

5 大メジャーの上流戦略動向

総合戦略ユニット 研究員 小林 良和

はじめに

NY 原油相場が取引中の価格で\$70/bbl 台に突入するなど、昨年引き続き今年も国際原油市場は歴史的な高水準を保ったまま推移している。この原油価格の高騰の背景にはさまざまな要因が存在しているが、その主要因の一つが、世界の石油需要増加に供給が十分に追いついておらず、その結果世界の余剰生産能力の著しい低下が市場の供給懸念を増大させていることにある。

このような国際石油市場における需給のタイト化傾向が継続し、将来の供給能力増強の必要性が強く叫ばれている中で、石油上流部門¹における豊富な経験と資金力、技術力を持つ 5 大メジャー (ExxonMobil、RD/Shell、BP、Chevron、Total) の上流部門の戦略動向を探ることは、今後の世界の石油供給動向及び国際石油市場の行く末を考える上で、極めて重要である。

本稿では、まず第 1 節において華々しい財務上の実績とは対照的にメジャー各社の上流部門における操業実績が伸び悩んでいることを明らかにする。そして第 2 節においてその伸び悩みの背景要因を分析した上で、第 3 節でメジャー各社が現在展開しつつある戦略内容を概観する。最後に第 4 節において、これらの議論を踏まえた上で今後の展望を簡単にまとめることとする。

1. 好調な財務実績と伸び悩む操業実績

最近のメジャー各社の財務業績における快進撃ぶりは取り立てて確認する必要もないだろう。図 1 (次ページ) はメジャー各社の過去 5 年間の純利益の推移を示したものである。直近の 2004 年においては、5 社中最も純利益が少ない Total でも 112 億ドル、業界トップの ExxonMobil に到っては純利益 253 億ドルという桁外れの利益を上げるなど、各社とも過去最高水準の高利益を記録した²。2005 年 2 月 18 日のニューヨーク株式市場において ExxonMobil の株式時価総額が GE を抜いて世界最大となったことは、このメジャー各社をめぐる高収益状況を象徴する出来事といってもよい。このような財務上の業績だけを見ればメジャー各社はまさにこの世の春を謳歌しているように見える。

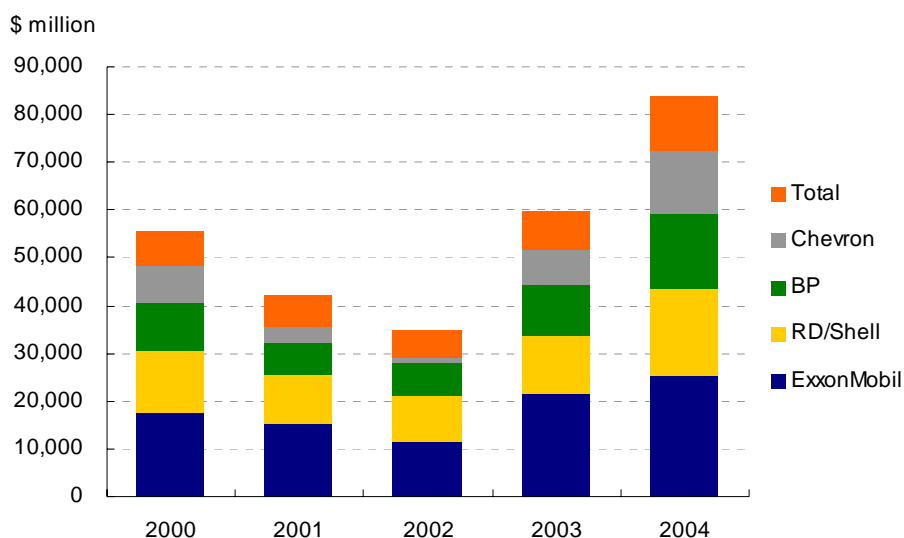
しかしながら、この財務上の好業績は実は世界の需要急増に伴う油価の高騰に起因する

¹ ここでいう石油上流部門とは、石油・天然ガスの探鉱、開発、生産部門の総称を指す。

² Total のドル表示の金額は同社発行の『2004 FACTBOOK』中の数値。

ところが大きく、上流部門の操業面でのパフォーマンスは財務実績ほど芳しくない。この点を幾つかの代表的な操業指標をもとに確認してみたい。

図 1 メジャー各社の純利益推移



(単位: 百万ドル)	2000	2001	2002	2003	2004
ExxonMobil	17,720	15,320	11,460	21,510	25,330
RD/Shell	12,813	10,301	9,656	12,313	18,183
BP	10,120	6,556	6,795	10,482	15,731
Chevron	7,727	3,288	1,132	7,230	13,328
Total	7,055	6,733	5,919	8,308	11,224

(出所) 各社年次報告書

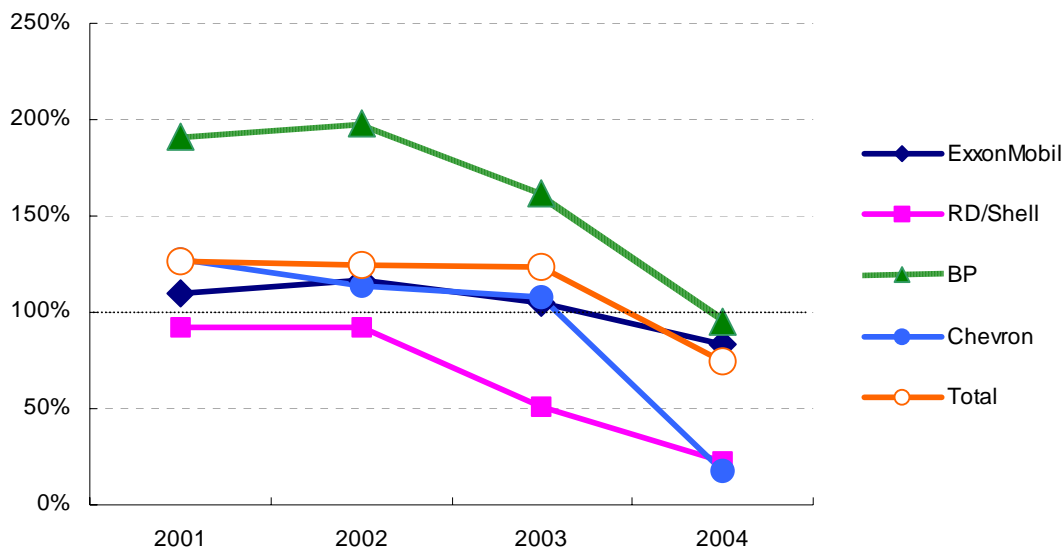
まず、各社上流部門におけるストック部分とも言うべき埋蔵量の置換率 (Reserves Replacement Ratio: RRR)³を見てみよう。図 2(次ページ)は、2001~2004 年のメジャー各社の RRR (石油換算バレルベース) の推移を表したものであるが、各社の RRR が全般的に下降傾向にあることが分かる。特に 2004 年については、各社とも 100%を下回っており、年間生産量分の埋蔵量がその年に追加できなかったことになる。

2004 年の各社の RRR を石油とガスに分けてみたのが図 3(次ページ)である。石油換算バレルベースで 20%前後と極めて低い置換率となっている RD/Shell と Chevron については、石油が 0%前後、ガスについても 70%前後といった水準にとどまっている。ExxonMobil は、石油換算バレル (石油+ガス) ベースでは 80%台半ばの置換率となっているが、そのほとんどをガスの置換率で稼いでおり、石油については-30%とメジャー各社の中で最も低い置換率になっていることが分かる。BP と Total は相対的にバランスのとれた埋蔵量の置換が

³ 埋蔵量置換率とは、会計期間内に追加された埋蔵量の数量を同期間内に生産された数量で除した数値である。この数値が 100%以下であれば、埋蔵量の追加数量が生産された数量を下回っていることとなる。

