

様式 C-18

研究成果報告書

世界石油産業の現段階

—「スーパー・メジャーズ」の形成とその歴史的意義について—

14530085

平成14年度～平成17年度科学研究費補助金（基盤研究（C））研究成果報告書

埼玉大学図書館



206801590

平成18年5月

研究代表者 伊藤 孝

埼玉大学経済学部教授

<はしがき>

本研究は、国際石油企業相互の大合同をひとつの重要な帰結として惹起せしめた現代石油産業の展開過程、世界石油産業の構造と特質を探ることを目標として、そのための作業の一部を試みた。如上の大合同が如何なる企業環境と競争過程の中で用意されたのか、主要企業が他社との合同あるいは買収を決断するに至った理由・要因とは何か、合同後の石油大企業群の活動には、それ以前との対比において如何なる変化が見られたか、これらの課題の解明に向けた準備作業として位置づけられる。その際、本研究は、検討対象、分析範囲等を大きく限定し、スーパー・メジャーズとして最大企業のエクソンモービル社を対象として、1990年代初頭から2003年末までのアメリカのメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国、西アフリカにおける原油と天然ガスの生産活動を考察した。

<研究組織>

研究代表者：伊藤 孝（埼玉大学経済学部教授）

<交付決定額（配分額）>

（金額単位：円）

	直接経費	間接経費	合計
平成14年度	1,000,000	0	1,000,000
平成15年度	600,000	0	600,000
平成16年度	1,000,000	0	1,000,000
平成17年度	500,000	0	500,000
総計	3,100,000	0	3,100,000

<研究発表>

口頭発表

- (1) Takashi Itoh, "Standard Oil Company (New Jersey) in the U.K. Market from the end of World War II through to the end of the 1960s", Association of Business Historians, Nottingham University, 25, June, 2004
- (2) 伊藤 孝「ニュージャージー・スタンダード石油会社の史的研究」, 経営史学会関東部会, 日本大学経済学部, 2005年7月23日,

世界石油産業の現段階

—「スーパー・メジャーズ」の形成とその歴史的意義について—

伊藤 孝

- I はじめに
- II 1990年代初頭の原油と天然ガスの生産動向
- III アメリカ（メキシコ湾）
- IV 旧ソ連邦
- V 西アフリカ
- VI おわりに

I はじめに

本稿の主題 世紀転換期、特に1998年以降今世紀初頭の数年間に、世界の石油産業界において大規模な企業合同が進行したことは周知の通りである。かつてセヴン・シスターズ (Seven Sisters)、あるいはメジャーズ (Majors) として知られた大企業群は、より少数の巨大企業群へ再編された。新たに出揃った有力企業群に対して、今日、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もまた周知のところである。

第2次大戦後間もなく、アメリカと社会主義諸国を除く世界の石油産業界における大企業支配の体制は、それ以前のビッグ・スリー (ニュージャージー・スタンダード石油 [Standard Oil Company (New Jersey)], ロイヤル・ダッチ=シェル [Royal Dutch/ Shell Group of Companies], ブリティッシュ・ペトロリアム [The British Petroleum Company Ltd. BP]) から7社の国際石油企業 (以上3社に、モービル社 [Mobil Corporation], テキサス社 [Texas Company], カリフォルニア・スタンダード石油 [Standard Oil Company of California], ガルフ石油 [Gulf Oil Corporation] が加わる) の支配体制へ移行した。これら企業の大半はアメリカにおいても上位を占める企業群であり、少なくとも1960年代末までは世界の原油生産、製品販売等において卓越した地位を有した。石炭から石油への主力エネルギー源の転換、いわゆる戦後エネルギー革命を主導する役割を担ったのである。もっとも、70年代に入り、中東、北アフリカ、ラテン・アメリカなどで、自国資源に対する支配権 (資源主権) の確立を目指す産油国政府の攻勢 (「事業参加 (Participation)」, 国有化など) を受け原油と油田の所有権を相次いで失った。世界石油産業界における支配勢力としての存在をこれら国際石油企業群に可能ならしめた基本条件の一つが崩されたのであった。

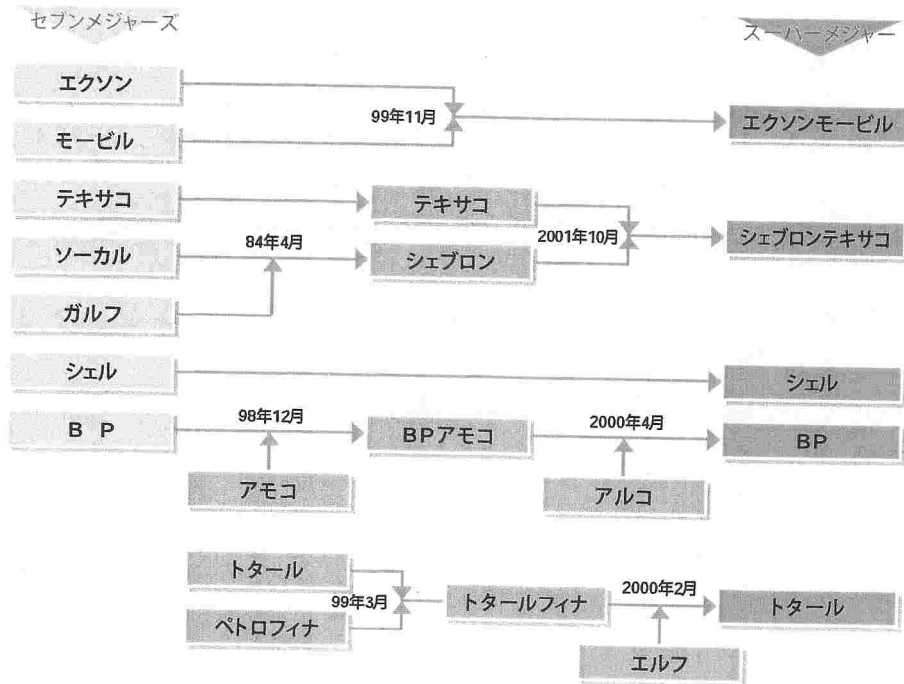
とはいえ、アメリカなど幾つかの主要な生産拠点は引き続き維持され、70年代には新たな生産拠点の獲得あるいは開発・増産も実現され、またエネルギー源としての比重を漸次

高めていた天然ガスの事業の拡張などにより、原油と天然ガスの有力な生産企業としての存在を失ったとは言えない。加えて、従来の製品販売、製品市場においては、各社はその後も多くで国で引き続き有力大企業として活動を続けたのである。

かように、第2次大戦後に出揃ったこれらの大企業群は、1984年にガルフ石油がカリフォルニア・スタンダード石油に買収され6社にその数を減らすなどの変化を見たが、1990年代末近くまでそれぞれ世界の石油産業界を主導する一翼を担い続けたのであった。しかし、このたびの大合同は、これら企業相互の合体をその重要な構成部分としたことが特徴であり、これまで石油業界でしばしば見られ、また時にはこれら企業が行った下位企業の買収などとはその規模においては言うまでもなく、石油産業界全体に与える影響や衝撃においても同列に論ずることのできない重要性を持つものと考えられる（第1図参照）。かかる大規模な企業再編は、世界の石油産業界が1990年代および今日にかけて新たな局面に向かっていくことを示唆するように思われるのである。

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



(注) シェヴロン・テキサコは、2005年5月にシェヴロン (Chevron Corporation) に名称変更。

この図の下位にあるフランス企業トータル (Total S.A.) については本稿の本文ではフランス語の発音に近いトタルと表記。

(出典) 石油連盟 [43], 7頁。

本稿は、国際石油企業相互の大合同をひとつの重要な帰結として惹起せしめた現代石油産業の展開過程、世界石油産業の構造と特質を探ることを目標として、そのための作業の一部を試みる。如上の大合同が如何なる企業環境と競争過程の中で用意されたのか、主要企業が他社との合同あるいは買収を決断するに至った理由・要因とは何か、合同後の石油大企業群の活動には、それ以前との対比において如何なる変化が見られたか、これらの課題の解明に向けた準備作業として位置づけられる。

本稿の課題と限定 こうした目標と課題に応える上で、本稿は私の研究の現段階の到達点に規定され、検討対象、分析範囲等を大きく限定する。

本稿は、企業合同を遂行した特定の一企業たるエクソン社（Exxon Corporation, 1972年10月までの社名はニュージャージー・スタンダード石油会社）に検討対象を限定する。同社によるモービル社（Mobil Corporation）の買収（エクソンモービル社〔Exxon Mobil Corporation〕の成立、1999年11月末）は、その後の同社（エクソンモービル社）の他の合同企業などに対する優越した地位からして、この度の大合同における一つの重要事例と考えられるのである。本稿は、モービル社の買収に先立つエクソン社の活動を、1990年代初頭以降について、また合同後のエクソンモービル社の活動を2003年末までを視野に入れて分析する。主要大企業の活動実態を解明することで如上の課題等へ接近する基礎作業の一端を遂行しようとするのである。

もっとも、現時点においてこれら期間のエクソン社（エクソンモービル社）の活動全体を解明することは、資料の制約などにより現実には困難である。本稿では、同社の事業活動を構成した諸分野の中で、原油と天然ガスの生産事業、いわゆるアップストリーム（Upstream, 上流部門）と呼ばれる部門、しかも1990年代初頭以降に着手ないし本格化した新開地域・海域での活動に分析範囲を限定する。

原油と天然ガスの生産事業を対象とする理由は、ひとつは、エクソン社のみならず他の主要大企業においても同部門こそは、投資額、獲得利益額などの点で常に最大部門であり、同社の活動全体において基幹的な位置を占めたことである。今日、中東などの産油国の国営企業等に伍し、また国際石油企業相互の角逐に応える上で、原油と天然ガスの埋蔵量、生産体制を不断に強化することは、エクソン社（エクソンモービル社）にとって不可欠の課題である。エクソン社がアメリカ本国をはじめとして従来拠点とした諸国・地域における生産活動に引き続き注力したことは言うまでもないが、1990年代初頭頃からは他の国際石油企業群とともに、同社はそれまで実質的に踏み込むことの少なかった地域・海域への進出を、かかる要請へのひとつの重要な対応策として追求したのであった。本稿では、1990年代初頭頃からエクソン社が試みた新開地域・海域での活動を検討対象として、現段階における原油と天然ガスの生産活動に見られた特質の重要な一端を明らかにすることとしたい。以下で対象とするのは、アメリカのメキシコ湾の大水深（Deep-water）と呼ばれる海域、旧ソ連邦諸国、および西アフリカの大水深海域、以上の3つ拠点における活動である。

本稿は、直接には「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

頭以降の新展開一」を主題として考察し、これによって課題研究「世界石油産業の現段階—『スーパー・メジャーズ』の形成とその歴史的意義について」の作業の一部を遂行する。

II 1990年代初頭の原油と天然ガスの生産動向

〔1〕エクソン社の原油と天然ガスの生産量、業界内での地位

生産量 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は171万2000バレル/日（1日あたりの平均量を示す。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示す）であり、主要な生産拠点はアメリカ（37.4%）、アジア・太平洋（18.4%）、ヨーロッパ（17.4%）、カナダ（15.2%）である。天然ガス（第2表参照）は53億1800万立方フィート/日（石油換算〔天然ガス6000立方フィート＝石油1バレル〕⁽¹⁾で88万6300バレルに相当）でアメリカ（33.4%）、ヨーロッパ（18.4%）が上位に位置する。もともと、エクソン社が半数あるいは少数の利権を持つ現地企業から得られた量が33.0%に達しており、その多くはヨーロッパ（北海〔イギリス、ノルウエー〕、オランダ、ドイツ）に属すると推定される（同表注〔5〕参照）。仮にこれらをヨーロッパとして一括できるとすると、多数所有権を持つ子会社から得られた部分と合わせてヨーロッパがほぼ5割に達し、アメリカとあわせて8割を超える。

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・太平洋にやや劣る形で第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。

業界内の地位 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2.6%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, 9.6%、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（4.9%）、メキシコ国営石油（Pemex, 4.5%）、ヴェネズエラ国営石油（PDVSA, 3.3%）等の国営企業である。かつて、1972年の統計ではあるが、エクソン社は世界最大の原油生産企業であり、その純生産量は世界全体の10.8%（496万8000バレル/日）であったから⁽²⁾、1990年時点において同社の地位が大きく低下したことは明らかである。この間、いわゆるセヴン・シスターズを構成したエクソン以外の企業もまた大幅にその比率と地位を下げた⁽³⁾。なお、天然ガスについては現時点で適切な資料と統計を得ることは出来ず、省略する。

〔2〕世界全体の原油と天然ガスの生産量と確認埋蔵量

原油 第4表を用いて原油について1990年の世界の主要な生産地域・国を概観すると、世界全体の生産量は6481万500バレル/日であり⁽⁴⁾、最大は、同年末に解体するソ連邦（同表ではロシアと記載、17.8%）であり、ついでアメリカ（13.8%）、サウジ・アラビア（10.3%）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（4.8%）、メキシ

第1表 エクソンモービル社の国・地域別原油生産量⁽¹⁾，1970，1990-2003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 ⁽²⁾		アジア・太平洋 ⁽³⁾		アフリカ ⁽⁴⁾		中東 ⁽⁵⁾		その他 ⁽⁶⁾		合計 ⁽⁷⁾	
	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%	千バレル/日	%
1970	946	20.3	170	3.6	—	—	—	—	—	—	92	2.0	552	11.8	1,376	29.5	91	2.0	4,665	100.0
1990	640	37.4	260	15.2	n.a	n.a	n.a	n.a	298	17.4	315	18.4	n.a	n.a	n.a	n.a	89	5.2	1,712	100.0
1991	619	36.1	237	13.8	n.a	n.a	n.a	n.a	349	20.3	329	19.2	n.a	n.a	n.a	n.a	65	3.8	1,715	100.0
1992	591	34.7	223	13.1	n.a	n.a	n.a	n.a	381	22.3	334	19.6	n.a	n.a	n.a	n.a	59	3.5	1,705	100.0
1993	553	33.2	210	12.6	n.a	n.a	n.a	n.a	408	24.5	337	20.2	n.a	n.a	n.a	n.a	46	2.8	1,667	100.0
1994	562	32.9	251	14.7	321	18.8	110	6.4	484	28.3	325	19.0	n.a	n.a	n.a	n.a	87	5.1	1,709	100.0
1995	600	34.8	242	14.0	323	18.7	128	7.4	498	28.9	302	17.5	n.a	n.a	n.a	n.a	84	4.9	1,726	100.0
1996	587	36.3	211	13.1	328	20.3	131	8.1	499	30.9	244	15.1	n.a	n.a	n.a	n.a	74	4.6	1,615	100.0
1997	559	35.0	238	14.9	308	19.3	140	8.8	483	30.2	250	15.6	n.a	n.a	n.a	n.a	69	4.3	1,599	100.0
1998	505	32.2	251	16.0	328	20.9	138	8.8	496	31.7	236	15.1	n.a	n.a	n.a	n.a	79	5.0	1,567	100.0
1999	729	29.0	315	12.5	392	15.6	227	9.0	650	25.8	307	12.2	326	13.0	114	4.5	76	3.0	2,517	100.0
2000	733	28.7	304	11.9	355	13.9	320	12.5	704	27.6	253	9.9	323	12.7	137	5.4	99	3.9	2,553	100.0
2001	712	28.0	331	13.0	320	12.6	307	12.1	653	25.7	247	9.7	342	13.5	135	5.3	122	4.8	2,542	100.0
2002	681	27.3	349	14.0	305	12.2	263	10.5	592	23.7	260	10.4	349	14.0	127	5.1	138	5.5	2,496	100.0
2003	610	24.2	363	14.4	278	11.0	280	11.1	579	23.0	237	9.4	442	17.6	149	5.9	136	5.4	2,516	100.0

(注)

1) 1970,1990-98年はエクソン社。1999-2003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 (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。現地の操業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) を含む。1970年を除きタール・サンド (tar sand) を含む。

2) イギリス，ノルウェー以外を含む。

3) 1970年は，インドネシア，オーストラリア。1990-2003年は，これらにマレーシアなどを含む。

4) 1970年は北アフリカ (リビア)。1990-2003年は西アフリカ。

5) 1970年は，サウジ・アラビア，イラン，イラク。1999-2003年は，カタール，アラブ首長国連邦，イエメン，クウェートを指す。

6) 1970はラテン・アメリカ (ペルー，コロンビア) など。1994-2003年はラテン・アメリカ，旧ソ連邦などを指す。

7) 1990-93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，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。

1970年は，これらに加えて中東と北アフリカで他社との長期協定に基づく買い取り量が663 (千バレル) 存在。

(出典) 1970年は，伊藤 [57]，246-247頁，1990-93年は，Exxon [2]，1993 FOR，p.34，1994-98年は，Exxon [2]，1998 FOR，p.40，1999-2003年は，Exxon Mobil [4]，2003 FOR，p.54，より。

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⁾，1990-2003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		ヨーロッパ ⁽²⁾		アジア・太平洋 ⁽³⁾		中東 ⁽⁴⁾		その他		合計 ⁽⁶⁾	
		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%
1990	1,778	33.4	397	7.5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	977	18.4	349	6.6	n.a.	n.a.	64	1.2	5,318	100.0
1991	1,655	30.1	355	6.5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,033	18.8	391	7.1	n.a.	n.a.	66	1.2	5,497	100.0
1992	1,607	28.4	326	5.8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,071	18.9	557	9.8	n.a.	n.a.	54	1.0	5,661	100.0
1993	1,764	30.3	328	5.6	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,009	17.3	659	11.3	n.a.	n.a.	6	0.1	5,825	100.0
1994	2,021	33.8	286	4.8	1,801	30.1	450	7.5	199	3.3	389	6.5	2,842	47.5	827	13.8	n.a.	n.a.	2	0.0	5,978	100.0
1995	2,055	34.2	281	4.7	1,756	29.2	430	7.2	195	3.2	420	7.0	2,804	46.6	873	14.5	n.a.	n.a.	0	0.0	6,013	100.0
1996	2,094	31.8	194	2.9	2,042	31.0	613	9.3	270	4.1	433	6.6	3,361	51.1	928	14.1	n.a.	n.a.	0	0.0	6,577	100.0
1997	2,062	32.5	203	3.2	1,735	27.4	669	10.6	232	3.7	400	6.3	3,038	47.9	1,036	16.3	n.a.	n.a.	0	0.0	6,339	100.0
1998	2,063	32.6	227	3.6	1,610	25.5	696	11.0	277	4.4	454	7.2	3,037	48.0	995	15.7	n.a.	n.a.	0	0.0	6,322	100.0
1999	2,871	27.9	683	6.6	1,591	15.4	1,386	13.4	420	4.1	1,041	10.1	4,438	43.1	2,027	19.7	138	1.3	151	1.5	10,308	100.0
2000	2,856	27.6	844	8.2	1,519	14.7	1,506	14.6	451	4.4	987	9.5	4,463	43.1	1,755	17.0	278	2.7	147	1.4	10,343	100.0
2001	2,598	25.3	1,006	9.8	1,637	15.9	1,547	15.1	445	4.3	966	9.4	4,595	44.7	1,547	15.1	354	3.4	179	1.7	10,279	100.0
2002	2,375	22.7	1,024	9.8	1,601	15.3	1,417	13.6	503	4.8	942	9.0	4,463	42.7	2,019	19.3	408	3.9	163	1.6	10,452	100.0
2003	2,246	22.2	943	9.3	1,591	15.7	1,234	12.2	667	6.6	1,006	9.9	4,498	44.5	1,803	17.8	455	4.5	174	1.7	10,119	100.0

(注)

- 1) 1990-98年はエクソン社。1999-2003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 (現地の操業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)。その上で、以下の部分を差し引いた量。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、地下に再注入された量、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、以上である。
- 2) その他諸国の部分を含む。
- 3) オーストラリアと極東地域 (マレーシアなど)。
- 4) カタールなど。
- 5) 1990-93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。その量は1990年には、全体の33.0%を占める。その大部分はヨーロッパから得られたと考えられる。

(出典) 1990-93年は、Exxon [2]，1993 FOR, p.35, 1994-98年は、Exxon [2]，1998 FOR, p.41, 1999-2003年は、Exxon Mobil [4]，2003 FOR, p.55, より。

