

1970 年代におけるエクソン社の原油獲得活動

伊 藤 孝

キーワード：エクソン，エクソンモービル，原油獲得，サウジ・アラビア，アラスカ油田，北海油田

目 次

- I はじめに
- II サウジ・アラビア
- III アラスカ（アメリカ）
- IV 北海（ヨーロッパ）
- V おわりに

I はじめに

〔1〕 問題の所在

世界の石油産業の歴史において 1970 年代は特筆すべき時代である。かつてメジャーズ (Majors) あるいはセヴン・シスターズ (Seven Sisters) として知られ、今日はしばしばスーパー・メジャーズ (Super Majors) なる呼称を与えられた企業群 (国際石油企業) は、中東、北アフリカ、ラテン・アメリカなどにおいて原油と油田に対する支配権を、比較的短期間のうちに喪失した。これら企業は、70 年代初頭あるいはそれ以前では、旧ソ連邦などの社会主義諸国、および相対的に多数の大企業が併存したアメリカ、の 2 つの地域・国を除いた世界において、石油産業界の一大支配勢力をなしたのであった。国際石油企業が失った油田に対する支配権を掌握したのは、言うまでもなく各産油国の政府 (国営企業) である。世界の主要原油生産企業の上位がこれら国営企業によって占められる今日の構造は、この時代に形成され始めたのである。

他方、1970 年代から、各国の経済活動に占め

るエネルギー源としての石油の位置、あるいはその比重が今日まで長期に亘り相対的な低下を辿ったこと、およびそうした低落が「第 1 次石油危機」(1973 年) を契機としたこともまた周知の通りである。戦後の「エネルギー革命」の帰結として創出された石油を主力とする世界のエネルギー供給の構造は、70 年代前半以降に転換期を迎えたと言えよう。かように、1970 年代は、世界の石油産業界における支配体制のみならず、世界のエネルギー供給の構造においても、今日にとっての一つの歴史起点をなしたと考えられるのである。

本稿は、世界の石油産業史における一時代、1970 年代を対象として、国際石油企業エクソン社 (Exxon Corporation) による原油生産、原油の獲得活動を考察する。油田の支配権の喪失に直面した国際石油企業が困難な状況の中で如何にして原油の獲得を追求し、原油生産体制の再構築を試みたか、エクソン社を対象としてこれを検討する。今日もなお、世界の石油産業界の有力企業群である国際石油企業の 70 年代における原油獲得活動の解明は、現在の世界の石油産業の構造とその形成過程を明らかにする一つの重要な手掛りを与えるように思われる。本稿は、特定の一企業

エクソン社に考察対象を限定し、国際石油企業によるこの時代の原油獲得活動の一端を探ることとしたい。

周知のように、エクソン社とは今日、エクソンモービル社 (Exxon Mobil Corporation) と称する企業である。同社は、前身企業を含めれば世界の石油産業の発祥後の19世紀後半期から今日までの一世紀をはるかに超える長期に亘って変わることなく業界最大企業、あるいは業界の主導企業であった(1972年10月末までの社名はニュージャージー・スタンダード石油会社〔Standard Oil Company (New Jersey)〕。それ以降はエクソン社。1999年11月末にモービル社〔Mobil Corporation〕を買収してエクソンモービル社となる。以下、煩雑を避けるために72年10月末以前についても原則としてエクソン社と記載する)。

そのエクソン社も他の国際石油企業と同様に、70年代末頃までに、アメリカ国外の主要産油国に保持した油田に対する支配権のほとんどを失った。だが、同社は、1970年代初頭以降、油田支配権の喪失に直面しつつも引き続き従来の産油国において原油の獲得を試みた。それまで、同社の世界における主要な原油生産国は、後述するように、アメリカ本国を除くとヴェネズエラ、サウジ・アラビア、リビアなどから構成された。このうちサウジ・アラビアだけは、70年代末までに国全体としての原油生産量は顕著な増大を見た。本稿は、次節において、これら主要産油国でのエクソン社による活動を、サウジ・アラビアを対象に検討し、同国における原油獲得の追求、およびその帰結を考察する。

他方、エクソン社はこの時代に、これらとは全く異なる地点において新たな原油生産拠点の形成を目指した。それは、アメリカ本国のアラスカ、ヨーロッパの北海である。70年代半ばないし後半に原油の生産が開始されるこれら新開油田において、同社は、自然条件から来る固有の困難に加えて、解決すべきいくつもの課題に直面する。エクソン社によるアラスカ、北海での油田の開発・生産、70年代末の到達点、これらを第3節、4節において検討する。

ところで、エクソン社を含む国際石油企業各社の1970年代における活動の分析や解明は、我が国はもとより、国際石油企業の母国であるアメリカ、イギリスなどにおいても、いまだ端緒の域を出るものではないように思われる。今日明らかにされている活動の実態は、なお断片的な事実と統計の集成を大きく超えるものではないと考えられるのである⁽¹⁾。本稿は、最大企業エクソン社を対象として、また分析範囲も世界全体ではなく、特定の国や地域に限定してではあるが、1970年代の原油獲得活動を考察する⁽²⁾。

以下、本節では、本論での検討に先立ち、エクソン社による海外の主要産油国での支配権の喪失過程、および70年代の原油生産、あるいは外部からの原油買い取りなどの動向をごく手短かに概観する。

〔2〕 海外主力油田に対する支配権の喪失と70年代の原油生産動向

第1表は、1970年以降80年代初頭頃までを対象として、産油国政府の攻勢下で余儀なくされたエクソン社の原油と油田に対する支配権の喪失過程を概観するために、同社が直面した主な事項について、その主要点を略記したものである。同表から、この期間に、ヴェネズエラ、サウジ・アラビア、リビアの3つの主要国に加え、イラク、イランにおいても、エクソン社が保持した油田に対する権利や資産、および原油の生産事業がほぼ完全に失われたことは明らかである。ここでは、すでに周知のことではあるが、以下での考察に必要な限りで、サウジ・アラビアで受け入れを求められた「事業参加 (participation)」について、同表をふまえて手短かに要点を確認する。

エクソン社が、他社と共同で所有する子会社アラムコ (アラビア・アメリカ石油会社〔The Arabian American Oil Company: Aramco. 70年時点においてエクソン社の所有権は30%〕⁽³⁾) は、1972年12月に調印された「事業参加に関する一般協定 (General Agreement on Participation) (リヤド協定 [the Riyadh Agreement] として知られる) に基づき、かつてサウジ・アラビア政

1970年代におけるエクソン社の原油獲得活動

第1表 エクソン社の原油と油田に対する支配権の喪失過程
— 1970年代初頭以降の主な事項に限定して —

年月	国・地域など	事項（主要内容のみ）
1970年 9, 10月	リビア	エクソン社などは、リビア政府の要求、①原油の公示価格を1バレル当たり30セント引き上げる（エクソン社の公示価格は2.23ドルから2.53ドルへ）、②所得税率を4-8%の範囲で引き上げる（50%から54-58%へ）、を受け入れた。
12月	ヴェネズエラ	ヴェネズエラ政府は、①所得税率を52%から60%へ引き上げ（同年1月にさかのぼって実施した）、②原油と石油製品の輸出価格（租税基準価格〔tax reference price〕）の単独決定を実施（従来は石油企業と協議）。
1971年 2月	ベルシャ湾岸諸国 （サウジ・アラビア など6カ国）	エクソン社などは、テヘラン協定（Tehran Agreement）により、①原油公示価格を1バレル当たり35セント引き上げ、②所得税率の引き上げ（1970年末までに合意された55%の確認）、を受け入れた。
4月	リビア	エクソン社などは、トリポリ協定（Tripoli Agreement）により、原油公示価格の1バレル当たり約90セント引き上げ（2.55ドルから3.447ドルへ）、を受け入れた。
7月	ヴェネズエラ	ヴェネズエラで炭化水素返還法（Hydrocarbons Reversion Law）が制定された。エクソン社などは、1983年ないし84年の権益の満了時に、原油生産事業などの全資産をヴェネズエラ政府へ引き渡すことを義務づけられた。
1972年 6月	イラク	イラク政府が、イラク石油会社（Iraq Petroleum Company: IPC. エクソン社の所有権は11.875%）を完全国有化。
1973年 1月	サウジ・アラビアなど	リヤド協定（1972年12月）により、サウジ・アラビア政府は、①1973年1月にアラムコ（The Arabian American Oil Company: Aramco. エクソン社の所有権は30%）の持つ原油生産事業の諸権利と物的資産の所有権のそれぞれ25%を取得（「事業参加」）、②1978年以降1年ごとに「参加比率」を積み増しする（1982年には合計51%へ）、③73年1月以降、原油生産事業において必要とされる投資額・諸費用の25%を負担することで、生産される原油の25%を取得する。 これにより、73年初頭以降、エクソン社などが取得する原油は、①権益に基づく所有原油（equity oil）とサウジ・アラビア政府に支払う利権料に相当する原油（以上が総生産量）、②同政府所有原油（全体の25%）のうちの買い戻し分（buy-back oil）、から成る。後者の購入価格は、さしあたり公示価格の93, 94%と推定される。
3月	イラン	イラン政府とイラン・コンソーシアム（Iran Consortium. エクソン社の権利は7%）との協定により、コンソーシアムは、石油事業と資産のすべてを国営イラン石油（The National Iranian Oil Company）に譲渡した。以後、コンソーシアムの構成企業は、20年に亘りイラン政府から原油を購入する権利を認められた。
9月	リビア	リビア政府が、エクソン社の子会社の原油・天然ガス生産事業の51%を国有化。
10月	ベルシャ湾岸諸国 （サウジ・アラビア など6カ国）、アラ ブ石油輸出国機構 （OPEC）加盟国	ベルシャ湾岸の産油国政府は、原油の公示価格の決定権を掌握し、平均70%の引き上げを断行した（サウジ・アラビア軽質原油〔Arabian light crude oil〕は1バレルあたり5.12ドルへ）。アラブ石油輸出国機構の加盟国は、アメリカ、オランダなどへの石油輸出の全面禁止、その他の措置をエクソン社などに実行させた。
12月	石油輸出国機構 （OPEC）加盟国	産油国政府は、原油の公示価格の大幅引き上げを決定。サウジ・アラビア軽質原油は、1バレル11.65ドルへ（74年1月から実施）。
1974年 6月	サウジ・アラビア	サウジ・アラビア政府が、アラムコの原油生産事業の諸権利と物的資産の所有権のそれぞれ60%を取得（同年1月にさかのぼって実施）。
1975年 12月	ヴェネズエラ	ヴェネズエラ政府がエクソン社の子会社を完全国有化。
1979年 3, 11月	イラン	イラン政府は、79年3月にイラン・コンソーシアムへの石油販売を拒絶し、個々の企業との個別取引へ移行。だが、11月には、エクソン社などアメリカ石油企業に対する原油販売を打ち切った。
1980年 4月	サウジ・アラビア	サウジ・アラビア政府は、アラムコの事業の諸権利と物的資産（精製施設、その他を含む）の所有権のそれぞれ100%を取得。
1981年 12月	リビア	リビア政府は、エクソン社の事業（天然ガスなどを含む）と資産のそれぞれ100%を取得。

（出典） 主として、文書館などの資料〔1〕-〔4〕、エクソン社など国際石油企業各社の営業報告書、営業報告書への補足資料〔5〕-〔17〕、アメリカ連邦議会の公聴会記録、特に U. S. Senate〔18〕、これらに基づき作成。

第2表 世界全体の原油生産量に占める国際石油企業各社の生産比率¹⁾

— 1970年と80年の対比 —

(単位: 1,000バレル/日, %)

企業名 ²⁾	1970年		1980年	
	原油生産量	全体比 %	原油生産量	全体比 %
エクソン	4,665	9.71	1,725	2.74
ロイヤル・ダッチ=シェル (RD シェル)	3,740	7.78	n.a.	n.a.
BP ³⁾	3,676	7.65	1,380	2.19
ガルフ石油	3,056	6.36	650	1.03
テキサコ	2,987	6.22	n.a.	n.a.
カリフォルニア・スタンダード石油	2,404	5.00	474	0.75
モービル石油	2,083	4.33	545	0.87
国際石油企業7社全体	22,611	47.05	n.a.	n.a.
世界全体の生産量	48,056	100.00	62,946	100.00

1 バレル (barrel) = 42 U. S. ガロン (gallon) = 158.99 リットル (liter)

(注) 1) 世界全体での生産量 (旧ソ連邦など社会主義諸国を含む) に占める各社の純生産量 (net production. 後掲第3表の注1)を参照) の比率を記載。但し、モービル石油の場合、1970年の純生産量は不明であり、総生産量 (gross production. 利権料相当量などを差し引く前の生産量) を記載 (80年は純生産量)。BPは、典拠資料の統計が、純生産量か総生産量かは不明。

2) 各社の名称の英文表記は以下の通り。エクソン (Exxon Corporation. 但し、1972年以前は Standard Oil Company [New Jersey]), ロイヤル・ダッチ=シェル (Royal Dutch/Shell Group of Companies), BP (The British Petroleum Company Limited), ガルフ石油 (Gulf Oil Corporation), テキサコ (Texaco Inc.), カリフォルニア・スタンダード石油 (Standard Oil Company of California), モービル石油 (Mobil Oil Corporation. 1976年以降は Mobil Corporation), 以上である。

3) 1970年については、典拠資料の単位 (long ton) をバレル (barrel) に換算して表示 (1 long ton/年=50.60 barrel/日)。

(出典) 各社の生産量は、それぞれの以下の営業報告書、あるいは営業報告書への補足資料から。Exxon [7], 1977 F & SS, p. 31, 1981 F & SS, p. 35; Shell [13], 1970 F & OI, p. 15; BP [9], 1970 ARA, p. 13, 1980 ARA, p. 20; Gulf [10], 1971 AR, p. 27, 1980 AR, p. 55; Texaco [16], 1970 AR, p. 33; Socal [14], 1970 AR, p. 12; Socal [15], 1980 SAR, p. 16; Mobil [11], 1970 AR, p. 1, 1980 AR, p. 56. 世界全体の生産量は、BP [23], <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>, より。石油のトンとバレルの換算は、BP [23], 2012, p. 44, より。

府から与えられた原油生産事業を遂行するための諸権利 (1933年に利権協定の締結), およびこれに必要な設備等の物的資産の所有権のそれぞれ25%を、同政府に対して、対価 (補償額) と引き換えに譲渡することとなった。73年1月1日以降、これらの権利等を取得したサウジ・アラビア政府は、アラムコが今後の原油生産事業で必要とする費用あるいは投資の25%を負担することで、同社が生産する原油の25%を自己の所有原油として取得することとなったのである⁴⁾。

さらに、同表の1974年6月、1980年4月に記載された事項から明らかなように、アラムコが保有した諸権利、資産 (1980年では、原油生産施

設のみならず製油所など一切を含む) は完全にサウジ・アラビア政府の所有となったのであった^{5), 6)}。

その結果、1973年以降、80年のサウジ・アラビア政府による「完全所有」まで、エクソン社がアラムコを通じてサウジ・アラビアで獲得する原油は、大きく2つの部分から構成されたと考えられる。第1は、これまでと同様に、総生産量 (gross production) として営業報告書などに記載された部分である。これは、エクソン社が権益に基づいて取得する自社所有原油 (持ち分原油 [equity oil]). 純生産量 [net production] を指す。第3表注1)を参照) とサウジ・アラビア政

1970年代におけるエクソン社の原油獲得活動

第3表 エクソン社の国・地域別原油生産量¹⁾、協定に基づく原油買い取り量 (1970-80年)

(単位: 1,000バレル/日, %)

	アメリカ ²⁾	カナダ ³⁾	ヴェネズエラ	サウジ・アラビア	イラン	イラク ⁴⁾	リビア	中東・北アフリカ全体 ⁵⁾	オーストラリア・極東	ヨーロッパ ⁶⁾	その他 ⁷⁾	合計	協定に基づく原油買い取り量 ⁸⁾												
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%												
1970	946	20.3	170	3.6	1,438	30.8	946	20.3	214	4.6	216	4.6	552	11.8	1,928	41.3	92	2.0	74	1.6	17	0.4	4,665	100.0	663
1971	932	19.4	183	3.8	1,378	28.7	1,195	24.9	254	5.3	250	5.2	348	7.3	2,047	42.7	172	3.6	65	1.4	18	0.4	4,795	100.0	479
1972	970	19.5	224	4.5	1,249	25.1	1,520	30.6	281	5.7	196	3.9	269	5.4	2,266	45.6	186	3.7	57	1.1	16	0.3	4,968	100.0	411
1973	947	19.9	275	5.8	1,376	28.9	1,467	30.8	70	1.5	124	2.6	209	4.4	1,870	39.3	219	4.6	51	1.1	19	0.4	4,757	100.0	1,207
1974	890	24.8	224	6.2	1,223	34.0	858	23.9	—	—	43	1.2	77	2.1	978	27.2	212	5.9	47	1.3	20	0.6	3,594	100.0	2,120
1975	846	27.6	174	5.7	929	30.3	686	22.4	—	—	45	1.5	90	2.9	821	26.8	227	7.4	46	1.5	18	0.6	3,061	100.0	1,753
1976	812	36.0	154	6.8	—	—	831	36.8	—	—	42	1.9	109	4.8	982	43.5	233	10.3	57	2.5	18	0.8	2,256	100.0	2,893
1977	795	34.1	148	6.4	—	—	903	38.8	—	—	39	1.7	109	4.7	1,051	45.1	239	10.3	80	3.4	16	0.7	2,329	100.0	2,570
1978	829	34.2	138	5.7	—	—	n.a.	n.a.	—	—	n.a.	n.a.	97	4.0	97	4.0	220	9.1	93	3.8	14	0.6	2,422	100.0	2,301
1979	791	30.8	160	6.2	—	—	n.a.	n.a.	—	—	n.a.	n.a.	77	3.0	77	3.0	248	9.7	154	6.0	13	0.5	2,569	100.0	1,909
1980	787	45.6	140	8.1	—	—	n.a.	n.a.	—	—	n.a.	n.a.	56	3.2	56	3.2	225	13.0	155	9.0	11	0.6	1,725	100.0	2,283

(注) 1) 純生産量 (net production) をさす。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。天然ガス液 (natural gas liquids) を含む。他社との共同所有会社による生産については、エクソン社が所有権に基づき引き取った量のみを計上。

2) アラスカでの生産量は、1974-76の各年が1,77年が55,78年が193,79年が232,80年が275 (1,000バレル/日) である。

3) 1975年以降、少量のオイル・サンドを含む。

4) カタール、アブ・ダビを含む。

5) 左記の4カ国 (但し、カタール、アブ・ダビを含む) の合計。なお、エクソン社と他社との共同所有会社による生産のうち、エクソン社が所有権に基づいて引き取った量は、1970-77年については、各国の生産量に含まれる。だが、1978-80年の各国の生産量にはこれは含まれない (世界全体の「合計」には含まれる)。これにより、共同所有会社によるのみ生産が行われたサウジ・アラビアなどの生産量は、78年以降は、本欄の「中東・北アフリカ全体」には含まれない。それ故、「中東・北アフリカ全体」の統計は、77年と78年とでは大きな較差がある。1978-80年の「中東・北アフリカ全体」の統計は、リビアでの生産量のみが表示されている (但し、リビアでのエクソン社の原油生産事業は、1973年9月1日に51%国有化された。記載した数量は残余の権益部分 (49%) である)。

6) 旧ソ連、その他での生産を含む。北海 (イギリス領、ノルウェー領) で生産された原油は、1975年から計上。

7) ベルギー、コロンビアなどのラテン・アメリカ諸国。

8) 主として、以下より構成される。(1)1973年3月21日以降のイラン政府 (国営イラン石油) からの買い取り原油、(2)1973年1月1日以降のサウジ・アラビア政府などの所有原油 (「事業参加」に基づく原油) の買い戻し分 (buy-back oil)。(3)1976年1月1日以降のヴェネズエラ政府所有原油の買い戻し分。(4)BP社からの長期買い取り原油 (但し、1979年まで)。

(出典) 1970-77年は、Exxon (7), 1977 F & SS, pp.30, 31, より、1978-80は、Exxon (7), 1981 F & SS, pp.34, 35, より。さらに、Exxon (7), 1976 F & SS, pp.30, 31; Wall (59), p.636, も参照。なお、ここで用いた典拠資料 (株主向け営業報告書 [Annual Report] への補足資料) に記載された各年の各国・地域別生産量、合計量、および協定に基づく原油買い取り量、の数値は、後年にしばしば修正されている。ここでは、中東各国の数量が明示された最後の資料である1977年版、および1980年までをカヴァーした1981年版を用いたが、上記の数量が確定統計であるとは必ずしも言えないと考えられる。

府に対して支払う利権料 (royalty) に相当する原油からなる⁽⁷⁾。第2が、「事業参加」にともないサウジ・アラビア政府が取得する原油 (73年ではアラムコ全生産量の25%) のうちエクソン社が買い戻した原油 (buy-back oil) である⁽⁸⁾。

第2表によれば、1970年にエクソン社は国際石油企業の中で最大の原油生産企業であり、生産量 (純生産量) は1日平均で466万5,000バレル (466万5,000バレル/日と記載。以下同じ) であった。これは世界全体での生産量の9.71%に相当する。だが、80年ではこの比率は2.74%に急落し、絶対量でも落ち込みは大きい。他の国際石油企業各社についても、同様の減退が見られる。70年に7社で世界全体の47.05%を占めた生産割合が、80年までに、確定統計を得られないとはいえ、大幅に減少したことは明白である⁽⁹⁾。

第3表は、エクソン社の原油生産量、協定に基づく原油の買い取り量を示す。1970年の同社の主要な原油生産拠点は、最大がヴェネズエラ、ついでアメリカ本国とサウジ・アラビアが同順位、第4位にリビア、といった状況であった。このうち、ヴェネズエラでの原油の生産設備、油田に対する所有権など一切は1975年末に国有化された (前掲第1表を参照)⁽¹⁰⁾。リビアでは、生産量は大きく減退する⁽¹¹⁾。アメリカでも緩やかに低下傾向を辿ったと言えよう。

だが、サウジ・アラビアでは、70年以降の生産量は顕著な増加を辿り、72年にはヴェネズエラを凌いでエクソン社の最大原油生産拠点に転ずる。もっとも、サウジ・アラビア政府の「事業参加」により、74年にはやや大きく低下する (78年以降については不明であるが、この点は同表の注5を参照のこと)。他方、同表の右端にある「協定に基づく原油買い取り量」は、76年には最大の289万3,000バレル/日に達する。これらは、主として産油国政府が国有化、「事業参加」などで入手した原油 (政府所有原油) のうちエクソン社が買い戻した原油の量であり、70年代後半では、同社の所有原油 (持ち分原油) を凌ぐ場合もあった (同表の注8を参照のこと)。

《注》

- (1) 本稿の主題にとって考慮すべき最も重要な著作は、エクソン社についての大部の社史 (Wall [59], 1988年出版) である (考察の対象期間は1950-75年)。同書は、今日なお、本稿が対象とする1970年代初頭以降のエクソン社の活動について考察した最も詳細な書物である。だが、同書は、この時期の中東などでの活動について相当数の紙幅を割いてはいるが、その大半は、エクソン社および国際石油企業群による産油国政府への対応、交渉過程などの解明にあてられている。エクソン社の原油生産の実態などについての分析はごくわずかである。アラスカ、北海での活動についても、考察の対象期間が1975年までであったこともあり、原油が実際に生産される以前で事実上終わっており、70年代初頭以降の数年間についても記述はごく限定的である。
- (2) 本稿の作成にあたって用いた資料については末尾に掲載したが、エクソン社 (エクソンモービル社) の内部文書 (Exxon Mobil Archive) は、利用できていない。同社は社史の執筆を依頼した研究者以外にはこれの利用を認めていないからである (伊藤 [45], 11頁注 [3], も参照せよ)。こうした制約がある程度補うのが、アメリカとイギリスの両国立公文書館 (National Archives)、他社の文書館などに所蔵された資料である。だが、これらの文書館資料についても、1970年代については、現状では未公開のものが少なくない。本研究では、これら以外に、国際石油企業各社の営業報告書などの公表資料、議会の公聴会記録、業界誌などを用いたが、資料面の制約が大きいことは否めない。これまでに入手しえた資料の範囲内で本稿の課題に接近する。
- (3) 周知のように、アラムコは、サウジ・アラビアで唯一の原油生産企業であり、1970年代初頭では、エクソン、カリフォルニア・スタンダード石油 (Standard Oil Company of California)、テキサコ (Texaco Inc.) がそれぞれ株式の30%、モービル石油 (Mobil Oil Corporation) が10%を保有した。但し、次節の注 [1] を参照せよ。
- (4) 「事業参加に関する一般協定」は、1972年12月20日に、ペルシャ湾岸産油国のサウジ・アラビア、アブ・ダビ (Abu Dhabi) の両国と国際石油企業を含む外国石油企業10社との間で締結された (後にカタール [Qatar] が加わる)。以上については、NACP [4], Special Research Bureau Memorandum: No. M/4/73: SAUDI ARA-

BIA, KUWAIT AND ABU DHABI SIGN PARTICIPATION AGREEMENT, January 12, 1973: PET 3—Organizations and Conferences 1973: Bureau of Near Eastern and South Asian Affairs Office of Arabian Peninsula Affairs, Records Relating to the Persian Gulf and Arabian Peninsula 1952-1975: RG 59; Exxon [6], 1972 AR, p. 18; Gulf [10], 1972 AR, Special Issue of the Orange Disc, March/April, 1973, p. 6; O & GJ [31], January 1, 1973, p. 15, による。同協定の基本的骨格は、第1表および本文に記載のとおりであるが、「事業参加」とは何か、それまでの利権制度 (concession system), 国有化 (nationalization) との違い, などについては, 上記の典拠の中の, Gulf [10], 1972 AR, Special Issue of the Orange Disc, March/April, 1973, p. 6, の説明が有益である。

- (5) 1973年1月に始まるサウジ・アラビア政府の「事業参加」, およびその後の「参加比率」の増加に際して, エクソン社などアラムコの所有企業が同政府から如何なる額の対価 (譲渡することになった権利, 資産の所有権等に対する補償額) を受け取ったかについては, 現時点では資料の制約により, 不明の部分が多い。ここでは, 73年の「参加 (25%)」に対する補償額について, アラムコあるいは同社の所有企業とサウジ・アラビア政府との間でなされた交渉の経過をごく手短かに記すにとどめる。

サウジ・アラビア政府による「事業参加」の要求, および補償額の提示は, 遅くとも1972年の初頭までにはなされた。当初, サウジ・アラビア政府が求めた「参加比率」は20%であったが (リヤド協定の締結について最終的に合意した10月5日では25%), これに対する補償額について, アラムコ側とサウジ・アラビア政府の間に大きな隔たりがあったことは言うまでもない。当初サウジ・アラビア政府は, アラムコ資産の純簿価 (net book value) の20%として1億9,000万ドルを提示したようである。しかし, アラムコ側は, サウジ・アラビア政府に約11億ドルを支払うよう求めた (同年6月頃と思われる)。これは, 本来であれば獲得できる将来の利益などを組み込んだ額と思われる。こうした対立は, サウジ・アラビア政府が, 「事業参加 (25%)」の対価として, 純簿価ではなく時価評価額 (updated book value) を基準とする補償額を提示し, アラムコ側もこれを受け入れたことで, 決着することとなった。これを踏まえ, サウジ・アラビア政府は,

「事業参加」が実現した1973年の8月にアラムコに5億1,070万ドルを支払ったのである。もっとも, このサウジ・アラビア政府の支払額については, アラムコの所有企業各社の営業報告書には, 暫定的な支払い (a tentative payment) などの記載がされている場合もあり, この金額で最終的に確定したかどうかは明らかではない (以上については, NACP [4], Memorandum for Dr. Kissinger from Harold H. Saunders, August 3, 1972: Saudi Arabia Vol. III [folder 1 of 4], 1 Sep 71-Apr 1973: National Security Council Files, Country Files- Middle East, Box 630: Nixon Presidential Materials; NACP [4], Memorandum of Conversation, August 8, 1972: PET 2 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59; UAUK [3], Letter to Mr. Keeble from G. B. Chalmers, 17 August 1972: FCO 8/1918; Exxon [6], 1972 AR, p. 18, 1973 AR, p. 33, 1974 AR, p. 35; Texaco [17], 1973 ARSS, 頁なし; Socal [14], 1973 AR, p. 31; Gulf [10], 1972 AR, Special Issue of the Orange Disc, March/April, 1973, p. 6; U. S. Senate [18], pt. 5, p. 230, pt. 7, p. 212; MEES [28], 2 June 1972, pp. 6, 7, による)。

なお, 1980年にアラムコの権利や資産はサウジ・アラビア政府によって100%取得されることになったが, 76年時点の取り決めではこれへの補償は純簿価でなされることになっており, それは約20億ドルとされていた (MEES [28], 15 March 1976, p. 1)。だが, 実際に如何なる額の支払いがなされたかは不明である。

- (6) 1970年代にエクソンなど国際石油企業が, 中東などで原油と油田に対する支配権を喪失せざるをえなかった理由や原因については, 検討すべき課題や論点は多岐にわたり, 個別企業エクソン社の原油獲得活動を対象とした本稿の考察範囲を大きく超えている。但し, ここでは1点, エクソン社が支配権を失うに至る要因として, 同社の活動に産油国政府の諸要求を拒絶することの出来ない脆弱性が含まれたこと (主要産油国における余剰生産能力 [spare producing capacity] の欠如, あるいは不十分), そしてそれは先立つ60年代の同社の投資行動に由来したこと, この点は落とすことは出来ないように思われる (伊藤 [45], 426, 427頁, および256頁, 260-261頁注 [13], 263, 264頁, 270-271頁注 [9], を参照せよ)。
- (7) アラムコは, 従来, 原油1バレル当たり公示価格 (posted price. 後述) のほぼ12.5%を利権料として支払うことで生産された原油全体を入手し,

