

非在来型石油の開発状況について

(財)日本エネルギー経済研究所

森田裕二

本稿は、平成18年7月14日に開催された第7回会員懇談会での報告資料です。

内容

- オイルサンドの埋蔵量
- 生産の現状と予測
- 米国市場の動向
- ベネズエラの合成原油プロジェクト
- 合成原油プロジェクト参加企業の動向
- オイルサンドの課題

2002年初

億バレル

1.	サウジアラビア	2,618
2.	イラク	1,125
3.	UAE	978
4.	クウェート	965
5.	イラン	897
6.	ベネズエラ	777
7.	ロシア	486
8.	リビア	295
21. カナダ		49
世界計		10,320

2003年初

億バレル

1.	サウジアラビア	2,618
2.	カナダ	1,800
3.	イラク	1,125
4.	UAE	978
5.	クウェート	965
6.	イラン	897
7.	ベネズエラ	778
8.	ロシア	600
9.	リビア	295
世界計		12,131



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23日号においてカナダの石油埋蔵量を前年の49億バレルから一挙に1,800億バレルに引き上げた（世界の可採埋蔵量R/Pは前年の44年から50年に増加）。これは、従来非在来型石油に区分していたカナダのオイルサンドが、生産コストの低減により在来型石油に比肩し得る経済性を有するようになったと判断したためである。

	オイルサンド		超重質油	
	原始埋蔵量	可採埋蔵量	原始埋蔵量	可採埋蔵量
アフリカ	4,607	430	5	
北米	26,122	4,333	29	
カナダ	25,504	4,331	1	
米国	618	2	28	
南米	13		20,291	2,828
ベネズエラ			20,291	2,828
アジア・オセアニア	2,641	424	15	5
ヨーロッパ	2,549	286	70	3
中東	3		230	3
世界計	35,938	5,474	20,641	2,838

●重質油 ; API 10 ~ 20度 (密度0.934 ~ 1.000 g/cm³)、油層内粘度最大10,000cP

●超重質油 ; API 10度以下 (密度1.000以上)、油層内粘度最大10,000cP

●ビチュメン(オイルサンド); API 10度以下 (密度1.000以上)、油層内粘度10,000cP以上

在来型石油 (Conventional Oil) は、通常API比重が20度 (密度0.934 g/cm³) 以上で流動性を有するものに限定されている。

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。

- 既に実用化されている技術、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こと
- 販売する市場、需要が既に形成されていること

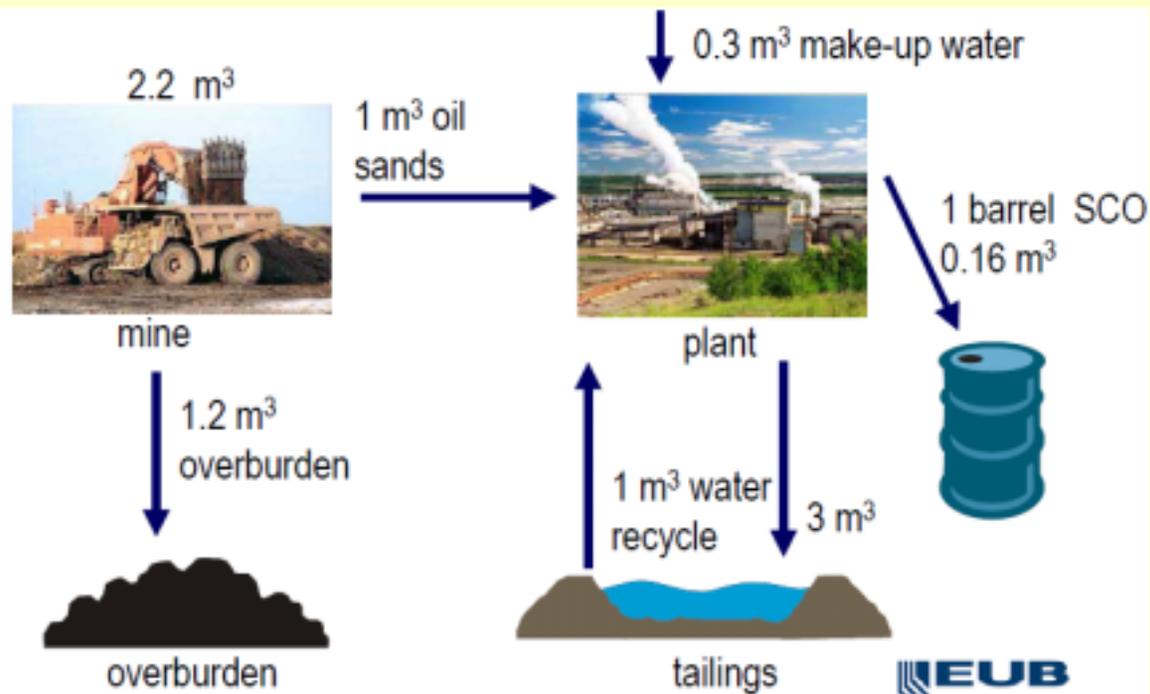
(注) IEA : Oil is considered **conventional** if it is produced from underground reservoirs by means of wells.

露天掘り

究極可採埋蔵量: 650億バレル(EUB)



オイルサンドは粘度が高く油層状態で流動しない半固体状の原油であることから、地表から50m程度の深度に存在するオイルサンドは、表土を剥いで露出させたオイルサンド層を砂ごと地表に取り出し、熱水で油分を分離する方法(露天掘り)が採られる。



オイルサンド2.2m³から約1バレルの合成原油が生産される

オイルサンドの露天掘りによる商業生産は1967年にGreat Canada Oil Sand(現Suncor)が開始し、1978年にSyn crudeがこれに続いた。現在はSuncor、Syn crude、Shell/Albianによる合成原油の生産が中心

オイルサンドの生産方式（露天掘り）



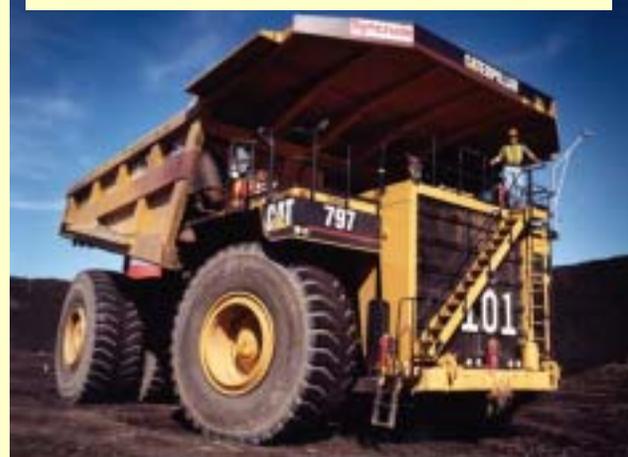
Dragline



Shovel & Truck Operation



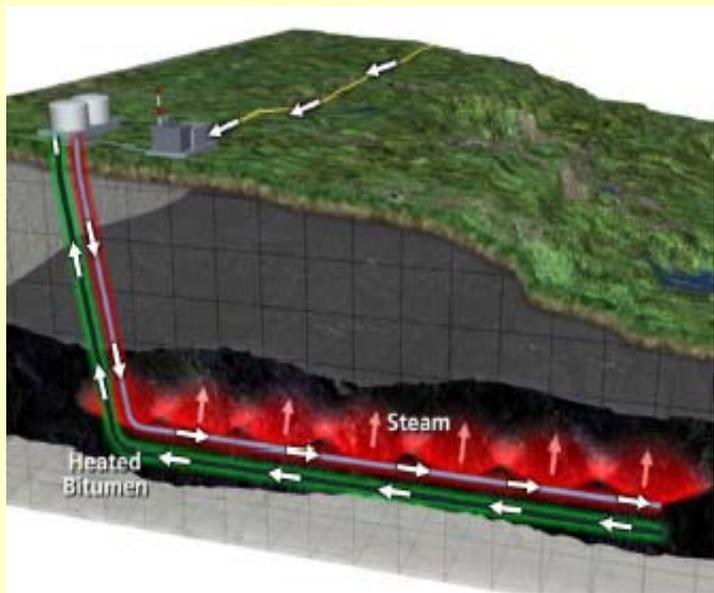
Belt Conveyor



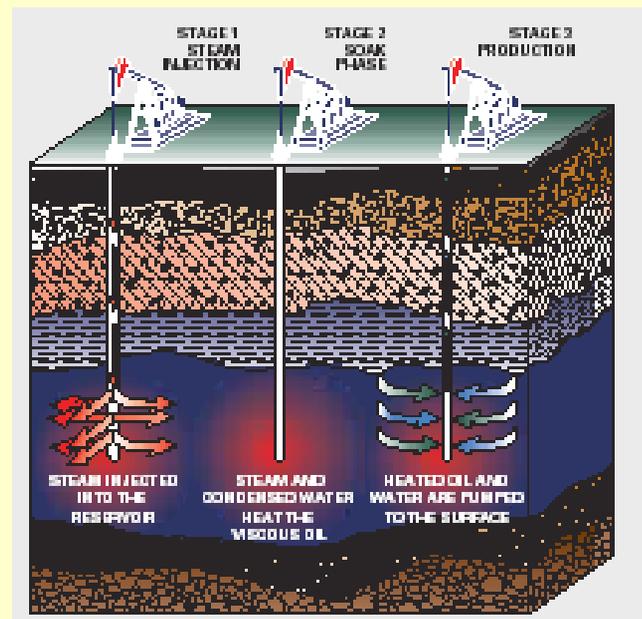
当初の大型のドラッグラインによる採掘とベルトコンベヤーによる輸送の組み合わせによる採掘方式から、パワーショベルによる採掘と大型ダンプカーによる輸送の組み合わせへの変更がオイルサンドの生産性向上に大きく寄与した

