

非 OPEC・非中東原油としてのオイルサンドの展望¹

計量分析ユニット計量分析・需給予測グループ マネージャー 森田裕二
産業研究ユニット石油グループ 研究員 杉浦友紀²

はじめに

カナダは APEC の加盟国としてアジアの各国とも政治的・経済的に繋がりが深い、我が国をはじめとするアジアの主要石油消費国は主として中東原油を処理していることから、カナダが産油国であり、その多くを輸出する石油輸出国であるという認識は薄いように思われる。

2003 年におけるカナダのオイルサンドの生産量は 89 万 B/D、原油生産量の約 40% を占めているが、オイルサンドは在来型³と呼ばれる通常の石油とは賦存状況が異なることもあって“北米だけで使用されている特殊な原油”というイメージが強く、我が国では殆ど知られていない状況にある。しかし、北米市場におけるオイルサンドの生産・処理実績は 30 年以上に及んでおり、現在では在来型の原油と区別することなく取引が行なわれている。

カナダのオイルサンドの生産量は今後も増加が見込まれており、Vancouver 港から米国カリフォルニア州や太平洋地域への出荷を行なっているパイプライン会社の Terasen 社は、輸送ネックの解消を目的としてパイプラインの増強を検討している。更には、生産地のアルバータ州から太平洋岸に至る“Gateway Pipeline”を新たに建設する計画が、大手パイプライン会社である Enbridge 社によって進められている。アジア市場も視野に入れたこれらの計画は、我が国の中東依存度の低減にも資するものとして期待される。

以下、我が国がオイルサンドを輸入する可能性について分析を行なった結果を報告する。

1. オイルサンドの資源量

非在来型石油の 1 つであるオイルサンドは、ベネズエラのオリノコータルなどと同様、一般的には超重質油に分類される。しかし地中温度の違いにより、オリノコータルは油層内で流動性を有するが、オイルサンドは流動性を有しないという違いがある。そのため第 15 回世界石油会議（1987 年）で UNITAR（United Nations Institute for Training and Research）は、下記のようにオイルサンドをビチュメン（Bitumen）として区分する提案を行なっている。

- 重質油：API 10～22 度（密度 0.920～1.000g/cm³）貯留層内粘度最大 10,000cP
- 超重質油：API10 度以下（密度 1.000g/cm³以上）貯留層内粘度最大 10,000cP
- ビチュメン：API10 度以下（密度 1.000g/cm³以上）貯留層内粘度 10,000cP 以上

¹ 本報告は平成 15 年度に経済産業省資源エネルギー庁の委託により実施した受託研究「平成 15 年度石油産業体制等調査研究（非在来型石油資源のアジア地域への供給可能性と同地域及び世界の石油需給に与える影響に係る調査研究）」報告書〔執筆者：森田、坂上〔現伊藤忠エネクス（株）〕、杉浦〔現新日本石油（株）〕〕の一部であり、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者各位のご理解・ご協力に改めて感謝の意を表する次第である。

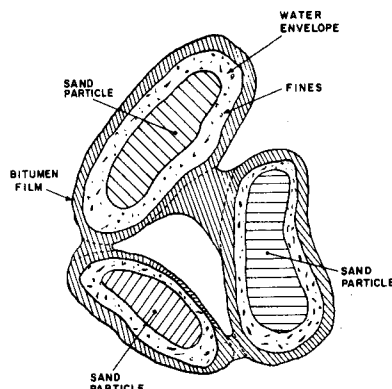
² 現所属先：新日本石油株式会社 国際事業・需給本部 国際部 海外プロジェクトグループ

³ 現在商業生産が行われている石油は在来型石油（Conventional Oil）と称されており、通常 API 比重が 20 度以上（密度 0.934 g/cm³以下）賦存状態で流動性を有するものに限られている。資源を在来型と非在来型（Unconventional）に区分するという概念に厳密な定義は無いが、一般に在来型とは次の条件を満足するものとされる。

既に実用化している技術、手法により開発・生産することが可能
過去の販売価格の中で操業会社の採算が確保されている
販売する市場、需要が既に形成されている

オイルサンドは、堆積した有機物の分解によりいったん生成した石油が、地殻変動で地表近くに露出し軽質や中質の炭化水素成分が揮発作用によって抜けてしまい重質化したか、生分解作用（バイオデグラデーション）を受けて重質化したものと考えられている。油層状態で流動しない半固体状の原油で、未固結の砂岩層に含まれている。地中におけるオイルサンドは、砂の粒子の周囲を水、重質・高粘度の炭化水素であるピチュメンが順に取り囲んだ構造として存在している。

オイルサンドの構造



（出所）Cameron Engineers, Inc. "Synthetic Fuels Data Handbook" 269-270 (1978)

オイルサンドはカナダ西部アルバータ州 Edmonton の北方に位置する Athabasca、Cold Lake、Peace River の 3 地域に多く賦存し面積は 141,000Km² に及ぶが、油層状態、ピチュメンの物性はそれぞれ異なっている。一般的には API 比重が 8～14 度（密度 0.97～1.015 g/cm³）粘度は通常 50,000cP 以上である。また、代表的なピチュメンの組成は炭素が 83.2%、水素 10.4%、酸素 0.94%、窒素 0.36%、硫黄分 4.8% でごくわずかにバナジウム、ニッケル、鉄などの重金属を含んでいる。通常の原油の水素含有量は 14% 程度であるため、ピチュメンは著しく水素含有量が低いのが特徴である。

EUB(Alberta Energy and Utilities Board)は表土の厚さ 75m を境に、露天掘り(Surface Mining)と油層内回収 (In-Situ) 法の 2 つの生産方式に区分し (「2 . オイルサンドの生産状況」参照) 露天掘りの回収率を 90%、油層内回収法の回収率を 70%と想定、2003 年末におけるオイルサンドの原始埋蔵量(Initial In-Place)を 2,589 億 m³ (1 兆 6,290 億 BBL) 究極可採埋蔵量 (Initial Established Reserves) を 284 億 m³ (1,790 億 BBL) 残存確認埋蔵量を 278 億 m³ (1,740 億 BBL) と推定している。

