

新たな海洋ガス田開発システムの可能性 —LNG-FPSO, GTL-FPSO, DME-FPSO—

吉川 利夫／坂本 隆

yosikawa@jatis.jp / sakamoto.takashil@eng.nsc.co.jp

新日本製鐵株式会社

天然ガスは埋蔵量が豊富で、石油と比べてクリーンであるため、今後需要が大幅に増加す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とLNGに限られているので、ガス田規模、水深、離岸距離、マーケットからの距離等の制約により、現状では開発が困難なストランディッドガス（Stranded Gas）が多く賦存する。これらの開発には、経済的で信頼性の高い新たな開発方式、あるいは輸送手段を確立することが必要である。

今般、開発コスト削減を可能にする一手段として、経済産業省／石油公団／民間企業等*が共同で「天然ガス液体燃料化FPSO（Floating Production, Storage and Offloading System）に係る調査」を行っており、その適用可能性につき知見を得たので、その概要を報告する。

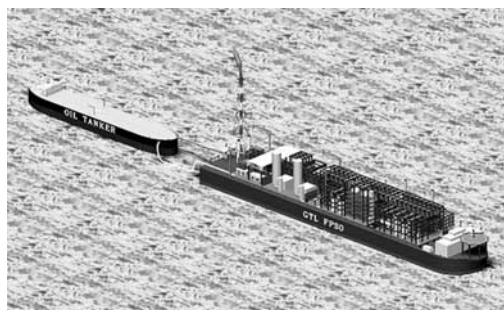
*石油公団、国際石油開発（株）、千代田化工建設（株）、三井造船（株）、（独）海上技術安全研究所、（株）海洋工学研究所

はじめに

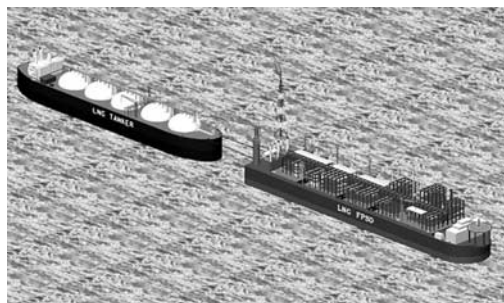
海洋油・ガス田の探鉱、開発は、浮遊式生産システムの開発に伴い浅海から大水深へと進められてきており、現在では水深3,000mの超大水深を目指した技術開発が進められている。生産プラットフォームに関しては、固定式から浮遊式とすることにより大幅な開発コストの削減が可能となったが、出荷用海底パイプラインのコストは、離岸距離が大きく、あるいは大水深になるほど増大し、プロジェクトの経済性を低下させる。

原油あるいはコンデンセートに関しては、FPSOあるいはFSOを使用することにより、原油あるいはコンデンセートを洋上で貯蔵し、直接タンカーに出荷し市場まで運ぶことが可能になり、海底パイプラインや陸上の受入・出荷設備を必要としないため大幅な開発費削減が可能となった。一方、天然ガスに関しては、同様に浮遊式生産システムを使用できるものの、出荷に関しては依然として海底パイプラインに限定

GTL-FPSO 3Dイメージ図



LNG-FPSO 3Dイメージ図



されており、パイプラインが高額となるため、経済的に開発できないストランディッドガスが多く賦存する。また随伴ガスの多くがフレアあるいは圧入され、有効利用できないでいる。

このため、海底パイプラインを必要としない出荷方法・開発システムとして、天然ガスを洋上にて液化・貯蔵し、原油と同様にタンカーにて出荷するシステムが要望されている。天然ガスの液化には、LNGやCNG（圧縮天然ガス）の他、メタノール、DME（Dimethyl Ether）、FT（Fischer-Tropsch）合成油といった液体燃料を製造するGas to Liquidと呼ばれる技術があり、これらのプラントをFPSO上に設置し洋上で液化・貯蔵・出荷ができれば、海底パイプライン、陸上プラントの敷地造成、出荷設備（港湾設備など）等のコストを大幅に削減でき、ストランディッドガスを経済的に開発し、有効利用することが可能になると期待される。この他、天然ガスをハイドレート（固化）状態にして貯蔵・輸送する方法も検討されている。

1. 調査概要

(1) 調査の目的及び背景

今回、経済産業省／石油公団／新日本製鐵（株）他が共同で実施した調査は、日系石油開発会社の東南アジア、オセアニアでの海洋ガス田を対象に、FPSO上で天然ガスを液体燃料であるGTL（ここではFT合成油）、DMEあるいはLNGに変換し、貯蔵、出荷し、タンカーにて輸送する開発コンセプトの実用性を評価することを目的としている。

天然ガス液体燃料化FPSOは、これまで多くの研究開発が行われているものの、まだ実用例はない。しかし近年、以下の様な動きにより実現への期待が高まっている。

- ①日系石油開発会社が発見したガス田の中には、西豪州沖やインドネシア沖などにストランディッドガスが多く賦存する。
- ②環境規制が強化される中、随伴ガスのフレア量の削減、有効活用が要求されている。
- ③ガスを液体燃料に変換するGTL/DME技術の革新と、それに伴う商業化の動き：FT

合成油は、石油系燃料に比べクリーンであるものの、従来はプラントコストが高く十分な競争力を有していなかったが、近年技術革新によりプラントコストが大幅に低減したことと環境意識の高まりにより、商業化への動きが活発である。DMEについても、日本企業を中心に、燃料としての導入が計画されている。

- ④浮遊式石油天然ガス生産システムの増加及び有効性の実証：特に貯油能力を持つOil-F（P）SOは既に130基以上が設置・稼働している。油以外のシステムでも、LPG-FSOが1997年よりナイジェリア沖で稼働（Escravos LPG-FSO, Chevron社）している他、数基のLPG-FPSOが建造中であり、またLNG洋上受入ガス化システムも実用に向け計画されている。

(2) 検討項目

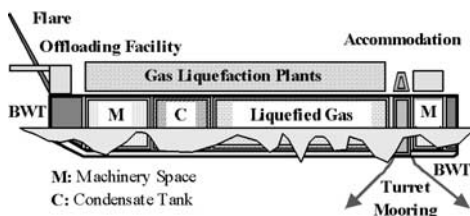
本調査では、天然ガス液体燃料化FPSOの開発のための条件設定及びシステムの基本計画を行うと共に、設計したシステムの水槽実験・数値動揺解析、安全性の検討、技術的並びに経済的な実現可能性の評価を行った。

2. 調査前提条件

(1) 想定ガス田

想定ガス田の条件は、水深270m、離岸距離250km、ガス層深度4,000m、ガス層圧力6,000psi、ガス生産量（供給量）275MMscfd（Million Standard Cubic Feet：7.79百万m³/日）×20年間を想定した。プラント稼働率を100%とすると、20年間で必要な総ガス量は2 tcf（Trillion Cubic Feet：570億m³）に相当す

図1 天然ガス液体燃料化FPSOの概念図



る。

また、原料天然ガスの組成 (Dry Mol%) は、メタン約70%、エタン約10%、CO₂約8%、その他 (C₃、C₄など) 約12%とした。

(2) 洋上システムの基本仕様

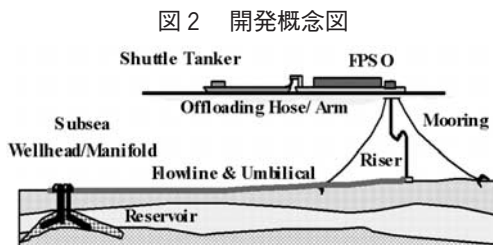
天然ガス液化プラント及びFPSOを設計するために、次のような条件を設定した。

- ・ 275MMscfdの天然ガスを原料及び燃料として液化するプラントをFPSOのデッキ上に搭載する。
- ・ 20日分の製品とコンデンセート及び必要な1日分の中間製品を貯蔵する。
- ・ プラントとFPSOを運転するために必要なUtilityを船体内部に配置する。
- ・ 船首部にInternal Turretを配置する。
- ・ 船首部に100人分の居住区を配置する。
- ・ 船尾部に製品出荷用の荷役設備を配置する。
- ・ 船尾部にフレア (非常用、ただしガス生産量全量の燃焼可能) を配置する。
- ・ FPSOシステム設計条件は、西豪州沖合の100年ストームに対応することとする。具体的には有義波高7.7m、最大波高14.3m、波のスペクトルピーク周期13.6sec、潮流速1.8m/sec、10分間平均風速30.7m/secを条件とした。

3. 海底ガス田生産システム

開発概念図を図2に示す。

海底仕上げによるガス生産井7坑による開発を想定し、各坑井は、ジャンパーホースあるいは6" フローラインを介し、海底クラスターマニフォールドに接続される。そこで集められた



ガスは、海底パイプライン及びプロダクションライザーを介し洋上のFPSOに送られる。

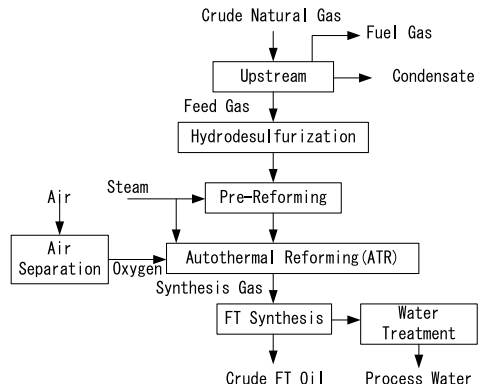
FPSO上では、セパレータでコンデンセートと水を分離し、分離後のガスをGTL、DMEもしくはLNGプラントへ供給する。生産したGTL (FT合成油)、DME、LNG及びコンデンセートはFPSOに貯蔵され、20日ごとにタンカーで出荷される。なお、FT合成油はタンカーで陸上に輸送された後、精製されて石油製品同等品となる。

LNG-FPSOの場合のみ、LNGへの液化過程で約25MMscfdのCO₂が分離されるので、これをガス層に再圧入するための圧入井1坑及び圧入施設を想定した。

4. 天然ガス液体燃料化プラント基本設計

天然ガスの液体燃料化プラントとして、LNGプラント、GTL (FT合成油) プラント、及びDMEプラントを取り上げ、同一の原料天然ガス供給条件を設定して、概略基本設計を行った。更にそれに基づき、FPSO上での各機器の配置やモジュール化につき検討を行い、船体側の基本設計の資料として総重量及び所要スペースを概算した。プラント基本設計及び機器配置の検討に当たっては、船体の揺れに対するプラント設計・操業上の対策、FPSO上のプラントのメンテナンス性、並びに安全面等の要素も考慮に加えた。

図3 Schematic Block Flow of GTL Process



(1) プロセス構成

a) DME製造プロセス

DME製造プロセスは、原料天然ガスをまず水素及び一酸化炭素からなる合成ガスに変換し、合成ガスからDimethylether (DME) を合成するプロセスである。合成ガス変換は、天然ガス原料を用いた場合に高い効率が期待できる自己熱改質法 (ATR法) を採用し、DME合成には、商業実績のあるメタノール経由の間接合成法を採用するものとした。原料天然ガス275MMscfdから、DME5,700t/d、コンデンセート14,300b/dが得られる。

b) GTL (FT合成油) 製造プロセス

GTL製造プロセスは、DME製造プロセスと同様に、原料天然ガスをまず水素及び一酸化炭素からなる合成ガスに変換し、合成ガスからFischer-Tropsch (FT) 合成反応により直鎖状パラフィン主体のFT合成油を得る方法である。合成ガス変換はDMEと同じ自己熱改質法 (ATR法) を、FT合成は、公表文献等から得

られた情報により一般的プロセスを想定した。図3に、GTLプロセスの概略構成を示す。原料天然ガス275MMscfdから、FT合成油28,000b/d、コンデンセート14,300b/dが得られる。FT合成油は、タンカーで陸上に輸送された後、精製されて石油製品同等品となる。

c) LNG製造プロセス

LNG製造プロセスは、原料天然ガス中の不純物を除去した後、約-160℃まで冷却することにより天然ガスをほぼそのまま液化するプロセスである。冷媒として天然ガスから分離した成分を用いることができ、かつ機器構成がシンプルなシングル混合冷媒プロセスを採用した。図4に、LNGプロセスの概略構成を示す。原料天然ガス275MMSCFDから、LNG160万t/y、コンデンセート15,400b/dが得られる。

(2) プラント重量及びプラント配置

a) プラント重量

各プロセスの試設計の結果をもととし、更に類似のプラントの重量データを参考として、各プラントの総重量を概算した。結果を表1に示す。各プラントとも総重量は40,000-60,000t程度となった。

b) モジュール化

FPSOへのプラントの積載は、船体がおおむね完成した後に行われるであろうことから、モジュール工法を採用することとした。モジュールの大きさとしては、搭載に用いるフローティングクレーンの汎用性を考慮して、特別に大きなモジュールとせず、約1,500t程度のモジュールに設定した。

図4 Schematic Block Flow of LNG Process

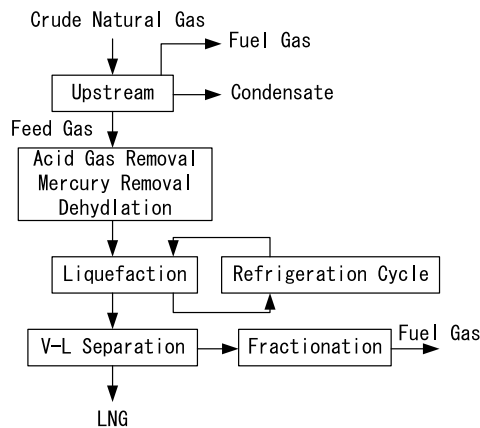


表1 Estimated Weight of the Plants

| Plant | Plant Deck | Tank Deck | Mach./Misc. | Total |
|-------|------------|-----------|-------------|--------|
| DME | 54,000 | 1,000 | 4,000 | 59,000 |
| GTL | 50,000 | 1,000 | 5,000 | 56,000 |
| LNG | 35,500 | 1,000 | 3,500 | 40,000 |

*1) Above Figures Include the Fluid Weight in the Plant

*2) Plant Deck Includes Deck Itself and Supports/Beams

c) プラント配置

①規格等からのレイアウト要求

プラントのレイアウトについては、原則としてABS, API/ANSI, NPFAに従い、一部DNVで補完した。

②船体からのレイアウト要求

船体の基本形状による条件（フレアスタックの位置、オフローディング形式・設備の位置など）、及び係留、非常用避難経路等のレイアウト要求を満足させつつ、プラント甲板は船体上甲板から4.5m上に設置した。

③メンテナンス性の考慮

プラントの保守作業は原則として洋上で行われることを想定し、外部の保守機械等に依存せず、自分自身で行うべく、これら保守関連設備の配置についても考慮した。

い、また船体の揺れも勘案して、基本配置を作成した。これを図5に示す。プラントを搭載する甲板の広さ、長さ250m、幅58mに、LNGはガスの漏洩ガス拡散を容易にするための保有距離を確保できた。GTLとDMEは設備数が多いので、やむなく防火壁で区切る方法を採用せざるを得なかったが、3プラントともこのエリアに搭載可能であることを確認した。

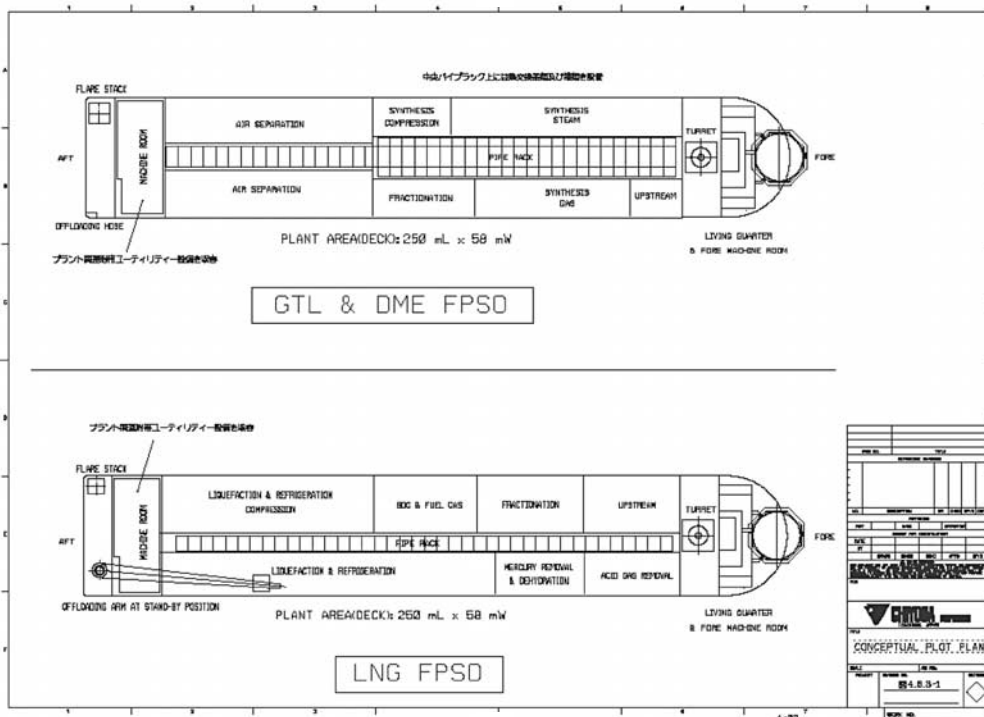
(3) 天然ガス液体燃料化プラントのまとめ

プロセスプラント配置は、①プラントレイアウト関連規格、②船体構造からのレイアウト要求、③安全性、④プラントのメンテナンス性等を検討して最適配置を決定した。その結果、3FPSOとも、プラントはデッキ上L250m×B58mの範囲に配置することが可能であるとの結論を得た。

d) プロットプランの作成

以上のプラント配置上の要求事項・条件に従

図5 Conceptual Plot Plan



5. FPSOの基本設計

LNG, GTL, DMEの3種類について天然ガス液体燃料化FPSOの船体部基本設計を実施した。

基本計画においてはプラントデッキの必要面積や、貨物の貯蔵量、船体構造強度を考慮しながら、適用される規則や船級協会（ABS）の規則に従って、損傷時及び非損傷時復原性を確認して主要目を決定した。貯蔵設備においては3種類の貨物や随伴して製造される物質などに応じて独立タンク、メンブレンタンク、船体一体型タンクを使い分けている。

(1) 主要目

LNG FPSOの概略一般配置図を図6に示す。船体主要目は、規則、生産プラントや居住区等の上甲板上の配置、船殻構造、カーゴの積載容積、復原性及び動揺特性を考慮して決定した。

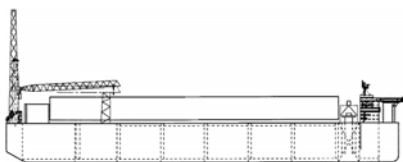
長さ、幅についてはDME, GTL, LNG FPSOの3船型について共通とした。まず長さはデッキ上にヘリデッキ、居住区、タレット、プラント、ガスタービンの給排気管、出荷設備を配置するのに必要な長さとして340mを得た。

幅については、プラント配置並びに復原性を勘案して58mを得た。

深さはDME, LNG FPSOの2船型については所定の貨物容量、すなわち20日分のプラント生成物を貯蔵するのに必要な容量を満たすように決定した。GTL FPSOについては所定の貨物容量が比較的小さいので、縦強度維持のためにデッキ等の鋼材厚が製造限界を越えないように決定した。

満載喫水は液体貨物、消費物件及びトリム調整と縦強度緩和のために張るバラスト水からなる載貨重量を確保するよう、復原性を勘案して決定した。

図6 Profile of LNG FPSO



以上、まとめると表2の通りである。

(2) 貯蔵設備

a) DME FPSO

DMEの化学的性状はLPGに近い。-25℃で貯蔵する必要があるため、貯蔵用としてダブルハルの内側に鋼製の独立TK.を配置することとした。中間生成物であるメタノールについては、特に温度管理する必要は無いので、一般的なタンカーのようにダブルハルの内側をタンクとする。DME FPSOの船体中央断面図を図7に示す。

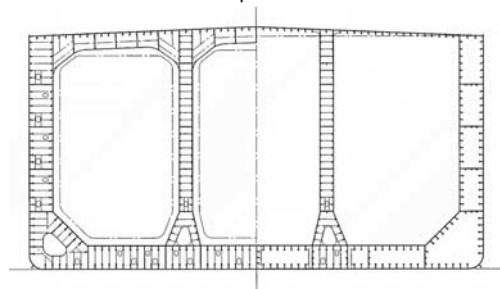
b) GTL FPSO

プラント生成物であるRaw FT Oilを貯蔵するためのタンクは通常のタンカーに同じく、ダブルハルの内側をタンクとし、50℃に保温するための設備を設ける。MARPOLに規定される損傷時復原性計算において仮定される幅方向の損傷範囲にカーゴタンクが含まれないよう縦隔壁を配置している。また、満載時に横揺角加速度が過大にならないように、更に設計波スペク

表2 Principal Particulars for DME, GTL, LNG FPSO

| | DME | GTL | LNG |
|------------------------------|---------|--------|---------|
| L (m) | 340.0 | | |
| B (m) | 58.0 | | |
| D (m) | 30.0 | 26.0 | 35.0 |
| d (m) | 16.2 | 12.4 | 13.2 |
| Cargo Cap. (m ³) | 163,000 | 92,100 | 211,000 |

図7 Midship (DME FPSO)



トルのピーク周期に固有横揺周期が同調しない様に、二重底を高めに配置している。図8にGTL FPSOの船体中央断面図を示す。

c) LNG FPSO

LNGはおよそ-160℃の極低温で貯蔵する必要がある。現在LNG運搬船に主として採用されているタンク形式として、独立タンク型（例：MOSS型）とMEMBRANE型の二種類があるが、プラント配置のために上甲板上が有効に使え、容積効率が高いMEMBRANE型を採用することとする。LNG FPSOの船体中央断面図を図9に示す。

一般にMEMBRANE型LNG運搬船には、積み付け制限が設けられるが、FPSOにおいてはオペレーションの要求から、積み付け制限なくゼロから満載までどのレベルでも積載できる必要があり、スロッシング対策が必要となってくる。

LNG運搬船について積み付け制限を撤廃するべく種々の研究が実施され対策が提案されている*7・8が、本FPSOにおいても設置される海域の海象条件や更に詳細な船体及びプラントの

配置に基づく動揺解析や強度解析を実施し、積み付け制限のない貨物タンク構造とする必要がある。

(3) トリム・縦強度・復原性

上記3船型に対し、構造検討のための静水中縦曲げモーメントと、復原性検討のための重心位置を得るため満載状態及びバラスト状態の積付計算を実施している。前述の通り、満載時の縦強度緩和並びにトリム調整のため、Peak TK.にバラストを積み計画である。

また、MODUに規定される非損傷時復原性計算並びにMARPOLまたはIGCに規定される損傷時復原性計算を実施し、本船の復原性に問題ないことを確認している。

(4) 出荷設備

本FPSOの出荷設備としては、既存の原油FPSOに採用されているフローティング方式や、LNGターミナルに設置実績が豊富なローディングアーム方式、更に出荷時の船体動揺に対する追従性を向上させたパンタグラフ式ローディングアーム方式等が考えられる。

経済性や使用実績からDME、GTLの出荷に関してはフローティングホース方式を採用している。

LNGの出荷に関しては極低温液体という極めて特殊な物性により、極低温液体の取扱、接続作業の容易さ、非常時の緊急脱出、シャトルタンカーとの船体の動揺に対する追従性、操業可能海象条件などを考慮してパンタグラフ式ローディングアームを採用している。

(5) 安全設備

SOLAS、IGC Code、船級規則、API-RP500に従い、ガス検知システム、警報システム、緊急遮断システム、防・消火設備、対爆設備、避難設備の基本設計を行った。

その後ABS主催のHAZID Meetingにおいて、想定され得る災害に対する、上記システム・設備の妥当性を検証し、本FPSOの基本設計に対し、ABSの基本的な承認が得られている。

また同時に、運転プロシージャ、更なるリス

図8 Midship (GTL FPSO)

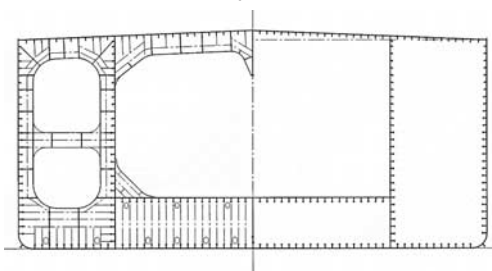
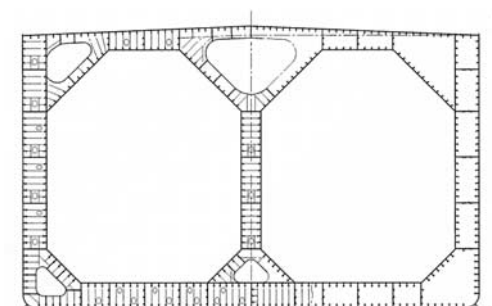


図9 Midship (LNG FPSO)



ク評価，船体動揺の評価，爆発対策等の課題が抽出されている。

(6) FPSO基本設計のまとめ

本FPSOの船体部の基本設計は搭載するプロセスプラントに左右される所が大きいが，3種類のプロセスプラントについて船体要目や基本構造について基本設計が終了した。救命，防火消火等の安全設備や居住設備などの付帯設備関係はABS主催のHAZID MeetingにおいてConceptが固まり，解決すべき問題点が抽出された。貯蔵設備については，それぞれの貨物に適した貯蔵方式が決められた。出荷設備については更に実運用を考慮した検討が必要である。

6. FPSOの動揺特性と稼働率

天然ガス液体燃料化FPSOでは，常時動揺する船体のデッキ上に液化プラントが設置されるため，船体動揺が化学反応や冷凍設備に影響を及ぼす可能性がある。そのため，船体の動揺特性を把握することが重要である。本FPSOは通常の船体に比べて重心位置が高く，また受風面積が大きいため風圧力が増加し，既存のOil-FPSOとは異なる動揺特性を持つことも予想される。

本研究では，GTL-FPSOを対象として包括的な模型試験を行い，FPSOの動揺特性を調査した。更に，船体傾斜の観点からFPSOの操業稼働率を求めて，試設計されたFPSOの妥当性について検証した。

(1) 想定条件

a) FPSO諸元

本研究で対象としたFPSOはGTL-FPSOであり，満載時（以後，GTL-Full）と軽荷時（GTL-Light）について検討した。浮体の主要目を表3に示す。係留については，内部タレット方式によるカテナリー係留を採用した。

FPSOの動揺許容値の設定については，詳細な設計検討を行う必要があるが，本研究では，液化プラントが最も動揺の影響を受けると考え，処理プラント要素機器の耐動揺性能実験結

果*9・10を参考にして，船体許容傾斜角を5.0[deg]とした。

b) 自然環境条件

システム検討対象海域の水深は270mである。設計条件は100年ストームに対応しており，有義波高7.7m，波のスペクトルピーク周期13.6秒，潮流速1.8m/s，10分間平均風速30.7m/sである。

稼働率評価ではシステム検討対象海域における9年間の海・気象データを用いた。波の年平均方位は東または南西-西，風は東-南東，潮流は南東-北である。

(2) 模型試験

FPSOの外力評価及びタレット係留されたFPSOの動揺特性評価のために模型試験を行った。本章では，その概要について述べる。

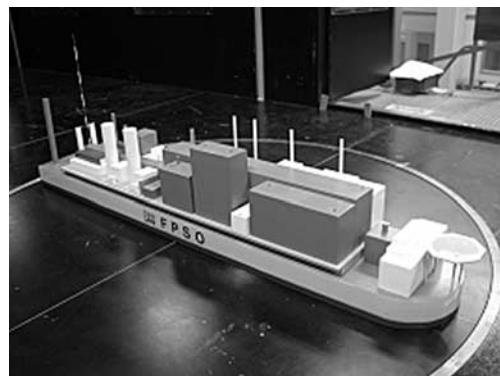
a) 風洞試験

試験目的は，FPSOの風荷重計測試験を行い，外力評価を行うことである。試験は（独）海上

表3 Principal dimensions of GTL-FPSO

| | | GTL-Full | GTL-Light |
|--------------------|-----|--------------------|--------------------|
| Length | (m) | 340 | 340 |
| Bredth | (m) | 58 | 58 |
| Depth | (m) | 24 | 24 |
| Draft | (m) | 12 | 8 |
| Displacement (kgf) | | 2.33×10^8 | 1.54×10^8 |

図10 FPSO model in wind tunnel test



技術安全研究所の変動風水洞において行った。模型縮尺を1/200として、プラント部の各モジュールは角柱もしくは円柱で模擬した。風抗力計測には6分力計を用いた。図10に模型の写真を示す。

藤原らが提案した風力推定法^{*11}によって得られた風力係数を試験結果と比較したところ、おおむね良い相関を示していることが確認された。

b) 水槽試験

試験目的は以下の通りである。

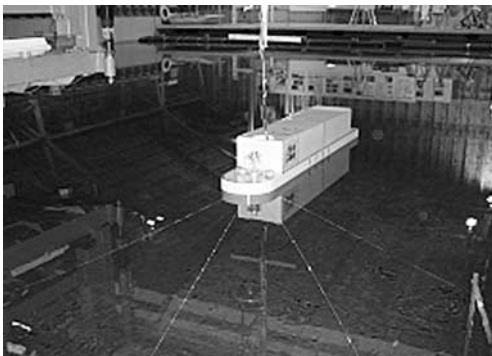
- ・FPSOの波力・潮流力計测试験を行い、数値計算プログラムの検証及び外力評価を行うこと。
- ・タレット係留されたFPSOに関する総合模型試験を行い、浮体の動揺を計測して数値計算プログラムの検証を行うこと。

試験は(独)海上技術安全研究所の海洋構造物試験水槽において行った。模型縮尺は1/150とした。また検証に用いた数値計算プログラムは、高次元境界要素法に基づいた解析プログラム(プログラム登録番号P第7704号-1)である。

①波力・潮流力計测试験

波力・潮流力計測には6分力計を用いた。潮流力計測は、静水中で模型を曳航して行った。波力計測は、規則波中で行った。潮流力については同規模タンカーの係数値と比較して妥当であることを確認した。

図11 FPSO model in wave tank test



波力については計算結果と比較して、波強制力は計算によって評価可能であること、定常波漂流力は計算結果が安全側の評価をしていることを確認した。

②総合模型試験

総合模型試験の様子を図11に示す。プラント部の投影面積に等しい箱型のプラント模型を製作して浮体模型上に設置した。また、船首部に設置したタレット模型は水平面内の回転を拘束しないような構成となっている。

動揺計測にはFOGジャイロを用いた。規則波中、不規則波中での計測を行った。不規則波中試験においては、風や潮流も同時に起こした計測も行った。

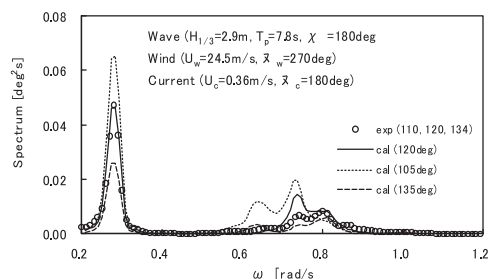
試験結果の一例として、波・風・潮流の作用下でのRollのスペクトルを図12に示す。

計算には、自由動揺試験から得られた粘性減衰力を考慮している。図中、凡例の試験結果に示した数値は左側から順に計測時の波向きの最小値、平均値、最大値を示している。ここに、向波を $\chi=180[\text{deg}]$ としている。このように計測時には、FPSO模型が最小値から最大値の範囲を長周期で振れ回っていることが観察された。一方、計算結果のラインは凡例に示した波向きで推定したスペクトルである。波向き $120[\text{deg}]$ における計算結果と試験結果が良く一致していることがわかる。

(3) 長期予測

前章で述べた数値計算プログラムを用いて得られた回転動揺の応答関数から短期不規則海象中の1,000波中最大期待値を求めた。なお、前

図12 Spectra of roll (GTL-Full)



章の水槽試験で不規則波中の応答がRayleigh分布に従うことを確認している。波スペクトルはJONSWAP型スペクトルを用い、波は長波頂不規則波とした。

定常外力によるFPSOの姿勢変化（Roll, Pitch, Yaw）は、波漂流力の計算結果、風力及び潮流力の試験結果を用いて求めた。

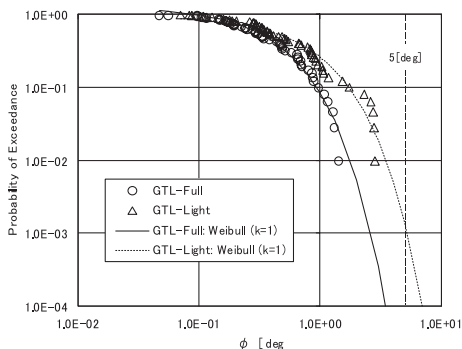
得られた定常傾斜を含む1,000波中最大期待値の短期予測結果と検討対象海域における長期頻度表から、回転動揺の長期の超過確率を求めた。図13に結果の一例を示す。図中のラインはWeibull分布を示している。Rollの超過確率は形状母数を $k=1$ としたときのWeibull分布で近似できることがわかる。Pitchも同様の傾向であった。確率分布としてWeibull分布を仮定すると、許容傾斜角 $5.0[deg]$ を超えない確率（信頼度）は、GTL-FullのRoll及びPitchは共に0.999999、GTL-LightのRoll及びPitchはそれぞれ0.999、0.999999となった。操業稼働率に影響を及ぼすのは、主としてRollであることがわかる。

(4) FPSO動揺特性と稼働率のまとめ

天然ガス液体燃料化FPSOに関して包括的な模型試験を行い、FPSOの動揺特性を調査した。また、試験結果を数値計算結果と比較して、数値計算プログラムの妥当性を確認した。

これらの結果から、船体傾斜の観点から見て、検討対象海域において試設計されたFPSOの操業稼働率は上記信頼度で100%となることを確認した。

図13 Long-term distributions of roll (GTL-Full)



7. 経済性評価

水深270mの海域で、275MMscfdのガスを20年間生産・貯蔵・出荷する3種類の天然ガス液化FPSOシステムの開発費と操業費を推定し、システム全体の経済性について検討を行った。

(1) 経済性検討の前提

- 天然ガス生産・液化・販売を一つの事業として検討する。
- 液化システムによりシャトルタンカーの構造と輸送費が異なるため、販売価格は輸送費を加えたCIF Tokyoとする。
- 経済性は、次の基礎データに基づく各指標を評価する。

①基礎データ

建設費、生産井掘削費、販売価格、税制、生産スケジュール、操業費と出荷輸送費

②指標

NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return), POT (Pay Out Time), PIR (Profit Investment Ratio)

(2) 建設・操業費

a) 建設スケジュール

DME-FPSOの開発生産スケジュールを図14に示す。建造・据付・試運転期間は4年である。GTL及びLNGの建造期間はそれぞれ3.5年と4.5年である。建造期間の差は主としてタンクの構造による。LNGタンクはメンブレンで建造に約1.5年を要し、DMEタンクは独立型で建造に1年を要するが、GTL (Oil) タンクは半年である。

建造に関して、次のような考慮をした。

図14 Development and Production Schedule

| Sub-System | Year | Decommissioning | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|-----------------|---|---|---|------------|-----|---|----|-----|----|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | ... | 9 | 10 | ... | 24 | 25 | | | | | | | | | | | | | |
| FPSO Hull/Utility | | Development | | | | Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Process Plant | | Development | | | | Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Assembly/Commissioning | | Development | | | | Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Drilling & Subsea | | Development | | | | Production | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

①液化プラント

総重量3－5万tのプラントは、1,500t以下のモジュールに分割して製作し、海上クレーンでFPSOのPlant Deck上に搭載する。プラントの搭載には約2カ月を要し、その後のモジュール結合及びヤード試運転に10カ月を要するものとした。すなわち、プラント搭載からFPSOの現地曳航までに1年を要する。

②係留システム

係留システム（アンカーとチェーン）は、あらかじめ現地に敷設しておき、FPSOの到着後、係留システムにFPSOを結合する。

③サブシーシステム

生産・圧入井の掘削・仕上げ及び生産流体のフローライン敷設は、FPSO到着前に実施しておき、FPSOを係留システムに結合した後、フレキシブルライザーとアンビリアルを敷設・結合する。

④現地コミッショニング

サブシーシステムにFPSOを結合した後、プラントのコミッショニングを行う。その期間は半年とし、操業費の約半年分に相当する20百万ドルを要するものとした。

b) 建設費（CAPEX: Capital Expenditure）

建設費の集計を表4に示す。

①液化プラント

LNGの設備はGTLとDMEに比べて少なく、完成技術であるのでContingencyを5%と小さくした（GTLとDMEは10%）。製作と試運転費の合計は、GTLとDMEに比べて

表4 Field Development Cost

| Category | Cost (million US\$) | | |
|---------------------|---------------------|-------|-------|
| | LNG | GTL | DME |
| Liquefaction Plant | 535 | 702 | 714 |
| FPSO Hull/Mooring | 393 | 210 | 303 |
| Subsea System | 49 | 44 | 44 |
| Drilling/Completion | 140 | 124 | 124 |
| Project Management | 20 | 20 | 20 |
| (Total) | 1,137 | 1,100 | 1,205 |

かなり小さい。

CAPEXに占めるプラントの割合は40－60%である。

②FPSO（船体と艀装）

FPSOの建造費はLNGが最も高く、主としてタンク建造費の差による。

③掘削・サブシーシステム

掘削仕上げ及びサブシーシステムのコストは総額170－190百万ドルで、CAPEX全体に占める割合は10－12%と小さい。

④建設費総額

建設費総額は1,100－1,200百万ドルで、プラント製造コストとタンク建造コストがバランスシステム間のコスト差は小さい。

c) 操業費（OPEX: Operating Expenditure）

操業費を表5に示す。シャトルタンカー運航費の差はプラント操業費よりはるかに大きく、LNG操業費を押し上げている。

表5は次のような設定に基づいて算定されている。

- ①プラントの稼働率は20年間平均で95%とする。
- ②プラントの触媒は順次毎年交換するが、生産量への影響はないものとする。
- ③プラントは陸上での検査実績3年間隔を考慮して、2.5年ごとに2カ月の保守点検を行い、そのうち1.5カ月の生産中断がある

表5 OPEX and Decommissioning Cost (million US\$)

| System Sub-System | Type of FPSO | | |
|---------------------------------|--------------|-------|-------|
| | LNG | GTL | DME |
| (1) Plant Maintenance | 320 | 521 | 490 |
| (2) Shuttle Tanker Operation | 1,204 | 460 | 730 |
| (3) FPSO/Plant Operation | 857 | 857 | 857 |
| (4) Subsea and Well Maintenance | 104 | 104 | 104 |
| (5) Decommissioning | 113 | 111 | 102 |
| (Total) | 2,598 | 2,053 | 2,283 |

ものとする。この定期点検には200人規模の作業員が必要で、その居住用にAccommodation Bargeを2カ月チャーター(4百万ドル)する。

- ④FPSOのHullは、船級協会規則により1年、2.5年、5年の定期点検を行う。2.5年と5年の定期点検は、生産シャットダウン中に行うものとし、1年点検時には生産を継続する。
- ⑤井戸の保守は毎年実施し、7年目と14年目にワークオーバーを行うが、個々の井戸の生産量を調整することにより、計画生産量(275MMscfd)への影響はないものとする。
- ⑥操業時の船内組織はFPSOの実績にプラントの大きさなどを考慮して、1-Shiftクルー9名、2-Shiftクルー33名合計75名とする。人件費は、オーストラリアの実績に基づいて年間1人当たり55万ドルとする。この人件費には給与、移動・輸送費、陸上のロジスティック費が含まれる。
- ⑦生産したLNG、GTL、DME及びコンデンセートはFPSOに貯蔵され、20日ごとにシャトルタンカーで出荷される。シャトルタンカーの要目は次のように設定した。
LNG-FPSO：2×10万m³ LNG Tanker
+ 5万DWT Oil Tanker
GTL-FPSO：14万DWT Oil Tanker
DME-FPSO：16万m³ LPG Tanker
+ 5万DWT Oil Tanker
- ⑧シャトルタンカー運航費は、実績と商船会社の情報に基づいて設定した。年間運航費は、LNGが最も高く60百万ドル、GTLが最も低く23百万ドル、DMEが37百万ドルである。この差は、タンカーの建造費と隻数による。
- ⑨廃鉞費は20百万ドルと見積もった。FPSOの撤去費・解体費は、CAPEXの10%とした。LNG、GTL、DMEの差は小さく、総額は110-120百万ドルである。

(3) 経済性検討

a) 販売価格

各製品の販売価格(CIF Tokyo)は、最近5

年間の実勢データに基づいて次のように定めた。

Condensate：21\$/bbl GTL：23\$/bbl
LNG：200\$/ton DME：140\$/ton

b) 税制

図15のようなオーストラリアの税制を採用した。

c) 経済性の検討

標準条件(Base Case)における3コンセプトの経済性は、次のとおりで著しい差はない。

| | (LNG) | (GTL) | (DME) |
|--------------------|-------|-------|-------|
| NPV (million US\$) | 366 | 236 | 301 |
| IRR (%) | 12.9 | 11.3 | 11.8 |
| POT (year) | 12.5 | 13.2 | 13.0 |
| PIR (%) | 32 | 21 | 25 |

種々のパラメータに対する感度は、図16の通りで、いずれのシステムもIRRは約11-13%で、また20%価格低下に対してもIRRが8%以上あり、実ガス田への応用へ向けて詳細な検討を進

図15 Australia Tax System

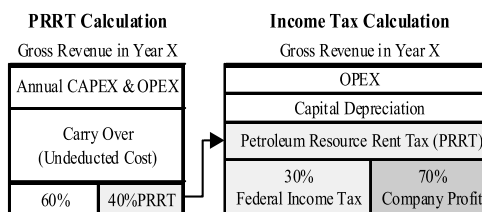
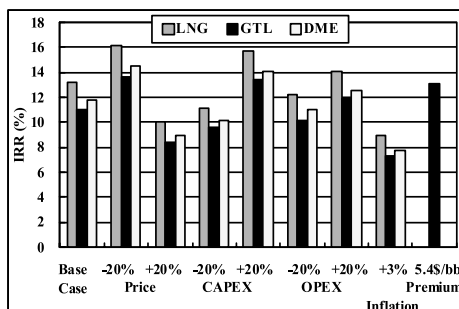


図16 Economic Evaluation (IRR)



めるに足る経済性を有する（注：PremiumはGTLのクリーンエネルギーとしての優位性による）。

d) 経済性向上の課題

- ①試運転・シャットダウンを含む操業マニュアルの検討
- ②GTL・DMEプラント設計技術の完成とコストダウン
- ③20万m³クラスの大型LNGタンカーの開発・利用等によるLNG-FPSOの経済性向上
- ④リスク分析による安全性確保とコスト算定精度の向上

(4) 経済性評価のまとめ

3種類の天然ガス液体燃料化FPSOシステムの開発費と操業費を推定し、システム全体の経済性検討を行った結果、いずれのシステムもIRRは11-13%程度で経済的に有望であることを確認した。

8. 安全性評価

天然ガス液体燃料化FPSOのリスクを低減し、基本設計に反映させることを目的として、システム全体にわたる安全性検討を実施した。具体的には、第三者検定機関である船級協会（ABS）に、「設計レビュー」を委託し、図面や設計書類に対する安全性評価を依頼すると共に、ヒューストンのABSオフィスにて、調査チームメンバーが参加する「HAZID Session」を開催した。

(1) 設計レビュー概要

a) レビュー対象

設計レビューは、GTL-FPSOとLNG-FPSOの2種類のFPSOを対象に、ABSに委託した。DME-FPSOをレビュー対象から除いた理由は、①DMEプラントとGTLプラントはどちらも合成ガス製造工程と燃料製品化工程からなり、搭載機器の種類及びその配置が極めてよく似ていること、②DMEの性状がLNGとGTLの間であること、の2点である。またABSに委託し

た主なレビュー項目を以下に示す。

- ①FPSO上のGTL/LNGプラント配置の安全性
- ②火災・爆発に対する安全性
- ③救命・消火・脱出に関する安全性
- ④環境に対する安全性
- ⑤その他安全性評価に必要な事項

b) ABS委託業務

ABSに委託した業務（3 Tasks）を表6に示す。

(2) Initial Advice Meeting (Task-1)

ヒューストンのABS OfficeにおいてInitial Advice Meetingが2日間にわたり開催された。ABSは、調査チームが事前に送付した図面、設計書類及び質問リストをレビューし、今後の設計、安全性評価手法及びTask-2/Task-3の具体的進め方についてアドバイスし、Meeting結果を基にRecommendationsを取りまとめた「Brief Letter Report」を調査チームに提出した。

Brief Letter Reportには14項目のRecommendationsが提起されたが、今後設計を進めていく上で大きな障害となるような重大な指摘は特に見られなかった。Recommendationsのうち主なものを表7に示す。

(3) Design Review (Task-2)

a) 提出資料

Initial Advice Meetingで提出した図面・設計書類に対するABSのアドバイス、及び「Brief Letter Report」に記載されている各種Recommendationsを検討し、図面、設計書類をグレードアップし、Design Reviewのための提出資料を作成した。ABSに提出した主な資料を表8に示す。

表6 ABS Scope of Work

| ABS委託業務 | 業務内容 |
|---------|------------------------|
| Task-1 | Initial Advice Meeting |
| Task-2 | Design Review |
| Task-3 | HAZID Session |

表7 Recommendations (Brief Letter Report)

| 項 目 | 内 容 |
|-----|---|
| 3 | 消化ポンプ設備はFPSO 船体の前部と後部の2カ所に設置し、船体がダメージを受けた場合でも消化水の供給が完全に停止しないよう設計すること |
| 8 | プロセスデッキの単体長さがFPSO 船体全長の1/10を超える場合は、船体と構造的に一体と考え、hull girder loads を考慮して設計すること |
| 9 | 手動緊急遮断設備 (manual ESD) は、ABS Facilities Guide の規定に基づいて、複数個所に設置すること |
| 12 | 防火、消化に関する全体計画を記載すること。特に定置型 Dry-Chemical 消化設備と定置型水噴霧消化設備の役割分担と配置について明確にすること |
| 14 | 発火源となるようなガスタービン空気吸入口や高温排気部は Hazardous Area の区域外に配置すること |

表8 Documents List

| |
|--|
| <p>General</p> <p>General arrangement drawings Facility arrangement and layout drawings Hazardous area classification drawings Ventilation drawings with locations of supply and exhausts Escape route and lifesaving arrangement drawings Mooring system design brief</p> |
| <p>Fire Safety</p> <p>Fire protection design basis & philosophy (active & passive) Passive fire protection layout drawings (structural fire protection) Fire and gas detection philosophy and layout drawings Active fire protection layout drawings (preliminary fire control plan) Process deluge system layout drawings and sizing calculations Firemain P&ID with pump sizing criteria</p> |
| <p>Process System</p> <p>Design basis for process plant Process system PFD ESD/PSD philosophy Loading and offloading system details and arrangement Relief and depressurization system philosophy and design basis</p> |
| <p>Marine Systems</p> <p>Marine system design basis Bilge and ballast system schematic drawings or P&ID's</p> |

b) ABSによるレビュー

ABSは、調査チームが提出した図面と設計書類が、ABSルール及びIMO等の国際基準に適合しているか、要求事項をどの程度満足しているかについてレビューすると共に、Task-3で実施したHAZID Sessionの結果も併せてレビューした。

c) Approval in Principle (AIP)

ABSは3カ月間にわたるレビューを実施し、LNG-FPSOとGTL-FPSOの設計に対して「Approval in Principle (AIP)」を授与すると、のレターを調査チームに交付した。レターには Attachment A (提出資料リスト) と Attachment B (コメント) が添付されている。

レター本文の特記内容は以下の通りである。

- ① Attachment Aに記載された提出資料をレビューした結果、ABSの船級を認定する上で妨げとなるような装置、設備、配置上の問題点は確認できなかった。
- ② Attachment BのコメントはAIPに対して何ら影響を与えるものではないが、今後、設計を進めて行く過程で更なる検討を要する課題である。

(4) HAZID Session (Task-3)

a) 提出資料

HAZID Sessionでは、Design Review (Task-2) のために提出した資料を対象とした。従って新たな資料は提出していない。

b) HAZID Session開催

ヒューストンのABS OfficeにおいてHAZID Sessionが5日間にわたり開催された。Sessionは、ABS Chairmanの進行により、各プロセスセクション毎に、Guide Words (表9) に従って、特定のシステムのHazardsに議論を集中しながら、What-If手法・ブレンストーミング手法を用いて実施された。

c) 定性的リスク評価

Sessionでは、抽出したHazardsについて、潜在的事故シナリオ、原因、発生確率、被害の重大性等の観点から議論し、各HazardのリスクをRisk Ranking Matrixを用いて定性的に評価・分類(5段階)した。評価の結果LNG-FPSO、GTL-FPSO共にRisk Rankが1 (Very High Risk) のHazardsは確認できなかった。表10に両FPSOのHazards数とそのRisk Rank別内訳を、図17にLNG-FPSOのRisk Ranking MatrixとHazardsの評価・分類結果を示す。

表9 Guide Words

| |
|---|
| Release (Fire, Explosion, Toxic) |
| Environment (Wind, Wave, Current) |
| Accidental Loads (Collision, Dropped Object) |
| Access (Inspection, Maintenance) |
| Flow (High, Low, Composition) |
| Temperature (High, Low) |
| Technology (Materials, Analysis, Tooling) |
| System Interface (Hull, Mooring Process Blocks) |
| Security |

図17 Risk Ranking Matrix (LNG-FPSO)

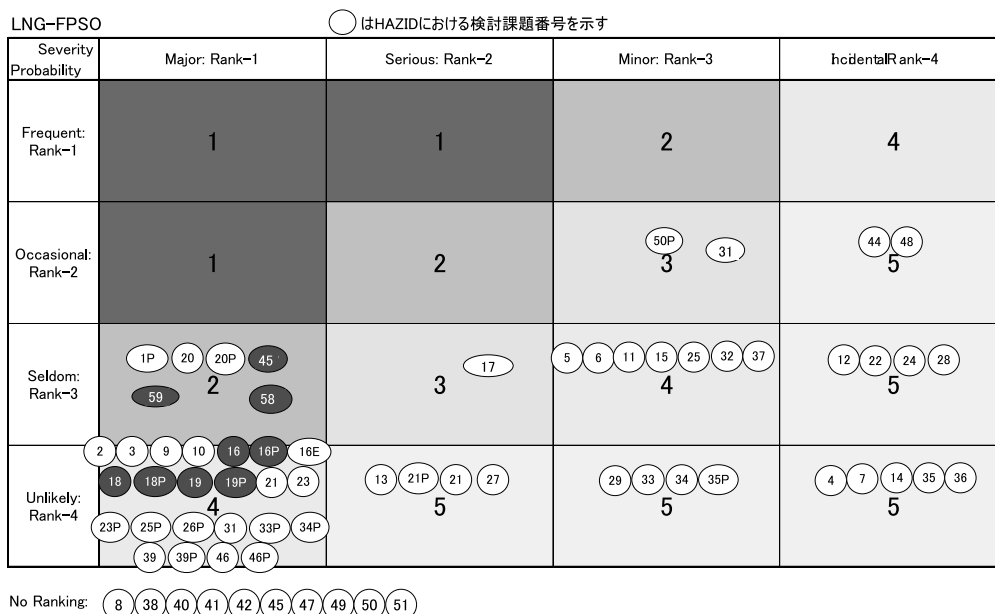


表10 Hazards and Risk Rank

| Risk Rank | LNG | GTL |
|---------------|-----|-----|
| 1 | 0 | 0 |
| 2 | 5 | 1 |
| 3 | 3 | 2 |
| 4 | 25 | 33 |
| 5 | 16 | 28 |
| NO Rank | 13 | 11 |
| Hazards TOTAL | 62 | 75 |

(5) 安全性評価のまとめ

ABSの設計レビュー結果をまとめると以下の通りである。

- ①HAZID Sessionの結果，LNG-FPSO，GTL-FPSO共に，提案した設計及び諸検討を覆すような重大なHazardsは確認できなかった。
- ②LNG-FPSOとGTL-FPSOの図面，設計書類及びHAZID Sessionに関してDesign Reviewを実施した結果，ABSの船級を認定する上で妨げとなるような装置，設備，配置上の問題点は確認できなかった。よってABSは両FPSOに「Approval in Principle (AIP)」を授与する。

9. 今後の課題

天然ガス液体燃料化FPSOの実現に向けて，今後検討すべき主要な項目は次の通りである。

(1) 運転プロセデュアの確立

天然ガス液体燃料化FPSOを安全かつ効率的に操業するためには，プロジェクトの進捗にあわせ，各種運転プロセデュアを検討し，事故シナリオや保守点検要領に基づいた具体的な操業マニュアルを確立する必要がある。

(2) プロジェクト進捗段階に応じたリスク評価

天然ガス液体燃料化FPSOのリスクとしてOil-FPSOと同等程度を確保することを目指し，プロジェクトの進捗状況に応じて，最適なリスク評価（HAZID，HAZOP，QRA等）を適宜実施していく必要がある。

(3) FPSO船体動揺影響評価とその対応

天然ガス液体燃料化FPSOの最大の特徴は，液体燃料化プラントが海洋に浮かぶ船体上に建設されていることである。従って個々の機器についても，船体動揺による影響を確認し，評価しておくことが必要である。

(4) 火災や爆発事故等を考慮した設計

天然ガス液体燃料化FPSOは，プラントデッキ上あるいはプラントデッキと船体甲板間の半閉鎖空間で火災・爆発が発生した場合でも，人命，環境，操業面で重大なダメージを受けないよう設計する必要がある。そのためには爆発シミュレーション等を行い，プラントデッキ，船体甲板及び耐火・耐爆風壁等に対する温度影響や爆風圧力を推定し，最適な構造設計をすることが不可欠である。

(5) 安全システムの構築

天然ガス液体燃料化FPSOには，海底石油生産システム，FPSO船体，液体燃料化プラント，出荷システム及びシャトルタンカーなど，全サブシステムを一体として管理できる安全システムを構築することが必要である。

おわりに

本調査により，275MMscfdの天然ガスを液化するDME，GTL，LNGの各プラントを搭載し，20日分の貯蔵能力をもつ天然ガス液体燃料化FPSOをシステムとして構築することは技術的に十分可能であり，経済的にも実現可能性が十分あることを確認した。いくつかの課題が残されているものの，実用化に向けて次の段階に進めることができると判断された。

LNG-FPSOに関しては，Shell社等による異なる海気象条件・プラント規模に対する検討においても，同様に実用可能なシステムであるとの結論が得られており，ガス田の水深やロケーションによっては，LNG-FPSOを使用することにより，パイプラインあるいはパイプライン+陸上LNGプラントによる開発よりも経済的で

あるとの評価が得られている。船級協会での設計ガイドライン作成等の動きも含め、本システムの対象となるガス田があれば詳細設計、実用化の段階に進むことができるといえる。プロジェクト化に向けた最大の課題は、実際にLNG-FPSOを適用した例がまだないということであり、石油・天然ガス開発企業及びLNGの買い手側の理解をいかに得ることができるかが重要である。また、市場を確保する上で、LNG市場の動向を見ながらタイミングよくプロジェクトを立ち上げていくことが必要である。

GTL-FPSO及びDME-FPSOについては、LNGとは異なりまず製造技術の確立が必要であり、陸上での商業プラントの立ち上げが先になると考えられる。ただし陸上における商業プラントは既に2006-2008年ごろの立ち上げを目指して詳細設計等の作業が進められており、それと並行して洋上システムについても検討を進め準備しておく必要がある。また、製造技術の確立に加えて新しい燃料としての市場の確保が必要であり、特にDMEの場合には、市場への導入及び確立のために市場側での使用技術の確立、使用基準の整備等が急務である。ただし一旦市場が確立できれば、大きな市場が期待できる。

天然ガスがますます重要なエネルギーとして注目されていく中、このような新たな海洋ガス田開発システムの開発意義はますます大きくなると考える。

謝辞

本調査研究は、石油公団と民間企業による共同調査研究として実施された「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」(H14年度)の結果の一部をまとめたものである。関係各位に感謝する。

GTL-FPSOとLNG-FPSOの3Dイメージは冒頭

の図を参考にして頂きたい。

参考文献

1. 日本貿易振興会：平成12年度石油資源開発等支援調査「DME（ジメチルエーテル）生産による海上ガス田開発に関わるFS調査」報告書、国際石油開発・新日本製鐵・日揮
2. (財)石油産業活性化センター：平成12年度石油技術開発基盤等整備事業「天然ガス・重質油を原料とする液体燃料化技術に関する調査」
3. 日本貿易振興会：平成12年度石油資源開発等支援調査「GTL生産による遠隔ガス田開発に係るF/S調査」報告書、日本石油開発・千代田化工建設
4. 石油公団：平成11年度「LNG FPSOに関する技術開発」調査報告書、三菱重工業
5. Chris Pashalis: LNG Transfer Systems for Terminals at Exposed Locations
6. 石油公団：平成6年度「小規模洋上プラント実用化技術」報告書、日揮
7. J. Tessier, “OPERATING MEMBRANE LNG CARRIERS - PARTIAL LOADING CASES FOR 160,000m³ VESSELS AND BEYOND”, LNG 13, 2001
8. J. Cook, “EP Energy Bridge™ Offshore LNG Delivery Solution”, GasTech 2002
9. (社)日本海洋開発産業協会：昭和53年度洋上天然ガス処理システムの開発調査 処理プラント要素機器の耐動揺性能実験 報告書, 1979.3.
10. (社)日本海洋開発産業協会：昭和54年度洋上天然ガス処理システムの開発調査 処理プラント要素機器の耐動揺性能実験 報告書, 1980.3.
11. 藤原他：船体に働く風圧力の推定, 日本造船学会論文集, 第183号, 1998, pp.77-90.