

《論 文》

チエース・マンハッタン銀行『チエース・グループに属する石油会社の 財務分析』* によるアメリカ系石油資本の縮小とその帰結

渡 部 恒 彦

目次

- I. 問題の状況と分析の視角及び基礎資料の紹介
 - 商業銀行と株主による財務的拘束とアメリカ系石油資本の縮小—
- II. 資本支出の増減と内部資金—資本需給の変動(1)—
 - 1. 原油価格の高騰による収益力の低下
 - 2. 商業銀行の財務的拘束と精製・販売部門の統廃合
 - 3. 原油価格の低下による上流部門における投資の抑制
 - 4. 資本支出の規制要因としての内部資金力
- III. 機関株主及び商業銀行の短期利益の追求と自己資本の減少—資本需給の変動(2)—
 - 1. 減価償却不足と配当性向の上昇—財務的ジレンマ—
 - 2. 合併・買収及び自社株買収に伴う自己資本の減少
 - 3. 長期債務の増大とそれに伴う返済額の増大
 - 4. 小括
- IV. アメリカ石油資本の縮小とエネルギー安全保障
 - 1. 原油価格支配権をめぐる1980年代の市場メカニズム浸透によるOPECの後退
 - 2. エネルギー自給率の低下
 - 3. エネルギー安全保障政策における外交・軍事的プレゼンスの持つ意義の増大

I. 問題の状況と分析の視角及び基礎資料の紹介

—商業銀行と株主による財務的拘束とアメリカ系石油資本の縮小—

1979年の第二次オイル・ショックを契機に、アメリカ系石油資本は中東で失った埋蔵資源を非OPEC特に国内で補充しようとする買収・合併 (mergers and acquisitions; 以下, MA) を展開した。それは1982~84年の3年間の全産業のMAの金額にして23%に相当する大規模な産業再編で¹⁾、その動きは、銀行資本の意向をも反映した北アメリカにおける統一貫体制即ち国

際石油資本による事業体制の再確立を目指すものであった²⁾。しかし油田開発投資とそれを経て後の原油生産は、その投資のコストを超える収益期待があって始めて実施されるのであって、MAによる確認埋蔵量の増大そのものが個別的な資本効率を高めるわけではない。上流での資本効率に限れば、それは、生産までに要する総コスト一定とすれば原油価格にほぼ比例し、MAが盛行した1984年の2年前にスポット価格の軟化を受けてOPECの公式価格も29ドル/バレル (dollars/barrel; 以下, D/B) 水準に引き下げられ、1985年の暴落以降原油価格は

* Chase Manhattan Bank, *Financial Analysis of Petroleum Companies of Chase Group*.

15D/B 近傍の水準に低下したので、世界で最も生産コストの高いアメリカ³⁾における探鉱及び油田開発への投資は、採算悪化によって抑制されている。事実アメリカ系石油資本全体の総資本純利益率は、原油価格の低下とまさに並行し、1980年の35%をピークに、1982年以降は20%水準に低迷し、それは MA 運動以後も回復しなかった。同時に同じくアメリカ系石油資本全体の自己資本は MA と自社株買収の増進によって名目レベルで横這い、実質ベースでは1970年代初めの水準に減少しているから、MA は国内埋蔵量の個別資本間の所有配分を変えるに止まり、アメリカ系石油資本全体の特徴はむしろ収益性の低下とそれ自体信用の母体でもある自己資本の減少であったことがわかる。そしてその動きを、より包括的な金融資本の範疇で捉えるなら、その特徴は石油資本内の企業者の財務的な自由裁量の余地を狭め、あるいは否定する短期の利益を求める商業銀行及びそれを基軸とする機関株主による自社株買収、ロイヤルティ・トラスト (royalty trust) 設立の強要等に象徴される内部の軋轢、摩擦であった⁴⁾。MA 金融及び自社株買収のための銀行借入れの増大は、石油産業全体の負債比率を1970年代以降1983年までの30%台から超60%水準に倍増させた結果、商業銀行のこうした財務統制をさらに強化したものと推察される。本稿の目的は、このような商業銀行や機関株主による財務的な拘束が及ぼした影響作用に特に焦点をおいて石油産業全体の資本需給の推移の実際をデータ的に捉え、さらにその帰結とアメリカのエネルギー安全保障政策の近年の動向との関連をあきらかにすることである。原油生産量の減少は原油にコストで競合する代替エネルギーの見出せない現在、エネルギーの自給率を低め、中東での原油の安定確保をかつてないほどに重要な政策課題に押し上げる。第二の作業の目的は、その状況に来す影響要因の無視できない一つとして、上流における原油生産能力の後退に及ぼす金融的な影響要素の作用を再確認することである。

アメリカ系資本の財務を集計ベースで捕捉す

るデータとして、本稿では、Chase Manhattan Bank, *Financial Analysis of Petroleum Companies of Chase Group* (以下, “*Financial Analysis*” または CMB データ) を利用する。同資料は、Chase Manhattan Bank の石油調査部が特に石油産業その他の利害関係者への情報提供を目的に、損益計算書、貸借対照表、その他投資や運転資本等に関する統計データと併せて、幾つかの観点から行った経営分析の結果を要約したものである⁵⁾。先に指摘した資本利益率や他人資本比率も、さらに、以降特に注記しないアメリカ系石油資本の集計ベースのデータも、すべて同資料による。同シリーズの刊行は1945年にはじまり1987年まで継続されたが、翌年以降今日まで止っている。本分析のデータ区間は1969～87年で、集計対象となった石油会社は、Exxon Corp., Chevron Corp., Mobil Oil Corp., Texaco Inc. 等国際石油資本を含む大手石油会社で、その数は1970年代初めの30数社から MA の進展等の理由で最少数19社 (1984年) まで次第に減少している。その集計は、アメリカ系国際石油資本と大手独立系石油資本の大半を網羅するので石油産業の動向を十分集約するが、構成会社には MA による統合の他にもデータ区間中若干数の入れ替えがあるので、時系列による経年比較は必ずしも厳密なものではなく、それはアメリカ石油産業の財務的動向を傾向的に示すものに止まるであろう。

先に述べたように、本分析は、アメリカ系石油資本全体の縮小の過程を特にこれに影響作用を及ぼす商業銀行と株主の拘束に焦点をおいて記述する作業と、その過程とアメリカのエネルギー安全保障政策との関連をあきらかにする作業の大きく二つに分れる。はじめに第一の目的のために、資本の生産活動の水準を決める資本支出の増減とその資金調達上の政策との連関に焦点をおいた分析を続く〔II〕で、次いで配当(内部留保) 政策、MA、債務等に関連する財務政策に関する分析を〔III〕で行うことしたい。それに先立って、1970年代の原油価格の上昇が上流と下流双方の収益性に及ぼした対称的な作

用とそのネットの影響についてあきらかにする
ことから分析を始めたい。

[I] 注

- 1) Cf., U. S. Department of Commerce, Bureau of the Census, *Statistical Abstract of the United States*, (hereinafter "Statistical Abstract"), 1988, p.504, Data No.843. Merger and Acquisition Transactions-Number and Value, by Industry: 1982 to 1986, and "Statistical Abstract," 1989, p.530, Data No.873. Merger and Acquisition Transactions-Number and Value, by Industry: 1983 to 1987.
- 2) 「米(英)石油資本の打ち建てた統合一貫体制は、イギリスを除く欧州では分解の危機に見まわれても、アメリカにおいては安全であり、米欧石油資本がアメリカに集中し、……北米に向けて米欧石油資本と金融資本のあらゆる力が集中している」(松井和夫、奥村皓一『米国の企業買収・合併 M&A&D』東洋経済新報社、1987年、107ページ)。
- 3) 生産コスト(production cost)又は操業コスト(operating cost)は、油田・ガス田の操業、即ち原油・天然ガス生産のために発生し、又はそれに関連した原価で採取費、処理・貯蔵・輸送費、坑井等設備補修費、鉱業所及び本社生産部門の一般管理費、販売費等、年々の操業に伴ってその都度支出される経費と、生産井及び地表生産設備原価、生産井掘削原価及び操業鉱区取得原価等の資本的支出の減価償却費、及び金利、保険料、固定資産税が含まれる(石油公団編『石油用語辞典』(増補改定版), ペトロ・ビジネス・サービス株式会社、1986年、283ページを参照)。最も生産コストが小さいのは中東で、2D/B ~4D/B、アメリカの生産コストは4D/B~24D/Bと値域に幅がある(大橋忠彦『エネルギーの政治経済学』ダイヤモンド社、1988年、54ページ、表2-5「原油生産コスト試算」(通商産業省「21世紀エネルギー・ビジョン」)を参照)。
- 4) E. Krapels, The Commanding Height of Oil, 松宮丞二邦訳『90年代の石油支配～OPECは復権するか～』三省堂、1990年、77ページを参照。訳者によれば、原典の原稿の日本語訳が英語版より早く出版された。原典英語版の出版年度について記載がないのはそのためである。また同じ理由で原典と邦訳とを対照できないため、以下参考は同訳のみとなつた。この事情については同邦訳、270ページ～271ページを参照。
- 5) Cf., "Financial Analysis," op. cit., Foreword, various issues covering 1964-87.

II. 資本支出の増減と内部資金 －資本需給の変動(1)－

1. 原油価格の高騰による収益力の低下

1970年代の二度のオイル・ショックを契機に、OPECは1973年の2.6D/Bから1982年の33.5D/Bまで原油価格を戦略的に引き上げた¹⁾。それはエネルギー価格の上昇による物価水準の高騰を招き、インフレと伴にstagflationを強く媒介し、原油への需要そのものを減少させた。原油価格の上昇は関連製品への最終需要を減らさずにその価格に転嫁できる限りにおいて一貫操業会社全体の利益の増大を意味する。しかし実際には、石油製品への需要は1979~82年の間、100万バレル単位で50.9→48.3→46.5→45.1と減少し²⁾、そのため精製部門の稼働率は、1975~79年の採算基準80%を下回る76%~79%水準から1980~81年には73%→71%に低下し、原油価格の急落した1985年に80%に戻すまで低迷を続けた³⁾。もっともその間、OPEC加盟国からの輸入量の国内消費総量に占める比率は、1970年代後半の超30%水準からOPEC公式価格の先にみた引き上げによって1985年までには超10%水準まで約20ポイント低下し、同期間に純輸入量の国内消費総量に占める比率も約15ポイント低下しているので、その減少分は国内生産によって埋められ、バレル当たり数セントのマージンに止まるパーティシペーションがゼロに近いOPECでの生産活動より高いマージンを確保できる生産量を増やしたであろうが⁴⁾、その上流全体としての資本効率への寄与は僅かであった。即ち原油への需要減少はおそらくは上流部門の原油売上を減らし、上流・下流全体の売上高の対前年比伸び率を1979~83年の間、33.4%→29.8%→7.1%→-9.2%→-10.4%と次第に減少させ、原油価格の上昇とあいまって総資本純利益率も1979年の9.3%から1982年には5.2%まで低下し、その後1987年の3.2%までさらに低下し続けている。E. Krapelsの推計によれば、上流・下流のマージンの比率は、消費

国政府収入（マージン）を除けば、生産者収入（マージン）の1970年10%→1975年32%→1980年57%→1988年33%の推移に対し、輸送・精製・販売マージンは、1970年30%→1975年21%→1980年7%→1988年32%と推移し、1980年時点で、下流のマージン比率は極度に低下している⁵⁾。一貫操業会社は競争の激しい下流部門の公表利益を低位に抑える目的で、従来から移転価格を利用した下流部門から上流部門への利益の移転操作を行なっているため、この時期の原油価格高騰が下流部門の利益に及ぼした影響を正確に知ることは難しい。だが先にみたように同時期に精製設備の稼働率が急激に低下している事実を重ねると、移転価格を使った政策的で意図的なマージン低下より以上の低下が生じ、それが下流部門の収益性を圧迫していたと推察される。

2. 商業銀行の財務的拘束と精製・販売部門の統廃合

しかも同時期、インフレ的物価上昇の影響を受けて金利が例えればプライム・レートで、1978～81年の4年間で9.1%→12.7%→15.3%→19%と急騰したので、在庫費用負担が増加して

下流部門の収益性をさらに圧迫した。垂直的一貫統合の石油会社もそこにいたって、マージンが薄い下流の精製・販売部門を重荷に感じ始めるようになる⁶⁾。重要な事実として、下流部門を抱える一貫統合会社はそうでない石油会社と比較して株式市場における評価を下げていた。表〔II-1〕は一貫統合会社4社と原油生産に事業を特化する独立系石油会社4社について、1株当たり清算価値に対する株価の各比率を算出したもので、同表によれば、独立系の原油生産会社の比率はいずれも60%を超え、中でも Texas Oil & Gas は100%を超えるのに対し、一貫統合会社4社の比率はいずれも50%を割っていることがわかる。同4社の1982年の精製・販売部門の税引前利益率は、Gulf9.0%， Texaco-2.5%（輸送部門を含む）、Getty10.7%（輸送部門及びガス・プラントを含む）、Sun2.5%と、同年の探鉱・開発及び原油生産部門の同利益率、順に18.3%， 20.0%， 17.9%， 18.8%をいずれも大きく下回っている⁷⁾。一貫統合会社の市場価値を下げている最大の要因はあきらかにこうした下流部門の収益性の低迷にあった。株価の低迷はティーカー・オーバーを掛けられる危険を大きくし、また株主にとって可能な資本差益を小さくする。

表〔II-1〕 石油会社の株価と1株当たり推定清算価値

(1984年10月現在)	株価 (A)	1株当たり推定清算価値 (B)	(A)／(B) (%)
Gulf	46	120	38.3
Texaco	37	120	30.8
Getty	69	190	36.3
Sun	44	100	44.0
Southland Royalty	19	28	67.9
Mitchell Energy	24	32	75.0
Superior Oil	34	44	77.3
Texas Oil & Gas	44	33	133.3

(注) Gulf, Texaco, Getty, Sun の4社は一貫統合石油会社、Southland Royalty, Michell Energy, Superior Oil, Texas Oil & Gas の4社は原油生産に事業を特化した石油会社である。また、1株当たり推定清算価値は「割引価値ベース」による。

出所：D. Connolly, "Restructuring Big Oil: The Fight over Gulf is just the Beginning," *Business Week*, (November 14, 1983), p. 120.

