

コールベッドメタンの開発動向¹

静岡ガス株式会社 企画部 谷 幸次²

近年、非在来型天然ガスの開発動向に対して世界的な関心が高まってきている。本稿ではその非在来型天然ガスの一つであるコールベッドメタン (Coalbed Methane、以下 CBM と略記) の開発動向をまとめる。

1. 非在来型天然ガスの概要

1-1 非在来型天然ガスとは

CBM は一般的に非在来型天然ガスに分類されるが、まずここでは非在来型天然ガスに関する基礎的な情報を記す。非在来型天然ガスと在来型天然ガスとを区分する基準としては、1980 年に米国で定められた超過利潤税法 (Windfall Profit Tax Act) の第 29 項 (Section 29) における規程がある。この法律では、開発における税制優遇措置を設ける「代替燃料 (Alternative fuel)」についての規程があり、その中で、0.1md 以下の浸透率のタイトな構造に含まれるガスや、炭層に含まれるガス、頁岩に含まれるガス、バイオマス由来のガス、高圧地層内の塩水に含まれるガスが、優遇策を受けられる天然ガス資源として挙げられている。一般にはこの規程に該当する天然ガスが代表的な非在来型天然ガスとしてみなされている。

その他にも、非在来型天然ガスとして整理されているものをまとめると以下の表 1 のようになる。

表 1 主な非在来型天然ガスの種類

タイトサンドガス	浸透性が非常に低い硬質砂岩層に含まれるガス。ガスはシェールガスと同じく、フラクチャリングにより生産される。右記超過利潤税法における定義では、ガス浸透率 0.1~0.5md 以下、孔隙率 ³ 5~15%、水飽和率 30~70%の固く締まった砂層に存在する。
シェールガス	頁岩(*)の中に存在しているガス。水圧などで亀裂を入れるフラクチャリング(破碎)によってガスの通り道を作り、ガスを回収する。一般に堆積盆地の沈降部の硬質頁岩中に存在している。 (*)頁岩とは、泥質の堆積岩で、石油や天然ガスの根源岩や帽岩となる。

¹ 本調査は経済産業省からの委託調査である平成 20 年度石油天然ガス開発利用促進調査で実施した調査内容の一部であり、このたび経済産業省からの許可を得て公表することが出来るようになった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に厚く謝意を表す。

² 2009 年 3 月まで日本エネルギー経済研究所戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ研究員

³ 岩石中の隙間の体積と岩石全体の体積との比のこと。

CBM	石炭鉱床に含まれるガスで、主にメタンからなる。有機物の石炭化の過程で発生したメタンが石炭の分子格子構造の中に吸収されたり、微細孔表面に吸着されたりして存在している。
メタンハイドレート	メタン分子と水分子からなるクラスター状の固体で、深海底堆積層中や永久凍土地帯の地質堆積層中に存在する。日本が世界に先駆けて商業生産技術の開発に取り組んでいる。
地球深層ガス	地球創生時にメタンが地球深部に閉じ込められたとする Thomas Gold 博士の提唱によるもの。
地圧水溶性ガス	深部の異常高圧層の地層水(流体圧力勾配が 0.465~1psi/ft ⁴)に溶解したガスで、高圧下のガス量は地表の体積では膨大となる。
バイオマスガス	有機物の発酵や熱分解等により生成されるガス。

(出所)日本エネルギー学会天然ガス部会編、『天然ガスの全て』、石油鉱業連盟、『石炭連資源評価スタディ 2007 年』及び寺崎二郎「世界の非在来型天然ガス資源量とその長期需要予測」、日本エネルギー学会誌、第 85 巻第 2 号 2006 年 2 月などを基に、日本エネルギー経済研究所作成

1-2 非在来型天然ガスの資源量⁵

非在来型天然ガスを含む非在来型資源を考える上で有用な概念として、Masters によって提唱された資源トライアングルという概念がある⁶。同概念によると、あらゆる天然資源に関して、高品質な天然資源ほどその資源量が少ないが、一度開発された後は容易に採掘が可能になるとされる。資源トライアングルの概念は天然ガス資源にも適用され、地中深部の非在来型天然ガスほど低品質で浸透率が低いが、在来型天然ガスより資源量が多いとされる。但し、非在来型天然ガスを経済的に開発・生産するには、最新の技術と適正な価格が条件となる (図 1)。

世界の特定地域における非在来型天然ガス資源量を分析した報告は存在するが、定期的に包括的な非在来型天然ガスの資源量評価を発表している機関は存在しない。表 2 は Rogner の世界の炭化水素資源を評価した「An Assessment of World Hydrocarbon Resources⁷」を要約したものであるが、この表によると、非在来型天然ガスの資源量は 32,560Tcf (約 912 兆 m³) とされ、その多くが北米に集中していることがわかる。2008 年版 Cedigaz 統計が、2008 年初時点での在来型天然ガスの確認埋蔵量を 178.9 兆 m³ と推定していることから、非在来型天然ガス資源のポテンシャルの大きさを計り知ることができる。そのうち、CBM の資源量は 9,051Tcf (約 253 兆 m³) とされ、その多くが旧ソ連、中国、北米に分布し、他の

⁴ pound per square inch の頭文字をとって psi と表記。

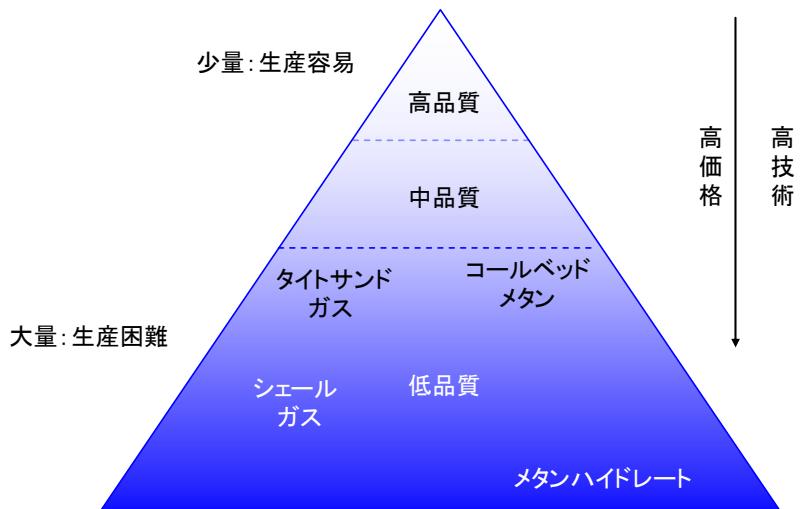
⁵ 一般に「資源量」という場合、可採・非可採や確認・未確認の区分を問わず、その資源の総量(原始埋蔵量)を意味している。他方「埋蔵量」という場合は、原始埋蔵量のうち技術的、経済的に採取可能であり、かつ回収できる確率が高い埋蔵量(確認可採埋蔵量)を指す。

⁶ Masters JA 「Deep Basin Gas Trap, Western Canada」、AAPG Bulletin 63(2): 152.、1979 年

⁷ Rogner H-H 「An Assessment of World Hydrocarbon Resources」、IIASA, WP-96-26、1996 年 5 月

非在来型天然ガスに比べて賦存地域が偏っている。

図 1 資源トライアングルの概念



(出所)Tight Gas Sands、Journal of Petroleum Technology Page 86-93、2006 年 6 月

表 2 世界の非在来型天然ガス資源量

地域	コールベッドメタン		シェールガス		タイトサンドガス		合計	
	(Tcf)	(兆m ³)	(Tcf)	(兆m ³)	(Tcf)	(兆m ³)	(Tcf)	(兆m ³)
北米	3,017	84	3,840	108	1,371	38	8,228	230
中南米	39	1	2,116	59	1,293	36	3,448	97
西欧州	157	4	509	14	353	10	1,019	29
中央・東欧州	118	3	39	1	78	2	235	7
旧ソ連	3,957	111	627	18	901	25	5,485	154
中東・北アフリカ	0	0	2,547	71	823	23	3,370	94
アフリカ(サハラ以南)	39	1	274	8	784	22	1,097	31
CAP ^(※) 及び中国	1,215	34	3,526	99	353	10	5,094	143
太平洋OECD諸国	470	13	2,312	65	705	20	3,487	98
その他アジア・太平洋	0	0	313	9	549	15	862	24
南アジア	39	1	0	0	196	5	235	7
世界	9,051	253	16,103	451	7,406	207	32,560	912

(※)Centrally Planned Asia の略でベトナム、北朝鮮、モンゴルを含む

(出所)Tight Gas Sands、Journal of Petroleum Technology Page 86-93. Table 1 - Distribution of Worldwide Unconventional-gas resources (After Rogner 1996, Taken from Kawata and Fujita 2001)、2006 年 6 月

北米に関しては、既に非在来型天然ガスの探鉱、開発、生産が活発に行われており、詳細なデータが存在する。上記表 2 は資源量の数値であるが、米国エネルギー情報局によると、2006 年 1 月時点で、米国内において技術的に回収可能な非在来型天然ガスの埋蔵量は、タイトサンドガスが 304Tcf (8.4Tcm)、シェールガスが 125Tcf (3.5Tcm)、CBM が 71Tcf

(2.0Tcm) となっている⁸。北米以外の地域では十分な調査が進んでおらず、正確なデータが不足しているが、今後、世界的に非在来型天然ガスの開発が進めば、その埋蔵量も飛躍的に増加することが期待されている。

2. CBM の開発動向

次に、CBM の開発動向について、まず CBM の特徴について示した上で、実際の開発動向について米国、豪州、中国、インドネシアの状況について概観する。

2-1 CBM の特徴

本稿で注目する CBM は炭層ガスとも言われ、石炭層中に存在するメタンを主成分としており、主に石炭表面や亀裂に吸着した状態で存在している。このため、その資源量は石炭の資源量に比例するが、石炭の炭化程度、石炭に対する吸着力が大きい CO₂ の存在等に要因に影響される。呼び方として、石炭層メタン (Coal Seam Methane: CSM)、石炭層ガス (Coal Seam Gas: CSG) 等があるが、本稿ではこれらを総称して CBM と呼ぶ⁹。

CBM の主成分はメタン (CH₄) であり、一般的には全体の 90%以上を占めている。その他、エタン (C₂H₆) 等のメタンより比重の重い炭化水素、二酸化炭素及び窒素等が数パーセント含まれる。CBM のガス組成自体は、在来型天然ガスと比較して大きな違いはない。また、CBM は在来型天然ガスと比較して、含有されている不純物の比率が低いため、ガス処理コストが削減できることが多い。但し、その熱量に着目した場合、メタンを主成分としているため、CBM は在来型天然ガスと比較して熱量が低い。

石炭には炭化の過程で、地圧や内部収縮の影響でクリート¹⁰と呼ばれる亀裂系が形成される。このクリートが石炭層内の CBM の流れの主要な通り道となる。クリートを含まない連続した部分はマトリックスと呼ばれ、マトリックス内において流体は流れにくい。石炭層中のガスはクリート内の遊離ガスとマトリックス内部表面の吸着ガスからなるが、一般的に 95%以上は吸着ガスである¹¹ (図 2)。

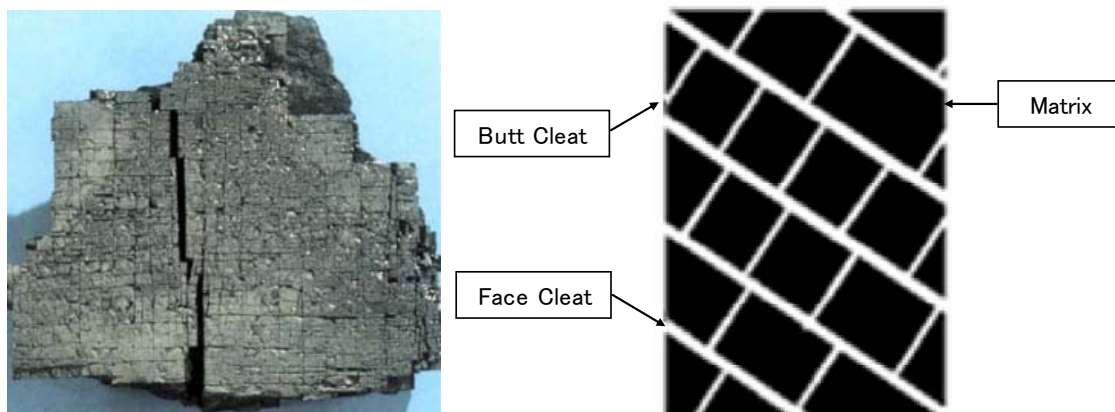
⁸ EIA、「International Energy Outlook 2008 with Projections to 2030」、2008 年 10 月

⁹ その開発・回収の目的から大きく分けて(石炭採掘とは無関係に)天然ガスだけを対象とする場合は CBM、石炭採掘を対象にする場合は CMM (Coal Mine Methane: コールマインメタン) と区分する場合もある。コールマインメタンとは、石炭採掘を対象とした開発の過程で発生・回収されるメタンガスをいう。ガス包蔵量の多い炭層を開発する場合には、石炭採掘に先立ち地上からのボーリングによりガス抜き(ガス回収)を行う。このボーリング自体はガス回収だけを目的としているが、石炭採掘の予備作業ということで、CMM に分類される。但し、CMM と CBM の成分等は同一である。

¹⁰ クリートには連続的な主亀裂(または主炭理: Face Cleat) と、主亀裂に対して垂直方向で連続性に乏しい副亀裂(または副炭理: Butt Cleat) がある。

¹¹ 舟橋悠紀、島田荘平、北村修、山本晃司「コールベッドメタン増進回収の生産性予測」、日本エネルギー学会誌、第 86 巻第 2 号 2007 年 2 月

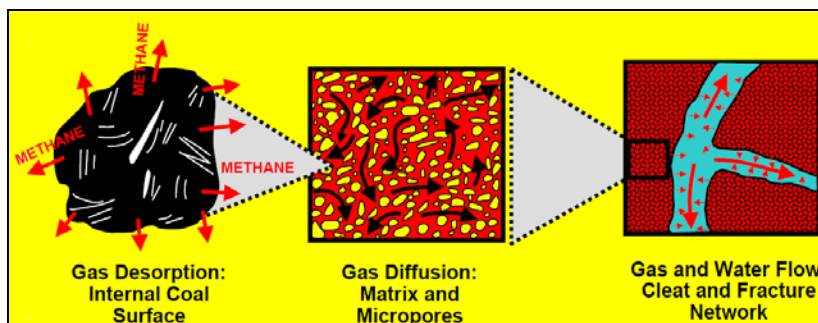
図 2 石炭層のクリート



(出所)The Prospects of Coal Bed Methane in Indonesia, Ephindo, 2007 年 11 月(左図)及び Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives(右図)に日本エネルギー経済研究所加筆

石炭層内では、まず石炭の微細孔構造内でメタンの脱離が発生し、次に脱離したメタンはマトリックスを通じてクリート内に拡散し、その後、生産される場合にはクリートを通じて CBM 坑井へ流れていくというプロセスを経る (図 3)。

図 3 石炭層内のガスフロー

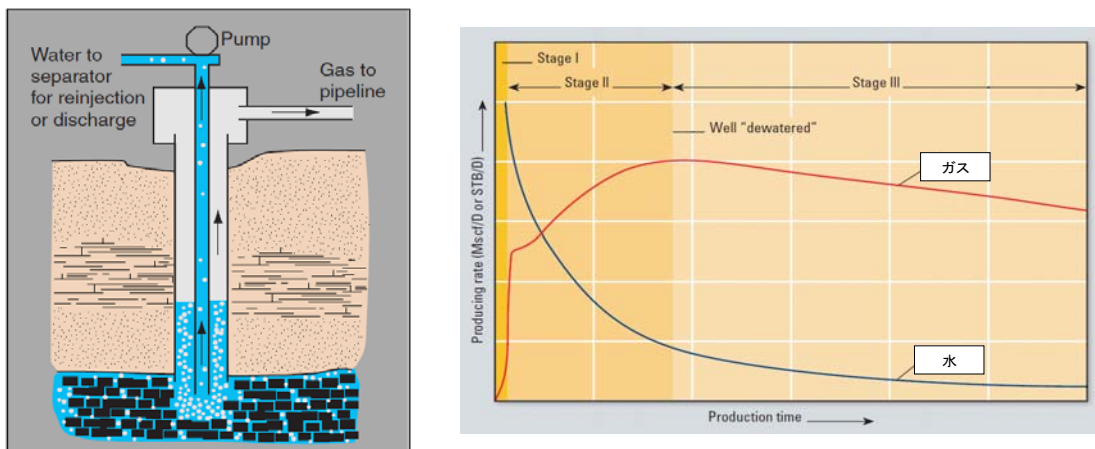


(出所)U.S. Department of Energy Environmental Activities Related to Coal Bed Methane Produced Water Presented, Oil and Gas Environmental Research Office of Fossil Energy, 2003 年 4 月

CBM の生産形態については、石炭層は「ドライタイプ」と「ウェットタイプ」に分類できる。ドライタイプの石炭層におけるガス生産形態は在来型天然ガス坑井と比較して差ほど大きな違いは見られないが、大部分を占めるウェットタイプの石炭層ではその生産形態は大きく異なる¹²。

¹² 以下、松原修、小西祐作「コールベッドメタンの埋蔵量評価手法および開発・生産技術」、JOGMEC 石油・天然ガスレビュー、2008 年 11 月を参照

図 4 ウェットタイプの CBM 生産過程



(出所) Coal-Bed Methane: Potential and Concerns, U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-123-00, 2000 年 10 月 (左図) 及び Unconventional Gas, Schlumberger White Paper, 2004 年 1 月 (右図)

ドライタイプでは、石炭層中のガスが飽和状態であり、クリート内も遊離ガスが占有するため、生産初期段階からクリート内において水は存在しない。生産開始直後より、石炭層表面からのガスの脱着も始まり、高効率でのガス生産が可能である。