毎年 12 月に各国の石油埋蔵量を発表している Oil & Gas Journal 誌は、2002 年 12 月号において 2003 年初のカナダの石油埋蔵量を前年の 49 億 BBL から一挙に 1,800 億 BBL に引き上げ、サウジアラビアに次ぐ世界第 2 位の埋蔵量を有する国とした³。これは、従来非在来型石油として石油埋蔵量の対象外であったオイルサンドを、生産コストの低減により在来型石油に比肩する経済性を有するようになったものと判断した結果であった。⁴

オイルサンドは埋蔵量が豊富だけでなく既発見の資源であり、鉱量もほぼ確定していることから地質学的な観点からのリスクは少ない。また、カナダは非 OPEC 生産国の中では今後石油の増産が見込まれる数少ない国の 1 つとなっている。

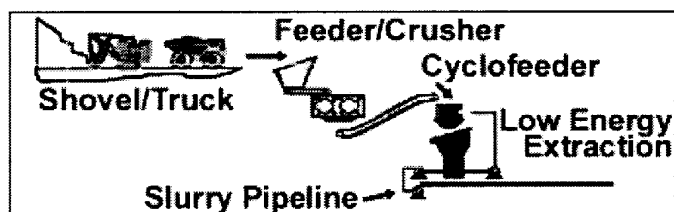
³ 埋蔵量の順位は、1 位サウジアラビア、2 位カナダ、3 位イラク、4 位 UAE、5 位クウェート、6 位イラン、7 位ベネズエラ、8 位ロシアとなっている。

⁴ BP 統計は、オイルサンド埋蔵量を Under Active Development 108 億 BBL、Potentially Recoverable 1,750 億 BBL とし、Under Active Development を石油埋蔵量として加算している。

2. オイルサンドの生産状況

オイルサンドの採取方法としては、石炭の採掘の様にオイルサンドごと地表に取り出して、熱水抽出法(Hot Water Extraction Method)により砂と油を分離する露天掘り(Surface Mining)か、通常の原油採取と同様に坑井を掘削し、熱をかけてビチューメンの粘度を下げ坑井から地表に取り出す油層内回収(In-Situ)法のどちらかの方法が採られる。

露天掘りの概念図

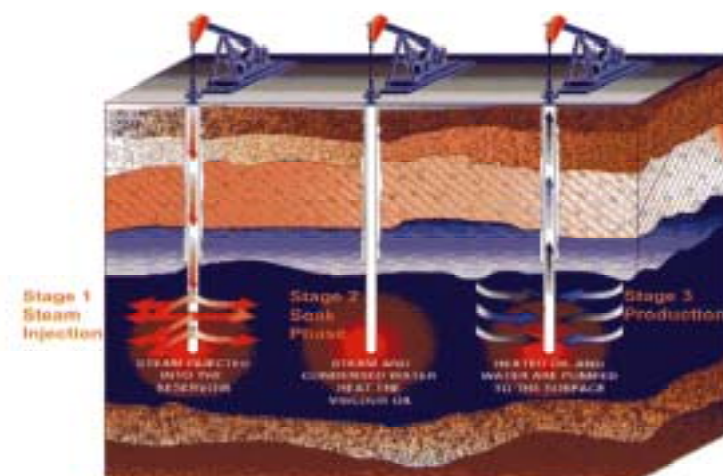


(出所) National Energy Board (NEB) “ A Supply and Market Outlook to 2015 ”

露天掘りの生産は Suncor 社が 1967 年に開始して以来 30 年以上に及んでいるが、オイルサンド層が地表から 75 ～ 80m より深い所に分布する場合には、油層内回収法による生産を行なわざるを得ない。可採埋蔵量の約 80%はこの深部にあることから、油層内回収法の開発が近年盛んに行われている。

油層内回収法はさらに、CSS (Cyclic Steam Stimulation) 法と SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) 法に分けられる。CSS 法は、垂直井から間欠的に水蒸気を圧入し、ビチューメンの流動性を下げて採取するものである。

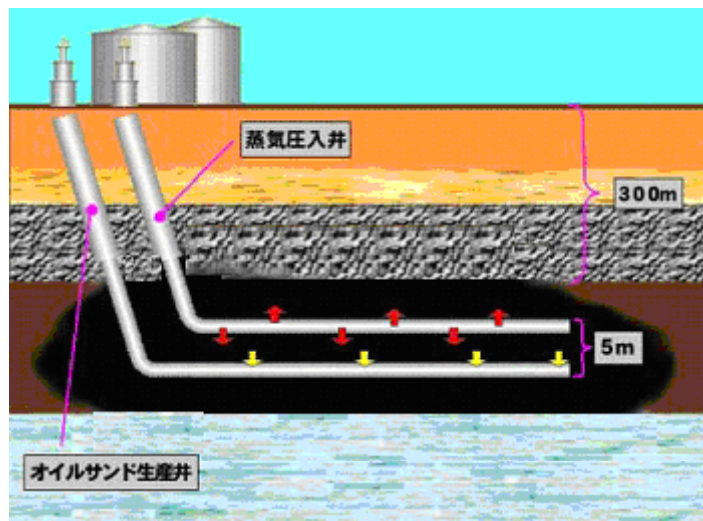
CSS 法の概念図



(出所) Imperial Oil 資料より

SAGD 法は、油層底部に上下 2 本の水平井を 5 ～ 6m の間隔で平行に掘削し、上部の水平井から水蒸気を圧入する。加熱されて流動化したビチューメンは重力により油層下部に集積するため、これを下部の水平井から回収するものである。