油層内回収

究極可採埋蔵量：2,500億バレル(EUB)

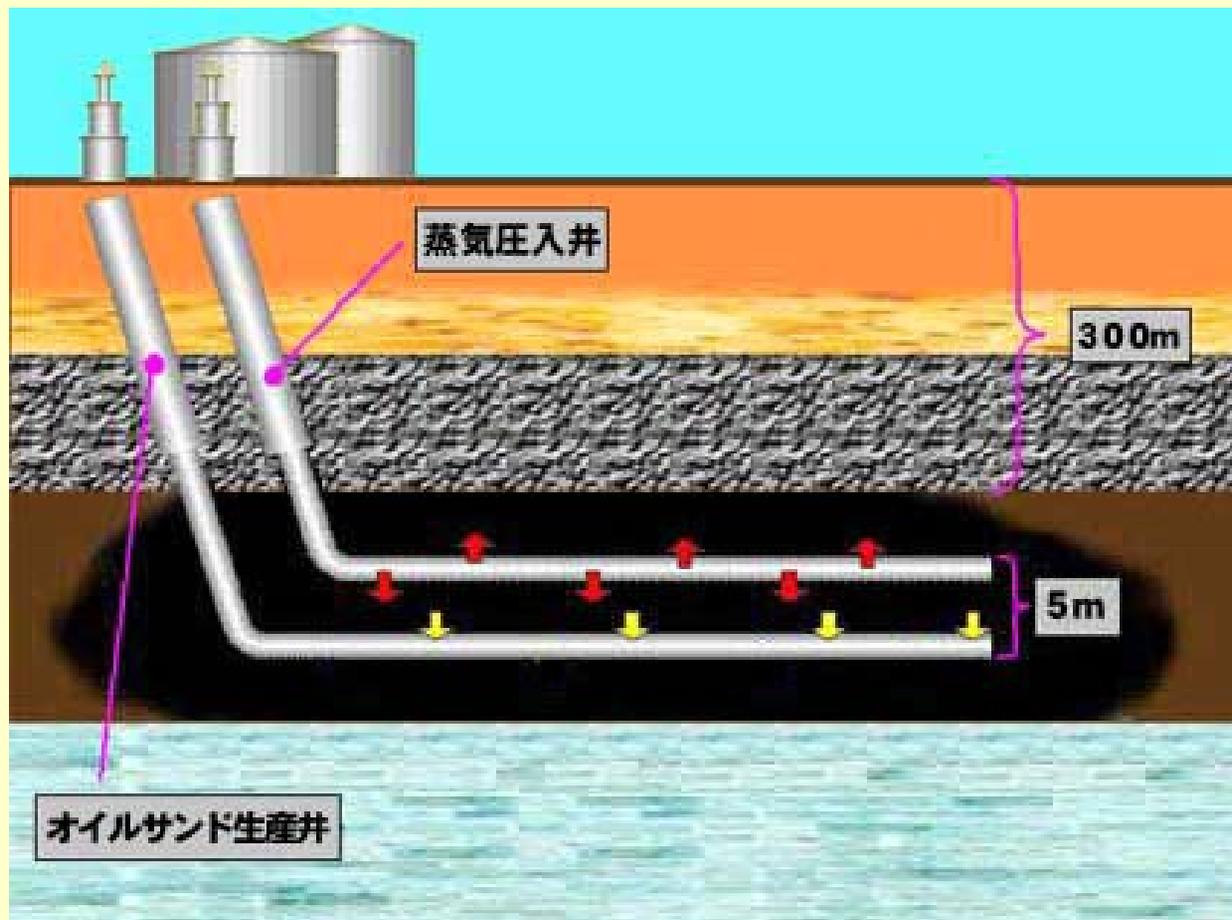


SAGD



CSS

Imperial Oilの採掘方式(1985年商業化)であるCSS (Cyclic Steam Stimulation)方式は、水蒸気の圧入・静置・ビチューメンの生産を1サイクルとして6～18ヶ月単位でこのサイクルを繰り返すもので、ビチューメンの回収領域が坑井の近傍に限られることから回収率は20～25%程度にとどまる。



SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) 方式は、750 ~ 1,000mの2本の水平井を掘削、上部の水平井から水蒸気を油層内に圧入する。加熱により流動性を得たビチューメンを下部の水平井から回収。生産量は1ペアで1,000 ~ 1,500B/D程度 (回収率70%)

オイルサンドの性状

	ビチュメン	希釈ビチュメン (Cold Lake Blend)	合成原油	WTI原油	アラブ エキストラ ライト	アラブライト	アラブヘビー	ドバイ原油
API	8.3	22.6	34.8	39.6	38.4	32.7	27.5	30.6
硫黄分	4.8	3.4	0.1	0.18	1.16	1.80	2.92	2.00
LPG Vol%	0.0	0.3	2.8	2.1	1.7	1.7	2.8	2.4
ナフサ	1.5	23.9	17.7	27.5	23.2	17.9	15.4	24.8
灯油	1.7	12.0	12.0	21.0	10.7	9.6	7.0	9.8
経由	13.9	7.3	33.8	13.6	22.5	24.1	22.2	20.5
VGO	31.9	17.6	33.4	23.5	41.9	46.7	52.6	25.7
減圧残油	50.8	38.9	0.0	10.3				16.7

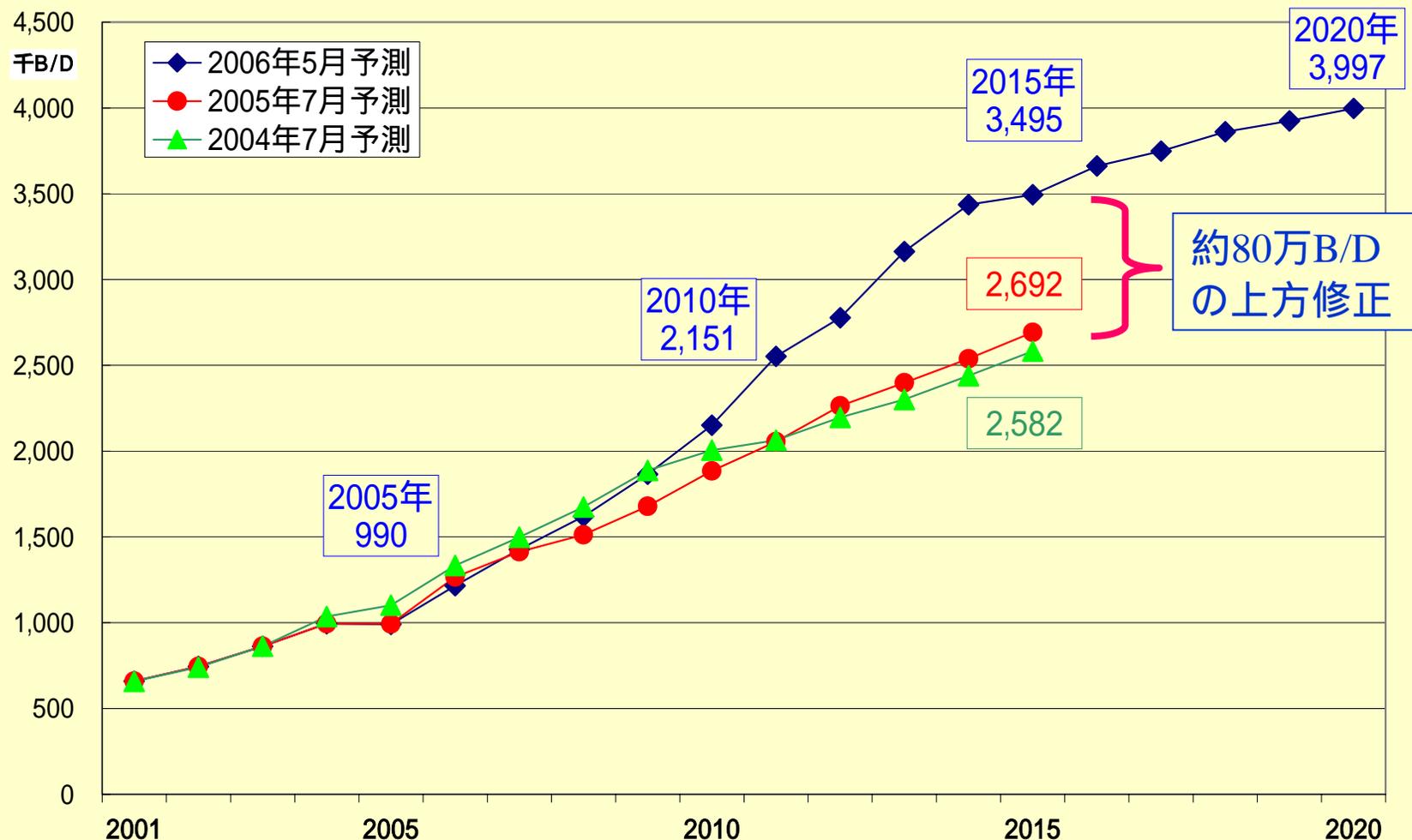
- オイルサンド(ビチュメン)は、そのままでは流動性に乏しくパイプライン輸送に適さないことからコンデンセートを約30%混合し、希釈ビチュメンとして出荷される
- 希釈ビチュメンは重質で硫黄分も多いため、米国ではWTI原油からディスカウントされた価格で取引される。
- 合成原油はビチュメンを二次装置にかけて軽質化し、同時に硫黄分を取り除いたもので、軽質かつ低硫黄の原油として米国ではWTI原油と同等の価格で取引されている (Syncrude社の例では2005年平均でWTI原油に対し0.87USドルのプレミアム)。

