

特集

天然ガスの新展開

# コールベッドメタン

## Coalbed Methane

松 沢 忠 弘\*

Tadahiro Matsuzawa

### 1. はじめに

コールベッドメタン (Coalbed Methane) は、石炭の生成の過程で発生したメタンを主体とするガスが、石炭層に包蔵されて存在するガスである、と定義することができる。コールベッドメタンは略してCBMと呼ばれることもあり、また、コールシームガス (Coal Seam Gas) とも言われる。本稿では以後CBMと称することにする。

石炭層中にメタンガスが含まれており、これが炭坑でガス爆発の原因となることは古くから知られており、採炭に先立つガス抜きが重要視されてきた。先進ボーリングによって採取されたガスの一部は発電等に利用されたこともあったが、エネルギー源としての採算性は全くないものであった。

1970年代になって、米国で天然ガスの供給が先行き不足することが確実視され、非在来型天然ガスの一つとしてCBMがにわかに脚光をあびるようになってきた。

CBMは、最近、わが国でも新しい資源として注目を集めており、CBMについて解説した報文も幾つか発表されている<sup>1-4)</sup>。ここでは、新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の委託で(財)エネルギー総合工学研究所が行った調査結果<sup>5, 6)</sup>に基づき、CBMの開発・生産技術を中心に、その概要を紹介する。

### 2. CBMの成因と賦存状況

石炭は、太古の植物が土砂に埋没し、空気を遮断された状態で高い地圧と地熱、火山作用などにより、炭化が進んで生成したものと考えられている。石炭化の初期の段階では、生化学的反応により、水、炭酸ガスおよびメタンが生成、分離し、石炭層は炭素成分の富

むものとなる。石炭化が進行して瀝青炭の段階になると、熱的成因によって主としてメタンが生成、発生する。

生成したメタンのかなりの量が石炭ケロゲンの分子構造内部およびその表面に吸着され、また、石炭内に存在する微細孔隙あるいは割れ目に貯留されたものがCBMである。石炭が無煙炭に至る間に1トン当たり200m<sup>3</sup>のメタンを発生する可能性があるといわれている。石炭化の過程におけるガスの生成量の推移を図-1に示す。

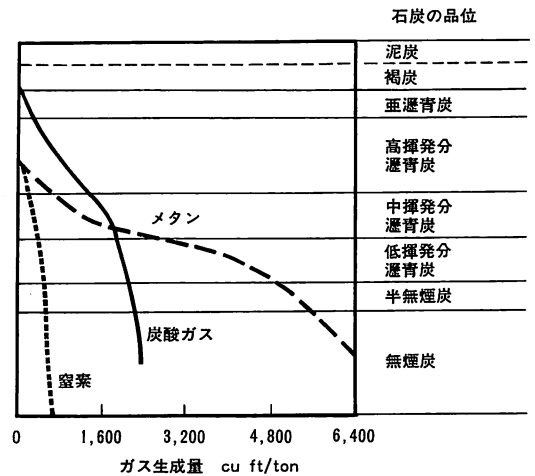


図-1 石炭化の過程におけるガス生成量の推移<sup>7)</sup>

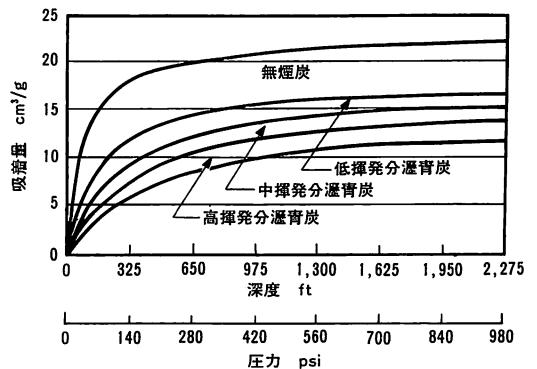


図-2 石炭のメタン吸着性能<sup>7)</sup>

\* (財)エネルギー総合工学研究所 プロジェクト試験研究部  
副首席研究員  
〒105 東京都港区西新橋 1-14-2 新橋SYビル

石炭のガス吸着能力は石炭化の進行とともに大きくなり、無煙炭で最大となる。各品種の石炭のメタン吸着性能の深度（圧力）との関係を図-2に示す。

在来型の天然ガスが貯留層内で完全に遊離しているのに対し、CBMは上述のごとく石炭の微細孔隙に吸着されている。したがって、このガスを坑井を通して地表に取り出すには、先ず石炭の内部表面からガスが脱着し、続いて石炭の素地と微細孔隙を浸透し、さらにフラクチャー（割れ目）とクリート（亀裂）組織を通して流れなければならない。このガスの流れ（実際にはガスと水の2相流であるが）は石炭層の浸透率と圧力に支配される。

