資 料

水平坑井を用いたビチューメン回収技術*

平 田 敏 幸**

(Received September 12, 1996; accepted November 27, 1996)

Newly developed bitumen recovery technique with a pair of horizontal wells

Toshiyuki Hirata

Abstract: Crude oil (bitumen) in oil sands is extremely heavy and the API gravity of the bitumen is usually around ten degree or less. The viscosity varies from 100,000 mPa·s to 8,000,000 mPa·s at reservoir condition. Due to this remarkably high viscosity and low gas solubility, conventional methods of recovery are not applicable. Thermal techniques aim at reducing oil viscosity in order to increase its mobility, through the application of heat.

The oil sand deposits in Alberta of Canada contain about 270 billion cubic meters of bitumen and are expected to play an increasingly important role in the Canadian and world energy picture in the near future.

SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) process is a newly developed thermal recovery technique with a pair of horizontal wells, originated by Dr. Butler in 1978. The pilot test has been conducted at UTF (Underground Test Facility) project in Alberta province by using SAGD process since 1987. The production performance of the pilot test wells is actually much better than that of the wells of the commercially operated projects such as Esso's Cold Lake, Amoco's Wolf Lake and Shell's Peace River.

This paper introduces the UTF project and explains the drilling method of a pair of horizontal wells and the basic mechanism of SAGD process comparing with CSS (Cyclic Steam Stimulation) process which is a conventional thermal technique in bitumen recovery. It also discusses the economics of the existing commercial projects and the future commercial projects by SAGD process.

Key words: SAGD process, oil sands, bitumen, UTF project, CSS process, gravity drainage, fracture, steam chamber

1. はじめに

カナダのオイルサンド粗原油 (ビチューメン) 埋蔵量は約 2,700 億 m³ と推定されており, そのほぼ全量がアルバータ州に賦存している。オイルサンドの分布はアサ

バスカ, ワバスカ, コールドレイク, ピースリバーの 4 地域に分かれており, 全埋蔵量の約 78% がアサバスカ, ワバスカ地域に賦存している (図 1 参照)。

これらのオイルサンドからのビチューメン日産量は現在約 73,000 m³ であり, そのうち 54,000 m³ は露天掘り法, 19,000 m³ が油層内回収法により生産されている。油層内回収法は 1960 年代初頭より研究が開始され, Esso, Chevron, Mobil, Shell などメジャーを含む数多くの石油会社がパイロットテストを行ってきたが, 現在商業生産に至っているプロジェクトは Esso (現 Imperial Oil 社) の Cold Lake プロジェクト, Shell の Peace River プロジェクト, Amoco の Wolf Lake プロジェクトの 3 件のみである。

*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.

**石油資源開発 (株) Japan petroleum Exploration Co., Ltd.

ビチューメンは初期状態での粘性が非常に高く、坑井を通じて生産を行うためには熱を投入し粘性を下げる必要がある。ビチューメンを経済的に生産するためには、なるべく少ない投入熱量で多量の油を生産する手法が必要となるが、これまで開発された手法では、過去の油価実績に対して十分な経済性が期待できるレベルまで生産性を改善することができず、商業生産に至ったプロジェクトは油層条件に恵まれた上記3地域に限られたということである。

最近 SAGD 法 (Steam Assisted Gravity Drainage) という新たなビチューメン油層内回収法を用いて、アサ

バスカ地域にてパイロットテストを実施している UTF プロジェクト (Underground Test Facility) では、非常に良好な生産状況が示されており、カナダの石油業界では画期的な技術開発として注目を集め、今後のオイルサンド開発に大きな期待が寄せられている。

2. UTF プロジェクト

本プロジェクトはアルバータ州政府機関である AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology and Research Authority) (注1) により、アサバスカ地域 フォートマッケイ地区にて1983年に着手された。4年間の計画準備期間を経て1987年より民間会社7社の参加を得て、SAGD 法によるパイロットテストが実施されている。本プロジェクトではこれまで12坑 (圧入井6坑、生産井6坑) の水平井を用いてテストが実施されているが、水平井は、オイルサンド層の直下にある石灰岩層に掘開された地下坑道から、直上のオイルサンド層に対し掘削されている。テスト施設の概略を図2に示す。パイロットテストは Phase A と Phase B に分かれており、Phase A では50 m の水平区間を持つ6坑の水平井を用いたテストが1987年から90年にかけて実施された。Phase B では、商業生産規模の操業テストを行うため、水平部長500 m の水平井6坑を用いたテストが1990年よ

注1: AOSTRA は、アルバータ州政府機構改革により、1994年4月に州政府エネルギー省の一部局となり、AOSRD (Alberta Energy Oil Sands and Research Division) と名称が変更された。