SAGD 概念図



(出所) 石油資源開発㈱ホームページより

現在商業生産が行われているのは、主に Syncrude⁵ 社、Suncor 社、Athabasca Oil Sands Project (AOSP) 社⁶の露天掘りと、Imperial Oil 社の CSS 法である⁷。通常、露天掘り生産者は採取したピチュメンをアップグレーディングし、軽質合成原油 (API 34 度前後、硫黄分 0.1～0.2%) として市場に出荷しているが、AOSP 社は重質合成原油 (API 19.5 度、硫黄分 2.1%) も製造している。

油層内回収法では、採取したピチュメンを一般のパイプラインを用いて輸送する際に粘度を下げる必要があるため、希釈剤⁸を混合した希釈ピチュメン (およそ API20 度、硫黄分 3.0%) として市場に出荷されている。

EUB によると、アルバータ州におけるオイルサンドの生産量(2003 年)は 89 万 B/D で、そのうち露天掘りによる合成原油が 54 万 B/D、油層内回収法によるピチュメンが 35 万 B/D 生産されている。カナダの原油生産量は約 220 万 B/D で世界第 9 位⁹の生産国であるが、その約 40%はオイルサンドが占めていることになる。

オイルサンドの生産量 (単位: 万 B/D)

	2001	2002	2003
合成原油	35	44	54
ピチュメン	31	30	35
合計	66	74	89

(出所) EUB

⁵ 合併事業会社で、出資比率は次の通り。Canadian Oil Sands Investments Inc 31.74%、Imperial Oil Resources 25% (ExxonMobil の子会社)、PetroCanada 12%、Conoco Oil Sands Partnership 9.03%、Nexen Inc. 7.23%、EnCana・Mocal Energy Limited (新日本石油の孫会社)・Murphy Oil Company Ltd. 各 5%。

⁶ Shell Canada (60%)、Western Oil Sands LP (20%)、Chevron Canada (20%) の合併会社。

⁷ その他オイルサンドの開発に参加している企業には、CSS 法に CNRL、SAGD 法に EnCana・PetroCanada・ConocoPhillips・OPTI/Nexen・JACOS (Japan Canada Oil Sands Limited、カナダオイルサンド㈱の現地法人) 等がある。

⁸ 通常コンデンセートを希釈剤 (約 40%) とした DilBit であるが、合成原油を希釈剤とした SynBit も使用され始めている。

⁹ OGC 誌によると、2002 年末の原油生産量は 1 位サウジアラビア、2 位ロシア、3 位アメリカ、4 位イギリス・ノルウェー、5 位イラン、6 位中国、7 位メキシコ、8 位ベネズエラ、9 位カナダ、10 位イラク。

3. オイルサンドの価格

オイルサンドの生産コスト¹⁰は、1980 年代の 22\$/BBL¹¹から 1990 年代末には 10\$/BBL 近くまで半減した。これには生産プロセスの改良による生産効率の向上とともに露天掘り採掘におけるトラック&シャベル方式、採掘したオイルサンドを輸送する際にベルトコンベアを用いずにスラリー化してパイプラインで輸送するハイドロトランスポート方式、あるいは油層内回収における SAGD 法などの生産技術の開発が大きく寄与している。

生産コスト（2003 年、\$ /BBL）

	操業コスト	生産コスト
露天掘り		
露天掘り + Upgrading	9 ~ 13	16 ~ 20
露天掘りのみ	4 ~ 7	9 ~ 11
油層内回収法		
CSS	6 ~ 10	9 ~ 14
SAGD	6 ~ 10	8 ~ 12

* 原典の C\$表示を、1US\$=1.4015（2003 年平均、Bank of Canada）で換算。

（出所）NEB “A Supply and Market Outlook to 2015”

しかし近年は、燃料費や労務費の上昇により生産コストは再び増加傾向にあり、アップグレーディングを含めた露天掘りでは 18\$/BBL 前後、In-Situ では 10 ~ 12\$/BBL 前後になっている。特に天然ガス価格の上昇は、油層内回収のための水蒸気生産、あるいは熱水抽出の燃料として天然ガスを使用するオイルサンド開発にとって大きなコスト上昇要因になっている。そのため、圧入する水蒸気量を出来るだけ少なくすることにより水蒸気/油比（Steam Oil Ratio：SOR）を改善する技術の開発が急がれているだけでなく、天然ガス以外の燃料の利用や、水蒸気の代わりに溶剤¹²を圧入する方法なども検討されている。これに加え、高油価を背景としたオイルサンド開発への投資の活発化は、技術者・資材の不足ひいては調達コストの上昇を引き起こしている。

カナダは 2002 年 12 月に京都議定書を批准し、第一約束期間（2008 ~ 2012 年）に温室効果ガスを 1990 年比 6%削減する義務を負っている。連邦政府は 2001 年に策定した見通しをベースに 2008 ~ 2012 年における CO2 排出量は BAU（Business as Usual）ケースで 8.09 億トン、目標の 5.7 億トンに対し必要な CO2 排出削減量は 2.4 億トンと試算している。そのうち石油・ガス産業を含む大規模産業部門には 5,500 万トンの削減目標が割当てられている¹³。

目標の達成手段としては産業の自助努力か、排出権取引の利用かは問われていない。2010 年における排出権の価格は約 10 C\$/トン（7.1\$/トン）と見込まれており、15C\$/トン（10.7\$/トン）の上限が課せられている。また、産業部門は定められたエネルギー原単位の 15%改善に対してのみ責任を負うことになっている。そのため、各社は 20 ~ 30c/BBL 程度のコストアップに留まると予測しており、オイルサンド生産への大きな影響は無いとの見通しである。

また、環境面からは水使用量が多いために水不足・水質汚染といった問題も取り沙汰されているが、はっきりした因果関係は分かっていない。

¹⁰ 投資コスト（capital cost）操業コスト（operating cost）ロイヤリティ、10%の投資収益を含む全てのコスト。

¹¹ 特別な注記がない場合は US ドルを意味し、カナダドルは C\$と表記する。

¹² 水蒸気の代わりにプロパンなどの気化し易い溶剤を圧入して粘度を下げ、回収を行なう方式で Vapor Extraction（VAPEX）と言われている。

¹³ 2001 年に連邦政府が作成した排出量見通しでは、大規模産業部門のうち石油・ガス産業は 32%を占めているため、石油・ガス産業の必要削減量はおおよそ 1,700 万トンと推測される。

