

■ シリーズ特集 ■ 明日を支える資源 (82)

<連載：炭化水素資源③>

カナダのオイルサンド開発の現状と将来

Oil Sands in Canada, Promising Resources in Near Future

荻野 清*・鈴木 正吾**

Kiyoshi Ogino Shogo Suzuki

1. 緒言

非在来型の石油資源であるオイルサンドに含まれる超重質油（以下ビチューメン）の生産量が近年拡大してきている。オイルサンドの胚胎地域は主にカナダとベネズエラであるが、北米の通常原油の生産減退を補う資源となっている。埋蔵量は莫大であり、カナダアルバータ州に胚胎するビチューメンの量は約1.7兆バレルである。このうちの80%の埋蔵量があるアサバスカ地域において、これまで油層内回収法を用いて経済的に回収できる技術はなかった。最近になって、上下5m間隔で掘削した2本の水平井を用いたSAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) 法のフィールド実験の成功によってこの地域の開発の可能性を飛躍的に高めた^{1), 2)}。ここでは、オイルサンド開発の現状と将来について述べる (図1)。

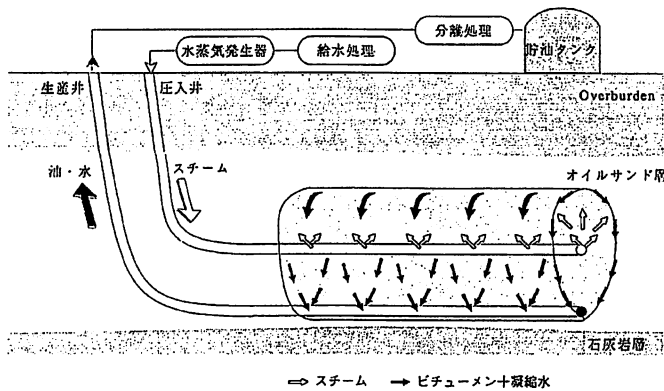
2. オイルサンド開発の現状

現在、カナダ国内で生産されている石油の34%はオイルサンドからの生産である。2007年には、50%以上がオイルサンドからの石油になると見込まれている。

(1) 商業プロジェクト

カナダアルバータ州には3つの大きなオイルサンド胚胎地域がある。アサバスカ、コールドレーク、ピースリバーである。このうち、アサバスカ地域で事業化が成り立っているのは露天掘りのみである。露天掘りの対象地域は深度40～50m程度のごく浅い地域に限定される。アサバスカ地域ではこの深度の対象地域は全体の10%程度である。その他の地域は油層内回収法による回収が必要であり、現時点で事業化に到達したプロジェクトはない。

アサバスカ地域の露天掘り業者としてはSynchrude



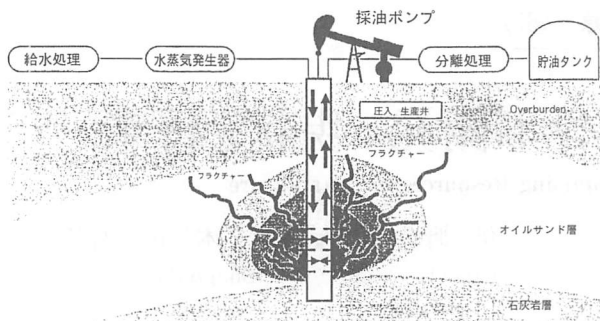
SAGD法

2本の水平坑井の上部坑井がスチーム圧入井、下部坑井が生産井となる。初期段階では、坑井内でスチーム循環を行い、坑井からの熱伝導および対流でオイルサンド層内に加熱領域を広げた後、上部坑井からスチームを圧入し、スチームとビチューメンをその比重差で置換させ、下部坑井からビチューメンを生産させる。

図1 SAGD法の概念図

* 石油資源開発(株)開発本部開発一部カナダプロジェクト担当

** " " " "



CSS法

1本の坑井で、一定期間スチームを圧入し、坑井近傍を熱した後、同じ坑井から加熱されて流動性を得たビチューメンと凝縮水をポンプで汲み上げる。油層内の温度が下がり、生産性が低下すると、再度スチームを圧入する。通常1本の坑井に対し、このサイクルを数回から10回程度繰り返してビチューメンを生産する。

図2 CSS法の概念図

社とSuncor社がある。両社は露天掘りサイトでUpgradingを行い、ビチューメンから硫黄とコークス分を取り除き合成原油として市場へ流している。性状としては、WTI原油に匹敵する。生産量は、合成原油の生産量は、Syn crude社が220,000bd、Suncor社が100,000bdである。