単位：US\$/合成原油BBL

	2002年	2003年	2004年	2005年
合成原油生産量(百万バレル)	83.8	77.3	87.2	78.1
合成原油生産量(万バレル/日)	23.0	21.2	23.8	21.4
ピチュメン生産コスト (US\$/BBL)				
被覆土除去コスト	1.61	1.98	1.62	1.81
生産コスト	4.27	5.25	5.56	7.36
購入エネルギー	0.76	1.42	1.72	3.17
計	6.64	8.66	8.90	12.34
アップグレーディングコスト				
生産コスト	2.06	2.73	2.51	3.24
触媒・維持費	0.76	1.33	0.55	2.09
購入エネルギー	0.76	1.75	1.54	2.68
計	3.58	5.80	4.59	8.01
一般管理費・研究開発費	0.64	0.58	0.81	1.59
合計	10.86	15.04	14.91	21.74
出荷価格 (FOB)	25.80	30.56	40.23	57.84
営業粗利益	14.94	15.52	25.32	36.10
(参考)WTI@Cushing価格	26.15	30.99	41.47	56.70

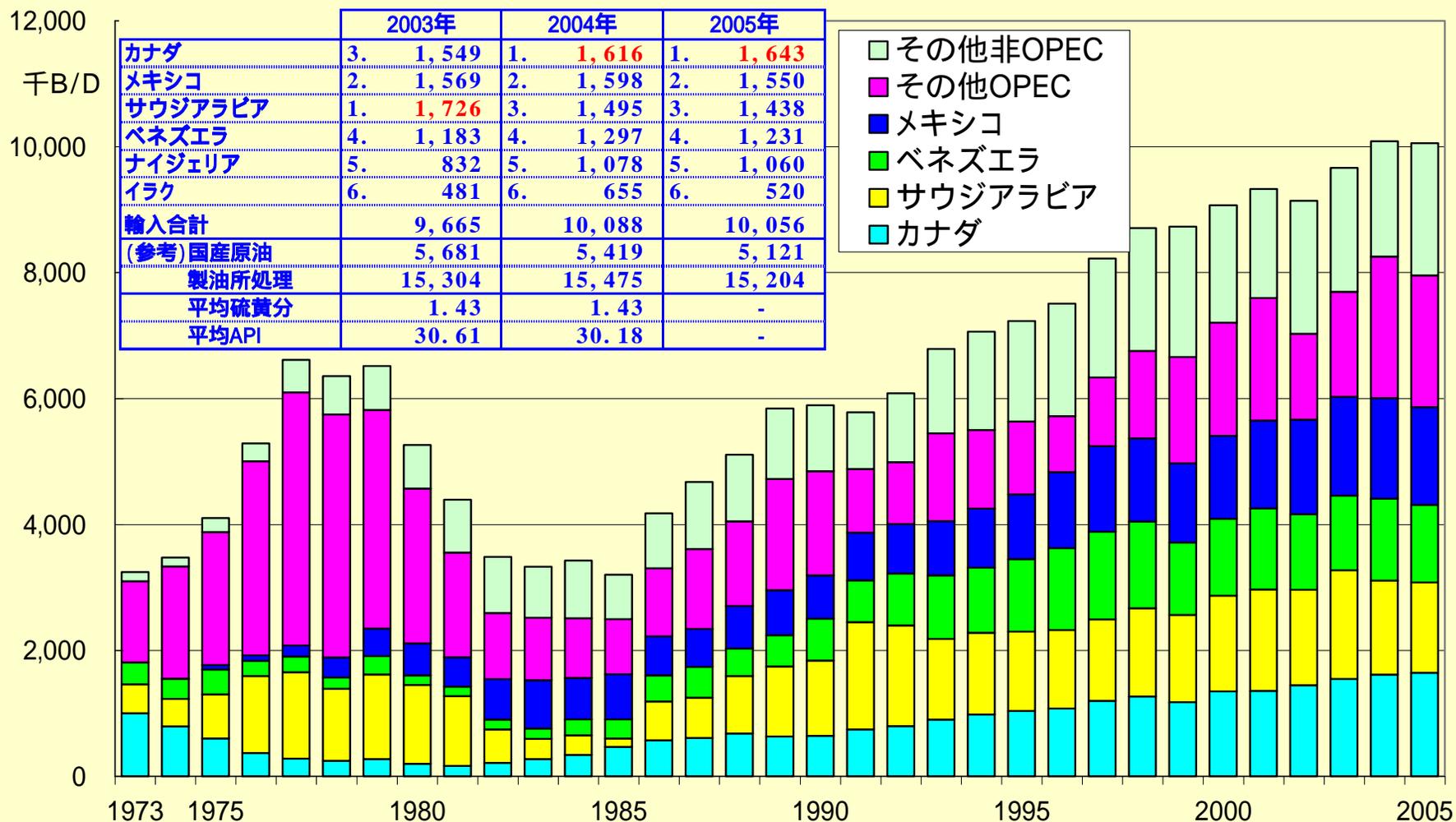
油価の上昇に伴い購入エネルギーコストが上昇しているが、出荷価格の上昇により粗利益も増加している

単位：千B/D

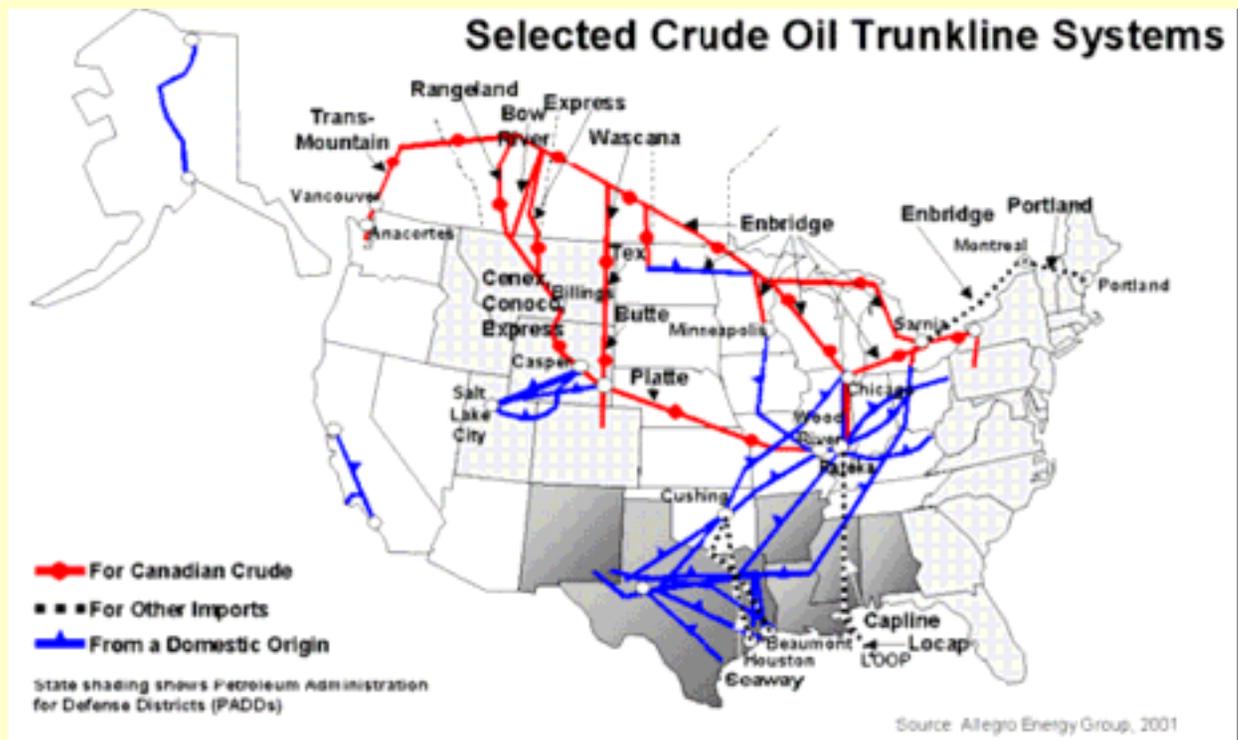


CAPPによれば、在来型石油を含めたカナダの石油生産量は2005年の250.9万B/Dから2015年に461.7万B/D、2020年には487.8万B/Dとほぼ倍増する見通し

