなど外国石油企業によるナイジェリアでの活動は、陸域の沿岸（湿地帯）と浅海域では国営企業（NNPC）との共同事業方式（joint venture）でなされることが多かったようである（1970年代前半以降のいわゆる事業参加〔participation〕によると考えられる—Mobil Producing Nigeria Unlimited [31], p. 4, を参照）。エクソンモービルとNNPCは2000年に共同で62万バレル/日の原油を生産し、エクソンモービル（典拠資料には権益は41%とある）は保有権益とほぼ同じ41%（25万3,000バレル/日）を得た（Exxon Mobil [4], 2000 FOR, pp. 40, 50）。なお、ナイジェリアでのモービルの活動については、本節前注(2)も参照せよ。
- (11) 可採埋蔵量は、95年発見の油・ガス田（Zafiro field）、およびその後周辺で発見された油・ガス田を含め、1998、99年頃であるが原油は3、4億バレルと推定される（Mobil [30], 1998 FB, p. 33; U. S. Department of Energy [51], EIA 1999, p. 65; Mobil [32], 頁なし、による）。これら油・ガス田は、水深約120メートルの浅海域から800メートルを超える大水深海域に所在したと考えられる。エクソンモービル以外の権益保有者は、2003年時点ではデヴン・エナジー社（Devon Energy Corporation, 23.75%）、赤道ギニア政府（5%）、である（以上は、Exxon Mobil [4], 2004 FOR, p. 47, 2005 FOR, p. 48; Exxon Mobil [8], NR, July 30, 2003; PE [69], July 2002, p. 14, October 2003, p. 24, による）。
- (12) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, pp. 40, 42; Exxon Mobil [8], NR, December 13, 1999; Mobil [30], 1998 FB, p. 23; RDS [37], FOI 1997-2001, p. 32; BP [15], FOI 1998-2002, p. 42; Total [48], FB 2004, p. 28; Chevron [22], 2003 SAR, p. 34, による。但し、ナイジェリアでは国営企業（NNPC）は、この当時同国で行われている原油生産事業（陸域・浅海域）の多くに少なくとも55%ないし60%の権益を保持しており、NNPCが国内最大の原油生産企業（原油獲得企業）であることは疑いないと思われる（PE [69], June 2001, p. 6; BP [19], June 2002, p. 6, による）。2000年についてであるが、NNPCの原油生産量は131万2,000バレル/日である（PIW [70], December 17, 2001, Special Supplement Page 3）。これがすべてナイジェリア国内で得られたかどうかは不明であるが、エクソンモービル社（純生産で25万3,000バレル/日—前注(10)参照）などを圧倒することは明白であろう。
- (13) 以上については、Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 46; OE [67], June 2002, p. 13; Exxon Mobil [8], NR, April 3, 2001, June 25, 2002, July 31, 2003, による。
- (14) この時点で第15鉱区（水深1,000~1,300メートルの海域）には原油と天然ガスで45億バレル（天然ガスは石油換算）の可採埋蔵量が存在したが、ここでの100億ドルはそのうちKizomba A, B, Cと呼ばれた3つの油・ガス田（可採埋蔵量は原油25億バレル。天然ガスは不明）の事業費用のみである（Exxon Mobil [8], NR, August 11, 2004; Exxon Mobil [4], 2002 FOR, p. 43, 2003 FOR, p. 40, による）。
- (15) 陸封国家であるチャドでの生産は、隣国のカメルーンを通過して輸出基地（海上に設営）に至るパイプラインの敷設（650マイル）が前提であった。生産開始時点での他の権益保有企業は、マレーシアの国営石油企業ペトロナス（Petronas, 35%）、シェヴロン（25%）である（以上は、Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 44; Exxon Mobil [11], p. 3; Exxon Mobil [8], NR, April 3, 2000, April 18, 2002, July 28, 2003; PE [69], July 2001, p. 4, September 2003, pp. 37, 38, による）。
- (16) この生産量の統計の出典は、25%の権益を持つシェヴロンの株主向け報告書である。同社はこのうち3万4,000バレル/日（全対比21.9%）を取得した、とある（Chevron [22], 2006 SAR, p. 20）。エクソンモービル（40%）は自社の獲得量を公表していないが、ここでのシェヴロンの数値から推測して、5万4,000バレル/日を得た可能性がある。
- (17) パイプラインの敷設費が含まれると考えられる（Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 44, による）。
- (18) 以上は、Exxon Mobil [4], 2006 FOR, pp. 46-

49; Exxon Mobil [7], Vol. 88, No. 1, 2006, pp. 3, 5, による。

FPSO 装置が受け入れる原油は、海底仕上げ坑井から運ばれる場合と、原油の処理機能などを持たないプラットフォームから運ばれる2通りがあるようである。後者の場合は、近隣などに設置されたプラットフォームのデッキに設けられた坑口装置（クリスマスツリーなど—第2節注(38)を参照）から海底パイプライン、ライザーを通じてFPSOへ原油が運ばれる。後述するナイジェリアのヨーホー油・ガス田（Yoho field）で用いられたFPSOは後者のケースと考えられる。FPSO装置の技術面の説明については、岡田[91]を参照せよ。

- (19) Exxon Mobil [8], NR, September 19, 2002, による。
- (20) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 42; OGJ [68], January 18, 1999, pp. 34, 35, による。
- (21) Exxon Mobil [8], NR, August 29, 2002, September 19, 2002, February 20, 2003; Exxon Mobil [4], 2002 FOR, p. 45, 2003 FOR, p. 42; Exxon Mobil [7], Vol. 88, No. 1, 2006, p. 5, による。なお、これらの資料によれば、前注(18)にあるように、生産井の坑口装置を設けたプラットフォームは用いられていると考えられる。
- (22) Exxon Mobil [8], NR, December 4, 2003, August 11, 2004; Exxon Mobil [4], 2002 FOR, p. 43, 2003 FOR, p. 40, による。
- (23) 2002年末時点のヨーホー油・ガス田では6本の坑井をライザーでFPSOに接続し、原油を10万バレル/日以上を生産した（以上については、Exxon Mobil [4], 2002 FOR, p. 44, 2003 FOR, p. 43, 2004 FOR, p. 46, 2005 FOR, p. 35, による）。
- (24) このプラットフォームは、むろん生産施設としての本来の機能（原油・ガス・水の分離・処理機能、など）を持つ（Exxon Mobil [7], Vol. 88, No. 1, 2006, pp. 3-5, による）。前注(18), (21)も参照。
- (25) なお、FPSO装置に代えてプラットフォームが導入された後、生産された原油は、新たに近傍に配置された浮遊式貯油出荷システム（Floating Storage and Offloading system: FSO）に移された。これがその後シャトル・タンカーに原油を引き渡すのである（以上は、Exxon Mobil [8], NR, February 20, 2003; Exxon Mobil [7], Vol. 88, No. 1, 2006, pp. 3-5, による）。
- (26) 以上については、Exxon Mobil [4], 2000 FOR, pp. 41, 42, 2003 FOR, pp. 40-43; Chevron [23],

PR, February 5, 1996; Total [48], FB 2001, pp. 19, 35, による。

- (27) かように、西アフリカの海域では原油生産においてFPSO装置は大きな役割を果たしたと考えられるが、先に第2節で検討したアメリカのメキシコ湾においては、大水深海域のみならず浅海域（大陸棚）においても、今日までエクソンモービル社はFPSOを用いることはなかった。もっとも、これは他のすべての石油企業にも言えることである。そこで、FPSOの活用に関する補足として、また第2節の検討への追加として以下を付記することとしたい。