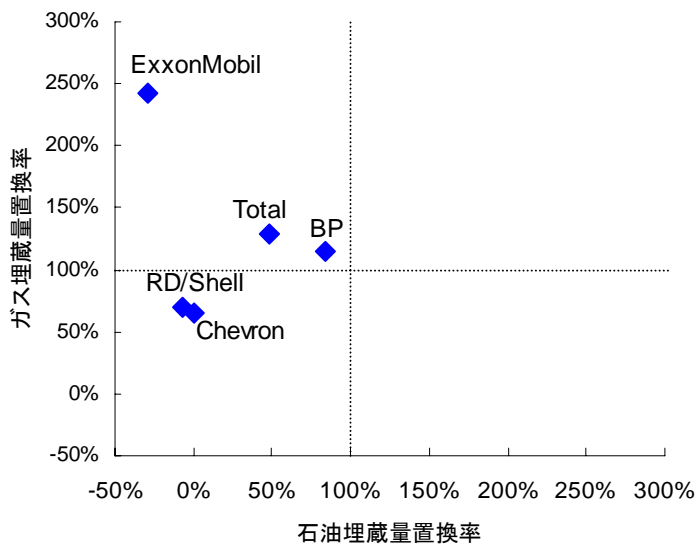
出来ているが、この両社についても ExxonMobil ほど極端ではないものの、ガス中心に埋蔵量を置換している（この点は後述する）。

図 2 メジャー各社の埋蔵量置換率



(出所) 各社年次報告書を基に筆者算出。

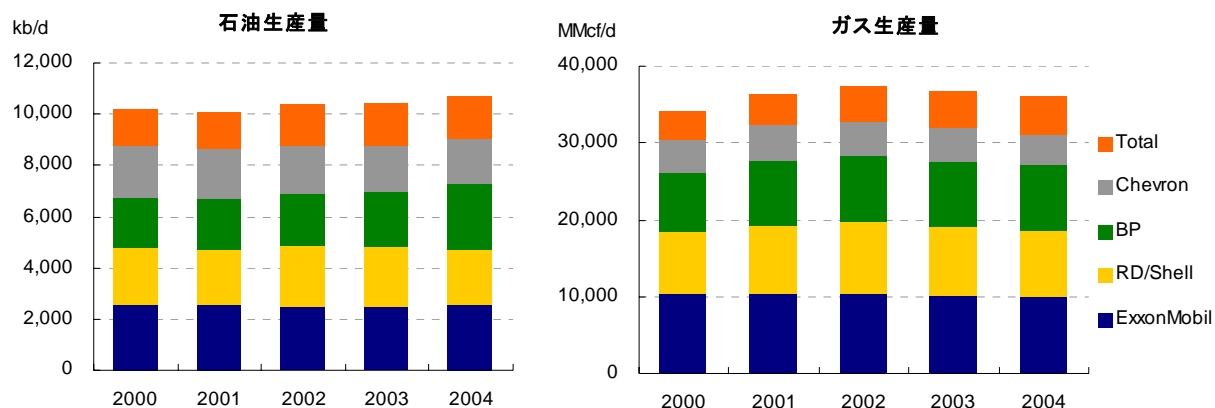
図 3 メジャー各社の石油・天然ガスの埋蔵量置換率



(出所) 各社年次報告書を基に筆者算出。

次に、各社の上流部門におけるいわゆるフローの部分である生産量について、メジャー 5 社合計の石油・ガス生産量の推移を表したのが図 4(次ページ)である。石油については良く言って微増、ガスに到っては 2002 年をピークに下落傾向にあることが分かる。

図 4 メジャー各社の石油、ガス合計生産量の推移



各社石油生産量

(単位:千 B/D)	2000	2001	2002	2003	2004	増減率
ExxonMobil	2,553	2,542	2,496	2,516	2,571	0.1%
RD/Shell	2,262	2,211	2,359	2,333	2,173	-0.8%
BP	1,928	1,931	2,018	2,121	2,531	5.6%
Chevron	1,997	1,959	1,897	1,808	1,710	-3.1%
Total	1,433	1,454	1,589	1,661	1,695	3.4%
合計	10,173	10,097	10,359	10,439	10,680	1.0%

(出所) 各社年次報告書、増減率は 2000~2004 年の平均年率

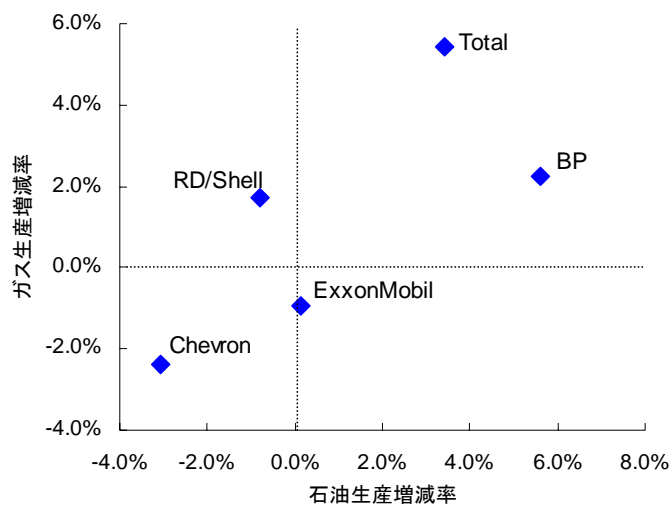
各社天然ガス生産量

(単位:百万 CF/D)	2000	2001	2002	2003	2004	増減率
ExxonMobil	10,343	10,279	10,452	10,119	9,864	-0.9%
RD/Shell	8,096	8,902	9,286	8,849	8,808	1.7%
BP	7,609	8,632	8,707	8,613	8,503	2.2%
Chevron	4,466	4,417	4,376	4,292	3,958	-2.4%
Total	3,758	4,061	4,532	4,786	4,894	5.4%
合計	34,272	36,291	37,353	36,659	36,027	1.0%

(出所) 各社年次報告書、増減率は 2000~2004 年の平均年率

この生産量を会社別に見てみると、各社の生産量実績には若干のばらつきが見られる。図 5 (次ページ) は各社の石油・ガス生産量の過去 5 年間の平均増減率 (年率ベース) をプロットしたものである。石油に関しては ExxonMobil が微増 (+0.1%)、BP と Total が増産 (それぞれ+5.6%、+3.4%) した一方で、RD/Shell と Chevron は減産であった (それぞれ-0.8%、-3.1%)。またガスについては RD/Shell、BP、Total が増産したが (それぞれ+1.7%、+2.2%、+5.4%)、ExxonMobil と Chevron は減産であった (それぞれ-0.9%、-2.4%)。結果として、生産量の増加率に限ってみれば BP、Total が一歩抜き出ている。

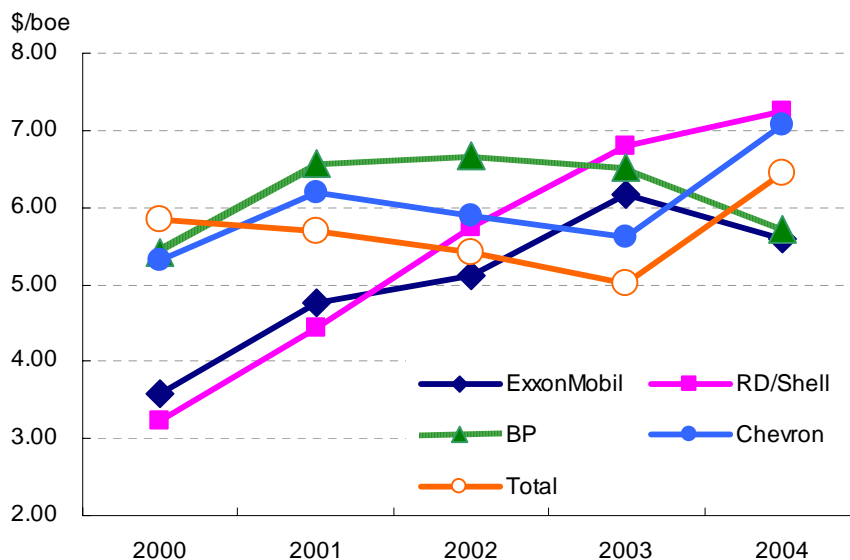
図 5 メジャー各社の石油、ガス生産量の増減率(5年間平均年率)



