

油価乱高下時代のカナダ・オイルサンド事業

乗田 広秋*

昨年 9 月のリーマンショック以降の金融的混乱と、それに続く油価の乱高下はカナダのオイルサンド事業にも多大な影響を与えている。これから生産開始に向け準備中であったところは、大部分が採算性を再考する以前に「追加資金が調達困難」という理由で追加投資が一時棚上げになってしまっている、という状況に追い込まれている。

但しそのような状況下でも、依然として大量に利益およびキャッシュを生み出しているプロジェクトが、カナダ・オイルサンド業界の中には確実に存在している。

まず、本論ではオイルサンドの操業コスト（オペレーション・コスト）はマスコミ等で伝えられるように US70 ドルでは無く、生産量の 4 分の 3 を占める主要プロジェクト（「露天掘り工法」が中心）では US30 ドル強であることを、指摘する。工場による合成原油生産、というオイルサンドの特徴は「大量生産によるコスト低減」であり、大規模化・低コスト化へと進んでいるオイルサンド業界について、今まで触れられて来なかった財務面に至るまで詳説する。

例えば業界 1 位のシンクルード社パートナーシップ全体の昨年の純利益については、出資会社年次報告書から US39.0 億ドル(約 4,035 億円)と計算される。

一方日本のエネルギー企業では、東京電力の過去最高益（2006.3 期）は約 3,150 億円であり、新日本石油の近年最高時でも約 1,600 億円である。このようにカナダのオイルサンド業界は、日本のエネルギートップ企業以上の利益を生み出している。

こうした状況下、今年 8 月末には「PetroChina がカナダオイルサンド開発業者である、アサバスカオイルサンド社の 60%を買収」というニュースが飛び込んで来た。日本ではまだオイルサンドはその専門家が十分に育っていないせいか、投資の選択肢からは除外されている印象があるが、世界的に見れば、オイルサンド程探鉱リスクが少なく、地政学的リスクもほとんど無く、販売も容易で埋蔵量も豊富な資源はない。一方で工場での（合成）原油生産というメリットは計り知れない。一言で表現すると、「製油所の建設・運営と同程度のローリスクで、石油上流事業の醍醐味であるハイリターンを 30 年以上の超長期に渡って手に入れることが可能な業務形態」である。しかも地政学的リスクはほとんど無い。こうしたリターンを求めてメジャーも中国もこぞって投資を発表して来た。しかしながら現実には金融危機の後遺症で一部の主要プロジェクトでは資金的目処すらついていない状況であり、結果的に中国資本が中心となり、大規模投資を実施しているのが現状である。日

* (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 石油・ガス戦略グループ 研究主幹

本企業はその「省エネ技術」も含めて条件的には格段に恵まれているはずだが、現在、新規投資企業の中にその姿は無い。

このようなオイルサンド事業について、産業全体の特徴や、今まで特に日本語の文献ではほとんど言及されることの無かった、財務的な部分、投資のリターン等についても、公表数値から切り込んでいったのがこの論文である。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp

油価乱高下時代のカナダ・オイルサンド事業

乗田 広秋*

1. はじめに

2008年9月のリーマンショック以降の金融市場の混乱はカナダのオイルサンド事業にも多大な影響を与えた。現在大規模商業生産中の4大プロジェクトを別とすれば、これから大規模生産に向け準備中であつたところは採算性を考慮する以前に、「追加資金が調達困難」という理由で生産設備の建造が一時棚上げになった、もしくはプロジェクト自体が白紙に戻った、という状況に一時は追い込まれた。

但しそのような状況下でも、依然として着々と巨額な利益およびキャッシュを生み出しているプロジェクトが、カナダ・オイルサンド業界の中には確実に複数、存在している。本稿では巷に流布している、「カナダ・オイルサンドのコストはUS 70ドル」と言った話が、カナダのオイルサンド事業全体を見る上では、本当に正しかったのか、またそうした説が日本では広く一般認識となっていたがために、いかにオイルサンドへの取り組みが諸外国、特に中国に比べ立ち遅れてしまったか、実際の公開資料の数値から、プロジェクト自体の採算性やコスト分析を行ないつつ解説するものである。

将来また発生するかもしれない「オイルショック」に関して、日本企業が適切に対応して、そのショックをやわらげるツールとして、カナダ・オイルサンドの利用価値はあるのか、また採算性や環境面を考慮してもオイルサンドは十分その任に堪え得るかどうかの問題意識をもって実際のコスト分析を睨みながら検討していく。

最後に日本の石油開発の状況を簡単にふりかえり、今後の日本にとって、このカナダ・オイルサンドが、これから我々の次の世代へと代替わりしているであろう約30年後であっても、(少なくとも化学品原料や船舶・ジェット燃料として石油は主要な原料であり続けているはずであり) その時までも存在感を放ち続けている資源となり得るかどうか、埋蔵量的な側面と採算的な側面、両面を考慮しながら、かつ個々のプロジェクトにまで踏み込んで検討するものである。

ともすれば今まで「コストはUS 70ドル」などと、オイルサンド事業全体にとってかなり悲観的な説・報道が為されてきたことから生ずる「誤解」を正すことが本論文の最初の目的であり、オイルサンド事業、特に露天掘りオイルサンド事業について日本での正確な理解が進むことを期待している。

* (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 石油・ガス戦略グループ 研究主幹

2. オイルサンドとは何か

(1) オイルサンドとは？

オイルサンドの構造を簡単に説明すると、一つの砂粒の周りを、水分を挟んで油分が取り囲んだ形の黒味がかかった泥状のものである。カナダ中西部ロッキー山脈以北のアサバスカ川流域のものが最も有名であるが、類似のものは他地域にも存在し、中東でも重質油及びそれに近い形で賦存すると言われている（ただこの地域では在来型原油が多量に存在しているため未だ資源としてはカウントされていない）。

組成としては通常の原油のうち、地上近くにあったものが長い年月で軽い成分が蒸発してしまっただと考えられており、粒子間の水分、および砂粒を取り除けば合成原油の一步手前のピチュメンという状態になる。

カナダ・オイルサンドは従来の「当たるか、はずれるか。」といった博打的要素がどうしても入って来てしまう在来型の動的な原油採掘事業とは全く異なり、「原油の生産工場」という静的な生産形態である。また油層は浅く、石炭と同じようにオイルサンドは固体であり流動性を持たない。従って探鉱リスクも少なく、掘ればまず間違いなくそこにある。また基本的に埋蔵量は伝えられるとおりに莫大で、大半のサイト（現場）では可採年数 30 年～40 年程度の確認埋蔵量を持つ。その合計はカナダ全体で 3,150 億バーレルにも達し、そのうち今後、1,740 億バーレルものオイルサンド生産が期待されている¹。これらの数値は世界最大の埋蔵量を持つサウジアラビアの 2,642 億バーレルに続いて世界第 2 位であり、このカナダのオイルサンドが近年続々と埋蔵量として正式にカウントされるようになっており、地球の石油資源としては、最大の埋蔵量を持つサウジの 3 分の 2 以上の埋蔵量が既存量に加算されつつある。

(2) オイルサンド事業の略史

オイルサンド事業が始まったのは今から 40 年前の 1969 年である。本格的な商業生産としては、その後第一次オイルショックを挟んで、1978 年に生産を始めたシンクルード社が「大量生産によりコストを下げる。」という「原油生産工場」としてのビジネスモデルを確立しながら途切れること無く発展を続け、当初（1969 年）から生産を続けているサンコーン社や、2000 年以降に大規模生産を始めたシェル、さらに In-Situ（後述）では唯一大規模商業生産を行っている ExxonMobil の Cold Lake、やその他中小の試験生産プロジェクトも含め、オイルサンドの合計生産量は 100 万バーレル/日を超え、世界第 6 位の原油生産量を誇るカナダの原油生産量の既にほぼ半分に達している。

ただ、例えば石油・ガス関係者で広く使われている BP 統計では、「生産量」に関してはオイルサンド由来の非在来型原油も在来型原油と同じように、合計されて記載されていた（そもそも在来型であろうと非在来型であろうと、一旦原油になってしまえば消費者には関係ない）。しかし「埋蔵量」に関しては、この「オイルサンド＝非在来型資源」は長い間

¹ カナダ 国家エネルギー委員会発行‘Canada’s oil Sands- Opportunities and Challenges to 2015’より

「埋蔵量」の中にカウントすることは許されず、やっと 2006 年版からその一部分が記載されたものの、その場所は在来型原油とは全く別のカテゴリーでの「注意書き」程度の扱いであった。

また、アメリカの証券取引所に上場している全ての企業は²SEC 基準をもとにして”Annual Filing”(Form 10-K)を作成するが、その基準に関してもつい昨年まで、「オイルサンド」の埋蔵量に関しては厳しい制限が課されており³、実質的にはほとんど記載が許されていなかった。そしてやっと今年の Form 10-K（発行は翌年の 2010 年）から従来型原油資源と同様の基準となった。

カナダ・オイルサンドはこうした、新参者にありがちな「仲間はずれ」の時代を経て、これからは OECD 諸国内にある貴重な資源として、また特に中東以外の在来型原油埋蔵量の追加が困難になっていく、あるいは減少していく現状にあっては今後さらに存在感を増すことと思われる。ただそれには現在、広く流布している「生産コストに関する誤解」を解消することが先決問題だと思われる。

どちらにしろ、カナダ・オイルサンドという資源は現在の生産ペースを絶え間なく続けてもカナダ全体では 40 年以上生産出来る量があり、多分我々の次の世代になっても生産を続けているはずである。このカナダ・オイルサンドについてはとりあえず我々、及び我々の

次の世代まで、「資源の枯渇」という問題を考える必要はない。この点のみをもってしてもオイルサンドは他に比類ない資源ということが出来る（CO₂ 排出等のマイナス面については後述）。

（3）生産コスト構造

ある程度、オイルサンドの知識を身につけた、と思われる方々からでさえも頻繁に「一言では答えづらい質問」が聞かれる。例えば「オイルサンドのコストは US 70 ドルだから油価が US 70 ドルを切るとコスト割れでしょう。」というものである。ただここには少なくとも 2 箇所、大きな考え違いが含まれている。