アメリカのメキシコ湾でFPSO装置が用いられることがなかった理由のひとつは、アメリカ連邦政府が、2001年末までFPSO装置の使用を禁止したことにある。それは、FPSOを使用することから生ずる海洋汚染（タンカーの利用に伴う原油の流出、など）への懸念によるものと言われている（PE [69], June 2000, p. 67; U. S. MMS [54], 各頁, を参照せよ）。だが、禁止が解かれた今日においてもなおFPSOは用いられることがなかった。その理由として少なくとも以下の2点が考慮されるべきであろう。

第1は、すでに第2節で述べたように、浅海域あるいは大水深海域にすでに所在した海洋パイプライン網（他社所有を含む）がしばしば利用可能だったことである。新規の油・ガス田から比較的短距離のパイプラインを敷設することで、これらと連結させ、陸域への輸送を実現できたのである。FPSO方式のような原油の貯蔵機能、シャトル・タンカーの手配などは必要なかったのである。第2に、FPSOは原油とともに産出される天然ガスの出荷にとって有効性を欠いたことである。西アフリカと異なり、メキシコ湾では天然ガスの生産は、量の点では原油を凌ぐ規模を有しており（メキシコ湾全体〔浅海域を含む〕で2005年に原油は127万6,700バレル/日、天然ガスは石油換算で143万4,700バレル/日—U. S. MMS [58], p. 58, による）、その輸送にはパイプラインが必要だったからである（以上については、PE [69], June 2002, pp. 10, 11, を参照せよ）。

もっとも、2006年末にアメリカ連邦政府（内務省）は、ブラジルの国策石油企業ペトロbras（Petrobras）の子会社にメキシコ湾でのFPSOの使用を認可した。2009年に原油の生産が開始されるようであり、これがメキシコ湾での最初の事例となるといわれている（U. S. MMS [58], pp. 1, 29, 30; PE [69], June 2007, p. 28, による）。

- (28) Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 56.
- (29) Exxon [2], 1998 FOR, p. 37; Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p. 49, 2006 FOR, p. 49, による。
- (30) 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 の各年におけるアンゴラでのエクソンモービル社の取得量は, 3万5,000, 4万3,000, 9万5,000, 18万1,000, 19万3,000 バレル/日, である (Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 56)。
- (31) なお, 赤道ギニアに所在した同社の油・ガス田 (旧モービル社から継承) は, 浅海域から大水深海域にまたがると考えられるが (本節前注(11)参照), 2004年 (13万6,000 バレル/日) を最高として, 生産量は以後漸減する (Exxon Mobil [4], 2006 FOR, p. 56, 2007 FOR, p. 60)。
- ところで, 西アフリカでエクソンモービル社が獲得した原油は, 前掲第1表から明らかのように, 2003年頃からやや大きく伸長する。その際, 検討されるべきは, これらの原油を同社が何処へ輸出, ないし供給したか, である。だが, 現時点ではこの点については私には不明である。原油生産拠点としての西アフリカが同社の世界全体での市場戦略において如何なる位置を占めたかは, 今後の検討課題とせざるをえない。もっとも, 参考までに, 石油業界全体 (国営企業を含む) による西アフリカ全域からの原油 (製品を一部含む可能性もある) の輸出動向を見ると, 2006年では, 最大の仕向け地・国はアメリカ (191万7,000 バレル/日) であり, ついでアジア (169万バレル/日, うち中国が74万2,000 バレル/日, 日本は7万5,000 バレル/日), ヨーロッパ (79万8,000 バレル/日), などである。(BP [20], HP: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2007.xls, による)。
- (32) RDS [37], FOI 2002-2006, p. 48. 本節前注(2)も参照。
- (33) 1984年に旧カリフォルニア・スタンダード石油 (Standard Oil Company of California, 現シェヴロン) に買収されたガルフ石油 (Gulf Oil Corporation) の子会社 (Cabinda Gulf Oil Company Limited) は, 1994年時点, アンゴラですでに40年間の活動史 (探鉱, 開発, 生産など) を有し, 1984年にアンゴラの飛び地領土のカビンダ (Cabinda) 沖の浅海域に属する油田で他社と共同で16万5,000 バレル/日を生産した (同子会社の権益は39.2%と考えられる)。以上は, Chevron [23], PR, December 8, 1994, December 27, 1994; PE [69], November 1985, p. 398 (日本語版 1985年11月号, 459頁), June 1999, p. 60, January 2000, sponsored statement (頁なし), による。
- (34) Chevron [22], 2000 SAR, p. 28, による。なお, シェヴロンは, ナイジェリアにおいても1961年以降の長い操業経験を有した。1994年時点で同社は, ナイジェリアに3つの子会社を持つが, そのうちの1社は国営企業 (NNPC) との共同で同年, 原油を36万バレル/日以上生産した (但し, シェヴロンの権益は40%)。以上は, Chevron [23], PR, November 15, 1994, による。
- (35) Chevron [22], 2006 SAR, pp. 42, 43.
- (36) BP [15], FOI 2002-2006, pp. 35, 37, 59, 60; BP [16], PR, 27 May 1999, 20 March 2001, による。
- なお, 同社は, ナイジェリアへの早期進出企業の一社であったが, 1979年に現地政府によって国有化された。その後, 1990年代初頭に同国へ再進出を模索したようであるが, BP社の営業報告書などを見る限りでは, 現時点では油・ガス田の探鉱, 開発等の活動地域にナイジェリアは含まれていない (以上については, BP [14]; BP [15]の各号; PE [69], October 1985, p. 357 [日本語版 1985年10月号, 413-414頁], June 1991, p. 24 [日本語版 1991年6月号, 220頁], による)。
- (37) Total [48], FB 2000-2006, pp. 36, 37, による。
- トタル (同社に合体される旧エルフ社 [Elf Aquitaine S. A.], 旧ペトロフィナ社 [Petrofina S. A.] を含む。前掲第1図を参照) は, アンゴラでは1953年から, ナイジェリアでは1962年から現地で油・ガス田の探鉱, 開発などに従事しており, 同社もまた西アフリカにおける早期進出企業の一社であった。旧エルフ社の場合, カメルーンとコンゴに大規模な権益をもち1984年には24万5,000 バレル/日の原油を生産したのである (但し, 旧エルフの権益比率は不明)。以上は, Total [50], 2006, pp. 21-24; PE [69], November 1985, p. 398 (日本語版 1985年11月号, 459頁), による。
- (38) エクソンモービル社が, 原油などの生産量で西アフリカの最大企業となったのは前年の05年であった。同社が西アフリカで初めて原油を得た1999年から5年後の2004年まではトタル (旧ペトロフィナ, 旧エルフの生産量を含む) が一貫して最大の生産規模を誇った (2004年のトタルの生産量は, 原油58万9,000 バレル/日, 天然ガ

スは石油換算で4万6,700バレル/日であった一Total〔48〕, FB 2000-2006, pp. 36-37。同年のエクソンモービルの原油生産量は前掲第1表を参照)。RD シェル, BP, シェヴロン, トタルの1999-2006年の営業報告書などの各種の公表資料も参照。

