

天然ガス液体燃料化 FPSO の開発

海洋開発研究領域
国際石油開発株式会社
新日本製鐵株式会社
株式会社 海洋工学研究所
千代田化工建設株式会社
三井造船株式会社

* 正信 聡太郎，加藤 俊司，難波 康広
中村 新，坂元 篤志
坂本 隆，吉川 利夫
佐尾 邦久
蛙石 健一
上谷 秀雄

1. はじめに

3 種類の天然ガス液体燃料化 FPSO（以下、NGL-FPSO）を対象として、それらの技術的・経済性評価を、経済産業省の委託を受けて石油公団（現石油天然ガス・金属鉱業資源機構）以下 6 機関の JIP として平成 13 年度から 2 ヶ年で実施した。

本調査は、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。具体的には、NGL-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ともに、設計したシステムの水槽試験・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。

ここでは、本調査結果の一部を報告する。

2. 前提条件

2.1 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×20 年間とした。

2.2 洋上システムの基本仕様

NGL プラント及び FPSO を設計するために、以下の条件を設定した。

- 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、但しガス生産量全量の燃焼が可能）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（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）とする。

3. 海底ガス田生産システム

開発概念図を図 1 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た。

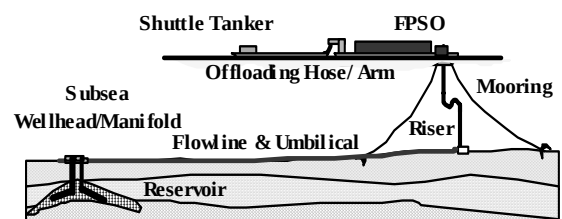


図 1 NGL-FPSO 開発概念図

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。

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

第 2 章で設定した設計条件に基づいて、3 種類

の NGL プラントの概略基本設計を行った。

4.1 プロセス構成

(1) DME 製造プロセス¹⁾

DME 製造プロセスは、原料天然ガスをまず水素および一酸化炭素からなる合成ガスに変換し、合成ガスから 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 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した。原料天然ガス 275MMscfd から、DME 5,700 トン/日、コンデンセート 14,300bpsd が得られる。

(2) GTL 製造プロセス²⁾

GTL 製造プロセスは、まず DME 製造プロセスと同様のプロセスで原料天然ガスを合成ガスに変換し、合成ガスから Fischer-Tropsch 合成反応により直鎖状パラフィン主体の FT 合成油を得るプロセスである。合成ガス変換は DME と同じ ATR 法を採用した。図 2 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 28,000bpsd、コンデンセート 14,300bpsd が得られる。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。

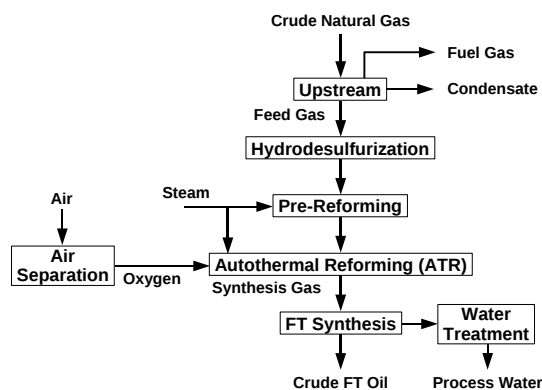


図 2 GTL プラント概略構成

(3) LNG 製造プロセス³⁾

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 Single MR (シングル混合冷媒) プロセスを採用した。図 3 に LNG プロセスの概略構成を示す。原料天

然ガス 275MMscfd から、LNG 160 万トン/年、コンデンセート 15,400bpsd が得られる。

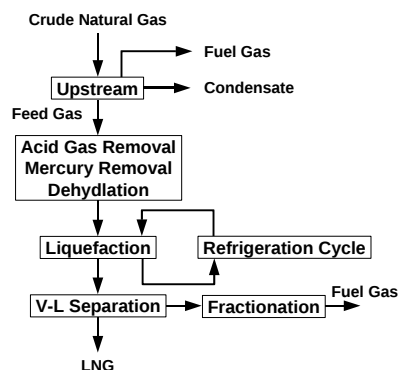


図 3 LNG プラント概略構成

4.2 プラント重量及びプラント配置

各プラントの総重量の概算値を表 1 に示す。

FPSO へのプラントの積載は、船体が概ね完成した後に行われることを想定して、モジュール工法を採用した。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、1,500 トン程度に設定した。

表 1 プラント重量概算値

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

*) Above Figures Include the Fluid Weight in the Plant

*) Plant Deck Includes Deck Itself and Supports/Beams

プロセスプラント配置は、プラントレイアウト関連規格、船体構造からのレイアウト要求、安全性、プラントのメンテナンス性等を考慮して決定した。プラントのレイアウトについては、原則として ABS (米国船級協会)、NPFA (米国防火協会) に従い、一部 DNV (ノルウェー船級協会) で補完した。船体の基本形状による条件、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。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、保守関連設備の配置についても考慮した。以上のプラント配置上の要求事項・条件に従い、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 4 に示す。3 種類のプラントともプラントデッキ (長さ 250m × 幅 58m) の範囲に配置することが可能であるとの結論を得た。

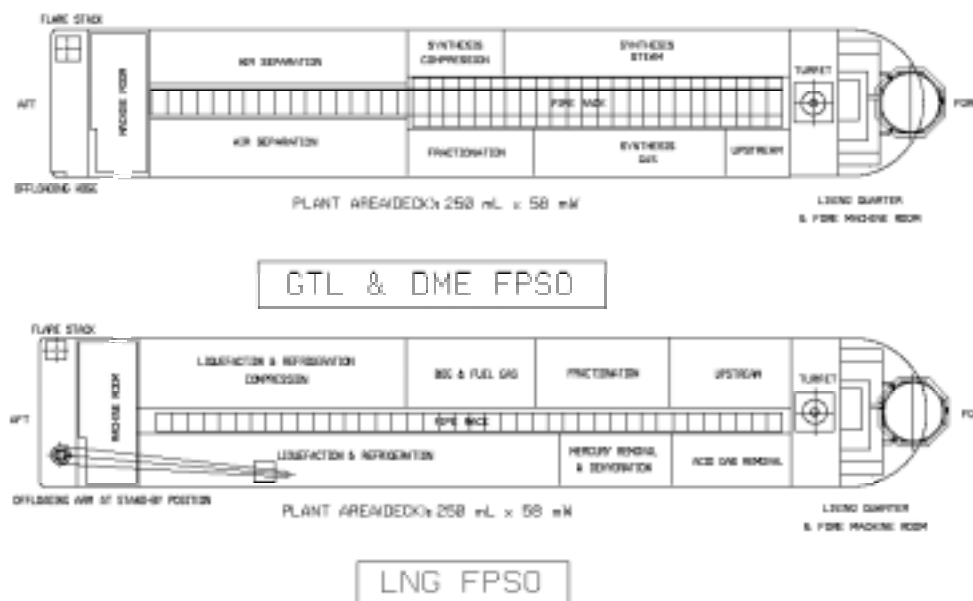


図 4 プラント配置図

5 . FPSO 基本設計

各 NGL プラントのプロットプラン, 貯蔵タンクの必要容量及び船体構造強度の面から FPSO 基本船型を検討した。

5 . 1 主要目

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表 2 のように決定した。

表 2 NGL-FPSO 主要目

	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

5 . 2 貯蔵設備

(1) 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タンクを配置した。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した。

(2) GTL-FPSO

FT 合成油を貯蔵するためのタンクは通常のタンカーと同じように, 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, さらに設計波スペクトル内で横揺に同調を生じないように二重底を高めに配置した。

(3) 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) とメムブレン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, 容積効率が低いメムブレン型を採用した。

一般にメムブレン型 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。今後, 設置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。

5 . 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

算を実施した。満載時の縦強度緩和並びにトリム調整のため、F.P.タンクにバラストを積む計画である。

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た。

5.4 出荷設備

経済性や使用実績からDME、GTLの出荷に関しては既存の原油FPSOに実績のあるフローティングホース方式を採用した（ただし、DMEは低温フローティングホース方式）。

LNGの出荷に関しては極低温液体というきわ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、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た。

5.5 安全設備

SOLAS、IGCコード、船級規則に従い、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、耐爆設備、避難設備の基本設計を行った。

6. FPSOの動揺特性と稼働率

化学反応や冷凍設備に影響を及ぼす可能性のある船体動揺特性を把握するために、試設計されたFPSOに関する模型試験と数値シミュレーションを実施した。さらに、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。

6.1 想定条件

対象としたFPSOはGTL-FPSOであり、満載状態とバラスト状態について検討した。

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⁴⁾⁵⁾を参考にして、船体許容傾斜角を 5.0° とした。

6.2 模型試験

(1) 風洞試験

FPSOに作用する風力を評価するために、風洞試験を行った。模型縮尺を $1/200$ として、図5に示すように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。

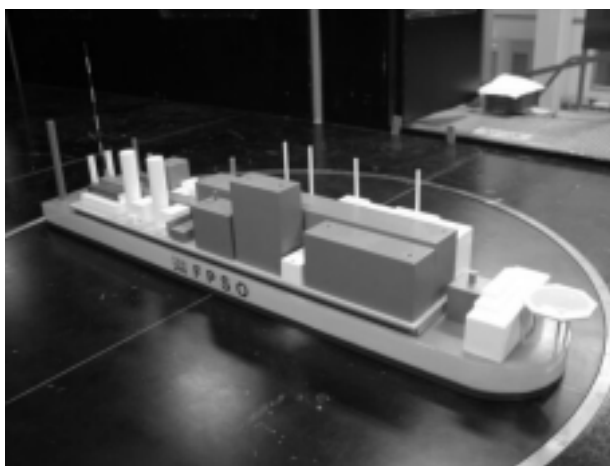


図5 FPSO模型（風洞試験）

風力推定法⁶⁾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、良好な一致を示した。

(2) 水槽試験

試験目的は以下のとおりである。

- FPSOの波力・潮流力計測試験を行い、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。

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。

(a) 波力・潮流力計測試験

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。

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。

(b) 総合模型試験

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。

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・潮流共存時の試験も

行った。

回転動揺については、図 6 に示すように複合外力条件下においても周波数ベースの計算プログラムで十分評価できることを確認した。

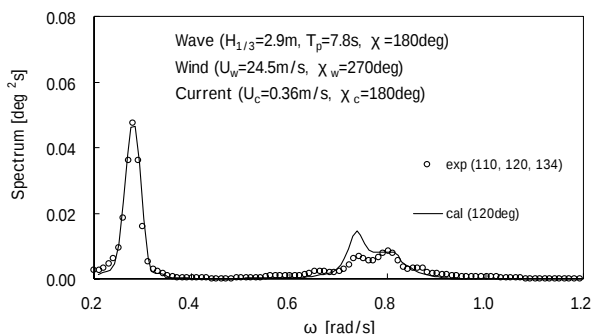


図 6 横揺スペクトル（複合外力時）

6.3 長期予測

前節で述べた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 1000 波中最大期待値を求めた。なお、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 1000 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、操業期間中における傾斜角 5.0° の年間超過確率を求めたところ、縦揺より横揺が厳しく、満載状態において 3.2×10^{-6} となった。従って、各海・気象の継続時間を 3 時間とすると、非稼働日は、1 年で 0.009 日程度である。

本解析法に基づいて 3 種類の FPSO 及び係留システムの基本設計を行った。その結果、100 年ス torm 時の横揺及び縦揺の最大値は両者とも 3° 以下であり、プラント操業への影響はないと言える。

7. 安全性評価

NGL-FPSO のリスクを低減して基本設計に反映させることを目的として、第三者検定機関である船級協会に設計レビューを委託し、システム全体にわたる安全性検討を実施した。

7.1 設計レビュー概要

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、DME プラントの搭載機器の種類及びその配置が GTL プラントと極めてよく似ていること、DME の性状が LNG と GTL の中間であること、の 2 点である。

主なレビュー項目を以下に示す。

FPSO 上の NGL プラント配置の安全性

火災・爆発に対する安全性

救命・消火・脱出に関する安全性

環境に対する安全性

その他安全性評価に必要な事項

(1) 設計レビュー

設計レビューのために、ABS に提出した主な資料を表 4 に示す。

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（国際海事機関）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ともに、後述の HAZID の結果も併せてレビューした。

(2) HAZID セッション

セッションは、設計レビュー用資料を対象として実施された。

抽出した Hazard 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 とともに Risk Rank が "1" の Hazard は確認できなかった。表 5 に両 FPSO の Hazard 数とその Risk Rank 別内訳を、図 7 に LNG-FPSO の Risk Ranking Matrix と Hazard の評価・分類結果を示す。

LNG-FPSO、GTL-FPSO とともに、提案した設計及び諸検討を覆すような重大な Hazard は確認できなかった。

7.5 安全性評価のまとめ

LNG-FPSO と GTL-FPSO の図面、設計書類に基づく設計レビュー並びに HAZID を実施した結果、両コンセプトに対して AIP（Approval in Principle）が授与された。

表 4 設計レビュー用提出書類

General	
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	
Fire Safety	
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	
Process System	
Design basis for process plant	
Process system PFD	
ESD/PSD philosophy	
Loading and offloading system details and arrangements	
Relief and depressurization system philosophy and design basis	
Marine Systems	
Marine system design basis	
Bilge and ballast system schematic drawings or P&ID's	

表 5 Hazard 数と Risk Rank 内訳

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

LNG-FPSO ○: Section No. in HAZID				
Severity Probability	Major: Rank-1	Serious: Rank-2	Minor: Rank-3	Incidental: Rank-4
Frequent: Rank-1	1	1	2	4
Occasional: Rank-2	1	2	3 ^{SDP} 31	4 ^{SA} 49 5
Seldom: Rank-3	1 ^P 2 ^P 20 ^P 45 ^P 59 2	3 ¹⁷	5 6 11 15 25 32 37 4	12 22 24 29 5
Unlikely: Rank-4	2 3 8 10 16 18 ^P 19 23 ^P 25 ^P 26 ^P 31 33 ^P 34 ^P 39 35 ^P 46 ^P 4	13 21 ^P 21 27 5	29 33 32 35 ^P 5	4 7 14 35 36 5
No Ranking :	8 38 40 41 42 45 47 49 50 51			

図 7 Risk Ranking Matrix (LNG-FPSO)

8 . 経済性評価

第 2 章で設定した条件下における 3 種類の NGL-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。

8 . 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、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）に基づく各指標（NPV、IRR、POT、PIR）を評価する。

8 . 2 建設・操業費

（ 1 ） 開發生産スケジュール

DME-FPSO の開發生産スケジュールを図 8 に示す。建造・据付・試運転期間は 4 年である。GTL は 3.5 年、LNG は 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 タンクは半年である。また図に示すように、ガス生産井の開発は 2 つのフェーズに分けて行うものとした。

		Decommissioning											
Year		1	2	3	4	5	...	9	10	...	24	25	
Sub-System		Development				Production							
FPSO Hull/Utility Fabrication													
Mooring Pre-Setting/Connection													
Process Plant Fabrication													
Assembly/Commissioning at Yard													
Commissioning at Site													
Drilling & Subsea System Fab/Insatllation													

図 8 建設・生産・撤去スケジュール(DME-FPSO)

建造に関して、次のような考慮をした。

NGL プラント

総重量 3～5 万トンのプラントは 1500 トン以下のモジュールに分割して製作し、海上クレーンで FPSO のプラント甲板上に搭載する。プラントの搭載には約 2 ヶ月を要し、その後のモジュール結合及びヤード試運転に 10 ヶ月を要するものとした。

係留システム

係留システムは、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。

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ピリカルを敷設・結合する。

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。

(2) 建設費 (CAPEX)

建設費の集計を表 6 に示す。ただし、表中の数値は LNG-FPSO に対する相対値である。

表 6 CAPEX

Category	Relative Cost (%)		
	LNG	GTL	DME
Liquefaction Plant	47	62	63
FPSO Hull / Mooring	35	18	27
Subsea System	4	4	4
Drilling / Completion	12	11	11
Project Management	2	2	2
(Total)	100	97	106

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 に比べてかなり小さい。CAPEX に占めるプラントの割合は 40 ~ 60% である。

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。

掘削仕上げ及びサブシーシステムのコストは CAPEX 全体の 10-12% である。

プラント製造コストとタンク建造コストがバランスしシステム間のコスト差は小さい。

(3) 操業費 (OPEX)

操業費を表 7 に示す。ただし、表中の数値は LNG-FPSO に対する相対値である。

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 7 は次のような設定に基づいて算定されている。

表 7 OPEX と廃鉱費

System Sub-System	Type of FPSO		
	LNG	GTL	DME
(1) Plant Maintenance	12	20	19
(2) Shuttle Tanker Operation	46	18	28
(3) FPSO / Plant Operation	33	33	33
(4) Subsea and Well Maintenance	4	4	4
(5) Decommissioning	4	4	4
(Total %)	100	79	88

プラントの稼働率は 20 年間平均で 95% とする。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。

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 ヶ月の保守点検を行い、そのうち 1.5 ヶ月の生産中断があるものとする。

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 ヶ月チャーターする。

FPSO 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。

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、計画生産量への影響はないものとする。

操業時の船内組織は FPSO の実績やプラントの大きさ等を考慮して、1-Shift クルー 9 名、2-Shift クルー 33 名の合計 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一人当たり 55 万ドル (給与、移動・輸送費、陸上のロジスティック費を含む) とする。

生産した LNG、GTL、DME 及びコンデンセートは FPSO に貯蔵され、20 日毎にシャトルタンカーで出荷される。シャトルタンカーの主要目は以下のとおりとした：

LNG-FPSO : 2 × 100,000m³ LNG Tanker
+ 50,000 DWT Oil Tanker
GTL-FPSO : 140,000 DWT Oil Tanker
DME-FPSO : 160,000m³ LPG Tanker
+ 50,000 DWT Oil Tanker

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、GTL が最も低い。この差は、タンカーの建造費と隻数による。

廃鉱費は 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 の差は小さい。

8 . 3 経済性検討

各製品の販売価格は、最近 5 年間の実勢データに基づいて、Condensate : 21\$/bbl、GTL : 23\$/bbl、LNG : 200\$/トン、DME : 140\$/トンとした。

オーストラリアの税制を採用した。

標準条件における 3 コンセプトの経済性は、次の通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 9 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）。

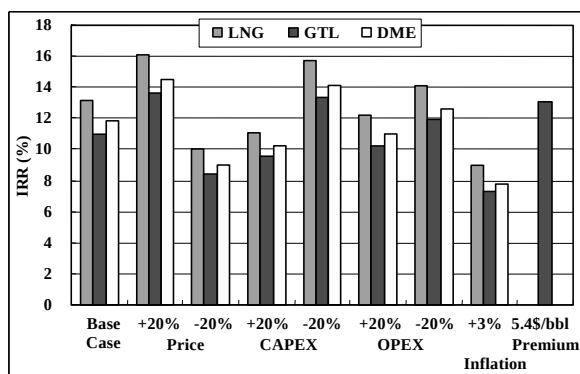


図 9 経済性評価結果（IRR）

8.4 経済性評価のまとめ

3 種類の NGL-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。

9. 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 NGL-FPSO をシステムとして構築することは技術的・経済的に実現可能であることを確認した。

謝 辞

本論文は、石油公団（現 石油天然ガス・金属鉱業資源機構）と民間企業等による共同調査研究「天然ガス液体燃料化 FPSO に係る調査」において実施された調査結果の一部をまとめたものである。関係各位に感謝する。

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
- 2) 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
- 3) 石油公団：平成 11 年度「LNG FPSO に関する技術開発」調査報告書
- 4) （社）日本海洋開発産業会：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
- 5) （社）日本海洋開発産業会：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
- 6) 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，pp.77-90，1998

記号等の説明

FPSO：Floating Production, Storage and Offloading

GTL：Gas to Liquid（本論文では、FT 合成油を指す）

DME：Dimethyl Ether（ジメチルエーテル）

LNG：Liquefied Natural Gas（液化天然ガス）

psi：pounds per square inch（1kPa=6.89psi）

MMscfd：million standard cubic feet per day（1 日当たり百万標準立方フィート）

bpsd：barrel per steam day（運転期間中の 1 日当たりバレル数）

ATR：Auto Thermal Reforming（自己熱改質）

MARPOL：船舶による汚染防止のための国際条約

F.P.：fore perpendicular

MODU：Mobile Offshore Drilling Unit

IGC：液化ガスの撒積運送のための船舶構造及び設備に関する国際規制

SOLAS：海上における人命の安全のための国際条約

HAZID：Hazard Identification

CIF Tokyo：東京までの運賃保険料込み価格

NPV：Net Present Value（正味現在価値）

IRR：Internal Rate of Return（内部収益率）

POT：Pay Out Time

PIR：Profit to Investment Ratio

CAPEX：Capital Expenditure

OPEX：Operating Expenditure

LPG：Liquefied Petroleum Gas（液化石油ガス）

Contingency：不測事態（本論文では、主に新しい技術の開発におけるコスト不確定性を指す）

DWT：重量トン数

bbl：バレル（1bbl=0.159m³）