報 告

ガスの有効利用技術の促進

伊 原 賢*

(Received July 7, 2000; accepted November 17, 2000)

Promotion of the economic utilization of natural gas

Masaru Ihara

Abstract: Natural gas has recently attracted attention as a hygiene resource of energy, which is friendly to the environment. It is predicted that natural gas will be given more and more importance in the prospect of the demand for energy. Therefore, the technology that enables us to supply natural gas with low cost is highly desired. An economic development of marginal gas fields with small recoverable reserves is a key issue in South East Asia and Oceania. Many interests of our industry has been focused on the development of the new technologies of natural gas utilization using Gas To Liquids (GTL) and Natural Gas Hydrates (NGH), as well as the study of cost-reduction of pipelines and LNG.

As for the natural gas that is produced along with oil, part of such natural gas has been flared so far. However, oil-producing countries have recently started to express their concern for the effective utilization of their natural resources and for the environmental conservation. Now, they request us eagerly to utilize such natural gas more constructively. In reply to their request, we are facing an urgent subject to develop the technology of utilizing natural gas.

In addition, natural gas and/or liquid gas are regarded as the promising resources of fuel cells and micro-gas-turbines. It is certain that natural gas will replace oil as the primary resource of energy in the future.

The purpose of this presentation is to introduce you the study by JNOC focusing on GTL and NGH technologies, and to foresee the future of the technologies to utilize natural gas.

Key words: Gas To Liquids (GTL), Natural Gas Hydrates (NGH), South East Asia and Oceania, Utilization of natural gas, Marginal gas fields, Environment.

1. はじめに

天然ガスは環境への負荷が少ないクリーンなエネルギー源として近年特に注目され、将来のエネルギー需要

平成12年5月24日、平成12年度石油技術協会春季講演会における開発・生産部門シンポジウム「21世紀に向けての開発・生産技術の展望」で講演 This paper was presented at the 2000 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "The overview of Development and Production Technology for the 21st Century", held at Niigata, Japan, May 24, 2000.

* 石油公団 石油開発技術センター Japan National Oil Corporation Technology Research Center

Copyright © 2000, JAPT

見通しでは、その比重はますます高まると予想されており、低コストでの天然ガス供給を可能とする技術が望まれています。東南アジア、オセアニア地域に代表される可採埋蔵量が小規模で遠隔地にあるガス田の経済的開発を実現するため、パイプライン、LNGコストの低減化とともに、ガスの液体燃料化 (Gas To Liquids : GTL)、天然ガスをハイドレートとして取り込み固体化 (Natural Gas Hydrates : NGH) して消費地まで輸送するシステムなどの技術開発が注目されています。また、石油の生産に付随して産出される天然ガスは、現状その一部は未利用のまま焼却されていますが、産油国は自国資源の有効活用および環境保全の観点から、ガスの積極的な利用を強く要請しており、この要請に答えるべくガ

スの有効利用技術の促進が緊急課題となっています。

最近話題の燃料電池、マイクロガスタービンその他の燃料源としても、天然ガスもしくは天然ガス液体燃料が有力視されており、今後の一次エネルギーとして天然ガスが石油にとって代わることは確実と思われます。

本報告では特に GTL 技術および NGH 技術に注目した石油公団の技術開発への取り組みについて紹介し、天然ガス利用技術の今後について展望します。

2. GTL 技術

GTL 技術は、天然ガスから CO と H₂ の混合ガスである合成ガスを経由して、メタノールや灯油、軽油のような液体燃料を製造する間接転換法と、天然ガスから直接、液体燃料を製造する直接転換法に大別されます。現在は、直接転換法より経済的に優位と言われている間接転換法の開発が主流を占めています。

本技術開発プロジェクトでは、間接転換法に注目し、CO₂ を含む低品位で、埋蔵量が中小規模のガス田を対象として、既存の方法に比べ経済的に液体燃料を合成するプロセスの開発を目指すことを目的としています。

本 GTL 技術の特徴として、合成ガス製造工程は天然ガスに含有される CO₂ を有効に利用し、後段の FT 合成工程において最も適した合成ガスの組成モル比 (CO : H₂ = 1 : 2) を 1 回の反応で製造できる炭酸ガス・水蒸気改質法を採用する点、および FT 合成工程においては実用化されていない Ru (ルテニウム) 系触媒を使用する点が挙げられます。

特に東南アジア・オセアニア地域に偏在する CO₂ 含有率の高い低品位天然ガスを原料として、FT 合成工程にとって最も望ましい組成の合成ガスを、熱効率および設備コストの上で最適に、かつ触媒表面上へカーボン析出させないで製造する技術の開発を目指しています。

生成される GTL 油は、直鎖型炭化水素であるため、セタン価が高く良質な灯油、軽油を得ることが可能であり、かつ硫黄系の不純物を含有しておらず、低環境負荷型のクリーンな液体燃料となります。

これらの技術が商業規模のプラントにおいて確立されれば、今までの LNG 技術では生産移行が不可能と考えられていた中小規模ガス田の開発が可能となるだけでなく、今後先進国を中心に強く求められると予想される硫黄酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x) その他の大気汚染物質の排出抑制に寄与するなど環境面からの期待も大きく、さらには燃料電池の燃料源としても期待されています。