この状況に直面して、1978年から1983年までの間に国内の産業全体における精製能力の16%が削減され、工場閉鎖・統廃合が推し進められた。それにもかかわらず、先にみたように、稼働率は完全操業能率を30%も下回っていた⁸⁾。同時に1970年代後半一貫して増大してきた輸送・精製・販売部門での資本支出は、アメリカ及びその他の地域の合算ベースで、1981年の223億ドル水準をピークにその後は1984年の122億ドル水準までほぼ半減し、精製部門での投資は同時期を境に、重油から中間溜分さらにガソリンへと軽質油への製品需要構成のシフト⁹⁾に促迫されて、重質燃料油を軽質製品に加工するフレキシコーカーやビルブレーカー等を導入する精製設備の取替投資にほぼ限定されることになる。むろん需要が減少して収益性が低下する状況において国内での埋蔵資源の減耗をカバーし続け、同時に精製・販売のネット・ワークを最新設備に更新可能な会社は財務力に優れた会社に限られる。Mesa がかつて助言をあおいだ投資銀行 Donaldson Lufkin & Jenrette Securities Corp. の副社長 K. Wulff の「一貫統合の体制は効率的である」が「それはわれわれが20もの統合会社を必要としていることを意味しない」¹⁰⁾との発言は、このような特に下流部門の過剰な設備の存在を反映していた。

下流部門の統廃合の過程で多くの精製・販売事業部門の spin-off¹¹⁾あるいは資本効率のより高い上流部門の分離・独立、さらに後に述べる上流における利権のロイヤルティ・トラストへの移管による株主への利益の直送等、株主の入手現金を短期に増やす財務的手段が選択された。その実際については後の〔III-2〕で述べる。下流部門の統廃合あるいは上流部門からの切り離しを商業銀行もまた信用規制を通じて促迫したことが当時の商業銀行の収益性の低下から推察される。1970年代後半の景気の上昇は、金融政策の引締めへの転換及び、stagflation と重なった第二次オイル・ショックによって腰を折られたため、全製造業の総資本純利益率は、1979年の8.4%をピークに1982年の4.5

%まで低下し、その後も5%~6%水準に低迷し、商業銀行の平均総資産収益率もこれに並行して1979年の0.80%から1984年の0.64%まで傾向的に低下した¹²⁾。しかも PER の水準が1974年以降低下し、特に S&P500種平均の8倍~12倍水準に対してその約半分の5倍~7倍水準に低迷し続ける状況では¹³⁾、その改善のために下流部門の縮小が信用規制を通じて要請されるのは当然であった。商業銀行の信用規制による石油会社の財務的拘束は、原油価格が低下し始める1982年以降、上流での探鉱・開発投資の抑制として一層強く働くことになる。

3. 原油価格の低下による上流部門における投資の抑制

下流部門を過剰にした原油価格の高騰も1981年頃になると軟化に転じることになる。OPEC 加盟国での石油の利権を失った国際石油資本は、北海地域で利益センターを下流に移動させるために原油をトレーダーに豊富に供給した結果、同スポット価格は世界に先駆けて低下し、それは OPEC によるカルテルを突き崩す要因となっていた¹⁴⁾。同質の原油に二つの価格が付けば、安価な非 OPEC 地域の産油への需要が突出し、割高の OPEC 産油への需要が激減するのは当然である。この場合 OPEC 公式価格体系において品質で上位に来るナイジェリア等の諸国の産油への需要減退が特に深刻であった。油種間価格格差問題の表出である。OPEC は、非カルテル価格との格差が開いた1983年に遂に29 D/B に公式価格を引き下げ、その後、容易に回復しない OPEC 産油のシェアの拡大に向けてサウジアラビアが政策転換し、供給の最終調整主体としての“swing producer”役を放棄して増産に転じて以降 OPEC 加盟国間の増産競争が始まって1985年に遂に価格の底が抜け、1986年には13.8D/B まで低下し、その後は1991年の湾岸戦争時の超40D/B 水準を例外に、ほぼ15D/B 近傍を増減している。価格支配の側面からみれば、この動きは、アメリカ等、非 OPEC 地域における市場メカニズムの浸透による OPEC

カルテルの拘束力の弱化を意味していた。しかし原油価格の大幅低下は他方、上流部門の原油生産によるマージンを薄くし、延いては探鉱・開発投資を抑制することになる。

この点は後に具体的にみるとして、先に述べたような北海での原油価格引き下げによる利益センターの下流部門への移動は、一貫操業体制を敷く国際石油資本にとって既定の行動であったが、1985年以降の原油価格の暴落はおそらくは予定外であった。1985～86年の間、原油の売上高から採油コスト¹⁵⁾を控除し、その他の収益・費用を加減し、税金と開発コスト¹⁶⁾を控除したマージン (cash margin) は6.62D/B から5.24D/B に1.38D/B 減少した。この間、下流部門の税引後純キャッシュ・フローは1.12D/B から1.54D/B まで0.42D/B の増大に止まり、上流・下流部門合計でマージンは0.96D/B 減少した計算となる¹⁷⁾から、下流部門のマージンではカバーしきれない程に上流部門でのマージンが原油価格の低下によって浸食されていたことがわかる。同時期、原油価格の低下によって精製設備の稼働率が回復し、1980年以降採算基準下限80%を超えたが、売上高を償却前有形固定資産残高で除して算出した資産利用度合は、1981年の1.79倍から1986年0.82倍まで傾向的に低下し、売上高純利益率もこれに並行して1979年の7.0%から1987年の3.4%まで半減した。これは、上流の探鉱・開発に要する設備資産の大半が遊休を余儀なくされ、資本効率が著しく低下したことを見た。原油価格の低下は、おそらくは国際石油資本の予想を上回って進行して会社全体の資本効率を低下させた。そして、原油価格の極度の低下は石油会社の資本効率の悪化に止まらない問題を醸成することになる。

1980年代央の原油生産地域別の生産コストの分布をみると、中東は2D/B～4D/B、北海は4D/B～8D/B、アメリカは4D/B～24D/B である¹⁸⁾。また油田の発見までに要するバレル当たりコスト、いわゆる発見コストは¹⁹⁾、1983～90年区間ににおける一貫操業会社平均で約7D/B である。この生産コストと発見コストの両方について定義

が明確でなく、データ収集の時期も一致せず、さらに発見コストもアメリカ本土とアラスカとでは格差があるので、これを一様に7D/B と前提におくこともできないが、問題のアメリカ国内における上流部門での投資の採算基準を推定するためにごく大雑把な試算として両者を加算すれば、同採算基準、言い換えて投資の切捨率は、11D/B～31D/B の値域をとることになる。そしてこの値域に中東中質原油の価格の推移を重ねれば、アメリカの全産油地域で採算がとれた時期は、国内価格の統制が撤廃されて価格が30D/B 水準を超えた1981年から1982年までの短期間に限られ、それ以降は15D/B 近傍への価格の低下に伴って、まず探鉱・開発が抑制され、さらにマージンのマイナスへの転化に伴って採算基準の高い油井から順次閉鎖に追い込まれたことがわかる。その動きは原油価格が急落した1985年以降特に速まったであろう。しかも、北アメリカ地域の産油は重質であるから、その価格は、上の概算で用いた中東中質原油の価格よりも低いので、従って採算基準もその分さらに高くなると推察される²⁰⁾。

原油価格の上昇によるマージンの減少は、探鉱・開発支出を抑制し、採算がとれなくなれば、井戸の閉鎖即ち原油生産の停止を導く。それ以外に探鉱・開発の抑制に特に強く働いた要因は、法制度的な制約を別とすれば²¹⁾、投資が空費と消える巨額なドライ・ホール (dry hole) のコストであった。

ドライ・ホールのコストとは、試掘・探掘・採掘を問わず、石油・ガスの坑井が石油もガスも産出せずに空井戸に終わった投下資本部分を云う。この支出に閉鎖井処理に要したコストを加算した値の、同合算値に石油・ガスの埋蔵発見に繋がった生産的な支出を加算した値に対する比率は、1979年以降アメリカ国内では8%水準から1982年の15%水準まで上昇し、その後も超10%水準にある²²⁾。これは閉鎖井の処理コストを別として、探鉱のための支出のほぼ10%もの部分がまさに空費となることを意味する。この点で、油田開発は最悪の場合収益を全く生まな

いという意味では石油産業の中でも最も投機的な部門として, E. Krapels によれば, 商業銀行の最も精力的な審査の対象となってきた²³⁾。そしてこの商業銀行による信用規制と共に上流での開発投資を強く抑制したのは株主であった。既発見油田における原油生産によって得られた純利益の内, 留保部分は新規油田の探索資金に充当することができるが, ロイヤルティ・トラストの採用の意図はあきらかにその阻止にあった。ロイヤルティ・トラストは企業の既存の事業が生みだす利益の大部分をトラストに供出させるもので, 企業による投資決定の自律性を決定的におかすことになる。トラストの管理者は, 独立系生産者に対しては, 新しい開発計画の一つについて, その計画に資金を投下すべきかどうかを, 常に外部資本市場からの資金調達コストの大きさに配慮して判断させ, 統合会社に対しては, その会社が開発・生産部門の余剰資金を収益性で一定水準に満たない精製・販売部門拡張に使用させないようにさせた。ロイヤルティ・トラストはこの点で現在の株主の利益を最優先する有効な手段である²⁴⁾。以上の探鉱・開発の抑制要因以外に, 特に同時期のインフレ的物価上昇が探鉱・開発をさらに, 二重に抑制した。

第一は掘削等に要する設備資産の価格上昇で, 特に総生産費の重要な部分を占める鋼材が1970年代, 政府の保護貿易による輸入規制によって急騰したため, 油田掘削等に要する生産機器の価格の上昇は特に大幅であった。第二は物価上昇に伴う減価償却ベースの不足による生産資本の浸食で, 減価償却不足は内部資金を減少させ, 拡張投資を抑制した。

アメリカ労働省労働統計局分類の主要製品別棚卸物価指数の中で掘削機材を含むであろう機械の指数の推移をみると, 1987年の名目ドル表示価額を基準値100とした指数は1970年40→1975年58→1980年86と上昇し, 同区間の5年区間平均の価格上昇率は1970~74年5.5%→1975~79年9.2%→1980~84年6.4%と推移している。指数そのものの大きさに注目すると, そ

れは1974~82年の間に50から100へとまさに倍増した²⁵⁾。これは同じ資産を購入する場合には2倍のコストを要することを意味する。同じ点は個別的会社の公表インフレ会計による個別資産の名目ドル基準の取得(歴史的)原価と再調達価額(specific cost)との乖離の大きさで確認することができる。例えばExxon Corp. の有形固定資産について物価変動調整後要減価償却費の帳簿上の償却額に対する比率は, 1976~85年区間平均で約1.7倍, 再調達価額の取得原価に対する比率はこの数値を検証して同じく1.7倍と, 先の価格指数の動きとおおよそ符合する²⁶⁾。こうした器材の価格上昇とそれに伴う減価償却不足が新規の探鉱・開発投資を抑制した。こうした状況下で埋蔵資源の減耗分を補填し, 原油の自社生産比率を引き上げるには, 埋蔵資源を既に有する他の石油会社を買収する以外にその方法はない。そして既に述べたドライ・ホールのリスクが石油会社の評価値を高めてMAを強く媒介していたのである。この点については後の〔III-2〕で再説する。

以上のような探鉱・開発の抑制によって, 国内の資本支出と探鉱・開発支出の合算値は, 1981年ピーク時の476億ドルから1982年には451億ドルに, さらに1983年の341億ドルから1984年の305億ドルへと減少している。また同支出額の減少に伴って, 石油・ガスのドライ・ホールを除く完成井数も1981年の62,262本から1986年には26,742本に減少している²⁷⁾。これに伴う原油生産の減少は, 国内消費総量に占める輸入依存率を1980年代前半の30%前後の水準から1989年の超40%水準まで次第に上昇させることになる。この依存率の10ポイントの上昇は, OPEC諸国からの輸入依存率の同区間中10%前後から超20%水準までの上昇10ポイントと符合するので, 輸入の増分は主にOPEC産油であったことがわかる²⁸⁾。生産コストの安い中東OPECに原油生産が集中することは経済合理性に照して当然である。だがそれと並行したアメリカ国内の原油生産の減少及び生产能力そのものの後退はエネルギー安全保障の問題を浮上させ, アメリカ

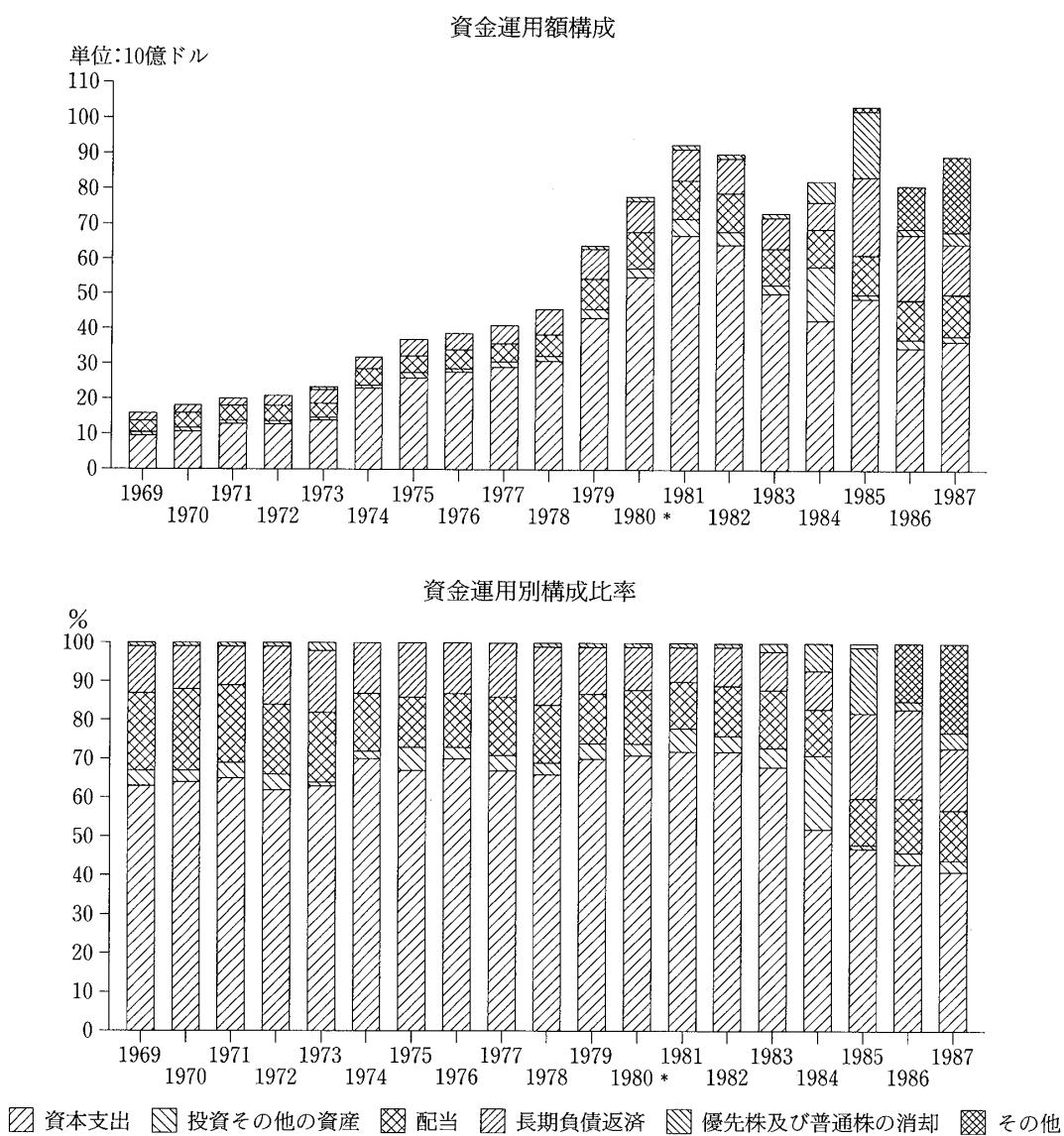
の対外政策において中東情勢が重要な位置付けを受けることを意味していた。

4. 資本支出の規制要因としての内部資金力

探鉱・開発の抑制は、資本支出をピーク時1981年の664億ドルから1987年の376億ドルまでほぼ半減させた(図〔II-1〕)。これと並行して、先に述べたような商業銀行と株主集団による内部

資金の使途規制を反映して、運用資金全体に占める資本支出の比率も、1981～82年の72%をピークに、1987年の41%まで大きく低下した(図〔II-1〕)。同じく金融的な規制を象徴して興味深い事実は、それ以前の原油価格高騰時の資本支出増が運用資金全体に占める構成比率をほとんど上昇させなかったことである。1979年のCarter政権による国内原油価格統制の段階的

図 〔II-1〕 資金運用額と構成比率



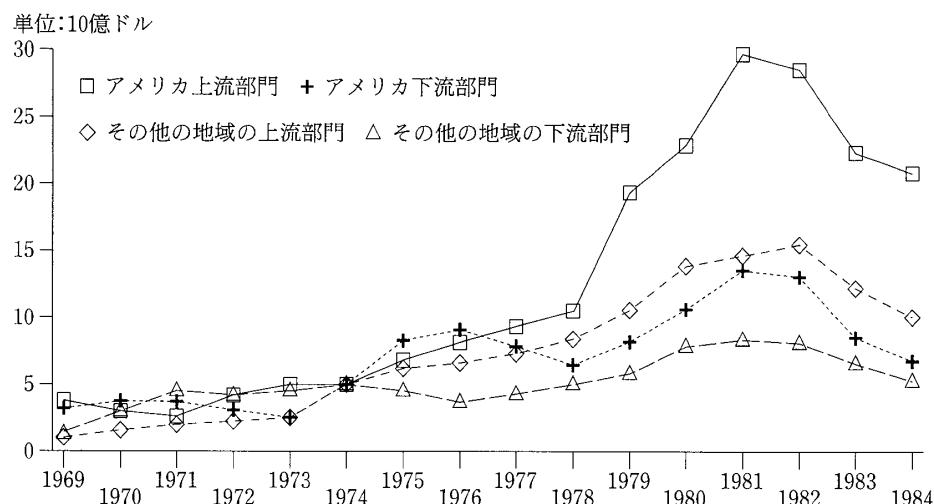
(注) 1980年の長期負債の返済額と優先株及び普通株の買入・消却額のデータはないので、前後两年の平均をとった。むろんこれは、資本支出等、他の運用額の構成を経年で比較するための全く便宜的な措置である。

出所: "Financial Analysis," op.cit., 1969-87.

