
VI 開発システムと経済性・エネルギー収支評価

VI.1 開発システムの基本案と課題

(1) 目的

将来の MH の商業化を目指した検討において、必要な技術要素の抽出やコストの見積もり、環境影響の評価を実施するためには、設備を製造・建設・設置し、ガスを生産して需要家に送り届けるまでの「開発システム」の絵姿を想定する必要がある。本検討は日本メタンハイドレート調査（株）への委託事業として実施された。

フェーズ 2 では、各種ケーススタディを通じて、大水深の在来型油ガス田開発などを参考に開発システムに関する基礎的な知見を収集してきた。

フェーズ 3 では、フェーズ 2 までの検討に基づいて、実現可能性が高いと考えられる将来の海洋開発システム基本案を検討するために、まずその候補となるシステムを抽出した上で、それぞれを対象として商業化の要件と現時点で考えられる課題についての分析を実施した。

(2) 開発システムの構成

開発システムは、MH 貯留層からガスを生産・処理し販売先に引き渡すために必要となる全体システムであり、生産システム、処理システム、輸送システム等のサブシステムから構成される。

生産システムは、MH 貯留層からガスを取り出すためのものであり、主として坑井やサブシーシステムがこれに該当する。

処理システムは、生産されたガスから水や不純物を取り除き、場合によっては電気等に変換して輸送できる形態にするためのシステムであり、洋上プラットフォーム等がこれに該当する。

輸送システムは、輸送される形態まで処理されたガス、電気等を需要地まで輸送するシステムであり、LNG（液化天然ガス）船、海底パイプライン、海底ケーブル等がこれに該当する。

(3) 内容及び成果

開発システムの構成要素（生産、処理、輸送）は、濃集帯そのものに係る条件（貯留層の条件、位置、その位置における気象海象条件、海底地盤条件等）や、販売方法等の条件に適合できる必要がある。後者は、MH 貯留層からのガス生産そのものにはあまり影響されない因子であるものの、制約条件になる可能性がある。

したがって、まずは販売方法等の条件（ビジネスモデル）の観点から実現性の検討を行い、開発システムの候補を抽出し、表 1 のとおり整理した。

次に、この中から技術的・経済的・社会的視点から検討を深めていくための開発システム一次案候補を以下の三つのオプションに絞り込み、それぞれの実現性、利点、課題を、表 2 のとおり整理した。その結果、どの開発システムにも課題はあるが、実現性及び利点があり、三つのシステムとも候補として選定した。

- ・オプション 1（図 1）：洋上プラットフォームシステム
- ・オプション 2（図 2）：FLNG（Floating Liquefied Natural Gas）システム

・ オプション3（図3）：SSL（Subsea to Land）システム

表1 ビジネスモデルの比較と開発システム一次案候補の抽出

販売方法等	実現性に関するポイント	開発システム一次案候補の抽出 (ガス処理システム/ガス輸送システム)
① 海底パイプラインを用いて陸地まで生産ガスを輸送して販売するモデル	・安定操業、安定供給に対するリスクを払しょくできた後においては主要なビジネスモデルとなる可能性がある ・既存技術が活用でき技術的ハードルが比較的低いことが期待される ・過渡的な状況への適合は困難	・洋上プラットフォーム/海底パイプライン ・サブステーション/海底パイプライン
② 洋上で液化し、LNGとして洋上またはLNG基地で販売するモデル	・技術的な課題はあるが、既存のLNGビジネスチェーンとの親和性が高い ・過渡的な状況への適合も可能	・FLNG船/LNG船
③ 洋上で圧縮天然ガス（CNG）を製造し、CNGとして輸送・販売するモデル	・パイプライン以外の形態で輸送されるCNGの市場は小さい ・過渡的な状況に適合できる可能性はある	なし (動向調査継続、必要に応じて追加)
④ 洋上で発電して海底ケーブルにより陸地まで送電するモデル	・安定操業・安定供給に対するリスクを払しょくできた後においては主要なビジネスモデルとなる可能性がある	なし (動向調査継続、必要に応じて追加)
⑤ 洋上で化学製品に変換し、船舶で陸地まで輸送して販売するモデル	・様々な選択肢が考えられるものの、いずれも不透明性が高い	なし (動向調査継続、必要に応じて追加)
⑥ 洋上のガス処理設備をCCSに共用	・将来的にはCO₂フリーエネルギーとして用いる必要性が生じる可能性はある ・CCS技術は別途計画に基づき開発中	なし (動向調査継続、必要に応じて追加)

① 海底パイプラインを用いて陸地まで生産ガスを輸送して販売するモデル

本ビジネスモデルは、長距離の海底パイプラインを建設するには敷設に伴う漁業補償等を含め大規模な投資が必要となることから、陸揚げ地周辺における現実的な需要の有無等も含め、実現性については濃集帯毎に評価する必要があるが、安定操業・安定供給に対するリスクを払拭できれば主要なビジネスモデル、つまり最終的な商業化の絵姿にできる可能性があり、課題が比較的少ないシステムと考えられる。

洋上プラットフォームシステム（図1）並びにSSLシステム（図3）の二つの案を、それぞれ開発システム一次案候補のオプション1、オプション3とした。

② 洋上で液化し、LNGとして洋上またはLNG基地で販売するモデル

在来型の油ガス田開発においては、洋上で液化するFLNGにより操業を開始している例も存在する。しかし、数・期間ともに実績は未だ乏しく、また実績があるものについても海象の穏やかな海域に限られるため、我が国周辺の外洋のように気象・海象条件の厳しい海域への適用には技

術的な課題が残されていると考えられる。

本ビジネスモデルは、技術的な課題はあるものの、既存の LNG を中心としたビジネスチェーンとの親和性が最も高く、実証実験の段階から適合できる可能性がある。

したがって、FLNG システム（図 2）を、開発システム一次案候補のオプション 2 とした。

これらのオプション 1-3 以外のシステムは、技術課題の大きさや市場動向の不透明性などの課題に対して特筆すべき大きな利点を見だしにくく、一次案候補からははずしたが、新たな知見が得られた場合に備え、動向調査は必要と考える。

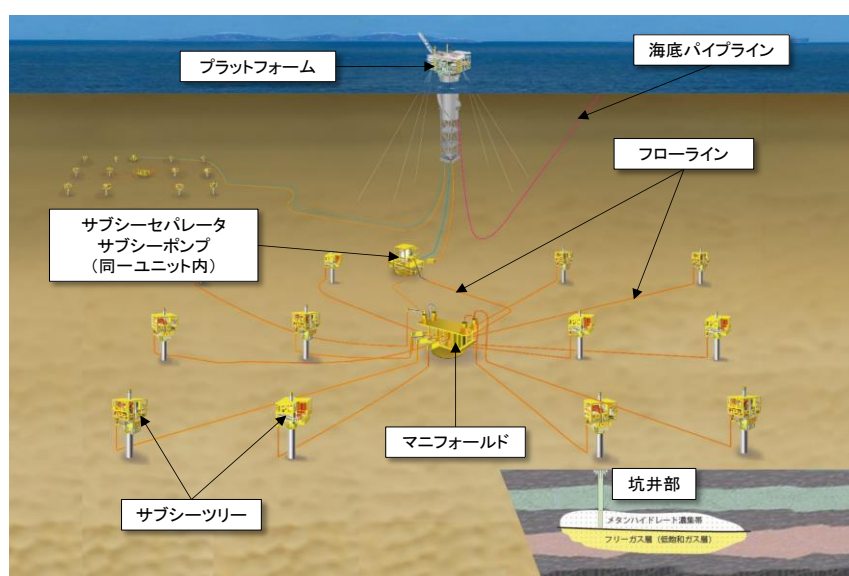


図 1 洋上プラットフォームシステムの概観図

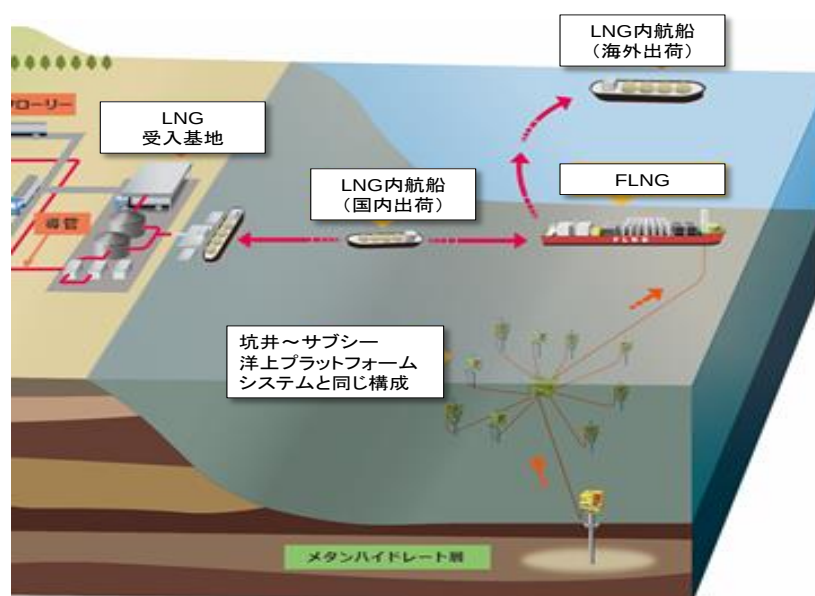


図 2 FLNG システムの概観図

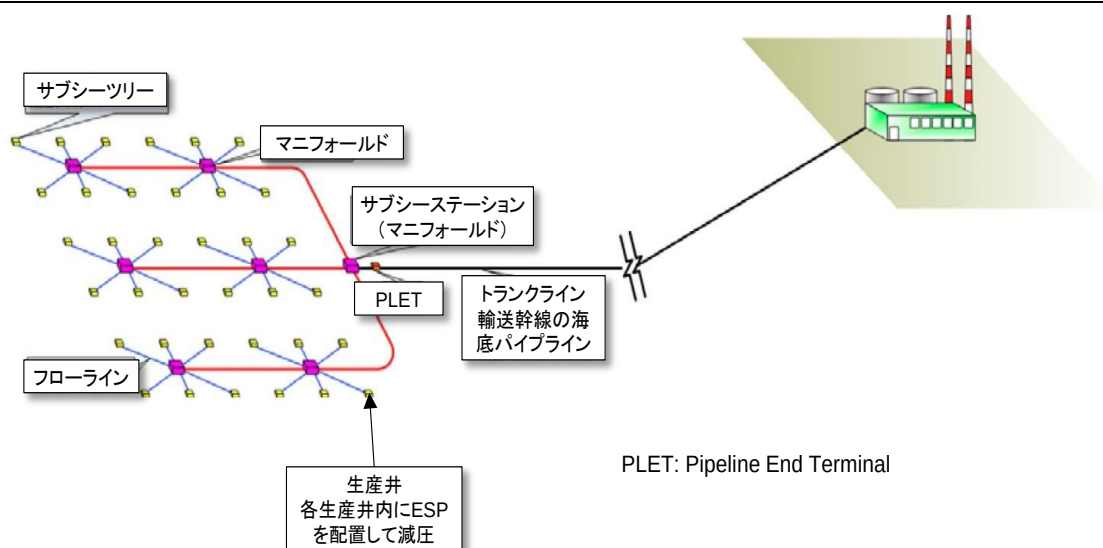


図3 SSLシステムの概観図

表2 開発システム一次案候補の比較

開発システム	実現性	利点	課題
洋上プラットフォームシステム (オプション1)	使用される機器のほとんどが既存機器の改良によって対応できると考えられるため実現性は高い。	新規開発要素が少ない。	- 我が国の厳しい気象海象条件にプラットフォーム設計を合わせる必要がある。 - パイプラインが海底ケーブル等の海底インフラと干渉する可能性がある。
FLNG システム (オプション2)	使用される機器のほとんどが既存機器の改良によって対応できると考えられるため実現性は高い。	- 海底ケーブルなどの海底インフラとの干渉がない。 - 日本の天然ガスネットワークはLNG基地をハブとしていることが多く、日本の天然ガスインフラに適合する。	- 実績は現時点では殆どない。 - 我が国の気象海象条件下でFLNGが安定的に稼働できるか、洋上でLNGの積み出しが可能か、等が未知数。 - FLNGの建造費は通常のプラットフォームより高い。
SSL システム (オプション3)	使用される機器のほとんどが既存機器の改良によって対応できると考えられるため実現性は高い。	- 新規開発要素が少ない。 - プラットフォームを必要としないため気象海象条件に影響されにくい。	- 輸送距離によっては昇圧なしで陸上へ輸送するのは難しい。昇圧が必要な場合は高価で大規模な海底ブースターが必要となる。 - パイプラインが海底ケーブル等の海底インフラと干渉する可能性がある。 - すべての機器が陸上からのコントロールになるため、非常時対応に課題が残る。 - 坑井毎にESP(電動水中ポンプ)配置の場合、坑井数が多くコスト高となる。

(4) まとめ

開発システムの一次案候補を検討して三つの有望なオプションを抽出した。これらのオプション抽出にあたっては、技術動向調査及び経済性評価を行ったが、それぞれにメリット・デメリットがあり、かつ現時点では MH 商業化に向けて克服すべき技術課題に付随する技術的不確実性が大きいこと、また、将来の需要等の事業環境に係る不透明性が高いことから、どれがもっとも優れたものであるかを判断するには時期尚早であるとする。

今後は、海洋産出試験の結果に基づく生産挙動予測を反映させたり、需要サイドの要求等の MH が資源として受け入れられるための条件を考慮したりするなど、研究の進捗に応じてより現実的に開発システム案を見直す必要がある。

VI.2 経済性とエネルギー収支の試算

(1) 目的

MH が資源として成立するためには経済性とエネルギー収支が十分に高いことが必要であるが、技術的な不確実性は未だ多く残されており、また将来の事業環境に係る不透明性も高いことから、それらを精緻に議論することは難しい。しかしながら、商業化に向けた開発を技術の進展や外部環境の見通しの変化に応じて柔軟かつ合理的に工程を変更しながら進めていくために、現在想定している開発システムやガス生産挙動を基に経済性やエネルギー収支を試算していくことは必要である。本節は、海洋産出試験を通じて得られた知見やそれをベースとした想定に基づく経済性評価を行い、商業化が期待できる濃集帯条件とエネルギー収支の試算結果を整理したものである。

(2) 経緯

MH の経済性に関してはフェーズ 1 の成果として 2008 年に初めて試算値を公開した。それ以降、洋上プラットフォーム及び SSL (Subsea to Land : サブシーシステム)、海底パイプライン等に関する初期的な検討を行いコストに関するデータを蓄積してきた。また、フェーズ 2 では、第 1 回海洋産出試験を行い、6 日間とは言え実際の生産挙動に関する知見を得た。一方、将来の MH 資源の商業化を見据えた中長期的な取り組みとして、我が国周辺海域における MH 開発システムの基礎的検討が並行して行われた。

(3) 内容及び成果

① 経済性評価

ア 長期生産挙動の推定

長期間の生産挙動をシミュレーションで推定するためには、MH 層中の性質を示すパラメータ（ネットグロス比、孔隙率、MH 飽和率、浸透率等）を知る必要がある。これらについてはコア、検層データに基づき産出試験の生産挙動を再現できるよう設定し、その傾向を基に推定した。

生産挙動予測シミュレーションは、東京大学・日本オイルエンジニアリング（株）・AIST が MH21 の下で共同開発した貯留層シミュレータ「MH21-HYDRES」を用いた。

予測された生産プロファイルの例を図1に示す。

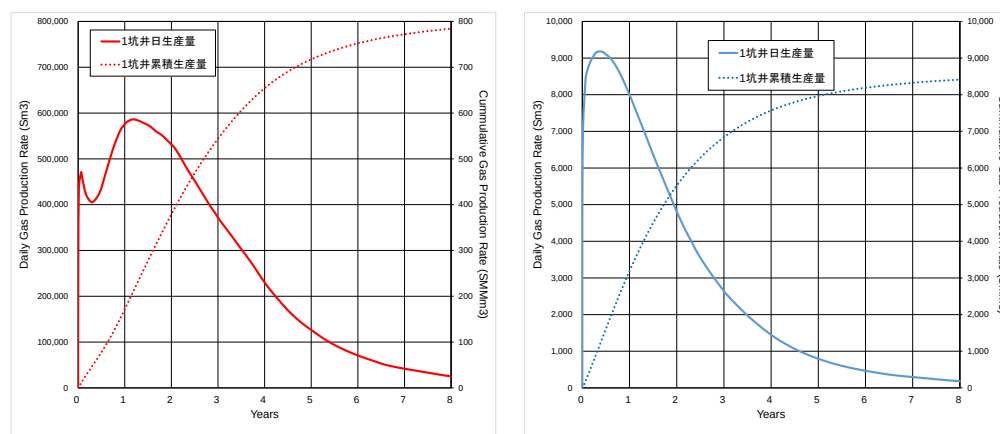


図 1：想定された最大規模の濃集帯の1坑井生産プロファイル
(左) ガス生産量、(右) 水生産量

イ 経済性評価に関する前提条件

これまでの MH 産出試験においては1坑井あたりの生産期間は最長でも1か月弱であり、長期のガス生産挙動は未だ不確実性が高く、商業化時の生産井数や生産施設のキャパシティ等、様々なレベルで不透明性が残る。このため、経済性評価を行うにあたっては、それらの不確実性を認識した上で様々な仮定をおく必要がある。今回の試算における主要な前提条件を表1に整理した。

また、開発システムのイメージを図2に示す。

表 1 経済性評価に係る前提条件一覧

項目	前提条件
濃集帯	・実在が期待される濃集帯の特徴に合わせてベースとなるモデルを構築
貯留層	・既存坑井データや堆積学的な検討に基づき地層やMHの胚胎状況を想定 (濃集帯全体に渡り水平方向には均一に連続していると仮定)
生産手法 (含、生産 シミュレ ーション)	・減圧法(坑底圧は3MPaと想定) ・1坑井が一辺約600mの方形領域に相当する面積(排ガス半径350m相当)をカバー ・領域外との熱・流体の交換は無いものと仮定 ・MHの分解に伴う砂の流動や付随する障害、地盤の変形に伴う生産性への影響等は考慮しない
ガス販売 方法	・濃集帯近傍の海岸まで海底パイプラインでガスを輸送してエネルギー事業者へ販売と想定 ・付臭・熱量調整なし、5.6MPaまで昇圧した状態での販売を想定(発電所のイメージ) ・ガス販売価格は熱量に応じた価格と想定
開発シス テム(図2)	・複数の生産井を一つのマニホールドに接続し、ガスや水を集約する ・マニホールド後段にサブシーセパレータを配置し、ガスは、プラットフォームへ集めた上で、昇圧や脱湿を行い、海底パイプラインにより陸上に圧送 ・水は、海底で分離した後、海底面下(MH貯留層よりも深い地層)に圧入する想定 ・減圧ポンプは各坑井に配置するのではなく、セパレータの後段に配置する想定

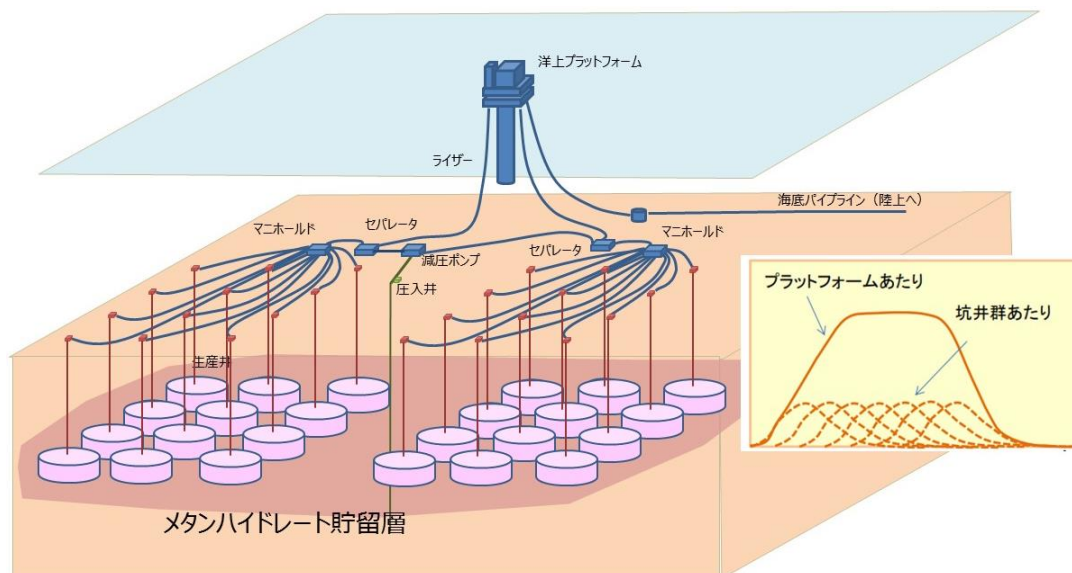


図 2 開発システムのイメージ図

ウ 外部環境条件の想定

海洋基本計画に従って順調に開発が進展し、砂層型 MH の商業化が 2030 年代に実現するような状況を想定すると、2030 - 2050 年代の LNG と価格面で競争可能でなければならない。IEA や EIA の想定を前提とすれば 2030 - 2050 年代の日本着 LNG 価格は\$10 - 11/MMBtu 台と想定されている。ただし、世界のガス需給には予見しがたい面もあるため、一定の幅を持って LNG 価格を想定することも重要である。ここでは\$10/MMBtu を目安としつつ、過去において経験した最高値である\$18/MMBtu まで視野に入れておくこととした。

また、販売価格は開発事業者の利益を含んだものでなくてはならない。今回の試算においては、IRR（内部収益率）10%程度の利益が見込めることを要件の目安とした。

エ 商業化が期待できる濃集帯の条件の試算

フェーズ3の実行計画では、商業化の目安として次のことが示されている。

- 1 坑井から数年間のガス生産が見込める。
- 1 坑井で数万 m³/日程度、もしくはそれ以上のガス生産が見込める。

天然ガスの販売価格\$10/MMBtu の条件で、10%の IRR を期待できる条件を満足する濃集帯及び開発システムの条件を試算し、濃集帯の原始資源量、坑井あたりの生産レートとして整理すると、次のようになる。(MH 回収率は現時点では不明のため、数値は幅を持って考える必要がある。)

- 原始資源量として約 500 億 m³ 程度以上
 - 平均の 1 坑井あたりの生産レートは 15 万 m³/日以上（坑井寿命を 8 年と想定した場合）
- 同様に検討した結果、天然ガス販売価格\$18/MMBtu の場合は以下の通りとなる。

- 原始資源量として約 100 億 m³ 程度以上
 - 1 坑井あたりの平均生産レートは 5 万 m³/日程度以上（坑井寿命を 8 年と想定した場合）
- 以上の試算結果を商業化できる濃集帯の条件として整理した結果を表 2 にまとめる。

表 2 商業化の実現が期待できる濃集帯の条件

		約10\$/MMBtuを基準		約18\$/MMBtuを基準
原始資源量 坑井生産レート (8年平均値)		大規模 約500億m ³ (約2TCF) 以上	中規模 約100~500億m ³ (約0.4~2TCF)	小規模 約100億m ³ (約0.4TCF) 以下
	高 15万m ³ /日程度以上	◎ (優先順位：高)	○ (優先順位：中)	× (対象外)
中 5~15万m ³ /日程度	○ (優先順位：中)	ベンチマーク		× (対象外)
低 5万m ³ /日程度以下	× (対象外)	× (対象外)	× (対象外)	× (対象外)

現時点では、東部南海トラフにおいては複数の濃集帯の存在が坑井により確認されているものの、その他の海域を含め、試掘による直接的な確認は極めて限定的である。しかしながら、物理探査データを基にした解釈からその存在が示唆される濃集帯候補が複数見出されており、現時点では大きな不確実性を有するため様々な想定に基づく評価ではあるものの、これらの中には\$10/MMBtu のガス価格条件下で商業化が期待できるものも含まれる（表 2）。技術の実証を重ねながら、これら想定の妥当性を検証し継続的に評価の見直しを行っていくことが重要と考えられる。

オ 第2回海洋産出試験結果を踏まえた見直しの必要性

第2回海洋産出試験実施前は、シミュレーション等の評価に基づき、減圧法によりガス生産を継続できればガスレートは時間と共に増加すると想定されていたが、観測結果は逡減傾向を示すものであった。しかしながら、1 坑井あたりのガス生産期間は一か月未満であり、更に長期間の生産が継続できた場合に生産レートが増加に転じるか否かの判断は、更なる検討と確認が必要である。仮に観測されたような初期の段階から生産レートが徐々に低減していく傾向が MH 生産井において一般的であった場合には、表 2 における条件も見直しの必要が生じる。

② エネルギー収支の試算

ア 計算手法

エネルギー収支評価の計算方法の概念を図 3 に示す。エネルギー収支計算に必要な要素のうち投入エネルギーは、ライフサイクルにおける様々な段階毎に、また、開発の要素ごとに活動量を推定し、それに対応するエネルギー消費原単位を乗じることにより推定する。したがって、準備段階においては、評価範囲の設定や、消費原単位の整理などが重要となる。

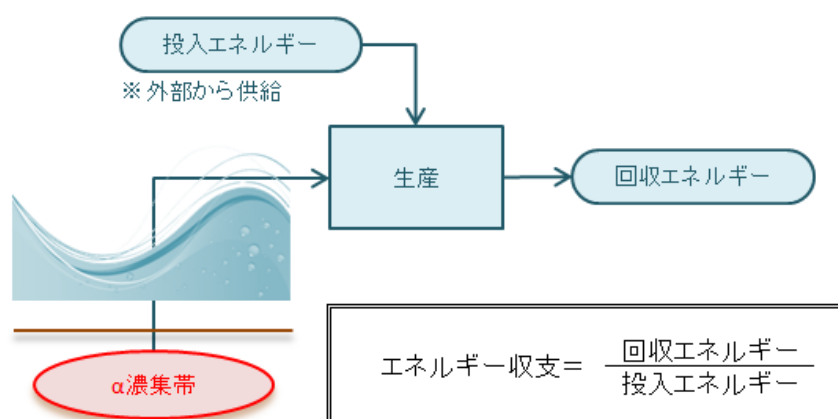


図 3 : エネルギー収支計算の概念

イ 評価範囲

既存エネルギーの評価範囲は、大きく分けて二つの考え方になる。一つは、エネルギーの製造・生産・輸送設備（掘削設備や液化設備、輸送機器等）の製造段階のエネルギー消費量（設備エネルギー）までを考慮する考え方で、もう一つは、これを考慮せずに各設備でのエネルギー消費量（運用エネルギー）のみを考慮する考え方である。最近では、どのシステムにおいても操業時のエネルギー消費量の影響が設備エネルギーよりも非常に大きいことから、設備に係るエネルギーを考慮しない事例が主流となっている。

しかし、日本周辺海域において MH 開発システムを考えた場合、在来型の化石燃料と比較すると、掘削する坑井の数が多いこと（ただし、掘削深度は浅い）、多くのサブシー設備が必要であること等が特徴となることから、今回の検討では設備に係るエネルギーを評価範囲に含めるものとした。

一方、電力・都市ガス等の二次エネルギーへの転換は、既存エネルギーと MH 間で差が生じないと考え、評価範囲に含めないことにした。（図 4）

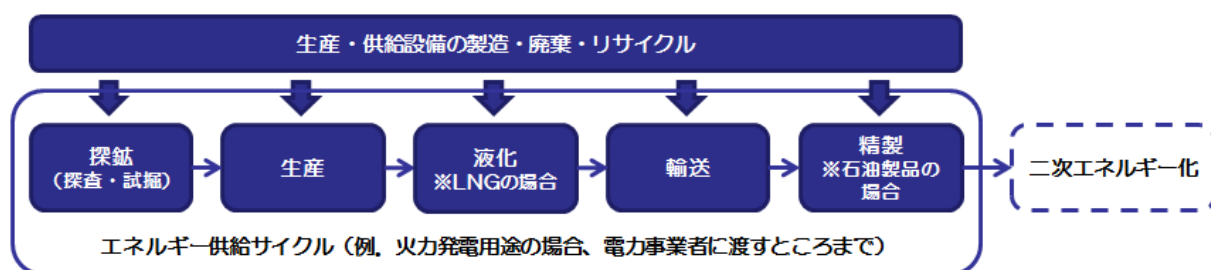
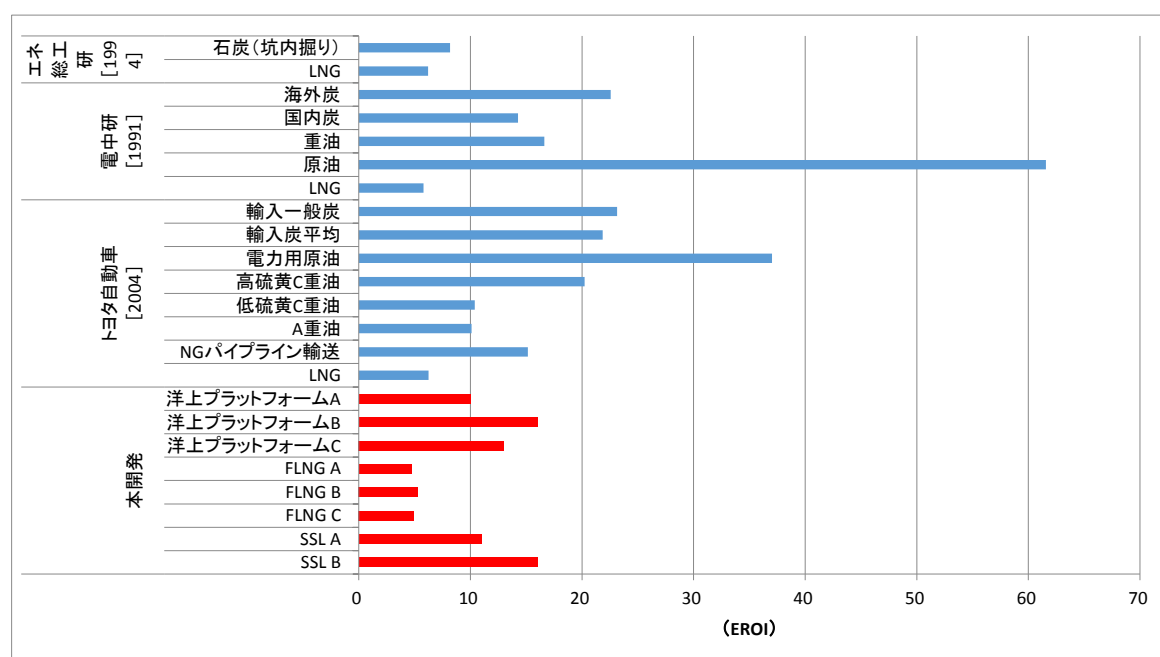


図 4 MH のエネルギー収支評価範囲の考え方

ウ エネルギー収支評価結果

このようにしてエネルギー収支比（EROI: Energy Return on Investment）を計算した結果を、図 5 に示す。過去において在来型化石燃料を対象に評価された結果も併せて示す。洋上プラットフォーム及び SSL の開発システムでは、EROI は 10 - 16 程度と試算された。この値は、輸入炭や輸入原油には劣るものの、重油と同程度であった。EROI が 6 程度である輸入 LNG と比較すると、FLNG は 5 程度であったが、現時点において MH の開発に向けて研究開発を行うことは、国産エネルギーの有効活用という観点において合理性を有すると言える。

なお、本試算は日本メタンハイドレート調査（株）（JMH）を通じ、みずほ情報総研（株）に委託して実施した。

図5 エネルギー収支の試算結果³⁾⁴⁾⁵⁾

③ 生産増進法

減圧法は減圧にのみ依存する生産手法であり、エネルギー収支は最も良い結果となるが、MHの分解能力の点では高くないため、商業化を見据えた場合にはより生産性を向上させるために減圧法に加えて熱を供給する等の生産増進メカニズムを考える必要があるかも知れない。そのため、文献調査及びヒアリング等を通じ、提案されている生産性増進手法を調査した。その概要を以下に纏める。

- ア デュアル水平坑井： MH層に2坑の水平坑井を掘削、下坑井を圧入井、上坑井を生産井とし、熱水やCO₂を圧入井から圧入、分解したガスを上の生産井から回収する。
- イ 深部地熱利用併用法： 深部層から地熱温水（40 - 50℃）を直接採取し、BSR直下の砂層に地層内循環させ、MH層に熱を供給することで生産性を向上させる。
- ウ 深部地熱法： 減圧法によるガス生産が進み、浸透率がある程度高くなったMH層に対して、深部地熱で暖めた温水を圧入して生産性を向上させる。
- エ 異種ガス圧入： CO₂やN₂をMH層に圧入することによりMH分解を促進、MHガス生産を行う。
- オ 強減圧法： これまで3 MPaで検討してきた減圧法の減圧度を上げることにより、意図的に氷を生成させて、氷の生成熱によってMH分解を促進する。
- カ CO₂/水エマルジョン注入法： CO₂を水とのエマルジョン状態でMH層に注入、CO₂ハイドレートを生成させて、CO₂ハイドレートの生成熱を利用して生産増進を行う。
- キ フラクチャリング（水圧破砕法）： シェールガスの開発に用いられているフラクチャリング（水圧破砕法）でMH層の初期浸透率を改善させる。
- ク 超音波照射法： 超音波を照射し、MH分解速度を上げ生産増進に資する。

これらの生産増進手法は未だ実用レベルでの現実性を検討する段階には至っておらず、今後の発展を注視するとともにフィールド試験で実証する等の検証が望まれる。

※ CCS (Carbon dioxide Capture and Storage : 二酸化炭素回収・貯留) は、化石燃料の利用に際して大幅に CO₂ 排出量を削減できる唯一の技術として、エネルギー基本計画 (2018 年 7 月閣議決定) 及び科学技術イノベーション総合戦略 (2017 年 6 月閣議決定) 等でその実用化を目指し技術開発を進めるとされている。MH 開発と CO₂ の親和性を考えると MH の資源価値をより高めることができる可能性がある。CO₂ を単純に生産増進のためのガスとして扱うのではなく、CCS と融合させて展開したビジネスモデルの中で生産増進用 CO₂ とすれば、経済性の悪化はそれほど大きくはないと見込まれる。

(4) まとめ

フェーズ 2 及び 3 での研究開発成果を踏まえた経済性評価及びエネルギー収支の試算を行い、以下を明らかにした。また、MH 生産量を高められる可能性のある MH 生産増進手法を検討した。

① 経済性評価

経済性の評価を行った結果、経済性は坑井あたりのガスの生産量に大きく影響を受けることが明らかになった。MH 開発が経済的に成立するためには、坑井あたりのガス生産量が大きいことが重要である。また、集帯条件、経済条件、実際の生産挙動等によっては商業的に成立する可能性もあることを示唆する結果が得られた。しかし、現実のガス生産挙動が把握できていない現時点において、この試算結果をもとに民間企業が主体的な取組みを開始するための判断を行うことは困難である。MH からのガス生産挙動の把握が重要である。

② エネルギー収支の試算

ガス生産量が大きい条件から小さい条件までエネルギー収支の試算を行った結果、MH の EROI は重油並みの 10 - 16 程度と試算された。現時点において、想定されているような生産挙動が得られるのであれば、MH 開発に向けて研究開発を行うことは、国産エネルギーの有効活用という観点において合理性を有すると言える。

③ 生産増進法

商業化にとって生産性の向上は非常に重要である。このため MH の生産増進手法を調査したが、これら生産増進手法は未だ実用レベルでの現実性を検討する段階には至っていなかった。今後の発展を注視するとともに、フィールド試験で実証する等の検証が望まれる。

引用・参考文献

- 1) メタンハイドレートフォーラム 2017「経済性等に関する課題について (発表者:佐伯龍男、亀

田治邦) 」

- 2) エネルギー総合工学研究所(1994):「地球環境から見た総合的化石燃料サイクル分析手法調査」
- 3) 電力中央研究所 (1991):「発電プラントのエネルギー収支分析」
- 4) トヨタ自動車、みずほ情報総研 (2004):「輸送用燃料の Well-to-Wheel 評価」