一方、ウェットタイプでは石炭層中のガスが不飽和状態であり、初期段階ではクリート内に水が溜まっている。石炭層表面からガスを脱離させるには、クリート内の水抜きをして、飽和状態になるまで圧力を低下させる必要がある。図 4 の通り、CBM の生産初期段階では特に水生産量が多いため、ガスと同時に発生する随伴水の対策も重要となる。一般的に、随伴水は環境に適合するよう処理した後に放流、もしくは生産坑井への再圧入、人工池での蒸発等の処置が取られている。降水量の少ない豪州 Queensland 州などでは、随伴水を処理後、農業・飲用水として利用する等の新たな水関連ビジネスも注目されている。

CBM の坑井当たりのガス生産能力については、在来型天然ガスの 1/10~1/1000 程度と低いのが一般的で、経済性を確保するためには数多くの生産坑井が必要となる¹³。豪州での CBM-LNG プロジェクト (後述) では、年間約 1,000 本以上もの CBM 坑井を必要とするケースもある。但し、CBM 坑井は在来型天然ガスと比べて掘削深度が通常 1,500m 未満と浅く、掘削日数も短いことから、坑井当たりの掘削コストは在来型天然ガスより低減される。

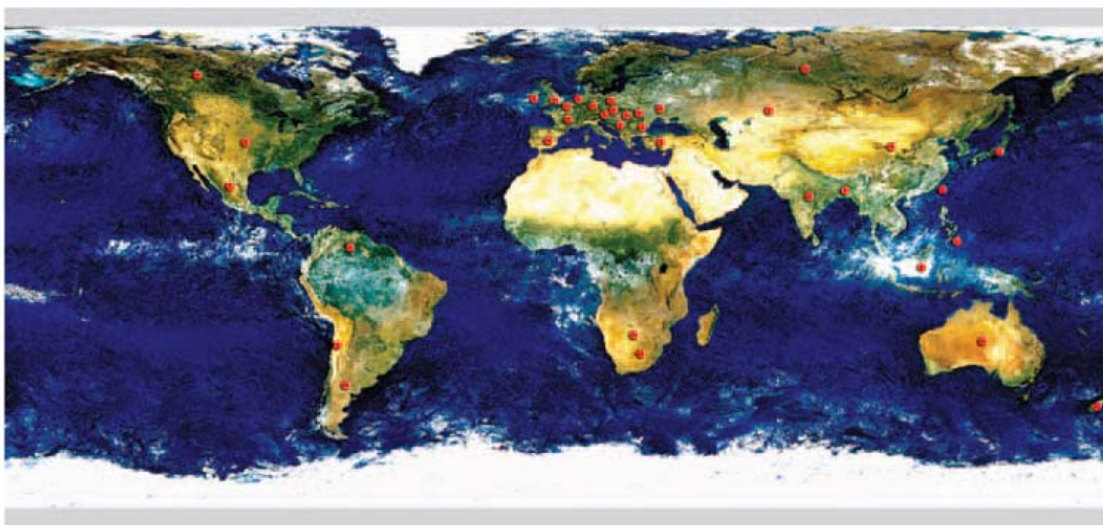
各坑井によって生産性に大きなばらつきがあるのも CBM の特徴で、クリートの発達度合いや浸透率の局所的な変化がこの要因であると考えられる。また、CBM 坑井の井戸元での圧力は概ね 1MPa 以下と低く、LNG プラント等まで輸送する場合には昇圧のためにコンプレッ

¹³ 松原修、小西祐作「コールベッドメタンの埋蔵量評価手法および開発・生産技術」、JOGMEC 石油・天然ガスレビュー、2008 年 11 月

サーを必要とする¹⁴。

米国や豪州では比較的広範囲に石炭層が分布していることを背景に、活発な CBM 開発が進められているが、他の地域では炭層貯留層の特性や浸透率の低さの問題により、大規模な商業化は行われていない。2001 年時点では、石炭埋蔵量を有する 69 カ国のうち 35 カ国で CBM に関する調査が実施され、そのうち 17 カ国が CBM 坑井を有していた。特に米国と豪州以外では中国、インドネシア、欧州各国で CBM の重要性が高まりつつあり、現在その開発が進められている (図 5)。

図 5 世界の CBM 調査状況 (2001 年)



(注)石炭埋蔵量を有する 69 カ国のうち 35 カ国(赤点)が CBM 開発に関する調査を実施
(出所)Unconventional Gas、Schlumberger White Paper、2004 年 1 月

2-2 米国の CBM 開発動向

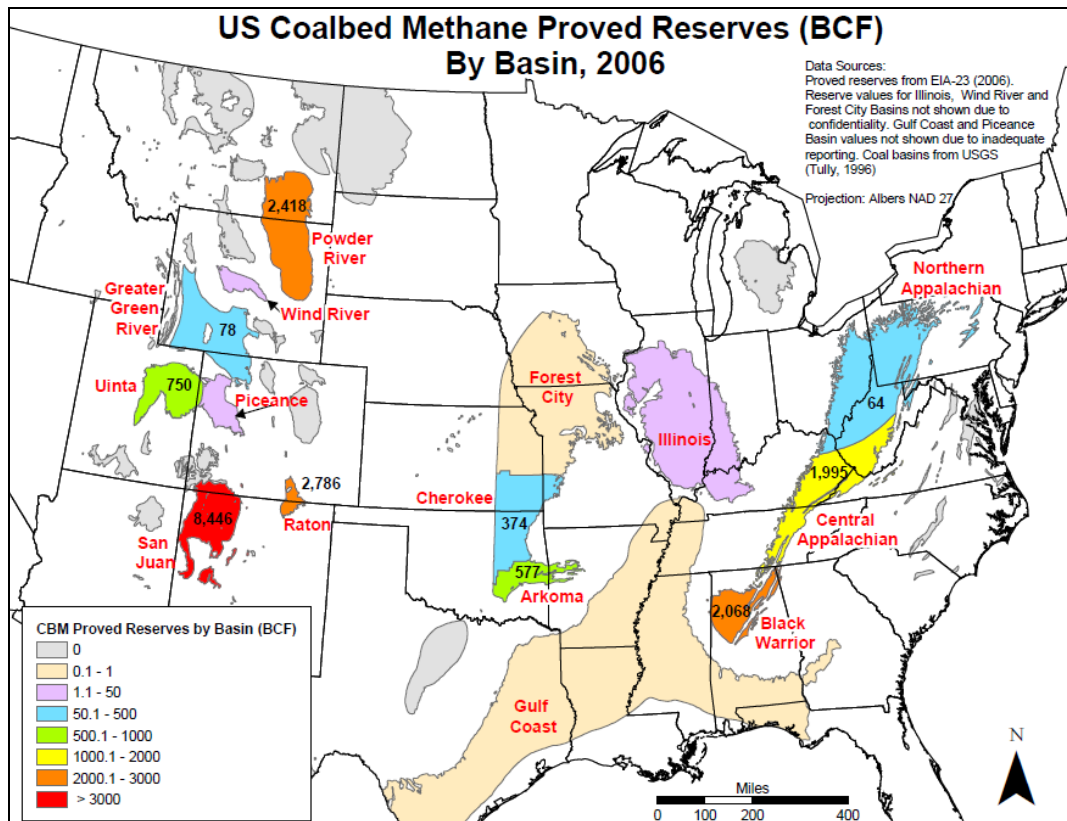
2-2-1 米国 CBM 開発の経緯

米国では 1930 年代から CBM の価値を認識していた。その後、在来型天然ガスの供給不足を補うために CBM 開発が着目され、1980 年代以降、急激にその生産量が増加している。上述の通り、米国には非在来型天然ガス資源が多く賦存し、CBM 埋蔵量も多いとされる。2006 年時点における米国の CBM 確認埋蔵量は 71Tcf (2.0Tcm) と評価されている¹⁵。特に、CBM の開発・生産が活発なロッキー山脈やアパラチア山脈周辺では、多くの CBM 埋蔵量が確認されている (図 6)。なお、米国の主要な CBM 開発事業者は主に独立系と呼ばれる石油・ガス開発事業者である。

¹⁴ 坂本茂樹、大野泰伸「いよいよ実現に向かう豪州クイーンズランド州の CBM-LNG 事業」、JOGMEC 石油・天然ガスレビュー、2008 年 11 月

¹⁵ EIA、「International Energy Outlook 2008 with Projections to 2030」、2008 年 10 月

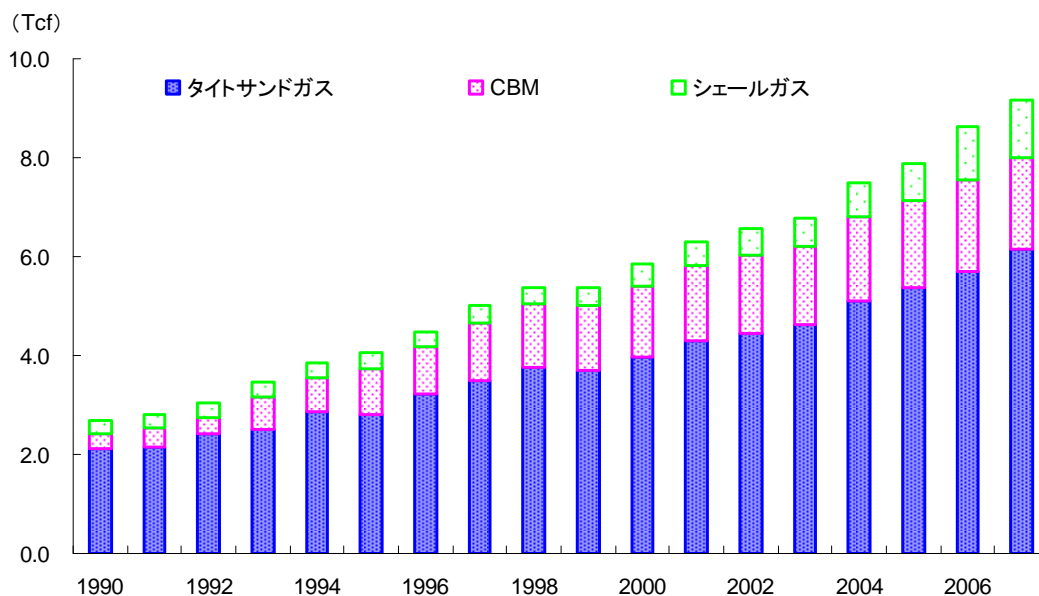
図 6 米国における CBM 確認埋蔵量の分布



(出所) US COALBED METHANE PAST, PRESENT, AND FUTURE、EIA、2007 年 11 月

米国では 1960 年代より CBM などの非在来型天然ガスの商業生産に向けた構想が存在していたが、その実際の開発過程において大きな起爆剤の役割を果たしたのが、1970 年代以降の米国政府による開発促進政策であった。当時、米国の天然ガス生産量は 1973 年に 615Bcm/年を生産して以降、徐々に減少し続け、そのわずか 3 年後の 1976 年には 541Bcm/年にまで落ち込んでいた。時あたかも中東を始めとする世界の産油国で資源ナショナリズムが隆盛を極めていたこともあり、このような貴重な国内エネルギー資源である国産ガスの生産量減退は、米国においても大きな危機感をもってとらえられていた。そのような状況の下、1978 年 11 月に、当時のカーター政権は「Natural Gas Policy Act of 1978」を制定し、その中に非在来型天然ガスの開発を奨励する施策が盛り込まれた。具体的な内容としては、開発・生産技術に関する調査研究支援や頁岩層、石炭層から生産された天然ガスの井戸元価格の規制緩和などが含まれていた。また、1980 年 4 月には、上記の超過利潤税法において、適格と認められた非在来型の天然ガス坑井と地層に対する税額が控除されるなど、米国内での非在来型天然ガス開発を支援・促進する制度が徐々に整えられていくこととなった。このような制度的な奨励策を背景に米国の非在来型天然ガス生産量は着実にその規模を拡大させていった (図 7)。

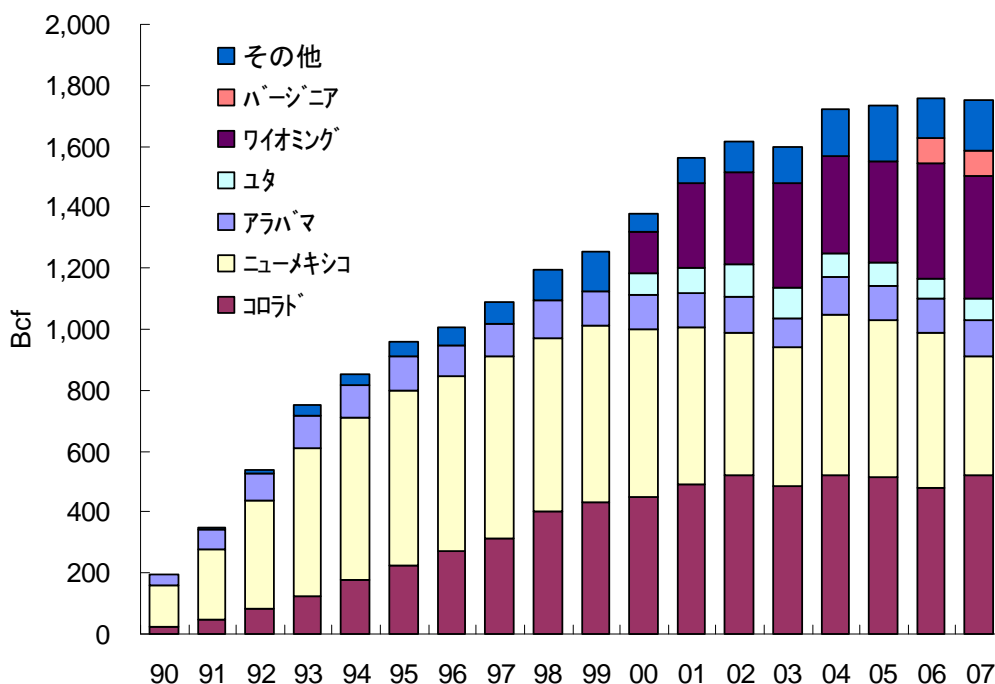
図 7 米国の非在来型天然ガス生産量実績



(出所)EIA より日本エネルギー経済研究所作成

このような制度整備の結果、それまでは石炭鉱山における副産物としての性格が強かった CBM についても本格的な商業生産に向けた坑井掘削が活発に見られるようになった。そして 2000 年代以降は、国内の天然ガス価格の上昇により、非在来型天然ガス開発の相対的な経済性が改善したこと、水圧破碎技術を始めとする開発技術の一段の進歩が相まって、さらに開発に拍車がかかり、生産量の拡大が続いている（図 8）。州別で見ると、1990 年代はニューメキシコ州における生産が全米の生産量の増加を牽引してきたが、2000 年代に入り、コロラド州とワイオミング州における生産が増加してきていることが分かる（個別の生産地域については後述）。

図 8 米国の CBM 生産量の推移

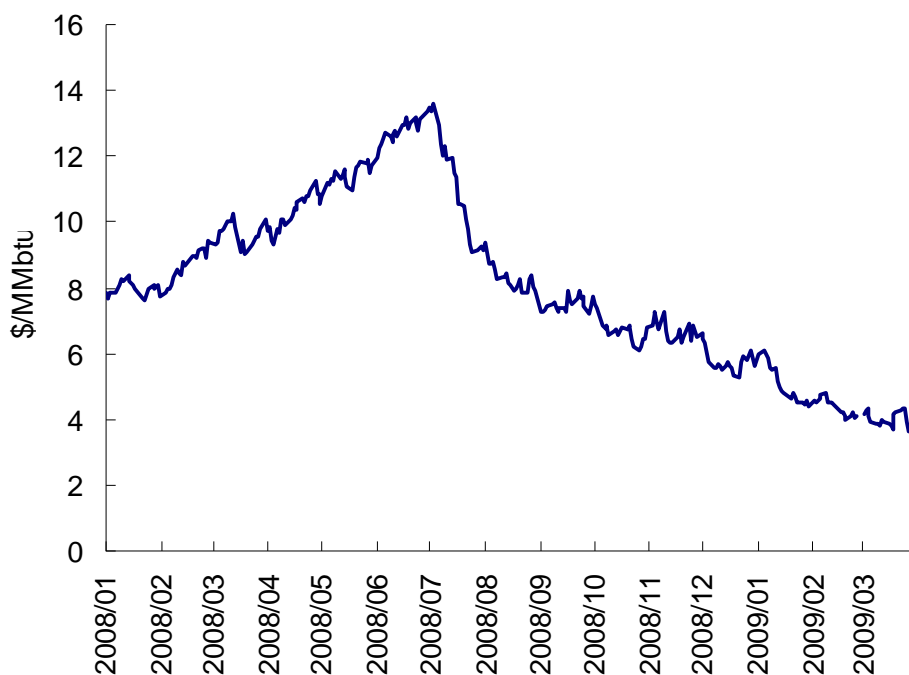


(出所) Coalbed Methane Proved Reserves and Production、EIA より日本エネルギー経済研究所作成

但し、一般的に CBM 生産の実現価格は\$6-7/MMBtuと言われており（一例として、Powder River Basin (Big George) の CBM 生産の実現価格は\$6.53/MMBtu (2007 年時点) とされている¹⁶⁾、国内天然ガス価格の動向によっては、今後の非在来型天然ガスの開発及び生産に影響が及ぶ可能性があることにも留意する必要がある。実際に、2008 年の夏以降、Henry Hub 価格は下落を続けており、2009 年 3 月末時点では\$3/MMBtu 台にまで落ち込んでいることから (図 9)、このような価格水準の下で、CBM を含む非在来型天然ガスの増産にも一定の歯止めがかかるのではないかとの見方も有力になってきている。

¹⁶ Michael Godec, Vello Kuuskraa, Tyler Van Leeuwen 「UNCONVENTIONAL GAS-5: Rising drilling, stimulation costs pressure economics」、Oil&Gas Journal、October 15, 2007。実現価格は\$6.34/Mscf となっており、1Mcf=1.03MMBtu で算出。