まずは「コスト」の多様性について認識することが重要である。オイルサンドの操業コストは各プロジェクト一律ではなく、下は US30 ドル程度（2008 年年間実績値）から上は US100 ドル以上までと広範囲にわたっている。従って一律にオイルサンドのコスト＝（イコール）〇〇ドルという把握の仕方にはほとんど意味が無い。2008 年の場合、操業中の大手（生産量の 3 分の 2 以上は大手により生産される）は US30 ドル後半から US40 ドル程度の操業コストで生産していた。一方、中小もしくは試験生産段階の小規模のものについて

²Security Exchange Commission が上場企業に義務づけている公表基準

³オイルサンドについては石油採掘のカテゴリーでは無く、石炭と同じような基準、つまり“Mining”として埋蔵量を記載するように義務付けられてきた。また数値に関しては“埋蔵量に含む場合には、採掘部分全ての部分について融資が決定していること”が条件となっており、30～50 年もの長期に渡って埋蔵量が存続するオイルサンド事業にとっては、非常に酷な注文であった。今年からこの 2 点を含む改正が行われ、オイルサンドも「石油」の範疇で記載され、また“資金手当ての完了”といった経済的な要素を入れない、純粋な埋蔵量が計上されることとなった。

では US70 ドル程度の高コストで生産した可能性が高い。ここで重要なのは主要生産者の操業コストは 30~40 ドル程度という「事実」である。さらに後述するように油価が下落すれば生産コストもそれにつれて低下するため、仮に油価が US30 ドル以下であっても利潤の出るプロジェクトは存在すると考えられることである。したがって「オイルサンド一般」として「コストは US 70 ドル」と考えることは大きな誤解であり、本論分後半に実例を挙げるように、もし生産設備コスト含みで、油価 US30~50 ドルでも収益が上がる新規プロジェクトがあったとしても検討もせずに排除される可能性が否定できない。

もう一つは、オイルサンドに特有な話である。オイルサンドの製造過程では油・ガスを多く消費する、そのために油価が上がればコストも上がり、油価が下がればコストも下がるのである。このコスト構造が現地カナダ以外では余り知られていない。例えば 1998 年には油価が WTI 年平均で US14 ドル程度まで急落したが、そのときでも大手オイルサンド会社の操業コストは US10 ドル以下まで低下しており、採算割れはしていない。

例えば油価が急騰した 2008 年第 2 四半期のサンコール社の操業コストは、50.9 ドルであった。しかし平均油価が 60 ドル程度にまで低下した 2009 年第 2 四半期の操業コストは 31.3 ドルにまで急降下している。

また、カナダ・オイルサンドの産出地域は亜寒帯に属し、冬には零下 40℃以下になることもある。この状況下で油分の分離に温水を何万トンも利用し、また砂の採掘にはダンプやトラック、果ては油層内回収の場合はさらに温水、スチーム等を地中に圧入する、そのエネルギー源としてガス・油・電気を大量消費するのである。従ってそれらエネルギー源の価格が上昇すれば自然とコストが上昇する。エネルギー源の価格が下落すればコストも下落するのである。

こうしたコスト構造が十分理解されていないことが冒頭のような、一言では Yes とも No とも答えられない質問につながるのである。

また、コストには「操業コスト (opex)」および「設備コスト (資本支出, capex)」がある。今まで述べて来たのは操業コストであり、設備コスト (資本支出) ではない。設備コストは短期で回収されるものではなく、何年、何十年にも渡って減価償却される。設備コストを無理に数年程度の短期で回収しようとするれば、計算上バーレルあたりの設備コストが跳ね上がることになる。

「オイルサンド」開発にもともと後ろ向きな人々はこうした「一時的な数字のマジック」で (生産+設備) コストが何とか 70 ドル程度にまで上昇した、として「だからオイルサンド事業は高コストであり、低油価時には採算が取れなくなる。」というシナリオで満足する傾向にある。

過去、30 年以上に渡ってオイルサンド業界は油価 20 ドル程度の時代を (政府の助け無しに) 生き抜いて来ている。このことは、油価が 20 ドル程度であれば、(操業+設備) コストは 20 ドルを十分下回ってオイルサンド事業は利益を出して来たことを、歴史が証明していることになる。つまり「低油価時には (操業、設備) コストも大幅に下がる。」ことが証

明されている。

たまたま例外的にバブルの様相を呈した、ここ5年ほどの状況のみを指して、つまり設備費・操業費共に急騰した時期のみを考慮して、「生産コスト+設備コストで70ドルもかかる。」と断定してしまうのはかなり乱暴な議論であろう。

今後、油価およびガス価の落ち着きに応じて操業コストはさらに低下していくだろうし、建設ブームの終焉と共に今後設備（資本）費も低下していくのは間違いない。（ただ、残念ながら、設備コストを何年で償却してゆくのかについてまで、公表している企業は無いために、この減価償却についてのみ、議論の余地が多少残っている。）

（4）オイルサンドの2つの工法

オイルサンドにはその層の地表からの深さにより、大きく2つに大別される。この2種類が工法の差や、ひいてはコストにまで大きく影響してくるため、重要な区分となる。

一つは地表から浅い場合（60m程度まで）に見られる「露天掘り」である。この場合、石炭の露天掘りの場合と同じようにコストは低い。コストが30ドル台のプロジェクトは1つを除き全て露天掘りである。また現在大規模商業生産を行っているのもほぼこの工法である。回収率は理論上は100%近くまで可能であるが、実際は薄い層は採算面の理由で掘らない場合もあり、実績値ベースでは高くても90%程度である。

もう一つは鉱脈がそれ以上に深い場合で、この場合は主に井戸を掘る「油層内回収法」が取られる（総称して In-Situ と呼ばれる）。回収方法にはいろいろな方法があるものの、それぞれ一長一短で、最近広く使われているのが SAGD 法⁴（サグディーと読む Steam Assisted Gravity Drainage の略）及び先に大規模商業生産を実現した CSS（Cyclic Steam Stimulation）法⁵である。どちらも露天掘りのように90%近くに達する回収率は望むべくもなく、その率は20%～60%程度の幅があり、多様であり一定しない。

この差は、常温では固体であるオイルサンドを「固体のまま」回収する「露天掘り」という工法と、オイルサンドという「固体」を一旦地中で「液体」にして回収する工法との差である。

まず SAGD 法は固体のオイルサンド層に温水や蒸気を圧入し、一旦流動性を与えた後に回収する方法である。露天掘りに比べると10万 B/D 以上の大規模生産には適さず、従って少量生産のプロジェクトが多く生産コストも高くなるため、昨今は試験生産段階終了後もそのままの状態でも留まってしまい、本格生産に移行していないプロジェクトも多い。この工法で最先端を走っていると思われた Total の Joslyn プロジェクトでさえも2009年に一時休止が伝えられた。

坑内回収法で唯一、大手露天掘り並みの規模の商業生産を行なっているのは Imperial 社

⁴ 水平井を2本掘り、一本から水蒸気、もしくはガスを使用してオイルサンドに流動性を与え、もう1本の井戸から回収する。

⁵ 1本の井戸で、ある時は温水を注入し、その後一定時間後、オイルサンドが十分に流動性を持った時点で回収を行う方式。

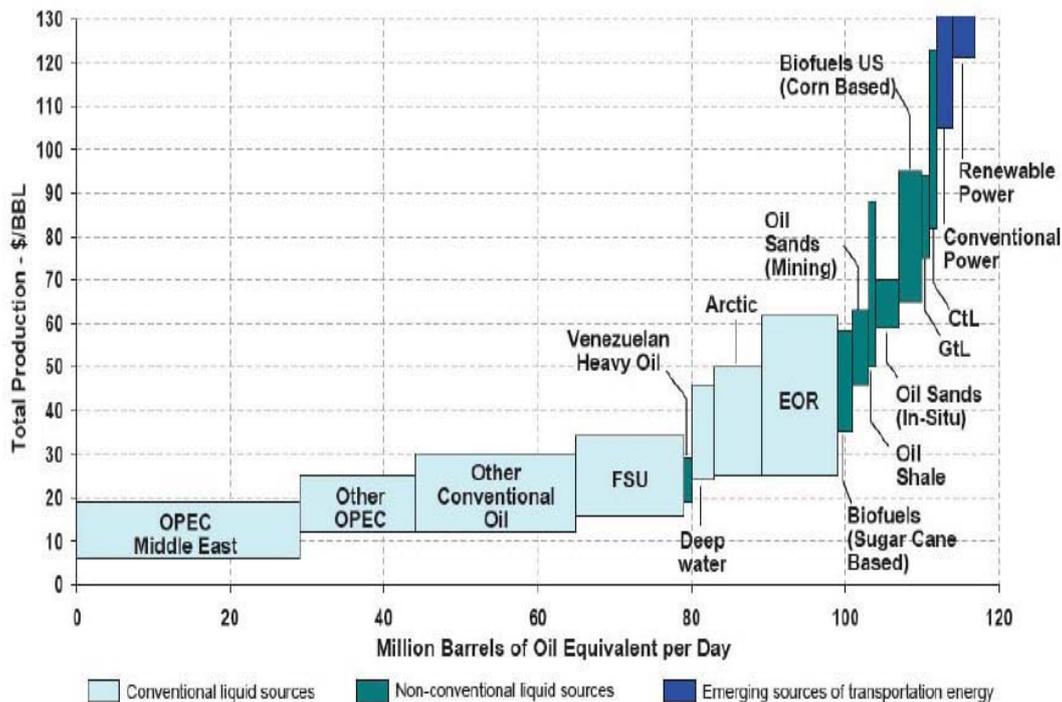
(ExxonMobil が主要株主(69.6%出資)のカナダ法人)の Cold Lake のみであり、ここは SAGD 法ではなく、CSS 法を採用している(換言すれば SAGD 法で現在、10 万 B/D 以上の大規模商業生産を続けているプロジェクトは無い。SAGD 法の技術者は過去 20 年以上にわたり技術開発を続けているが、まだ大規模商業生産の確実な目処はついていないのが実情である)。CSS 法は比較的初期に開発された回収方法であるが、大手露天掘り並みの生産量・コストを達成しているのはここだけと言われている(その理由は CSS 法の採用もさることながら、もともとオイルサンド層の質が高い、と考えられているからである)。