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成

さらに、もう一つの操業面での重要指標の一つであると考えられる各社の探鉱開発コスト単価の推移を示したのが図6である。BP、Totalの欧州勢が健闘しているが、ExxonMobil、Chevronの米国勢とRD/Shellについては全体として生産コストが上昇しつつあるように見える⁴。このようなこの費用の増大傾向は利益の圧縮にもつながり、各社にとって非常に深刻な問題だと言えよう。

図 6 メジャー各社の探鉱開発コスト単価



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成。

(注) 対象コストは各社によって若干異なる。ExxonMobil は年次報告書中の「Costs incurred in

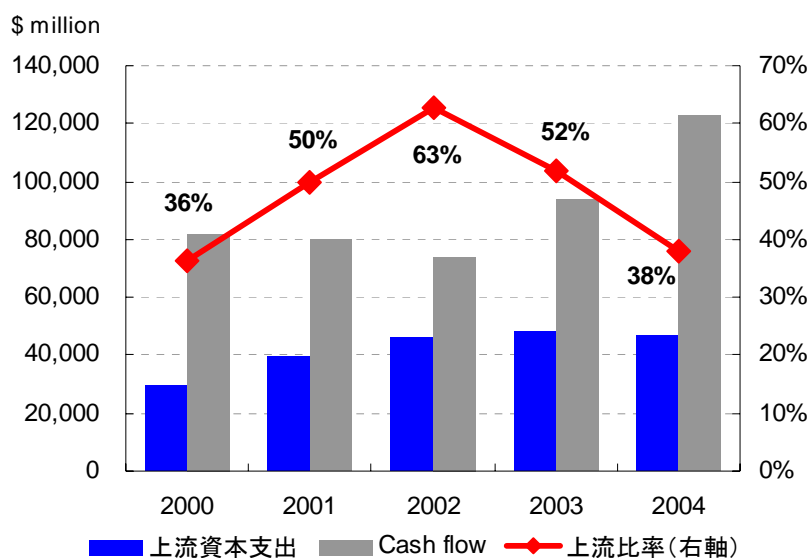
⁴ この要因については明らかではないが、これらの会社が最近大規模な天然ガス開発を行っていることもその理由の一つとして考えられる。

property acquisitions, exploration and development costs」における Exploration costs と Development costs の合計値、RD/Shell は同「Costs incurred」における Exploration と Development の合計値、BP は「Costs incurred for the year ----」における Exploration and appraisal costs と Development costs の合計値、Chevron は「COSTS INCURRED IN EXPLORATION, PROPERTY ACQUISITIONS AND DEVELOPMENT」における Exploration と Development の合計値、Total は「COSTS INCURRED IN OIL AND GAS PROPERTY ACQUISITION, EXPLORATION AND DEVELOPMENT ACTIVITIES」における Exploration costs と Development costs の合計値を、それぞれ各社の石油ガス生産量(石油換算バレル)で除したものである。石油換算バレル(ガス→石油)の換算係数は、1 boe = 6,000 cf で計算した。

以上、操業面の業績実績に関し幾つかの指標について概観してみたが、各社ともその華々しい財務上の実績とは異なり、操業面での実績が伸び悩んでいることが確認できた。

それでは、メジャー各社はこの伸び悩みの問題を解決すべく、将来の成長に対する投資を十分に行っているのだろうか。この点について、メジャー社内においてキャッシュベースでどの程度の経営資源が上流部門に配分されているのかについて見てみたい。図 7 は、メジャー各社合計の過去 5 年間のキャッシュフローと上流部門への資本投資額 (Capital Expenditures⁵)、キャッシュフローに対する上流部門への資本投資額の比率の推移をグラフ化したものである。確かに上流部門に対する資本支出絶対額は増加傾向にあるといえるものの、そのキャッシュフローに対する比率は 2002 年をピークにむしろ減少傾向にあることが分かる。

図 7 メジャーのキャッシュフロー、上流部門への資本支出額とその支出比率



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成

⁵ ここでいう Capital Expenditures とは生産設備やプラントなどのような固定資産に対する投資額と探鉱費用の総計を指す。固定資産の減価償却費は含まない。

米金融機関 Lehman Brothers 社の調査によれば、2005 年度のメジャー各社の上流部門への資本支出額は 10%前後の伸びを示すと予測されている。しかし、この増加傾向についても昨今の資材価格の高騰や優良なサービスを提供する企業の数が非常に限られていることから、プロジェクト単位あたりの費用が以前よりも割高になっているという事情がある。従って、仮に 10%の増加を示したといっても、実際の投資活動の伸びについてはその半分程度にとどまるといったところが実情である⁶。

このように、本節においてはメジャー各社を巡る経営状況として「高収益ではあるものの、操業面では振るわず、手元の流動資産（現金）のみが積み上がる」という構図を確認することができた。それでは、何故このような一見アンバランスとも受け取れる状況が起こっているのか、次節において分析してみたい。

2. 伸び悩む操業実績:その要因

前節で確認したメジャー各社をめぐる経営状況については、主として以下の 4 つの要因が挙げられる。以下、これらの 4 つの要因について概説する。

- 1) 既存の主力油田の成熟化
- 2) 有望な油ガス田地域へのアクセスに対する制約
- 3) プロジェクトの規模・投資額の増大
- 4) 「ウォール街の圧力」

2-1 既存の主力油田の成熟化

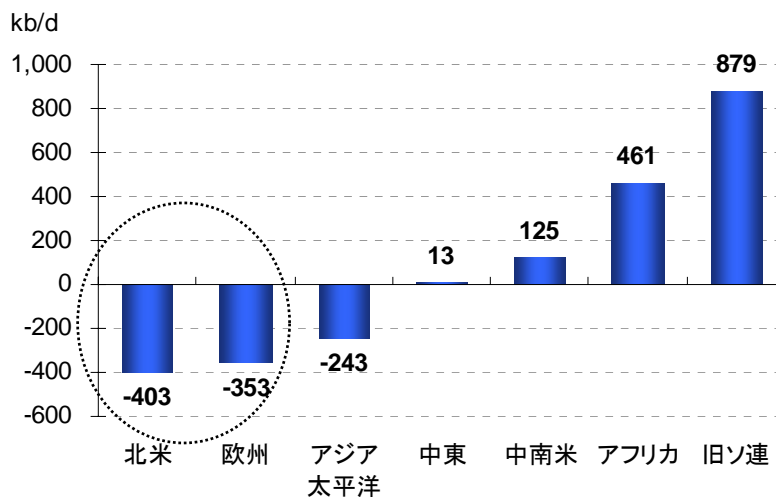
まず、これまでメジャー各社による生産の主力を占めてきた北米・欧州における油田が成熟化を迎えていることが指摘できる。図 8 及び図 9（ともに次ページ）はメジャー各社の過去 5 年間の石油・ガスの地域別生産量の増減量を図示したものである。石油に関しては北米・欧州において生産量がそれぞれ 40 万 b/d、35 万 b/d 減少しており、各社がこれらの地域に保有している油田が全体として生産のピークを迎えていることがうかがえる。ガスについては、北米の生産量が大きく減少する中で、欧州の生産量はまだ増加傾向にあるが、他地域と比較した場合にはその増加幅は低い水準にとどまっている。

