資 料

油価低迷下における IOR, EOR の概観*

藤 田 和 男**

(Received October 29, 1996 : accepted November 27, 1996)

An overview of IOR and EOR activities under the low oil price environment

Kazuo Fujita

Abstract : In 1986, the number of EOR projects were boosted upto more than 500 in the USA, which produced about 600,000 b/d of crude oil and occupied 7% of the total oil production. According to the unfavourable low price environment during the past decade starting 1986, however, the number of new EOR projects started to decline. But the oil production from EOR continued to increase slowly and steadily. In early 1996 the world produces oil from EOR at 2.2 million b/d which is as much as 3.6% of the world crude oil production and about 33% of which, namely 724,000 b/d is shared by the USA. Thermal recovery methods such as steam flooding now occupies 60% of the total EOR production and gas flooding such as CO₂ injection is gaining momentum and shows promise for further gains. But chemical flooding has suffered from less interest and less additional oil production.

This paper reviews definitions of EOR and IOR terms because the latter word has been widely prevailed in oil operations in North Sea, Canada and Alaska during the last decade. Although recent cost data on EOR and IOR are scarce in literatures, several available cost data are presented in this paper. Finally the author proposed several subjects relating to future IOR/EOR technology development for Japan to be implemented in order to secure stable supply of crude oil in the course of the 21st. century.

Key words : enhanced oil recovery (EOR), improved oil recovery (IOR), production cost

1. 油価低迷のこの10年を振り返って

近代石油産業の発祥は1859年アメリカのペンシルバニア州の機械掘りによるドレーク井の成功といわれますのでまだ137年前に過ぎません。1940年代に中東の巨大油

田が数多く発見され、第二次世界大戦が終りますと産業復興のため石油の需要が急増して1954年には世界の原油生産量が50億バレルに達しました。当時の原油価格は2.8\$/bbl程度といわれています。その後の生産量は指数関数的に増加して、1964年には年産100億 bbl, 1969年に150億 bbl, そして第一次石油危機が起こった1973年には200億 bbl に、さらに6年後の1979年には228億 bbl (6,240万 b/d) と史上最高の年産量を記録して第二次石油危機が勃発したのです。当時、我が国の一次エネルギー総供給量に占める石油の割合は77.4%であり、そのほとんどすべてを海外からの輸入量の年間2億7700万 KL 強 (約17億 bbl, 日量478万 b/d) で賄われていました。国内油田からの原油は約70万 KL に過ぎませんでした。

この2度の石油危機により原油価格が約15倍に跳ね上

* 平成8年6月6日、平成8年度石油技術協会春季講演会開発・生産部門シンポジウム「石油、天然ガスの採収技術における最近の動向」で講演 This paper was presented at the 1996 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Latest trend of oil and gas production technology" held in Akita, Japan, June 6, 1996.

** 東京大学大学院工学系研究科地球システム工学専攻
Department of Geosystem Engineering, Graduate
School of Engineering, University of Tokyo.

がったといわれ、この影響で我が国が原油および石油製品の輸入のために年間に支払う金額は危機直前の1972年（昭和47年度）で1.4兆円と総輸入金額の20%であったものが1980年には13.9兆円と43%に膨れ上がりました。我が国政府は1974年に通産省に資源エネルギー庁を発足させ官民協力のエネルギー需給の安定供給キャンペーンの下に(1)省エネ対策、(2)石油備蓄の促進、(3)石油代替新エネルギーなどのエネルギー施策を推進したことは皆さんの周知のことです。この効果は図1に見られるように1980年から87年まで原油輸入量が漸次減少するとともに、一次エネルギー供給量の石油の構成比を57%レベルまで下げることができました。

同様に世界の原油生産量も1975年に設立された石油消費国の協力機関である IEA のもとに消費抑制を行ったため1980年以降は減少に転じ、1983年には約5,300万 b/d とピーク時の1979年より950万 b/d も減少しました。同時に OPEC の生産シェアは世界全体の48%から30%程度に落ち込みました。原油価格を高値に維持するには需要量に対して OPEC 原油の供給量を削減する必要があることから、サウジアラビア国が調整役（Swing Producer）となり自国の1,000万 b/d 生産能力を400万 b/d に減産しておりました。しかしサウジアラビアもここに至って国家財政の不足に陥り石油収入を増やすべく増産に転じたため、1985年末から国際市場の原油価格が急落し始めました。この時から OPEC は原油価格の決定権を喪失したのです。

国際原油価格の推移を眺めるために、図2に代表的な中東原油である Arabian light/Dubai、北海原油の Forties/Brent と北米原油として West Texas Interme-

diate の年平均スポット価格を BP 統計から引用してプロットしました。ここで特に我が国の輸入原油の70～80%を占める中東原油の指標であるドバイ原油価格の1972年から現在までの推移に注目しますと、1980年以降原油価格は35\$/bbl レベルから27.5\$/bbl まででなかなか下降していますが、1985年末から急落して翌年の7月には瞬間的に7.82\$/bbl と底値となっています。この油価急落により消費国では石油戻りの需要が喚起されたためか1989年には世界の生産量も日産約6,000万 b/d まで回復しました。この時、1990年8月にあわや第三次石油危機の勃発かと常識を覆す事件が起きました。イラクが突然クウェートを占領したのです。突然400万 b/d ほどの原油の国際流通量がショートしたため、図2に見られるようにドバイ原油価格は10月には瞬間的には31.52\$/bbl と高騰しています。しかし翌年の2月にアメリカが主導する多国籍軍がバグダッドを攻撃し、イラクは国連の安全保障理事会の勧告を受け入れ停戦を迎えました。それ以後の原油価格は下降傾向に転じて1993年12月には12.05\$/bbl と恒常的な低迷を続けています。