解除から、続く1981年1月のReagan政権による即時撤廃は、当時最後の上昇局面にあった世界市場の原油価格との一元化によって、資本支出を1979年の438億ドルから、1980年556億ドル→1981年664億ドル→1982年645億ドルと短期間に増大させたが、その構成比率は、1973~78年を挟む前後5年区間平均で順に63%→68%→71%とその後半の上昇は僅か2~3ポイントに止まっている(図〔II-1〕)。資本支出を除く資金運用の主な構成要素は配当金の支払と長期負債の返済で、配当金の資金運用総額に占める比率は10%水準、負債の返済額の同比率は12%~15%でほぼ一定で、資本支出も同区間で70%→72%→72%→68%と横這いであるから、これは、原油価格が1970年代末以降1980年代初めにかけて15D/B水準からほぼ倍増し30D/B水準を超えて期待収益水準を大きく改善して1981年の価格統制撤廃以降国内の探鉱・開発を強く刺激したにもかかわらず、石油産業全体としてみれば、資本支出は終始、配当金の支払いと長期負債の返済という二つの財務的要因に制約されてきたことを示している。1979年の第二次オイル・ショックを契機に、アメリカ内外の上流・下流部門における固定資産への支出の内、国内上流部門での支出だけが突出して増大した事実(図

〔II-2〕)でもわかるように、アメリカ系国際石油資本は原油の自社調達率の低下²⁹⁾を改善するために国内での探鉱・開発を早くから増大させていた。それにもかかわらず、あるいはそれと並行して同支出の構成比率がほぼ一様な推移を示すことは、第一に、石油産業の資本支出は、その全体としては、長期的な期待利潤の予想に依存する量ではなく、長期債務の返済義務の履行と名目ドル水準でほぼ一定の配当金額の支払を最優先させ、その上で内部資金を大きく超えない規模に抑えられていたことを示唆する。もっとも既に指摘したように、原油価格の上昇に刺激された資本支出の増大も近時の原油価格の増分に比例した増収を実現することはもはやできず、そのため、減価償却費、留保利益及びその他の社外非流出費用³⁰⁾の合算値は1984年の563億ドルをピークに1987年の433億ドルまで傾向的に減少しているから、データ区間中調達資金総量の3%を超えない株式金融を除けば、資本支出による資金需要は、借り入れ、CMBデータでは長期負債の積み上げに依存する以外に調達の方法はなく、事実、1979年から1982年まで長期負債の追加の同返済に対する超過額は10億ドルから57億ドルまで増加している。そしてこのことを反映して、対資本支出内部資金(留保利益、

図 〔II-2〕 アメリカその他の地域における固定資産への支出額



出所：“Financial Analysis,” op.cit., 1969-84から作成。

減価償却費及び社外非流出費用の合算値) 比率は1979年ピーク時の112%から1982年には77%まで低下している(図〔II-3〕)。従ってこの時期の資本支出は、一方では原油価格の上昇に刺激され、主に長期負債の増分、おそらくは商業銀行からの借り入れによって資金を調達しながら、他方では名目ドルでの配当水準と長期負債返済への配分比率をほぼ同一水準に維持するような水準に抑えられていた。あるいは視点を移動させれば、商業銀行は〔II-2〕で述べたように下流部門を統廃合によって縮小させる一方で、原油価格の上昇に伴う原油生産の採算改善によって上流部門での探鉱・開発への貸付けを刺激されながらも、石油開発、特に油田開発に固有のドライ・ホールのコストが巨額で、しかも北アメリカ地域の産油がほとんど重質であること等の負の要因に配慮して資金供給を抑制していたと推察される(II-注(20)を参照)。もしそうであるなら、この事実は、B. Pickens を代表とする arbitrager が主張した株主の利益の回復・保持が自社の被買収圧力となって石油会社の財務政策を牽制し始めるのは1980年代半ば以降であるが、それ以前にも、石油企業は基本

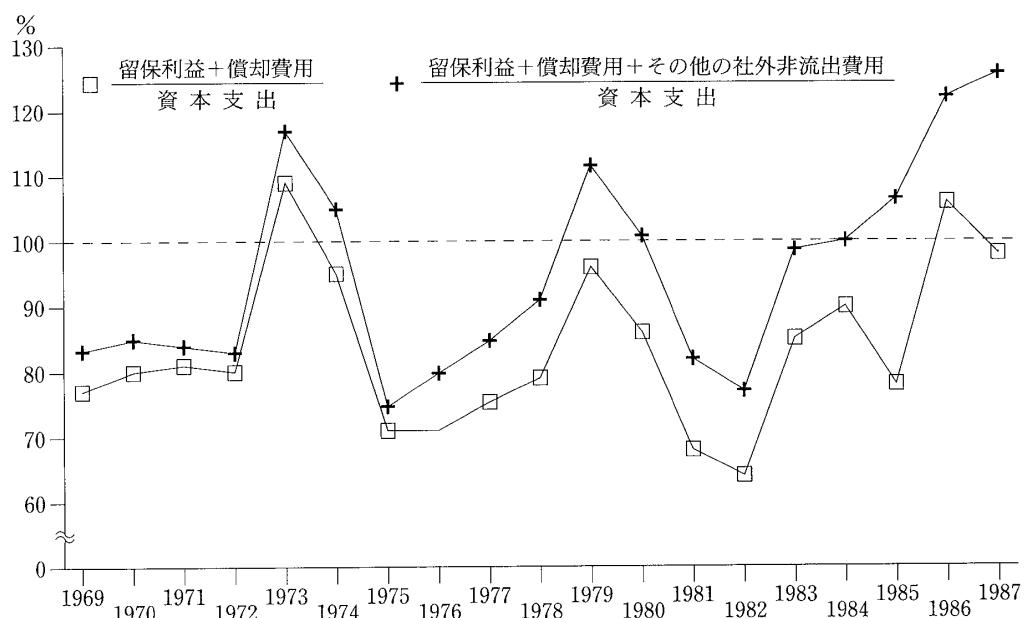
的には投資の規模を、株主と信用を供与する商業銀行によって規制されていたことを示唆する点で重要であろう。

次に商業銀行の信用獲得の基礎となる収益力の低下がどのような問題を表出させてくるかを、内部留保政策に焦点をおいて分析することにしたい。

〔II〕注

- 1) 十市勉編『石油産業』日本経済新聞社、1987年、13ページ、表1-3「OPECの原油価格、生産量、石油収入の推移」を参照。原油価格は中東中質原油の価格である。
- 2) E. Krapels, 前掲邦訳、104ページ、表④「世界の石油需要の年間増加率」(BP世界エネルギー統計)を参照。
- 3) E. Krapels, 前掲邦訳、104ページ、表⑤「製油所稼働率」(BP世界エネルギー統計)を参照。
- 4) パーティシペーションとは、天然資源に対する恒久主権の概念が国際的に定着していく過程で、産油諸国が一方的な国有化政策をとらずに既存のコンセッション協定の枠内で国連の諸決議に依拠しつつ、更には事情変更の法理を援用して、交渉の場でその改定を求め、国際石油資本が保有していた石油利権に直接参加し、それに不可分の利権を取得する

図 〔II-3〕 対資本支出内部資金充足率



出所: "Financial Analysis," op.cit., 1969-87から作成。

と共に、生産、投資、販売等の計画や原油価格の決定に関与し、それによって原油価格を維持しながら石油収入の安定を図ることを目的とした政策を云う（石油公団編、前掲、383ページを参照）。1976年頃までには、国際石油資本の利権に対する産油国政府のパーティシペーションは100%に高められ、国際石油資本の上流部門での利益はバレル当たり數セントに限定されるようになる（瀬木耿太郎『石油を支配する者』岩波書店、1988年、116ページ～117ページを参照）。

- 5) E. Krapels, 前掲邦訳、68ページ、表②「石油の資金フローの分配推定」を参照。
- 6) Cf., D. Connolly, "Restructuring Big Oil: The Fight over Gulf is just the Beginning," *Business Week*, (November 14, 1983), p.119.
- 7) Cf., *ibid.*, p.120.
- 8) Cf., *ibid.*, p.119.
- 9) E. Krapels, 前掲邦訳、105ページ、表⑥「石油製品需要の変化」を参照。
- 10) D. Connolly, *op. cit.*, p.119.
- 11) 一般的には法人として資本関係を維持しながら子会社として切り離す財務措置を云う (Cf., G. Hite, J. Owers, "The Restructuring of Corporate America: An Overview," in J. Stern, G. Stewart III, D. Chew, Jr. ed., *Corporate Restructuring and Executive Compensation*, Ballinger Publishing Company, 1989, p.97.)。
- 12) Federal Reserve Bank of New York, *Recent Trends In Commercial Bank Profitability*, 1986, 大和銀総合研究所邦訳『米国商業銀行の最近の収益性動向』、大和銀総合研究所、1987年、50ページ、表4-1「米商銀規模別自己資本収益率及び総資産収益率」を参照。
- 13) Cf., Solomon Brothers, *A Review of Bank Performance*, 1985, pp.91-92, Figure 61: Historical Perspective of Commercial Bank Price/Earnings Multiples, 1960-84.
- 14) 既に世界全体の原油供給に占める比率の小さいOPECの原油価格を高値で買って利益のない国際石油資本は利益部門を下流に移転して当然であったが、イギリスの税制下では特に、1975年施行の高率の石油収入税の負担を軽減する目的で下流に位置する精製・販売担当の子会社に利益を移転する必要があった。しかしイギリス国営石油会社(BNOC; 1985年解体)の公式価格に代えて税制上アームズ・レンジス価格を移転価格として適用するには、その要件として取引に第三者の介在が必要で、「メジャーズは、トレーダーを、アームズ・レン

グス価格を実現するために必要な第三者として育成」(瀬木、前掲、144ページ～145ページを参照)していた。原油がこうして廉価でトレーダーに供給されて在庫が膨らめば生産原油の価格は自然低下する。OPECによる1981年10月のカルテル価格の引き上げに丁度抗するかたちで1982年に入って北海原油のスポット価格は常に世界に先駆けて下がり、OPECを苦しめることになった。

- 15) 採油コスト (lifting cost) は広義には生産コスト又は操業コスト (I-注(3)を参照) の同義語として使われているが、狭義には生産コストの内、直接原油を油層から井戸を通じてくみ上げるために要する経費を意味する。地上にくみ上げた油層流体の処理コストについてはこれを含める場合と含めない場合とがある (石油公団編、前掲、194ページを参照)。
- 16) 開発コスト (development cost) は探鉱及び試掘の結果、採算性のある油田・ガス田が発見された後、石油・ガスを採取するための生産井を掘削し、また必要な生産施設や積出施設を建設する段階の支出である (石油公団編、前掲、81ページを参照)。
- 17) Cf., "Financial Analysis", 1986, p.11 and p.13.
- 18) 大橋、前掲、54ページ、表2-5「原油生産コスト試算」を参照。
- 19) 埋蔵量発見に至る過程は複雑で、多様な階梯で費やされたコストを逐一正確に把握することは困難である。1980年代に入ってアメリカで発見コスト(finding cost)と云われるものが発表されたようになったが、これは、ある年の探鉱・開発支出を同じ年の発見量で除した値で、発見コストの正確な推計に基づくものではない。このため、この種のデータを調査発表している調査会社は「発見コスト代用値(surrogate finding cost)」と称している (石油公団編、前掲、397ページ～398ページを参照)。ここでの7D/Bは、Solomon Brothers, *Proved Petroleum Reserves of 30 Large Energy Companies, 1983-90. Data and Analysis*, by B. J. Picchi, CFA A. L. Kolher, (August, 1991), p.80, Figure 56. Domestic Oil and Gas Finding Costs Excluding Property Acquisitions Costs, 1983-90に記載の、買収による埋蔵取得を除く一貫操業会社による平均発見コスト(1983～90年平均)6.77D/Bの四捨五入の値である。同資料によれば、独立系石油・ガス会社を含む大手30社平均も6.42D/Bとほぼ同水準にある。
- 20) 1980年代前半にアメリカ政府機関が実施した北アメリカ地域の地層研究の結果、同地域で採掘可能な原油のほとんどは重質で、可採量も乏しいことがあきらかになった。むろん1980年代初頭の国内原油価格の高騰は、北アメリカ地域における歴史的に未曾