オイルサンドの販売の多くは長期契約で行われているが、徐々にスポット販売も行われるようになってきている。合成原油も希釈ビチューメンも、Chicago が決済市場（Clearing Point）の役割を果たしている。

Chicago での価格は、C&F ベースで合成原油が WTI マイナス 0.2\$/BBL 前後、DilBit はアスファルト需要によって大きく変動するが、WTI マイナス 7～10\$/BBL 程度である。出荷元であるカナダの Edmonton（軽質油ターミナル）や Hardisty（重質油ターミナル）での価格は、Chicago 価格から運賃を控除し、カナダ軽質原油（Mixed Blend Sweet、Canadian Par）やカナダ重質原油（LLB、Lloydminster Blend）ベースに引き直した価格になっている。

オイルサンドの販売価格決定メカニズム

高硫黄原油価格	希釈ビチューメン
+純利益	
ネットバック価格	
+ 希釈剤費	合成原油
カナダ産重質油価格	
+ 重軽格差	
WTI価格	

最近流通し始めた SynBit に関してはまだ評価が定まっていないが、現在のところおおよそ DilBit と同等の価格で取引されている。しかし将来的には、DilBit プラス 1.4\$/BBL になるとの予測もある。また、後述の中国の Albion Heavy 輸入価格は、C&F で Dubai マイナス 1～1.5\$/BBL（WTI マイナス 9.25\$/BBL）と伝えられている。

4. オイルサンドの処理状況

カナダ産原油の市場はパイプラインで結ばれているカナダ国内と米国で、米国には原油の 2/3、オイルサンドの 1/2 が輸出されている。合成原油はカナダ西部（17 万 B/D、45%）、米国 PADD（10 万 B/D、27%）で主として処理されており、希釈ビチューメンは大半が米国 PADD（20 万 B/D、73%）で処理されている。それぞれの地域の精製能力に対するオイルサンド処理量の割合は、カナダ西部の合成原油が 29%、PADD の希釈ビチューメンが 6%となっており、いずれも在来型原油と同等に扱われている状況が見て取れる。

カナダ原油の地域別処理量（2002 年、千 B/D、%）

	精製能力	カナダ産石油処理量									
		軽質油		重質油		合成原油		希釈ビチューメン		合計	
		千B/D	シェア%	千B/D	シェア%	千B/D	シェア%	千B/D	シェア%	千B/D	シェア%
カナダ西部	594.7	257.0	39.1	106.3	13.3	169.8	44.6	26.9	9.7	560.0	26.5
カナダ東部	1,432.6	115.4	17.5	44.9	5.6	49.5	13.0	32.7	11.8	242.5	11.5
うちオンタリオ	551.3	115.4	17.5	44.9	5.6	49.5	13.0	32.7	11.8	242.5	11.5
カナダ計	2,027.3	372.4	56.6	151.2	18.9	219.3	57.6	59.6	21.5	802.5	37.9
米国 PADD	1,588.9	20.8	3.2	29.2	3.7	4.6	1.2	3.4	1.2	58.0	2.7
PADD	3,516.0	153.8	23.4	482.5	60.4	103.8	27.3	202.5	73.0	942.6	44.6
PADD	7,929.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	1.2	0.0	0.0	4.6	0.2
PADD	572.0	66.6	10.1	136.0	17.0	40.7	10.7	8.0	2.9	251.3	11.9
PADD	2,567.3	44.5	6.8	0.0	0.0	7.8	2.0	4.0	1.4	56.3	2.7
米国計	16,173.4	285.7	43.4	647.7	81.1	161.5	42.4	217.9	78.5	1,312.8	62.1
北米計	18,200.7	658.1	100.0	798.9	100.0	380.8	100.0	277.5	100.0	2,115.3	100.0

(出所)NEB "Opportunities and Challenges to 2015"

米国におけるカナダ産原油の位置付けを概観すると、北米市場には域内原油としてカナダ原油、ガルフコースト原油、西部原油、アラスカ原油があり、中南米の原油や中東などからの輸入も行われている¹⁴。PADD ごとの処理原油について見ると、東部カナダと PADD は大西洋からの輸入原油、PADD はガルフコースト原油と中南米原油、PADD は西部原油とアラスカ原油を主に使用している。

PADD には地場に原油の生産地がなく、PADD には西部原油があるものの生産量が減少しており、かつ両地域とも内陸に位置し域外からの輸入が割高になるため、カナダ原油の主要な市場となっている。米国の原油生産量は急速に減少しており、一方でカナダの在来型石油も年々生産量が減少していることから、オイルサンドは在来型石油の減少分を補う形で市場に浸透している。