図3は我が国が輸入した原油の各年度の平均的 CIF 価格（\$/bbl）と円ベースの CIF 価格（1,000円/KL）と通関円ドル為替率の年次推移をプロットしたものです。我が国にとっては1980年代に入り輸入原油の CIF 価格が36\$/bbl のピークから急落して、1986年以降には14～21\$/bbl の幅に低迷しております。そのうえ円高効果が加わったために円建ての原油価格は1986年以後明らかに低迷していたことが歴然としています。この1986年以降の10年間を国際石油市場では油価低迷の時代と呼んでおります。

図1 我が国の一次エネルギー供給量の石油構成比と原油と石油製品輸入量の推移

図2 スポット価格（年平均値）の推移

図3 各年度平均の原油輸入CIF価格（\$/bbl）と通関為替レート（円/ドル）の推移

2. 原油の採収法の分類における EOR と IOR の概念

油層から原油を生産する採収法の分類は図4に一覧されるように一次（primary）、二次（secondary）、三次（tertiary）というそれぞれの物理現象の異なる採収法が適用される段階の時系列的分類が一般的です。

油層から井戸の坑底へ原油を排出するエネルギーは、(1)油層内に圧縮された原油、水、貯留岩の膨張力、(2)原

油中の溶解ガスの分離膨張圧力、(3)キャップガスの膨張圧力、(4)油層外縁の広大な水層の膨張により流れ込む水押し力、(5)原油自体のもつ重力、(6)岩圧により封塞された異常高圧などのエネルギーが大なり小なり複合的に作用しあい、それらのどれが主力排油エネルギーであるかにより油田の排油機構は(a)枯渇押し型、(b)溶解ガス押し型、(c)ガスキャップ押し型、(d)水押し型、(e)重力押し型、(f)組み合わせ型などとして分類されます。

技術的な要因として、採収率の大小は(1)岩相と油層の

図 4 原油採収法の分類

濡れ性、(2)油層深度とともに高くなる圧力と温度、(3)貯留岩の孔隙率と毛細管圧力による油層底部の油水分布、(4)貯留岩の浸透率とその層間不均質係数、(5)油層流体(油、ガス、水)の比重、容積係数、圧縮率、粘性と油のガス飽和圧力、溶解ガス油比、(6)生産限界の油層圧力、(7)排油機構などに影響されますが、とりわけ排油機構は採取率に最も大きな影響を及ぼす要因であります。このほかに経済的要因として、(8)石油会社の生産操業打ち切り条件(経済限界生産レート、経済限界水油比、経済限界ガス油比)があり、これらの限界条件は国際市場の需給バランスにより決まる原油価格と技術革新により削減される生産コストとの差から決まります。したがって、近年における石油資源の採取可能な確認埋蔵量の値は技術条件のみならず経済条件や産油国の政策、規制、税法、油田操業体制、インフラ整備状況の善し悪しにより微妙に変化するものであるという認識が必要となりました。

石油の井戸で上に列記した自然の排油エネルギーのみに因ったいわゆる自噴採油が一次採取法です。生産井の自噴坑底圧力が低下したため起こる生産量の減退を補うために採用されるポンプ採油やガスリフト採油などの人工採油法も油層内に直接エネルギーを注入するわけではないので一次採取法の範疇に含まれます。

アメリカ国内の620個の実油田に関する Doscher ほかの調査結果¹⁾から、排油機構の違いによる原油採取率のおおまかな目安は(a)枯渇押し型が2~5%、(b)溶解ガス押し型が15~31%、(c)ガスキャップ押し型が20~40%、(d)水押し型のうち端水押し型(edge water drive)が36~60%、また底水押し型(bottom water drive)が20~40%、(e)重力押し型が50~70%と幅広く、捕えどころがありません。

溶解ガス押し型の砂岩油層では自然の水押しが極めて弱いため油層圧力の減退が激しく、油層内で遊離ガスが早期に発生してしまい、このガスは粘性が極めて低いので油を残して生産井から流失してしまうため、一次採取法では油の取り残しが多くなります。そこで二次採取法として、いわば人工的に水押し機構を付けるため油田の内部に生産井を囲む掃攻パターンに従い、規則的な位置に掘った圧入井から水を圧入する水攻法を採用します。このほかに中東やアフリカの油田のように天然ガスの販路がなく焼却しなければならぬ場合は、油田で油から分離したガスを油層に再圧入して油層圧力を維持するガス圧入法が採用されることもあります。同じ Doscher の調査によるとテキサス州での実例で、水攻法が実施された砂岩油層の二次採取率の平均値は5点法(five spot)パターン水攻法の場合、38%と元の一次採取率

25.3%から12.7%分も向上させています。また、油田内の外縁部から水を圧入して時間をかけて原油を採取する外縁水攻法の二次採取率の平均値は60%と極めて高く、予測された一次採取率36.6%から23.4%分も向上させられました。しかし皆さんに注意して欲しいのは、このように高い採取率を得られたテキサス州の事例は、井戸の掘削費が数十万ドルと安い陸上油田の場合です。北海やメキシコ湾、東南アジアの海洋油田では、1本当りの掘削費が数百万ドルと高価で多数の井戸を掘ることができないことから、二次採取率は陸上油田よりかなり低めにみなければなりません。