以上から本稿の各論では、生産コストが現在既に US30~40 ドル台であり、かつ今後のコスト削減方法にも既に目処がついている「露天掘り」プロジェクトを中心に、その他生産コストがこの「露天掘り」の水準近くにまで下がる可能性のある、一部「坑内回収法」プロジェクトについても対象とする。(コストの高い多くの「坑内回収法」プロジェクトについてはこれまで幾度と無く、油価が上昇したときのみ、注目されてきたものの、その後の低油価時にはそろって休眠化を繰り返しており、そのような採算面で不安定なプロジェクトは不確実性が高いため、「主なカナダ・オイルサンド事業」を対象とする本稿では検討の対象外とする。(また坑内回収法は水を地下で多量に消費するため、地下水汚染の可能性も指摘されている))

こうしたオイルサンドの工法別に生産費を区別する傾向は既に一般化しており、参考までに ConocoPhillips 社が 2008 年 3 月に発表した資料を以下添付する(露天掘り(Mining)のコストが、各事業者の公表値つまり本論文の数値と多少異なっているが、露天掘りは低め(63 ドル以下)、In-Situ は高め(59 ドル~70 ドル)、という傾向は見て取れる)。

ここで「日本で処理量 5 万バレルを大きく切る程度の製油所は存在するだろうか？」という疑問について考えてみたい。答えは「存在しない。」である。なぜなら処理量が少ないと「大量生産」という規模の利益が働かないからである。実はオイルサンドも同様である。つまりアップグレーダーや Minig 部門においては規模の利益が働き、実験プラントを除いては将来的には 10 万 BD 未満のプロジェクトは存在できなくなるのではないかと、言われている。

(図 2-1) 採掘法別コスト比較の例 (ConocoPhillips 社)



Source: Booz Allen Hamilton Analysis
 Assumed average vs. marginal costs; 10% return for conventional and 13% return for unconventional technologies;
 no subsidies for biofuels; no carbon offset costs; after severance and production taxes.

ConocoPhillips

3. カナダ・オイルサンド事業概観

(1) 概観

既述のようにリーマンショック以降の金融市場はカナダのオイルサンド事業にも多大な影響を与えている。

裏を返せば、「採算性がかなり良くても、目前に迫った資金調達が困難」という理由だけでプロジェクトがストップしている仕掛かり案件が急増しており、ある程度資金的に余裕のある企業にとっては、資源の獲得に関して、絶好の「買い場」であるとも言える。(将来キャッシュ・フローのディスカウント率を 10%程度と高めに計算し、採算性を比較的短期で判断してしまう傾向のある米系(カナダも同様の傾向)資本よりも、より長期での採算を重視する傾向の強い日本企業の方がこうした事業には合っている、と思われる。

また、前述したように、カナダ・オイルサンドは従来の「当たるか、はずれるか」といった博打的要素がどうしても入って来てしまう在来型の動的な原油採掘事業とは完全に異なり、「原油の生産工場」という静的な生産形態であり、油層は浅く(露天掘りで大体 50m前後)、オイルサンドは固体であり変化しない。従って「掘ったが出ない」といった採鉱リス

クもほとんどなく、掘れば（固体で移動しないため⁶）まず間違いなくそこにある。また基本的に埋蔵量は伝えられるとおりの莫大で、どのサイト（現場）でも大体30年～40年程度の確認埋蔵量を持つ。これは何十万B/Dという生産量のまま、我々の次の世代まで生産出来る量である（こうしたローリスクで長く生産（リターン）が続くという特色もあり、カナダでは年金資金が積極的にオイルサンド事業権益の取得・買い増しに乗り出して来た）。

唯一の心配事として考えられるのはCO₂排出レベルの高さ⁷であるが、これは、もし工場の効率的な運営・管理に長けた日本人が抽出セクション、Upgradeセクションの運営に関われば、日本人が昔から得意としている省エネ技術が生かせるのは間違いない、と思われる。この点は、日本企業にとっては重要な視点となる。

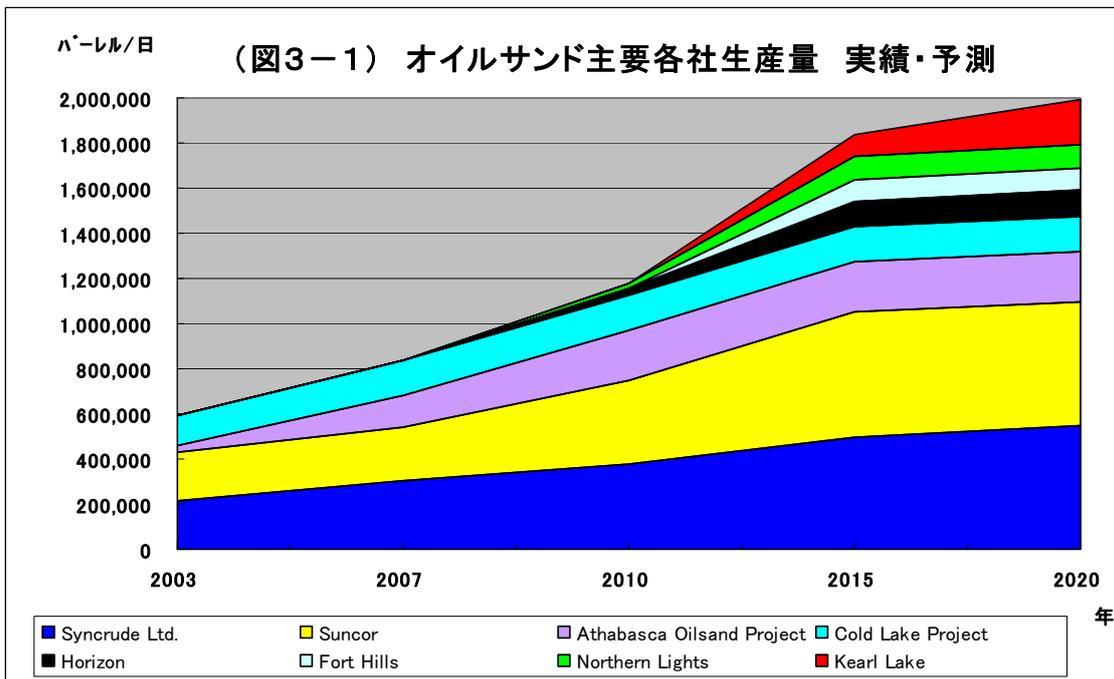
実際、冬季には外気温は零下40℃にもなる中、外気とはコンクリート壁1枚しか隔てられていない抽出セクションでは年間何万トン、何十万トンもの40℃～80℃の温水が完全には断熱処理もされずに使われ、その後また完全には熱交換されないまま貯留池に捨てられている。現在、コストが多大にかかっているのは、こうした大量の温水を作り、すぐに捨ててしまっているエネルギーコストであり、日本の技術を導入すればかなりの部分は（数%のオーダーでは無く、少なくとも10%、15%というオーダーで）回収可能ではないかと思われる。またその結果がさらに生産コストの低減、CO₂排出の削減につながっていくのは間違いない。こうした部分は本来日本人が最も得意とする分野であろう。日本と同等の保温技術を導入しただけでもかなりのコスト削減、CO₂削減が可能ではないかと思われる。

（2）主なプロジェクト概観

図3-1は「主なカナダ・オイルサンドプロジェクト」の過去および将来の生産量一覧表である。（見込み生産量が大きい順に記載。2008年までは実績値）工法別では1つを除いて全て露天掘りのプロジェクトである。2008年のカナダのオイルサンドからの全生産量が121万B/Dであり、一方上位4社の合計が79万B/Dである。従って現在はこの上位4社（露天掘り3社、CSS法1社）の寡占状態であり、カナダ全体の約3分の2、65%を占める。

⁶ オイルサンドは固体で油層内では移動しない。しかし在来型の場合は液体であり、井戸から噴出した時点から地中の原油は種々な圧力を受け移動を始めることになる。

⁷ 1パーレル作る毎に何トン、という確かな数値は明示されていないが、US約33ドルというコストのかなりの部分は、ガス、輸送機械の燃料、制御用の電力等のエネルギーに費やされており、カナダが京都議定書を離脱した主な原因はこのオイルサンド事業の進展にあると言われている。



出典：筆者作成(2008年までは実績、2009年以降は各社発表から筆者予測)

それぞれのプロジェクトの詳細は表3-1を参照願いたい。

(表3-1) 主なカナダ・オイルサンドプロジェクト

名称	タイプ	生産量(B/D)			埋蔵量 (Mil BBL)	R/P (年)	出資者	出資 比率 (%)
		2007	2008	2009				
1 Suncrude Ltd.	Open	305,000	288,500	280,000	4,900	44	Canadian Oilsands limited Imperial(ExxonMobilのカナダ子会社) Petro Canada 新日本石油(子会社経由)	36.74 25 12 5
2 Suncor	Open主体	235,600	228,000	278,000	4,464 (2,124)*1	52 (32)		100
3 Athabasca Oilsand Project (Muskeg)	Open	141,700 (Bitumen)	126,700 (Bitumen)	130,000 (Bitumen)	1,205	23	Shell Canada Chevron Canada Marathon	60 20 20
4 Cold Lake Project	In Situ/ Heavy Oil	155,000	147,000	145,000	600	11	Imperial(ExxonMobilのカナダ子会社)	100
5 Horizon	Open主体	0	0	50000?	600~800	15 ~20	CNRL	100
6 Fort Hills	Open	0	0	0	4,000	109	PetroCanada UTS Teck Cominco	60 20 20
7 Northern Lights	Open	0	0	0	1,100	30	Synenco Sinopec	50 50
8 Kearl Lake	Open	0	0	0	4,600	63	Imperial(ExxonMobilのカナダ子会社) ExxonMobil Canada	70 30

出典：各社公表資料より筆者作成

*1 カッコ内はOpen Pitのみの数字

この表（主なカナダ・オイルサンドプロジェクト）の中で既に生産中であるのが1～4までのプロジェクト、2009年に生産を開始したのが5のプロジェクト、現在生産に向けて準備中なのが6から8のプロジェクトである。

1～4については既述のように仮に今後油価がUS40ドル程度で推移しても大きく生産量を下げる可能性は少ない。対して6～8についてはまだ巨額の資本支出を控えており、油価下落やリーマン危機以降の金融不安によってかなりの影響を受けている。

ただどちらにしろ、本稿の課題である「現時点の技術で大規模商業生産が可能」という条件を満たしたプロジェクトは、一つを除いて全て「露天掘り」プロジェクトである。

（3）製造工程

日本語でオイルサンドの製造工程⁸を説明した資料はほとんど無いため、ここで露天掘りオイルサンドの製造工程を簡単に記述しておく。商業的に既に確立している「露天掘り」は大きく分けて採掘、抽出、アップグレードの3工程に分けられる。