第3表 世界の原油生産に占める主要石油企業の位置⁽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	2002年
サウジ・アラムコ (Saudi Aramco, 国営)	9.6	12.5	11.4	10.7
国営イラン石油 (NIOC)	4.9	5.4	5.0	4.7
メキシコ国営石油 (Pemex)	4.5	4.0	4.6	4.7
ヴェネズエラ国営石油 (PDVSA)	3.3	4.2	4.4	3.9
エクソンモービル (Exxon Mobil) ⁽²⁾	2.6	2.5	3.4	3.3
RD=シェル(RD=Shell)	2.9	3.3	3.0	3.2
ペトロチャイナ(PetroChina) ⁽³⁾	4.2	4.1	2.8	2.8
イラク国営石油(INOC)	3.2	0.9	3.4	2.7
BP ⁽⁴⁾	2.0	1.8	2.6	2.7
シェvron(Chevron) ⁽⁵⁾	1.4	1.5	1.5	2.5
クウェート石油 (KPC, 国営)	1.6	3.0	2.2	2.5
ナイジェリア国営石油 (NNPC)	1.8	1.8	1.7	2.4
アブダビ国営石油 (ADNOC)	1.7	1.9	1.8	2.3
ルクオイル (Lukoil) ⁽⁶⁾	—	1.6	2.1	2.1
トタル (Total) ⁽⁷⁾	0.6	0.7	1.9	2.1
世界全体の生産量 (1,000 バレル/日)	65,537	68,499	75,424	74,931

(注) (1) 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)。しかし、国営石油企業が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) 1990, 95年はエクソン社のみ。

(3) 中国石油天然気股份有限公司。2002年時点は中国政府が90%の所有権を持つ。1990年の生産量は中国全体の生産量を指す。

(4) 1990, 95年はアモコ, アルコを含まず。

(5) 1990, 95年はテキサコを含まず。

(6) ロシアの旧国営企業。2002年時点はロシア政府の所有権は8%。

(7) 1990, 95年はエルフ, ペトロフィナを含まず。

(出典) U.S FTC [32], pp.145-147 によるが、国際石油企業については各社の営業報告書、営業報告書への付属資料などを参照。石油鉱業連盟 [42] なども利用。

第4表 世界の原油生産量の主要国・地域別内訳⁽¹⁾，1990-2003年

	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	8,915	13.8	1,970	3.0	2,970	4.6	2,390	3.7	1,895	2.9	1,670	2.6	11,540	17.8
1991	9,025	14.1	1,975	3.1	2,970	4.6	2,645	4.1	1,895	3.0	1,905	3.0	10,430	16.2
1992	8,868	13.5	2,062	3.1	3,120	4.7	2,499	3.8	1,981	3.0	2,198	3.3	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	2,359	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	2,692	4.0	6,419	9.6
1995	8,322	12.3	2,402	3.5	3,065	4.5	2,959	4.4	2,749	4.1	2,889	4.3	6,288	9.3
1996	8,295	11.9	2,480	3.6	3,277	4.7	3,137	4.5	2,735	3.9	3,234	4.6	6,114	8.8
1997	8,269	11.5	2,588	3.6	3,410	4.7	3,321	4.6	2,713	3.8	3,279	4.6	6,227	8.7
1998	8,011	10.9	2,672	3.6	3,499	4.8	3,512	4.8	2,805	3.8	3,136	4.3	6,169	8.4
1999	7,731	10.8	2,604	3.6	3,343	4.7	3,249	4.5	2,903	4.0	3,132	4.4	6,178	8.6
2000	7,733	10.4	2,721	3.7	3,450	4.6	3,321	4.5	2,667	3.6	3,347	4.5	6,536	8.8
2001	7,717	10.4	2,763	3.7	3,560	4.8	3,418	4.6	2,503	3.4	3,414	4.6	7,056	9.5
2002	7,626	10.2	2,858	3.8	3,585	4.8	3,218	4.3	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	2,622	3.4	2,257	2.9	3,264	4.2	8,544	11.1

(単位：1,000バレル/日，%)

	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	3,125	4.8	6,680	10.3	17,235	26.6	6,525	10.1	2,785	4.3	6,920	10.7	64,815	100.0
1991	3,260	5.1	8,580	13.4	16,785	26.1	6,875	10.7	2,810	4.4	6,915	10.8	64,230	100.0
1992	3,523	5.4	9,098	13.8	18,754	28.5	6,933	10.6	2,841	4.3	8,411	12.8	65,705	100.0
1993	3,683	5.6	8,962	13.6	19,597	29.7	6,922	10.5	2,888	4.4	8,441	12.8	65,990	100.0
1994	3,692	5.5	8,873	13.3	19,905	29.8	7,001	10.5	2,930	4.4	8,716	13.0	66,897	100.0
1995	3,695	5.4	8,890	13.1	20,040	29.5	7,112	10.5	2,989	4.4	9,036	13.3	67,851	100.0
1996	3,709	5.3	9,036	13.0	20,454	29.4	7,435	10.7	3,170	4.6	9,337	13.4	69,668	100.0
1997	3,726	5.2	9,213	12.8	21,378	29.8	7,753	10.8	3,211	4.5	9,699	13.5	71,848	100.0
1998	3,803	5.2	9,219	12.6	22,603	30.8	7,640	10.4	3,212	4.4	10,021	13.7	73,280	100.0
1999	3,552	4.9	8,549	11.9	21,681	30.2	7,574	10.5	3,213	4.5	10,224	14.2	71,832	100.0
2000	3,772	5.1	9,119	12.2	22,970	30.8	7,795	10.5	3,252	4.4	10,670	14.3	74,462	100.0
2001	3,688	5.0	8,768	11.8	22,233	29.8	7,814	10.5	3,308	4.4	10,707	14.4	74,493	100.0
2002	3,414	4.6	8,970	12.0	2,604	3.5	8,059	10.8	3,346	4.5	29,653	39.8	74,443	100.0
2003	3,999	5.2	10,222	13.3	23,163	30.1	8,464	11.0	3,401	4.4	11,146	14.5	77,054	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。
- 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) 1990-91年は，BP(16)，June 1992，p.5，1992-2001年は，BP(16)，June 2002，p.6，2002-2003年は，BP(16)，June 2005，p.6，より。

第5表 主要国の原油確認埋蔵量, 1983, 1993, 2003年

(単位: 10億バレル, 年末時点)

	アメリカ		ヴェネズエラ		ロシア ⁽¹⁾		イラン		イラク		クウェート		サウジ・アラビア		中東全体 ⁽²⁾		ナイジェリア		その他		合計	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1983	35.6	4.9	25.9	3.6	n.a.	n.a.	55.3	7.6	65.0	9.0	67.0	9.3	168.8	23.3	396.9	54.9	16.6	2.3	192.7	26.7	723.0	100.0
1993	30.2	3.0	64.4	6.3	n.a.	n.a.	92.9	9.1	100.0	9.8	96.5	9.4	261.4	25.5	660.1	64.5	21.0	2.1	155.0	15.1	1,023.6	100.0
2003	30.7	2.7	78.0	6.8	69.1	6.0	130.7	11.4	115.0	10.0	96.5	8.4	262.7	22.9	726.6	63.3	34.3	3.0	209.0	18.2	1,147.7	100.0

(注)

- 1) 1983, 1993年はその他に含まれる。
- 2) アラブ首長国連邦, その他を含む。

(出典) BP〔16〕, June 2004, p.4より。

第7表 主要国の天然ガス確認埋蔵量, 1983, 1993, 2003年

	アメリカ		カナダ		オランダ		イギリス		ロシア ⁽¹⁾	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1983	5.61	6.1	2.61	2.8	1.94	2.1	0.71	0.8	n.a.	n.a.
1993	4.55	3.2	2.23	1.6	1.88	1.3	0.63	0.4	n.a.	n.a.
2003	5.23	3.0	1.66	0.9	1.67	1.0	0.63	0.4	47.00	26.7

(単位: 1兆立方メートル, 年末時点)

	イラン		サウジ・アラビア		カタール		中東全域 ⁽²⁾		アフリカ ⁽³⁾		インドネシア		その他		合計	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
1983	14.05	15.2	3.54	3.8	3.40	3.7	26.38	28.5	6.29	6.8	1.19	1.3	47.95	51.7	92.68	100.0
1993	20.70	14.7	5.25	3.7	7.07	5.0	44.43	31.5	10.01	7.1	1.82	1.3	75.53	53.5	141.08	100.0
2003	26.69	15.2	6.68	3.8	25.77	14.7	71.72	40.8	13.78	7.8	2.56	1.5	31.53	17.9	175.78	100.0

(注)

- 1) 1983, 1993年はその他に含まれる。
 - 2) イラク, アラブ首長国連邦, クウェートなどを含む。
 - 3) 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など。
- (出典) BP〔16〕, June 2004, p.20, より。

第6表 世界の天然ガス生産量の主要国・地域別内訳⁽¹⁾，1990-2003年

	アメリカ		カナダ		オランダ		イギリス		ロシア ⁽²⁾		イラン		サウジ・アラビア		中東全域 ⁽³⁾	
		%		%		%		%		%		%		%		%
1990	454.2	25.5	89.4	5.0	54.5	3.1	42.5	2.4	655.4	36.9	21.5	1.2	27.5	1.5	93.9	5.3
1991	455.6	25.1	95.1	5.2	62.2	3.4	48.8	2.7	652.3	35.9	26.0	1.4	29.9	1.6	99.1	5.5
1992	463.1	25.2	104.5	5.7	62.2	3.4	46.3	2.5	537.6	29.3	22.5	1.2	34.4	1.9	102.7	5.6
1993	468.3	25.2	112.9	6.1	63.0	3.4	54.5	2.9	518.8	28.0	24.4	1.3	36.0	1.9	110.7	6.0
1994	487.6	25.9	122.3	6.5	59.7	3.2	58.2	3.1	509.8	27.0	28.6	1.5	38.5	2.0	121.3	6.4
1995	481.4	25.0	133.4	6.9	60.3	3.1	63.7	3.3	499.9	26.0	31.8	1.7	38.6	2.0	134.1	7.0
1996	488.0	24.3	138.2	6.9	68.2	3.4	75.8	3.8	505.0	25.2	35.1	1.7	40.0	2.0	142.2	7.1
1997	488.8	24.3	140.6	7.0	60.4	3.0	77.3	3.8	479.3	23.9	42.3	2.1	40.8	2.0	158.0	7.9
1998	494.3	24.1	144.5	7.0	57.2	2.8	81.2	4.0	496.2	24.1	45.0	2.2	42.1	2.0	165.5	8.1
1999	487.4	23.1	146.0	6.9	53.3	2.5	89.2	4.2	495.9	23.6	52.0	2.5	41.6	2.0	175.6	8.3
2000	490.4	22.5	151.0	6.9	51.6	2.4	97.4	4.5	490.5	22.5	54.2	2.5	44.8	2.1	192.3	8.8
2001	499.9	22.5	154.8	7.0	55.2	2.5	95.2	4.3	488.2	22.0	54.5	2.5	48.3	2.2	205.3	9.3
2002	489.9	21.5	169.0	7.4	53.9	2.4	93.3	4.1	499.9	21.9	67.5	3.0	51.0	2.2	220.2	9.7
2003	494.6	21.0	164.5	7.0	52.5	2.2	92.6	3.9	520.8	22.1	73.4	3.1	54.1	2.3	233.9	9.9

(単位：石油換算100万トン/年，%)

	アフリカ ⁽⁴⁾		インドネシア		その他		合計	
		%		%		%		%
1990	60.5	3.4	42.7	2.4	285.3	16.0	1,778.4	100.0
1991	64.5	3.5	45.7	2.5	294.5	16.2	1,817.8	100.0
1992	67.7	3.7	48.9	2.7	402.3	21.9	1,835.3	100.0
1993	71.5	3.9	50.6	2.7	405.8	21.9	1,856.1	100.0
1994	67.8	3.6	56.6	3.0	402.8	21.4	1,886.1	100.0
1995	75.0	3.9	57.4	3.0	417.1	21.7	1,922.3	100.0
1996	80.4	4.0	60.4	3.0	448.9	22.4	2,007.1	100.0
1997	89.5	4.5	60.8	3.0	454.6	22.6	2,009.3	100.0
1998	94.2	4.6	58.2	2.8	464.0	22.6	2,055.3	100.0
1999	105.9	5.0	64.3	3.1	487.8	23.2	2,105.4	100.0
2000	112.3	5.2	60.5	2.8	533.8	24.5	2,179.8	100.0
2001	111.7	5.0	56.6	2.6	550.8	24.8	2,217.7	100.0
2002	117.8	5.2	63.3	2.8	570.7	25.1	2,278.0	100.0
2003	127.3	5.4	65.5	2.8	603.7	25.6	2,355.4	100.0

(注)

- 1) 井戸元で燃焼処分された部分、地下に再注入された部分を除く。
- 2) 1990, 1991年は旧ソ連邦。
- 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) 1990-91年は, BP[16], June 1992, p.20, 1992-2001年は, BP[16], June 2002, p.23, 2002-2003年は, BP[16], June 2005, p.23, より。

(4.6%)、中国 (4.3%)、などである。原油の確認埋蔵量 (第5表参照) では、1993 年末時点であるが、最大はサウジアラビアで世界全体の 23.3%を占め、以下クウェート (9.3%)、イラク (7.6%) などが続き中東諸国全体では 54.9%と過半を制する。生産量で第2位のアメリカは5%に満たない (旧ソ連邦についての統計は不明)。

天然ガス 次に、第6表を用いて天然ガスを見ると、ここでは資料の都合により単位は石油換算 (トン) であるが、1990年に世界全体で年間 17億7840万トン (約3570万バレル/日 [原油1トン=7.33バレル])⁽⁵⁾、主要な生産国は以下の通り。ソ連邦 (同表ではロシア、36.9%)、アメリカ (25.5%)、カナダ (5.0%)、オランダ (3.1%)、などである。第7表で確認埋蔵量を見ると、1993年末に最大は、おそらくロシア (「その他」に含まれる) と考えられるが統計は不明である。これを除くとイラン (14.7%)、カタール (5.0%) など中東諸国が 31.5%を占め、アメリカは 3.2%でしかない。天然ガスの場合、1990年の生産量では旧ソ連邦とアメリカで世界全体の 6割を超えた。中東諸国は、豊富な埋蔵量を擁しながら生産量は世界全体の 5%程度でしかなく、原油とは異なりいまだ埋蔵量に見合う大規模生産に踏み込んでいないことを示す。中東地域の原油と天然ガスに見られたこうした差違をここで立ち入って検討することは出来ないが、ひとつには、これら諸国の政府 (国営企業等) の政策などにおいて、天然ガスの生産に対する位置づけが原油に比べかなり低位であったことによると考えられる。だが、天然ガスの生産開始あるいは本格化にとっては、輸送施設 (パイプライン、液化天然ガス [LNG] 輸送船など) の整備が不可欠であり、それは相当規模の販路の長期固定的な確保があって初めて実行されるのであった。この点は、国際的な取引市場が隆盛で、また費用は割高であるが鉄道、その他の輸送手段が利用可能な原油に比べ遥かに大きな制約条件をなしたのである。1990年時点で、中東諸国は原油と異なり、天然ガスについては販路の確保に向けた活動はいまだ端緒の域を出ていないように思われるのである。

[注]

- (1) 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 6000立方フィートを石油 1バレルとするのが通常のようなものであるが、ヨーロッパ企業では 5800フィートを 1バレルとすることが多く見られる (国際石油企業各社および日本の石油・天然ガス各社の営業報告書、わが国の業界関係者からの聞き取りによる)。本稿では、BP、RD=シェル、トタルなどヨーロッパ系企業の場合は後者の換算式を用いるが、それ以外は特に断らない限り天然ガス 6000立方フィート=石油 1バレルとする。
- (2) U. S. House [27], p.20.
- (3) 1972年に第2位はBPで10.1%、次にRD=シェルの9.0%、テキサコ (Texaco, Inc., 1959年にテキサスから社名変更) 8.2%、などである。U. S. House [27], p.20.
- (4) この数値は先の第3表とはやや異なる。作成基準の相違によるものと考えられる。
- (5) 資料の典拠であるBP社の換算式に基づく。BP [16], June 2005, p.41による。

Ⅲ アメリカ（メキシコ湾）

〔1〕大陸棚から大水深海域への展開

活動の発端 エクソン社によるアメリカの海洋域での原油・天然ガスの探鉱は1930年代に大陸棚（Continental Shelf）を対象として試みられ、大戦終了後に再開される。だが、原油の発見など実際に成果が生み出されるのは1950年代の半ば頃からであった⁽¹⁾。メキシコ湾の大陸棚が主たる鉱区であるが、1971年の同社の純生産量は原油では15万5000バレル/日（アメリカ国内での同社の純生産量全体の16.0%）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年においても純生産量は9万バレル/日ではない⁽³⁾。天然ガスについては、大陸棚など海域での生産量は不明である。ただ、アメリカ国内全体での生産量が、資料の利用できる1972年以降であるが、同年の54億5200万立方フィート/日（石油換算90万8700バレル/日）から1987年の16億9800万立方フィート/日（石油換算28万3000バレル/日）までほぼ連続して低下したこと、そしてその後は増減を伴いながら緩やかな増勢に向かったこと、を参考までに記すにとどめたい⁽⁴⁾。天然ガスの落ち込みは、第1表の原油（但し、1970年と90年の対比）に比べてもかなり大きいと言うべきであろう。

こうした状況を背景に、1970年代後半ないし末頃からエクソンは他の若干の大企業とともにメキシコ湾における探鉱海域をさらに沖合に拡大し新規の発見と増産を試みた⁽⁵⁾。同社が、今日の基準で大水深海域とみなされる水深約300メートルの海域で1976年に発見し、84年に生産の開始に漕ぎ着けたリーナ油・ガス田（Lena field）は、こうした活動の最初の成果であった（大水深海域はアメリカでは今日300メートル以深、外国では水深400ないし500メートルを超える海域と言われている）⁽⁶⁾。

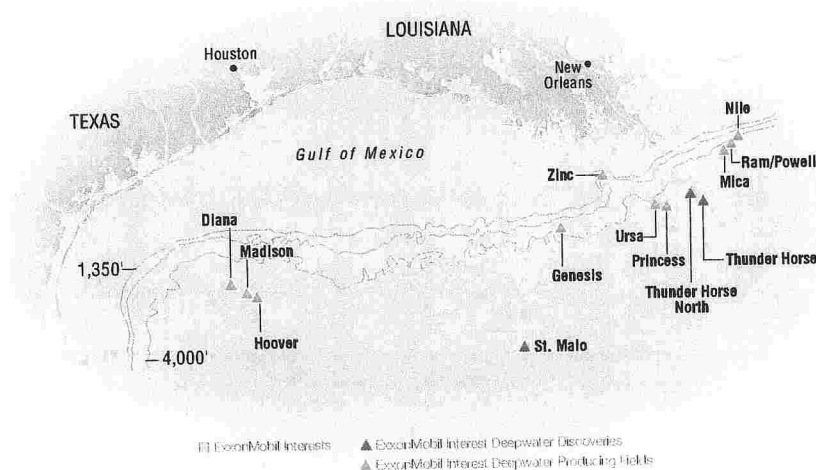
だが、アメリカのメキシコ湾の大水深海域での最初の成功企業であり、かつ業界全体を主導する役割を演じたのはRD=シェルであった⁽⁷⁾。特に、同社による1987年のオーガー油・ガス田（Auger field、水深約900メートルの海域）の発見（可採埋蔵量は発見時に石油換算で2億2200万バレル、1994年に生産開始）は、その後石油大企業各社による大水深海域への進出、あるいは活発化を促す最も重要な契機となったと言われている⁽⁸⁾。エクソン社によるメキシコ湾の大水深海域での活動も、すでに見たように70年代に開始されてはいたが、その本格化はRD=シェルのかかる成功を受けてなされたと考えられる。同社は、他の主要企業BP、モービルなどと同様に大水深海域での油・ガス田の獲得に注力したのである⁽⁹⁾。

1990年代の進展 既述のリーナ油・ガス田に続くエクソン社による大水深海域での原油あるいは天然ガスの獲得は1992年以降に断続的に始まった⁽¹⁰⁾。1997年を対象とした同社の営業報告書（Annual Report）によれば、同年新たに1件の生産開始があり、これらに加えて開発中の油・ガス田が他に3件存在したとのことである⁽¹¹⁾。後者の開発段階の油・ガス