標準的な一次、二次採取法において採算性にのる油をほぼ取り切った後に、さらに坑井や施設の再投資を伴って実施する石油の高コスト採取プロジェクトを三次採取法と呼びます。1970年代の石油危機による油価高騰の追い風に乘ってアメリカ、カナダ、ベネズエラ、ソ連などで盛んに実証試験(パイロットテスト)が実施され、採取率増強のための技術開発が行われました。そして三次採取法という言葉の代わりに増進採取法(enhanced oil recovery, 略称 EOR)という夢を呼ぶ用語が広く使われました。

現在実油田で実証テスト済みの EOR 技術は図4にまとめましたように、坑井を通して油層に直接熱を加え油層温度を高め、原油の粘性を低下させ流動性を起こさせる(A)熱攻法には(1)水蒸気圧入法、スチームソーク法、(2)火攻法、(3)電磁気法などがあります。また油層に圧入された炭酸ガスや湿性天然ガスが原油に溶解するため粘性が降下し、同時に界面張力も低下させうる(B)ガス攻法には(4)炭酸ガスミシブル攻法、(5)炭化水素ガス(LPGなどを含む)ミシブル攻法などがあります。あるいは石油系化学薬剤を油層に圧入することにより原油と水の界面張力や毛細管圧力を低下させ、孔隙空間にトラップされた原油を移動させ排油効率を上げる(6)界面活性剤攻法や、モビリティコントロールをして掃攻効率を向上させる(7)ポリマー攻法やマイセラーポリマー攻法や、岩石の濡れやすさを示す濡れ性(wettability)を親水性に換え、置換効率を上げる(8)アルカリ攻法などの(C)ケミカル攻法などが実証済みです。

近年注目されだした EOR として、バクテリアが発生した炭酸ガスが原油に溶け込み膨潤させることなどにより油の流動性を高め、油層の孔隙空間から油を排出させる(D)微生物攻法などもあります。我が国の石油公団は本年から中国吉林省の扶余油田においてある種のバクテリアと蔗糖蜜を圧入し増殖させ、炭酸ガスを発生させ油層圧を高め、原油を回収しようとする新しい国際共同プロジェクトを開始しました。

さて EOR は通常の一次・二次採収がほぼ終わった段階で新規プロジェクトとして採用されるものと認識されておりましたが、近年北海、カナダ、アラスカなどで汎用されている改良型採収法 (improved oil recovery, 略称 IOR) とは(1)油田の一次、二次、三次採収段階で区別されるものではなくすべての段階をカバーし、(2)石油の経済的回収可能量を増大させるすべての先端採収技術 (innovative oil recovery) であり、(3)それらは油田の生産レートを増大させるか、生産経費の削減に役立ち採算性を向上させる手段 (inexpensive oil recovery) と定義されます。したがって EOR もこの中に包括されることになります。IOR はここ10年間の厳しい石油開発のコスト削減環境の中で必然的に確立した手法であり、IOR の成果を確実にするためにその計画策定段階において、地質、震探、油層分野の各データ解析ソフトを連結した高精度総合油層診断評価システムを駆使して、対象油層のキャラクタリゼーション (reservoir characterization) を行い、最適な油層管理と現場操作を実行することにより IOR プロジェクトの技術的、経済的リスクを低減することが可能となっています。

IOR の範囲は広く一次回収段階でも自然の油層エネルギーを効率良く活用しつつ、比較的低コストで坑井生産量と回収可能量を開発当初の算定値より増加させられる改良型ハイテク技術として、次のような研究開発が進められています²⁾。

(1) 生産井の産出指数を増強する改良型坑井洗浄法 (well productivity improvement)

- 1993年以来 IFP と ELF と TOTAL が行っている掘削泥水ダメージ (drilling mud damage) を徹底的に除去できる新方式の坑井仕上げ技術の共同研究。
- 生産井における地層水の流出による坑底近傍のめづまり (water damage) を除去するための物理・化学的処理方法と化学薬品の研究開発。
- 原油の中のアスファルト分の析出による坑底近傍のめづまり (asphaltene, heavy product precipitation damage) を除去する特殊溶剤の研究開発。
- 遊離ガスの発生後におこる気液相対浸透率の減少による産出指数のダメージを改善し、物理・化学的メカニズムを調べる実験研究。
- ガスコンデンセート層の坑底近傍の熱力学的流動とコンデンセート析出挙動が産出指数に及ぼすダメージ (near-critical flooding damage) に関する物性試験と油層シミュレーション研究。

(2) 高度坑井刺激法 (innovative well stimulation) による産出指数の増強

- 三次元坑井放射状岩石力学シミュレータを使い事前

に計算して設計した水圧破砕法 (hydraulic fracturing) は、より低コストで確実に効果的な生産能力の増強をもたらした。

- 産出指数を減少させることなく出砂障害 (sand trouble) を制御する技術として IFP が新開発した MEFPOL プロセス。植物油で精製した特殊樹脂とともに触媒を含んだガスを後押しとして坑底に注入する。すると触媒の効果で樹脂は砂粒の表面接点のみで固まり孔隙空間と浸透率が保守される。
- ポリマーの薄いジェル溶液を坑底に圧入して生産水油比を制御する技術 (water shut off) で、ポリアクリルアミド (polyacrylamides) やポリサッカライド (polysaccharides) などが効果的。
- CO₂ Huff and Puff 法: 1980年代の初めから世界中で数千の実施例がある。CO₂ を周期的に圧入しては生産することを繰り返す。CO₂ は容易に油に溶解重質油の粘性を低下させる。また軽質油に対しては相対浸透率曲線を改善する効果がある。