これをすべてエクソン社など所有企業に販売した。このうちの利権料に相当する量を除いた原油が、エクソン社などの持ち分原油である（もっとも、既述のように、73年には「事業参加」によってアラムコが取得する原油は、利権料部分を含め生産量全体の75%である）。以上については、U.S. Senate [18], pt. 7, p. 176; O & GJ [31], October 21, 1974, p. 76, による。

- (8) リヤド協定に基づき、アラムコの所有企業は、サウジ・アラビア政府の所有原油のうち一定部分を買戻すこととなった。その際の買い取り価格は、73, 74年には1バレルあたり公示価格の93, 94%だったようであるが、その後も同じであったかどうかは明らかではない。以上は、Exxon [6], 1972, AR, p. 18, 1974 AR, p. 36; Exxon [7], 1977 F & SS, p. 37, 1980 F & SS, p. 42; Texaco [16], 1972 AR, p. 11; Skeet [53], pp. 77, 103, 115, 邦訳書, 113, 114, 150, 166 頁, による。
- (9) なお、1970年に7社で世界全体の47%という比率は、国際石油企業群が「石油産業界の一大支配勢力」であるにはかなり小さいとの印象を与えるかもしれない。これについては、第1に、ここでの世界全体には、国際石油企業が全く活動していない旧ソ連邦、東欧などの社会主義諸国を含むこと、第2に、国際石油企業が生産量は、**同表の注1)**にあるように、純生産量であり、地下から実際に汲みだした生産量(総生産量)から土地所有者、産油国政府などへ支払った利権料に相当する量などを差し引いた量であること、第3に、この当時の最大原油生産国アメリカ(70年に世界全体の1/4弱を産出。後掲**第4表**参照)では、周知のように、国際石油企業以外に有力大企業が多々存在し、かつ原油生産量の半分程度は、中小の原油生産企業によって生産されたこと、これらを踏まえる事が必要であろう。この第3点についてであるが、1971年にアメリカでの原油生産量全体が年間40億7,194万バレル(**第4表**参照。但し、1日当たり生産量を年間生産量に換算)である一方、石油業界の大企業と称された20社のうち10社(企業名を省略。但し、エクソン、ガルフ[Gulf Oil Corporation]を含み、カリフォルニア・スタンダード、ロイヤル・ダッチ=シェル[Royal Dutch/Shell Group of Companies. 以下、RDシェルと記載]、テキサコ、モービルを含まない)の純生産量は10億1,095万バレル(アメリカ全体の24.8%)どまりであった(U.S. Senate [21], p. 48, による)。なお、中東諸国とリビアに限定すると、国際石油企業による生産量

(但し、総生産量と推定される)は、1972年であるが、これら地域全体での生産量の77.6%であった(U.S. Senate [18], pt. 4, p. 68, による。各社の営業報告書も参照)。

- (10) ヴェネズエラでのエクソン社の原油生産量は、第2次大戦後1970年までは、多少の増減をとまないつつもほぼ一貫して増大したが(70年が最高。伊藤 [45], 246 頁, 参照)、**第3表**に示されるように71年以降は漸減する(73年を除く)。これは、エクソン社によれば、同71年の春頃から、国際的に重油(残渣燃料油[heavy fuel oil])に対する需要の減退が見られたために、重質なヴェネズエラ原油の生産を抑制せざるをえなかったため、とされている(SONJ [8], 1971 AR, p. 13)。だが、72年に入ってからであるが、エクソン社が意図的に生産を抑制した事実も落とせないように思われる。前年12月にヴェネズエラ政府は、外国石油企業各社に同政府が提示した基準(norms)に応える石油(原油と石油製品の両方と思われる)の生産・輸出計画の提出を求めた。これは、現行の生産・輸出量などの維持・拡大を求める意図と思われる。エクソン以外の企業(RDシェル、ガルフ、モービルなど)はいずれもこれに応える計画書を提出したが、エクソン社だけは要請(基準)にせず、逆に72年1月には原油の生産量を15万バレル/日削減したのであった。さらに、同社は、これ以降、坑井の掘削を減らす、従業員を解雇するなどの意思をも示した。これは、直接的には、ヴェネズエラ政府が税収の増加目的で輸出価格を引き上げたこと(1971年3月、同年12月〔実施は1972年から〕)への抗議であり、同社はこうした価格では原油あるいは製品の販路を確保することは容易ではなく、生産量などを削減せざるを得ない、と主張したのであった(NACP [4], Memorandum of Conversation, January 14, 1972: PET 6 VEN: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59; NACP [4], Telegram, 2/4/72: PET 6 VEN: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59; SONJ [8], 1971 AR, p. 13, による)。

もっとも、エクソン社のこうした行動は、単に輸出価格の引き上げにとどまらず、前掲**第1表**にその一端が示される現地ヴェネズエラ政府の石油政策全般(1970年12月の所得税率の引き上げ、原油と石油製品の輸出価格の政府による単独決定〔従来は石油企業と協議〕、71年7月の炭化水素返還法の制定、など)への反発でもあったことは否定しがたいように思われる。

但し、一方でこうした生産抑制の動きを見せながら、エクソン社は同じ72年の末までに、結果として新たに13本の試掘井(exploratory well)、254本の開発井(development well. 主として生産井を指すと考えられる)を掘削し、ヴェネズエラ国内に擁した同社の最大製油所アムアイ(Amuay refinery)については精製能力を45万バレル/日から63万バレル/日へ引き上げ、脱硫装置についても能力の拡張を実行した(Exxon〔6〕, 1972 AR, p. 13, による。但し、原油生産量全体は71年よりさらに減少した—第3表参照)。このことは、70年代初頭以降エクソン社が、現地での活動の制約、利益の減退などに直面しつつも、次に見るリビアとは異なり、直ちにヴェネズエラでの事業の縮小、あるいは撤退を志向したわけではないことを示すであろう。75年の国有化以前のエクソン社によるヴェネズエラでの原油獲得戦略(特に他社との対比)、および活動実態についての説明は今後の課題としたい。

- (11) 後掲第4表に示されるように、リビア全体での原油生産量は70年代初頭以降75年まで年々減少する。これは、直接的には、リビア政府が国内の原油資源の保全を図り、各石油企業を生産量を長期にわたり抑制する政策を打ち出したことに由来すると考えられる。だが、有力石油企業の中でもエクソン社の減退幅はやや大きな部類に属した。1970年1-6月では、各社の生産量(総生産量と考えられる)は、最大のオアシス(The Oasis Oil Company of Libya, Inc.)が100万1,700バレル/日、エクソンが第2位で75万2,200バレル/日、第3位がオクシデンタル(Occidental Petroleum Corporation)で71万6,900バレル/日、第4位BP・バンカー・ハント(BP-Bunker Hunt)が40万2,200バレル/日、などであった。翌71年の同時期では、最大企業はオアシス(86万3,600バレル/日)、エクソンは第3位に後退して48万9,900バレル/日であった。同期間(1971年1-6月)のリビア全体の生産量は296万2,400バレル/日で、前年の70年同期比の83.5%であったが、エクソン社は65.1%に低落したのである(以上は、U.S. Senate〔18〕, pt. 4, p. 176, による。NACP〔4〕, Airgram, A-376, 3/15/71: PET 6 LIBYA: Subject—Numeric File, 1970-1973: RG 59, も参照)。

アメリカ国務省の文書によると、エクソン社は、1972年の7月時点と考えられるが、国務省の担当官に対し、それまでリビアで行った投資はほぼ完全に償却されており、さしたる痛みを伴わずに

損失を帳消しにすることが可能、と述べたのである(NACP〔4〕, Information Memorandum to the Secretary from E- Julius L. Kats, July 24, 1972: PET 1 LIBYA, 1971: Subject—Numeric File, 1970-1973: RG 59, による)。だとすれば、エクソン社は、この頃までにはリビアでの新規の拡張投資はむしろ、メンテナンスなどの必要経費の支出もできるだけこれを抑制したように思われる。上記の生産動向と併せて考えると、1971, 72年頃には、エクソン社はリビアにおいては、すでに行った投資の回収に注力し、基本的には事業の縮小を志向したと考えられる。

II サウジ・アラビア

サウジ・アラビアの原油生産量全体は、第4表によれば1970年の385万1,000バレル/日から80年の1,027万バレル/日へ伸長した。エクソン社が、共同所有子会社アラムコを通じて入手した原油は、1970年に107万9,000バレル/日(純生産量〔持ち分原油〕は94万6,000バレル/日—前掲第3表参照。残余は利権料に相当する原油)であったが、これは77年には227万バレル/日前後へ増加したと推定される。後者(1977年)のうち、総生産量は113万3,000バレル/日(持ち分原油は90万3,000バレル/日)であり、サウジ・アラビア政府からの買い戻し部分が、ほぼ同量の約114万バレル/日を占めたとされる⁽¹⁾。かように、77年時点ではほぼ半分は買い戻し原油であるが、入手した原油全体は絶対量で2倍以上の伸びを見せた。同年、アラムコの所有企業4社(前節の注3)を参照)の獲得原油の総計は約780万バレル/日と推定され、サウジ・アラビア生産量全体のほぼ80%を占める⁽²⁾。

以上の大まかな推移を踏まえ、サウジ・アラビアにおいて油田支配権の喪失に直面したエクソン社あるいは共同所有子会社アラムコによる原油獲得活動を考察する。なお、周知のようにこの時代に原油価格は歴史的な高騰を見せた。これがエクソン社の獲得利益にどのように作用したか、これも手短かに検討することとしたい。

第4表 世界の原油生産量の主要国別内訳, 1970-80, 90, 2000, 2010年¹⁾

(単位: 1,000バレル/日, %)

	ア メ リ カ	カ ナ ダ	ヴ ェ ネ ズ エ ラ	サ ウ シ ア ア ラ ビ ア	イ ラ ク	イ ラ ン	イ ラ ク	ク ウ ェ ー ト	リ ビ ア	ナ イ ジ ェ リ ア	イ ギ リ ス	ノ ル ウ ェ ー	旧 ²⁾ ソ 連 邦	そ の 他	合 計													
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%													
1970	11,297	23.5	1,473	3.1	3,754	7.8	3,851	8.0	3,848	8.0	1,549	3.2	3,036	6.3	3,357	7.0	1,084	2.3	4	0.0	—	n.a.	14,803	30.8	48,056	100.0		
1971	11,156	21.9	1,582	3.1	3,615	7.1	4,821	9.5	4,572	9.0	1,694	3.3	3,253	6.4	2,750	5.4	1,531	3.0	5	0.0	6	0.0	n.a.	15,854	31.2	50,839	100.0	
1972	11,185	20.8	1,829	3.4	3,301	6.2	6,070	11.3	5,059	9.4	1,466	2.7	3,339	6.2	2,248	4.2	1,818	3.4	8	0.0	33	0.1	n.a.	17,306	32.3	53,662	100.0	
1973	10,946	18.7	2,114	3.6	3,455	5.9	7,693	13.2	5,907	10.1	2,018	3.5	3,080	5.3	2,211	3.8	2,056	3.5	9	0.0	32	0.1	n.a.	18,939	32.4	58,460	100.0	
1974	10,461	17.8	1,993	3.4	3,060	5.2	8,618	14.7	6,060	10.3	1,977	3.4	2,603	4.4	1,558	2.7	2,256	3.8	10	0.0	35	0.1	n.a.	19,982	34.1	58,613	100.0	
1975	10,008	17.9	1,735	3.1	2,422	4.3	7,216	12.9	5,387	9.7	2,271	4.1	2,132	3.8	1,514	2.7	1,785	3.2	34	0.1	189	0.3	n.a.	21,129	37.9	55,822	100.0	
1976	9,736	16.1	1,598	2.6	2,371	3.9	8,762	14.5	5,918	9.8	2,422	4.0	2,199	3.6	1,972	3.3	2,071	3.4	253	0.4	279	0.5	n.a.	22,827	37.8	60,408	100.0	
1977	9,863	15.7	1,608	2.6	2,314	3.7	9,419	15.0	5,714	9.1	2,358	3.8	2,024	3.2	2,108	3.4	2,098	3.3	792	1.3	287	0.5	n.a.	24,125	38.5	62,710	100.0	
1978	10,274	16.2	1,597	2.5	2,227	3.5	8,554	13.5	5,302	8.4	2,574	4.1	2,182	3.4	2,023	3.2	1,897	3.0	1,119	1.8	356	0.6	n.a.	25,224	39.8	63,329	100.0	
1979	10,136	15.3	1,835	2.8	2,425	3.7	9,841	14.9	3,218	4.9	3,489	5.3	2,623	4.0	2,139	3.2	2,306	3.5	1,611	2.4	407	0.6	n.a.	26,018	39.4	66,048	100.0	
1980	10,170	16.2	1,764	2.8	2,228	3.5	10,270	16.3	1,479	2.3	2,658	4.2	1,757	2.8	1,862	3.2	2,059	3.3	1,663	2.6	528	0.8	n.a.	26,508	42.1	62,946	100.0	
1990	8,914	13.6	1,968	3.0	2,244	3.4	7,105	10.9	3,270	5.0	2,149	3.3	964	1.5	1,424	3.0	1,870	2.9	1,918	2.9	1,716	2.6	10,342	15.8	21,486	32.9	65,370	100.0
2000	7,733	10.3	2,721	3.6	3,239	4.3	9,439	12.6	3,852	5.2	2,614	3.5	2,237	3.0	1,475	2.2	2,155	2.9	2,667	3.6	3,346	4.5	6,473	8.7	26,845	35.9	74,796	100.0
2010	7,555	9.2	3,367	4.1	2,775	3.4	9,955	12.1	4,338	5.3	2,480	3.0	2,518	3.1	1,659	2.0	2,453	2.9	1,339	1.6	2,137	2.6	10,150	12.3	31,754	38.5	82,480	100.0

(注) 1) シェール・オイル、オイル・サンド、天然ガス液を含む。

2) 1970-80年の数値は不明である。各年の生産量は合計に含まれる。以下の典拠資料(2012年6月公表)と年次が異なるが同じくBP社の統計(BP [23], 1980, p.19)では各年の統計は順に以下のとおりである。7,145, 7,630, 8,105, 8,685, 9,290, 9,935, 10,525, 11,055, 11,595, 11,870, 12,215 (1,000バレル/日)。1990, 2000, 2010年の統計はロシア連邦の生産量である。

(出典) BP [23], <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>, より。

〔1〕 原油生産能力の拡張とアラムコの生産体制

生産能力の拡張構想と計画の修正 既述のように、1970年代のサウジ・アラビア（アラムコ）の原油生産量の伸びは他国に比して顕著であったが、それは特に74年頃までに見られたことである（前掲第4表参照）。70年初頭から74年初頭までの4年間にアラムコの原油生産能力は年平均で25%ずつ増加し、特に73年は急速で、年初の650万バレル／日は74年初頭頃には900万バレル／日を超える規模に達したと推定される⁽³⁾。第1図から明らかなように、70年以降のアラムコの有形固定資産額の伸びは驚異的である。この間（但し、1970-73年の4年間）、エクソン社は、それ以前と同様に、自己の所有権比率（30%）を超えてアラムコから原油を買い取っており、アラムコの所有企業4社の中では常時最大の原油引き取り企業であった⁽⁴⁾。同社は、アラムコによる如上の能力拡大を推進する企業であったと考えられる。

かように70年代初頭以降、生産規模の急速な拡大を追求したエクソン社などアラムコの所有企業は、サウジ・アラビアでの原油生産量を中長期的にさらに飛躍的に拡大する構想を描いた。それは、72年初頭頃から始まるサウジ・アラビア政府の「事業参加」の要求、およびこれへのアラムコ側の対応の過程において準備されたと考えられる。

「事業参加」（リヤド協定、1972年12月）がいまだ確定していない段階で、アラムコの取締役会は、1975年ないし76年までに生産能力を1,350万バレル／日へ増加させる計画を承認しており、また1980年代初頭ないし前半頃までに生産能力を2,000万バレル／日へ拡張する、などの計画を策定中であった⁽⁵⁾。エクソン社などは、生産した原油に対する所有比率の減少をやむなしとする一方、サウジ・アラビアでの生産量全体を大幅に拡大することによって、実質的により多くの持ち分原油を獲得すること（リヤド協定では1982年にサウジ・アラビア政府の「事業参加」は51%の予定—前掲第1表参照）、増加するサウジ・アラビア政府の所有原油を買い戻すこと、これらによっ

て、将来における原油の確実かつ安定的な確保を目指したと考えられるのである。

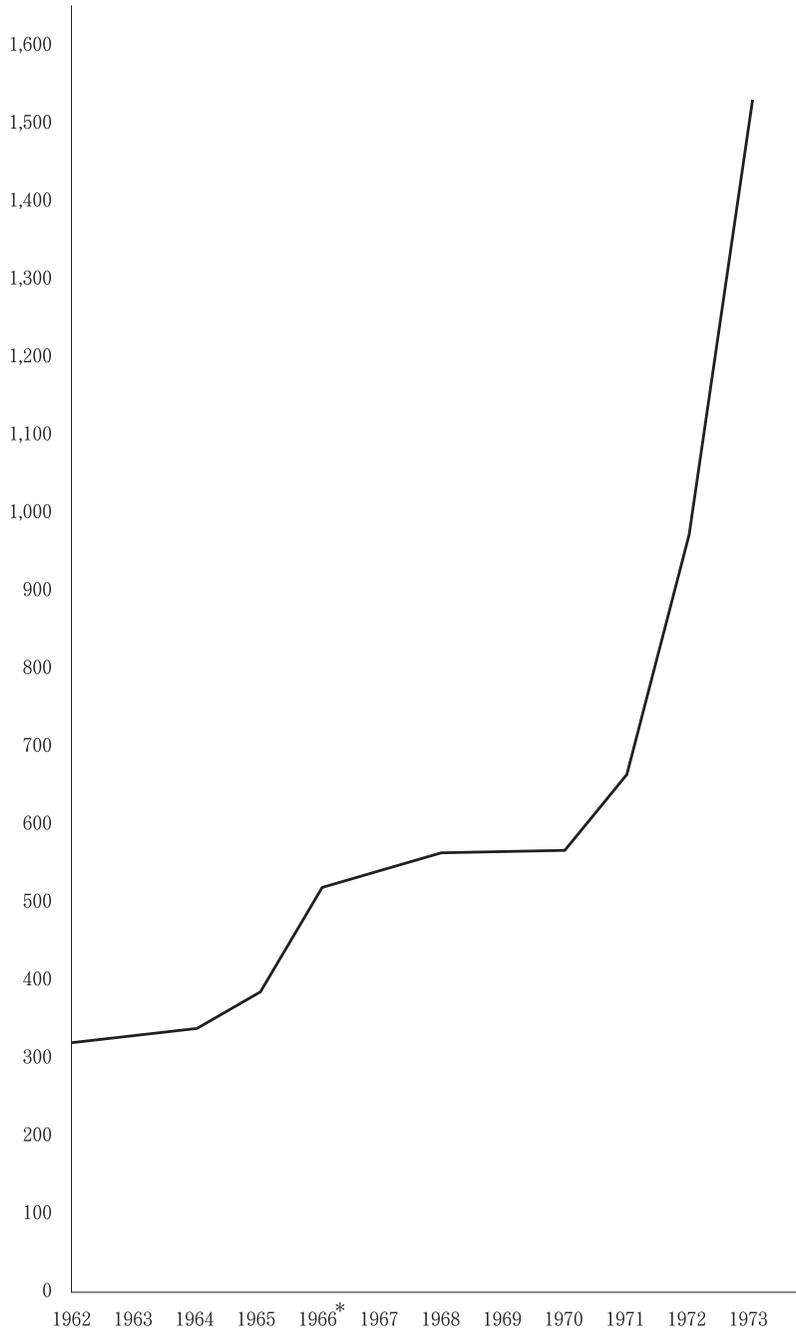
もっとも、こうした拡張計画については、アラムコ（あるいはエクソンなど所有企業4社）のみで決定することは出来ず、近く「事業参加」を予定しているサウジ・アラビア政府の同意を必要としたと思われる。この点で、サウジ・アラビア政府の石油・鉱物資源相（S. A. Z. ヤマニ〔Sheik Ahmad Zaki Yamani〕）が、72年9月末にサウジ・アラビア政府としてアメリカへの石油の輸出をより一層促進したいとの意向を表明した際に、現行の生産量600万バレル／日を1980年までに2,000万バレル／日に増加させると述べたことが注目される⁽⁶⁾。この発言は、上記の構想や計画を支持する、あるいはこれに強く賛同する立場を示したものと言えよう。

だが、サウジ・アラビアでの原油生産の飛躍を図ったこの構想は、早くも73年の4月頃には、計画見直しの動きに遭遇し始める。「第1次石油危機」の勃発後の同年11月にはアラムコは事業計画を縮小せざるを得ず、75年ないし76年に予定した生産能力は、当初計画（1,350万バレル／日）から約135万バレル／日相当を削減することとなったのである⁽⁷⁾。

こうした拡張計画の縮小が如何なる理由によるかは、なお不明の部分が残るが、73年春頃からサウジ・アラビア政府内部において、アラムコによる現行の原油生産活動に対する次のような不安や批判が出始めたことが、計画縮小の背景にあったことは否定しえないと思われる。

それは、有力油田のひとつアブカイク（Abqaiq oil field）ではいくつかの油井（生産井）では計画された量を40、50%超過して原油が汲み出されており、能力の上限である1本あたり3万バレル／日の生産量を超えている油井も複数存在すること、さらにこうした操業を継続すれば本来回収できる原油を失わせる事態を招くこと、また全国生産を2,000万バレル／日の体制に移行すると、同国最大のガワール油田（Ghawar oil field）でさえ、その後22、23年程度しか生産を継続できない可能性があること、などであった⁽⁸⁾。同年8

第1図 アラムコの有形固定資産額の推移^{1), 2)} 1962-73年



(注) 1) Net Plant, Property, and Equipment. 1966年(*)の増加分は、ほとんどがパイプライン(Trans Arabian Pipeline: Tapline. アラムコの子会社)に対する投資による。

2) 単位は100万ドル。

(出典) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 183. なお, U. S. Senate [18], pt. 8, pp. 381, 402, 429, を参照。

月頃になると、それまで拡張計画の推進派と見られていた石油・鉱物資源相 (S. A. Z. ヤマニ) が、アラムコの向う見ずな生産路線 (Aramco's pessimell production policy) に対して不安を抱いているなどと発言し、また、その他の有力閣僚からも、生産の伸び率を年に10%ないし5%に制限すべきである、などの意見が出始めたのである⁽⁹⁾。

アブカイク油田などの操業状況、油田の将来性についての上記の指摘が、現実にはどこまで妥当であるかを検証することは、資料の制約により困難である。但し、アラムコの経営陣は、1974年6月のアメリカ連邦議会の公聴会において、1973年秋頃の時点で、油層に対する水の注入体制が不十分であったこと、それゆえ急速な増産をやや抑制する必要があったこと、これらを認めた。だが、油田に損傷を与えるといった事態が生じたわけではないと主張したのである⁽¹⁰⁾。ともあれ、アラムコによる生産能力の拡張計画は既述の如く縮小されることとなったのであった。

だが、このことから直ちにアラムコの実産量の伸びが低迷し、エクソン社が獲得する原油の量も抑制基調に転じたとは言えない。サウジ・アラビア政府内部からアラムコによる生産活動に批判が出ていた1973年について見ると、エクソン社が入手した原油全体のうち、総生産量、つまり持ち分原油と利権料相当分は合計で167万3,000バレル/日であった。同年の「事業参加 (25%)」を受けて、エクソン社のアラムコの実産量全体に占める権利部分が従来の30%から22.5%へ低下したこともあり、この量は、確かに前年よりは少ない。だがそれでも、アラムコの実産量全体の伸びもあり3.6%減でしかない。エクソン社は、さらにサウジ・アラビア政府から48万7,000バレル/日を買取ったのである。同社の営業報告書によれば、この年のサウジ・アラビアからの輸出量は、総計216万8,000バレル/日 (72年比で24.5%増) とのことであった⁽¹¹⁾。

サウジ・アラビア全体の生産量は、73年に前年比で27%の伸びを実現した。翌74年には、世界的な不況の進行とこれに由来する石油消費の低迷にもかかわらず、前年よりさらに100万バレル

／日弱の増加 (12%の伸長) をみたのである (前掲第4表参照)。坑井 (生産井など) の掘削活動も、73年の1.4倍の規模でなされた⁽¹²⁾。また、おなじ74年の4月頃にアラムコの取締役会は、75年末までに生産能力 (輸出能力) を約1,120万バレル/日にする計画 (約200万バレル/日の拡大) を承認したが、同社は現実にはこれを半年後の74年秋までにほぼ達成したと考えられる⁽¹³⁾。油田の探鉱活動の面でも、アラムコは、74、75の両年に計7件を発見するなど、着実な取り組みを行ったことが窺えるのである⁽¹⁴⁾。

これらの活動が、74年時点でアラムコの操業と意思決定に60%の権利を有したサウジ・アラビア政府 (前掲第1表参照) の同意を得ずして行われることはありえないであろう。サウジ・アラビア政府、あるいはその有力者たちが、70年以來の顕著な増産、能力の急拡張の継続に異議を唱えたことは事実である。だが、アラムコによる原油生産能力の拡大それ自体を抑制する、といったことは考えておらず、むしろ市場の急速な拡大などに応じて迅速に生産量を増加させようの体制を保持することは、サウジ・アラビア政府にとっても望まれることだったと思われるのである⁽¹⁵⁾。

70年代後半の生産体制と「第2次石油危機」への対応 前掲第4表によれば、サウジ・アラビアの原油生産量は、75年には一旦減少に転じ、その後は多少の増減を伴いながら、既述のように1980年の1,027万バレル/日まで増加する。後者の80年の生産規模は、その後ほぼ四半世紀にわたって超えられることはなかった (2004年に1,056万4,000バレル/日を産出)⁽¹⁶⁾。

1970年代の半ば以降、アラムコによる原油生産能力の新規拡張は全体として軽微に抑えられ、1974年秋頃に達成した約1,100万バレル/日を大きく超える事はなかったと考えられる⁽¹⁷⁾。1970年代末頃までのアラムコによる事業基盤の強化等については、油田の探鉱 (1976年に3件の発見) をはじめ、原油生産を遂行する上で求められる種々の活動 (坑井の掘削、原油・ガスなどの分離装置〔セパレーター gas oil separator plant〕の設置、油田に処理済み海水〔treated seawater〕を注入

する装置の建設、など)を挙げることは出来る⁽¹⁸⁾。ただ、これらは、基本的には現行の原油生産体制を維持する取り組みとしての性格が強かったように思われる。

もっとも、アラムコがこうした生産体制を保持したことで、エクソン社は、70年代末の「イラン革命」に伴う生産の急減(「第2次石油危機」の勃発)に対応し、必要とする原油を確保する上で、サウジ・アラビアに権益を持たない他の国際石油企業群に対して優位の地点に立ったのである。

1970年代後半のイランは、エクソン社にとって、原油の獲得量ではむしろサウジ・アラビアには遠く及ばない。それでも、1978年に同社は33万9,000バレル/日を手に入れた⁽¹⁹⁾。このほぼ半分は、イラン・コンソーシアム(Iran Consortium. エクソン社の権利は7%)を通じて入手した原油(買い取り原油)であり(前掲第1表の「1973年3月」を参照)⁽²⁰⁾、残余は長期契約によってBP社から買い取った原油のうちイランで生産された部分である⁽²¹⁾。だが、翌79年のイランの原油生産量は前年の6割程度に減少し(前掲第4表参照)、78年12月下旬から翌3月上旬までは、イランからの石油輸出(石油製品を含むと思われる)は完全に停止した⁽²²⁾。これにより、エクソン社は、それまでイラン原油を供給した顧客等に対して契約量の半分近い(45%)削減を通告するなど、原油確保の点で大きな困難に直面したのであった⁽²³⁾。

だが、エクソン社は、79年1月末時点では、実際の削減幅を契約量の10%程度にとどめる事が出来た⁽²⁴⁾。具体的な数量などは不明であるが、同社の場合、イランで失った原油について、その大半を、増産されたサウジ・アラビアの原油で埋め合わせたことは明らかである⁽²⁵⁾。前掲第4表によれば、サウジ・アラビアは、1979、80年に中東、北アフリカ諸国の中で最大の生産増を実現した。70年代末までにアラムコがサウジ・アラビアにおいて形成した生産体制が、これを可能ならしめたのである⁽²⁶⁾。

これに対して、イランにおける原油獲得でエクソン社に対してそれまで優位に立っていたロイア

ル・ダッチ=シェル社(Royal Dutch/Shell Group of Companies. 以下、RDシェル社と記載。イラン・コンソーシアムに14%の権利を保有)、BP社(同40%の権利を保有)は、イランからの原油の途絶あるいは削減により、エクソン社に比べより大きな打撃を受けた。特に、イランを最大の原油獲得拠点としたBP社の場合は、イランでの生産減、輸出停止によって79年の初頭頃には、世界全体で獲得できる原油の量の40%を失ったのである⁽²⁷⁾。同社は、これに加えて同年8月には西アフリカのナイジェリアで現地政府に資産を国有化された。BP社は、営業報告書によれば、わずか1年で、他社の製油所に対する原油の主要な販売会社から、自己の製品生産に必要なとする原油のかなりの部分(a large part)を市場で購入せざるをえない企業になったとのことである⁽²⁸⁾。