田には、エクソン社が 66.7%の権益を保持したフーヴァー・ダイアナ (Hoover-Diana field, 第2図参照) が含まれた⁽¹²⁾。この大規模油・ガス田での生産は 2000 年 5 月に開始され、その時点での可採埋蔵量 (他社の権利部分を含む全体) は 4 億バレル⁽¹³⁾、生産量は 2002 年 6 月では原油で 8 万バレル/日、天然ガスが 560 万立方メートル/日 (石油換算で約 3 万 3000 バレル/日) であった (但し、他社の権益部分を含む)⁽¹⁴⁾。

1999 年 1 月までにメキシコ湾の大水深海域で石油・天然ガス企業各社によって発見された油・ガス田の数は総計 95 であり、うち 26 で生産がなされた。このうちエクソンは 14 の油・ガス田に権利を有し、そのうち 5 つが実際に生産を行っていた (オペレーター [operator, 操業担当企業] を担ったのは 3 カ所)⁽¹⁵⁾。これに対して、先行した RD=シェル, およびアモコ社 (Amoco Corporation) を買収すること (1998 年) で一挙に権益を拡大した BP, の両社はそれぞれ 28 の油・ガス田に権利を有した⁽¹⁶⁾。後者の BP について記すと、同社は 1999 年前半時点で、大水深海域で保有する原油および天然ガスの可採埋蔵量は石油換算で 25 億バレルに達し、これは大水深海域全体の 30%に相当した⁽¹⁷⁾。その後同年 7 月には、メキシコ湾の大水深海域において今日最大として知られ、後にサンダー・ホース (Thunder Horse) とよばれることになった油・ガス田 (可採埋蔵量は石油換算で 10 億バレル, 第2図参照) を新たに発見した⁽¹⁸⁾。BP はこれに 75%の権益を取得したのである (残余の 25%は

第2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主な油・ガス田、鉦区 (2003 年末時点)



(出典) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.33。

モービル社が所有)⁽¹⁹⁾。

ここでアメリカの石油業界全体の動向を見ると、まず大水深海域での埋蔵量 1 億バレル (石油換算) を超える発見は、1990-94 年に 7 件であった。1995-99 年には 14 件、2000-2001 年に 9 件であり、90 年代半ばないし末以降の増加が注目される⁽²⁰⁾。2002 年にメキシコ湾での原油生産量はアメリカ全体の 28% であり、うち大水深海域 (300 メートル以深) が過半 (17 %) を占めた。天然ガスでは全体の 23% であり、大水深での生産量はその 1/3 弱 (7 %) に留まった⁽²¹⁾。資料の都合により 200m 以深で、かつ原油のみであるが、2000 年に大水深海域での生産量はメキシコ湾全体での生産の半分を超えたのであった⁽²²⁾。

以上の事実と統計から、エクソン社 (エクソンモービル社) および業界全体にとって大水深海域での原油と天然ガスの発見と生産は、1990 年代、特に後半ないし末頃から見るべき成果を生み出したと考えられる (後掲の第 3 図 (a) (b) も参照)。

〔2〕活動の促進要因、事業の特徴

(1) 大水深海域の地質構造と技術革新

メキシコ湾の大水深海域におけるエクソン社 (エクソンモービル社) の活動を進展せしめた要因として、自然条件としての大水深海域の地質構造、および 1990 年代初頭頃から大きな成果を見せた技術面の革新、を挙げるべきであろう。

第 1 に、メキシコ湾の大水深海域の海底斜面がタービダイト砂岩 (turbidite sandstone) とよばれる岩石の堆積層によって構成されたことである。貯留岩としてのタービダイト砂岩は孔隙率および浸透率が高く、大量の石油とガスを内部に胚胎可能であり、かつ胚胎された油・ガスは移動しやすく汲み出しの点でも有利であった。加えて、メキシコ湾の大水深海域のタービダイト砂岩からなる貯留岩層の厚みは大陸棚浅海域の数倍といわれたのである⁽²³⁾。2003 年末までの 10 年間に於いて、発見された油・ガス田の平均規模 (石油換算での可採埋蔵量) を見ると、浅海域では 500 万バレルであったが、大水深では 8600 万バレルだったのである⁽²⁴⁾。90 年代、特に半ば以降に見られた、エクソン社および他社による大規模な油・ガス田の如上の発見は、一つはこうした自然条件に支えられたのであった。

第 2 は、油田・ガス田の探鉱、開発、および生産の各技術の進展である。特に、探鉱において 90 年代初頭頃からエクソン社は、他社と同様に三次元地震探鉱と呼ばれる方法を活用した。これはむしろメキシコ湾に限定されるものではないが、従来の二次元探査ではなしえなかった地層の立体的な把握を可能にしたのであった⁽²⁵⁾。これによって、探鉱対象海域の地層構造の解明、貯留岩層の構造や広がりへの分析は飛躍的に向上したのである。加えて、コンピューター技術の急進展が、データの分析処理能力を飛躍的に高めた。エクソン社は、1990 年代初頭に 11 年を要した地震波データの解析作業を 2000 年頃までにはわずか 10 日で遂行したと言われている⁽²⁶⁾。

もっとも、こうした技術の改良・革新においてエクソン社 (エクソンモービル社) が業界を主導する地位を確保したかどうか、あるいは他社に対して優位を保持したかどうかは疑

間である。これまでの考察からすれば、少なくとも 90 年代末頃までは RD=シェルなどが先行していたと推定されるのであり、エクソン社は RD=シェルとの共同事業で大水深海域での掘削を行うための不可欠の知識を得た、との指摘もある⁽²⁷⁾。

こうした自然条件と技術の革新により、いくつかの資料・文献には、この海域での試掘の成功率は高く、エクソン社のみならず業界全体において平均 40%ないし 60%に達したとの指摘が見られる⁽²⁸⁾。かつて探鉱事業においては、採算可能あるいは将来性有望な油田、ガス田の試掘成功率は通常 10%を下回り、平均して数%程度といわれたことからすれば⁽²⁹⁾、かかる数値の高さは驚くべきことである。しかし、これはおそらく以前に探鉱などを試みた経験があり、地質データなどがある程度存在する鉱区での試掘実績と思われるのであり、全く未着手の鉱区での成果とは考えがたい。ともあれ、90 年代に試掘井の成功率が顕著な向上を遂げたことは否定しえないように思われる。

(2) 事業の特徴—費用削減のための諸活動

次に、操業費用の面からエクソンモービル社によるメキシコ湾の大水深海域での活動の実態と特徴についていまいし掘り下げることとしたい。

上述した油・ガス田の発見率の顕著な高さによって、試掘井の掘削本数が大幅に削減され、この点で大きな費用削減効果があったことは明らかである。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（エクソンモービル社）の発見費用、探鉱費用等の数値を得ることは出来ず、また他社との比較も容易ではない。ここでは、適切を欠くが、同社の世界全体での平均発見費用について参考までにこれを掲げるにとどめざるをえない。エクソン社による原油と天然ガス 1 バレル（天然ガスは石油換算）の発見費用は 1980 年代初頭に世界全体で平均 4 ドルであった。それは、1992 年に半分の 2 ドルに低減し、1996 年には 0.5 ドルまで急落したのであった⁽³⁰⁾。見られるように 90 年代に入ってから減少幅が大きい。通常、探鉱費用は、最大部分が試掘井の掘削費用であり、これが全体のほぼ 6 割を占めると言われている⁽³¹⁾。探鉱方法の革新が、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り、これはメキシコ湾の大水深海域についても無論妥当すると言えよう⁽³²⁾。

もつとも、こうした費用の削減は極めて重要な成果であるが、他方で海域、特に大水深における原油と天然ガスの生産事業は陸域に比べ多大な費用を要する。一般に、一旦発見された油・ガス田の開発に要する費用は探鉱費用の数倍から数十倍と言われており、さらにそれは深度とともに増加する⁽³³⁾。しかも、海域での操業には陸上と異なり、通常は、後述するプラットフォーム（Platform）と呼ばれる固有の開発・生産装置が必要である。大水深海域における開発、原油・天然ガスの生産には陸上とは比較にならない費用が必要とされたのである。

エクソンモービル社が権益の 66.7%を持ちオペレーターを担った既述のフーヴァー・ダイアナ油・ガス田は、貯留岩層が水深 1400 ないし 1500m の海底からさらに 1600m 以上を掘り進んだ地点に存在する⁽³⁴⁾。このフーヴァー・ダイアナの場合、実際の開発費用等は公

表されていないが、エクソンモービル社が、生産開始年である 2000 年の春に株主に配布した 1999 年次の営業報告書の付属文書によれば計画事業費の全体 (Total Project Investment, 開発費用以外に探鉱費用, その他を含むと考えられる) は 16 億ドルとある⁽³⁵⁾。また、エクソンモービル社が RD=シェルなどとともに関与を保有したアーサと呼ばれる油田 (Ursa oil field, エクソンモービルの権益比率は 16%, 1999 年生産開始, 水深 1200m。海底から貯留岩層までの深さは不明) の場合, 生産開始の前年に公表された文書では計画事業費は 18 億ドルとされたのである⁽³⁶⁾。エクソンモービル社および他の主要大企業の公表資料によれば, メキシコ湾の大水深海域に所在する主な油・ガス田の計画事業費が数億ドルに達することはまれではなかった⁽³⁷⁾。

こうした巨額の費用に対応し, エクソンモービル社は, ひとつに, 他の権益保有企業と共同で, 原油, ガスを汲み出す各坑井 (井戸) の設置間隔を広げ, 技術面の生産合理性を確保した上で出来るだけ少ない本数での生産を試みた。これは大水深海域の大部分が連邦政府の管轄下におかれ, 同政府によって入札方式で各社に提供される鉱区が浅海域 (沿岸は州政府の管轄) に比べかなり広域であったことがひとつの条件をなしたようである⁽³⁸⁾, これによって, 例えば, 上記のアーサ油田の場合は, 1 油井から得られる原油の平均量は, 浅海域の大陸棚では平均して 100 バレル/日であるのに対し, ほぼ 3 万バレル/日に達したのであった⁽³⁹⁾。大水深海域最大の油・ガス田であるサンダー・ホース (前出, エクソンモービルは 25% の権益) の場合, 2003 年末時点ではいまだ生産に入っていないが, 原油 25 万バレル/日, 石油換算で 3 万 3000 バレル/日の天然ガスを, 25 本の井戸で汲み出す予定である⁽⁴⁰⁾。

次に, 開発・生産装置のプラットフォーム (大水深の場合でも海底に足を固定する場合もあるが, 深度が大きくなると浮遊式, 船形などの装置が用いられる) を複数の油・ガス田で共有することである⁽⁴¹⁾。この装置の建設費は巨額であり, RD=シェルは既述のオーガー油・ガス田 (1994 年生産開始) への設置に 10 億ドルを要したと言われたのであった⁽⁴²⁾。本稿で一度ならず言及しているフーヴァー・ダイアナの場合, 本来 15 マイル離れた地点に存在するフーヴァーとダイアナの 2 つの油・ガス田からなっているが (前掲第 2 図参照), プラットフォームはフーヴァー側に設けられ, ダイアナに設けられた坑井 (1999 年末に 6 本, 坑口は海底に設置) から得られる原油と天然ガスはパイプを通じてフーヴァーのプラットフォームで回収される。加えて, このプラットフォームはダイアナに対してのみならずより遠隔地にある複数の油・ガス田に対してもパイプで接続されたのであった⁽⁴³⁾。

さらに, エクソンモービルは幾つかの方法によって費用の削減を図った。同社は, 坑井の掘削について, 個々の油・ガス田に固有の方式や施設などを用いることを出来るだけ避け, 標準化された方法を用いることに努めたという。これは, むしろメキシコ湾に固有とは言えず各国・各地で試みられたと考えられる。同社は, 世界全体での実績と思われるが, この標準化の追求で 2000, 01 年の 2 年間で費用を 5 億ドル削減したとのことである⁽⁴⁴⁾。また, 具体的内容はこれもなお明らかではないが, 事業の管理方法の改善 (disciplined project

management) にも努め、フーヴァー・ダイアナでは、生産開始までの費用を当初より1億ドル節約し、かつ4カ月早く生産にこぎつけたという⁽⁴⁶⁾。

〔3〕2003年時点の到達点

第3図(a)(b)によれば2002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(保有権益に基づいて獲得した量)は、概算で原油は5万5000バレル/日程度、天然ガスは4億7000万立方フィート/日程度(石油換算で7万8000バレル/日程度)と推定される。これらの数値を、前掲の第1表、第2表に掲げられたアメリカにおける同社の生産量全体と対比することは、統計の作成基準が異なり実際には困難であるが⁽⁴⁶⁾、ごく大まかに言えば原油は9%弱、天然ガスは20%弱と推定される。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、1997、98年頃までは低位で推移し、その後増加に転じた。この海域での生産規模はなお全体の僅かの部分に留まるとはいえ、90年代末以降にともかくもエクソンモービル社のアメリカにおける生産拠点の一部として組み込まれたことを示すと考えられるのである。2003年段階ではサンダー・ホースをはじめ幾つかの油・ガス田はいまだ生産に結実しておらず、その成果の汲み取りは後の年次に委ねられたと言えよう。

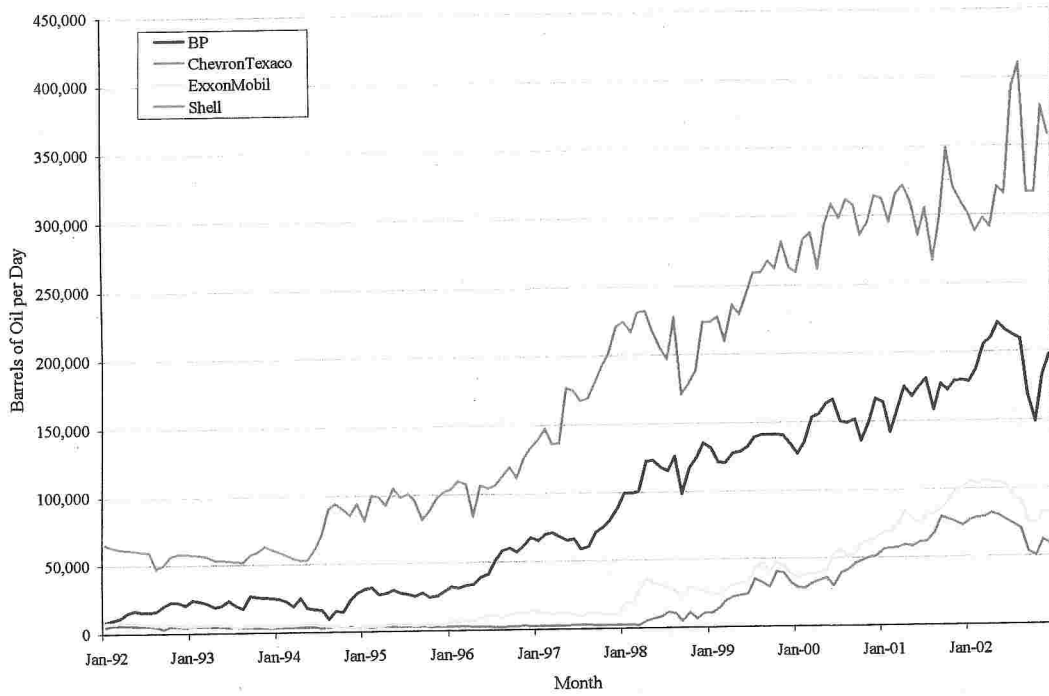
なお、同第3図から明らかなように、エクソンモービル社は原油、天然ガスともに第3位である。天然ガスでは2000年初頭頃までBPと第2位を争う位置にあったが、その後懸隔がやや広がった。原油では第4位のシェヴロンとの差は僅かである。最大企業は原油、天然ガスいずれにおいてもRD=シェルであり、他社に対する大きな優位性を保持した。

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、平均で95万5000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⁽⁴⁷⁾。第3図(a)(b)から読み取った上記の数値は2002年の末時点であり、やはりこれらと直ちに対比することは出来ない。だが、大まかに言って原油では、2002年末時点で図に示された主要4社が約65-70万バレル/日を得たと推定され、それは全体の7割程度と見ることが出来る。天然ガスでは4社で24-25億立方フィート/日(石油換算で40-42万バレル/日)であり、全体の7割弱に達したと考えられる。

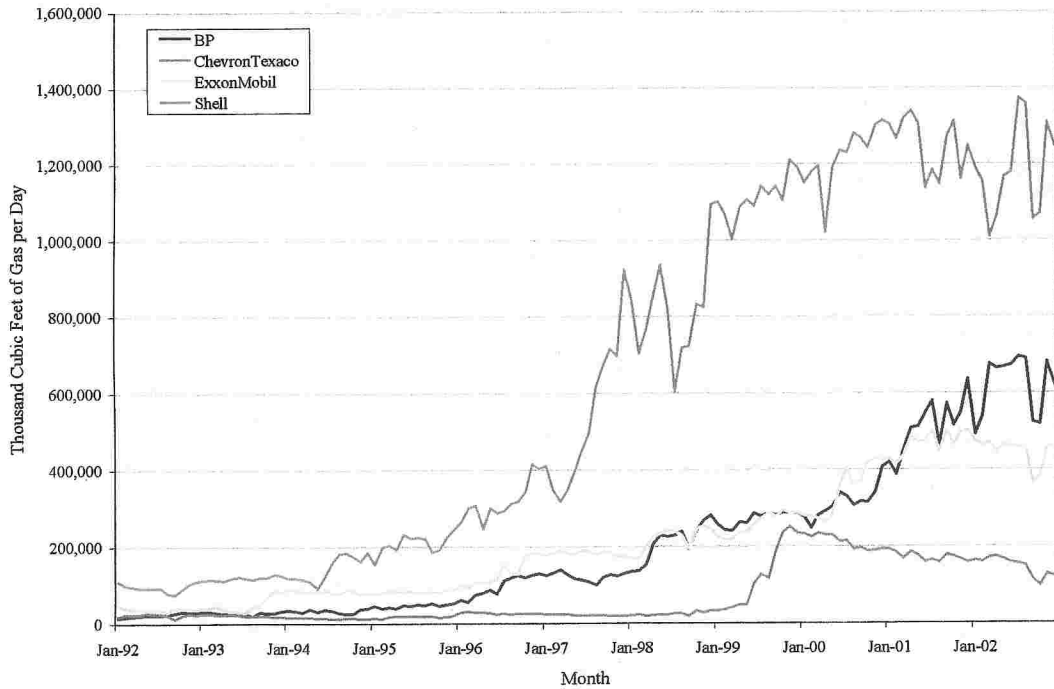
ここでやや補足すると、2001年についてであるが、アメリカ全体(メキシコ湾を含む)での原油生産量(年間28億500万バレル)に占めるこれら4社の生産シェアは合計28.1%でしかない(首位はBP 8.7%、2位シェヴロン〔Chevron Corporation〕8.0%、3位エクソンモービル 7.5%、RD=シェルは第5位で3.9%。4位はフィリップス石油〔Phillips Petroleum Corporation〕で5.5%)⁽⁴⁸⁾。天然ガスでは、やはり2001年についてであるが、アメリカ全体(メキシコ湾を含む)での生産量(年間19兆77907億立方フィート〔石油換算で32億9650万バレル〕)において上記4社は合計で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%)⁽⁴⁹⁾。本稿は、アメリカのメキシコ湾、特に大水深海域でのエクソンモービル社の活動に検討を限定して

第3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

(a) 原油



(b) 天然ガス



(出典) U. S. Department of the Interior [31], p.94

おり、こうしたアメリカ全体での同社および他社の活動の統計について検討を加えることは出来ない。しかし、これらの数値からして、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に比べ原油、天然ガスともに少数大企業による支配が際立っていること⁽⁶⁰⁾、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いて他社に対する大きな優位を保持したが、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、である。

〔注〕

- (1) 伊藤 [57], 254 頁注 (18) 参照。
- (2) 伊藤 [57], 246, 250 頁。
- (3) Exxon [2], 1978 FOR, pp.32-33, 1983 FOR, pp.38-39, 1991 FOR, p.19.
- (4) Exxon [2], 1976 FOR, pp.32,33, 1983 FOR, pp.38,39, 1991 FOR, p.19; Exxon [1], 1985 AR, p.46, 1989 AR, p.48, による。
- (5) U.S. Department of Energy [28], EIA 2002, p.68; Thorpe [46], p.91, 参照。
- (6) U. S. Department of the Interior [31], pp.5, 6, 125, 126; U. S. Department of the Interior [29], p.3 による。大水深と呼ばれる海域の深さについては、業界内などで統一された見解が存在するわけではないが、今日では水深 400 メートルないし 500 メートルより深い海域を指すと考えられているようである。例えば、エクソンモービルは 2005 年時点で、1300 フィート以深 (約 400 メートル) を大水深と呼び、わが国では 500 メートル以深とする見解がある (Exxon Mobil [7], Vo.87 No.3, 2005, p.17; 岡田 [50], 23 頁; 田沢 [52], 3 頁を参照せよ)。たが、アメリカ領メキシコ湾の大水深海域を管轄するアメリカ連邦政府・内務省の専門組織 (Minerals Management Service) は、2005 年半ば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 1000 フィート (約 300m) 以深としている (U. S. Department of the Interior [31], p.3)。本稿で用いるメキシコ湾の大水深に関する統計については、同政府機関の資料をひとつの重要な典拠としており、同資料の作成基準に従ってメキシコ湾の大水深については 300 メートル以深とした次第である。
- (7) 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 年に生産開始を実現したのである。U. S. Department of the Interior [31], pp.5, 125.
- (8) Thorpe [46], pp.142-144; U.S. Department of Energy [28], EIA 2002, p.68; OGJ [35], May 6, 2002, p.53; Priest [58], pp.14-15, による。なお、Shell [20], NMR, 13 Sep. 1999 によれば、RD=シェルは、アメリカのみならず諸外国においても大水深海域での原油・天然ガスの生産を主導する企業のひとつであり (後述も参照)、1999 年半ば頃であるが、同社は 500m 以深の世界の鉱区で汲みだされた原油・天然ガス全体量の 40% の生産に参画したとのことである。
- (9) オーガーの発見が公表された 1989 年以降、1996 年初頭頃までに各社によって 195 の試掘井が打ち込まれ、33 の発見がなされた。Thorpe [46], pp.142-144. U. S. Department of the Interior [29], p.2.