次に IOR の代表としては、なんといっても水平掘り仕上げ技術 (horizontal well completion) が挙げられます。記録によると1980年モービル社が初めて高傾斜掘りの考えを提案したそうです。つまり垂直深度3,000 mで傾斜角60度以上の井戸を目指しました。現在では英国のBP社がウィッチファーム油田で成果を収めた大偏距高傾斜掘り (extended reach drilling, ERD) の最長水平掘削偏距は約8 kmにおよび、電動ポンプによる1坑井当たりの最大汲み上げ記録は約2万 b/dであったと報告されています。水平坑井の数は1986年には世界で39坑でしたが、1989年には305坑、1990年に約1,000坑そして1991年には約2,000坑に倍増しています。この実用化のおかげで水平坑井の掘削費も垂直井の5割増し程度まで安くなり、水平坑内での検層、セメンチング、酸処理作業も効果的に操作できるよう改良されました。また水平坑井の坑底圧力解析の研究も盛んに行われています。

水平掘り仕上げ技術の効用は(1)ERDにより少数の海上プラットフォームから、水平距離が数キロ離れた円型地域の地下に賦存する多くの小規模油層をまとめて開発することができ、また排油半径の拡大により生産井数を減らすことができるので、低コストで埋蔵量を追加できます。次に(2)薄い油層に掘った垂直井に比べて、水平坑井は油層内の接触面積が極端に広がるので、坑井生産能力を2~5倍のオーダーに押し上げることが可能で、逆に言えば生産余力を抑さえれば、圧力ドロウダウンを制御することができるため、生産原油中のウォーターカットを抑さえる効果があります。最後に油層シミュレーションを駆使して水平坑井を適切に油層内に配置す

ることにより、取り残した地域の油を回収できるので採収率の向上につながるのです。

3. アメリカの EOR の実績推移

図5には過去30年あまりアメリカの新規 EOR 件数がいかに原油価格の影響を受けたかを示しています³⁾。

1981年に \$33/bbl であった原油価格が1992/93年に \$15/bbl に下落し、世界の EOR プロジェクトの採算性が著しく悪化しました。特に \$13/bbl に急落した1986年には多くの会社が EOR の採算性無しとの判断から次々に中止しています。

表1には石油危機以降の過去17年間のアメリカにおける EOR プロジェクトの実施数と年初の原油生産量の推移を示しました⁴⁾。アメリカの EOR の件数は1986年の512件をピークに油価低迷の影響で激減しており、最近では二百数十件が稼働しています。このトレンドは油田の採収率向上の技術革新を停滞させ、ひいては石油資源の有限枯渇問題と将来の供給能力の限界説を導くことになりかねません。しかし EOR の原油生産量は着実に増えていることに注目してください。すなわち1プロジェクト当りの平均産油量を1986年と1996年と比べると、1,182 b/d から 3,415 b/d へ2.9倍に増加しています。このように EOR の生産能力に向上が見られたことは技術の成果を意味し、当然バレル当たりの EOR 採油コストが低減したはずで、EOR にも将来の期待と可能性が残っていると思われます。本年の初めにはアメリカ国内で212ヶ所の EOR プロジェクトが稼働しており、日産 72.4万 b/d の原油が生産され、その58%は水蒸気圧入法に拠っております。また EOR 生産量はアメリカ国内の総原油生産654万 b/d の11.1%を占めるに至っています。

1986年以降の10年間で眺めると非採算 EOR は姿を消して、むしろ生産性の高い経済的な EOR が残る自然淘汰が完了したと言えます。世界全体では1996年初め

図5 アメリカの新規 EOR 件数と原油価格との相関

で EOR 生産量は約220万 b/d で、これは世界の総原油生産量の3.6%に過ぎません。その構成はアメリカが32.9% (72.4万 b/d)、カナダが23.4% (51.5万 b/d)、FSU が9.1% (20.0万 b/d)、中国が7.5% (16.6万 b/d)、そのほかインドネシアやベネズエラを含む国々は27.0% (59.3万 b/d) と OGJ⁴⁾ が報告しています。また、世界全体でも EOR 生産量の60%は水蒸気圧入法などの熱攻法に拠っており、その量は130万 b/d の規模となっています。現在稼働中の大型 EOR プロジェクトとえば、インドネシア陸上の Duri 重質油田で水蒸気圧入法により日量33.0万 b/d を生産しており、またベネズエラではオリノコベルト地帯の超重質原油を約23万 b/d 生産しています。

4. IOR/EOR の経済性について

石油開発事業は探鉱・開発・生産の段階に分けられます。探鉱や開発投資金は会社として収入を得る前に支出した資金で、これを回収できるのは油田の生産操業段階に入り、原油やガスの売り上げ収入を得てはじめて減価償却でき、毎年の経費として別途処理できます。また資本に係る金利、保険料、固定資産税などの資本コストも投資の一部であります。生産の段階で発生する施設の再建、拡充に要する支出は当然投資項目に算入して経理処理しますが、販売する油やガスを生産するのに要した直接および間接経費を加えた生産費は、その年の会計年度で売り上げ額から支払われます。北海油田の場合、生産費の内訳は(1)生産プラットフォーム操業費 (16%)、(2)坑井改修・施設補修費 (20%)、(3)貯油・搬出費 (12%)、(4)人員 (ヘリ)・資機材 (ボート) の輸送費 (15%)、(5)鉱業所と本社的一般管理費 (15%) および(6)販売費ほか諸雑費などで構成されています⁵⁾。その年に販売した原油プラス伴行ガスの熱量等価の原油換算量である総体積1バレル (barrel of oil equivalent, 略称 BOE) 当たりの生産費 (\$/BOE) が一般にいう生産コスト (production cost)、または CAPEX に対する OPEX を表す意味の操業コスト (operating cost) と呼ばれます。しかし石油会社が売り上げを得た石油・ガスという商品の原価としては、この生産費のほかに油田発見のために生産以前に投資した探鉱費や、固定資産である井戸や生産諸施設や操業基地に投資した開発費の毎年の減価償却分と、上に述べた資本コストを加えた総経費をとるべきだという考えもあり、この場合の経理上の石油の生産原価コスト (生産フルコストとも呼ばれる) と混同しないよう注意する必要があります。