- (39) BP〔19〕, June 2007, p. 22.
 (40) BP〔19〕, June 2007, p. 22, による。1990年代末近くにおいてもナイジェリアで生産された天然ガスの65%は井戸元で焼却されたのであった(U.S. Department of Energy〔51〕, EIA 1999, pp. 63, 64, による)。業界全体として西アフリカでの天然ガス生産が低位であった理由は、基本的には販路の不足に由来したといえよう。
 (41) もっとも、同社はすでに1999年頃からナイジェリアで、2004年頃にはアンゴラでも天然ガス資源の開発(LNG生産など)を構想しているようである。しかし、2007年末時点ではいずれも事業化には至っていないと考えられる(Exxon Mobil〔4〕, 1999 FOR, p. 41, 2005 FOR, pp. 48, 49, 2006 FOR, pp. 46-49, 57, 2007 FOR, pp. 39, 50-53, による)。

V おわりに

(1) 活動の到達点

全体を総括する前に、エクソンモービル社による活動の到達点を2006年時点の統計で手短かに確認する。

前掲の第1表によれば、同年の原油生産量全体は268万1,000バレル/日で、最大の生産拠点は既述のように西アフリカ(78万1,000バレル/日, 29.1%)であり、ついでヨーロッパ(19.4%)、アメリカ(15.4%)、中東(12.7%)、などである。アメリカ国内での生産に占めるメキシコ湾の大水深海域(但し、300メートル以深)の原油の生産規模は、2006年については不明であるが、2002年末(8万バレル/日程度-第2節(3)参照)に比べ大きく伸長したとは考えられない。旧ソ連邦については12万7,000バレル/日(全体比4.7%)に留まる。2006年時点においてメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国での達成は西アフリカとの対比では低位であった。

原油の確認埋蔵量(純確認埋蔵量を指す。以下同じ)についてみると(第7表を参照)、2006年末のエクソンモービル社の保有量は世界全体で115億6,800万バレルであり、アジア・太平洋・中東(同表では「アジア・太平洋」。脚注(2)を参照)が最大で23.9%、以下、西アフリカ(19.6%)、アメリカ(18.8%)、旧ソ連邦(15.3%)、などである。アメリカのメキシコ湾の大水深海域についての数量はここでも不明であるが、西アフリカ、旧ソ連邦では、1990年代初頭においては、チャドなどを別とすれば、同社の埋蔵量は事実上皆無であったが、この時点で両者は全体の35%を占めるに至ったのである。これら新規の地域・海域での活動は、エクソンモービル社による今後の原油生産を支える基盤のひとつを形成したと見てよいであろう。

次に、天然ガスの場合(前掲第2表参照)、2006年の生産量(93億3,400万立方フィート/日〔石油換算で155万6,000バレル/日〕)のうち最大拠点はヨーロッパ(43.8%)、ついでアメリカ(17.4%)、中東(14.5%)、アジア・太平洋(13.3%)、などである。メキシコ湾の大水深海域にはある程度の生産実績は存在するが(但し、2002年末時点で4億6,000万立方フィート/日程度〔石油換算で7万7,000バレル/日程度〕-第2節(3)参照)、西アフリカ、旧ソ連邦にはいまだ見るべき成果はない。確認埋蔵量(第8表参照)は、2006年末に67兆5,600億立方フィート(石油換算で112億6,000万バレル)で、最大はアジア・太平洋・中東(同表では「アジア・太平洋」。脚注(2)を参照)の47.2%、ついでヨーロッパ(27.9%)、アメリカ(15.1%)、などである。旧ソ連邦は3.1%、西アフリカは1%程度である。統計が不明のメキシコ湾の大水深海域を別として、西アフリカ、旧ソ連邦の両地域・海域は、現時点の埋蔵規模から判断すれば、原油の場合とは異なり、少なくとも短・中期においてエクソンモービル社の天然ガス事業において重要な地位を占める可能性は低いと言うべきであろう⁽¹⁾。

ところで、世界の主要な原油および天然ガスの生産企業の中で、エクソンモービル社は如何なる

第7表 エクソンモービル社の国・地域別原油確認埋蔵量¹⁾, 1990, 1995, 2000, 2006年

(単位: 100万バレル, 年末時点)

	アメリカ		カナダ		ヨーロッパ		アジア・太平洋 ²⁾		アフリカ ³⁾		旧ソ連邦		その他 ⁴⁾		合計 ⁵⁾	
	%		%		%		%		%		%		%		%	
1990	2,437	34.1	1,447	20.2	1,499	21.0	819	11.5	—	—	—	—	129	1.8	7,150	100.0
1995	2,317	34.7	1,573	23.6	1,528	22.9	748	11.2	—	—	n.a.	n.a.	504	7.6	6,670	100.0
2000	3,480	28.6	1,940	15.9	1,591	13.1	690	5.7	2,384	19.6	n.a.	n.a.	2,086	17.1	12,171	100.0
2006	2,177	18.8	1,552	13.4	750	6.5	2,765	23.9	2,266	19.6	1,766	15.3	433	3.7	11,568	100.0

(注1) 1990, 95年はエクソン社。2000, 2006年はエクソンモービル社。純確認埋蔵量 (net proved reserves) を指す。総確認埋蔵量 (gross proved reserves) から利権料などに相当する部分を差し引いた量 (現地の企業が同社の完全所有ないし過半数所有の場合は現地企業の保有する確認埋蔵量の全体, 半数及びそれ以下の所有権の場合は, 所有権比率に相当する部分のみを算入)。天然ガス液 (natural gas liquids), タール・サンド (tar sand) を含む。

2) 2006年には中東を含む。それ以前の年次においては, 中東はその他に含まれる。

3) 西アフリカ。

4) ラテン・アメリカ, 旧ソ連 (2006年は含まれず), 中東 (2006年は含まれず) など。

5) 1990年は, 各国・地域で半数および少数所有権の関連会社から得られた所有権相当部分, タール・サンドは, 左の欄の国・地域に含まれず (合計の数値には含まれる)。なお, 2006年の場合, 上記のアメリカなど各国・地域の確認埋蔵量の合計は11,709百万バレルであるが, 掲載数値 (11,568百万バレル) はそれより141百万バレル少ない。これは, エクソンモービル社が2004年以降, 年末の合計埋蔵量に一定の修正を加えたことによる。修正の理由など詳細は, Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.59, Exxon Mobil [8], NR, February 18, 2005, を参照せよ。本表に記載した2006年の各国・地域の埋蔵量の比率は, 11,709百万バレルではなく修正後の11,568百万バレルを分母として算出された。その結果, 本表に記載した各国・地域の比率の合計は100%をわずかに超える (101.2%)。

(出典) 1990年はExxon [2], 1993 FOR, p.39, 1995年は, 1998 FOR, p.43, 2000年は, Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.57, 2006年は, 2006 FOR, p.59, より。

第8表 エクソンモービル社の国・地域別天然ガス確認埋蔵量¹⁾, 1990, 1995, 2000, 2006年

(単位: 10億立方フィート, 年末時点)