- (10) U. S. Department of the Interior [31], p.63 ; U. S. Department of the Interior [29] p.3 による。
- (11) これら 4 つの油・ガス田の可採埋蔵量は 16 億バレルと推定された。Exxon [2], 1997 FOR, p.24。
- (12) 残余の権益は BP の保有である。以上は, Exxon Mobil [5], PR, July 3, 2000 ; Exxon [1], 1997 AR, p.10 ; Exxon [2], 1998 FOR, p.30 ; Exxon [6], Spring 2000, p.3 ; BP [12], FOI 1993-1997, p.28 ; BP [11], ARA 1998, p.19, による。
- (13) Exxon Mobil [3], 1999 AR, pp.10-11, 2000 AR, p.10 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.30 ; Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.3 による。
- (14) Offshore Engineer [36], June 2002, p.12。
- (15) U.S. Department of Interior [29], p.3 による。

周知のように同一鉱区あるいは油・ガス田に複数の企業が権益を保有する場合、通常は 1 社が実際の探鉱、開発、生産などを担うオペレーターの役割を果たす。オペレーターの選定およびオペレーターと他の権益保有企業との関係については、わが国の業界関係者に対する聞き取りによれば以下の通りである（2005 年 10 月 25 日に行われた帝国石油株式会社の本社における海外・大陸棚本部の中南米事業部・大陸棚事業部長 田沢章広氏への聞き取りメモから）。

オペレーターは共同作業協定に従い共同作業委員会によって決まります。但し、共同作業委員会の議決は、通常、権益比率の多数決で決まりますので、オペレーターは最大権益を保有する当事者が務めるのが普通です。但し、操業能力、操業の効率性等の点から最大権益保有者でない会社がオペレーターを務めることもよくあることです。また、同じ理由で複数企業が共同の J/V を作ることもあります。操業に必要な費用は、通常オペレーターが年度予算を作成、承認された年度予算に従い、各パートナーから資金を集めそれをプールして操業を行います。オペレーターは、原油ガスの売上から操業費を差し引き、残りを権益比率に従い分配することになります。オペレーターは操業費の中にオペレーター操業管理費（現地管理費・本社管理費）を含めています。各パートナーに権益分の原油やガスが直接引き渡されることもありますがその際も原理としては同じ形を取ります。オペレーターにはその国での操業のノウハウやステータスの築き上げ、地元政府との関係、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メリットが生まれます。

なお、アメリカのメキシコ湾の大水深海域（但し 300 メートル以深）において実際に生産がなされている油・ガス田は 1992 年末で 6 であり、97 年 2 月でもまだ 17 どまりであった。しかし、2003 年末段階では、その数は 86 となり、そのうち 51% は 2 年以内に行われたのであった。かように、1990 年代末頃からの増加が注目される。U.S. Department of Interior [31], pp.5, 125-130 による。

- (16) U.S. Department of Interior [29], p.3 による。
- (17) 以上については、BP [13], PR, 15 July 1999, による。この文書によれば、同社は、1999 年半ば時点で 1500 フィート以深の海域に所在する 750 以上の鉱区（gross blocks）に権益を有し、保有面積では最大企業である。同社は 2001 年時点でも、メキシコ湾における最大の鉱区所有企業として知られており、大規模な 10 の開発海域のうち 9 に権利を保有したと言われている（U.S. Department of

Energy [28], EIA 2001, p.59)。なお、買収したアモコとの関連について一言すると、1997年のBPのメキシコ湾（浅海域を含む全体）における原油と天然ガスの生産量は石油換算（但し天然ガス5800立方フィートを原油1バレルで換算）では7万5000バレルであったが、同年アモコのメキシコ湾（同）における生産量は9万4000バレルでありBPに対して優位に立っていた。98年にBP(BP Amoco p.l.c.)の生産量は21万5000バレルへ急増したのである。以上は、BP [12], FOI 1993-1997, pp. 40,41 ; BP [11], 1998 ARA, p.19による。

- (18) ニュー・オリンズ沖合の南東125マイルに位置する。発見時はクレージー・ホースと呼称されが、2002年2月頃にサンダー・ホースに改称された。以上は、BP [13], PR, 20 February 2002; Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.3 ; U.S. Department of Energy [28], EIA 2002, pp.68-69による。なお、Exxon Mobil [4] , 2005 FOR, p.44によれば、この油・ガス田は2006年に生産開始予定である。
- (19) Exxon Mobil [3], 2002 AR, p.7, 2001 AR, p.10 ; BP [14], p.3 ; BP [13] ,PR, 15 July 1999による。
- (20) OGI [35], May 6, 2002, p.54。
- (21) 以上は、U.S. Department of Interior [31], p.87による。
- (22) OGI [35], May 6, 2002, p.52。
- (23) より立ち入った検討は、田沢 [52], 8-11頁を参照せよ。
- (24) U.S. Department of Interior [31], p.75。
- (25) 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1枚を得る。これに対して三次元地震探鉱法は、受信機を平面上に配置する。平面配置のために供される受振器の数は、通常の調査法に比べて必然的に多くなる。例えば、陸上調査の場合、測線上に配置できる受振器数は48個が限度であったのに対し、三次元探査法ではそれが240個以上、多いときは1,000個にも達することがある。これが地層の立体的な把握を可能にしたと言われている。以上については、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（Japan Oil, Gas and Metals National Corporation, JOGMEC）のホームページに掲載された用語辞典、日石三菱 [40], 214-215頁、および業界関係者からの聞き取りによる。
- (26) Fortune [37], April 16, 2001, pp.78, 80。
- (27) WSJ [38], 12/01/1999。
- (28) Fortune [37], April 16, 2001, p.78 ; 田沢 [52], 10頁。
- (29) 日本石油 [39], 153頁 ; 猪間 [45], 10頁, などを参照せよ。
- (30) Exxon [2], 1992 FOR, p.22, 1996 FOR, p.26。
- (31) 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成るようである。詳細は、石油鉱業連盟 [41], 165頁を参照せよ。
- (32) 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年では世界全体の平均発見費用は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。

- (33) 日石三菱 [40], 223 頁, および業界関係者からの聞き取りによる。
- (34) Exxon Mobil [4], FOR 1999, p.31 ; Fortune [37] , April 12, 2001, p.82。
- (35) Exxon Mobil [4], FOR 1999, p.31。
- (36) Exxon [2], FOR 1997, p.28。
- (37) 各社の営業報告書などによる。なお, 後述するように旧ソ連邦, 西アフリカでの事業に要する費用は, 大規模な油・ガス田の場合, アメリカのメキシコ湾の大水深海域をさらに大きく凌いだ。1999 年 3 月 11 日に行われたアメリカ連邦議会の下院公聴会での証言によれば, エクソン, モービルの両 CEO (最高経営責任者, エクソンはリー・レイモンド氏 Lee R. Raymond, モービルはルシオ・ノト氏 Lucio A. Noto) は, 諸外国での原油と天然ガスの探鉱は, 政治面で安定しておらず, 事業リスクが高く, 技術面でも難しく, かつ遠隔地に所在する国や地域でなされる傾向にあり, 新たな事業ひとつに数十億ドルの費用がかかることもある, と述べた。U. S. House [27], p.52。
- (38) こうした見解については, Kallaur [48], を見よ。なお, メキシコ湾の浅海域, 大水深海域の管轄権に関する連邦政府と州の権限区分については, U.S. Department of Interior [30] ; Fitzgerald [49] chapter 2, 10 を参照せよ。
- (39) Priest [58], p.16 ; Kallaur [48], による。
- (40) Exxon Mobil [5], PR, August 21, 2002 ; BP [13] , PR, 12 July 2005, による。
- (41) 周知のように, 海洋において生産若しくは掘削及び生産の両方の作業を実施するための土台となる海洋構造物類を海洋プラットフォームと称している。海洋プラットフォームを機能的に分類すると, 坑井保護, 居住, 生産処理, 掘削及び生産, 貯油など, その目的は多岐にわたっている。アメリカのメキシコ湾においては, 長い期間, 巨大な鉄のプラットフォームを海底に固定し, これで各種の生産施設を支えた。シェブロン社の 1996 年 6 月のプレス・リリース (Chevron, [23], PR, June 19, 1996) によれば, この時点までに最も深い海域に設置された固定式プラットフォームは水深 1350 フィート (400 メートル) に足場を置いたとのことである。また, この 96 年の文書によれば, 石油産業は, それ以前に大水深において探鉱用の井戸を掘ってきたが, 石油・ガスを回収しうる技術は 1989 年まで確認されず (wasn't proven until 1989), この年, 真に Deep-water と呼びうる生産システムが水深 1760 フィートに設置されたとのことである。これは U. S. Department of the Interior [31], p.63 から判断し, 今日のコノコフィリップス社 (ConocoPhillips Company) のジョリエット油・ガス田 (Jolliet field) と考えられ, テンション・レッグ・プラットフォーム (Tension Leg Platform, TLP, 生産設備を搭載した半潜水型プラットフォームを, 海底の固定基礎と結んだ数本のテンション・レグ [鋼製パイプ又はワイヤー] により固定する方式) を指すと考えられる。なお, 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 [51] が有益である。
- (42) U.S. Department of Energy [28], EIA 1996, p.73 による。
- (43) 例えば, マディソン油・ガス田 (Madison field), マーシャル油・ガス田 (Marshall field) などである (なお前掲第 2 図にはマディソンのみ記載されているが, マディソンとマーシャルはごく近接した地点に存在)。Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.31 ; Exxon Mobil [5], PR, July 3, 2000, FOR, 2005, p.43 による。

- (44) Exxon Mobil [5], PR , September 19, 2002.
- (45) なお、先に記載したフーヴァー・ダイアナなどの事業費は、こうした費用削減のための種々の努力や対応の結果として得られた額と考えられる。Exxon Mobil [5], PR, September 19, 2002 による。
- (46) ひとつは、第3図 (a) (b) に基づく数値は年度末であり、第1表、第2表の年間平均とは異なる。第2に、これがより重要であるが、第3図 (a) (b) の量には各企業が連邦政府に支払う利権料相当部分が含まれている可能性があり (U. S. Department of the Interior [31], pp.5, 90 参照)、これを含まない第1表、第2表との比較は妥当性を欠くと考えられるかである。それゆえ、ここでの対比の数値はあくまでも近似値、あるいは参考値として扱うことにしたい。
- (47) U. S. Department of the Interior [31], p.48.
- (48) U.S. Department of Energy [28], EIA 2001, p.62 による。なお、この資料の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4表とはやや異なる。これも作表基準の相違によるものと考えられる。
- (49) U.S. Department of Energy [28], 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は、本稿の第2表、第6表とはやや異なる。これも作表基準の相違によるものと考えられる。
- (50) 原油についてであるが、アメリカの生産量全体に占める大企業の地位 (生産比率) が、他の事業部門 (原油輸送、原油精製、製品販売など) に比べて低位であることは、ある意味では19世紀以来一貫したことである。さしあたり、伊藤 [57], 252-253 頁注 [12] を参照せよ。

IV 旧ソ連邦

[1] 旧ソ連邦の位置づけ

本節と次節で検討する旧ソ連邦、西アフリカの場合、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 (営業報告書 [Annual Report] および同報告書への補足資料など) には生産量の具体的な数値は表示されていない。それは、この時点までの両地域での活動は、独立した項目 (国・地域の表示) を立てられるだけの生産実績がいまだ存在しなかったことによると考えられる。しかし、その一方で、エクソン社の同じ公表資料 (営業報告書など) によると、1992-96年の5年間に新規に獲得し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) のうち旧ソ連邦から得られた部分は全体の約30%、西アフリカ (表示はアフリカ) が15%程度を占め、ヨーロッパが20ないし25%であった。1994-98年ではそれぞれ25%、30%、20%程度である⁽¹⁾。これらの統計からは、ヨーロッパがなお相当の比重を占めている一方、90年代初頭ないし半ば以降に権益の獲得がなされたに過ぎない旧ソ連邦と西アフリカが全体の半分程度を占めたことが注目される⁽²⁾。

1990年代初頭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域 (Caspian Sea Area) の油・ガス田は、これらの予測された埋蔵資源の規模の点でも、西ヨーロッパ市

場への近接した立地条件からしても、極めて魅力に富む地域であったと考えることが出来る。西ヨーロッパ諸国は製品市場として、販売量の点では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からである⁽³⁾。1970年代前半頃までに中東、北アフリカの原油と油田に対する所有権を失った同社にとって、同年代末頃から西ヨーロッパに対する主要な原油供給拠点を担ったのは北海の油・ガス田（North Sea field）であった。しかし、北海での原油生産、特にイギリス側海域での生産はエクソン社のみならず業界全体としても1980年代後半ないし末近くには早くも減産傾向を呈した⁽⁴⁾。もっとも、現実には、その後そのまま低落が続いたわけではなく、1990年代に入り原油、天然ガスともにむしろ増勢に転ずる（前掲第1表、第2表、第4表、第6表参照）しかし、エクソン社のみならず他の主要企業群は90年代初頭時点で、この海域が新たな需要増に対応して中長期にわたり活発に増産を行うことは難しいと判断したのであった⁽⁵⁾。

こうした状況下、旧ソ連邦における1990年代初頭以降の社会主義国家体制の崩壊と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極めて大きな好機を提供した。同社は、旧ソ連邦に所在する油・ガス田の権益獲得に向けて具体的に動き出すのである。なお、西ヨーロッパ市場への供給拠点を確保の観点からは、旧ソ連邦に比べ遠隔地にあるが、同社にとって西アフリカもまたこれに応える可能性を有したと考えられる。

本節では以下、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、モービル社の買収以前と以後に区分して考察する。

〔2〕モービル社の買収以前

モービル社の買収以前における旧ソ連邦領内でのエクソン社の活動国・地域は、ロシア連邦、カスピ海およびその周辺域に属するアゼルバイジャン共和国、カザフスタン共和国である。

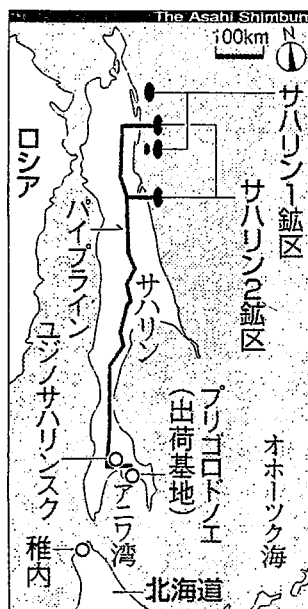
ロシア ロシアにおけるエクソン社の原油と天然ガスの探鉱は、極東のサハリンおよび西シベリアを対象として試みられた。1992年にモスクワにエクソン事業会社（Exxon Ventures [C.I.S.] Inc.）なる子会社が設けられたのである⁽⁶⁾。1993年以降、同社はサハリンでの操業をロシア政府に正式に認めさせるために、他の共同企業（ロシア企業、日系企業など）とともにサハリンIと呼ばれる鉱区（第4図参照）を対象とした生産分与協定（Production Sharing Agreement）の締結を目指した。ロシア政府は、1996年1月に議会で生産分与法を成立させ、エクソン社などの操業を可能にする法整備を行った。だが、すでに指摘されているように、ロシアにおける生産分与協定は既存の地下資源関連法、税関関連法との整合性を欠き幾つかの問題点が含まれた⁽⁷⁾。加えて、石油企業側とロシア政府との間で、生産された原油および天然ガスのうち利益に相当する部分を如何なる比率で配分するかについては、未決定のまま残された。サハリンIにおけるこの配分比率については現時点でも明らかとはいえない⁽⁸⁾。

サハリン I が対象とする海域（サハリンの北東沖合）では、エクソン社などの進出以前にすでに 3 つの油・ガス田が発見されており、95 年時点で回収可能な原油（可採埋蔵量）は 25 億バレル、天然ガス 15 兆立方フィート（石油換算で約 25 億バレル）と推定された⁽⁹⁾。サハリン I に対してエクソン社は 30% の権益比率を確保し、オペレーターとして 96 年以降に地下の油・ガス層の分析、評価井の掘削作業などを開始した⁽¹⁰⁾。しかし、開発と実際の生産には現実には多くの時間を要し、後述するように 2003 年末段階ではいまだ原油と天然ガスの生産は行われていないのである⁽¹¹⁾。

他方、サハリンと同じくエクソン社の進出対象となった西シベリア（ウラル山脈西側に位置するチマン・ペコラ [Timan Pechora] と呼ばれる鉱区、エクソン社の権益は 37.5%）についてであるが、ここでもエクソン社および共同企業の進出以前にすでに 11 の油・ガス田の発見が確認されており、同社などはやはりロシア政府との生産分与協定の締結を目指した。しかし、交渉は遅延を続け、2006 年の現時点においても事態の進展については不明である⁽¹²⁾。

これらの事実から明らかなように、ロシアに対するエクソン社の進出は、油・ガス田の未発見鉱区に対してなされたとは言えない。かつて旧ソ連邦の国営企業などが発見しながら、技術、資金などの不足によって開発、生産段階に進むことの出来なかった油・ガス田を対象とし、これらに対する権益の確保によって進出が果たされたのである。周知のように、1990 年代、特に旧ソ連邦崩壊からさほど年数を経ない段階のロシアにおいては、欧米企業の受け入れ、外国企業による国内資源開発に対する政府の政策、議会の対応などは一貫しておらず、現地での事業は多くの不確定要因、あるいはリスクを抱えた。エクソンは、投資の危険性を出来るだけ回避するために、すでに油・ガス田の存在が明らかとなっている鉱区に事実上限定してロシアでの事業を開始したと考えられるのである。

第 4 図 サハリン I, II およびパイプライン



(出典) [44], 2006 年 3 月 6 日 朝刊,

カスピ海および周辺域 について、エクソンはアゼルバイジャンへ向かい、同社を含む 12 の企業からなるアゼルバイジャン国際石油コンソーシアム (Azerbaijan International Oil Consortium, 以下 AIOC と略記) の 1 社として 1994 年にアゼルバイジャン政府との間で生産分与協定を締結した。エクソンはアゼリ・チラグ・グナシリ深海部 (Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli, 以下しばしば ACG 油・ガス田と略記, 第 5 図参照) と呼ばれる 3 つの油・ガス田を含む鉱区に 5% の権利を得たのである (翌年 8% へ増加) ⁽¹³⁾。これら ACG 油・ガス田は、すでに 1980 年代に相次いで発見された。だが、旧ソ連邦では水深 250 メートルを超える海域での操業については技術面で困難が多く、開発に向かうことができなかったようである ⁽¹⁴⁾。AIOC による原油の生産は 97 年に開始され、99 年末時点では ACG 油・ガス田の可採埋蔵量は原油 60 億バレル, 天然ガス 6 兆立方フィート (石油換算 10 億バレル) と推定されたのである ⁽¹⁵⁾。

第 5 図 カスピ海および周辺域におけるエクソンモービル社の油・ガス田, 鉱区 (2003 年末時点)



(出典) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.49.