オイルサンドの主な出荷形態である軽質合成原油と、コンデンセートを希釈剤とした希釈ビチューメン（DilBit）の性状は、下記の点が特性としてあげられる。

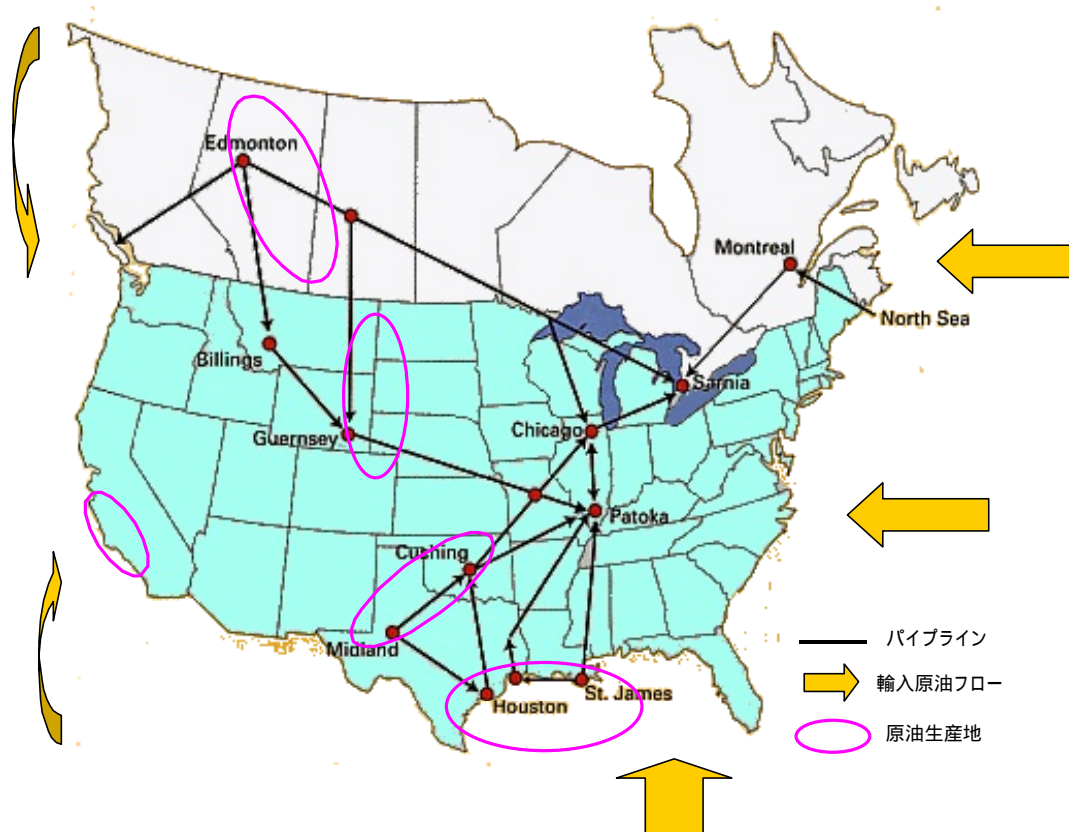
- 軽質合成原油：およそ API34 度、硫黄分 0.1%の軽質低硫黄原油
高アロマ分、高窒素分であるが軽油留分が多く、減圧蒸留残渣を含まない
- DilBit：およそ API21 度、硫黄分 3.5%の重質高硫黄原油
金属分が多く、全酸価（TAN）が高い

製油所の装置構成によって状況は異なるが、北米での一般的な処理方法として軽質合成

¹⁴ DOE によると、PADD 別の原油輸入元上位 3 国（2002 年）は次の通り。PADD はナイジェリア、サウジアラビア、ノルウェー、PADD はカナダ、サウジアラビア、ナイジェリア、PADD はメキシコ、ベネズエラ、サウジアラビア、PADD はカナダのみ、PADD はイラク、サウジアラビア、エクアドル。

原油は北米産低硫黄原油の代替として主に脱硫能力・分解能力の低い製油所で使用されている。精製設備や製品収率にもよるが、ジェット燃料の煙点・アロマ分の規格を満たすために最大 30%程度の処理割合に抑えられている。また、近年の製品規格の強化を受けて低硫黄分の製品を製造する必要性が高まっているが、対応として脱硫設備の増強よりも軽質合成原油の処理を選択する場合もある。

北米の主な幹線パイプライン



(出所) NEB “A Supply and Market Outlook to 2015” よりエネ研作成

DilBit は、米国ではガソリン需要比率が高く、重油需要がほとんど無いため¹⁵、コーカーによる分解処理が前提となっている。処理原油の 9 割程度をガソリン・軽油に転換する装置対応を行っている PADD を中心とする重質油分解型の主要製油所¹⁶で、DilBit はカナダ産重質原油の代替として処理されている。これらの製油所では技術的には 100%の単独処理も可能であるが、通常は 10～20%の処理割合となっている。また、夏場はアスファルト製造用としても処理されている。

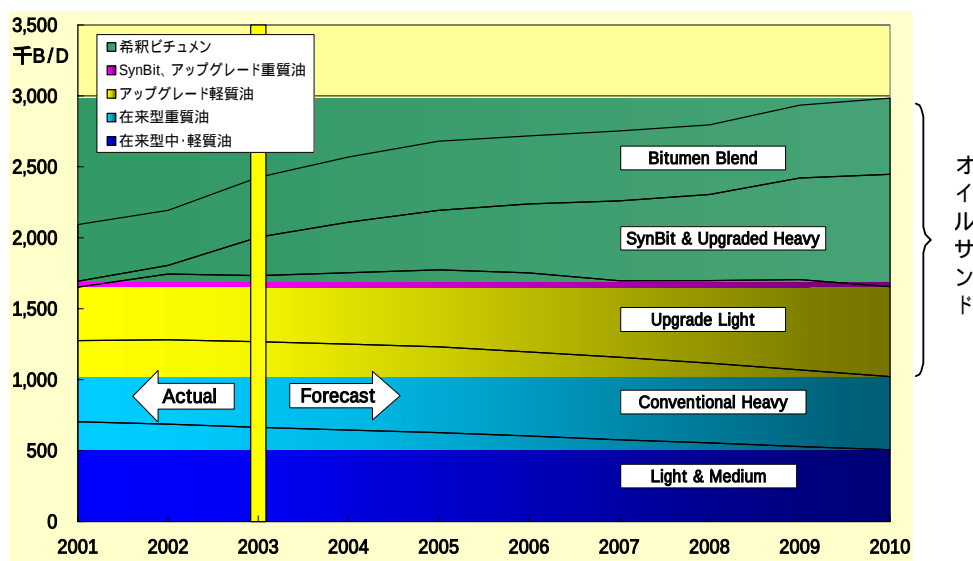
¹⁵ IEA の “Oil Information (2003 Edition)” によると、米国の製品需要構成は、LPG 7%、ナフサ 11%、ガソリン 45%、ジェット・灯油 9%、軽油 21%、重油 2%、その他 14%となっている。日本は、LPG 7%、ナフサ 14%、ガソリン 18%、ジェット・灯油 14%、軽油 24%、重油 11%、その他 11%である。