	アメリカ		カナダ		ヨーロッパ		アジア・太平洋 ²⁾		アフリカ ³⁾		旧ソ連邦		その他 ⁴⁾		合計 ⁵⁾	
	%		%		%		%		%		%		%		%	
1990	9,542	22.2	3,828	8.9	6,562	15.3	4,851	11.3	n.a.	n.a.	—	—	141	0.3	42,899	100.0
1995	9,947	23.7	2,118	5.0	24,105	57.3	5,764	13.7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	102	0.2	42,036	100.0
2000	13,296	23.8	3,516	6.3	26,017	46.6	8,546	15.3	375	0.7	n.a.	n.a.	4,116	7.4	55,866	100.0
2006	10,231	15.1	1,485	2.2	18,847	27.9	31,878	47.2	986	1.5	2,103	3.1	467	0.7	67,560	100.0

(注1) 1990, 95年はエクソン社。2000, 2006年はエクソンモービル社。純確認埋蔵量 (net proved reserves) を指す。総確認埋蔵量 (gross proved reserves) から利権料などに相当する部分を差し引いた量 (現地企業が同社の完全所有ないし過半数所有の場合は, 現地企業が保有する確認埋蔵量の全体, 半数及びそれ以下の所有権の場合は, 所有権比率に相当する部分のみを算入)。

2) 2006年のみ中東を含む。その他の年次では中東は, その他に含まれる。

3) 西アフリカ。

4) ラテン・アメリカ, 旧ソ連邦 (2006年を除く), 中東 (2006年を除く) など。

5) 石油換算では, 1990年は71億5,000万バレル, 95年は70億600万バレル, 2000年は93億1,100万バレル, 2006年は112億6,000万バレル。1990年は, 各国・地域で半数および少数所有の関連会社から得られた所有権相当部分は左の欄の国・地域に含まれず (合計の数値には含まれる)。1990年の合計のうち41.9%は, 半数および少数所有の関連会社から (その大半はヨーロッパと考えられる)。

なお, 2006年については第7表の原油と同様に, エクソンモービル社による修正が加えられている。そのため, 上記のアメリカなど各国・地域の確認埋蔵量の合計は65,997十億立方フィートであるが, 掲載数値 (67,560十億立方フィート) は, それより1,563十億立方フィート多い。本表に記載した2006年の各国・地域の埋蔵量の比率は, 65,997十億立方フィートではなく修正後の67,560十億立方フィートを分母として算出された。その結果, 各国・地域の比率の合計は100%をやや下回る (97.7%)。この修正の理由など詳細は, やはり, Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.59, Exxon Mobil [8], NR, February 18, 2005, を参照せよ。

(出典) 1990年はExxon [2], 1993 FOR, p.39, 1995年は, 1998 FOR, p.43, 2000年は, Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.57, 2006年は, 2006 FOR, p.59, より。以上に加え, Exxon [2], 1995 FOR, p.43, を参照。

地点に立つのであろうか。まず原油については前掲第3表を見ることとしたい。2006年における最大企業は、同年の世界全体での生産量（8,166万3,000バレル/日）の12.83%を占めたサウジ・アラムコ（国営）である。これに国営イラン石油（5.32%）、メキシコ石油（国営、4.47%）、中国石油天然気集団公司（国営、3.31%）が続き、エクソンモービル社は第5位（3.28%）であった。1990年（第7位。但し、エクソンのみ）に比べエクソンモービルはその順位と比率を高めたのである。同社は、サウジ・アラムコにはむろん及ばないが、他の国営企業との較差は以前ほどではなく、その懸隔を多少埋めたといえよう。

続いて、天然ガスについて前掲第4表を見ると、世界全体の生産量は2,772億立方フィート/日（石油換算4,620万バレル/日）であるが、最大企業はロシアの国策会社ガスプロム（Gazprom, 19.40%）であり、これが他社を圧倒する。第2位は国営イラン石油（3.66%）であり、これにエクソンモービル社が第3位（3.37%）で続く。ガスプロムとの懸隔は著しいが、2006年時点でもエクソンモービル社は世界の天然ガス業界における上位企業に位置したと言えよう。

なお、国際石油企業群に限定してであるが、2006年末の原油と天然ガスの合計確認埋蔵量（石油換算）では、エクソンモービル社は228億バレルで最大であり、以下BP（174億バレル）、シェヴロン（116億バレル）、RDシェル（116億バレル）、トタル（107億バレル）の順であった⁽²⁾。

(2) 総括

本稿は、国際石油企業エクソンモービル社の原油と天然ガスの生産事業の全体像を解明する作業の一部として、1990年代初頭頃から同社にとって新たな活動地域・海域として組み込まれたアメリカのメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国、西アフリカ諸国（特に大水深海域）における活動を2006年末までを対象として考察した。以下では、これら地域・海域における活動の要点をとりまとめることとしたい。

第1は、エクソンモービル社にとって、本稿が

対象とした地域・海域での活動は、自然条件、あるいはそれまで未踏であったことから来る多くの課題や困難に直面した。とりわけ、アメリカのメキシコ湾と西アフリカの2つの大水深海域においては、探鉱・開発などを可能にする技術の高度化と操業方法の工夫や改善、事業の採算性の確保が求められたのである。エクソンモービル社は、三次元地震探鉱法による油・ガス田の発見率の向上とこれに伴う試掘井の削減、複数の油・ガス田での海洋プラットフォームの共用、浅海域（大陸棚）、陸域などに所在するパイプライン等の既存設備の活用、FPSO装置（浮遊式生産貯油出荷システム）の導入による生産開始の早期化と初期投資の節約、などを追求しこれらの課題に応えたのである。

第2に、旧ソ連邦では、2006年までエクソンモービル社が獲得した原油と天然ガスのすべては、同社（エクソン社）の進出以前に発見された油・ガス田の開発から得られた。メキシコ湾および西アフリカとは異なる展開である。これは、一面では、旧ソ連邦の各国政府が、主として、国営企業などの技術・資金では開発困難な鉱区（油・ガス田）に外国企業の進出を誘導・認可したことによるものであろう。だが、他方で、原油と天然ガスを獲得する上で、投資の危険性の高い未発見鉱区での探鉱作業（試掘など）が不可欠ではなかったことは、90年代初頭ないし前半のエクソン社にとって現地進出を容易ならしめる要因だったと思われる。社会主義国家体制からの転換が始まったばかりであり、外国企業にとっての投資環境の未整備など、いわゆるカントリー・リスクが高いと見られた旧ソ連邦において投資の回収の確実性を図る上で、既発見油・ガス田の開発は、同社にとっても望まれる面を有していたと言えよう。カスピ海とその周辺諸国についてみる限りは、この点では着実な進展（投資の回収）があったと考えられる。

第3に、エクソンモービル社（エクソン社）にとってモービル社を買収したことが、これら新規進出の地域・海域、特に旧ソ連邦と西アフリカでの活動を強化ないし飛躍させる契機となった。後者の西アフリカにおける原油の最初の獲得、およ

びその後の生産増は、モービル社の権益の継承、およびこれに続く投資活動によるものである。西アフリカへの進出においてエクソン社は、国際石油企業群の中では後発に属したと考えられるが、モービルの買収に伴い、一挙に有力企業に転じたのである。旧ソ連邦においても、テンギスに対するモービルの権益を継承し、また、いまだ生産はなされていないが北カスピ海沖合鉱区（カシャガン油・ガス田など）を拠点のひとつに組み込むことで、他の国際石油企業に対する劣勢をある程度克服することが出来たのである。