石油の開発事業は企業が経営しているので、石油のコスト表示は企業の会計年度の決算を基に産出した指標が

表1 アメリカにおける EOR プロジェクトの実施数と原油生産量実績

EOR の方法		EOR 原油日産量 千 b/d (稼働プロジェクト件数)										生産量%
		1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996		
熱 攻 法	水蒸気攻法	243 (133)	288 (118)	358 (133)	469 (181)	455 (133)	444 (137)	454 (119)	416 (109)	419 (105)	57.9	
	火 攻 法	12 (17)	10 (21)	6.45(18)	10 (17)	6.53(9)	6.01(8)	4.70(8)	2.52(5)	4.49(8)	0.6	
	熱水攻法	— (0)	— (0)	— (0)	0.71(3)	2.90(10)	3.99(9)	1.98(6)	0.25(2)	0.25(2)	0.03	
	小 計	256 (150)	299 (139)	365 (151)	480 (201)	465 (152)	454 (154)	461 (133)	419 (119)	424 (115)	58.6	
ガ ス 攻 法 (ミシブル+インミシブル)	炭化水素ガス攻法	15 (9)	13 (12)	14 (16)	34 (26)	26 (22)	55 (23)	113 (25)	100 (15)	96 (14)	13.3	
	炭酸ガスミシブル攻法	22 (17)	22 (28)	31 (40)	28 (38)	64 (49)	96 (52)	145 (52)	161 (54)	171 (60)	23.6	
	炭酸ガスインミシブル攻法	— (0)	0.49(1)	0.70(18)	1.35(28)	0.42(8)	0.10(4)	0.10(2)	0 (1)	0 (1)	—	
	窒素ガス攻法	2.03(1)	1.40(4)	7.17(7)	19 (9)	19 (9)	22 (9)	23 (7)	23 (8)	28 (9)	3.9	
	廃ガス攻法	35 (3)	35 (3)	29 (3)	26 (3)	21 (2)	17 (3)	11 (2)	— (0)	— (0)	—	
	そ の 他	0.60(4)	0.37(2)	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	6.30(1)	4.40(1)	4.35(0)	0.6	
小 計	75 (34)	72 (50)	83 (84)	108 (104)	131 (90)	191 (91)	298 (89)	289 (79)	299 (84)	41.3		
ケミカル攻法	マイセラーポリマー攻法	0.93(14)	0.90(20)	2.83(21)	1.40(20)	1.51(9)	0.62(5)	0.25(3)	0.06(2)	0 (0)	—	
	ポリマー攻法	0.92(22)	2.93(55)	10 (106)	15 (178)	21 (111)	11 (42)	1.94(44)	1.83(27)	139 (11)	19.2	
	アルカリ攻法	0.55(6)	0.58(10)	0.33(11)	0.19(8)	0 (4)	0 (2)	0 (2)	0 (1)	— (1)	—	
	界面活性剤攻法	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	0.02(1)	— (0)	— (0)	— (0)	—	
小 計	2.40(42)	4.41(85)	13 (138)	17 (206)	23 (124)	12 (50)	2 (49)	1.89(30)	139 (12)	19.2		
そ の 他	微生物攻法	— (0)	— (0)	— (0)	0 (1)	— (0)	— (0)	0.002(2)	0.002(1)	0 (1)	—	
小 計		— (0)	— (0)	— (0)	0 (1)	— (0)	0 (0)	0.002(2)	0.002(1)	0 (1)	—	
EOR プロジェクト合計		333 (226)	375 (274)	461 (373)	605 (512)	618 (366)	657 (295)	761 (273)	709 (226)	724 (212)	100	
EOR の生産量の割合		3.9%	4.3%	5.2%	7.0%	7.6%	8.9%	10.6%	10.6%	11.1%	—	
米国の原油生産量 (千 b/d)		8,597	8,649	8,879	8,680	8,151	7,382	7,179	6,662	6,540	—	

出典: Oil & Gas Journal, Apr. 15, 1996, p. 44. ただし1980および1982年のデータは IPE 1993, p. 328による。

表 2 石油会社の決算報告から見た平均的各種事業コスト

1988～92年大手30企業の平均的各種コスト（\$/BOE）				参考（James Capel, 1989/3/6）
	米国内事業	米国外事業	全世界平均	1983～87年の北海（英国）
探鉱コスト	1.54	1.39	1.46(15%)	1.95(\$/BOE) (13%)
開発コスト	3.46	2.66	2.97(30%)	4.55(\$/BOE) (29%)
生産コスト	5.17	5.97	5.56(55%)	9.00(\$/BOE) (58%)
総コスト	10.17	10.22	9.99(100%)	15.50(\$/BOE) (100%)

出典：「Proved Petroleum Reserves of 30 Large Energy Companies, 1988-92」(Nov. 1993) Kidder, Peabody & Co. Inc より筆者再編