後述するように、メジャーの戦略の中には、近年成熟化を向かえた資産をむしろ積極的に他社に売却する傾向も見られており、メジャー各社の北米や欧州における減産傾向の背景にはそういった要因も存在する。しかしながら、BP 統計や IEA 統計などを見るまでもな

⁶ “Upstream capex soars as costs rises,” *Petroleum Argus*, 4 July 2005, p7 及び “High Oil Prices Lead to Upstream Spending Surge,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 4 July 2005, pp4-5. ちなみに各社の増加率は、ExxonMobil が 9%、RD/Shell が 12%、BP が 5%、Chevron が 9%、Total は 3%である。

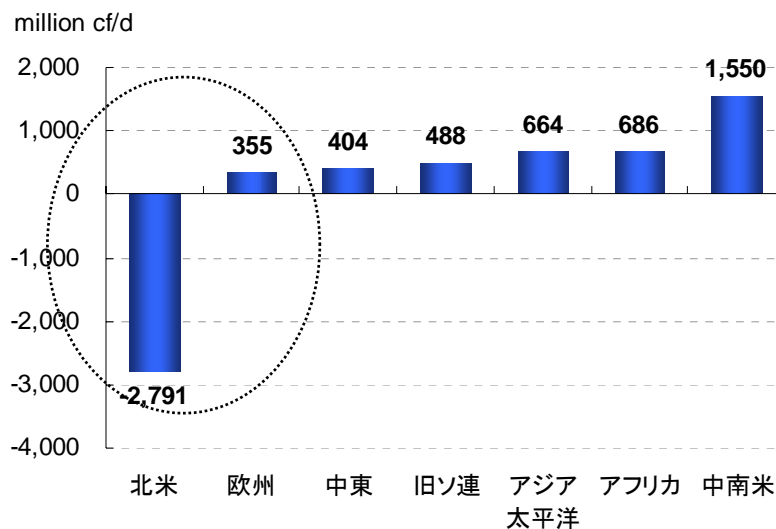
く、メジャーの Home ground である北米や欧州における油田がピークを迎えつつあることは事実であり、先述した生産量の伸び悩みや RRR の低下もこのことが大きな原因となっている。

図 8 メジャーの石油生産量合計の地域別増減量



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成

図 9 メジャーの天然ガス生産量合計の地域別増減量



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成

2-2 有望な油田地域へのアクセスに対する制約

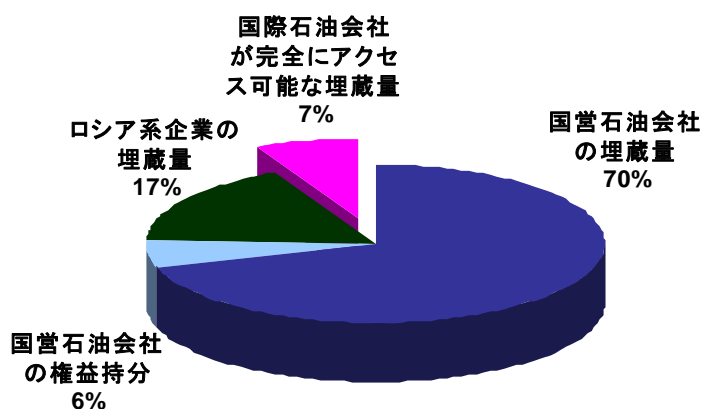
次に、従来の主力地域である北米と欧州における油田が成熟化を迎えている現在、メジャー各社は必然的に他の有望な油田地域へ進出する必要に迫られているが、これらの有望な油田地域へのアクセスには大きな制約が存在する。これが第 2 の要因である。中東湾岸

などの有力な油田地域における埋蔵量はそれぞれの国の国営石油会社による強力な管理下に置かれており、メジャーを始めとする国際石油会社が自由にアクセスすることができないという状況がある。投資を行いたくともそれが制度的に許されないという構図である。このような状況は決して今に始まったことではないが、記述の通りメジャーを始めとする国際石油会社の主力油田が成熟化を迎えつつある現在、この面での制約が大きくクローズアップされてきている。

また近年、ベネズエラやロシアにおいては、歴史的な高油価を背景に自国の資源に対する国家管理の強化の傾向が強まりつつある⁷。これらの国においては既存の生産資産に対する税率の引き上げなどといった投資条件の悪化が起こっており、今後のメジャー各社による海外戦略における投資対象国の範囲がさらに狭められる結果となっている。

図 10 は世界の石油ガス埋蔵量に対するアクセス状況を表したものであるが、メジャーを始めとする国際石油会社が自由にアクセスできる埋蔵量は世界の埋蔵量のうちほんの 7%程度しかない。国際石油会社が、いかに限られたパイにしかアクセス権を与えられていないかが見て取れよう。

図 10 石油ガス埋蔵量に対するアクセス状況



(出所) PFC Upstream Competition Service; BP

⁷ このことを「資源ナショナリズムの再興」という観点でとらえる論調もある(例えば、「New Recipe Needed For IOC-NOC Mix,」 *Petroleum Intelligence Weekly*, 4 April 2005, 4)。しかしながら、筆者は現在のこれら産油国の動きを留保なしに資源ナショナリズムと呼ぶことには一抹の抵抗がある。本来資源ナショナリズムとは、1960年代に端を発し、発展途上国が南北問題の解決に向けた動きを模索する一環で国内の天然資源に対する主権の確立を求めた動きであった。1970年代の産油国による石油産業の国有化は、この一連の資源ナショナリズム運動の集大成として捉えることができる。一方、現在の産油国で散見される動きは、1960～70年代に見られた資源ナショナリズム運動と比較した場合、その規模や国際政治経済に対する影響度、各国間の連帯性という面で規模が小さく、また質の異なったもののように思える。この点に関してはより深い議論が必要であり、本稿の考察範囲を越えてしまうため、稿を改める必要がある。

2-2 投資プロジェクトの規模・投資額の増大

上流部門における初期投資の額が極めて大きいものであることは改めて指摘するまでもないが、近年その投資額が更に巨額化していることが第 3 の要因である。この背景には、既存の主力油田地域の成熟化に伴い、石油については開発コストの高いメキシコ湾岸や西アフリカにおける超深海地域など地理的フロンティアにおける開発が新規プロジェクトの主軸になりつつあること、また後述するように、メジャー各社は近年石油よりもむしろ天然ガスの開発に重点を置き始めていることといった要因がある。特に天然ガス開発の場合には、ガス田の開発と併せて輸送のためのパイプラインや液化設備、場合によっては GTL の製造プラントが併設されるなど、原油開発に比べてより大きな額の初期投資が要求される。また、最近ではこれに加えて資材価格や諸サービスの価格が上昇していることもあり、プロジェクト当たりの規模や投資額は着実に増大する傾向にある。

一般に、上流部門のプロジェクトはその開始から商業生産に至るまでのリードタイムが長い。例えば、2005 年 7 月に生産を開始した Angola の Kizomba B プロジェクトについては油田の発見から生産まで 7 年の開発期間を要しているし、2005 年 10 月に商業生産が開始される Sakhalin-1 に至っては、生産分与契約の締結から商業生産まで実に 10 年近くもかかっている。このような投資額の増加傾向がプロジェクトの長期的性質、また昨今の原油市場における不確実性の増大などと相まって、メジャーの積極的な投資を抑制する一因となっていると考えられる。

2-3 「ウォール街の圧力」

メジャーの操業実績が伸び悩んでいる第 4 の理由として指摘できるのが、「ウォール街の圧力」イコール株主からの利益還元圧力である。石油会社は保守的な経営姿勢をとる会社が多いことからいわゆる「オールドエコノミー」として分類されることが多く、IT 産業などと比較した場合には将来飛躍的な成長を遂げる可能性（＝多額のキャピタルゲインを得る可能性）は小さいと一般的には認識されている。また、昨今の地球温暖化傾向に対する関心の高まりは、化石燃料の使用、ひいては石油産業の将来性に対しネガティブなイメージを植えつけつつある。このような状況に対し、一般株主の関心を引き止めておくため、石油会社は事業によって得られたキャッシュフローを常に積極的に株主へ還元させる必要に迫られている。