- 有の規模の探鉱・開発を誘発したが、1981～82年の2年間に増加した同地域の埋蔵増量は年限にして6ヵ月分相當に過ぎなかつたと云う (Cf., F. North, "A Geologist's View of the Oil Corporate Mergers," *Energy Exploration & Exploitation* 3 (1984), Elsvier Applied Science Publishers Ltd, p. 111.)。
- 21) 油田発見に至るまでの負担コストを増加させている要因として次の三つがある。第一に、未発見の埋蔵原油は実際にはかなりの量であるが、その場所が高リスクで掘削費用が高価な地域に位置している。第二に州政府及び連邦政府がかなりの確率で炭化水素を有すると推定される広大な領地を掘削地域から外している。カリフォルニアの海岸線がその一例で、その85%がガス資源の掘削地域から外されている。第三に公有地と私有地の両方における油田・ガス田の掘削活動が州政府及び連邦政府の多様な制度によって規制され、その結果、可能な掘削に要する費用が増大して収益性を低下させている (Cf., *Impact of Oil Company Mergers*, Report to the United States Senate, Prepared by the Majority Staff of the Committee on Energy and Natural Resources, United States Senate, (July, 1984), U. S. Government Printing Office, Washington D. C., 1984., p.3.)。さらに石油産業の1980年代前半におけるリストラクチャリングに影響を及ぼした連邦政府のエネルギー政策のなかで特に重要であった基本政策は、①連邦政府による土地及びミネラルのリース政策、②税制、③規制政策の三つであった。議会証言によれば、連邦政府によるこの三施策は石油会社の油田発見を困難にし、そのコストを増大させた。その中でも特に影響が大きかったのは①リース政策にかかる公有地での掘削規制で、(ア)過去3年間に掘削のためにリースされた土地はそれ以前30年間にリースされた面積を上回るが、(イ)推定埋蔵量が大きいカリフォルニアの海岸線の85%が連邦管轄大陸棚(outer continental shelf ; 以下、OCS)における鉱業権のリースへの転用を待つ状態にあり、また(ウ)アラスカの Marsh Creek Anticline のリースは推定埋蔵量140億バレルのアメリカで最も魅力的な開発地域の一つであるが、この地域は委任統治領となっている、(エ)OCS における鉱業権のリース販売には連邦政府によるモラトリアム指定による規制がある、等である。こうした状況下、実際に買付けることのできる領域の価格は上昇した。さらに③連邦政府による規制も制約的で、(ア)既に非常に高価な開発地域での掘削費用をいたずらに嵩ませる冗長な法的手続の義務付け、(イ)国内の潜在的なガス田の開発を抑制するガス価格統制の立法化、(ウ)内務省による連邦の海岸線領域の石油・ガスのリースのほとんどに課せられているレンタル料の遡及的な倍化措置(retroactive doubling), 等が問題点として指摘されている。さらに石油会社は沖合に位置する油田の掘削に際して30程の立法措置に基づく約75種もの報告書の提出を強制されている。議会資料によれば、これらの一連の規制が石油企業の経営政策を積極的な探鉱・開発から遠ざけている (Cf., *ibid.*, pp.6-7.)。また生産コストは主に技術的な要素に依存する値で、1980年代以降特にアメリカ国内で公有リースの大半が海岸線(沖合)に集中しているため、その生産コストは陸地の数倍にも嵩むと云う。
- 22) 同比率はアメリカ国外では1979年の11%水準から1982年の18%水準まで上昇し、その後も1984年まで超16%の水準にあった。
- 23) E. Krapels, 前掲邦訳, 77ページを参照。
- 24) E. Krapels, 前掲邦訳, 78ページを参照。ロイヤルティ・トラストは1979年から中小の開発主体の石油企業によって設立されるようになったが、特にB. Pickens が会長を務める Mesa Petroleum Co. がこの方式を活用して急成長を遂げ、遂にはロイヤルティ・トラスト導入による経営合理化をスローガンにTOB合戦を仕掛けたことにより、一躍有名になった。ロイヤルティ・トラストの設立例としては、1980年のSouthland Royalty Co. による San Juan Basin Royalty Trust, Persian Basin Royalty Co., 1982年のMesa Petroleum Co. による Mesa Offshore Trust の設立等がある。また Mesa は自社をいくつかのパートナーシップに分離・独立させ、さらに1985年12月に株主はその会社の残りの資産を新しいMesa Limited Partnershipに分離・移管している。
- ロイヤルティ・トラストの設立は、内部的なキャッシュ・フローの推移に関する外部からの推定を可能にし、減価償却・減耗費部分を含む株主への分配金を増大させて母社の株価を引き上げる効果を發揮した。同トラストの設立による事業分離、利益の株主への直送は資源開発産業である石油産業で可能で一般の産業では事実上不可能であるから、もしロイヤルティ・トラストの設立が株価を高めて買収会社への被買収会社の株主の株式提供の条件を創出したとすれば、それは資源開発産業である石油産業に固有な買取の媒介要因であった。石油会社においてパートナーシップのユニットを有する投資家は、もし望むなら獲得したキャッシュ・フローを探鉱・開発を行うパートナーシップに再投資可能で、

また別の投資機会に投下先を求める事もできる。そしてその再投資先の決定は石油企業の現行の事業の継続・効率には、埋蔵が尽きずに生産可能な油田である限り、影響を及ぼさない。しかし一般の産業企業の工場の場合、使い尽くした設備資産の取替えに関する意思決定は事業の継続・効率に決定的な影響を及ぼす。リミテッド・パートナーシップが石油産業で特に積極的に利用され、資源開発会社でない一般の産業企業ではまずみられないのはそのためである (Cf., G. Hite, J. Owers, "The Restructuring of Corporate America: An Overview," in L. Stern, G. Stewart III, D. Chew, Jr. ed., *op. cit.*, p. 111.)。これに対し、原油生産業においては、資源減耗に対する引当て等を含むキャッシュ・フローをユニット所有者に直送可能で、もしそうなれば同産業企業は投資家にとって、短期的な利益を獲得する格好の資本投下部面となる。機関投資家が一部専門的投機家の扇動に乗って統合一貫石油会社の解体に事実上動き出した理由もまさにそうした株価上昇の可能性にあったと考えられる。そして企業買収を媒介するような産業再編が石油産業からはじまった要因もこの点に確認することができる。他の要因はドライ・ホールの巨大なリスクを伴う探鉱・開発投資の回避と株価の低迷の二つであるが、この二つの要因を背景に、さらに、金融的な買収過程に実際に株主を引き込むための spin-off による株価すなわち買収の供給価格の可及的引き上げ、それによる短期的利益を求めて投機を選好する一般株主及び機関株主、特に機関株主の売却意欲の触発が追加的な要因となった。

- 25) 『アメリカ経済白書』(1990年度版) 日本評論社、1990年、374ページ、表-65「棚卸物価指数(主要製品別、1947~1989年)」を参照。
- 26) Cf., Exxon Corp., *Annual Report in Annual Reports of The Major American Companies*, various issues covering 1977-86. また注意すべき点として、インフレによって浸食された生産資本を維持するためには、現在原価会計の方法によって計上された減価償却費では十分ではない。例えばいま単位を捨象して、取得原価が90、残存価値0、耐用年数3年の機械の取替原価が1期後に3/2倍、2期後に2倍に上昇するような場合(償却の方法は直線法)について実体資本維持と整合的な取替原価会計と価格変動が企業の活動に及ぼす影響の開示に重点をおく現在原価会計の効果の違いは次のようになる。現在原価会計の場合には毎期の取替原価の期間償却率の分だけが当期の収益にチャージされるので、3期間の累計額は $30 + 40 + 60 = 130$ となり、第3期の取

替原価180に50満たないので、減価償却引当金だけでは次期の生産のために機械を更新できない。取替原価会計の場合には原価上昇によって生じた実質的な過去の各年度の償却不足分を順次遡って計算し、その総和を當年年度の収益あるいは留保利益にチャージすることによってその更新が可能になる。しかしこれは期間損益の会計目的に合致しないので、実際には避けられている(事例は、加古宣士『物価変動会計論』中央経済社、1981年、第8章、第4節「現在原価会計とバックログ償却」による)。

- 27) 石油連盟、海外調査専門委員会『米国石油事情調査報告書』石油連盟、1987年、69ページ、表4-3「米国の完成井数の推移」を参照。
- 28) 宮嶋信夫『石油資源の支配と抗争』緑風出版、1991年、167ページ、表「米国の石油輸入依存率の推移」(DOE, Monthly Energy Review, (May, 1990)) を参照。
- 29) 第一次オイル・ショックを契機にOPEC諸国への石油利権の割譲が進んだ結果、国際石油資本の自社原油生産量は大きく減少した。1973~85年の間、例えばExxon Corp., Texaco Inc.両社の自社原油生産量の減少率はそれぞれ64%, 72%であった。
- 30) 社外非流出費用には繰延税金、非連結子会社の持分利益を超える配当額、少数株主持分への利益分配、前年度に支出された空井費用、さらに資産及び廃止事業の償却額が含まれる。その中でも空井費用と資産及び廃止事業に伴う償却額が大部を占めるものと推察される。

III. 機関株主及び商業銀行の短期利益の追求と自己資本の減少 — 資本需給の変動(2) —

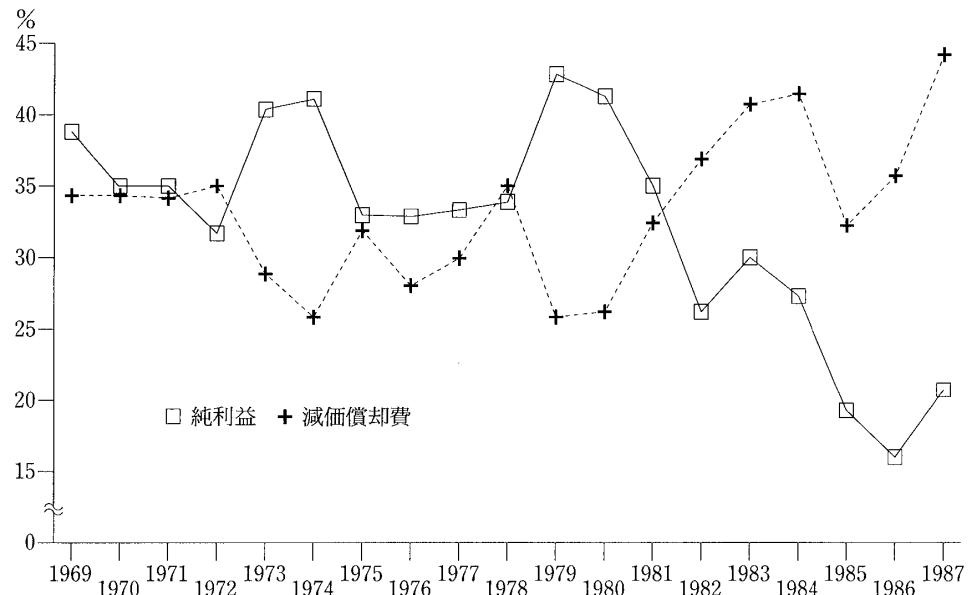
1. 減価償却不足と配当性向の上昇—財務的ジレンマ—

図〔III-1〕は、資金調達源泉中に占める純利益と減価償却費の比率の推移を表わす。この図でもわかるように、純利益と減価償却費はデータ区間中長らく、収益性の高低に応じて、高収益の場合には減価償却費の比率が相対的に低下すると同時にこれとは逆に純利益の比率が上昇し、低収益の場合にはその逆に動いて、丁度二つの比率は交替するような波型で推移してきた。だがこの関係は1983年以降崩れ、1986年まで二つの比率は並行して低下している。前節の

後半でみた内部資金力の後退は、収益性の低下にもかかわらずインフレ的物価上昇による取替コストの上昇が促迫する減価償却の増進が純利益を圧迫し、さらに配当金額を維持するために生じた配当性向の著しい上昇がこれに重なって生じている(図〔III-2〕)。純利益は1980年の357

億ドルをピークに1982年以降、その資金調達源泉別構成比率では1979年の43%をピークに1980年以降、それぞれ最大の調達源泉であることを止めている。そして水準を維持した名目配当金額が減少する純利益から控除された結果、公表留保利益もまた1980年の251億ドルをピークに、

図 〔III-1〕 純利益と減価償却費の資金調達総額に占める構成比率



出所：“Financial Analysis,” op.cit., 1969-87から作成。

図 〔III-2〕 配当性向



出所：“Financial Analysis,” op.cit., 1969-87から作成。

1987年の36億ドルまで急減している。この調達源泉の変動に注視する場合、この減少を丁度補うかたちで減価償却費は増大している。次にその推移を時期的に要請された配当金額の維持との緊張関係に焦点をおいて捕捉しておきたい。

1982年以降1987年に至るまで純利益に代って最大の調達源泉となる減価償却費の計上額も、その伸び率は横這いで、1970年代における一貫した過増傾向と対照をなす。だが1970年代の減価償却費の伸びが要償却有形固定資産への支出増の反映であるのに対し、要償却有形固定資産の対前年度比伸び率が1979年の16.9%をピークに1983年の1.6%まで急速に低下したことでもわかるように、1980年代の同支出が大幅に減少し始め、従って償却ベースが1982～84年の間に減少したにもかかわらず、減価償却費は僅かながら増大基調を維持した。この償却の増大を実現させたのが1981年のReagan政権誕生後間もなく施行された早期原価回収法(accelerated cost recovery system; 以下、ACRS)の適用である。しかし政府の同法施行の意図とは裏腹に、これを最も複雑な面持ちで受け止めていたのは石油会社の企業者であったに違いない。同法の意図は生産的投資の増大による資本形成の促進にあったが、その施行年度1981年以降早くも2年余りで、国内原油価格統制の完全撤廃が誘発した上流部門での探鉱・開発が世界市場における原油価格の低下によって抑止されたからである。しかも石油会社は、財務的にはこの時期、既にみたように純利益の減少にもかかわらず、買収攻撃を免れるために、株価水準の下落を阻止する目的で配当金額の維持を最優先させ¹⁾、図〔III-2〕でもわかるように、配当性向を1970年代の20%～30%水準から40%→70%水準まで漸次大幅に引き上げているから、減価償却費の計上額の増大は純利益を急速に縮減させた。ACRSは強制ではあるが、その適用は弾力的なので²⁾、従ってその限りでは、既に石油開発の意欲を失った石油会社にとって純利益の水準を引き下げてまでACRSを積極的に活用する理由はない。ところがこの時期産業全体として

ACRSを積極的に採用したことを見ると証拠がある。1980年度以前の要償却有形固定資産の構成は経年で変化し、しかもその償却方法も時間的に、また企業間でも異なるため推定は難しいが、いま減価償却累計額を控除した有形固定資産純額に対する減価償却費の計上額の比率の推移について大雑把に1981年前後を比較すると、従前10.0%～11.0%の間で推移した比率は、1981年以降急上り始め、1984年のピークを経て制度的変更を迎える1986年まで11.0%～12.0%の間を上下している³⁾。これはあきらかにACRSを採用した企業が多かったことを意味する。もしACRSの利用による償却ベース拡大と早期償却を石油会社が積極的に実施したとすれば、その理由は同法制定の動因となったインフレによる資産の目減りに歯止めをかける点にあったものと考えられる。1980年代は既にFASBによるインフレーション会計情報開示の巨大企業への強制が解除されているので資料上の制約はあるが、1970年代における減価償却の計上額がほんらいの目的である償却資産の取替投資に充当すべき資金の回収にとって十分な額でないことについては〔II-3〕で既に指摘した。しかも〔II-2〕でみたように、過剰が著しい精製・販売設備の統廃合、特に精製設備の取替投資を中心としたスクラップ・アンド・ビルトに要する資金の獲得に窮していた企業は少なくない。もしそうであれば、自社開発による原油生産への意欲をもはや失った上流部門に位置する会社にとって、同法は、内部資金の形成をいたずらに優遇するだけに終ったわけではなく、資産の取替投資、特に早くも1970年代末頃から促迫されていた下流部門の精製設備の取替投資に要する内部資金の一源泉を準備したことになる。ACRS立法化の背景には経済界の圧倒的支持があったという⁴⁾。もし当時、石油業界の声も大きかったとすれば、理由はこの点にあったと考えられる。