一般的です。つまり、ある企業が1年間に支出した探鉱費、開発費、生産費をその年度内に生産、販売した原油と天然ガスの原油換算量（BOE）で割り、それぞれの平均コストを表示しております。表2はアメリカの投資コンサルタントであるKidder, Peabody & Co.が世界の大手石油会社30社について調査した1993年報告書⁶⁾から引用した、平均的各種コスト（\$/BOE）データです。表2の右欄には参考のため北海の事例として、業界誌（Ocean Oil Weekly Report（1989年3月6日号））に載った英国の石油エコノミストJames Capel氏のコストデータも載せました。これらのコストデータはいずれも少し古い時代で、近年の技術革新によるコスト削減効果が現れる以前で、三次元地震探査法や水平掘り技術や海底仕上げ生産システムなどがまだ汎用されていない時期の、従来の一・二次採取法による生産コストと見られます。

そこでIOR技術などの新技術の採用により北海での原油コストが近年どのように削減されたかを調べるために、1996年4月発行の英国のブラウンブック⁷⁾を見ますと、1995年現在生産中の英領北海の全油田の平均的操業コストは22.0£/ton oil equivalent（米価換算約4.5\$/BOE）と推定され、また全油田の平均的生産フルコストは10.5£/BOE（米価換算約15.7\$/BOE）と報告されています。つまり額面が10年前とほぼ同じということは物価インフレのコスト増分だけ削減がなされたといえましょう。しかし興味ある点はこの生産中油田群の内訳を見ると、1980年以前に生産を開始していた大規模油田の生産フルコストは10.0£/BOE（約15.0\$/BOE）、1980～85年の生産開始油田の平均は14.0£/BOE（約21.0\$/BOE）、1986～90年の生産開始油田の平均は13.0£/BOE（約19.5\$/BOE）、1991～95年の生産開始油田の平均は9.0£/BOE（約13.5\$/BOE）と生産フルコストが漸次削減されてきております。この成果は紛れもなくIOR技術の経済効果が現れたものと思われまます。今後の予測としては1995年末現在の開発中の油田の生産フルコストの見積りは8.5£/BOE（約12.7\$/BOE）で

図 6 ノルウェー領北海における開発コスト・生産コスト推移

あり、また1985年に開発承認されたプロジェクトの平均生産フルコストは8.0£/BOE（約12.0\$/BOE）まで削減されるものと見込まれております。

一方、ノルウェー北海の油田のIOR新技術によるコスト削減の成果は、本年3月の石油学会資源講演会での報告⁸⁾の図6を眺めると、1985年頃の開発コストは5～5.7\$/BOEであったものが、その後のインフレにもかかわらずほぼ同じ水準で推移しております。この理由はその後に開発される油田の埋蔵量が小規模化したため既存のインフラを活用し、開発費が抑えられたものと考

表3 最近の北米における EOR のコストデータ
(1) カナダの PRI による報告 (1995年 3 月)

EOE の方法	Operating Cost US \$/bbl*	追加回収率	リードタイム (反応期間)
スチームソーク法	10.9~16.3	2~15%	速効
水蒸気攻法	12.2~24.5	4~25%	2~60ヶ月
SAGD 法	10.9~16.3	10~30%	6~18ヶ月
火攻法	10.9~24.5	2~25%	2年~5年
CO ₂ ミシブル攻法	6.8~13.6	2~12%	3~24ヶ月
界面活性剤攻法	10.9~21.8	5~25%	3年~5年
ポリマー攻法	9.5~16.3	3~15%	6~18ヶ月
アルカリ攻法	9.5~19.0	2~10%	3年~5年
微生物攻法	8.2~12.2	2~10%	1年~3年

油) *1 C\$=1.36US\$ の換算レートにより C\$/bbl 報告値より換算した

(2) カナダのオイルサンドビチューメンのコスト

カナダの Syncrude 社の生産量は現在約20.2万 b/d
合成原油 Syncrude sweet blend の価格は US
\$18.40/bbl
生産コストは1994年の \$10.57/bbl から1995年に
\$9.34/bbl と12%のコスト削減に成功

(3) アメリカの CO₂ ミシブル攻法のコスト削減例

西テキサスとニューメキシコにまたがる Permian と
Delaware 堆積層で実施中の Shell 社と Mobil 社の圧
入 CO₂ はコロラドの McElmo Dome から供給購入する。

(単位 US \$/BOE)	1985年	1995年	コスト 削減率
CO ₂ プロジェクト総コスト	18.20	10.25	-44%
内訳 CAPEX コスト	1.50	0.80	-47%
OPEX コスト	5.00	2.60	-48%
CO ₂ 購入コスト	6.50	3.25	-50%
ロイヤリティ, PPT および保険	5.20	3.60	-31%

(4) アメリカの重質油 (13° API) 生産コストの削減例

1994 年の初の Kern River の 13° API 重質油の価格は
US \$7.00/bbl と安価であった。しかし 1995 年には
US \$13~15 に高騰した。

Kern River での 生産コスト	1990年 \$6.27/bbl	1994年 \$4.86/bbl	コスト削減率 -22%
一方カナダの			
Cold Lake での 生産コスト	1986年 \$7.00/bbl	1994年 \$4.50/bbl	-36%

えられます。生産コストの推移は1987年の 6.1\$/BOE
をピークに漸減傾向が見られ、1994年には 4.8\$/BOE
に低減されております。このようにノルウェー北海の油
田の生産コストが英領北海より低い理由は、ノルウェー
の油田の埋蔵量規模と坑井当たりの生産量が英領北海よ
り大きいことにあります。