さて、1980年にエクソン社が中東、北アフリカで入手した原油は総計約220万バレル/日であった⁽²⁹⁾。同社は、リビア、カタール(Qatar)、アブ・ダビ(Abu Dhabi)からも原油を得ていたと考えられるが、いずれも少量であり⁽³⁰⁾、同年の獲得原油の大半はサウジ・アラビアからといってよいであろう。エクソン社にとって、サウジ・アラビアは、引き続き同社の主力原油獲得拠点として存在したのである。もっとも、この年の4月にアラムコの事業と資産(原油の生産施設以外に製油所なども含む)、諸権利のすべては、サウジ・アラビア政府の手に移行した(100%の「事業参加」。前掲第1表の「1980年4月」を参照)⁽³¹⁾。これ以降、エクソン社がサウジ・アラビアにおいて入手する原油はすべて同政府からの買い戻し原油となったのである。

〔2〕 原油価格の高騰とエクソン社の獲得利益

以上のような活動を通じ、エクソン社はサウジ・アラビアでの原油生産事業からどれほどの利益を得たのであろうか。既述の如く、1980年にはエクソン社などアラムコ所有企業は、原油と油田に対する所有権を完全に失ったのであるから、原油生産から得られる事業利益もまたこの時点で消失

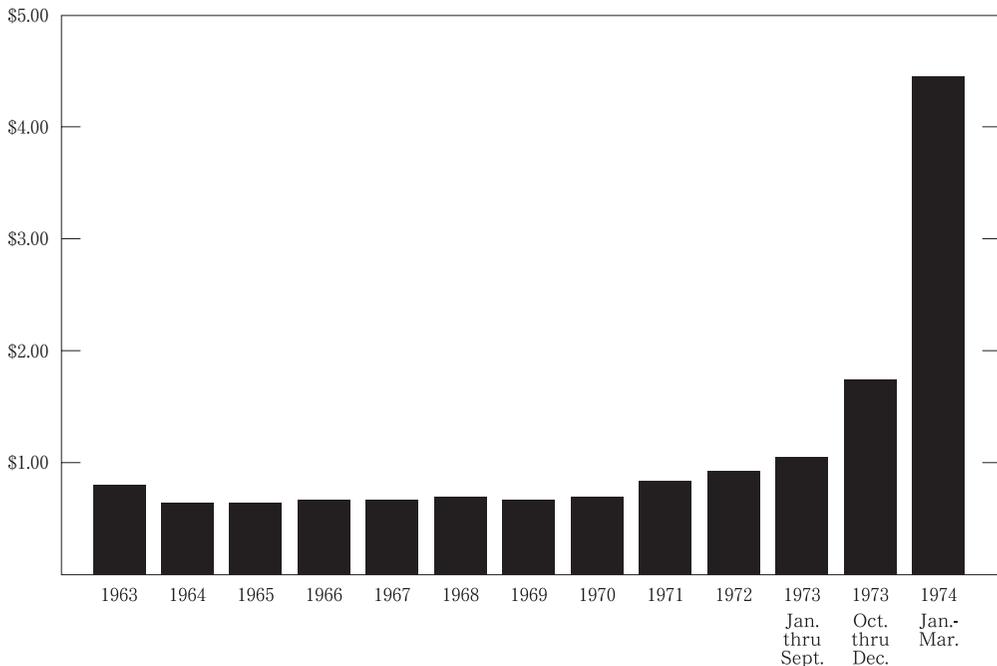
した⁽³²⁾。検討すべきは、これ以前の時期のエクソン社の獲得利益であるが、これを明らかにする事実や統計の多くは不明である。ここでは、1970年から73、4年頃までに対象時期を限定し、かつこの期間における原油価格（公示価格〔posted price〕）⁽³³⁾の顕著な上昇が、エクソン社の利益獲得に如何なる意義を有したか、これのみを考察する。

アラムコの利益の急増 第2図は、1963年以降、アラムコが生産した原油1バレル当たりの獲得利益（但し74年は1-3月のみ）である。64年には前年（75セント）より減少し⁽³⁴⁾、その後70年まではほぼ同額で推移した。もっとも、この間に原油生産量全体は年々伸長しており（1963年の163万バレル／日から70年の355万バレル／日へ）⁽³⁵⁾、アラムコの利益の絶対額が増加傾向を辿ったことは言うまでもない⁽³⁶⁾。同表によれば、73年10-12月、74年1-3月、特に後者の伸びは顕著である。これは、むろんサウジ・アラビア政府

（産油国政府）による原油の公示価格の引き上げによるものである（前掲第1表の「1973年10月、12月」を参照）。アラムコは、エクソンなど所有企業4社に対して、これまでと同様に公示価格で原油を販売したのであり、価格の引き上げはそのまま獲得利益の増加として現出したのである⁽³⁷⁾。

さらに、第3図によれば、1969年までアラムコが獲得した利益は、所有企業4社へ支払われた配当金の合計額とほぼ同じである。つまり、アラムコはエクソンなどの所有企業への販売で得られた利益をすべて配当金として、それぞれの親会社に対して支払ったと考えてよいであろう。1970-72年には内部に留保される部分が存在したが、72年には60年代末期のほぼ2倍の額がエクソンなど4社に支払われた。1970年に6億6,600万ドルであった配当総額は、73年には25億9,200万ドルへ躍進したのであった⁽³⁸⁾。このことから、アラムコの所有企業の1社であるエクソン社もまた以前に比べより多くの配当金を得たことは明白で

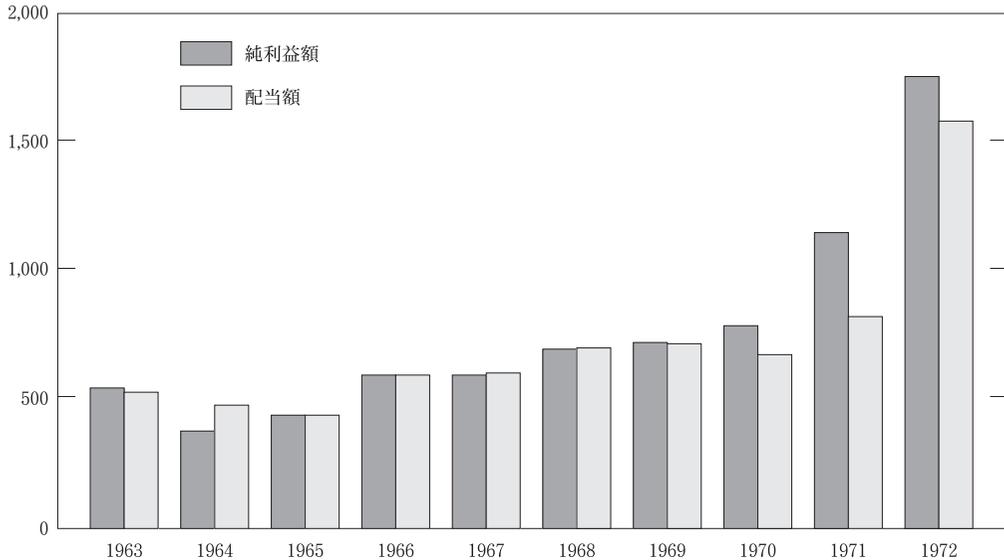
第2図 アラムコの原油1バレルあたりの純利益額、1963-74年¹⁾



(注) 1) 1974年は1-3月のみ。

(出典) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 177.

第3図 アラムコの純利益額と所有企業への配当額¹⁾, 1963-72年



(注) 1) 単位は100万ドル。
 (出典) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 179.

ある。

エクソン社の獲得利益 だが、こうしたアラムコが得た利益額および同社の所有企業への配当額の推移から直ちに、エクソン社がサウジ・アラビアの原油生産事業から実際に獲得した利益もまた急増したと考えることは出来ない。

アメリカ連邦議会での公聴会（1974年3月）でエクソン社の経営陣は、1973年にアラムコからの配当金は7億8,900万ドル（配当額全体の30.4%）であったが、実際の利益は2億6,500万ドルにとどまったと証言した⁽³⁹⁾。その理由は、アラムコから公示価格で購入した原油を、子会社、関連会社、第三者企業（大口需要家など）に対して、これよりかなり低い一般市場での価格（open market price）で販売し、およびその結果として損失が生じたから、とのことであった⁽⁴⁰⁾。また、同年にエクソン社がアラムコによる原油生産事業から実際に得た利益は1バレルあたり34セントとも述べたのである⁽⁴¹⁾。

これより2年ほど前の、テヘラン協定（Tehran Agreement. 前掲第1表の「1971年2月」

を参照）後の71年4月頃であるが、エクソン社などが、アラムコから入手したサウジ・アラビア軽質原油（Arabian light crude oil. サウジ・アラビア産原油の最多量油種⁽⁴²⁾）の一般市場向けの価格は1バレルあたり1.72ドル（サウジ・アラビアのラス・タヌラ港での本船積み込み渡し価格〔f.o.b. Ras Tanura〕）と推定され（公示価格は2.18ドル）、このうち生産費用（operating and general expense）は12セント、サウジ・アラビア政府への支払い部分（利権料と所得税）が1ドル30セントであった。その結果、エクソン社などが取得した利益は残余の30セントと考えられる⁽⁴³⁾。上記の73年の1バレルあたりの獲得利益は、原油価格（公示価格）の上昇、あるいは高騰にもかかわらず、これとさほど変わらないと言えよう。現実の市場の実態から乖離した公示価格の上昇は、エクソン社などアラムコ所有企業にとって、これに見合う利益増をほとんど与えなかったと考えられるのである。

次に、エクソン社の獲得利益の動向を探る上でいま一つの要点は、上記の統計と記述から知り

うるように、1971年4月頃に、すでにサウジ・アラビア政府が、原油（サウジ・アラビア軽質原油）1バレルあたり利益（1ドル60セント）の81.25%（1ドル30セント）を取得したと考えられることである。周知のように、ヴェネズエラ政府は1950年代末頃から、中東の産油国政府に先行して、現地で活動する外国石油企業が生み出した利益のうちより大きな部分を獲得した。72年ではヴェネズエラ政府は、エクソン社の現地の主力子会社が生み出した利益額全体の89%を取得したのである⁽⁴⁴⁾。サウジ・アラビア政府の如上の比率（81.25%）は、この数値に近づくものと言えよう。

サウジ・アラビア政府が利益の大半を取得するに至った理由は、これも周知のことであるが、アラムコのサウジ・アラビア政府に対する支払額（利権料と所得税）が、現実の市場での原油価格（一般市場価格。実勢価格〔realized price〕とも呼ばれる）ではなく公示価格を基準に算定されたことに求められる（本節前注〔33〕も参照）。1960年を最後にこれ以降は公示価格の引き下げはなく⁽⁴⁵⁾、国際的な原油価格の低落に伴う利益の減少は、専らエクソン社などアラムコ所有企業がこれを引き受けたのである。

もっとも、エクソン社の場合、73年にサウジ・アラビアでの活動から得られた利益（2億6,500万ドル）は、同年に同社が世界全体で得た利益（24億4,329万ドル）の10%強に相当する⁽⁴⁶⁾。こうしたエクソン社の全利益に占めるサウジ・アラビアからの獲得利益の割合をそれ以前の年次と対比し、73年の比率の大小を判定することは資料の制約により困難である。ただ、前年（72年）のヴェネズエラでのエクソン社の利益は1億1,000万ドル程度と推定されるから⁽⁴⁷⁾、年次はやや異なるが、これとの対比ではむしろ少額とは言えない。エクソン社全体の利益獲得にはなお寄与する存在であったと見るべきであろう。

だが、1974年になると、サウジ・アラビア政府は、アラムコが権益に基づいて取得する原油（生産量全体の40%）に課す利権料を、公示価格の12.5%（年初）から断続的に引き上げて11月

1日には20%とし、所得税率をそれまでの55%から10月1日に65.66%へ、翌11月1日には85%へさらに大きく引き上げた⁽⁴⁸⁾。その結果、この11月には、アラムコが所有する原油（持ち分原油）1バレルについて、サウジ・アラビア政府の取得額は9.80ドル、アラムコの場合は1.33ドルになったと推計される⁽⁴⁹⁾。アラムコの獲得額は、前掲第2図に示された同74年1-3月の利益額（1バレル約4.50ドル）からは激減したと言うべきであろう。これによって、エクソン社がアラムコから受け取る配当金もまた顕著な減少を辿ったことは言うまでもない。かように、原油の値上がり部分は、そのほとんどがサウジ・アラビア政府の手に入ったと推定されるのである⁽⁵⁰⁾。

《注》

- (1) 1977年に入手した原油の合計量（227万バレル／日前後）およびサウジ・アラビア政府からの買い戻し原油の量については、エクソン社の営業報告書などに記載はない。だが、サウジ・アラビア（アラムコ）においてエクソン社と同一の権益を保持したテキサコ社は、営業報告書によれば、同年、227万3,000バレル／日を獲得したとのことである（Texaco〔16〕, 1977 AR, p. 14, による。なお、p. 11も参照）。ここでは、なお、確言は出来ないが、エクソン社もほぼ同量を得たと推定した。また、買い戻し原油については、同77年のエクソン社の総生産量は113万3,000バレル／日（Exxon〔7〕, 1977 F & SS, pp. 28, 30）であったから、約227万バレル／日からこれを差し引き、約114万バレル／日とした。

ところで、本稿のこれまでの説明からは、1977年にアラムコが生産した原油に対するエクソン社の権益部分（但し利権料相当分を含む）は、サウジ・アラビア政府の所有分を除く残余（全体の40%。1974年にサウジ・アラビア政府の「事業参加」比率は60%。前掲第1表参照）の30%、つまり全生産量の12%のはずである。だが、実際は11.60%にとどまった（Exxon〔7〕, 1977 F & SS, p. 37）。その理由は、モービル社がアラムコに対する所有権をそれまでの10%から増加させ、エクソン社の所有権がこの年には29%に減退したからである。モービル社は、エクソン社を含む他の3社の了解を得て、アラムコに対する所

有権を1975年から79年までの5年間に毎年1%ずつ買い増しし、79年に15%に引き上げることが認められたからである (Mobil [11], 1975 AR, p. 17, による。Socal [14], 1975 AR, p. 35; MEES [28], 11 April 1975, p. 1, も参照)。こうした所有権の増加は、むしろモービル社の強い要望があつてのことであるが、3社がなぜこれを受け入れたかは必ずしも明らかではない。但し、1973年の春頃からと考えられるが、モービル社が他のアラムコ所有企業に対し、サウジ・アラビア政府からの原油の買い戻しの際に、アラムコに対する所有権の10%を超える買い戻しを認めるよう要求し、これが受け入れられなければサウジ・アラビア政府と独自交渉をすると主張したこと、などが考慮されるべきであろう (U. S. Senate [19], p. 140, 邦訳書, 211頁; U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 426, 528, 529, による)。こうしたモービル社によるアラムコ所有企業間の結束を崩しかねない行動に対してエクソン社など3社が譲歩したこと、およびその結果として75年以降のエクソン社などのアラムコに対する所有比率の漸減が惹起されたと考えられるのである。なお、モービル社は、1979年5月1日に、最後の1%にあたる150.82080株を買い取るようになったが、これに対する支払額は、その直前のモービル社の文書によれば、2,117万6,470ドルであった (EMHC [2], Letter to Arabian American Oil Company from Vice President of Mobil Oil Corporation, April 26, 1979; Arabian American Oil Company, Vol. 1B, 2 of 2; Mobil Corporation, Series III. Office of the Corporate Secretary Records, 1882-1999, による)。

- (2) この約780万バレル/日の数値は、前注(1)で記したテキサコ (1977年にアラムコの所有権の29%を保有) の獲得分227万3,000バレル/日から算出した。なお、第4表に示されるサウジ・アラビアの原油生産量には、クウェートとの国境に存在した分割地帯 (Partition Zone, 旧中立地帯 [Neutral Zone]) で産出された原油の半分が含まれる。同地帯で活動するゲティー石油 (Getty Oil Company. 1954年生産開始) とアラビア石油 (Arabian Oil Company Ltd. 1961年生産開始) のそれぞれの生産量の半分はサウジ・アラビアの生産量として計上されたのである。1977年の場合、その量 (分割地帯で産出された原油全体の半分) は19万5,000バレル/日であり、サウジ・アラビア全生産量の2%程度である (BP [23], 1980, p. 19, による。NAUK [3], Oil

Industry in Saudi Arabia, attached to a letter to R. D. Gordon from J. R. Bretherton, 日付不明, May 1973: FCO 8/2119, も参照)。

- (3) U. S. Senate [18], pt. 5, p. 178, による。但し、この公聴会記録によれば、1974年初頭頃に約1,000万バレル/日に達したとあるが、やや誇張されているように思われる。他の資料と照合し、920万バレル/日程度と推定される (Socal [14], 1974 AR, p. 2; MEES [28], 12 April 1974, p. 4, による)。
- (4) 1972年では、同じく30%の所有権を持つカリフォルニア・スタンダード石油が153万7,140バレル/日、テキサコが168万8,140バレル/日であったのに対し、エクソン社は172万9,850バレル/日を買収したのである (モービルは63万510バレル/日)。以上は、U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 184, 185, による。なお、エクソン社の超過引き取り部分は、本来カリフォルニア・スタンダードが入手する原油の一部であった。後者のカリフォルニア・スタンダード社は、販路の不足により、所有権に相当する原油をアラムコから買い取ることが出来なかったと考えられる (U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 349, 355, による)。但し、エクソン社によるこうした超過引き取りが74年以降にもなされたかどうかは不明である。
- (5) NACP [4], Saudi Arabian Oil Production-Importance and Prospects, to the Secretary from EB-Willis C. Armstrong and NEA-Joseph J. Sisco, 8/17/73: PET-Saudi Arabia 1973: Bureau of Near Eastern and South Asian Affairs Office of Arabian Peninsula Affairs, Records Relating to the Persian Gulf and Arabian Peninsula 1952-1975: RG 59; NACP [4], Memorandum of Conversation, August 7, 1973: PET 2 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59; U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 452, 453; U. S. Senate [19], p. 136, 邦訳書, 204, 205頁, による。
- (6) MEES [28], 6 October 1972, pp. 1, 2, による。NACP [4], Memorandum of Conversation, September 29, 1972: PET 2 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59, も参照。
- (7) U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 566, 567, による。
- (8) U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 488, 489, 560, 561, による。
- (9) NACP [4], Saudi Arabian Oil Production-Importance and Prospects, to the Secretary from EB-Willis C. Armstrong and NEA-Joseph

J. Sisco, 8/17/73; PET-Saudi Arabia 1973; Bureau of Near Eastern and South Asian Affairs Office of Arabian Peninsula Affairs, Records Relating to the Persian Gulf and Arabian Peninsula 1952-1975; RG 59; NACP [4], Memorandum of Conversation, August 7, 1973; PET 2 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973; RG 59, による。

- (10) 以上については、U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 406-411, 496, 497, による。なお、同じ公聴会でアラムコの技術部門の幹部は、アラムコは1973年10月の「第1次石油危機」以前においては需要の増加に応えるための強い増産圧力に直面していた、だが、どの油井においても合理的に妥当と考えられる採油活動 (reasonable oil field practice) を超える規模での生産はなされていなかった、と証言した。但し、「第1次石油危機」においてサウジ・アラビア政府による生産削減命令 (10月18日) が出されず、そのまま生産を増加させていた場合には、おそらく限界を超える油井が生まれ、その場合には当該油井の閉鎖などを余儀なくされたであろう、とも証言したのである (U. S. Senate [18], pt. 7, p. 442, による。なお、アラムコは命令に従って、直ちに生産量を650万バレル/日へ削減した [9月比で22%減]。MEES [28], 26 October 1973, p. 1; O & GJ [31], October 29, 1973, p. 50, による)。
- (11) 以上の統計はいずれも、Exxon [6], 1973 AR, pp. 6, 7, による。但し、総生産量と買い取り量を単純に合計すると216万バレル/日のはずであるが、典拠資料には216万8,000バレル/日とある。
- (12) USFEA [20], p. 160, による。但し、この増加が掘削した抗井の本数をさすか、投資額かなどは不明である。
- (13) MEES [28], 12 April 1974, p. 4, 20 September 1974, p. 5; Socal [14], 1975 AR, pp. 12, 14, による。なお、前者の資料によれば、本文の1,120万バレル/日は輸出能力と記載されている。だが、サウジ・アラビアでは、生産された原油のほとんどは輸出向けである。例えば、74年4月には、850万バレル/日の生産量のうち、国内での消費向けは8万5,000バレル/日、船舶燃料向け (bunkers) が約21万5,000バレル/日、残余の820万バレル/日 (全体の96.5%) が輸出用であった。つまり、輸出能力はほぼ生産能力と同じと考えてよいであろう (MEES [28], 12 April 1974, p. 4, 20 September 1974, p. 5, による)。

ところで、これまで本文で述べたアラムコの生産能力の拡張計画、あるいは実際の能力については、やや細かく統計を記述したことで、議論がやや煩雑になったように思われる。ここで整理・再述すると、まず、アラムコは、「事業参加」が確定する以前の取締役会で、1975年ないし76年までに生産能力を1,350万バレル/日に拡大すると決定したが、73年11月には、これから約135万バレル/日を削減した。ついで、74年4月頃には、75年末までに生産能力 (輸出能力) を1,120万バレル/日にすると決定がなされた。やや時期がずれるが、74年初頭頃にアラムコの実産能力は900万バレル/日強に達したと考えられるので、75年末までにはおおよそ200万バレル/日の伸長を目指したことになる。そして、アラムコは現実にはこれを74年秋頃までに早期達成した、というのがこの間の推移と言えよう。

- (14) Socal [14], 1974 AR, pp. 6, 10; Texaco [16], 1975 AR, p. 13, による。
- (15) 約200万バレル/日の生産能力拡張を決定した1974年4月頃のアラムコの実産能力にサウジ・アラビア政府の代表として出席した一人は、会議の終了後、現在の原油価格は如何なる基準から考えても高すぎ、生産能力の拡張はこうした価格を引き下げの役に立つと述べたとのことである (MEES [28], 12 April 1974, p. 4)。

アラムコが原油需要の増加に直ちに対応しようすること、つまり、実際の原油需要を超える能力 (余剰生産能力 [spare producing capacity]) を保持することはサウジ・アラビア政府にとっても望むところであったと思われる。それは、同政府が、石油輸出国機構 (Organization of the Petroleum Exporting Countries: OPEC) での協議、特に原油価格の決定に主導性、あるいは強い影響力を行使するためには、市場への原油供給量を迅速に増減させようとする生産体制が必要だったと考えられるからである。

サウジ・アラビア政府が原油の供給量を調整することで、OPEC諸国による原油価格の決定への影響力行使を図った事例のひとつは、1976年12月にカタールのドーハ (Doha) で開催されたOPECの第48回総会後に同政府がとった行動である。周知のように、この総会では、指標原油 (marker crude oil. 性状の異なる原油の価格を決定する際の基準となる原油) の価格を77年1月から10%、7月にさらに5%引き上げを求めたイラン、イラクなど11カ国に対してサウジ・アラビアとアラブ首長国連邦は、77年1月

の値上げを5%とすることで譲らず、結局 OPEC 総会はこの統一することが出来なかった。OPEC は初めて分裂値上げに踏み切ったのである。サウジ・アラビア政府は、この直後にアラムコに対して原油の即時増産を求めた。これを受けアラムコの生産量は1977年1月の850万バレル/日から4月の1,020万バレル/日まで連続して増加したのである。サウジ・アラビア政府は、市場に対する原油供給量を増加させることで価格の大幅引き上げに対抗、ないしこれを牽制する行動に出たのであった。結果として、OPEC の11カ国は、7月の5%の価格引き上げを断念するに至ったのである。

もっとも、力を見せつけたはずのサウジ・アラビア政府（およびアラブ首長国連邦政府）は、11カ国による値上げ断念の公表（6月末）とほぼ同時に、指標原油の価格の5%引き上げを認め、1月に10%に引き上げた諸国との共同歩調に転じた。サウジ・アラビア政府のこうした行動とその理由については、政治的な側面を含め検討すべき多くの諸点が存在する。だが、ここでは1点のみ、価格引き上げの背景要因として、アラムコが、サウジ・アラビア政府の要請に応えるだけの原油生産能力や生産体制を保持していなかった事実を指摘すべきであろう。アラムコの実績は、上述の如く4月に1,000万バレル/日を超えたが、5月には850万バレル/日に低落しており、6月に960万バレル/日まで回復する、といった経過を辿ったのである。つまり、市場に対する原油供給量の拡大（あるいは削減）によって価格決定権を掌握しようとするサウジ・アラビア政府の意図は貫徹できず、結果として妥協を余儀なくされたと考えられるのである。

ともあれ、以上のことから、アラムコが余裕ある生産能力を維持することは、エクソン社などアラムコの所有企業のみならず、サウジ・アラビア政府にとっても重要な意義を有したと言えよう。

上記のドーハでの OPEC 総会とそれ以降の展開については、主として、MEES [28], 16 May 1977, pp. 1-3; Skeet [53], pp. 135-137, 邦訳書, 193-196 頁, による。

- (16) BP [23], <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>, による。
- (17) Socal [14], 1975 AR, pp. 12, 14; MEES [28], 20 February 1978, p. 6; O & GJ [31], February 12, 1979, p. 50, による。
- (18) MEES [28], 25 April 1975, p. 4, 9 May 1977,

pp. 4, 5, を参照。

- (19) Exxon [6], 1979 AR, p. 12.
- (20) Exxon [6], 1973 AR, pp. 7, 8, 1979 AR, p. 12, による。周知のように、イラン・コンソーシアムは、イラン政府による BP 資産国有化が挫折した後の1954年に、国際石油企業など各社の共同所有によって発足した。同コンソーシアムの成立とその経緯については、梅野 [57], 第10章, が有益である。
- (21) この頃まで、エクソン社は、契約により35万バレル/日をBP社から買い取るようになっていた。1978年にエクソンが得たイラン原油の半分ほど(16,7万バレル/日)は、BP社からの長期購入契約によって入手した原油全体のうちのイランで産出された部分である (Exxon [6], 1979 AR, p. 12, による)。BP社はイランでは賄いきれない残余の原油については、ナイジェリア、クウェート、カタールなどで入手してエクソン社に販売したと考えられる (BP [9], 1978 ARA, p. 18, を参照)。なお、エクソン社が、長期契約に基づきBP社から実際に原油の買い取りを始めるのは1952年であり、以後この頃までに数度の契約更新がなされた (伊藤 [45], 267, 268 頁, を参照せよ)。
- (22) Exxon [7], 1978 F & SS, p. 42.
- (23) O & GJ [31], January 29, 1979, p. 77.
- (24) O & GJ [31], February 12, 1979, p. 50.
- (25) O & GJ [31], January 29, 1979, p. 77.
- (26) イランの新政権は、79年3月の輸出の再開とほぼ同時にコンソーシアムとの取引を拒絶し、石油企業各社と個別に取引を行うと宣言した。そこで、エクソン社は、4月にイラン政府と協定を締結し7万バレル/日を買取るようになった。だが、同年11月にイラン政府は、同社を含むアメリカ石油企業とその子会社による原油の引き取りを一括禁止した。これにより、エクソン社によるイラン政府からの原油の購入は完全に打ち切られたのである。なお、長きに亘ったBP社からの原油の購入契約も、79年7月までには終結した。以上は、Exxon [6], 1979 AR, p. 12, による。
- (27) BP [9], 1978 ARA, p. 18, 1979 ARA, p. 2, による。
- (28) 前年の1978年のBP社の原油獲得量は372万バレル/日で、139万バレル/日がBP自身の生産による原油である (後述するアラスカ、北海、その他から入手したと考えられる。但し、総生産量か純生産量かは不明)。残余の233万バレル/