しかしこうしてACRSが1970年代のインフレ昂進による減価償却費計上不足の解消の一助となったとしても、他方では、既に純利

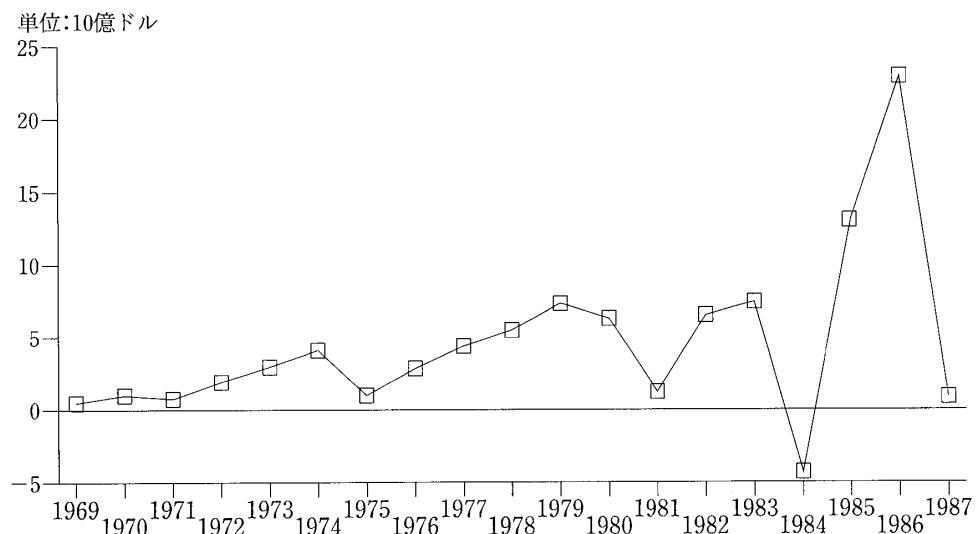
益の減少にもかかわらず買収圧力を受けて増配を迫られるため、拡大された償却ベースをどの程度利用するかは石油会社にとってはたいへん難しい決定であったに違いない。配当性向の引き上げによる増配は株価上昇による被買収防衛手段として有効であるかもしれないが、実体資本の維持に要する減価償却費を増やせば、その上限を画する純利益を減らす。石油企業はこの時期そうしたジレンマに陥っていた。そして実際には本節のはじめに述べたように、減価償却費も配当金額も減らせずに留保利益の減少を余儀なくされている。前節でみた商業銀行からの信用供与のいわば母体となる内部留保力をこの時期石油会社は平均して失っていったのである。

2. 合併・買収及び自社株買収に伴う自己資本の減少

資金調達源泉別の変動としてデータ区間の後半で特徴的な動きをみせたのは純資産売買（または資産売却）及びその他の取引の額で、1984年に負債-47億ドルを記録して後1985～86年に突出して131億ドル→224億ドルを記録している（図〔III-3〕）。負債は、標本を構成する会社全

体についてネットで買収・合併額が資産売却額を上回ったことを意味する。またその後の突出した売却額は合併・買収額を控除した値で、これは多数の大型買収と並行して不要・不急の資産を売却して買収金融で増大した借入れの返済に充当しようとした結果増大したものと推察される。CMB データでは資産売却額もネットで記載され、資産取得を含む買収金額の記載があるのは1984年だけで、また MA で消滅した会社は標本から外れるので、産業全体の買収運動の1980年代央における盛り上がりをデータ的に捕捉することはできない。そこで、Solomon Brothers の資料でその推移を表わした図〔III-4〕によれば、1983～84年及び1988年に買収金額が増大したことがわかる。アメリカ系国際石油資本は1976年頃までにはOPEC諸国における石油利権のほとんどを失い、政治的に安定した非OPEC地域、特に国内での埋蔵資源の獲得を促迫されることになった。しかし、既に〔II-3〕で述べたように、発見コストや生産コストの上昇、北アメリカ地域の埋蔵量の限界及び産油の重質、探鉱・開発の法制度的制約等の要因が既発見の確認埋蔵資源の replacement cost を増大させ、さらにインフレとエネルギー価格

図 〔III-3〕 資産売却その他の取引による資金調達



(注) 1984年の負債は、標本を構成する会社群外からのネットの企業買収、資産取得等を表わす。

出所: "Financial Analysis," op.cit., 1969-87から作成。

高騰による掘削やパイプ・ライン等の建設器材の価格上昇が設備資産の供給価格を上昇させ、既存の設備資産の潜在的価値を増大させた結果、顕在的な価格である株価が低迷する状況において買収の投資効率が大きく上昇し、新規の探鉱・開発は回避される傾向にあった。買収効

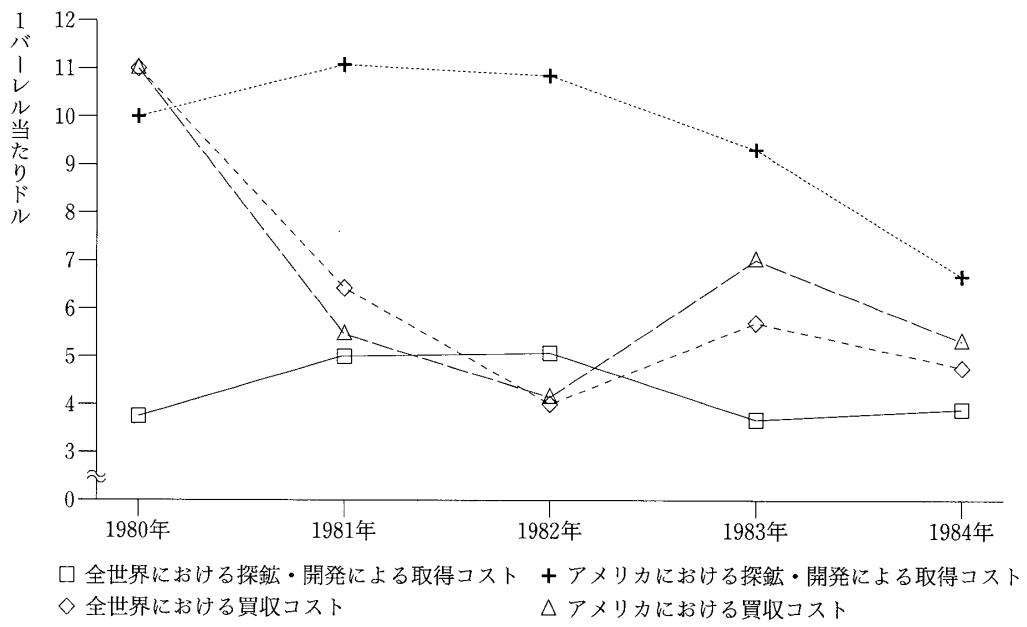
率の高さをデータ的に確認した図〔III-5〕によれば中東地域等国外での原油の取得コストが3D/B～5D/B水準で最も安いが、それを超える国内外の買収コストの両方を国内の開発コストがさらに大きく上回り、国内外での既存の埋蔵量あるいはそれを保有する会社の買収が刺激さ

図 [III-4] 国内石油資産の買収



出所: Solomon Brothers, *Proved Petroleum Reserves of 30 Large Energy Companies, 1983-90*, pp.54-55, Figure 42. Domestic Outlays for Petroleum Property Acquisitions, 1983-90から作成。

図 [III-5] 全世界及びアメリカにおける石油・ガス埋蔵資源の取得コスト (1980-84年)



□ 全世界における探鉱・開発による取得コスト + アメリカにおける探鉱・開発による取得コスト
◇ 全世界における買収コスト △ アメリカにおける買収コスト

出所: 永本芳生「米国石油業界の資本構造改革」住友銀行『経済月報』1986年1・2月号, 53ページ, 第1表「石油・ガス埋蔵量取得コスト」から作成。

れていたことがわかる。また1985年7月現在、大手石油会社20社の対株価評価額比率平均が1.96倍であった⁵⁾ことでも買収投資の効率の高さがわかる。このようにMA運動は、主に買収の高投資効率に刺激されて盛り上がったが、一方では、低迷する株価から上方に乖離した資産の評価額まで株式の売却価格を引き上げ、もって多額の資本差益を実現しようとするB. Pickensをはじめとするarbitragerの活動を媒介とするMAも少なくはなかった。そしてarbitragerの株式買占めは、これに対する被買収防衛手段として巨額な追加的負債を背負った自社株買収等を促迫し、アメリカ系石油資本の自己資本をさらに減少させることになった。

表〔III-1〕は、Pickensが数多くの石油会社に株式取得によってTOBをかけ、第三者による買収を触発し、あるいは“debt restructuring”を強制した状況を纏めたものである。その中でもPhillips Petroleum Co.はPickensが率いる投資家グループのTOBに対して法的手段によって抗戦を試みたが敗北し、その後同投資グループの意向を受入れるかたちで借入金による45億ドルの自社株買収を実施して財務構成を悪化させた⁶⁾。

これと並行してExxon Corp.等を中心にTOBの危険の小さい会社でもEPSを高める有効な方法として自社株買収が1980年代を通じて実施されている。自社株買収によるEPS及び

株価の引き上げ効果は、自社株買収後のいわば圧縮された自己資本額に自社株買収に要した資金額を加算し、この値で計算した実施前推定EPS及び自己資本利益率と実施後のEPSと自己資本利益率とをそれぞれ比較して推し量ることができる(図〔III-6〕)⁷⁾。むろんこの計算は自社株買収に投じた資金を運用しなかった場合を想定したもので、従ってそれは、自社株実施前後の資本配分を一定に計算されたものでもなければ、同額資金の別の投資機会で期待される運用成果を考慮に入れたものでもない点に留意すべきである。しかし例えばExxon Corp.の場合、設備投資額の34%相当の多額の自社株買収が実施された1984年では、EPSが0.96ドル引き上げられ、自己資本利益率は2.6ポイント改善されて19.2%で、同時期の産業別利益率と比較すると、超20%水準の自動車・車両設備、薬品、タバコ各産業を除いて、石油会社の当時の主な多角化先である化学、金属、電機の各産業部門の自己資本利益率はすべて19.2%水準を下回る⁸⁾。従って1984年についてみる限り、自社株買収はExxon Corp.にとって最も効率的な資本投下先の一つであった。

CMBデータでみて自社株買収が最も増大したのは翌年1985年で、絶対額で172億ドルにも上るその規模は、同年度の買収・合併を除く資本支出額の36%に相当する⁹⁾。だが個別資本による資本効率に関する各期待を反映した自己資本

表〔III-1〕 T. Pickensの株式買占めを使った石油会社への攻撃

		1株当たりの評価額	攻撃前の株価	攻撃後の株価	株価の上昇率	Pickensの得た利益
×	Cities Service(1982年)	ドル/株	ドル/株①	ドル/株②	②/①倍	百万ドル
×	General American(1982/83)	97.0	35.0	53.0	1.51	31.5
×	Suprerior Oil(1983)	49.5	26.0	45.0	1.73	43.6
×	Gulf Oil(1984)	46.2	31.0	45.0	1.45	31.6
○	Phillips(1985)	113.9	40.0	80.0	2.00	760.0
○	Unocal(1985)	*117.6	41.0	56.0	1.37	89.0 (推定値)
		* 74.8	33.0	53.0	1.61	▲100.0 (推定値)

(注) ×: 被買収、○: Debt Restructuring、*: Debt Restructuring 前評価額

(資料) John S. Herold Inc. および日刊紙等より集成。

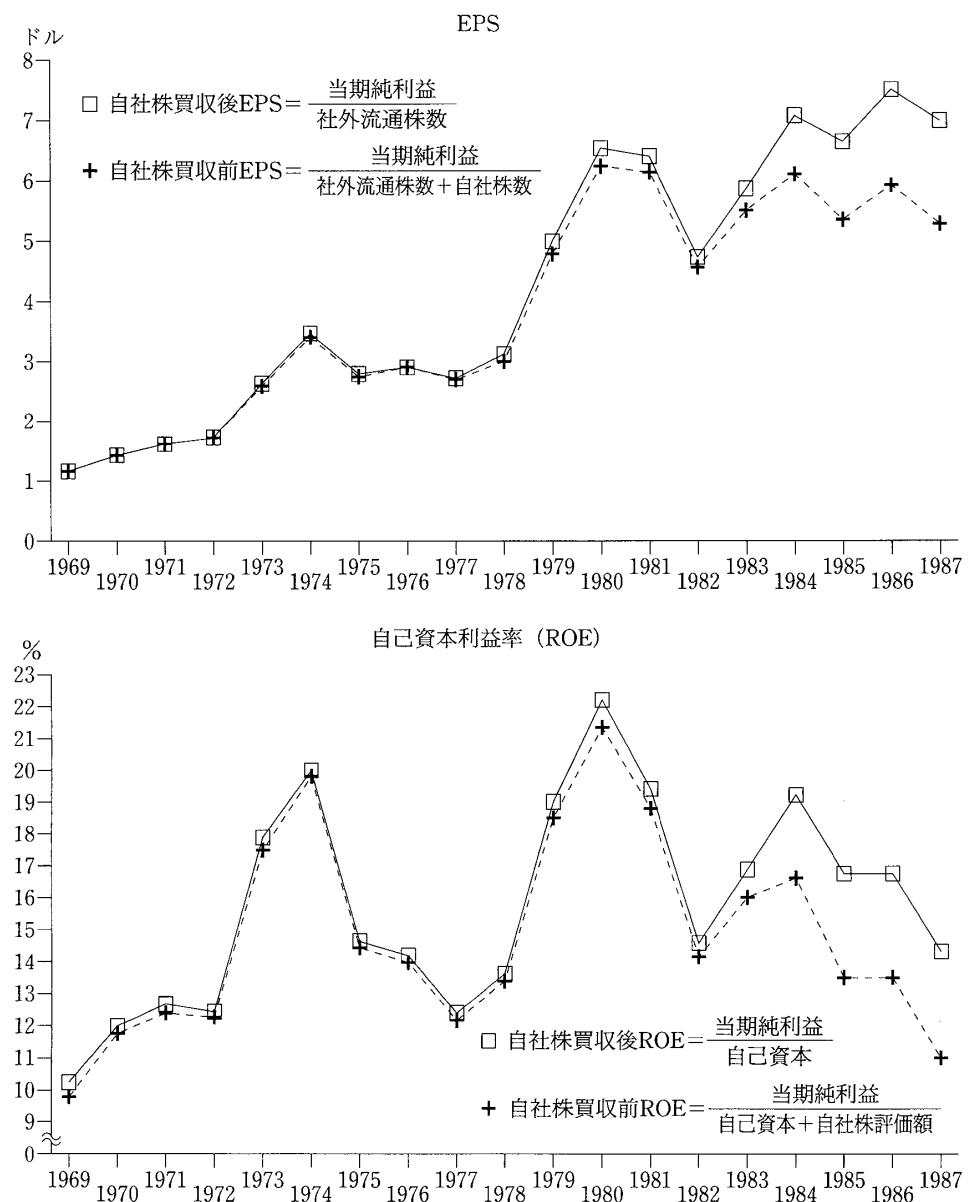
出所: 永本「米国石油業界の資本構造改革」、前掲、56ページ、第3表「T. Boone Pickens Jr. の攻撃先」。

の減少はアメリカ系石油資本全体の自己資本を当然縮小させる結果を招く。CMB データのデータで自己資本は名目ドル水準で1983年の1,825億ドルから1984~86年の間の1,568億ドル~1,751億ドル水準へと減少し、1987年恒常ドルで測った場合には、1980年の2,252億ドルをピークに、その後1984年の1,719億ドルまで減少し、その後1987年には1,911億ドルまで戻している。従って、被買収の脅威及びそれを受けた半ば強