また既述のように、オイルサンドの性状は、一つの砂粒の周りを、水分を挟んで油分が取り囲んだ形であり、間の水分、および砂粒を取り除けば合成原油の一手前のビチュメンという状態になる。この水分および砂分は温水に混入し洗濯機程度の速度でかき混ぜれば比重の違いにより容易に分離される。つまりオイルサンドの製造過程は基本的には非常に単純である。

a. 採掘セクション

巨大重機であるパワーショベル（ショベル部分の積載重量80トン程度。）と超巨大トラック（積載重量400トン前後）でオイルサンドを採取し、その後ダンプポケット（集積基地）にてクラッシャーで砕き、細かくし、抽出セクションまでベルトコンベヤーで運搬する。

b. 抽出セクション

温水をかけて混ぜ合わせPSV（Primary Separation Vessel）という円錐形を逆さにした巨大な洗濯槽のようなものの中でかき混ぜ、上部に浮かんで来た油分のみを分離させ、その後傾斜版分離機等でさらに分離する。ここではビチュメンという流動性を持つ黒いタール状のものを作る。プロジェクトによってはこのビチュメンの状態で製油所に売却するプロジェクトも存在する。

c. Upgrade セクション

一般にはトッパー⁹抜きの製油所と考えると理解しやすい。重いビチュメンをコーカー¹⁰や

⁸ オイルサンドの製造工程を説明した資料としてはペトロテック（平成12年1月号）の拙著「過熱するカナダ・オイルサンド開発事業」及び配管技術（平成13年10月号）の拙著「石油埋蔵量の誤解とカナダオイルサンド事業」がある。

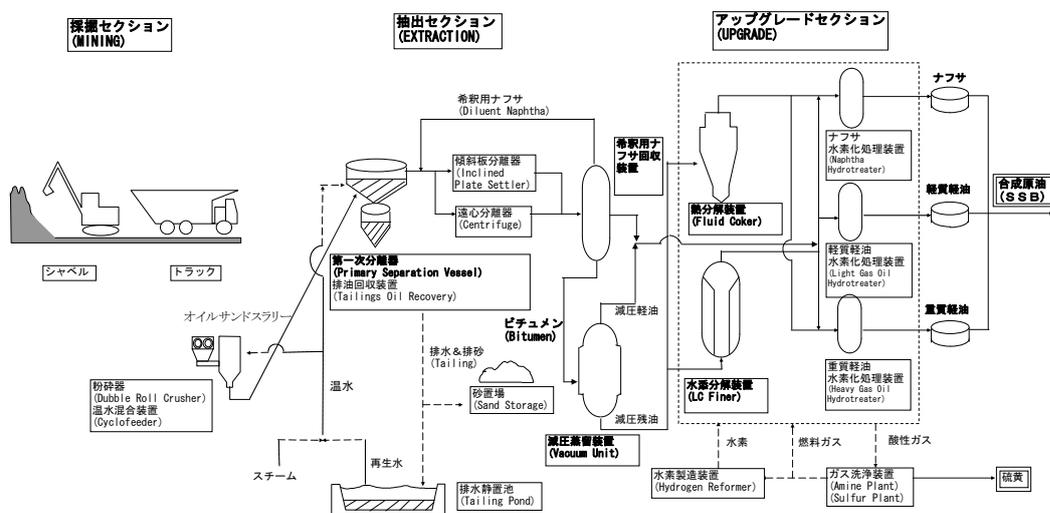
⁹ 常圧蒸留装置。製油所ではまずこの装置を使って原油を油種別に分別する。

LC ファイナー¹¹によってナフサや軽油に分解し、最終的にはそれらをブレンドして合成原油 SSB¹²を製造する（API 比重は 37° 程度、脱硫済であるため Low Sulfur である）。

全体の概要イメージをわかりやすくするために大きく 3 つに分けると、前半は石炭の採掘と同じ、後半は製油所とほぼ同じという特徴を持ち、中盤の抽出工程のみがオイルサンド固有の工程である。ただこの部分の主な原理は既述のように洗濯機と同様であり、基本的には既存技術の組み合わせである。全体を通してそれほど複雑な工程ではない。ただ抽出率については経験による蓄積の部分が大きく、例えば希釈用に一旦ナフサを加えたり、その後回収したり、その他にも各企業独自の技術を競っている。

そもそもオイルサンドは、地中の原油のうち比較的地表近くにあったものが、長い年月の中で軽い成分が蒸発して重質部分のみが残ったものと考えられており、もともとは液体であったため、乾留¹³という作業が必要なオイルシェール等と比べれば、比較的簡単な処理でもとの原油に比較的近い性状にまで戻するため、非在来型資源としては最も利用しやすい地下資源の一つである、と言える。

(図3-2) オイルサンド製造工程図



出所：筆者にて作成

10 重質油を熱分解してガス・ナフサ・軽質油を取り出すもの。コーキング法ではコークスが副生される。
 11 重質油を高温・高圧下、触媒を利用して軽質化するもの。水素が多量に必要であり、高価な装置である。
 12 Syncrude Sweet Blend の略。合成原油では Syncrude 社の油が指標となっており、市場で広く取引されている。Sweet は Sour に対する語であり、「低硫黄」を表す語。
 13 空気を絶ったまま熱分解すること。オイルシェールを原油の状態にするには、このプロセスが不可欠である。

4. 各プロジェクト毎の開発・生産状況と将来予測

(1) **Syncrude** (シンクルード) プロジェクト・・・オープンピット (露天掘り)
(カナダ・年金資本中心[36.74%]、Imperial (ExxonMobilの子会社) [25%]、
PetroCanada[12%]、新日本石油[5%]、その他 [約 21%])

a. (歴史)

製造開始は第1次オイルショック後の1978年。その後当時のカナダ国営石油会社であった、Petro Canadaが資本の大部分を握る。その間にSyncrude社は生産コストを下げていき、USドルで15ドル程度にまで低減してゆく。1990年以降、政府の意向で民営化を進めていたPetro Canadaは資産の売却をおこない、その時にExxonMobilのカナダ現地法人である、Imperial社が最大資本として25%を握り現在に至る。一方日本勢では当時Petro Canadaと親しかった三菱石油(現新日本石油)が5%の出資を果たす。その後、このプロジェクトの超長期でのリターンの高さ及び堅実さに目をつけたカナダの年金資金が他の出資分を買収し、現在では37%程度の最大資本を握る。逆に出資第2位の地位に転落したExxonMobilではあるが、製造工程の最後の部分であるUpgradingの技術部分に関しては一貫してExxonMobilのCoker技術が投入されている、と言われており、技術的にはExxonMobilの流れを汲む、と考えられている。

また、この会社はジョイント・ベンチャー方式を取っており、Syncrude社が請け負うのは生産部分のみである。製品の販売はSyncrude社のオーナーである各出資者が個別に行なう。各出資者のうち年金資本であるCanadian Oilsand社が公表しているHPより、各オーナー企業の収益や費用を類推することが出来る(販売価格は市場にてSSBという指標によって広く取引されており、油価ヘッジを実施せず、かつ同時期に販売という前提を置けば各社の合成原油の販売価格差は数セント程度のオーダーであると予想される。また、その価格はWTIとほぼ同価格と考えて良い)。

b. (現状)

少なくとも1990年以降、Petro Canadaの資産売却時点以降では、油価が、製造コストを割り込んだことはなく、また量的にはほぼ毎年、次年度は前年より多くの生産目標を掲げている(ただ実際にはコーカーのシャット・ダウン等により目標が達成されない年も多い。例えば2007→2008年にかけて)。

2009年度の生産目標は31.5万B/D(現有設備は35万B/Dの生産体制であるが定修等があり、365日のフル生産は出来ない)である。

c. (今後の展開)

2009年以降はStage 3 Debottle Necking(ステージ3終了後の更なる増産体制構築)という50万B/D生産体制に向けての増産計画が立てられている(現在までにStage 1, 2, 3を完成させてきた。今回の計画は35万BD体制の構築を目標としたStage 3に続くもの。但しこれら増産計画の実行は今後の油価動向を見て順次決定予定)。

d. (製造コスト)

2008年度は油価、ガス価等エネルギー価格の高騰により、前年度より9.68ドルも高いUS33.14ドル/バーレルであった。

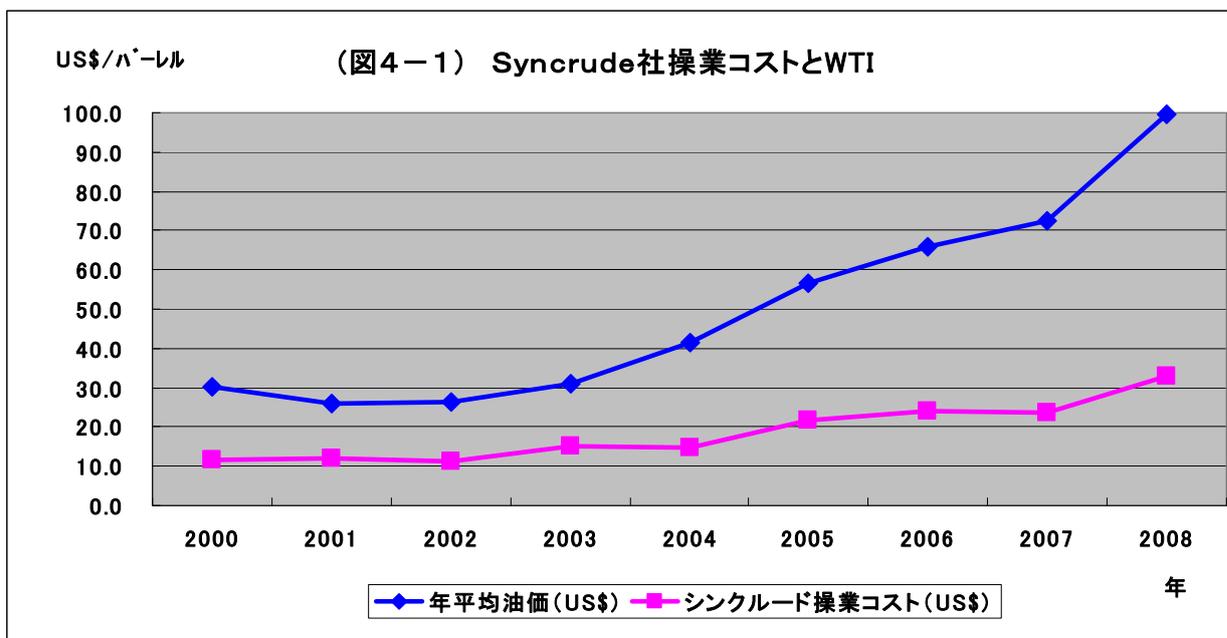
Syncrude社の2000年以降の生産コストは以下のとおり。

(表4-1) Syncrude社操業コスト一覧 (単位: US\$)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Syncrude 操業コスト	11.7	12.1	11.1	15.1	14.9	21.7	23.9	23.5	33.1
年平均油価(=販売価格)	30.4	26.0	26.2	31.1	41.5	56.6	66.1	72.3	99.7