第4に、エクソンモービル社は、2006年の時点では世界全体での原油、天然ガスの生産量、確認埋蔵量（原油・天然ガス）で見る限り国際石油企業の中で最大企業の地位を保持した。だが、国際石油企業群の新たな進出対象、活動拠点となった如上の3つの地域・海域を全体としてみれば、この時期までに原油と天然ガスの生産事業において他社に対する優位を形成したと見ることはできないであろう。エクソン社がこれら地域・海域への進出において他社に先行、あるいは業界を牽引する企業であったとは言いがたく、大水深海域などで用いた技術、操業方法についてもその開発、導入において他社に対する先駆性、あるいは優位性を有したかどうかは疑問である。

最後に、2006年時点においてこれまでの活動をあらためて振り返ると、メキシコ湾の大水深海域では90年代末近くになってエクソンモービル社（エクソン社）の原油と天然ガスの生産量は伸長し始めたが、2002、3年頃には早くも停滞状況を呈したようである。西ヨーロッパ市場への新規の生産拠点として期待がかかり90年代後半に原油を獲得し始めたカスピ海域など旧ソ連邦でも、今後比較的短期間のうちに生産量を大きく伸ばすことは難しいように思われる。これらに対して、西アフリカにおいては原油についてであるが、顕著な生産増を見た。

これら地域・海域における生産の進捗を規定づけた諸要因について、本稿の検討はなお未解明の部分が多く残している。それは、ひとつに、各地域・海域における個別の事情（事業の制約要因、

促進要因）、つまり旧ソ連邦（カザフスタン）の場合では、今世紀に入ってから現地政府と対立し事業の遅延が惹起された、などがそうした例であろうが、この点についての検討が不十分であることによるものである。だが、いまひとつとして、これら地域・海域に対するエクソンモービル社の生産戦略の検討、とりわけ1990年代末頃から今日までの戦略の変遷に関する考察が基本的に欠けていることである。この期間、世界市場においては周知のように、原油価格がそれまでの長期にわたる低迷から上昇に転じ、2004年頃からは顕著な高騰状況を呈した、地球温暖化への対策として、同一熱量の産出にあたり二酸化炭素の排出量が石油に比べ3/4程度の天然ガスに対して一層の期待が高まった、などのいくつかの重要な展開が見られた。こうした状況下、エクソンモービル社の世界全体での原油と天然ガスの生産戦略が、それ以前と連続、あるいは基本的に不変であったとは言えないように思われる。本稿が対象とした3つの地域・海域の戦略的な位置づけも、この時代に照応する変化があったと考えられるのである。現時点における生産の進捗状況あるいは到達点を、各拠点の個別事情に加えてかかる世界全体での生産戦略の変化、再構築を踏まえて解明することが今後の課題となるであろう。

《注》

- (1) ところで、以上の統計から直ちに注目される重要な1点は、中東地域が原油と天然ガスの生産においてアメリカに次ぐ位置にあり、確認埋蔵量では、アジア・太平洋地域・海域と合体した数値ではあるが、やはり主要拠点の一角に位置したと考えられることである。また、2006年におけるエクソンモービル社の今後の計画では、2011年には中東での原油と天然ガスの生産量（石油換算）は、これもアジア・太平洋地域・海域と合体した数値であるが、150万バレル/日強を予定しており、西アフリカの80万バレル/日強を大きく超える（Exxon Mobil [4], 2006 FOR, pp. 46, 50）。とすれば、今後、中東地域が、エクソンモービル社の原油と天然ガスの生産においてその比重を高めることは明らかと思われる。

にもかかわらず本稿において、中東地域を検討

対象からはずしたのは、第1に、中東地域はかつてエクソン社の主要な海外生産拠点であり、本稿が対象とした旧ソ連邦諸国、西アフリカの大水深海域などと異なり、1990年代初頭頃から始まる新たな活動地域ではないことである。第2に、モービル社を買収する以前になされた90年代のエクソン社による中東での活動は、イエメンでの油田の探鉱（90年に油田の発見）、クウェートでの国営企業（クウェート石油）との油田評価などに関する技術協力（1996年以降）、カタールでの天然ガス事業（天然ガスから液体燃料を生産する。gas-to-liquid project：GTL）についての現地政府との協議（1997年以降）、などであり、あえて一項を設けて論ずるに足るものではなかったことである。中東地域での原油、天然ガス事業の進展、あるいは躍進は、モービル社を買収し、その権益を継承して以降のことであった（以上については、Exxon [1], 1985 AR, pp. 5, 6, 1990 AR, p. 12; Exxon [2], 1991 FOR, pp. 20, 26, 1996 FOR, p. 31, 1997 FOR, p. 37, 1998 FOR, pp. 39-41; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, pp. 47-49; Mobil [30], 1998 FB, pp. 23, 34, 50, 51, による）。最近年における中東地域でのエクソンモービル社による活動については、他日別稿にて検討することとしたい。

なお、さらに1点を付記すると、アジア・太平洋地域・海域もまた本稿では検討対象から外した。これは、主として、同地域（オーストラリア、マレーシアのそれぞれの沖合、インドネシアなど）への進出は1990年代よりかなり以前にさかのぼることによる（例えば、オーストラリアでは1960年代前半に油田の探索を開始し69年に生産を実現した—伊藤 [80], 100頁注 [42]; SONJ [5], 1966 AR, p. 18; Exxon [1], 1974 AR [頁不明], による）。さらに、アジア・太平洋地域・海域は、エクソンモービル社の今後の計画では、中東とは対照的に原油と天然ガスの合計生産規模（石油換算）は、2010年には、2004年の45万バレル前後から37, 8万バレル前後に漸減するようである（以上は、Exxon Mobil [4], 2004 FOR, pp. 48, 54, による）。

- (2) BP [15], FOI 2002-2006, pp. 53, 58; RDS [37], FOI 2002-2006, pp. 38, 42; Chevron [22], 2006 SAR, p. 40; Total [48], FB 2000-2006, pp. 38, 40; Total [47], 2006 AR, p. 4, による。なお、RDシェルの数値には少数所有権者に帰属する部分を含む。また、BP, RD シェル, トタルの天然ガス生産量の石油換算は、これまでもそうであるが、第1節注(7)に記したように、6,000立方フィート=1

バレルで換算した（それ故、営業報告書などに掲載された数値と同じではない）。

なお、国営企業あるいは国策企業との対比では、原油の場合、2006年末時点でエクソンモービルの確認埋蔵量が115億6,800万バレルであったのに対し、最大企業サウジ・アラムコは2,643億バレル、ついで国営イラン石油は1,375億バレル、イラク国営石油1,150億バレルなどであり、その規模は一桁違っている。天然ガスでは、エクソンモービルの確認埋蔵量67兆5,600億立方フィートに対して、最大がイラン国営石油（992兆9,900億立方フィート）、ついで国営カタール石油（644兆5,700億立方フィート）、ガズプロム（642兆4,600億立方フィート）、などであり、ここでも較差は際立っている（以上は、PIW [70], December 3, 2007, Special Supplement Page 2, による）。