- 日は外部からの購入原油であり（大半はイラン、クウェート、カタール、アブ・ダビ、ナイジェリアの各政府・国営企業からの買い取り）、この中ではイランが引き続き最大の購入拠点であった。以上は、BP [9], 1978 ARA, p. 18, 1979 ARA, pp. 2, 7; O & GJ [31], September 3, 1979, p. 43, による。
- (29) これは、これまでと同じく、総生産量（持ち分原油と利権料相当分）、買い戻し原油からなる（Exxon [6], 1980 AR, p. 9, による）。
- (30) Exxon [7], 1977 F & SS, p. 30, 1981 F & SS, p. 35, による。
- (31) なお、エクソン社の1980年次の営業報告書への補足資料（Exxon [7], 1980 F & SS, p. 42）には、1980年4月14日発効の協定により、アラムコの資産と事業のほとんどすべてについての権利（the beneficial interest in substantially all of Aramco's assets and operations）は、サウジ・アラビア政府が獲得したとある。とすれば、なお、若干の資産等が残った可能性があるが、その詳細は不明である。
- (32) 周知のように、アラムコは原油生産事業の権益を100%失った後は、施設の運営（operates the facilities）、技術、管理業務等の提供（provides technical, management, and other services）を行う企業として引き続きサウジ・アラビアで活動し、これに対する対価をサウジ・アラビア政府から受け取るようになった（Exxon [7], 1980 F & SS, p. 42）。1976年時点では、これらの業務に対する支払いは、1バレルにつき10-13セントとする案が出されていたようである（MEES [28], 15 March 1976, p. 1, による）。但し、1980年以降の実際の支払い額は不明である。こうしたアラムコに対する支払い額に、業務遂行に要した費用を超えた部分が含まれた場合、これはアラムコの利益として計上されることになるであろう。だが、これはむろん油田の所有権に基づく生産利益ではない。
- (33) 周知のように、1950年代初頭以降、中東原油などに設定された公示価格は、当初は、国際石油企業などが、第三者企業（子会社・関連会社以外）に対して販売する価格であった。産油国政府が、現地で活動する石油企業（サウジ・アラビアではアラムコ）から受け取る利権料、所得税は、公示価格を基準として算定されたのである（伊藤 [45], 401, 402, 404, 405 頁, を見よ）。なお、後述するように、アラムコがエクソン社など同社の所有企業に販売する原油の価格は、1970年代初頭以降もそれ以前と同様に公示価格であった。
- (34) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 187, も参照。
- (35) BP [23], 1970, p. 19, による。なお、この数量には旧中立地帯での生産量（本節前注(2)を参照）を含まない。また、本文の1970年の数値は、仮に旧中立地帯の生産量の半分を加えても前掲第4表（BP [23], 2012年次の統計）とやや異なる。統計が後に修正されたためと考えられる。
- (36) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 175, も参照。
- (37) 以上は、U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 174, 194, 195, 200, による。なお、アラムコは、サウジ・アラビア国内で石油製品の生産（原油精製事業）も行っている。製品の一部は、国内での販売などに向けられたと推定されるが、他は輸出用としてエクソン社など所有企業に販売された。問題は、その際の価格であるが、1973, 74年については不明である。ここでは参考までに71年を見ると、原油の輸出価格（公示価格）は1バレル2.24ドル（年平均）、製品価格は2.35ドル（同）で、それほど大きな差はなかった（ここでの製品価格がガソリンなど各種製品の平均価格かどうかは不明である。以上は、MEES [28], 22 September 1972, 付録 [p. ii], による）。73, 74年の原油価格の高騰に伴い、エクソン社などに対して販売された製品の価格もまた連動して上昇したと考えられる。
- (38) U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 178, 179, 201, による。
- (39) U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 201, 233.
- (40) U. S. Senate [18], pt. 7, p. 225, 233, による。エクソン社の場合、1950年代の後半ないし末頃から、国際的な原油過剰を背景に、第三者企業に対しては、それまでの公示価格（本節前注(33)参照）ではなく値引き価格（実勢価格〔realized price〕）で原油を販売し始めた。ついで、60年代半ば頃になると、同社は、西ヨーロッパなどに所在する子会社・関連会社（精製・販売事業などを担当）に対する価格も、同様に、それまでの公示価格から値引き価格に切り替え始めたと考えられる。以上については、伊藤 [45], 401, 402, 404, 405 頁, を参照。
- (41) U. S. Senate [18], pt. 7, pp. 225, 226, による。
- (42) 周知のように、アラムコが生産する原油は、性状により大きく重質（heavy grade）、中質（medium grade）、軽質（light grade）に分かれるが、軽質（API比重〔アメリカ石油協会（American Petroleum Institute: API）基準〕で34-34.9度）が最も多く産出された。もっとも、後の

- 1978年であるが、サウジ・アラビア政府は、アラムコが引き取る原油のうち軽質部分を全体の65%に制限した。同政府は、地下に埋蔵された原油の油種毎の割合に応じて原油を引き取るように求めたと考えられる（以上は、Texaco〔16〕, 1978 AR, p. 17; U. S. Senate〔18〕, pt. 7, p. 566; Jenkins〔26〕, Vol. 2, p. 16, による）。
- (43) 以上は、NACP〔4〕, Memorandum from James E. Akins to Talcott W. Seelye, April 7, 1971: PET 6 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59, による。
- なお、1971年のアラムコによるサウジ・アラビア政府への支払額は18億6,640万ドルである。1970年との対比で、支払額は71.5%増であった。生産の絶対量が増加したこと、アラムコの利益全体に占める同政府への支払い部分が増加したこと（テヘラン協定、これらによるであろう。1970年にアラムコのサウジ・アラビア政府への支払額は、1バレルあたり0.844ドルであったが、71年には、本文の数値（4月頃、しかも軽質原油のみ）とはやや異なるが、37%増の1.153ドルとなった（以上は、MEES〔28〕, 12 May 1972, pp. 6, 7, 22 September 1972, p. 6, による）。
- (44) ここでの現地子会社はクリオール石油（Creole Petroleum Corporation. 原油生産、精製などを行う）を指す。なお、これとは別にエクソン社は、規模はかなり劣るが、子会社インターナショナル石油（International Petroleum (Venezuela) Limited. 原油生産のみと思われる）を擁した（1972年の原油生産量は、クリオールが140万バレル/日。インターナショナルは9万7,000バレル/日。いずれも総生産量と思われる）。但し、後者のインターナショナル石油の獲得利益、ヴェネズエラ政府への支払い額などは不明である（以上は、Exxon〔6〕, 1972 AR, p. 13, による）。なお、1970年代より以前のヴェネズエラ政府による利益の取得比率については、伊藤〔45〕, 255, 256頁, を参照せよ。
- (45) Jenkins〔26〕, Vol. 1, p. 7, による。なお、1974年11月に公示価格は若干引き下げられる（本節後注(49)を参照せよ）。
- (46) Exxon〔6〕, 1973 AR, p. 27; U. S. Senate〔18〕, pt. 7, pp. 227, 232, 233, による。
- (47) 1972年ではエクソンの主力子会社（クリオール石油）によるヴェネズエラ政府への支払額は総計8億8,000万ドルとなり、これは先に本文に記したように同子会社が生み出した利益全体の9割近く（89%）に相当する（Exxon〔6〕, 1972 AR, p. 13, による）。とすれば、クリオール社の獲得利益は1億876万ドルと考えられる。なお、ヴェネズエラに擁したいま一つの子会社インターナショナル石油（本節前注(44)参照）の利益額は不明である。
- (48) Mobil〔11〕, 1974 AR, p. 32; O & GJ〔31〕, October 21, 1974, p. 76, による。
- (49) サウジ・アラビア政府は、サウジ・アラビア軽質原油の公示価格を、11月1日に1バレル当たり40セント引き下げ11.251ドルとした。生産費用は1974年11月時点でも1バレル0.120ドルだったようである（Skeet〔53〕, pp. 109, 115, 邦訳書, 157, 165, 166頁, による）。とすれば、74年11月のアラムコの持分原油1バレルの費用部分（生産費に利権料と所得税を加える）は、以下のように算出される（なお、周知のように、1970年以前にすでに「利権料の経費計上（royalty expensing）」がなされており、これに基づき所得税は算定される）。生産費（\$0.120）+利権料（\$11.251×0.2=\$2.2502）+所得税〔{公示価格（\$11.251）-生産費（\$0.120）-利権料（\$2.2502）}×0.85=\$7.54868]=\$9.91888。これにより、アラムコの利益は、公示価格（\$11.251）-費用部分（\$9.91888）=\$1.33212となる。これに対して、サウジ・アラビア政府の取得部分は、利権料（\$2.2502）+所得税（\$7.54868）=\$9.79888である。このことから、74年11月にはアラムコが生み出した利益全体（\$1.33212+\$9.79888=\$11.131）のうちサウジ・アラビア政府は88.0%を取得したことになる（以上は、Mobil〔11〕, 1974 AR, p. 32; MEES〔28〕, 6 December 1974, p. 3; Jenkins〔26〕, Vol. 1, pp. 3, 10, および上記のSkeet〔53〕, pp. 27, 40, 47, 109, 115, 邦訳書, 40, 41, 60-62, 69, 157, 165, 166頁, による。なお、Shell〔12〕, 1974 AR, p. 16, も参照）。
- (50) なお、1974年の11月以降に、エクソン社がサウジ・アラビアでの原油生産事業から実際に手に入れた利益額については不明である。この頃になると原油の一般市場での価格（実勢価格）もむろん上昇した（Jenkins〔26〕, Vol. 1, p. 7, を参照）。これがエクソン社の利益に如何なる作用をしたか、また、エクソン社がサウジ・アラビア政府から買い戻した原油（1973, 74年頃の価格は、公示価格の93, 94%と推定される—前節注(8)を参照）がエクソン社に利益面でプラスに作用したかどうか、なども不明である。今後の課題としたい。

III アラスカ（アメリカ）

1970年代のエクソン社は、油田支配権の喪失に直面したサウジ・アラビアなどで引き続き原油の獲得を追求する一方、新たな生産拠点の形成に注力した。同年代半ばあるいは後半期に原油の生産が始まり、やがてエクソン社の原油生産拠点の有力な一角を構成するのは、本国アメリカのアラスカ、ヨーロッパの北海である。本節では、前者のアラスカでの活動について考察し、北海については次節で検討する⁽¹⁾。

「第1次石油危機」の翌年（1974年）についてであるが、エクソン社による原油と天然ガスの探鉱活動は、40以上の国で行われており、同社はこれにほぼ10億ドルを支出した。この支出額は前年比で30%増であり、過去10年間の平均の2倍以上であった。そして、その半分はアメリカ本国に向けられた⁽²⁾。

エクソン社によるアメリカでの油田、天然ガス田（以下、しばしば油・ガス田と記載）の探鉱は、テキサス州など従来からの主要な生産州については言うまでもないが、東部大西洋岸のニュージャージー州沖合などこれまでは全く手つかずの地域あるいは海域でも追求された⁽³⁾。この中にあって、同社にとって最も重要な意義を有したのは、アトランティック・リッチフィールド社（Atlantic Richfield Company、以下しばしばアーコ社〔Arco〕と記載）との共同事業（対等出資）で、すでに1968年3月に発見したアラスカの大油田（プルドー・ベイ油田〔Prudhoe Bay oil field〕）。確認埋蔵量〔proved reserves〕は1972年では96億バレル）の開発と原油の生産であった⁽⁴⁾。エクソン社は1977年に初めてプルドー・ベイ原油を入手した（5万5,000バレル/日。純生産量。以下、特に断らない限りすべて純生産量）。その後83年には、エクソン社がアラスカで得た原油（33万6,000バレル/日）は同社の全アメリカ生産量の43.0%に相当したのである⁽⁵⁾。アラスカはこの頃までに、同社にとってアメリカ国内での最重要の原油生産拠点に転じたのであった。

かように、エクソン社にとってアラスカ油田は、生産開始後、比較的短期間のうちにアメリカ国内での基幹的な生産拠点となった。だが、同社は油田の発見時、およびそれ以降も油田の早期開発、あるいは生産の大規模化について積極的であったとは言えず、70年代半ば時点においてもなお慎重な姿勢を崩さなかった。油田発見後10年ほどの間に、エクソン社の原油獲得活動に占めるプルドー・ベイ油田の位置づけは、大きな変化を遂げたと言えよう。以下、エクソン社によるアラスカでの油田の開発とこれに関連する諸事業、同油田の主力生産拠点への転成について考察する。

〔1〕 原油輸送体制の形成とプルドー・ベイ油田の開発

エクソン社の権益と他社との共同事業 エクソン社によるプルドー・ベイ油田での原油生産事業が、アトランティック・リッチフィールド社（アーコ社）と共同で行われたことは言うまでもない。だが、現実には、両社のみでこれを行うことは出来なかった。両社による油田の発見後に、自己の鉱区内で試掘を行い、これによってプルドー・ベイ油田が地下に存在することを確認した他社もまた共同事業の構成企業となったのである。とりわけ、BP社（オハイオ・スタンダード石油〔Standard Oil Company (Ohio)〕）。BP社が1969年に同社の株式の25%、78年に52.5%を所有）は極めて重要な位置を占めた。同社は、プルドー・ベイ油田に対する権益保有企業の1社になっただけではない（1969年3月に試掘の成功⁽⁶⁾）。油田から産出される原油と地下の埋蔵原油のそれぞれ53-54%はBP社の所有となったのである。これに対し、エクソン社とアーコ社の割合はともに20-21%にとどまった⁽⁷⁾。

こうした取得原油量と埋蔵量に対する各社の比率は、基本的には、それぞれの鉱区内におけるプルドー・ベイ油田の存在状況、つまり原油の賦存量に応じて決定されたと考えられる⁽⁸⁾。プルドー・ベイ油田に権益を有する企業は全部で10社を超えるが、埋蔵された原油（油層）のほとんどはこれら3社の鉱区内にあり（エクソン社とアーコ社

は鉞区を共同所有)、最大部分がBP社の鉞区に所在したのである⁽⁹⁾。見られるように、BP、エクソン、アーコの3社が、プルドー・ベイ油田において他社に対する顕著な優位を獲得したのであった。

さて、エクソン社など権益保有企業各社は操業協定を締結し、油田の開発と生産を、個々の企業が個別に行うのではなく、共同で行うことを取り決めた。これによって、以下で検討するように、生産に要する諸設備や原油の輸送手段の効率的な活用のみならず、インフラに属する諸施設(飛行用滑走路、道路、発電所、その他)の重複建設の回避なども図ったのである⁽¹⁰⁾。各社は、油田開発に伴う費用については、油田に対するそれぞれの所有比率に応じて負担することとなった(但し、輸送手段の建設費用については異なる一後述)⁽¹¹⁾。

そこで、プルドー・ベイ油田の開発作業の進め方であるが、一般に複数の企業が油田を共同で所有する場合、特定の企業(通常は最大の権益保有企業)が実際の開発作業を行うオペレーター(operator〔作業当事者〕)となることがしばしばみられる⁽¹²⁾。プルドー・ベイにおいてもこの方式が用いられた。しかし、オペレーターは1社ではなく、BP社がプルドー・ベイ油田の西側を、アーコ社が東側をそれぞれ担当することとなった⁽¹³⁾。こうした2社体制が採用された理由について、私にはなお明らかではない。但し、後述するように、プルドー・ベイ油田の開発作業の進め方、原油の生産規模などについて、比較的早い段階から、BP社とアーコ社(実際にはエクソン社)との間に意見の相違があったことは留意されるべきであろう。それは、坑井の掘削など実際の作業の進展が、西側(BP社)と東側(アーコ社)ではやや異なっていたことにも表れている。油田全体の開発(オペレーター)をBP社(場合によってはアーコ社)が単独で行うことは、初期の段階から想定されていなかったように思われる。

パイプラインの敷設と輸送能力の拡張 次に、実際に原油を獲得するための活動についてであるが、これには、坑井(生産井)の掘削と仕上げ、種々の設備や施設(原油・ガスなどの分離装置

〔セパレーター〕、原油・ガスなどの産出流体のフローライン〔flowline、生産井からセパレーターまでのパイプライン〕、貯蔵タンク、その他)の設置など、油田とその近傍における諸作業、さらに産出された原油を油田地帯から搬送する手段(パイプライン)の確保が必要である。このうち、プルドー・ベイ油田での生産開始時期、および生産規模の上限を事実上決定する役割を果たしたのは、後者のパイプラインの敷設、およびその輸送能力であった。まず、こちらから検討する。

エクソン、アーコ、BPの3社によるパイプラインの敷設構想は、遅くとも1969年6月にはほぼ固まっていたと考えられる。それは、周知のように、北極海に面したアラスカ州の北岸に所在する油田地帯からアラスカ南部の海港(ヴァルデス〔Valdez〕)に設置されるターミナル(タンカーへの原油積み込み基地)までの全長約800マイル(約1,300キロ・メートル)のパイプライン(トランス・アラスカ・パイプライン・システム〔Trans Alaska Pipeline System. 以下しばしばTAPSと略記〕、当初の輸送能力は1日当たり50万バレル〔50万バレル/日〕)の建設である。エクソン社などは、パイプラインが連邦政府所有地を通過することから、同6月に連邦政府(担当は内務省〔Department of the Interior〕)に対して、TAPSの敷設の許可(通過権〔right-of-way〕の付与)を申請した⁽¹⁴⁾。これら企業は、早ければ72年には同油田の原油を用いて石油製品が生産可能であると考えたのである⁽¹⁵⁾。

だが、こうした初期段階の見通しにもかかわらず、ターミナル(ヴァルデス港)などの諸施設の建設・整備が始まるのは74年4月のことであり、TAPS用のパイプが実際に敷設されるのは75年からであった⁽¹⁶⁾。遅延の主たる理由は、周知のように、パイプラインの敷設に反対する環境保護団体の抗議行動があったからである。これを支持する裁判所の判決が出されたこともあって、連邦政府はTAPSの敷設を許可しなかったのである⁽¹⁷⁾。そして、かかる状況を打開する契機となったのが、これも周知のことであるが、「第1次石油危機」(1973年10月)とこれによって惹起された石油

不足であった。パイプラインの敷設にむけて事態は一挙に動いたのである⁽¹⁸⁾。

ブルドー・ベイ原油の生産、およびトランス・アラスカ・パイプライン・システム (TAPS) による原油輸送は1977年6月に始まり、翌7月末までに同原油はヴァルデス港のターミナルに到着した⁽¹⁹⁾。原油の輸送能力は、開通時には、69年時点で設定された50万バレル/日から120万バレル/日へ大きく引き上げられており、建設費用の方もインフレーションの影響もあって、69年当時の想定額9億ドルが約80億ドルへ大幅に跳ね上がった(ターミナルの建造費を含むと考えられる。なお、79年には150万バレル/日へさらに伸長。拡張費用等は不明)⁽²⁰⁾。これら建設資金はTAPSの所有企業によって賄われることとなり、エクソン社、アーコ社、BP社が最大部分を拠出したのである。

但し、ここで留意すべきは、同パイプラインに対するこれら3社の所有権(所有比率)が、パイプの敷設などに実際に着手する以前の段階で変更された事実である。1974年6月頃までに、建設予定のTAPSの所有企業は7社から構成されており(輸送能力はこの時点で60万バレル/日の予定)、所有権はエクソンが25.5%、アーコとBPがともに28.1%(以上3社で計81.7%)、などであった⁽²¹⁾。だが、7月末までにこれら所有企業は、パイプラインの輸送能力を120万バレル/日へ倍増することを決定した。エクソン社はこれと同時に、TAPSに対する所有権を、油田に対する所有比率とほぼ同じ20.0%に減少させ、アーコ社の場合も21.0%へ、やはり所有比率を引き下げた。他方、BP社は、エクソン、アーコ両社の減少分のみならず、同様に所有権を引き下げた他社の分も合わせて21.1%増の49.2%へ一挙にこれを拡大したのであった⁽²²⁾。

エクソン社がかようにパイプライン(TAPS)に対する所有比率を低減させた事実からは、同社は、輸送能力の120万バレル/日への倍増を了解したとはいえ、これを積極的に支持する立場ではなかったらしいことが窺える。エクソン社がこうした行動をとるに至った理由の一つは、後述する

ように、パイプラインの原油輸送能力の拡大にもなって増加する原油の取り扱い(同社が取得した原油の供給先あるいは販売先の確保)に、困難や不安を抱えたことにあったと考えられる。パイプラインの敷設に要する投資額がすでに当初の予定を大幅に上回っていたこともあり、エクソン社は、事業の将来性に対する懸念、および投資リスクの回避のために、TAPSの所有権の引き下げに踏み切ったと推定される⁽²³⁾。

生産井の掘削と費用の削減 つづいて油田の開発、および関連作業であるが、既述のように、西部地域のオペレーターはBP社であった。同社は、原油の積み出しターミナル(ヴァルデス)の建設やパイプライン(TAPS)の敷設などがいまだ開始されていない1974年3月の段階で、坑井(いづれも生産井と考えられる)を48本掘削済みであった⁽²⁴⁾。もっとも、これらの坑井には、実際に原油をくみ出すために必要な装置(クリスマス・ツリー〔christmas tree〕など)はまだ取り付けられていないようであるが、BP社が早期にかつ着々と作業を進めたことは明らかである⁽²⁵⁾。これ以外に、それぞれ22万5,000バレル/日の処理能力を持つ2つの集油・ガスセンター(gathering center. 石油、ガスなどの分離装置と思われる)、発電設備などの建設にも着手したのである⁽²⁶⁾。1968年から74年末までに、権益保有企業各社によって油田の開発(探鉱を含む)、および関連作業に支出された額全体は5億3,000万ドルと推定され、その73%をBP社が拠出したとのことである⁽²⁷⁾。

これに対して、東部地域の開発を担当したアトランティック・リッチフィールド社(アーコ社)による生産井の掘削は、事実上74年に入って着手されたと考えられる。同年末までに19本、翌年末までに35本が掘削されたのである⁽²⁸⁾。但し、BP社に比べて慎重な行動がとられたのは、オペレーターであるアーコ社の意思によるものとは言えないであろう。逆に、同社は、BP社と同様に油田の早期開発を望んだと言われている。東部地域での生産井の掘削開始がこの時期になったのは、エクソン社の意向が強く働いたことによると考え

られるのである⁽²⁹⁾。

ともあれ、その後アーコ社による坑井の掘削は着々と進み、すでに生産が開始されて1年半以上を経た1979年2月頃では、同社は82本の生産井を稼働させた。同時期に、BP社の生産井は71本（但し、2、3本は稼働していないようである）であったから、これを凌ぐと言えよう⁽³⁰⁾。

なお、ここで注目すべきは、1生産井あたりの原油産出規模である。同79年2月頃であるが、アーコ社の場合、それは2,000バレル/日から2万バレル/日の間にあった（平均7,000バレル/日）。BP社では、2,500バレル/日から2万3,000バレル/日の範囲であった⁽³¹⁾。後者の平均産油量は不明であり、両社を直ちに比較することは出来ない。だが、いずれにせよ、この当時のアメリカ国内の平均（1生産井あたり約16バレル/日）と比べ⁽³²⁾、これら生産井の産油規模の大きさは際立つと言えよう⁽³³⁾。これは、ひとつは、油田そのものが大規模であったことによるが、いま一つとして、権益保有企業各社が、掘削費用の削減、生産の最大限の効率化を目指し、生産井の本数を可能な限り抑制することで合意したこと（原則として640エーカーに2本に限定）、これが落とせない要因である⁽³⁴⁾。エクソン社など各社の共同開発方式は、費用の削減などの面で大きな成果をあげたと言えよう。

もっとも、かように効率性などが追求されたとは言え、巨大油田であるプルドー・ベイの開発に要した費用の絶対額は大きく、原油の生産が開始された1977年の末頃と考えられるが、この時までには坑井（生産井など）の掘削および関連施設の建造などに約35億ドルが投入された⁽³⁵⁾。74年末までは既述のように推定で5億3,000万ドルであったから、その後顕著な増加を辿ったと言えよう。トランス・アラスカ・パイプライン・システム（TAPS）の敷設には、既述のように、開通時の77年6月頃までに約80億ドルが支出されており、全体としてこの頃までに110億ドルを超える投資がなされたと言えよう。これらの大半は、エクソン社、アトランティック・リッチフィールド社（アーコ社）、BP社の3社が賄ったと考えられ、

エクソン社の拠出額全体は、油田に対する権益（20-21%—前出）、パイプラインに対する所有権（20%—前出）からすれば23億ドル程度と推定されるのである。

〔2〕 原油販路の確保と主力生産拠点への転成

以上の経過を経てプルドー・ベイ油田での原油の生産体制、および産出された原油の輸送体制は整備された。だが、これによって直ちに、アラスカがエクソン社の国内の主力生産拠点に転じ始めるわけではない。むしろ、こうした体制整備に基づくプルドー・ベイ原油の増産は、一部既述の如く、得られた原油を如何にして活用するか、あるいは販売先をどのように確保するかといった課題をエクソン社に突きつけたのであった。

アメリカ西海岸市場におけるエクソン社の劣位
海港ヴァルデスにおいてターミナルなどの建設に手がつけられ、アーコ社による坑井の掘削も始まる1974年頃の時点で、エクソン社がプルドー・ベイ原油の主たる供給先、あるいは販路として想定したのは、アメリカ西海岸（太平洋岸）の諸州であったと考えられる⁽³⁶⁾。同社がカリフォルニア州に擁した製油所（ベニシア製油所〔Benicia refinery〕。1969年操業開始。精製能力は1977年に8万8,000バレル/日）での精製（石油製品の生産）が、同原油の使用用途の一つであったことは明らかである⁽³⁷⁾。だが、第1に、これまでの記述から知りうるように、77年にエクソン社が権益に基づいて取得する原油の量（最大では生産量120万バレル/日〔パイプラインの輸送能力〕の20-21%相当）はベニシア製油所の精製能力を大きく超えること、第2に、西海岸の石油製品市場での同社の地位、販売網は、それ以前と同様に決して満足すべきものではなかったこと、が留意されなくてはならない。プルドー・ベイ油田での大規模生産に対してエクソン社が初発から慎重姿勢を維持した理由は、主としてこれらに由来したと考えられる。

ここで、西海岸での石油製品市場の動向とエクソン社の地位を見ると、油田の発見から間もない1970年についての統計であるが、アメリカ国内

全体での最大消費品目はガソリンであり（石油製品全体の約40%を占める）、カリフォルニア州はそれ以前と同様に国内最大のガソリン消費州であった⁽³⁸⁾。同年、カリフォルニアで販売されたガソリンは、年間90億5,343万ガロン（約59万バレル／日）である⁽³⁹⁾。こうした大市場ではあったが、かかる販売量全体に占めるエクソンのシェアは4.15%（約2万4,500バレル／日）で、業界内第9位でしかなかった。アーコの9.54%（第4位）の半分にも満たず、最大企業のカリフォルニア・スタンダード石油（Standard Oil Company of California, 17.46%）、第2位のRDシェル（16.23%）、などとは大きな懸隔があったのである⁽⁴⁰⁾。エクソン社にとって、ブルドー・ベイ油田から得られた原油の活用、供給先や販路の確保は、生産開始を翌年に控えた1976年、あるいは実際に生産が始まった77年半ばにおいてもなお困難の多い課題であったと考えられる。

エクソン社は、西海岸で活用ないし販売出来ない残余の原油を、同社の国内の主力製油所群が所在するメキシコ湾岸地域（テキサス州、ルイジアナ州）、場合によっては遙か遠方の東部大西洋岸諸州へ供給することも構想した⁽⁴¹⁾。1977年春に、同社は、BP社が提唱したカリフォルニア州からテキサス州に至る長距離パイプラインでの原油輸送体制の構築に賛同し、いまだ計画の策定段階ではあったが約300万ドルを支出した⁽⁴²⁾。これは、そうした供給先・販路の開拓のひとつの試みと考えられる。もっとも、この事業計画については、パイプラインの活用についてカリフォルニア州政府から早期に認可を得る事は困難との見通しが強まったこともあり、エクソン社は同77年6月末頃までには撤退した⁽⁴³⁾。同社は、パイプラインとは別に、パナマ運河を経てメキシコ湾岸へ至るタンカー輸送ルートもひとつの方法として以前より構想していたが、これ以降はタンカー船団の増強に注力したと考えられる⁽⁴⁴⁾。

但し、メキシコ湾岸地域などへのパイプラインあるいはタンカーによる原油の搬出が、これに要する費用、採算性などからして、ブルドー・ベイ原油の活用、販路の確保に果たしてどこまで有効

か、この点についてエクソン社に明瞭な見通しがあったかどうかは明らかではない。

原油の増産と販路の拡大 だが、1977年の半ば以降、実際にブルドー・ベイ原油を入手すると、エクソン社は、同年および翌78年においても入手した原油のほとんどすべて（77年の第4四半期は12万4,000バレル／日、78年は19万3,000バレル／日）を西海岸諸州において活用ないし販売した⁽⁴⁵⁾。これは、第1に、同社のベニシア製油所において、外国からの輸入原油、および現地のカリフォルニア州で産出された原油を、若干の時間のずれはあったと思われるがいずれも使用停止とし、精製用原油をすべてブルドー・ベイ原油に切り替えたこと、第2に、西海岸諸州に所在し、それまで外国原油などを用いて製品生産を行った他社に対して、同社のブルドー・ベイ原油を売り込んだこと、これらによるものと考えられる⁽⁴⁶⁾。1979年になるとエクソン社が獲得したブルドー・ベイ原油は23万2,000バレル／日に増加した（前掲第3表の注2）を参照）。このうち、前年からの増加分をどこで活用、ないし販売したかの事実や統計を示すことは出来ない。だが、西海岸での供給を超える分があったとすれば、それらがパナマ運河を経由してメキシコ湾岸などに所在する同社の製油所等へ供給、ないし販売されたことは明らかであろう⁽⁴⁷⁾。

見られるように、エクソン社は、ブルドー・ベイ油田で実際に生産が開始される以前には、同原油の活用、販路の確保等に困難や不安を抱えたにもかかわらず、現実には重大な事態に直面することは少なかったように思われる。

とすれば、エクソン社は如何にして販路の制約などを打開することが出来たのか、あるいはこれを可能にした要因とは一体何か、これが問われるであろう。それは、基本的には、1977、78年頃からの国際的な原油価格の上昇、およびこれを背景としたブルドー・ベイ原油の競合原油に対する優位に求めることが出来ると考えられる⁽⁴⁸⁾。西海岸諸州でエクソン社が他社の製油所などに販売した際の価格などは明らかではないが、1978年の4、5月頃では、西海岸地域でブルドー・ベイ原油の

市場での価格は平均して1バレル12.65-12.85ドル、メキシコ湾岸地域、東部大西洋岸地域ではともに1バレル13.20ドルであったとされている⁽⁴⁹⁾。これに対して、アメリカに輸入されたサウジ・アラビア軽質原油の陸揚げ原価（landed cost）は、時期がややずれるが、同年9月に1バレル14ドル3セントであった⁽⁵⁰⁾。