図 9 米国天然ガス先物価格 (Henry Hub) の推移



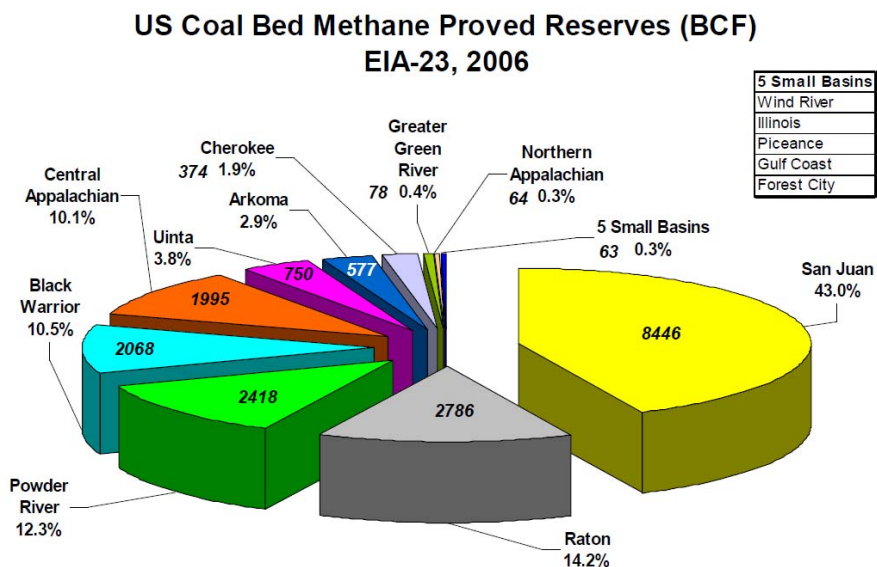
(出所) EIA より日本エネルギー経済研究所作成

2-2-2 米国の CBM 開発状況

米国における CBM 開発は、1990 年代はニューメキシコ州およびコロラド州、2000 年代に入り、ワイオミング州やユタ州、バージニア州などでも開発が行われるようになってきた。図 10 は 2006 年時点での CBM の確認埋蔵量の内訳を示したものであるが、最も確認埋蔵量の大きいのがニューメキシコ州とコロラド州にまたがる San Juan Basin で全体の 4 割以上を占めている。その次が同じくニューメキシコ州とコロラド州の間に位置している Raton Basin であり全体の 14.2%、そして Powder River Basin (同 12.3%)、Black Warrior Basin (同 10.5%)、Central Appalachian basin (同 10.1%) と続く。これらの 5 つの生産地域で全体の確認埋蔵量の 90%を占めている。以下に、これらの地域での開発状況を簡単に示す¹⁷。

¹⁷ 以降の記述は、Energy Business Report、「Coal Bed Methane」(2007 年 1 月) を参照。

図 10 米国 CBM 確認埋蔵量の内訳



(出所) US COALBED METHANE PAST, PRESENT, AND FUTURE, EIA, 2007 年 11 月

A. San Juan Basin

San Juan Basin は米国最大の CBM 生産地域であり、2006 年時点では、全米の生産量の 3 分の 2 を占めているなど¹⁸、1980 年代の半ばから文字通り米国の CBM 生産地域を代表する地域である。開発・生産コストが低く、高い生産性を誇る同地域であるが、近年は最も生産がしやすい箇所の生産が減退傾向に入ってきており、今後の生産を維持していくためには二酸化炭素や窒素を用いた増進回収法の適用が必要になってきている。

B. Raton Basin

Raton Basin は San Juan Basin の東方に位置する生産地域である。この地域における CBM の賦存は比較的深いところに位置する薄い炭層に存在しており、浸透率も高くなく、広い地域にわたって存在しているという。この地域における中心的な生産企業の一つが Evergreen Resources であり、同社は同地域における Vermejo 炭層からの生産を主に行っている。このほかには、Devon Energy や El Paso などがこの地域での CBM 生産を行っている。

C. Powder River Basin

ワイオミング州とモンタナ州に存在する Powder River Basin は今後の生産増加が最も期待されている生産地域である。元々は石炭の生産地域として開発がなされてきた地域であるが、近年 CBM の開発も活発に進められるようになり、2006 年時点では生産量でも全米で 3 番目の生産地域となっている。今後の更なる増産が期待される一方で、生産に伴う随伴

¹⁸ US COALBED METHANE PAST, PRESENT, AND FUTURE, EIA, 2007 年 11 月

水の処理など周辺の環境についての問題も指摘されている。

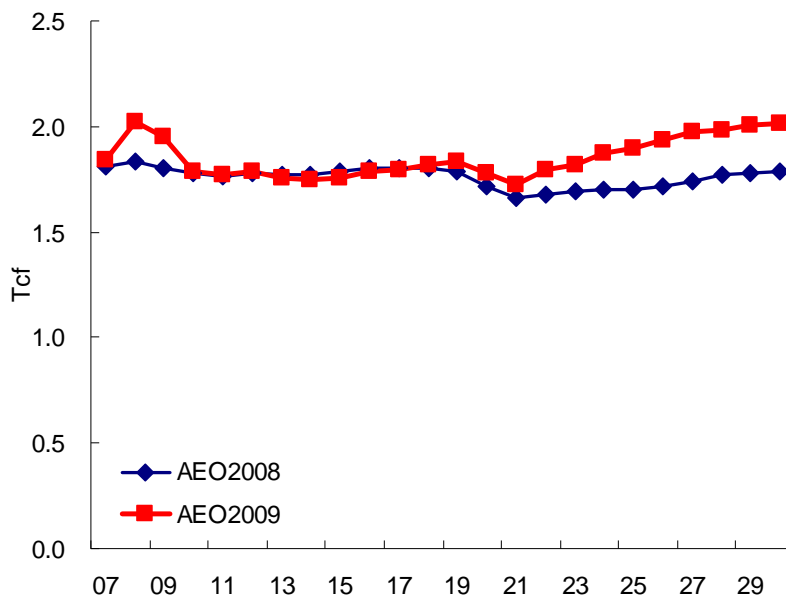
D. Black Warrior Basin

Black Warrior 地域はアラバマ州に存在する CBM 生産地域である。この地域における CBM 生産は石炭生産におけるメタンガス処理の一環として 1970 年代から行われている。1980 年代から 1990 年代にかけて、活発な開発がおこなわれたが、井戸あたりの生産効率は比較的低いとされている。このような事情もあり、現在では開発のペースが落ちている。

2-2-3 今後の展望

米国における CBM 生産量は今後の堅調にその生産量が伸びていくものと考えられる。以下の図 11 は、米国エネルギー情報局による 2008 年時点と 2009 年時点での米国内の CBM 生産量の見通しであるが、天然ガス価格の上昇もあり、2009 年の予測値は上方修正をされている。

図 11 米国 CBM 生産量の予測



(出所) EIA より日本エネルギー経済研究所作成

今後は、天然ガス価格の動向に大きく影響を受けることが考えられるものの、米国の生産量は堅調に推移していくものと予測される。

2-3 豪州の CBM 開発動向

次に、2007 年から 2009 年にかけて CBM-LNG プロジェクトが続々と立ち上げられ、アジア・太平洋の LNG 市場における新たな LNG 供給源として期待される豪州での CBM 開発を概観する。豪州は石油、天然ガス、石炭といった天然資源が豊富に賦存している。その中でも同

国の石炭確認埋蔵量は 766 億トン、可採年数は 194 年と多大に賦存しており、これは米国、ロシア、中国に続いて世界第 4 位である（表 3）。

表 3 豪州の石炭埋蔵量

(百万トン)			
無煙炭及び瀝青炭	亜瀝青炭及び褐炭	合計	可採年数
37,100	39,500	76,600	194

(出所)BP Statistical Review of World Energy June 2008

同国の石炭資源(褐炭を除く)は、主に東海岸の New South Wales 州(NSW 州)と Queensland 州(QLD 州)に賦存し、同国全体の確認埋蔵量の約半数を NSW 州が、約 40%を QLD 州が占めている。その中では、豪州の石炭産業の中心を担い、最近では CBM-LNG プロジェクトの立ち上げでも注目されているのが QLD 州の CBM 事業であるため、以下では同州における CBM 開発を中心に概説する。

2-3-1 Queensland 州における CBM 開発

(1) Queensland 州の CBM 資源

鉱山・エネルギー省 (Department of Mines and Energy: DME) によると、2008 年 6 月末時点で QLD 州の CBM¹⁹確認・推定埋蔵量 (2P) は 10,680PJ (285Bcm) とされ、その 40%が BowenBasin、60%が SuratBasin に賦存している。ちなみに、同州の在来型天然ガス確認・推定埋蔵量 (2P) が 535PJ (14.3Bcm) と評価されていることから、同州における CBM 埋蔵量の存在感の大きさが計り知れる (表 4)。

表 4 QLD 州の CBM 確認・推定埋蔵量(2P)

	Bowen Basin	Surat Basin	合計
(PJ)	4,227	6,453	10,680
(Bcm換算)	113	172	285

(出所)Production and reserves statistics, DME

QLD 州の CBM 開発のきっかけは、1980 年代に参入した ConocoPhillips である。しかし、豪州では CBM 開発に要求される掘削技術が米国で使用するものとは異なっていたこともあり、同社はその後ほどなくして撤退を余儀なくされた (特に米国と豪州では CBM 坑井の仕上げ法が異なるとされている)。その後、1990 年代後半にかけて地元開発事業者による開発が進められ、同州中部に位置する BowenBasin において活発な開発が行われるようになった。1996 年には、同州初の CBM 商業開発が BHP (現 BHP Billiton)によって Moura 鉱山で開始さ

¹⁹ 豪州では一般的に炭層ガスは CSG (Coal Seam Gas) の名称となっているが、本稿でも CBM に統一する。

れている。2000 年代初期には Moranbah 鉱山や Mackay 南西部といった BowenBasin 以外の鉱区でも CBM 生産が開始され、現在では、QLD 州南部に位置する SuratBasin でも活発な開発が行われている (図 12)。

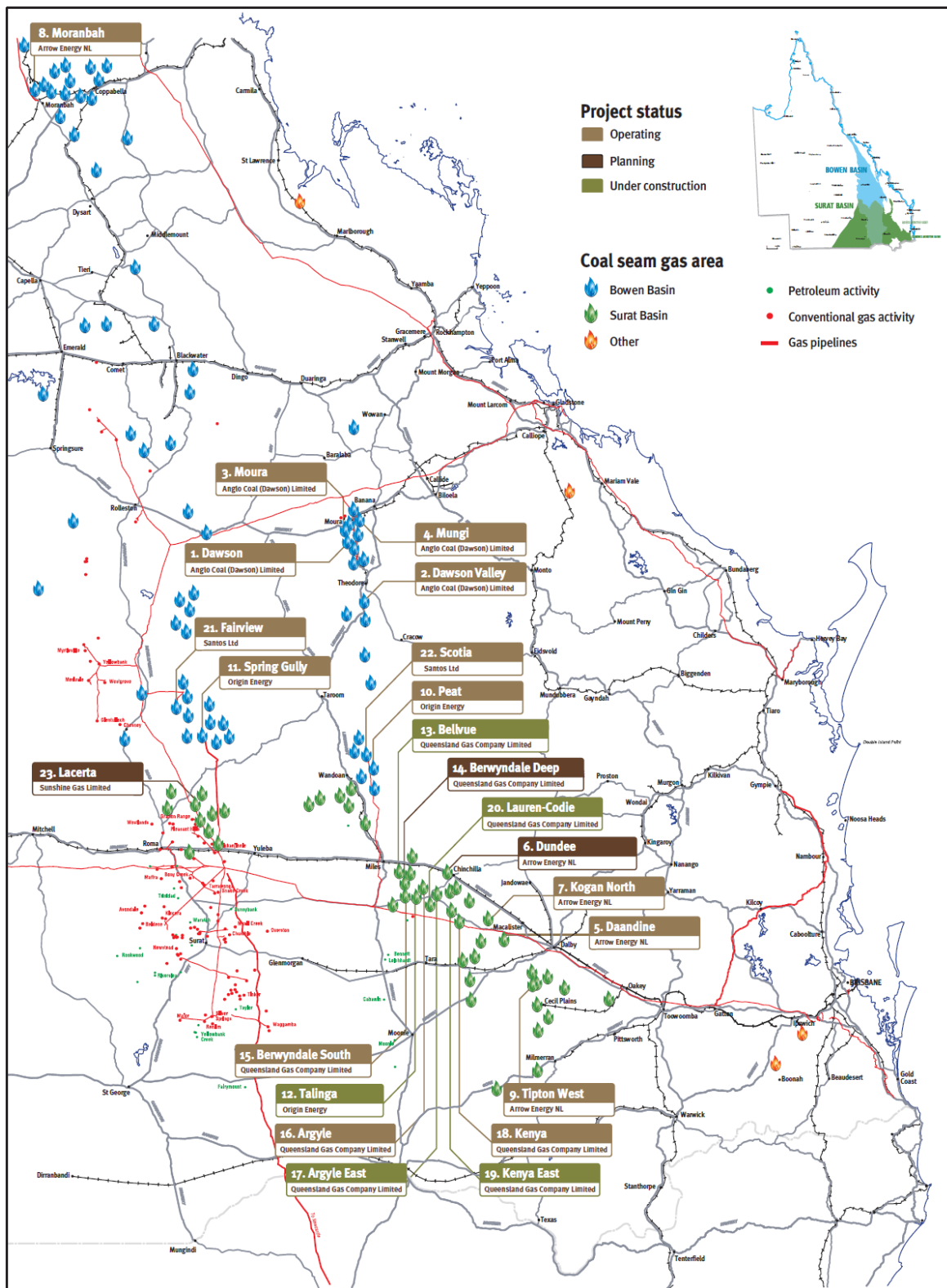
2000 年から 2001 年にかけて、QLD 州では初めて CBM の生産坑井数が在来型天然ガスの生産坑井数を上回った。これは CBM の坑井当たりのガス生産量が少ないことから、自ずと多くの坑井を必要とすることに起因するとみられるが、生産坑井数だけに着目すると、2008 年 6 月末時点では、在来型天然ガスの 111 に対して、CBM は 725 となり、両者の開発状況には大きな差が生まれている²⁰。

また、現在 QLD 州における CBM 生産の中心である BowenBasin と SuratBasin の炭層を比較すると、SuratBasin の炭層品質が若干劣るものの、産出される CBM の性状はほとんど同質である。なお、米国の一坑井当たりの平均 CBM 生産量が 0.1MMscf/d に対して、豪州は 0.7MMscf/d とされ、豪州の一坑井当たりの CBM 生産性は米国と比べて高いとされる²¹。

²⁰ Production and reserves statistics の「Coal seam gas production January 2005 to June 2008」及び「Gas production January 2005 to June 2008」、DME
(http://www.dme.qld.gov.au/mines/production_and_reserves_statistics.cfm)

²¹ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

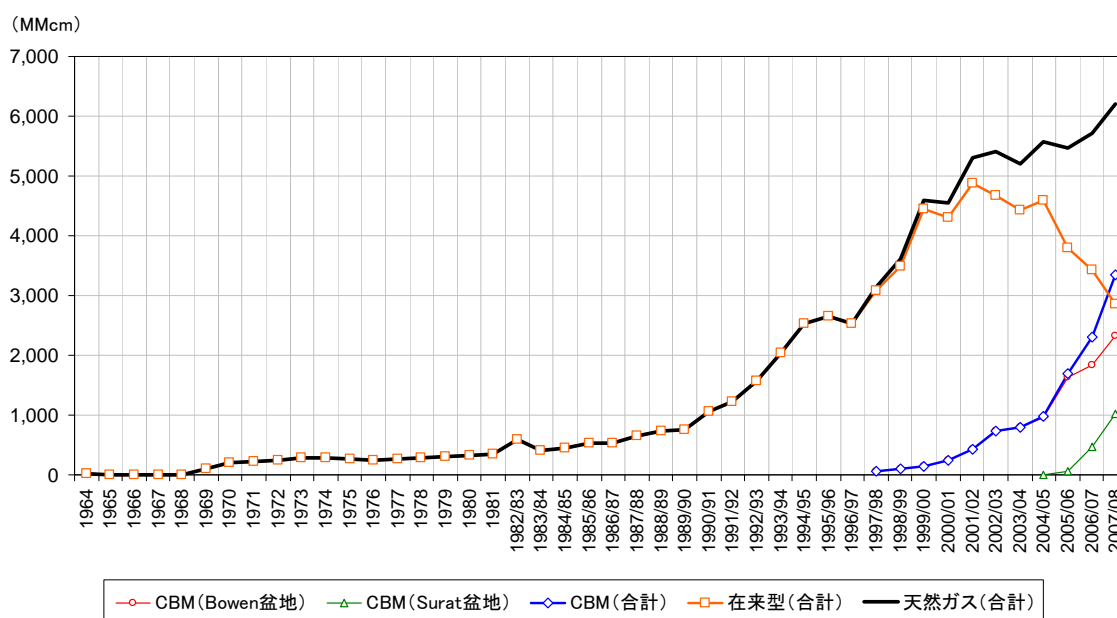
図 12 QLD 州の CBM 開発地域



(出所) Queensland's coal seam gas overview、DME、2008 年 10 月

QLD 州における CBM 生産量の増加要因として、同州で実施されたガス発電 13%計画 (Queensland 13% Gas Scheme) が考えられる。同州は 2005 年 1 月から DME 主導の下、石炭火力発電所の建設を禁止し、ガス火力発電への転換を促進するガス発電 13%計画を実施した。この計画では、州内発電量の 13%以上をガス火力によって賄うという目標が設定され、その際の適格燃料の一つとして CBM が含まれている²²。この政策を実施する上で、州政府は自ら発電所を所有することで、CBM の需要を創出する等、積極的に CBM 市場発展の支援を行ってきた。この様な政府の政策と生産技術の進歩が相まって、QLD 州における CBM 生産量が増加したのである。2007 - 08 年の CBM 生産量は州内の天然ガス生産量の 54%を占め、2001 年以降減少傾向にある在来型天然ガス生産量を上回っている (図 13)。