コールドレークおよびピースリバー地域の深度は500mより深く露天掘りができるところはない。しかしながら、油層内回収法ですでに事業化しているものがある。これら地域ではCSS (Cyclic Steam Stimulation) 法を用いている(図2)。

コールドレーク地域ではExxon社のカナダ子会社であるImperial Resources社が100,000bd以上のビチューメンを生産している。また、Amoco社も30,000bdの生産を行っている。

ピースリバー地域では、Shell社が7,000bdの生産を行っている。これら、油層内回収法を用いている会社では、露天掘りとは異なり生産サイトにUpgraderは保有していない。ビチューメンにガスコンデンセートのような希釈材を混ぜ、粘性を下げ希釈ビチューメンとして市場に流している。これは、常温ではビチューメンが流動性を持たないため、パイプライン搬送するための手段として行っている。希釈ビチューメンは希釈ビチューメンが精製できる製油所にパイプラインでそのまま送られる。これらの地域ではCSS法が最適な回収法と考えられている。

(2) 実験プロジェクト

日本のオイルサンド開発会社であるカナダオイルサンド社を始め数社がアサバスカ地域でSAGD法の実験プロジェクトを行っている。規模は現在のところ2,000bd前後のところが多い。各社とも実験が成功すれば、事業化に向けて進む意欲を持っている。

カナダオイルサンド社は、1997年7月に試験生産の準備を開始し、1999年7月より生産を開始した。これ

までのところ、概ね予測通りのパフォーマンスを示しており、2000年末には6,000bd、2002年には10,000bdの生産量になるものと考えている。同社は他の実験プロジェクトと比較してずば抜けたパフォーマンスを示しており、SAGDを実験中の各社首脳も頻繁にカナダオイルサンド社のフィールドを訪れており、地上施設の運転を含めた、トータルな技術の持ち主として高い評価を受けている。

ここでカナダオイルサンド社の現場について説明する。写真1を添付するので参照されたい。周辺はマスケグと呼ばれる苔が群生する湿地帯である。夏季は湿地帯であるため、軽車両すら入れないが、冬季は凍結するため重車両の通行も可能となる。当地は冬季に -40°C にもなる極寒地であるが、掘削作業や地震探鉱作業は敷地工事等に費用のかからない冬季に行われるのが普通である。作業員は現場の約50km北にあるフォートマクマレー市から通勤しており、交代勤務者は12時間交代が原則である。

オイルサンドからビチューメンを回収するためには、地下に熱を圧入し、粘性を下げなければならない。熱媒体としては、スチームが使われている。通常原油の生産現場と比べると、スチームの発生装置があるのが異なる。プロセスフローダイアグラムを図3に示す。カナダオイルサンド社の現場付近には生産水を圧入で