生産分与協定の具体的な中身、特に現地政府と石油企業各社の間での利益配分の比率等は、ここでもその多くは不明である。但し、エクソン社の取得分を見ると、98年末時点でAIOCの原油生産量全体（7万5000バレル/日）の17%（約1万2000バレル/日）であった⁽¹⁶⁾。なお、カスピ海のアゼルバイジャン領域においてエクソンは、これ以外にも若干の鉱区に権利を有した⁽¹⁷⁾。

1999年のモービル社の買収以前に、エクソンが権益の一部を得たのは以上のロシアとアゼルバイジャンに加えてカザフスタン（カスピ海北東沿岸地域〔Mertvyi Kultuk Block, エクソン社の権益は50%、1995年取得〕）であった。但し、同社が得たカザフスタンの権益（鉱区）は、将来性に乏しかったようである⁽¹⁸⁾。

他社の動向 ここで、エクソン社との対比において、旧ソ連邦各国に進出した若干の有力な国際石油企業群の動向を略述する。今日カザフスタンのみならずカスピ海とその周辺域で最大規模の一つといわれるテンギス油・ガス田（Tengiz field, 1979年発見、第5図参照）に最初に進出した企業はシェヴロンである。同社は、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⁽¹⁹⁾。同年、テンギスは初めて原油を産出し、その規模は3万バレル/日であった⁽²⁰⁾。94年時点でシェヴロンは可採埋蔵量を90億バレルと推定したのである⁽²¹⁾。

次に、BPは、ロシアでは97年に有力石油・天然ガス企業シダンコ（AO Sidanco）の株式10%を取得し、ロシアの原油と天然ガスの取得に向けた重要な一歩を踏み出した（本節後注〔55〕参照）⁽²²⁾。アゼルバイジャンでは、これに先立ち、94年にAIOCに17.13%の権利を確保し、98年にはアメリカ石油大企業のアモコ社を買収することで、AIOCに対する権益比率を倍増させ、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部（ACG油・ガス田）に対する最大の権益保有企業（34.14%）となったのである⁽²³⁾。さらに、その後2000年であるが、アルコ社（The Atlantic Richfield Company, Arco）を買収することでテンギスシェヴロイルに若干の権益を得たのであった⁽²⁴⁾。

モービルは、早期にカスピ海のカザフスタン領域で石油・天然ガスの探鉱に向かい、1994年に他の5つの企業とともに北カスピ海の沖合鉱区（カシャガン〔Kashagan〕）として知られる、第5図参照）に権益を獲得した（但し、生産分与協定によって正式に権利が認定されるのは1998年。同年のモービルの権益は14.3%）⁽²⁵⁾。ついで、96年にはテンギスに25%の権益を取得し、98年にはこれに基づき約5万バレル/日を得たのである⁽²⁶⁾。同社は、99年末以前にはこれら以外にもトルクメニスタンの2つの油・ガス田にそれぞれ40%、52.4%の権益を保持したのであった⁽²⁷⁾。

最後に、RD=シェルは、サハリンの油・ガス田に対する権利をロシア政府と生産分与協定で確定させた（1996年1月の生産分与法の成立とともに有効。サハリンⅡとして知られる、前掲第4図を参照）。可採埋蔵量は原油10億バレル、天然ガス14兆4000立方フィート（石油換算24億バレル）であり、同社は25%（2000年から55%）の権益を保持した⁽²⁸⁾。さらにRD=シェルは、モービルとほぼ同時期と考えられるが、北カスピ海の沖合鉱区に同率

の権益（14.3％）を獲得したのであった⁽²⁹⁾。すぐ次に述べるように、後者の鉦区では1999年段階ではいまだ原油と天然ガスの発見に至っていないが、やがてテンギスに勝るとも劣らぬ巨大な油・ガス田の存在が明らかとなるのである。

こうした概況からではあるが、1999年のモービル買収以前においてエクソン社は、実際に取得した原油・天然ガスの量からすればシェブロン、BP、モービルに及ばなかったと考えられる。

〔3〕モービル社の買収以降

テンギスとカシヤガンの権益の継承 モービル社の買収によってエクソン社は、新たにトルクメニスタンに活動範囲を拡張し、カザフスタンではテンギスの権益を継承するなど、カスピ海とその周辺域における事業基盤を強化した。エクソンモービルが25％の権益を持つテンギスでの原油の生産量は2000年には28万バレル／日であった⁽³⁰⁾。同社が実際に得た原油の数量は不明であるが、ともかくもカスピ海と周辺域で最大級の油田を自社の生産拠点の一つに組み込んだのであった。

だが、モービルの買収によって得られた成果はこれに留まるものではない。カザフスタンにおいては、先のテンギスとは別に、モービルが保持した北カスピ海沖合鉦区（カシヤガン〔Kashagan〕）の権益（14.3％。2003年末では18.52％へ増加）を獲得したことが重要である⁽³¹⁾。同鉦区では、2000年7月に最初の発見がなされて以降2003年末までの短期間に合計5つの油田が発見された（2008年に生産開始予定）⁽³²⁾。しかも、これらのほとんどは1本の試掘（試掘井）で発見されており、ここでも90年代初頭以降の探鉦技術の成果が見られた⁽³³⁾。原油の可採埋蔵量は2002年半ば段階で70-90億バレルと推定され⁽³⁴⁾、しかも性状は極めて軽質であり、エクソンモービルにとってはテンギスに匹敵する意義を有したと考えられる⁽³⁵⁾。

生産開始あるいは増産の条件 ところで、エクソン社が旧ソ連邦において最初に着手したサハリンでの原油と天然ガスの生産事業（サハリンI）は、2002年秋の時点で総費用が120億ドルと計算された大規模プロジェクトであるが⁽³⁶⁾、03年末時点でもいまだ実際の成果に結実しなかった。生産遅延の原因は、一つは、エクソン社によれば、同社のさまざまな取組みに対するロシア側の認可の遅れなど現地政府あるいは行政機関の対応にあったようである⁽³⁷⁾。だが、より大きな問題は、すでに指摘されているところであるが、現地で生産される石油とガス、特に天然ガスの販売先を容易に確保できなかったことにあると考えられる。オペレーターとしてエクソンモービル社は、例えば、日本市場の確保を目指して外部機関に委託し、日本市場までのパイプライン輸送による天然ガス販売の実現可能性を調査した。さらに、2002年8月には東京に販路開拓のために現地事務所を開設したのである。しかし、2006年5月の今日に至るまで、大規模な生産を可能にするだけの市場を確保するに至っていない⁽³⁸⁾。

カスピ海および周辺域の場合、エクソンモービル社はアゼルバイジャンのアゼリ・チラ

グ・グナシリ深海部（ACG 油・ガス田）に 8%の権益を保持したが、この海域で産出された原油の総量は 2000 年に 10 万バレル/日であった⁽³⁹⁾。これに比べれば同年のテンギスでの生産量は上記の如くかなりの規模に到達している。しかし、これら油・ガス田では、それらが内包した埋蔵量の規模からして、エクソンモービルを含む権益保有企業は、原油についてはいずれも将来 1 日あたり 80 万バレルないし 100 万バレルの生産を計画したのであり⁽⁴⁰⁾、現実の実績はこれに比べて相当低位といわざるを得ない。これら諸国の場合、生産の急速な拡大を保証する基本要件としてのパイプライン能力の不足が主たる制約要因のひとつをなしたと考えられるのである。陸封国家の性格が強く、油・ガス田地帯およびその周辺域から西ヨーロッパ市場などへ直ちに原油タンカー、LNG 船舶などの水運を用いることが出来ないこれら諸国にとっては港湾などへのパイプラインの敷設あるいは輸送能力の増強は不可欠の課題だったからである。

その場合、この遅延は単なる資金の不足や技術面の問題に由来すると見ることは出来ないであろう。パイプラインの敷設、輸送経路、およびその運用などをめぐって、原油と天然ガスの生産国（アゼルバイジャン政府、カザフスタン政府）と従来両国の原油と天然ガスの輸送（パイプライン輸送）を担ったロシアの国営企業（ロシア政府）との間で利害の対立、議論の確執が存在したことが重要であろう。もっとも、こうした国家間の対立とその帰結については、すでにわが国でも知られている部分が少なくない⁽⁴¹⁾。本稿で解明されるべきは、エクソンモービル社による当該域におけるパイプライン敷設についての対応や取り組み、他の国際石油企業、関係諸政府との対抗と連繋などの実態であろう。しかし、現状ではこれらについてはほとんどが不明である。ここでは、さしあたりアゼルバイジャンとカザフスタンにおけるパイプライン輸送問題の概要とその打開について手短かに記すにとどめる。

アゼルバイジャンの場合、97 年から生産が始まったアゼリ・チラグ・グナシリ深海部の原油（但し、2003 年末時点まではチラグ油田の原油のみ）の輸送は、当初は旧ソ連邦時代に敷設されロシア領を経由する北ルートと呼ばれるパイプラインによって輸送され、ついで国際石油コンソーシアム（AIOC）が 1999 年に敷設した西ルート（ロシア領を通過せず）がこれに代替した。しかし、これらはいずれも輸送能力は 1 日あたり 13 万バレルであり、チラグに続いて開発・生産が予定されたアゼリ油田中央部などにとって、輸送体制が生産の開始ないし拡大の制約要因になることは明らかであった（本節後注〔43〕も参照）。将来の生産計画に照らして輸送体制の抜本的拡充は不可欠だったのである。

ここにおいて、従来北ルートのパイプラインを所有・運営し、西ルートの創設によって輸送料収入を失ったロシアの国営パイプライン輸送会社トランスネフチ社（Transneft）とロシア政府は、既存のパイプライン（北ルート）の能力拡張によって問題解決を図るよう要求し、他方、ロシアの政治的な影響力からの離脱を図るアゼルバイジャン政府はむしろこれに反発した。かかる両国間の対立により、輸送能力の拡張あるいは新規の輸送手段の確保は順調には進まなかったのである⁽⁴²⁾。

こうした紛糾の後、2002年9月に至り、油・ガス田の操業を担当したコンソーシアム企業（AIOC）の主要メンバーなどは、新たなパイプラインの敷設（ロシア領を通過せず）に着手した。BTCパイプラインと呼ばれ、関連する諸事業を含めて建設費総額が36億ドルとされたこの新たな輸送手段（1日あたり輸送量は100万バレル）は、2003年末段階ではいまだ建設途上にあった（2005年5月に完成）⁽⁴³⁾。

カザフスタンの場合も、テンギスを最大とする油・ガス田群にとって、旧ソ連邦時代から用いたパイプライン（ロシアの国営企業トランスネフチ社の所有）では新たな増産は難しく、輸送能力の拡張あるいは新規輸送手段（パイプライン）の確保は不可欠であった。特に1990年代半ば頃までには原油の増産にとって輸送能力の不足が主要な制約要因になったと言われている⁽⁴⁴⁾。もっとも、テンギスでの増産を可能にする新規の大規模パイプラインの創設についての協議は、すでに1990年代前半にロシア、カザフスタン両政府を主たる当事者として始められていた。だが、テンギス原油の輸送に対する実質的な支配権の確保を目指すロシア政府と、これを回避しようとするカザフスタン政府との間で対立が続いたのである⁽⁴⁵⁾。

この対立は、1999年5月までに妥結を迎えた。同月、ロシア政府、カザフスタン政府、シェヴロン、モービルなどを構成主体とするカスピアン・パイプライン・コンソーシアム（Caspian Pipeline Consortium, CPC）なる組織によって新規パイプラインの建設が着工されたのである。当初は1日あたり56万バレル、将来は150万バレルの原油を輸送可能なパイプライン（CPCパイプラインと呼ばれる。総事業費は25億ドル）は、2001年10月に操業を開始したのであった⁽⁴⁶⁾。これは、ロシアの国営企業のパイプラインではない点で、パイプライン輸送のロシアへの全面依存からの脱却を意味する。しかし、ロシア政府がコンソーシアムに24%の所有権をもつ筆頭株主であり（カザフスタン政府は19%所有）、パイプラインの運営に同政府の意向が反映されることは当然である⁽⁴⁷⁾。

ここで、1点を付記すると、CPCパイプラインの構築に向けた取組みが進展せず、現存のパイプラインの輸送能力が1日当たり7万バレル程度しかない段階で、テンギスでの生産全体は、例えば、1997年4月に14万バレル/日、1年後には19万バレル/日へと増加した⁽⁴⁸⁾。これは、カスピ海対岸のアゼルバイジャンのバクー（Baku）までテンギス原油を船で運び、ついでパイプラインと鉄道でグルジアの港のバツミ（Batumi）へ輸送する、など費用はかなり割高ではあったが、多様な方策が追求された結果であった⁽⁴⁹⁾。

なお、同じカザフスタンに所在し、エクソンモービルが権益を有するカシャガン油田は、2003年時点ではいまだ開発段階にあり、実際の生産にはなお数年を要することもあって、原油の輸送体制に関する議論は具体化していなかったようである⁽⁵⁰⁾。

以上、エクソンモービルが権益を保持した旧ソ連邦での原油と天然ガスの生産は、それが擁した豊富な埋蔵量にもかかわらず、直ちにその真価を発揮することは出来なかった。しかし、販路の確保に依然困難を抱えたサハリンを別として、主に西ヨーロッパ市場などを対象としたカスピ海とその周辺域の油・ガス田においては、2003年末段階で大規模パイ

ラインが完成済み、ないし建設中である。生産の急速な増加を制約づけた輸送能力の不足はほぼ解決されたと言ってよいであろう。

〔4〕2003年時点の到達点

エクソンモービル社は、2003年時点でロシア、アゼルバイジャン、カザフスタンの各国で油田、天然ガス田に対する権益を有した。2003年に同社が保有権益に基づいて実際に獲得した原油は8万8000バレル/日であり、天然ガスは7300万立方フィート/日（石油換算で約1万2000バレル/日）であった⁽⁵¹⁾。同年、エクソンモービルが権益の一部を保持した油・ガス田での原油と天然ガスの生産量全体（石油換算）は43万バレル（テンギスが30万バレル、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部〔ACG油・ガス田〕が13万バレル）であったから⁽⁵²⁾、同社はその全体の1/4弱を入手したことになる。エクソンモービルは、既述した以外にも、例えばアゼルバイジャンでは、いまだ油・ガス田は未発見であるが、アゼリ・チラグ・グナシリ深海部の近隣に所在する4カ所の鉱区で探鉱活動を行った。旧ソ連邦での活動の強化に努めたのである⁽⁵³⁾。

ところで、他の国際石油企業による活動の2003年段階での到達点についてであるが、各社の生産量などは必ずしも明らかではない。営業報告書（および同書への補足資料などの公表資料）を見る限りでは、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=シェルは、原油ではロシアから3万バレル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記載が見られない⁽⁵⁴⁾。BPは、原油については、アゼルバイジャンで3万8000バレル/日、ロシアでは29万6000バレル/日を獲得した。後者のロシアでの獲得規模が大きいのが、これは2003年9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BP・TNKの発足）によるものである⁽⁵⁵⁾。天然ガスでは、同じくTNK・BPを介して1億2900万立方フィート/日（石油換算で2万2000バレル/日）を得た⁽⁵⁶⁾。これら以外については獲得の有無、数量は不明である。シェヴロンの場合は、原油は主としてテンギスからと考えられるが15万9000バレル/日、天然ガスも主にテンギスからと思われるが2億9800万立方フィート/日（石油換算で4万9700バレル/日）であった⁽⁵⁷⁾。最後にフランス企業トタル（Total S.A.）であるが、同社は原油を8000バレル/日を獲得したのみで天然ガスについての獲得実績はない⁽⁵⁸⁾。

以上、統計は不備であり、今後の一層の検討が必要であるが、2003年時点の生産量についての数値から判断すれば、エクソンモービルは最大企業BPとは大きな較差があり、シェヴロンに対しても半分程度の生産規模に留まった。1999年末にモービル社を買収することによって、エクソン社が旧ソ連邦での地歩を強化したことは明らかである。しかし、この時点ではなお国際石油企業群の中で新たな優位を築いたとは言えないであろう。

〔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概算値である。1998年では、これら以外に北アメリカが10%程度、アジア・太平洋が7, 8%程度、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) 1999-2003年の5年間では、アフリカが23, 4%, カスピ海が20%弱、北アメリカとアジア・太平洋がほぼ15, 6%ずつ、ヨーロッパは5, 6%に低落した。Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.29による。
- (3) 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(1日あたり465万8000バレル)のうちヨーロッパ(東ヨーロッパを含むかどうかは不明)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 [57], 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)。
- (4) イギリスでは1986年に年間9億2700万バレルの生産を実現したのがそれまでの最高であり、その後91年(6億5600万バレル)まで減少する(DeGolyer and MacNaughton [34], p.8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わずかである。1975年から98年までの24年間に北海での生産量は合計21億5450万トンであったが、陸域のそれは4143万トンに過ぎない(イギリス政府の産業貿易省[Department of Trade & Industry]のウェブサイトのホームページに公表された資料 [http://www.og.dti.gov.uk/information/bb_updates/appendices/Appendix9.htm]による)。エクソン社の場合、1993年以前についてはイギリスでの生産量を知ることはできないが、ヨーロッパでの生産量(その大部分は北海から)は、1986年に45万8000バレルに達した後、1990年の29万8000バレルまで減少した。Exxo [1], 1995 AR, p.46; Exxon [2], 1991 FOR, p.19による。
- (5) R/P レシオ(Reserves/Production ratio)として知られる可採年数(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)が他の主要国に比べ著しく低いこともまた事実であった。ここでは原油についてであるが、1991年にイギリスとノルウェーの生産量合計は年間14億200万バレルであり、同年末の両国の原油埋蔵量は合計116億バレルである。その結果、可採年数は8.3年であった。2003年時点でイギリスの場合は5.4年、ノルウェーはやや大きいがいずれでも8.5年に過ぎず、サウジアラビアの73.3年などに遠く及ばないのみならずアメリカの11.3年に比べても少ない。以上は、BP [16], June 2002, pp.4,6, June 2004, p.4による。
- (6) Exxo [1], 1992 AR, p.9。
- (7) Exxo [1], 1993 AR, pp.9,10, 1995 AR, p.12, 1996 FOR, p.29, 1999 FOR, p.44; 川原田ほか [53], 28頁; 本村 [60], 98-102頁を参照せよ。
- (8) 一般に生産分与協定は、外国石油企業が投資に関する一切の費用を負担するもので、最低投資義務も課されている。生産された原油・ガスは「費用相当分」と「利益相当分」に分けられ、前者は、実際に事業を行った石油企業側がかかった費用分を取り戻すために入手する原油・ガスであり、後者は石油企業と現地政府との間で分割する原油・ガスをさす(石油鉱業連盟 [42], 172頁参照)。この場合、「利

益相当分」のうち現地政府が取得する部分は、利権料、法人税などの名目で石油企業が提供すると考えられるが、サハリン I については、その具体的な中身は不明である。ここでは、参考までに、同じサハリンで RD=シェルが主導するサハリン II なる事業について若干の諸点を記すことにしたい。サハリン II [第 4 図参照] は、共同所有会社サハリン・エナジー投資会社 (Sakhalin Energy Investment, 現在は RD=シェルが 55%, 三井物産が 25%, 三菱商事が 20%の所有権を持つ) が権利を保有した原油と天然ガスの生産事業である。RD=シェルの説明によると、ロシア政府側は、生産開始後まず利権料として生産物の 6%を受け取る、ついで生産が費用の回収段階から利益の分割段階に至ると、国家の利益 (State profit, 利権料を指すと考えられる) として生産物の 10%からやがて 70%にいたる部分を受け取る、加えて会社の利益に対しては 32%の課税を行う、とのことである。以上は、Shell [20], NMR, 01 Jun 2000, による。