さて EOR 技術による原油の開発、生産コストについ
て石油危機直後の1980~83年のコスト報告⁹⁾では、1バ
レルの追加原油を回収するため必要な EOR プロジェク
ト総コスト (開発井掘削費、ラボ試験費、ケミカル費、
EOE 施設費、操業費、税金、15% ROR の資本コスト
など) は(1)水蒸気圧入法では 21~28\$/bbl, (2)火攻法
は25~35\$/bbl, (3)ポリマー攻法で 22~28\$/bbl, (4)
CO₂ ミシブル攻法では 26~39\$/bbl, また(5)界面活性
剤ポリマー攻法で 35~46\$/bbl とかなり高価でありま
した。最近の10年間の油価低迷期では EOR の採算性が
かなり厳しくなり、石油会社は EOR コストデータの公
開をはばかったようで、この種の資料やデータがあまり
見当たりませんでした。断片的に集めたコストデータ
としてカナダとアメリカでの事例を表3に紹介しまし
た¹⁰⁾。

最近の報告としては、英国の通産省にあたる Depart
ment of Trade and Industry, 略称 DTI が実施した
IOR Program の1994年 8 月の調査研究¹¹⁾では英領北海
の73油田に適応性がある EOR を含めたすべての IOR
は原油価格が \$14~20/bbl で採算が成り立ち、これに
より炭化水素ベースの原始埋蔵量の5.3%に当たる約55
億 BOE の追加埋蔵量が期待できると報告されていま
す。ちなみに同省が1978年に実施した EOR Program
と称する同様な調査報告によると、当時の EOR の採算
にのる原油価格は \$16~32/bbl であったことから考え
ると、技術革新によるコスト削減の成果が現れ、IOR
技術が見直されております。また米国内の EOR プロ
ジェクトを調査した IPR グループのダッバス博士の報
告が、石油業界誌のペトロミン (1996年 5/6 月号) の最
近の記事に見られたので表4に紹介しました¹²⁾。

石油操業において IOR や EOR の成功の条件は(1)生
産レートと追加埋蔵量の向上が期待でき、かつ早期回収
ができること、(2)既存施設を再利用できるため追加投資
が比較的少なく、かつ操業コストが低いこと、(3)その
地域では油田操業サービスコントラクターが容易に利用
でき、かつ集油、貯油、出荷などの既存のインフラの賃
借り経費化が可能であること、(4)実施する IOR や EOR
が期待に反した場合を想定して、次なる段階にはかの補
足・代替的な回収技術の見直しを持っていることなどで
はないでしょうか。

表4 最近のアメリカにおける EOR のコスト幅
(IPR Group の Dr. M. K. Dabbous の報告に拠る)

EOR 採収方法	開発コスト (\$/bbl)	操業コスト (\$/bbl)	圧入流体 コスト(\$/bbl)	プロジェクト 総コスト(\$/bbl)
水蒸気圧入法				
(a) 産出原油使用	1—3	4—6	12—16	17—25
(b) 購入原油使用	2—5	6—9	10—17	18—31
火 攻 法	2—5	6—9	6—11	14—25
マイセラーポリマー攻法	3—6	5—9	12—15	20—30
ポリマー攻法				
(a) 二次採収段階	0	2—3	2—8	4—11
(b) 三次採収段階	3—7	10—14	2—8	15—29
炭酸ガス攻法	1—4	3—7	12—16	16—27

出典：PETROMIN MAY/JUNE 1996 pp 78-84より筆者再編

5. 我が国の対応と今後の課題

第一次石油危機以降、先進石油消費国が結束して省エネ、緊急時の石油融通、価格情報交換、増進回収の技術開発に取り組むため IEA (International Energy Agency) を設立しました。そのなかで米、英、仏、日、豪、ノルウェー、デンマーク、オーストリアの8ヶ国の国立研究機関が集まって1979年に IEA Collaborative Project on EOR と称する国際研究交流プログラムが結成されまして、我が国を代表して石油公団の石油開発技術センター (TRC) が加盟して活発な研究交流をしてきております。特に近年になって各国はこれまでの研究成果をレビューしたうに、今後の EOR を含む IOR の研究開発に関するナショナルプログラムを発表し、活発な討議がなされております。1995年の10月には千葉市幕張の石油開発技術センターに各国代表を招き、盛大な国際会議が開催され、筆者も招かれました。

我が国の通産省資源エネルギー庁は石油公団とともに、増進回収技術を石油開発の R & D の主要テーマと位置づけて、積極的に民間会社を支援してきております。1973年に創立された石油公団の石油開発技術センターでも EOR を常に研究テーマの柱の1つに据えております。その実証テストの一環として、我が国の油田(頸城、新津、申川)を対象にして帝国石油㈱、アラビア石油㈱や石油資源開発㈱などと水蒸気圧入法、ケミカル攻法や CO₂ 攻法の共同研究が行われました。その過程において民間企業側にも EOR の必要性の機運が高まり、石油開発、エンジニアリング、鉄鋼プラント各社が集まって、石油公団の支援の下に原油二・三次回収技術研究組合 (EOR 研究組合) が設立されました。

この研究組合の大きな実績としてはトルコとの EOR 国際共同研究があります。1987年8月にトルコ国営石油

会社 (TPAO) と石油公団との間で、イキステベ油田に対する EOR 攻法適用の国際共同研究の基本協定書が締結され、Phase I、として現状採収率1%と推定されるこの重質油田に対して水蒸気攻法と CO₂ 攻法の適応性、パイロットテスト計画、その経済性に関してフィージビリティスタディを日本オイルエンジニアリング㈱ほかが行った結果、パイロットテストの実施に踏み切ることになりました。Phase II は石油公団が EOR 研究組合に委託し1988年から1993年まで水蒸気攻法と CO₂ 攻法の実証試験の計画立案、坑井掘削、地上施設の設計・建設、操業、モニタリング、評価まで一貫した技術力の蓄積を図ることができました。