¹⁶ 主要 5 社 6 製油所は、Koch の St. Paul 製油所 (ミネソタ州)、ExxonMobil の Joliet 製油所 (イリノイ州)、BP の Whiting 製油所 (インディアナ州)、Toledo 製油所 (オハイオ州)、Husky の Lloydminster 製油所 (カナダアルバータ州)、CITIG0 の Lemont 製油所 (イリノイ州)。

5. オイルサンドの生産量見通しとパイプライン計画

CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) は、2010 年までにオイルサンドの生産量は 2.5 倍の約 210 万 B/D に増加し、原油生産量に占める割合も 60%に拡大すると予測している。前述のようにコスト上昇や環境上の問題はあるが、これらは開発の速度に影響する可能性はあるものの大きな障害になるとは考えられていない。むしろ問題となっているのは輸出用パイプラインの輸送能力の制約で、現在の輸送能力 (247 万 B/D) は 2008 年頃には限界に達するものと見込まれている。このため、パイプライン会社は様々なパイプライン能力の増強計画を提案している。

CAPP のオイルサンド生産量予測 (単位：千 B/D)



(出所) CAPP 資料よりエネ研作成

特に増産が見込まれている希釈ビチュメン (DilBit) は、高度化されていない製油所では処理が難しく、合成原油に比べ処理製油所に対する汎用性が少ない。しかも、現在の最大市場である PADD の北部 (シカゴ周辺) では希釈ビチュメンはすでに飽和状態にあり、このまま同市場に販売し続けた場合の値崩れが懸念されている。従って、パイプラインの増強ルートとしては、新規市場の開拓に繋がることを第一とし、既存市場における値崩れを防ぎ全体の採算を確保することが必須と考えられている。大別すると

生産地域から太平洋へのルート

西部地域からカリフォルニア州へのルート

Chicago からさらに PADD の南部や PADD への南下

といった候補が上がっている。

に関しては、カリフォルニアには 300 万 B/D の精製能力があり、かつ重質のアラスカ原油や地場のカリフォルニア原油を処理するために装置が高度化されていることから、希釈ビチュメンの処理能力も高いものと考えられている。しかし、環境規制が厳しいことからパイプライン建設コストは 30 億ドルを上回るものと見積もられており、パイプライン料金の低減が難しく、実現は困難と考えられている。に関しては、PADD の南部や PADD は中南米原油の市場であるため、それらと競合することになり、採算を確保するのが難しいと見られている。以上のことからパイプラインの建設候補としては が有力視されている。

パイプライン敷設案



(出所) Muse Stancil、Western Canadian Crude Oil Supply and Markets 2002-2010、June 2003

太平洋へのパイプラインとしては、現在でも Terasen 社の Trans Mountain パイプラインが、Edmonton と Burnaby (Vancouver)・ワシントン州の Puget Sound 地域を結び原油と製品の両方を輸送している。Vancouver からはカリフォルニアやアジアに若干量の原油の輸出も行われているが、原油、製品合計の輸送能力が 35 万 B/D と小さいため、輸送能力がボトルネックとなっている。同社は 2010 年頃までに 20 万 B/D、需要が見込めた場合にはさらに 44 万 B/D の能力増強を計画している¹⁷。

大手の Enbridge 社は、Fort McMurray/Edmonton から Vancouver の北 1,500Km にある Prince Rupert までを結ぶ“Gateway Pipeline”を、2009 年までに敷設することを計画している。同パイプラインは総延長距離 1,200Km、パイプライン径 30 インチ、輸送能力 40 万 B/D で、投資総額は 25 億 C\$ (約 18 億\$) である。同社ではカリフォルニアに 10 万 B/D、アジアに 30 万 B/D の出荷を想定しており、このプロジェクトを実行に移すかどうかの結論を 2004 年中に出すことにしている。

¹⁷ 3 段階で拡充する計画で、TMX1 (10 万 B/D、6 億ドル) を 2008 年頃、TMX2 (10 万 B/D、6 億ドル) を 2009 年頃、時期は未定だが TMX3 (44 万 B/D、9 億ドル) を行う予定。

6. アジア市場への展開

このようにアジア太平洋地域に向けてオイルサンドの出荷が増加する可能性が高まっている。アジア各国におけるオイルサンドの輸入実績を見ると、1980 年代の終わりの頃に日本の石油会社や韓国の SK が少量ではあるがオイルサンドを輸入した実績があるものの、その後中断している。ただ、SK は近年になって輸入を再開しており、2003 年末には中国も輸入を開始した。

アジア各国のオイルサンド輸入実績（単位：B/D）

	輸入者		輸入量											
			1976-85	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	93-2000	2001	2002	2003
日本	計		0	2418	0	4999	4926	1352	1185	0	0	0	0	
韓国	SK		na	na	0	329	2276	5118	3688	2707	0	4580	2580	2644
	LG-Caltex		na	na	1252	0	1233	3797	0	0	0	0	0	0
	計		na	na	1252	329	3509	8915	3688	2707	0	4580	2580	2644
中国	UNPEC	茂名炼化	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	959
		金茂石化	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1507
	計		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2466

（出所）石油連盟「原油輸入統計」、経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、Platt's

現時点ではアジア各国の輸入数量はわずかな量に留まっているが、太平洋岸向けパイプラインの能力が増強された際には、阻害要因となっている供給の安定性は確保されることになる。また、製油所における処理上の問題点として、オイルサンドを単体で処理する場合に軽質合成原油は灯油の煙点や軽油のセタン価が、希釈ピチュメンは高 TAN や高金属分に伴う腐食や触媒の失活が懸念される。

しかし、アジア各国の主な石油会社にヒアリングを行った結果、製油所の装置構成によって状況は異なるが、軽質合成原油、希釈ピチュメンのいずれも 10～20% 程度の比率で在来型の石油と混合処理すれば、大きな問題は生じないと考えられる。

