報 告

カナダオイルサンドの開発～さらなる挑戦*

荻 野 清**

(Received August 27, 2004; accepted November 5, 2004)

Development of Canada oilsands～Further challenges

Kiyoshi Ogino

Abstract: Bitumen from oilsands that has been regarded only as an alternative resource for the next generation in Japan is recognized as what makes up production decline of conventional petroleum resources at the North American crude oil market. One third or more of the total oil production in Canada is from synthetic crude oil based on the bitumen or the diluted bitumen. Therefore, the bitumen has already shown its presence and will no longer be called unconventional.

The order of Canadian oilsand in-place is equal to that of Saudi Arabia's. The Energy Resources Conservation Board (ERCB) estimated that Athabasca area has 1,600 billion bbls of bitumen in-place and it has been regarded as one of the largest hydrocarbon reserves in the world. The amount of reserves is formally evaluated as 175 billion bbls by ERCB and the Alberta Energy Utilities Board (AEUB) at present.

Major oil companies are positively involved in the Canadian oilsand development as oil business, positioning it as one of the important investment options for making balance against the investment risks in geopolitically unstable areas, so that it is included in their global portfolios from a viewpoint of stable oil supply. There is a prediction that the bitumen production will reach two thirds of the oil production in Canada within a decade and will also increase three times by 2017.

The huge amount of the bitumen reserves will fill the gap between supply and demand of the North American oil market. Athabasca may become one of the main production centers and the oilsand bitumen may be in a global portfolio of oil companies as a long-life and stable resource. Solutions to problems such as total process establishment, stabilization of netback bitumen price and gas price, and expansion of the market are breakthrough points to make the story much more realistic.

Key words: oilsands, bitumen, unconventional resources, upgrading, crude oil market, SAGD, CSS, technology innovation, global portfolio

1. カナダでは今

オイルサンド（ビチューメン）は、日本では次世代の

* 平成16年 6 月17日, 平成16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「油ガス田資産価値最大化のためのとりくみ」で講演 This paper was presented at the 2004 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Challenge for maximizing oil and gas assets" held in Sapporo, Hokkaido, Japan, June 17, 2004.

** カナダオイルサンド(株) Canada Oilsands Co., Ltd.

代替資源としてしか見られていないが、カナダ国アルバータ州においては、2003年にオイルサンドから生産されたビチューメンを改質した合成原油の生産量が市場のトップに立ち、油種別生産量で通常の軽質・中質原油の生産量を上回った（図1）。そして、オイルサンドから生産されたビチューメンおよびビチューメンを改質した合成原油の合計生産量は、2003年のカナダ産全原油生産量（平均日産量257万 bbl）の 1/3 以上を占める日産89万 bbl に達している。その内訳は、露天掘り生産が59万 bbl、油層内回収法のうち循環スチーム圧入法（CSS:

図1 アルバータ州の原油生産量推移 (1973-2010年)

図2 既存および計画中のオイルサンドプロジェクト位置図

cyclic steam stimulation) で21万 bbl, もうひとつの SAGD 法 (steam assisted gravity drainage) で8万 bbl となっている。このようにビチューメンは北米原油マーケットにおいて、在来型石油資源の生産減退を補填するものとして着実に認識されつつあり、すでに非在来型石油資源とは呼べない存在感を示している。

2. オイルサンド開発の位置付け

粗原油としてのビチューメンは質的に劣悪 (高粘性で不純物を多く含む) であるが、得られる製品は通常 (重質・中質・軽質) 原油から得られる製品と十分競争力を持ち、またコスト (開発・生産・改質) の上でも、通常原油の代替が十分可能となってきた。いっぽう、量的にはサウジアラビアに匹敵するほどの圧倒的な埋蔵量を誇っており、カナダのエネルギー資源保全委員会 (ERCB: Energy Resources Conservation Board) によると、アサバスカ地域およびその周辺地域における埋蔵量は1.6兆 bbl と見積もられ¹⁾、世界の炭化水素埋蔵量のうち、トップクラスのひとつと位置付けられている。現状の可採鉱量はカナダ国エネルギー委員会 (NEB: National Energy Board) およびアルバータ州エネルギー公益事業委員会 (AEUB: Alberta Energy Utilities Board) の公式評価では1,750億 bbl となっている²⁾。さらにオイルビジネスとしてのカナダオイルサンド開発は、中東・アフリカなどの地政学的に不安定な地域への投資リスクを緩和させるための重要な投資先のひとつと考えられており、石油の安定供給という観点からもグローバルポットフォリオのひとつとなり得るとして、メジャーが新たな投資先のひとつとして積極的に関与している。

アサバスカ地域で現在開発中、または計画中のオイルサンドプロジェクトの状況を図2および表1に示す。アサバスカ地域では、オイルサンドの胚胎する地層の深度から大別して、フォートマクマレー市の北側では主に露

表1 主なオイルサンドプロジェクト

〔Mining Project〕			〔SAGD Project〕		
	Operator	Project		Operator	Project
①	Syncrude	Mildred	1	Devon	Dover
②	Syncrude	Aurora South	2	Conoco Philips	Surmont
③	Suncor	Steepbank	3	Encana	Christina Lake
④	Suncor	Lease 86/17	4	JACOS	Hangingstone
⑤	Albian	Muskeg River	5	Petro-Canada	MacKay River
⑥	Shell	Lease 13	6	Petro-Canada	Meadow Creek
⑦	True North	Fort Hills	7	Petro-Canada	Lewis
⑧	Exxon Mobil	Kearl Sands	8	Suncor	Firebag
⑨	CNRL	Lease 18	9	OPTI/Nexen	Long Lake
⑩	Synenco	—	10	Devon	Jackfish

図3 CSS法概念図

天掘りの開発が進んでおり、南側では油層内回収法（主に SAGD 法）の開発が進められている。露天掘りプロジェクトでは、Suncor 社、Syncrude 社、Shell 社が現在商業開発中であり、いっぽう SAGD 法開発プロジェクトとしては、Encana 社、Conoco Philips 社、Petro Canada 社、Suncor 社、JACOS 社などのプロジェクトが稼動中である。

オイルサンドピチューメンの生産量は、10年以内にカナダ産原油生産量の 2/3 にまで到達すると予測されており、さらに2017年までには現在の3倍になるとの見通しもある。このように、オイルサンドは資源として正式に認知されつつあるが、今日ここに至るまでには実に多くの課題を乗り越えて来し、また今後さらに多くの乗り越えねばならない課題が散在している。ここではこれまでの課題の克服と、今後の乗り越えるべき課題およびそのための努力について報告する。

3. オイルサンド開発の現状

オイルサンドの開発は露天掘りの歴史で始まる。1930年代にはアサバスカ川流域において露頭に分布するオイルサンドを採掘し、ピチューメンを抽出する各種のプラント実験が始まった。1968年に現在の Suncor 社の前身である Great Canadian Oil Sands 社が、12,000 bbl/日の生産を開始し、続いて1970年代には Syncrude 社が露天掘りによる大規模な商業開発に着手した³⁾。現在事業化している開発手法は、油層深度の浅い（50 m）地域での露天掘りが主流である。露天掘りによるオイルサンドの開発では、①採掘（シャベルとトラックで表層の被覆層をはがしてオイルサンドを採取）、②抽出（オイルサンドを熱水および希釈剤で抽出）、③アップグレーディング（原油改質：ピチューメンを常圧/減圧蒸留したのち水素化処理などで脱硫し合成原油を製造）の工程がある。ここでの特徴は深度が浅いこと（50 m 以浅）、推定可採鉱量の15%程度が対象となること、ならびにプ

ロジェクト規模が大きく通常はアップグレーディングプロセスと一体化して進められていることである。超大型土木機械を駆使した開発として始まった露天掘りであるが、技術的な改良も続けられている。切羽から中間集約地点までのトラックによる輸送と、そこから中央プラントまでの砂/ピチューメンのパイプライン混送システムであるハイドロトランスポートは、輸送効率を大幅に上げるとともに操業費の削減に大いに寄与している。

いっぽう、油層が深い（100 m 以深）地域でも、油層内回収法を導入した開発が進められている。すでに実用化されている生産手法としては CSS 法や SAGD 法があり、商業段階に入ったいくつかのプロジェクトもある。コールドレイク地域では Esso Resources 社（現 Imperial 社）が1962年に油層内回収法として CSS 法による実験を開始し、1985年から商業開発に移行している。CSS 法では地下に垂直井を掘削し、水蒸気圧入・ソーキング・ポンプ生産というパターン（Huff & Puff 法）を継続的に繰り返す。またバッドごとの集約的な開発（図3）によって経済性を高め、近年コジェネレーションなどを導入して、全体の経済性をさらに高めている。CSS 法によるその他の商業生産プロジェクトとしては、Shell 社のピースリバー地域、Amoco 社のウルフレイク地域が挙げられ、長い歴史の中で確実に実績をあげてきた。

いっぽう、1980年代後半からアルバータ州政府の研究機関による UTF プロジェクト（underground test facility、現在の Dover プロジェクト）において、革新的なオイルサンド回収技術である SAGD 法の利用可能性が示唆された^{4~5)}。現在は同技術を適用した商業開発事業が続々と計画されており、本格的商業生産も1990年代の後半に入ってから開始されてきている状態である。

カナダオイルサンドの埋蔵量の85%は露天掘りでは開発が難しい深度に存在しているため、油層内回収法の技術革新が今後のオイルサンド開発のかぎを握っているといえる。

4. 技術革新

油層内回収法である SAGD 法が確立されるまでには、近年のさまざまな技術的挑戦に基づく手法開発が必要であった。技術革新として近年めざましい進歩を遂げたものとして、①水平掘削・仕上げ技術、②画期的な採取プロセスの実証、③三次元地震探鉱を用いた評価技術などが挙げられる。

4.1 水平掘削・仕上げ技術

SAGD 法の実用化に寄与した最大の要素のひとつは、

図4 SAGD 法概念図と坑井仕上げ図

水平井の掘削・仕上げ技術の進歩である。SAGD 法の場合、2本の水平井を上下5~6m間隔で平行に掘削する必要がある。上位の坑井は圧入井として用い、下位の坑井は生産井として用いる。水平井掘削では、まずMWD (measurement while drilling) を用いて坑跡などをモニターしながら、生産井を初めに掘削する。続いて圧入井を掘削するときには、生産井との間隔を一定にするために、生産井へ MGT (magnetic guidance tool) を下げ、磁場を形成する。圧入井掘削ユニットに組み込まれた MWD がこの磁場を感知することで MGT ツールと圧入井の MWD ツールの位置関係を測定する。圧入井を掘管 1 本分 (9 m) 掘り進むたびに、MGT ツールを 9 m 前に進める。このようにして設計どおりの間隔で正確に 2 本の水平坑井を掘削し、さらに砂の崩壊防止用のワイヤーラップスクリーンを長さ 1,000 m の水平坑井にセットし仕上げる技術が確立された (図 4)。さらに垂直坑口やパッド機構を備えたパッドリグを最大限に活用することによって、経済的な SAGD 法の実施に寄与するだけでなく、1 坑井当たりの生産量の増大にもつながった⁶⁾。

4.2 SAGD 法プロセス

オイルサンド中に存在するビチューメンは非常に粘性が高く、初期油層条件下では1,000,000 cP にも達する。この高粘性重質油を効率的に回収する熱回収プロセスとして、1978年ころにカルガリー大学の Butler⁷⁾が提唱した方法が SAGD 法である。SAGD 法では水平井を数 m 間隔に 2 本掘削し、上位水平井（圧入井）から高温蒸気を圧入する。圧入蒸気は周囲に熱を伝達しながら上昇し、油層頂部や介在泥岩などによって上昇が止まるまで水蒸気チャンバーを形成し、熱を失って凝縮水に変化する。伝達熱によって粘性が低下したビチューメンと凝縮

水は、高粘性ビチューメンとの境界面に沿って重力で下位水平井（生産井）に向かい、混合流体として生産される。ビチューメンを生産することで油層内に空隙が形成され、蒸気を連続的に圧入することが可能になり、低粘性化したビチューメン回収が継続される。このように、SAGD 法とは圧入蒸気とビチューメンの比重差を利用した回収法であり、基本的な排油エネルギーは重力である。SAGD 法生産操業の制御は、圧入蒸気温度と生産流体温度の差（サブクーリング）を所定の目標値に調整するスチームトラップコントロールによって実施される。これは石油・ガス生産操業における圧力ドロウダウンに相当する考え方である。ビチューメン生産の成否は、水蒸気チャンバーの成長をいかに効率よくコントロールできるか、すなわち投入熱エネルギーをいかに効率的に油層に伝達できるかということに大きく依存している。

SAGD 法の経済性を実証するためには、坑井内施設のみならず、地上施設の最適化を図って操業を実施する

図5 SAGD法プラントの概要

必要がある。その基本的なメカニズムを確認し、さらなる生産量の増大と SOR (steam oil ratio) の改善 (必要水蒸気量の削減) を行うことが、開発費の削減につながる。

SAGD 法試験生産用地上施設は、大きく分けると以下の 3 つの部分からなる。すなわち、水蒸気製造工程、油水分離工程、ならびにスチームジェネレータ用の供給水リサイクルを含む水処理工程である (図 5)⁸⁾。スチームジェネレータで製造された水蒸気は、ジェネレータ出口でスチームクオリティーが 75% まで調整される。ジェネレータ下流のスチームセパレータで液体を分離し、ドライな水蒸気のみを坑井に圧入する。生産井からの生産流体は、高温高压セパレータで油水分離を行う。ピチューメンはほとんどの温度範囲で水より比重が大きく、セパレータ内ではピチューメンがボトム側に分離する。分離をよくするためには油水の比重差をつける必要があり、セパレータの運転温度を 200℃ 程度に保つ必要がある。セパレータで分離したピチューメンは、フラッシュセパレータでさらに水分を気化し、含水率を 0.5% 以下に調整して販売される。

セパレータで分離した水は、スチームジェネレータの供給水として再利用される。水に含まれる微量の油を分離したあとに、リサイクル装置を用いてシリカ、カルシウム、マグネシウムを除去する。シリカは酸化マグネシウムのような薬品を表面に吸着させることで沈降除去し、カルシウムやマグネシウムはイオン交換器で除去する。

4.3 三次元地震探鉱を用いた評価技術

三次元地震探鉱は、今日では多くの生産油ガス田で実施されており、その技術と貯留層評価技術の進歩とが、より正確な貯留層分布や原始埋蔵量の評価を可能としてきた。

アサバスカ地域のピチューメンの主要胚胎層準である下部白亜系 McMurray 層は、潮汐の影響を受ける河口付近の河川 (fluvial - upper estuarine channel) から潮汐低地 (tidal flat) での堆積物と考えられる。また、これらは相対的海水準変動に支配されて堆積した複数の堆積シーケンスからなると解釈できる⁹⁾。

すなわち、相対的海水準が下がると浸食谷が形成され、低海水準期の海水準上昇に伴い潮汐の影響を受けたチャネル堆積物が浸食谷を埋積する。その後の高海水準期を経て、再び海水準が低下すると次のサイクルの浸食谷が形成され、同様の過程が繰り返される。その結果、複数の浸食谷が McMurray 層内に形成され (図 6)、個々の浸食谷内部には砂岩を主体としたチャネル堆積物が充填していると考えられる。

図 6 シーケンス層序の地質モデリング

これらのチャネル堆積物は、良好な貯留岩性状を有する堆積相を含んでいる。個々のチャネル堆積物を構成する堆積相としては、均質な砂岩 (channel sand)、泥岩偽礫を取り込んだ砂岩 (channel sand with rip-up clasts)、砂岩卓越砂泥互層 (lower point bar)、泥岩卓越砂泥互層 (upper point bar)、泥岩 (tidal flat) に分類される。

SAGD 法を適用するにあたっては、これらのうち 3 つの堆積相、すなわち均質な砂岩、泥岩偽礫を取り込んだ砂岩、砂岩卓越砂泥互層が貯留岩に分類され、それ以外の泥岩卓越砂泥互層と泥岩は非貯留岩に分類される。

開発計画の立案にあたっては、これらの堆積相の分布予測に基づく埋蔵量の把握はもちろんであるが、そのほかに砂岩貯留層内に介在する泥岩が SAGD 法の水蒸気チャンバー成長の障害になると考えられており、その分布予測も重要なかぎとなる。

本地域ではシーケンス解析をフレームワークとして、地震探鉱データ・坑井データを用いて三次元地質モデルを構築し、埋蔵量予測・生産井配置・地質リスク評価の最適化に用いている。三次元地震探鉱の解析課程においては、音響インピーダンスインバージョンや、マルチア

図 7 マルチアトリビュート解析例

図8 三次元詳細シミュレーションモデル

トリビュート解析が、岩相推定のための物性インジケータとして重要な役割を果たしている（図7）^{10~11)}。

こうした地質モデルに基づいた概念的なシミュレーションモデルを用いて行った挙動予測は、SAGD 法の基本メカニズムの確認，ならびに地質不均質性と水蒸気チャンパーの成長にかかわる解析に大きく貢献した。さらに，統計解析的な手法を含めた地質予測精度の向上と最適化，ならびにそれに引き続く三次元詳細貯留層モデルを用いた可採鉱量の推定や坑井挙動予測を実施している（図8）。

SAGD 法における鉱量評価では，圧入高温蒸気の広がりや規定する泥岩分布を把握することと，貯留層内でのように高温蒸気が上昇し成長しているかを定量的に理解することが重要である。そのためには，三次元地震探鉱結果を用いて構築された三次元地質モデルに基づいて，流動シミュレーション用の三次元詳細シミュレーションモデルを構築し，SAGD 法圧入井・生産井のヒストリーマッチングを行い，貯留層内流体挙動の定量解析を実施している¹²⁾。

SAGD 法の排油の基本メカニズムは単純な重力分離であるが，実際の不均質貯留層内での挙動は複雑であり，局所的な地質特性に大きく依存する。JACOS 社は SAGD 法圧入井・生産井のヒストリーマッチングによって生産挙動，ならびに温度分布の再現に成功している。その結果，SAGD 法では地質不均質性ととともに，非卓越相であるガス相と水相の相対浸透率，ならびに坑井近傍の流体挙動が大きな影響を与えていることが確認された。

5. オイルサンド開発の課題

SAGD 法操業を実施する過程で業界が経験した特記事項として，ピチューメンを回収して合成原油に改質す

図9 WTI 油価とガス価（AECO Spot）の変遷

全コストの約50%が燃料費

水蒸気 / ピチューメン比を低減できれば
経済性の向上が可能

図10 油層内回収法におけるコスト内訳

るまでのプロセスにかかわるプラント建設コストの高騰の問題と，天然ガスに依存する操業のために起こる操業費の高騰の問題が挙げられる。

最近話題になった施設建設費（capital cost）のオーバーランとしては，カナダオイルサンド開発の大手である Suncor 社や Shell Canada 社，Petro Canada 社の各プロジェクトで50%以上のコスト超過を経験した。コスト超過の主たる原因として，未成熟なエンジニアリングやマンパワー不足などが挙げられている。

もっとも，施設建設費の問題は bbl ベースの単位コストに置き換えれば，ずっと軽減される。むしろ問題になるのは，ガスコストにかかわる操業費の高騰と複雑なネットバック油価の構造である。図9は WTI 油価とガス価（AECO Spot）の変遷を示すが，事前に予測することは非常に難しい。SAGD 法の現状をみると燃料費が操業費の約半分以上を占めている（図10）。オイルサンドプロジェクトが天然ガスを水蒸気生成用の燃料源とし，それに大きく依存している限り，燃料費高騰の問題は避けることができない。

唯一の解決策は使用するガス量を何とか削減するための技術革新とガス価の安定化ということになるが，これらの対策は決して簡単ではない。しかし，操業コストの削減という命題はオイルサンド開発の長い歴史の中で

図 11 Syncrude 社の操業費削減の変遷

は、決して実現不可能ではないことを Syncrude 社の経験が示している (図11)。

6. さらなる挑戦

ビチューメン価格は、WTI 油価、油種間格差、為替レートなど多くの要素の影響を受け、変動幅が大きい。これに対する基本的な対策は、ビチューメン価格のリスクヘッジをいかにとるかということになる。図12にビチューメンマーケットの概念図を示す。生産されたビチューメンは、希釈剤で薄められたディルビット (dilbit), あるいはアップグレードされた合成原油 (SCO: synthetic crude oil) の形でマーケットに出て行くのが一般的であるが、近年ビチューメンを SCO で

図 12 ビチューメンマーケットの概念図

図 13 合成原油とビチューメン価格の変遷

希釈したシンビット (synbit) を製品とする試みもある。図13はビチューメンと SCO の価格の変遷を示したものであり、基本的に WTI 油価と同等の SCO に比べて、ビチューメンと WTI 油価との価格差は非常に大きなものとなる可能性のあることが分かる。すなわち、価格ヘッジのひとつの可能性はビチューメンを合成原油として販売することであり、それはアップグレーダとの何らかの結び付きを示唆している。

すなわち、ビチューメンの開発・生産に関する次なる課題は、パイプラインなどのインフラの整備や環境・マーケティングを視野に入れたビチューメンのアップグレーディング (高付加価値化) 技術の確立ということになる。

重質油のアップグレーディングとは、高分子量で H/C 比 (水素/炭素比) の低い炭化水素を、低分子量で H/C 比の高い高品質の炭化水素にすることにほかならない。その方法としては、炭化水素中の炭素を余剰炭素として副生させ除去する炭素除去プロセスと、炭化水素に水素を添加する水素添加プロセスの2つがある。ビチューメンのアップグレーディングの場合には、熱分解法と水素化分解法がメインプロセスとなり、その他の方法はメインプロセスの効率をより高めるか、あるいは製品油の性状を調整するための前後処理に用いられる。図 14には各社の基本的な既存アップグレーダのプロセス概念を示す。

また、ビチューメンから得られる製品の対象としては必ずしも合成原油に限定せず、電力やメタノールなどの石油製品との併産を視野に入れることが重要である。

オイルサンドからのビチューメン生産が今後着実に増加すると、今までの PADD-II (シカゴなど中西部方面地区) の石油精油所の処理能力では処理が追いつかなくなる。さらには、アルバータ州からのパイプライン搬送能力にも限界がある。このため、現在アルバータ州の石油業界では南部ガルフコーストやアメリカ西海岸方面への進出のほか、アジア方面への輸出を視野に入れた構想が立ち上がっている。Enbridge Pipelines 社のゲートウェイパイプライン建設構想は、そのうちのひとつであ

図 14 アップグレーダのプロセス概念

図 15 ビチューメンマーケットの拡大

る(図15)。

オイルサンドのばく大な可採鉱量は、今後10年間から20年間にわたって北米における需給の溝を埋められる確実な資源である。また、開発事業としてもグローバルポートフォリオのひとつとして、長期的・安定的な生産基盤となる可能性を有している。上流から下流までを統合した総合的なプロセスの確立と、油価/ガス価の安定化およびマーケットの拡大に努めれば、オイルサンドは次の時代の石油産業の中核になりうるであろう。そういった意味では資金力のあるメジャーにとって比較的シンプルな戦略である。いっぽう、我々のような中小規模の企業が彼らに伍して業界の中で生き抜いていくには、さらなる技術革新と行政による開発事業へのバックアップ、ならびに企業間の共生を図ることが肝要である。

VAPEX 法 (vaper extraction) は SAGD 法のアナ

図 16 VAPEX プロセス概念図

ロジー(図16)として、水蒸気の熱を用いる代わりにソルベントの溶解力を用いることでビチューメンを回収しようとするものである。これは水蒸気を用いないことによって、施設建設費と操業費の両面から経済性を高めようとする試みである。現実的に越えねばならない多くの課題を抱えているが、今後に向けてさまざまなプロセスの多様性の可能性が残されている。

7. 結 言

オイルサンドの次世代については、以下のことがいえる。①膨大な可採鉱量は今後10年間から20年間にわたる北米における需給のギャップを埋める確実な資源であり、②グローバルポートフォリオとして長期的・安定的な生産基盤になる可能性を有している。それを実現させる要素は、③総合的なプロセスの確立、油価/ガス価の安定化、マーケットの拡大化などである。

資金力のあるメジャーにとっては、これに対し比較的シンプルな戦略で望むことができるが、我々のような中小規模の企業の生き抜く道として、①新技術(VAPEXやTHAI: toe-to-heel air injectionなど)への研究組合的取り組み、②アルバータ州政府が音頭を取って進めるビチューメン/合成原油マーケットの東アジアへの拡大とそれに付随するパイプライン網の拡充、③中小独立開発業者による共同アップグレード建設などの構想が考えられる。これらは将来につながる可能性として注目すべきものであり、ここ5年から20年くらいの間に必ず起こりうる大きなブレイクスルーとなろう。

8. おわりに

石油開発産業の世界に巣立つ若い世代にとって、技術者・非技術者にかかわらず、探鉱・開発・生産・販売・企画の全領域において、今後1～2世代にわたり、技術革新とそれら技術に裏打ちされた新たなマーケット戦略の創生という、ワクワクするような、貴重な体験のできる機会がオイルサンド開発分野には確実に訪れる¹³⁾。そのときになってあらためて対処するのではなく、今からそれに備えて、さまざまなところで準備しておかなければならない。それが現在これにかかわっている我々の責任であると、ひしひしと感じている。

カナダオイルサンドの開発については、25年の長きにわたる歴史の中で、やっと商業開発を目指した新たな取り組みが具体化してきた。今後、当プロジェクトの行方は予断を許さないが、さまざまな評価作業を実施して、総合的な資産評価に足るプロジェクトであると考えている。

SI 単位換算係数

bbl	×1.589874	E-01	=m ³
cP	×1.0*	E-03	=Pa・s
ha	×1.0*	E+04	=m ²
inch	×2.54*	E-02	=m

* は正確な値

引用文献

- Energy Resources Conservation Board, Reserve Report Series ERCB-ST89-18: Alberta's Reserves of crude oil, oilsands, pp gas, natural gas liquids, and sulphur, December 1988.
- Alberta Department of Energy, 2001: Future Business Solutions for Marketing Alberta's Oil Sands, Workshop Nov. 8, 2001.
- 乗田広秋, 2001: 過熱するカナダ・オイルサンド開発事業. *PETROTECH* 24(1), 22～27, 2001.
- Butler, R. M., 1985: A New Approach to the Modelling of Steam-Assisted Gravity Drainage, *Journal of Canadian Petroleum Technology* (May-June) 42-51.
- Edmunds, N. R., Kovalsky, J. A., Gittins, S. D. and Pennacchioli, E. D., 1991: Review of the Phase A steam-Assisted Gravity Drainage to an Underground Test Facility, *SPE21529*, presented at the SPE International Thermal Operation Symposium, Bakersfield, February 7-8, 1991.
- 中村常太・菅野 俊, 2004: オイルサンド SAGD 水平坑井掘削におけるコスト削減. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- Butler, R. M., Mc Nab, G. S. and Lo, H. Y., 1981: Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During In Situ Steam Heating, *Can. J. Chem. Eng.* (August 1981), 455-460.
- 清水信寿・荻野 清, 2004: SAGD 法生産施設の現状と課題. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- 辻 隆司・鳥越隆弘・西村瑞恵・高橋明久, 2004: カナダ国アルバータ州下部白亜系 McMurray 層浸食谷 (incised valley) システムのシーケンス解析. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- 柏原功治・鳥越隆弘・高橋明久・石井義明, 2004: オイルサンド貯留層における地質モデル構築への属性値解析の利用法. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- 高橋明久・鳥越隆弘, 2004: オイルサンド貯留層三次元地質モデルの評価井・生産井への適用. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- 細越公氏・荻野 清・安楽敏行, 2004: オイルサンド SAGD 法における埋蔵量評価法. 平成16年度石油技術協会春季講演会予稿集.
- 寺崎太郎・藤田和男, 2004: 21世紀の石油・天然ガスビジネスにおける非在来型資源の益々高まる役割. 石油開発時報 No. 140, 02-2004.