

第3章 その他非在来型資源開発の可能性¹

畑佐 伸英

はじめに

本章では、前章で述べられたシェールガス以外のその他の非在来型資源の可能性について考察する。在来型資源と非在来型資源の定義や分類については、必ずしも統一的な見解があるわけではないが、簡単に非在来型資源を説明すると「通常の油・ガス田以外から開発される石油・天然ガス」となり、古くから利用されてきた石油・天然ガス（＝在来型資源）と区別されることとなる。本章では便宜上、図表1のように非在来型資源を整理して論じることとした。代表的な非在来型資源は、石油系では、(1) タイトオイル (Tight oil)、(2) オイルサンド (Oil sand) から生産される超重質油 (Extra-heavy oil) とビチューメン (Bitumen)、(3) オイルシェール (Oil shale) に含まれるケロジェン (Kerogen) であり、天然ガス系では、(1) シェールガス (Shale gas)、(2) タイトサンドガス (Tight sand gas)、(3) コールベッドメタン (CBM: Coal-bed methane)」、(4) メタンハイドレート (Methane hydrate)」などが挙げられる。上記以外の種類の非在来型資源も存在するが、ここでは図中に示された主要な非在来型資源（既述のシェールガスを除く）に焦点を絞って考察することにする。

図表 1

非在来型資源	
非在来型石油資源	非在来型ガス資源
(1) タイトオイル (シェールオイル) (2) オイルサンド (超重質油・ビチューメン) (3) オイルシェール (ケロジェン) など	(1) シェールガス (2) タイトサンドガス (3) コールベッドメタン (4) メタンハイドレート など

本章の構成は以下のとおりである。第1節では非在来型石油資源、第2節では非在来型ガス資源のそれぞれの特徴を、埋蔵量や生産の見通しなどとともに概説する。第3節では、非在来型資源開発に伴う課題を述べ、最後に今後の可能性と展望についてまとめ本章を締めくくる。

1. 非在来型石油資源

(1) タイトオイル（シェールオイル）

タイトオイルとは、孔隙率・浸透率が共に低い岩石からの中・軽質油のことで、目の詰まった頁岩中で成熟した油（シェールオイル）と同義で使われることが多い。生産方法はシェールガスの開発手法と基本的に同じであり、水平掘削を行った上で、多段階で水圧破砕を起こすことによりオイルを生産する。

アメリカで現在開発が進んでおり、ノースダコタ州とモンタナ州に広がっている Bakken という所が、タイトオイル開発の誕生の地として知られている（図表 2）。Bakken 地層自体は 1950 年代に既に発見されており、開発も一部行われていたが、新しい技術を使うことにより 2006 年頃から生産が急増した。ノースダコタ州については、2006 年には原油全体の生産量が 10 万バレル/日であったが、今現在 70 万バレル/日となっている。それ以外に生産量が伸びてきているのは、テキサス州にある Eagle Ford である。また、ワイオミング州とコロラド州にまたがる Niobrara でも開発が順次進められている。他にシェールオイルの生産が期待される所としては、カリフォルニア州にある Monterey などがある。

IEA(International Energy Agency: 国際エネルギー機関)の統計によると、2013 年の米国のタイトオイルの生産量は、72 万バレル/日でアメリカ国内生産量の約 13 パーセントである。大規模な鉱床では生産単位当たりのコストが大きく抑えることが可能であり、さらに新しい技術の開発と最適化によって、坑井一本からの生産量を拡大させてきたことで発展してきた。5 年ほど前は坑井一本から初期生産レートで 200~400 バレル/日しか生産できなかったのが、今は 2000~4000b/d を生産できるようになった。

IEA の見通しでは、米国のタイトオイル生産量は、2013 年の 72 万バレル/日、2030 年頃には 130 万バレル/日と伸びることが予想されている（図表 3、4）。また、他の民間コンサルタントでは、2020 年に 300 万バレル/日という予測データも示しており、今後、タイトオイルの生産見通しの数値が、徐々に上方修正される可能性も十分に考えられる。

図表 2



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: March 21, 2011

出所：米国エネルギー省、〈<http://www.eia.gov/>〉

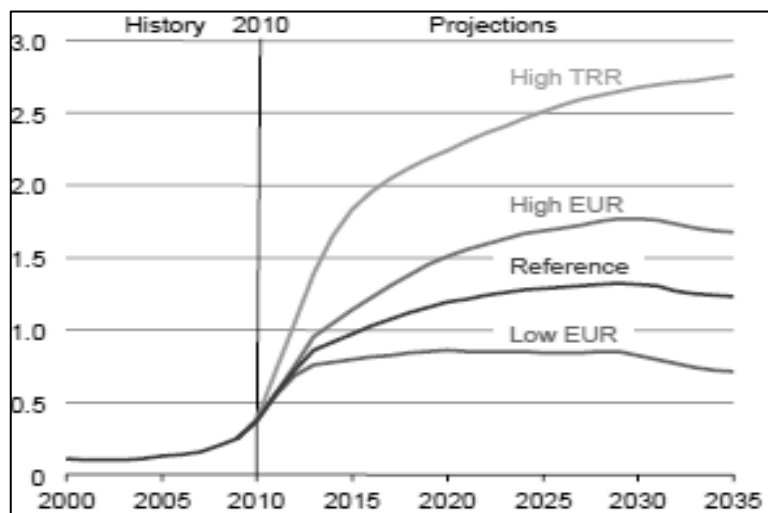
図表 3

Reference ケース	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
石油価格* (ドル/バレル)	57.46	80.46	117.84	124.44	130.30	130.74	137.55
石油生産量(百万バレル/日)	5.36	5.47	6.15	6.70	6.40	6.37	5.99
タイトオイル	0.25	0.37	0.97	1.2	1.29	1.32	1.23

* 井戸元平均価格

出所：米国エネルギー省、〈http://www.eia.gov/forecasts/aeo/excel/fig2_data.xls〉

図表 4



出所：U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012, Figure 55. U.S. production of tight oil in four cases, 2000-2035 (million barrels per day)

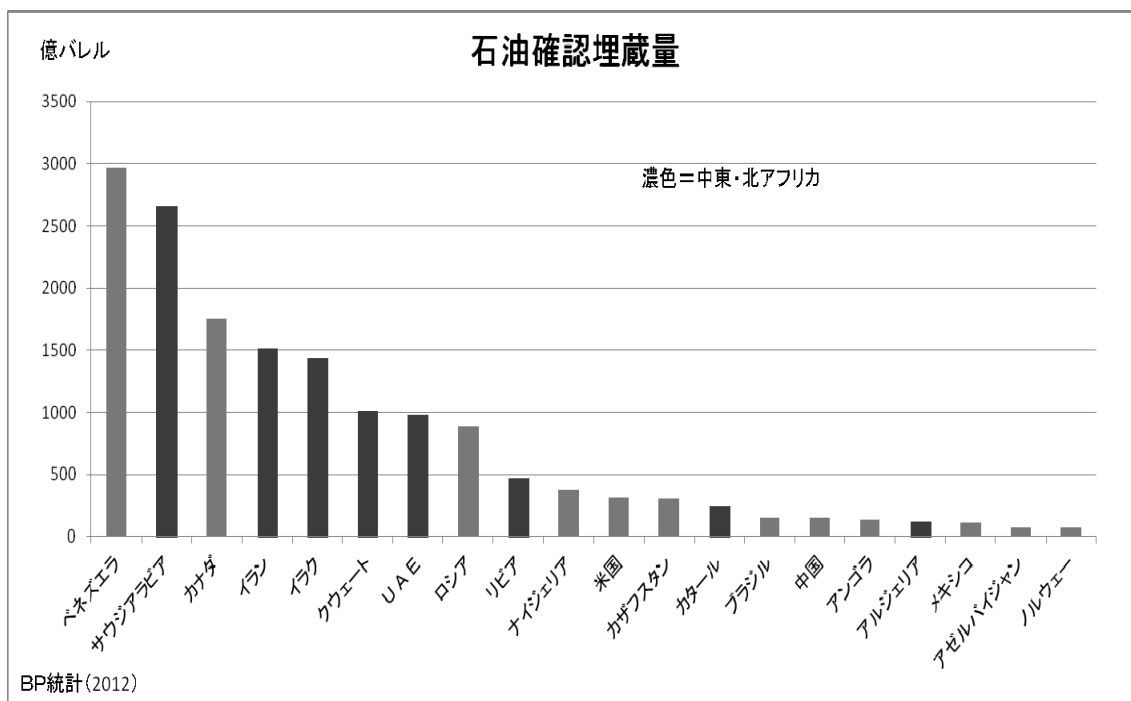
(2) オイルサンド

オイルサンドとは流動性のない高粘度のタール状原油を含む砂岩層のことで、油砂やタールサンドとも呼ばれている。採取された原油は、粘性に応じて「超重質油」あるいは「ビチューメン」に区別される²。地下深い所で生成した原油が地表近くの貯留層に移動し集積したあと、地下水との接触やバクテリアによる生物分解により、軽質の炭化水素成分が消失して重質の部分が残り、これが高粘度化して形成されたものと考えられている。

主なオイルサンド鉱床はカナダとベネズエラにある。カナダ西側のアルバータ州に広がっている埋蔵地からとれるオイルは、「ビチューメン」と呼ばれ、その埋蔵量は1,700億バレルと推定されている³。ベネズエラのオリノコ川周辺で生産されている「超重質油」は「オリノコ超重質油」と呼ばれ、埋蔵量としては600億～1,300億バレルとIEAは発表している⁴。その他、埋蔵量が多い順で、ロシア、カザフスタン、アメリカ、英国、中国などにも、オイルサンドの賦存が確認されている。

2012年のBP統計（BP Statistical Review of World Energy）の石油確認埋蔵量のランキングによると、大量のオイルサンドの存在が確認されているベネズエラやカナダが上位にランクしているのが分かる（図表5）。ベネズエラが最大でありその次にサウジアラビア、3番目にカナダ、そのあとにイラン、イラクという順序になっており、オイルサンドは石油産出という点において非常に重要な資源となりつつある。

図表 5



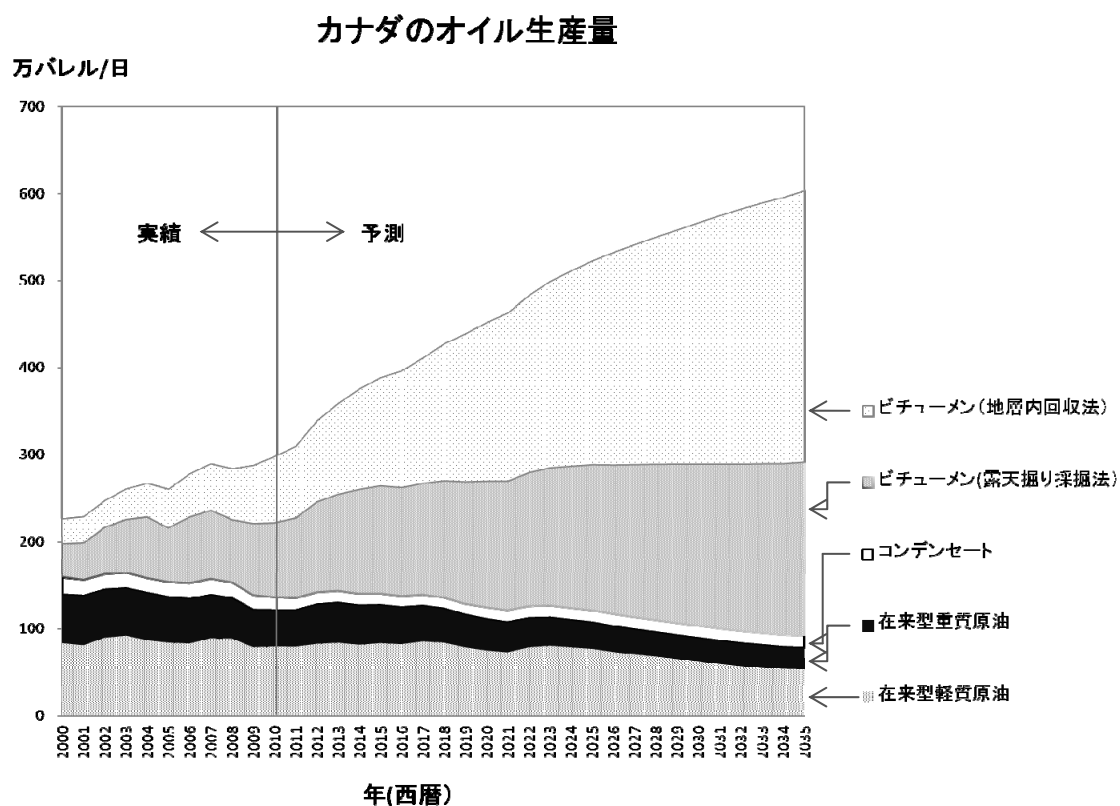
オリノコ超重質油は多少の流動性があるため、在来型の開発手法を最適化することによって生産されている。カナダのオイルサンドでは露天掘り採掘 (Mining) 法と地層内回収 (In-Situ) 法を用いて生産している。露天掘り採掘法では、地表を剥いで砂ごと採取し細かく粉砕して、それを水蒸気で加温して油・水を分離し、そこから流動化した油分のビチューメンを取り出す。ビチューメン自体は常温になると流動せず、ロウのように固まってしまうことから、このビチューメンをさらに改質ないし希釈して流動性のある油にする。

露天掘り採掘法は、オイルサンドの存在深度が浅い場合にのみ経済性があり、埋蔵量の20パーセントほどが採取可能である。残りの8割は深度70メートル以深の地下深部に賦存しており、これらについては地層内回収法を用いる。現在、商業化されている地層内回収法は2通りあるが、その考え方は基本的に同じで、地下でオイルサンドを加温することによりビチューメンの粘度を下げ流動化させて地上に回収する方法である。

地層内回収法の一つであるSAGD (Steam Assisted Gravity Drainage drilling (in-situ) method) 法は、井戸を上下2本平行に5メートルほどの間隔で水平に掘削し、上の井戸から蒸気を入れて周辺の地層を暖めてそこに賦存するビチューメンを流れやすくし、下の井戸から地上に回収するという仕組みである。もう一つのCSS法 (Cyclic Steam Stimulation drilling (in-situ) method) では、同一の坑井にて、水蒸気圧入・密閉・ビチューメン回収を1サイクルとして、数カ月単位でこのサイクルを繰り返してビチューメンを生産する。

回収されたビチューメンは流動性が低く、そのままではパイプラインを通して輸送できない。そのため、生産現場に隣接する改質プラントにて通常原油と同程度の品質の合成油に精製するか、ビチューメンに希釈剤を混ぜた後に、パイプライン輸送し市場に販売されることになる。これらの処理を重ねていくとコストがかかるため、露天掘りの場合で1バレル当たり 80~90 ドルという非常に高い生産費となってしまう。これは原油が1バレル当たり 90 ドルを下回ると、経済性も厳しくなってくることを意味している。

図表 6



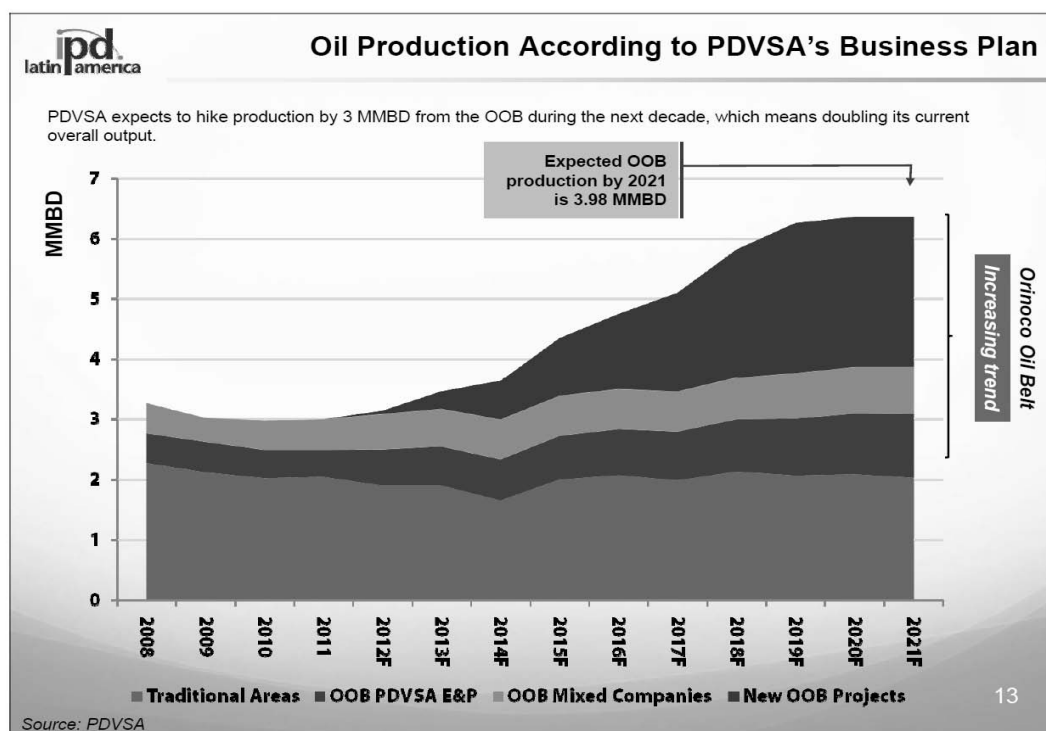
出所：National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035-Appendices,” Table A3.31: Oil, Reference Case, Production by Province. より筆者作成

図表 6 は、カナダの原油生産の実績とその予測を示したグラフである。2010 年の時点ですでにビチューメンの生産は 160 万バレル/日を超え、全体の生産量の半分以上に達している。今後も生産量の増加が順調にいくという想定のもとでは、2035 年には 2010 年比で約 3 倍の 500 万バレル/日程が産出される。数十年先には非在来型資源の割合が 8 割から 9 割を占めるといったシナリオのもとで、今後さらにその重要性が増してくるものと予想される。

ベネズエラでは 2010 年の段階で 70 万バレル/日の超重質油を生産しているが、IEA の予

測ではその生産量は2035年には237万バレル/日へと3倍超に膨れ上がるとしている⁵。また、ベネズエラ国営石油会社（PDVSA）のビジネスプランでは、2021年に398万バレル/日まで増産するというシナリオも表明されている（図表7）。ここ数年以内に、ベネズエラのオリノコ超重質油の生産量は在来型の石油資源の生産量を追い越すことが予想されており、非在来型石油資源が全体の生産量に占める割合は次第に高まっていくことになる。

図表7



出所：David Voght, “Venezuela, the Faja and Elections” XXI Annual La Jolla Energy Conference, May 21-23, 2012, La Jolla, California.

<http://www.iamericas.org/lajolla/presentations/doc_details/74-david-voght>

(3) オイルシェール

オイルシェールとは、ケロジェンを多く含む頁岩のことを指す。ケロジェンは原油にまで十分に熟成していないその手前の段階のもので、これを加熱（乾留）によって油分を生成させ分解して利用する。オイルシェール開発の歴史は非常に古く17世紀にまで遡る。戦後から生産量が伸びてきて、石油危機時の1970年代に最も盛んであった。安価なガソリンの普及で1980年からは減少傾向にあるが、ここ数年の原油高を契機に新たな開発の機運が高まっている。これまでオイルシェールの大半はエストニアで生産されており⁶、発電用の

燃料としても利用されている。また、中国、ロシア、ブラジルでも生産が行われてきた。

世界全体のオイルシェールの賦存量は、在来型石油資源の確認埋蔵量の約4倍にあたる、4.7兆バレルと推定されている（図表8）。このように非常に膨大なオイルシェール資源のほとんどはアメリカにあることが分かっており、3.7兆バレルもの埋蔵量が存在している。そのうち技術的に回収が可能な量は、1兆バレル程であるといわれている。その他、中国、ロシア、コンゴ、ブラジル、イタリア、モロッコ、ヨルダン、オーストラリア等の国にも比較的多く賦存していると推定されている。

図表8 オイルシェールの埋蔵量（10億バレル）

順位	国名	埋蔵量
1	アメリカ	3707
2	中国	354
3	ロシア	248
4	コンゴ	100
5	ブラジル	82
6	イタリア	73
7	モロッコ	53
8	ヨルダン	34
9	オーストラリア	32
10	エストニア	16
11	カナダ	15
	その他(28カ国)	72
	合計	4786

出所：World Energy Council, 2010 Survey of Energy Resources, Table 3.1, pp. 101-102.

基本的にオイルシェールは浅層に存在するので、開発手法としては露天掘りで生産されることが多い。賦存場所が深部になると、地層内回収（In-Situ）法による生産となるが、生産する方法は難しくなる。水蒸気や電力の熱を加えることによりケロジェンの分解・熟成を加速させて採取する方法が開発されているが、現在でも実証段階である。各社、メジャー系は現在も研究を進めており、アメリカ、カナダ、ヨルダン等の各所で試験プロジェクトが進行中である。

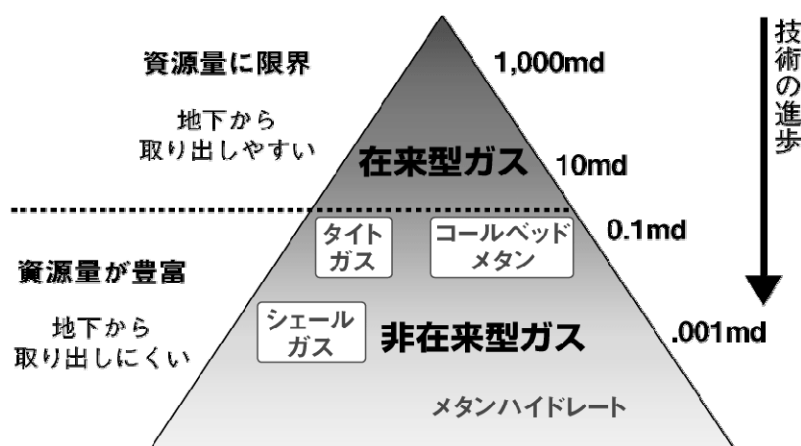
2008年の生産量は、中国7.6千バレル/日、エストニア6.3千バレル/日、ブラジル3.8千バレル/日となっており、合計で日量17.7千バレルである。IEAの予測では2035年には30万バレル/日を超える規模にまで拡大すると見込まれている。その半分はアメリカで生産される見通しで、次いで中国、ヨルダン、ブラジルで大幅な増産が期待されている。しかし、30万バレル/日という量は、他の非在来型石油資源と比べるとまだ少量であり、今後さらなる開発の進展が期待されている。

2. 非在来型ガス資源

(1) タイトサンドガス

タイトサンドガスとは、硬質（タイト）な砂岩層の中に存在するガスで、浸透率が極めて低い（0.1 ミリダルシー以下）ため、破碎などの特殊な採取技術を必要とする（図表 9）。フラクチャリング（地層に坑井から高圧水を注入して割れ目を作り、ガスの流れを良くする方法）などの坑井刺激法が普及し、坑井あたりの生産量が増加したことで採算が取れ普及拡大へとつながった。

図表 9 天然ガスの資源量トライアングル

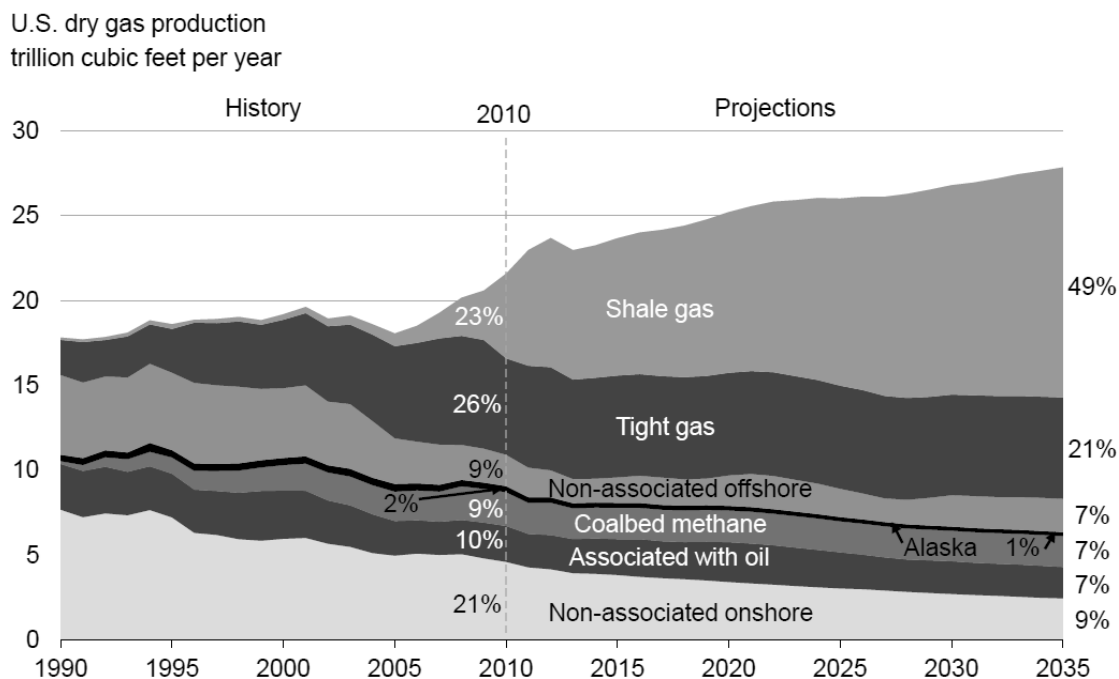


1md=9.87×10⁻¹⁶m³ ※「浸透率」の単位(岩石中のガスの流れやすさを示す)
出所: SPE 103356論文 を基に作成

タイトサンドガスは、米国ではすでにガスの全生産量の 26 パーセントを占める重要なガス資源となっている（図表 10、11）。2035 年に向けてその生産量は維持される見通しであり、依然としてガス生産量の約 22 パーセントを占める主要な資源であり続けることが想定されている。主な埋蔵場所としては、テキサス州南部やロッキー山脈南部が挙げられる。カナダでも開発が進んでおり、アルバータ州やブリティッシュ・コロンビア州にある Montney や Deep Basin で、タイトサンドガスの多くが生産されている（図表 12）。2010 年の段階で、カナダのガス生産量の約 4 割を占めているタイトサンドガスの生産量は、2014 年には在来型の生産量を抜いて、最もメジャーなガス資源となる。その後もタイトサンドガスの生産は増加し続け、2035 年にはカナダのガス資源の約半分を担うまで拡大することが予想されている（図表 13）。その他に大規模な開発が進められている国としては中国があり、主に長慶 (Ordos; オルドス)、四川 (Sichuan)、新疆タリム (Talim) 盆地、松遼 (Songliao) 盆地に胚胎しており、技術的に開発可能な資源量は 12 兆立方メートル (420Tcf) 程度とさ

れている⁷。

図表 10 アメリカのガス生産量の見通し



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2012 Early Release

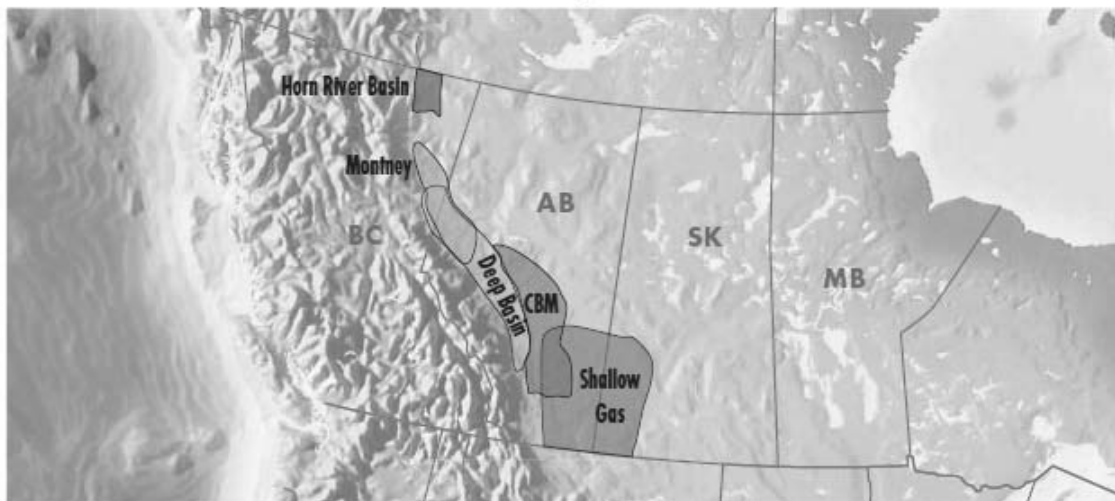
図表 11 アメリカの非在来型ガスの生産見通し

	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
ガス価格(ドル/百万 btu)	4.00	4.39	4.29	4.58	5.63	6.26	7.37
ガス生産量 (TCF)	20.58	21.58	23.65	25.09	26.28	26.94	27.93
タイトサンドガス	6.40	5.68	6.08	6.06	6.17	6.07	6.14
シェア (パーセント)	31.10	26.32	25.71	24.15	23.48	22.53	21.98
シェールガス	2.91	4.99	8.24	9.69	11.26	12.42	13.63
シェア (パーセント)	14.14	23.12	34.84	38.62	42.85	46.10	48.80
CBM	1.99	1.99	1.83	1.79	1.77	1.74	1.76
シェア (パーセント)	9.67	9.22	7.74	7.13	6.74	6.46	6.30

出所: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012.

図表 12

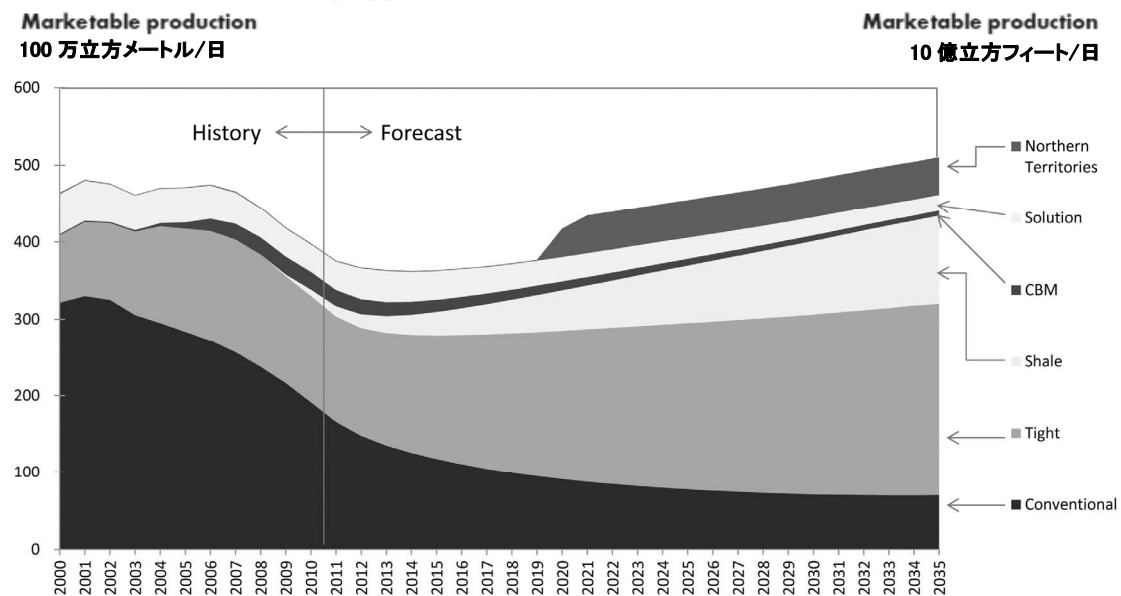
Western Canada Natural Gas Production Regions



出所 : National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035,” An Energy Market Assessment November 2011, Figure 5.3, p. 30.

図表 13 カナダのガス生産量の見通し

Natural Gas Production by Type, Reference Case



注釈 : bcf/d = bcfd = Billion Cubic Feet per Day (10 億立方フィート/日) ≒ LNG 換算 770 万トン/年
 出所 : National Energy Board, “Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035,” An Energy Market Assessment November 2011, Figure 5.2, p.30. より筆者作成

(2) コールベッドメタン

コールベッドメタン (Coalbed Methane、CBM、一部地域では CSG (Coal Seam Gas)) は、日本では炭層メタンと呼ばれ、石炭の生成過程で生じたメタンガスが、地下の石炭層中に

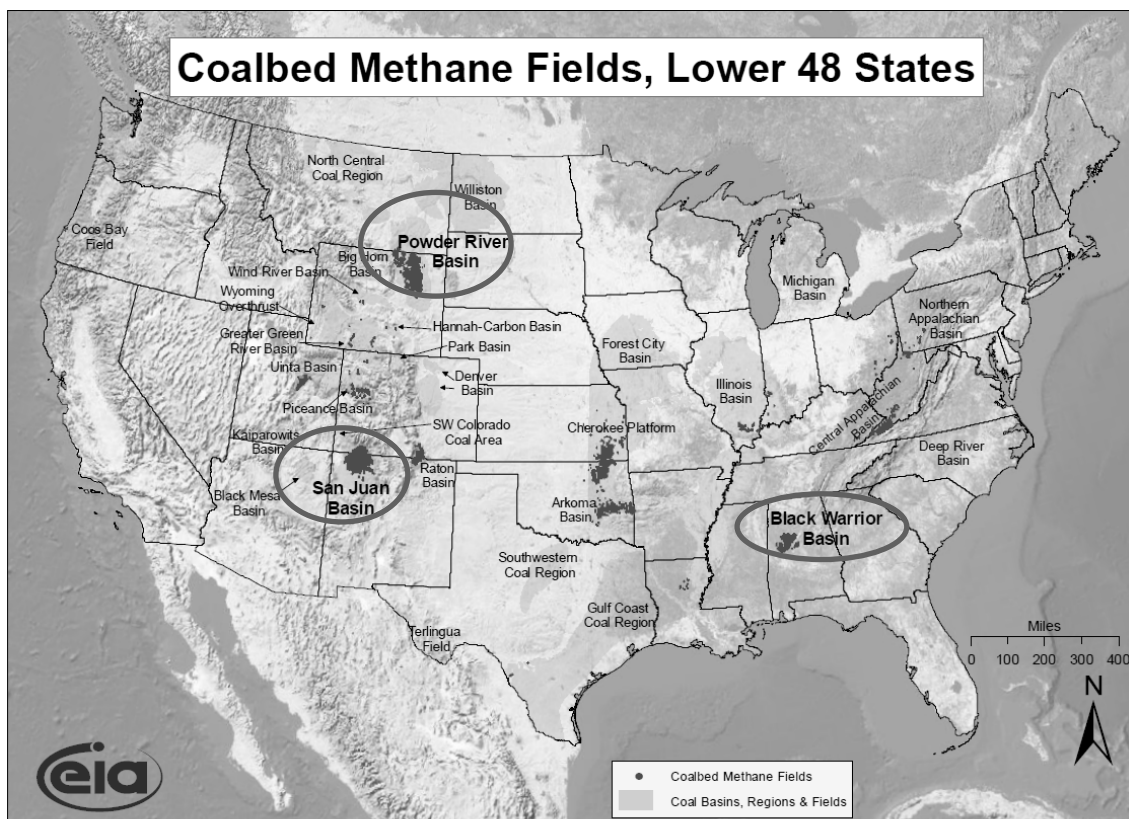
吸着されるかまたは石炭の微細な隙間や割れ目に取り込まれるかたちで貯留されたものである。もともとは石炭の開発時に、安全上回収されていたガスを商業的に利用するために開発されたものである。生産の方法としてはシェールガスと同様に、水平掘りないし垂直掘りで掘削して、水圧破碎(フラクチャリング)を行うことによってガスを回収する仕組みである。ガスが出てくる前に水が出てくるという傾向があり、まずは水を排出した後にメタンを生産するという特徴がある。北米、豪州、中国、ロシア、インド等で開発または調査段階にある。

アメリカでは長い間生産されており、1970年代に開発がスタートし、優遇税制を受け80年代に開発が進展した。2011年の国内生産量は、ガス国内生産量の約10パーセント(5.4bcf/d)で、基本的に国内で消費されている。主な賦存地域は、Power River Basin、San Juan Basin、Black Warrior Basin等である(図表14)。アメリカのガス生産の見通しによると、CBMの生産量は、ほぼフラットから僅かな減少という予測がなされている(図表10、11)。

カナダでは2000年代初め頃から、主にアルバータ州でCBMの開発が進められており、2006年頃には日量1,400万立方メートル生産されるまでに発展した。2001年の生産量は日量2,100万立方メートルであるが、今後は徐々に生産が縮小していくことが予想されており、2035年には日量650万立方メートルまで減少する(図表13)。

豪州では1976年に最初の開発が行われ、1996年に商業生産が開始された。2003年、2006年、2009年の生産量は、それぞれ、400億cf、800億cf、1,950億cfとなっている。2009年の生産量1,950億cfのうち、97パーセントはクィーンズランド州で生産されており、残りの数パーセントはニューサウスウェールズ州で生産されている。主に国内利用として開発は行われてきており、アメリカの10分の1の生産量(約0.5bcf/d)ではあるが、今後も更なる生産の拡大が見込まれている。2009年12月の段階で、国内には約26兆cfの埋蔵量があることが推定されており、これは130年分の生産量に匹敵する量である⁸。クィーンズランド州では4件のLNG事業が進行中であり、そのうち3件は開発・建設段階である⁹。2015年頃からCBMをLNG化したものが、日本へも輸出されることが期待されている。

図表 14



出所：米国エネルギー省、〈<http://www.eia.gov/>〉

中国にも石炭層が広がっているため、1990年代から開発が進んでおり、2010年の生産量は36億立方メートルとなっている。中国政府による資源評価では、36.8兆立方メートル（1,299兆立方フィート）¹⁰の資源量があるとしている。最近、日本の北海道夕張でも有望なCBMが埋蔵されていることがニュース等で取り上げられており、その量は約400億～800億立方メートルと推定されている¹¹。

(3) メタンハイドレート

メタンハイドレートとは、水の分子からなる結晶で、水分子のカゴ構造の中にメタン分子が閉じ込められた物質である。見た目は氷に似ており、常温・常圧では分解してメタンを放出し、火が付くと燃えあとは水が残る。このため燃える氷と呼ばれる。しかし、氷とは大きく性質が異なり、低温・高圧で安定する。0℃では26気圧以上、1気圧ではマイナス80℃以下でないと安定しない。自然界でも発見されており、基本的には天然ガスとして扱える。メタンハイドレートは1立方メートルが分解すると、160～170立方メートル(0℃

／1気圧)のメタンガスが発生する。

埋蔵量の算定に必要な要素の中に未解明の研究課題が多くあるため、精度の高い埋蔵量評価は現段階ではできないが、全世界の資源量は在来型天然ガスの埋蔵量の2～10倍と推定されており、21世紀の有望なエネルギー資源となる可能性を秘めている。日本近海にも存在することが確認されており、開発－生産に向けた研究が進められている。

メタンハイドレートは1990年代の一時期に、日本の埋蔵量が日本の天然ガス消費量の100年分と言われた時期があった。しかし、様々な条件を絡めて算出するとそのような試算になる可能性もあるが、実際はメタンハイドレートの日本周辺海域の資源分布についてはまだ調査段階である。また、調査結果もないという箇所も結構あり、完全なデータは把握できていない。現状では、海上から振動を与えて地下の様子を探ることにより、メタンハイドレートが存在する可能性がある層かどうかを解析できるようになっている。

メタンハイドレートの存在の確認は、石油や天然ガスと同様に、音波を使った物理探査(反射法地震探査)によって実施されている。この調査データからBSR(海底擬似反射面: Bottom Simulating Reflector)と呼ばれる特徴的な反射面を確認することにより、地層中のメタンハイドレートの存在を推定している。BSRは、地層中に海底とほぼ並行する形で表れ、地質学的には、BSRはメタンハイドレートが安定的に存在する領域の基底部に相当する。つまり、BSRがあるということは、その上部にメタンハイドレートが存在することを知ら手がかりとなっている。

紀伊半島沖周辺での調査では、1兆1,400億立方メートル(約40兆立方フィート)で日本の天然ガス使用量の約10年分の資源量があると推測されている。しかし、この値はあくまで原始資源量(資源の総量: resources in places)であって、これらからどれだけ回収できるかという点が大きな問題となる。普通のガスであれば70～90パーセント、石油では50パーセント、シェールガスで数パーセント程が回収可能であるが、メタンハイドレートについては何パーセント回収可能なのか未だ不明である。それによって埋蔵量が左右されることになるため、最大で10年分のガスの回収が可能ではあるが、実際にはそれほどうまくいかない可能性の方が高い。また、メタンハイドレートの分布については日本が特に強調されがちであるが、世界でも永久凍土帯、大陸の縁辺部の海域に賦存していると言われている。その量は、原始資源量で数100兆立方メートルであると言われている。

メタンハイドレートは低温や高圧の場所に存在し、基本的には塊となっているため固体状のものを如何に取り出すかが課題となる。普通のガス田であれば井戸を掘れば自噴となるが、メタンハイドレートの層は塊になっていることから掘削しただけでは地下から出てくることはない。しかもメタンハイドレートは低温であるため、塊は容易には融けない。

したがってメタンハイドレート特有の新たな生産手法の開発が必要となっている。

開発の手法の1つとして減圧法がある。メタンハイドレートの中にはガスと水が含まれているが、埋蔵地層内の水をポンプで吸い上げることで、地層内の圧力が減圧されメタンハイドレートからメタンガスが分離して産出されてくる。減圧法の他にも3つの方法があるが、いずれも暖かい水を注入してメタンハイドレートを融かしてガスを生産するという手法である。しかし、減圧法以外の3つの方法では水を温めるという作業過程でエネルギーを消費してしまい、エネルギーの投入と実際に産出されるエネルギーの比率はあまりよくない。一方、減圧法はポンプで水を汲み上げなければならないが、それ以外の工程で温めるという作業が省略されているので、他の3つの方法に比べてエネルギー産出比が良好と考えられている。現在、日本では減圧法の研究を行っているところである。

2008年3月にカナダにて陸上で実験を行い、短い期間ではあったがメタンガスが連続的に生産できることが実証された。陸上では成功したが、実際に海上で安定してさらに長期間生産が可能か否かを、現在研究しているところである。日本のメタンハイドレートの開発計画は3つのフェーズで行われている(図表15)。現在はフェーズ2の後半に入っており、2012(平成24)年度には海洋産出試験を行っている。海洋産出試験を通じて、どうすれば長期的に安定してメタンハイドレートの生産ができるかを研究している。また、環境面での問題点も調査する必要がある。

2015(平成27)年にフェーズ2を終え、最終的な評価を行うことになっている。その後のフェーズ3で「商業的産出準備」と題して、引き続き産出試験に関して技術を高めるための研究を行う。2018(平成30)年にすべてのフェーズが終了となるが、この時点で即、商業生産がスタートするわけではない。このメタンハイドレート生産が商業生産に乗るかどうかを最終的に判断するのが2018年であって、商業的に開始できるかどうかはそれ以降に決定されることになる。

図表 15



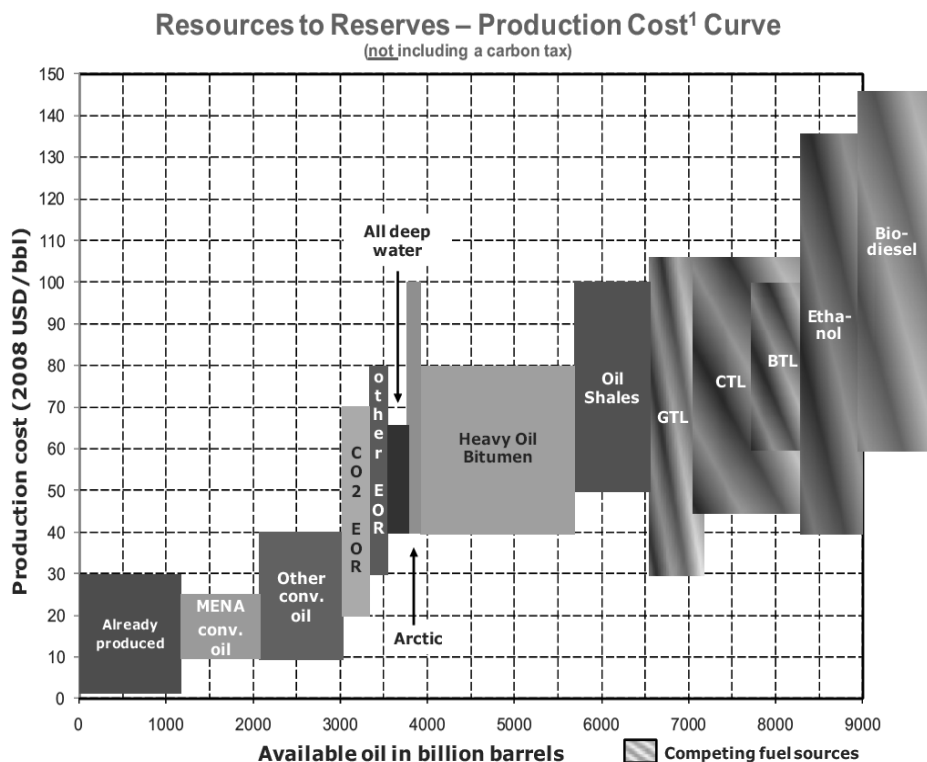
出所：MH21：(Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム)
 <<http://www.mh21japan.gr.jp/mh21/02-2/>>

3. 非在来型資源開発の課題

オイルサンドやオイルシェール等については、最大の課題はやはり経済性である。粘度低下のための処理に追加的な費用がかかり、在来型に比べるとコストが高くなってしまいう (図表 16)。従って、原油価格が乱高下している状況においては (図表 17)、先が読みにくく事業の開発に支障をもたらす。事実、2008年の金融危機の直後には事業の延長を見合わせるという発表もあった。近年の原油価格は比較的に高値で推移していることから開発は進んでいるが、事業の進捗が原油価格によって影響を受けやすいという特徴に変わりはない。

これらの非在来型石油資源は、手間暇かけて取り出しているので追加的なエネルギーの投入量が多い。井戸を掘ってからガスを利用して水を加熱して温めて投入していることから、最終的には多くのエネルギーを投資していることになる。したがって生産時のCO₂排出量も在来型に比べて多いという結果になる (図表 18)。

図表 16

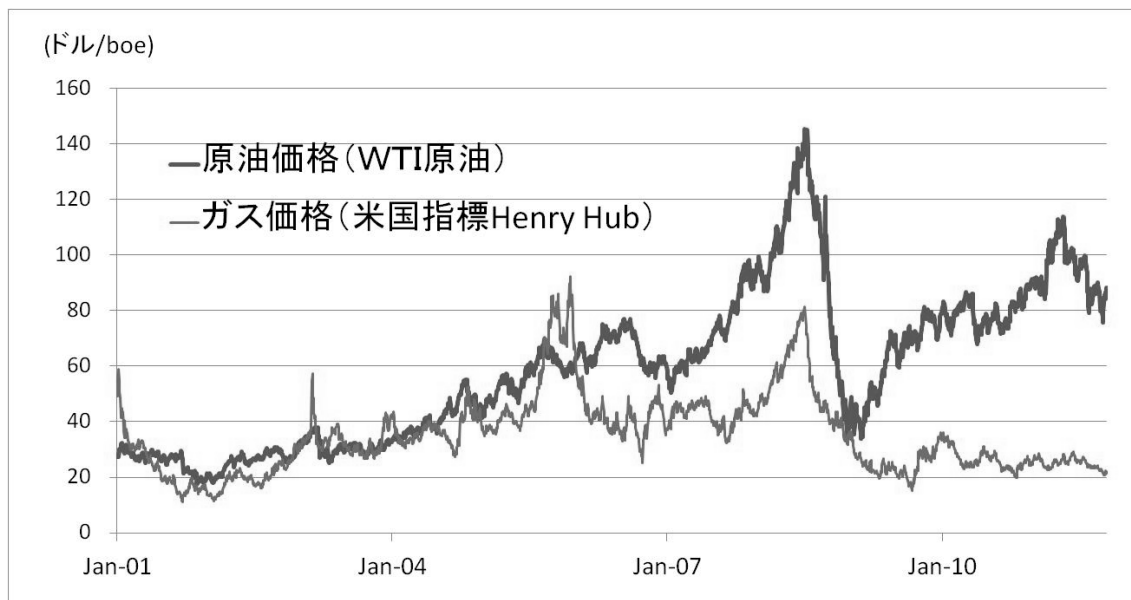


Source: An updated version of the IEA's 2005 publication *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future* to be published later this year.

¹ Production cost is defined as the break-even point and does not include an assumed return on investment

出所 : International Energy Agency (IEA), *Resources to Reserves 2010 Oil Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*, Spring 2011.

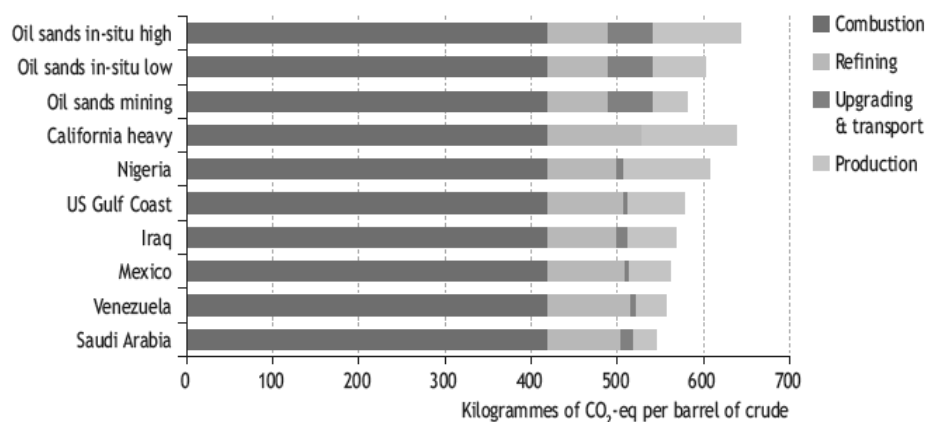
図表 17



データ : 米エネルギー省

図表 18

Figure 4.3 • Well-to-wheels greenhouse-gas emissions of various oils



Note: Transport emissions are based on delivery to the United States. The bottom seven bars are examples of specific conventional crudes; they do not imply an average value for the countries of origin. The range of values for in-situ production of oil sands is indicated by the high and low cases.

Sources: Jacobs Consultancy (2009); TIAX (2009); US DOE (2009a); CERA (2009); Charpentier (2009).

出所: International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, p. 157.

非在来型資源の掘削には水を利用することが多いため、水資源の確保と排水処理という課題をクリアしなければならない。オイルサンドの場合、油を1バレル取り出すのに水がその2、3倍必要となるため、水を如何に確保するかという問題を考えなければならない。また、その排水の処理という観点から、効率的な水の利用が求められている。さらに、水質汚染等の環境問題も生じてくる。

資源の輸送先や販売先の確保という点においても、いくつか課題が存在する。たとえば、カナダではビチューメンの生産量は伸びてきているが、輸送のためのパイプライン建設の計画は滞ったままである。アメリカ向け、または、アジア輸出を考えた太平洋側向けの計画もあるが、地元の環境派からの強い反対で難航している。これらの工事が着手されるまでには、しばらく時間を要するという状況であり、販売先を決めるまでには大きな壁を乗り越えなくてはならない。

おわりに

今後も、新興国を中心に経済的な発展が見込まれる中で、世界的にもエネルギーの需要はさらに急増していくことが予想される。その中で、膨大に賦存する非在来型ガスと非在来型石油の存在は、ますます重要性を帯びてくるであろう。しかしながら、非在来型の資源は、市場価格に対して非常にセンシティブであり、在来型に比べて採算コストが高いと

いう点において、今後、非在来型の石油やガスの産出量が無尽蔵に増加していくというシナリオを容易に描くことは危険である。またこれらの資源の開発は陸上が主流であるため、環境問題化しやすいという側面も持つ。

しかし、その一方で、シェールガスにみられるように、技術革新、規模の経済、経験を積むことによる学習効果、そして、それらの技術の世界への波及ということを期待すれば、今後新たな可能性と道が開けると思われる。非在来型資源の開発はまだ始まったばかりであり、今後の展開と発展の行方に引き続き注視していく必要がある。日本は、石油の需要の 99.6 パーセント、ガスの需要の 96.9 パーセント程度を海外からの輸入に頼っている資源のない国である¹²。そのような観点からも、引き続き非在来型石油・ガス資源の動向に目を向けながら、自ら調査研究と開発に取り組んでいく姿勢が求められている。

—注—

- ¹ 本章は、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の市原路子主任研究員と野神隆之上席エコノミストの協力を得て、JIIA の事務局が執筆を担当した。
- ² 超重質油とビチューメンの定義は一律ではないが、世界石油会議 WPC（World Petroleum Congress）では、API 比重が 10 度以下で、粘性が 10,000 センチポアズ（Cp）以下のものを超重質油、10,000 Cp 以上のものをビチューメンとしている。
- ³ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, Table 4.2, p. 146.
- ⁴ Ibid.
- ⁵ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2010, pp. 161-163.
- ⁶ U.S. Geological Survey (USGS), “Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits” Scientific Investigations Report 2005-5294.
<http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf>
- ⁷ 竹原美佳「中国：天然ガス供給は多様化 ～シェールガスよりタイトガス・CBM の開発が先行～」JOGMEC 5 頁。<http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/4/4698/1207_out_m_cn_tightgas.pdf>
- ⁸ The Australian Atlas of Mineral Resources, Mines, and Processing Centres.
<http://www.australianminesatlas.gov.au/education/fact_sheets/coal_seam_gas.html>
- ⁹ 三宅裕隆、レイニー・ケリー 「豪州における炭層ガス（CBM）LNG プロジェクトの概要」『石油・ガスレビュー』Vol. 42 No. 2、2008 年 3 月、45-52 頁。
- ¹⁰ 1 立方メートル = 35.31 立方フィート
- ¹¹ Excite ニュース<http://www.excite.co.jp/News/column_g/20121225/Spa_20121225_00356278.html>
- ¹² 経済産業省資源エネルギー庁『エネルギー白書 2012』107-111 頁。
<<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2012/2-1.pdf>>