出典: 同社および出資会社のAnnual Reportの数値を弊所にてUSドルに換算

上記のように、過去、生産コストは油価を上回ったことはなく、ここ10年ほどは販売単価(WTIとほぼ同値)の半分から3分の1程度のコストで生産されている。油価が上昇すれば、コストも上昇する傾向にある(逆についても同様)。



出典: Annual Reportの数値より筆者作成

e. (簡単な財務分析)

Syncrude社の最大オーナー(=Canadian Oilsand社。略記COS.UN)は36%強の出資比率であり、またこの会社はカナダ年金資金で運営されており、上場企業に準じた情報開示を行なっている。その数字からこのジョイント・ベンチャー事業全体の数値を割り出したのが(表4-2)である(厳密には各オーナー企業毎の製品販売価格は若干異なるものの、その製品(SSB)は指標価格として毎日取引されており、油価ヘッジ等の部分を除けば各オーナーの販売価格の差はバレル当り2~3セント程度と推定される)。

(表4-2) Syncrudeプロジェクト全体を1社と見た場合の財務概要 (百万カナダドル)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
資本	3,891	3,533	3,015	5,926	7,175	9,208	10,768	11,355	10,642
Revenues	3,077	3,086	2,284	2,626	3,680	5,354	6,619	8,846	11,347
Operating Costs	1,283	1,527	996	1,451	1,636	1,990	2,469	2,814	3,723
Net Income	777	672	851	873	1,385	2,262	2,270	2,022	4,145
Cash From Operating Activities	1,072	1,072	1,122	626	1,617	2,583	3,108	3,748	6,100
単年ROE (NI/資本) (%)	20.0	19.0	28.2	14.7	19.3	24.6	21.1	17.8	39.0
投資回収可能年(ROE基準) (年)	5.0	5.3	3.5	6.8	5.2	4.1	4.7	5.6	2.6
時価総額	7,603	10,059	6,917	11,229	16,825	31,730	41,797	50,511	27,527
COS.UN出資比率 (%)	21.74	21.74	31.74	35.49	36.74	36.74	36.74	36.74	36.74

出所：筆者作成

ここから ROE を算出すると、過去 9 年間、平均して 20% 前後の数値となる。最も高かったのは 2008 年の 39% であり、日本の一般企業と比べるとその水準の高さが際立っており、非常に高い収益を上げているのがわかる。投資回収年に関しても大体 5 年前後であり、2008 年に至っては 2.6 年、つまり過去から投資して来た全資本合計額を 3 年以内に回収している、という数値となっている。

(2) Suncor プロジェクト(カナダ資本中心)・・・オープンピット(露天掘り)

a. (歴史)

そもそもカナダにおいてオイルサンド事業を最初に開始したのが、現在の Suncor 社(当時はグレート・カナディアンオイルサンド Limited)であり、それは 1969 年のことである。しかしながら民間地元資本中心である Suncor 社に対し、その後、州政府や当時の国営石油会社(Petro Canada)などの政府資本が大々的に投じられた現在の Syncrude 社が 1978 年に生産を開始して以来、この Suncor プロジェクトは、常に強大なライバルとして Syncrude 社を意識せざるを得ない歴史を歩んで来ている。

b. (現状)

実際に設備を見学すると、整然と大型の機械が備えつけられている Syncrude 社に対し、Suncor 社は工夫して出費を抑えた感じがする、という設備が多い。反面、翌年度の生産量および投資額等のプレスリリース時においては Syncrude 社を上回る数値を発表することが多い(しかしその最終結果を見てみると必ずしも Syncrude 社を凌駕していない。多少無理かもしれない数値を発表してでも追い越したい、という気概は感じら

れる)。

一方今回の Suncor 社と Petro Canada との合併の結果、Suncor 社にとってみれば、ライバル企業、Syncrude 社の株主でもある Petro Canada から、Syncrude 社の情報が入って来る可能性も無いとは言えず、思わぬ副次的な効果が出てくるのかもしれない。

また Suncor 社は Syncrude 社と異なり、種々の事業を展開しており、オイルサンド事業だけの数値を抜き出すことは一般的には難しい。

さらに Suncor 社は、生産物が合成原油 1 本のみ Syncrude 社と異なり、顧客の求めに応じて「合成原油」より手前の「ビチューメン」の状態でも大量に販売しており、これら 2 種の価格差がかなり大きいことから、その部分が Suncor 社の財務分析を複雑なものにしている（カナダでは輸送はパイプライン輸送が一般的だが、ビチューメンは流動性が低く、また他の油種とのコンタミネーション(Contamination 油種混濁)の問題があり、パイプライン業者は取扱いを嫌がるため、輸送コストも合成原油に比べ多少高いと推定される)。

c. (今後の展開)

Suncor 社は 2012 年に 50 万 B/D 生産体制を達成するために、一旦 206 億カナダドルに及ぶ増産計画を決定した。しかしながら油価の下落、金融危機の影響もあり、その額を 60 億カナダドルへと大幅減額した。さらにその段階でも留まらずに、現在は 30 億カナダドル、当初の七分の一以下に減額している。この 30 億カナダドルのうち、20 億カナダドルは現在の生産体制を維持するための費用であり、新体制への投資は最小限必要な 10 億ドルのみである。従って現時点では 2012 年での 50 万 B/D 生産体制の構築はほぼ絶望的であり、今回の危機によるタイムラグを仮に 3 年とすると、2015 年前後に 50 万 B/D 体制にまで持っていけるかどうかについても、微妙な情勢である、と言える。

こうした状況の中、2009 年 3 月、Petro Canada の買収が合意された¹⁴わけである。この合併は、基本的には油価急落、金融危機等の外部環境の激変に対応しようという、防衛的側面が強く意識されたものと言うことが出来る。

また、Suncor 社にとっては、既に高い採算性を確保していた露天掘りからの採掘が今後減少していく中 (Suncor 社では露天掘りが可能な、油層が浅い部分の埋蔵量は比較的少ない、と言われている)、まだ資金が比較的豊富なうちに収益の上がる優良プロジェクトを多く抱えた、Petro Canada と合併しておくのはかなり練られた戦略だと言うことが出来る。今後もし、油価が回復し、かつ資金手当てに目処がついてくれば、2 社の持つ種々の In Situ プロジェクトも徐々に再開の運びとなろう。さらに心情的には、もとの国営石油会社を我々は買収した、という誇りのようなものも感じているであろうことは容易に想像できる。

¹⁴ 2009 年 3 月 23 日ロイター信。順調に進めば同年第 3 四半期にも Suncor による PetroCanada の買収が完了する見込み。

d. (製造コスト)

Suncor 社は Syncrude 社とは若干異なるコストカテゴリーで数値を発表している。つまり、設備の減価償却費も含んだ総コストについても発表している。その総コストは2008年度は油価、ガス価等エネルギー価格の高騰により、前年度より11.2ドルも高い**US43.0** ドル/バーレルであった。この数値発表の意義は大きく、現状 Suncor 社は生産コスト**US36.5** ドル/バーレルで生産しており、その設備の減価償却費等を入れても年間**US43.0** ドル/バーレルで生産出来ている、ということである。この差 US\$6.5 ドル/バーレルが、施設費 (CAPEX) の一つの目安、と考えることが出来る。

以下、Syncrude 社とのコスト比較を行なう。Syncrude 社の“コスト”に近いカテゴリーである、“Total Cash Operating Cost”については**US36.5** ドル/バーレルだった。

(一方 Syncrude 社の“コスト”は**US33.14** ドル/バーレル) つまり生産コストは近年については、Suncor 社、Syncrude 社、両者とも3ドル程度の差ではあるが多少 Syncrude 社の方が安い、と言える (この2つの価格は数年前まで Suncor 社の方が3~7ドルも安かった。但しそれぞれの会社はそれぞれのコストの中身の詳細を公表しておらず、これらの数値だけで断定は出来ない)。

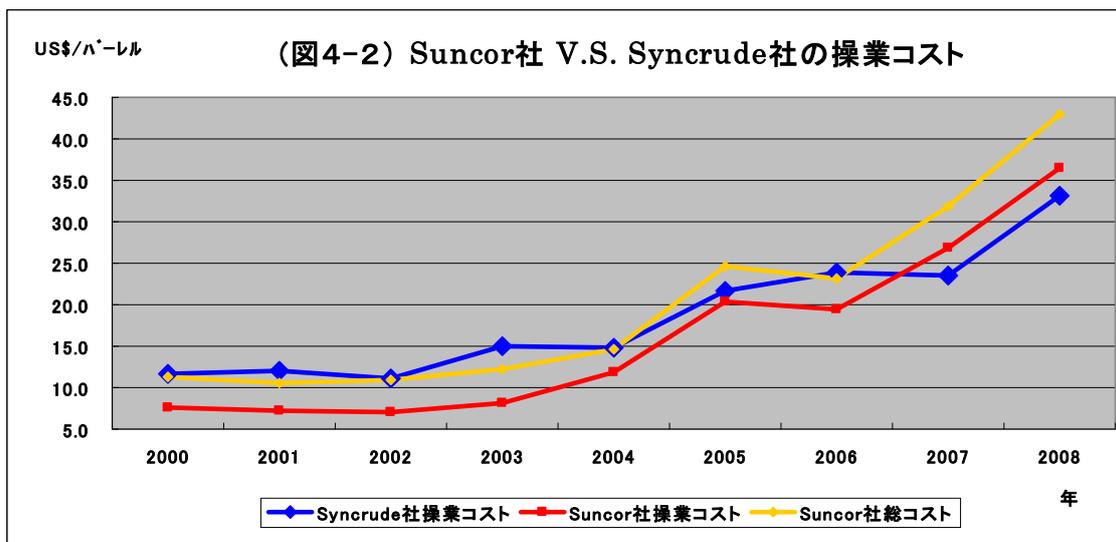
その理由としては、ここ数年 Suncor 社は、Syncrude 社に追いつき追い越せと、高い設備や高騰する人件費に対し惜しむこと無く大金をつぎ込んで来たが、そうした急拡大路線がコスト的には裏目に出て、ここ数年は Syncrude 社よりも高コスト体質になってしまっているのではないかと、もしくは開発中の In-Situ 部分のコストが既にカウントされつつあるのではないかと、筆者は分析している。