石炭層の浸透率は、CBMを経済的に生産することができるか否かを決定するのに非常に重要な決定要素であり、後述のように人為的に浸透率を高めて生産性を向上させることが行われている。

図-2に示すごとく、メタンの石炭への吸着量は深度とともに増加するが、1,000m程度より深いところでは殆ど増加しない。また、深度とともに浸透率が減少する傾向がある。一方、深度の浅いところではメタンの石炭に対する吸着量は少なく、炭層中のガスは既に散逸していて稼行対象とはなりにくい。したがって、

CBMを採取する炭層深度には上下の限界があり、300mから1,000m程度の間が望ましいとされている。

### 3. CBM資源の賦存ポテンシャル

CBMの資源量に関して、米国については多くの研究、調査が行われており、報告資料も豊富である。その一例を表1に示す。その他の国についてはCBM資源量に関する報告資料が見当たらないので、石炭化度および地体構造論、炭層深度、既採炭深度等との関係を考慮して、CBM賦存ポテンシャルが高いと考えられる中国、オーストラリアおよびカナダの3ヶ国について、CBMの賦存ポテンシャル量を推定した。その結果を米国の賦存量とともに纏めて表2に示す。これら4ヶ国のCBM賦存ポテンシャル量の合計は約24兆 $m^3$ と見積もられる。この量は世界の在来型天然ガスの確認埋蔵量113兆 $m^3$ （1990年初）の約21%に相当する。また、Oil & Gas Journal誌によれば、現時点では米国を除きCBM資源に関する情報は殆どなく、世界の資源量の見積もりには不明確要素が大きいとしながらも、CBMの賦存量を、旧ソ連17~113兆 $m^3$ 、中国30~35兆 $m^3$ 、オーストラリア8~14兆 $m^3$ 、カナダ6~7兆 $m^3$ 、世界全体では84~262兆 $m^3$ と推定し

表1 米国のCBM資源量<sup>8)</sup>

| 地域    | 堆積盆名                 | 資源量 (Tcf)         | 備考    |
|-------|----------------------|-------------------|-------|
| 西海岸   | Western Washington   | 24                | 開発中   |
| 西部    | Powder River         | 39                | 一部開発中 |
|       | Wind River           | 2                 |       |
|       | Greater Green River  | 31                | 調査あり  |
|       | Uinta                | 1                 |       |
|       | Piceance             | 84                |       |
|       | San Juan             | 88                |       |
| Raton | 18                   | 開発中<br>稼行中<br>開発中 |       |
| 中央部   | Arkoma               | 4                 |       |
| 南部    | Illinois             | 21                | 調査あり  |
|       | Black Warrior        | 20                | 稼行中   |
| 東部    | Northern Appalachian | 61                | 調査あり  |
|       | Central Appalachian  | 5                 | 開発中   |
| 合計    |                      | 398               |       |

表2 主要4ヶ国のCBM賦存ポテンシャル

| 国名      | CBM対象炭量 (十億ト) | CBM賦存量 (十億 $m^3$ ) |
|---------|---------------|--------------------|
| 米国      | 638.2         | 10,988             |
| 中国      | 513.0         | 6,434              |
| オーストラリア | 391.7         | 6,151              |
| カナダ     | 75.6          | 603                |
| 計       | 1,618.5       | 24,176             |

ている。

#### 4. CBMの開発・生産技術

現在、CBMの商業生産が行われているのは米国だけであるが、オーストラリアでは探鉱開発が本格的に行われている。また、中国、英国、ポーランド、フランスなどでも探鉱開発が行われている模様である。

米国におけるCBMの生産量は年々増加しており、1992年末時点で1 bcf/d (約28百万m<sup>3</sup>/日)を越えた。しかし、商業生産が活発に行われている米国でさえ、その開発・生産技術は未だ開発段階にあり、次々に新しい試みがなされている。