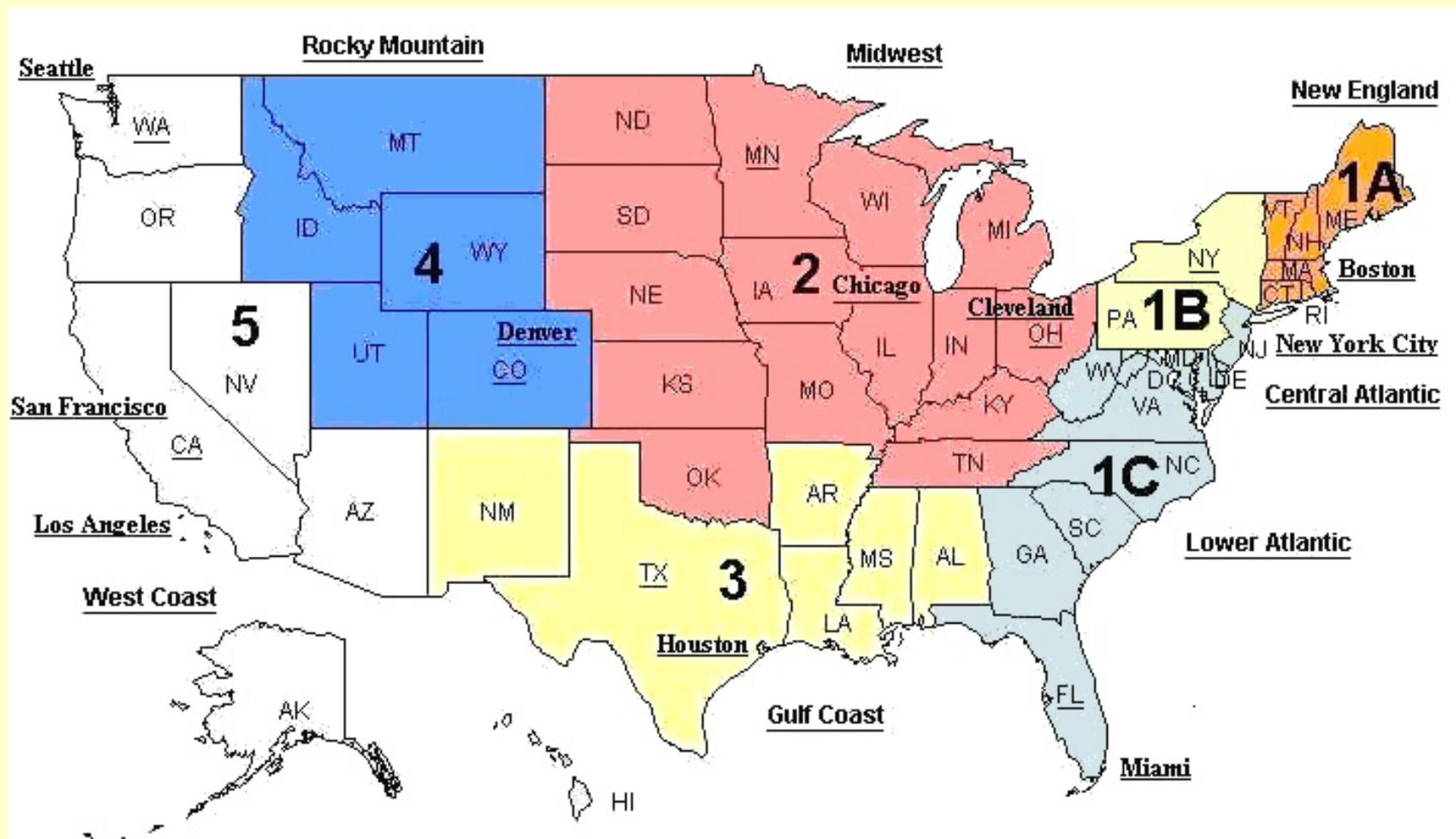
米国の石油輸入量の推移



米国の輸入原油は2004年にカナダが首位となり、サウジアラビアは3位となった。2005年のカナダからの輸入量は164万B/D、全輸入量の16.3%を占めている。

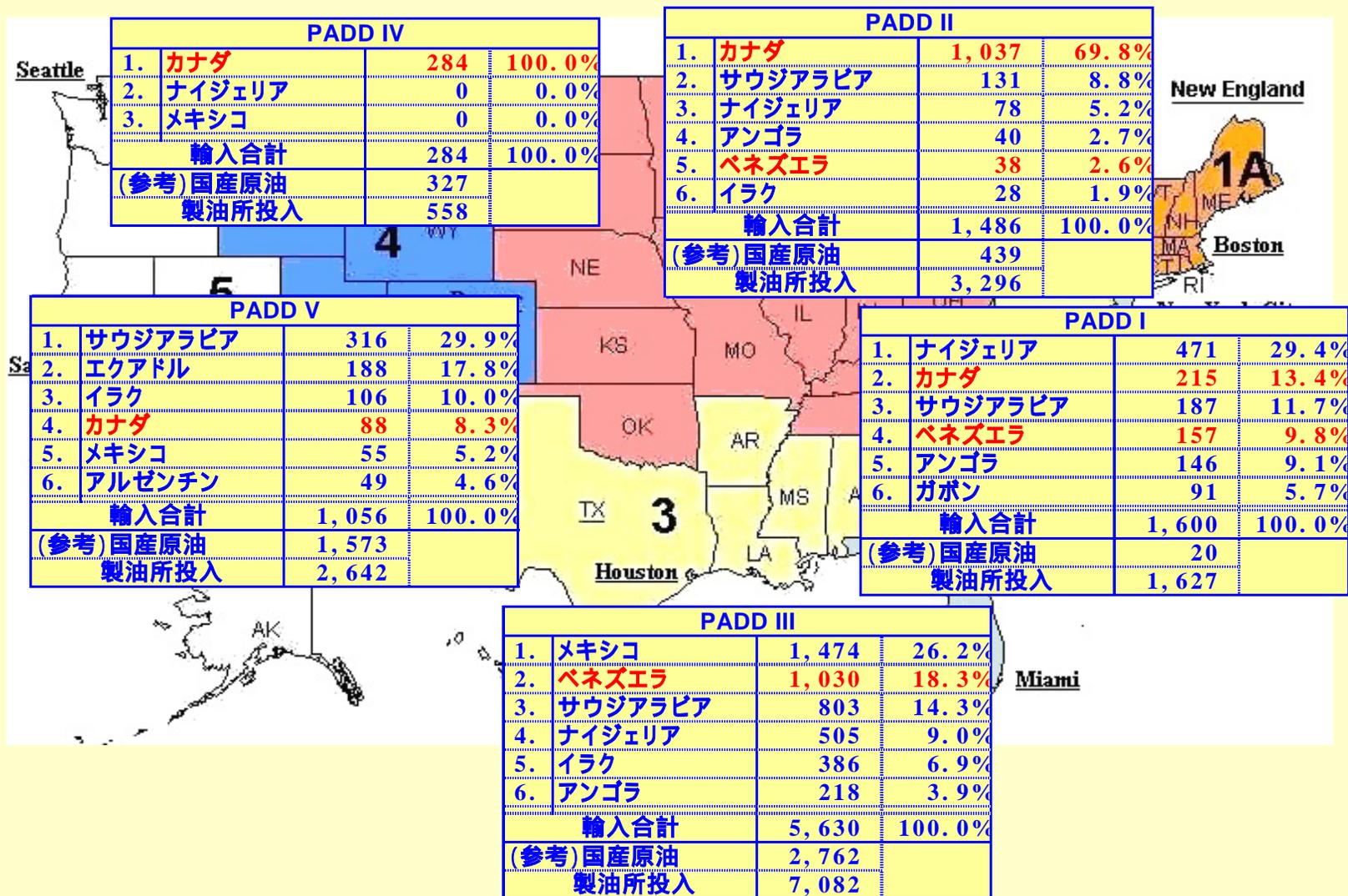


- オイルサンドの出荷は全てパイプラインによって行われる。オイルサンドの生産拡大と同時にパイプライン輸送能力の増強が課題となっている。
- オイルサンドの輸送における幹線パイプラインとしてはEnbridge (210万B/D)、Kinder Morgan (前Terasen Pipelines, Inc.) のTrans-Mountain (28万B/D)とExpress (22.5万B/D)の3本がある。Enbridge、Expressは米国内のパイプラインと接続している。
- CAPPによると1990年代にパイプライン能力は55万B/Dの増強が行われたが、今後2010年までに更に74万B/Dの増強が計画されている。