2.1 GTL 技術の必要性

東南アジア、オセアニア地域においては、図 1 に示す

図 1 既発見・未開発ガス田の現状

既発見・未開発ガス田の可採埋蔵量、CO₂ 含有ガス田の数。「東南アジアにおける既発見ガス田について」石油公団 天然ガス・プロジェクト企画部 (1999) による。

ように既発見でかつ未開発の中小規模ガス田が多数存在し、その多くのガス田は多量の CO₂ を含有する低品位天然ガス田です。

ガスの供給は LNG に代表される take or pay 長期契約により縛られることがしばしば見られます。天然ガスを化学的に液体燃料に変換し、石油と同様な利便性を付加すれば、当該地域にてインフラが未整備な中小規模ガス田の開発は促進されると思われます。

2.2 本研究の GTL 製品

本 GTL プロセスでは、1) 今後の灯油、軽油は需要増大が見込まれ市場規模も大きく (図 2)、2) 天然ガスを出発点とするため、排気ガスの性状として NO_x、SO_x その他の環境有害物の排出が少なく (図 3)、3) 直鎖型炭化水素を多く作る FT 合成プロセスの性質上、高セタン価の良質な液体燃料油が得られることから、灯油、軽油を主な製品として設定しました。

一方、東京都は都内のディーゼル車および都内に流入するディーゼル車の浮遊粒子状物質 (Suspended Particle Material : SPM) の排出を減らすべく、除去フィルターの取り付けの義務付けを環境規制の 1 例として提案していますが、この傾向は全世界的に広まると予想されます。運輸用の GTL 燃料が実現されれば、自動車排ガスの NO_x 総量規制にも貢献が期待されるでしょう。

以上を本技術開発の目的としてまとめると、1) 東南

図2 灯油・軽油の需要動向

図3 排気ガスの成分比較

灯油・軽油の需要動向。「GTLの市場性に関する調査の中間報告」(1999), 排気ガスの成分比較。「GTLの市場性に関する調査報告書」(1999)とともに(財)日本エネルギー経済研究所による。

アジア、オセアニア地域の中小規模ガス田の開発促進、2) 天然ガスの液体燃料への経済的な転換、3) 低環境負荷の燃料化技術の構築、となります。

2.3 本技術開発と既存技術の比較

商業化に近い GTL プロセスは存在しますが、合成ガスを製造するための高価な酸素製造装置や、後段に FT 合成反応に適した合成ガスの組成モル比 ($\text{CO}:\text{H}_2=1:2$) を得るための水素除去装置が建設コストを押し上げています。また、天然ガスに CO_2 が含まれていると、合成ガスを製造する前に脱炭酸装置の設置が必要になる場合があり、建設コストはさらに増加します。Shell や Exxon が開発を進めるこのようなタイプの GTL 技術は、一般的に可採埋蔵量 5 Tcf (Tcf: 10^{12}ft^3 , 兆立方フィート) 以上の大規模ガス田でのみ経済性を確保できると言われています。

図4 本技術開発と既存技術の比較

本 GTL プロセスは、 CO_2 を 10 vol % 以上含有する天然ガスにおいて、1 回の反応で FT 合成に適したモル比 $\text{H}_2/\text{CO}=2.0/1.0$ の合成ガス製造方法として炭酸ガス・水蒸気改質法を採用し、FT 合成においては、より反応効率を向上させるために Ru 系触媒やスラリー床を採用しました。図4に示されるように、プロセスの簡略化が可能のため、建設コストの低減が期待できます。したがって、可採埋蔵量 2 Tcf 未満の一定量の CO_2 を含有する中小規模ガス田への適用が期待されます。水素化分解装置は製油所ほかに一般に普及しているため既存技術を適用します。

2.4 本技術開発の研究体制

本技術開発の研究体制ですが、合成ガス製造触媒の開発は、石油資源開発(株)、千代田化工建設(株)が実施し、FT 合成触媒の開発は(株)コスモ総合研究所が実施しています。また、これらの開発で得られました成果を基にして、総合プロセスの経済性評価を 3 社と石油公団が実施します。触媒性能、プロセス検討についての技術成果に対して、客観的に独創性、新規性および目標到達度等を評価するために、藤元薫 東京大学教授を委員長とした有識者で構成される GTL 委員会を設置しました。以下に、1) 合成ガス製造用触媒、2) FT 合成用触媒、3) 経済性評価について説明しますが、経済性評価に重点を置きます。

2.5 合成ガス製造用触媒

図5(a)は合成ガス用触媒の合成ガス収率と寿命の実験結果です。反応器出口温度 850°C (400 時間以上は 900°C)、圧力 $20\text{ kgf/cm}^2\text{G}$ 、供給ガスのモル比 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4=1.0/0.43/1.0$ の場合の合成ガス収率を示したものです。加速度試験620時間を超えた合成ガス収率は68.4%となり、中間目標である68%を達成しました。

図5(b)は反応器出口温度 850°C 、圧力 $20\text{ kgf/cm}^2\text{G}$ 、供給ガスのモル比 $\text{CO}_2/\text{CH}_4=1.0/1.0$ の場合の試験結果を示します。平衡転化率100%は熱力学上、これ以上