典拠資料・文献

* 以下に掲載したのは、注記などで典拠として挙げた資料・文献である。

- I エクソン社, エクソンモービル社の営業報告書, 財務・事業報告書, 公表資料など
- [1] Exxon Corporation, *Annual Report*. 各年次号。1994年次の報告書（1995年に刊行）については、Exxon [1], 1994 AR, p. 30, のように記載。以下、同様に、営業報告書（年次報告書）、および財務・事業報告書（*Financial & Operating Review*）は対象年次の年数を記載（他社についても同様）。それ以外は特に断らない限り刊行年。
- [2] Exxon Corporation, *Financial and Operating Review*. 各年次号。Exxon [2], 1994 FOR, p. 30, のように記載。但し、1993年より以前は *Financial and Statistical Supplement to the Annual Report, Annual Report Supplement*, などのタイトルであった。しかし、煩雑を避けるために、これらの号についてもExxon [2], 1987 FOR, p. 30, のように記載。
- [3] Exxon Mobil Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Exxon Mobil [3], 1999 AR, p. 30, のように記載。なお、2000年次より *Summary Annual Report* に名称が変更された。しかし、これ以降もExxon Mobil [3], 2006 AR, p. 30, のように記載。
- [4] Exxon Mobil Corporation, *Financial & Operating Review*. 各年次号。Exxon Mobil [4], 2000 FOR, p. 30, のように記載。
- [5] Standard Oil Company (New Jersey),

- Annual Report*. 各年次号。SONJ [5], 1960 AR, p. 30, のように記載。
- [6] Exxon Corporation, *Lamp*. 各号。Exxon [6], Winter 1998-1999, p. 30, のように記載。
- [7] Exxon Mobil Corporation, *Lamp*. 各号。Exxon Mobil [7], Spring 2000, p. 30, あるいは Vol. 87, No. 3, 2005, p. 30, のように記載。
- [8] Exxon Mobil Corporation, *News Releases*. Exxon Mobil [8], NR, September 19, 2002, のように記載。なお、エクソンモービル社のプレスリリースは、以前は *News Releases and Media Statements* などの名称も用いた。ここでも煩を避けるために、すべて Exxon Mobil [8], NR, と記載。
- [9] Standard Oil Company (New Jersey), *Preliminary Prospectus as filed with the Securities and Exchange Commission October 15, 1954*. SONJ [9], p. 30, のように記載。
- [10] Exxon Corporation, *Upstream Business Highlights*. 各号。Exxon [10], UBH, 1990-No. 1 (頁なし), のように記載。
- [11] Exxon Mobil Corporation, *ExxonMobil in Africa*, June 2003. Exxon Mobil [11], p. 30, のように記載。
- [12] Rob Fisher, Vice President-New Business Development, Exxon Mobil Gas Marketing Company, *Gas Marketing & Development Strategy for Asia and Japan*, 1st Sub-Committee on Natural Gas, METI Advisory Committee for Natural Resources & Energy, February 28, 2001. 邦訳『アジア/日本におけるガスマーケティング及び開発戦略』, 総合資源エネルギー調査会・第1回天然ガス小委員会, 2001年2月28日(サハリン石油ガス開発株式会社より受領した小冊子)。Exxon Mobil [12], 各頁による, のように記載。
- [13] エクソンモービル社のウェブサイト(ホームページ: HP)。Exxon Mobil [13], HP: の次にアドレスを掲載し, Exxon Mobil [13], HP: http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/Publications/deepwater/showcase/mn_showcase.html, のように記載。
- II 他の石油企業等の営業報告書, 財務・事業報告書, 公表資料など
- *企業名のアルファベット順に配列。
- [14] BP, p. l. c., *Annual Report and Accounts*. 各年次号。1998年以降, アモコ社などの買収に伴いそのつど社名が変更され, また年によっては報告書の名称も *Annual Report* とされた。だが, 煩雑を避けるために, すべての号について BP [14], 2000 ARA, p. 30, のように記載。
- [15] BP, p. l. c., *Financial and Operating Information*. 各年次号。BP [15], FOI 1990-1994, p. 30, のように記載。これについても社名の変更にかわらずすべての号について BP [15], と記載。
- [16] BP, p. l. c., *Press Releases*. BP [16], PR, 21 July 1998, のように記載。
- [17] BP, p. l. c., *upstream major projects*. 各年次号。BP [17], 6 February 2007, p. 30, のように記載。
- [18] BP, p. l. c., *BP Azerbaijan: Sustainability Report*. 各年次号。BP [18], 2003, p. 30, のように記載(この場合, 刊行年は2004年)。
- [19] BP, p. l. c., *BP Statistical Review of World Energy*. 各年次号。BP [19], June 2003, p. 30, のように記載。
- [20] BP社のウェブサイト(ホームページ: HP)。BP [20], HP: の次にアドレスを掲載し, BP [20], HP: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_azerbaijan_fieldtrip_presentation_slides_sept06_phil_home.pdf, のように記載。
- [21] Chevron Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Chevron [21], 2000 AR, p. 30, のように記載。なお, 2001年のテキサコの買収以降に社名の変更があるが, すべて Chevron [21], として記載。
- [22] Chevron Corporation, *Supplement to the Annual Report*. 各年次号。Chevron [22], 2000 SAR, p. 30, のように記載。ここでも同様に社名変更にもかかわらず Chevron [22], として記載。
- [23] Chevron Corporation, *Press Releases*. Chevron [23], PR, August 29, 2000, のように記載。
- [24] Chevron Corporation, *Kazakhstan Fact Sheet*. 各年次号。Chevron [24], April 2007, p. 30, のように記載。
- [25] Enterprise Products Partners L. P. (エンタープライズ・プロダクツ・パートナーズ社)のウェブサイト(ホームページ: HP)。EPP [25], HP: の次にアドレスを掲載し, EPP [25], HP: http://www.epplp.com/bs_op_ongp.html, のように記載。
- [26] 国際石油開発帝石ホールディングス株式会社, プレスリリース。国際石油開発 [26], 2006年6月6日, のように記載。
- [27] 国際石油開発帝石ホールディングス株式会社のウェブサイト(ホームページ: HP)。国際石油