その後、同年の秋ないし末以降に「イラン革命」が急展開すると、国際的な原油価格は高騰する。サウジ・アラビア軽質原油は、アメリカでの陸揚げ原価については不明であるが、ペルシャ湾岸のラス・タヌラ港での本船積み込み渡し of 公式販売価格（official selling price）で見ると、1979年1月1日に1バレル14.34ドル、6月1日には19.36ドル、80年1月1日には27.96ドルへと、1年間で2倍弱となった⁽⁵¹⁾。一方、プルドー・ベイ原油については、井戸元価格（wellhead value、年平均）であるが、79年は10.25ドルであり、これが80年には16.52ドルとなった⁽⁵²⁾。こちらも上昇傾向を辿ったが、その伸びはサウジ・アラビア軽質原油に比べて抑制的である。プルドー・ベイ原油は、輸入されたサウジ・アラビア軽質原油に対する価格面での優位を拡大したと言えよう。なお、中東などの原油の価格高騰は、アメリカの輸入原油量の動向にも強い影響を与えた。すでに78年の初頭頃には輸入量は減退傾向を辿っていたが、これが79年頃からは加速したのである⁽⁵³⁾。

かように、プルドー・ベイ原油のかかる優位性を背景に、エクソン社は、原油の供給先・販路の確保問題を打開し、やがてプルドー・ベイ油田を同社のアメリカにおける主力原油生産拠点に転成させることとなったと考えられる。もっとも、77年半ばの生産開始直後から、プルドー・ベイ原油が輸入原油などに対する価格面での優位性を保持したかどうか、エクソン社による同社製油所でのプルドー・ベイ原油の活用、他社の製油所への売り込みなどが採算に見合うものであったかどうか、などは引き続き検討が必要と思われる。今後の課題としたい。

なお、国際的な原油価格の上昇といった外的な要因とは別に、プルドー・ベイ原油の価格優位を

支えた一因として、油田の開発、パイプラインの敷設・利用などがエクソン社と他社との共同事業として遂行され、これによって費用の削減が追求された事実を挙げるべきであろう。こうした方式が用いられなかったとすれば、プルドー・ベイ原油の市場での価格が、先に記した値に留まらなかったことは明白である。

最後に、前掲第3表をみると、アメリカ国内でのエクソン社の原油生産量は、1970年以降、増減を伴いつつも緩やかな低落傾向を辿った。これが78年に一時持ち直し、その後再び減少に向かう。もっとも、1980年代末頃までのアメリカ国内でのエクソン社の原油生産量は、80年の数量をやや下回る76、77万バレル/日台でほぼ推移し、大きな低落は見られなかった⁽⁵⁴⁾。アラスカでの原油獲得は、エクソン社の国内生産の減退にほぼ歯止めをかける役割を果たしたと言えよう⁽⁵⁵⁾、⁽⁵⁶⁾。

《注》

- (1) 前掲第3表によれば、オーストラリア・極東での生産量が、1973年以降に20万バレル/日を超える規模に達した。これは、従来のインドネシアに加えて、主として、オーストラリア（1969年生産開始）、マレーシア（1974年生産開始）での産出によるものである（以上については、伊藤〔44〕、100頁注〔42〕；Exxon〔6〕、1974 AR, p. 10, 1978 AR, p. 14, を参照せよ）。もっとも、インドネシアでの原油の生産は1910年代にさかのぼるなど（伊藤〔45〕、52, 53, 59-60頁注〔26〕参照）、オーストラリア・極東地域を70年代の新規生産拠点と呼ぶことは出来ないであろう。しかし、エクソン社が、中東などでの油田支配権の喪失を背景として、アラスカ、北海だけでなくアジア、オセアニアなどでも原油獲得活動を強化したことは注目される。これらの国・地域での活動については、他日に検討を委ねることとしたい。
- (2) 以上は、Exxon〔6〕、1974 AR, p. 11, による。1975年では、エクソン社の探鉱・エネルギー生産施設への投資額全体の90%は、アメリカ、カナダ、イギリス、およびその他のいわゆる工業諸国に対してなされた。だが、対象とする鉱区は深海域、極地などに存在する 경우가少なくなく、作業は技術面、費用面で多くの困難に直面した

(Exxon [6], 1975 AR, p. 4, による)。

なお、アメリカへの傾斜は、エクソン社に限らずアメリカを本国とする他の国際石油企業にも見られた。たとえば、カリフォルニア・スタンダード石油は、エクソン社に比べより一層アメリカに力点を置いた。同社は、73年に油田、ガス田の探鉱に3億5,000万ドルを投入したが、その70%以上はアメリカ向けであった。74年には、さらに全探鉱投資の74%にあたる3億6,400万ドルをアメリカ国内で支出したのである (Socal [12], 1973 AR, p. 3, 1974 AR, p. 6, による)。

- (3) Exxon [6], 1973 AR, p. 15, 1974 AR, p. 7, 1975 AR, p. 4, 1976 AR, p. 13, による。

ところで、エクソン社は、この時代に、それまでメキシコ湾などの大陸棚 (continental shelf) でおこなった原油と天然ガスの生産活動をさらに沖合に向けて追求した。同社によるメキシコ湾での原油の生産量は、1971年にそれまでで最高の15万5,000バレル/日に達した。だが、その後は1980年まで減少を辿った (Exxon [7], 1978 F & SS, pp. 32, 33, 1983 F & SS, pp. 38, 39, による)。こうした状況下、エクソン社は、大陸棚での生産の低迷を、今日、大水深海域 (deep water) と呼ばれる水深300メートルを超える深海部での探鉱・開発によって打開しようとしたのである。その成果の一つは、1976年に発見されたリーナ油・ガス田 (Lena field. 1980年時点で原油の可採埋蔵量 [recoverable reserves. 次注を参照] は5,000万バレル。水深約300メートルの海域) である。これ以降、同社は、1982年にメキシコ湾でさらに2つの油・ガス田 (ともに水深500メートルの海域) を発見する。もっとも、大水深海域における活動の推進にとっては、高度な探鉱・開発技術、巨額の投資など、いくつもの課題を克服することが必要であった。アメリカ国内の大水深海域においてエクソン社が、原油の生産で実際に成果を手にするのは1990年代後半以降のことである。以上については、伊藤 [46], 第2節を参照せよ。

- (4) O & GJ [31], July 3, 1972, p. 28, による。エクソン社のアラスカでの油田の探鉱は、1950年代にさかのぼるようである。但し、成果を得ることは難しく、59年には一旦撤退を選択したとされている。だが、1964年にエクソン社は、リッチフィールド石油 (Richfield Oil Corporation) が保持した鉱区の権利の50%を90万ドルで取得した (加えて探鉱費用として150万ドルをリッチフィールドに提供し、さらに追加の支払いにも同

意した)。以後、両社は、リッチフィールド石油をオペレーター (operator [作業当事者])。後述参照) として、共同で油田の探鉱・開発を行うこととなったのである (なお、リッチフィールド石油は、1965年にアトランティック・リファイニング社 [Atlantic Refining Company] と合同し、アトランティック・リッチフィールド社 [Atlantic Richfield Company: Arco] となる)。同年の12月およびそれ以降に、両社は、アラスカ州政府によって公開された鉱区に他社と競って入札し、後にプルドー・ベイ油田の発見をもたらす鉱区を入手することとなるのである。以上の記述、および同油田の発見までのエクソン社の活動については、Wall [59], pp. 134-139, が有益である。

ところで、原油、天然ガスの埋蔵量について本稿では、可採埋蔵量 (recoverable reserves) と確認埋蔵量 (proved reserves) の2つの用語を用いる。周知のように、埋蔵量とは通常は前者の可採埋蔵量を指し、算定された埋蔵量が高い精度で確定している場合、その量を確認埋蔵量と呼ぶとされている。だが、これらの用語の意味内容については、歴史的に一定の変遷を経たようである。日本の石油鉱業連盟が定期的に刊行している『石鉱連資源評価スタディ』によれば、今日、可採埋蔵量とは、既発見であること、採取可能であること、商業性を有すること、および残存していること、の4つの条件を満たす資源量 (原油、天然ガスの量) を指すとされている。また、確認埋蔵量は、「地質学的かつ工学的データの解析によって、一定の期日以降、既知の貯留層から、評価者が設定した経済的条件、操業法、および政府の規制のもとに商業的な生産が可能であると、合理的確実性 (reasonable certainty) をもって算定された量」とのことである。以上については、石鉱連 [33], 40-43頁; 石鉱連 [34], 73-77頁, による (上記の「」の部分は、後者の77頁から)。

- (5) Exxon [7], 1983 F & SS, p. 18, による。77年の第4四半期では、プルドー・ベイ油田全体での生産量は71万バレル/日であり、この期間では、エクソン社は12万4,000バレル/日を受け取った (Exxon [6], 1977 AR, p. 12)。なお、エクソン社の営業報告書への補足資料 (Exxon [7], 1983 F & SS, pp. 34, 35) によれば、1974-76年の各年に、少量ではあるがアラスカで1,000バレル/日の原油を入手している (前掲第3表の注2参照)。これは、詳細は不明であるが、アラスカの他の地域での生産によるものと思われる。

- (6) BPA [1], Questions and Answers relating to BP's Alaskan Operations, revised 17th September, 1969, 作成者不明: 95031; BP [9], 1968 ARA, p.13, 1978 ARA, p.5, による。BP社によるアラスカでの油田の探鉱は1960年前後に開始されたようである。同社は、1970年初頭までに、ブルドー・ベイ油田に対する権利、その他をオハイオ・スタンダード石油（以下、しばしばソハイオ〔Sohio〕と記載）に譲渡し、この時点で後者の株式の25%を取得した。その後、BP社は、ブルドー・ベイ油田から原油が実際に産出され、その量が増加するにつれて、ソハイオ社に対する所有比率を引き上げる事となった。BP社は、ブルドー・ベイ油田での原油の生産事業とソハイオ社のそれまでの主力事業（原油精製、製品販売など）とを結合することで、原油生産から製品販売までをカバーする一貫事業体制をアメリカで構築することとしたのである（以上については、BP [9], 1969 ARA, p.8, 1971 ARA, p.38; Roscow [52], pp.27-29; Bamberg [37], pp.186-189, 275-278, による）。
- なお、こうした経緯によって、ブルドー・ベイ油田に対する権益は、形の上ではソハイオ社が保持することとなった。また、後述の新設パイプライン（トランス・アラスカ・パイプライン・システム〔Trans Alaska Pipeline System: TAPS〕）についても、BP社とソハイオ社がそれぞれ所有企業として登場する（所有比率も異なる）。このような事実からすれば、BPがソハイオの株式の過半を所有する1978年より以前について、ソハイオをBPと同一とすることは適切とはいえないかもしれない。しかし、エクソン社の活動を対象とする本稿では、煩を避けるために、特にBP社とソハイオ社を区別する必要が生じない限りは、BP社をブルドー・ベイ油田の所有企業として、また実際にはソハイオが担った諸活動（油田の開発など）についても、これをBP社によるものとして記述する。
- (7) 以上については、BPA [1], Assumptions agreed between Sohio and BP Alaska, 作成者不明, November 8, 1976: 114143; BPA [1], Alaska's Prudhoe Bay Oil: Profitability and Taxation Potential: A Report to the Alaska State Legislature, January 9, 1976, by Tanzer Economic Associations, Inc.: 51680/2; BP [9], 1978 ARA, p.13; Exxon [6], 1974 AR, p.8; O & GJ [31], April 4, 1977, pp.56, 57, による。なお、次注(9)も参照。
- (8) BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990, による。
- (9) 1969年には、BP社以外にモービル社、フィリップス社（Phillips Petroleum Company）、カリフォルニア・スタンダード社なども試掘によって、それぞれの鉱区内にブルドー・ベイ油田の一部が存在することを確認した（Roscow [52], p.29, による）。権益保有企業数は、原油の賦存量が全体の0.1%以下の比率に留まる企業を含めて、生産開始年の1977年の4月時点では16社である（O & GJ [31], April 4, 1977, p.57, によるが、BPA [1], Information: Prudhoe Bay Operations: 作成者, 作成年次不明: 183387, も参照）。
- (10) BPA [1]: Information: Prudhoe Bay Operations: 作成者, 作成年次不明: 183387; BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990, による。
- (11) BPA [1], Alaska's Prudhoe Bay Oil: Profitability and Taxation Potential: A Report to the Alaska State Legislature, January 9, 1976, by Tanzer Economic Associations, Inc.: 51680/2; BPA [1], Information: Prudhoe Bay Operations: 作成者, 作成年次不明: 183387, による。
- (12) 但し、これとは別に、複数の企業が権益（利権）保有企業を共同で所有し、後者が実際の油田の開発・生産などを行う場合もまた少なくない。既述のサウジ・アラビアのアラムコがこれに当たることは言うまでもない。なお、油田、ガス田の開発におけるオペレーターの権限と役割などについては、さしあたり、伊藤 [46], 56頁注 [12], を参照せよ。
- (13) BPA [1]: Information: Prudhoe Bay Operations: 作成者, 作成年次不明: 183387; BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990; BP [9], 1976 ARA, p.28, による。なお、エクソンではなくアールコがオペレーターになった経緯は、本節前注(4)を参照。
- (14) BPA [1], Questions and Answers relating to BP's Alaskan Operations, revised 17th September, 1969, 作成者不明: 95031; Exxon [6], 1972 AR, p.5, 1973 AR, p.12; Wall [59], pp.141, 142, 149; Roscow [52], pp.21, 33; Bamberg [37], pp.271, 272, による。
- (15) BPA [1], Questions and Answers relating to BP's Alaskan Operations, revised 17th September, 1969, 作成者不明: 95031; Fortune [25],

- August 1977, pp.173, 174; Wall [59], pp.141-143; Bamberg [37], p.272, による。
- (16) BP [9], 1974 ARA, p.12, 1975 ARA, p.11; O & GJ [31], April 7, 1975, p.52, による。
- (17) Exxon [6], 1972 AR, p.5; BP [9], 1970 ARA, pp.48, 49; O & GJ [31], May 22, 1972, p.24, November 26, 1973, p.43, を参照せよ。
- (18) 連邦議会で TAPS に通過権を与える法案が承認されたのは 1973 年 11 月半ばである (通過権の交付は 74 年 1 月)。Exxon [6], 1973 AR, pp.12, 13; BP [9], 1973 ARA, p.12, による。アラスカ州政府も, 74 年 4 月末までには州有地における TAPS の敷設の認可を与えた (O & GJ [31], April 29, 1974, p.33, による)。
- (19) Exxon [6], 1977 AR, p.12; BP [9], 1977 ARA, Review of the Group, p.8, による。
- (20) 以上は, BP [9], 1976 ARA, p.28, 1977 ARA, Review of the Group, p.9, 1979 ARA, p.6; Exxon [6], 1979 AR, p.11; Fortune [25], August 1977, pp.173, 174, 176; Roscow [52], pp.21, 31, による。なお, TAPS は, 操業開始後の 7 月に, ポンプ・ステーション (pump station) が破裂し, 結果として同 77 年の輸送量は 73 万バレル/日にとどまった (BP [9], 1977 ARA, p.8, による)。
- (21) 当初, トランス・アラスカ・パイプライン・システム (TAPS) の所有企業とその比率は, エクソンが 25%, アーコ, BP がそれぞれ 37.5% を保持し 3 社で 100% であった。その後, 本節前注 (9) で述べたように, モービル社などが新たにブルドー・ベイ油田の権益保有企業となることで所有企業数は増加しその比率も変化した。74 年 6 月では, 主要 3 社以外では, モービル 8.7%, フィリップス 3.3%, などである。なお, BP 社とオハイオ・スタンダード石油 (ソハイオ) は, それぞれが TAPS の所有企業として存在しているが, ここでは 1 社として扱い (本節前注 (6) を参照), 本文に記した BP 社の比率には後者のソハイオの比率を含めた (以下同じ)。以上は, BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990; Exxon [6], 1973 AR, p.12; O & GJ [31], March 18, 1974, p.54, July 22, 1974, p.30, による。
- (22) 以上は, Exxon [6], 1975 AR, p.5; O & GJ [31], July 22, 1974, pp.30, 31, July 4, 1977, p.44, による。
- ところで, 本文の記載から, エクソン社など主要企業のトランス・アラスカ・パイプライン・シ

ステム (TAPS) に対する所有比率とブルドー・ベイ油田で産出される原油全体に対する各社の取得比率 (所有比率) には, 当初少なからぬ差違があったことが窺える。BP 社の場合で言えば, 獲得できる原油は油田での生産量全体の半分以上を超えるにもかかわらず, 74 年 7 月より以前では TAPS に 28.1% の所有権を有したのみであった。こうした事実からすれば, ブルドー・ベイ油田での原油生産事業とパイプライン (TAPS) による原油の輸送事業においては, 事業の担い手企業 (所有企業) の構成, あるいはそれら企業の所有比率が同一でなければならない, との取り決めや合意はなかったと考えられる。それは, 原油生産とパイプラインによる輸送が始まる少し前の 77 年 4 月時点で, 原油生産事業には 10 社をかなり超える企業が権益保有企業として存在したが (本節前注 (9) 参照), TAPS の所有企業は 7 社 (但し, 同年 6 月) に留まったことにも示されている。TPAS は, 同パイプラインに対する所有権の有無, あるいは所有比率にかかわらず各社の原油を輸送し, その輸送量に応じて料金を請求したと考えられる (以上については, BPA [1], Alaska Prudhoe Bay Oil: Profitability and Taxation Potential: A Report to the Alaska State Legislature, January 9, 1976, by Tanzer Economic Associations, Inc.: 51680/2; BPA [1], BP Alaska Inc. BP Alaska, Exploration Inc., Five Year Program and Forecast, for the Years 1974-1978, June 29, 1973: 61136; O & GJ [31], July 4, 1977, p.44, による)。

(23) エクソン社はパイプライン (TAPS) に対する所有比率を引き下げることで, 建設費用の負担を低減させた。1974 年 7 月末までになされた所有権の変更の時点で, すでに 8 億ドルが支出済みであったパイプラインの建設事業は, 最終的に総額 45 億ドルへの増加が予定されたようである。このうち BP (ソハイオを含む) は, 22 億ドルを支出することとなり, 当初より 9 億 5,000 万ドルの負担増となり, 他方, エクソンは 11 億 5,000 万ドルから 9 億ドルへ, アーコは 12 億 6,000 万ドルから 9 億 4,500 万ドルへ, それぞれ負担額を低減させた (モービル社など他社も負担減へ)。以上は, O & GJ [31], July 22, 1974, pp.30, 31, による。もっとも, 実際には, 建設費用はさらに大きく増加し, 翌 75 年末までで 40 億ドルが支出された (Exxon [6], 1975 AR, p.5, による)。なお, 77 年 6 月の開通時には 80 億ドルとなった (前出)。

- (24) BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990, による。
- (25) これらの坑井には、実際に原油を地下から汲み出すためのチュービング (tubing, 油井用鋼管) の設置はまだのようであり、チュービングの上端 (坑口) に接続されるクリスマス・ツリー (産出する流体の制御に必要な一連のバルブ類などからなる) の取り付けもこれからと考えられる。それ故、坑井を生産可能な状態にするには至っていないといえよう。以上は、BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990; O & GJ [31], November 25, 1974, p. 83, による。なお、坑井 (生産井) の掘削等に関する技術上の説明については、さしあたり、猪間 [42], 第4, 6章; 日石三菱 [30], 第4編 第2章第5節, 第6節, を参照せよ。
- (26) BPA [1], The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990, による。
- (27) なお、ここでの数値には鉦区入手のための支払い (lease payment) を含まない (以上は、BPA [1], Alaska Prudhoe Bay Oil: Profitability and Taxation Potential: A Report to the Alaska State Legislature, January 9, 1976, by Tanzer Economic Associations, Inc.: 51680/2, による)。なお、既述のように、坑井の掘削費用、関連諸施設の建造費などは、原油と油田に対する所有比率に基づいて各社が負担することとなっていた。この時点でのBP社の超過負担分を、エクソン社などがその後どのように分担したかは明らかではない。
- (28) これらも既述のBPの場合と同様に、いまだ生産を可能とする状態には至っていないと考えられる (Exxon [6], 1972 AR, p. 5, 1974 AR, p. 8, 1975 AR, p. 5; O & GJ [31], December 24, 1973, p. 61, November 25, 1974, p. 80, June 7, 1976, p. 108, による)。
- (29) 1973年2月頃と推定されるが、アラスカ州の石油ガス保全委員会 (Oil & Gas Conservation Committee) の公聴会においてエクソンは、BP社が提唱したブルドー・ベイ油田の掘削計画の推進に対して、トランス・アラスカ・パイプライン・システム (TAPS) の敷設の認可がいまだ得られていないことなどを理由に異議を唱えたとのことである (O & GJ [31], March 5, 1973, p. 49)。
なお、アーコ社は、エクソン社とは異なり、先のパイプライン (TAPS) の輸送能力の倍化 (120万バレル/日へ) についても、これを推進する主張をしたと言われており (O & GJ [31], June 24, 1974, p. 78), プルドー・ベイ油田の早期開発、生産量の拡大については、BP社に近い立場であったと考えられる。これは、原油の早期の入手を求めたこと、あるいは入手した原油の販路の点でエクソン社とは異なる条件を有したこと、などによるであろう (後述参照)。もっとも、にもかかわらずアーコ社は、既述のようにエクソン社と同様にTAPSに対する所有権を減退させた。その理由をここで明らかにすることはできない。但し、巨額の建設資金の負担が、同社にとってかなり過重だった可能性は拭えないようである (Fortune [25], August 1977, p. 176; Wall [59], p. 145, を参照)。
- (30) 以上の統計は、O & GJ [31], February 26, 1979, p. 68, による。
- (31) O & GJ [31], February 26, 1979, p. 68.
- (32) API [22], Section IV, Table 8a, による。
- (33) もっとも、後者のアメリカ国内の平均には、数にして多数の零細油井 (stripper well. 1979年では平均生産量は2.8バレル/日) を含んでいることに注意が必要である。むしろ、本来は、最大生産州 (テキサス州。1979年で全国生産の32.6%を占める) などに所在する有力油田との対比が望まれるところである (以上の統計は、API [22], Section III, Table 3, Section IV, Table 8a, による)。だが、現時点では統計は入手できない。
- (34) 1977年O & GJ [31], April 4, 1977, p. 57.
- (35) BP [9], 1977 ARA, Review of the Group, p. 9.
- (36) Exxon [6], 1976 AR, p. 14; O & GJ [31], March 18, 1974, p. 96, October 18, 1976, p. 38, June 27, 1977, p. 67, による。
- (37) SONJ [8], 1969 AR, p. 10; Exxon [6], 1976 AR, p. 14; O & GJ [31], October 18, 1976, p. 38, June 27, 1977, p. 67, による。
- (38) NPN [29], Mid-May, 1971, p. 128.
- (39) NPN [29], Mid-May, 1971, p. 128.
- (40) NPN [29], Mid-May, 1971, p. 128. 同じ統計を1976年について見ると、同年のエクソン社のシェアは3.64%で、やはり第9位に留まった。最大はカリフォルニア・スタンダードの16.43%、第2位はRDシェル14.40%、などである (以上はNPN [29], Mid-June, 1978, p. 111, による)。
- (41) Exxon [6], 1976 AR, p. 14; O & GJ [31], October 18, 1976, p. 38, June 27, 1977, pp. 66, 67,

- July 18, 1977, p. 23, による。なお、ブルドー・ベイ原油の外国への輸出は一つの選択肢ではあるが、エクソン社のみならず他の権益保有企業にとってもこれは事実上困難であったと考えられる。既述のように、トランス・アラスカ・パイプライン・システム (TAPS) は 73 年 11 月に連邦議会で通過権の付与が認められたが (本節前注(18)), この背景にあったのは、アメリカ国内での原油不足、およびこれに対応するための国内生産拠点の確保の必要性であった。エクソン社のアメリカ子会社 (Exxon Company, U.S.A.) の会長・最高経営責任者 (M. ライト氏 [Chairman & Chief Executive M. A. Wright]) は、1974 年 12 月に、社外の投資アナリスト達への同社の基本方針の説明で、現時点でブルドー・ベイ原油の外国への輸出を禁ずる立法上の措置は存在しないが、TAPS に認可を与えた法の諸規定からすれば、同原油を外国に輸出することは極めて困難であること、当社は原油をアメリカ国内に供給する、と述べたのである (EMHC [2], Summary of Exxon Corporation's Presentation to the Investment Analysts Society of Chicago, December 19, 1974: Research Materials, General, Clippings, 1954-1980: Series III. Research Files, 1940s-1980s: Exxon Corporation 1909-2000, による)。なお、BP [9], 1979 ARA, p. 21; O & GJ [31], March 18, 1974, p. 98, October 10, 1977, p. 48; Goodwin [39], p. 592, も参照せよ。
- (42) O & GJ [31], June 27, 1977, pp. 66, 67, October 10, 1977, p. 48; BP [9], 1976 ARA, p. 36; Fortune [25], August 1977, p. 184, による。
- (43) この当時、西海岸からパナマ運河を経由してメキシコ湾岸に至る原油の輸送費は 1 バレル当たり 1.90-2.00 ドルであったが、構想されたパイプラインでテキサス州まで運ぶ場合は 1.30 ドルと推定された。それ故、エクソン社はパイプラインの活用に期待をかけた。だが、パイプラインによる原油輸送については、環境保護団体が異議を唱えたこともあって、カリフォルニア州政府から認可を得られる見通しは立たず、仮に認可が得られても、その後の操業までに少なくとも 18-24 カ月を要すると想定された。こうした事情によりエクソン社は、この構想から撤退したのである。以上は、Fortune [25], August 1977, p. 184; O & GJ [31], June 27, 1977, pp. 66, 67, July 18, 1977, p. 23, October 10, 1977, p. 48, による。
- (44) Exxon [6], 1976 AR, p. 14; O & GJ [31], June 27, 1977, p. 67, による。
- (45) Exxon [6], 1977 AR, p. 12, 1978 AR, p. 10; O & GJ [31], May 29, 1978, p. 20, による。
- (46) Exxon [6], 1977 AR, p. 12, 1978 AR, p. 10; O & GJ [31], July 18, 1977, p. 23, June 27, 1977, p. 67, May 29, 1978, p. 20, による。
- (47) エクソン社に比べはるかに多くの原油を得た BP 社は、1978 年末までにはブルドー・ベイ原油の 40% を西海岸で販売し、残余をタンカーによってパナマ運河経由でメキシコ湾岸および東部大西洋岸の諸州へ供給したとのことである (BP [9], 1977 ARA, Review of the Group, p. 9, 1978 ARA, pp. 13, 14; O & GJ [31], May 29, 1978, p. 20, による)。同社は、カリフォルニア州からテキサス州に至る長距離パイプラインの活用については、1979 年 3 月には最終的にこれを断念した (BP [9], 1978 ARA, pp. 5, 14, 1979 ARA, p. 21, による)。
- (48) もっとも、原油の性状、品質などでは、ブルドー・ベイ原油は、API 比重では 26 から 27.5 度で重質であり、硫黄分も約 1% でそれほど低硫黄原油とは言えないようである (カリフォルニア産の原油とはほぼ同質と言われている)。この点では、他の原油に対して優位性を保持したとは言えないであろう。以上は、日本エネルギー経済研究所 [48], 37 頁; 日本エネルギー経済研究所 [49], 36 頁, による。なお、BPA [1], Letter to the Chairman from M. M. Pennell, 29th April, 1970: 37185; O & GJ [31], July 3, 1972, p. 28, も参照。
- (49) O & GJ [31], May 29, 1978, p. 20.
- (50) 1978 年にアメリカが最も多く輸入したのはサウジ・アラビア産原油であり、総計 4 億 1,691 万バレル (114 万 2,000 バレル/日) であった。このうち本文に記した軽質原油がどれくらいの割合を占めたかは明らかではない。但し、前節の注 (42) に記したように、サウジ・アラビアで生産された原油の過半は軽質原油であったこと、また、本節で少し前に記載したようにアメリカ国内で消費された石油製品のうちガソリンが最大消費品目であったこと、これらから判断して輸入されたサウジ・アラビア原油のうち軽質原油は最多油種を構成したと思われる (なお、サウジ・アラビア産原油に次ぐ第 2 の原油はナイジェリア産で総計 3 億 3,204 万バレル)。以上は、Vietor [58], p. 263; API [22], Section IX, Table 4a, による。もっとも、サウジ・アラビア軽質原油に対するブルドー・ベイ原油の価格優位は事実としても、本節前注 [48] に記したように、ブルドー・ベイ原油は重質でガソリン分は少ない。ここでの「優位」は割

り引いて考える必要があろう。なお、サウジ・アラビア軽質原油に比べ量は少なかったと考えられるが、西海岸での有力輸入原油の一つであったインドネシアのスマトラ軽質原油 (Indonesia's Sumatra light crude oil) の陸揚げ原価は1バレル 14.90-15.00 ドルであった (O & GJ [31], May 29, 1978, p. 20, による。O & GJ [31], July 18, 1977, p. 23, も参照せよ)。

ところで、本文に記した陸揚げ原価を構成する各費目については不明である。但し、一般に陸揚げ原価には、原油の f.o.b. 価格 (サウジ・アラビア原油の場合は、通常は、ラス・タヌラ港での本船積み込み渡し価格と考えられる—すぐ次も見よ)、海上輸送運賃、保険料、各種手数料、関税、石油税、その他が含まれるようである (JOGMEC [27], による)。