##### 4.1 探査技術

CBMの探査とは、基本的にはメタン包蔵量が多く、かつ、有効孔隙率の大きい石炭層が適当な深さ(300~1,000m)に大量に存在する地域を見出すことである。堆積盆内の石炭層はそれが全域に均一に存在するのではなく、石炭層の品位や厚さ、枚数その他の条件に規制されて、地域により生産性に差がある。そのため、より生産性の高い、より有利な地質条件を備えた地区またはトレンドを堆積盆内で選出することが探査である。

探査はまず、既往の地質資料やランドサット画像などを手掛かりにして予備的な解析を行い、その結果に基づき地震探査を計画する。CBMは対象層が1,000m以浅であること、比較的小さな断層や岩相変化を知ることが重要であることから、高解像力の地震探査法が要求される。震源としては油圧インパクトが最適と考えられる。

ここまでの総合的な調査結果から選定された位置において試掘を行い、層序、構造、石炭層の発達状況、品位、ガス含有量、浸透率などのデータを取得し、地質解釈を見直すとともに、仕上げ方法の検討、生産テストを行う。更に、推定されるトレンドの延長方向、幅を探査するため、それまでに得られたデータを基に、必要に応じて地震探鉱精査を追加して、探掘井を計画し、可採埋蔵量の算定ならびに以後の開発計画に資するためのデータを取得する。

##### 4.2 坑井掘削技術

CBMガスの採取を目的とする坑井には、通常垂直井が用いられる。CBMの開発が始まった当初は、1坑井当たり1層を稼行対象としていたが、近頃では2~3層を対象とするのが一般的になった。

坑井の形式や掘削技術は地質や貯留層の条件により

異なる。例えば米国東部では地質的には古い、よりポテンシャルの高い地層で、2,000ft以浅の浅い石炭層を対象とするものであるが、これには通常空気と水の混合物を循環手段に用いるロータリー・パーカッション法のような簡単な削井技術が用いられている。これとは対照的に、米国西部ではポテンシャルの低い地層を対象としており、流体を基にした泥水システムを組み合わせた、より複雑な掘削方法が通常用いられている。

坑井を掘削した後の仕上げ方法には、オープン・ホール、ケースド・ホール、オープン/ケースド・ホール仕上げの3通りがあり、それぞれ、地質および貯留層の条件によって利点をもっている。(図-3参照)

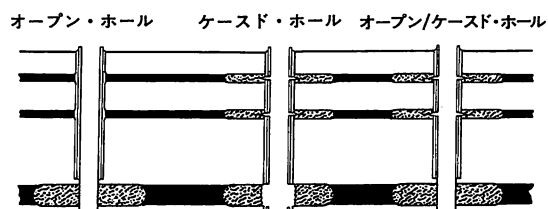


図-3 CBM坑井仕上げのタイプ

オープン・ホール仕上げは対象となる石炭層を裸坑(ケーシングを設けない)で仕上げるもので、通常は対象層が1層である場合に用いられる。ケースド・ホール仕上げはケーシングを設置した後、対象層の部分にパーフォレーション(孔を開けて石炭層と坑井内との導通を図る)を行うものである。多層仕上げ、しかも各層を個々に水圧粉砕を行う場合に採用される。オープン/ケースド・ホール仕上げは、最深の石炭層のみをオープン・ホール仕上げとし、それより上位の石炭層のケースド・ホールに連結させる方法である。

石炭層の浸透率をより高めて生産性を向上させるために、坑井刺激を行うのが通例である。坑井刺激の方法は、水圧粉砕が一般的に行われている。水圧粉砕法とは、坑井を通じて流体を高圧で注入して貯留層にフラクチャー(割れ目)を生じさせ、これにより坑井内と石炭層のクリート(亀裂)システムを連結させる技術である。

水圧粉砕においてフラクチャーを形成させるための圧入流体としては、クロスリンクドゲルが多く用いられる。そのほか、リニアゲル、水、フォームも用いられる。また、フラクチャー形成後、圧力を除去したときのフラクチャーの閉塞を防ぐために、流体圧入時に

通常、砂（これをプロパントと呼ぶ）が同時に押し込まれる。

### 4.3 生産技術

#### (1) CBMの生産挙動

CBMは一部は石炭層内の微細孔隙あるいは割れ目中に遊離した形で貯留しているが、大部分は石炭ケロゲンの分子構造内部およびその表面に吸着されて存在する。

石炭層の孔隙は通常水で満たされており、この水の圧力、即ち水頭圧に見合った量のガスが石炭に吸着包蔵されている。したがって、CBMを生産するには、坑井より水を汲み上げ、生産対象石炭層の圧力を大気圧近くまで下げ、CBMを石炭から脱着させることが必要である。この揚水を効果的、継続的に行うことによって、最適のガス生産を維持することができる。