(表4-3) Suncor 社操業コスト一覧

(USドル)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Suncor社操業コスト	7.6	7.2	7.1	8.2	11.9	20.3	19.5	26.8	36.5
Suncor社総コスト	11.3	10.5	11.0	12.3	14.6	24.7	23.1	31.8	43.0
(参考)Syncrude操業コスト	11.7	12.1	11.1	15.1	14.9	21.7	23.9	23.5	33.1
年平均油価	30.4	26.0	26.2	31.1	41.5	56.6	66.1	72.3	99.7

出典：同社 Annual Report より筆者作成



出典：筆者作成

e. (簡単な財務分析)

Suncor社はオイルサンド以外にもガスの生産等を行っている。同業他社との比較を容易にするためにオイルサンド事業のみの数字を主に抜き出したのが(表4-4)である。但し「オイルサンド用資本」という数字は発表されていないため、「オイルサンド用総資産」の数値を使い、ROA (Return On Asset) として算出した。この数値は(2001~2008年の)8年平均で11.4%という数字であり、かなり高いものとなっている。

また、ROCE (Return On Capital Employed)¹⁵についても8年間の平均で20.8%というかなり高い実績値を残しており、少なくともSuncor社のオイルサンド事業部門は十分な利益を生む、プロフィット・センターであるということが出来る。

ちなみに、カナダでオイルサンドから製造された合成原油はWTIとほぼ同価のSSB (Syncrude Sweet Blend) という指標価格で販売されており、同一の品質であれば基本的には同じ価格で販売されている。(ただ仮に数セントの差であっても、販売量が大きい為に、1年間では数十万ドル、数百万ドルの差にもなり得ることから、この数セントの持つ意味は非常に重い。)

¹⁵ Return on Capital Employed:使用総資本利益率=税前利益を(株主資本+有利子負債)で割ったもの。

(表4-4) Suncor社の財務概要 (百万カナダドル)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Revenues	1,372	2,616	3,061	3,640	3,965	7,407	6,775	9,386
Net Earnings	273	782	888	957	986	2,775	2,474	2,875
Cash From Operations	486	1,475	1,803	1,718	1,961	3,903	3,143	3,838
総資産	6,409	6,896	7,762	9,000	11,648	13,727	18,172	25,795
単年ROA (NI/総資産)	4.3	11.3	11.4	10.6	8.5	20.2	13.6	11.1
投資回収可能年(ROA基準)	23.5	8.8	8.7	9.4	11.8	4.9	7.3	9.0
ROCE	6.4	15.6	17.7	18.5	16.3	40.0	29.3	22.5
* 総資産	8,430	9,011	10,501	11,807	15,335	18,959	24,509	32,528

* 印は会社全体の数値

出典：Annual Report より筆者作成

(3) アサバスカ・オイルサンド・プロジェクト

(Shell Canada 60%, Chevron Canada 20%, Marathon 20%)

・・・・・・オープンピット (露天掘り)

a. (歴史)

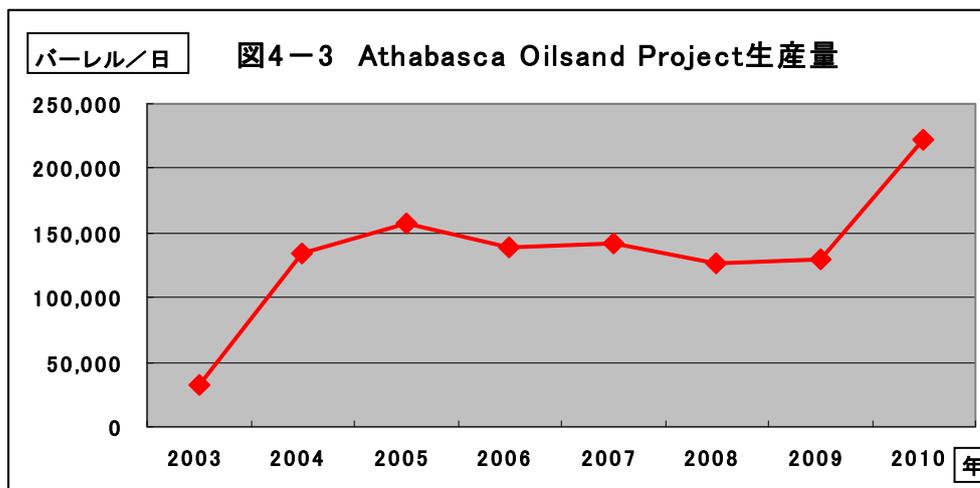
Shell は 1956 年、リース 13 鉱区 (今の Muskeg River Mine の場所) をアルバータ州から取得していた。

一方カルガリーの郊外、Scotford に製油所を有する Shell はアルバータ州での在来型原油を主原料として精製していたが、その生産量の減少に悩んでいた。それを補うべく、オイルサンド由来の合成原油の処理を開始した Shell は、自社で一貫生産できないかを検討し、1998 年からこの鉱区でオイルサンドのパイロット・テストを開始した。

そしてついに 1999 年 Shell はジョイントベンチャー方式で Western Oil Sands Inc. (その後 Marathon が引継ぐ) 及びシェブロンカナダと、ここカナダにとっては第 3 の大規模オイルサンドプロジェクトである「アサバスカ オイルサンド プロジェクト (通称 AOPL)」を推進することを発表した。そして 2003 年遂にここからの日量 15.5 万 B/D の生産が開始された。

b. (現状)

2003 年以降の生産量は (図 4-3) の通り (2008 年以降は計画数量)。



出典：Shell 社 HP 数値をもとに筆者作成

2003年の日量15.5万B/Dのフル生産体制への移行時についても種々の問題が噴出し、度々延期されたが、既にフル生産体制に移っている現在でもまだ問題が残っているようである。

それは、コストの問題である。特に2009年第1四半期については当時シェル本体のCEOであったJeroen Van der Veer氏が「カナダでのオイルサンドでのコストが増大し、US42百万ドルの損失を被った。」と¹⁶アメリカの経済紙に発言している。ShellはMuskeg River以外にもPeace Riverでもオイルサンド(In-Situ)プロジェクトを持っており、多分損失の大部分はIn-Situプロジェクトからではないかと類推されるものの、一方のこうした露天掘りプロジェクトであってもそれほど採算性は良くないのではないかと懸念される。

c. (今後の展開)

同じ米国経済誌の中で、CEOのJeroen Van der Veer氏は「シェルは2009年、世界の私企業の中では最大のUS310～320億ドルの資本支出(設備投資)を実行しようとしている。これらの投資を本当に実行するか、しないか、それが問題だ。」と述べている。この「US310～320億ドル」の中には、AOPLプロジェクトに10万B/Dの生産量を追加する予定のMuskeg River Mineの設備増強、および隣接するJackpine Mineの開発も含まれると考えられる。

d. (製造コスト)

Royal Dutch Shell社としては製造コストを公表していない。ただ生産量(13万B/D)がSyncrude社(29万B/D)やSuncor社(23万B/D)と比べても少ないことを考慮すると、2009年年間平均の生産コストはUS40ドル台、一方設備コストも含んだ総コストではUS50ドル台であろうと推測する。

¹⁶ 2009年5月6日付 Financial Times

(4) Cold Lake Project In-Situ (坑内掘り)

ExxonMobil が手がけて来た、カナダ唯一の大規模 (10 万 BD 以上)、かつ商業的にも成功を収めている In-Situ オイルサンド・プロジェクトである。

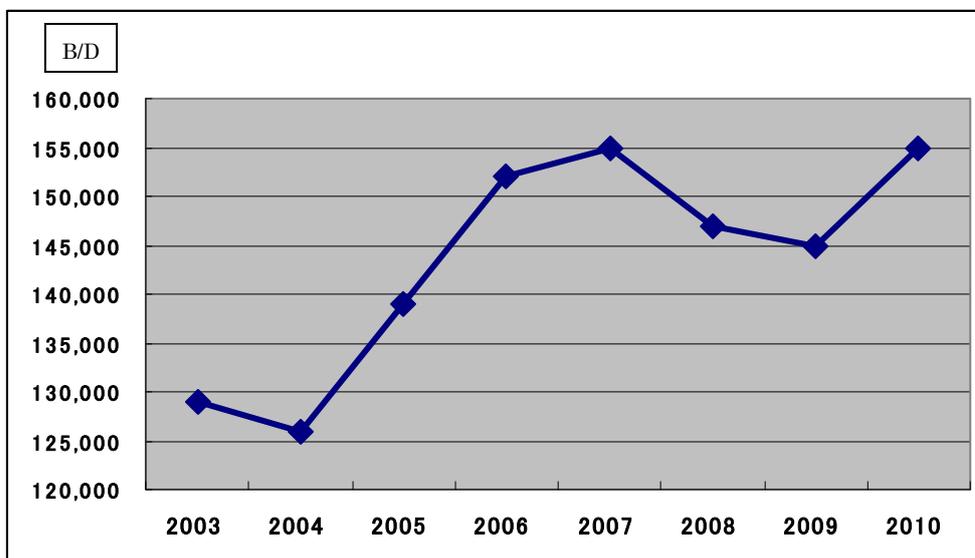
a. (歴史)

ExxonMobil のカナダ子会社は Imperial Oil Limited という会社であり、カナダ各地に ESSO のポールスタンドでガソリンスタンドを展開している。一方 Cold Lake についてはこの Imperial 社が 100%の権益を持ち、1985 年から既に商業生産を開始しており、商業生産開始からすでに四半世紀が経過しようとしているが、生産減退の兆候は全くみられず、むしろ近年も生産を拡大する旨の発表をしている。こうした生産スパンの長さは「非在来型」原油特有の埋蔵量の豊富さ、を物語っている。

b. (現状)