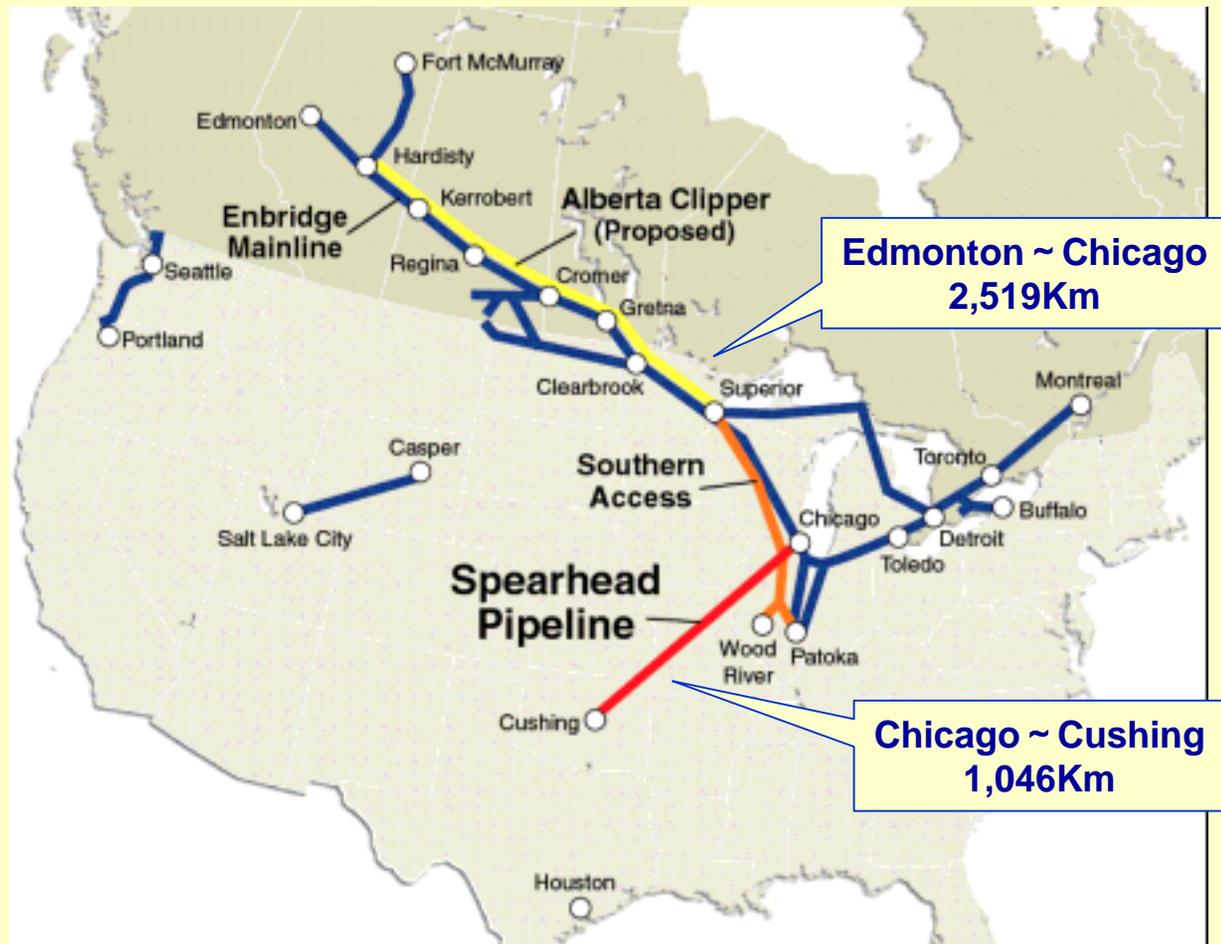


全土を5つに区分するPADD (Petroleum Administration for Defense District) は、第二次世界大戦中に石油の配給管理を目的に定められた地理的区分で、現在もエネルギー省の統計収集に用いられている。

米国の原油輸入（2005年）



カナダ産原油はPADD IIとPADD IVではほぼ独占の状態にあるが、PADD Iでは競合、PADD III、PADD Vでは殆ど実績が無い（輸送インフラの不足による）



2006年3月、Enbridgeは米国PADD IIIの中心地であるオクラホマ州Cushingに至るSpearhead Pipelineを開設、オイルサンドのPADDIIIにおける販売を可能にした。

(注) 輸送能力12.5万B/D、Chicago ~ Cushing輸送コスト1.5ドル/BBL、Edmontonからの輸送期間47日

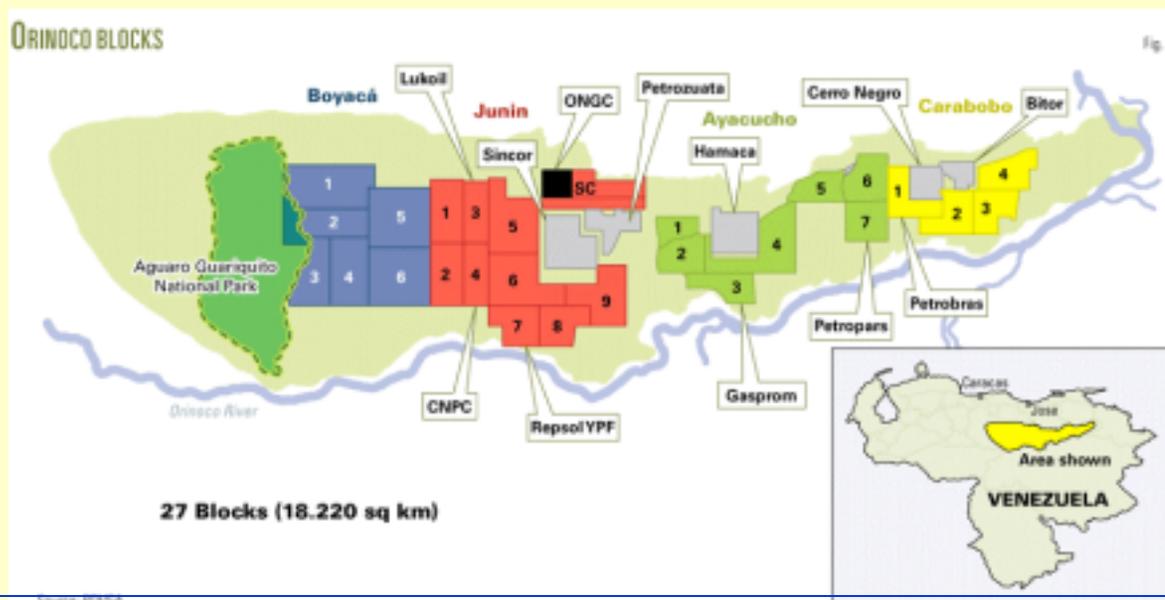
米国上下両院合同経済委員会によるオイルサンドのスタディ結果(2006年6月)

- カナダ、アルバータ州におけるオイルサンドの生産量はカタールの生産量に相当する。確認埋蔵量はサウジアラビアの在来型石油の資源量に匹敵することから、この非在来型石油資源からの生産ポテンシャルは巨大である。
- カナダの在来型石油の生産量は減少傾向にあるが、現下のオイルサンドの活発な開発状況を鑑みるとここ10年以内に世界の第5～7位の生産国になる可能性*を秘めている。
- オイルサンドの開発はOPECの生産戦略にも影響を及ぼす。より生産コストの低い在来型石油の生産量には制約があり、市場価格を高値で維持する結果、オイルサンドの開発が一層加速されることとなる。
- オイルサンドの開発速度は、中国、インドの経済発展に伴う世界的な石油需要にOPECがどのように対応してゆくかにかかっている。仮にOPECの生産戦略が価格を高値で維持するものであれば、オイルサンドへの投資意欲は拡大を続けよう。
- オイルサンドの生産拡大は、短期的には資機材の上昇に伴うコストの増加を招く。ただ、資機材の投入、インフラの整備が順調に進めば、技術的な進展とも相俟って生産コストは安定化する。この時点で、巨大な資源量を背景とするオイルサンドの供給がOPECの価格の上限値を支配することになるう。
- 巨大な供給ポテンシャルの存在は、北米ならびに世界のエネルギーセキュリティを高めることが期待される。

* :BP統計によると2005年の生産量は304.7万B/D、中国の362.7万B/Dに次いで世界第7位、ベネズエラは300.7万B/Dで8位

オイルサンド開発の優位性

- 民間による開発が保証されていること;
Privatized oil sector with assured property rights and reasonable royalty payment regime
- 生産者が価格の決定権を有すること;
Oil sands producers are price takers and subject to laws governing competition similar to those in the U.S.
- 安全な輸送ルートが確保されていること;
Secure and efficient oil export shipping routes
- 開發生産における透明性;
Transparency in oil reserve estimates, production activity, and development plans



- オリノコ・オイルベルトはオリノコ川北岸Monagas、Anzoategui、Guaricoの3州をまたぐ東西800Km、南北200Kmの地域に、油層面積54,000Km²に及ぶ単独鉱床としては世界最大規模の鉱床として賦存している。
- PDVSAは2006～2012年の間に約150億ドルを投じ、超重質油の生産量を現在の60万B/Dから120万B/Dに引き上げる計画である。第1フェーズではCarabobo (Cerro Negro)、Ayacucho (Hamaca)、Junin (Zuata)、Boyacá (Machete)の4地域27ブロックの埋蔵量評価を行う
- PDVSAは55,314km²の地域に原始埋蔵量1.36兆バレル(Boyacá 4,890億、Junin 5,570億、Ayacucho 870億、Carabobo 2,270億)が存在しており、27ブロックの原始埋蔵量3,130億バレルに対して2,360億バレルの可採埋蔵量を確認したいとしている。

単位：千B/D

区分	2001	2002	2003	2004	2005
在来型石油	2,603	2,185	1,934	2,057	2,077
オリノコ原油	204	405	424	533	629
原油生産量計	2,807	2,590	2,358	2,590	2,706
NGL、コンデンセート	225	216	183	208	215
オリマルジョン	110	104	58	90	90
石油生産量計	3,142	2,910	2,599	2,888	3,011

出所：IEA/OMR

- オリノコ・オイルベルトに賦存する石油はAPI 7～10度、硫黄分3.2～4.0wt%の超重質油で、極めて粘度が高く通常の方法では採取できない。
- 現在メジャーズによる4つの合成原油プロジェクトが稼動しており、いずれも井戸元で軽質油を混合し、API 16度程度にした上で210Km離れたJose地区にパイプライン輸送、ここで二次装置によりアップグレードした上で輸出する方式を採用している。
- また、国営石油会社PDVSA (Petroleos de Venezuela South America) 傘下のBitor社は超重質油に約30%の水と界面活性剤とを混合したオリマルジョン (Orimulsion) の生産を行っており、イタリア、カナダ、デンマーク、中国、韓国等に輸出している。

プロジェクト名	参加会社	PDVSA権益 (%)	確認埋蔵量 (百万BBL)	生産開始	合成原油生産量 (千B/D)	合成原油平均API (度)
Junin (Petrozuata)	ConocoPhillips (50.1)	49.9	2,567	1998年8月	120	16-19
Boyacá (Machete, Sincor)	Total (47), Statoil (15)	38.0	3,497	2000年12月	210	30-32
Ayacucho (Hamaca)	ChevronTexaco (30), ConocoPhillips (40)	30.0	1,046	2001年10月	190	25-27
Carabobo (Cerro Negro)	ExxonMobil (41.67), BP (16.67)	41.7	3,373	1999年11月	120	16
計			10,483		640	



TotalのSincorプロジェクトのみがAPI 8.5度をAPI 32度までアップグレードし、一般向けに輸出している。他のプロジェクトは参加会社の製油所で引取り、改めて精製処理を行なうことが前提となっている。従ってアップグレードの程度は受入先の製油所の装置構成によって決定されており、合成原油のAPI比重、硫黄分などはプロジェクトごとにさまざまである。

民族主義の台頭、石油国有化の動き

- 2004年10月、チャベス政権は合成原油プロジェクトのロイヤリティを1%から16.6%に引き上げ
- 2005年5月、National Assembly はSincorプロジェクトの114,000 b/dを上回る生産部分についてロイヤリティを30%とすることを宣言
- 2005年6月、税務当局 (Seniat) は4つの合成原油プロジェクトのIncome Taxを50%とすることを検討中と発表
- 2006年3月、Seniatは2001年～2004年の事業税 (Income Tax) を36%から50%に改定し、不足税額分を各社に請求
- 2006年5月、チャベス大統領は2001年の炭化水素法を改訂し、16.6%のロイヤリティに代わり、33.3%の‘extraction tax’ の創設を宣言。同時に輸出1バレルにつき0.1%の輸出税を新設することを発表。
- 2006年5月、Rafael Ramirez石油大臣は合成原油プロジェクトに対するPDVSAの参加比率を60%に引き上げる意向を表明
- 2006年5月、国際各付会社のFitch Ratingsは合成原油4プロジェクトの格付を‘BB’から‘B+’に引き下げ
- 2006年6月、SeniatはSincorプロジェクトに対し102万ドルの納税不足分を請求

(参考) Citgoの原油輸入 (2004年)

PADD II			
1.	カナダ	136	92.6%
2.	ロシア	8	5.6%
3.	イラク	3	1.8%
輸入合計		147	100.0%
(参考)精製能力		160	
(参考)平均硫黄分		1.5	
平均API		29.4	

単位：千B/D

PADD I			
1.	ベネズエラ	53	100.0%
輸入合計		53	100.0%
(参考)精製能力		51	
(参考)平均硫黄分		3.9	
平均API		12.2	



PADD III			
1.	ベネズエラ	539	77.6%
2.	エクアドル	38	5.5%
3.	イギリス	34	4.9%
4.	アルジェリア	26	3.7%
5.	イラク	12	1.7%
6.	クウェート	9	1.3%
輸入合計		694	100.0%
(参考)精製能力		779	
(参考)平均硫黄分		1.8	
平均API		22.9	

PDVSAの米国子会社であるCITGOは合併会社 Lyondell Citgo Refining (Lyondell 58.75%、Citgo 41.25%、現在売却を検討中)を含め99.0万B/Dの精製能力を保有している(ガソリンスタンドは全米に13,000ヶ所)。輸入原油量は89.4万B/D(精製能力の90.3%)で、うちベネズエラ原油は59.1万B/D、66.1%を占める。ただ、イリノイ州Lemont製油所はカナダ産原油13.6万B/D(92.6%)を輸入している。

単位: 千B/D

PADD IV		
1. カナダ	57	100.0%
2. ナイジェリア	0	0.0%
3. メキシコ	0	0.0%
輸入合計	57	100.0%
(参考)精製能力	58	
(参考)平均硫黄分	1.8	
平均API	29.5	

PADD II		
1. カナダ	89	54.8%
2. サウジアラビア	43	26.7%
3. イラク	14	8.5%
4. イギリス	6	3.9%
5. ナイジェリア	3	2.1%
6. ロシア	3	2.1%
輸入合計	162	100.0%
(参考)精製能力	500	
(参考)平均硫黄分	2.2	
平均API	27.9	

PADD I		
1. ナイジェリア	97	26.5%
2. カナダ	90	24.5%
3. イギリス	76	20.7%
4. アンゴラ	60	16.3%
5. ノルウェー	22	5.9%
6. ガボン	8	2.2%
輸入合計	366	100.0%
(参考)精製能力	415	
(参考)平均硫黄分	0.3	
平均API	35.3	

PADD V		
1. ナイジェリア	41	24.6%
2. カナダ	28	16.8%
3. イギリス	22	13.3%
4. イラク	17	10.0%
5. エクアドル	14	8.2%
6. メキシコ	12	7.2%
輸入合計	168	100.0%
(参考)精製能力	611	
(参考)平均硫黄分	0.4	
平均API	33.2	



PADD III		
1. ベネズエラ	215	51.2%
2. メキシコ	104	24.6%
3. ナイジェリア	54	12.8%
4. サウジアラビア	31	7.3%
5. イラク	12	2.8%
6. イギリス	3	0.7%
輸入合計	421	100.0%
(参考)精製能力	614	
(参考)平均硫黄分	2.3	
平均API	23.0	

総精製能力219.8万B/Dのうち117.4万B/D(53.4%)を輸入、うちベネズエラは21.6万B/D(18.4%)とPADD IIIでは最大、カナダは全体で26.4万B/D(22.5%)

単位：千B/D

PADD IV		
1. カナダ	20	100.0%
輸入合計	20	100.0%
(参考) 精製能力	60	
(参考) 平均硫黄分	1.8	
平均API	28.9	

PADD II		
1. カナダ	214	100.0%
輸入合計	214	100.0%
(参考) 精製能力	238	
(参考) 平均硫黄分	0.6	
平均API	32.3	



PADD III		
1. メキシコ	402	36.2%
2. イラク	172	15.5%
3. サウジアラビア	150	13.5%
4. ベネズエラ	107	9.6%
5. クウェート	78	7.0%
6. ナイジェリア	36	3.3%
輸入合計	1,110	100.0%
(参考) 精製能力	1,399	
(参考) 平均硫黄分	1.8	
平均API	30.4	

総精製能力184.7万B/Dのうち134.5万B/D(72.8%)を輸入、うち**ベネズエラは10.7万B/D(7.9%)**、**カナダは23.4万B/D(17.4%)**。輸入国では**メキシコが最大(40.2万B/D、29.9%)**

BPの原油輸入（2004年）

単位：千B/D

PADD V			
1.	イラク	58	36.0%
2.	サウジアラビア	42	26.5%
3.	アルゼンチン	40	25.1%
4.	アンゴラ	6	3.6%
5.	クウェート	3	1.7%
6.	カナダ	1	0.7%
輸入合計		160	100.0%
(参考)精製能力		498	
(参考)平均硫黄分		1.7	
平均API		28.8	



PADD II			
1.	カナダ	153	71.7%
2.	ナイジェリア	37	17.6%
3.	アンゴラ	6	3.0%
4.	コロンビア	6	2.7%
5.	イラク	2	0.9%
6.	サウジアラビア	2	0.8%
輸入合計		213	100.0%
(参考)精製能力		570	
(参考)平均硫黄分		1.5	
平均API		26.5	

PADD III			
1.	サウジアラビア	83	28.2%
2.	ナイジェリア	61	20.5%
3.	メキシコ	42	14.1%
4.	トリニダードトバゴ	41	13.8%
5.	イラク	19	6.5%
6.	グアテマラ	18	6.0%
輸入合計		296	100.0%
(参考)精製能力		437	
(参考)平均硫黄分		1.5	
平均API		29.4	

総精製能力150.5万B/Dのうち66.9万B/D(44.4%)を輸入、うちカナダが最大で15.5万B/D(23.2%)
ベネズエラは0.2万B/D(0.2%)。輸入国ではサウジアラビア(12.7万B/D、19.9%)がカナダに次ぐ。

単位：千B/D

PADD IV		
1.	カナダ	13 100.0%
輸入合計		13 100.0%
(参考)精製能力		45
(参考)平均硫黄分		0.5
平均API		33.2

PADD I		
1.	メキシコ	38 83.4%
2.	チャド	6 13.5%
輸入合計		46 100.0%
(参考)精製能力		80
(参考)平均硫黄分		3.4
平均API		21.2

PADD V		
1.	サウジアラビア	204 52.4%
2.	イラク	75 19.4%
3.	エクアドル	26 6.7%
4.	アンゴラ	14 3.5%
5.	アルゼンチン	11 2.7%
6.	チャド	6 1.6%
輸入合計		389 100.0%
(参考)精製能力		557
(参考)平均硫黄分		1.5
平均API		31.1



PADD III		
1.	メキシコ	223 73.2%
2.	ナイジェリア	21 7.0%
3.	ベネズエラ	17 5.6%
4.	イラク	14 4.5%
5.	エクアドル	9 2.8%
6.	クウェート	6 2.0%
輸入合計		305 100.0%
(参考)精製能力		325
(参考)平均硫黄分		2.9
平均API		23.2

総精製能力100.7万B/Dのうち75.2万B/D(74.7%)を輸入、うちカナダは1.3万B/D(1.7%)、**ベネズエラは1.7万B/D(2.3%)**。輸入国ではメキシコが最大(26.1万B/D、34.7%)、サウジアラビア(20.9万B/D、27.8%)がこれに次ぐ



単位：千B/D

製油所はテキサス州Port Arthurのみ。精製能力23.4万B/Dのうち18.6万B/D(79.6%)を輸入、うちベネズエラは4.1万B/D(22.1%)。輸入国ではイラクが最大(6.5万B/D、34.9%)でベネズエラはこれに次ぐ。

PADD III		
1.	イラク	65 34.9%
2.	ベネズエラ	41 22.1%
3.	アルジェリア	28 15.3%
4.	コロンビア	18 9.5%
5.	サウジアラビア	10 5.2%
6.	ノルウェー	9 4.9%
	輸入合計	186 100.0%
(参考)	精製能力	234
(参考)	平均硫黄分	0.4
	平均API	37.0

輸入国	全米計	Conoco-Phillips	Exxon-Mobil	BP	Chevron	Total	Citgo-Lyondell	6社計	同左シェア%
カナダ	1,616	264	234	155	13	0	138	804	49.7
メキシコ	1,598	116	402	42	261	0	0	820	51.3
サウジアラビア	1,495	74	150	127	209	10	0	570	38.1
ベネズエラ	1,297	216	107	2	17	41	591	973	75.0
ナイジェリア	1,078	195	36	98	21	1	0	352	32.7
イラク	655	43	172	79	89	65	14	461	70.4
アンゴラ	306	69	18	14	15	0	5	121	39.7
クウェート	241	0	78	14	6	0	9	107	44.2
イギリス	238	107	3	2	3	2	34	151	63.3
輸入合計	10,088	1,174	1,345	669	752	186	894	5,019	49.7
精製能力	17,125	2,198	1,847	1,505	1,007	234	990	7,779	45.4
平均硫黄分	1.4	1.4	1.6	1.5	2.2	0.4	2.1	1.7	
平均API	30.2	29.3	30.3	28.3	27.3	37.0	22.7	28.2	

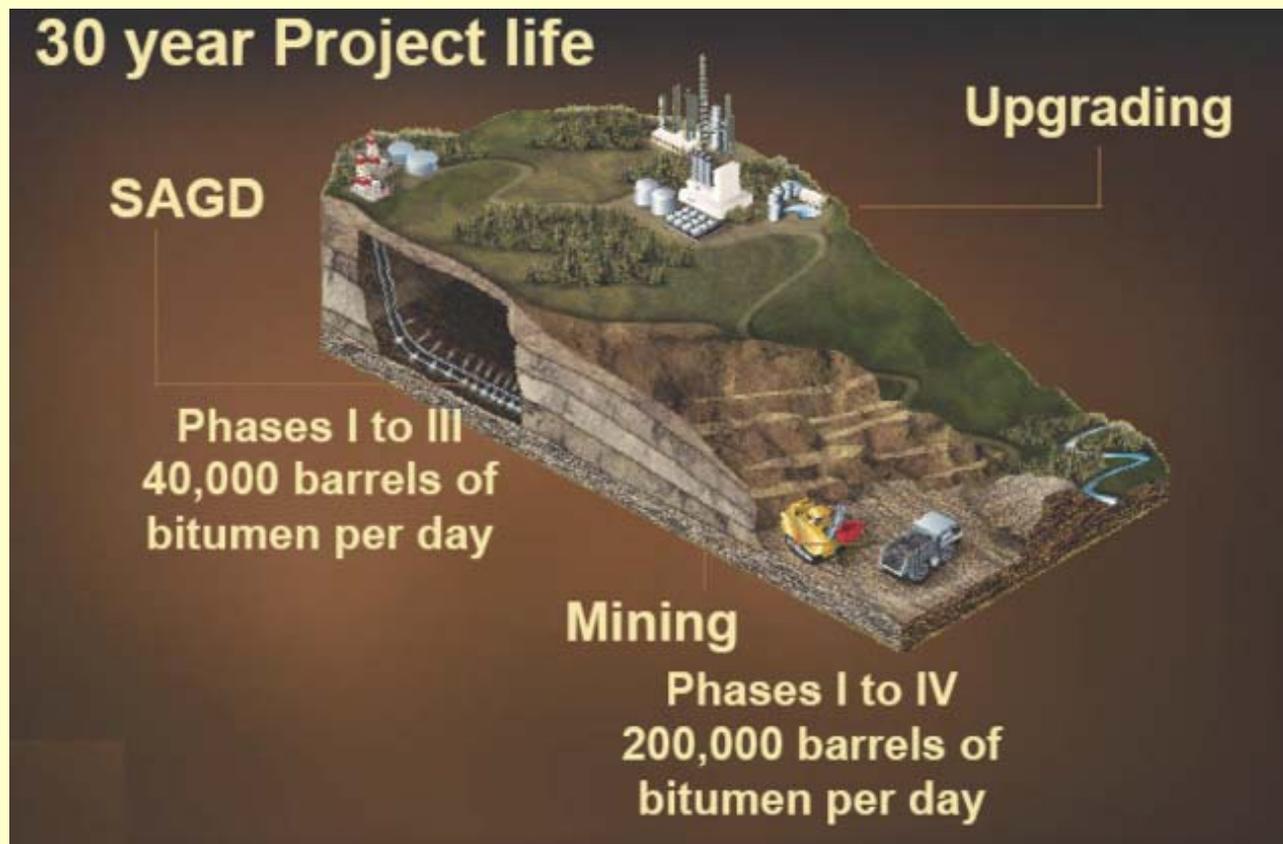
●ベネズエラの合成原油プロジェクト参加会社であるConocoPhillips、ExxonMobil、BP、Chevron、Totalの5社による2004年のベネズエラ原油輸入量(自社製油所分)は383千B/D、2004年の全ベネズエラ原油輸入量1,297千B/Dの**29.5%**。これにCitgoの輸入量591千B/Dを加えると**全ベネズエラ原油輸入量の75.0%**に達する。

●輸入量に占めるベネズエラ原油の割合、輸入国の中での順位などから見て、ベネズエラの石油政策の影響を大きく受けるのがTotal、ConocoPhillipsで、ExxonMobil、BP、Chevronへの影響は比較的軽微と見られる

- Chevron ;
 - ShellのAthabasca Oil Sands Project (AOSP)に参加 (Shell Canada Limited 60%、Chevron Canada Limited 20%、Western Oil Sands L.P. 20%)。露天掘りのMuskeg River Mine (埋蔵量16億バレル)より155千B/Dのビチューメンを生産、Scotford Upgraderで合成原油として出荷
 - 2010年に255千B/Dへの拡張計画があるが、所用資金は50%増の見込み (73億C\$ 110億C\$)
 - 2006年2月、AOSPの南西部に5鉱区を取得、原始埋蔵量75億バレル、生産量10万B/D (油層内回収)を期待
- ExxonMobil ;
 - Imperial Oil (69.6%出資)のCold Lake Projectより126千B/D (2004年)のビチューメンを生産 (1964年生産開始)
 - Imperial Oil を通じSyncrude社生産量238千B/D (2004年)の25%の権益を保有
 - Kearl Oil Sands Project (Imperial 70%、ExxonMobil Canada Properties 30%、可採埋蔵量44億バレル)の開発を計画 (露天掘り、2007年着工、2010年10万B/D、2018年30万B/D)

Syncrude社株主構成: Canadian Oil Sands 36.74%, Imperial Oil 25.0%, Petro Canada 12.0%, Nexen 7.23%, ConocoPhillips 9.03%, Murphy Oil 5.0%, Mocal Energy 5.0%

- ConocoPhillips、 Total ;
- ConocoPhillipsはSyncrude社に9.03%を出資
- Surmont Oil Sands Project (ConocoPhillips 50%、 Total 50%) は露天掘りとSAGDにより2006年に27千B/Dの生産を開始、2012年に10万B/Dに拡張を計画
- Totalは2005年9月、カナダのDeer Creek社を買収。同社のJoslyn Projectは原始埋蔵量70億バレル(うち25%はSAGD、75%は露天掘り)、2020年の生産量20万B/Dを目標
- BP ;
- EnCanaが推進する3プロジェクト (Foster Creek- 150,000 b/d、 Christina Lake-250,000 b/d、 Borealis-100,000 b/d) に参加の意向と報じられている (Calgary Herald、 June 16, 2006)



露天掘り			油層内回収 (SAGD)		
Phase 1	2010年	50,000	Phase 1	2004年	2,000
Phase 2	2013年	50,000	Phase 2	2006年	10,000
Phase 3	2016年	50,000	Phase 3a	2009年	15,000
Phase 4	2019年	50,000	Phase 3b	2011年	15,000
合計		200,000	合計		42,000

- 加熱用、水素源用に天然ガスが必要:
- 油層内回収 : 28m³(約1,000ft³) /BBL
- 露天掘り : 17m³(約600ft³) /BBL ……250 SCF/BBL(採掘)+アップグレード
ング用水素 270 SCF/BBL+ アップグレード用燃料80 SCF/BBL
- オイルサンド生産プロジェクト全体で1,700万m³ /日(約6億ft³)
の天然ガスが消費されている。(出所:NEB)

SUNCOR社の例	露天掘り		SAGD	
	2004	2005	2004	2005
生産量 千B/D	217.0	157.6	12.7	19.1
キャッシュコスト Cドル/BBL	9.80	14.95	8.30	8.45
天然ガスコスト	2.00	3.75	11.20	13.05
減価償却、損耗等	6.55	8.90	6.00	4.90
操業コスト計	18.35	27.60	25.50	26.40

天然ガス スポット価格 (アルバータ州)	2003	2004	2005
天然ガス価格 Cドル/1000cf	6.70	6.80	8.50

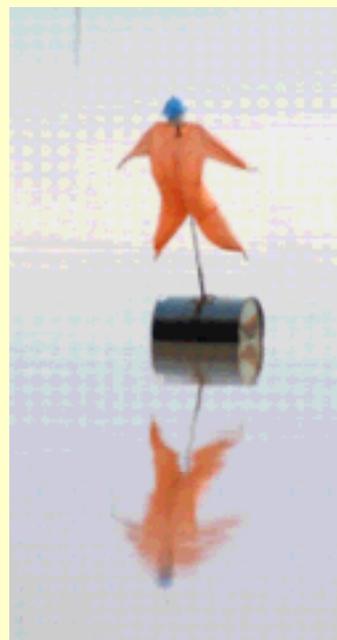
(注) 2004年における日本の国産天然ガス生産量は2,957百万m³(808万m³/日)

- 多量の工業用水が必要; 露天掘りでオイルサンドからビチューメンを分離する際には35 以上の温水を必要とする。層内回収では水蒸気用の用水が必要
- 露天掘りにより合成原油を1バレル生産する際に要する工業用水量は2.5 ~ 4m³

Syncrude社の例

	2002年	2003年	2004年	2005年
CO ₂ 排出量トン/バレル	0.117	0.121	0.117	0.125
エネルギー原単位 百万BTU/バレル	1.30	1.37	1.35	1.43
用水採取量 m ³ /合成原油バレル	3.1	2.6	2.2	2.3
用水リサイクル量 百万m ³ /年	162.4	189.1	228.4	228.0
用水リサイクル率% (対全用水使用量)	80.0	86.0	88.0	88.0

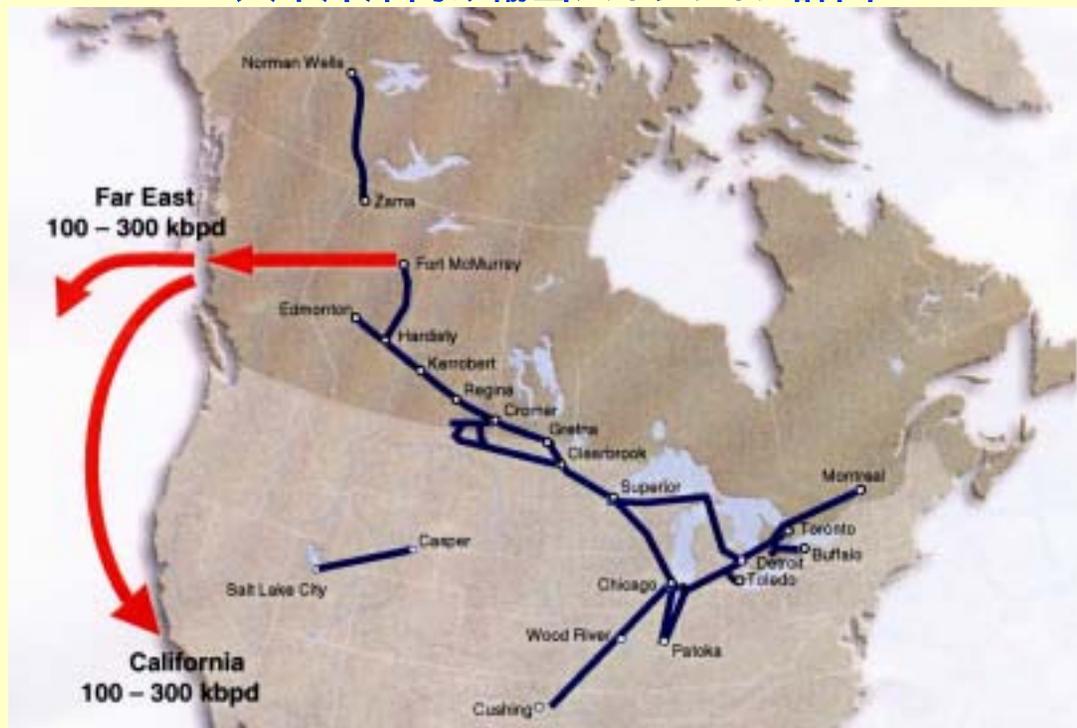
(出所) Syncrude社



(出所) Pembina Institute

- 輸出インフラの整備

太平洋岸向け輸出パイプライン計画



EnbridgeのGatewayパイプライン計画はEdmontonからブリティッシュ・コロンビア州のKitimatまで約1,100kmのパイプラインを敷設するもので、輸送能力は40万B/D、KitimatにVLCC着栈可能な栈橋と貯蔵タンクを建設する。2010年の運用開始を目標、輸送コストは2.55カナダドル/バレルと見込まれている。

- 全般：労働力の確保、賃金の上昇、厳しい気象条件（労働環境）、在来型石油とのコスト競争力、京都議定書
- 露天掘り：景観の維持、用水の確保、廃水処理、加熱用天然ガスの確保、副生物（石油コークス、硫黄）の処理、労働力の確保^{（注）}
- 油層内回収：水蒸気生産用天然ガスの確保、用水の確保、希釈用コンデンセートの確保、水平井の掘削（地盤が強固な冬期に限定）
- 輸出用パイプラインの増強、原住民対策

（注）2005年におけるSyncrudeの従業員数4,327名、Suncor 5,152名
カナダ政府はここ2年以内に1万人の外国人労働者の移入を見込んでいる