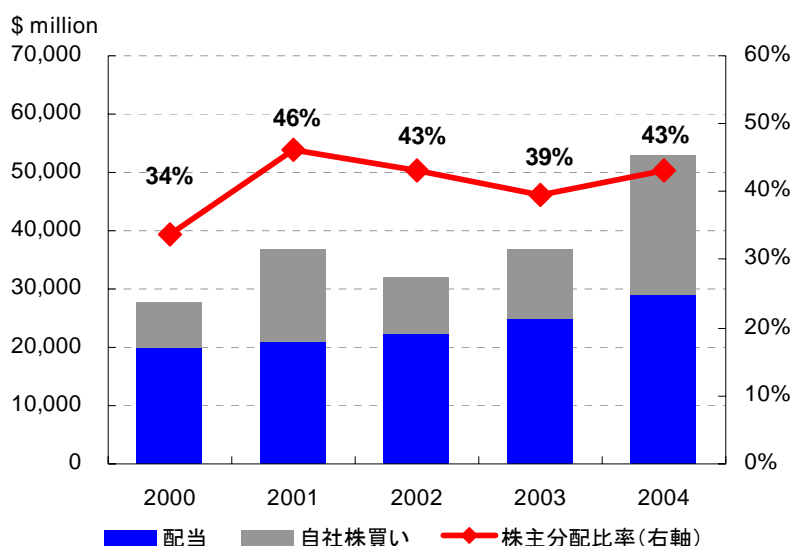
図 11（次ページ）は過去 5 年間におけるメジャー 5 社の株式配当と自社株買戻しの総額とそれらのキャッシュフロー全体における割合を表したものである。ここ数年はキャッシュフローに対する比率が 40%前後の水準で安定しており、特に 2004 年においては上流部門の資本支出とは対照的に金額（特に自社株買いの金額）が急増している。

また、現在メジャー各社による業績指標として平均使用資本利益率（Return on Average Capital Employed: ROACE）が広く用いられているが、この ROACE の重視が埋蔵量成長のための投資を妨げている側面も指摘できる。ROACE は異なる企業間での資本運用の効率性を

比較する際に非常に使い勝手の良い指標であるため、石油産業を分析するウォール街の証券アナリストの間では頻繁に用いられる財務指標である。このことを反映してか、石油業界においても ROACE は経営資源の配分や投資の意思決定過程において非常に有効な指標であると認識している企業も多い⁸。

ROACE は利払い前税引き後純利益を分子、投下資本（～自己資本＋有利子負債）の期中平均値を分母として計算されるが、この数値を向上させるためには分子の利益を増やすことと併せて分母の投下資本を縮小させる必要が出てくる。このため ROACE の重視は、中長期的な観点に基づく投資を行うよりは、むしろ自社株の買い戻しや負債の圧縮などによる短期間での投下資本の縮小施策を優先させることにつながる。

図 11 メジャー各社による株主利益還元とそのキャッシュフローに対する比率



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成。RD/Shell の配当と自社株買いの金額は、Royal Dutch Petroleum と The “Shell” Transport and Trading Company の合計値。

さらに、Antill and Arnott は、メジャーのように石油危機より前に開発されたような成熟資産を保有する会社の場合には、その資産の簿価が極めて小さいため ROACE の値が過大に計算される傾向があると指摘している。その上で、Antill and Arnott は、石油会社が投資の意思決定を行う際にこの過大に算出された ROACE を参照して Hurdle rate を設定することによって、会社の成長に必要な投資案件を見送ってしまう危険性があると警告している⁹。このように、ROACE は二重の意味で上流部門の投資を抑制する働きを持っている。

⁸ このあたり、Nick Antill and Robert Arnott, *Oil Company Crisis* (Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies, 2003), p 56; pp59-60. を参照。メジャーの中でも、少なくとも ExxonMobil と BP の 2 社は、ROACE は資本運用の効率性を測る上で非常に有効な指標であると年次報告書中に明記している。

⁹ Antill and Arnott, *Oil Company Crisis*, pp52-56

最後に、2004 年の RRR の低下については米国証券取引委員会 (Securities and Exchange Commission: SEC) の会計基準の不備を指摘する論調がある¹⁰。バランスシートは各会計期末時点でのスナップショットの各社の資産保有状況を測るものであるとする大前提の下、SEC 基準は各社の石油ガス埋蔵量についても商品在庫や有価証券などと同様に期末の市場価格で評価し計上することを要求している。しかしながら、このような SEC 基準は石油上流部門の業態をうまく反映できていないとする批判が石油業界から集中している。例えば、SEC による埋蔵量計上基準に基づくと、昨年度のように会計期末の油価が非常に高かった場合には生産物分与契約による埋蔵量計上分が過小に計上されるという問題点がある¹¹。このため、油価が激しく乱高下する現在の石油市場においては、同じ埋蔵量を保有しているながらその計上量が年によって大きく変動する結果となり、かえって投資家に対し不確かな情報を提供することにもつながりかねないという問題がある。実際に、メジャー各社の RRR は SEC 基準における会計年度末価格を参照する規則 (Year-end rule) を適用するか否かで表 1 のような差異が生じる。

表 1 Year-end rule 適用による各社 RRR の変化

	ExxonMobil	RD/Shell	BP	Chevron	Total
Year-end rule を適用	83%	30-40%	89%	18%	73%
Year-end rule 適用せず	112%	45-55%	110%	32%	102%

(出所) *Petroleum Intelligence Weekly* (7 March 2005) p2; *Petroleum Intelligence Weekly* (21 March 2005) p1; Chevron の Year-end rule 適用時の数値は筆者算出。

(注) 会社ごとにガス埋蔵量換算係数が異なること、数値の発表のタイミングが異なることから、図 2 とは若干数値が異なる。

このような SEC 基準に対する批判については理にかなったところもあるが、一方でこの基準は 1978 年以降何らの変更も加えられずに用いられてきており、何故 2005 年になってこの基準の不備が取り立てて問題視されているのかという点についても考える必要がある。このことは、以前に比べて石油各社にとって埋蔵量の成長が一層困難な状況になりつつあるということを意味しており、例えば、メジャーの中でも RD/Shell や Chevron の RRR については、仮に Year-end rule を適用しなくても 100% を割り込んでいるのが現状である。仮に SEC 基準を改正することが出来ても、各社を取り巻く状況が非常に厳しいものであることには変わりはなく、SEC 基準の改正は各社の低調な RRR に対する本質的な解決策では

¹⁰ 例えば、“Reserves Suffer Under Year-End Pricing Rule,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 March 2005, pp1-2.