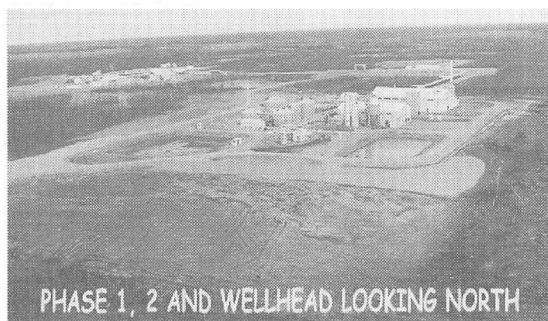


写真1 マスケグで覆われたプラントサイト

表1 アサバスカの開発計画

OPERATOR & DEVELOPMENT	INVESTMENT	START-UP	DESCRIPTION
Alberta Energy Company Ltd. Pelican Lake	(half - AEC) \$300 million	Complete	In situ bitumen: Pilot plant: 6,000 bpd increasing to 9,000 bpd
Canadian Natural Resources Brinnell/Pelican Lake	\$200 million	1996 - 2000	In situ bitumen: Production up to 60,000 bpd - drilling 120 - 140 horizontal wells - tie-in solution gas
CU Power Canada Limited Muskeg River (Shell)	Included Below	2001 - 2002	170MW cogeneration power plant to support Shell's Muskeg River Mine
Gulf Canada Resources Ltd. - Surmont SAGD Pilot Project Phase I Phase II Phase III Phase IV	\$355 million \$280 million \$280 million \$5 million	Complete 2002 - 2004 2003 - 2010	In situ bitumen (SAGD) Pilot plant: 1,200 bpd capacity/600 bpd throughput Phases I - 4: commercial bitumen production of 25,000 bpd capacity
Japan Canada Oil Sands Company, Ltd. Hangingstone	\$26 million \$45 million \$129 million	Complete 1999 2002	In situ bitumen (SAGD) Pilot: 2,000 bpd Phase 2: 4,000 bpd Phase 3: 10,000 bpd
Koch Oil Sands Limited Partnership Fort Hills (Leases 5 and 52)	\$1.3 billion	2002 - 2005	New bitumen mine and extraction facilities. Production of 70,000 bpd from the initial mine.
Mobil Oil Canada Ltd. Kearl Oil Sands Mine (Lease 36)	\$1.7 billion	2002 - 2005	New bitumen mine: 160,000 bpd of bitumen
Mobil Oil Canada Ltd. Upgrader for Kearl Mine (location TBA)	\$1.4 billion	2002 - 2005	New Upgrader for Kearl Mine
Northstar Energy Corporation Dover Project	\$10 million	Complete	In situ bitumen (SAGD) Increase production to 2,500 - 3,000 bpd bitumen
PanCanadian Resources Christina Lake	\$590.5 million		Hearings completed; awaiting Board approval
Petro-Canada MacKay River	\$250 million	1998 - 2007	In situ (SAGD) 20,000 bpd of bitumen
Shell/Chevron/Western Muskeg River Mine (Lease 13)	\$2.2 billion	1999 - 2010	New bitumen mine/extraction complex for 155,000 bpd of bitumen operated by Albian Sands Energy - Commercial Cogen and Gas supply to plant in Fort McMurray
Shell/Chevron/Western Scotford Upgrader & Shell Refinery Modifications	\$2.4 billion	1999 - 2010	New upgrader to process 155,000 bpd of bitumen from Muskeg River Mine plus associated Scotford Refinery modifications and Commercial Cogen and Hydrogen supplies
Suncor Energy Oil Sands Fort McMurray Plant - FGD	\$190 million	Complete	Environmental project to reduce plant-wide SO2 emissions by 75%
Suncor Energy Oil Sands Fixed Plant Expansion	\$350 million	Complete	Upgrader and plant modifications to increase production of light sour crude and custom blends
Suncor Energy Oil Sands Steepbank Mine	\$320 million	Complete	New bitumen mine to increase production to 105,000 bpd
Suncor Energy Oil Sands Production Enhancement Phase	\$190 million	1999 - 2001	Designed to bring Suncor's oil sands production capacity to 135,000 bpd in 2001.
Suncor Energy Oil Sands Project Millennium	\$2 billion	1999 - 2002	The C\$2 billion phase of Project Millennium builds on Production Enhancement Phase (PEP). Expand mine, extraction and upgrading plants to increase production to 220,000 bpd (115,000 bpd incremental)
Suncor Steepbank Mine Power lines ATCO Electric	\$6 million	Complete	Two transmission lines and new substation for Suncor Steepbank Mine
Synchrude Canada Ltd. Synchrude 21: Stage 1 - North Mine - Development Upgrader Debottleneck 1 (DB1)	\$470 million	Complete	Bitumen mine and upgrader debottleneck and increase production to 82 million bbls/year of light sweet crude (25,000 bpd incremental production)
Synchrude Canada Ltd. Synchrude 21: Stage 2 - Aurora Mine - Train 1 - Upgrader Debottleneck 2 (DB2)	\$1 billion	Start-Up: 1999/2000	Bitumen mine/extraction and upgrader debottleneck. Increase production to 95 million bbls/year by 2001 (35,000 bpd incremental). Vacuum Distillation Unit started up Nov/99 - Aurora start-up mid 2000
Synchrude Canada Ltd. Synchrude 21: Stage 3 - Aurora Mine - Train 2 - Upgrader Expansion 1 (UE1)	\$ billion	2000 - 2003 Start-Up 2003	Increase production to 135 million bbls/yr (110,000 bpd incremental). New coler plus additional train at Aurora Mine. Regulatory approval received. Final \$80 M In Engineering development work underway. Board appropriation approval early 2001.
Synchrude Canada Ltd. Synchrude 21: Stage 4 - Aurora Mine - Train 3 - Upgrader Expansion 2 (UE2)	\$2.3 billion	2004 - 2007 Start-Up 2007	Increase upgrading capacity to 175 million bbls/yr (95,000 bpd incremental). Early engineering development work in progress.
Synchrude Canada Ltd. Sustaining Capital - To support current and expanded operations	\$1.5 billion	1996 - 2007 Start-Up: 1996 - 2007	Maintain and sustain base plant operations. \$450 Million completed.
TransAlta Poplar Creek Power Station	\$315 million	1999 2000 - 2001	Phase 1: 230MW electricity generation from gas turbines. Phase 2: additional 130MW Steam Turbine generation & cogeneration to support Suncor's Millennium Expansion
TransCanada Midstream Suncor	\$220 million	2001 - 2001	Plans to extract natural gas liquids from Suncor Energy's oil sands plant. Extraction plant/fractionator (at Redwater), plus pipeline modifications to Suncor pipeline and additional 6 km line from terminus to Redwater. Products: 90MCF of ethane, propane, butane, condensate, edylene, propylene and butylene

TOTAL ATHABASCA DEPOSIT \$ 263 billion 1996 - 2010

The information on this list has been obtained from a variety of sources, including Alberta Resource Development, the Alberta Energy and Utilities Board, Alberta Economic Development and Tourism, Alberta Chamber of Resources, the Regional Infrastructure Working Group Industry, and media reports and is current to January 1, 2000.

Notes:

1. This list contains announced projects only. Some projects may be shut-in, deferred or delayed due to economic conditions.
2. Dates listed indicate start/completion of construction.

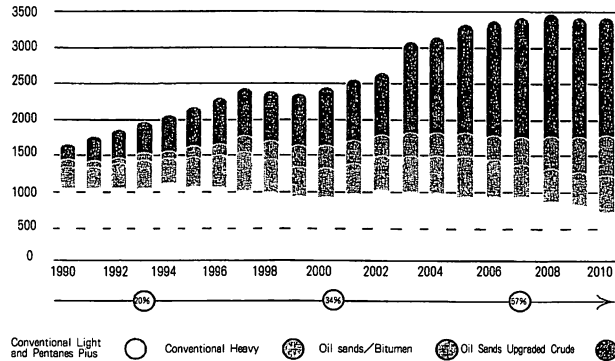


図5 CANADIAN OIL PRODUCTION & FORECASTS
(Oil Sands : Growing to Over 50% of Canadian Production)

白人の混血部落がある。これら部落との関係を良好に維持することが極めて大切である。インディアンは先住民としてカナダでは保護されており、インディアンからのクレームは政府としても、対応には非常に気を使っている。

3. オイルサンド開発の将来

今後のカナダ国内の石油生産量とそれぞれの油種の生産量予測を図5に示す。また、現在アサバスカ地域でオイルサンドの開発についてアナウンスしている会社の一覧を表1に示す。SAGD法の技術的成功により、アサバスカ地域における油層内回収法プロジェクトが多数事業化を目指している。

(1) 露天掘りプロジェクト

既存のプロジェクト以外にシェル社、モービル社、コーク社が新規プロジェクトの構想を持っている。生産量はそれぞれ、155,000bd, 160,000bd, 70,000bdである。これらの会社は、自前のUpgraderを所有する計画になっている。既存の2つのプロジェクトも拡大計画があり、Syncrude社は480,000bdに、Suncor社は220,000bdにまで拡大する計画になっている。

(2) アサバスカにおける油層内回収プロジェクト

先程も述べたが、現在のところはすべて実験プロジェクトである。カナダオイルサンド社は試験生産として10,000bdにまでしたあと、さらに数万bd規模の拡大を視野に入れている。この他主だったところでは、Canadian Natural Resourcesが60,000bd, Gulf Canadaが25,000bd, Petro Canadaが20,000bd, などの計画がある。

(3) 課題

油層内回収法を行う会社にとって大きな課題はパイ

ラインとUpgraderである。粘性の高いピチューメンの搬送をパイプラインで行うためには粘性を下げなければならない。一つの方法は希釈材を混入させることであるが、生産量が大きくなると、その調達量も増え、需給関係が逼迫して価格も上昇しかねない。そのリスクを回避するには、坑井内でPartial Upgradingを行い、パイプラインに流せる粘性まで処理をすることが考えられる。この方法は本格的な動きにまではなっていないが、今後急速に現実的な問題として浮上してくるものと考えられる。

4. 結言

日本においては未だ遠い将来の資源としか見られていなかったオイルサンドの開発は加速度的に増加している。北米地域ではピチューメンの存在感は確実に増しており、ピチューメンの生産なしに将来の石油の需給関係は見通せない状況になっている。カナダオイルサンド社も20年以上のさまざまな実験フェーズを経て、ようやく事業化が目前に迫ってきた。同社は高いSAGDの総合技術を所有しており、早いテンポで事業を拡大できれば、市場においても優位に立て、石油開発においては稀有の成功を収められる可能性をもった事業である。今後とも皆様のご支援の元、着実に歩を進めていく考えである。

参考文献

- 1) 鈴木正吾, 荻野清: ICEPニュース “石油の開発: オイルサンド” No.30 P.18~24
- 2) 鈴木正吾, 脇島良平: 日本エネルギー学会誌 “オイルサンドの掘削回収技術” 第78巻第12号 P.971~979