石炭層の揚水で重要な点は、生産される水量が時間の経過とともに、非常に大きく変化することである。通常、CBMの生産において、かなりの量の水を最初の1年間に産出し、それ以降ははるかに少ない水量で安定した産出が継続する。また、予想される水量の範囲も非常に広く不確実なものである。人工リフト装置の選択には、この水量の大きな変化を考慮しなければならない。

最も一般的な人工リフトの方法は、石油の採掘に広く使われているサッカー・ロッド・ポンプである。このポンプはかなりの水量を石炭層が浅い場合でも深い場合でも、経済的にリフトすることが可能である。条件によっては、ガスリフトが用いられることもある。

#### (2) CBMの生産施設

CBMの地上生産施設としては、坑井基地、坑井基

地からのCBMを集配するギャザリング・システム、集められたガスの昇圧、脱湿処理を行う処理基地等がある。またCBMは多量の地層水を汲み上げるので、排水処理施設も必要である。

坑井基地には、坑井を中心に、坑口装置、セパレーター、フィルター装置、計測装置、これらを繋ぐフローライン、および水処理装置等が設置される。（図-4参照）

坑口装置は、文字通り坑井の口元に付くもので、坑底より生産されてきたCBMを坑井から取り出す。セパレーター（free water knockout）は、ガスと水を重力分離するもので、通常縦型の容器である。ガスは上方に向かい、セパレーターより流出してフィルター装置に向かう。水はレベル制御によりセパレーターの底位置から流出し、水タンク等へ流れる。ガス用フィルター装置は、セパレーターで分離したガス中に浮遊している微粉炭を取り除き、これより下流側の計測装置や、処理基地の各装置に損傷を与えないように使用するものである。通常カートリッジ・タイプで、詰まれば取り替える。水用フィルター装置は、揚水ポンプで汲み上げた水とセパレーターで分離した水の中の炭粉を取り除くもので、主に、水を地下に圧入する場合に、圧入井の損傷を防ぐために設置される。フローラインは上記各装置を繋ぐパイプであり、流量が多い場合には、2インチ径のものがよく使われる。ガス圧がさほどない場合には、硬質のゴムパイプが使われることもある。坑井基地に設置される水処理装置は、排水処理施設へ送る水量を調整するのが主目的であり、具体的には貯蔵タンクである。例えば排水処理施設に何らかのトラブルが発生しても、貯蔵タンクがあること

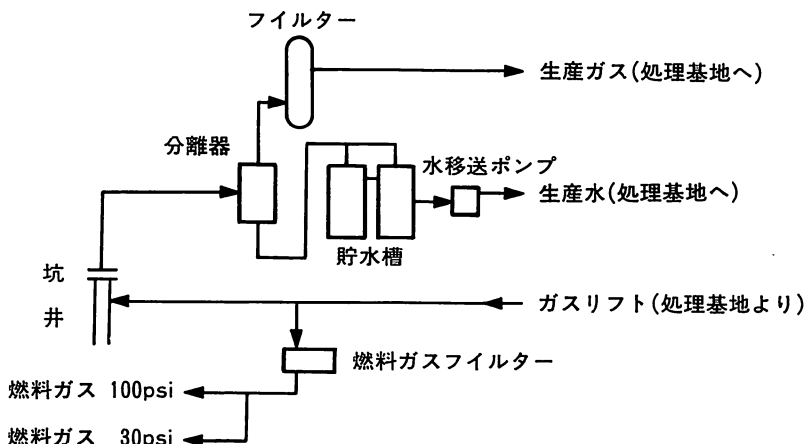


図-4 坑井基地の代表的なフロー

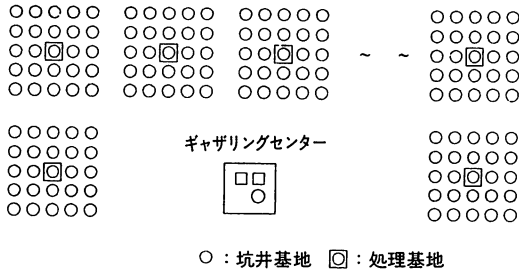


図-5 ガスガザリングシステムの概念図

により、各坑井からのCBMの生産を止めずに済ませることができる。

ガザリング・システムは、各坑井基地からのCBMを集めて処理基地へ送り込み、更に、いくつかの処理基地からのガスを利用先に送り出すために、一箇所に集めるシステムである。一つの処理基地がカバーする坑井数、即ち坑井基地数は10~30であり、坑井の生産能力と、処理基地の処理能力により決められる。処理基地には通常排水処理施設もあるので、CBMの集ガスラインと一緒に、集水ラインも同じトレンチ（地表に掘った溝）内に敷設されるのが普通である。ガスのガザリングシステムの概念図を図-5に示す。これは中央に処理基地を設置し、その周囲に一群の井戸を配置する。（この図では25本で、これを1クラスターと

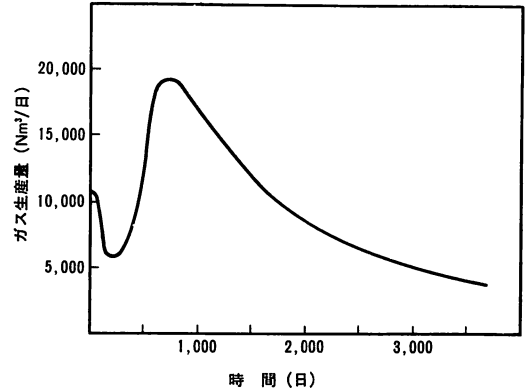


図-6 CBM生産パターンの一例

称する)そして全体の中心にガスガザリングセンターを置き、ここにガスを一旦集めてここから圧送するという考え方である。ガス坑井はクラスター単位で順次追加移動していくようにするのが合理的であろう。

(3) 坑井配置計画

例として5,000トン/日のメタノールの生産に必要な原料ガスを供給することを想定して、CBM生産井のプロフィールを描いてみよう。

メタノールの生産に必要な原料CBMの量は4,273千Nm<sup>3</sup>/dであるが、CBMの生産や、生産地からメタノールプラントまでの輸送に必要な動力用のガスを加える

表3 CBMの井戸元コスト試算例

| 場 所                                  | San Juan Basin (U. S. A.) |                         |                       | Warrior Basin (U. S. A.) |                        |                        |
|--------------------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------|------------------------|
|                                      |                           |                         |                       |                          |                        |                        |
| 深 度 (feet)                           | 3,000                     | 3,000                   | 3,000                 | 1,475                    | 1,500                  | 1,435                  |
| 圧 力 (psia)                           | 1,300                     |                         |                       | 590                      |                        | 575                    |
| 有効層厚 (feet)                          | 50 (3層)                   | (2層)                    | (3層)                  | 24 (3層)                  | (1層)                   | 15 (3層)                |
| ガス含有量 (scf/Ton)                      | 500                       |                         |                       | 400                      |                        | ~ 551                  |
| 平均生産量(Mcfd/well)                     | 300                       | 986                     | 940                   | 300                      | 90                     | 70                     |
| 可採埋蔵量 (Bcf/well)                     | 1.6                       | 3.6                     | 3.4                   | 0.7                      | 0.3                    | 0.4                    |
| 可採年数 (年/well)                        | 15                        | [ 10 ]                  | [ 10 ]                | 7                        | 10                     | 15                     |
| (US\$/well)<br>掘削・仕上げコスト<br>(除一般管理費) | 150,000                   | 166,000                 | 197,000               | 50,000                   | 50,000                 | 67,500                 |
| 坑井刺激コスト<br>(坑井刺激方法)                  | 270,000<br>(ガ/ハ/Fo・フック)   | 159,000<br>(ガ/ハ/Fo・フック) | 88,000<br>(オプキエー)     | 70,000<br>(オプキエー/Fo・フック) | 35,000<br>(ガ/ハ/Fo・フック) | 62,000<br>(ガ/ハ/Fo・フック) |
| 生産施設コスト                              | 200,000                   | 106,000                 | 117,000               | 25,000                   | 40,000                 | 57,800                 |
| 排水処理コスト<br>(処理方法)                    | 657,000<br>(還元井圧入)        | [ 155,000 ]<br>(還元井圧入)  | [ 73,000 ]<br>(還元井圧入) | [ 6,500 ]<br>(蒸発ピット)     | [ 2,000 ]<br>(蒸発ピット)   | [ 1,500 ]<br>(蒸発ピット)   |
| 操業・維持コスト<br>(エンジニアリング費・管理費)          | 540,000                   | [ 540,000 ]             | [ 540,000 ]           | 84,000                   | 80,000                 | 127,500                |
| コスト合計                                | 1,817,000                 | 1,126,000               | 1,015,000             | 235,500                  | 207,000                | 316,300                |
| ガスコスト (US\$/Mcfd)                    | 1.14                      | 0.31                    | 0.30                  | 0.34                     | 0.69                   | 0.79                   |

備考: [ ] 内は推定値

と、坑井元での所要生産ガス量は4,888千Nm<sup>3</sup>/dとなる。この量のガスを20年間にわたり生産するには、CBMの回収率を50%として、700億m<sup>3</sup> (2.5Tcf)の資源量をもつガス田が必要であるが、これは表1に示した米国の各堆積盆の資源量と比較すると、一般に十分供給可能な量とみることができよう。

さて、坑井を80エーカー (約0.32km<sup>2</sup>)に1本配置するものとし、全坑井を3層仕上げとすると、代表的な生産パターンは図-6のようになり、ピーク時の生産量は1坑井当たり約20,000Nm<sup>3</sup>/dに達するが、末期には5,000Nm<sup>3</sup>/d近くまで下がる。平均的には1日約11,000Nm<sup>3</sup>のガスを10年間にわたり生産することができる。このように坑井1本当たりの生産量が時間的に大きく変化するので、一定量のガスを長期間にわたり安定して供給するためには、毎年新しい坑井を追加していく必要がある。

坑井計画のシミュレーションによれば、上述のメタノールプラントを20年間操業するために必要な坑井数は全体で1,065本、ガス田の面積690km<sup>2</sup>、同時稼働坑井数の平均値は437本となる。

## 5. CBMの経済性

CBMのガス井は、在来型天然ガスの坑井に比べて深度が浅いため掘削コストが大幅に安く、成功率が95%以上とリスクが極めて小さい。そのため、1本当たりの生産ガス量は少なくとも、経済性を保つことができる。表3に米国におけるCBMコストの試算例を紹介する<sup>10~13)</sup>。

CBMの開発・生産技術はまだ発展途上にあるので、今後更に経済性が向上することが期待できよう。

## 6. おわりに

CBMはSO<sub>x</sub>を発生せず、CO<sub>2</sub>発生量の相対的に少ないクリーンなエネルギーとして、世界的に注目を集めている。今後、探鉱調査の進展に伴い、その資源量

が次第に明らかにされ、それにより、重要性の認識が更に高まるものと期待される。

CBMの採掘は、ガス資源としての利用の他に、石炭採掘における安全性の確保と生産性の向上のためにも重要である。この両方の目的を同時に実現する技術が開発されれば、更に経済性が高まるものと期待される。

おわりにあたり、本稿の発表を快くご承認下さった、新エネルギー・産業技術総合開発機構、ならびに、本調査に携わったご関係の方々に厚く御礼申し上げる次第である。

## 参考文献

- 1) 大牟田秀文；コールベッドメタン，ペトロテック，15巻，8号 (1992)，22~27.
- 2) 大牟田秀文；コールベッドメタンの開発状況，季報エネルギー総合工学，15巻，4号 (1993)，54~63.
- 3) 名取博夫；コールベッドメタン (その1) 開発の現状，天然ガス，35巻，8号 (1992)，2~8.
- 4) 名取博夫；コールベッドメタン (その2) 鉱床の性質とその開発生産，天然ガス，35巻，11号 (1992)，2~7.
- 5) NEDO委託調査報告書「コールベッドメタン資源導入システムの可能性調査」(1992)，(財)エネルギー総合工学研究所.
- 6) NEDO委託調査報告書「コールベッドメタン利用に関する技術開発課題調査」(1993)，(財)エネルギー総合工学研究所.
- 7) Ayers W. B. Jr., Kelso B. S.; Oil & Gas Journal, Oct. 23 (1989), 64~67.
- 8) Kuuskraa V. A., Brandenburg C. F.; Oil & Gas Journal, Oct. 9 (1989), 49~53.
- 9) Kuuskraa V. A. et al; Oil & Gas Journal. Oct. 5 (1992), 49~54.
- 10) Kuuskraa V. A. et al; Oil & Gas Journal, Dec. 25 (1989), 121~125.
- 11) Logan T. L., Clark W. F., McBane R. A.; SPE 19010 (1989).
- 12) Zuber M. D., Kuuskraa V. A., Sawyer W. K.; SPE 17726 (1989).
- 13) Wicks D. E. et al; SPE 15234 (1986).