¹¹ 生産物分与契約においては油田の探鉱・開発に要したコストを現物 (= 生産された原油) で回収することとなっており、SEC 基準はこの探鉱・開発に要したコストの額に応じた数量を埋蔵量として計上することを要求している。この場合、探鉱開発に要したコストが 100 億ドルであり、会計期末の原油価格が \$20/bbl であれば、100 億 ÷ \$20/bbl = 5 億バレルの埋蔵量が計上されるが、期末の原油価格が \$50/bbl であれば 2 億バレルしか計上されないことになる。このあたり、野神隆之「2004 年の石油・天然ガス埋蔵量置換 (リプレースメント) 率が軒並み 100% 以下に低迷、SEC 基準による影響が大」、『石油・天然ガスレビュー』 2005 年 5 月号、pp57-58 が詳しい。

ない。

3. メジャーの戦略動向

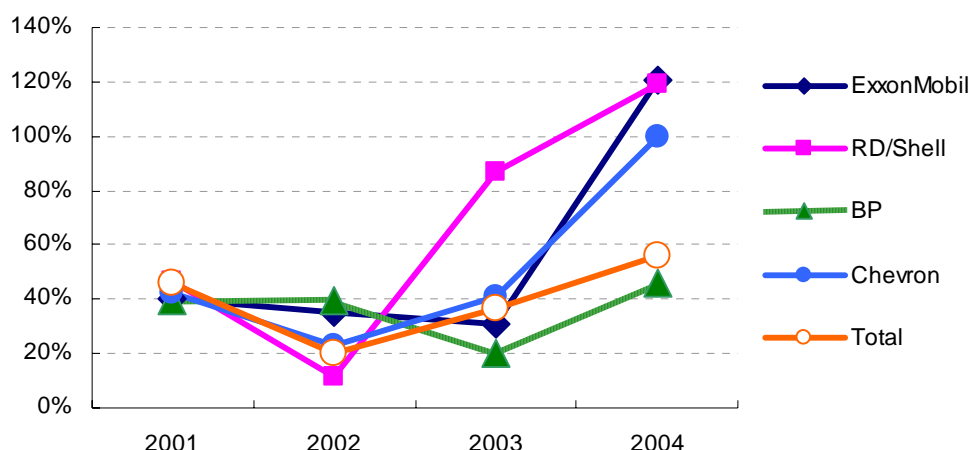
それでは、今後メジャー各社は上流部門においてどのような戦略を展開していくのであろうか。本節では、メジャー各社の戦略を次の5つに分類し、以下それぞれについて簡単に述べていくこととする。

- 1) 天然ガスに重点をおいた埋蔵量の積み上げ
- 2) 特定地域に対する集中投資
- 3) 技術水準における優位性の確保
- 4) 財務体質の改善
- 5) 他企業との合併や資産の買収

3-1 天然ガスに重点をおいた埋蔵量の積み上げ

第1節で確認したように、メジャー各社による埋蔵量置換は石油よりも天然ガスに重点を置いて行われている。図12は各社の埋蔵量追加分（石油換算バレルベース）に占めるガス埋蔵量分の比率の推移を表したものであるが、TNK-BPの設立によって同社の石油埋蔵量を大量に計上することが出来たBPを除き、各社ともこの数年でガス埋蔵量の追加比率が高まっていることが確認できる。

図12 メジャー各社の埋蔵量追加に占めるガス埋蔵量比率の追加比率の推移



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成。

(注) ガス埋蔵量の追加量(石油換算バレル)を全体の石油ガス埋蔵量追加量(石油換算バレル)で除した値を示している。ExxonMobil、RD/Shell の数値が 100%以上になっているのは、石油の埋蔵量が評価替えなどにより石油の生産量以上に減少しているため。

メジャーがガスを中心とした埋蔵量の追加に移行しつつある要因の一つには、もちろん将来の天然ガス需要の伸びが挙げられる。しかしそれと共に決定的であるのが、石油と比較して天然ガス開発は産油国における投資障壁が低い点である。原油の場合には、一度生産を開始してしまえば国際的に統合された市場で販売出来、消費地までの輸送についても原油タンカーさえ着棧できれば世界中どこへでも持っていくことが出来る。これに対し、天然ガスの場合には圧倒的に商業化（＝現金化）を進めることが難しい。探鉱・開発段階においては高度の技術や高いプロジェクト管理能力が要求され、LNG によって輸出する場合にはそのための大規模な液化設備を建設する必要がある。このため、産油国の独自の技術力や資金力のみで天然ガスの商業化を行うには限界がある。また、そのような巨額の投資が必要となる天然ガス開発を行うためには、最終消費者への販路が確保され、消費者からの購入コミットメントも得られていなければならない。この点においてもメジャーの経験やネットワークは産油国にとっても非常に魅力的な経営資源である¹²。このようなガス開発における相対的な投資障壁の低さが存在する中で、常に埋蔵量の追加及び埋蔵量置換率の向上を株主より要求されているメジャー各社が、ガスを中心とした埋蔵量積み上げ戦略に向かうことは必然的であるともいえるかもしれない¹³。

無論、メジャーの側にしてみれば、ガスよりは何かと扱い易い石油の埋蔵量を積み上げたいというのが本音であろう。しかしながら、既述のような事情から今はガスの埋蔵量を積み上げることで急場をしのいでいる（RRR の底上げを図る）というのが現状ではないかと考えられる。

3-2 重点地域に対する集中投資

石油上流部門は典型的な資本集約型産業であると同時に、探鉱段階においては「千三つ」といわれるように非常に高いリスクを伴う産業である。また、近年探鉱地域のフロンティア地域への移行や資材・サービス価格の高騰により、プロジェクト当たりの費用が増大しつつあることは既に述べた。これらの要因から、豊富な資金力を有するメジャーといえども、現在はある程度特定の地理的なコア・プロフィットセンターに対する集中投資を行わざるを得ない状況にあると考えられる。

年次報告書に記載されている地域ごとの資本支出の増減額や生産量・埋蔵量の増減を基にメジャー各社の社内の資源配分における相対的な重点地域を推定すると、まず各社ともアフリカを重点地域として捉えていることが分かる。各社のアフリカ地域に対する資本支

¹² このような一旦生産され地上に出てきた石油・ガスを商業化する能力を、地下の埋蔵資源（=Underground resources）に対比させて、Above-ground resources と呼ぶことが多い。

¹³ 現在、ガスを重視した埋蔵量追加戦略を最も活発に展開しているのが Chevron である。同社は他のメジャーと比較して石油の埋蔵量に対するガスの埋蔵量の比率が小さかったこともあり、ここへきて相次いで天然ガスプロジェクトを打ち出してきている。LNG については、豪州（Gorgon）、アンゴラ、ナイジェリアにおいて着々とプロジェクトを進めつつあり、またカタールやナイジェリアにおいても Sasol、QP とともに GTL プラントの建設を行っている。最近の同社による Unocal 買収計画も Unocal 社のガス資産がその買収目的の一つであるとされている。この点につき、”ChevronTexaco Steps Up Pace in Global Gas,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 2 May 2005, p4 を参照

出はこの 5 年間で顕著に増加しており、最も増加額の大きい ExxonMobil は年率 28% の増加率でアフリカ地域への資本支出を増加させている¹⁴。また、RD/Shell や Total も同様にアフリカに対する投資額を増額させてきており、BP についてもアンゴラ沖での超深海掘削によって埋蔵量の積み上げに成功している。アフリカでは比較的后発部隊であった Chevron も、現在ナイジェリアやアンゴラにおいて積極的な活動を展開している。

アフリカ以外では、中東への投資も加速している。ExxonMobil と RD/Shell は Qatar における天然ガスプロジェクトが始動したこともあり、同地域への資本支出額がこの 2~3 年間で急速に増大しつつある。同じく中東でのガスプロジェクトを進めている Total や Chevron についても、中東地域に限定した資本支出額や埋蔵量のデータが公表されていないため断言は出来ないが、同様に中東への投資が進んでいるものと推察できる。

ロシア・カスピ海地域を相対的な重点地域と捉えているのが BP、Chevron、RD/Shell であると考えられる。BP は TNK-BP の設立やアゼルバイジャンでの ACG 油田の開発、Chevron はカザフスタンにおける開発活動、RD/Shell はサハリン 2 プロジェクトによって、この数年間で同地域の埋蔵量の積み上げを行っている。

欧州は既存油田が成熟化を迎えつつあるものの、ExxonMobil、RD/Shell、Total がいずれも同地域における資本支出を増加させており、引き続き各社にとっての重点地域であると思われる。特に Total はその保有埋蔵量の 20% 近くが欧州地域に存在しており、ガスを中心に生産量も増やしつつある。一方、BP は成熟化を迎えた北海地域の油田を積極的に処分するなど、欧州における活動範囲を縮小させつつある。