図1 オイルサンドの分布

図2 UTF プロジェクト施設概略

表1 UTF 坑井と商業プロジェクト坑井との比較

プロジェクト名	地 域	操業方法	操業規模 (m ³ /d)	Recovery (m ³ /well)	Recovery (%)	暦日平均日産量 (m ³ /d/well)	SOR (m ³ /m ³)	操業期間 (年)
IMPERIAL	Cold Lake	CSS	16,000	25,000	20	8.6	2.9	8
AMOCO	Cold Lake	CSS	1,000	14,000	15	5.6	5.6	7
SHELL	Peace River	S. Flood	1,000	24,000	45	6.5	4.5	10
UTF (実績)	Athabasca	SAGD	320	100,300	45.5	86.0	2.4	3.2

*UTF の生産状況は1996年 6 月 2 日現在

**UTF の生産状況は1 ペア (圧入井 1, 生産井 1) 当たりの数値

り開始された。Phase B では、6 坑の水平井掘削、圧入生産施設増設工事を経て1993年 2 月より本格的 SAGD 操業が開始された。Phase B はこれまで約 3 年間生産を続けているが、生産状況は順調に推移し、1994年 1 月以降現在まで 3 本の生産井から300 m³/d の生産レートが維持され、1996年 6 月 2 日現在の累計油生産量は300,800 m³ に達し、回収率は45.5%と計算されている。

熱回収法における生産性の評価を行う指標として CDOR 値および SOR 値がある。CDOR は Calendar Day Oil Rate の略で全操業期間の平均日産量を示すものである。SOR は Steam Oil Ratio で、生産油量に対する圧入スチーム量の比を示し、この値が小さいほどビチューメンの加熱効率が優れていることとなる。表 1 には 3 件の商業プロジェクトにおける 1 坑当りの代表的な生産状況と UTF プロジェクトの生産状況の比較が示してある。本表を見ると、UTF プロジェクトでは、その地域のビチューメンの高い粘性にもかかわらず、パイロットテスト坑井の生産状況がほかの商業生産プロジェクトの坑井よりはるかに優れていることがわかる。

3. SAGD 法

3.1 アサバスカオイルサンドの地質条件

アサバスカ地域の主な油層は下部白亜期マンヴィル層群下部のマクマレー層である。本層は基盤のデボン紀層の不整合面を埋め立てるように堆積した未固結の砂岩・泥岩からなり、河川～デルタ成のチャンネル堆積物を主としている。

同地域マクマレー層の深度は地表下 0～500 m であり、UTF パイロットテストサイトでは油層トップ深度が135 m、有効層厚は約22 m である。オイルサンドの絶対浸透率は 5～10ダルシーと高いが、初期油層温度 (8℃) でビチューメンの粘性は2,000,000 mPa・s 以上あり、ビチューメンは、ほぼ固体の状態で賦存している。その他の油層条件を表 2 に示す。

3.2 SAGD 法の基本メカニズム

SAGD 法は、バトラー博士 (現カルガリー大学教授) が1978年頃提唱したビチューメン回収法であり、スチー

表2 UTF テストサイトの油層条件

初期油層圧力	550 kPa
初期油層温度	8℃
油層深度 (油層 Top)	135 m (地表化)
層厚	22 m
孔隙率	35 %
Fine Mineral Content (Clay, Silt)	4.0 %
Air Permeability	6.30 Darcy
Grain Size Distribution (Category)	0.20-0.13 mm (Fine Sand)
Bitumen Viscosity (8℃)	2.4×10 ⁶ mPa・s
(50℃)	7726 mPa・s
(100℃)	213 mPa・s
(160℃)	23.3 mPa・s
(220℃)	7.3 mPa・s

ムとビチューメンの比重差を利用した回収法である。初期状態では、ほとんど固結したビチューメンを含有するオイルサンド層に対し、フラクチャーを作らずにスチームを圧入することは不可能であるため、最初はオイルサンド層に掘られた坑井内でスチームを循環して坑井自体を加熱し、坑井からの熱伝導によって坑井周辺の油層を加熱することが SAGD 法の第一ステップとなる。その後油層の下部からスチーム圧入し、スチームとビチューメンをその比重差で置換させ、油層の下部から生産井を通じビチューメンを生産する。

SAGD 法を成功させるためには水平井が不可欠であり、以下に水平井を用いた SAGD 法の油回収メカニズムを説明する。図 3 はオイルサンド層の断面図であり、水平井は油層底部に垂直方向に 5 m の間隔をおき、平行に 2 本掘削される。同図には、SAGD 法の回収メカニズムが段階的に示されている。2 本の水平井は、最終的には上部坑井が圧入井、下部坑井が生産井として用いられることとなるが、初期段階では油層にフラクチャーが生じるような高い圧力をかけないように、両坑井ともチュービングからアニュラス部へスチームを管内で循環させる (図 4 参照)。熱は両坑井ケーシング部から熱伝

図3 SAGD プロセスのメカニズム

図4 水平井管内スチーム循環による予熱

導により周辺油層に伝わり、約3ヶ月後には坑井間5mの油層が100℃以上に加熱され、ビチューメンが可動状態になる。その後、上部坑井から油層内に連続的にスチームを圧入し下部坑井から生産を行うことにより、上下部坑井間およびその近傍の加熱されたビチューメンが生産される。さらに操作を続けると、圧入井周辺にはビチューメンを置換したスチームに占められる領域（これをスチームチャンバーと呼ぶ）が形成される。ここからSAGDメカニズムを用いての本格的生産が始まる。スチームチャンバーの周りには凝縮水および加熱されたビチューメンが存在するが、これらの流体はスチームと比べ比重が大きいため、常に垂直下方へ流れスチームは上方へ流動する。下方へ流動したビチューメンおよび水は油層下部に掘削された生産井を通じて生産されることとなる。

3.3 スチームトラップコントロール

SAGD法によるビチューメン生産の成否は、スチー

ムチャンバーの成長をいかに効率良く制御できるかによる。スチームチャンバーが生産井へ達すると、スチームのブレイクスルーが発生し、ビチューメンの効率的加熱ができなくなるため、スチームチャンバー外縁を常に生産井より上方に維持することが重要である。これはスチームトラップコントロールと呼ばれるが、実操作においては生産井での目標温度を定め、生産レート調整により坑底温度のコントロールが行われる。図5にスチームトラップコントロールの概略を示す。スチームチャンバーの温度は圧入井中に設置されたサーモカップルにより測定される。生産井での目標温度は、スチームチャンバーの温度より30℃程度低い値に設定されるが、この温度差はサブクーリングと呼ばれる。サブクーリングの最適値は熱効率を高め、ビチューメンの生産性を最大にする値となるが、これはスチームチャンバーの圧力によっても異なるため油層シミュレーションとフィールドでの実績をもとに決められる。生産井での目標温度が決まると、生産井に設置されたサーモカップルで測定される流体温度は坑口の温度/流量コントローラーへ伝えられ、フローコントロールバルブの制御により生産井の温度は目標値にコントロールされる。UTFプロジェクトの実績では生産井での温度は目標値に対し±1℃の精度でコントロールされている。

3.4 SAGD法とCSS法

CSS法 (Cyclic Steam Stimulation) はこれまでビチューメン回収法の主流であり、商業プロジェクトのCold LakeプロジェクトおよびWolf Lakeプロジェク

図5 スチームトラップコントロールの概念 (地表コントロール)

トは同法により生産操作を行っている。CSS 法は、1 坑井に対しスチームを高レートで一定期間圧入し、その後、同じ坑井から加熱された油と凝縮水を生産する手法で、1 回の圧入生産を 1 サイクルと見なしそのサイクルをくり返し行う。初期状態のビチューメンは流動性をほとんど持たず、またオイルサンド層の水飽和率は不動状態に近いので、急速にオイルサンド層を加熱するためには、圧入圧力を上げ油層に割れ目（フラクチャー）を生じさせることが必要となる。圧入されたスチームはフラクチャーの中を主として流れるため、加熱域はフラクチャーの近傍に限られる。フラクチャーの発生および発達状況は、地層内の応力状態によって決まるため、人為的にコントロール不可能な要素が強く、坑井近傍から放射方向に油層を均一に加熱するという理想状態を作り出すことは難しい。また CSS 法では、単一坑井から圧入生産をくり返すため、ビチューメンの回収領域は同坑井の近傍に限られることとなり、結果的に期待される回収率は 15～20% 止りとなる。

フラクチャリングを用いる CSS 法を成功させるためには、オイルサンド層の上下に、フラクチャーの成長を止める固い地層の存在が必要となる。Esso Cold Lake プロジェクトにおいては、対象オイルサンド層の上下に強固な方解石層があり、フラクチャーの対象層外への成長を防ぎ、投入熱が有効にオイルサンドの加熱に使われていることが温度観測井にて確認されている。一方、アサバスカ地域においては、数々のパイロットテストで対象オイルサンド層外へのフラクチャーの成長が報告され

ており、ビチューメンへの加熱効率が低く、またほかの地域と比べビチューメンの粘性が高いため、同地域の CSS 法によるパイロットテストでは、商業化に至るほどの十分な成果は得られていない。一方、SAGD 法ではスチーム圧入に際しフラクチャーを作らないため、スチームが対象層外部へ逃げるのが無く、ビチューメンへの加熱効率は非常に高くなる。またビチューメンの回収領域も圧入井と生産井を中心として徐々に外側へ拡大していくため回収率が 50% 以上が期待できる。SAGD 法ではいったん本格操作が開始されるとその後は常に生産が継続されるため、CSS 法のように圧入期間中生産が中断されることがないため、同法と比べ生産効率が低い。

CSS 法の操業上の重要問題として坑内への砂の流入によるサンドトラブルがある。CSS 法の 1 サイクルにおいては、フラクチャーを形成しながらスチーム圧入を行い、引き続き同坑井から油層圧が枯渇するまで生産を行うというプロセスのため、油層圧の変化が激しく、またフラクチャーによる油層崩壊のためサンドトラブルは頻繁に発生し操業効率を落とすこととなる。一方、SAGD 法ではスチームチャンバーを一定温度（圧力）に保つため、圧入生産圧力は常時安定しており、サンドトラブルの可能性は非常に少ない。このように SAGD 法は CSS 法と比べ多くの点で優れたビチューメン回収法と言えよう。表 3 に CSS 法と SAGD 法のメカニズムの比較を示す。SAGD 法の適用できる油層条件についてはまだ詳細な研究は報告されていないが、Gravity

表3 CSS法とSAGD法の比較

	CSS法	SAGD法
坑井タイプ	垂直井	水平井(2坑)
生産レート	低	高
操業パターン	圧入/生産交互	連続圧入/生産
生産効率(CDOR)	低	高
圧入圧力	高(フラクチャー)	低
坑井トラブル(砂産出)	有	無
加熱エリア	コントロール難	限定
加熱効率(SOR)	並	優
油回収メカニズム	一種の Depletion	一種の Flooding
油回収率	低	高
結合評価	並	優

Drainage が主排油メカニズムであるため、油層の垂直方向浸透率が主産性に大きな影響を及ぼすことは明らかである。

4. SAGD法と水平井の活用

2本の水平井を用いたSAGD法では、圧入井と生産井の間隔が広くなりすぎると、スチーム管内循環を行う予熱期間が長くなりプロジェクトの経済性を悪化させる。よってSAGD法の成功には、等間隔で長い水平部長を掘削する高精度掘削技術が必要とされることは言うまでもない。UTFプロジェクトPhase Bの6坑の水平井は、地下坑道より掘削されたが、プロジェクトの経済性をさらに向上させるためには、水平井ベアを地上から掘削することが必要である(図6参照)。

水平井の掘削技術は、1980年代後半よりハードとソフトの両面で新技術の開発が進み、SAGD水平井の掘削に必要な磁気干渉に影響されない傾斜方位測定技術の実用化、ならびにあらゆる面での水平井の掘削コストの削減が追求されてきた。カナダ国内では、1994年および1995年には、それぞれ957本および1,041本の水平井が掘削され、1996年には約1,300本の掘削が予定されている。最近ではコンベンショナルオイルおよびガス田の開発のみならず、ヘビーオイルならびにオイルサンドの開発にも水平井はなくてはならない存在となってきている。

このような環境の下、Sperry Sun社とVector Magnetics社が共同でMGT(Magnetic Guidance Tool)および、それに付随するMWDシステムの開発に成功した。その新技術により、1993年にShell社のPeace River地区およびAmoco社のWolf Lake地区で、仕上げ区間が750~1,000mのSAGD水平井が地上から掘削仕上げされ、現在パイロットテストが進められている。

図6 SAGD水平井ベアの地上からの掘削

一方、UTFプロジェクトでは、地上から掘削された水平井を用いたテストを実施するために1995年11月から12月にかけて2ベアの水平井を掘削した。第1ベアの掘削は、圧入井と生産井間隔を5m±2mとする目標で行われたが、掘削結果は水平長750mにわたり両井の間隔は3.5~6.3mにコントロールされ、地上からの水平井ベアのSAGD操業に必要な正確な掘削技術が実証された。地上掘水平井の圧入生産テストは1996年4月上旬より開始されており、本プロジェクトから得られるデータは地上からのSAGD法操業評価のために大いに活用されることとなる。

5. オイルサンドプロジェクトの経済性と今後

油層内回収法によるオイルサンド開発は、油価の低迷により1980年代後半から下火となっていたが、UTFプロジェクトの画期的成果を受けて今新たな躍動の時を迎

えようとしている。表4はAOSTRAが1992年9月に発表したオイルサンドプロジェクトの経済性比較であるが、現在稼働中の3つの商業生産プロジェクトと比べ、UTF方式を用いた商業生産プロジェクト(5,600 m³/d規模)を実施すれば、その経済性は、はるかに高くなると示されている。本表によるとROR=10%を得るために必要なビチューメン価格は、UTFケースでは、6.54 C\$/bbl(1 C\$=0.74 US\$)と示されており、現在のビチューメン価格が16 C\$/bbl前後で推移している状況から、かなり高い経済性が期待できると考えられる。本表内容の詳細については不明であるが、少なくとも他プロジェクトと比較してUTFプロジェクトの実証値に示されるCDORやSORの優位性が、より高い経

済性に結びつくことは確かであろう。

UTFプロジェクトの成果を受けて、数多くの石油会社がSAGD法を用いたオイルサンドプロジェクトの実施計画を表明している。各社のプロジェクト計画の概要は表5のとおりである。去る6月3日には、アルバータ州フォート・マクマレー市において、National Oil Sands Task Forceの主催によるオイルサンド開発記念式典が、カナダ国首相クレチン氏ほか、主要石油会社(18社)首脳参加の下、盛大に開催された。露天掘りによるプロジェクトを含め、現在発表されている各社のオイルサンドプロジェクトへの投資計画によると、資金合計は約50億カナダドルに達すると見なされ、今後オイルサンドプロジェクトの飛躍的發展が期待されている。

表4 プロジェクト経済性の比較

(1992年9月 AOSTRA 公表資料より：詳細不明)

プロジェクト名	CDOR (m ³ /D)	SOR (m ³ /m ³)	Well Life (年)	プロジェ クト規模 (BPD)	ビチューメン サプライコスト (C\$/BBL) (US\$/BBL)		サプライコス ト WTI 換算 (US\$/BBL)
Esso Cold Lake	8.6	2.9	8	75,000	9.68	7.35	13.36
Shell Peace River	6.5	4.5	10	40,000	13.88	10.54	19.16
Amoco Wolf Lake	5.6	5.6	7	25,000	13.55	10.29	18.71
Syncrude Expansion				35,000	11.90	9.04	16.44
UTF(トンネル操業ケース)	110.0	2.5	5	(35,000)	(6.54)	(4.97)	9.04

★ビチューメンサプライコストは10%のRORを得るために必要なビチューメン価格(管理費、Tax及びロイヤリティは除く)

★UTFトンネル操業ケースには堅坑建設コストは含まれていない。

表5 SAGD プロジェクト計画の概要

1996年6月

PROJECTS	TIMING	PRODUCTION
Alberta Energy Company Ltd. Cold Lake-Foster Creek	immediate 1997-98	1,000 bpd of heavy oil 30,000 bpd of heavy oil
Amoco Canada Petroleum Company Ltd. Primrose	immediate	50,000 bpd of heavy oil
Elan Energy Inc. Lindbergh-Elk Point	immediate	Increase production from 14,000 bpd to 22,000 bpd
Suncor Inc. Primrose-Burnt Lake	1996-97 1998-99	2,500 bpd of heavy oil Increase production to 12,500 bpd of heavy oil
Shell Canada Ltd. Peace River	immediate	Production increase
Gibson Petroleum Company Limited UTF	1996-97	Increase production from 2,000 bpd to 4,500 bpd
Gulf Canada Resources Ltd. Surmont	1996 1998-99	3,000 bpd production increases to 20,000 bpd
Japan Canada Oil Sands Limited Hangingstone	1997-98	2,000-10,000 bpd

6. おわりに

SAGD 法の発現により、カナダにおけるオイルサンド開発が新たな時代を迎えつつあることは確かである。しかしながら、 $16,000 \text{ m}^3/\text{d}$ (10万 b/d) 規模の大規模プロジェクトを複数立ち上げるためには、克服すべきいくつかの課題が残されていることも事実である。第一にはパイプラインに代表されるインフラの整備、第二にはビチューメンの改質の必要性和マーケットの問題、第三にはスチーム供給水の確保と産出水の処理などの環境に

かかわる問題である。膨大な埋蔵量を持つこのオイルサンドを有効に活用するため、今後さらに政府と民間企業が協力を重ね、プロジェクトを推進していくことが望まれる。

謝 辞

本報告書の作成にあたり御協力いただいた Japan Canada Oil Sands Ltd. の諸氏に深く感謝いたします。また本資料の公表を許可していただいたカナダオイルサンド株式会社に謝辞を表します。