- 開発 [27], HP : の次にアドレスを掲載し, 国際石油開発 [27], HP : <http://www.inpex.co.jp/business/project/caspian.html>, のように記載。
- [28] 三井物産株式会社, ニュースリリース。三井物産 [28], 2007年4月19日, のように記載。
- [29] Mobil Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Mobil [29], 1994 AR, p. 30, のように記載。
- [30] Mobil Corporation, *Fact Book*. 各年次号。Mobil [30], 1994 FB, p. 30, のように記載。
- [31] Mobil Producing Nigeria Unlimited, *Mobil Facts*. August 1994.
- [32] Mobil Corporation, *New Ventures: Growing into Tomorrow*. 発行年不詳 (但し, 1998年頃と思われる)。
- [33] Royal Dutch Petroleum Company, *Summary Annual Report and Accounts*. 各年次号。Royal Dutch [33], 2004 SARA, p. 30, のように記載。
- [34] Royal Dutch Shell plc, *Form-20F, Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, for the fiscal year ended December 31, 2005*. RDS [34], p. 30, のように記載。
- [35] Royal Dutch Shell plc, *Annual Report and Form 20-F for the year ended December 31, 2007*. RDS [35], p. 30, のように記載。
- [36] Royal Dutch Shell plc, *Annual Review and Summary Financial Statements*. 各年次号。RDS [36], 2006 ARSFS, p. 30, のように記載。
- [37] Royal Dutch Shell plc, *Financial and Operational Information*. 各年次号。RDS [37], FOI 2001-2005, p. 30, のように記載。
- [38] Royal Dutch Shell plc, *News & Media releases*. RDS [38], NMR, 13 September 1999, のように記載。
- [39] Royal Dutch Shell 社のウェブサイト (ホームページ: HP)。RDS [39], HP : の次にアドレスを掲載し, RDS [39], HP : http://www.shell.com/home/Framework?siteId=us-en&FC2=&FC3=/us-en/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production_shared/offshore_shell/operations/auger_0308.html, のように記載。
- [40] Royal Dutch/Shell Group of Companies, *Financial and Operational Information*. 各年次号。RDS [40], FOI 1997-2001, p. 30, のように記載。
- [41] The "Shell" Transport and Trading Company, p. l. c., *Annual Report and Accounts*. 各年次号。Shell [41], 2000 ARA, p. 30, のように記載。
- [42] サハリン石油ガス開発株式会社『SAKHALIN-1 日本への天然ガスパイプライン』(同社発行のパンフレット), 2003年。
- [43] サハリン I プロジェクトのウェブサイト (ホームページ: HP)。サハリン I [43], HP : の次にアドレスを掲載し, サハリン I [43], HP : <http://www.sakhalin1.com/en/project/overview.asp>, のように記載。
- [44] SPG メディア社 (SPG Media Limited) のウェブサイト (ホームページ: hydrocarbons-technology.com)。SPG・HT [44], HP : の次にアドレスを掲載し, SPG・HT [44], HP : http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tengiz_chevr_oil/, のように記載。
- [45] SPG メディア社 (SPG Media Limited) のウェブサイト (ホームページ: offshore-technology.com)。SPG・OT [45], HP : の次にアドレスを掲載し, SPG・OT [45], HP : http://www.offshore-technology.com/project_printable.asp?ProjectID=1953, のように記載。
- [46] Texaco, Inc., *Press Releases*. Texaco [46], PR, August 19, 1997, のように記載。
- [47] Total S. A., *Annual Report*. 各年次号。1999年以降に社名変更があり, 2005年以降は *Annual Report* から *Total in 2005* などへ報告書名の変更もある。しかし, 煩雑を避けるために, すべて Total [47], 2006 AR, p. 30, のように記載。
- [48] Total S. A., *Factbook*. 各年次号。Total [48], FB 2001, p. 30, あるいは FB 2000-2006, p. 30, のように記載。1999年以降に社名変更があるが, すべて Total [48], とする。
- [49] Total S. A., *Form-20F*. 各年次号。Total [49], 2006, p. 30, のように記載。
- [50] Total S. A., *Registration Document*. 各年次号。Total [50], 2006, p. 30, のように記載。

III アメリカ連邦議会の公聴会記録, 連邦政府の報告書など

* 刊行年次の古いものから順に配列。

- [51] U. S. Department of Energy, Energy Information Administration, *Performance Profiles of Major Energy Producers*. 各年次号。U. S. Department of Energy [51], EIA 1998, p. 30, のように記載 (但し, この場合は, 刊行年は 2000年である。対象年次の 2年後に刊行)。
- [52] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, *Deepwater Development Facts*, January 1999. U. S. MMS [52], p. 30, の

- ように記載。
- [53] U. S. Congress, House, Committee on Commerce, *The Exxon-Mobil Merger, Hearings before the Subcommittee on Energy and Power of the Committee on Commerce, House of Representatives*, 106th Congress, first sess., U. S. Government Printing Office, 1999. U. S. House [53], p. 30, のように記載。
- [54] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, *Proposed Use of Floating Production, Storage, and Offloading Systems on the Gulf of Mexico Outer Continental Shelf*, 2001. U. S. MMS [54], p. 30, のように記載。
- [55] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, *Outer Continental Shelf Petroleum Assessment, 2000*, September 2003. U. S. MMS [55], p. 30, のように記載。
- [56] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Regions, *Deepwater Gulf of Mexico 2004: America's Expanding Frontier*, 2004. U. S. MMS [56], p. 30, のように記載。
- [57] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Regions, *Deepwater Gulf of Mexico 2006: America's Expanding Frontier*, 2006. U. S. MMS [57], p. 30, のように記載。
- [58] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Regions, *Deepwater Gulf of Mexico 2007: Interim Report of 2006 Highlights*, 2007. U. S. MMS [58], p. 30, のように記載。
- [59] U. S. Congress, Senate, Committee on Energy and Natural Resources, *Oil and Gas Reserves on the Outer Continental Shelf, Hearing before the Committee on Energy and Natural Resources, United States Senate*, 110th Congress, first sess., U. S. Government Printing Office, 2007. U. S. Senate [59], p. 30, のように記載。
- [60] United States Government Accountability Office, *CRUDE OIL: Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production*, 2007. U. S. GAO [60], p. 30, のように記載。
- [61] American Petroleum Institute, *Basic Petroleum Data Book: Petroleum Industry Statistics*, Vol. XIV, No. 3, September 1994. API [61], Section III, Table 6, 6a, のように記載。
- [62] *The Dallas Morning News*. DMN [62], December 1, 1999, のように記載。
- [63] Energy Intelligence Research, *The International Crude Oil Market Handbook, 2006*, Fifth Edition, December 2005. EIR [63], p. 30, のように記載。
- [64] *Fortune*. Fortune [64], April 16, 2001, p. 30, のように記載。
- [65] 日本石油株式会社編『石油便覧』, 燃料油脂新聞社, 1994年刊。日石 [65], 30頁, のように記載。
- [66] 日石三菱株式会社編『石油便覧』, 燃料油脂新聞社, 2000年刊。日石三菱 [66], 30頁, のように記載。
- [67] *Offshore Engineer*. OE [67], June 2002, p. 30, のように記載。
- [68] *Oil & Gas Journal*. OGJ [68], January 18, 1999, p. 30, のように記載。
- [69] *Petroleum Economist*. PE [69], August 2002, p. 30, のように記載。なお, 日本語版が利用できた場合は, PE [69], December 1991, p. 15 (日本語版 1991年12月号, 450-453頁), のように記載。
- [70] *Petroleum Intelligence Weekly*. PIW [70], December 3, 2007, p. 30, のように記載。
- [71] *Platts Oilgram News*. PON [71], November 15, 2002, p. 30, のように記載 (この業界紙の名称は, かつて最初の単語は Platt's であったが今日は表記の通り)。
- [72] 石油鉱業連盟・発行『石鉱連資源評価スタディ 2002年: 世界の石油・天然ガス等の資源に関する2000年末評価』, 2002年刊。石鉱連 [72], 30頁, のように記載。
- [73] 石油鉱業連盟・発行『石鉱連資源評価スタディ 2007年: 世界の石油・天然ガス等の資源に関する2005年末評価』, 2007年刊。石鉱連 [73], 30頁, のように記載。
- [74] 石油鉱業連盟編集/石油天然ガス・金属鉱物資源機構編集協力『石油・天然ガス開発資料 2004』, 2004年刊。石鉱連 [74], 30頁, のように記載。
- [75] 石油連盟・発行『今日の石油産業 2007』, 2007年刊行。
- [76] *Texas Monthly*. TM [76], February 1996, p. 30, のように記載。