中南米の相対的な重要性が高いのは、RD/Shell、BP、Chevron である。RD/Shell、Chevron は量こそ大きくはないが同地域の生産量を着実に増加させつつあり、BP は Trinidad & Tobago の天然ガスプロジェクトが軌道に乗り、ガスの生産量が飛躍的に増加しつつある。アジア太平洋は、豪州における複数の LNG プロジェクトを展開しつつある Chevron にとって重要度が高い。また北米はほぼ全社にとって、資本支出額、埋蔵量、生産量が減少しており、これらの増減部分のみを見て判断すれば各社にとっての相対的な重要度は低いと考えられる。しかし、Total を除いて、各社にとって北米に対する資本支出やその埋蔵量・生産量は依然として全体の中でもかなりの率を占めており¹⁵、北米が各社の操業における主要地域であることには違いはない。

以上、これらの推定はあくまで過去の公表されている数値を基に推定にしたものであり、将来の展望については加味していない。今後中長期的に見れば、各社にとって膨大な埋蔵量が存在する中東やロシアなどの地域の重要度が高まらざるを得ないであろう。

¹⁴ 実際、ExxonMobil は年次報告書の中で現在 60 万石油換算バレル程度のアフリカにおける生産量を 2010 年までに 100 万石油換算バレルにまでほぼ倍増させる計画を明らかにしている。

¹⁵ 例えば石油ガス埋蔵量で見ると、北米地域の全体の埋蔵量に対する比率は、ExxonMobil で 31%、RD/Shell で 16%、BP で 31%、Chevron で 21% である (Total は 1%)。

3-3 技術水準における優位性の確保

高度な技術水準はこれまでメジャー各社の上流部門における競争力の源と考えられてきた。実際に、最近の上流部門におけるホットスポットの一つである西アフリカ深海部においてオペレーターシップをとっている企業はその殆どがメジャーであり、このような高度の掘削技術を要する分野においては、メジャーが引き続き相対的な優位性を持っていることがうかがえる¹⁶。減退する OECD 地域の油田の回収率を絶えず改善するため、また最近台頭しつつある中国やインドの国営石油会社に対する競争優位を確保するためにも、技術水準の向上は今後のメジャー各社の上流部門戦略においても非常に重要な位置を占めるものと考えられる。

非在来型石油の開発技術についてもメジャーは前向きである。ExxonMobil の Raymond 会長は最近の業界紙によるインタビューに答え、これらの分野に対する活発な技術開発投資によって Oil sand や Orinoco tar などの非在来型石油の生産コストが下がれば、これまでは経済的に生産可能な石油埋蔵量には計上されていなかった資源についても生産可能な埋蔵量として計上されることになるだろうと述べている¹⁷。あくまで既存の石油ガス事業に主軸をおきながらも、同社が将来の埋蔵量の「再定義」を見据えた投資を重要視していることが伺える。また、Total も同社のベネズエラにおける超重質油のプロジェクトを年次報告書の中での紹介し、同社がこのような非在来型の石油開発についても積極的に取り組んでいることを紹介している。

表 3(次ページ)はメジャー各社の技術開発投資額¹⁸の推移を表したものであるが、メジャー各社の合計額は 2001 年以降コンスタントに増加傾向にあることが分かる。会社別に見てみると Total の投資額の大きさが目を引く。2004 年の実績で言えば、同社はキャッシュフローの額では ExxonMobil の半分以下の水準であったにも関わらず、技術開発投資については ExxonMobil を上回る額を拠出しており、同社が技術開発を重視した経営資源の配分を行っていることがわかる。一方で、5社中最も技術開発投資額が少ないのは Chevron である。同社は純利益額、キャッシュフロー共に過去5年間の平均額が5社中最も小さいこともあって、この分野での投資額は他社に比べて低い値となっている。

このように、メジャーの間でも技術投資に対しては若干の温度差があるものの、技術力は中長期的にはメジャーの競争優位であり続けると思われ、この技術力の優位性を確保することはメジャーの戦略における主軸の一つとなると考えられる。

¹⁶ Angola の深海油田 52 箇所のうち、そのほとんど (51 箇所) で ExxonMobil、BP、Total、Chevron がオペレーターを勤めている。Martin Quinlan, “Output to double by 2008,” *Petroleum Economist*, February 2005, pp28-29.

¹⁷ “Exxon Mobil’s Lee Raymond Takes The Long View,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 30 May 2005, p6.

¹⁸ この投資額の中には、石油上流部門のみではなく下流部門や石油化学部門などの技術開発投資額も含まれるため、即座に各社が上流部門における技術関連投資を増額させていると言えない。しかしながら、上流部門が各社の最大の収益源であることを考えると、一定の増加傾向が存在すると推察できる。

表 3 各社の技術開発投資額の推移

(億ドル)	ExxonMobil	RD/Shell	BP	Chevron	Total	合計
2000	5.64	3.89	4.34	2.11	6.31	22.29
2001	6.03	3.87	3.85	2.09	6.26	22.10
2002	6.31	4.72	3.73	2.21	6.29	23.26
2003	6.18	5.84	3.49	2.28	7.54	25.33
2004	6.49	5.53	4.39	2.42	7.87	26.70

(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成。

3-4 財務体質の改善

メジャー各社のもつ相対的な競争優位として技術力と共に挙げられるのがその豊富な資金力である。リスクが高く巨額の初期投資が必要となる石油上流部門においては、魅力的な案件が出てきた際に即座にその案件に投資できるよう、常に潤沢なキャッシュフローを自社のバランスシートに蓄えておくこと、また外部資金を調達する際にも他社に比べて有利な条件で借り入れが出来るよう良好な財務体質とそれに基づく高い格付け (Rating) を維持しておくことは、各社のコスト競争力を高めることにもつながる¹⁹。

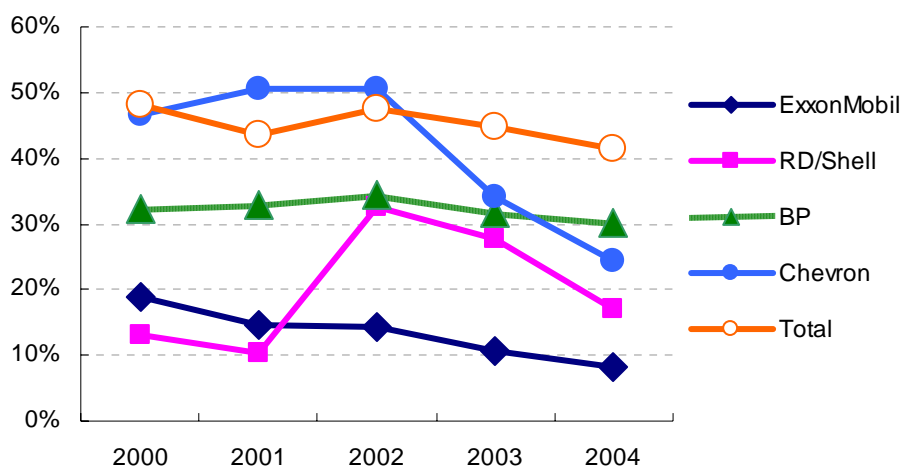
図 13 はこの点をメジャー各社の Debt/Equity Ratio の推移という側面から確認したものである²⁰。常に 30%前後の水準を維持している BP を除けば、直近の 3 年間では各社とも Ratio が下落傾向にあり、バランスシートの改善が着実に進んでいることが確認できる。

有望な産油国への本格的な参入を果たすというメジャー各社の中長期的な目標に即して考えて見た場合にも、「技術とお金」は産油国の側が市場を開放する際に外資企業に要求する最も大きな交換材料である。最近でも Saudi Gas Initiative や Project Kuwait のような大型の市場開放プロジェクトが実際に動き出しつつあり、このような巨大プロジェクトが実施された場合に備えて、絶えずバランスシートを改善し十分な資金調達力を蓄えておくことは、メジャー各社の目標にも合致した戦略である。