(9) Exxo [1], 1995 AR, p.12; Exxon [2], 1996 FOR, p.29; Exxon Mobil [5], PR, September 28, 2000, May 23, 2002. サハリン I の対象鉱区では、1977 年に最初のオドプト油・ガス田 (Odoptu field) が発見された。原油は軽質、低硫黄の高品質である。なお、サハリンにおける原油開発の歴史は古く、1925 年に日本の資本によって北樺太石油会社が設立されている。詳細は、村上 [59], 各章; 本村 [60], 第 1 章などを参照せよ。

(10) 2003 年 9 月の段階では、権益保有企業は、エクソンモービル以外は、ロシアの石油企業ロスネフチ (Rosneft) とその子会社サハリンモルネフチュガス (Sakhalinmorneftegas-Shelf) がそれぞれ 8.5%, 11.5%, インドの ONGC Videsh Ltd. が 20%, サハリン石油ガス開発 (日本企業 13 社と石油公団の出資) が 30%である。以上については、Exxo [2], 1996 FOR, p.29; Exxon Mobil [5], PR, May 23, 2002 による。

(11) なお、エクソン社は、サハリン III と呼ばれる別の事業を有しており、サハリン島中部の東海岸沖合の鉱区に当初 67%, 後に 100%の権利を確保した。同社は 1996 年にロシア政府との間で生産分与協定を締結したが、2005 年時点においても探鉱、生産に関する認可がロシア政府から与えられていない状況である。以上は、Exxon [2], 1996 FOR, p.29, 1998 FOR, p.39; Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.47, 2005 FOR, p.55 による。

(12) 以上の事実については、Exxon [2], 1994 FOR, p.25, 1996 FOR, p.29, 1998 FOR, p.39 による。1999 年以降の営業報告書および付属の資料 (Financial and Operating Review) には、本件に関する記述は見当たらない。

(13) Exxon [2], 1996 FOR, p.29 による。Amineh [47], p.172, によれば、AIOC における各社の権益比率は、1994 年時点で、BP が 17.1%, ロシア企業のルク・オイル (LUK oil) 10.0%, アメリカ企業ユニocal (Unocal) 10.0%, アゼルバイジャン国営石油企業 (SOCAR) 10.0%, ノルウェーのスタットオイル (Statoil) 8.6%, Exxon 8.0%, などである。なお Deepwater Gunashli の Deepwater をここでは深海部と記した。これは、今日、利権保有企業の一社となっている日本の国際石油開発株式会社 (現在の権益比率は 10%, 後述も参照) が「深海部」の訳を与えていることによる。2005 年 11 月 22 日の国際石油開発広報室での聞き取り、および同社のウェブサイト (Website) のホームページも参照せよ。

- (14) 本村 [60], 169-170 頁による。
- (15) Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.5.
- (16) U.S. Department of Energy [28], EIA 1994, p.56 ; Exxon [2], 1997 FOR, p.36, 1998 FOR, p.38, による。一般に複数の企業の共同事業の場合、各社は権益比率に従って費用を負担し、得られた原油、天然ガスについても権益の比率に従って配分を受ける。エクソン社が、8%の権益でなぜ17%を取得できたかについては明らかではない。この時点では生産された原油の大半は、AIOC の各構成企業が支出した費用の回収部分に充てられたと推定されるが、おそらくエクソン社は、本来権益比率に基づいて負担すべき8%ではなくより多くの費用負担を行ったのかもしれない(前節の注 [15], 本節の前注 [8] も参照せよ)。

なお、本文に記したようにアゼルバイジャン政府と AIOC との間での利益配分に関する取り決めの内容は公表されていないが、ここでは若干の資料・諸文献から以下の諸点を付記する。まず、Amineh [47], p.173 によれば、利益配分では70%をアゼルバイジャン政府が取得することになっている。次に、石油鉱業連盟 [42], 181 頁によれば、AIOC が得た利益に対しては所得税が32%課せられる。さらに、BP [15], p.23; によれば後の2003年についてであるが、ACG 油・ガス田(この時点では実際にはチラグ油・ガス田のみ。後述、特に本節の後注 [43] を参照)の生産量は1日あたり13万800バレルであり、このうちアゼルバイジャン政府に利益部分(Profit Oil)として支払ったのは2万2500バレル/日(全体の約17%。金額にして2億~2億2千ドル)であった(なお、Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.49 も参照)。とすれば、残余(約10万8000バレル/日)にあたる83%分を参加企業各社が費用部分(Cost oil)および利益部分(Profit oil)として受け取ったことになる。上記の指摘によれば、利益の大半(70%)をアゼルバイジャン政府が受け取るようになるようであるが、2003年時点においても、同政府は生産量全体の一小部分(17%)を受け取ったに過ぎない。つまり、全体に占める利益部分は少なく、大部分は費用部分であり、AIOC を構成した石油企業側が取得したと考えられるのである。

- (17) 但し、モービル買収以前には、探鉱活動が試みられたに留まる。Exxon [2], 1998 FOR, p.38.
- (18) Exxon [1], 1995 AR, p.12 ; Exxon [2], 1998 FOR, p.38 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.43.
- (19) Chevron [23], PR, June 13, 1994, April 6, 1998.
- (20) シェヴロンによれば、テンギスでの活動は、半世紀前にサウジ・アラビアで事業を開始して以降、同社の最大かつ最重要の案件とのことである。Chevron [23], PR, June 13, 1994, April 6, 1998 による。
- (21) 同時に天然ガスについても埋蔵量を数兆立方フィートと推定した。Chevron [23], PR, June 13, 1994 による。なお、1999年のエクソンモービル社(テンギスに25%の権益を保有、後述)の公表資料では可採埋蔵量は60億バレルである。Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.5 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR 1999, p.43 による。なお、2001年10月にシェヴロンが買収するテキサコは、1997年に、カラチャガナク油・ガス田(Karachaganak field, 1979年に発見)に20%の権益を獲得した。2003年にシェヴロンはテンギスで原油12万4000バレル/日を獲得するが、カラチャガナクでも2万1400バレルを得たのである。Texaco [24], PR, August 19, 1997, November 18, 1997 ; Chevron [22], 2003

- SAR, p.27, 34 による。
- (22) BP [11], 1997 ARA, p.14 ; BP [13], PR, 17 November 1997, 18 November 1997, 11 February 2003 による。
- (23) BP [11], 1994 ARA, p.17, 1996 ARA, p.16 ; BP [13], PR, 21 July 1998 ; BP [14] p.6, による。
- (24) アルコ社の買収以前に、ロシアの石油企業ルク・オイル (Luk oil) とアルコ社の合弁企業ルクアルコ (Lukarco, 1997 年 2 月発足, 所有権はルク・オイルが 54%, アルコ 46%) がテンギスに 5% の権益を獲得していたのであり、BP はこの 5%のうちアルコ所有分を継承したのである。もっとも、ルクアルコはテンギスの権益 5%を獲得するために 2 億ドルを支払ったが、その大半はアルコが拠出したとのことである。以上は、BP [13], PR, 19 September 1996, 24 April 1997 による。
- (25) Mobil [10], 1994 FB, p.36, 1995 FB, p.34, 1996 FB, p.35, 1997 FB, p.37, 1998 FB, p.37, による。
- (26) テンギスはカザフスタン政府とシェヴロンの折半所有の事業であったが、カザフ政府は事業への拠出金を賄うことが出来ず、1996 年に 50%の権利の半分をモービルに 11 億ドルで売却したのであった。以上は、Mobil [10], 1997 FB, p.59, 1998 FB, p.23 ; Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.5 ; U.S. Department of Energy [28], EIA 1994, p.55 ; Amineh [47], pp.160, 161 による。
- (27) Mobil [10], 1998 FB, p.37 ; Exxon [2], 1998 FOR, p.38 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.43,44.
- (28) Shell [20], NMR, 19 Oct 2000 ; 本村 [60], 149-151 頁。および本節前注 [8] も参照。
- (29) 小森・杉野 [54], 38,39 頁参照。
- (30) 2000 年の末時点でテンギス油・ガス田に対する権益比率は、一部既述のようにシェヴロンが 50%, エクソンモービルが 25%, カザフスタンの国営企業 (カザフオイル [Kazakhoil], 2002 年 1 月以降はカズムナイガス [KazMunaiGaz]) が 20%, ルクオイルが 5%である。以上については、Exxon Mobil [3], 2000 AR, p.13 ; Exxon Mobil [7], Lamp, Spring 2000, p.5 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.43 ; Chevron [23], PR, Aug 29, 2000, May.17, 2000, による。
- (31) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.48, 2002 FOR, pp.50, 51.
- (32) カシャガンの最初の油田はイースト・ワン (East 1) で 2000 年 7 月、次のウエスト・ワン (West 1) は 2001 年 5 月、にそれぞれ発見が公表された。第 3 のカラムカス (Kalamkas) 油田は 2002 年 10 月、さらに、アクトテ (Aktote), カシャガン・サウスウエスト (Kashagan Southwest) の 2 つの油田は 2003 年 11 月に発見が公表されたのである。2002 年 6 月に、エクソンモービルなど権益保有企業群はカザフ政府と共同でカシャガン油田の商業規模宣言を行った。以上は、Exxon Mobil [5], PR, July 24, 2000, May 4, 2001, June 28, 2002, October 10, 2002, November 24, 2003, による。
- (33) Exxon Mobil [5], PR, July 24, 2000, May 4, 2001, November 24, 2003.
- (34) Exxon Mobil [5], PR, June 28, 2002 による。しかし、2005 年には 130 億バレルとされている。Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.54 による。
- (35) 原油の比重は API 度で 42-44 である (Exxon Mobil [5], PR, July 24, 2000 による)。なお、テンギスの油・ガス田には有毒の硫化水素が含まれており、これを除去するための装置が不可欠であった。生産量の拡大は、こうした装置の追加、除去能力の拡大を不可欠としたようである。Chevron [23],

- PR, April 6, 1995, July 16, 1997 による。2003 年時点で、エクソンモービル社は株主に向けて、同社は世界最大級の油・ガス田 (the largest fields in the world) の 3 つ (カシャガン, テンギス, アゼリ・チラグ・グナシリ深海部) に権利を持つとのべた。Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.48。
- (36) Exxon Mobil [5], PR, October 3, 2002。
- (37) エクソンモービル社によれば、1999 年には、政府の認可が下りないために評価井を打ちこむことが出来なかったとのことである。Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.44。
- (38) エクソンモービルは 1999 年 4 月から 2002 年の初頭まで、調査機関 (日本サハリン・パイプライン会社) に委託して、サハリンから日本市場向けのパイプラインによる天然ガス輸送の実現可能性を調査した (feasibility study)。その結果、同社は、8 億立方フィート/日 (石油換算で 13 万 3000 バレル/日) の天然ガスを直径 65-70cm のパイプライン (宗谷岬沖から東京まで 1440km, 新潟まで 1120km) で輸送することは技術面でも採算面でも可能である、と判断したという。これを受けて、同社は、東京に事務所を設けたのであった。なお、チャイヴォ油・ガス田での生産は 2005 年 10 月に始まり、生産された原油と天然ガスは、ロシア国内の極東ガス化計画を遂行するために販売された。しかし、大市場の確保には依然目途が立っていないのが実情である。以上については、Exxon Mobil [5], PR, August 26, 2002 ; Exxon Mobil [4], 2000 FOR, p.46, 2001 FOR, p.55, 2003 FOR, p.47, 2004 FOR, p.51, 2005 FOR, p.55, による。なお、川原田ほか [53], 127 頁 ; 本村 [60], 149 頁も参照。
- (39) Exxon Mobil [3], 2000 AR, p.13。
- (40) Exxon [2], 1997 FOR, p.36, 1998 FOR, p.38 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.43。
- (41) 小森・杉野 [55] ; 本村 [60] ; 小森・杉野 [54], などを参照せよ。
- (42) 以上については、小森・杉野 [55], 23 頁。本村 [60], 230 頁参照。
- (43) BP [13], PR, 11 November 2003 ; BP [15], p.3, による。全長 1770 キロ・メートルの BTC パイプラインは、アゼルバイジャンの首都バクー (Baku) からグルジア共和国のトビリシ (Tbilisi) を経由してトルコのジェイハン (Ceyhan) へ至る。各拠点都市名の頭文字をとって BTC パイプラインと呼ばれている。パイプラインに対する所有権の一部を持つ国際石油開発株式会社 (2.5%) での開き取り、及び同社のウェブサイトのホームページによれば、2005 年 5 月段階での BTC パイプラインの所有権は、BP 30.1%, アゼルバイジャン国営石油 (Socar) 25.00%, ユノカル 8.9%, ノルウェー企業 (Statoil) 8.71%, トルコ企業 (TPAO) 6.53%, ENI-AGIP 5.00% などである。AIOC の構成企業の一社であるエクソンモービルはこれに参画していないが、その理由は不明である。なお、国際石油開発の 2006 年 1 月 8 日の Press Release によれば、アゼリ油田の中央部では 2005 年 2 月、同油田の西部では同年 12 月にそれぞれ原油生産が開始された。今後、2007 年に同油田東部、2008 年にはグナシリ油田深海部、チラグ油田西部で生産が開始される予定とのことである。その結果、2009 年までに ACG 油・ガス田全体では原油生産量は 1 日当たり 100 万バレルに達するとのことである。
- (44) Chevron [23], PR, June 13, 1994 によれば、シェヴロンは、15 カ月前にテンギスで事業を開始して以降、初期投資 15 億ドルのうち約 1/3 をすでに支出したが、多くの問題に直面しており、生産増にとっての最大の問題は輸出用パイプラインの確保であるという。後の 1998 年 3 月頃であるが、テンギス原油のパイプラインによる輸送はロシアのパイプライン能力によって年間 350 万トン (7 万バレル)

- ル/日)に制限されているとのことである。Chevron [23], PR, March 2, 1998 による。
- (45) 小山 [56], 11 頁; 小森・杉野 [54], 20 頁; 本村 [60], 222-224 頁, を参照せよ。
- (46) 全長はテンギスから黒海の北東岸に至る約 900 マイルである。Chevron [23], PR, Nov. 22, 2000, Nov. 27, 2001, May 12, 1999, March 26, 2001 による。
- (47) パイプラインの着工時におけるカスピアン・パイプライン・コンソーシアムの所有比率は, ロシア政府が 24%, カザフスタン政府が 19%, オマーン政府が 7%, シェヴロン 15%, モービルは 7.5%, などである (Amineh [47], p.163, 184, 192; 石油鉱業連盟 [42], 178 頁; Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.5, による)。CPC パイプラインの運営にロシア政府の意向が実際にどのように反映されているかは私には不明であるが, CPC パイプラインがテンギスの原油のみを輸送する目的で敷設されたのではなく, ロシアの原油にも輸送の便を提供するよう求められたことが考慮されるべきであろう。上述した将来の輸送能力 (1 日あたり 150 万バレル) は, テンギスの生産能力をかなり超える規模であった。以上は, Shell [20], NMR, 16 Feb 1998, および Chevron [23], PR, Feb. 16, 1998, Nov. 22, 2000 : Texaco [24], December 21, 1999, による。
- (48) Chevron [23], PR, April 6, 1998 による。本節前注 (44) も参照。
- (49) Chevron [23], PR, July 16, 1997, Aug. 1, 1997, March 2, 1998。
- (50) カシャガンに現在 8.33%の権益を持つ国際石油開発の本社において 2005 年 11 月 24 日に行った聞き取りでは, この時点でもなお具体的な検討はなされていないとのことであった。
- (51) 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 2005 年までの営業報告書, および営業報告書に対する補足資料には同国は権益保有国に含まれていない。2001 年頃に権益の処分がなされた可能性がある。Exxon Mobil [3]; Exxon Mobil [4] 各号による。
- (52) Exxon Mobil [3], 2003 AR, p.12; Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.48 による。
- (53) Exxon Mobil [4], 2002 FOR, p.51; Exxon Mobil [5], PR, April 24, 2000, による。かように, エクソンモービルは新規の探索等を試みたが, 2005 年末の時点において ACG 油・ガス田以外に事実上発見はないようである。
- (54) RDS [19], pp.28, 29。
- (55) 先に 1997 年に BP がロシア企業シダンコの株式の一部 (10%) を取得したことを述べたが, シダンコはその後経営危機に陥った。チュメニオイル (TNK) はシダンコへの融資を行うことで BP と利害を共通する関係にあった。具体的な経緯を省略するが, BP はロシアにおける原油, 天然ガス事業の飛躍を図り, 2002 年 3 月に TNK の筆頭株主であるアルファ・グループ (Alfa Group), アクセス・レノボ (Access-Renova) との協定を完結させ, 68 億ドルを支払うことで TNK の所有権の 50% を取得したのであった。これに伴い TNK の名称を TNK-BP へ変更した。以上については, BP [11], 2002 ARA, p.14, 2003 ARA, p.6; 河原田ほか [53], 133-134 頁; 本村 [60], 118-119 頁による。
- (56) 以上の BP についての統計は, BP [12], FOI, 2000-2004, pp.57, 58, による。なお, 天然ガスと石油との換算をここでは, アメリカ企業とは異なり天然ガス 5800 立方フィート=石油 1 バレルとして行った。第 2 節注 [1] を参照。

(57) Chevron [22], 2004 SAR, pp.38,39.

(58) Total [26], 2003 FB, pp.28,29 による。

V 西アフリカ

前節では、旧ソ連邦におけるエクソン社（エクソンモービル社）の生産権益の拡大、生産事業の伸長にとって1999年のモービル社の買収が重要な促進因になったことをみた。西アフリカでは、現時点の生産量から判断する限り、モービル社の買収はエクソン社の事業拡張にとって、旧ソ連邦の場合をさらに凌ぐ重要性を有したと考えられる。1990年代初頭以降のエクソン社の活動と到達点、およびその特徴を考察することとしたい。

〔1〕西アフリカへのエクソン社の進出

初発の進出 エクソン社の西アフリカでの原油と天然ガスの生産事業（探鉱活動）の試みは、1970年代にチャドの陸域を対象として開始された。だが、現実にチャドで詳細な事業計画の策定が始まるのは1992年のことと言われている⁽¹⁾。1990年半ば過ぎの時点で、同社はチャド南部の3つの油田（可採埋蔵量は合計10億バレル）に40%の権益を保有し、かつオペレーターとして存在した。但し、これら油田の開発と生産にとっては、チャドの油田から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が前提であった（第6図参照）。実際の作業の開始は、エクソンなど石油企業とチャド政府との間でパイプラインの建設に関する合意が成立する1996年を待たなくてはならなかった（後述参照）⁽²⁾。

他方、1990年代初頭以降、西アフリカの沖合に存在する大水深海域が、新たにエクソン社による油・ガス田の探鉱対象に加わった。これは、第1は、すでにアメリカのメキシコ湾での活動（第3節）で述べたように、大水深海域での探鉱などを可能にする技術の進展によっており、第2に、各国政府が外国企業に鉱区の活用を認可し、現地での操業を可能にする諸制度をある程度整備したことによるものであった⁽³⁾。エクソンは、1992年にアンゴラの沖合鉱区に複数の権益を獲得し（第6図参照）、94年にはアンゴラ政府（国営企業SONANGOL）と生産分与協定を締結した。同年、地震探鉱などの作業が開始されたのである⁽⁴⁾。ナイジェリアにおいても同社は、93年に国営企業（Nigerian National Petroleum Corporation, NNPC）と生産分与協定を締結し、94年末までに7つの大水深鉱区に権益を得て油・ガス田の探鉱作業を始めたのである⁽⁵⁾。

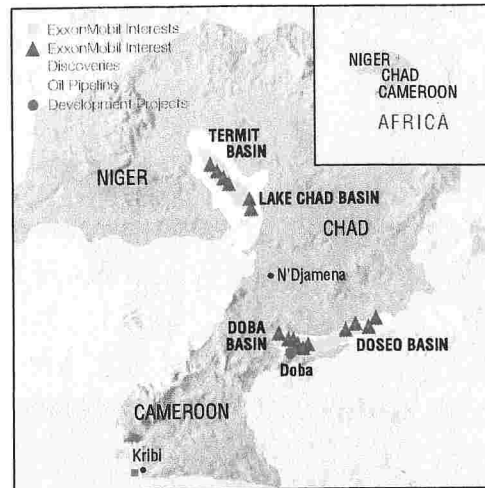
アンゴラ アンゴラにおいてエクソンは1996年に第17鉱区（Block 17）とよばれる海域において、オペレーターではないが、油田（Girassol oil field）の発見に成功しており、2001年末までには生産を開始した⁽⁶⁾。これは、西アフリカの大水深海域において最初に発見された油田と言われており、98年末までに同社はこの第17鉱区に所在した4つの油田（可採埋蔵量は20億バレル以上）に20%の権益を保持したのである⁽⁷⁾。

第6図 西アフリカにおけるエクソンモービル社の主な油・ガス田，鉱区（2003年末時点）

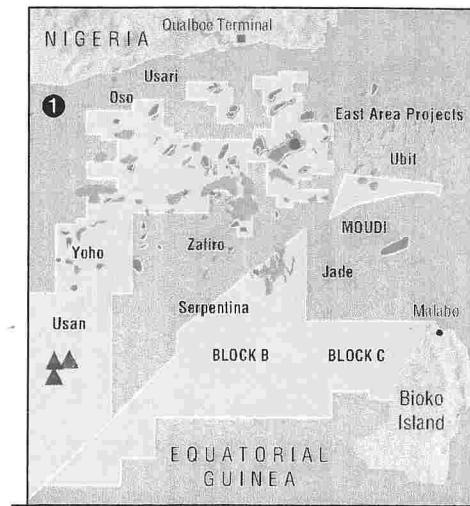
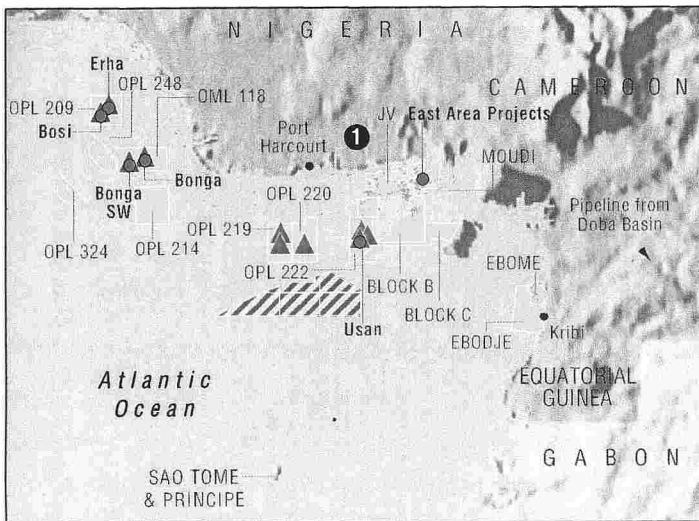
- Oil Fields
- Oil Pipeline
- Gas Fields
- ExxonMobil Interests
- ExxonMobil Farm in (pending government approval)
- ExxonMobil Option Announced
- ▲ Deepwater Discovery Wells
- Development Projects



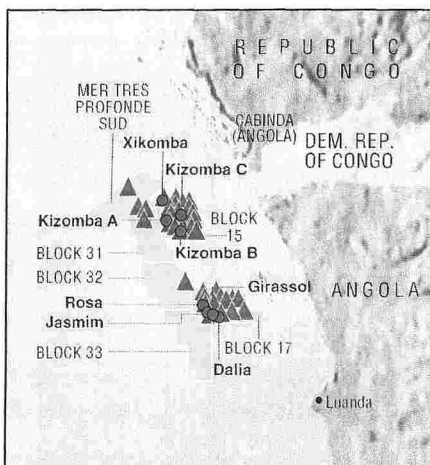
チャド



ナイジェリア 赤道ギニア



アンゴラ



(出典) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, pp.40, 42

次に、エクソンは 98 年に、同社が 40%の権益を持ちオペレーターとして取り組んだ第 15 鉱区 (Block 15) において 5 本の試掘井を打ち込み、うち 4 本で油田を発見した (可採埋蔵量は同年末時点で 20 億バレル以上。生産開始は 2003 年 11 月)⁽⁸⁾。98 年末までにエクソン社は、アンゴラ沖でこれら 8 つの油田、ナイジェリア沖でも 1 つの油田 (エクソン社の権益は 20%) の発見に成功したのである⁽⁹⁾。

かように、エクソン社は実際に探鉱活動を開始した 1994 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獲得したのであり、同海域での事業の将来性に強い期待を抱くに至った。

〔2〕 モービル買収後の躍進

ナイジェリアと赤道ギニア 1999 年末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若干の国で探鉱活動を試みたが⁽¹⁰⁾、西アフリカではいずれにおいても原油と天然ガスを手に入れるには至らなかった。だが、モービル社の事業を組み込んだ 99 年のエクソンモービル社の営業報告書によれば、同年の西アフリカにおける原油の生産量は 32 万 6000 バレル/日であった。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⁽¹¹⁾。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 (NNPC) との合弁事業 (モービルが原油について 40%の取得権を持つ) によって浅海域の油田でなされたのである⁽¹²⁾。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田 (可採埋蔵量 4 億バレル以上、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⁽¹³⁾。

モービルはエクソン社に買収される時点でナイジェリア・赤道ギニア両国で、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⁽¹⁴⁾。この時点 (1999 年末) までに同社 (エクソンモービル社) は、西アフリカ沖の大水深海域で 23 の鉱区に 15-40%の範囲で権益を有し 17 の油田の発見に成功した。これらの可採埋蔵量は石油換算で 60 億バレル以上と推定されたのである⁽¹⁵⁾。

アンゴラとチャド かように、エクソン社はモービル社の買収によってナイジェリアと赤道ギニアで大きな成果を得た。だが、これによってエクソン社 (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いえないであろう。同社は、いまだ実際の生産には至っていないが、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 (最初の生産は 2001 年—既述)。2002 年半ば頃までに西アフリカの大水深海域において、エクソンモービル社が権益を保有した鉱区面積全体 (1600 万エーカー) の 3/4 はアンゴラにあった⁽¹⁶⁾。この時点で、エクソンモービルのアンゴラにおける油・ガス田の大半は既述の第 15, 17 鉱区に集中したが、発見した油・ガス田はアンゴラ全体で 22 に増加した。さらに 2003 年 7 月には、この両鉱区に第 31, 32 鉱区を加えると、同社が権益を保持したこれら鉱区の可採埋蔵量全体は 105 億バレル (石油換算) となったのであった⁽¹⁷⁾。

ところで、西アフリカでの最初の進出国チャドでは、生産の前提となるパイプラインの建設は2001年11月に始まり、2003年前半までに完成した。同年6月に原油生産は開始されたのである⁽¹⁸⁾。翌2004年の統計であるが、同年半ば頃までにエクソンモービルが権益を保有する油田（権益比率は40%—既述）での生産規模は20万バレル/日を超えた⁽¹⁹⁾。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。なお、総事業費（パイプラインの敷設費を含むと考えられる）は35億ドルであった⁽²⁰⁾。

大水深海域における活動の若干の特徴 西アフリカ、特に大水深海域におけるエクソン社（エクソンモービル社）の活動について、既述の事実や統計を超えてより立ち入った実態分析に踏み込むことは現時点では資料の制約により困難が多い。ここでは、断片的に2点を指摘しこれまでの記述を補足する。

第1に、西アフリカの大水深海域の貯留岩層がアメリカのメキシコ湾の大水深海域と同じくタービダイト砂岩によって構成されたことである。1990年代初頭頃から三次元地震探鉱法などが活用できたこともあって、油・ガス田の発見率は高く、既述のようにエクソン社は、従来全く手の付けられなかった未踏の鉱区であったにもかかわらず、アンゴラの第15鉱区では1998年に5本の試掘で4つの油田を発見したのであった⁽²¹⁾。加えて、1998年末頃と推定されるが、エクソンモービルを含め各社がこの海域で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（石油換算）は、メキシコ湾の大水深海域が8000万バレルであったのに対し5億バレルと推定されたのである⁽²²⁾。

第2に、エクソンモービル社が、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）短縮化し、直ちに生産の実を汲み取る方策を追求したことである。これは、早期生産方式（Early Production System, EPS）として知られる方法で、通常のプラットフォームを用いず海上にFPSO（Floating, Production, Storage and Offloading）と呼ばれる船型の装置（原油の生産、貯蔵、タンカーへの出荷などの機能を持つ）を配置し、海底に設けられた坑井（海底生産装置）から原油をパイプで回収する方法である⁽²³⁾。エクソンモービルがオペレーターとして試みた最初の事例はナイジェリアの浅海域にあるヨーホー油田（Yoho oil field）である。当初2005年に予定されていたこの油田での生産は2003年2月に開始されたのであった⁽²⁴⁾。同社による早期生産方式（EPS）の採用は、一つには、投資の早期回収を目的としており、いまひとつは、利権料、所得税などの支払いを求める現地政府の早期生産の要請に応えるためであった⁽²⁵⁾。

なお、エクソンモービル社によるこの方式の採用が、他の諸海域に先駆けて西アフリカ沖合で初めてなされたかどうかは疑問であり、また西アフリカにおける導入において同社はむしろ他のいくつかの国際石油企業に比べ後発であったように思われる。例えば、シェヴロンはすでに1996年にアンゴラでこれを採用していたのであった⁽²⁶⁾。

他社の動向 ここで、他の主要な国際石油企業の西アフリカ（陸域、海域全体を含む）における活動について一瞥する。

まず、エクソンモービルが期待をかけるアンゴラにおいて早くも原油の生産を実現し、その後も暫くの期間、最大企業の地位を保持したのはシェヴロンであった。同社は、1994年に初めて原油を得たのである⁽²⁷⁾。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15万9500バレル/日を獲得し、外国企業としては最大の成果を得たのであった⁽²⁸⁾。2003年の生産規模は西アフリカ全体で原油30万7000バレル/日、天然ガス5000万立方フィート/日（石油換算8300バレル/日）である⁽²⁹⁾。次に、シェヴロンとならんで西アフリカへの早期進出を果たしたのはRD=シェルであり、同じ2003年に主としてナイジェリアとガボンからであるが原油36万5000バレル/日、またナイジェリアからであるが天然ガス（3億5200万立方フィート/日、石油換算で6万700バレル/日）を獲得した⁽³⁰⁾。これに対してBPは、アンゴラにおいて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てはいたが、2003年時点で得られた原油は、3万5000バレル/日に留まり主要企業の中では最低の部類に位置した（天然ガスは不明、しかし存在してもごくわずか）⁽³¹⁾。最後に、フランス企業のトタルである。同社は、2003年時点での原油生産量は西アフリカ全体で52万2000バレル/日、天然ガスでは2億1000万立方フィート/日（石油換算3万6000バレル/日）であり、上記の3社を凌ぐ実績を有したのである⁽³²⁾。

〔3〕2003年時点の到達点

前掲第1表によれば、2003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44万2000バレル/日である。この数値からすれば、同社は、他の国際石油企業群との対比ではトタルには及ばなかったが、西アフリカに進出した企業の中で最有力の企業の一社であったと見る事が出来よう。同年のヨーロッパでの生産量（57万9000バレル/日）にはなお若干の距離はあるが、短期間のうちに、西アフリカは同社にとって一つの有力な生産拠点に転じたと言えよう⁽³³⁾。

もっとも、ここで留意すべきは、第1に、2003年時点での生産量の6割弱（26万バレル/日）はナイジェリアの浅海域から生み出されており、大きな期待のかかったアンゴラでの生産量はいまだ1割未満だったことである⁽³⁴⁾。大規模な埋蔵量を擁した後者での生産はその大部分が後の年次にゆだねられたのである⁽³⁵⁾。第2に、かかる事実、およびこれまでの検討から知りうるように、2003年まで同社が実際に生産した原油は、この時点でもその大半がモービルから継承された権益、およびその活用からもたらされたことである（ナイジェリア、赤道ギニアの原油で2003年の西アフリカ生産全体の86.9%を占める）。エクソン社によるモービル社の買収は、こうした実際の生産実績で見ると限りアメリカのメキシコ湾大水深海域、旧ソ連邦に比べてもなお大きな意義を有したと言うべきであろう。

ところで、これまでの記述は専ら原油の生産に関してであった。天然ガスについて、エクソンモービル社が西アフリカで如何なる活動を行い、どのような生産実績を挙げたかは不明である。しかし、2003年時点でもほとんど成果は得られていないように思われる。前

掲第2表には「その他」の欄に若干の数値(2003年には1億7400万立方フィート/日〔石油換算で2万9000バレル/日〕)が見えるが、このうち7300万立方フィート/日〔石油換算で1万2000バレル/日〕は旧ソ連邦からであり、最大に見積もっても西アフリカは残余の1万7000バレル/日(石油換算)どまりである⁽³⁶⁾。原油生産規模には遠く及ばない水準である。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が原油に比べかなり見劣りす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であるが、ナイジェリアの場合、確認埋蔵量は2003年末時点で176兆4000億立方フィート(石油換算で339億バレル)であった⁽³⁷⁾。これは、同年のアメリカ(184兆8000億立方フィート、前掲第7表では5兆2300億立方メートル)にほぼ匹敵し、ヨーロッパの主要国、ロシアを除く旧ソ連邦各国を凌ぐほどの規模である。現段階では、西アフリカは将来天然ガスの面でも、エクソンモービル社の一つの生産拠点になりうる可能性がある、と指摘することとしたい⁽³⁸⁾。

〔注〕

- (1) Exxon Mobil [5], PR, April 18, 2002。エクソン社がチャドで活動を始めたのは1977年からと考えられるが、1992年までどのような活動がなされたかは不明である。
- (2) エクソン, RD=シェル(40%), Elf(20%)の3社からなるコンソーシアムとチャド政府との間で開発条件、およびカメルーンを通過して海上の輸出基地に至る輸送路(650マイルのパイプライン)の建設についての合意(覚書)がまとまるのが1996年であった。Exxon Mobil [5], PR, April 18, 2002; Exxon [2], 1996 FOR, p.28, 1998 FOR, p.37; U.S. Department of Energy [28], EIA 1999, p.65。
- (3) Exxon [6], Winter 1998-1999, p.4。
- (4) エクソン社は、1980年代末の時点でアンゴラ沖合への進出を検討していた。しかし、地質調査によって、油・ガス層が海岸から遥かに遠く、深い位置に存在することが明らかにされており、さらに1990年代初頭にアンゴラ政府が外国石油企業に鉱区を提供した時点では、操業に必要なデータは少なくリスクが高かったという。Exxon Mobil [7], No.3, 2004, p.8による。
- (5) Exxon [2], 1993 FOR, p.22; Exxon [1], 1994 AR, p.9。
- (6) Exxon Mobil [5], PR, December 7, 2001。
- (7) トタル(この当時はエルフ)が40%の権益を持ちオペレーターである。以後2000年8月までに限定してもこの第17鉱区では合計10の油田が発見された。以上は、Exxon Mobil [5], PR, December 7, 2001, August 31, 2000; U.S. Department of Energy [28], EIA 1999, p.65; BP [14], 24 January 2003, pp.6, 7; Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.40による。
- (8) Exxon [2], 1998 FOR, p.36。この第15鉱区は、翌99年についてあるが、エクソンモービル(40%)についてBPが26.67%、エニーが20%、Statoilが13.33%の権益を有した。Exxon [6], Winter 1998-1999, p.7; U.S. Department of Energy [28], EIA 1999, p.64; Exxon Mobil [4], FOR 2003, p.40; Exxon Mobil [7], No.3, 2004, p.8による。なお、2003年7月時点で、この第15鉱区で14番目の油田が発見され、全体の可採埋蔵量は石油換算で40億バレル以上となった(Exxon Mobil [5],

- PR, July 31,2003 による)。
- (9) Exxon [6], Winter 1998-1999, pp.4,7 ; Exxon [2], FOR1998, p.37 による。
- (10) エクソン社はコンゴ, ニジェールにも権益を有した。但し, ニジェールの鉱区はチャドと同様に陸域である。Exxon [2], 1998 FOR, pp.36-37。
- (11) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.48。両国以外に 3000 バレル/日が存在するが, これは, Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.42, 2000 FOR, p.43, 2002 FOR, p. 47 から判断シカメルーンであり, すでにモービルが獲得した権益に由来するものと考えられる。
- (12) Mobil [10], 1998 FB, p.23 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p. 48, 2005 FOR, p.49, による。
- (13) この油田が浅海域に属するか, 大水深に属するかは, 旧モービル社, エクソンモービル社の資料からは明確ではない。Exxon Mobil [4] ,2003 FOR, p.42 では水深 1400-2800 フィートに位置するとあるが, その後の Exxon Mobil [4], 2004 FOR, p.47, 2005 FOR, p.48 には 400-2800 フィートとある。後者をとれば, 浅海域から大水深にまたがる油田と言うべきであろう(なお, 1995-98 年の各号の Mobil [9] [10] も参照したが確言できない)。なお, 2003 年時点ではエクソンモービル以外の権益保有企業は, ディヴォン・エネルギー (Devon Energy, 23.75%), 赤道ギニア政府 (5%), である。Exxon Mobil [5] ,PR, July 30, 2003 ; Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.42 ; U.S. Department of Energy [28], EIA 1999, p.65 による。
- (14) Exxon Mobil [4], 1999 FOR, p.40 ; Exxon Mobil [5], PR, December 13, 1999 ; Mobil [10], 1998 FB, p.23 ; RDS [19] , p.44 ; BP [12] , FOI 1998-2002, p.42 ; Total [26], 2004 FB, p.28 ; Chevron [22] ,2003 SAR, p.34 による。但し, 国営企業 (NNPC) に対しても優位であったかどうかはなお調査が必要である。
- (15) Exxon Mobil [7], Spring 2000, p.6。
- (16) Offshore Engineer [36], June 2002, p.13。
- (17) 以上については, Offshore Engineer [36], June 2002, p.13 ; Exxon Mobil [5] ,PR, July 31, 2003, June 25, 2002, April 3, 2001, による。
- (18) Exxon Mobil [5] ,PR, April 18, 2002 ; Exxon Mobil [4], 2003 FOR,p.44。なお, エクソンモービルが 40%の権益を保有し, かつオペレーターであることは不変であるが, かつてのパートナーの RD=シェル (40%), Elf (20%) はコンソーシアムからはずれ, 新たに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%) が加わったのである。Exxon Mobil [8] , p.3 ; Exxon Mobil [5] ,PR, April 2, 2000, July 28, 2003,による。
- (19) Exxon Mobil [4], 2004 FOR, pp.47, 56 による。
- (20) Exxon Mobil [8] , p.3 ; Exxon Mobil [5] ,PR, April 2, 2000。
- (21) エクソン社による西アフリカの未踏の鉱区での試掘の成功によって, 地質構造が類似したメキシコ湾での探鉱経験が生かされたと推定されるが, それを裏付ける資料をいまだ入手できていない。両海域での事業の関連性あるいは連続性についての検討は今後の課題である。
- (22) OGJ [35], Jan 18, 1999, pp.36,38。
- (23) 早期生産方式についての技術面の説明としては, 岡田 [50] ; 岡田 [51] が有益である。

- (24) Exxon Mobil [5], PR, August 29, 2002, February 20, 2003; Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.42; Exxon Mobil [3], 2003 AR, p.4 による。
- (25) Exxon Mobil [5], PR, September 19, 2002, October 16, 2002, February 20, 2003 などによる。
但し、早期生産方式 (EPS) は、生産の早期開始のための有効な方法ではあったが、長期性、恒常性を持つものとは言えず、臨時的な性格といわれている。やがて正規のプラットフォームなどによって置き換えられることとなったようである。Exxon Mobil [5], PR, August 29, 2002, September 19, 2002, October 16, 2002, February 20, 2003 などによる。
- (26) 岡田 [51] 24 頁によれば、エクソンモービルは西アフリカより以前にブラジルで用いているという。
Chevron [23], PR, Feb 5, 1996, May 11, 1998, Oct. 4, 2000 による。
- (27) シェヴロンの子会社 (Cabinda Gulf Oil Company Limited) は、アンゴラで 40 年間、探鉱・生産事業に従事したという。Chevron [23], PR, Dec. 8, 1994, Dec. 27, 1994, May 5, 1997 による。
- (28) Chevron [22], 2000 SAR, p.28 による。
- (29) Chevron [22], 2003 SAR, p.34, 2004 SAR, pp.38,39 による。
- (30) Shell [18], FOI 1999-2003, pp.44, 45。
- (31) BP [11], 2004 ARA, p.93; BP [12], FOI 2000-2004, pp.57, 58。
- (32) 1999 年でも 50 万 6000 バレル (但し、買収前のフィナ、エルフの生産量を含む) であり、最大企業であった。Total [26], 2004 FB, pp.28, 29。
- (33) 2003 年にエクソンモービルは 7 カ国 (アンゴラ、カメルーン、チャド、赤道ギニア、ニジェール、ナイジェリア、コンゴ共和国) で活動し、ナイジェリア、赤道ギニア、アンゴラ、チャド、カメルーンで実際に生産を行った。Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p. 40。
2004 年についてみると、西アフリカでの原油の獲得量は 57 万 2000 バレル/日であり、ヨーロッパ (58 万 3000 バレル/日) とほぼ並ぶところまで伸長し、ついで 2005 年には西アフリカは後者を凌いだ (西アフリカ 66 万 6000 バレル/日、ヨーロッパ 54 万 6000 バレル/日)。Exxon Mobil [4], 2004 FOR, p.56, 2005 FOR, p.56 による。
- (34) 2003 年末時点でナイジェリアでも大水深海域からの生産は行われていない (2005 年に最初の生産がなされた)。Exxon Mobil [4], 2003 FOR, pp42-44, 54, 2005 FOR, pp.49, 56。
- (35) 前注 (33) に記したように、2005 年に西アフリカでの獲得規模はヨーロッパのそれを凌いだ、これらの伸びは主としてアンゴラでの生産増 (2003 年は 4 万 3000 バレル/日、2004 年は 9 万 5000 バレル、05 年は 18 万 1000 バレルと年々倍増) による。Exxon Mobil [4], 2004 FOR, p.56, 2005 FOR, p.56。
- (36) Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.57 による。
- (37) BP [16], June 2004, p.p.20。
- (38) 2003 年時点でエクソンモービルは、浅海域および大水深海域の天然ガス資源に対する同社の取り分を巡ってナイジェリアの国営石油会社 (NNPC) と協議を続けている (Exxon Mobil [3], 2003 AR, p.44)。西アフリカ全域での天然ガスの生産規模の低位は、直接的には輸送手段、より本質的には固定的な販路の欠如に由来したといえよう。1990 年代末までナイジェリアで生産されたガスの 60% 以上は市場を

確保できず井戸元で焼却されたのであった(U.S. Department of Energy [28], EIA 1999, pp.63, 64)。

VI おわりに

〔1〕2003年時点の到達点

全体の要点を取りまとめる前に、2003年のエクソンモービル社の原油と天然ガスの生産活動について若干の統計を確認することとしたい。

前掲の第1表によれば、同年の原油生産量は1日あたり251万6000バレルで、最大の生産拠点はアメリカ(全体比24.2%)であり、ついでヨーロッパ(23.0%)、アフリカ(17.6%)、カナダ(14.4%)と続く。1990年代末近くまでアフリカではほとんど生産実績、獲得原油は存在しなかったと考えられるのであり⁽¹⁾、この間にアフリカ(そのほとんどすべては西アフリカ)は一挙に第3の拠点として浮上したと言えよう。他方、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)の生産規模は、2002年についての統計であるが、第3節の〔3〕で記したように9%弱(約5万5000バレル/日)と推定され、旧ソ連邦については、第1表からは不明であるが、同社のごく最近の公表資料によれば、8万8000バレル/日である⁽²⁾。見られるように、2003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が西アフリカとの対比ではかなり低位であったことは否めない。

次に、原油の確認埋蔵量についてみると(第8表参照)、2003年末のエクソンモービル社の保有量は世界全体で128億5600万バレルであり、アメリカ(25.0%)、アフリカ(西アフリカ、21.3%)、カナダ(15.4%)、ヨーロッパ(9.4%)などである。但し、同表の「その他」がアメリカにはやや及ばないが23.6%に達したことが注目される。これは、主に旧ソ連邦諸国(14.2%)、中東諸国(5.4%)などを示す⁽³⁾。西アフリカと旧ソ連邦で全体の1/3を超えており、これにアメリカのメキシコ湾の大水深海域を含めて判断すると、1990年代初頭以降の新規の地域・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持続可能にするひとつの基本条件を構築したと考えられるのである。

天然ガスの場合(前掲第2表参照)、2003年の生産量(101億1900万立方フィート/日〔石油換算で168万6500バレル/日〕)のうち最大拠点はヨーロッパ(44.5%)、ついでアメリカ(22.2%)、アジア・太平洋(17.8%)、カナダ(9.3%)などである。西アフリカ、旧ソ連邦にはいまだ見るべき成果はない⁽⁴⁾。確認埋蔵量(第9表参照)は、2003年末に54兆7690億立方フィート(石油換算で91億2800万バレル)で、やはりヨーロッパが最大(43.5%)で、以下アメリカ(20.9%)、アジア・太平洋(13.3%)などが続く。アフリカは1%程度である。なお、「その他」が17.0%を占める。しかし、その多くは中東地域(12.2%)であり、旧ソ連邦は3.5%である⁽⁵⁾。メキシコ湾の大水深海域での埋蔵規模は不明であるが、西アフリカ、旧ソ連邦における埋蔵量は合わせて全体の数%程度であり、これら3地域・海域がエクソンモービル社の天然ガス事業全体に占める位置はかなり低位であったと言うべ

第8表 エクソンモービル社の国・地域別原油確認埋蔵量⁽¹⁾，1990，1995，2000，2003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		アフリカ		その他		合計 ⁽²⁾	
		%		%		%		%		%		%		%
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	—	—	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	2,086	17.1	12,171	100.0
2003	3,218	25.0	1,975	15.4	1,204	9.4	684	5.3	2,742	21.3	3,033	23.6	12,856	100.0

(注)

- 1) 1990，95年はエクソン社。2000,2003年はエクソンモービル社。純確認埋蔵量 (net reserves) を指す。総確認埋蔵量 (gross reserves) から利権料などに相当する部分を差し引いた量。現地の操業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) 1990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。

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

第9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⁾，1990，1995，2000，2003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		アフリカ		その他		合計 ⁽²⁾	
		%		%		%		%		%		%		%
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.	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	4,116	7.4	55,866	100.0
2003	11,424	20.9	2,341	4.3	23,849	43.5	7,285	13.3	583	1.1	9,287	17.0	54,769	100.0

(注)

- 1) 1990，95年はエクソン社。2000,2003年はエクソンモービル社。純確認埋蔵量 (net reserves) を指す。総確認埋蔵量 (gross 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) 石油換算では、1990年は71億5000万バレル，95年は70億600万バレル，2000年は93億1100万バレル，2003年は91億2800万バレル。1990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、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からと考えられる。
- (出典) 1990年は、Exxon [2] ， 1993 FOR,p.39, 1995年は、Exxon [2] ， 1998 FOR, p.43, 2000年， 2003年は、Exxon Mobil [4] ， 2003 FOR, p.57より。

きであろう⁽⁶⁾。

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地点に立つのであろうか。後者の天然ガスについては、現時点では統計を入手しておらず、原油のみであるが、前掲第3表を見ることとしたい。2002年に最大企業は同年の世界全体の生産量(7493万1000バレル/日)の10.7%をしめたサウジ・アラムコである。ついで、国営イラン石油(4.7%)、メキシコ国営石油(ペメックス, 4.7%)、ヴェネズエラ国営石油(PDVSA, 3.9%)、と国営石油が上位を独占し、これらについてエクソンモービル(3.3%)が第4位に食い込んだ。以下、RD=シェル(3.2%)、中国石油(PetroChina, 2.8%)、イラク国営石油(INOC, 2.7%)、BP(2.7%)、シェブロン(2.5%)などである。1990年に比べエクソンモービルは、わずかながら比率を高めた。同社は、サウジ・アラムコには到底及ばないが、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ることが出来たといえよう。なお、国際石油企業群に限定してであるが、2003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220億バレルで最大であり、以下BP(183億バレル)、RD=シェル(144億バレル)、シェブロン(120億バレル)、トタル(114億バレル)であった⁽⁷⁾。

〔2〕若干の要点整理

本稿は、国際石油企業相互の大合同をひとつの重要な帰結とした惹起せしめた現代石油産業の展開過程、世界石油産業の構造と特質を探ることを目標として、そのための作業の一部を試みた。検討対象、分析範囲等を大きく限定し、業界最大企業のエクソン社による1990年代初頭頃からの原油と天然ガスの生産について、新開地域・海域での活動を対象として考察した。本論の要点を以下の諸点において整理することとしたい。

第1に、すでに上述したようにアメリカのメキシコ湾の大水深海域、旧ソ連邦諸国、西アフリカでのエクソンモービル社の活動は、2003年までには原油の生産に結実し、西アフリカの場合は、同社の主たる生産拠点の一角に食い込み始めた。しかし、原油と天然ガスの生産活動全体に占める位置は、西アフリカをさしあたり別として、いまだ低位であることは明らかである。但し、原油の埋蔵量から判断すれば、これらの新規の進出地域・海域はエクソンモービル社の今後の生産活動を持続可能とするひとつの基本条件を構成すると言えよう。

第2に、本稿で対象とした地域・海域、特に大水深と呼ばれた深海域での活動は、1990年代初頭頃からの原油と天然ガスの探鉱、開発技術などの飛躍的な発展に支えられ、かつこれと相伴って進展した。メキシコ湾の大水深海域での操業は、先行した浅海域(大陸棚)での操業を前提としその実績の上になされたが、単純にその延長上でなされたとはいえない。大水深海域での操業が可能になる、あるいは活発化するには、探鉱技術などの飛躍的な発展が不可欠だったのである。

第3に、旧ソ連邦での活動は、メキシコ湾(アメリカ)、西アフリカとは異なり、当初は

すでに発見済みの油・ガス田を対象になされた。エクソン社にとって、1990年代前半以降の旧ソ連邦は、社会主義国家体制からの転換過程にあり、外国企業の受け入れに対する法整備なども不十分で投資対象国としては危険性が高かったのである。同社は、基本的にはサハリンなど油・ガス田の存在がすでに明らかな地域・海域を対象として事業を開始することで試掘に伴うリスクの回避を図った。だが、サハリンでは販路の確保の困難性、カスピ海とその周辺域では輸送手段の確保をめぐる国家間の対立、により生産の開始、あるいは急速な拡大は遅延したのであった。

第4に、旧ソ連邦に比べ西アフリカでの活動は、ほぼ順調に成果を挙げたと考えることができる。少なくとも現地政府との対立によって事業の進捗を大きく制約されることはエクソンモービルについては見られなかったと考えられる。また、試掘の成功率は高く、短期間に陸続たる油田の発見がなされた。同社にとって西アフリカは、カスピ海とその周辺域とともにやがて北海に代替するヨーロッパ市場向けの有力生産拠点として位置づけられており、2003年頃までにはこれに応える成果が見られたと言ってよいであろう。

第5に、本稿が対象とした諸地域・海域は、技術面でいずれも探鉱、開発などの困難度が高く、巨額の事業費を要した。エクソンモービルには費用の削減、投資の回収にむけて多くの努力や工夫が求められたのである。メキシコ湾では、複数の油・ガス田での生産を、ひとつのプラットフォームで対応する、西アフリカでは早期生産方式（EPS）を導入する、などはそうした試みのひとつである。加えて、旧ソ連邦の場合にはより明確であるが、エクソン社のみならず主要企業はいずれも単独で権益を保有することはなく、複数の企業との共同で事業を進め費用負担の低減を図ったのであった。

最後に、モービル社を買収したことが、これら新開地域・海域での活動を飛躍させる契機となったことである。特に、西アフリカにおける原油生産の急進展は、モービル社の権益の継承とこれに基づく投資活動によるものである。エクソン社はこれによって、それぞれの地域における最有力の国際石油企業を急追したのであった。

〔注〕

- (1) エクソンモービル社の各年次の営業報告書など公表資料の検討による。但し、アフリカでの活動については、なお不明の点もあり、第1表、第2表では1990-98年についてはゼロとはせず、n.a.とした次第である。
- (2) Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.56.
- (3) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.57, 2005 FOR, p.59による。
- (4) 旧ソ連邦は、前節の末尾に記したように2003年は7300万立方フィート/日〔石油換算1万2000バレル/日〕である。これに先立つ2001年に6500万立方フィートであり、2005年には7700万立方フィートであった。Exxon Mobil [4], 2005 FOR, p.57による。
- (5) Exxon Mobil [4], 2003 FOR, p.57, 2005 FOR, p.59による。
- (6) なお、2003年の原油と天然ガスの確認埋蔵量、特に後者において中東地域が軽視しえない比重を占

めることが注目される。エクソン社はかつて事実上の撤退を余儀なくされた中東では、1990年代にイエメンなどごく限定された諸国で油・ガス田の探鉱を試みた。しかし、モービル社の買収までは特に言及するほどの活動と成果があったとはいえ、本稿では中東については、旧ソ連邦など同様の新規進出（あるいは再進出）の地域・海域とは考えなかったの。しかし、モービル社の買収により中東地域、特にカタールが今日エクソンモービル社の世界の天然ガス事業におけるひとつの拠点に転じたことを軽視できない。これについては他日、別稿にて検討することとしたい。

- (7) BP [12], FOI 2000-2004, p.55 ; Shell [18], FOI 1999-2003, p.44 ; Shell [17] ,2003 ARA, p.20 ; Chevron [21] , 2003 AR, pp.5,81 ; Chevron [22], 2003 SAR, p.32 ; Total [26], 2003 FB, p.21 より。

典拠史資料・文献

以下に掲げたのは、本書において注などで直接典拠として用いた史資料、文献のみである。

I エクソン社、エクソンモービル社の営業報告書、刊行物、公表資料など

- [1] Exxon Corporation, *Annual Report*, 各年次号。Exxon [1], 1994 AR, p.30 のように記載。
- [2] Exxon Corporation, *Financial & Operating Review*, 各年次号。Exxon [2], 1994 FOR, p.30 のように記載。但し、1992年以前は *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、92年以前の号についても 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], 2000 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] Exxon Mobil Corporation, *Press Release*. Exxon Mobil [5], PR, September 19, 2002, のように記載。
- [6] Exxon Corporation, *Lamp*, 各号。Exxon [6], *Lamp*, Winter 1998-1999, のように記載。
- [7] Exxon Mobil Corporation, *Lamp*, 各号。Exxon Mobil [7], *Lamp*, Vo.87 No.3, 2005, p.17, あるいは *Lamp*, Spring 2000, p.3, のように記載。
- [8] Exxon Mobil Corporation, *Exxon Mobil in Africa*, June 2003.

II その他の石油企業の営業報告書、刊行物、公表資料など

- [9] Mobil Corporation, *Annual Report*, 各年次号。Mobil [9], 1994 AR, p.30 のように記載。
- [10] Mobil Corporation, *Fact Book*, 各年次号。Mobil [10], 1994FB, p.30 のように記載。
- [11] BP, p.l.c, *Annual Report and Accounts*. BP [11], 2000 ARA, p.30 のように記載。なお、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ているが、煩雑を避けるために、すべての号について BP [11] と記載。

- [12] BP, p.l.c, *Financial and Operating Information*, 各年次号。BP [12], 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かわらずすべての号について BP [12], と記載。
- [13] BP, p.l.c, *Press Release*. BP [13], PR, 21 July 1998, のように記載。
- [14] BP, p.l.c, *Upstream build projects*, 24 January 2004,
- [15] BP, p.l.c, *BP Azerbaijan: Sustainability Report 2003*,
- [16] BP, p.l.c, *BP Statistical Review of World Energy*, 各年次号。BP [16], June 2003, p.30 のように記載。
- [17] The “Shell” Transport and Trading Company, Ltd., *Annual Report and Accounts*. 各年次号。Shell [17], 2000 ARA, p.15 のように記載。
- [18] The “Shell” Transport and Trading Company, Ltd., *Financial and Operational Information: Royal Dutch /Shell Group of Companies*, 各年次号。Shell [18] FOI 1997-2001, p.30 のように記載。
- [19] Royal Dutch Shell p.l.c., *Form 20F, Annual Report Pursuant to Section 12 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, For the fiscal year ended December 31, 2005*. RDS [19], p.30 のように記載。
- [20] The “Shell” Transport and Trading Company, Ltd., *News & Media Release*. Shell [20], NMR, 13 Sep 1999, 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 Release*. Chevron [23], PR, Aug 29, 2000, のように記載。
- [24] Texaco, Inc., *Press Release*. Texaco [24], PR, August 19, 1997, のように記載。
- [25] Total S.A., *Annual Report*. 各年次号。Total [25], 2000 AR, 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 [25] とする。
- [26] Total S.A., *Factbook*. 各年次号。Total [26], 2000 FB, 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 [26] とする。

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

- [27] U. S. House of Representative, *The Exxon-Mobil Merger, Hearings before the Subcommittee on Energy and Power of the Committee on Commerce*, One hundred sixth Congress, first sess., 1999. U. S. House [27], p.30 のように記載。
- [28] U. S. Department of Energy, Energy Information Administration, *Performance Profiles of Major Energy Producers*, 各年次号。U. S. Department of Energy [28], EIA 1999, p.30 のように記載。
- [29] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, *Deepwater Development Facts*, January 1999. S. Department of the Interior [29], p.30 のように記載。

- [30] U. S. Department of the Interior, Minerals management Service, *Outer Continental Shelf Petroleum Assessment, 2000*, September 2003. U. S. Department of the Interior [30] のように記載。
- [31] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, *Gulf of Mexico OCS Regions, Deepwater Gulf of Mexico 2004: America's Expanding Frontier*, May 2004. U. S. Department of the Interior [10], p.30 のように記載。
- [32] U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Regions, *Deepwater Gulf of Mexico 2005: Interim Report of 2004 Highlights*, May 2005. U. S. Department of the Interior [31], p.30 のように記載。
- [33] U. S. Federal Trade Commission, *The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement*, August 2004. U. S. FTC [32], p.30 のように記載。

IV 統計書, 業界誌, 新聞, 著書, 論文, 報告書など

- [34] DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1999*.
- [35] *Oil & Gas Journal*, OGS [34], Jan 18, 1999, p.30 のように記載。
- [36] *Offshore Engineer*. *Offshore Engineer* [35], June 2002, p.p.30 のように記載。
- [37] *Fortune*. *Fortune* [36], April 16, 2001, p.30 のように記載。
- [38] *Wall Street Journal*. *WSJ* [37], 12/01/199, p.30 のように記載。
- [39] 日本石油株式会社編『石油便覧』, 燃料油脂新聞社, 1994 年刊,
- [40] 日石三菱株式会社編『石油便覧 (2000 年版)』, 燃料油脂新聞社, 2000 年刊,
- [41] 石油鉱業連盟『石油資源評価スタディ 2002 年』, 2002 年刊,
- [42] 石油鉱業連盟編集・独立行政法人 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』,
- [43] 石油連盟『今日の石油産業 (2005 年)』,
- [44] 『朝日新聞』
- [45] 猪間 明俊『新編 石油開発の技術』, 幸書房, 1993 年刊,
- [46] Helen Thorpe, "Oil and Water," *Texas Monthly*, February, 1996,
- [47] Mehdi Parvizi Amineh, *Towards the Control of Oil Resources in the Caspian Region*, St. Martin's Press, 1999,
- [48] Carolita Kallaur, "The Deepwater Gulf of Mexico-Lessons learned," Institute of Petroleum's International Conference on Deepwater Exploration and Production in Association with OGP, February 22, 2001, London UK,
- [49] E. A. Fitzgerald, *The Seaweed Rebellion*, Introduction, Lexington Books, 2001,
- [50] 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*, NO. 93, 2001 November,
- [51] 岡田 陽「海洋石油生産システムの大水深海域への展開」, 『石油開発時報』 NO.133, 2002 年 5 月,

- [52] 田沢 章広「大水深時代の石油探鉱」、『石油開発時報』 NO.135, 2002年11月,
- [53] 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,
- [54] 小森 吾一・杉野 綾子「カザフスタンの油・ガス開発と今後の展望」, IEEJ, 2003年9月,
- [55] 小森 吾一・杉野 綾子「アゼルバイジャンの油・ガス開発と今後の展望」, IEEJ, 2003年9月,
- [56] 小山 堅「ロシア, カザフスタン, アゼルバイジャンの石油・ガス開発と国際市場への影響」, IEEJ, 2003年9月
- [57] 伊藤 孝『ニュージャージー・スタンダード石油会社の史的研究—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,
- [58] Tyler Priest, “The History of Offshore Petroleum in the Gulf of Mexico”, Business History Conference, 18, June 2004, Panel 23,
- [59] 村上 隆『北樺太石油コンセッション1925-1944』, 北海道大学図書刊行会, 2004年,
- [60] 本村 眞澄『石油大国ロシアの復活』, アジア経済研究所, 2005年刊,