IV 統計書, 業界誌・紙, 業界刊行物, 新聞など

* アルファベット順に配列。

[77] *Wall Street Journal*. WSJ [77], December 1, 1999, のように記載。

V 著書, 論文, 報告書など

*アルファベット順に配列。

[78] 廿日出芳郎「サウジアラビアの石油政策と石油市場」, 『電力中央研究所報告』(調査報告: Y87006), 1988年。

[79] 廿日出芳郎・奥村皓一・松井和夫「国際石油産業の変貌とその影響」, 『電力中央研究所報告』(研究報告: 583014), 1984年。廿日出ほか [79], 30頁, のように記載。

[80] 伊藤 孝「第2次大戦後ニュージャージー・スタンダード石油会社の世界企業活動 — 1960年代末までを対象に — (2)」, 『社会科学論集』, 埼玉大学, 第87号, 1996年。

[81] 伊藤 孝『ニュージャージー・スタンダード石油会社の史的的研究 — 1920年代初頭から60年代末まで』, 北海道大学図書刊行会, 2004年。

[82] 猪間明俊『新編 石油開発の技術』, 幸書房, 1993年。

[83] 川原田抄苗・小森吾一・杉野綾子「ロシアの石油・ガス開発と今後の展望」, IEEJ: 2003年9月, 日本エネルギー経済研究所のウェブサイト(ホームページ: <http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/733.pdf>)。川原田ほか [83], 30頁, のように記載。

[84] 小森吾一・杉野綾子「カザフスタンの石油・ガス開発と今後の展望」, IEEJ: 2003年9月, 日本エネルギー経済研究所のウェブサイト(ホームページ: <http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/735.pdf>)。

[85] Henrietta M. Larson and Kenneth W. Porter, *History of Humble Oil & Refining Company: A Study in Industry Growth*, 1959, reprint, Arno Press, 1976. Larson and Porter [85], p. 30, のように記載。

[86] Henrietta M. Larson, Evelyn H. Knowlton, and Charles S. Popple, *History of Standard Oil Company (New Jersey): New Horizons, 1927-1950*, Harper & Row, Publishers, 1971. Larson and others [86], p. 30, のように記載。

[87] Mehdi Parvizi Amineh, *Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region*, St. Martin's Press, 1999.

[88] 村上隆・編著『サハリン大陸棚石油・ガス開発と環境保全』, 北海道大学図書刊行会, 2003年。

[89] 本村真澄『石油大国ロシアの復活』, アジア経

済研究所, 2005年。

[90] 岡田 陽「海底石油生産装置 — その技術とわが国における利用可能性」, 『Engineering』, エンジニアリング振興協会, No. 93, 2001 November.

[91] 岡田 陽「海洋石油生産システムの大水深海域への展開」, 石油鉱業連盟発行『石油開発時報』, No. 133, 2002年。

[92] Tyler Priest, "The History of Offshore Petroleum in the Gulf of Mexico", Business History Conference, 18, June 2004, Panel 23.

[93] 佐尾邦久「水深2,000 mを超えた生産井—油・ガス田開発の進歩」, 石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油・天然ガスレビュー』, 2006. 9, Vol. 40, No. 5.

[94] 坂口 泉「ロシアおよびカザフスタンの新石油パイプライン — 両国の石油輸出能力について」, 『ロシア東欧貿易調査月報』, 2002年4月号。

[95] 佐藤世章「ロシアの石油・天然ガス埋蔵量の定義について」, 石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油・天然ガスレビュー』, 2005年3月号。

[96] 須藤 繁「英領北海油田開発の最近の動向」, 石油鉱業連盟発行『石油開発時報』, No. 110, 1996年。

[97] 石油天然ガス・金属鉱物資源機構「ノルウェー/ロシア: バレンツ海を巡る動き及びロシアとノルウェーの協力関係」(石油天然ガス・資源情報, 小林氏担当, 2002/11/28)。

[98] 田沢章広「大水深時代の石油探鉱」, 石油鉱業連盟発行『石油開発時報』, No. 135, 2002年。

[99] 植村和志「サウジアラビアにおける米系メジャーズ4社の石油権益についての研究 — 米国・サウジアラビア・4社の相互補完的連携関係の中での石油交渉 —」, エネルギー経済研究所『研究調査報告 84-2』, 1984年。

VI その他

[100] イギリス政府のビジネス・企業・規制改革省 (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform) のウェブサイト(ホームページ: HP)。UK Government [100], HP: の次にアドレスを掲載し, UK Government [100], HP: <http://www.berr.gov.uk/files/file38536.xls>, のように記載。

[101] ノルウェー政府の石油・エネルギー省の英文報告書 (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Facts 2007: the Norwegian Petroleum Sector*, March 2007)。Norwegian Government

[101], p. 30, のように記載。

以上に加え、エクソンモービル本社（アメリカ・テキサス州アーヴィング市〔Irving, Texas〕）、エクソンモービル有限会社（日本の子会社）、国際石油開発帝石ホールディングス株式会社（国際石油開発株式会社、帝国石油株式会社）、サハリン石油ガス開発株式会社、日本オイルエンジニアリング株式会社、石油鉦業連盟での聞き取り、による。もっとも、このうちエクソンモービル本社には、本稿で扱った主題に関するだけでも、2000年4月、2003年3月、2006年9月と3度訪問し資料収集、聞き取り調査を行った。だが、後者の聞き取りにおいては、営業報告書、プレスリリースなどを通じて同社がすでに公表した事実や統計の確認を超えるものが与えられることはなかった（本稿の

第1節注(6)も参照)。この点は、日本の子会社であるエクソンモービル有限会社（2005年3月に訪問）についても、基本的には同じである。

*本稿に掲載した石油企業各社、政府等のウェブサイト（ホームページ：HP）については、いずれも2008年5月末時点において閲覧可能を確認済み。

【付記】

1. 本研究に際して、上記の日本の石油企業等の業界関係者から技術面での教示を含め多大なご支援を頂いた。厚く謝意を表する次第である。
2. 本稿は、日本学術振興会・科学研究費補助金（平成18-20年度 基盤研究〔C〕、課題番号：18530252）による研究成果の一部である。

《Summary》

The Upstream Business of Exxon Mobil Corporation
Carried out in New Areas from the Early 1990s up to Now

ITOH Takashi

The purpose of the article is to clarify the upstream business, namely exploration and production of crude oil and natural gas, executed by Exxon Mobil Corporation in new areas since the early 1990s. The main conclusions are the following:

(1)The company has included three of the toughest areas in its production spheres: the deepwater Gulf of Mexico in the United States, the former Soviet Union, and the deepwater areas of West Africa.

(2)The development and application of leading-edge technologies, such as three dimensional seismic prospecting and subsea completion wells, have enabled the company to discover and to produce oil and gas in both deepwater areas.

(3)In the former Soviet Union, the company has recovered oil and gas which the Union had already discovered before the company started its operation there. The company has succeeded in reducing the investment risk of discovering oil and gas in unexplored fields.

(4)The acquisition of Mobil Corporation finished in the late 1999, known as Exxon Mobil Merger, has helped Exxon Corporation, now Exxon Mobil Corporation, to obtain the dominant position in the West Africa fields and to make itself one of the major foreign oil companies in the former Soviet Union.

Keywords: Exxon Mobil, upstream, production of oil and gas, deepwater, Gulf of Mexico, the former Soviet Union, West Africa