制された “debt restructuring” は負債を増やし株式を減少させるもので、個別的には EPS の改善によって株価を上昇させる場合もあったが、アメリカ系石油資本の全体はこれによって縮小した点に注目しておくべきであろう。

1981~82年の短期間の探鉱・開発の増大も内部資金を大きくは超えない範囲に抑えられた経緯については既に〔II-4〕で述べたが、こうした財務的抑制も1984に集中した MA、翌1985

図 [III-6] Exxon Corp. の自社株買収前後のEPSと自己資本利益率



出所: Exxon Corp., *Annual Report in Annual Reports of The Major American Companies*, various issues covering 1969-87から作成。

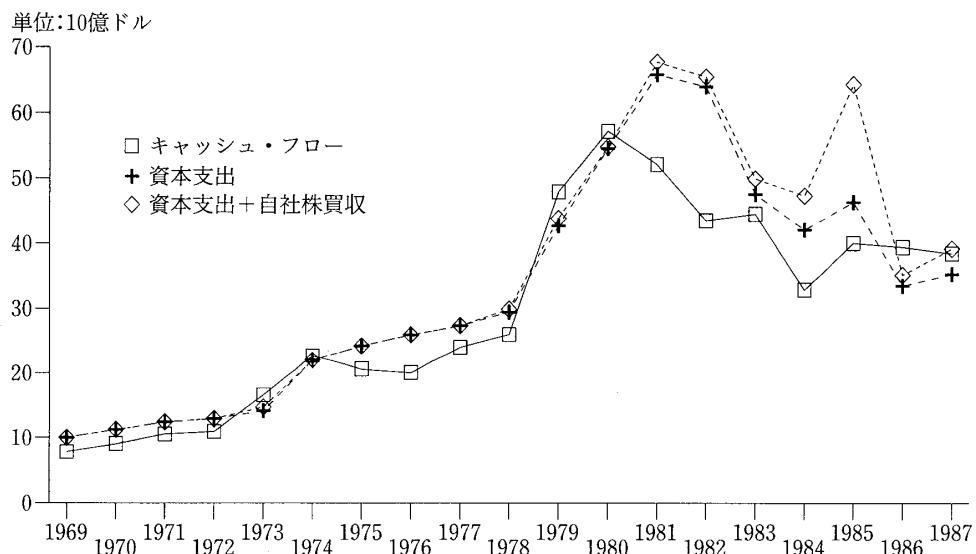
年に急増した自社株買収の金融の大半が借入れに依存した結果崩れる。キャッシュ・フローを超える設備投資・自社株買収額（いわゆるファイナンシャル・ギャップ）と自社株買収額とがほぼ並行して推移していることから、この自社株買収を目的に外部金融が実施されたことがわかる（図〔III-7〕）。こうして翌1985年と1986年

の二年間に亘って長期債務の返済額が突出することになる。

3. 長期債務の増大とそれに伴う返済額の増大

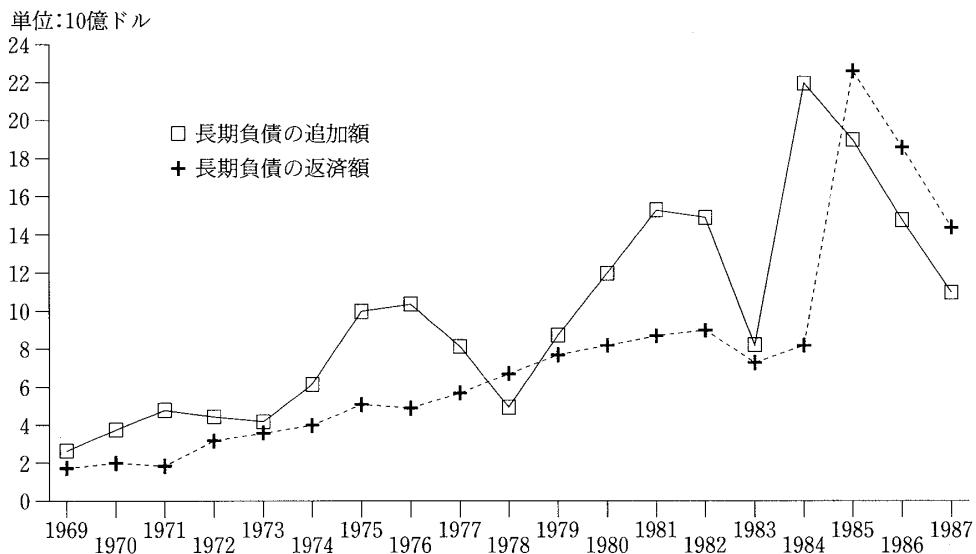
だが債務の中でも大部を占める長期債務の追加額と返済額のギャップが増え始めるのは1979年第二次オイル・ショック以降である（図〔III-

図 〔III-7〕 ファイナンシャル・ギャップ



出所: "Financial Analysis," op.cit., 1969-87から作成。

図 〔III-8〕 長期負債の返済額と追加額



(注) 1980年の長期負債の返済額と追加額のデータはないので、前後両年の平均をとった。
もちろんこれは、経年で比較するための全く便宜的な措置である。

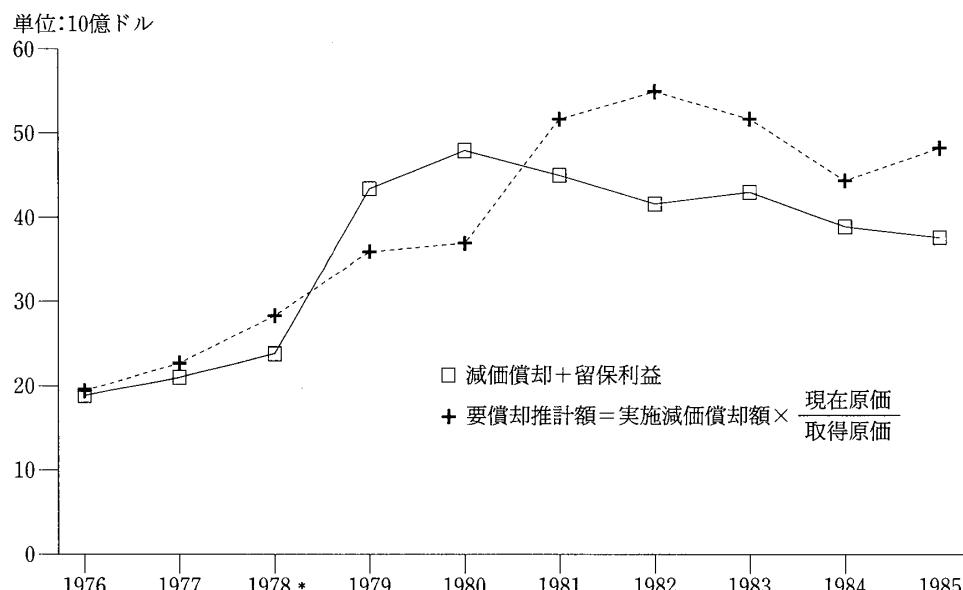
出所: "Financial Analysis," op.cit., 1969-87から作成。

8)。注意すべきこととして低金利時に長期債務を積み上げ、高金利時には借り入れを控えるという一般的な傾向が認められるのは1978年までで、第二次オイル・ショック時1979年以降1981年までの間、金利がFFRで11.2%から16.4%に急上昇したにもかかわらず、長期債務の追加額は、77億ドルから93億ドルまで緩やかに増大する返済額を大幅に超えて、87億ドルから1982年の150億ドルまで急増し、逆に、FFRが1983年に9.1%まで低下するとそれは、84億ドル水準まで却って減少した。その背景には二つの要因が働いていたと推察される。第一は、〔II-1〕でみた1979年以降の収益性の低下による内部資金力の低下で、第二は、1981~82年の短期間のしかし未曾有の規模の探鉱・開発支出の金融である。まず始めに第一の要因についてみるとしよう。

生産資本を最低限維持する資金源泉を減価償却費と留保利益でどの程度充足できるかを測るのも内部資金力の推移を測る一つの方法であろ

う。特にインフレの昂進に1979年のオイル・ショックによるエネルギー価格の高騰が重なって物価水準が高騰し、上游部門の掘削機械や下流部門の精製設備やパイプ・ラインの器材の価格も高騰したことは、工業製品の機械の棚卸物価指数の対前年比伸び率が1979~81年の間に9.1%~12.1%を記録したことでも推察できる。従ってその時期、取得原価をベースにした償却額では生産設備を維持できず、要償却額は個別的な資産価格の上昇を反映させた取替原価で計算されなければならない¹⁰⁾。そこでそのデータとしてExxon Corp.の年次報告書に記載の現在原価／取得原価の比率を便宜上用いて、これを実施減価償却額に掛けて算出したCMBデータの標本となる会社構成群全体の要償却額と、減価償却に留保利益を加算した値とを比較したのが図〔III-9〕である。同図は、1980年をピークに次第に減少する減価償却費プラス留保利益がインフレで膨張する要償却額をカバーしきれず、生産資本を維持するためにも外部資金への

図 [III-9] 要償却推計額と内部資金のギャップ



(注) 1978年のExxon Corp.の現在原価／取得原価の比率のデータは利用できなかったため、前後両年の値の平均を利用した。むろんこれは、経年で比較するための全く便宜的な措置である。

出所：減価償却費と留保利益は，“Finnacial Analysis,” op.cit., 1976-85, 要償却推計額を算出するために用いた現在原価／取得原価のデータは、Exxon Corp., Annual Report in Annual Reports of The Major American Companies, various issues covering 1976-85.

依存が避けられなかったことを示している。しかし1983年以降インフレの終息に伴って設備資産等の取替原価の大きさが幾分減少してきたことを反映して要償却額と内部資金の開きも幾分小さくなっている。

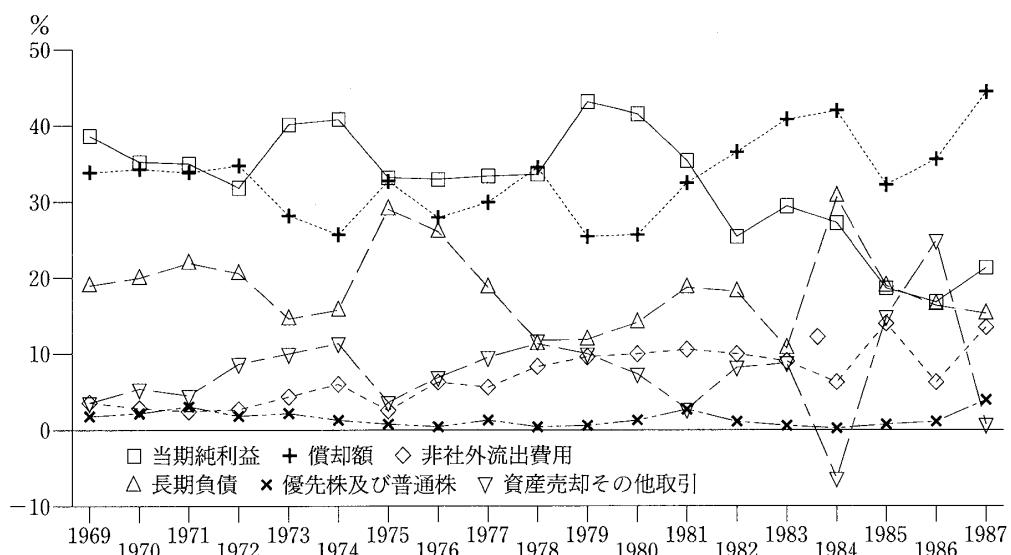
長期債務を増大させたもう一つの要因が探鉱・開発のこの時期の急増にあったことは、図〔III-7〕上のファイナンシャル・ギャップでもあきらかである。1980年の577億ドルをピークに1983年の457億ドルまで減少するキャッシュ・フローを超えて、1981～83年の間、664億ドル→645億ドル→495億ドルと高水準を維持した資本支出を充足するために外部資金への依存が必要とされた。先に述べた1982年以降のインフレの終息に伴う金利の低下は借入れ負担を減らしたが、原油価格の低下傾向は探鉱・開発の誘因を急速に弱め、資本支出を1984～85年には432億ドル～479億ドル水準まで減少させた。

また資金調達源泉の構成比率をみると、データ期間中、長期負債はほぼ5年周期で10%～20%の間で循環しながらも、その比率が傾向的に高かったのは、1984年の突出を除けば、MAの盛り上がった1980年代ではなく、前半の1970年代

であった点が特徴的である（図〔III-10〕）。

また長期負債の返済額と長期負債の追加額の二つの推移を重ねると、1980年代に入って活発化するMA運動前後では、二者は全く異なる変動をみせていることがわかる。MA運動以前には、一方の追加額が不規則な推移をみせているのに対し、他方の返済額は一定の増加率で徐々に伸びている。後者の動きは、この期間中平均的には満期を同程度に設定した年々の元本返済が契約どおり履行されていることを示している。ところがこの二つの動き双方の推移の時間的関係はMA運動が盛り上がる1980年代に入って崩れ始める。先の図〔III-8〕でもわかるように、1984年に前年比160%増、222億ドルもの突出した長期借入が行なわれた後3年間1987年まで、その追加額とほぼ同額の返済が翌年に実施され続け、1987年には追加額、返済額はそれぞれ114億ドル、146億ドルの水準に低下している点が特徴的である。1年以上の満期を持つべき長期負債がその追加額とほぼ同額で翌年に返済される事態は、長期負債の全額を僅か1年の短期で内部的に調達することはまず可能ではないから、専ら過年度の長期借入の返済を目

図〔III-10〕 資金調達源泉別構成比率



(注) 資産売却その他の取引による資金調達の1984年の負値は、標本を構成する会社群外からのネットの企業買収、資産取得等を表わす。

出所：“Financial Analysis,” op.cit., 1969-87から作成。

的に多額の借入が行なわれたことを示唆する。むろん長期負債の返済に充当可能なその他の外部資金としては新規株式発行と短期借入がある。しかし株式金融による調達額はこの期間中相対的に僅少で、短期借入の残高は、1984～87年の間、940億ドル→1,214億ドル→1,016億ドル→1,122億ドルと推移し、その増額は膨大な長期負債の返済に充当可能な量ではない。むろんこれはCMBデータを構成する会社群全体について認められるもので、大型買収を実施した一握りの会社による巨額な買収金融とその返済では短期借入が重要な金融手段となつたかもしれない。長期負債の追加以外にCMBデータの限りでこの負債返済資金の一大源泉となつたと推察されるのは資産売却による資金の獲得である。

資産売却額の推移は図〔III-3〕でわかるように、まず1970年代の二度のオイル・ショック時に拍車をかけられるかたちで1974、1979年に二度のピークを記録している。これは既にみたように、調達原油と精製量の減少による稼働率の低下によって下流部門資産が過剰になり、しかも原油価格の高騰が収益を圧迫したため、同部門の資産が処分されたことを示している。だが1985年の142億ドル、1986年の224億ドル、調達源泉に占める比率でそれぞれ15%，24%と突出した売却額は、あきらかに1984年に相次いだ大型買収の金融を媒介した債務の返済を主な目的に実施されたものであろう。その一部はあるいは時期的にそれに前後して行なわれた特に非エネルギー事業部門の整理、事業廃止を反映している。先の長期負債の返済は、その借換えと資産売却代金等を主な源泉として実施されたものと推察される。