生産量は 2005 年以降 14 万 B/D 以上に達しており、今後も投資を進めて行き、増産体制を維持していく見込みである。(図 4-4 参照)

(図 4-4) Cold Lake 生産量推移 (08 年以降は予測)



出典：HP をもとに筆者作成

c. (今後の展開)

ExxonMobil は社内情報管理についても非常に統制の取れた会社であり、なかなか計画目標についての記述は発見出来ない。

しかしながら以下の記述が Imperial Oil 投資家対策マネージャー、Susan Swan 氏の講

演記録¹⁷より拾うことが出来た。「過去10年間に、Cold Lakeでの生産量は平均して着実にアップ(4%ずつ)して来ている。次の10年間についても、最低この4%増加は達成する。基本的には13%以上増産する希望を持っている。」

d. (製造コスト)

公表されていない。しかし、筆者の過去20回、足掛け3年以上にわたるExxonMobilのオイルサンド担当責任者と種々の会議の場で、ある時は協力者としてまたある時は交渉相手として議論を戦わせて来た経験から言えば、同社特有の非常に厳しいコスト管理の中で、2008年後半の油価がUS30ドル台半ばにまで急落した時にもほぼ躊躇すること無く、今後の増産を決定して来た状況を考慮すれば、少なくとも(油価が40ドルを切った)2008年の操業コストはUS30ドルを大きく切っているであろうし、さらに資本支出を含めた総コストでさえもUS40ドルを大きく切っているのではないかと推測せざるを得ない。

(5) Horizon プロジェクト・・・・・・・・・・オープンピット (露天掘り)

a. (歴史)

CNRL¹⁸は2002年にAEUB¹⁹に対し、Horizonプロジェクトの投資申請を行なった。(CNRLはHorizonプロジェクトの100%を保有している。)その中でCNRLは2007年までにピチュメン13.5万B/D、その最終製品を11.4万B/Dを生産する予定を立てていた。

b. (現状)

実際には遅れること約2年、2009年の2月に試験生産が始まったことをCNRLは発表している。但しこの時点ではプラント42(という装置名)の水素化装置の出力が安定せず、今年度末までに当初の生産目標である11万B/Dをコンスタントに達成することを課題としている。また総コストも2005年当時に見積もっていた68億ドルを大幅に超過してしまい、97億ドルにもなってしまう。(2009年ニュースリリースより)

c. (今後の展開)

AEUBへの申請当時の生産開始年である2007年に対し、実際の生産は2009年と、2年ほど遅れたが、ここカナダ・オイルサンド業界ではむしろこの実行力は「驚異的」である、と捉えられており、オイルサンド業界での「やり手企業」というイメージは今後も継続される、と思われる。

最終製品11.4万B/Dというフェーズ1以降も、15.5万B/D生産のフェーズ2及び23.3万B/D生産のフェーズ3が控えているものの、その実行年については、昨今の油価動向を反映してか、発表されていない。

¹⁷ 2006年2月14日、カナダの投資会社Scotia capitalが開催した会議においてSusan Swan氏が講演したものの。

¹⁸ CNRL=Canadian Natural Resources Limitedが正式会社名。但し長いのでCNRLと総称されることが多い。

¹⁹ AEUB = Alberta Energy Utilities Board アルバータ州のエネルギー関連の投資許認可権限を持つ機関。

d. (製造コスト)

(前出のニュースレターの中で) 2009年の平均生産コストは35~40カナダ(US30~35)ドルを予想している。また年末時点を目標とするフル生産時のコストとしては25~35(US22~30)カナダドルを予想しており、達成されればそれ以降、かなりの収益が見込めることとなる。

(6) Fort Hills プロジェクト・・・・・・・・・・オープンピット (露天掘り)

a. (歴史)

2005年にPetro-CanadaがUTS Energy及びTeck Hold社と共に始めたプロジェクト。現在の出資比率はPetro-Canadaが60%、UTS Energy社及びTeck Hold社がそれぞれ20%。

場所はフォートマクマレーの北90km、シンクルード社のAurola Northのすぐ北という地質的にも非常に恵まれた地にあり、可採埋蔵量も40億バーレル以上と、日量30万バーレル体制を40年にわたって維持できる能力を持っている。

b. (現状)

昨年来の金融危機の影響を最も強く受けたのがこのFort Hillsプロジェクト、ということが出来る。元カナダ国営だったPetro-Canadaは業績不振により2009年3月Suncorに吸収合併されることが合意された(存続会社はSuncor)と報道された。

他方のUTS Energyも業績不振により株価が1ドル台に突入するや、Totalからの敵対的買収を仕掛けられ、かろうじて逃げ切ったものの、その他の企業からのオファーは報道されていない。

元来日本でもそうだが、カナダでも、買収された企業の発言権は非常に弱く、たとえ大きな収益が見込めそうな資産であっても、その開発を支持する集団が無ければプロジェクトの進展は望めない。Suncorは自分のプロジェクトの推進で精一杯の状況である。

このまま推移すると、40億バーレル以上の埋蔵量を持つこの土地はカナダという先進国内にあるにもかかわらず、資金難という理由のみで開発が手付かずのまま、そのまま塩漬けにされる公算が高い。

c. (今後の展開)

当初の予定では2011年に14万B/Dの合成原油生産を開始する予定だった。しかし現在の状況では、新しく出資を申し出る企業が出て来て資金難が解決する、または油価が大幅に再上昇して3年~5年程度で資金が回収出来るような状況が出現しない限り、このプロジェクトの進展は見込めない。

d. (製造コスト)

もともこの **Fort Hills Project** の場合、隣接する鉱区はシンクルード社のオーロラ・ノースである。この鉱区はオイルサンド企業のトップ、シンクルード社が他にも多数の鉱区を持ちながら、ベース鉱区が枯渇後、比較的早期に開発に着手した鉱区である。当然ながらオイルサンドの品質は周辺でトップクラスと考えるのが妥当であろう。そして実際、第3者資料にもこの **Fort Hills** 鉱区は同様にトップクラスの地質である、と記載されている²⁰。

つまり大規模生産さえ行えば（WTI とほぼ同価で販売出来る）合成原油までのオペレーティング・コストはシンクルード社とほぼ同様の水準、（WTI が US70 ドルの現状況下では）US20 ドル後半、CAPEX も含めた総コストは US30 ドル台程度まで、下がる可能性は十分にある。

このプロジェクトの立地、採算性はかなり良いと思われるだけに、非常に惜しいプロジェクトである。

（7）Northern Lights プロジェクト・・・・・・・・オープンピット（露天掘り）

a.（歴史）

1999年、カナダの独立系石油探鉱会社、Synenco が中国の Sinopec の 100%カナダ子会社 Sino Canada Petroleum と 60：40 の比率で始めたプロジェクト。しかしながらこのプロジェクトも以下の経緯を辿った後、現在では Total により開発申請そのものが取り下げられており、完全に休止状態である（出資比率も 50：50 に変更）。ただ逆に、こうしたプロジェクトでは、参入しようとする企業同士での競争が起こる可能性も低く、楽に第三者が参入できる可能性も高い、とも言える。

このプロジェクトはもともと設立当初より、「最も近い都市（フォートマクマレー）から 100 km も離れていること」及び「可採埋蔵量が 11 億バレルと（カナダ・オイルサンドとしては）少量であること」などの理由から先行きを不安視する向きもあった。

そうした悪条件に加え、2005年ごろからの労働コストの急上昇、資機材価格の高騰など、カナダ・オイルサンド共通の問題により 2008年には予想開発費が 2005年当時の約2倍の 10.7億カナダドルにまで膨らんだ。その結果 Synenco の株価も急落し、29カナダドルから 2008年4月には 7.8カナダドルまで落ち込んだ。

b.（現状）

そこで Synenco はより巨大な企業との提携を模索し、その中でここでも 2008年4月 Total が名乗りを上げている。同年8月 Total は 4.8億カナダドルを投資し、Synenco の 100%を手中に収め、その CEO を交代させ、従業員をカットしたが、Northern Lights プロジェクト

²⁰ オイルサンドの地層の品質は「TV：BIP比」で表現される。Total Volume：Bitumen In Place の略である。つまり総体積：ピチュメンの比率である（低い方が高品質）。Imperial 社資料によると、Fort Hills は9程度であり、10程度の Joslyn や11程度の Horizon よりもはるかに高品質である。

トを本格的に進捗させよう、という意図は弱いと見え、とうとう同年 12 月に Total はアルバータ州に対する開発申請自体を取り下げた。

c. (今後の展開)

そもそも Total はこの Northern Lights プロジェクトを、同社が昔から主導してきた Joslyn プロジェクト（製油所建設を含む）の補完的なプロジェクトと位置づけており²¹、その肝心の Joslyn プロジェクトさえ当初発表の 2013 年開始から大幅に遅延している現状では、この Northern Lights プロジェクトの将来は非常に暗い。

d. (製造コスト)

本来、露天掘りプロジェクトの原油製造コストは安いものの、本プロジェクトは埋蔵量もそれほど多くなく、また製油所もこのビチュメン単独で成立させられるほどの規模にはならない可能性が高いことから、既存大手 3 社ほどの低コストにはならない可能性が高い。但し Total のように他のプロジェクトの製油所（または Upgrader）と共用する前提であれば、かなりのコストダウンが見込める。

(8) Kearl Lake プロジェクト・・・・・・・・・・オープンピット（露天掘り）

a. (歴史)

このプロジェクトは ExxonMobil が 69.6%を出資するカナダ子会社 Imperial 社が 70%、ExxonMobil の 100%子会社 ExxonMobil Canada が残り 30%を出資する。オペレーターは Imperial 社である。

Imperial 社は 2005 年までにこのプロジェクトの概略設計を終了していた。しかしリーマンショック等の影響もあり、その成り行きが注目されていたが 2009 年 5 月、遂にこの Imperial 社は、この Kearl Lake プロジェクトの 11 万 B/D までの投資を進めていくと発表した。将来のフル生産時には 30 万 B/D を目指す。

b. (現状) ExxonMobil のカナダ子会社である、Imperial Canada 社は着々と生産準備を進めており、2009 年 6 月にはパイプライン会社として Embridge 社を選択している。