反応が進行しないことを意味します。また、この反応条件は水蒸気を含まず、熱力学上中間目標で掲げている反応条件よりも、触媒の寿命に悪影響を与える炭素が触媒表面に生成しやすい厳しい条件であります。反応時間8,000時間以上にわたり安定した性能を示しており、新しい実用触媒のめどがつかしました。

2.6 FT 合成用触媒

図6は、温度は270℃、圧力は20kgf/cm²Gの場合のFT合成用触媒の性能試験結果です。図6(a)は反応時間

とCO転化率(COの反応割合)の関係です。CO転化率は反応時間初期より低下していくが、3,000時間以上にわたり60%以上に保持されていることが分かります。図6(b)はFT反応により生成した油の性状を示したものです。横軸が炭素数、縦軸が重量%とLog(Mn/n)(重量分率/炭素数のlog)を示し、生成物の性状に影響を与える連鎖成長確率(炭素と炭素の直鎖結合ができる割合。連鎖成長確率が1に近いほど、炭素の数が多い炭化水素化合物が生成。)が結果として0.9となることが分

図5 合成ガス用触媒の性能試験結果

合成ガス収率、触媒寿命。石油公団開発技術調査「天然ガス有効利用技術調査報告書」石油資源開発㈱、千代田化工建設㈱、㈱コスモ総合研究所(1999)による。

図6 FT 合成用触媒の性能試験結果

炭素数/wt % & log (Mn/n)。「平成11年度第2回 GTL 技術検討委員会」(1998)㈱エンジニアリング振興協会による、反応時間/CO 転化率。㈱コスモ総合研究所(1999)による。

かります。これらの結果を基に、C20+のワックス分については水素化分解を考慮したシミュレーション結果より灯油、軽油留分収率は71%と計算されます。また、実験結果より触媒寿命も3,000時間以上であり、中間目標を達成しました。

平成12年度は、触媒の高分散化（生成物と触媒の分離技術、気泡である合成ガスの発生メカニズム解明）および触媒メークアップ技術の向上を図り、パイロットプラントへの移行をスムーズなものとする予定です。

2.7 経済性評価

経済性評価は、ベクテルほかGTLプラントの経済性評価を実施する際によく利用する平成10年度の本技術研究プロジェクト着手前の公募条件（A）および石油公団採択基準（B & C）を採用しました。採択基準Cでは、より客観性を持たせるために化学プラントの評価に多くの実績を有するSRIコンサルティングに経済性評価を依頼しました。評価内容の概要は表1に示すとおりです。

表1 経済性評価の概要

	公募条件 (A)	石油公団採択基準 (B)	石油公団採択基準 (C)
実施先	千代田化工 (委託先)	TRC	SRI (第3者)
内容	(1) 感度解析 ・天然ガス価格 ・建設費	(1) 感度解析 ・天然ガス価格 ・建設費 ・生産能力 ・CO ₂ 濃度 (2) オートサーマル 法(Exxon…)および 部品酸化法 (Shell…)との比較	(1) 感度解析 ・天然ガス価格 ・建設費 ・生産能力 (2) Shell, Exxon, Syntroleum との 比較

表2 経済性評価の前提条件

基準ケース

	公募 (A)	TRC (B)	SRI (C)
方 法	キャッシュフロー	キャッシュフロー	キャッシュフロー
天然ガス価格 (\$/MMBTU)	0.5-1.5	0.5-1.5	0-2.0
プラント規模 (BBL/D)	15,000	10,000-50,000	10,000-50,000
建設コスト (相対費)	1.0	0.9-1.1	0.9-1.1
自己資本比率 (%)	75	100	100
ユーティリティ	冷却水 \$0.01/m ³	冷却水 \$0.01/m ³	冷却水 \$0.01/m ³
法人税 (%)	34	44	44
内部利益率 (%)	15	10	10
借入れ金利 (%)	8	—	—
建設期間 (年)	4	4	4
操業期間 (年)	25	25	25
減価償却 (年)	10 (定率法)	10 (定率法)	10 (定率法)
インフレーション (%)	天然ガス 3.5 原油 5.6	3.0	3.0

—プラント建設条件—		基準ケース TRC (B)	
<ul style="list-style-type: none"> ・プラント規模 15,000 b/d ・原料天然ガス価格 \$0.5/MMBTU ・天然ガス田規模 1.5 TCF ・天然ガス生産量 161 MMscf/d ・プラント操業期間 25年 ・建設期間 4年 ・インドネシア 北スマトラ地区 (法人税 44%) 		—石油公団採択基準— <ul style="list-style-type: none"> ・自己資本比率 100% ・内部利益率 10% ・インフレーション 3% ・採択油価 \$17.2/bbl (1999年12月末現在) 	

経済性評価として、基準ケースの他に天然ガス価格、建設費、プラント規模(生産能力)その他の感度解析を実施しました。表2に示すとおり、公募条件と石油公団採択基準の大きな違いは自己資本比率、インフレーションおよび内部利益率です。本報告ではBケースのみを報告します。さらに、問題を簡略化するため、借入れ金利、自己資本比率、返済計画その他の分析は省いています。法人税は、インドネシアをベースに44%とし、GTL精製コスト+プレミアムは、AケースUS\$9.97/bbl(ベクテル)、BケースUS\$7.40/bbl(原油相当価格の43%, BP-Amoco レポート)、およびCケースUS\$6.90/bbl(SRI コンサルティング)と想定しました。本GTLのフィージビリティスタディを実施するに当たり、プラント規模15,000bbl/d、原料天然ガス価格US\$0.5/MMBTU、操業期間25年間、建設期間4年を基準ケースと設定し、経済条件については公団の採択基準を採用しました。採択油価として、本プロジェクトの対象地域である東南アジア・オセアニア地域で取り引きされているスマトラライトとタビス原油を石油公団の採択基準(直近の36ヶ月、60ヶ月の低い方)に基づき計算し平均した値であるUS\$17.2/bbl(1999年12月末時点)を採用しています。今回の計算では、1MMBTUの熱量に相当する10Mcfの天然ガスから1bblのGTL油ができることとしました。また、実際に存在する東南アジア・オセアニア地域のあるガス田の天然ガス組成を使用し、CO₂濃度は20vol%としました(表3)。

前提条件をBケースで経済性検討を実施したときの累積キャッシュフローを図7に示します。本GTLの建設コストを積算した結果、US\$559.9MMとなり、内部利益率10%を達成するには、GTL製品の灯油、軽油をUS\$24.6/bblで販売する必要があります。「精製コ

スト+プレミアム」は、BP-Amoco社の提唱する原油相当価格の43%と仮定すると、Bケースでの製造コストはUS\$17.2/bblと算出され、限定的ではありますが、中間目標であるUS\$18/bblをクリアしました。本技術開発プロジェクトの経済性を評価する指標として、原油との競合性を評価するために原油相当価格という指標を用いています。原油相当価格とは、GTLの製品価格からGTLによって得られる性状の液体燃料を原油から精製するために必要なコストを差し引くことによって得られます。製造コスト内訳からは、建設費(Investment)と天然ガス価格(Feed Cost)の占める割合が高いことが分かります。

また、GTLより得られる軽油は、石油由来の軽油よりもセタン価が高いことにより約US\$7.5/bblの付加価値が付くと予想され、これらの要素を考慮すると販売価格はUS\$25.5/bblと試算されました(図8)。

前述したように、基準となるBケースのGTL油の販売価格は累積キャッシュフローの計算からはUS\$24.6/bblとなり、限られた条件下ではありますが、

表3 天然ガス組成の基準ケース

天然ガス組成	(vol %)
CH ₄	77.48
C ₂ H ₆	0.97
C ₃ H ₈	0.29
C ₄ +	0.29
N ₂	0.97
CO ₂	20.0
H ₂ S	30 (ppm)
Ave. MW	22.06
LHV	6937 kcal/Nm ³

石油公団 開発技術調査「天然ガス有効利用技術調査報告書」石油資源開発(株)、千代田化工建設(株)、(株)コスモ総合研究所(1999)による。

図7 キャッシュフロー, 基準ケース

石油公団開発技術調査「天然ガス有効利用技術調査報告書」石油資源開発(株)、千代田化工建設(株)、(株)コスモ総合研究所(1999)による。

原油由来の販売価格を下回っています。また、自己資本比率25%(年金利6%),天然ガス価格 US \$1/MMBTU と変えた場合に10%の内部利益率を達成するためには、累積キャッシュフローの計算から GTL 油を US \$24.8/bbl で販売する必要があるとの結果も得ています。

表4は経済性評価を実施したプロセスの現状を簡単にまとめたものです。Shell のプロセスはマレーシアのピンツルにて15,600 bbl/d のプラントを建設しており、6月下旬に稼動すると聞いています。Exxon は200 bbl/d のプラントを建設した経験を有し、また、Syntroleum はチェリーポイントで70 bbl/d のプラントを建設しています。石油公団は平成11年末で0.01 bbl/d 規模のベンチプラントでの試験の評価を終了したレベルにあります。このように各 GTL プロセスにおいて研究開発の現

図8 GTL 油の販売価格試算 原油相当価格。第25回石油公団石油開発技術研究推進委員会資料 (1999) 石油公団による。

(a) 本GTL技術の製造コスト

状は異なりますが、各プロセスの有する技術が15,000 bbl/d でもそのまま発揮できると仮定した場合の経済性評価を実施しました。

図9(a)は、製造コストに占める割合が大きい建設費と天然ガス価格の感度分析を行い、GTL 油のCOE（原油相当）価格を算定した結果です。この図から原油相当価格は、建設費と天然ガス価格に大きく影響を受けることが分かります。他の GTL 技術の原油相当価格は、図9(b)に示すように、Shell に代表される部分酸化法では US \$21.6/bbl であり、エクソンに代表されるオートサーマル法では US \$18.4/bbl であります。本 GTL 技術開発は、ベンチプラントにて実証した触媒性能が実プラントにおいても十分機能するという前提の基、他の GTL 技術よりも経済的に GTL 油を製造できる可能性が高いことが示唆されました。その主な要因として、他プロセスでは本プロセスと比較して付帯設備（CO₂ 除

表4 各 GTL プロセスの現状

	合成ガス	FT 合成	現 状
Shell	部分酸化法	固定床 Co 系触媒	15,600 bbl/d
Exxon	オートサーマル法	スラリー床 Co 系触媒	200 bbl/d
Syntroleum	オートサーマル法	Co 系触媒	70 bbl/d
JNOC	CO ₂ /スチームリフォーミング法	スラリー床 Ru 系触媒	0.01 bbl/d

石油公団 開発技術調査「天然ガス有効利用技術調査報告書」石油資源開発(株)、千代田化工建設(株)、(株)コスモ総合研究所 (1999) による。

(b) 他技術との比較

図9 建設費、天然ガス価格の原油相当価格への影響

各プロセスの原油相当価格への影響、ともに石油公団開発技術調査「天然ガス有効利用技術調査報告書」石油資源開発(株)、千代田化工建設(株)、(株)コスモ総合研究所 (1999) による。

去、酸素製造、 H_2 除去) が必要なことによる建設費の増加が挙げられます。つまり、本研究で開発された触媒が今まで以上の負荷をかけた場合でも十分機能することが、コスト削減の重要なポイントと言えます。

図10(a)に、天然ガス価格およびプラント規模の原油相当価格に与える影響を示します。プラント規模のアップスケール手法として、一般のプラントのアップスケールで使用される0.7乗則を使用しました。この図から中間目標値である原油相当価格 US \$18/bbl 以下を達成するためには天然ガス価格が US \$0.5/MMBTU の場合、15,000 bbl/d 以上のプラント規模が必要となることが分かります。プラント規模 50,000 bbl/d では、天然ガス価格 US \$1.3/MMBTU 以下で原油相当価格 US \$18/bbl を達成します。一方、図10(b)は CO_2 濃度の原油相当価格に与える影響を示したものです。 CO_2 濃度20%以上は原油相当価格にほとんど変化がないが、10%になると、US \$3/bbl 程度価格がアップする結果となりました。しかし、LNG プラントに隣接して建設するようなことを想定し、安価にプラント外から CO_2 が供給可能であれば、コストダウンを図れると考えています。本技術は CO_2 濃度10~40%の時に他の先行プロセスに対し、優位性があると考えています。

2.8 平成11年度までの成果

0.01 bbl/d 規模のベンチプラント試験により、合成ガス製造用触媒、FT 合成用触媒ともに中間目標を達成し、パイロットプラントに使用可能な触媒を開発しました。また、石油公団の採択基準において、製造コストを算定した結果、原油相当価格において US \$17.2/bbl となり中間目標を達成しました。

合成ガス製造用触媒は固定床、FT 合成ではスラリー床を用いて反応させます。固定床は8,000時間の寿命を達成したことにより、運転途中で触媒を抜き出し再生することなく、1年間連続運転可能となります。スラリー床は触媒入れ替えのためのシャットダウンが2~3週間必要となりますが、運転途中の再生が可能のため、3,000時間の寿命で十分と考えています。

2.9 最終目標

図11はラボレベルの研究から商業機を開発する過程を表しています。前期では準工業用触媒でベンチプラント試験による検討を終了しました。平成13年度からの後期は実際に使用する工業用触媒を用いてパイロットプラントで試験を実施し、触媒性能と寿命の確認を行うとともに合成ガス製造の設計に必要な熱量消費分布などのエンジニアリングデータの取得を行います。本技術開発プロジェクトの最大の成果となるパイロットプラント成功後は、15,000 bbl/d 規模の商業機の建設が可能となると考えています。

本技術開発プロジェクトの最終目標は、最適なプロセスおよび原料天然ガスの効率的な利用の観点から表5のように設定しています。触媒寿命においては、反応器に依存するので経済的に最適な寿命を目指します。

ここで、最終目標の合成ガス収率を65%と中間目標値(68%)より低く設定したのは以下の理由からです。プラント規模が大きくなると温度制御が困難になり、反応器出口温度は設定値(900℃)よりも10℃程度低下することが予測され、合成ガス収率が低下すると考えられます。ここで、中間目標値に維持すべく温度をあげると、耐高温性の材質を使用した反応器を使用するため経済的

図10 プラント規模、天然ガス価格の原油相当価格への影響
 炭酸ガス濃度の原油相当価格への影響、ともに「天然ガス液体燃料化技術(間接法)の経済性評価」SRI コンサルティング(1999)による。

図 11 今後の GTL 研究の展開

表 5 本 GTL 技術開発のパイロットプラント最終目標

☆合成ガス用触媒 (10bbl/d 程度)	
1) 合成ガス収率	65%
2) 原料炭化水素利用率	71%
3) 原料水素利用率	63%
4) 合成ガス触媒寿命	数千時間
☆FT 合成用触媒 (5bbl/d 程度)	
1) 灯・軽油収率	60%以上
2) C ₅ +液収率	85%以上
3) CO 転化率	60%以上
4) 連鎖成長確率	0.9以上
5) FT 合成触媒寿命	数千時間
☆原油相当の単価 US \$ 18/bbl	

に不利になります。さらに、若干の合成ガス収率の低下は経済性にほとんど影響を与えないと試算されているため、技術的、経済的な観点から最終目標の合成ガス収率を低下させました。

原油相当価格としては、前述のとおりスマトラライトとタピス原油を石油公団の採扱基準に基づき計算し平均した結果、US \$17.2/bbl (1999年12月末現在)であることから、最終目標価格として US \$18/bbl を現実的な値として設定しています。

3. NGH 技術

次に、NGH 技術への取り組みについて報告します。本技術開発プロジェクトでは、中小規模ガス田の開発促進ならびに、随伴ガスの利用促進を目的とし、天然ガスをハイドレートという媒体を用い、輸送する技術の確立を目的としています。これにより、ひいては「廉価かつ安定的なガスの供給」、「新たなガス市場の開拓」にも寄与することを目指します。

ガスハイドレートは、ガスの包蔵性が高いこと、生成・解離の潜熱が大きいことなどの特性を生かし、一般に低温・高圧の条件において安定であるが、自己保存効果 (Self-Preservation Effect) と呼ばれる現象を利用すると、大気圧下においても長期安定することが確認されています。この現象に着目し、ノルウェーのトロンハイ

ム工科大はガスハイドレートによる輸送方法を検討し、LNG 輸送方式と NGH 輸送方式との経済性評価を実施した結果、プラントコストや操業コストの低減により約 20%の経済性向上が可能であると導いています (グドムンドスンほか、1996)。また、British Gas や Aker といった欧州企業においても、NGH 輸送方式に係る研究を実施しています。一方、国内では、新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) や石油公団石油開発技術センターにおいてメタンハイドレート鉱床の資源化研究に焦点を当てていますが、NGH 輸送方式の経済性についても調査が実施されています。

従来の LNG による天然ガスの供給チェーンは、巨額の投資が必要であったことから、開発投資額を確実に回収するために、開発側と需要家の長期契約に基づいていました。現在の長期契約が完了し、かつ天然ガスの契約形態に関する規制緩和・自由取り引きが進むと考えられる 2010~15 年頃に、本プロジェクトの成果であるガスハイドレートの媒体を利用した輸送方式が普及するものと期待しています。

ガスハイドレートの特性を生かし、天然ガスの新たな輸送、貯蔵技術を確立することで、約 25%の経済性向上を目指し、廉価かつ安定的な天然ガス供給システムを構築したいと考えています。このことにより、日本の一次エネルギー供給源の多角化、天然ガスへのシフトによる炭酸ガス排出量の低減といった環境規制にも寄与できるものと考えます。

3.1 NGH 技術の位置付け

現在注目を浴びているガスハイドレートの利用形態を図 12 に示します。本技術開発プロジェクトでは、図 12 の右側の部分、つまり新資源としてのメタンハイドレートや、CO₂ 固定化のための環境保全技術とは一線を画した、ガスハイドレートを人工的に生成し天然ガスの輸送媒体として利用する技術に着目しています。

本技術開発プロジェクトでは、NGH 技術により中小規模ガス田の開発促進、および廉価かつ安定的なガス供給手段の創設を目指します。具体的には、ガスハイドレートの特性をいかして経済的な天然ガス輸送手段を構築することにより、GTL 技術と同様、東南アジアおよびオセアニア地域に多数存在する未開発中小規模ガス田の開発促進を目指します。現在、天然ガスの輸送手段は実質的に LNG とパイプラインのみであると思われます。LNG プロジェクトやパイプラインは非常に莫大な初期投資コストを必要とします。また、操業および施設の保守にかかるコストも同様です。現状、日本においては、パイプラインのインフラが少ないため、これ以降 LNG を比較の対象としていきます。

図13に本技術開発の動機付けを示します。石油は中東地域を中心に偏在性が高いことからエネルギー安定供給確保のために、石油以外の一次エネルギーへのシフトまた、環境問題からのCO₂排出規制から、天然ガスの需要が増大する傾向にあります。これとは別に、中国、インドその他におけるガス市場の拡大が予想されており、日本においても年間100万トンの拡大が予想されています。前述のとおり、LNGプロジェクトは非常に莫大なコストが要求されます。そのため、一般的には、LNG輸送手段により開発が可能なガス田の規模はShell社の資料によると、5Tcf以上となっています。したがって、本技術開発では5Tcf以下の可採埋蔵量のガス田を対象とします。ちなみに、5Tcf以下のガス田は世界のガス田の約97%以上を占めています。

3.2 ガスハイドレート (NGH) とは

ガスハイドレート (Natural Gas Hydrates) は、用語の定義から言うところ「ガスの水和物」です。ここでは、「メタンを主成分とする天然ガス」の水和物を総称してNGHと呼びます。見かけは雪もしくは、シャーベット

のようですが、物理的には、図14に示すように水分子が「籠状」の「空間/キャビティ」を作りその中にメタンやプロパンといった天然ガスが格納されます。

NGHの特徴ですが、メタンハイドレート1m³あたり、標準状態で164Nm³のガスと水0.8m³を含むことができるという「高密度なガスの貯蔵能力」があります。一方で、氷点下で分解可能という特徴をいかし、吸熱反応を利用した「冷熱媒体」としての利用やキャビティに入る分子の種類には優先度があるという「ガスの選択取り込み性」があります。また、水の中にハイドレートを分散させ、水が圧力容器の働きをして大気圧下においてもハイドレートの分解が抑制されるという特徴（自己保存効果）があります。これらの特長を有効的に利用することで研究の目的を達成したいと考えています。LNGは1m³あたり、標準状態で600Nm³のガスを包蔵し、ハイドレートの約4倍の包蔵能力に相当します。しかし、NGHの取扱温度（-15℃）とLNGのそれ（-162℃）とは大きく異なり、このことからLNGよりNGHが経済的に輸送することを可能とします。

NGHの重要な特性として「自己保存効果」が挙げられます。大気圧下、-15℃でもハイドレートの状態を保存できる可能性を示しているデータとして海老沼ほかからのグループによるものがあります（図15）。これによると温度が低いほど、また水の結晶粒径が小さいほどハイドレートが大気圧下で存在します。

3.3 NGHによるガス供給手段

NGH輸送手段とLNG輸送手段の違いを紹介します（表6）。1番違うのは保持温度です。この「自己保存効果」を工業的に利用することでNGH輸送手段は達成されと考えています。両者の温度差により、NGH輸送

図12 ガスハイドレートの利用形態

図13 中小規模ガス田の開発促進の動機づけ

可採埋蔵量 (TCF) Outside of U.S. and Canada

*中小規模ガス田: 5Tcf以下
世界のガス田の約97%

(メタン) (水/氷) ← (メタンハイドレート)

メタンハイドレートの相平衡図

図14 ガスハイドレートとは？

メタンハイドレート相平衡図。(財)エネルギー総合工学研究所 季報エネルギー総合工学第22巻第2号(1999.7)による。

氷中におけるメタンハイドレートの最大体積分率と温度の関係
(パラメータは氷の結晶粒経)(海老沼ら)
ハイドレート体積分率の最大値: 温度低、氷の結晶粒経小

図15 自己保存効果とは？

自己保存性 Self Preservation。北海道工業技術研究所海老沼孝郎, 成田英夫, 内田 努ら(1998)による。

手段ではLNGに比べてエネルギー効率を大きく改善することが可能と思われます。

新たな天然ガスの輸送手段としてのNGH輸送システムについて、図16にて説明します。流れとして、天然ガ

スをハイドレートに生成し、その後固形化、貯蔵、船への積み出し、輸送、船からの積み出し、貯蔵、搬送、分解、最後に需要家への供給という過程をたどります。石油業界でいうところの上流から下流までのすべての業種が参加するプロジェクトです。個々の技術要素を、高速大量生成WG、高速大量分解WG、NGH輸送船WGと分けています。

前述のグドムンドソン(Gudmundsson)教授によるNGHチェーンの投資コスト試算(天然ガス日産量400MMcf/d, 生産期間20年, 輸送距離6500km)では、LNGに比べ、製造設備で35%、輸送設備で6%、再ガス化設備で20%、また、操業コストで20%の削減が可能との試算があります。システムトータルで見ると20%の経済性向上の可能性を有しています。表7は、NGHチェーンの操業コストを含む投資コストに関する経済性評価を国内A社が実施した結果です。前提条件は、LNGプロジェクトが成立するかしないかのポイントに近い条件、可採埋蔵量が2.1Tcfにおいて試算しました。NGHチェーンの構成は、グドムンドソンの前提を若干、改良したものとなっています。結果から、NGHチェーンがLNGチェーンに比べ1割強のコスト削減が達成されると予想されています。

図17は陸上パイプラインと海上パイプラインとLNGに関する、距離と輸送価格の比較を示しています。海上パイプラインと比較すると、3,000km以上で、陸上パ

表6 NGH と LNG の比較

項 目	NGH	LNG
相 態	固体状あるいは粉体状、スラリー状	液 体
保 持 温 度	氷点下 (−5℃〜−15℃程度)	−162℃ (LNG の沸点)
タンク内温度の保持方法	NGH の状態で安定化させるためには、タンク内温度を制御することが必要のため、カーゴ用冷却装置が必要	断熱材に入熱を防ぎ、LNG の蒸発を防止若干の進入熱で生じるボイルオフガス (BOG) は推進機関用燃料として利用
比 重	0.85〜0.95程度	0.42〜0.47程度
主 成 分	メタンガス+水 (氷)	メタンガス

図 16 NGH 輸送システムの概念図

表7 NGH チェーンと LNG チェーンの投資コスト比較

	NGH	LNG
製 造	44	63
輸 送	19	17
受 入/気 化	24	20
合 計	87	100

*LNG トータルコストを100とする

- ・ 仮定
- 生産量：100MMSCFD（プラトー生産）
- 期間：20年
- 輸送距離：3500海里（6500km）

イブラインと比較すると、5,500 km 以上で LNG の方が安くなります。NGH に関するコスト曲線が示されていませんが、LNG より下に来ることは、先ほどの投資および操業に関するコストの試算からも明らかであります。

図17に示したように、パイプラインの方が LNG より有利といわれる東京から 3,000 km の距離は、中国南部、フィリピンまでをカバーしています（図18）。東南アジア・オセアニア地域は、全般にパイプラインの整備には相当の時間を要し、カントリーリスクもあると考えられます。一方、東南アジアは中小規模ガス田存在が多

図 17 天然ガス輸送価格の比較

燃焼研究111号（1998）「天然ガスの将来と非在来型天然ガスの可能性」（財）エネルギー総合工学研究所兼子 弘らによる。

数あること、また世界の LNG 輸出の75％、輸入の66％が東南アジアに集中していることから、3,000 km 以上の東南アジア・オセアニア地域が本プロジェクトを適

用するのにふさわしい地域だと考えています。

LNG によるガス開発においては、莫大な投資を必要とすることから、LNG 市場の契約の現状は、売り手にとっては初期投資額の確実な回収、また買い手にとっては長期安定購入に基づく15～20年にも及ぶ「長期契約」となっております。したがって、初期投資額の大きさから経済性的見込めない中小規模ガス田は開発に移行されない状況であります。また、成長の著しいアジア各国、特に中国やインドにおける天然ガスの需要が増大することが予想されること、および、規制緩和、新規マーケット開拓の観点から柔軟な天然ガス市場、つまりスポット契約等への移行は十分考えられます。

3.4 NGH 生成/分解の課題と解決方法

現状の NGH 生成に関する課題点を説明します。

図 18 NGH チェーンの対象地域

■高速大量生成技術

高速大量生成
→スプレー方式（気液接触界面の増加）
生成熱の除去
→循環水の制御
移送方法・固形化技術
→圧密方法の検討

ベンチプラントでの
検証要

気液接触界面
の増加

スプレー方式 NGH 生成

図 19 NGH 生成/分解の課題と解決方法

NGH の生成は、生成環境に依存し、温度、圧力、気液の接触面積が重要であることが判明しています。図19で説明しますと、静かな界面で天然ガスと水が NGH の生成条件にあるとすると、一定の厚さの NGH が生成した後は、生成が進行しなくなります。本技術開発では、この現象を克服するために水を噴霧することを考えています。そして、この NGH システムの最適化をベンチプラントで検証します。また、NGH を輸送時の最良の荷姿の検討やその他エンジニアリングに関する検討も実施する計画です。

NGH の分解に関する研究課題としては、いかに早く NGH を分解して天然ガスを取り出すかということになります。このために、第3物質の存在や、分解促進剤、つまりパイプラインで利用されるハイドレートインヒビターなどを考慮します。そして、第3の物質や分解促進剤をベンチプラントで検証します。また、引火試験を通じて NGH の燃焼特性を把握することで、NGH プラントにおける安全基準へ貢献する計画です。

3.5 最終目標

本研究の最終目標を具体的な数値で表8に示します。ガス処理量 400 MMcf/d のプラントから NGH を日本まで 6,000 km 輸送する場合を考えます。このとき、LNG 方式に比べて、25%の経済性向上、省エネ率40%向上、および CO₂ 排出量30%削減を目標とします。これら目標をクリアすることにより、目的である東南アジア・オセアニア海域の中小規模ガス田開発のイニシアティブを獲得したいと考えています。

最後に、本研究の普及方針について説明します。本研究の成果は、特許戦略により海外の石油開発会社と一線

表 8 本 NGH 技術開発プロジェクトの最終目標

(天然ガス処理量 400 MMcfd, 輸送距離 6,000 km の場合)

LNG 方式に比べて25%以上の経済性向上

・製造設備35%, 輸送設備 6 %, 再気化設備20%, 操業コスト20%

LNG 方式に比べて40%の省エネの向上

・LNG : 0.87→NGH : 0.93

LNG 方式に比べて30%の CO₂ 排出削減

・LNG : 2.0MMton/Y→NGH : 1.6ton/Y

を画することにより日本の独占的な技術とすることが可能であり、このことから東南アジア・オセアニア地域の中小ガス田開発のプロモーション的技術として普及が図れます。技術の適用のタイミングとしては、LNG 長期契約の更新時期である2010-2015年を目指します。また、同時に、そのころには天然ガス市場が規制緩和を受け、現在の原油市場のような弾力的な市場になることも予想されており、その市場に対応した技術を目指します。

4. ま と め

石油審議会の議論にもあるように、現在、世界的に見て、アジア太平洋地域への供給が見込まれる新規天然ガス開発プロジェクトは相当数あり、天然ガス市場における競争が促進され、天然ガスの価格競争力が改善されるならば、相当な需要が生じることが期待されます。天然ガスの価格競争力の改善とともに、今回報告した天然ガ

ス利用にかかわる技術開発を進め、天然ガスの利用拡大を図ることが今後必要となってくるでしょう。

謝 辞

講演の許可をいただいた石油公団および講演の機会を与えていただいた石油技術協会に感謝します。また、この講演の準備に当たって、共同研究者、石油公団天然ガス・プロジェクト企画部、石油開発技術センター生産技術研究室を初めとするかたがたにご協力いただきました。これらのかたがたに厚く御礼申し上げます。

SI 単位換算係数

bbl	×1.589874	E-01=m ³
Btu	×1.055056	E+03=J
ft ³	×2.831685	E-02=m ³
kgf/cm ²	×9.80665*	E+04=Pa

* は正確な値

引 用 文 献

Gudmundsson, J. S. *et al.*, 1996 : Frozen hydrate for transportation of natural gas., *Proc. 2nd International Conf. Natural Gas Hydrates*, June 2-6, Toulouse, 415-422.