今後の科学技術の進歩の過程において他業種産業のハイテク先端技術を IOR に導入し、そして21世紀に予想されるエネルギーの高価格時代における石油資源の可採埋蔵量を確保する手段として、IOR の研究開発はますます注目されるでしょう。資源小国の我が国としても石油公団と民間企業と大学・国立研究所が密接に連携した、いわゆる産官学協力体制下の IOR 共同研究が望まれます。

まとめとして我が国に対する今後の課題を列挙して本稿を終わりたいと思います。

- (1) 我が国が世界に誇る新素材や先端の機器を導入模索しつつ、産・官・学協調の IOR/EOR の研究開発 (R & D) を推進することは、我が国の企業が海外の石油開発利権を獲得するための必要条件となるであろう。ひいては我が国への石油の安定供給に貢献できよう。
- (2) 技術的に、また経済的に Feasible な海外油田における我が国技術者による現場実証テストの促進。これにより産油国諸機関、石油公団、民間会社と大学研究室の国際交流と技術移転を推進する。

- (3) IOR/EOR の事業化は常にマージナル油田開発プロジェクトや非在来型石油資源開発の事業化採算性と比較検討した上に実行すべきである。このため世界の石油開発事業の各種コスト分析と経済評価を行う官学協力による公的機関の設立が望まれる。
- (4) 我が国の自主開発原油の確保には、発見リスクが高い探鉱プロジェクトと同様に、経済的リスクが高い IOR/EOR プロジェクトも重要な手段として見直すべき段階に至った。石油公団の投融資や輸銀協調の融資スキームを IOR/EOR にも拡大できるような法改正を検討すべきと提言します。
- (5) 産油国、消費国、石油関連会社の間で石油資源の公平な利益配分を享受できるよう、情報公開や率直な意見交換の場、国際会議やフォーラムを我が国が率先して誘致すべきです。その場において産油国、消費国政府代表が十分議論をし、妥当な範囲の石油関連税の減税、すなわち税制インセンティブを石油会社に与えることにより操業意欲を蘇らせ、ひいては回収可能埋蔵量を人類のために増やすことになるのです。

謝 辞

本稿を執筆するに際して石油公団石油開発技術センター油層研究室長（前採油増進研究室長）の大野健二氏から貴重な参考文献を数多く提供していただきました。また昨年の石油学会主催の2度の講演会で大野氏とともに講演する機会に恵まれ、折りにつけ EOR/IOR 専門家としての適切な助言をいただきました^{13,14)}。ここに記して感謝します。

引 用 文 献

- 1) Doscher, T. M. *et al.*, 1984 : Statistical analysis of crude oil recovery and recovery efficiency. *American Petroleum Institute Bulletin D-14, Second Ed.*, April, 1-47.
- 2) Forbes, P. L., 1995 : Improved oil recovery at the Institute Francais du Petrole. *Paper 9 presented at Symposium on Sweep Improvement Technologies for Improved Oil Recovery*, IEA Collaborative Project on EOR, October, held at Makuhari JNOC-TRC, 1-17.
- 3) Stosur, G. J. and Luning, R. W., 1994 : World-wide EOR activity in the low price environment. *presented at Pannel session 7 : Improved Recovery and Heavy Oil*, The 14th World Petroleum Congress at Stavanger (May 29-June 1), 1-7.
- 4) *Oil and Gas Journal*, 1996 : New technology, improved economics boost EOR hopes. OGJ Special, April 15, 39-61.
- 5) 藤田和男, 1996 : 世界の石油埋蔵量評価とコスト, 石油学会平成 8 年資源講演会—石油開発の経済性向上と新技術—, (3月21日) 予稿集, 1-16.
- 6) Picchi, B. J. and Kohler, A. L., 1993 : Proved petroleum reserves of 30 large energy companies, 1988-1992. Kidder, Peabody & Co. Inc. (November).
- 7) Brown Book, 1996 : Oil and gas resources of the United Kingdom, 1996. Department of Trade and Industry, April.
- 8) 幅 康浩, 1996 : 北海油田のコスト削減と新技術, 石油学会平成 8 年資源講演会—石油開発の経済性向上と新技術—, (3月21日) 予稿集, 17-25.
- 9) 藤田和男, 1989 : 石油資源の回収率増進を目指す EOR 技術について, 日本動力協会誌『動力』, 192, 1-10.
- 10) Singhal, A. K., 1995 : Economic considerations in development of improved recovery projects. *Petroleum Recovery Institute Study Report 1994/95-6*, issued by PRI, Calgary, Canada, March, 1-36.
- 11) McDonald, B. R., 1994 : UK national programme for improved oil recovery. Paper presented by Department of Trade and Industry, Oil and Gas Division, the United Kingdom, presented at IEA Collaborative Project on EOR, 15th International Work shop and Symposium (28-31 August) Bergen, Norway, 1-5.
- 12) Special Article on EOR, 1996 : Elements of a successful EOR project, *PETROMIN*, May/June, 78-84.
- 13) 大野健二, 1995 : 石油の回収率向上技術, 石油学会中部大会講演会 (講演要旨), D-18, 496-499.
- 14) 大野健二, 1996 : 世界の IOR 技術動向, 石油学会資源講演会—石油開発の経済性向上と新技術—, (3月21日) 予稿集, 26-32.