オペレーターである、Imperial 社は Kearl Lake プロジェクトで生産した 11 万 B/D のビチュメンを現地では精製せず、同州アルバータ州内の Sarnia 製油所（処理能力 11 万 B/D）やオンタリオ州の Nanti-coke 製油所、もしくはシカゴの Joliet 製油所（処理能力 23.8 万 B/D）へビチュメンのまま送った後、精製する予定である。これは米国産在来型原油の減少等によって生じた ExxonMobil 内の余剰精製能力を順次、この Kearl プロジェクトからの

²¹ 2008 年 12 月 12 日付 The Daily Oil Bulletin に Total 社の話として「この Northern Lights プロジェクトの一時計画停止は Joslyn プロジェクト等、他のプロジェクトを優先するため」と報道されている。

ビチューメン処理に置き換えていく構想と考えられる。

c. (今後の展開)

Imperial社は他社に先駆けて2009年5月にこのプロジェクトの実行を承認した。他社がまだOilsand事業を再開しないうちに余裕資金の大部分をこれにつぎ込むつもりである。2012年末に11万B/Dの合成原油生産を開始する予定。その後も順次生産を拡大して行き、ピーク時には34.5万B/Dを生産する予定。また、埋蔵量も最低50年間以上持つ見込みである。

d. (製造コスト)

Imperial社は同時にこのKearlプロジェクトのCAPEX(資本支出)は総額US71億ドルであることを公表している。このプロジェクトは露天掘りプロジェクトのコストについて、ある意味ベンチマークとなるかも知れない。つまり、今後、新規に露天掘りプロジェクトを開始する場合でも、コスト管理さえしっかりしていれば、このKearlプロジェクトのように当初の(ビチューメン製造までの)資本支出部分は処理能力(バーレル)当りUS4ドル程度(C\$4.50)で完成する²²可能性がある、ということである。

(9) その他

PetroChinaは2009年8月31日、Athabasca Oilsands Corpへの60%(19億カナダドル)出資を発表した。

但しこのAthabasca Oilsands CorpはShellが大規模に押し進めるアサバスカ・オイルサンド・プロジェクトとは無関係であり、ホームページ上の説明でも「弊社はオイルサンド開発用の土地を最も広大に所有しています。」と紹介されている。オイルサンド事業は不動産事業ではないので、土地の広さよりもむしろそのオイルサンド層の厚さや、深さ、そして主要インフラからの距離が重要であり、この会社の説明には少々疑問を持たざるを得ない。また、開発状況については政府認可が下りたばかりであり、これからやっとな道を作る作業にとりかかる模様である。さらにこの土地は油層が深く、露天掘りは不可能と考えられる。同社CEOはこれから150~200億カナダドル(1兆3,500億~1兆8,000億円)の資金が必要になると発言した、と報道されており、いくら中国を代表するPetroCinaでも、これだけの投資を本当にするのか、はなはだ疑問である。

²² 同じく同社HPでの発表数値。但し左記のCAPEXの数値81億ドルを生産見込み数量で割ってもこの数値は出てこない。81億ドルという数値にはその他の様々な数値を含んだ、かつ「最大限これだけの投資をする」といった広報的な意味もあるものと考えられる。実際同社CEOは2009年5月27日付のニュースの中で「コストは当初予想よりかなり低くなる見込み。」と発言している。

一方、減価償却年数を44年で計算すると、同社発表の数値と一致する。但し工場設備で44年という超長期償却は考えにくいので、広報的に大きく発表した部分が50%程度あり、かつ減価償却年数を20年程度としたもの、と筆者は推測している。

5. 日本の過去の石油資源獲得手法とオイルサンド

今年1月、日本で開かれた国際エネルギーシンポジウム²³で著名な石油専門家、フェレイダン・フェシヤラキ氏は次のように述べている。「過去、日本では石油開発については、権益をちょっとずつ取得していく、『子猫政策』を取って来た。一方中国はガツンと一発で仕留める、『虎政策』を取って来た。こうした政策の差もあり現在では日本の権益量は中国の権益量に遠く及ばない状況となっている。」

こうした現実を招いた背景には様々な要因があろうが、一つには自分の専門のみを極める方向に育てていく日本での人の育て方そのものの存在も影響しているように思われる。つまり欧米の石油開発技術者、特に経営に携わるレベルの人々は、若い頃（MBA等を取って）財務・経営の基礎部分程度はマスターした人々が中心であり、「儲かる事業」に対しては何であれ貪欲である（中国指導者層も同様）。一方日本では「石油でもうけよう」という金銭面への志向も無くはないが、一方では「この地層の構造を解明し新規に原油を発見しよう。」という探鉱技術面での志向がより強いようにも感じられる。

日本でカナダ・オイルサンド投資が盛り上がり来なかったことについては、この点も少なからず影響しているのではないかと思われる（これまで記述して来たように、オイルサンド事業は、従来型石油のように探鉱技術が鍵となる産業、というよりはむしろ【(石炭のような)採掘・開発+製油所】といった新業態であり、既に石油はそこにある。従って探鉱技術者が活躍する場は少ない。あとは如何に低コストで掘って精製するか、の勝負である）。またそれに加えて前述した「コストの誤解」が影響した可能性もある。

結果的に2000年代、Shell, Exxon, Totalといったメジャーや準メジャー各社はそれぞれカナダ・オイルサンド事業へ巨額の投資を行なって来た²⁴（ここ数年は中国石油会社も同様）。一方、日本および日本企業は逡巡してしまい、オイルサンドの新権益は全く獲得されていない。

日本全体、または企業全体として考えるならば、油田獲得で本来考慮すべきポイントは「本当に石油は安全確実に入手できるのか」「コストはいくらか」この2点であろう。しかしオイルサンドについては、前者について日本勢は結果的に研究不足であったと考えられ、後者については「コストはUS70ドル」との「誤解」が悪影響を及ぼした可能性がある、ということである。さらにオイルサンド事業の特徴から、探鉱技術者が活躍する場が限られるという点も、探鉱技術者を多く抱える企業に対して、影響を与えた可能性は否定できない。

²³ エネルギー推進委員会、新日本石油、弊所共催 国際パネルディスカッション「これからの石油・エネルギー情勢をどう見るか」弊所HPに要約および議事録を掲載。

²⁴ 但しこの3社のうち、Totalのプロジェクトについては投資環境の悪化等で進捗が休止している。

6. 日本の進む道とカナダ・オイルサンド

Easy oil が Peak Out しつつある現在、カナダ・オイルサンドは貴重な資源として私たちの目の前にある。操業コストはマスコミ等で良く聞かれる US70 ドルとは全く異なり、大規模露天掘りプロジェクトでは（油価 US100 ドルを前提としても）US30 ドル台前半である。

また、産地が OECD 国内にあるため、地政学的な危機状況に陥る危険性も極めて薄く、政治的な面でも国営化等で接収される心配は無い。種々のカントリーリスク調査ではカナダはむしろ日本よりも安定した国として日本より上位に位置している。

さらに、オイルサンドの製造は「主に工場による生産」であり、OECD 諸国では十数年程度しか埋蔵量の続かないであろう在来型原油に比べると、今後、我々の次の世代まで 30 年 40 年と連綿と続いてゆく。この産業は、いわゆるハイリスク・ハイリターンという在来型石油上流産業とは一線を画しており、工場での生産であるために、農耕民族型である日本人の特性と非常に良くマッチしている。最後に、製造過程で出る熱の節約が「CO₂削減」へと直結している点も日本人には非常に有利に働くと思われる。

こうした資源を開発するプロジェクトが現在、現地の資金不足から続々と凍結されている。但しプロジェクト自体の採算性は長期的に考えると非常に高く、その採算性を保つ条件は油価が US30 ドル程度以上であること²⁵と考えられ、これは投資基準としては非常に低いハードルであろう。油価ヘッジを使えば現時点でもすぐにリスク排除可能である。

一方日本では年金資金を始めとして、国債以外資金の確実な運用先が無くて困っている。今現在、こうした状況が我々の目の前に展開している。

近い将来、車は電気で走るようになるかもしれない。しかし我々の身の回りの多くの繊維・プラスチック類、そして飛行機、小型船舶等は 30 年先であっても石油を中心とした原料が必要であると思われる。資源の大部分を海外に依存する日本は、高齢化社会の進展で生産力が大きく低下する前までに今ある余裕資金を他国の国債等ではなく、資源に投資し、まずはこの先 30 年は利用できるエネルギー資源を確保する、という手を打っておくべきではないだろうか。

以上、本論文は公表された数値のみを使って検討してきた。カナダ・オイルサンド事業と日本のエネルギーとのかかわりについて、読者の方々の間で幅広い論議が起きることを期待したい。

(参考文献)

・各社 Annual Report Form 10K

²⁵ 本文でも指摘した通り、設備費は Suncor 社のコスト分析からバーレル当り US6.5 ドル、という数値が出ている。一方製造コストは油価約 US30 ドルであった 2003 年に US12~15 ドルという低コストであった。(実績値) 従って仮に設備費が Suncor 社の 2 倍、つまりバーレルあたり US13 ドルかかったとしても少なくとも油価が US30 ドル程度あれば、製造コスト US12~15 ドルに設備費 US13 ドルを加えても、販売価格 30 ドルを超えることはまず無いであろう、という推論が成立する。

- "Canada's Oil Sands An Energy Market Assessment June 2006" National Energy Board
- ConocoPhillips "2008 年アナリスト・ミーティング資料" Jim Mulva C.E.O
- ペトロテック (平成 12 年 1 月号) 「過熱するカナダ・オイルサンド開発事業」 乗田広秋
- 配管技術 (平成 13 年 10 月号) 「石油埋蔵量の誤解とカナダオイルサンド事業」 乗田広秋
- エネルギー資源学会 (平成 19 年 2 月)
「日本及び日本企業にとってのカナダ・オイルサンド事業 (露天掘り) 投資戦略」 乗田広秋
- JPEC 海外石油情報 (ミニレポート) 「オイルサンド・オイルシェールの開発状況」
(平成 20 年 11 月、平成 21 年 2 月、平成 21 年 5 月)
- 第 18 回 国際パネルディスカッション内容要旨 「これからの石油・エネルギー情勢をどう見るか」
(平成 21 年 2 月,エネ研HP掲載)
- 石油学会 「資源講演会 (平成 21 年 7 月)」 資料 「オイルサンド開発の動向と課題」 阿部 理

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp