

フローティングLNGへの 期待と最近の動向

2013年5月23日

調査部

永井 一聡

独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構

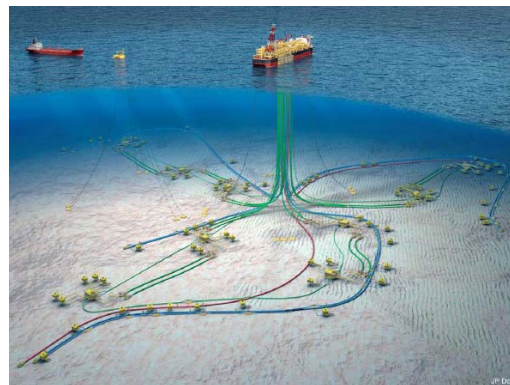
1

フローティングLNG(FLNG)とは

- Floating Liquefied Natural Gas
- 洋上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・積出を行う浮体式の生産設備

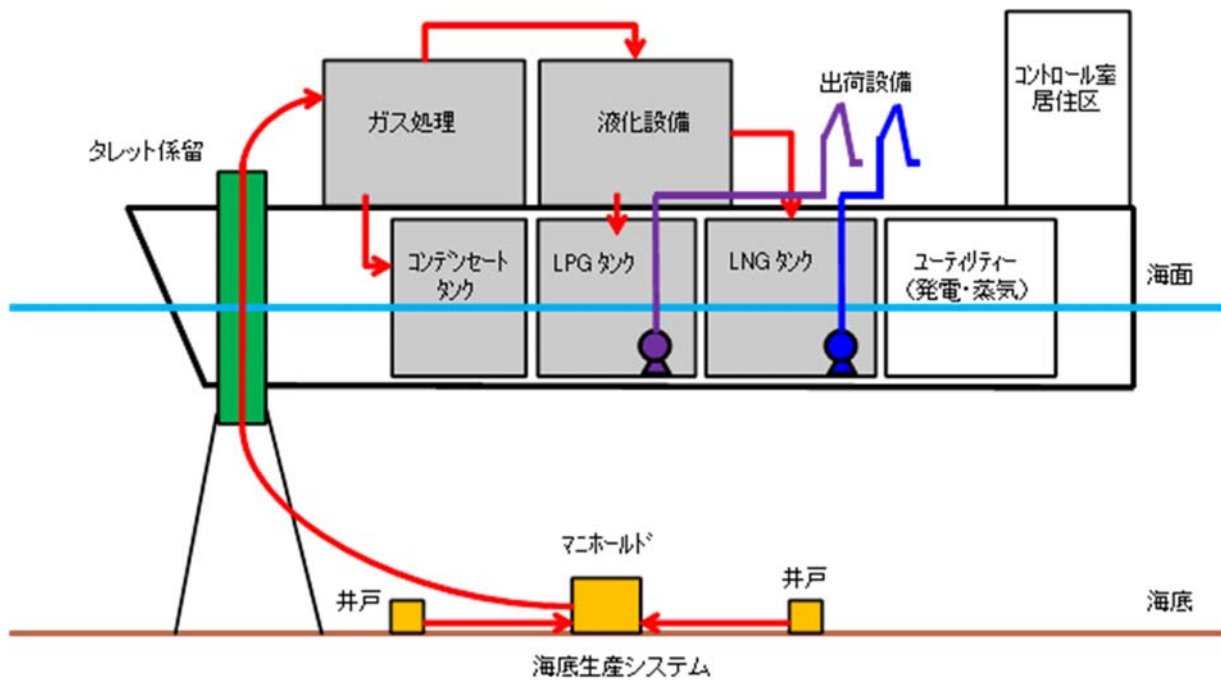


FLNG本体イメージ



FLNG採掘イメージ

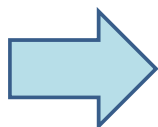
(出所: Technipホームページ)



FLNGにおける液化プロセスの選定

○考慮すべき条件

- ①波浪による揺れが液化プロセスに与える影響
- ②船体上の空間制約
- ③火災等災害発生時の被害拡大のリスク
- ④生産物・冷媒等のプロセス流体が漏えいした際の外部環境への影響



実際には、各案件の特性(規模、気象、設備全体バランスなど)に合わせて最適な液化方式を採用

FLNGにおける液化プロセス検討例

- ・ N2エキスパンダー方式
安全性高い、液化効率低い、揺れに強い
小規模（～1.5MPTA/系列）
吸収式冷凍装置との組合せで効率向上
- ・ DMR (Double Mixed Refrigerant) 方式
高い運転効率、大規模化可能(5MTPA以上)
C3-MRよりプロパン保有量小
- ・ SMR (Single Mixed Refrigerant) 方式
設置機器少なくプロセスがシンプル
＝スペース有効活用可
小規模（1～2MPTA/系列）

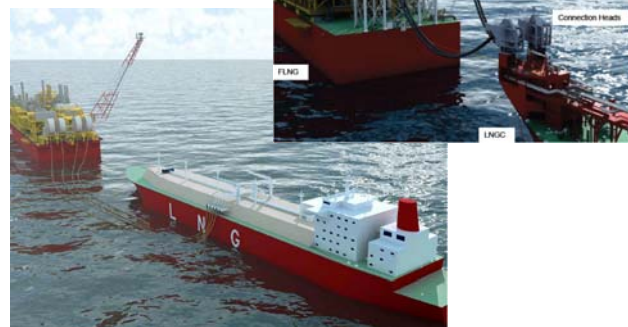
FLNGにおける積み出し

- ・ 2つのLNG船接続方法
- ・ LNG移送にはローディングアームまたはフレキシブルホース
- ・ 汎用性はサイドバイサイド方式
- ・ 安全性はタンデム方式の方が高い



サイドバイサイド方式

(出所: Shellホームページ)



タンデム方式

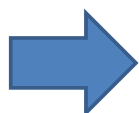
(出所: TechnipLNG17発表資料)

FLNGの特性

- ・ 洋上ガス田近傍でLNGを生産可能
→ パイプラインコスト削減
- ・ 建造後に現地に移動
→ 現地建設作業がほとんど不要
- ・ 液化プラント設置地域への環境影響少ない
- ・ 液化用のガスがリーンな場合は設備構成が大幅に簡素化
→ 投資採算性向上の可能性
- ・ 他地点への転用が可能
- ・ LNG船とのプラットフォーム共用が可能
- ・ 気象海象の地域特性を考慮する必要あり
- ・ 損害時全設備を一度に失うリスクあり（＝沈没）

FLNGの適用が効果的な開発案件

- ① 陸上からの距離が遠い洋上ガス田
- ② 大水深の洋上ガス田
- ③ 中小のガス田
- ④ 現地コストが高額な地域のガス田



いずれも従来の陸上プラントスキームでは投資採算性が取れない可能性が高い

FLNGを計画・検討中の主なプロジェクト



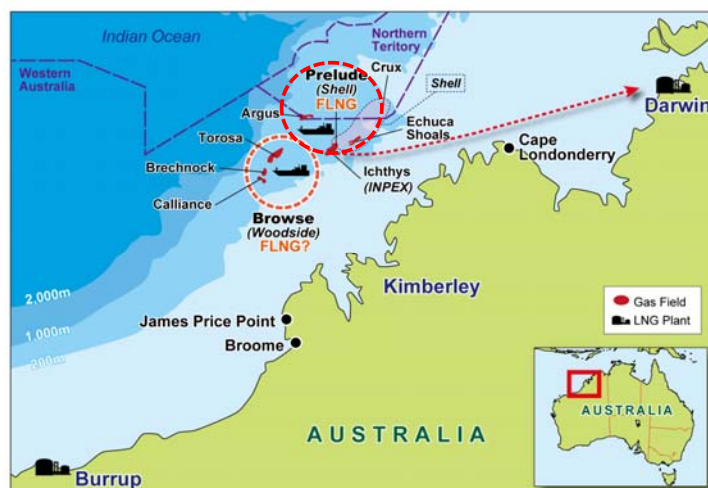
プロジェクト	国・地域	開発者	液化能力 (MTPA)	状況
Prelude	オーストラリア	Shell/Inpex	3.6	2011.5 FID完了 2017 スタートアップ
Scarborough	オーストラリア	Exxon/BHP	6.0-7.0	2014-15 FID
Browse	オーストラリア	Woodside/Shell	(12)	2014 FID
Sunrise	オーストラリア /Timor Leste	Woodside/Shell	N/A	協議中
Bonaparte	オーストラリア	GDF/Santos	2.0-3.0	2014 FID
Cash/Maple/他 ガス田	オーストラリア	PTTEP	2.0 Feed	検討中
サラワク州Bintulu沖	マレーシア	Petronas	1.2	2012.6 FID完了 2015 スタートアップ
サバ州沖	マレーシア	Petronas	1.5	2013 FEED完了予定
Abadi	インドネシア	Inpex/Shell	2.5	2013 FID
Lavaca Bay	アメリカ /テキサス	Excelerate	4.4	2018 スタートアップ
Tamar /他 東地中海ガス田	イスラエル	Noble Energy	N/A	キプロスとのLNG基地共同 開発を含め検討中
Gulf LNG	パプアニューギニア	InterOil	N/A	協議中
Shtokman	ロシア	Gazprom	N/A	開発オプションの一つ として検討中
タンザニア	タンザニア	BG	N/A	開発オプションの一つ として検討中

Preludeプロジェクト



- ・ Shellが主導
- ・ 世界初のFLNG (2011年5月FID)
- ・ 2017年操業開始予定 (現在各モジュールを建設中)
- ・ 他地点への転用も考慮

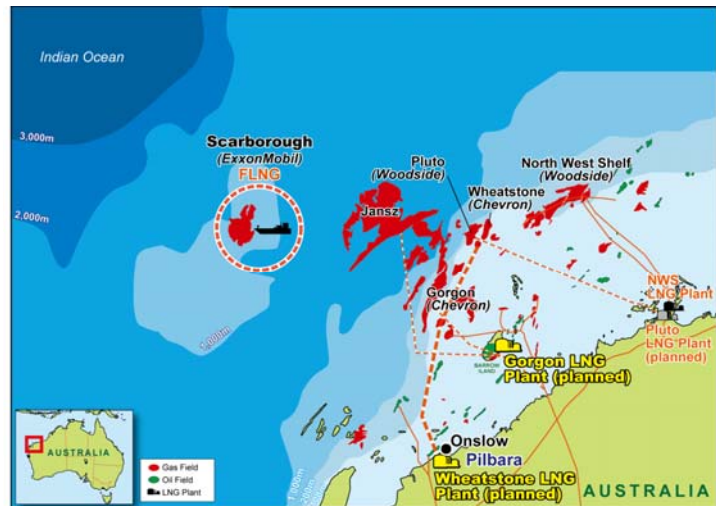
設備概要	長さ488m×幅74m
油ガス田	Prelude油ガス田 Concerto油ガス田 (合計可採埋蔵量: 3Tcf)
生産能力	LNG: 360万トン/年 (LPG: 40万トン/年、 コンデンレート: 130万トン/年)
FID	2011年5月20日
操業開始 予定	2017年



Scarboroughプロジェクト

- ・ ExxonMobilが主導
- ・ 世界最大のFLNG（大型化＝洋上挙動安定）
- ・ 2020年操業開始予定
- ・ 他地点への転用も考慮

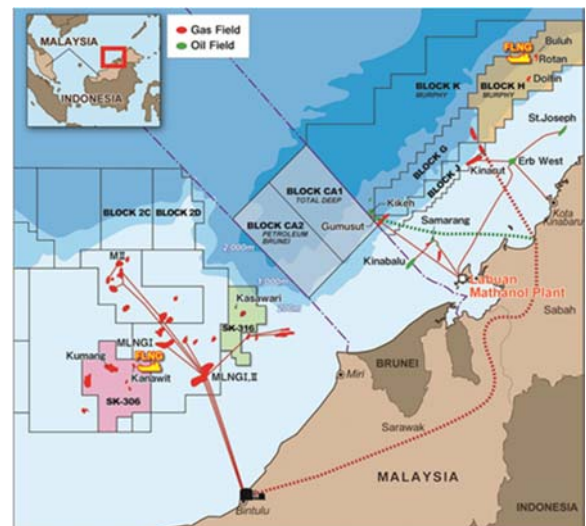
設備概要	長さ495m×幅75m
油ガス田	Scarboroughガス田 (可採埋蔵量:8-10Tcf)
生産能力	LNG: 700万トン/年 (コンデンセート生産なし)
FID	2014-2015年
操業開始 予定	2020年



独立行政法人

マレーシア サラワク州沖FLNGプロジェクト

- ・ 2012年6月に最終投資決定、操業開始は2015年予定
(Preludeより早い)
- ・ 小規模ガス田郡(0.1-0.3Tcf/field)を順次開発
- ・ 生産能力=120万t/年
- ・ 東南アジア洋上には同様の小規模ガス田が多く、同様の案件開発に有効
- ・ マレーシアではさらにサバ州沖でのFLNGも計画中



独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構

Lavaca Bayプロジェクト

- Excelerate Energyが主導
- パイプラインガスを液化して出荷
→ 前処理設備不要、液化トレイン増設
- 将来はFLNGをもう1隻増設も



設備概要	長さ330m×幅62m (操業開始時は1隻、将来的には2隻へ増強)
LNG設備コスト	24億ドル
原料ガス	南テキサスの天然ガスパイプライン
生産能力	440万トン/年 (増強後は800万t/年)
操業開始予定	2018年



Lavaca Bayプロジェクトイメージ

(出所: Excelerate LNG17発表資料)

Gulf LNGプロジェクト

- InterOilが主導するパプアニューギニアのガス田開発事業の一つ
- 現在はプロジェクト自体が進んでいない
- 特徴的なビジネスモデル

Flex LNG社が陸上ガス田のガスを棧橋に固定したFLNGで液化し、LNG販売利益の一部を受け取る

←ガス田権益者は液化プラント建設不要、

FLNG保有者は生産終了後他地点のビジネスに転用



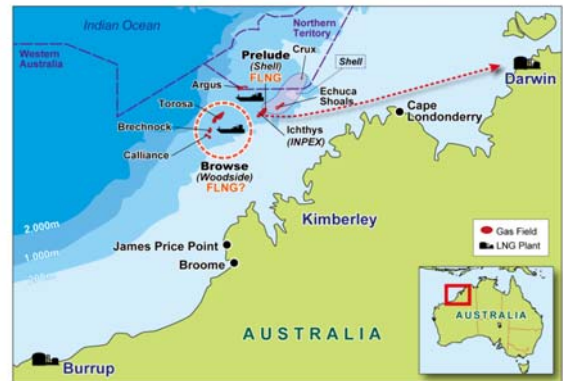
(出所: Flex LNGホームページ)

FLNGで投資開発検討が再生

○Browseプロジェクト

- ・WoodsideはJames Price Point(ガス田からの距離300km)での陸上液化プラント新設での投資開発を断念
(投資額\$450億以上?)
- ・Shellの提案により、FLNGを開発スキームとして再検討
→投資額を100億ドル削減可能?

- ・海底パイプラインコスト
- ・高い人件費
- ・環境影響



FLNGで投資開発検討が再生

○Shtokmanプロジェクト

- ・1988年発見の世界最大級の油ガス田
埋蔵量・・・ガス:3.8Tcm、コンデンセート5330万t
- ・Gazpromがオペレーター
- ・パートナーのStatoilは陸上設備での投資開発参加を断念
(沖合550km、コンデンセート有)
⇒FLNGを開発スキームとして参加を
再検討することを発表
→投資額削減、ガス田～プラント
までの遠距離パイプラインでの
気液二相流の問題も解決)



まとめ①

- ・投資採算性・技術的困難性をクリアする開発スキームとしてのFLNG
- ・FLNGが優位性を発揮するのは洋上ガス田とは限らない(陸上ガス田であってもFLNGが適用されるプロジェクトも)
- ・一方、設備(FLNG)が損害(沈没)した場合の損失は莫大
⇒現状保険の適用は困難

まとめ②

- ・中小型のFLNG利用によるビジネスモデル進展
石油メジャーが手を付けない中小ガス田開発
⇒LNGの供給源の多様化
⇒LNG価格の低減につながる可能性も
- ・設備面及び運用面での改善とノウハウの蓄積に期待
- ・今後の天然ガス開発、関連産業の流れを変える可能性
⇒その動向は引き続き注視していく必要あり