講 演
 Lecture

米州における超重質油開発*

高 田 伸 一**

(Received December 15, 2010 ; accepted January 12, 2011)

Development of extra-heavy oil in the Americas

Shinichi Takada

Abstract : While it is becoming more and more difficult to find new conventional oil fields, the importance of extra-heavy oil in Venezuela and bitumen in Canada has been increasing. Recently, there were two remarkable events occurred in Orinoco development in Venezuela. One is the reserve evaluation project based on inter-government agreements. Some groups have created joint venture companies with PDVSA to enter into development phase after the reserve evaluation work. The other event was the first competitive bidding for Carabobo area development. Two projects were awarded as a result of the bidding process including the project led by Chevron with the participation of JOGMEC, Mitsubishi Corporation and INPEX Corporation. Orinoco development has an advantage over oil sand development in Canada in terms of lower production cost because cold production is the standard method due to relatively low viscosity of oil. However, the severe and unstable investment climate in Venezuela is making it difficult for foreign oil companies to invest in big projects. The development of oil sand in Canada will grow steadily if high oil price continues and appropriate measures are taken to minimize environmental impacts such as carbon dioxide emission, land damage and byproduct disposal. The development of extra-heavy oil in Orinoco, Venezuela can be called as “Frontier” even though certain improvements in investment environment are required to encourage new project startups.

Keywords : extra-heavy oil, Orinoco, oil sand, Carabobo, SAGD, environmental issue, CCS, Venezuela, Canada

1. はじめに

我々エネルギー産業に従事する者として、新興国の経済成長に伴う世界のエネルギー需要増大に対し、地球環境問題の克服に最大限努力しながら、供給サイドの立場でどのような資源を確保してゆくかという問題は最大の関心事である。一般に、太陽光、風力、バイオ、原子力などのエネルギー源が占める割合は今後次第に増加すると予想されるものの、化石燃料、特に液体燃料は、その高いエネルギー密度と相対的に低い採取コストから、今後数十年の範囲では、最も重要なエネルギー源であることに変わりはない。IEA (International Energy Agency) によれば、各国政府がエネルギー政策を現状から変更しないリファレンス・ケースの場合、2030 年の時点で液体化石燃料の生産量は日量 1 億バレルを超え、この内の 1 割近くが非在来型液体燃料になるとの予測がなされている。非在来型液体燃料の生産動

向が増えるのは、在来型石油の発見が困難になってきており、大水深、極地、難開発地域などフロンティアエリアでの探鉱に成果を求めなければならないことから、非在来型液体燃料の競争力が相対的に向上するためである。

また、米国 EIA (Energy Information Administration) の予測では、非在来型液体燃料の生産量の内訳として、2030 年にはビチューメンが日量 420 万バレル、超重質油が日量

図 1 非在来型液体燃料の生産見通し (EIA, 2010 を元に作図)

*平成 22 年 10 月 27 日、平成 22 年度石油技術協会秋季講演会「資源探求 フロンティア-新しいエネルギー資源を求め続けて-」にて講演 This paper was presented at the 2010 JAPT Autumn Meeting entitled “New Frontier Petroleum Exploration -beyond Conventional Hydrocarbons-” held in Tokyo, Japan on October 27, 2010.

**国際石油開発帝石株式会社 INPEX Corporation

140 万バレルと 2007 年レベルの 2 倍以上に達し、シェールオイル、GTL (Gas-to-Liquid)、Coal-to-Liquid の生産量を引き続き大きく上回ると予想されている (図 1)。

このように、今後 20 ～ 30 年の将来を考えたときに、非在来型液体燃料、特にビチュメンと超重質油の生産量をいかに増やしてゆくかということが、世界の液体燃料需要を満たす上で重要な役割を果たす可能性が高いと予想されている。

本稿では、ベネズエラのオリノコ地域の超重質油の話題を中心に、カナダのオイルサンドに胚胎するビチュメンと対比しながら、米州の超重質油に関する現状と将来の展望について紹介する。

2. ビチュメンと重質油の資源量と分布

非在来型石油に分類される比重の高い石油は、粘性の違いにより、ビチュメンと超重質油に分類される。一般的には、API 10°以下の比重で粘性が 10,000 cp 以上のものをビチュメン、それ以下の粘性のものを超重質油と呼ぶ。

USGS (米国地質調査所) の 2003 年の調査結果によれば、ビチュメンの可採資源量は 6,510 億バレル、重質油 (ここでの定義は API 22°API 未満) の可採資源量は 4,340 億バレル存在し、その合計は在来型 (22°API 以上) の石油 9,520 億バレルよりも多いと推定されている。さらにその分布地域は、図 2 に示すように、米州のカナダを主とした北米とベネズエラを主とした南米に偏在しており、非在来型石油を考える上で、米州の 2 国の存在が大きいことがわかる。

また、USGS は 2009 年にベネズエラ・オリノコ超重質油の推定可採資源量が 3,800 億バレル (P95) ～ 6,520 億バレル (P5) であると発表し、世界を驚かせた。ただし、こ

図 2 重質油の資源量と分布 (USGS, 2003 を元に作図)

表 1 油層性状の比較

	カナダのオイルサンド	オリノコの超重質油
原油 API	8 ～ 12°	8 ～ 10°
油層深度	0 ～ 850 m	300 ～ 1,200 m
油層温度	4 ～ 38°C	38 ～ 60°C
溶解ガス油比	30 ～ 60 scf/bbl	100 scf/bbl
原油粘性 (地下)	10 ⁴ ～ 10 ⁷ cp	10 ³ ～ 10 ⁴ cp
採油方法 (現在)	Mining, CHOPS, CSS, SAGD	Cold Production (Horizontal Well)

の数値については、回収率を 15% ～ 70% と想定しており、熱攻法による EOR の適用を仮定している点に留意する必要がある。すなわち、この報告は、オリノコに熱攻法を有効に適用することができれば、ベネズエラの埋蔵量が飛躍的に増加することを示しており、オリノコが秘める高い将来性に注目しているといえる。

カナダのオイルサンド (ビチュメンを含有) とベネズエラ・オリノコの超重質油を比較すると、表 1 に示すように、原油比重はほぼ同じレンジであるが、油層深度の違いと溶解ガス油比の違いにより、地下での粘性はカナダが 1 万 ～ 数百万 cp であるのに対し、オリノコでは数千 cp と大きく異なっている。その結果、カナダでは、露天掘りができない深度では SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) や CSS (Cyclic Steam Stimulation) などの熱攻法が広く実施されているのに対し、オリノコでは熱を加えない Cold Production での採油が行われている。

このため、生産コストにも大きな違いがあり、オリノコの生産コスト (CAPEX と OPEX の合計を総生産量で割ったもの) がバレル当たり 20 ドル ～ 30 ドルと在来型石油と遜色のないレンジであるのに対し、オイルサンドの生産コストはバレル当たり 50 ドル ～ 70 ドルと高い水準になっている。

3. ベネズエラ・オリノコ超重質油

3.1 オリノコの歴史と最近の動き

オリノコ超重質油帯とは、図 3 に示すように、ベネズエラの内陸部に数百 km の幅で広がっている地帯である。この地域で当社はカラボボ・プロジェクト 3 (PDVSA, Chevron, JOGMEC, 三菱商事株とともに参加) およびフニン 11 (PDVSA, JOGMEC, 三菱商事との共同スタディ) に参加している。

オリノコ探鉱開発の歴史を図 4 に示す。探鉱作業は 1930 年代から行われ、大規模な超重質油の存在は古くから認められていたが、本格的な開発が開始されたのは、1990 年代に石油メジャーに鉱区を開放してからである。

メジャーによるオリノコの開発は、1990 年代に 4 つのプロジェクトが立ち上がり、1998 年から早期生産が開始され、2001 年からはアップグレーダーによる改質原油の生産が開始された。既存 4 プロジェクトからの改質油生産

図 3 オリノコ超重質油帯位置図

図4 オリノコの歴史

量は現在日量合計 56 万バレルまで拡大しており、ベネズエラの生産量全体の中でも重要な位置を占めている。

既存 4 プロジェクトは、図 5 に示すように、カリブ海沿岸のホセにアップグレーダーを建設し、油田地帯と 2 本の送油ラインと結んで、希釈油を油田に戻して超重質油と混合し、原油の流動性を確保する方式が取られている。そして、アップグレーダーにより、8～10°API の超重質油を 16～32°まで改質し、国外の製油所に販売している。

4 プロジェクトとも、開発当初は外資側がメジャーシェア、PDVSA がマイナーシェアを取る形で立ち上げられたが、新炭化水素法の規定に基づいて、2007 年 PDVSA のシェアを 51% 以上にするシェア変更が政府から要求された。その結果、表 2 に示すような形で PDVSA がメジャーシェアを取る形にシェアが変更されている。

4 プロジェクトが成立した後は、油価が高騰したことも影響して、オリノコ鉱区の外資への開放は凍結されていたが、ここ数年、ベネズエラ全体の石油生産量低迷状況を打開するために、再び鉱区を開放する 2 つの動きが起こっている。

1 つ目の動きは、政府間の MOU (Memorandum of Understanding) に基づく鉱区評価作業がオリノコの有望地区全体をカバーする形で実施されたというものである。

図5 オリノコ既存4プロジェクト位置図

図 6 に示すように、世界各国の国营石油会社・民間石油会社が、政府間の直接交渉の結果である MOU に基づいて、既存データ（震探、坑井データ）を用いた、埋蔵量評価を実施している。その後、ベネズエラ政府との間で経済条件に合意され、フィージビリティが確認できた場合には、PDVSA と外国石油会社がジョイントベンチャー会社を設立して、開発作業を実施するという流れになっている。日本勢が参加し、スタディを行っているフニン 11

表2 オリノコ既存4プロジェクト概要

JV 名 (旧プロジェクト名)	Petrocedeno (Sincor)	Petroanzoategui (Petrozuata)	Petropiar (Hamaca)	Petromonagas (Cerro Negro)
参加企業 (当初)	Total 47% PDVSA 38% Statoil 15%	Conoco 50.1% PDVSA 49.9%	Conoco 40% Chevron 30% PDVSA 30%	Exxon 41.65% PDVSA 41.65% BP 16.7%
参加企業 (現在)	PDVSA 60% Total 30.3% Statoil 9.7%	PDVSA 100%	PDVSA 70% Chevron 30%	PDVSA 83.34% BP 16.66%
現原油生産量 (bbl/d)	180,000	100,000	180,000	100,000
改質方法	Delayed Coker + Hydrocracker	Delayed Coker	Delayed Coker + Hydrocracker	Delayed Coker + Bypass
改質後 API	32°	20 - 26°	25 - 26°	16.5°

図6 政府間 MOU による鉱区割り当て状況

鉱区はこの動きの対象の1つである。これまでのところ、Petrovietnam (フニン2)、ロシアコンソーシアム(フニン6)、CNPC (フニン4)、ENI (フニン5) がジョイントベンチャー会社を設立あるいは設立間近であり、他社に先行して開発に向けた動きを示している。

2つ目の動きは、カラボボ地区で実施された、オリノコ初の国際競争入札である。カラボボの入札プロジェクトは2008年にアナウンスされた後、39社が政府から招待され、このうち19社が関心表明を行った。その後、入札のルール・契約条件を巡って政府と参加者の間の調整に時間がかかったが、最終的に2010年1月に入札が実施され、2つのプロジェクトが成立した。

これら2つの動きは、ベネズエラ政府が外資の技術力・資金力を利用しながら、自らもジョイントベンチャーの株主の一員としてPDVSAを通じた出資を行うことで、大規模開発プロジェクトを次々と立ち上げ、ベネズエラの原油生産量を一気に高めようという、野心的な試みであるが、PDVSAの資金力については疑問視される部分もあり、実際にどれだけの数のプロジェクトが開発・生産まで進展してゆくのかは、先行き不透明である。また、ベネズエラ政府は、ジョイントベンチャー設立時にサインボーナスという形で、多額の参加費の支払いを外資側に求めており、これも開発フェーズへ移行することを各社に躊躇させる要因となっている。

3.2 オリノコの技術課題

1980年代のオリノコにおける原油生産は、垂直井のため、1坑あたりの生産量は、わずか日量100～200バレルに過ぎなかった。1990年代に入ると、水平坑井の導入、ESP (Electric Submersible Pump) やPCP (Progressing Cavity Pump) の導入により、日量1,000～2,000バレルに増加した。さらに2000年代には複雑なマルチラテラル坑

井を掘削することにより、10,000 mを超えるような総掘削長を持つ坑井も導入された結果、日量2,000～3,500バレルの生産能力まで改善され、Cold Productionによる開発効率が飛躍的に高められた。このように、生産性の改善という点では、石油メジャーの技術力の導入により成功を収め、開発が困難と思われた超重質油の大規模な商業生産を実現した。

しかしながら、回収率という観点からは、生産性の高い坑井を高密度に配置しても、せいぜい8～12%に留まり、多くの原油が地下に残されることになる。

オリノコではCold Productionによる生産が可能であることから、これまでのところ熱攻法は実施されていないが、今後長期的な観点からは、熱攻法によって原油回収率を向上させることが重要な技術課題であることを、ベネズエラ政府および外国石油会社が強く意識し始めており、熱攻法を戦略的に重要な技術として、導入を進めたい政府と、過去の豊富な経験を生かしてオリノコでの熱攻法を進め、存在感を増したい外国石油会社の思惑は合っており、熱攻法導入の環境が整いつつある。

具体的にはオリノコ既存プロジェクトの1つであるPetrocedeno油田(旧Sincor, PDVSA, TOTAL, STATOILのJV)で水蒸気圧入のパイロットテストを2011年までに実施することが計画されている。そこでは、SAGD (Horizontal Alternating Steam Drive), SD (Steam Drive) が適用される予定であり、オリノコにおける各種水蒸気攻法の効果が試される。

カナダでは広く適用されている熱攻法技術も、砂岩性状、介在する泥岩の影響、油層深度の違いなどによりオリノコでどれだけ効果が表れるかは未知数ではあるが、熱攻法技術が長期的にオリノコの超重質油が世界の石油生産にどの程度貢献できるかを決定する重要な要素になることは間違

いない。また、カナダなどでは新しい超重質油回収技術も次々と研究・実証されつつあることから、これらの新技術がオリノコへも移転されるような流れが形成されれば、大きな波及効果も期待できる。

3.3 カラボボ・プロジェクト

カラボボ地区は、オリノコの中でも砂岩が厚く発達する有望地区であり、既存プロジェクトの1つとして Petromonagas 油田（旧 Cerro Negro）が生産中である。

このカラボボ地区を対象として、2010年1月にオリノコとして初めての国際競争入札が実施された。プロジェクトの概要としては、すでに地震探鉱および坑井の掘削によって超重質油の胚胎が確認されている鉱区を開発対象にして、PDVSA 60%、民間 40% のジョイントベンチャー会社を組織し、上流開発および改質装置（アップグレーダー）の建設・操業を行うことにより、1プロジェクト当たり日量 40 万バレルの原油生産を目指すものである。民間側は、サインボーナス支払い、シェア分の開発資金の負担、PDVSA へのローン提供、プロジェクト・ファイナンスのアレンジ、改質装置の建設・操業を担当し、PDVSA と協

力しながら事業を進める形態となっている。PDVSA 側が想定している開発スキームは図7に示すように、日量 20 万バレルの改質能力を持つアップグレーダーを内陸部のソレダード市に建設し、油田とソレダード間はナフサを循環して、超重質油の流動性を確保し、改質油はソレダードから油田付近を経由しながら、一部の改質油を希釈剤として油田へ送油、そこで混合油を生成して改質油と並行してタンカー出荷ターミナルであるアラヤ港までパイプラインで送る形となっており、現在このスキームを基本としてさまざまなコンセプトが検討されている。

カラボボ・プロジェクトは図8に示すように、4つのフェーズに分かれ、フェーズ1で開発コンセプト検討（Pre-FEED）、評価作業（3D 震探、評価井掘削）、フェーズ2で改質装置・生産施設の FEED、評価作業の継続、フェーズ3で改質装置・生産装置の建設、早期生産、フェーズ4で改質装置の運転を行うことになっている。また、生産開始時の原油生産方式は水平坑井と高性能ポンプを用いた Cold Production を採用することになるが、並行して熱攻法のパイロットテストも計画されており、テストの結果に

図7 カラボボ・プロジェクトの開発スキーム

図8 カラボボ・プロジェクトの段階的開発

図9 契約条件の違い

よって本格的に熱攻法を展開し、プラトー期間を延長することも検討してゆく。

入札では、3つのプロジェクトが設定され、それぞれプロジェクト1 (Carabobo-1 North 鉱区と Carabobo-1 Central 鉱区)、プロジェクト2 (Carabobo-2 North 鉱区と Carabobo-4 West 鉱区)、プロジェクト3 (Carabobo-2 South 鉱区、Carabobo-3 鉱区と Carabobo-5 鉱区) として、鉱区設定がなされた。これらのプロジェクトに対し、関心表明を行った19社の石油会社を対象に競争入札が行われた結果、プロジェクト1をRepsol コンソーシアム (Repsol, ONGC, Petronas, Oil India, Indian Oil) が、プロジェクト3をChevron コンソーシアム (Chevron, JOGMEC/INPEX/三菱商事, Suelopetrol) が落札し、プロジェクト2には入札者がいなかった。競争が激化しなかった理由については、①契約条件が民間側に厳しいものであったこと、②政府間MOUのスキームで参加している鉱区の開発を優先する会社が存在することの2点が影響したと考えられる。

契約条件の厳しさとは、主に税率の高さを意味し、ロイヤリティとして33.33%、所得税が50%と高税率が課される。これは、図9に示したように、カナダのオイルサンド開発に課されている税率と比較すると、その差が顕著である。既存4プロジェクトにおいては、低油価の時代に開発されたこともあり、当初ロイヤリティ1%、所得税34%という優遇税制が適用されていた。カラボボ・プロジェクトにおいても同様の税制優遇を民間側は政府に求めてきたが、大きな改善は見られなかった。

4. カナダのオイルサンド開発の現状

カナダのオイルサンド開発はアルバータ州のアサバスカ地区、ピースリバー地区、コールドレイク地区を中心に進められており(図10)、開発手法としては浅い深度を対象とした露天掘り(Mining)と深い深度を対象として坑井を用いた開発(In-Situ)に分けられる。

In-Situ 開発は熱を用いない Cold Production (Cold Heavy Oil Production with Sand 含む)、CSS、SAGD などが開発手法として用いられており、図11に示すように、2000年代に入ってから、特にSAGDによる生産量の増加が著しく、

In-Situ 開発をリードする存在になっている。

カナダのオイルサンド開発は、生産コストが比較的高いため、オリノコ開発よりも高いレンジの油価継続が経済的開発の条件であり、油価変動の影響を在来型石油やオリノコ開発よりも大きく受ける。このため2008年の世界経済の低迷および、それに伴う油価の大幅下落によって、一時的に新規開発活動が停滞し、多くの新規プロジェクトが凍結された。しかしながら、2009年後半からは、油価上昇に伴い、再び新規プロジェクトの活動が露天掘りプロジェクト(ImperialのKearlプロジェクト、ShellのAOSPプロジェクトPhase 1Aなど)、SAGDプロジェクト(ConocoPhillipsのSurmontプロジェクトPhase 2、DevonのJackfishプロジェクトPhase 3など)とともに活発になってきている。

当社は、Joslynプロジェクト(オペレータ:TOTAL)に10%参加しており、SAGDプロジェクトについては休止したものの、露天掘り開発によって2010年代後半には日量10万バレルの生産を目指している。また、改質プロジェクト(オペレータ:TOTAL)にも7.14%参加しており、2010年代中に日量13万バレルの改質プラントをエドモントンに建設する計画である。

5. 超重質油開発の成長ドライバー

カナダのオイルサンド、ベネズエラ・オリノコの超重質

図10 カナダのオイルサンド開発地域 (ERCB, 2009)

図11 アルバータ州におけるIn Situ開発による生産量推移 (ERCB, 2009)

油に共通する成長ドライバーは高油価であることはいうまでもないが、生産コストの違いにより、オリノコ開発に要求されるプロジェクトレベルでの限界油価は低いものの、政府取り分（高税率）によって高油価のメリットの大半は政府が得る仕組みとなっており、現行の契約条件では、民間側の限界油価はカナダのそれと大差のないレベルとなっている。

カナダのオイルサンドでは、熱攻法などの EOR (Enhanced Oil Recovery) 技術が開発促進の重要な成長ドライバーとなっているのに対し、オリノコでは、中長期的なアップサイドの位置付けである。ただし、オリノコで熱攻法の効果・経済性が実証された場合には、将来的に熱攻法による開発が加速し、飛躍的に生産量が増えるポテンシャルがある。

市場へのアクセスという点では、カナダは米国という巨大マーケットに隣接し、パイプラインで接続されているという点で優位にあり、開発を促進する要因であるのに対し、オリノコの原油は輸出が前提となるため、重質油を受け入れ可能な製油所を探してマーケティングを行う必要があり、タンカーによる送油コストもかかる。

6. 超重質油開発の課題

6.1 環境問題

超重質油開発は、在来型石油開発と比較して、一般に環境への負荷が大きい資源と考えられている。カナダのオイルサンド開発とベネズエラのオリノコ超重質油に開発に伴う環境問題を表 3 に示す。

このうち、最も大きな問題は、温室効果ガスの排出であろう。石油を生産するための人工採油法（ポンプ、ガスリフトなど）にエネルギーを消費する他、パイプラインやタンカーでの輸送、精製過程で炭酸ガスを排出する。超重質油開発では、これらの過程に加えて、改質装置で多量のエネルギーが消費され、炭酸ガスが排出される。さらに、熱攻法を実施する場合には、熱源として水蒸気などを生成する必要があるため、天然ガスなどを燃焼する際にも多量の炭酸ガスを排出する。したがって、超重質油開発は温室効果ガスの排出量を在来型石油の開発よりも余計に増やす傾向があるため、その環境への影響を最小限に抑えるような対策を同時に取ることが重要である。具体的には、CCS (Carbon Capture and Storage) の本格的な導入、エネルギー効率の改善（具体的には、水蒸気攻法での Steam Oil Ratio の改善など）、熱以外を利用する EOR 技術革新などの対策

表 3 超重質油開発に伴う環境問題

	カナダのオイルサンド	オリノコ超重質油
温室効果ガスの排出	・水蒸気生成、改質、生産物処理で多量の CO ₂ 排出	・改質、生産物処理で多量の CO ₂ 排出 ・(将来) 水蒸気生成
地表への影響	・露天掘りによる影響 ・Tailing Pond (廃棄物池)	・小さい (In Situ のみ)
副生成物の処理	・重金属・硫黄・コーク	・重金属・硫黄・コーク

が必要となる。

カナダにおいては、CCS に関して政府が大規模実証試験を促進する政策を打ち出している他、新しい回収技術として、THAI (Toe-to-Heel Air Injection : In-situ Combustion 技術の一種)、XSAGD (Cross SAGD : 圧入井と生産井を直交する形で配置する SAGD 法)、ES-SAGD (Expanding Solvent SAGD : 溶剤と水蒸気を同時に圧入する方法)、VAPEX (Vapor Extraction : ブタンやプロパンで希釈する手法)、Chemical 攻法（アルカリ、ポリマー攻法）などの EOR 技術の研究や一部パイロットテストの実施が進んでいる。

また、露天掘りでは、地表への直接の影響の他、Tailing Pond の長期的な環境への影響など、克服すべき問題が多く、より一層の環境対策が求められている。この他、改質過程で大量の生成する硫黄、コーク、重金属の適切な処理も重要な環境対策である。

これらの対策は、先進国であるカナダでは、すでに高い問題意識のもと対策が進められているが、ベネズエラにおいては、Cold Production での生産が行われていることもあって、政府からの規制・対策強化の動きはない。しかしながら、今後オリノコの開発が進展して行く中で、環境への影響は無視できないものとなるため、外国石油会社が率先して環境対策を進めてゆく必要があるだろう。