図 13 QLD 州の天然ガス生産量の推移



(出所)「Coal seam gas production January 2005 to June 2008」より日本エネルギー経済研究所作成

(2) CBM の開発環境

QLD 州での CBM 開発には石油関連法令が適用され、探鉱・開発には「The Petroleum and Gas (Production and Safety) Act 2004」と「The Petroleum Act 1923」、生産には前記 2 法令に加えて「The Mineral Resources Act 1989」が適用される。また、CBM の探鉱には Authority to Prospect (ATP)、生産には Petroleum Lease (PL) の取得が必要である²³。なお、DME では Petroleum Lease と Coal Mining Lease、Oil Shale Mining Lease といった異なる鉱物資源開発の重複問題を管理するために、各手続きにおける法律上の必要条件をフローチャ

²² 「Queensland Gas Scheme 2007 liable year Annual Report」によると、同州の気候変動戦略である「ClimateSmart 2050」において、ガス発電量は 2020 年までに 18%まで増加するとされている。また、2008 年 7 月 1 日に施行された「Clean Energy Act 2008」でもガス発電量は 2010 年までに 15%、2019 年までに最大 19%まで増加することが規定されており、今後もガス発電量の増加が見込まれている。

²³ Petroleum and gas exploration (A guide for landowners and occupiers)、DME

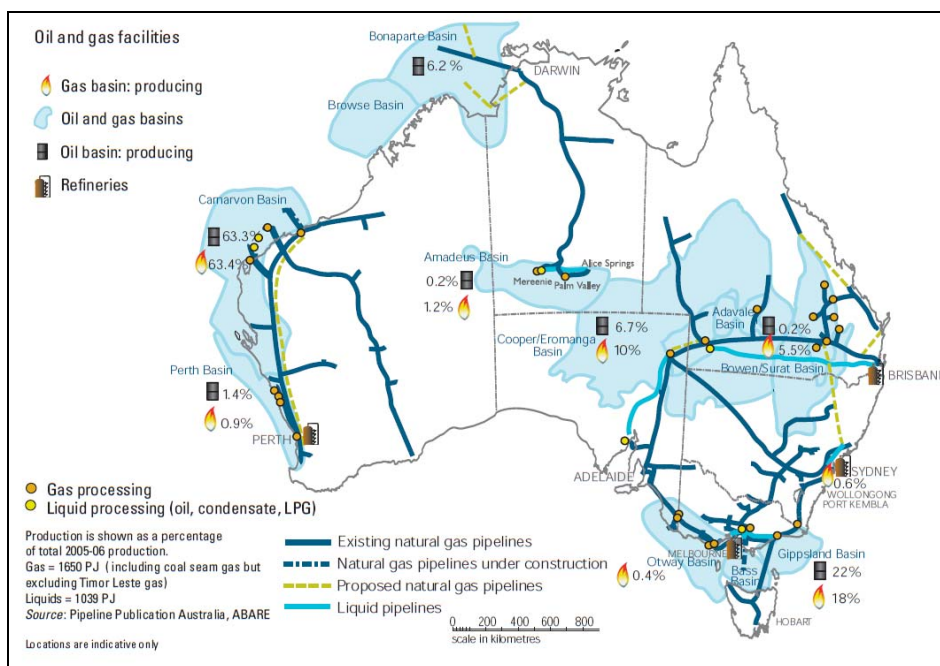
ートにして公開し、その混乱を避けている²⁴。

また、豪州における石油・ガス田開発プロジェクトの管轄権は、海岸線から 3 マイル以遠の沖合については連邦政府が保有し、陸上及び海岸線から 3 マイル内の沖合については州政府が保有する。現在の QLD 州の CBM 開発は陸上で行われており、QLD 州政府がそのすべてを管轄している。QLD 州における CBM 開発のロイヤルティは石油、ガス、コンデンセート、天然ガスと同様に井戸元価格に対して 10%となっている²⁵。

(3) QLD 州の CBM-LNG プロジェクト

この様に州政府による政策的な支援が功を奏して軌道に乗った CBM 開発であったが、その上でさらに CBM を LNG で販売するというプロジェクトが生まれた背景には、いくつかの理由が挙げられる。

図 14 豪州の主要天然ガスパイプライン網



(出所)Energy in Australia 2008、Australian Government Department of Resources, Energy and Tourism

まず、QLD 州における CBM 埋蔵量が州内の天然ガス需要規模に対して非常に大きいという点が挙げられる。図表 15 に示した様に、QLD 州の現在の CBM 埋蔵量 (2P) は合計で 285Bcm になるが、これは州内需要の 73 年分であり、これを輸出することで更なる外貨収入源にしようという発想が出てくることは自然である。

さらに CBM 開発事業者の観点からいえば、歴史的に見て国内での販売価格が安価であっ

²⁴ DME ホームページ「Coal seam gas」を参照 (http://www.dme.qld.gov.au/mines/coal_seam_gas.cfm)

²⁵ Royalty Rates、DME HP より (http://www.dme.qld.gov.au/mines/royalty_rates.cfm)

たという点も指摘できる。QLD 州では上述のガス発電 13%計画によって、ここ数年は発電用を中心に天然ガス需要が増加してきた。しかし、QLD 州の 2007 年の天然ガス生産量 5.7Bcm に対して、消費量は約 3.9Bcm (148PJ) と生産量の 7 割程度に収まり (残りの 3 割は州外へ販売)、州内の天然ガス供給は余剰バランスにある。また、豪州全体では図 14 の通り、主要な天然ガスパイプラインが十分に整備されておらず、州を跨ぐガス取引が限定されている。従って、州内のガスはその多くが州内で消費される構造となっており、現在の市場規模では今後も天然ガス価格が低位で推移することが想定される。2007 年 7 月に実施されたガス市場の全面自由化²⁶も、州内のガス価格にとっては上昇抑制要因となっている。このような環境下において、CBM 開発事業者は CBM を LNG として販売することによって、より高価な国際価格での収入を確保できると判断し、CBM-LNG プロジェクトに参入したと考えられる。

また、QLD 州政府が CBM-LNG プロジェクトに対して、基本的に協力的な姿勢を取っていることも、多くのプロジェクトを後押しする要因となっている。Shell や Petronas、BG Group (BG)、ConocoPhillips といった大手事業者が参入した要因にも、豪州の安定した政情に加えて、特に QLD 州が CBM-LNG プロジェクトを同州の新規主幹産業の一つと位置づけ、サポートする環境を整えていることも挙げられる。なお、その他には、CBM-LNG プロジェクトは陸上開発であり、かつ QLD 州には産業都市が多いため、同プロジェクトを進める上での人材や資機材調達等の面での基盤が整備されており、プロジェクトコストの低減を図れる環境にあるということも参入要因として指摘する事業者もいる²⁷。

QLD 州では、2007 年半ばから 2009 年上期にかけて CBM-LNG プロジェクトが続々と立ち上げられ、その数は最大 7 つに上っている。一部で事業者の集約化により、プロジェクトの進捗に不確実性を伴うものもあるが、全てのプロジェクトが立ち上がれば、LNG 生産能力は最終的に最大約 3,000 万トン/年 (CBM 埋蔵量次第では約 4,300 万トン/年) を上回る可能性もある。現在進められている CBM-LNG プロジェクトの概要は、以下の通りとなっている (表 5)。

²⁶ DME ホームページ「Gas markets」を参照 (http://www.energy.qld.gov.au/gas_markets.cfm)。なお、タスマニア州は 2000 年 12 月、ニューサウスウェールズ州及びオーストラリア首都特別地域は 2002 年 1 月、ビクトリア州は 2002 年 10 月、西オーストラリア州は 2004 年 5 月、南オーストラリア州は 2004 年 7 月に全面自由化を実施している。

²⁷ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

表 5 QLD 州の CBM-LNG プロジェクト概要

プロジェクト		事業者	建設地点	生産能力 (万トン/年)	生産開始 予定年	FID 予定年
Gladstone Fisherman's Landing LNG	(Train 1)	LNG Limited/Golar LNG Arrow Energy/Shell	Fisherman's Landing (Gladstone)	150	2012	2009末
	(Train 2)			150* ⁵	2014	
GLNG		Santos/Petronas	Curtis Island (Gladstone)	300* ⁶	2014	2010上期
Sun LNG* ¹		Sunshine Gas/ 双日	Gladstone	50	2012	N.A.
Queensland Curtis LNG* ²	(Train 1)	BG* ⁴	Curtis Island (Gladstone)	740* ⁷	2014	2010上期
	(Train 2)					
Southern Cross LNG* ³	(Train 1)	LNG Impel	Curtis Island (Gladstone)	70 - 130	2014	N.A.
	(Train 2)			70 - 130	N.A.	
	(Train 3)			70 - 130	N.A.	
Australia Pacific LNG	(Train 1)	Origin Energy/ ConocoPhillips	Gladstone	350	2014	2010末
	(Train 2)			350	2015	
	(Train 3)			N.A.	2015以降	
	(Train 4)			N.A.	2015以降	
				(合計1400)		
Shell/ Arrow Energy LNG		Shell/ Arrow Energy	Curtis Island (Gladstone)	N.A.	N.A.	N.A.
計				3,000 - 3,180		

(*1) Queensland Gas Company (QGC)による Sunshine Gas 買収が合意(2008年8月)後、BGによるQGC買収が合意(2008年10月)。これにより、同プロジェクトのCBM埋蔵量は Queensland Curtis LNG に統合。

(*2) BGによるQGC買収が合意(2008年10月28日)

(*3) ABARE(豪州農業資源経済局)の発表する「ABARE's list of major minerals and energy projects」(2008年10月)にはプロジェクトとしての登録なし

(*4) CNOOC が10%の権益を取得予定

(*5) 更なるCBM埋蔵量が確認された場合に建設

(*6) 最大1,000万トン/年(合計3トレイン)まで拡大する可能性あり

(*7) 1トレインのLNG生産能力は368万トン/年となっている。CBM埋蔵量によっては最大1,200万トン/年(合計4トレイン)まで拡大する可能性あり

(出所)各事業者プレスリリース、ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

A. Gladstone Fisherman's Landing LNG (LNG Limited、Golar LNG、Arrow Energy、Shell)

2007年5月、Liquefied Natural Gas Limited (LNG Limited) と Arrow Energy は、QLD 州 Gladstone 港の Fisherman's Landing にて、CBM を原料とした LNG プラントの建設計画を発表した²⁸。第1トレインはLNG生産能力150万トン/年で2012年に稼働開始、第2トレインは同じく150万トン/年で2014年下期に稼働開始予定である²⁹。権益比率はLNG Limited 60% (特別目的会社 Gladstone LNG Pty Ltd を介する)、Arrow Energy 20%、同プロジェクトのLNG買主20%とされていた³⁰。2008年8月には、LNG Limited が港湾局である Gladstone Ports Corp. Ltd と Gladstone 港の Fisherman's Landing 利用に関するライセンス契約を締

²⁸ Gladstone LNG Plant、LNG Limited プレスリリース、2007年5月30日

²⁹ Gladstone LNG Project - Fisherman's Landing Environmental Impact Statement - Volume 1、2008年9月17日 (<http://www.lnglimited.com.au/IRM/Company/ShowPage.aspx?CPID=1238>)

³⁰ LNG Ltd Has Access Approval At Gladstone LNG- Fisherman's Landing Project Site、LNG Limited プレスリリース、2008年1月15日

結している³¹。また、FEED（基本設計業務）は韓国の SK Engineering & Construction が受注しており、EPC（設計・調達・建設）業務は同社と豪州の Laing O'Rourke が担当することになっている³²。また 2008 年 9 月、Arrow Energy は Shell との間で、Shell による Arrow Energy 保有の CBM 権益（QLD 州、上流のみ）30%の取得のほか、Arrow Energy 海外事業子会社の株式 10%を取得することで正式契約（Definitive Agreement）し³³、2009 年 2 月に最終合意している。

しかし、この契約締結とは別に、Shell は独自の LNG プラントを Gladstone 港の Curtis Island（Gladstone 向かいの島）に建設するプロジェクトの FS（実現可能性調査）に入ったことを発表した（後述）³⁴。これにより、Shell は取得した Arrow Energy 保有の CBM 上流権益（QLD 州）30%を同社プロジェクトの原料ガスにするとみられる。LNG Limited は Gladstone Fisherman's Landing LNG への影響に関して、初期 LNG 生産能力が 150 万トン/年と比較的小規模ということもあり、現時点では同プロジェクトに対する CBM 生産量の確保は特段問題がないとしている³⁵。

2009 年 2 月には、LNG Limited は Golar LNG³⁶との間で LNG 供給契約に関する HOA を締結している。LNG 供給量は同プロジェクトの第 1 トレイン全生産量である 150 万トン/年とされ、2012 年に供給開始予定である。また、Golar LNG は本契約により同プロジェクトの権益 40%の取得にも合意している。同時に、LNG Limited は Arrow Energy との間で、同プロジェクトへの原料ガス供給に関する HOA を更新している³⁷。

B. GLNG(Santos、Petronas)

2007 年 7 月、Santos は Curtis Island において、CBM を原料とする LNG プラントを建設する計画を発表した。本プロジェクトは、QLD 州陸上の BowenBasin 及び SuratBasin から生産される CBM を、沿岸の Gladstone までパイプラインにて輸送し、LNG プラントにて液化するものである。プロジェクト総費用は 50-70 億ドルと見込まれている³⁸。FID（最終投資決

³¹ Shell and Golar LNG Lead Race for Fisherman's Landing CBM Offtake in Queensland, Australia, Global Insight, 2008 年 12 月 8 日

³² Arrow Energy ホームページ

http://www.arrowenergy.com.au/page/Worldwide/Australia/Gladstone_LNG_Project

³³ Arrow Energy executes definitive agreements with Shell, ASX & Media Release, 2008 年 9 月 12 日

³⁴ SHELL CLOSES ARROW DEAL AND STUDIES FUTURE LNG PLANT IN GLADSTONE, Shell プレスリリース, 2009 年 2 月 12 日

³⁵ Shell unveils its own plans for Gladstone CSGtoLNG plant, Platts Commodity News, 2009 年 2 月 12 日

³⁶ 2001 年 5 月に設立されたノルウェーの LNG 輸送事業者。世界で初めて浮体式 LNG 貯蔵・再ガス化施設（FSRU）を開発している。

³⁷ GLADSTONE LNG PROJECT “FISHERMAN'S LANDING” LNG Sales Heads of Agreement signed with GOLAR LNG LIMITED, Gas Supply Heads of Agreement renewed with ARROW ENERGY LIMITED, LNG Limited プレスリリース, 2009 年 2 月 23 日

³⁸ Santos proposes multi-billion dollar Gladstone LNG Project, Santos プレスリリース, 2007 年 7 月 18 日

定) は 2009 年末から 2010 年初頭となる見込みであり、LNG プラントの稼働開始は 2014 年
が予定されている。LNG 生産能力は初期段階で 300 万トン/年と想定されているが、最大
1,000 万トン/年 (3 トレイン) まで拡大する可能性もある³⁹。2008 年 5 月には、Petronas
が同 LNG プロジェクトに参画し、同プロジェクトの権益 40%を取得している⁴⁰。また、2008
年 12 月には Bechtel が FEED を受注し、Santos は 350 万トン/年の LNG プラント建設を提案
したとされる⁴¹。

同プロジェクトは QLD 州政府による「Significant Project Status」の認定を受けてお
り、2009 年 3 月には環境影響報告書を同州政府に提出している⁴²。

C. Sun LNG(Sunshine Gas、双日)

2007 年 12 月、双日と Sunshine Gas が Gladstone において、Southern Brown Basin 及び
Surat Basin から生産される CBM を原料とした LNG プラント建設 (生産能力 50 万トン/年)
を検討している旨の報道がなされた。同プロジェクトの権益比率は双日 70%、Sunshine
Gas 30%となる見込みで、2008 年に FS を完了し、2012 年初頭までに稼働開始する予定であ
った⁴³。しかし、2008 年 8 月に Sunshine Gas が QGC(Queensland Gas Company)による買収
に合意し、その QGC は同年 10 月に BG による買収に合意している。この一連の集約化によ
り、同プロジェクトの CBM 埋蔵量は BG が進める Queensland Curtis LNG プロジェクトに統
合された形となっている。

D. Queensland Curtis LNG(BG)

2008 年 2 月、BG と QGC は Curtis Island において、QGC が Surat Basin にて保有する
Walloons 地域からの CBM を原料とする LNG プラントの建設計画を発表した⁴⁴。LNG 生産能力
は第 1 フェーズ (2 トレイン) で 740 万トン/年とされ、2014 年稼働開始予定となっている。
また、CBM 埋蔵量によっては最大 1,200 万トン/年まで LNG 生産能力を拡大する予定である⁴⁵。
LNG プラントの権益比率は BG 70%、QGC 30%で、BG は生産した LNG の 100%を購入する権利を
取得していた⁴⁶。2008 年 7 月には、同プロジェクトは QLD 州政府による「Significant Project

³⁹ GLNG ホームページ「About the Project」(<http://www.glng.com.au/Content.aspx?p=55>)

⁴⁰ Santos and PETRONAS sign historic partnership for Gladstone LNG、Santos プレスリリース、2008
年 5 月 29 日

⁴¹ Bechtel to start \$40 million FEED contract for Gladstone LNG project、Gas Matters Today、2008
年 12 月 22 日

⁴² GLNG completes environmental milestone、GLNG プレスリリース、2009 年 3 月 31 日

⁴³ New CBM LNG Plant Proposed in Australian State of Queensland、Global Insight、2007 年 12 月 10
日 及び Gas Matters Today「Three firms Seek to Develop Queensland LNG site」2008 年 1 月 15 日

⁴⁴ QGC announces \$870 million alliance with BG Group for LNG development、QGC プレスリリース、2008
年 2 月 1 日

⁴⁵ Queensland Curtis LNG ホームページより (<http://qclng.com.au/project/>)

⁴⁶ なお同プレスリリースによると、BG は QGC の株式 10%を取得し、QGC 所有の Surat Basin CBM 上流権益に
関しては、その 20%を取得している。

Status」の認定を受け、現在はQLD州政府及び連邦政府による環境影響評価の最中にある⁴⁷。また同月、Bechtel が同プロジェクトのコントラクターに選定され FEED を受注しており、FID は 2010 年初頭に予定されている⁴⁸。また 2008 年 8 月、QGC は Sun LNG に参画している Sunshine Gas の買収で合意し、CBM 上流権益を増加させた。その後、2008 年 10 月には、BG が QGC を 56 億豪ドルで買収することで合意している⁴⁹。両社は組織を一本化した方が、保有する資産や技術をより効率的に活用できると判断したとみられる。この一連の集約化により、上述の通り、Queensland Curtis LNG と Sun LNG の CBM 上流権益も統合されている。

2009 年 5 月には、BG が CNOOC との間で、同プロジェクトを中心とした LNG プロジェクト開発合意に署名している。同合意において、CNOOC は同プロジェクトから 360 万トン/年の LNG を 20 年間購入するとされ、同時に同プロジェクトの上流権益 5%および、LNG プラント権益の 10%を購入する予定であるとされる。これにより同プロジェクトで生産される LNG は主にチリ、シンガポール、中国向けに供給される見込みである⁵⁰。

E. Southern Cross LNG (LNG Impel)

2008 年 5 月、カナダの LNG Impel⁵¹ は Curtis Island において、CBM を原料とした LNG プラントの建設計画を発表した。計画する第 1～3 の各トレインの LNG 生産能力は 70～130 万トン/年となり、第 1 トレインは 2013 年稼働開始予定とされていた。同プロジェクトは小規模な CBM 開発事業者が国際的なガス市場への供給を可能とする、オーストラリアで初めてのオープンアクセスサービス⁵²を提供するプロジェクトとなっている⁵³。現在、同プロジェクトは環境影響調査の準備中であり、稼働開始予定も一年程度の遅延が指摘されている。また、オープンアクセスサービスに関して、現在 QLD 州では CBM 開発事業者の集約化が進んでおり、同社はその動向を注視しているとされる⁵⁴。

F. Australia Pacific LNG (Origin Energy, ConocoPhillips)

2008 年 9 月、Origin Energy (豪州最大手の CBM 開発事業者) は QLD 州で進める CBM-LNG プロジェクトのパートナーに ConocoPhillips を選定し、同年 10 月に両社は JV で Australia

⁴⁷ Queensland Curtis LNG ホームページより (<http://qclng.com.au/environment/assessment/>)

⁴⁸ Bechtel wins Queensland Curtis LNG contract as project enters FEED、QGC プレスリリース、2008 年 7 月 15 日

⁴⁹ BG Group plc recommended takeover offer for Queensland Gas Company Limited、QGC プレスリリース、2008 年 10 月 28 日。なお、QGC の社名は存続する。

⁵⁰ BG Group signs LNG agreement with CNOOC、BG プレスリリース、2009 年 5 月 13 日

⁵¹ カナダのエネルギー開発会社である Galveston LNG の子会社。
(<http://www.galvestonlng.com/page151.htm>)

⁵² LNG プラントと CBM 埋蔵量エリアを天然ガスパイプラインで連結することで、様々な規模の CBM 開発事業者から原料ガス供給を受けるシステム。

⁵³ LNG Impel Announces Open Access LNG Project in Queensland Australia、LNG Impel プレスリリース、2008 年 5 月 14 日 (<http://www.lngimpel.com/?p2=modules/blog/viewcomments.jsp&bid=4>)

⁵⁴ Startup of LNG Impel's planned Gladstone project slips by a year、Platts Commodity News、2009 年 3 月 6 日

Pacific LNG を設立した。同プロジェクトの権益比率はそれぞれ Origin Energy が 50%、ConocoPhillips が 50%となっており、投資額は 96 億豪ドルに達する⁵⁵。原料となる CBM は Origin Energy が保有する Bowen Basin、Surat Basin、Galilee Basin 等の上流権益から供給される。LNG プラントの生産能力は第 1 トレインが 350 万トン/年で 2014 年に稼動開始、第 2 トレインも 350 万トンで 2015 年に稼動開始予定となっている。また、2015 年以降にも第 3、第 4 トレインの建設が計画されており、LNG 総生産能力は 1,400 万トン/年まで拡大する可能性もある。また、FEED は 2009 年に実施、FID に関しては第 1 トレインを 2010 下期、第 2 トレインを 2010-11 年に予定している⁵⁶。なお、同プロジェクトは 2009 年 4 月に QLD 州政府による「Significant Project Status」の認定を受けている⁵⁷。

G. Shell/Arrow Energy LNG (Shell, Arrow Energy)

上述の通り、2009 年 2 月に Shell は Curtis Island での LNG プラント建設に関する FS に入ったことを発表した。同プラントの原料ガスは同社と Arrow Energy が保有する CBM 上流権益から供給される予定である。なお、LNG プラントの生産能力や稼動開始年に関する詳細は現時点では不明である⁵⁸。

(5) 開発事業者の集約化の動き

最後に現在 QLD 州において活発に展開されている開発事業者の集約化について触れる。QLD 州では、2007 年半ばから 2009 年にかけて CBM-LNG プロジェクトの立ち上げと平行して、大手事業者による地元開発事業者との提携や買収が相次いでいる。現在、進展がある CBM-LNG プロジェクトにはいずれも大手事業者が参入しているが、これらのプロジェクトの間で、今後どのような集約化が進んでいくのか、今後も注目される場所である。

現在の一連の産業再編に向けた動きの中で、徐々にその存在感を高めてきているのが Shell と BG である。これらの会社は個別の企業や資産の買収を進めると同時に、それぞれ LNG プラントやガス集積施設といった中流部門の能力を拡充させることによって「CBM Aggregator」の地位を獲得しようという戦略を展開している。このような観点から、今後もこの両社を軸にした資産の買収や企業合併等が続く可能性は十分にあり得る。

CBM 上流権益買収の最近の具体例として、2008 年 12 月、Gladstone Fisherman's Landing LNG を進める Arrow Energy は、Pure Energy (地元開発事業者) の買収合意を発表し、同

⁵⁵ Origin selects ConocoPhillips to acquire a 50% share in a CSG to LNG joint venture for up to A\$9.6 billion, ASX and Media Release, 2008 年 9 月 9 日 Origin and ConocoPhillips form Australia Pacific LNG, Australia's largest CSG to LNG Joint Venture, ASX/Media Releases, 2008 年 10 月 30 日

⁵⁶ 同上、及び JPMorgan CSG Corporate Access Day Coal Seam Gas Comes of Age, Origin Energy ホームページ (<http://www.originenergy.com.au/55/Investor-presentations>)

⁵⁷ Australia Pacific LNG'S project declared 'significant' Print article Email article, Origin Energy プレスリリース、2009 年 4 月 9 日

⁵⁸ Shell unveils its own plans for Gladstone CSGtoLNG plant, Platts Commodity News, 2009 年 2 月 12 日

プロジェクトへの供給源とする CBM 上流権益の獲得を進めた⁵⁹。しかし 2009 年 2 月、Queensland Curtis LNG を進める BG が、Arrow Energy の提案額（一株当たり 5.4 豪ドル、総額 6.73 億豪ドル）を上回る、一株当たり 6.4 豪ドルの総額 7.96 億豪ドルでの Pure Energy 買収案を発表した⁶⁰。Arrow Energy は既に Pure Energy の株式 19.98%を取得しており、BG の提案は外国投資規制委員会（Foreign Investment Review Board: FIRB）の承認が必要なことや株式 50.1%の最小限承認基準に抵触する等として、オーストラリア安全投資委員会（Australian Securities and Investments Commission: ASIC）とオーストラリア証券取引所（Australian Securities Exchange: ASX）に異議を申し立てた後⁶¹、BG を上回る買収案を再提示した⁶²。再度 BG は Arrow Energy を上回る一株当たり 8.0 豪ドルの総額 9.95 億豪ドルの買収案（全額現金）を提示すると共に、Arrow Energy が指摘した諸々の問題が解決していることを宣言した⁶³。この結果、Pure Energy は BG との合意を発表している⁶⁴。なお、Arrow Energy と提携している Shell は、BG が買収価格を Arrow Energy の許容範囲外まで押し上げた場合、この買収合戦に参入する可能性が指摘されていたが⁶⁵、同社は BG による Pure Energy 買収案を受け入れる旨を表明している⁶⁶。

BG は 2008 年、現在 ConocoPhillips と共に Australia Pacific LNG を進める Origin Energy の買収に失敗した経緯がある⁶⁷。また、上流権益買収以外の観点であるが、BG は 2009 年 1 月、Shell Australia の Gas & Power 部門の幹部であり、LNG 部門の経験もある Catherine Tanna 氏の引き抜きを行う等⁶⁸、CBM-LNG プロジェクトに関して改めて積極的な姿勢を示している。

⁵⁹ ARROW AND PURE IN AGREEMENT ON TAKEOVER OFFER, ASX & Media Release, 2008 年 12 月 22 日

⁶⁰ BG Group makes A\$796 million takeover offer for Pure, BG Group プレスリリース, 2009 年 2 月 9 日

⁶¹ RESPONSE TO BG GROUP MEDIA RELEASE, ASX/Media Release, 2009 年 2 月 9 日

⁶² INCREASED UNCONDITIONAL OFFER FOR PURE ENERGY RESOURCES LIMITED ("PURE") OF \$7.16 PER SHARE, ASX/Media Release, 2009 年 2 月 11 日。Arrow Energy は最初の買収案では Pure Energy 株主の 90% による承認が条件となっていた。しかし、BG が既に Pure Energy 株式の約 10%を取得していたため、修正案ではこれらの条件が放棄されている。

⁶³ BG Group's all-cash offer for Pure increases and goes unconditional, BG Group プレスリリース, 2009 年 2 月 17 日

⁶⁴ Pure recommends BG Group takeover offer, Joint BG Group - Pure Announcement, 2009 年 2 月 18 日。なお、BG は 2009 年 2 月 27 日に Pure Energy 対して、一株当たり 8.25 豪ドルの最終買収案を提示している。

⁶⁵ BG And Shell Battle For Coalbed Gas, Petroleum Intelligence Weekly, 2009 年 2 月 16 日

⁶⁶ Pure Energy Resources Takeover update, Shell プレスリリース, 2009 年 3 月 3 日

⁶⁷ Origin Energy advises shareholders that the BG Offer has formally lapsed, Print article Email article, ASX/Media Releases, 2008 年 9 月 29 日

⁶⁸ BG Group appoints Catherine Tanna as EVP and MD, Australia, BG Group, 2009 年 1 月 29 日

表 6 開発事業者の集約化の動きと評価額

日付	買主	対象	形態	豪\$/GJ(2P)	豪\$/GJ(3P)
2009年2月	BG Group	Pure Energy	Final Bid	1.95 ^(※)	0.41
2009年2月	BG Group	Pure Energy	Counter Bid	2.52	0.40
2009年2月	Arrow Energy	Pure Energy	Revised Bid	2.26	0.36
2009年2月	BG Group	Pure Energy	Counter Bid	2.02	0.32
2008年12月	Arrow Energy	Pure Energy	Original Bid	1.71	0.54
2008年10月	BG Group	QGC	Deal	1.98	0.76
2008年9月	ConocoPhillips	Origin Energy	JV	4.05	1.89
2008年7月	Shell	Arrow Energy	Farm-in	2.65	0.75
2008年5月	Petronas	Santos	Deal	3.75	1.30
2008年4月	BG Group	Origin Energy	Failed Bid	N.A.	0.56
2008年2月	BG Group	QGC	Farm-in	1.61	0.68

(※)2009年2月23日、Pure Energy が CBM 埋蔵量の増加を発表したため、埋蔵量(GJ)当たりの評価額は減少(出所)Petroleum Intelligence Weekly、2009年2月16日より日本エネルギー経済研究所作成

2008年2月から2009年2月までの開発事業者の集約化と、そのCBM埋蔵量(GJ)当たりの評価額をまとめると表6の通りとなる。CBM-LNGプロジェクトに関する買収や提携は、実際のCBM埋蔵量価値を上回る額で取引されていると言われることもあるが、特にConocoPhillipsとPetronasの取引は相対的に割高だったことがみてとれる。今後もこのような企業間の駆け引きが続く場合、吊り上げられた価格に耐えきれぬ企業体力を有しているかが問題となってくる。また、このような更なるコスト増加はCBM-LNGプロジェクトの経済性にも影響を与えるとの懸念もある。

CBM上流権益を狙う集約化の動向によっては、各プロジェクトの実現性にまで影響を及ぼすものと考えられ、今後も注意が必要である。特にShellが立ち上げる予定のプロジェクトは、その規模によっては今後更なる動きがあるとみられる。また、CBM上流権益に関わる集約化に併せて、現在進められているCBM-LNGプロジェクト同士の再編も考えられる。Arrow EnergyとShellは、今後6ヶ月以内に他プロジェクトとの再編を発表する旨の報道⁶⁹や、GLNGを進めるSantosが他プロジェクトとの連携を模索している旨の報道もある⁷⁰。

⁶⁹ Arrow Energy predicts consolidation of Australian CBM for LNG project、Gas Matters Today、2009年2月5日

⁷⁰ Santos the logical partner in Gladstone LNG dance、Australian Financial Review、2009年3月4日

2-3-2 CBM-LNG プロジェクト実現に向けた課題

(1) 安定的な CBM 生産の継続

CBM-LNG プロジェクトにおいては、常に一定の CBM 生産量を確保するため、年間で 1,000 を超える CBM 坑井が必要とされる。これまで QLD 州では主として国内向けに供給がなされてきたため、LNG 生産に必要な大量の CBM 生産を行ってことがない。従って、実際に開発及び生産を開始しないと、坑井掘削を常に安定的に維持し、十分な生産量を絶えず確保し続けることが可能か不明である点に注意が必要である。なお、CBM 坑井の初期生産量が低いことに起因する Ramp-Up ガス処理の問題があるが、各事業者は国内供給への補填や更なる国内需要の開拓、貯蔵、LNG 生産スケジュールの調整等に対応するとみられ、この問題については、プロジェクト推進事業者の側としてはさほど大きな問題として捉えられていない⁷¹。

因みに、各プロジェクトとも CBM 埋蔵量は十分な水準を確保している。各プロジェクトの保有埋蔵量を表 7 に示す。Shell/Arrow Energy LNG は LNG プラント規模が不明のため判断が難しいが、他のプロジェクトは現時点の規模で進展する場合、十分な CBM 埋蔵量を保有していると判断できる。今後も更なる探鉱・開発を進めることにより、CBM 埋蔵量は漸増していくことが確実である。

表 7 各プロジェクトの CBM 埋蔵量

	Gladstone Fisherman's Landing LNG	GLNG	Queensland Curtis LNG	Southern Cross LNG	Australia Pacific LNG	Shell/Arrow Energy LNG
(2P:PJ)	1,644	3,246	3,225	NA	4,751	704
(Bcm換算)	43	86	85	NA	125	19
(3P:PJ)	4,791	5,999	9,613	NA	10,138	2053
(Bcm換算)	126	158	254	NA	268	54

(注)いずれも 2008 年の公表数値。同図表では Sun LNG の CBM 埋蔵量は Queensland Curtis LNG に統合している。Gladstone Fisherman's Landing LNG は Arrow Energy の CBM 埋蔵量 Net 値から Shell の 30% 権益分を差し引いて算出。Shell/Arrow Energy LNG は Arrow Energy の CBM 埋蔵量 Net 値の 30% で算出。また、Queensland Curtis LNG は Pure Energy 保有の CBM 埋蔵量を含める。なお、CBM 資源量の不確定値 (contingent) や予想値 (prospective) を含めると、各プロジェクトの資源量は更に大きな値となる
(出所)各事業者プレスリリース、ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

(2) 販売先の確保

現在、CBM-LNG の実現に向けて最大の課題となっているのが販売先の確保である。国内向けのみ利用されてきた CBM を液化して輸出するという事業そのものがこれまでに前例がなく、また後述するように、昨今の金融危機の影響によって、新規プロジェクトに対するファイナンスがより困難になりつつある中で、プロジェクト実施に向けた投資の意思決定を行う際には、CBM-LNG を長期に渡ってある程度経済性が取れる価格で購入してくれる販売

⁷¹ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

先を確保することは不可欠である。プロジェクト推進事業者の中には全カーゴを自社のターミナルに受け入れるとする事業者もいるが、例えば日本の買主のような信用力の高い販売先を確保することができれば、プロジェクト実現に向けて大きな弾みになる。このため、これらの事業者における日本市場への関心は非常に高い。

(3) 供給コスト

CBM-LNG プロジェクトの供給コスト（開発コスト＋生産コスト）は一般に高いとみられている。ガス生産量を保つために、極めて多くの抗井を掘削していかなければならず、年間 1,000 本以上の抗井が必要になるとされている。この様な側面と併せて、各抗井の生産期間が在来型天然ガス抗井に比べて短いということも、開発を進めていく上でのコスト高の要因となる。

しかし、現在進められている在来型天然ガスの新規 LNG プロジェクトについても、「Easy Gas」と呼ばれる開発容易な天然ガスが減少しており、洋上深海地域での開発を迫られ、開発コストが割高になるケースが多くみられている。特に、豪州の Western Australia 州（WA 州）で進められる在来型天然ガス LNG プロジェクトについては、付近の環境保護の観点からガス田開発地域と LNG プラントが地理的に非常に離れており、その分開発コストが増大している。また、LNG プロジェクトコストの 5 割程度は人件費が占めるとされるが、QLD 州の CBM-LNG プロジェクトの場合には、陸上開発かつ LNG プラントも Gladstone 港付近に建設でき、相対的にインフラ及び人件費を低く抑えることが可能である。さらに、原料となる CBM の組成は 90%以上がメタンであり、在来型天然ガスと比較して不純物が少ない。その結果、ガス処理が容易に済む点もメリットの一つとして挙げられよう。このように、CBM-LNG プロジェクトのコストについては、決して競争力が高いとは言えないものの、WA 州で計画されている様な新規の洋上における LNG プロジェクトと比較した場合には、競争力を持ち得るケースも十分考えられる。

(4) CBM-LNG の熱量問題

CBM の組成は 90%以上がメタンで、エタン (C_2H_6) 等のメタンより比重の重い炭化水素、二酸化炭素及び窒素等が数パーセント含まれている。これにより、CBM-LNG はそのままでは発熱量の低い LNG となる。具体例として、Queensland Curtis LNG (BG) の CBM-LNG の組成は、メタンが 99.49-99.84%、窒素 0.15-0.5%、エタン 0.01%となり、Typical Wobbe 指数は 1,349-1,356Btu/scf、発熱量は 1,007-1,011Btu/scf とされている。この様な熱量問題に対して、現在進められている CBM-LNG プロジェクトにおいては、LPG による増熱用の LPG インジェクター建設を検討しているプロジェクトは限られている。一般的にプロジェクト推進事業者は、熱量調整を CBM-LNG の受入側が取るべき対応として捉えており、現時点で熱量調整等を行わないプロジェクトが多い。しかし、今後のマーケティングを考えた場合、この様な熱量問題によって日本市場に対する販売機会を逸することがあれば、今後の実現に対しても大きな制約要因の一つになる可能性もある。

(5) QLD 州の政策の影響

QLD 州政府は CBM-LNG プロジェクトに非常に協力的である。このため QLD 州では WA 州の様に、CBM-LNG プロジェクトに対して州内市場への天然ガス供給を義務付ける、一種の資源ナショナリズム的な政策が採用されるリスクは小さい。しかし、上述の通り、CBM-LNG プロジェクトが一気に実現した場合に、QLD 州内のガス需給が逼迫化し、州内ガス価格が急上昇する事態に繋がれば、この州内ガス価格が政治問題化し、WA 州と同様の州内向け供給の義務付けといった政策がとられる可能性も全く否定はできない。このため、QLD 州政府当局が州内のガス価格水準をどの様に判断しているかという点は、今後の一つの注目ポイントとなるであろう。

(6) 複数のプロジェクトの同時進行による人材・資機材・用地確保難

以上の課題の他に、プロジェクトの進捗に影響を及ぼす要因として、人材や資機材の確保が難航するというリスクもある。いずれのプロジェクトも LNG プラントの建設地を Gladstone 港周辺としており、カタール同様、近接したエリアで複数のプロジェクトが同様の時間軸で進められることになる。各トレインの規模はさほど大規模なものではないが、各プロジェクトのタイムスケジュールに影響を与える要因になるとの指摘もある（図 15）。また用地確保についても、既に LNG プラント用地を確保しているプロジェクトもあるが、現時点で湾内の遠浅部分では LNG タンカーが入船できないこともあり、その確保が重要な要因として指摘されている。但し、この点に関しては、Gladstone Ports Corp.Ltd が掲げる 50 年長期計画における Gladstone 港の拡張等により、将来的な解消が見込まれている⁷²。

⁷² 2008 update of the 50-year Strategic Plan.、Gladstone Ports Corp.Ltd 及び坂本茂樹、大野泰伸「いよいよ実現に向かう豪州クイーンズランド州の CBM-LNG 事業」、JOGMEC 石油・天然ガスレビュー、2008 年 11 月

図 15 各プロジェクトの LNG プラント建設候補地



(注) Southern Cross LNG と Shell/Arrow Energy LNG は Curtis Island、Australia Pacific LNG は Gladstone を建設候補地としているが詳細は現時点で不明

(出所)「The outlook for LNG How are the dynamics changing?」、BG Group、2008 年 12 月に日本エネルギー経済研究所加筆

2-3 中国の CBM 開発

次に、既に CBM の商業生産を開始しており、小規模ながら国内供給向けとして CBM-LNG プロジェクトも進めている中国の CBM 開発を概観する。

2-3-1 中国の CBM 事業

(1) 中国の CBM 資源

中国の石炭の確認埋蔵量は 1,145 億、可採年数は 45 年となっている。埋蔵量の規模は米国、ロシアに続いて世界第 3 位である (表 8)。中国では従来から石炭採掘と共に発生する CBM の利用が進められていたが、現在では CBM 開発にも注力している。

表 8 中国の石炭埋蔵量

(百万トン)			
無煙炭及び瀝青炭	亜瀝青炭及び褐炭	合計	可採年数
62,200	52,300	114,500	45

(出所)BP Statistical Review of World Energy June 2008

2006年6月に国家発展改革委員会が「The Eleventh Five-year program of China's CBM development and utilization (2006-2010): 第11次CBM開発利用五ヵ年計画」を発表した時点において、中国におけるCBMポテンシャルは、深度が2,000mより浅いエリアのCBM資源量が36.81Tcm、確認埋蔵量が102.3Bcm、可採埋蔵量が46.957Bcmと評価されている⁷³。また、同計画は2010年までに300Bcmの確認埋蔵量増加を目標としており、更に2020年までに1.2TcmのCBM確認埋蔵量増加を目指すとする⁷⁴。

図16は中国のメタン資源量を表したものであるが、CBM埋蔵量は同国の中部と東部地区、なかでも華北地区にその多くが賦存しているとされる。CBMの産地としてはOrdos Basin (陝西省)、河北平原地域、淮南及び淮北炭田、四川省南部と貴州省に跨る石炭露天地域、貴州省の六盤水、Turpan-Hami Basin、Zungaria Basinなどが挙げられる⁷⁵。

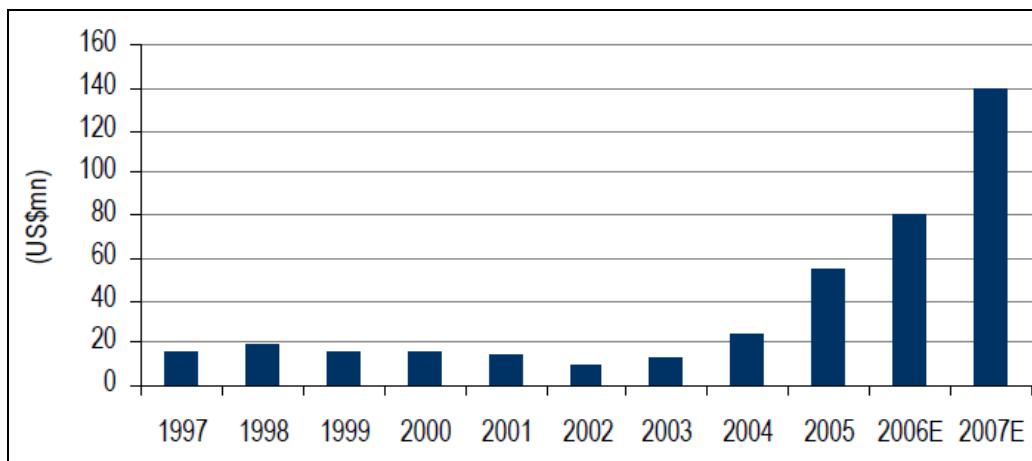
⁷³ A new era for china's CBM industry, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2006年6月15日

⁷⁴ China's output of CBM to reach 10 billion cubic meters by 2010, Xinhua's China Economic Information Service, 2006年6月8日及びMore companies allowed for Sino-foreign CBM E&D cooperation, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2007年10月1日

⁷⁵ 中国の石油産業と石油化学工業 2008年版、東西貿易通信社、2008年12月

っている。2009 年 1 月には遼寧省における Comco⁷⁸の CBM プロジェクトが、世界初の CBM に関する CDM (Clean Development Mechanism) として着工されている⁷⁹。中国では 2007 年 6 月までに外資と 28 件の PSC が締結されており、その後も Arrow Energy の新疆ウイグル自治区への参入が見られるなど、外資との CBM 開発が進んでいる⁸⁰ (図 17)。

図 17 外資による投資額の推移と予測



(出所)CBM – Another green solution (Industry Overview), Merrill Lynch, 2007 年 6 月

中国における CBM 生産量に関する推移データは入手出来ていないが、2007 年の CBM 生産量は 4.735Bcm とされ、その内訳は石炭生産に伴って生産されるものが 4.4Bcm とその 90% 以上を占め、純粋な CBM 開発を目的として生産されたものは 0.335Bcm となっている⁸¹。2008 年の CBM 生産量は、前者が 5Bcm、後者が 0.5Bcm をそれぞれ越えた模様である。なお、現在の CBM 生産のみを目的とする生産能力は約 2Bcm に達するとされる⁸²。第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画において、中国政府は 2010 年までに 10Bcm の CBM 生産量と 8Bcm の CBM 利用量⁸³、2020 年までに 40Bcm の CBM 生産量達成を掲げている。その中で CBM の主な生産地は Quishui Basin と Ordos Basin になるとみられており、今後も活発な開発が見込まれている。

⁷⁸ 気候変動や環境維持開発に関するコンサルタントなどを行う事業者。

⁷⁹ Successful registration of the world's first CBM project、Comco プレスリリース、2009 年 1 月 15 日

⁸⁰ 中国の炭層ガス原始資源量は 36 兆 m³、これまでに 28 件の PS 契約、East & West Report、2007 年 11 月 19 日

⁸¹ Competitive mechanism expected in China's CBM industry、China OIL, GAS & PETROCHEMICALS、2008 年 6 月 15 日

⁸² China funds 17 CBM research & demo projects、China OIL, GAS & PETROCHEMICALS、2009 年 1 月 15 日

⁸³ A new era for china's CBM industry、China OIL, GAS & PETROCHEMICALS、2006 年 6 月 15 日

(3) CBM の開発環境

A. CBM 開発の政策

中国政府は CBM 開発における支援政策を以下の通り実施している⁸⁴。

- 外資との CBM 共同開発の場合、付加価値税 (VAT) 5%の課税。国内開発事業者単独の開発の場合、付加価値税 (VAT) 13%課税の後、8%の還付
- 外資との CBM 共同開発の場合、法人税を利益が出てから 2 年間は免除、3 年目から 5 年目の 3 年間は半額免除
- CBM 開発に関する設備の輸入関税の免除
- 在来型天然ガスとは異なり、価格統制を行わない

B. CBM パイプラインの建設

第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画によると、本格的な CBM 開発に伴う輸送手段の整備として、大規模な CBM パイプラインの建設計画が掲げられている。2010 年までに 10 系統からなる総距離 1,441km、総輸送能力 6.53Bcm の CBM パイプラインを建設する予定である (表 9)。

表 9 第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画の CBM パイプライン計画

No.	パイプライン(PL)	距離 (km)	圧力 (MP)	輸送能力 (Bcm)	建設時期
1	沁水(山西省)-晋城(山西省)	51	4	0.8	2006
2	端氏(山西省)-晋城(山西省)-博愛(河南省)-北部河南省	120	6	1	2006
3	端氏(山西省)-長治(山西省)-林州(河南省)-安陽(河南省)-邯鄲(河北省)	245	1.47	1	*
4	松藻-重慶	175	4	0.23	2006
5	韓城(陝西省)-候馬(山西省)-臨汾(山西省)	180	4	0.5	*
6	大寧(山西省)-吉県(山西省)-臨汾(山西省)-霍州(山西省)	240	4	0.5	*
7	寧武(山西省)-原平(山西省)-大孟(山西省)-太原(山西省)-壽陽(山西省)-陽泉(山西省)	300	4	0.5	*
8	三交(山西省)-山西省・北京天然ガスPLⅡ	70	11	0.5	2007
9	端氏(山西省)-八甲口(山西省)-西気東輸PL	40	15	1	2008
10	保得(山西省)-陝西省・北京PL	20	7	0.5	2008
合計		1,441	-	6.53	

(出所)第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画及び China OIL,GAS & PETROCHEMICALS、2008 年 4 月 15 日

同計画に準じたものであるかは不明であるが、CBM パイプライン建設は既に開始されて

⁸⁴ 竹原美佳「中国：石炭資源を石油代替として活用する動き ～CBM、DME、石炭液化～」、JOGMEC 資源情報、2008 年 7 月 11 日及び China's CBM industry asks for more favorable policies and investment、China OIL, GAS & PETROCHEMICALS、2008 年 4 月 15 日

いる。2008 年 8 月には晋城 (Jincheng) - 沁水 (Qinshui) - 泽州 (Zezhou) を結ぶ総距離 44km の CBM パイプラインが完成している。また同月には、山西省の CBM を河南省に輸送するために、端氏 (Duansi) - 晋城 (Jincheng) - 博愛 (Bo'ai) を結ぶ総距離 98km、輸送能力 1Bcm の CBM パイプライン建設が開始されている。また、PetroChina も端氏 (Duansi) - 沁水 (Qinshui) を結ぶ総距離 35km、輸送能力 3Bcm の CBM パイプライン建設を開始している。同パイプラインは将来的に西気東輸パイプラインに接続される予定である⁸⁵。

(4) 国内供給向け小規模 CBM-LNG プロジェクト

中国では既に CBM の商業生産が開始されているが、国内供給向けの小規模な CBM-LNG プロジェクトにも着手している。現在稼動中または建設中の CBM-LNG 生産能力の合計は約 1.168Bcm/年 (LNG 換算約 85 万トン/年) に達するとされる。CBM-LNG は CBM と同様に付加価値税が還付され、市場価格での販売が規定されていることから、今後、経済的に発展する地域の家庭用ガス供給源として普及することが期待されている。また、CMM-LNG プロジェクトも現在 2 件計画されている⁸⁶。

中国における小規模 CBM-LNG プロジェクトは以下の通りとされる。

- 2006 年 11 月、Hong Kong and China Gas Company Limited (以下 Towngas)⁸⁷ は Jincheng Anthracite Mining Group (晋城無煙炭集団) と、100MMcm/年 (LNG 換算 7.3 万トン/年) 規模の CBM-LNG プラントを建設するプロジェクトに関する契約を締結した。Towngas は同プロジェクトの権益 70% を保有しており、2008 年の稼動開始を予定している。同規模の第二フェーズの建設も予定されており、長期的には需要に応じて長距離の CBM 供給パイプラインも建設する予定である。なお、生産された CBM-LNG は主に東部の需要家に供給される予定である⁸⁸。
- 2007 年 6 月には China Leason Investment Group⁸⁹ が陝西省において、CBM-LNG プラントを 2 トレイン建設するプロジェクトを発表した。各トレインの生産能力は 91.25MMcm/年 (LNG 換算約 6.7 万トン/年) とされ、稼動開始は 2008 年を予定している⁹⁰。
- 中国の民営ガス事業者である ENN Group は 54.8MMcm/年 (LNG 換算約 4 万トン/年) の CBM-LNG プラントを 2008 年中に稼動させる予定で、同規模の第二フェーズも計

⁸⁵ China's CBM industry picks up speed, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008 年 8 月 15 日

⁸⁶ China's liquefied CBM plants to come on stream, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008 年 11 月 1 日

⁸⁷ 香港及び中国で活動する 1862 年設立のガス生産、配給事業者。

⁸⁸ Towngas Seals Deal in Shanxi for First Coalbed Gas Project, Towngas プレスリリース, 2006 年 11 月 14 日

⁸⁹ 主にソフトウェアの研究・開発を手掛けているが、事業多角化によりエネルギー事業にも進出している。

⁹⁰ Very substantial acquisition and resumption of trading, China Leason Investment Group プレスリリース, 2007 年 6 月 15 日。同計画は 2 トレインで 182.5MMcm/年 (LNG 換算約 13 万トン/年) との報道もある。

画している。

- 国営企業 PetroChina は山西省の沁水 (Qinshui) において 365MMcm/年 (LNG 換算約 26.6 万トン/年) の CBM-LNG プラントを 2008 年中に、CUCBM は 182.5MMcm/年 (LNG 換算約 13.3 万トン/年) の CBM-LNG プラントを OrdosBasin に 2010 年中に建設する予定である。

2-3-2 中国 CBM 開発の課題

中国政府は第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画において、2010 年までに CBM 生産量を 10Bcm まで増加させることを掲げているが⁹¹、CBM については 2008 年時点で目標の 10%程度の達成に留まる。今後も同計画を達成するために、国内開発事業者だけでなく外資との連携を強化していくとみられるが、同国の CBM 開発が進展するにあたり、以下の点が課題として指摘されている。

(1) 政府の認可付与や政策

2007 年 9 月の CUCBM に対する CBM 開発独占権の撤廃以降、PetroChina や Sinopec といった国内大手事業者による CBM 開発が注目されている。PetroChina は 2008 年 9 月、CBM 開発の拡大を目的とし PetroChina Coalbed Methane を設立している。同社は 2010 年までに 3Bcm、2015 年までに 10Bcm の CBM 生産能力の達成を計画しているとされる⁹²。また、PetroChina の親会社である CNPC は CUCBM からの撤退を検討しているとされる。CNPC は CBM 開発認可を取得することで、自ら外資との共同開発を行うためとみられている⁹³。また、この撤退により、PetroChina が CUCBM の CBM 開発鉱区の半分と一部の従業員を引き取るとされる⁹⁴。

中国では CBM 開発の認可を得るには、国土資源部から CBM 鉱区の探鉱・採掘権の取得と商務部への CBM 埋蔵量の申告及び開発認可取得が義務付けられているが、上述の CNPC の動きを商務部は問題視し、国土資源部や国家発展改革委員会は中国の CBM 開発について、全体的な統合を志向しているとされる。なお、PetroChina は依然として外資との CBM 共同開発に関する認可を取得していないとされる⁹⁵。外資も CUCBM から CNPC が撤退したことに伴い、今後どの様に中国の CBM 開発が変化するのか、事態を見守る状態にある⁹⁶。一方で、CUCBM は CNPC の撤退により、ファイナンス面の問題からプロジェクトの遅延を余儀なくされている⁹⁷。

⁹¹ More companies allowed for Sino-foreign CBM E&D cooperation, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2007 年 10 月 1 日

⁹² China's CBM industry to see strategic reorganization, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008 年 11 月 15 日

⁹³ 中国 CNPC、中聯煤層気の株式 50%を中煤能源に譲渡、East & West Report, 2008 年 6 月 16 日

⁹⁴ PetroChina faces uncertainty in gaining foreign CBM cooperation right, Xinhua China Oil, Gas & Petrochemicals, 2009 年 2 月 20 日

⁹⁵ 同上

⁹⁶ 中国、炭層メタン事業の独占終了後も調整続く (1)、Dow Jones 中国企業情報、2009 年 1 月 22 日

⁹⁷ China's CBM industry to see strategic reorganization, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008

上述の通り、CUCBM の CBM 探鉱・開発・生産に関する独占権が撤廃されたものの、現在でも外資との CBM 共同探鉱・開発権を有しているのは CUCBM のみである。このため、CUCBM 以外の事業者は外資との契約締結に優先して、CUCBM と委託契約を締結する必要がある。もし、委託契約がなされない場合は、外資との合意は違法なものとみなされる⁹⁸。今後も CBM 開発には外資の技術的な経験や管理方法が不可欠であり、よりスムーズに外資との連携を図るためには、この様な CBM 開発に関する管理体制を見直す必要性が指摘されている。なお、現在 PetroChina 以外に Sinopec、Jincheng Anthracite Mining Group (晋城無煙炭集団) 等が外資との共同開発権認可の申請中とされ、この他 CNPC にも認可されるべきとの報道もある⁹⁹。

また、政府によって掲げられた CBM 開発に関する政策についても、更なる改善が指摘されている。上述の通り、CBM の販売価格には基本的に市場価格が導入されている。しかし、プロジェクトによっては CBM 販売価格に補助金が補填され、 m^3 当たり 0.2 元の補助金が適用されるものもあるとされる。しかし、河北省や貴州省、広西壮族自治区といった家庭用需要向けに CBM 開発を行う地域では、現状の制度では CBM 開発が採算に合わず、更なる補助金補填の必要性が指摘されている¹⁰⁰。

(2) インフラ整備

上述の通り、中国の CBM 輸送に関しては小規模な CBM-LNG プロジェクトが計画、推進されるなど多様化が図られている。また、第 11 次 CBM 開発利用五ヵ年計画に則り、CBM パイプライン建設が徐々に進んでいる。しかし、天然ガスパイプラインを含めたインフラ整備の更なる拡充の必要性が指摘されている。現在の中国における天然ガスパイプラインは、主に PetroChina と Sinopec によって建設及び操業されている。特に PetroChina が西気東輸パイプラインをはじめ、国内の主要幹線ガスパイプラインの建設を進めている (図 18)。しかし、両社の天然ガスパイプライン網は接続されず、生産した CBM は独自のパイプラインに供給される見込みである。また、現在は陝西省で開発された CBM の西気東輸パイプラインへの供給が実現しておらず、この様なインフラ整備不足が CBM の効率的な利用及び大規模な商業生産が実現しない原因とされ、更なる拡充が望まれている¹⁰¹。

年 11 月 15 日

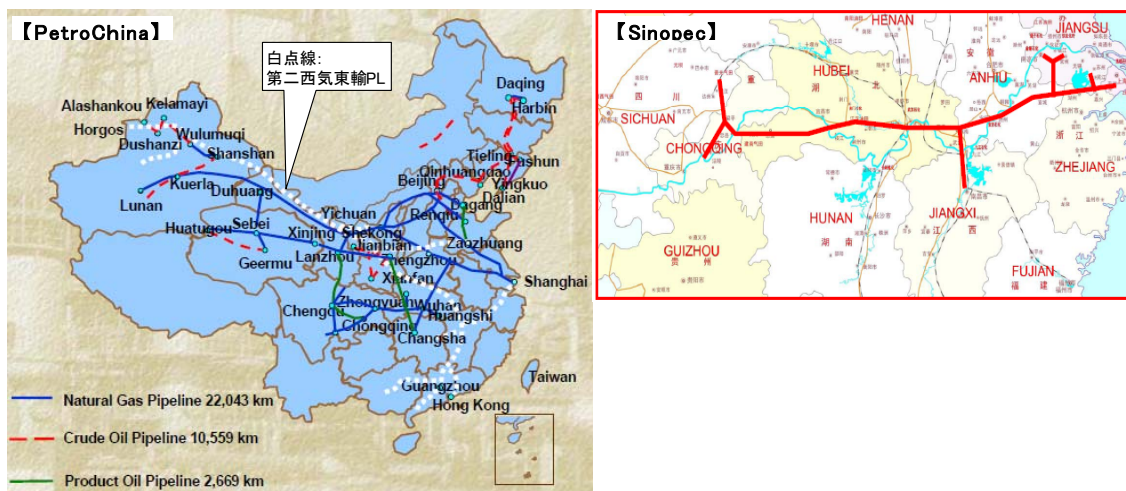
⁹⁸ China CBM's monopoly on outward CBM cooperation challenged, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2009 年 2 月 15 日

⁹⁹ 同上及び China's CBM industry to see strategic reorganization, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008 年 11 月 15 日

¹⁰⁰ China's CBM plants industry asks for more favorable policies and investment, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2008 年 4 月 15 日

¹⁰¹ More companies allowed for Sino-foreign CBM E&P cooperation, China OIL, GAS & PETROCHEMICALS, 2007 年 10 月 1 日

図 18 中国の主要天然ガスパイプライン網及び計画



(注)Sinopec の川気東送計画(総距離 1,702km、輸送能力 15Bcm/年)は 2008 年末の完成予定とされている
 (出所)2007 Annual Results Presentation2007 Presentation、PetroChina 及び Strengthening U.S.-China Oil and Gas Cooperation、2007 年 9 月、Sinopec

2-4 インドネシアの CBM 開発動向

次に、現在 CBM 開発に関する環境を整えつつあり、今後の開発にも強い意欲を示しているインドネシアについて概観する。

2-4-1 インドネシアの CBM 事業

(1) インドネシアの CBM 資源

インドネシアは豊富な石炭埋蔵量を有し、アジア・太平洋地域における主要な石炭輸出国である(表 10)。近年では、その豊富な石炭埋蔵量に相まって、CBM 資源量も豊富に賦存するとされ、その開発が注目されている。同国での CBM 開発においては、国内天然ガス供給源としての役割を担うと共に、間接的にアジア・太平洋地域の LNG 需給に影響を及ぼす可能性がある。また将来的には CBM-LNG プロジェクトにより、直接的にアジア・太平洋地域の LNG 需給に影響を及ぼす可能性も存在し得る。以下では、近年進展が見られるインドネシアの CBM 開発を概観する。

表 10 インドネシアの石炭埋蔵量

(百万トン)			
無煙炭及び瀝青炭	亜瀝青炭及び褐炭	合計	可採年数
1,721	2,607	4,328	25

(出所)BP Statistical Review of World Energy June 2008

2002 年の BP Migas (石油・ガス上流部門独立監督機構) 及び ADB (Asia Development Bank) の調査によると、インドネシアの CBM 資源量は 453Tcf (12,684Bcm) に上ると評価され、カ

ナダやロシア、中国、豪州、米国に並び、世界でも上位に位置する。CBM 資源量を堆積盆地ごとにみると、インドネシアには 11 の主要堆積盆地があり、特に Sumatra 島の南部 Sumatra 及び中部 Sumatra Basin、Kalimantan 島東部の Barito 及び Kutei Basin に集中している (図 19)。

図 19 インドネシアの CBM 資源量 (Tcf)



(出所) INDONESIA'S CBM FOR THE BENEFIT OF THE GOI AND INVESTORS: HOW WOULD IT PROGRESS?, MINISTER FOR ENERGY AND MINERAL RESOURCES, IndoCBM, 2008 年 6 月

(2) CBM 開発の経緯と状況

インドネシアは 2004 年に石油の純輸入国に陥って以降、石油に関しては需給ギャップが広がっている。天然ガスについても、Arun や Bontang といった既存 LNG プロジェクトにおいて、天然ガス生産量減少による契約量削減が取沙汰される等¹⁰²、同国エネルギー市場の動向が注目されている。インドネシア政府は、増大する国内石油需要の増加に対応するため、天然ガスや石炭等の国産エネルギーの国内向け供給優先政策等を進めており、豊富な埋蔵量を誇る石炭から産出される CBM にも注目している。また、同国の環境政策である「Blue Sky Policy」において、天然ガスはクリーンなエネルギーとしてその利用が促進されており、CBM 開発も天然ガス利用において補完的な役割を果たすものとみられている。

大統領令 No. 5/2006 において、CBM は新エネルギー及び再生可能エネルギーに分類され、石油の代替燃料としても期待されている。同令による 2025 年のエネルギー一次供給目標では、石油を 20%まで低減するよう掲げられている。CBM は「その他」に分類されており、「その他」の 17%の内訳は、地熱 5%、バイオ燃料 5%、石炭液化油 2%となり、残る 5%が CBM、原子力、バイオマス、水力等で構成されている¹⁰³ (表 11)

¹⁰² 但し、建設中の Tangguh プロジェクトをはじめとした新規 LNG 輸出プロジェクトや、既存プロジェクト向けの天然ガス供給拡大のための大規模投資も計画されてきている。

¹⁰³ このうち CBM は 1-2%を占めるとされる。

表 11 長期エネルギー見通しのエネルギー源別シェア

	(%)	
	2005	2025
石油	54	20
ガス	27	30
石炭	14	33
その他	5	17
合計	100	100

(出所)大統領令 No.5/2006

CBM 開発に関しては 2003 年、インドネシア政府が CBM 開発推進のために国家チームを結成している。メンバーは石油ガス技術研究開発センター (LEMIGAS)、鉱物・石炭技術研究開発センター (tekMIRA)、地質研究開発センター (GRDC)、エネルギー・電力研究開発センター、地質鉱物資源総局、BP Migas、科学技術応用評価庁、大学等で構成されている。また、同チームには以下の目的が掲げられている。

- CBM 開発事業に関わる法整備
- CBM 探査パイロットプロジェクトの遂行
- CBM 資源量の推定
- CBM 開発に関わる環境負荷評価
- CBM 生産技術の開発推進
- CBM 利用技術の整備等

現在、南 Sumatra で 2 つの試掘井 (深度約 600m と 900m)、コアサンプル採取分析が行われている。第一段階では 2005 年から 3 年間かけて 10 の有望地域での試掘・コアサンプルを実施し、第二段階では CBM 増進回収 (Enhanced Coalbed Methan Recovery: ECBMR) 評価が 2 年間行われる予定である¹⁰⁴。

(3) CBM の開発環境

これまでインドネシアの CBM 開発に関わる法令は、2006 年に制定されたエネルギー鉱物資源相令 No. 33/2006 によって規定され、CBM 開発は石油・ガス開発の枠組みに包含されていた。CBM 開発は BP Migas との PSC 締結が定められ、利益配分比率はインドネシア政府 55%、コントラクター 45%となっている。コントラクター利益配分比率は石油の 15%、ガスの 30%と比較しても高い水準である¹⁰⁵。また同令によると、CBM の管理権は中央政府にあり、地方政府はライセンスを付与する権限のみ有している。

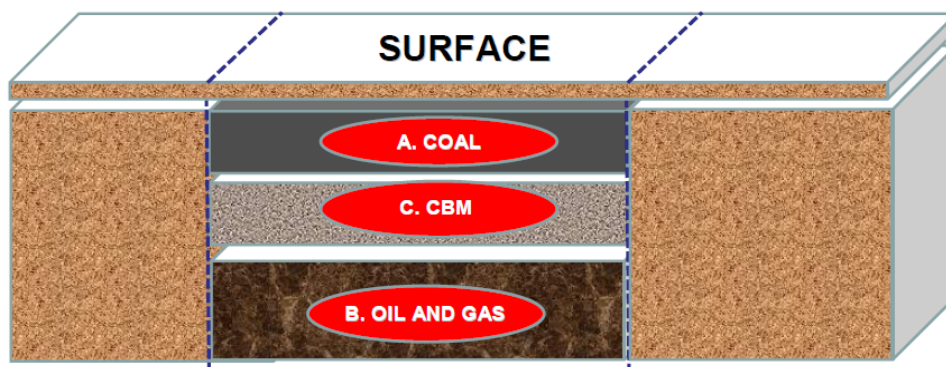
しかし、インドネシアでは石炭と石油・ガス事業の規制が異なり、CBM と石炭が共存する

¹⁰⁴ コールベッドメタン事業開発の最新動向、日本ナレッジセンターセミナー、2008 年 10 月 22 日

¹⁰⁵ Indonesia: First Coalbed Methane PSC Signed in Indonesia、Global Insight、2008 年 5 月 28 日

区域では、石油・ガス鉱区権者と石炭鉱区権者の双方が開発可能となり、鉱業権の重複問題が発生していた。この例として、石油・ガス鉱区と石炭鉱区が重複している場合、仮に石油・ガス開発事業者が保有している鉱区であっても、同じ鉱区の石炭層に権益を持つ石炭開発事業者が、石炭の露天掘りを実施してしまうと、石油・ガス開発事業者は仮に石炭層の下層で石油・ガス及び CBM 埋蔵量を保有していても、リグ等の生産設備を建設できなくなるという可能性が指摘されていた（図 20）。

図 20 鉱物資源の重複図



(出所)CBM REGULATIONS :CHALLENGES & OPPORTUNITIES、エネルギー鉱物資源省

表 12 CBM 開発に関わる規制

規制	内容
法律No.22/2001	石油及びガスに関する法律
政府規制No.35/2004	石油及びガスの上流ビジネス活動に関する規制
鉱物及びエネルギー相命令No.1669/1988	CBM開発推進に関する命令
エネルギー鉱物資源相令No.33/2006	CBM開発に関する規制
エネルギー鉱物資源相令No.40/2006	石油及びガスの作業領域の決定及び入札のガイドラインに関する規制
エネルギー鉱物資源相令No.36/2008	CBM開発に関する規制

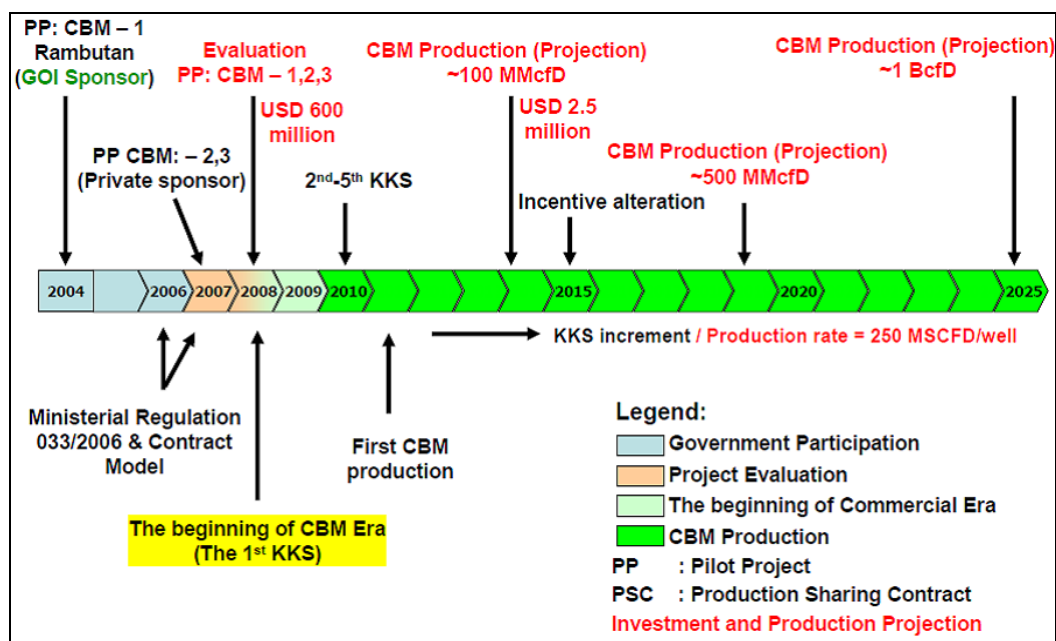
(出所)エネルギー鉱物資源省

インドネシア政府もこの権益重複問題が CBM 開発の進展を妨げると認識しており、上述のエネルギー鉱物資源相令 No. 33/2006 の見直しに着手していた。その後、2008 年 11 月にエネルギー鉱物資源相令 No. 36/2008 が施行された。同令により、CBM 開発は改めて石油・ガス開発に分類され、石油・ガス開発（CBM 開発含む）は石炭やその他の鉱物資源開発に対して優先権を持つことが規定された。これにより、石油・ガス鉱区と石炭鉱区の権益重複問題は解決されている（表 12）。

また、インドネシア政府は図 21 の通り、2025 年までの CBM 開発計画を掲げている。同計

画によると、現在はプロジェクト評価から商業化への移行期にあるとされ、2010 年以降の CBM 生産開始が目標となっている。なお、インドネシア政府は将来的に天然ガス生産量における CBM 生産量シェアを 15%程度まで引き上げたいとしている。

図 21 CBM の開発ロードマップ



(出所) Sharing Ephindo's Experience as Pioneer in Indonesia CBM Industry Sammy, Ephindo, 2008 年 1 月

(4) CBM 開発の状況

2008 年 5 月、インドネシア政府と PT Medco¹⁰⁶及び Ephindo¹⁰⁷から成るコンソーシアムが、南 Sumatra において同国初の CBM 開発に関する PSC を締結して以降、同国の CBM 開発には活発な動きが見られ始めている。特に CBM 資源量が豊富な南 Sumatra と Kalimantan 島東部における開発が中心に進むと考えられる。現在では南 Sumatra で 3 鉱区、Kalimantan 島東部で 4 鉱区の計 7 鉱区で PSC が締結されている。また、2009 年 3 月時点で 54 件の CBM 開発に関する申請がなされており、2009 年には 14 件の PSC 締結が見込まれているとされる¹⁰⁸。

A. 南 Sumatra

南 Sumatra は天然ガスの需要地である西 Java に地理的に近接している。2007 年 3 月には、Sumatra 島と Java 島を繋ぐ South Sumatra-West Java パイプラインの第一フェーズが完成し、ガス供給が開始されている。第二フェーズによる拡張も随時実施されており、インフラ面での整備が今後も充実することで、同地域での CBM 開発を後押しするものと考えられる (図 22)。このようなインフラの整備状況に加えて、同地域はインドネシアで最大の CBM

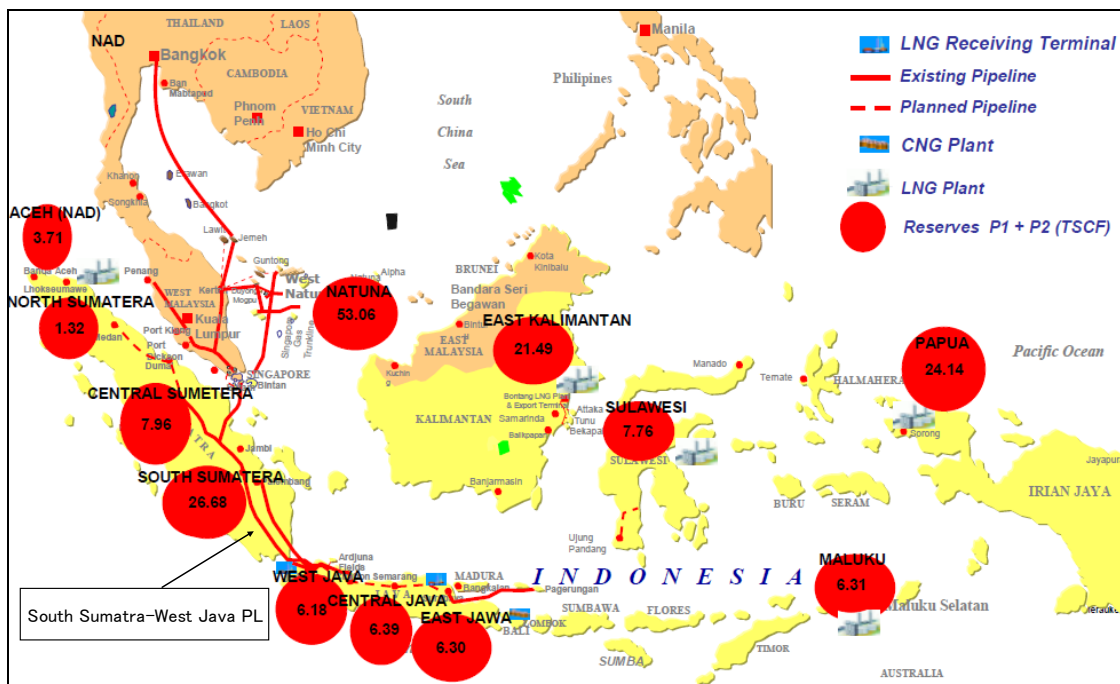
¹⁰⁶ インドネシアの石油・ガス開発事業者。現在は電力や再生可能エネルギー分野も扱う。

¹⁰⁷ 2005 年に設立されたインドネシアの国営エネルギー企業。

¹⁰⁸ INDONESIA GOVT TO SIGN SIX COAL BED METHANE CONTRACTS IN MAY, Asia Pulse, 2009 年 3 月 11 日

埋蔵量を有することから、PT Medco 等の地元開発事業者は当面、南 Sumatra での活動に注力するとみられる。

図 22 インドネシアの天然ガスインフラ



(注)埋蔵量(赤丸)は在来型天然ガスの値

(出所)CBM REGULATIONS :CHALLENGES & OPPORTUNITIES、エネルギー鉱物資源省、2008 年 6 月

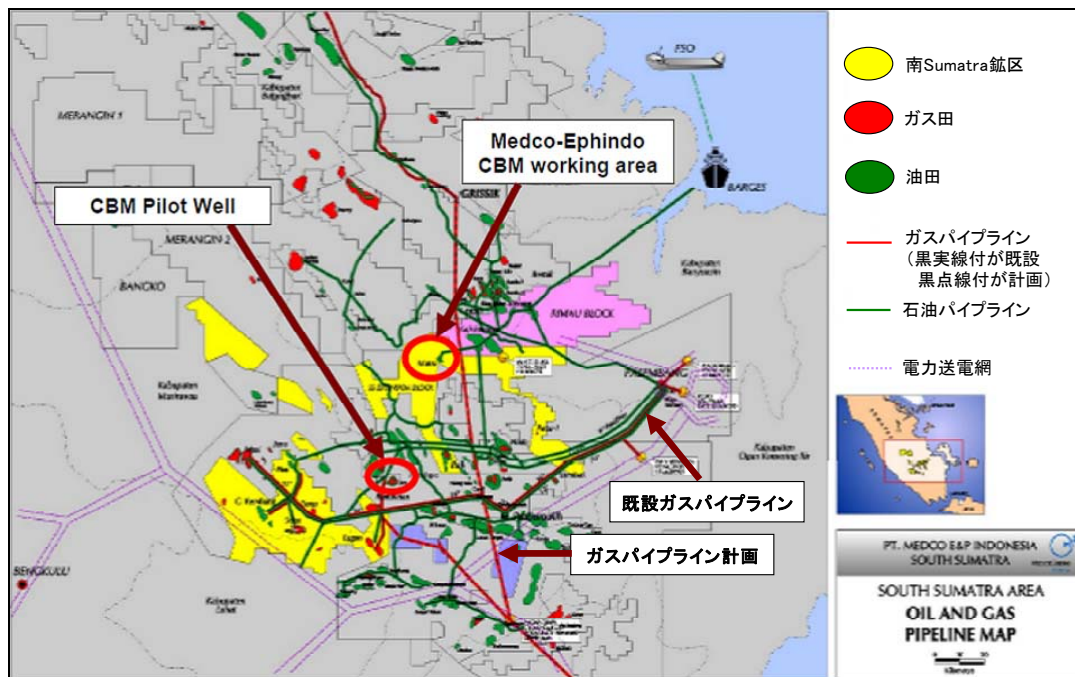
インドネシア政府は 2004 年から南 Sumatra において、CBM 開発のパイロット試験を実施しており、資源ポテンシャルの高い同地域に注力している。Ephindo も南 Sumatra で 8 つの石炭ライセンスを保有し、2006 年末より Ilthabi Rekatama¹⁰⁹と戦略的アライアンスを組み CBM 開発計画を進めてきた。また最近では上述の通り 2008 年 5 月に、インドネシア政府が PT Medco 及び Ephindo から成るコンソーシアムと南 Sumatra 鉱区において、同国初の CBM に関する PSC を締結している (図 23)。PT Medco 及び Ephindo によると 2011 年には CBM 生産を開始する予定である¹¹⁰。生産された CBM は主に南 Sumatra の地元需要向けに供給される予定で、その販売先は国営電力会社の発電所向けが有力とされる。なお、CBM 供給には既存の天然ガスパイプラインが使用される。その後も CBM 開発に関する 2 つの PSC 締結が続き、投資額は 1,700 万ドルに達する模様である¹¹¹。

¹⁰⁹ 1992 年に設立した製造業や金融サービス、不動産、天然資源 (主に石炭) 等を扱うインドネシアの複合企業。

¹¹⁰ Ephindo Secures the First CBM Contract in Indonesia、Ephindo プレスリリース、2008 年 5 月 27 日

¹¹¹ Indonesia: First Coalbed Methane PSC Signed in Indonesia、Global Insight、2008 年 5 月 28 日及び Indonesia: Indonesian Government Awards Four CBM Contracts in Kalimantan、Global Insight、2008 年 11 月 14 日

図 23 南 Sumatra Basin の開発状況



(出所)Indo CBM 2008:Regulatory Implementation – Moving to Reality、Medco Energi、2008 年 6 月に日本エネルギー経済研究所加筆

また 2009 年 2 月には、Arrow Energy と PT Medco Energi CBM (PT Medco 子会社) が、PT Medco が南 Sumatra で PSC を締結している在来型石油・天然ガス開発エリアにおいて、CBM 開発を折半出資で行う HOA を締結し、現在 BP Migas に対して PSC 締結の交渉を行っている¹¹²。

B. Kalimantan 島東部

Kalimantan 島東部では石炭層の地震探査データが既に揃っており、同地域は比較的容易に CBM 開発が行えるエリアとして評価されている¹¹³。2008 年 6 月、Vico Indonesia (BP と Eni が折半出資する JV) が Kalimantan 島東部の Sanga Sanga 鉱区における CBM 開発に、2015 年までに 50 億ドルを投資する計画が報じられた。同社は同鉱区に約 10Tcf (約 280Bcm) の CBM 埋蔵量が賦存するとし、2010 年に 10-30MMcfd (約 1-3.1Bcm/年)、2015 年に 500 MMcfd (約 5.1Bcm/年) まで生産量を拡大させることを目標にしている。減退する同鉱区の天然ガスを CBM によって補い、Bontang LNG 基地への供給源とする狙いもある。なお、2008 年中に 5-10 の試験井が掘削される予定となっていた¹¹⁴。2008 年 11 月には、Kalimantan 島において新たに 4 つの PSC が締結され、その投資額は今後 3 年間で少なくとも 2,000 万ドルに達するとされる。これらの内容は、Pertamina Hulu Energi Metna (Pertamina 子会社) コンソーシアムが Sangatta 1 鉱区、Kuti West CBM (Ephindo 子会社関連) コンソーシアムが

¹¹² Arrow Energy and Medco sign Heads of Agreement to explore for and develop CBM in South Sumatra, ASX Release、2009 年 2 月 18 日

¹¹³ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

¹¹⁴ BP, Eni JV to spend \$5 billion on Sanga Sanga CBM, Platts Oilgram News、2008 年 6 月 25 日

Kutei 鉱区、Indobarambai が Barito Banjar 1 鉱区、Batiro Basin が Barito Banjar 2 鉱区をそれぞれ落札している¹¹⁵。このうち、Ephindo は将来的に生産した CBM を Kutei 鉱区から 3km ほど離れた Bontang LNG 基地向けの供給源とする旨の発言をしている。また、BP Migas 関係者からも、2012 年までに Bontang LNG を CBM 処理可能にするとの発言も報じられている¹¹⁶。また 2009 年 1 月、Arrow Energy は Ephindo-Ilthabi CBM Holding (Ephindo 子会社) と共に、上述の Pertamina Hulu Energi Metna が進める Sangatta 1 鉱区を共同で開発することで合意している。なお、Ephindo は同鉱区のオペレーターに指名されていた¹¹⁷。

2-4-2 インドネシア CBM 開発の課題

インドネシアにおける CBM 開発はまだ開始されて間もない。各開発事業者は 2011 年頃の生産開始を目指しているが、同国政府は実際に生産が開始するのは 2013 年頃からと慎重に捉える向きもある。今後、同国の CBM 開発が進展するにあたり、以下の 4 点が課題になっている。

(1) 政府の政策的支援

上述の通り、現在の PSC における利益配分比率はインドネシア政府 55%、コントラクター 45%となっている。しかし、例えば昨年締結された PSC には、原油価格が \$100/bbl を越える環境下で締結されたケースがあるのに対して、現下の状況では更なる追加的なインセンティブが必要との指摘もある¹¹⁸。なお、インドネシア政府は現在、既に石油・ガス及び地熱開発に適用している付加価値税の控除と、生産設備に関する輸入税の控除を CBM 開発にも適用するよう検討している¹¹⁹。今後如何に CBM の開発環境を整備できるかに、同国の CBM 開発動向は左右される。さらに、CBM 開発を進めるにあたって、各事業者は事業の支出承認を BP Migas から取り付ける必要があるが、この承認プロセスに時間がかかることを問題視する意見もある。プロジェクトを進める上で承認プロセスの遅延は、プロジェクトのスケジュール及びコスト面に影響が及ぶ可能性があり、その改善が望まれている。

(2) 資金調達・開発技術の問題

CBM 開発には巨額の投資が必要であり、インドネシアの地元開発事業者だけでは開発を進めることが非常に困難である。また、技術面では問題がなくても、開発のノウハウの分野では、CBM 開発に知見のある事業者のサポートが必要になってくる。CBM 開発は常時多数の坑井掘削を必要とするため、資機材や労働者を常に低価格で確保しなければならない。こ

¹¹⁵ Indonesia: Indonesian Government Awards Four CBM Contracts in Kalimantan, Global Insight, 2008 年 11 月 14 日

¹¹⁶ Ephindo Seeks To Feed Kutai Gas To Bontang LNG Plant - Report, Dow Jones Energy Service, 2008 年 12 月 2 日

¹¹⁷ Arrow Energy Agrees with Ephindo to Jointly Develop CBM in Indonesia, Arrow energy プレスリリース, 2009 年 1 月 20 日

¹¹⁸ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

¹¹⁹ Indonesian Government Mulls CBM Incentives, Global Insight, 2009 年 2 月 3 日

の面では、CBM 開発は石油・ガス開発というより、製造業の生産過程に似ているとの見方もある¹²⁰。仮に坑井一本当たりのコストが超過してしまうと、掘削坑井数が多い分、コスト超過の額も多大となってしまう。その具体例として、ケーシング・パイプ¹²¹を低額かつ長期契約で確保する等の、資機材調達に関するノウハウが重要になってくる。このようなノウハウを有する外資の参入を如何に図れるかが大きな課題となる。インドネシアの CBM 開発は米国・豪州等と比較して、まだ発展途上の段階にある。特に今後の CBM 開発には、外資の参入の成否が大きく影響するとみられる。実際に、最近では豪州の CBM 開発事業者である Arrow Energy が、同国の鉱山サービス・設計・建設企業である PT Petrosea や Ephindo と提携し、インドネシアでの CBM 開発に参入しており¹²²、同国の CBM 開発を大きく促進させ得る要因として注目が集まっている。

(3) 用地(表地)の確保

上述の通り、CBM 開発は多数の坑井掘削を常時行わなければならないが、インドネシアでは、その用地の取得が非常に難しいとされる。同国では、CBM 開発事業者が保有する CBM 権益はあくまで地下の炭層のみであり、表層の土地等は政府が所有していたり、個人が所有していたりするケースがある。また、森林事業権保有者が森林事業権のある土地において、石油・ガス及び石炭等の開発事業者に対して土地利用料を要求することもある。この場合、基本的に CBM 開発事業者は土地を購入するか、土地利用料を所有者に払わなければならない¹²³。このような用地(表地)の確保面での制約が、その地下に賦存する CBM 資源の開発を妨げる要因になるケースもある¹²⁴。

(4) 随伴水の処理

インドネシアでも豪州同様、CBM 生産に伴う随伴水の処理が大きな課題になるとみられる。同国では未だ随伴水の処理に関する規制が定められておらず、2009 年に随伴水処理に関するガイダンスを実施する等、今後その整備が進められる予定である。既に CBM 開発に合わせて水抜きが開始されているが、現時点で各開発事業者は、豪州と同様に、随伴水の塩分が高ければ地中へ再注入、塩分がさほど高くなければ、人工池にて蒸発させる方法をとる予定であるという¹²⁵。

¹²⁰ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

¹²¹ 掘削の進行に伴って、掘られたままで地層が露出している坑井(裸坑という)に内枠をつけることをケーシングといい、近代掘削方法では、ケーシング材料として丈夫な鋼管(ケーシング・パイプ)が使用される。石油・天然ガス用語辞典(JOGMEC)より

¹²² Arrow Energy signs business co-operation agreement with PT Petrosea Tbk to advance Indonesian coal bed methane plans.、ASX Release、2008 年 11 月 27 日及び Arrow Energy Agrees with Ephindo to Jointly Develop CBM in Indonesia、ASX Release、2009 年 1 月 20 日

¹²³ 鉱業権問題の解決に向けて(インドネシア)、JCOAL Magazine、2008 年 7 月 14 日

¹²⁴ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

¹²⁵ 本調査のために実施した現地ヒアリング調査より

3. まとめ

以上にみたように、CBM は既に米国や豪州、中国においては既に商業生産がなされており、今後もその開発が着々と進められると見込まれる。またインドネシアや、本稿では触れなかったがインドにおいても膨大な CBM 資源量の附存が推定されており、現在の本格的な開発に向けた取り組みが進められているところである。

既に述べたことの繰り返しになるが、今後の CBM 開発の課題を簡単にまとめると、次の 4 つが挙げられるだろう。一つは、環境保全との両立である。CBM の生産には多数の井戸を掘削する必要があること、塩分を含む随伴水が生産されることなど、開発地域の環境保全を図る上で解決すべき課題が存在するため、事業の経済性を確保しながらこのような問題の解決を図る必要がある。次に相対的な経済性の確保である。CBM は在来型天然ガスに比べて決して経済性の面で優位に立っているわけではない。このため、天然ガス価格水準次第では経済的に厳しい案件も出てくるため、低コストでの開発・生産が可能となるさらなる技術革新が必要となる。また、インドネシアのようなまだ開発が緒に就いたばかりの国では、豪州 QLD 州が行ったような開発を加速させるインセンティブの付与を含む制度政策面での整備が必要となろう。最後に技術の適用可能性の問題がある。上述したように、米国での CBM 開発に用いる技術は必ずしも他国での CBM 開発にはそのまま適用できないという側面がある。このため、CBM 開発が世界的な規模で本格的に進められていくためには、このような技術面での応用やその知見の蓄積が必要となってくる。

今後の CBM 開発がアジア太平洋市場にもたらすインパクトという観点では、まず CBM 開発が世界的な規模で進められるようになれば、世界の天然ガス市場に対する緩和要因となることから、世界最大の LNG バイヤーとしての我が国にとっては歓迎すべきことである。また、より直接的には、豪州の CBM-LNG プロジェクトが予定通り稼動開始すれば、アジア・太平洋の LNG 市場における LNG 供給源の多様化として期待できる。豪州は、既存の在来型 LNG プロジェクトと CBM-LNG プロジェクトを合計すると、プロジェクトが実現するという前提ではあるが、将来的にカタルを抜いて世界最大の LNG 供給国となる可能性がある。政治的リスクの低い同国の LNG 供給量が増えることは、同地域の LNG 市場にとって大いに望ましいことと言えるだろう。

今後の CBM 開発については、上述の課題との関連から、その開発の進展については不確実な部分が多いものの、その天然ガス市場に対する影響の大きさに鑑み、今後もその開発動向を注意深くフォローしていくことが重要である。

お問合せ : report@tky.ieej.or.jp