4. 小括

以上、資金需給関係を資本支出とその内部・外部金融の対応関係、内部資金力が低下する状況での配当政策と減価償却政策の対立、自社株買収に伴う自己資本の減少等の状況をCMBデータによってみてきた。これらを跡付けて明確な点は、資金使途が商業銀行と株主によって結

果的に大きく制約されてきた事実であろう。〔II-1〕でみたように、1981年まで続いた原油高騰時には、中東での上流部門でのマージンがパーティシペーションがゼロに等しい状況でバレル当たり数セントまで減少し、下流部門では製品需要の減少によって収益性が悪化し、1983年以降の原油価格の低下局面では、移転価格でカバーできない上流の収益性の急激な悪化が全体の収益性を悪化させ、折りしも1979年直後のスタグフレーションの影響を受けて商業銀行の収益性も悪化したため、銀行サイドにおいて下流部門の設備過剰、一貫統合体制を敷く事業数の過多が問題とされ、下流部門の統廃合が実施され、上流部門では原油価格の低下が採算を悪化させ、ドライ・ホールのリスク負担がさらに重くなつて探鉱・開発が抑制され、上流部門における留保利益の再投資を阻止して株主に利益を直送するロイヤルティ・トラストの設立が流行するようになる。視点を資金源泉に移動させてみたのが〔II-4〕の内部資金の使途状況で、そこでは、長期債務返済及び名目配当金額の維持が最重視され、内部資金が枯渇して外部資金に依存する場合には借入れがその主な源泉となるが、特に、上流部門での投資は資金的に疎外されていることが明らかにされた。また〔III-1〕でみたように、内部資金の一部である減価償却は生産資本の維持にもはや十分ではなく不足している。その不足を補う手段の一つは配当を抑制した利益留保政策であるが、それは名目配当金額の維持を優先する政策に道を譲っていた。それは特に1979年以降活発になった被買収の脅威から逃れるための株価維持政策と並行していた。〔III-2〕でみたようにこの株価維持を目的に自社株の買収が企業によっては大規模に実施された。

以上を貫く事態は、原油価格の低下による採算悪化より以上に上流部門での探鉱・開発及び原油生産の強い抑止要因となる商業銀行の信用規制及び株主の留保利益の再投資の阻止のための機構（ロイヤルティ・トラスト）の活用で、そしてその結果は、特に上流部門での投資の抑

止であり、あるいはその長期の供給力を支配する自己資本の自社株買収による減少であり、それと並行した商業銀行のいわば自己本意的な収益回路のための信用規制による運用総資本の減少であった。この点をデータ的に確認すると、既に述べたように自己資本は名目ベースでは1982～83年の1,823億ドル→1,825億ドルをピークに1984年には1,568億ドルまで減少し、その後は1987年の1,911億ドルまで戻しているが、1987年恒常ドルで測った実質ベースでは1981年をピークに1987年現在に至るまで未だその水準まで回復していない。また総資本の動きも名目ドルでは1983年の4,100億ドルをピークにその後1984年の一時的な減少を経て1987年の4,759億ドルまで増大しているが、1987年恒常ドルで測った実質ベースでは1980年をピークに以降次第に減少し、1987年現在1977年の水準を維持している状況にある。商業銀行と株主による財務政策的な拘束はこのように石油産業の活動水準を、原油価格の低下による採算の悪化より以上に抑制し、原油生産能力を減殺している。

これは既存の個別的石油資本あるいは下流に利益センターを移した一貫操業体制の会社において短期的には、つまり国内あるいは北海等非OPEC地域での上流活動が資源の枯渇によって事業廃止に追い込まれるまでは特に問題を感じないが、アメリカのエネルギーの自給率を引き下げ、あるいは可能な特にOPEC加盟国からの輸入を将来的に維持・強化するための政治的・軍事的機構の強化を余儀なくする点では問題である。これは、アメリカのエネルギー安全保障の傘の下にある日本にも深く係わる問題でもある。

〔III〕注

- 1) むろん投資効率の上昇が期待される場合には論理上、再投資可能な内部留保の優先が却って株価を高めることになる。だが株主は実際にはこの時期配当支出増を求め、大方の石油会社の企業者はこれに応えて配当性向を引き上げた。
- 2) 水野忠恒『アメリカ法人税の法的構造』有斐閣、

1988年、308ページを参照。

- 3) もっともこの間、ACRSは資産配分の失敗を強めたとの批判を受けて、1982年の「課税の財政の責任に関する法 (Tax Equity and Fiscal Responsibility Act of 1982, TEFRA)」では、ACRSと投資税額控除の二重の利益を制限するため、投資控除額の二分の一だけACRSの資産取得額を減額させることになった (水野、前掲、316ページを参照)。
- 4) 水野、前掲、303ページを参照。
- 5) 永本「米国石油業界の資本構造改革」前掲、66ページ、「John S. Herold Inc. の評価データ (1985/7現在)」を参照。
- 6) 永本「米国石油業界の資本構造改革」前掲、78ページを参照。
- 7) 永本「米国石油業界の資本構造改革」前掲、58ページ～60ページを参照。
- 8) Cf., Federal Trade Commissions-Securities and Exchange Commissions, *Quarterly Financial Report for Manufacturing, Mining, and Trade Corporations*, various issues.
- 9) 運用資金総額に占める各構成要素が絶対額、構成比で1984年以降大きく変動し始めた点については既に述べた。まず1982年の逆オイル・ショックによる業容の悪化に伴って1983年に運用先構成比をほぼそのままに、運用資金総額がピーク時1981年の実績に対して22%もの減額を記録し、その翌年に自社普通株及び優先株の買収が急増し始めたが、同時に増大した項目は投資その他の資産額で、従前の4%，5%水準からこの年だけ大きく19%水準に突出している。同年度が大型買収が相次いだ年であることから推して、これは幾つかの大規模な競合的TOBの過程で50%以下の持株比率に止まり、しかも短期的な保有目的として処理された株式投資の大きさを反映したものと考えられる。またExxon Corp., Texaco Inc. の同項目の推移にその背景を覗く限りでは、それは持分比率50%以下の非連結会社への投資増とその他の投資、受取債権の急増をも表現しているものと推察される。
- 10) 石油関連事業で使用される資本財の中でも掘削機器は特に摩耗が激しく、例えばADR制度(class life assets depreciation range system)の規定で標準耐用年数6年(下限5年、上限7年)と他の資産群と比較してかなり短い(須田徹『アメリカの税法』(改定版)中央経済社、1988年、114ページを参照)。

IV. アメリカ石油資本の縮小とエネルギー安全保障

1. 原油価格支配権をめぐる1980年代の市場メカニズム浸透によるOPECの後退

筆者は前節で「商業銀行と株主による財務政策的な拘束は……石油産業の活動水準を、原油価格の低下による採算の悪化より以上に抑制し、原油生産能力を減殺している」と述べた。この状況がどのようなアメリカのエネルギー安全保障政策を媒介しているのかを最後に考えておきたい。エネルギーの安定確保の条件には二つの側面がある。第一はその取得コストで、第二はその確実性である。そして第一の取得コストに関してみれば、その負担は1980年代初めの原油価格の軟化を契機に次第に軽減していく。

全供給量に占めるOPEC原油の比率が高く、価格で競合する産油が未だなく、需要に合せて供給を調整できた1970年代は需要の価格弾力性の低さを利用してOPECは戦略的な公式（カルテル）価格の引き上げに成功した。それは中東中質原油で1973年の2.6D/Bから1982年の33.5D/Bまで10数倍にも上る引き上げであった。しかし過度の原油価格の引き上げは原油への需要を減少させ、同時に非OPECの供給を増大させ、特に北海原油が下流の精製・販売でマージンを厚くしようとする国際石油資本によって大量に供給された結果、そのスポット価格は世界に先駆けて低下し、OPEC公式価格体系を脅かすようになった¹⁾。同一の油質の原油に二つの価格が付けば、より高いOPEC加盟国の産油への需要が激減するため、公式価格体系の下方修正は必至で、当時マーカー原油であったサウジアラビアのアラビアン・ライトは1982年の34D/Bをピークに1983年には29D/Bに引き下げられ、OPECははじめて価格支配において敗北している。しかも上流での埋蔵原油に関する全権益は1976年頃までにはOPEC内各産油国によって事実上接収された²⁾が、下流の精製・販売をほぼ一手に掌握し続けた国際石油資本はOPECの原油供給制限に対する備蓄名目での

在庫による需給緩衝能力を手にし、OPECによる供給の一律な制御を不可能にした³⁾。また汎用化学部門に進出するためのサウジアラビアの国営合弁会社 Saudi Arabia Basic Industry Corporation (SABIC)への Exxon Corp., Mobil Oil, Shell Co. 等アメリカ系国際石油資本の資本参加は、国際石油資本がOPEC加盟国において一様に原油生産の単なる請負人の地位に後退したわけでは決してないことを示していた。特に ARAMCO 系国際石油資本を中心にサウジアラビアとの特殊な関係がアメリカ政府による政治的な後押しを得て復活する可能性も残されている。OPECと国際石油資本との原油価格の支配をめぐる新しい綱引きが始まったと云われる背景には以上のような動きがある。そして15 D/B 前後の価格水準⁴⁾ そのものは、原油の輸入コストを大きく軽減している。少なくとも非OPECの供給力が低下しない状況ではOPECのカルテル価格は低位に固定されざるを得ない。しかし市場メカニズムがOPECの価格支配を大きく揺るがした1985年以降、価格がオイル・ショックの表象を打破って低下して生じた原油の輸入依存率の上昇は、国際石油資本とアメリカ政府を新たなジレンマに追い込むことになる。

2. エネルギー自給率の低下

先に述べた二重価格の矛盾が表面化して需要の大幅後退による財政収支の悪化に苦しむサウジアラビアが最終供給調整主体の役割を放棄してシェア拡大に乗り出し、これが引金となって突入したOPEC加盟国間の増産競争が価格を暴落させた1985年以降、価格は15D/B 近傍の低位で変動し、1987年に公式価格(7油種平均18D/B)での販売量がOPEC全体の同量に占める比率が前年の34%水準から僅か1%水準に激減し、これに代ってスポット価格連動での販売がほぼ40%水準に上昇すると、1988年以降サウジアラビアは公然と変動価格制をとるに至る⁵⁾。これら一連の動きはOPECのカルテルによる価格支配力の衰えを象徴していた。しかし価格低下

は一方では需要を増大させると同時に、世界で最も生産コストの高いアメリカ等の非OPEC産油国の原油供給力を低下させるから、価格低下が一定の限界を超えると、市場メカニズムの作用で一度揺らいだOPECのカルテルの基盤、加盟国間の共謀を再度固めさせることになるであろう。この場合、国際石油資本は、北海での下流部門へのマージン移転を目的とした一連の行動を通じて既に経験したように、原油価格の低下が生じても、資本全体の効率をある程度まで維持することはできる。しかし資本の論理に任せた石油資本による国内等非OPECにおける探鉱・開発の抑制は原油の輸入依存率を増大させ、延いてはエネルギーの自給率を低下させるので、アメリカ政府のエネルギー安全保障上の問題が大きく浮上することになる。むろん前節で述べたように、原油価格水準の低下は輸入コスト負担の軽減を意味する。だが自給率そのものの低下はエネルギー安全保障のリスクを高じる。これは中東での石油権益の全部が国際石油資本の掌中にあった時代にはなかった新たなジレンマである。

既に〔II-3〕で概算したたのように、アメリカの原油生産の全地域で採算がとれた時期は、国内価格の統制が撤廃されて価格が30D/B水準を超えた1981年から1982年までの短期に限られ、それ以降は価格低下に伴うマージンのマイナスへの転化が採算基準の高い油井から順次、1985年以降は特に急速に閉鎖に追い込んだ。投資の切捨率の上昇は同時に探鉱・開発支出を抑制する。国内の資本支出と探鉱・開発支出の合算値は1981年ピーク時の476億ドルから1982年には451億ドルに、さらに1983年341億ドル→1984年305億ドルと減少している。

こうした状況を反映して、1986年のアメリカの石油生産量は対前年比で3.3%減少し、1987年も引き続き3.1%の減産となった。一方原油需要は価格の下落に対応して1986年に3.4%、1987年に1.7%増加した⁶⁾。重要な事実として原子力発電(以下、原発)の投入損益分岐値は熱量による石油換算で8D/B~20D/Bと高く⁷⁾、しかも建設コ

ストが割高なため、他の発電方式と競争できないので⁸⁾、同発電は原油に代るエネルギーではない。このため増大した原油消費量に対する純輸入量の比率は、1983~85年の間30%近傍で推移したが、1986年には33.4%に、さらに1989年には41.6%まで上昇した。また1983~89年の区间中、OPEC加盟国からの輸入の消費量に対する比率は12%→13%→11%→17%→18%→20%→24%と推移し、純輸入全体のポイント増とほぼ同じ増加を示したことでもわかるように、輸入増加はOPEC諸国からの輸入増に直結していた(図〔IV-1〕)。このように、非OPEC産油の原油価格の低下はOPEC公式価格体系の引き下げに成功し、それは市場メカニズムの力がOPECのカルテル維持を突き崩したこと意味していたが、それは同時に非OPEC原油の供給比率を低下させ、特に生産コストの高いアメリカのOPEC原油への依存度を逆に高める結果を招いた。OPEC全体の最終供給調整国で、親アメリカ的なサウジアラビアは1986年末に18D/B水準を当面の最適水準として打出し⁹⁾、アメリカも新しいエネルギー戦略における短期的見通しを18D/Bを基礎に予測していると宮嶋は指摘する¹⁰⁾。この水準は概算コストが15D/B~31D/Bの値域にあるアメリカ国内の油井の大半を閉鎖に追い込むことは〔II-3〕で指摘したように必至である。だからアメリカ政府がもし18D/B水準を政策上の与件としているとすれば、それは消費原油の需要増に伴う追加的供給先を専らサウジアラビアを軸とするOPECの産油に求め、従って当地で既に石油利権を失ったアメリカ系国際石油資本の非OPEC地域特にアメリカ国内での上流部門における資本運動の拡張への方途を阻むことを意味する。そしてその線上で考える限り、アメリカ政府は原油価格が高過ぎればエネルギー価格が高騰し、逆に低過ぎれば消費原油自給率の低下を余儀なくされるジレンマに直面して、後者を選んで、OPEC内で影響力の大きなサウジアラビア等親アメリカ的な加盟国への影響力の強化を指向しているようにみえる。アメリカはあ