6.2 ベネズエラの投資環境

オリノコの超重質油開発には、前述した契約条件が厳しいという問題の他に、投資環境の安定性に欠けているという問題点がある。

1 点目は、既存 4 プロジェクトに導入された優遇税制が、9 年後（2006 年）に廃止され、また 2007 年には所得税が 50% に引き上げられるという変更が行われたという税制の不安定さが存在すること。2 点目は、当初 PDVSA がマイナーシェア、外資がメジャーシェアで開始された既存 4 プロジェクトが、2007 年に新炭化水素法に基づいて PDVSA のメジャーシェアに変更を余儀なくされ、ExxonMobil と ConocoPhillips がこれを不服としてプロジェクトから撤退したという一方的なシェア変更がなされた点。3 点目は 2008 年以降、石油関連、鉱山、食品、銀行、インフラ業などの基幹産業における民間企業を政府が次々と国有化したことなど、外国企業が投資活動をする上で必要な基本的な安定性が損なわれてきたという問題である。このような問題点が、政府間 MOU で多くの石油会社がオリノコに参入し、競争入札も実施されたにもかかわらず、なかなか開発・生産が進まないもう 1 つの原因である。これは、先進国カナダが提供する、安定した投資環境とは対照的であり、国営石油会社もしくは長期的な視点でのハイリスク・ハイリターンの投資を目指す石油会社に参入者が限定されているゆえである。

7. 今後の見通し

7.1 カナダのオイルサンド

アルバータ州の ERCB (Energy Resources Conservation Board) によれば、同州のピチュメン生産量は、図 12 に示

図 12 アルバータ州のピチュメン生産量予測 (ERCB, 2010)

図 13 ベネズエラ・オリノコからの生産量予測 (PDVSA, 2010)

すように、今後も露天掘り、In-Situ 開発ともに右肩上がりに増加していくことが予想されている。新規プロジェクトや既存プロジェクトの拡張に影響を与える要因としては、希釈油の必要性、ガス価、軽質油とピチュメンの価格差などが挙げられている。カナダのオイルサンド開発は、高油価が継続し、適切な環境対策が施されれば、増加基調を妨げる要素は少なく、順調な増加基調が維持されるであろう。その中で SAGD や新しい EOR 技術の果たす役割が益々重要になっていくと予想される。

7.2 ベネズエラの超重質油

ベネズエラ政府が描くオリノコからの生産量見通しは、

図 13 に示すように、2020 年には日量 400 万バレルを超えるという非常に高い目標が示されている。増加分は主にカラボボとフニン地区の新規プロジェクトから生産されるという想定であり、1つのプロジェクト当たりの生産量が日量 20 万～40 万バレルとすると、既存プロジェクトに加えて 10 プロジェクト程度が新規に生産を開始しなければ到達できない目標である。このような生産量の増加は、オリノコの膨大なポテンシャルから考えれば、技術的には決して不可能な数字とはいえないが、現状の投資環境が大きく改善されない限り、現実的には新規プロジェクトの数とその生産開始のタイミングがこの目標を達することは難しいといわざるを得ない。

しかしながら、熱攻法のアップサイド・ポテンシャルまで考慮した時のオリノコの将来性は大きく、カナダで実証されてゆく新技術の適用が進めば、世界的に非常に重要な資源としての地位を確立してゆく可能性もある、石油開発の「フロンティア」といえ、今後もその動向を注目するに値する資源である。

引用文献

- Hoye, T.H., Kaas I. and Allers J. E., 2009 : Improved reservoir characterization and its impact on locating thermal development wells in the Petrocedeno EOR Pilot Area, World Heavy Oil Congress 2009 Proceedings.
- International Energy Agency, 2008 : World Energy Outlook, 250–251.
- ERCB, 2009 : Alberta's Energy Reserves 2008 and Supply/Demand Outlook 2009–2018, 2/18–2/20.
- U.S. Energy Information Administration, 2010 : International Energy Outlook, 23–24.
- U.S. Geological Survey, 2003 : Heavy Oil and Natural Bitumen – Strategic Petroleum Resources, 1–2.
- U.S. Geological Survey, 2009 : An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela, 1–3.