- (51) 以上は、Jenkins [26], Vol. 1, p. 10, による。周知のように、公式販売価格 (政府販売価格 [government selling price] ともいう) とは、中東などの産油国政府などが、「事業参加」などによって入手した原油を外部に販売する際の価格である。この価格は、「事業参加」が始まった73年頃は公示価格の93, 94%だったようであり、すでに述べたようにエクソン社などは、この価格でサウジ・アラビア政府から原油を買い戻したのである (第1節注(8)を参照)。なお、70年代前半ないし半ばまでに産油国政府が原油価格の決定権を掌握すると、石油輸出機構 (OPEC) の総会などで決定される価格は、公示価格ではなく公式販売価格となった (Skeet [53], pp. 112, 113, 167, 邦訳書, 162, 163, 238 頁, を参照)。
- (52) API [22], Section VI, Table 8a, による。なお、ごくわずかであるがブルドー・ベイ油田以外の原油も含むと考えられる。
- (53) アメリカの輸入原油の量は、1977年に過去最高の年間24億1,433万バレル (661万バレル/日) に達した後にはほぼ年々減少し、85年の11億6,830万バレルまで半分以下に落ち込む。特に、サウジ・アラビア原油 (軽質原油以外を含む) の減少は大きく、この間5億107万バレル (137万バレル/日) から4,804万バレルへ激減する (以上は、API [22], Section IX, Table 4a, 4b, による)。
- (54) 1989年に69万3,000バレル/日へやや大きく低下し、これ以降さらに減退傾向を辿る。以上については、Exxon [7], 1983 F & SS, p. 39, 1991 F & SS, p. 19; Exxon [6], 1985 AR, p. 46, 1989 AR, p. 48, による。なお、1990年以降について

は、伊藤 [46], 40 頁, を参照せよ。

- (55) ところで、ブルドー・ベイ油田には、大規模な天然ガスが賦存する。原油の生産が開始された77年では、エクソン社とアーコ社の両社で埋蔵量全体 (27兆立方フィート [石油換算で45億バレル]。確認埋蔵量と考えられる) の約84%を所有し、BP社が約15%であった。原油の場合とは大きく比率が異なることが注目される (O & GJ [31], April 4, 1977, pp. 56, 57, による。なお、BPA [1], Assumptions agreed between Sohio and BP Alaska, 作成者不明, November 8, 1976: 114143, も参照)。もっとも、1970年代末までには、天然ガス生産の事業化、つまり商業ベースでの生産が行われることはなかった (油層へのガスの圧入はなされたと思われる)。それは、販路の確保に見通しが立たなかったことによると考えられる。エクソン社などは、アメリカの中西部市場への供給などを構想したが、そのためにはブルドー・ベイ油田からカナダを縦断してシカゴ (Chicago, イリノイ州 [Illinois]) などの大都市に至る長距離のパイプラインが必要であった。だが、その建設費用は1979年時点の算定で約130億ドルとされた。70年代末段階で、エクソン社などによる天然ガス事業の主たる課題は、かかる資金を如何に調達するかであったと言われている (以上については、BP [9], 1979 ARA, p. 21; O & GJ [31], July 21, 1975, p. 31, October 22, 1979, p. 40, November 5, 1979, p. 50; Strohmeier [55], pp. 260, 261, による)。

なお、天然ガスの量を石油に換算する場合、本稿 (次節も同様) では、便宜的に天然ガス6,000立方フィート=石油1バレルと換算した (Exxon [7], 1991 F & SS, p. 30, による)。但し、企業によって、国によって、さらには同じ企業などでも年次によって換算式は変化することがある (BP社の最新統計であるBP [23], 2012, p. 44, によれば、天然ガス5,300立方フィート=石油1バレルである)。それ故、厳密な換算数値を提示することは現実には困難である。本稿での石油換算の数値は、概数として了解されたい (伊藤 [46], 46-47 頁注 [7], も参照せよ)。

- (56) アラスカでの操業におけるエクソン社の獲得利益についてであるが、ブルドー・ベイ油田での原油生産、パイプライン (トランス・アラスカ・パイプライン・システム [TAPS]) による原油輸送などから同社がどの程度の利益を得たかは不明である。但し、BP社の1979年の営業報告書には、生産量全体が大きな伸長を遂げたこと、およ

び原油価格が上昇したことで、子会社のソハイオ（オハイオ・スタンダード石油）が利益を得たとある（BP [9], 1979 ARA, p. 21）。とすれば、エクソン社の場合も、この頃には利益を出した可能性はある。

IV 北海（ヨーロッパ）

1970年代にアラスカとともにエクソン社の新たな生産拠点を構成し始めたのは、ヨーロッパの北海であった。エクソン社にとっての北海油田の持つ重要性は、同油田地帯が西ヨーロッパ市場に近接した地点、あるいは事実上西ヨーロッパの市場域に存在したことである。西ヨーロッパ市場での同社の石油製品の販売量は、1960年代前半以降アメリカ本国をも凌いだ⁽¹⁾。エクソン社は、最重要の市場のひとつに生産拠点を確保することとなったのである。北海の油田は、それまで西ヨーロッパ市場への主力供給拠点であった中東・北アフリカ油田に漸次代替する、あるいは中東などからの供給の不足分を埋め合わせる役割を与えられたと言えよう。

さらに、北海の持つ重要性のいま一つの点は、やはり近隣に大市場が存在したことで、原油に随伴して、あるいはこれと独立して産出される天然ガスの生産に有利だったことである。北海の場合、産出されたガスは、海底ガス田（油・ガス田）から陸域までパイプラインで搬送されたが、パイプラインによる供給（販売）にとっては、ガス田と市場との距離は、事業の採算性や利益を大きく左右する要因だったのである⁽²⁾。エクソン社は、すぐ後に見るようにすでに西ヨーロッパで天然ガス事業に着手していたが、北海の油・ガス田の発見と開発は、これを促進するものとなった。

なお、ここで言う北海の油・ガス田は、周知のようにその大半がイギリス領とノルウェー領に所在した⁽³⁾。前掲第4表によれば、イギリスとノルウェー両国の原油生産の開始は実質的に70年代半ば頃からであり、いずれもそのほとんどは北海からであった⁽⁴⁾。このうち前者イギリス領での生産が77、78年頃から大きく伸長し、後者との較

差が明瞭となる。これ以降80年代後半でもイギリス領はノルウェー領の2倍以上の生産規模を維持した⁽⁵⁾。エクソン社の場合も、本稿が扱う70年代末ないし80年代初頭頃までは獲得原油のほとんどはイギリス領からである。以下では、イギリス領での活動にほぼ限定して考察する。

〔1〕 RD シェルとの共同事業

シェル・エクスプロ社の共同所有 エクソン社は、イギリス領北海での油・ガス田の探鉱、開発などを目的として、1964年にロイアル・ダッチ=シェル社（RD シェル社）と共同で、シェル・エクスプロ社（Shell UK Exploration and Production Ltd.: Shell Expro）なる子会社を設立した⁽⁶⁾。所有権は50対50で対等であるが、社名は完全にRD シェルの子会社の如くであり、実際の操業もRD シェルがこれを担うこととなった。エクソン社とRD シェル社との共同事業の成立、およびRD シェル社が優遇されるに至った経緯については、なお未解明の部分も存在するが、以下の諸点が考慮されるべきであろう。

第1に、北海での活動に先立って、第2次大戦後間もなくオランダで両社が共同で油・ガス田の探鉱、開発を開始し、1959年に同国の北部沿岸地域で巨大ガス田（フロニンゲン・ガス田〔Groningen gas field〕）を発見した前史が存在すること、第2に、北海での共同事業は、オランダでの活動の実績を踏まえ、これを継承したと考えられること、そして、第3に、戦後のオランダでの共同での探鉱活動などは、1930年代に締結された両社の協定に基づいており、RD シェル社がすでに着手していた活動にエクソン社が後から加わる形でなされたこと、である⁽⁷⁾。かかる経緯を踏まえ、子会社の名称、RD シェルが実際の作業を担当することに、エクソン社も大きな異論を唱えなかったように思われる。

1964年秋にイギリス領北海において第1回目の鉱区の公開（公募）が行われ、共同子会社シェル・エクスプロ社はイギリス政府に90の鉱区について免許付与（licence）を申請し、うち75を入手した。面積の点では他の如何なる企業に対し

でも2倍以上を得たのであった⁽⁸⁾。これに対して、有力な競合企業であるBP社は、35の鉱区の免許取得を目指し、22を得た⁽⁹⁾。この点では、BP社に対するエクソン社とRDシェル社の優位は明らかである。

もっとも、油・ガス田の発見における最初の成果はBP社のものであり(1965年末に天然ガス田のウエスト・ソウル〔West Sole field〕の発見。生産開始は67年3月)⁽¹⁰⁾、さらに同社は、70年秋には、北海において同社最大の油・ガス田となるフォーティーズ(Forties field. スコットランド東岸の北東沖110マイルに所在。第4図を参照。可採埋蔵量〔recoverable reserves〕は72年に17億6,000万バレル)を発見する(権益はBP社が96%、エクソン社とRDシェル社が残余の4%を保有)⁽¹¹⁾。

ブレント油・ガス田の発見 エクソンとRDシェル場合も、最初の発見は天然ガス田(リーマン・バンク〔Leman Bank gas field〕)であり(1966年)、1968年に生産が開始された⁽¹²⁾。エクソン社の営業報告書によれば、1971年に同社は、同ガス田、および同じく66年に発見されたいま一つのガス田(インディファティガブル〔Indefatigable gas field〕。前注(12)を参照)の2つから2億8,700万立方フィート/日(石油換算で4万7,800バレル/日)を獲得し、これを外部に販売したとのことである⁽¹³⁾。

油田では71年初頭のオーク(Auk oil field. エクソン社とRDシェル社が100%の権益を持つ)が最初であるが⁽¹⁴⁾、同年7月にブレント油・ガス田(Brent field. スコットランドの北東沖合に位置するシェトランド諸島〔the Shetland Islands〕のさらに北東100マイルに所在。第4図を参照)の発見に成功した⁽¹⁵⁾。エクソン社とRDシェル社が95%の権益を持つこの油・ガス田は、原油の可採埋蔵量はフォーティーズよりやや少ないが、約15億バレルとされた(1973年時点)⁽¹⁶⁾。70年代初頭以降、フォーティーズとともにイギリス領北海を代表する油・ガス田として存在したのである⁽¹⁷⁾。

なお、1970年の末頃までにイギリス領北海で

は、合計して10余の油田、ガス田(あるいは油・ガス田)が発見された。これらは主として、シェル・エクスプロ社(エクソン社、RDシェル社)、BP社、他の石油大企業(主にアメリカ企業)、公益企業(イギリス・ガス公社〔British Gas Corporation〕)などによるものであった⁽¹⁸⁾。

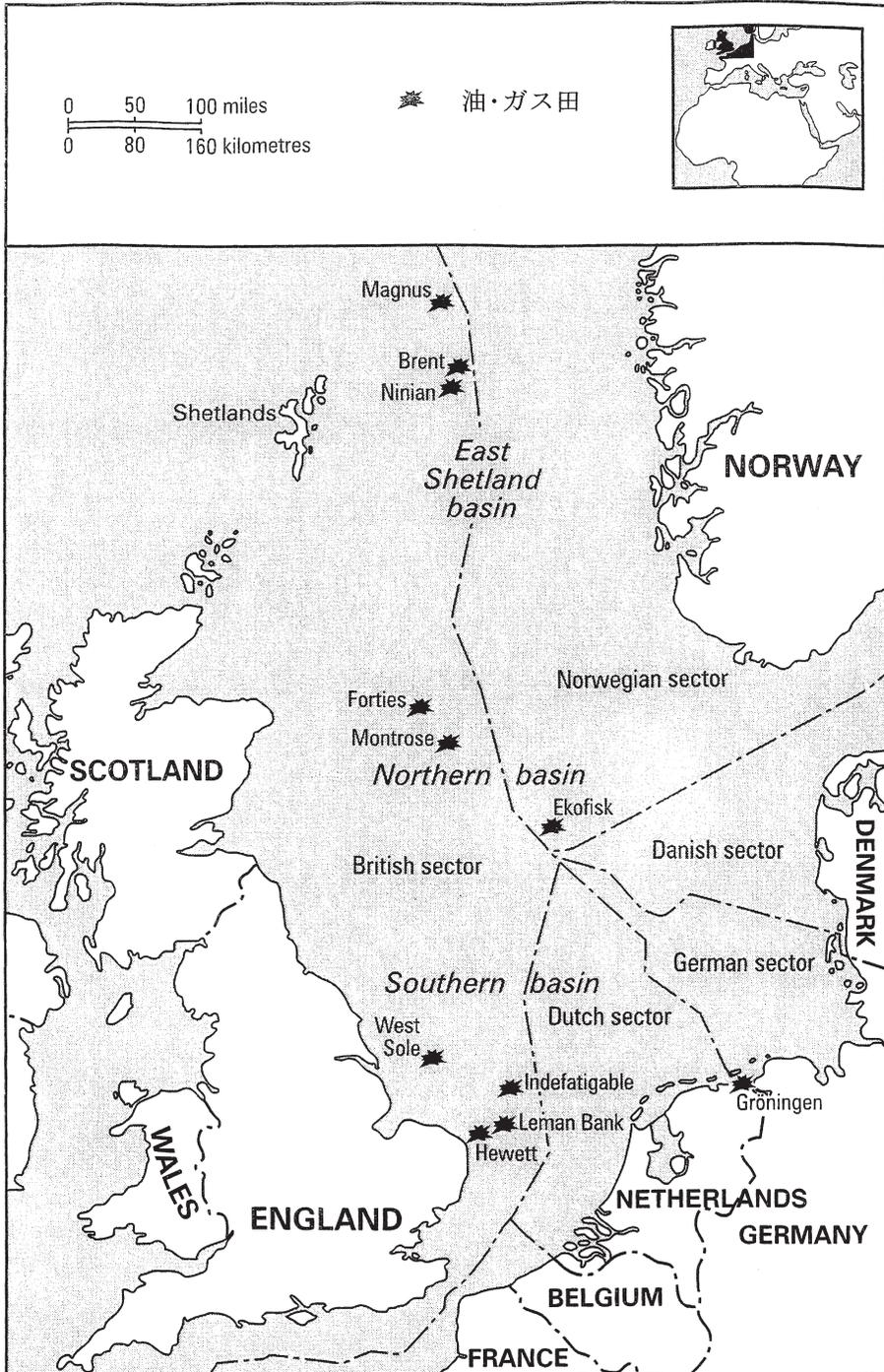
エクソン社がイギリス領北海において初めて原油を入手したのは1975年末であり、それは先のオーク油田からであった⁽¹⁹⁾。80年には、総計で12万2,000バレル/日(純生産量)を獲得した⁽²⁰⁾。エクソン社は、この時点でRDシェル社と同じくイギリス領では生産量で第2位の企業であった。これに対し、最大はBP社であり、生産量は少なくとも51万3,000バレル/日(総生産量と思われる)である⁽²¹⁾。BP社との対比ではエクソン社(およびRDシェル社)の劣位は明らかである。

イギリス領北海でのエクソン社による活動の大きな進展と70年代末頃の到達点は以上の通りであるが、この結果は、同社にとって期待に応えるものとは言えなかったように思われる。以下、イギリス領北海でのエクソン社の活動をより立ち入って検討する。その際、主力油・ガス田たるブレントでの活動に焦点を当て、これを掘り下げる事が、如上の到達点を規定づけた諸要因、BP社に対する劣位の理由などを明らかにするうえで有益と考えられる。項をあらためて考察する。

〔2〕ブレント油・ガス田の開発と原油生産体制の形成

ブレント・システムとプラットフォームの設置
1973年初頭頃まで、シェル・エクスプロ社(エクソン社とRDシェル社)は、ブレントから産出される原油については、後述のプラットフォーム(platform)と呼ばれる装置で処理した後に、同プラットフォームに備え付けられた貯蔵施設に一旦これを蓄え、ついでタンカーで輸送する予定だったようである⁽²²⁾。だが、ブレント発見の翌72年に、同油・ガス田の北西にコマラント(Cormorant field. エクソンとRDシェルで権益を100%所有)、73年にはコマラントの北東にダンリン(Dunlin field. 同65%所有)、さらに他

第4図 北海の主な油・ガス田（ブレント，フォーティーズなど）の位置



(注) 1970年代前半頃。

(出典) Bamberg (37), p. 198.

社のみが権益を有する油・ガス田もまた周辺に発見された⁽²³⁾。こうした進展を踏まえ、エクソン社とRDシェル社は、タンカーによる輸送体制の構築にすでに着手していたが、これと併行して、各油・ガス田に権益を保有する他社と共同でプレント・システム (Brent System) と呼ばれる大規模パイプラインを設置することとした (1974年9月に参加企業間の合意成立)。両社は、後者のパイプラインを主たる輸送手段とすることで大量輸送と費用の削減を追求したのである⁽²⁴⁾。

エクソン社などは、コマラント油・ガス田を原油の集約拠点として、これと他の油・ガス田 (プレントを含む) とを支線パイプライン (feeder pipeline) で連結し (当初はプレントを含め総計5つの油・ガス田。1984年までに9へ増加)、産出された原油全体をプレント・システムによってコマラントからシェトランドに新設されるターミナル (原油の追加処理、タンカーへの積み込み、などの機能を持つ) に向けて輸送することとした (輸送能力は当初30万バレル/日。全長96マイル [約150キロメートル])⁽²⁵⁾。総計17社によって所有されたプレント・システムの建設は75年に開始され、翌年には完成した⁽²⁶⁾。エクソン社は、プレント・システムにRDシェル社と同率の34%強の所有権を有し、両社でほぼ7割を占めた⁽²⁷⁾。プレント・システムの建設費用としてエクソン社は、約1億7,000万ドルを支出したのである⁽²⁸⁾。なお、こうした複数の油・ガス田をパイプラインで連結する方式は、北海ではプレント・システム以外にも幾つか形成された。しかし、後の80年代前半の統計であるが、連結する油・ガス田の数と輸送される原油の量では、プレント・システムは他を大きく凌ぐ存在であった⁽²⁹⁾。

だが、プレント・システムの完成によって、プレントなどで産出される原油のパイプライン輸送が直ちに可能になったわけではない。同システムが稼働するのは1978年末近くを待たなくてはならなかった。その主たる理由は、パイプラインの終着点であるターミナル (シェトランド諸島) の建設の遅延にあったと考えられる⁽³⁰⁾。

次に、プレントから実際に原油と天然ガスを生

産するための作業であるが、周知のように、海域における油・ガス田の開発・生産には、陸上の場合とは異なり、通常、プラットフォーム (platform) と呼ばれる装置 (生産井から汲み出された流体 [原油、天然ガス、水など] の分離・処理などの機能を持つ) が必要である。プレントの場合もこれを4基活用することとなった。

エクソン社とRDシェル社は、プレント用プラットフォームを順次設置する計画を立て、最初の装置を水深460フィート (約140メートル) の海底に足場を固定して設置した (1975年)⁽³¹⁾。プラットフォームの建造と設置に要した費用は、この最初の1基だけで2億5,000万ドルを超えており⁽³²⁾、95%の権益を持つエクソン社とRDシェル社がそのほとんどを折半で支出したと考えられる。先のパイプライン (プレント・システム) の場合、建設等に要した費用は、エクソン社が負担した額 (34%強の所有権で1億7,000万ドル) から判断して総額5億ドルと思われる。プラットフォームについては、その後に設けられる3基を含めて建造・設置費用の全体は、その確定統計を得ることはできないが、これを凌ぐ額であったと推測される⁽³³⁾。

プレントでの原油の生産は、この最初のプラットフォームを用いて1976年11月に始まった⁽³⁴⁾。発見から5年余を経ているが、これは、北海に所在する他の有力油・ガス田 (他社を含む) との対比では特に長い期間とは言えないであろう。もっとも、この時点で得られた原油がパイプライン (プレント・システム) によって輸送されたのではないことは、少し前に述べたことから明らかであろう。シェル・エクスプロ社 (エクソン社とRDシェル社) は、プレント・システムの構築以前に手掛けたタンカーによる輸送方式によって対応したのである。但し、これは、当初の構想からはやや変化しており、スパー (SPAR) と呼ばれる原油の浮遊式貯蔵・積込装置 (offshore storage and tanker-loading system) をプラットフォームのやや近隣に設置し、生産された原油を一旦これに蓄え (貯蔵能力は30万バレル)、ついでタンカーに搬入する方式であった⁽³⁵⁾。エクソン社と

RD シェル社は、パイプラインがプレント原油の主たる輸送手段として機能するまで、スパーとタンカーによってプレントでの操業を支えたのであった⁽³⁶⁾。

だが、その後のプレントでの原油生産は、着々と進展したとは言えなかった。予定された他のプラットフォームのうち2基は、77年、78年に操業に至ったが、最後の4基目の場合は81年半ばまで待たなくてはならなかった。しかも、最初に設置されたプラットフォームは、約半年間稼働した後の77年6月には操業停止に至った(78年9月に再開)。プレントでの原油生産は、2番目のプラットフォームが動き出す同77年11月末頃まで半年間近く完全に停止したのであった⁽³⁷⁾。こうした事態を招いた主たる要因は、プレントに所在した天然ガスの処理、取り扱いの難しさにあったと考えられる。

天然ガスの油層への圧入 1974年春時点であるが、プレント油・ガス田に賦存する天然ガスの埋蔵量は、2.5兆立方フィート(約4億1,700万バレル)とされている⁽³⁸⁾。これは、既述した原油の可採埋蔵量(約15億バレル。但し1972年)との対比では28%相当であり、この比率はイギリス領北海に所在する他の油・ガス田との対比では、最も高い部類に属したようである⁽³⁹⁾。これにより、生産される原油に随伴して産出される天然ガス(associated gas)もまたかなり高い割合を占めることとなった(次注(40)を参照)。プレント油・ガス田のかかる特性は、現実には、原油生産の進捗を制約する要因として立ち現れたのである。

プレントの最初のプラットフォームが、76年の操業開始後、翌77年6月に活動を停止したことを上述した。これは、シェル・エクスプロ社が、天然ガスの大気中での焼却量を削減するために、ガスを油層へ圧入する設備を同プラットフォームに設置するためにとられた措置であった。イギリス政府は、資源の保全(reservation)と環境への配慮が主たる理由と思われるが、前年末、同社に対して大気中での天然ガスの焼却を抑制するよう求めた。現行での規模の焼却については77年半ばまでを期限とし、それ以降は認めなかったの

である⁽⁴⁰⁾。もっとも、シェル・エクスプロ社は、この課題への対応に予想外の時間を要したように思われる。操業の再開は、既述のように15カ月後の78年9月を待たなくてはならなかったのである⁽⁴¹⁾。

だが、問題はこれで終わったわけではない。原油生産量の拡大は、さらに一層大量の天然ガスを随伴するが、これらをいずれも油層に圧入することは技術的にも、費用の点でも現実には困難だったようである⁽⁴²⁾。プレントでの原油生産量は、例えば1979年11、12月にはそれ以前に比べ40-45%の削減を余儀なくされた。これは、大気中でのガスの焼却に対して、イギリス政府が規制措置を発動したからであった⁽⁴³⁾。エクソン社とRDシェル社にとって、原油の増産を推進するには、こうした天然ガスの処理方法(油層への圧入)では明らかに不十分であった。両社は、産出される天然ガスを販売する、つまりプレント・ガス生産の積極的な事業化に取り組む必要があったのである。

もっとも、現実には、エクソン社などはプレントに豊富な天然ガスが存在することが明らかになった時点で、原油生産とは区別して同ガス生産の事業化をすでに構想していた。そこで、原油の増産にとっても不可欠な天然ガスの販売活動、販売促進について、一旦70年代前半にさかのぼって検討することとした。

天然ガスの販売と原油生産の拡大 イギリスでは、北海で石油企業などが外部への販売用に生産した天然ガスは、国営企業(1973年1月以降は、イギリス・ガス公社〔British Gas Corporation. 以下しばしばBGCと略記〕)によって一括購入された⁽⁴⁴⁾。その際の問題は、同公社(BGC)が設定する価格であり、石油企業などから見て、BGCの買い取り価格はかなり低位だったのである⁽⁴⁵⁾。エクソンとRDシェルは、プレントへのプラットフォームの設置もいまだなされていない1973年にガス公社(BGC)を相手に、価格の引き上げ、およびこれを含む販売契約の締結交渉を開始した⁽⁴⁶⁾。この交渉の過程において、エクソン社はBGCの買い取り価格などに強い不満を示し、1974年4月頃にはプレントのガスをBGCに販売

するよりは、油層への圧入を考えるとさえ主張したようである⁽⁴⁷⁾。

交渉は難航したが、75年6月になって両社とイギリス・ガス公社との間で協定が締結された。エクソンとRDシェルは、20年にわたって、1日当たり最低でも5億立方フィート（約8万3,000バレル／日）の天然ガスを後者に販売することとなった。もっとも、肝心の販売価格については具体的な金額などは示されず、その決定方式のみが策定され、その方式は実際に天然ガスが供給される段階で適用される、とされた。但し、これが果たしてエクソン社などの期待にどの程度沿っていたかは明らかではない⁽⁴⁸⁾。

ともあれ、エクソンとRDシェルは翌76年に、スコットランド（セイント・ファーガス・ターミナル〔St. Fergus terminal〕。アバディーン市の北方に所在）までの長距離パイプライン（280マイル〔約450キロ・メートル〕）の建設に着手し、78年までにほぼ完成させた⁽⁴⁹⁾。原油のブレント・システムとは異なり、消費地であるイギリス本島へ直接天然ガスを輸送するためパイプラインの敷設距離は長く、建設費用は、後に追加された部分を加えた額と思われるが、1983年時点で約10億ポンド（約15億1,600万ドル）であった。これらは、エクソン社とRDシェル社によって均等に拠出されたと考えられる⁽⁵⁰⁾。

もっとも、かような大投資を必要としたパイプラインではあったが、これもまた実際に稼働するにはなお数年の期間を要した。その直接の理由は、原油のブレント・システムの場合と同様に、到着地点におけるターミナル施設の未完成にあったと考えられる。特に、関連設備（天然ガスと天然ガス液〔natural gas liquids〕の分離装置など）の建設が遅延したことを指摘すべきであろう⁽⁵¹⁾。

エクソン社とRDシェルによるブレントからスコットランド（セイント・ファーガス・ターミナル）への天然ガスの輸送は1982年5月に開始され、イギリス・ガス公社への販売が実行された⁽⁵²⁾。同年10月の供給量は4億2,500万立方フィート／日（7万800バレル／日）である⁽⁵³⁾。かくして、天然ガスの供給体制は始動し、ブレント原油の増

産を制約した主要な要因はようやく取り除かれることとなったのである。

ここで、ブレント油・ガス田の開発についての考察の最後として、坑井（原油の生産井）の掘削と稼働状況について手短かに記す。まず、掘削された生産井は、1979年末時点で、全部で14本であった。76年時点では、79年までには23本を予定していたから、かなり少ないと言えよう⁽⁵⁴⁾。油田の開発が順調な進展を遂げたといえないことは、この点からも否定しがたいところである。次に、1生産井あたりの採油量を見ると、79年時点の統計は不明であるが、77年5月末頃では、わずか3本の生産井で5万3,000バレル／日を産出し、1981年10月頃でも各生産井（本数は不明）は平均して1万5,000バレル／日を汲みだした⁽⁵⁵⁾。シェル・エクスプロ社（エクソン社とRDシェル社）が、イギリス領北海で最初に発見した油田であるオークの場合も（75年12月に生産開始一前出）、77年5月頃の統計では5本の生産井で5万8,000バレル／日であった⁽⁵⁶⁾。かように、1本の坑井で1-2万バレル／日を生産する体制が形成されたのである⁽⁵⁷⁾。前節のアラスカでの活動でみたように、エクソン社は、他社との共同によって1坑井あたりの採油量の最大化を追求した。こうした行動は、大規模パイプラインの共同敷設とともに、パートナー企業とその数は異なるが、北海においても試みられたと言ってよいであろう⁽⁵⁸⁾。

〔3〕 北海での活動の到達点

原油と天然ガスの生産量 1980年にエクソン社は、イギリス領北海において、本節〔1〕の末尾近くに記したように、12万2,000バレル／日を生産した。同社は、イギリス国内に2つの製油所を擁するが、これより2年前の78年に、両製油所で精製する原油全体の半分近くを北海原油で賄った⁽⁵⁹⁾。エクソン社が75年末に初めて入手した北海原油は、数年にしてイギリス子会社による精製事業（製品生産）を支える主要な原油に転じつつあったと言えよう。

こうしたイギリス領北海での活動に加えて、エクソン社は、70年代末までにノルウェー領北海

においても一定の成果を得た。同社は、先のブレント、フォーティーズ（いずれもイギリス領）をも凌ぐ北海最大級の油・ガス田と呼ばれたスタッツフィヨード（Statfjord field. 発見は1974年4月。1977年に原油の埋蔵量〔可採埋蔵量と思われる〕は30億バレル。オペレーターはモービル社）に8.4%の権益を有した⁽⁶⁰⁾。同油田では、79年末に原油の生産が開始され、翌80年の生産量は7万バレル/日（総生産量と思われる）であった⁽⁶¹⁾。エクソン社は、6,000バレル/日弱（同）を得たと推定される。