そこで、太平洋向けのパイプライン能力が増強された場合の、我が国の輸入採算性について検討を行なった。試算の対象としたオイルサンドの種類としては、アジア向けに出荷される可能性の高いものとし、軽質合成原油として Suncor 社の OSA、DilBit としては Cold Lake Blend (CLB) を用いた。また、中国が輸入した AOSP 社の重質合成原油 Albian Heavy (API 19.5 度、硫黄分 2.1%) および今後増加が見込まれる SynBit (API 19.9 度、硫黄分 2.8% 程度) に関しても試算の対象とした。

原油価格¹⁸、製品価格 (MOPS) およびタンカー運賃 (Flat Rate、AFRA RATE) は、2000～2002 年平均を用いた。増強後のパイプライン料金については、予測値の平均 1.85\$/BBL とした¹⁹。また、オイルサンドの輸入採算を考えるにあたっては、オイルサンドによって代替される、現在使用されている原油との相対的な採算比較を行った。ここでは一般的に処理されている原油として、軽質合成原油と Arabian Extra Light (AEXL、API 38.4 度、硫黄分 1.16%) を、それ以外の重質オイルサンドと Arabian Heavy (AHCO、API 28.7 度、硫黄分 2.79%) を比較した。

¹⁸ Suncor 社が公表している Average Sales Price、CLB は Muse Stancil 社の試算結果を用いた。それ以外は現在の市場評価価格を用いて、SynBit は DilBit 同等として Muse Stancil 社の CLB 試算価格を、Albian Heavy は中国向け C&F 価格 (Dubai 原油 マイナス 1～1.5\$/BBL) を WTI ベースの FOB 価格に直した WTI マイナス 4.5\$/BBL とした。

¹⁹ Trans Mountain の現在のタリフは、Edmonton～Vancouver で 1.80\$/BBL である。パイプラインタリフの予測値としては、P&G 社の 2.6\$/BBL、Muse Stancil 社の 1.23\$/BBL、PIW 誌による Terasen 社の増強分 1.53\$/BBL、Enbridge 社の 2.03\$/BBL などがある。また、Enbridge 社は、自社の料金見通しを 1.75\$/BBL としている。

オイルサンド等の得率

得 率	OSA	Albian Heavy	CLB	SynBit	AEXL	AHCO
LPG	13.2%	8.3%	22.3%	10.3%	5.6%	5.9%
NAPH	20.2%	22.9%	16.9%	21.7%	30.0%	23.7%
KERO	22.2%	13.9%	8.3%	13.8%	21.6%	15.0%
G.O.	46.1%	1.3%	-5.3%	57.1%	31.1%	11.4%
CFO	1.7%	57.4%	60.9%	2.9%	14.2%	46.8%

(出所) エネ研試算

以上の前提のもと、日本の平均的な FCC 分解型製油所モデルを用いて、オイルサンドを 10 万トン船で輸入した場合²⁰のネットバック価格を試算した。

前提条件によって試算結果は大きく変動するが、希釈ピチュメン (CLB、SynBit) に関しては、AHCO から切り替える場合にはおよそ 4~7\$/BBL と製油所にとってメリットが十分にある結果となった。軽質合成原油 (OSA) に関しては、高度化された製油所ではむしろ割高と認識されているが、試算結果も AEXL からの切替えメリットは約 2\$/BBL しか出ず、切替えを行う程には大きなメリットがあるとは言えない結果であった。重質の合成原油である Albian Heavy に関しては、切り替えるメリットはほとんど無いという試算結果となった。なお、VLCC で輸送した場合には、それぞれ約 50c/BBL の採算向上が期待できる。

輸入採算性の比較 (単位: \$/BBL)

	OSA	AEXL	CLB	Albian Heavy	SynBit	AH
ネットバック価格	30.36	28.51	27.51	26.64	30.51	26.75
購入価格	26.52	26.96	21.61	25.88	21.61	25.59
原油代	23.32	25.93	18.41	22.68	18.41	24.56
運賃	3.20	1.03	3.20	3.20	3.20	1.03
差	3.84	1.55	5.90	0.76	8.90	1.16

(出所) エネ研試算

アジア市場について概観すると、精製装置が高度化されていない台湾の CPC や中国の主な製油所では、重質油である DilBit の処理は難しいが軽質合成原油は性状的には望ましいと考えられており、輸入量の約 1/4 を占める西アフリカ原油の代替として検討が行なわれている。CPC は価格さええば軽質合成原油を購入する可能性を示唆しており、仮に価格が現状よりも更に低下すれば輸入に踏み切ることになるだろう。

中国が 2003 年末に初めて輸入した Albian Heavy は、処理上の大きな問題はなかったと伝えられており、今後もまとまった量の輸入が行われる可能性が高い。中国は C&F で Dubai マイナス 1~1.5\$/BBL で成約したと伝えられているが、さらに 1\$/BBL 程度安ければこの時点で韓国も輸入を行った可能性がある。

²⁰ Vancouver は 10 万トン船までしか着船できないことや、処理制約が生じることから、ここでは 10 万トン船とした。しかし、Gateway Pipeline の Prince Rupert は、VLCC の着船が可能である。

7. 結論

カナダのオイルサンドは資源量が豊富であり、今後の増産余地も大きいことから、パイプラインや港湾といったインフラの整備等の要件が整えば、近い将来まとまった量が国外に供給されるものと予想される。このうちの多くは米国に輸出されるであろうが、生産者はアジアへの輸出拡大も視野に入れて積極的な顧客獲得活動を開始している。

試算では、我が国の製油所が Arabian Heavy 原油（AHCO）から希釈ビチューメン（DilBit、SynBit）に切り替えた場合、製油所の採算性は十分に確保されるという結果となった。我が国にとっては、オイルサンドの導入は石油の供給源の多様化に寄与するだけでなく、カナダは非 OPEC 産油国で政治的に極めて安定していることから、供給の安定化にも資するものとなる。また、我が国へのタンカーによる輸送日数は 10 日程度と中東の約 1/2 に短縮され、かつマラッカ海峡等のチョーク・ポイントの通過が回避される。