¹⁹ この戦略との関連で注目されるのが、メジャー各社が近年、北米や北海における成熟化した油田の処分を加速させていることである。ExxonMobil は 2005 年に入り米国内の成熟化生産資産を相次いで処分し 14 億ドルものキャッシュを手に入れている。また Chevron も 2004 年には約 30 億ドルもの上流資産の売却を行っている。

²⁰ Debt/Equity Ratio は Short-term debt (短期負債) と Long-term debt (長期負債) の和を自己資本で除した値である。この値が低いほど (自己資本の額に対する負債額が少ないほど) 財務体質は良好であるといえる。

図 13 メジャー各社の D/E Ratio の推移



(出所) 各社年次報告書を基に筆者作成。

3-5 他企業との合併や資産の買収

最後に、他企業の買収や資産の獲得も各社の戦略オプションの一つかもしれない。手っ取り早く埋蔵量を追加するには、優良な生産資産やその資産を保有している企業を吸収するのが、経済的にはコスト高ではあるものの、最もリスクが少なく確実な方法である。高油価で潤ったメジャー各社が更なる優良資産の獲得を目指して大規模な M&A（合併及び買収）に積極的に乗り出す可能性もある。この点で最近実行に移されたのが Chevron による Unocal の買収であるが、その他にも最近の専門誌は埋蔵量の積み上げに苦戦している RD/Shell が Marathon、Murphy 等の独立系石油会社を買収するのではないかと、この憶測が流れていることを伝えている²¹。

一方で、Chevron を除きメジャー各社は大規模な合併・買収戦略に対し消極的な態度を示している。ExxonMobil の Raymond 会長は、企業との合併は低油価の時に行われるべきだとの見解を示し、現時点では同社は他社の買収を考えていないと明言している²²。また、BP の CEO である Brown 卿も「余剰資金を大規模な資産買収 (acquisition) などに充てる可能性もあるが、現時点ではそのような機会はない」と断言している²³。さらに、RD/Shell の Van der Veer 社長も一件あたり 10 億ドルを超えるような大規模な会社合併や資産の買収には慎重な発言をしている²⁴。

従って、現在の高油価や Chevron と CNOC による Unocal 買収合戦が結果的に石油会社

²¹ “Lower Returns Are The Price of Growth,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 11 April 2005, p1.

²² “Exxon Mobil’s Lee Raymond Takes The Long View,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 30 May 2005, p6.

²³ Chris Heaton “Oil firms awash with cash,” *Petroleum Economist*, March 2005, p16.

²⁴ “Shell Restructures - Reserves Issues Remain,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 4 July 2005, p7.

の買収額を押し上げたことなどもあり、大規模な企業買収はしばらく起きないのではないかと考えることもできる。表 5 は Unocal の買収条件をもとに現時点での埋蔵量評価額を 1 石油換算バレルあたり \$9.69²⁵として、その他の独立系石油会社の確認埋蔵量に基づく企業価値を機械的に推定したものである。Occidental から Apache に至るまでは Unocal の買収額以上、また Marathon、Amerada Hess についても 100 億ドルを超える極めて高額な値となっている。従って、現実的な価格で尚且つある程度の埋蔵量を追加することの出来る買収相手は非常に限られており、以下に豊富な資金力を有するメジャーといえども、会社を丸ごと買収する場合には決して豊富なオプションがあるわけではないことが分かる。

表 5 主な独立系石油会社の企業価値推定額(2004 末時点)

社名	確認埋蔵量 (百万石油換算バレル)	推定買収額 (億ドル)
Occidental	2,532	245.4
Anadarko	2,367	229.5
Devon	2,077	201.3
Burlington	2,001	194.0
Apache	1,937	187.8
Marathon	1,139	110.4
Amerada Hess	1,046	101.4

(出所) 各社年次報告書を基に筆者推定。

(注) 推定手順は、石油換算バレル当たりの石油ガス埋蔵量の価値を \$9.69/boe として各社年次報告書に記載されている石油ガス埋蔵量に単純にかけ合わせている。例えば、Occidental であれば、2,532 million boe x \$9.69/boe = \$24,535 million となる。

4. 今後の展望

第 1 節と第 2 節においては、既存の主力油田の成熟化、埋蔵量へのアクセスの制約、上流部門の事業的特質、株主からの圧力という 4 つの側面から、メジャー各社による埋蔵量の積み上げと生産量の増加がボトルネックに直面していることを確認した。第 3 節においては、そのような状況下でメジャー各社がガス中心の埋蔵量積み上げや技術・財務面での競争力の強化などといった戦略を展開していることを概観した。

メジャー各社の上流投資を巡る環境は今後変化するのだろうか？ 先天的な上流部門の事業特質は今後も不変であるし、アクセスの問題についても現在の油価の高騰を背景とした産油国の硬直的な態度は今後も大きくは変わらないと思われる。また株主からの圧力についても、高油価を背景に毎年最高益を更新しているメジャー各社に対する要求・期待は

²⁵ 2004 年末の Unocal 社の埋蔵量石油換算バレルを 1,754 million boe として、Chevron の買収額 170 億ドルを単純に除した値である。石油換算バレル算出の際の換算係数は 1boe=6,000 cf とした。

年々膨れ上がる一方である。

これらの環境に対して追い討ちをかけているのが既に述べた中国やインドなどといった消費国国営石油会社の動向である。これらの国営石油会社は、国家的な支援を背景に積極的な海外戦略を展開しつつあり、メジャーの世界戦略にとって極めて大きな脅威となっている。特にこれらの国営石油会社の中には、Statoil や Petrobras のように技術力の面でも優れた会社もあり、これまでのメジャーの相対的な競争優位が徐々に侵食されつつあると分析する専門家もある。そもそもメジャーを初めとする国際石油会社は極めて限られた Play ground の中でパイの取り合いを余儀なくされていることは既述の通りであるが、この中に新たな競争相手として国営石油会社が参入し、さらに熾烈な競争が行われているのが現在の状況である。従って、仮に有望な産油国において入札が行われその案件を落札できたとしても、それによって十分な経済的リターンを得ることは非常に困難な状況となっている。

これらの要因を総合すると、メジャーをめぐる操業面での厳しいボトルネック状況は短中期的には今後も継続すると結論できる。現時点では、油価が高く財務面での業績が非常に好調であるため、操業面での伸び悩みは投資家にとってあまり真剣に受け取られていないかもしれない。しかしながら、将来油価が著しく下落するようなことがあれば、この操業面でのボトルネックはより深刻な企業価値減耗の問題として認識され始める可能性がある。もしそのようなことが起こった場合には、メジャー間での合併を含む新たな産業構造の再編成が起こる可能性も否定できない。

最後に、本稿で繰り返し指摘した操業面でのボトルネックを解消するための一方策として、メジャー各社はある程度産油国の優位性を認識した上でこれまでとは異なった産油国との関係を構築すべき時期に来ているかもしれない。具体的には、産油国の求める石油下流部門や石油化学部門への投資などといったものとパッケージで上流部門への投資を行うこと等も、そのオプションの一つとして考えられる。

今後の国際石油ガス市場の行く末を考えた時に確実に言えることが幾つかある。世界の石油・ガス需要はこれからも着実に増加し続けること、この需要の増加を満たすのに十分な埋蔵量が地球上に存在していること、そして現在では産油国側の Underground resources とメジャーを初めとする国際石油会社側の Above-ground resources とがお互いに偏在していることである。メジャー・産油国双方が歩み寄ることによって、これらの resources の偏在を解消し、安定的な石油ガス供給体制の確立が目指されるべきである。

以上

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp