世界の非在来型石油/ガス開発の現状と課題

アジアの石油・ガス問題に関する日中共同シンポジウム
-第4回IEEJ/CNPC研究成果発表会-

2010年12月10日

森田　裕二
財団法人　日本エネルギー経済研究所

在来型資源の埋蔵量

（2008年末）

	確認埋蔵量 (2008年末)	生産量 (2008年)			R/P 年	確認埋蔵量 百万TOE	生産量 百万TOE
石油 (NGLを含む) ×百万BBL	1,238,834		千B/D	百万バレル	41.2	179,744	4,349
		計	82,120	29,974			
天然ガス ×10億ft^3	6,549,159	グロス生産量		135,634	54.4	181,742	3,336
		再圧入		15,426			
		フレア焼却		4,718			
		ロス		7,879			
		ネット生産量 10億ft^3		107,617			
石炭 ×百万トン						500,483	4,101
瀝青炭 + 無煙炭	404,762	5,225			77.5		
亜瀝青炭	260,789	598			435.9		
褐炭	195,387	916			213.2		
石炭計 ×百万トン	860,938	6,739			127.8		

出所：WEC、Survey of Energy Resources 2010

（注）天然ガスのR/Pはグロス生産量から再圧入を除いた生産量に基づく値

資源を在来型（Conventional）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。一般的には、地下にある資源の中で、現在の技術あるいは予測の範囲内にある技術により採取することが可能であり、環境に対応した方式と受容し得る価格で市場に供給することが可能な資源を在来型と称している。

（注）IEAは、地下の貯留層から従来の手法による油井を用いて採取される資源を在来型に区分している

非在来型石油資源の埋蔵量

（2008年末）　単位：億バレル

	オイルサンド			超重質油			オイルシェール	在来型石油（参考）		
	原始埋蔵量	累積生産量	可採埋蔵量	原始埋蔵量	累積生産量	可採埋蔵量	原始埋蔵量	可採埋蔵量	生産量 千B/D	R/P
アフリカ	643	0	18	5	0	1	1,592	1,365	10,355	36.0
北米	24,886	64	1,704	30	2	0	37,221	629	13,307	12.9
カナダ	24,342	64	1,704	0	0	0	152	218	3,201	18.6
米国	535	0	0	26	2	0	37,068	284	6,734	11.5
南米	0	0	0	21,136	148	580	824	1,198	6,515	50.3
ベネズエラ	0	0	0	21,115	147	579	0	994	2,566	>100
アジア・オセアニア	4,268	0	424	177	9	9	4,161	737	10,806	18.7
ヨーロッパ	3,489	0	286	151	12	2	3,682	937	14,748	17.4
ロシア	3,468	0	284	2	0	0	2,479	790	9,886	21.8
イギリス	0	0	0	119	10	1	35	31	1,526	5.5
中東	0	0	0	0	0	0	382	7,521	26,389	77.9
世界計	33,286	65	2,432	21,499	171	591	47,861	12,388	82,120	41.2

出所：WEC、Survey of Energy Resources 2010

出所；The Oil Sands Developers Group, Canada

出所；U.S. Department of State, Global Shale Gas Initiative

オイルシェール（油母頁岩）から油分を回収するためには、含有されるケロジェンあるいはビチュメンを地上または地下で加熱し、油分に転換する 必要がある。シェールオイルの資源量は4.8兆バレル と莫大であるが、鉱石を採掘し、加熱するという追加的なコストを考慮すると、在来型の石油の方が生産コストは圧倒的に安価である。この理由から、オイルシェールが化石エネルギー供給の一翼を担うのは、当分先のことと考えられている。

非在来型天然ガス資源の埋蔵量

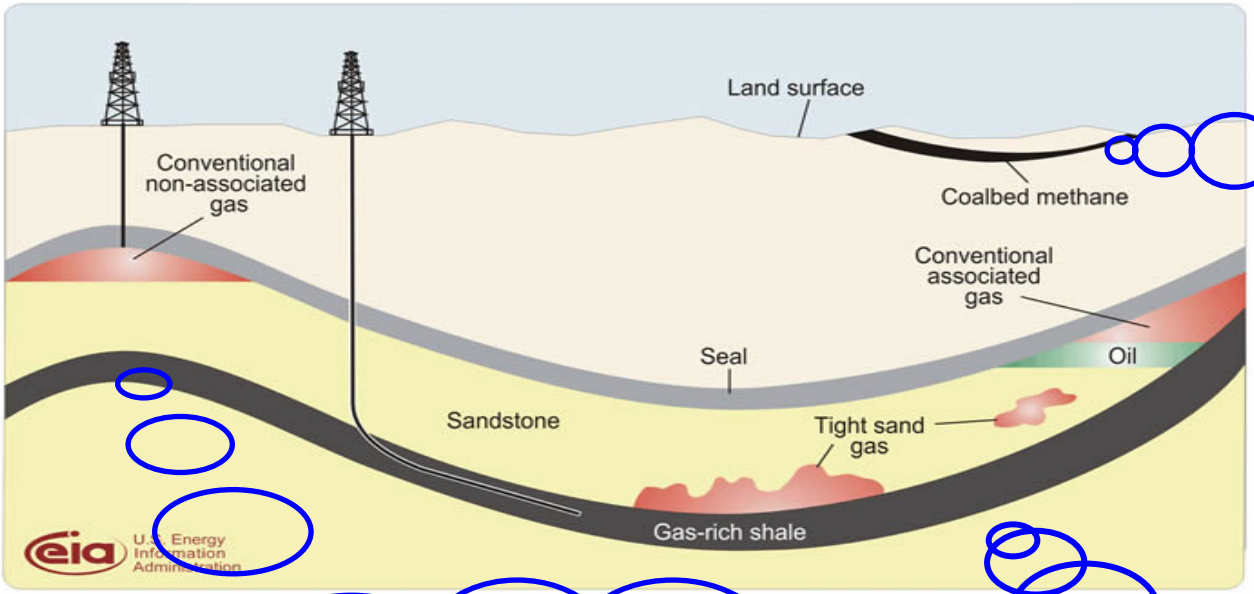
	非在来型天然ガス資源量　Tcf				在来型天然ガス Tcf		
	コールベッドメタン	タイトサンドガス	シェールガス				
	IIASA（1996年）			WEC（2010年）	埋蔵量（2008年末）	生産量（2008年）	R/P 年
北米	3,017	1,371	3,840	4,471	307	26	10.8
中南米	39	1,293	2,116	373	274	7	30.8
西ヨーロッパ	157	353	509	559	143	10	13.7
中央・東ヨーロッパ	118	78	39	559	13	1	15.4
旧ソ連邦	3,957	901	627	5,402	2,134	28	71.7
中東・北アフリカ	0	823	2,547	1,305	2,969	19	128.8
南アフリカ	39	784	274	1,017	220	2	74.6
中央アジア・中国	1,215	353	3,526	372	117	3	39.5
太平洋OECD	470	705	2,312	745	32	2	15.3
その他アジア	39	744	313	1,307	341	10	32.9
世界計	9,051	7,405	16,103	16,110	6,549	108	54.4

出所：WEC、Survey of Energy Resources 2010

WEC、2010　Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas（一部推計）

IIASA、Hans-Holger Rogner、“An Assessment of World Hydrocarbon Resources”（1996年5月）

石油、天然ガス資源の賦存状況



コールベッドメタンはシェールから移動したものではなく、石炭中の有機物が変成する過程で形成される

在来型天然ガスの集積は、ガスリッチなシェールから上部の砂岩層にガスが移動し、シールと呼ばれる浸透性の低い層により、その下部に捕集されることによって形成される。***随伴ガス***は石油と ともに集積したもので，***非随伴ガス***は 石油を伴わない

ガスリッチなシェール（頁岩）は多くの天然ガス資源の根源岩であるが、生産の対象として焦点があてられたのは、ごく近年のことである。水平井の掘削技術と水圧破砕の技術の発展により、シェールガスは在来型の天然ガス資源の代替として、経済的に成立するようになった

出所 ：DOE/EIA

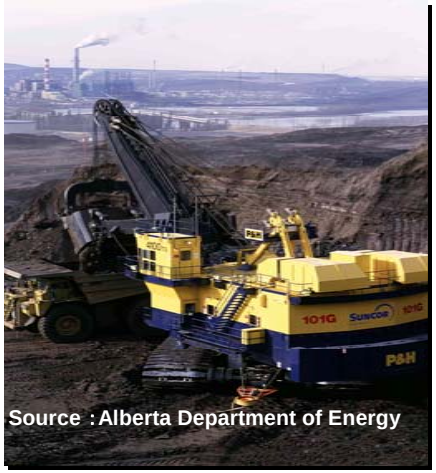
オイルサンドプロジェクトの動向

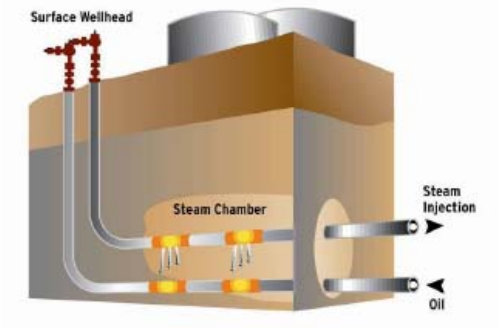
油層内回収

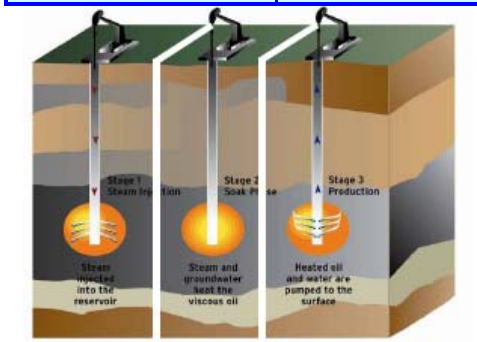
プロジェクトの状況	ビチュメン生産能力(B/D)
操業中	833,500
建設中	217,300
認可取得済み	825,500
認可申請中	906,455
計画中	2,439,000
合計	5,221,755

露天掘り

プロジェクトの状況	ビチュメン生産能力(B/D)
操業中	1,057,000
建設中	390,000
認可取得済み	880,000
認可申請中	520,000
計画中	450,000
合計	3,297,000







Source :The Oil Sands Developers Group, Canada

- 2005年、Sinopec は Northern Lights Partnership (NLP)の権益 40%をSynenco Energy Inc. より取得。2009年4月、Sinopec はTOTALより更に10%を取得、NLPはTOTALとSinopecの 50:50出資による事業となった
- 2006年7月、KNOCはアルバータ州 Cold Lake にあるBlackgold Mineオイルサンド鉱山の100%を取得
- 2007年11月、国際石油開発帝石(INPEX)はアルバータ州Joslyn Oil Sands Upstream Project の10%を取得
- 2009年9月、PetroChina はAthabasca Oil Sands Corp. (AOSC)の MacKay River ならびにDover オイルサンドプロジェクトの60%を17億US$で取得
- 2010年4月、ConocoPhillips はSyncrude社に保有する9.03%の権益を46.5億US$でSinopec に譲渡
- 2010年11月、タイのPTT はノルウェーStatoilが実施中の アルバータ州Kai Kos Dehsehプロジェクトの40%を22億US$で取得
- 2010年11月、石油資源開発(JAPEX) 子会社のJapan Canada Oil Sands Ltd. (JACOS) は、2014年末までに生産能力を現在の7,000～8,000 b/d から35,000 b/d に増強する計画を発表

オイルサンドの生産コスト

生産方法	生産物	生産量 B/D	投資額 C$/BBL	天然ガス消費量 tcf/BBL	CO2 排出量 KgCO2/BBL	出荷価格（2007年価格） C$/BBL	
						OPEX	供給コスト
Cyclic Steam (Cold Lake)	ビチュメン	30,000	30,000～35,000	1.0～1.1	51.4～61.7	20	36-37
SAGD	ビチュメン	30,000	30,000～35,000	1.0～1.1	51.4～61.7	19	34-35
露天掘り/熱水抽出	ビチュメン	100,000	48,000	0.5	26.7	13	36-37
露天掘り/熱水抽出/アップグレーディング（SCO生産）	SCO（合成原油）	100,000	48,000 + 46,000	n.a.	51.4	23	72

出所：WEC、Survey of Energy Resources 2010

（注）1US$ = 0.95 C$

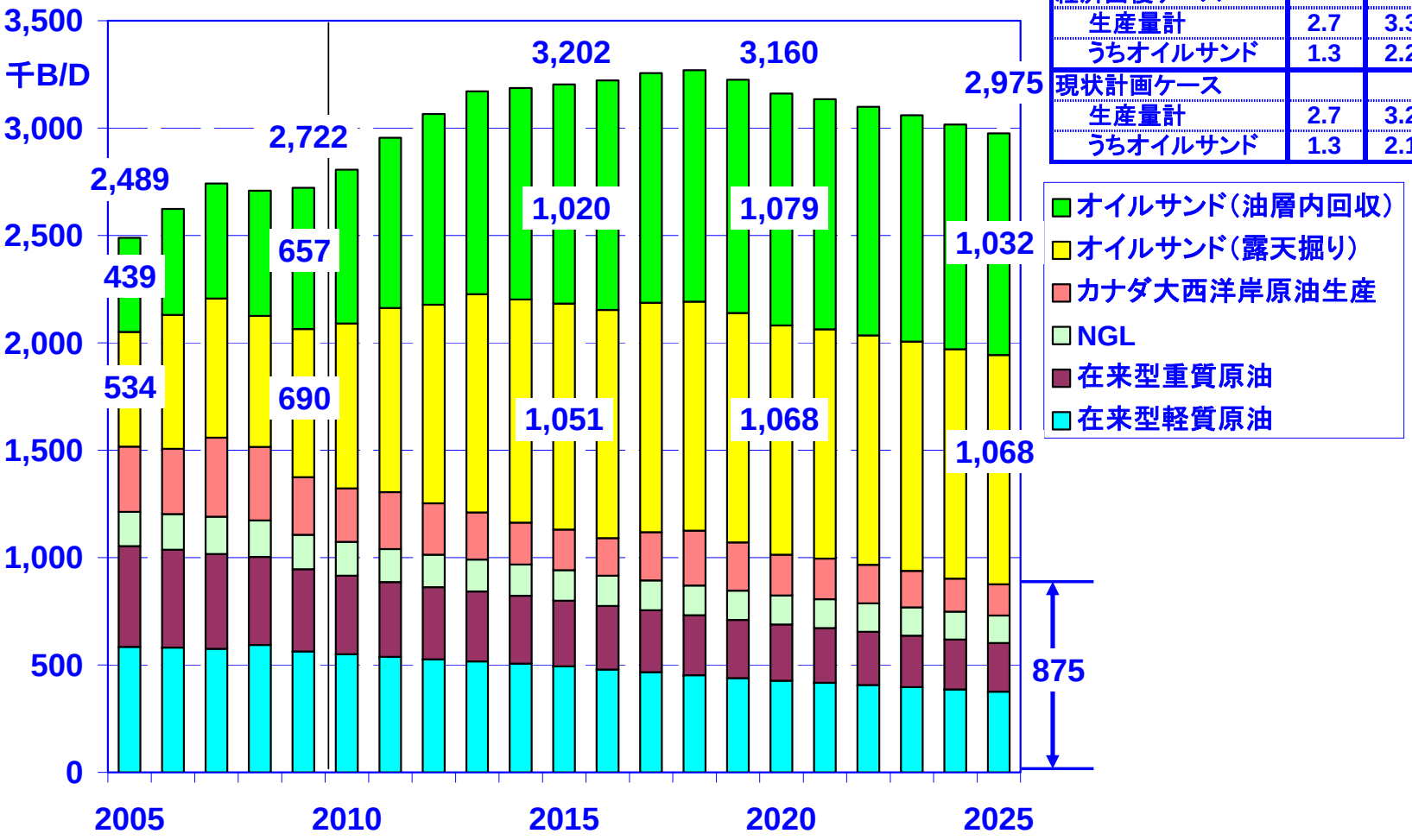
OPEX（Operating Cost）には税、燃料費は含まない

供給コスト（Supply Cost at Plant Gate）にはCO_2排出量10万トン/年超過分に対する費用15$/トンを含む

SCO（Synthetic Crude Oil）生産量1バレルにつき1.15バレルのビチュメンが必要と想定

ビチュメンを加熱して回収する際に消費される天然ガス量、ならびに排出されるCO2量が環境面における課題となっている。生産に必要な用水の確保、ビチュメン希釈用の溶剤（コンデンセート）の調達なども問題とされ、生産者の技術的な対応が急務となっている（WEC、Survey of Energy Resources 2010）

オイルサンドの生産見通し



百万B/D

	2009	2015	2020	2025
経済回復ケース				
生産量計	2.7	3.3	3.9	4.3
うちオイルサンド	1.3	2.2	2.9	3.5
現状計画ケース				
生産量計	2.7	3.2	3.2	3.0
うちオイルサンド	1.3	2.1	2.1	2.1

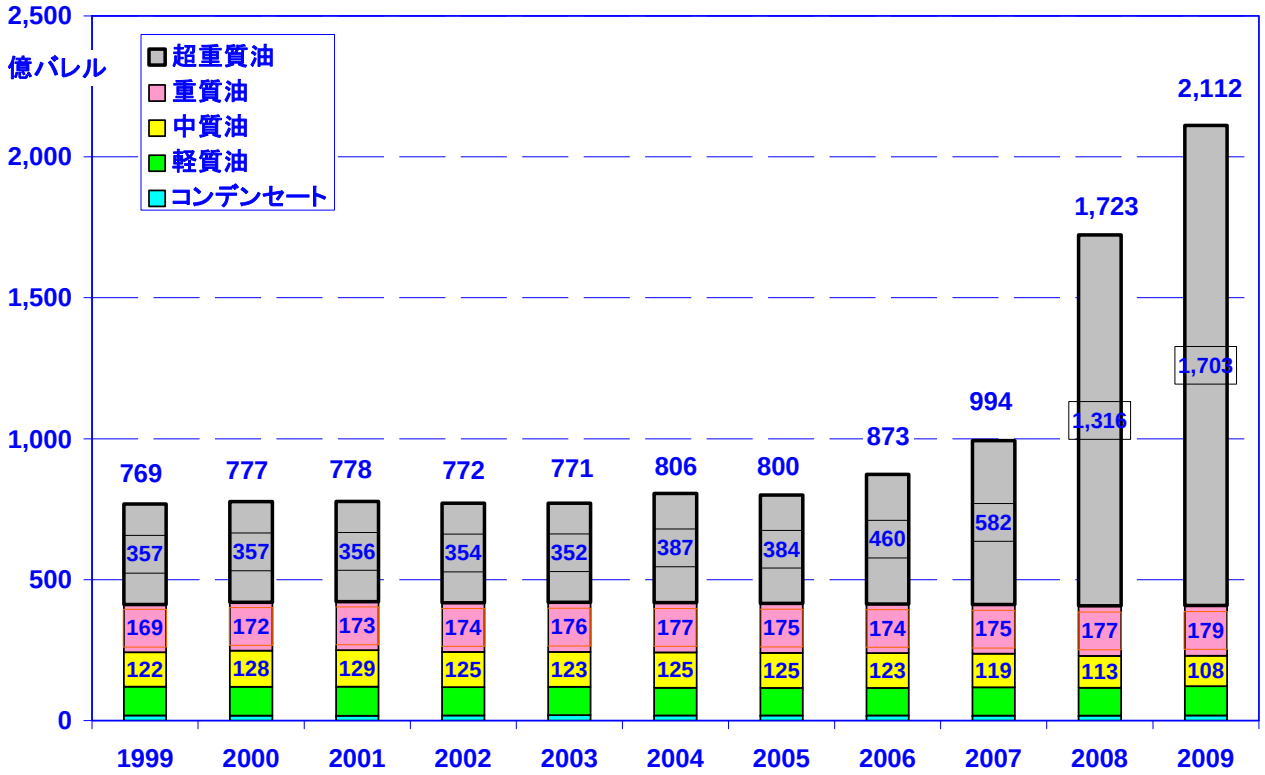
出所：CAPP、2009-2025 Canadian Crude Oil Forecast and Market Outlook、June 2010

オイルサンド・パイプライン

①Enbridge Alberta Clipper（2010年4月完成、45万B/D）
②TransCanada Keystone（2010年7月完成、43.5万B/D）
③TransCanada Keystone XL & Louisiana Access options（2013年、70万B/D）
④Enbridge Northern Gateway（2010年5月認可申請、52.5万B/D）
⑤Kinder Morgan TMX2, TMX3（2015年、8万B/D）（2016年、32万B/D）
⑥Kinder Morgan Northern Leg Expansion（2015年、40万B/D）

出所：CAPP、2009-2025 Canadian Crude Oil Forecast and Market Outlook、June 2010

ベネズエラ・石油確認埋蔵量の推移



出所：PDVSA

- 2010年発行のOPEC Annual Statistical Bulletin 2009によると、2009年におけるベネズエラの確認埋蔵量 は2,112億バレル
- この値は、ベネズエラのエネルギー・石油省が2010年に発表した値と同じで、これには2009年にOrinoco重質油地帯並びに従来の鉱区で確認された399億バレルの追加埋蔵量が含まれている

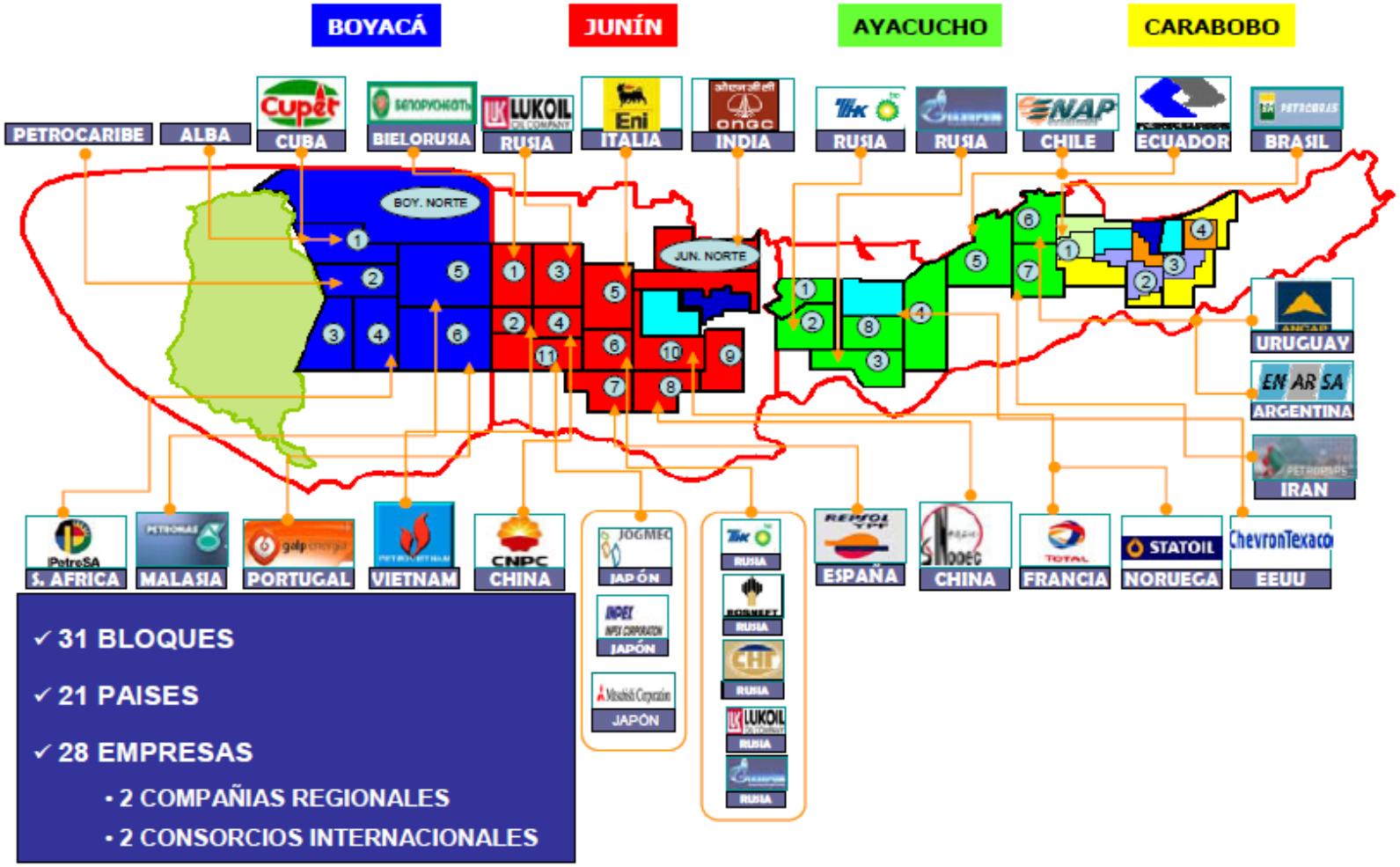
注： BP 統計2009年版は2008年末埋蔵量を994億バレルとしていたが、2010年版では2008年末、2009年末ともに1,723億バレルに上方修正されている

合成原油プロジェクトの動向

2007年2月、ベネズエラのチャベス大統領は、超重質油生産プロジェクトの既存契約を変更し、国営石油会社のPDVSAが少なくとも60%の権益を保有する ことを命じる大統領令を発令

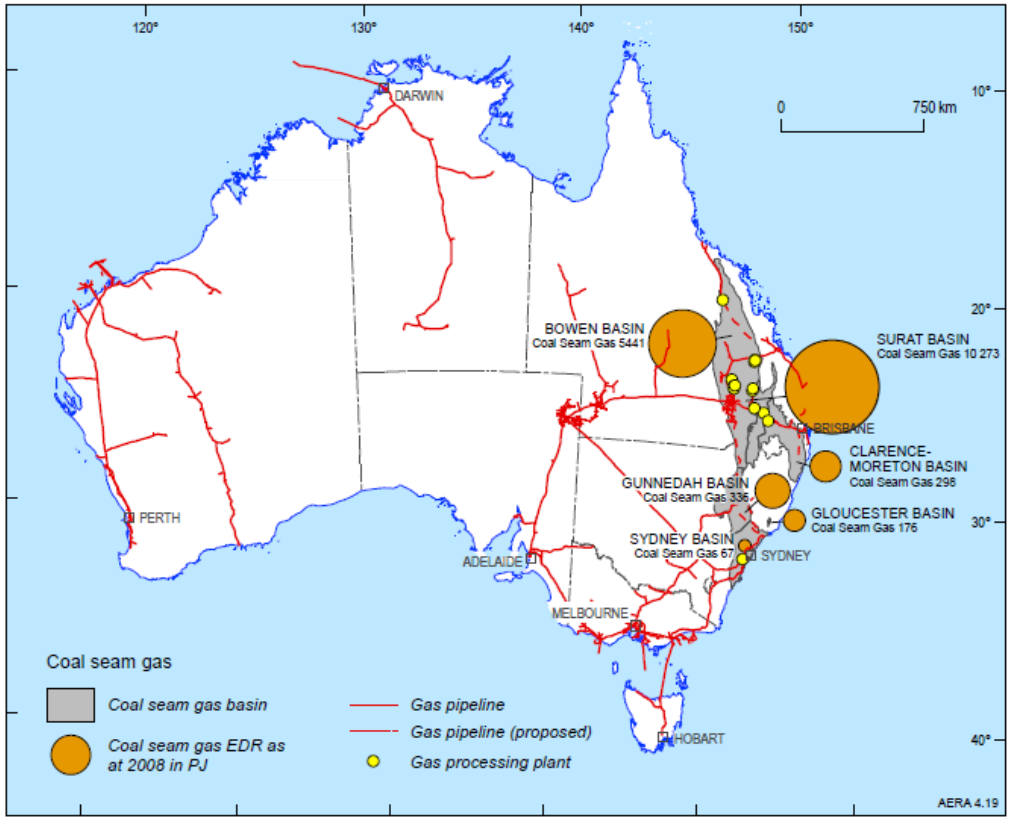
プロジェクト名	Junin (Petrozuata)	Carabobo (Cerro Negro)	Boyacá (Sincor)	Ayacucho (Hamaca)
重質原油生産量 B/D	120,000	120,000	200,000	200,000
API比重	9.3	8.5	8.0～8.5	8.7
合成原油生産量 B/D	104,000	105,000	180,000	190,000
API比重	19～25	16	32	26
硫黄分 Wt%	2.5	3.3	0.2	1.2
生産開始	1998年8月	1999年11月	2000年12月	2001年10月
出資比率	PDVSA 100%	PDVSA 83.33% BP 16.67%	PDVSA 60.00% TOTAL 30.32% Statoil 9.68%	PDVSA 70.0% Chevron 30.0%
出資比率 （旧）	PDVSA 49.9% ConocoPhillips 51.1%	PDVSA 41.67% ExxonMobil 41.67% BP 16.66%	PDVSA 38.0% TOTAL 47.0% Statoil 15.0%	PDVSA 30.0% Chevron 30.0% ConocoPhillips 40.0%

オリノコの開発



出所:PDVSA

オーストラリアのCBM資源



	PJ	TCF
経済的に開発可能な資源量	16,590	15.1
準経済的に開発可能な資源量	30,000	27.2
予想資源量	122,020	111.0
合計	168,610	153.3

出所：Geoscience Australia

メタンリッチなCBMは、かつては石炭の採掘における言わば障害物であり、危険な存在であった。このため、CBMはメタンの地球温暖化係数がCO_2の20倍に達することが判明するまでは、大気に放出されていた。

環境対策のため、炭鉱事業者に対しては法律等によりCBMの回収が奨励されるようになり、次いで商業的なCBM生産が開始された。

更に、炭鉱事業者は石炭の採掘前にCBMを回収すればガスの品質が向上し、同時に石炭の採炭効率も上昇することを見出した。

オーストラリアのCBM生産プロジェクト

2009年10月現在

プロジェクト	参加企業	立地	操業開始年	能力（PJ/年）	資本投資額（百万A$）
Berwyndale South CSM	Queensland Gas Company	Roma, Qld	2006	na	A$52
Argyle	Queensland Gas Company	Roma, Qld	2007	7.4	A$100
Spring Gully CSM project (phase 4)	Queensland Gas Company	Roma, Qld	2007	15	A$114
Tipton West CSM project	Arrow Energy/ Beach Petroleum/ Australian Pipeline Trust	Dalby, Qld	2007	10	A$119
Darling Downs development	APLNG (Origin/ ConocoPhillips)	North of Roma, Qld	2009	44 (includes wells from Tallinga)*	A$500

出所：Geoscience Australia　　＊：Tallingaガス田からの生産を含む

ガス価格の上昇、税制優遇、採取技術の進展によりCBMの回収は経済的に魅力のあるものとなった。オーストラリアにおけるCBMの生産量は、この7年の間に飛躍的に増加しており、天然ガス総生産量に占める割合は2002年の2%から2008年には9%に拡大した。

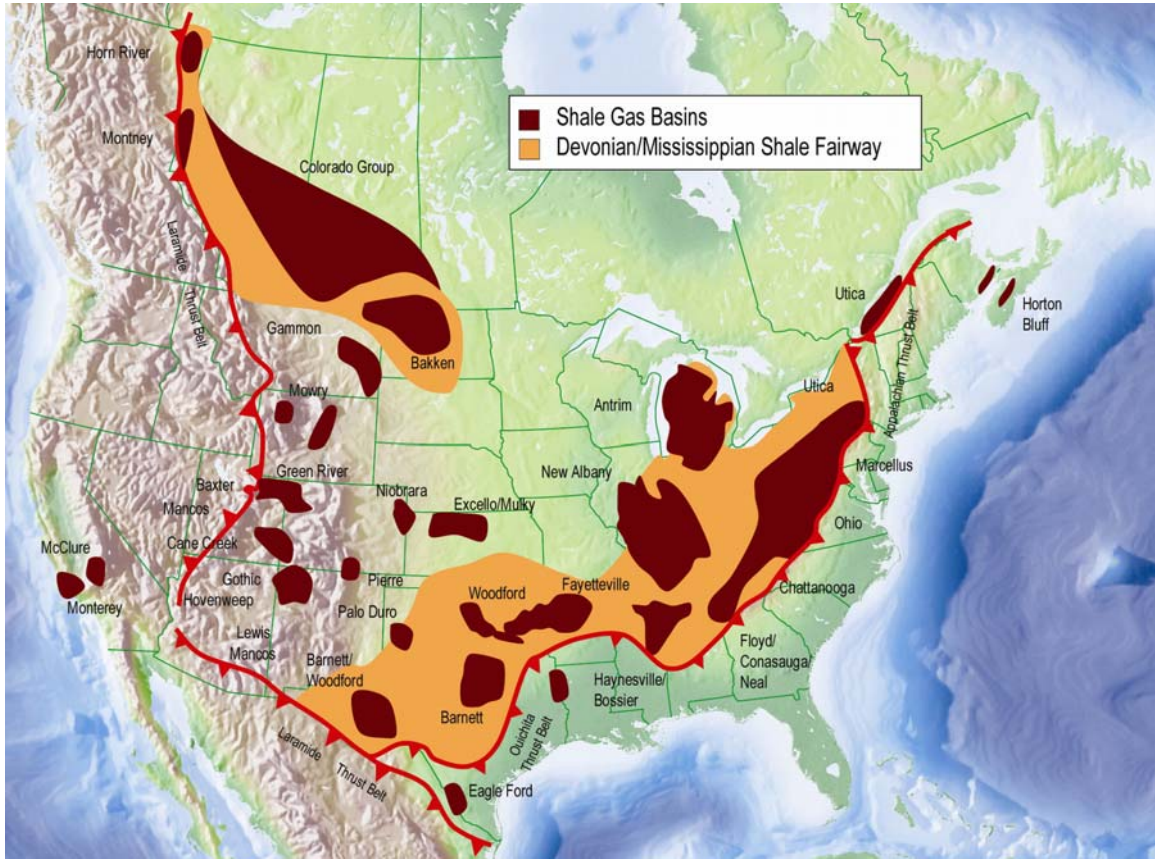
計画中のCBM プロジェクト

プロジェクト	参加企業	立地	最終投資決定目標年	操業開始目標年	LNG 生産能力（百万トン/年）	資本投資額（10億A$）
Gladstone LNG	Santos, Petronas、TOTAL	Gladstone	2010	2014	3.5 initially 10 ultimately	$A7.7 (inc 1 train)
Curtis LNG	BG Group	Gladstone	Late 2010	2014	7.4 initially 12 ultimately	$A8
Australia Pacific LNG	Origin, ConocoPhillips	Gladstone	Late 2010	2014–15	7–8 initially, 14–16	$A35 (inc 4
CS CSG	Shell, PetroChina	Gladstone	2011	2014	16	na

注: FID, Final Investment Decision（最終投資決定）　　出所：APPEA

- オーストラリア企業の Origin Energy は2008年10月、ConocoPhillips と折半出資によりAustralia Pacific LNG (APLNG) を設立、クィーンズランド州のCBM開発に着手した。2010年には英国のガス企業であるBG Groupが実施している Curtis LNG (QCLNG) プロジェクトにCBMを供給することに合意。
- 2009年5月、CNOOC はQCLNGプロジェクト（2トレイン、850万トン/年）から2015年以降、20年にわたり360万トン/年のCBM-LNG を引き取る契約に合意。
- 2010年8月、Shellと PetroChina は折半出資の事業会社CS CSG (Australia) Pty Ltd. によりオーストラリア企業のArrow Energy を35億A$で買収。Arrow Energyはオーストラリア東岸GladstoneのFisherman's Landingで16百万トン/年のLNGプロジェクトを進めている。
- BG Group は2010年3月、東京ガスと2015年以降、20年間120万トン/年のCBM-LNG の引取に合意
- 2010年10月、 Santos、Petronas、Total (2010年9月参加) 3社による年産720万トンの Gladstone LNG プロジェクト（GLNG）は、クィーンズランド州Roma近郊のBowen 、Surat 両堆積盆地におけるCBM開発の政府認可を取得
- 2010年10月、韓国 Korea Gas Corp. (Kogas) はGladstone LNG プロジェクトの権益15%を取得する意向を明らかにした

アメリカ・カナダのシェールガス資源



出所：カナダ、National Energy Board

- 2010年8月、米国国務省・国際エネルギー問題調整官（Coordinator for International Energy Affairs）は、世界のエネルギー安全保障と地球温暖化対策促進のための”Global Shale Gas Initiative”と題するコンファレンスを開催
- 会議は、法制面での経験を共有し、特定の国に対しシェールガスのポテンシャルと政府の責任を理解するための支援を行うことを目的としており、17ヶ国が参加。
- うち 中国とインドは米国USGS（地質調査所）が実施するシェールガスの データ評価に合意

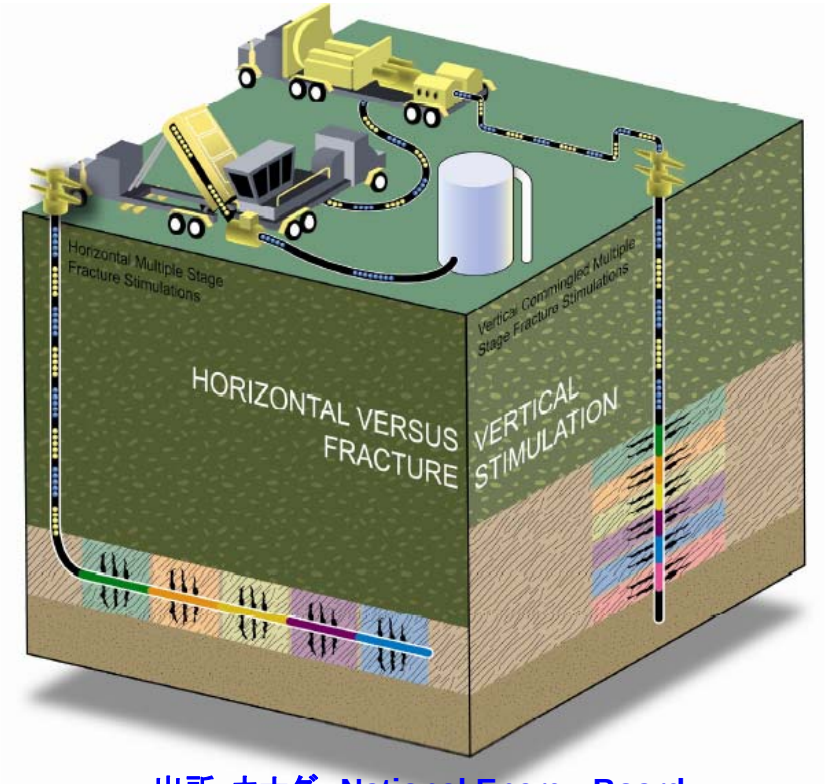
米国の主要シェールガス田

		Barnett	Fayetteville	Haynesville/ Bossier	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany	Total U.S.
賦存州		Texas (Fort Worth Basin)	Arkansas, Oklahoma (Arkoma Basin)	Louisiana, Texas (North Louisiana Salt Basin)	New York, Pennsylvania 他北東部6州 (Appalachian Basin)	Oklahoma, Texas (Arcoma, Anadarko, Ardmore Basin)	Michigan (Michigan Basin)	Illinois, Indiana, Kentucky(Illinois Basin)	
面積	Km^2	12,950	23,300	23,300	246,000	28,500	31,100	112,700	
ガス層深度	m	1,980-2,590	300-2,130	3,200-4,120	1,220-2,590	1,830-3,350	180-670	150-610	
層厚	m	30-180	6-60	60-90	15-60	37-67	21-67	15-30	
含有ガス量	ft^3/ton	300-350	60-220	100-330	60-100	200-300	40-100	40-80	
資源量	TCM	9.3	1.5	20.3	42.5	0.7	2.2	4.5	
	tcf	327	52	717	1,500	23	76	160	
技術的可採資源量	TCM	1.2	1.2	7.1	7.4	0.3	0.6	0.5	
	tcf	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2	
確認埋蔵量 (bcf)	2008	22,492	3,833	1,031	102	3,845	2,894	n.a.	34,428
	2009	26,493	9,070	10,468	4,478	6,389	2,499	n.a.	60,644
生産量 (bcf)	2008	1,501	279	25	2	168	122	n.a.	2,116
	2009	1,745	527	321	76	249	132	n.a.	3,110
主要企業		Chesapeake Energy, Devon Energy, EOG Resources, XTO(ExxonMobil), Pioneer Resources, RAM Resources	Chesapeake Energy (BP), Southwestern Energy, XTO(ExxonMobil), Petrohawk Energy, Storm Cat Energy	Chesapeake Energy, Encana, Petrohawk Energy, EXCO Resources, EOG Resources, Mainland Resources, Ellora Energy (ExxonMobil)	EOG Resources, EXCO Resources, Williams Cos., Range Resources, Chesapeake Energy, Seneca, Atlas Energy (Chevron), Pennsylvania General Energy(ExxonMobil)	Devon Energy, Apache Corp., Chesapeake Energy (BP), Continental Resources XTO (ExxonMobil) Marathon Oil, Woodford Shale	Atlas Energy (Chevron), Whiting Petroleum, Breitburn Energy	Atlas Energy, Baseline Oil and Gas, Rex Energy	
外国企業		TOTAL-Chesapeake Energy		BG-EXCO Resources Shell-Encana	BG-EXCO Resources Mitsui-Anadarko Reliance-Atlas Energy Reliance-Carrizo Oil & Gas Statoil-Chesapeake Shell-East Resources Atinum(Korea)-Gastar Sumitomo-REX Energy		Reliance-Atlas Energy		

他のシェールガス産出地域への外国企業の参入状況

- CNOOC-Chesapeake(Eagle Ford Shale, テキサス州)
- Statoil & Talisman Energy (Eagle Ford Shale, テキサス州)
- Reliance-Pioneer Natural Resources(Eagle Ford Shale, テキサス州)
- TOTAL-Chesapeake Energy(Eagle Ford Shale, テキサス州)
- BP-Lewis Energy(Eagle Ford Shale, テキサス州)
- Itochu-MDU Resources Group (Niobrara Oil Shale, ワイオミング州)

シェールガスの生産（水圧破砕）



出所：カナダ、National Energy Board

坑井の開発に必要とされる用水量

シェールガス田	坑井掘削用水量（m^3）	水圧破砕用水量（m^3）	ガス井当り用水量計（m^3）
Barnett Shale	1,510	8,710	10,220
Fayetteville Shale	230 *	10,980	11,210
Haynesville Shale	3,790	10,220	14,010
Marcellus Shale	300 *	14,390	14,690

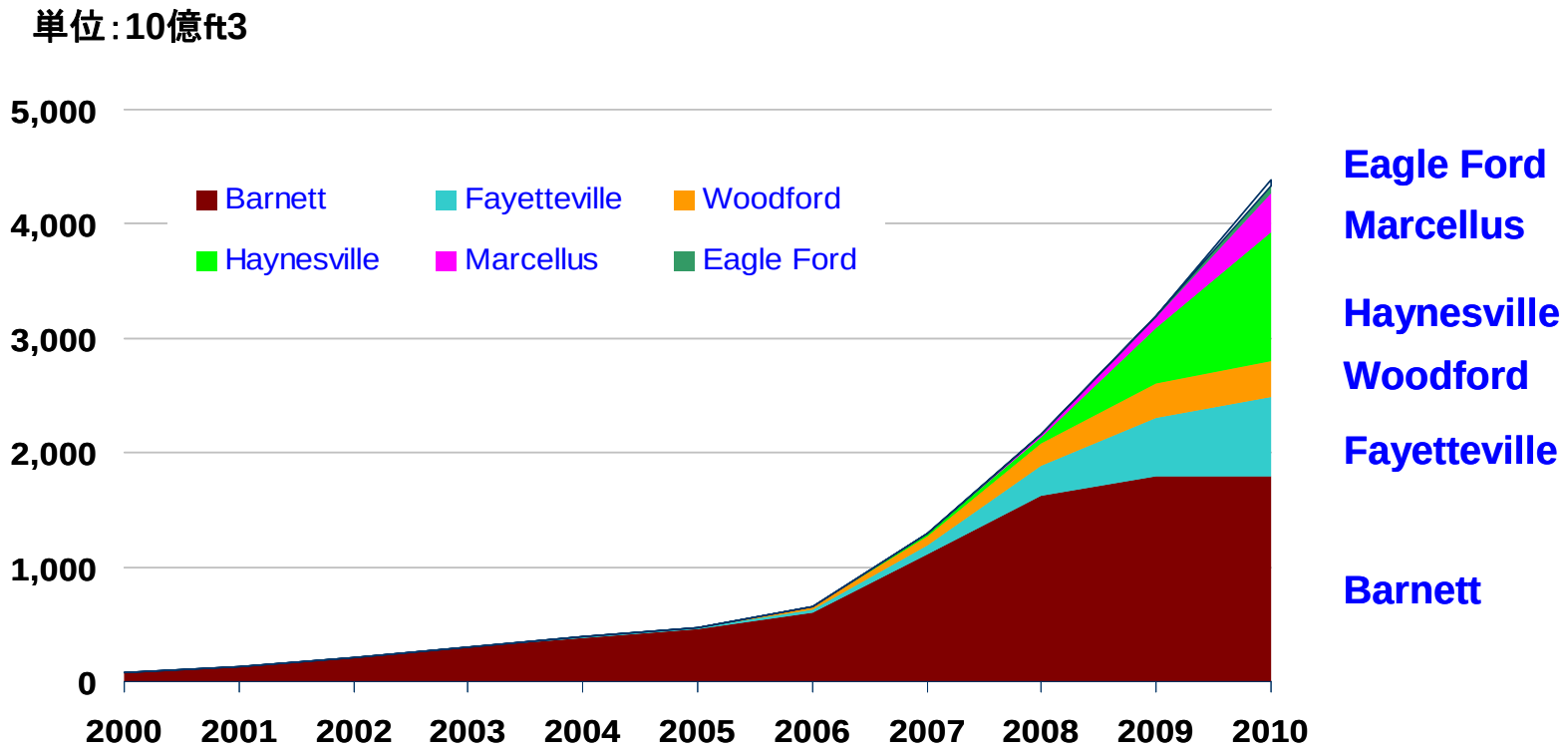
＊：深部水平井の掘削にエアミスト並びに水ベース、油ベースの泥水を利用

出所：DOE, Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, April 2009

- 東京都の調査によると、1世帯あたりの1ヶ月の水道使用量は単身世帯で7.7m^3、4人家族で25.1m^3（東京都水道局平成21年度生活用水等実態調査）

- シェールガス賦存地域の州政府、地方自治体では、水圧破砕方式に使用される有害な化学物質が飲料水に混入する可能性があることを懸念
- 2009年に米国下院はEPAに対し、この採掘方式が飲料水に 影響を与えるか、周辺住民の健康に影響を及ぼさないかを調査するよう指示

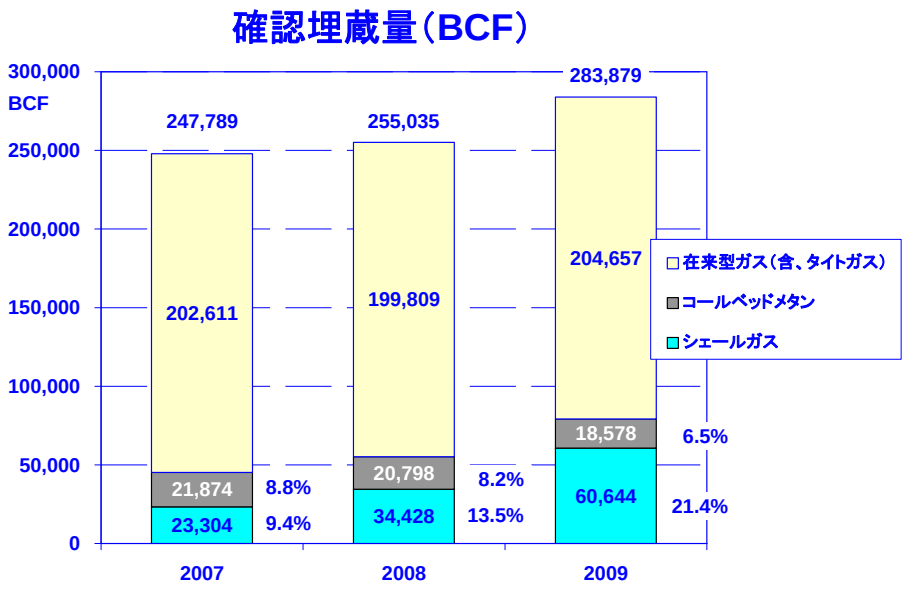
シェールガスの生産量

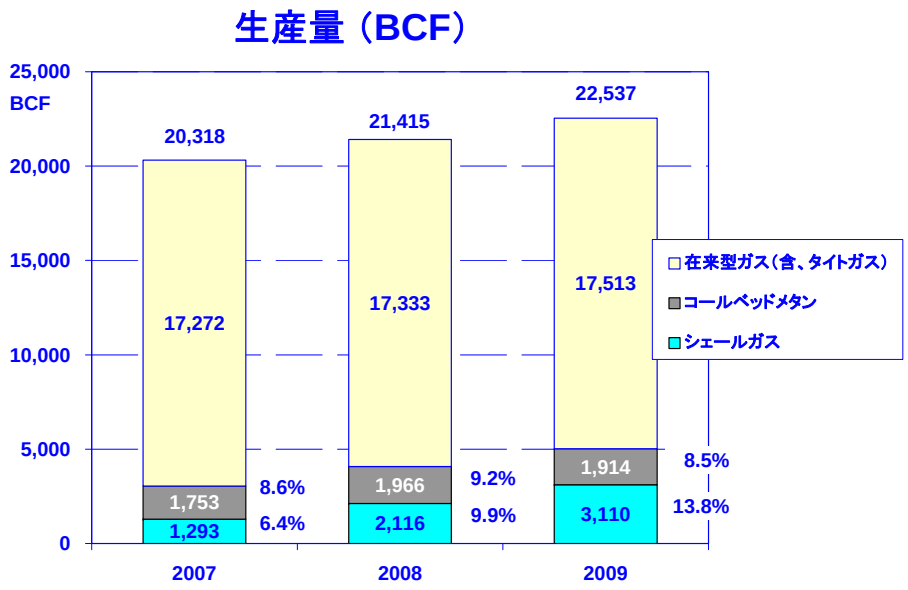


出所: DOE/EIA, James M. Kendell, October 19, 2010

- DOE/EIAの Annual Energy Outlook 2010 は、2008年初における米国の天然ガスの技術的可採資源量を2,119 Tcf(確認埋蔵量、予想埋蔵量と未発見の技術的可採資源量を含む)、うちシェールガスは347 Tcf としている
- ここ数年、天然ガスの確認埋蔵量は増加基調にあり、今後更に拡大することが予想される

非在来型ガスの埋蔵量、生産量

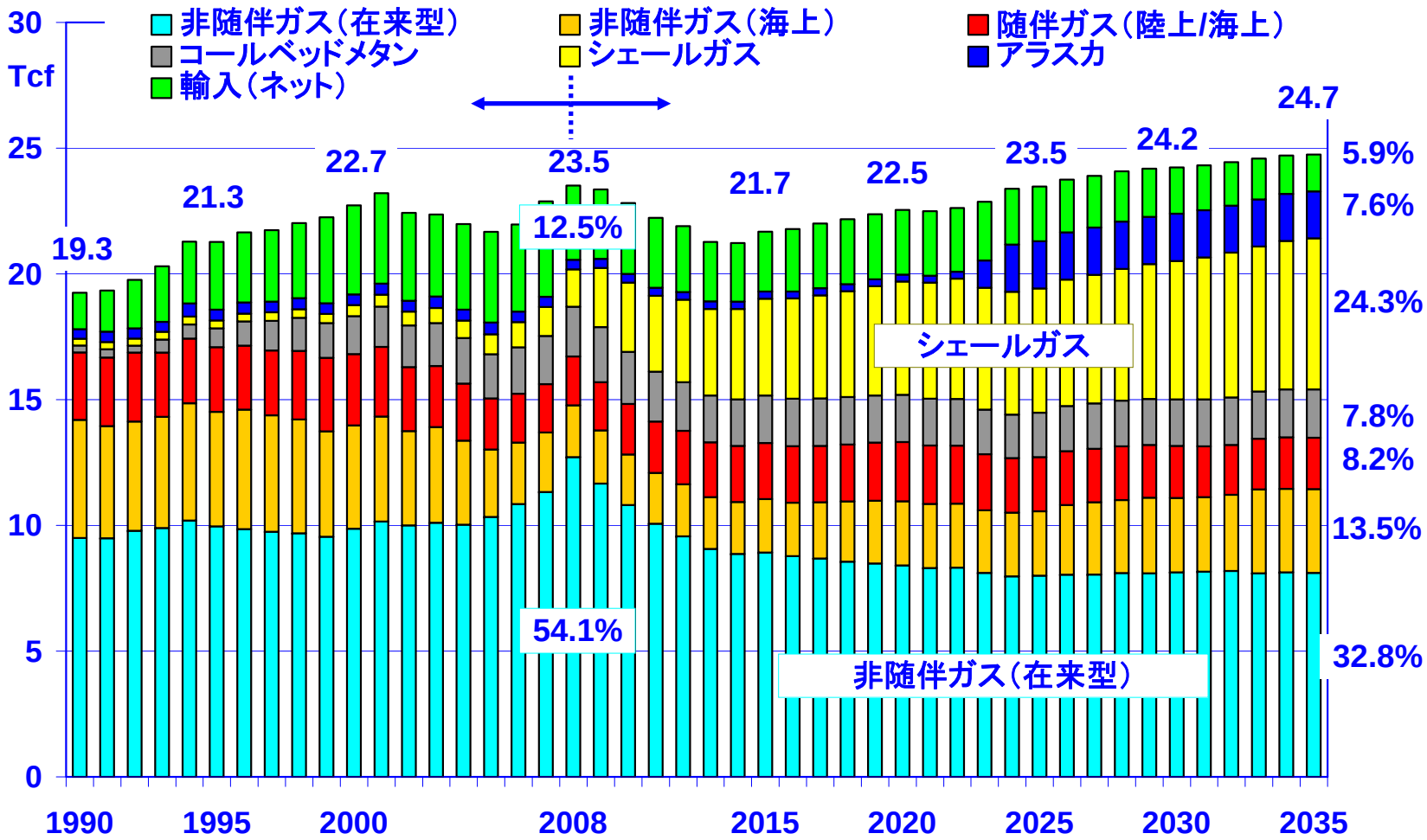




出所:DOE/EIA、U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves

- 2009年におけるシェールガスの確認埋蔵量は天然ガスの21%、全米生産量の14%を占め、この多くがFayetteville Shale (アーカンソー州)、Haynesville (ルイジアナ州)、Woodford (オクラホマ州)、Marcellus (ペンシルバニア州)、Barnett 及びHaynesville/Bossier (テキサス州)の 6つの主要シェールガス田によるものである
- 確認埋蔵量の増加分で見ると、シェールガスが90%を占めている。米国の天然ガス埋蔵量が11%増加したのは、ガス価格が下落し既存ガス(在来型)の埋蔵量が下方修正された時期であることに留意

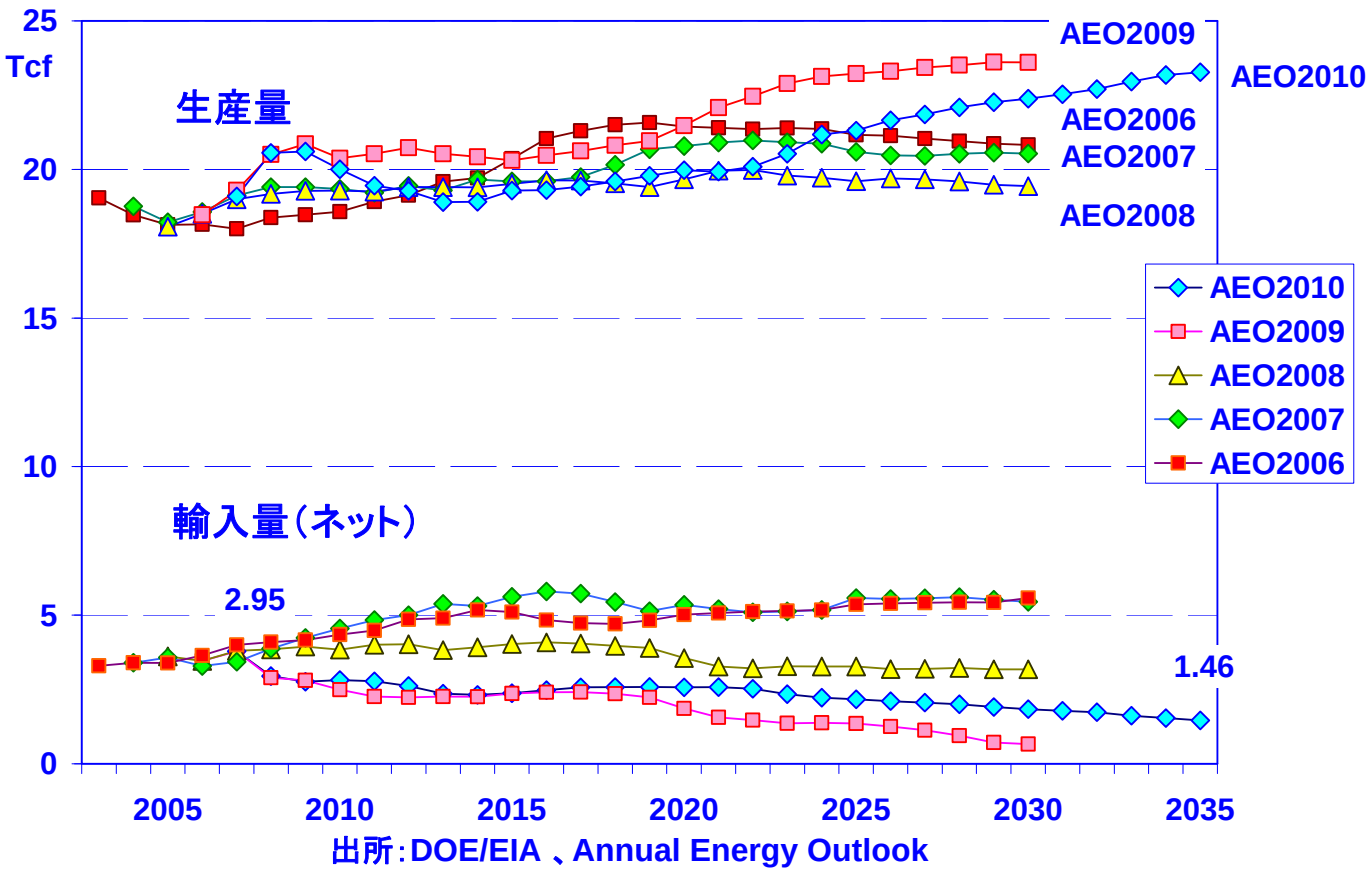
米国の天然ガス生産の見通し



出所：DOE/EIA、Annual Energy Outlook 2010

- ●国産天然ガスの生産量は2008年の20.6 tcf から2035年には 23.3 tcf に増加の見込み
- ●シェールガスの供給量は2008年の 6 % から2035年には 24 %に拡大する

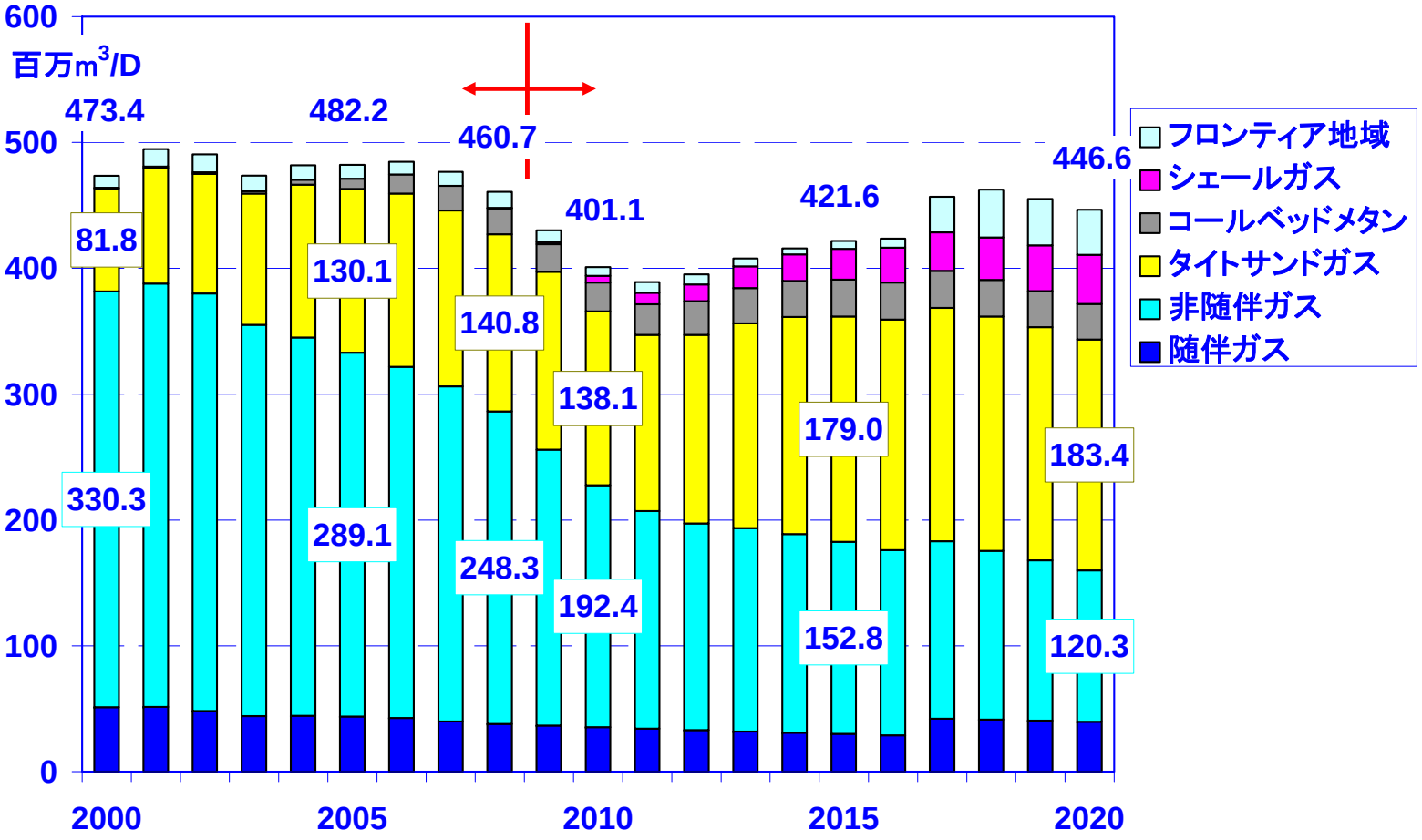
米国の天然ガス輸入量の見通し



出所：DOE/EIA 、Annual Energy Outlook

- 数年前までは米国の輸入天然ガスへの依存度は増加が見込まれ、輸入LNGに対応した再ガス化設備に多くの投資が行われた
- 輸入天然ガスが供給量に占める割合は2008年の12.5%から2035年には5.9%に低下が見込まれている

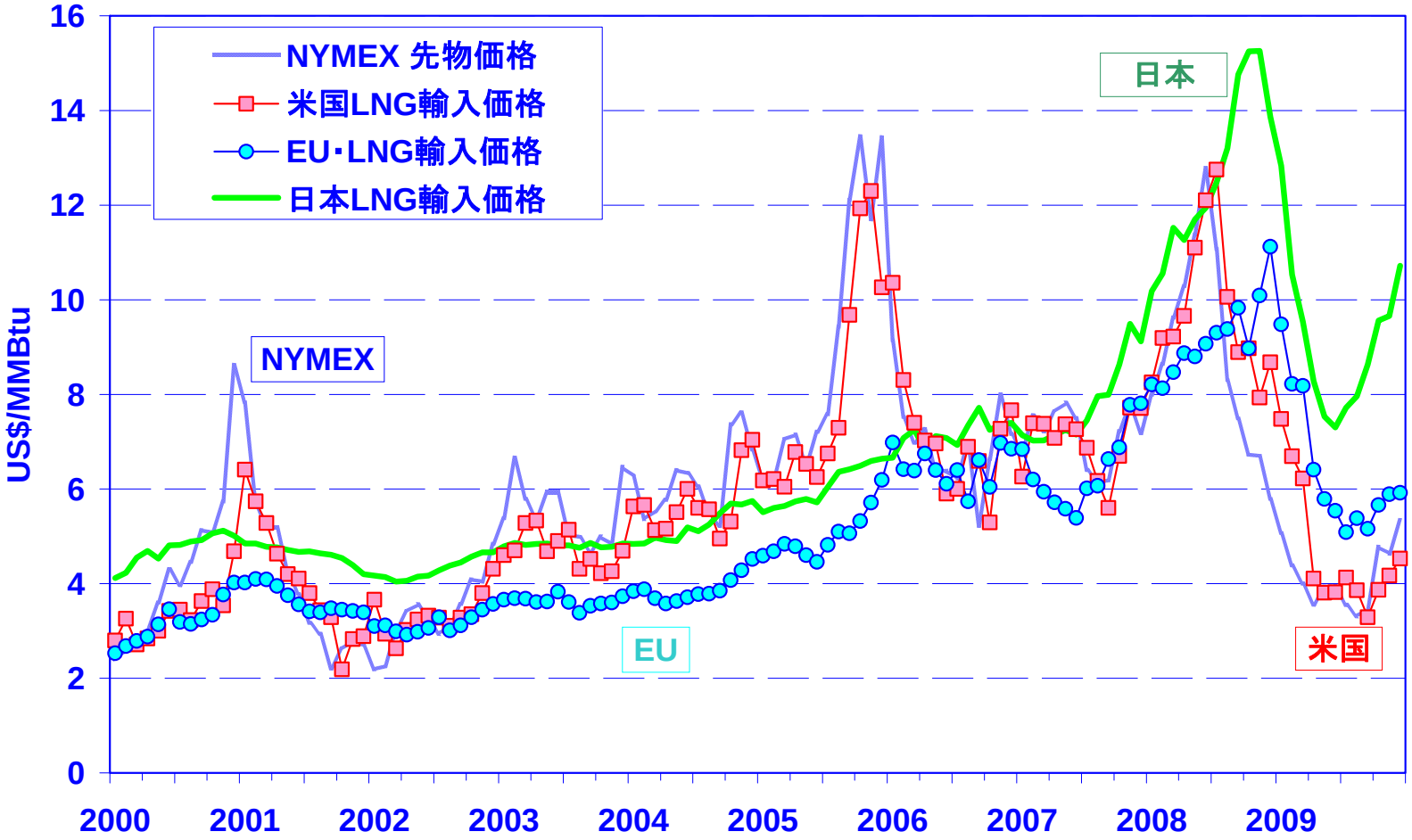
カナダの天然ガス生産の見通し



出所：カナダ、National Energy Board、2009年

カナダにおけるシェールガスプロジェクトへの外国企業の参画状況
- KOGAS-EnCana（British Columbia）
- Mitsubishi-Penn West Energy Trust（Cordova Embayment Shale Gas, British Columbia）

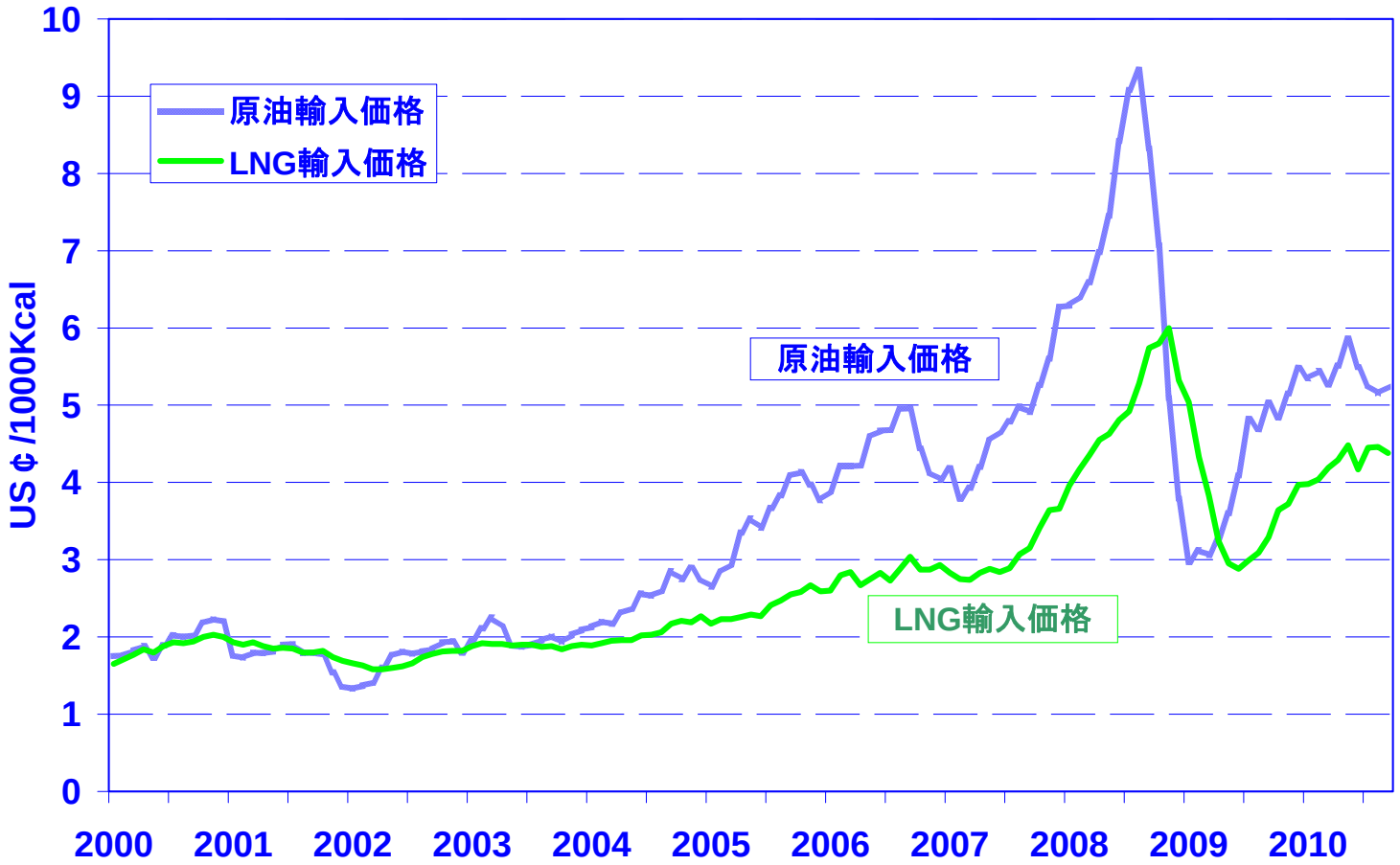
LNG輸入価格の推移



出所：IEA、Natural Gas Information

2008年の世界的な金融危機以降、欧米のLNG輸入価格は下落に転じており、日本の輸入価格との価格差は拡大を続けている

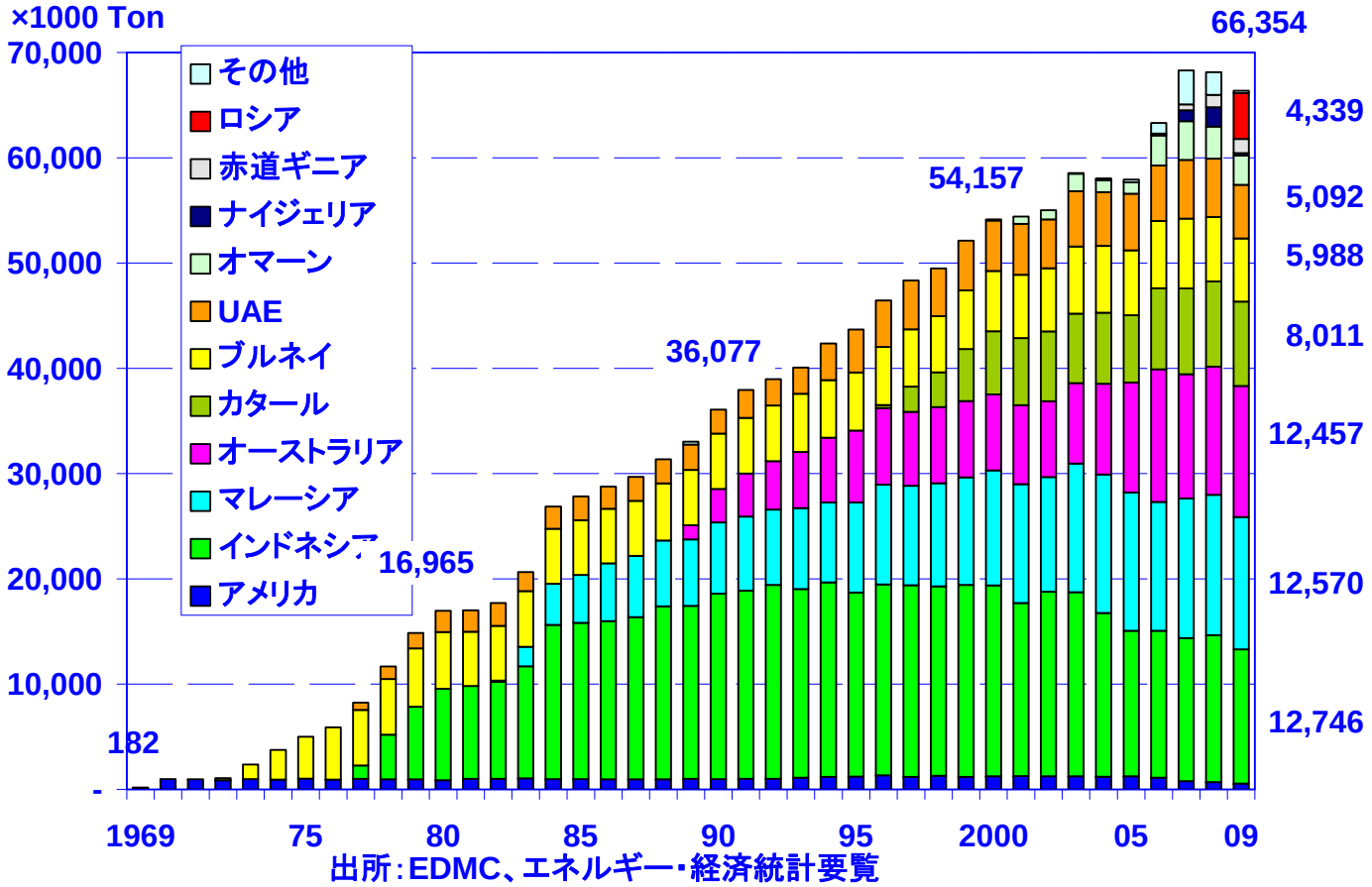
日本のLNG輸入価格



出所：EDMC、エネルギーデータバンク

- 日本のLNG輸入価格は原油輸入価格にリンクしていることから、原油価格が高止まりする中ではLNG価格は下がりづらい状況にある

日本のLNG輸入量の推移



出所：EDMC、エネルギー・経済統計要覧

- 2009年にはロシア・サハリンからのLNG輸入が開始された。今後は、カナダ西岸各州（ブリティッシュコロンビア州、アルバータ州など）、米国からアジア市場に向けた輸出も行われる可能性がある
- 日本のガス会社を中心に、原油輸入価格リンクのガス価格を見直す動きがある（例えば、LNGのスポット取引価格、シェールガスのブームにより下方圧力が強まっている米国ヘンリーハブ（Henry Hub）、欧州（英国）のNBP（National Balancing Point）の取引価格、を反映させるなど）

まとめ

- オイルサンド（ビチュメン）、超重質油は、極めて粘度が高く、高密度（低API比重）であり、全酸価（TAN）が高く、窒素分、酸素分、硫黄分、金属分が多いという特徴を有する
- この結果、生産、輸送、石油精製におけるコストは在来型石油よりも高くなる。しかし、資源量は極めて豊富で、長期にわたり液体炭化水素の供給を確保するという点では重要な役割を果たすことが期待される。

- 米国とオーストラリアは、石炭資源が豊富で炭層も厚く、インフラも整備されていることから現在CBMの主要生産国となっている。ここで蓄積された技術、経験はインドネシア、中国、インドなど、石炭資源が豊富な他の国々に容易に移転することが出来る。
- 排出ガスの削減クレジットがCDMプロジェクトとして利用できれば、途上国における開発促進に経済的な面からも寄与するものと思われる

- シェールガスの資源量は極めて大きく、長期にわたり世界で生産されれば米国、欧州、アジアにおける天然ガスの需要の増大に大きく貢献し、天然ガス市場ならびに価格メカニズムを大きく変化させる可能性がある。
- シェールガスは低炭素燃料のオプションとしても重要であり、エネルギーの安全保障、経済の発展にも貢献し得る。ただ、環境への影響に対する懸念や、技術面、用水の確保、土壌問題などさまざまな課題も内在する。
- 特に生産地の政府や自治体は、水圧破砕に伴う地域の飲料水の汚染や住民の健康への被害を懸念している。有害な化学物質の使用を排除する努力や、破砕用水、化学品のリサイクルが求められるところであるが、シェールガスは石油や石炭に比較して低炭素であり、豊富な資源量を有するという点から、生産の持続的発展に向けた適切な政策的対応が望まれる。

ご清聴ありがとうございました

谢 谢