スタッツフィヨード以外のノルウェーの油・ガス田でエクソン社が獲得した原油の量は不明であり、1970年代末あるいは80年代初頭のエクソン社の北海全体での原油生産量の確定統計も入手出来ない。ともあれ、前掲第3表によれば、同社はヨーロッパ全体で1980年に15万5,000バレル/日（純生産量）を入手したのであった（北海以外を含むと考えられる。同表の注6）を参照）。

もっとも、こうして得られた原油は、西ヨーロッパ全体でエクソン社が精製事業に用いた原油との対比ではごく一部を占めるにすぎない。1980年に同社は、西ヨーロッパ各国で157万8,000バレル/日の原油を用いて石油製品を生産したのであり⁽⁶²⁾、依然として大半を中東などに依存したことは明らかである。

次に、天然ガスの生産について。1980年についてであるが、エクソン社がイギリス領北海において入手した天然ガスは3億6,200万立方フィート/日（6万300バレル/日。総生産量と思われる）であり、これはRDシェル社とともに最初に発見した既述の天然ガス田リーマン・バンク、および両社が権益の一部を持つインディファティガブルからである⁽⁶³⁾。最大拠点であるブレント油・ガス田からの入手は、既述のように82年のことであった。なお、ノルウェー領には、殆ど見るべき成果はないように思われる⁽⁶⁴⁾。

ところで、北海全体での原油と天然ガスの生産事業に対するエクソン社の投資額、獲得利益については、いずれも不明である。但し、イギリス領北海への投資額については、同社によれば、1962

年から80年まで、累計で21億ポンド（1980年の交換レート〔年平均〕で約48億9,000万ドル）を支出したとのことである。事業のほとんどはRDシェル社との共同であったから、両社はこの間に100億ドル弱を投入したと言えよう⁽⁶⁵⁾。

BP社との対比 ここで、エクソン社の活動の到達点を、原油についてのみ、イギリス領北海での最大の競合企業BP社との対比であらためて手短かに確認することとしたい（BP社の天然ガス事業については多くが不明である）。

BP社のイギリス領北海における主力油・ガス田フォーティーズ（BP社の権益は96%—前出）での原油生産は1975年10月に始まり、76年末時点での生産量は早くも36万バレル/日（総生産量と思われる。以下同じ）に達し、翌77年末には45万6,000バレル/日となった⁽⁶⁶⁾。この両年に、フォーティーズでの生産量は、イギリス領北海で石油企業各社が産出した原油総量の半分以上を超えたと考えられる⁽⁶⁷⁾。

1980年には、BP社のイギリス領北海での原油生産量は少なくとも51万3,000バレル/日（前出）と考えられる。これは、上記フォーティーズの原油、およびイギリス領北海で第3位の原油埋蔵規模を持つとされたニニアン油・ガス田（Ninian field. 1974年1月発見。シェトランド諸島から東方約110マイル〔約180キロメートル〕に所在。前掲第4図参照。79年に生産開始。BP社の権益は13%）の原油から構成されたとされる⁽⁶⁸⁾。他方、ノルウェー領北海では原油の獲得はないようである⁽⁶⁹⁾。

見られるように、エクソン社（およびRDシェル社）に比べBP社が原油生産で顕著な成果をあげたこと、とりわけBP社の達成が、主力拠点フォーティーズでの生産の急進展によることは明らかである。だが、これまでの検討から知りうるように、フォーティーズは、原油の埋蔵規模（可採埋蔵量）の点でブレントに対して特に大きな優位を有したわけではない（1972年に前者は17億6,000万バレル、ブレントは73年に15億バレル—前出）。また、実際の原油の生産開始も既述のようにフォーティーズが75年10月、ブレントが76年11月と、

ここでもそれほど大きな違いはない。問題は、初期段階からの生産規模の較差にあり、フォーティーズが76年末に上記のように36万バレル／日を採油したのに対し、ブレントは80年においても14万バレル／日程度（総生産量と考えられる。エクソン社とRDシェル社で95%の権益一前出）と推定されるのである⁽⁷⁰⁾。フォーティーズに比べブレントでの生産の進捗が見劣りしたことは明らかである。

もっとも、こうした両社の差違を生み出した要因について、ここで明らかにすることは出来ない。それは、フォーティーズ油・ガス田に対するBP社の開発戦略、開発過程などの考察を必要とするからである。ともあれ、ブレントの場合、油・ガス田の開発のみならず原油と天然ガスのパイプラインの活用なども遅延し、種々曲折を余儀なくされたことは既述のとおりである。とりわけ、天然ガスの処理・販売に多大な作業と時間を費やした事、これらは落とせない要因をなすであろう。

なお、最後にブレントの天然ガスの処理・販売が大きな進展を遂げた後の1984年について付記すると、イギリス領北海における原油生産では、BP社は引き続き首位であるが、生産量（総生産量と思われる。以下も同じ）は、フォーティーズその他で49万4,000バレル／日である。エクソンとRDシェルは、それぞれ第2位であるが、いずれも37万7,000バレル／日（ブレント、その他による）で、BP社との距離を縮めつつあった。同年のブレントでの原油生産量は42万7,000バレル／日であり、フォーティーズの41万6,000バレル／日を僅かであるが凌駕したのである⁽⁷¹⁾。

以上、エクソン社は、1970年代後半までに北海の油・ガス田を同社の生産拠点に組み込んだ。しかし、同年代末時点では、その成果は決して満足すべきものではなかったと言えよう。

《注》

- (1) 1970年ではエクソン社のアメリカでの石油製品全体の販売量は175万3,000バレル／日（同社の世界全体での販売量の30.8%）であり、西ヨーロッパ（典拠資料にはヨーロッパとあるが、社会主義圏の東ヨーロッパでは販売はなされていないと考えられる）は217万500バレル／日（同38.3%）である（Exxon [7], 1974 F & SS, p. 23）。1980年では前者（アメリカ）は150万3,000バレル／日（同30.3%）、西ヨーロッパは190万2,000バレル／日（同38.4%）である（Exxon [7], 1982 F & SS, p. 32）。なお、販売量の点では確かに、本国アメリカに比べ西ヨーロッパの比重が大きい。販売利益額の点で西ヨーロッパ市場がアメリカ本国を凌ぐかどうかは疑問である。既述のように、最大消費品目はアメリカではガソリンであるが、西ヨーロッパでは70年代に入っても、ガソリンに比べ価格の安い重油だったからである（1975年では、西ヨーロッパ全体での石油製品の消費構成に占めるガソリンの割合は19.1%〔同年アメリカは、39.8%〕、重油は34.6%〔同、16.9%〕である—BP [23], 1980, p. 22, による。また、製品価格では、1980年1月であるが、オランダのロッテルダム〔Rotterdam〕の卸売価格（月平均）は、レギュラー・ガソリンが1バレル当たり約46ドル、重油は約25-30ドルであった—Jenkins [26], Vol. 1, p. 47, による。
- (2) IPI [43], Vol. II, p. 208; 有沢 [36], 293頁, による。市場から遠距離にあるアラスカ（プルドー・ベイ油田）では、エクソン社は1970年代末時点で、天然ガス生産の事業化（販売）において大きな困難や課題に直面した。前節注(55)を参照せよ。
- (3) 今日までに、デンマーク領、オランダ領、ドイツ領でも原油などの生産は見られたが、いずれもごく少量である（DeGolyer and MacNaughton [24], p. 8; 須藤 [56], 39頁, による）。
- (4) 伊藤 [46], 66, 67頁, 注(4)(5); 石鉦連 [35], 160-170頁, を参照せよ。
- (5) 1980年代のイギリスの原油生産量は、1985年（267万5,000バレル／日）が最高で以後漸減するが、88年（239万6,000バレル／日）でも、ノルウェー（119万6,000バレル／日）を大きく凌いだ。但し、1991年以降は、ノルウェーがイギリスを終始上回る。以上は、BP [23], <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>, による。
- (6) Sluyterman [54], p. 38; Howarth & Jonker [41], p. 213, による。SONJ [8], 1964 AR, p. 12, 1965 AR, p. 10, も参照。なお、本節後注(8)も参照のこと。
- (7) オランダでの油田の探鉱等に関する両社の共同事業は、1938年に締結された協定（1938 agreement）に淵源を有した。この協定では、エクソ

ン社とRDシェル社は、前者がカリブ海のキューバで、後者がヨーロッパのオランダで探鉱活動を行い、油・ガス田が発見された場合は、その権利を50:50で分割・共有することが取り決められた。第2次大戦中のドイツの占領下のオランダにおいて、RDシェルは油田の発見に成功し(1943年)、さらに大戦終了後も小規模な油・ガス田を発見した。エクソンはこれを知って、先の協定に基づきオランダでの探鉱・開発事業への参加をRDシェルに求めたのである。RDシェル側は当初こうした協定の存在を失念していたようで、同社の社史の執筆者達によれば、狼狽したようである。だが、RDシェルは協定を履行し、47年に50対50の所有比率で、共同子会社(N.V. Nederlandsche Aardolie Maatschappij: 通常NAMと略記される)を設立したのであった。この子会社が、その後、59年8月にフロニンゲン市の近郊で巨大ガス田の発見に成功する。以上については、Howarth & Jonker [41], pp. 207, 209-211, 213; Wall [59], pp. 250-257, による。

- (8) 北海における各国の領海が確定するのは、イギリス政府が、1958年にノルウェーなど関係諸国と締結した協定(the United Nations Continental Shelf Convention)を批准した1964年6月のことである。イギリス政府は、同64年9月に、それぞれ100平方マイルの広さの鉱区1,000のうち380を公開した。なお、エクソン社とRDシェルの共同所有子会社シェル・エクスプロ社の設立が1964年であったのは、こうした事情を背景としてのことである(以上については、Howarth & Jonker [41], p. 213; Wall [59], p. 256; Bamberg [37], p. 199, による)。
- (9) Bamberg [37], pp. 199, 200.
- (10) BP [9], 1965 ARA, p. 24, 1966 ARA, p. 26, 1967 ARA, pp. 8, 30, による。
- (11) BP [9], 1971 ARA, p. 5, 1972 ARA, p. 11, 1980 ARA, p. 10; Bamberg [37], p. 203, による。フォーティーズの油・ガス層の大半は、BP社が保持する21/10鉱区に存在したが、一部がシェル・エクスプロ社の22/6鉱区に入り込んでいた。これによりエクソン社とRDシェル社は、原油埋蔵量に4%の権利を獲得したのである。以上は、BPA [1], Forties Field- BP and Shell/Esso Reserves, by P. E. Kent, 28th October 1971: 55731, による。なお、本文に記した可採埋蔵量とは何かについては、前節注(4)を参照せよ。
- (12) 1975年時点であるが、エクソンは、リーマン・

バンクに24.9%の権益を持ち、同じく66年に他社によって発見され、71年に生産が始まったインディファティガブル(Indefatigable gas field)には18.6%を有した(いずれも北海の南部海域。イングランドのノーフォーク州[Norfolk]の北東沖合)。前者のリーマン・バンクの埋蔵量(確認埋蔵量か可採埋蔵量かは不明)は、1970年代半ば頃と思われるが、10兆立方フィート(16億7,000万バレル)とされており、沖合のガス田としては、この当時では世界でも有数の規模だったようである(以上は、Esso UK [5], 1975 RA, p. 10; NAUK [3], Esso: Interests in the North Sea, 作成者不明, June 1975: POWE 63/601; Cooper and Gaskell [38], p. 25; Shell [12], 1973 AR, p. 16, による)。

- (13) SONJ [8], 1971 AR, p. 18, による。なお、天然ガスと石油との換算については、前節注(55)を参照せよ。
- (14) NAUK [3], Esso: Interests in the North Sea, 作成者不明, June 1975: POWE 63/601; SONJ [8], 1971 AR, p. 5; Esso UK [5], 1975 RA, p. 10, による。
- (15) NAUK [3], Oil Fields in which Esso Petroleum Co. Ltd. Hold Interests (Visit by Mr Smith to Esso on 13 February 1975, by A R D Murray, 11 February 1975の付属文書): POWE 63/601, によれば、ブレントが発見されたのは1971年7月であり、商業規模の油・ガス田であることが宣言されたのは翌72年8月のことである。Exxon [6], 1972 AR, p. 14, も参照。
- (16) 残余の5%の権益は、1970年代半ば頃まではテキサコ社が保有したようである。ブレント油・ガス田の南部の部分が同社の鉱区に入り込んでいたと考えられる。だが、70年代末までには、この5%はアメリカ企業コノコ社(Continental Oil Company: Conoco)が保有している(以上は、NAUK [3], Esso: Interests in the North Sea, 作成者不明, June 1975: POWE 63/601; NAUK [3], Brief for Secretary of State's Lunch at Esso House, 3 February 1976: POWE 63/601; Shell [12], 1973 AR, p. 23; O & GJ [31], October 15, 1973, p. 56, November 24, 1975, p. 18, November 26, 1979, p. 49; Cooper and Gaskell [38], Appendix 3, による)。
- (17) 原油の性状では、ブレントは軽質かつ低硫黄であり、ナイジェリア、リビアの原油に匹敵する高品質であった。この点はフォーティーズの原油もほぼ同じである。1984年に産出された原油につ

- いてであるが、北海原油は、ほぼ90%がAPI度で34-39度の間にあった。ブレントは38-39度、フォーティーズは36-37度である。硫黄の含有比率は、同じく84年の原油であるが、全体の70%は0.35%以下であり極めて低硫黄である。ブレントはさらに低く0.25%以下であった（以上は、Mabro [47], pp. 18, 19, による）。
- (18) Bamberg [37], p. 201; Howarth & Jonker [41], p. 214; Cooper and Gaskell [38], pp. 274-278, による。
- (19) Exxon [6], 1975 AR, p. 6; Esso UK [5], 1975 RA, p. 10; O & GJ [31], March 1, 1976, p. 60, による。
- (20) この統計は、エクソン社の本社の営業報告書によるものであり、net share of productionとされている (Exxon [6], 1980 AR, p. 8)。だが、同社のイギリス子会社の営業報告書によれば13万9,000バレル/日とある (Esso UK [5], 1980 RA, p. 8)。後者は、イギリス政府に対する利権料相当分を含んだ総生産量 (gross production) と考えられる。なお、この当時のイギリス政府の利権料については、山田 [60], 34, 35, 59-62頁; 日本エネルギー経済研究所 [50], 51, 56, 57頁, を参照せよ。
- (21) BP [9], 1980 ARA, pp. 9-11.
- (22) O & GJ [31], January 8, 1973, pp. 94-96; Sluyterman [54], p. 43, による。
- (23) NAUK [3], Brief for Secretary of State's Lunch at Esso House, 3 February 1976: POWE 63/601; NAUK [3], Esso: Interests in the North Sea, 作成者不明, June 1975: POWE 63/601; Exxon [6], 1972 AR, p. 14, 1973 AR, p. 14; O & GJ [31], November 26, 1979, p. 49; Cooper and Gaskell [38], pp. 274-276, による。
- (24) Shell [12], 1974 AR, p. 15; O & GJ [31], January 8, 1973, p. 96; PT [32], September 6, 1974, pp. 49, 51, による。
- (25) エクソン社は、ターミナルに到着した原油を今度はタンカーでイギリス本島などに出荷する計画を立てた。ブレント・システムの輸送能力は、建設当初の予定では、1980年には100万バレル/日とされた。だが、同年の実際の能力は不明である (1984年の輸送量は約83万バレル/日)。なお、コマラントが原油の集約拠点になった理由は不明であるが、シェトランドのターミナルまでの距離が、5つの油・ガス田の中で最短であったことによるかもしれない。以上は、NAUK [3], Shell Natural Gas Liquids From the Brent Field in the North Sea, April 1975: POWE 29/956; NAUK [3], Oil Fields in which Esso Petroleum Co. Ltd. Hold Interests (Visit by Mr Smith to Esso on 13 February 1975, by A R D Murray, 11 February 1975の付属文書): POWE 63/601; NAUK [3], Brent Field Development, Note of a Presentation held at the Shell Centre, 23 April 1974, by G H Hadley, 24・4・74: POWE 29/770; Exxon [6], 1976 AR, p. 15; Shell [12], 1974 AR, p. 15; PT [32], September 6, 1974, pp. 49, 51; O & GJ [31], June 30, 1975, p. 84; Mabro [47], p. 20, による。
- (26) NAUK [3], Oil Fields in which Esso Petroleum Co. Ltd. Hold Interests (Visit by Mr Smith to Esso on 13 February 1975, by A R D Murray, 11 February 1975の付属文書): POWE 63/601; Esso UK [5], 1976 RA, pp. 9, 10; Shell [12], 1976 AR, p. 19, による。
- (27) NAUK [3], Shell Natural Gas Liquids From the Brent Field in the North Sea, April 1975: POWE 29/956; PT [32], September 6, 1974, pp. 49, 51, による。
- (28) ブレント・システムは、本文に記載のように76年には完成していたが、Esso UK [5], 1977 RA, pp. 11, 12, によれば、1977年末までに1億ポンドを支出したとある。1977年のポンドとドルの交換レート (年平均額) は、 $£1 = \$1.746$ であったから (Jenkins [26], Vol. 1, p. 421, による。なお、本稿でのポンドとドルの交換比率については、特に断らない限り同書による)、約1億7,000万ドルの支出となろう。但し、77年に新たな施設の追加等があったかどうかは明らかではない。
- (29) イギリス領北海およびノルウェー領北海に、ブレント・システムおよびこれと類似のシステムは、1984年までに計5つ存在したようである。だが、ブレントに次ぐ規模を有したフォーティーズ・システム (Forties System) の同年の原油輸送量は52万バレル/日であり、ブレント・システムの83万バレル/日に比べ見劣りする。また、フォーティーズ・システムは、フォーティーズと他の2つの中・小規模の油・ガス田との連結にとどまった (以上は、PT [32], September 6, 1974, pp. 49, 51; Mabro [47], pp. 17, 20, 21, による)。
- (30) シェトランドに設けられるターミナル (サラム・ヴォー [Sullom Voe] ターミナルと呼ばれる) の建設遅延の理由は必ずしも明らかではない。ただ、このターミナルには、ブレント・システムで

- 輸送される原油だけではなく、BP社が権益の一部を持つニニアン油・ガス田(Ninian field, 1974年1月発見, 79年生産開始。後述参照)の原油も搬入され、これに対応しうる装置の建造なども求められた。しかも、ターミナルの建設と運営の責任を担ったのはBP社であった。同社がどのような計画と作業手順でターミナルの建設などを遂行したかは不明である。ともあれ、78年末近くにブレント・システムは稼働する。しかし、最初に輸送されたのは、ブレントの原油ではなく、ダンリン油・ガス田(前出)で産出された原油である。ブレントの原油が初めて輸送されるのは、さらに1年後の79年11月であった。以上については、Exxon〔6〕, 1978 AR, p. 14; Esso UK〔5〕, 1980 RA, p. 11; Shell〔12〕, 1978 AR, p. 11; BP〔9〕, 1975 ARA, p. 10; O & GJ〔31〕, November 26, 1979, pp. 48, 49, による。
- (31) Exxon〔6〕, 1975 AR, pp. 6, 8; Esso UK〔5〕, 1975 RA, p. 11; Shell〔12〕, 1975 AR, p. 2; O & GJ〔28〕, January 26, 1976, p. 127, による。
- (32) Exxon〔6〕, 1975 AR, pp. 6, 8; Esso UK〔5〕, 1975 RA, p. 11, による。
- (33) 1979年末頃であるが、設置された4つのプラットフォーム(但し、最後の1基が稼働するのは、後述するように81年半ば)は合計で、原油56万バレル/日、天然ガス12億2,000万立方フィート/日(20万3,000バレル/日)の供給能力、および275万バレルの原油貯蔵能力を有した。詳細を省略するが、4基のプラットフォームは、原油と天然ガスの供給能力、貯蔵能力などの点で、それぞれ少しずつ異なっている(1基は貯蔵能力なし)。本文に記した最初のプラットフォームは、4基の中ではやや大きな部類に属する(以上は、O & GJ〔31〕, July 3, 1978, p. 46, November 26, 1979, p. 49; Esso UK〔5〕, 1981 RA, p. 11, による)。
- (34) Esso UK〔5〕, 1976 RA, pp. 9, 10; Exxon〔6〕, 1976 AR, p. 15; Shell〔12〕, 1976 AR, p. 19, による。
- (35) シェル・エクスプロ社は、1973年にスパーの建造に着手し76年11月にこれを稼働させた(以上については、Esso UK〔5〕, 1976 RA, pp. 9, 10; Shell〔12〕, 1976 AR, p. 19; O & GJ〔31〕, June 30, 1975, p. 84, による)。スパーからタンカーに積み込まれたブレント原油は、翌12月にエクソン社(イギリス子会社)の主力製油所フォーリー(Fawley refinery, イングランド南部の海港サウサンプトン〔Southampton〕の近郊に所在)に供給された(Esso UK〔5〕, 1976 RA, pp. 9, 10)。なお、シェル・エクスプロ社が、スパーを用いることになった理由については、Howarth〔40〕, pp. 318-323, を参照せよ。
- (36) Esso UK〔5〕, 1978 RA, p. 12; O & GJ〔31〕, November 26, 1979, p. 49, による。
- (37) Exxon〔6〕, 1977 AR, p. 14, 1978 AR, p. 14; Esso UK〔5〕, 1978 RA, p. 12, 1981 RA, p. 11; O & GJ〔31〕, December 5, 1977, p. 64, July 3, 1978, p. 46, November 26, 1979, p. 49, による。
- (38) これが可採埋蔵量か確認埋蔵量かは明らかではないが、典拠資料には、販売可能な埋蔵量(gas reserves in the Brent field available for sale)とある(NAUK〔3〕, Brent Field Development, Note of a Presentation held at the Shell Centre, 23 April 1974, by G H Hadley, 24・4・74: POWE 29/770, による)。
- (39) NAUK〔3〕, Letter to Mr. Liverman from G F Kear, 日付不明(但し、1976年7月末頃と考えられる): POWE 29/958/1, による。また、1978年頃であるが、ブレントにおける天然ガスと原油の比率(gas/oil ratios)は30%であり、これは例外的に高い比率であるとされている(NAUK〔3〕, Memorandum: Brent, 作成者, 日付は不明〔但し、1978年7月〕: PREM 16/2208, による)。
- (40) シェル・エクスプロ社は、操業を停止する以前に、1977年4月時点ではこのプラットフォーム(Brent Bと呼ばれる)を用いて6万バレル/日の原油を生産していたが、大気中で焼却された天然ガスは1億1,000万立方フィート/日(1万8,300バレル/日)であった(以上は、NAUK〔3〕, Completion of Brent B Platform, Phase II Shutdown: Background Note for Presentation by Shell Exploration and Production to the Department of Energy 22nd April 1977, 作成者不明: POWE 29/958/2; NAUK〔3〕, Letter to Mr. Liverman from C H Band, 23 June 1977: POWE 29/958/2; Sluyterman〔54〕, p. 43, による)。シェル・エクスプロ社はそれまで、原油の生産を継続しながら、イギリス政府の要請に応じて、天然ガスの圧入設備の設置を目指したようである。だが、77年6月までにこれを完成させることが出来ず、同月イギリス政府による生産停止命令を受けたのであった(O & GJ〔31〕, July 4, 1977, p. 48, September 5, 1977, p. 47, による)。同社はこれを踏まえ、プラットフォームの操業を一旦停止して、設備の取り付けに向かったと考えられる。

- (41) なお、シェル・エクスプロ社は、プラットフォームの生産設備の変更、新たな装置の追加などもおこなっており、これも停止期間が長期化する要因の一つだったようである (NAUK [3], Completion of Brent B Platform, Phase II Shutdown: Background Note for Presentation by Shell Exploration and Production to the Department of Energy 22nd April 1977, 作成者不明: POWE 29/958/2; NAUK [3], Letter to Mr. Liverman from C H Band, 23 June 1977: POWE 29/958/2; Exxon [6], 1978 AR, p. 14, による)。
- ところで、本文でもふれたが、最初のプラットフォームが操業停止に陥っている期間に、新たに2番目のプラットフォーム (Brent D と呼ばれる) が稼働した (1977年11月)。このプラットフォームによる原油生産量は、当初5,000バレル/日で、大気中での天然ガスの焼却量も比較的少なく、さらに翌年には天然ガスの圧入設備も稼働した。イギリス政府は、同プラットフォームについては操業を容認したと思われる (以上は、NAUK [3], Letter to Department Energy from A. L. Diehl, 27th September 1977: POWE 29/958/2; Esso UK [5], 1978 RA, p. 12; Exxon [6], 1977 AR, p. 14; O & GJ [31], December 5, 1977, p. 64, による)。
- (42) NAUK [3], Brent Field Development, Note of a Presentation held at the Shell Centre, 23 April 1974, by G H Hadley, 24・4・74: POWE 29/770; Sluyterman [54], p. 43, による。
- (43) 1980年の原油の獲得量は、前年の80%どまりであった。これは、1980年を通じて実施されたイギリス政府によるガスの焼却制限によるものであった (以上は、Esso UK [5], 1979 RA, p. 10, 1980 RA, p. 8; Exxon [6], 1979 AR, p. 12, による)。
- (44) イギリスでは、石油とは異なりガスの供給産業は第2次大戦後に国有化された (1948年にガス法 [The Gas Act] の制定およびガス庁 [Gas Council] の設立)。1973年にイギリス政府によって設立されたガス公社は、イギリス領北海で石油企業などが営業用として生産した天然ガスについては、これをすべて買い取り、同公社が国内に配給 (distribution) したのである (なお、公社自身も探鉱・開発などを行う)。以上は、布目 [51], 244頁; USFEA [20], pp. 184, 186, によるが、Bamberg [37], p. 202; Cooper and Gaskell [38], pp. 96, 230, 231, 237, 250, 261, 265, も参照)。
- (45) NAUK [3], Negotiations for the Sale of Associated Gas from Brent, Discussion with Esso, by J G Liverman, 8, April 1974: POWE 29/770, による。Bamberg [37], p. 202, も参照せよ。なお、既述のようにエクソン社などは、60年代末頃からすでに北海南部に位置するリーマン・バンク、インディファティガブルなどのガス田から天然ガスを生産し (本節前注[12]も参照)、これをガス庁 (本節前注[44]参照。イギリス・ガス公社 [BGC] の前身と考えられる) に販売した。ガス庁は、インディファティガブルの天然ガス (1971年10月生産開始) についてであるが、100立方フィートあたり、エクソン社などが3.5-4.0旧ペンス (old pence) を求めたのに対し、当初1.5旧ペンスの買い取り価格を提示した。最終的には2.87旧ペンス (1.0833新ペンス [new pence]) となったが、これがエクソン社などにどの程度の利益を生み出したかは不明である (1971年2月にイギリスの通貨制度は変更された)。以上は、Cooper and Gaskell [38], pp. 26-28, による)。
- (46) NAUK [3], Brent Field Development, Note of a Presentation held at the Shell Centre, 23 April 1974, by G H Hadley, 24・4・74: POWE 29/770; Shell [12], 1973 AR, p. 12, 1974 AR, pp. 20, 22, による)。
- (47) NAUK [3], Negotiations for the Sale of Associated Gas from Brent, Discussion with Esso, by J G Liverman, 8, April 1974: POWE 29/770; NAUK [3], Brent Gas -Secretary of State's Meeting with Mr McFadzean and Mr Baxendell-20 May, by R Beggs, 17, May 1974: POWE 29/770, による)。
- (48) Esso UK [5], 1975 RA, p. 11; O & GJ [31], July 7, 1975, p. 40, July 14, 1975, p. 64, による。ここで取り決められた価格決定方式の具体的な内容は不明である。但し、協定の締結に先立ちイギリス政府は、シェル・エクスプロ社に書状を送り、将来の価格引き上げ希望については了解していると述べたとのことである (NAUK [3], Letter to R. J. J. Simkins Esq from F. H. Boots, 16th October 1981: POWE 63/1818, による)。
- (49) Exxon [6], 1976 AR, p. 15, 1978 AR, p. 14; Esso UK [5], 1975 RA, p. 11, 1978 RA, p. 12; Shell [12], 1978 AR, p. 11, による。なお、輸送能力は、75年の計画段階では10億ないし11億立方フィート/日 (約16万7,000バレル/日ないし18万3,000/日) とされていたようであるが (NAUK [3], Letter to the Department of Energy from M. Daniels, 31st October. 1975:

- POWE 29/956; O & GJ [31], January 12, 1976, p. 129, による), 実際にこの計画通りに建設されたかどうかは不明である。但し, イギリス・ガス公社への最低供給量 (5 億立方フィート/日) をかなり上回る能力を有したことは明らかなようである (NAUK [3], Letter to Mr. Mann from E G Finer, 25 March 1981: POWE 63/1819)。
- (50) Esso UK [5], 1978 RA, p. 12, 1983 RA, p. 6, による。ブレント・ガスに対する権益は, 原油とは異なり, エクソン社と RD シェル社が 50% ずつを所有した (NAUK [3], Negotiations for the Sale of Associated Gas from Brent, Discussion with Esso, by J G Liverman, 8, April 1974: POWE 29/770; Shell [12], 1974 AR, p. 22, による)。
- (51) ターミナルの完成が遅延した理由については, 基本的には今後の検討課題である。但し, 一つの要因はブレントの天然ガスに含まれた天然ガス液 (液化石油ガス [liquefied petroleum gas: LPG], 天然ガソリン [natural gasoline] などからなる) を天然ガスから分離する装置の完成が遅れたことにあったと考えられる。ターミナルに到着したブレントの天然ガスには, かなりの量 (substantial quantities) の天然ガス液が含まれており, エクソン社などがガス公社との契約を満たすには, これを除去する必要がある。パイプラインが敷設された 78 年時点で, 分離装置の完成は 1980 年の半ばとされた。しかし, 実際にこれが稼働するのはさらに 2 年を待たなくてはならなかった。分離装置の完成がかように遅れた理由のひとつは, 天然ガスから除去された天然ガス液の処理 (販売先の確保) が, 79 年末頃でもなお不確定だったことによるようである (82 年 5 月以降, ターミナルの近隣に所在する発電所 [Peterhead power station] が, 当座これを購入することとなった)。以上は, NAUK [3], Shell Natural Gas Liquids From the Brent Field in the North Sea, April 1975: POWE 29/956; NAUK [3], Letter to G. C. Band, Esq., from C.L. Jones, 13 July 1977: POWE 29/958/2; NAUK [3], Consultation Meeting with Shell, 4 October, by Gas Division, 19 September 1979: POWE 29/1045; Exxon [6], 1979 AR, p. 12, 1982 AR, p. 8; Esso UK [5], 1978 RA, p. 12, 1979 RA, p. 10, 1983 RA, p. 6; O & GJ [31], November 26, 1979, p. 49, による)。
- (52) Esso UK [5], 1982 RA, pp. 4, 9.
- (53) Exxon [6], 1982 AR, p. 8, による。翌年には 5 億 7,700 万立方フィート/日 (9 万 6,000 バレル/日) となった (Esso UK [5], 1983 RA, p. 6, による)。なお, この場合の販売価格, およびこれが果たしてどれほどの利益をエクソン社に与えたか, などは不明である。
- (54) NAUK [3], Note of Meeting held on Tuesday 22 January 1980 at 1.30 pm, in Shell Mex House, by C. S. Main, 31 January 1980: POWE 63/1819, による。
- (55) O & GJ [31], June 6, 1977, p. 101; NAUK [3], Letter to R. J. J. Simkins Esq from F. H. Boots, 16th October 1981: POWE 63/1818, による。
- (56) O & GJ [31], June 6, 1977, p. 101.
- (57) シェル・エクスプロ社が開発した他の油・ガス田についても同様の事実を指摘できるが, 具体的な記述を省略する。PT [32], January 1, 1980, p. 9, を参照せよ。
- (58) 但し, ブレントにおいて, 共同所有子会社シェル・エクスプロ社が, こうした効率的な坑井 (生産井) の掘削や採油を可能にさせた要因, あるいは掘削活動の実態については立ち入った分析が必要である。だが, 現時点では明らかではない。今後の課題としたい。
- (59) Esso UK [5], 1978 RA, p. 9, による。本節前注(35)も参照せよ。なお, 1980 年にイギリス石油業界全体では, イギリス領北海で生産する原油の量は, 国内で精製などに用いる原油の量に匹敵しており, ほぼ自給体制を確立したとされている (NAUK [3], Note of Meeting held on Tuesday 22 January 1980 at 1.30 pm, in Shell Mex House, by C. S. Main, 31 January 1980: POWE 63/1819; Esso UK [5], 1980 RA, p. 2, 1981 RA, p. 3, による)。
- (60) スタットフィヨード油・ガス田に対する各社の権益比率は, 発見以降にやや変動があったようで確言出来ないが, 1979 年時点では, ノルウェーの国有企業 (スタットオイル [Statoil ASA: Den Norsk Stats Oljeselskap A/S]) が 50%, 発見企業のモービル社が外国企業としては最大の 13% 弱, エクソン社が本文に記したように 8.4%, などだったようである。以上は, Mobil [11], 1977 AR, p. 19, 1979 AR, p. 14; Exxon [6], 1979 AR, p. 12, 1981 AR, p. 9; 石鋳連 [35], 160 頁, による)。
- (61) Mobil [11], 1980 AR, p. 9.
- (62) Exxon [7], 1981 F & SS, p. 33.
- (63) 本文の統計は, エクソン社のイギリス子会社の営業報告書 (Esso UK [5], 1980 RA, p. 8) によ

- る。この報告書には明示はないが、この生産量は、エクソン本社の営業報告書などに記載された、販売用に生産された量 (natural gas production available for sale) を意味することは明白と思われる。つまり、井戸元で焼却された量、油層に圧入された量、自家消費された量、などを含まず、販売の対象になりうる部分のみである (Exxon [7], 1980 F & SS, p. 42, による)。
- (64) Exxon [6], 1979 AR, p. 12, 1980 AR, pp. 8, 9, 1981 AR, p. 9, 1982 AR, p. 8, 1983 AR, p. 10, による。
- (65) Esso UK [5], 1980 RA, p. 8, による。但し、イギリス領北海では、エクソン社は、ごく限定された規模ないし範囲と考えられるが、RD シェル社との共同ではなく、同社独自での油・ガス田の探鉱、開発なども構想したようである (詳細は不明である。NAUK [3], Brief for Secretary of State's Lunch at Esso House, 3 February 1976: POWE 63/601, による)。
- 1970年代後半ないし末時点のイギリス領北海でのエクソン社の獲得利益額については不明である。但し、1979年に同社のイギリス子会社の純利益 (精製、販売などの他の事業部門を含む) は、前年 (2,940万ポンド [約5,640万ドル]) の9倍以上の2億7,420万ポンド (約5億8,200万ドル) へ躍進した。前々年 (9,410万ポンド [1億6,400万ドル]) との対比でも3倍近い増加である (但し、79年の利益額のうち1億ポンド強は、租税の控除 [tax relief] による、とされている)。こうした顕著な利益増は、同子会社の営業報告書によれば、第1に、北海での原油生産量が前年比で2倍に増加したこと、および世界的な原油価格の上昇により、生産された原油の価格がスターリング (sterling: ポンド) 表示でほぼ2倍になったこと、第2に、精製・販売部門の利益が、製品価格の引き上げに伴い改善されたこと、これらによるとのことである。また、過去10年以上に亘る投資は、ようやくこれに見合う利益を生み出した、とも記載されている (以上は、Esso UK [5], 1979 RA, pp. 5, 36, による)。とすれば、イギリス領北海でのエクソン社の活動は、この頃から利益獲得面でも成果を見せ始めたように思われる。
- (66) これらの生産量は、フォーティーズから産出されたすべての原油、つまりイギリス政府に対する利権料相当分のみならず、フォーティーズに4%の権益を持つエクソン社とRD シェル社が取得する部分も含むと推定される (BP [9], 1975 ARA, p. 9, 1976 ARA, p. 10, 1977 ARA, p. 8, による)。
- (67) BP [9], 1977 ARA, p. 5, および同報告書付属の *Review of the Group*, p. 3, 前掲第4表, による。
- (68) これら以外にBP社がイギリス領北海から得た原油が存在したかどうかは不明である。なお、BP社の営業報告書によれば、ニニアン原油埋蔵量は、1979年に総原油埋蔵量 (gross crude oil reserves) で11億5,000万バレルとのことである (BP [9], 1979 ARA, p. 19)。この総原油埋蔵量が何を意味するかの説明はないが、BP社など権益保有企業群の所有に属する部分 (net crude oil reserves) に加え、権益の付与者 (イギリス政府) の利権料に相当する部分を含むと考えられる (但し、確認埋蔵量か可採埋蔵量かは不明)。なお、本節およびこれまでの節で用いた各油田の埋蔵量が gross か net かは、いずれも典拠資料に明示はない。以上は、BP [9], 1974 ARA, p. 12, 1979 ARA, p. 19, 1980 ARA, pp. 9-11; Socal [14], 1974 AR, p. 8, 1978 AR, p. 11, 1979 AR, p. 12, による。ニニアンのオペレーターはカリフォルニア・スタンダード石油である (後注(71)を参照)。
- (69) BP [9], 1980 ARA, pp. 9-11; Mabro [11] p. 33, による。
- (70) Esso UK [5], 1980 RA, p. 8, による。なお、既述のようにこの年は前年の80%に生産が抑制された (本節前注(43)を参照)。
- (71) 以上は、Mabro [47], pp. 15, 20, 33, による。
- ここで、RD シェル社、BP社を除く他の有力企業 (国際石油企業) の北海での原油生産量について、各社の営業報告書から知りうる限りでごく断片的に記す。モービル社は、1980年にイギリス領、ノルウェー領で計6万4,000バレル/日 (総生産量と思われる) を獲得したと推定される (Mobil [11], 1979 AR, pp. 13, 14, 1980 AR, p. 9)。カリフォルニア・スタンダード社は、イギリス領からのみと考えられるが、1979年に2万9,000バレル/日 (総生産量と思われる) を得た (Socal [14], 1978 AR, p. 11, 1979 AR, p. 12)。ガルフ社の獲得量は、1980年にイギリス領、ノルウェー領から計1万3,600バレル/日 (純生産量) である (Gulf [10], 1979 AR, pp. 10, 56, 1980 AR, pp. 8, 55)。テキサコ社については、正確な数量を知ることが出来ない。1980年に同社はヨーロッパ全体で1万9,000バレル/日 (総生産量) を得たとのことである。この中にはイギリス領北海で得られた原油はむろん含まれるが、おそらく多くは旧西ドイツ (陸域) からと思われる (Texaco [16], 1978 AR, pp. 18, 19, 1979 AR, p. 16, 1980 AR, pp. 12, 14, 78, による)。

V おわりに

これまでの考察を踏まえ、本稿を以下の3点において総括し、ついで今後の課題を提示する。

第1に、1970年代末頃までにエクソン社は、中東諸国、ヴェネズエラなどアメリカ本国以外に擁した主力油田に対する支配権をほぼ完全に失った。だが、サウジ・アラビアにおいて同社は、他のアラムコ所有企業とともに、原油生産事業に対する諸権利、油田所有権などの喪失（「事業参加」）を止むなしとする一方、原油生産の飛躍的な拡充を構想した。これは、困難な状況へのこれら企業の対応力の大きさを示すものと思われる。拡張計画は、現実には縮小を余儀なくされたが、それでも、70年代末までにサウジ・アラビアで形成された生産体制によって、エクソン社は、西ヨーロッパなどで必要とする原油をほぼ確保し、「イラン革命」に伴う原油不足の状況下、RDシェル社、BP社などに対して競争上の優位に立ったのである。

他方、サウジ・アラビアでの原油生産事業が生み出す利益については、すでに70年代初頭において、サウジ・アラビア政府がその大半を手に入れた。その後の原油価格の歴史的な高騰も、エクソン社の利益の増加にはつながらなかったと思われる。サウジ・アラビア政府は、公示価格にとどまらず、利権料（利権料率）と所得税率についても、これらを引き上げ、価格の高騰がもたらす利益の増加分のほとんどを吸収したと考えられるのである。

第2に、エクソン社の原油生産体制に、アラスカと北海が新たな拠点として組み込まれたことは、この時代の活動の重要な成果である。70年代末時点で見ると、アラスカ油田（ブルドー・ベイ油田）は、エクソン社のアメリカでの最大生産拠点に移行しつつあった。だが、エクソン社は、油田を発見した1960年代末頃だけでなく、「第1次石油危機」を経て、アメリカ石油産業界において原油不足が大きな問題となり、これに対応する生産体制の増強が高唱された段階でも、アラスカ

油田での生産規模の拡大に対しては慎重な姿勢を崩さなかった。同社にとっては、アラスカ原油の販路、供給先の確保が依然として大きな課題だったからである。エクソン社は、現実には、事業に対する不安を抱えたまま77年半ばの生産開始に臨んだように思われる。だが、販路等の確保は、国際的な原油価格の上昇を背景として打開された。アラスカ原油は、外国から輸入される原油を締め出す、あるいはこれに代替する形でアメリカ市場を掴み、生産量も急増したのである。

第3に、エクソン社の主要市場である西ヨーロッパに所在した北海での原油生産事業は、着実な進展を見せたとは言え、70年代末時点の到達点は同社の期待に届かなかったと考えられる。イギリス領北海に所在した最大の油・ガス田ブレントの開発では、原油に随伴して産出される天然ガスが、原油の増産を制約する主たる要因となった。エクソン社と共同企業RDシェル社は、この課題の解決に多大な時間と作業を要したのであった。また、原油と天然ガスのパイプラインが建設されたにもかかわらず、これらの稼働に不可欠なターミナル、あるいはそこに配置される諸施設が整備されていない、などの問題も抱えた。ともあれ、80年代の前半までには、北海での原油生産は大きな伸長を見せた。

なお、北海においても、アラスカと同様に、大規模パイプラインの他社との共同利用、坑井の効率的な掘削などが遂行された。厳しい自然環境に由来する投資リスクの軽減、開発費用等の削減が追求されたのである。

最後に、1980年代初頭以降、エクソン社が所有権を有する原油生産拠点は、本国アメリカを最大として、ヨーロッパなど他の若干の諸地域・国から構成されることとなった。アラスカと北海は、自社生産量が大きく減退した同社にとって、生産拠点としての比重を高める。だが、いずれも油田の規模は、失われた中東油田などに匹敵するものではない。エクソン社は、精製などに必要な原油の多くを、産油国政府からの買い戻しなどによって賄うことになった。だが、かかる買い戻し方式によって、当座はともかく、中長期に亘ってエク

ソン社の必要原油が充足されうる保証はない。原油の確実かつ安定的な確保は、引き続き同社の最重要の課題であった。エクソン社が80年代初頭以降、この課題にむけて如何なる戦略を策定し活動したか、それが次の検討課題である。

典拠資料・文献

以下に掲げたのは、本稿において注などで直接典拠として用いた資料、文献である。

I 文書館などの所蔵資料

* 文書館名(所蔵機関名)をアルファベット順に配列。

〔1〕 BP 文書館 (BP Archive) 所蔵資料。

連合王国(イギリス)のウォーリックシャー州コヴェントリー市 (Coventry, Warwickshire) に所在するウォーリック大学 (University of Warwick) の敷地内に設けられたイギリス石油企業 BP 社 (BP p.l.c) の文書館所蔵資料。

例えば、注において、BPA〔1〕, The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974: 61990, と記した場合、BPA は BP Archive の略: The Status and Future Plans of BP Alaska Inc. 作成者不明, March 1974, は文書名 (file items): 61990, はこの文書が入っているフォルダー (folder, 書類入れ) の番号 (Reference Number. BP 文書館では、この場合は ArcRef 61990 と記載される), を意味する。

〔2〕 テキサス大学 (オースチン校) のアメリカ史センター (Center for American History, the University of Texas at Austin) 所蔵資料。

アメリカのテキサス州オースチン市に所在するテキサス大学 (オースチン校) のアメリカ史センターが保管するエクソンモービル歴史コレクション資料 (ExxonMobil Historical Collections)。

例えば、EMHC〔2〕, Summary of Exxon Corporation's Presentation to the Investment Analysts Society of Chicago, December 19, 1974: Research Materials, General, Clippings, 1954-1980: Series III. Research Files, 1940s-1980s: Exxon Corporation 1909-2000, と記した場合、EMHC は ExxonMobil Historical Collections の略: Summary of Exxon Corporation's Presentation to the Investment Analysts Society of Chicago, December 19, 1974, は文書名: Research Materials, General, Clippings,

1954-1980, はこの文書が入っているフォルダーの名称: Series III. Research Files, 1940s-1980s, はこのフォルダーの小分類 (subseries) 名: Exxon Corporation 1909-2000, は大分類名で、Series III. Research Files, 1940s-1980s がより大きな分類である Exxon Corporation 1909-2000 に属すること, を意味する。

〔3〕 イギリス国立公文書館 (the National Archives) 所蔵資料。

連合王国(イギリス)のサリー州リッチモンド市 (Richmond, Surrey) に所在する国立公文書館所蔵資料。

本稿において用いた資料は、そのほとんどは、グループ名が POWE とされた旧動力省 (the Ministry of Power) およびその関連機関の文書である。但し、グループ名 FCO の外務連邦省 (the Foreign and Commonwealth Office), グループ名 Prem の首相府 (the Prime Minister's Office) の文書も一部利用した。

例えば、NAUK〔3〕, Shell Natural Gas Liquids From the Brent Field in the North Sea, April 1975: POWE 29/956, と記した場合、NAUK はイギリス国立公文書館の略: Shell Natural Gas Liquids From the Brent Field in the North Sea, April 1975, は文書名: POWE 29/956 は、POWE グループ内の分類番号 (class) が 29 であることを示し、本文書が POWE 29 中の 956 番のフォルダーに入っていること, を意味する。

〔4〕 アメリカ国立公文書館 (the National Archives) 所蔵資料。

アメリカ合衆国のメリーランド州カレッジ・パーク市 (College Park, Maryland) に所在する国立公文書館の分館 (National Archives at College Park. Archives II と呼ばれる) に所蔵された資料。

本稿において用いた資料は、そのほとんどは国務省の資料 (Record Group 59: General Records of the Department of State) である。但し、R. ニクソン大統領の関係資料 (Nixon Presidential Materials) も一部利用した。

例えば、NACP〔4〕, Memorandum of Conversation, September 29, 1972: PET 2 SAUD: Subject-Numeric Files, 1970-1973: RG 59, と記した場合、NACP は、National Archives at College Park の略: Memorandum of Conversation, September 29, 1972, は文書名: PET 2 SAUD, はこの文書が入っているフォルダーの名

称：Subject-Numeric Files, 1970-1973, はフォルダの分類名 (series あるいは subseries) で, PET 2 SAUD がこの分類に属することを示す：RG 59 は Record Group 59 の略, を意味する。

II エクソン社, 同子会社の営業報告書など

*アルファベット順に配列。

- [5] Esso Petroleum Company, Ltd., *Report and Accounts*. 各年次号。イギリス子会社の営業報告書。Esso UK [5], 1975 RA, p. 15, のように記載。なお, *Report and Accounts* ではなく *Annual Report* と表示される年次もある。
- [6] Exxon Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Exxon [6], 1975 AR, 15, のように記載。なお, 社名が変更される 1972 年より以前は, 以下の SONJ [8], を典拠に記載。
- [7] Exxon Corporation, *Financial and Statistical Supplement to the Annual Report*. 各年次号。Exxon [7], 1975 F & SS, p. 15, のように記載。但し, *Annual Report Supplement* と表示される年次もある。
- [8] Standard Oil Company (New Jersey), *Annual Report*. 各年次号。SONJ [8], 1970 AR, p. 15, のように記載。

III その他の国際石油企業の営業報告書など

*アルファベット順に配列。

- [9] The British Petroleum Company, Ltd., *Annual Report and Accounts*. 各年次号。BP [9], 1975 ARA, p. 15, のように記載。なお, 営業報告書に添付された補足資料については, 例えば, 1977 年の報告書への補足資料 (Review of the Group) は, BP [9], 1977 ARA, Review of the Group, p. 8, のように記載。
- [10] Gulf Oil Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Gulf [10], 1975 AR, p. 15, のように記載。年次によっては, タイトルが *Annual Report and Form 10-K*, とされている場合があるが, すべて Guf [10], 1975 AR, p. 15, のように記載。なお, 営業報告書に添付された補足資料については, 例えば, 1972 年の報告書への補足資料 (Special Issue of the Orange Disc, March/April, 1973) は, Gulf [10], 1972 AR, Special Issue of the Orange Disc, March/April, 1973, p. 6, のように記載。
- [11] Mobil Oil Corporation, *Annual Report*. 各年次号。Mobil [11], 1975 AR, p. 15, のように記載。なお, 1976 年以降, 社名は Mobil Corpora-

tion に変更。

- [12] The "Shell" Transport and Trading Company, Ltd., *Annual Report*. 各年次号。Shell [12], 1975 AR, p. 15, のように記載。
- [13] The "Shell" Transport and Trading Company, Ltd. *Financial and Operational Information*. 各年次号。Shell [13], 1975 F & OI, p. 15, のように記載。
- [14] Standard Oil Company of California, *Annual Report*. 各年次号。Socal [14], 1975 AR, p. 15, のように記載。
- [15] Standard Oil Company of California, *Supplement to the Annual Report*. 各年次号。Socal [15], 1975 SAR, p. 15, のように記載。
- [16] Texaco Inc., *Annual Report*. 各年次号。Texaco [16], 1975 AR, p. 15, のように記載。
- [17] Texaco Inc., *Annual Report Statistical Supplement*. 各年次号。Texaco [17], 1975 ARSS, p. 15, のように記載。

IV 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。

- [18] U. S. Congress, Senate, Committee on Foreign Relations, *Multinational Corporations and United States Foreign Policy, Hearings before the Subcommittee on Multinational Corporations of the Committee on Foreign Relations*, Part. 4-9, 93rd, Cong., 1st and 2d sess., U. S. Government Printing Office. 1974, 1975. U. S. Senate [18], pt. 6, p. 111, のように記載。
- [19] U. S. Congress, Senate, Committee on Foreign Relations, *Multinational Oil Corporations and U. S. Foreign Policy, Report to the Committee on Foreign Relations United States Senate by the Subcommittee on Multinational Corporations*, 93d, Cong., 2d sess., U. S. Government Printing Office. 1975. 松井 豊・山中隆俊・古関 信訳『国際石油資本とアメリカの外交政策』, 石油評論社, 1976 年。U. S. Senate [19], p. 111, 邦訳書, 168 頁, のように記載。
- [20] United States Federal Energy Administration, *The Relationship of Oil Companies and Foreign Governments*, 1975. USFEA [20], p. 115, のように記載。
- [21] U. S. Congress, Senate, Committee on Interior and Insular Affairs, *the Structure of the U. S. Petroleum Industry: A Summary of Survey*

Data, 94th Cong., 2d sess., U. S. Government Printing Office. 1976. U. S. Senate [21], p. 111, のように記載。

V 統計書, 業界誌, 業界刊行物など

*アルファベット順に配列。

- [22] American Petroleum Institute, *Basic Petroleum Data Book: Petroleum Industry Statistics*, Vol. XIV, No. 3, September 1994. API [22], Section IX, Table 4a, のように記載。
- [23] The British Petroleum Co. Ltd., *BP statistical review of the world oil industry*. 各年次号。BP [23], 1980, p. 15, のように記載 (この場合の刊行年時は翌年の1981年)。後に *BP Statistical Review of World Energy* に名称変更。以下のホームページも参照: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> (これは2012年6月公表の統計である)。
- [24] DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics*. 各年次号。DeGolyer and MacNaughton [24], 1999, p. 15, のように記載 (この場合の刊行年時は1999年)。
- [25] *Fortune*. Fortune [25], August 1977, p. 115, のように記載。
- [26] Gilbert Jenkins, *Oil Economists Handbook*, Applied Science Publishers Ltd., 1989. Jenkins [26], Vol. 1, p. 115, のように記載。
- [27] 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 [JOGMEC], 「石油・天然ガス用語辞典」。同法人のホームページ: <http://www.jogmec.go.jp/index.html>. JOGMEC [27] と記載。
- [28] *Middle East Economic Survey*. MEES [28], 2 June 1972, p. 15, のように記載。
- [29] *National Petroleum News*. 本稿では、通常、各年のほぼ半ば頃に公表される *National Petroleum News Factbook Issue* を用いる。1971年版については、NPN [29], Mid-May, 1971, p. 115, のように記載。
- [30] 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。日石三菱 [30], 115頁, のように記載。
- [31] *Oil and Gas Journal*. O & GJ [31], January 1, 1973, p. 15, のように記載。
- [32] *Petroleum Times*. PT [32], September 6, 1974, p. 15, のように記載。1978年以降は *International Petroleum Times* に名称変更されるが、煩を避けるために同年以降も PT [32] と記載。

- [33] 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末評価』, 2002年刊。石鉱連 [33], 115頁, のように記載。
- [34] 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 [34], 115頁, のように記載。
- [35] 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』, 2004年刊。石鉱連 [35], 115頁, のように記載。

VI 社史, 著書, 論文, 報告書など

*アルファベット順に配列。

- [36] 有沢広巳編『エネルギー政策の新秩序——エネルギー諸産業の共存と協調』, ダイアモンド社, 1966年。
- [37] J. H. Bamberg, *British Petroleum and Global Oil, 1950-1975: The Challenge of Nationalism*, Cambridge University Press, 2000.
- [38] Bryan Cooper and T. F. Gaskell, *The Adventure of North Sea Oil*, Heinemann, 1976.
- [39] Craufurd D. Goodwin, ed., *Energy Policy in Perspective: Today's Problems, Yesterday's Solutions*, The Brookings Institution, 1981.
- [40] Stephen Howarth, *A Century in Oil: The "Shell" Transport and Trading Company 1897-1997*, George Weidenfeld & Nicolson Ltd., 1997.
- [41] Stephen Howarth & Joost Jonker, *Powering the Hydrocarbon Revolution, 1939-1973: A History of Royal Dutch Shell*, Oxford University Press, 2007.
- [42] 猪間明俊『新編 石油開発の技術』, 幸書房, 1993年。
- [43] International Petroleum Institute Inc., *International Petroleum Industry, Vol. I, II*, Gordon Hensley Barrows, 1965, 1967. IPI [43], Vol. I, p. 115, のように記載。
- [44] 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。
- [45] 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。
- [46] 伊藤 孝「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——], 『社会科学論集』, 埼玉大学経済学会, 第125号, 2008年。
- [47] Robert Mabro and others, *The Market for North Sea Crude Oil*, Oxford University Press, 1986.
- [48] 日本エネルギー経済研究所「アラスカ・ノーススロープの石油鉦区入札結果と問題点」, 内外事情, No. 15, 財団法人日本エネルギー経済研究所, 1969年10月20日。
- [49] 日本エネルギー経済研究所「高コスト・エネルギー開発の現状とアメリカの石油需給」, 調査報告, No. 56, 財団法人日本エネルギー経済研究所, 1976年3月26日。
- [50] 日本エネルギー経済研究所「北海開発の現状と将来」, 研究調査報告, 85-1, 財団法人日本エネルギー経済研究所, 1985年3月30日。
- [51] 布目真生『英国国有化産業の研究』, 東洋経済新報社, 1962年。
- [52] James P. Roscow, *800 Miles to Valdez: The Building of the Alaska Pipeline*, Prentice-Hall, Inc. 1977.
- [53] Ian Skeet, *OPEC: Twenty-five years of prices and politics*, Cambridge University Press, 1988, 奥田英雄訳注『OPEC 1960-1986: その価格と政治』, 石油評論社, 1990年。
- [54] Keetie Sluyterman, *Keeping Competitive in Turbulent Markets, 1973-2007: A History of Royal Dutch Shell*, Oxford University Press, 2007.
- [55] John Strohmeier, *Extreme Conditions: Big Oil and the Transformation of Alaska*, Simon & Schuster, 1993.
- [56] 須藤 繁「北海油田操業活況化の背景と国際石油情勢」, 『国際資源』, 国際資源問題研究会, 通巻272号, 1997年8月。
- [57] 梅野巨利『中東石油利権と政治リスク——イラン石油産業国有化紛争史研究——』, 多賀出版, 2002年。
- [58] Richard H. K. Vietor, *Energy Policy in America since 1945: A study of business-government relationships*, Cambridge University Press, 1984.
- [59] Bennett H. Wall, *Growth in a Changing Environment: A History of Standard Oil Company (New Jersey), Exxon Corporation, 1950-1975*, McGraw-Hill Book Company, 1988.
- [60] 山田健治『北海油田の開発政策(増補版)』, 成文堂, 1987年。

* 本稿に掲載した石油企業等のウェブサイト(ホームページ:HP)については、いずれも2012年9月末現時点において閲覧可能を確認済み。

【付記】

本稿は、日本学術振興会・科学研究費補助金(平成21-24年度 基盤研究〔C〕, 課題番号:21530328)による研究成果の一部である。

《Summary》

The Production and Purchase of Crude Oil carried out
by Exxon Corporation in the 1970s

ITOH Takashi

The purpose of this article is to clarify the production and purchase of crude oil carried out by Exxon Corporation, now Exxon Mobil Corporation, in the 1970s. The main conclusions are the following:

(1) Exxon almost lost its control over oil fields in the Middle East, Venezuela, and other areas by the end of the 1970s. In the case of Saudi Arabia, although Exxon was forced to transfer the right to produce crude oil and its ownership of various assets to the government of Saudi Arabia, it was allowed to purchase a lot of oil from the government. A production strategy designed by Exxon and other companies which jointly ran the Arabian American Oil Company brought about a rapid growth of the volume of crude oil. As a result, oil produced in Saudi Arabia enabled Exxon to fulfill a large demand in its markets in Western Europe and other regions.

(2) Alaska in the United States and the European North Sea have been included in crude oil production spheres of Exxon since the 1970s. However, because of a large market shortage for Alaska oil, the company hesitated to develop the oil field on a large scale until the middle of the 1970s. When the price of oil imported into the United States soared rapidly in the late 1970s, Alaska oil gained an advantage. As a result, Exxon was able to replace foreign oil with a relatively cheap Alaska one in its refinery, and sell the oil aggressively to other companies. A large amount of production satisfying a growing demand made Alaska the main domestic oil region of Exxon.

(3) The location of North Sea oil fields was very favorable to Exxon because Western Europe has been its main market in the world since the early 1960s. Crude oil was mostly produced in the British North Sea where Exxon and Royal Dutch/Shell owned a joint venture that executed operation for both parent companies. The production result seemed to fall short of Exxon's expectation in the end of the 1970s. The main obstacle to increasing production was a large amount of natural gas which appeared together with the crude oil and which was difficult to deal with. The problem was eventually solved by the first half of the 1980s, and the North Sea began to play an important part in providing refineries belonging to Exxon with crude oil.

Keywords: Exxon, Upstream, Crude oil, Saudi Arabia, Alaska, the North Sea