

天然ガス FPSO の開発現状と実現化へ向けての技術課題

海洋開発研究領域 *加藤 俊司
(株)海洋工学研究所 佐尾 邦久

1. はじめに

環境問題から世界的にエネルギーの天然ガスへのシフトが加速してきている。2004 年版米国 EIA 国際エネルギー見通しによると、2001 年の世界の天然ガス消費量が 90Tcf (兆立方フィート)、2025 年には 151Tcf とその 1.7 倍に上ると予想されている。一方、現在天然ガスの輸送手段は、パイプライン (市場に比較的近いガス田からの輸送) と LNG (市場から遠いガス田からの輸送) に限られ、いずれの場合も巨額の初期投資を長期間で回収するため一定以上の埋蔵量規模が必要で、市場から離れた中小ガス田は利用されず、ストランデッド・ガス、すなわち「立ち往生したガス資源」と言われてきた。ところが、最近になって NGH、GTL、CNG 等の新技術の研究が進み、にわかにストランデッド・ガス資源の開発・有効利用が現実味を帯びてきた。

1Tcf 以下のストランデッド・ガス田は、これまで発見されているガス田総数の 8 割を占め、埋蔵量も 4 割を占めると言われており、しかも東南アジア・オセアニア海域に多い。この海洋ガス田群を経済的に開発するには、洋上でガスを生産、貯蔵、出荷できる FPSO が合理的である。本小論では、天然ガス FPSO の開発現状と実現化にむけた技術課題について概観する。

2. 天然ガスの輸送媒体化技術

天然ガスをタンカーで輸送するためには、何らかの手段で高密度化して体積を減少させる必要がある。この技術は、物理的变化を利用するものと化学的变化を利用するものに大別できる。前者には LNG、CNG、NGH があり、後者にはメタノール、DME、FT 合成油 (人工石油) などの液体に変換する狭義の GTL 技術 (以後 GTL 技術という) がある。それぞれの特性、用途に関しては、他に

成書があるので、ここでは、FPSO 上での製造技術に焦点を絞ることにするが、GTL、DME など化学変化を経たものは完全に脱硫されているので、自動車燃料として利用するとき SO_x が発生しないことを強調したい。

2.1 DME 技術

DME は、化学式 $\text{CH}_3\text{-O-CH}_3$ の最も単純なエーテルである。DME は沸点が -25.1°C で、常温常圧で無色の気体であるが、比較的低压 (25 、 6.1 気圧) で液化する。基本的な物性は LPG の主成分であるプロパン、ブタンに類似しており、LPG と同様な取扱い方法で貯蔵・輸送が可能である。DME の製造プロセスは、まず原料天然ガス (CH_4) を水素 (H_2) と一酸化炭素 (CO) からなる合成ガスに変換し、合成ガスから DME を製造する。合成ガス製造法には、1) 無触媒部分酸化法、2) 水蒸気改質法 (SR)、3) 自己熱改質法 (ATR)、4) 組み合わせ改質法、5) 炭酸ガス改質法がある。

無触媒部分酸化改質法は石炭や重質油のガス化によって得られる水性ガスを改質する技術として用いられているが、天然ガス原料の場合は触媒を用いる水蒸気改質や自己熱改質、それらを組み合わせた組み合わせ改質が研究されている。水蒸気に加えて炭酸ガスも改質剤として用いる水蒸気/炭酸ガス改質は、原料天然ガス中に相当量の炭酸ガスが含まれている場合に有効と考えられている。

水蒸気改質は、液体燃料合成プラントの比較的規模が小さい場合に有利で、規模が大きくなると設備規模の制限上 2 系列以上のリフォーマーが必要となり、経済性が悪いと言われている。一方、規模が大きくなれば空気分離設備のコストが相対的に下がる効果もあって自己熱改質法が有利になるとされている。

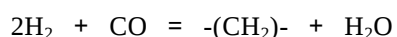
DME 合成技術は、合成ガスをメタノールに転換

してからメタノールの脱水反応により製造する 2 段合成法（間接合成法）と、合成ガスから直接合成する 1 段合成法（直接合成法）がある。

2.2 GTL 技術

GTL は DME と同様、合成ガスを製造した後、合成ガスから FT 合成により、直鎖状のパラフィン主体の FT 合成油を得る方法である。FT 合成油は通常の石油と同様に水素化分解装置によりナフサ、灯油、軽油、および重質油等に分留され製品化される。GTL 製品の基本的な特性は石油製品と同じであり、石油と同様な取扱い方法で貯蔵・出荷・輸送・受入が可能である。

FT 合成は、以下の反応により合成油を得る反応である。



-(CH₂)-はメチレン基を示しており、上記反応式は、メチレン基が順次挿入され、分子量の大きい直鎖状パラフィン（合成油）となることを示している。

生成された合成油中の分子量の大きい（C20 程度以上）重質成分は Wax 状になり、貯蔵には保温を要する。FT 合成反応は大きな発熱反応であるので、反応器にスチーム発生による除熱機能を持たせる必要がある。

2.3 LNG 技術

LNG は、メタンを主成分とする天然ガスを零下 162℃ まで冷却・液化した無色透明の液体で、もとの体積の約 600 分の 1 に圧縮された液体である。

天然ガスの冷却液化にはいくつかのプロセスがあるが、いずれも天然ガスを冷媒との熱交換によって液化するという点では共通している。代表的なプロセスを列挙すると、

- 1) プロパン予冷混合溶媒プロセス（C3 MCR）
- 2) TEAL ARC プロセス
- 3) カスケードプロセス
- 4) シングル混合溶媒プロセス（Single MR）
- 5) 2 重混合溶媒プロセス（Dual MR）

等が挙げられる。異なっているのは冷凍サイクルの方式である。FPSO の場合は外部から冷媒を調達するのが困難で、天然ガスの成分から冷媒成分を分離して使用することが前提となるため、エチレンを冷媒として用いるカスケードプロセスは対象外となる。C3 MCR や TEAL ARC プロセスの

効率は高いが、機器構成が複雑なため大きな設置面積を必要とするので、FPSO には好ましくない。Single MR と Dual MR プロセスは効率が多少落ちるものの、機器構成がシンプルなため FPSO に向くと考えられる。

2.4 NGH 技術

NGH は、水分子とガス分子からなる氷状の固体物質で、水分子が作るケージ（立体網状籠）にガス分子が取り込まれるハイドレート（包接水和物）である。天然ガスの主成分がメタンの場合、ハイドレート 1m³ 当り約 164m³ のメタンを包蔵できる。

NGH 製造は、水中へのガスバブリング方式とガス中に水を噴霧する方式が研究されている。

水中へのガスバブリング方式は研究実績が多く、BG Group の 1 ton/day プラントや三井造船(株)の 0.6 ton/day に用いられている。本方式の利点は、攪拌された水と生成器内壁との間の高い熱伝達率を利用できるため、壁を介した除熱が行いやすい点にある。欠点は、スケールアップに伴う除熱特性の低下と機械的動力の増大（インペラーの駆動に要する動力はその径の約 5 乗に比例する）にある。

ガスバブリング方式の特殊型として、JFE エンジニアリング(株)は、水の管内流中にガスを微細気泡として注入する方式を提案している。通常のタンク状生成器を細長い管路に置き換えたもので、単位容積当たりの表面積が大きく、高い除熱特性を実現できるが、管内閉塞を防ぐためにポンプ動力が大きくなる欠点もある。

ガス中へ水を噴霧するハイドレート生成法は三菱重工業(株)などで研究されている。この方式は、気-液界面積を著しく増大し得る反面、生成器内壁-ガス相間の伝熱特性が悪いため、除熱能力に課題があるが、噴霧ノズルの数を増すだけでスケールアップに対応できるという利点がある。

いずれの技術も実機規模の製造プラントはなく、開発過程にあるが、NGH 化するための熱損失（熱消費）が約 10%と GTL、DME 等の液体燃料化技術の約 50%に比べて低い。

3 . 天然ガス FPSO の技術動向

3.1 石油 FPSO の技術動向

世界最初の FPSO、Castellon（貯油能力 60,000

トンの石油 FPSO) が 1977 年に Shell によってスペインで操業開始されて以来、多数の FPSO と FSO が建造され、現在全世界で 150 基以上が稼働していて、東南アジアと西アフリカに多い(図-1)。

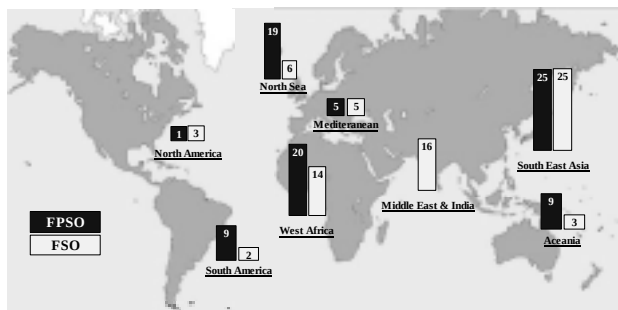


図-1 FPSO/FSO 稼働状況

FPSO のほとんどは、原油の生産・貯蔵・出荷用の石油 FPSO であるが、LPG-FSO が 4 基ある。

3.2 天然ガス FPSO の技術動向

石油 FPSO の実績が増加し関連技術が確立するとともに、その技術を中小ガス田開発へ応用することが着目され始めている。特に Chevron は天然ガス FPSO の開発に積極的で、操業中の Escravos-FSO と 2004 年操業開始予定の Sanha LPG-FPSO プロジェクトを実行中である。また Shell は 1970 年代に中断していた LNG-FPSO の開発を 1997 年に再開し、オーストラリアでの 2007 年操業開始を目標に、LNG-FPSO の FS を実施している。

このような状況の中で、日本でも「海洋天然ガス田の有効利用のための天然ガス液体燃料化 FPSO に係る調査」を平成 14 年度に経済産業省の委託調査として、新日本製鐵(株)が石油公団(現 JOGMEC)と国際石油開発(株)、(株)海洋工学研究所、千代田化工建設(株)、三井造船(株)、(独)海上技術安全研究所の JIP として実施している(文献 4)。

また、NGH-FPSO に関しても三菱重工(株)と三井造船(株)などがその開発に取り組んでいる。

これらのいくつかのプロジェクトについて以下に具体例を示す。

(1) Escravos LPG FSO¹⁾

ナイジェリア沖 32km の Escravos では 1997 年から LPG-FSO が操業中である。生産施設を持たないため、陸上プラントで液化された LPG を海底パイプライン経由で船内に貯蔵し、シャトルタンカ

ーに払い出している。全長 172.1m、幅 36m、深さ 23.4m、54,000m³ の LPG 貯蔵能力を有する。タンクは、IHI SPB (Self-supporting Prismatic IMO type B) 方式で、18,000m³ タンク 3 基からなる。出荷方式はフローティングホース方式、係留は External Turret 方式が採用されている。



写真 1 Escravous LPG FSO¹⁾

(2) Sanha LPG FSO²⁾

アンゴラ沖の Sanha で Chevron の 100%出資企業 Cabinda Gulf Oil が 2004 年 10 月から操業予定の LPG-FPSO である。全長 230m、全幅 49m、深さ 29.3m で、37,370bpd の生産能力と 135,000m³ の LPG 貯蔵能力を有する世界初の LPG-FPSO である。タンクは、Escravos LPG FSO と同じ IHI SPB 方式が採用され、出荷は SBS (横係船出荷) 方式、係留は External Turret 方式が採用されている。

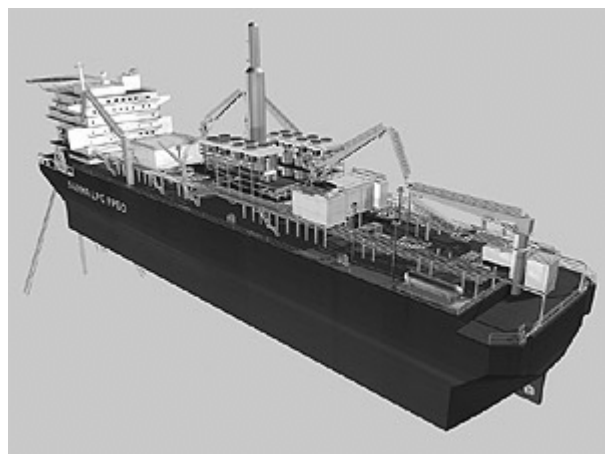


写真 2 Sanha LPG FSO²⁾

(3) FLNG (Floating LNG)³⁾

写真 3 は、Shell が北西オーストラリアチモール海で稼働計画している大型の LNG-FPSO である。全長 482m、全幅 70m、排水量 440,000ton で、LNG

生産量は 500 万 ton/year、LNG 貯蔵量は 200,000m³ である。設計耐用年数は 20 年で、船体は極低温の LNG 漏れに対応可能なデッキ（コンクリート製等）を有する鋼製バージとコンクリート製バージの 2 方式を検討している。甲板上の有効利用を考慮し、タンクはメムレン方式、液化方式は Single MR 方式、タービン発電機には航空機転用型ガスタービンを採用している。なお各種タンク、セパレーター、熱交換機等に対しては動揺の影響を検討する必要があるとしている。冷却水は、液化効率アップと熱交換機数低減のため、海洋深層水を利用している。基本的レイアウトは船首から、フレアー、LNG プロセス、発電設備、ユーティリティ、居住区の順で、人命安全の観点から居住区が船尾に配置されている。係留方式は、穏やかな海象条件から External Turret 方式、出荷方式は SBS 方式を採用している。ただし、コンデンセートは、フローティングホース方式でタンデム出荷する。

本 FPSO の特徴は、定量的リスク評価 QRA（Quantitative Risk Assessment）に基づき、北海で稼働中の最新の石油 FPSO と同等の安全レベルを保つよう、船体材料、プロセスタイプ、貯蔵システム、レイアウトを選定していることである。なお、経済性評価結果によると、陸上 LNG プラントと比較し 25-30%のコストダウンが図られると試算されている。

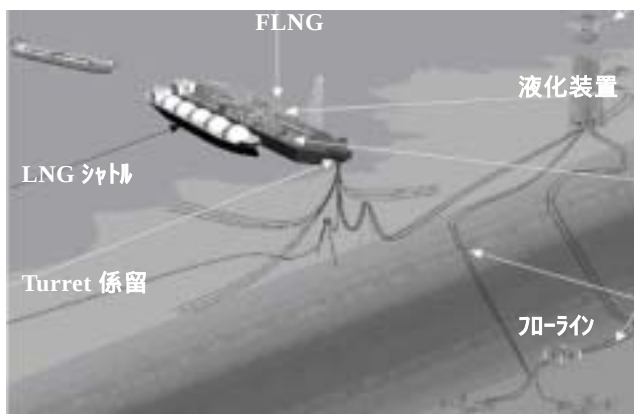


写真3 FLNG コンセプト³⁾

(4) 天然ガス液体燃料化 FPSO⁴⁾

日系石油開発会社の東南アジアとオセアニアの中小海洋ガス田を対象に、FPSO 上で天然ガスを GTL（FT 合成油）、DME 或いは LNG に変換・貯蔵し、タンカーに出荷する開発コンセプトの技

術・経済性を評価している。

a) GTL-FPSO

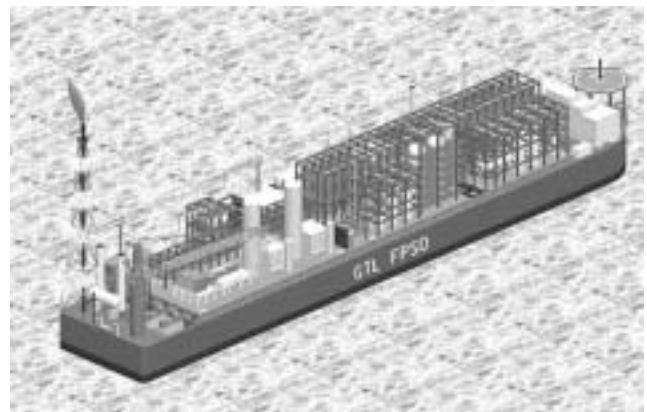


写真4 GTL-FPSO イメージ⁴⁾

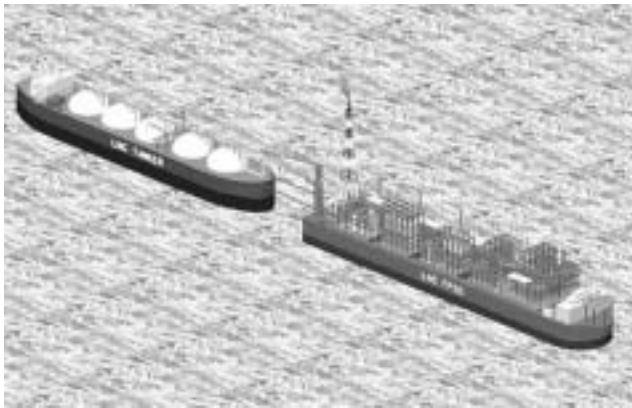
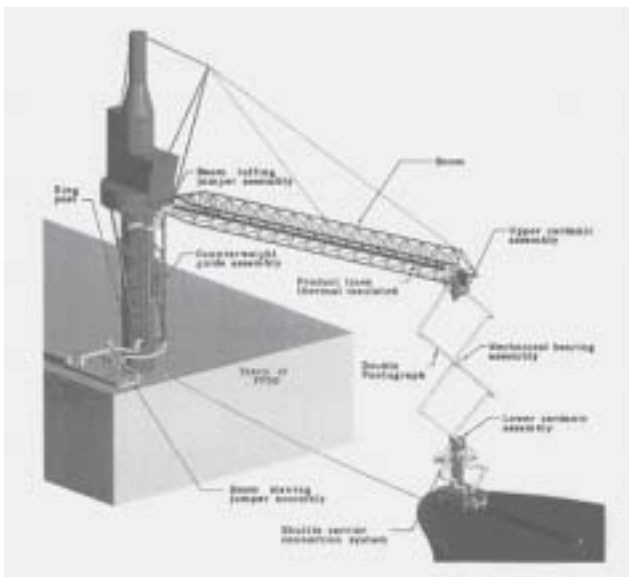
全長 340m、全幅 58m、深さ 26m。FT 合成油生産能力 28,000bpd、FT 合成油貯油能力 92,100m³（50 に保温）。コンデンセート用タンクと出荷装置を有する。出荷方式は石油 FPSO で実績のあるフローティングホース方式を採用している。合成ガス製造工程は ATR 方式を採用しているが、大量の酸素供給に対応するために空気分離装置（ASU）を 2 系統搭載している。

b) DME-FPSO

全長 340m、全幅 58m、深さ 30m で、DME 生産能力は 5,700 トン/日、DME 貯油能力は 163,000m³（-25 で貯蔵）である。コンデンセート用タンクと出荷装置を有する。出荷方式は、低温フローティングホース方式を採用している。合成ガス製造工程は GTL と同じで、DME 合成工程は、メタノール経由 2 段合成法を採用している。

c) LNG-FPSO

全長 340m、全幅 58m、深さ 35m で、LNG 生産能力は 160 万 ton/year、LNG 貯油能力は 211,000m³（-160 で貯蔵）で、ほかにコンデンセート用タンクがある。デッキ上を有効利用するために LNG 貯蔵タンクにはメムレン型を採用している。液化工程には実績のある Single MR 方式を採用し、出荷は、SBS 出荷に起因するガス爆発事故の危険度を少なくするためにタンデム出荷とし、FMC 社のパンタグラフローディングアーム方式⁵⁾を採用している。

写真 5 LNG-FPSO イメージ⁴⁾写真6 パンタグラフ・ローディング・アーム型出荷装置⁵⁾

これら 3 種の FPSO とも前述の FLNG と異なり Internal Turret を採用しているため、基本的レイアウトは、船首から、居住区、タレット、天然ガス液化プロセス、発電設備、ユーティリティ、出荷装置、フレアーの順に配置している。

米国船級協会（ABS）による設計レビュー及びHAZIDの結果、リスクレベルは許容範囲にあることを確認し、Approval in Principle（AIP）が授与されている（ただし、実用化に向けてHAZOP等を行うことがコメントとして付与されている）。

(6) NGH-FPSO

NGH-FPSO は、日本が技術的に先行しており、三菱重工業(株)と三井造船(株)などがオセアニア海域等の中小ガス田開発用に検討を行っている。三菱重工業(株)で検討された NGH-FPSO の例を以下に示す⁶⁾。

FPSOの全長340m、幅65m、深さ45m。天然ガス生産量100ton/year、NGH生産量24,200トン/日、貯蔵容量（NGH+生成水）280,000m³、NGHの1m³当り包蔵天然ガス量は150Nm³程度。タンクは、-20程度の低温貯蔵タンク、NGHの比重は0.9程度。基本的レイアウトは船首から、タレット、居住区、NGH貯蔵設備、NGH生産設備、フレアーの順に配置している。係留はExternal Turret方式を採用している。製造に必要な多量の水は、日本での再ガス化時に生成する水をシャトルに再積載してNGH-FPSOに供給し、繰り返し利用する。NGHは大気に曝されても、NGHの自己保存効果により急激にガス化しないことから安全性は極めて高い。

今後の検討課題は、出荷装置の開発、NGH 製造プラントの大型化、再ガス化プラントの開発、NGH 輸送チェーン全体の経済性検討などである。

写真 7 NGH-FPSO⁷⁾

4. 天然ガス FPSO 実用化に向けての技術課題

天然ガス FPSO の実現化に向けては、次のような課題がある。

4.1 洋上プラントの操業

LNG プラントは既存技術であるが、GTL、DME、NGH などのプラントは開発中の技術である。特に、FPSO の操業現地でのコミッショニングを効率よく行うためには、建造時のコミッショニングをできるだけ高レベルまで行うことが必要である。

即ち、オペレーション手法（建造～スタートアップ、メンテナンス、プロセスシャットダウンと再スタート、出荷時他）、緊急時対応、安全システム等の構築が重要である

4.2 定量的リスク評価とリスク規範設計

天然ガス FPSO を実現するためには、そのリスクレベルが、既存の石油 FPSO 及び陸上のプラントと同等以上であることが必要不可欠である。天然ガス FPSO にとって、最も重要な危険因子は、ガス漏洩である。漏洩したガスに何らかの原因で着火した場合、ガス爆発を引き起こし、FPSO 本体はもちろん人命損失、環境破壊などを招くことになる。したがって、火災・爆発に関する定量的リスク解析（HAZOP、QRA 等）を実施し、リスクを最小にするとともに、その結果をレイアウトや構造設計に反映させることが必要である。

4.3 出荷方式の検討

LNG、NGH の出荷方式に関し、自然環境条件によっては、SBS 方式でも成立するが、ガス爆発の危険を軽減する観点からタンデム（直列）方式が有効と考えられ、特に LNG、NGH を出荷するにはフローティングホースを適用しにくい、ローディングアーム式（写真 6）のような出荷装置が必要となる。そのため、出荷時のオペレーションは非常に重要で、出荷時を想定した 2 浮体の水槽試験及び数値動揺解析による複合環境条件下での 2 浮体の相対動揺評価、出荷時のシャトルタンカー操船シミュレータの構築が重要である。

4.4 技術の比較検討と適切な利用

種々の液化技術のうち、物理的液化法（LNG、NGH、CNG）は化学的液化法（GTL、DME）に比べて熱損失が遙かに少ない。即ち、資源の利用度と環境負荷の面では物理的液化法が優れている。単にコストや採算性を比較するだけでなく、資源利用と環境負荷を考慮して、適切な技術を選択すること、またそのための法律的・経済的インセンティブも検討すべきである。

さらに、地理的、経済的、社会的、政治的条件が異なれば、それに適した技術が異なることは歴史の示すところであり、技術の競合を適切に判断してゆくことも必要である。

4.5 日本の技術の結集

LNG、FPSO の設計・建造、NGH などは日本が世界をリードしている技術である。これらを組み合わせた天然ガス液化 FPSO は日本が世界に先駆けて実現できる技術であり、そのためには国策に

基づいて、日本の技術力・経済力を結集し、効率的な開発と新技術採用のリスクを軽減する施策が必要である。

5 . おわりに

LNG、DME、GTL いずれの方式も FPSO システムとして成立可能と考えられ、NGH 方式についても、生成・保存技術が確立されれば FPSO システムに利用することが可能となる。しかし、確立技術を採用する傾向の強い石油業界で将来性の大きな新技術を実現するためには、様々な工夫が必要と考えられる。

参考文献

- 1) www.ihl.co.jp/ihimu/images/seihin/pl13_1.pdf
- 2) www.ihl.co.jp/ihimu/images/seihin/pl14.pdf
- 3) www.shellglobalsolutions.com/gasevents/lng/Floating_LNG_and_Safety.pdf
- 4) 吉川利夫、坂本隆：新たな海洋ガス田開発システムの可能性-LNG-FPSO,GTL-FPSO,DME-FPSO、石油/天然ガスレビュー'04・1・3。
- 5) Chris Pashalis and Renaud Ledevhat : Enhanced Safety-LNG Offshore Loading Systems, GASTECH2002.
- 6) 岩崎省二郎：天然ガスハイドレート生成プラント構想の概要と洋上施設、海洋開発ニュース 2001 年 9 月号。
- 7) 高沖達也：NGH による天然ガスの海上輸送、日本造船学会誌 878 号 pp.141-144。

記号の説明

ATR：Auto thermal Reforming（自己熱改質法）
ASU：Air Separation Unit（空気分離装置）
bpd：Barrel per Day（バレル単位の日産量）
CNG：Compressed Natural Gas（圧縮天然ガス）
DME：Dimethyl Ether（ジメチルエーテル）
FLNG：Floating LNG
FPSO：Floating Production, Storage and Offloading
FT：Fischer-Tropsch
GTL：Gas to Liquid（天然ガスの液体化）
HAZID：Hazard Identification（ハザード同定）
HAZOP：Hazard and Operability
NGH：Natural Gas Hydrate（天然ガスハイドレート）
QRA：Quantitative Risk Assessment
（定量的リスク評価）
SR：Steam Reformer（水蒸気改質法）
SBS：Side-By-Side（横付け出荷）
Tcf：Tera cubic feet（兆立方フィート）