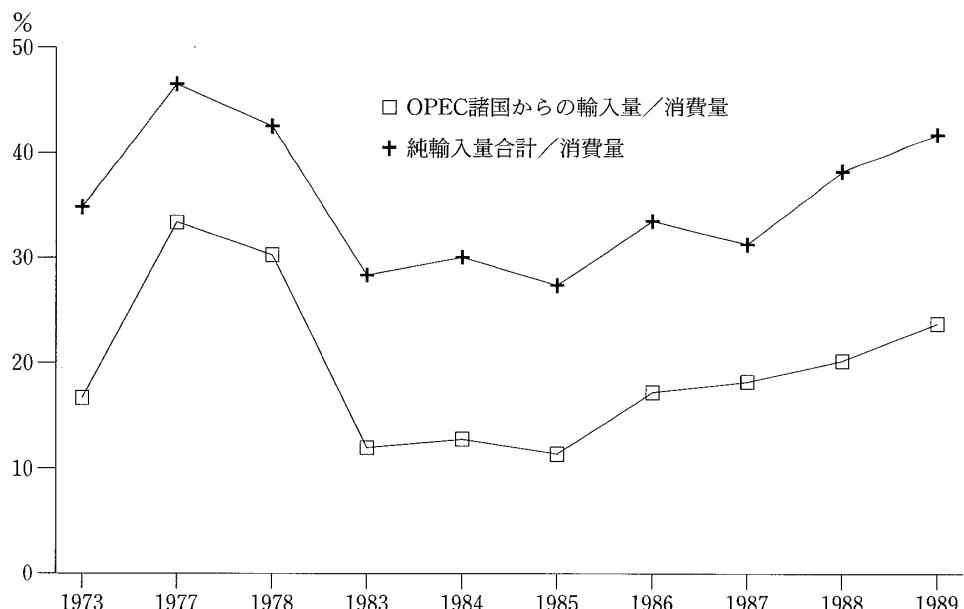
きらかに、国際石油資本を道具 (instruments) に、あるいはそれと完全な互恵関係を結んで安全保障上の対外政策を組み立てることのできた時期¹¹⁾にはみられない、一方では国際石油資本の縮小を余儀なくされながら、同時に他方ではエネルギー源の安定確保を目的に中東情勢への外交、軍事面での関与を深めざるを得ないと云う新たな状況にある。

3. エネルギー安全保障政策における外交・軍事的プレゼンスの持つ意義の増大

共和党 Reagan 政権は、連邦政府の介入と統制によって経済効率は向上しないことをエネルギー市場の実績が示していると述べ、規制緩和の方針を打出したが¹²⁾、以上から、同政権第1期 1980年代前半は、原油のスポット価格が OPEC 公示価格を下回って OPEC の価格支配力が著しく後退すると同時に、価格が未だ高位で推移したため、国内での探鉱・開発が増進し、生産量も増大して中東産原油の輸入依存率が低下した歴史的な過渡期にあったことがわかる（図 [IV-1]）。第一次オイル・ショックを契機に1976 年頃までには OPEC 加盟国の多くの政府によ

るパーティシペーションは 100% に達しているから、政策的基調が規制・統制におかれ、同時に中東情勢に配慮した対外政策の継続が指向されるのも当然であった。規制指向の民主党と危機的なエネルギー情勢が結びついた 1977 年に Carter 大統領は、「エネルギー問題についての決断は戦争と道義的に等しいものとなろう」と宣言して翌年には次々とエネルギー関連法案を成立させ、さらに 1979 年第二次オイル・ショック後には事態を重く受け止め、新エネルギーの開発推進と新規エネルギー供給者の参入を促すことによって、エネルギー供給力の増大、輸入依存率の低下を目的とする NEP II を策定し¹³⁾、先の過渡期を経て消費原油の輸入依存率が再び高じた 1986 年以降、Reagan 政権を引継いだ Bush 政権においても、同政権が発足した 1989 年当初は 1988 年 8 月のイラン・イラク戦争の停戦等地域紛争の終結による中東地域の安定や冷戦時代の終焉を背景にエネルギー関連問題の地位は相対的に低下したが、1986 年以降の原油価格の低落によって石油の輸入依存率が上昇して 1990 年に史上最高を記録すると行政府によるエネルギー安全保障上の脆弱を克服するための

図 [IV-1] アメリカの石油輸入依存率



出所：宮嶋、前掲、167ページ、表16「米国石油輸入依存率の推移」
(DOE, *Monthly Energy Review*. (May.1990))から作成。

施策の策定を求める声が高まり¹⁴⁾、同年4月には国家エネルギー戦略（National Energy Strategy；以下、NES）が策定され、その四つの基本テーマの中でも特にエネルギー供給の安定化のために、原油国内自給力の強化、天然ガス供給の増強、原発能力の増強等が求められ、その実現のために、北極圏野生生物保護区域（ANWR）の石油開発のための立法化、財務省による鉱区リース料収入の運用規制、原子力プラントと核廃棄物基地の認可手続きの簡素化等の立法化が急がれた。しかし関係方面的反応は、NESを実施に移すための財政負担と具体的な施策の見通しが不十分なため、その実現可能性を疑問視するものであった¹⁵⁾。政府の経済政策上の介入にも係わらずエネルギー自給率を改善する方途は既に述べた採算上の理由から、原子力プラントの開発と石油の国内開発の両方であきらかに壁に突き当っていた。さらに、Clinton 現政権は、Bush 前政権が進めていた前記の ANWR での石油・ガスの開発を認めず、環境重視から原発の新設を停止したが、基本方向とする天然ガスの利用拡大や風力発電等の代替エネルギーの開発の見通しは暗いので、エネルギー自給率の改善はますます困難になりつつある。しかも、海外原油価格が低落し、国内探鉱・開発の採算が悪化し、環境規制の強化で生産コストは上昇したため、エネルギー省によれば、アメリカ系石油資本の新規開発投資の70%以上が海外に振り向かれて、このため、1994年1月現在、原油の輸入依存率は53%まで上昇している¹⁶⁾。先に筆者は、原油価格が高過ぎればエネルギー価格が高騰し、逆に低過ぎればエネルギー自給率の低下を余儀なくされるジレンマに直面して、アメリカは後者を選んでOPEC 内で影響力の大きなサウジアラビア等親アメリカ的な加盟国への影響力の強化を指向していると述べたが、エネルギーの自給率を高じる政府の経済政策の閉塞によって、その方向は他に選択肢を持たない唯一の方途となってきたいるものと推察されるのである。

こうした状況で注目されるのは Carter によ

云う役割は著しく後退してきている。しかも、Krapels が指摘するように、国際石油資本は、OPEC 諸国との関係を市場メカニズムの浸透によって希薄にし、またアメリカ政府からは、かつて敷かれた競争を排除するための連邦及び州法の規制を解除され、しかも上流部門の開発を促進するための税制面での援助を断たれ、まさに孤児となっている²¹⁾。従って端的に云えば、アメリカ系国際石油資本は OPEC の原油を下流部門に引いて精製・販売する役割を担うに過ぎず、国内での上流部門での投資意欲も原油の低価格によって失い、アメリカのエネルギー安全保障政策の道具 (instruments) であることをいまでは止めている。そして国内等非 OPEC 地域での原油生産の停滞が OPEC 原油への依存度を高め、その結果エネルギーの自給率の低下がますますそうした原油確保のためのサウジアラビアをいわば力点とした政治的・軍事的な外圧と云う経済外的手段の重要性を高じている。〔II, III〕を通じてあきらかにしたように、アメリカ系石油資本は、自らの経済合理性に基づき、また商業銀行と株主集団の圧力を受けて、原油生活活動の水準を低下させている。それは、こうしたエネルギー安全保障政策上の中東に対する外圧を生み出すべく確実に作用しているのである。

[IV] 注

- 1) 北海原油のスポット価格は常に世界に先駆けて下がり、それは次のように波及した。1979年に成立の保守党 Thatcher 政権は市場原理を重視して、BNOOC 所有の探鉱・生産部門を、1982年に設立した新会社 Britoil に移管したが、下流部門をもたないので、その販売はスポット価格となる。その場合、スポット価格が政府収入増を目的に高めに設定された公式価格を上回る場合には利益を生むが、スポット価格の軟化によって1981年後半以降巨額の赤字を出すに及んでやむを得ず1982年2月遂に31ドル10セントに引き下げられ、API 比重も小さく品質で上位の北海ブレンド原油の公式価格が重質のアラビアン・ライトを下回った結果、OPEC の価格体系、アラビアン・ライト34D/B は強力な下方修正圧力をかけられた。このとき OPEC 加盟国中 API 比重の

小さいナイジェリアの主力原油である超軽質原油ボニー・ライトは公示価格体系において価格が34D/B を超えてはるかに上位にくるのでその販売量が激減した。ここで生じる増産と割引販売の競争によるカルテル崩壊の危機を回避する目的で、OPEC は34ドルから29ドルへの引き下げを1982年3月3日に決める。価格支配における OPEC の始めての敗北であった。二重価格の矛盾は1985年のサウジアラビアによる “swing producer” 役の放棄による価格の大暴落となって表出することになる(瀬木、前掲、143ページ～155ページを参照)。

- 2) この接収はパーティシペーションを通じて実施された。OPEC 内各産油国においてパーティシペーションは1976年頃までには100%に高められていた(瀬木、前掲、117ページを参照)。
- 3) かつて上流を下流と併せて支配した国際石油資本は石油製品需要に対して原油の供給を調整したが、OPEC は原油への需要一般に対して原油供給を調整した。この違いは大きかった。原油大消費国がオイル・ショック以来、備蓄を名目に原油の在庫を増やしたことでもわかるように、下流部門の在庫こそ Rockefeller の時代以来、下流部門の上流部門に対する最大にして唯一の対抗手段であった。原油の需要一般に原油生産を合わせることは売手が買手に自己に対する対抗手段を与えることを意味していた(瀬木、前掲、156ページ～157ページを参照)。
- 4) 中東ドバイ原油価格。
- 5) 石油年鑑編集委員会編『石油年鑑』(1990年度版)日本経済評論社、1989年、56ページ～57ページを参照。
- 6) 大橋忠彦『エネルギーの政治経済学』ダイヤモンド社、1987年、77ページを参照。
- 7) 山田健治『北海油田の開発政策』(増訂版)成文堂、1987年、29ページ(第1章注(20)「エネルギー・コスト比較」)を参照。
- 8) 宮嶋、前掲、171ページを参照。
- 9) 岩崎徹也『開発と石油の政治経済学』学文社、1989年、164ページを参照。
- 10) 宮嶋、前掲、188ページを参照。
- 11) 第二次大戦中、石油不足の危機感が強まる中で、アメリカでは戦後の对外石油政策の在り方が模索され、Roosevelt 政府は戦後の長期的な原油供給に果たす ARAMCO での利権の役割を重視して従来の ARAMCO に対する無関心を改め、1943年2月、「サウジアラビアの防衛は米国にとって決定的に重要(vital)である」との大統領訓令を発し、武器貸与法(Direct Lend Lease)上の援助をはじめてサウジアラビアに与えた(山田恒彦、廿日出芳郎、竹内一樹『メジャーズと米国の戦後政策』木鐸社、1977年、88

- ページ)。これを契機にアメリカ政府内には、「その操業が米国の国防にとって根本的に重要と考えられる民間企業に対して、政府はどの程度のコントロールを行なうべきか」と云う政策上の論争が起つた。この中で H. Ickes 内務長官兼戦時石油管理官を中心とする「政府統制強化論者」の主張が大勢を占め、石油埋蔵公社 (Petroleum Reserve Corporation; 以下、PRC) が、海外特に中東石油資源の政府による直接取得を目的として1943年6月に設立された。PRC は ARAMCO の株式100%取得をめざして Socal と Texaco と交渉を開始した。しかし交渉は両社をはじめとする民間企業の激しい抵抗で失敗し、結局何の構想も実現しないまま一年足らずで解散した。この経過を踏まえて前述の論争は、「政府は、直接事業には乗り出さずに、民間企業に任せ、その海外活動にあらゆる援助を与える」と云う形で決着がつけられた。この時確定した政府と国際石油資本との相互補完的関係は、以後戦後期を通じて一貫して保持されることになった(同上、88ページ～89ページ)。1943年11月には戦時石油産業審議会が「米国の対外石油政策」と題する報告書を戦時石油管理官 H. Ickes に提出し、その中で、「合衆国の国家安全保障は適切な世界の石油開発に依存しており、米国市民の手にある石油供給源を世界中に保有することによって高められる」と述べ、アメリカ系企業の海外石油活動の強化が戦後の再建とアメリカの国家安全保障の増進に不可欠であるとの基本認識を示している(同上、91ページ)。アメリカ政府が最も重視した地域は、社会主义圏と隣接して多くの不安定要因を内包するヨーロッパと中東で、これら両地域の経済的・政治的安定を媒介する戦略物資として石油が注目され、石油生産の主体としてのアメリカ系国際石油資本は対外政策遂行の不可欠な扱い手として位置付けられるに至った(同上、7ページ)。国務省の政策文書「中東石油」(1950年9月10日)においてアメリカ系国際石油資本は「米国の対外政策上の重要な道具 (Instruments) である」と位置付けられた。中東政策の基本目標は対旧ソビエト国際戦略上、アメリカの中東地域における影響力を強化し、旧ソビエトの浸透を抑止し、同時に自国並びに資本主義陣営のための石油供給源・輸送ルートを確保することにおかれ、アメリカ系国際石油資本は後者の扱い手として強力に保護されることになる。戦後期の外国税額控除の導入(同上、97ページ～105ページ)や国際石油カルテル刑事訴追の中止(同上、105ページ～125ページ)はそれを象徴する動きであった。
- 12) 大橋、前掲、151ページを参照。
- 13) 宮嶋、前掲、256ページ～257ページ及び、柴田益男『転換に立つエネルギー産業』アイペック社、1988年、254ページ～259ページを参照。
- 14) 石油年鑑編集委員会編『石油年鑑』(1990年度版)日本経済評論社、1990年、94ページを参照。
- 15) 石油年鑑編集委員会編『石油年鑑』(1991年度版)日本経済評論社、1991年、102ページ～103ページ、及び宮嶋、前掲、172ページを参照。
- 16) 井口祐男編『石油年鑑』(1993・1994年度版)オイル・リポート社、1994年、94ページ～95ページを参照。また Clinton 大統領が、実効に乏しい国内エネルギー産業の活性化を打出す一方で、原油の対外依存率の上昇に懸念を表明したことは記憶に新しい(『日本経済新聞』、1995年2月17日(金)付朝刊)。
- 17) 宮嶋、前掲、12ページ～13ページを参照。
- 18) 十市、前掲、9ページ～10ページを参照。
- 19) アメリカの油田で大規模なものはアラスカ、メキシコ湾沖合等一部の海底油田だけで、本土の陸上油田のほとんどは既に衰退期に入り、零細沖合油田が圧倒的な比率を占める。アメリカで稼働する油井61万の日産平均は12.5バレルで、75%は日産10バレル以下のいわゆるストリッパーウェルである。確認埋蔵量は北極圏野生生物保護区域 (ANWR) の92億バレルとカリフォルニア州沖の大陸棚の120億バレルを含む258億バレルに過ぎず、稼働油田のほとんどは老朽化している。これに対して世界最大の産油国サウジアラビアの確認埋蔵量は2,575億バレルでほぼアメリカの10倍である。アメリカの原油生産は既に減産の一途を辿っている(宮嶋、前掲、166ページ～168ページを参照)。
- 20) 軍事による1991年の湾岸での中東介入がアメリカ及びアメリカ系国際石油資本の上流資源への接近の可能性を大きくしたわけではなかった。戦争直後には、アメリカの担った負担に応じてアメリカ系国際石油資本はサウジアラビアやクエートにおいて石油権益に直接参加する可能性も論じられた(宮嶋、前掲、183ページ～194ページを参照)が、その観測は少なくとも短期的には外れている。油田が炎上したために油層内の調査の必要に迫られたクエートがその支援を仰いだのは BP で、その契約方式もサービス・コントラクトであった。これら諸国で不足している石油専門家も技術も強力な資金力で確保し得るから、外国石油会社を上流部門に参加させる必要はない。特に国内上流部門の開放には依然政治的な抵抗が強い(石油年鑑編集委員会編『石油年鑑』(1992年度版)日本経済評論社、1992年、37ページを参照)。
- 21) E. Krapels、前掲邦訳、86ページを参照。