この場合、カナダと政治的にも経済的にも関係が深い米国との兼ね合い（緊急時における資源の優先的供給）について懸念される所であるが、カナダの政府関係者は緊急時における石油の供給については NAFTA よりも IEA のルールが優先されるとの見解である。

ただ、これらの状況は日本と同じく石油輸入国である隣国の韓国、台湾や石油需要の増大が著しい中国にとっても同様であり、2003 年末から中国がオイルサンドの輸入を開始したことは、新たな動きとして注目される。中国はさらに“Gateway Pipeline”へ出資する意向も示していると伝えられており、オイルサンドの安定的な供給確保が狙いと見られる。

現状ではまだアジア市場でのオイルサンドのプレゼンスは小さいが、“Gateway Pipeline”計画に象徴される生産者サイドからの積極的なアジア向け輸出の意欲を我が国も真摯に受け止めるべきではないだろうか。安定的な需要が見込めなければパイプライン建設に向けての最終決断は難しい状況にあるが、これを見越してか中国は早い段階から積極的な関与を開始している様に思われる。ただ、生産サイドとしてはアジアの中でも政治的、経済的に安定な日本との取引を望んでいる向きもある。このような状況を鑑みると、オイルサンドの輸入再開に向けて、我が国も真剣に検討を開始すべき時が来ているように思われる。

お問い合わせ：otoiawase@tky.ieej.or.jp

(参考資料)

Suncor 社の OSA と CLB 性状

SUMMARY OF SuncorOSA AND COLD LAKE PROPERTIES		
	Suncor OSA	Cold Lake Blend
Whole Crude Properties		
Gravity, °API	32.9	23.0
Specific Gravity 15/15C	0.860	0.916
Sulphur, wt%	0.20	3.6
Total Nitrogen, ppmw	466	2721
UOP K	11.6	na
TAN, mg KOH/g	0.05	1.0
Viscosity, cSt at 60°F	8.2	157.0
Butanes and Lighter		
LV Yield by TBP	2.5	1.0
Light Naphtha (55-180°F)		
LV Yield by TBP	7	18
Road Octane (R+M)/2	74	71
Heavy Naphtha (180-350°F)		
LV Yield by TBP	14	8
Jet (300-500°F)		
LV Yield by TBP	18	7
Smoke point, mm	17	21
Distillate (350-650°F)		
LV Yield by TBP	39	15
Cetane Index	39	37
Gas Oil (650-1000°F)		
LV Yield by TBP	38	23
Total Nitrogen, ppmw	1054	1249
Aniline Point, °F	152	141
Vacuum residue (1000°F+)		
LV Yield by TBP	0	35
<i>Note:</i>		
<i>Blend properties may vary from time to time. Please contact S.E.M.I. for recent or more detailed information.</i>		

AOSP 社の Albion Heavy 性状

ALBION HEAVY SYNTHETIC

Note

See reverse side for light hydrocarbon and distillation curve data.

Distillation Fractions		Whole Crude	Gasoline	Light Naphtha	Heavy Naphtha	Kero	LGO	HGO	XHGO	LVGO	HVGO	Resid
TBP Temperature at Start	° F		60	175	265	350	500	600	650	750	900	1050
TBP Temperature at End	° F		175	265	350	500	600	650	750	900	1050	FBP
Yield on Crude	wt%		2.7	5.2	6.8	9.1	6.0	2.6	6.0	12.6	21.5	27.1
Yield at end of cut	wt%		3.1	8.3	15.1	24.2	30.2	32.7	38.7	51.4	72.9	100.0
Yield on Crude	vol%		3.9	6.6	8.0	10.4	6.4	2.7	6.1	12.3	20.2	23.0
Yield at end of cut	vol%		4.4	11.0	19.0	29.4	35.8	38.4	44.5	56.7	77.0	100.0
Specific Gravity, 60/60		0.937	0.662	0.738	0.797	0.823	0.873	0.900	0.931	0.966	0.996	1.103
API Gravity		19.6	82.4	60.3	46.1	40.4	30.7	25.6	20.5	15.0	10.6	-4.4
Sulphur	wt %	2.1	0.0	0.0	0.1	0.4	1.1	1.7	2.0	1.8	2.3	4.4
Mercaptan Sulphur	ppmw		34	34	41	29	9	1				
Total Nitrogen	ppmw	3,368	4	11	65	185	289	489	1,355	3,025	4,160	7,071
Basic Nitrogen	ppmw	1,094	1	13	15	159	190	228	458	962	1,329	2,291
Neutralization Number	mg KOH/g	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.7	1.0	0.5	0.2	0.0
Hydrogen	wt%	10.7	16.2	14.8	13.8	13.3	12.8	12.2	11.6	10.8	10.3	9.3
Paraffins	vol%		89.0	58.0	37.1							
Naphthenes	vol%		11.0	35.8	42.5							
Aromatics	vol%			6.2	20.4	19.7	23.9	28.3				
Research ON (RON)			66.4	57.7	52.5							
Motor ON (MON)			65.0	55.8	49.8							
Freezing Point	° F					-56						
Cloud Point	° F						-15	11	54			
Pour Point	° F						-23	6	46			
Smoke Point	mm					23						
Cetane Index							42.9	41.5	38.6			
Kin. Vis at 104 ° F	cSt				0.8	1.6	3.8	8.2	25	143	2,055	
Kin. Vis at 212 ° F	cSt				0.5	0.8	1.4	4.9	6.3	11	43	
Iron	ppmw	16									0	58
Nickel	ppmw	29									1	115
Vanadium	ppmw	66									1	249
C7 Asphaltenes	wt %											27.0
UOP K-factor							11.48	11.41	11.29	11.27	11.32	
MCRT (ASTM D-4530)	wt %	10										36.9

お問合せ : report@tky.ieej.or.jp