資 料

深海油・ガス田の開発技術動向*

斎藤 茂**・菅谷俊一郎**

(Received June 27, 1994; accepted September 19, 1994)

Technology trend of deepwater production system

Shigeru Saito and Shun-ichiro Sugaya

1. はじめに

近年、浅海域で発見される埋蔵量は、年々小規模化する傾向にあり、海洋における油・ガス田開発は、従来の大陸棚からより水深の深い海域に向かいつつある。

また、第 4 世代のリグの登場により、深海での作業性能が飛躍的に向上し、大水深海域に残された探鉱ポテンシャルを水深 2,300m の範囲まで掘削することができるようになった。開発の面からは、1994 年 4 月にブラジルのカンボス盆地で、Petrobras が水深 1,027m の海底仕上げを実施したほか、1993 年末に Shell がメキシコ湾で水深 872m の海域に Auger TLP を設置し、生産段階に移行した。このように、海洋における石油開発は、ますます大水深化しており、次のターゲットとして、水深 1,000m を超える海域が現実的なものとなってきた。

インドネシア石油㈱は、図 1 に示すようにスマトラ島北部にアチェ沖鉱区を保有しており、この鉱区には、水深 1,000m を超える海域にいくつかの巨大構造が存在している。当社は、1994 年 7 月より Reading & Bates 社のセミサブリング“Jack Bates”を使用して、水深 1,200m の海域で試掘を予定している。このような背景から、大水深海域における開発の可能性および開発実現のための克服すべき技術的課題などの検討を行った。

具体的には、まず、水深 300m 以深を対象にして実態調査を実施した。これにより既存の大水深フィールドの開発例と、現在開発作業中または計画中のフィールドを分析し、今後の方向を探った。次に水深 1,200m の

フィールド開発を目標に、設計条件、気象海象条件を与え、最適な開発概念を選定し、開発の可能性を検討した。これに併せて開発コストを推定し、経済性の面からも検討を加えた。最後に概念設計のまとめとして、水深 1,200m の開発のために克服しなければならない技術的課題を整理した。

2. 大水深油・ガス田の実態調査

大水深油・ガス田開発のため、技術的および経済的な観点から、各種の開発概念がこれまで考案されてきた。これらの開発概念のうち、大水深開発に適すると思われるものを大別すると、下記のごとく分類される。

- ・固定式ジャケット
- ・コンプライアントタワー
- ・浮遊式生産施設と海底生産システムとの組み合わせ
- ・テンションレグプラットフォーム (TLP)

現在までに、実際に大水深開発に適用された各種開発概念の特徴、代表的な開発を述べるとともに、水深 1,000m を超える油・ガス田開発における今後の技術動向にもふれる。

2.1 水深 300m 以深における既存フィールドの開発例

2.1.1 固定式ジャケット

固定式ジャケットは、最も一般的な海洋油・ガス田開発に用いられる形式である。固定式ジャケットは、剛体として設計され、水深が深くなると、固定式ジャケットの固有周期が長くなり、構造体は、波力などの外力に抵抗するためにより安定した形状が必要となる。そのため、所要鋼材量が急激に増加し、コストも幾何級数的に増大する。

以上の理由により設置水深は条件によるが、技術的には 600m、経済的には 300m が一応の限界とされている。

* 平成 6 年 6 月 10 日、平成 6 年度石油技術協会春季講演会開発・生産部門シンポジウム「海洋生産システム」にて講演

** インドネシア石油㈱ 開発部

図1 アチェ沖鉦区図

Bullwinkle 油田

Bullwinkle プラットフォームは、メキシコ湾の水深412mの海域にShellによって設置された世界最大の固定式ジャケットである。Bullwinkle以前の固定式ジャケットの最大設置水深は、同じくShellによるメキシコ湾の水深312mに設置されたCognacプラットフォームであった。Cognacプラットフォーム製作当時は大型ロンチングバージがなかったため、ジャケットを3分割して製作、設置せざるを得なかった。このため設置期間に1年を費やしコストを上昇させる一因となった。

Bullwinkle油田の開発では、この反省をもとに開発された大型ロンチングバージHeerema H-850を用い、従来と同じ方法で設置した。鋼材重量はCognacの53,600トンに対し、Bullwinkleでは75,000トンと約40%増加したが、開発全体の費用は逆に約40%下がり約5億ドルとなった。

Bullwinkle油田の開発以降、それを超える水深に設置される固定式ジャケットの予定はない。固定式ジャケットをより軽量化する方向で研究が進められているが（下部構造を強固にした第4世代ジャケット）、Bullwinkle

を超える大水深に適用される可能性は今後少ないであろう。

2.1.2 コンプライアントタワー

コンプライアントタワーは、柔構造として設計される。坑口装置がプラットフォーム上に設置できるため、固定式ジャケットと同様の掘削作業、操業が行える。また、従来の技術で製作、設置ができ、その面でリスクが小さい。固定式ジャケットに比べ構造重量を大幅に削減でき経済的である。ただし、構造重量は水深に比例して増大するので経済限界が存在する。

以上の理由により設置水深は、300～1,000mに適すると言われている。

Lena 油田

メキシコ湾の水深305mに、Exxonによって世界で唯一のガイドタワーが、Lena油田に設置された。ガイドタワーは柔構造のタワーと構造物を支持するガイワイヤーと呼ばれる張り網からできている。波浪などの横荷重はガイワイヤーによって支持される。タワーの設置にはサイドランチ方式を採用した。このプラットフォームは技術的には成功したが、24本のガイワイヤー（5"ワイヤー、係留半径945m）にかかる設置・保守費用が予想以上に高く、オペレータであるExxonは今後ガイドタワーを検討することはないと言われている。

コンプライアントタワーでは、ガイワイヤー関係費用の高さから、ガイドタワーは今後建造される見通しはなく、パイルドタワーが有力となろう。

2.1.3 浮遊式生産施設と海底生産システムとの組み合わせ

浮遊式生産施設（FPS）とは、セミサブやタンカーに生産処理施設を搭載したものでベッセルはアンカーに係留される。一般に坑井は海底仕上げされ、生産流体はフレキシブルラインでベッセルに接続される。FPSは主に海洋油田の早期開発、小規模油田の開発を目的に用いられている

ベッセルはセミサブリグやタンカーを転用できるため初期投資が少なくリードタイムを短縮できる。また、移動が容易なので他のフィールドへの転用も考えられ柔軟な開発ができる。

FPSと組み合わせられることの多い海底生産システムは、坑井単独で仕上げられるサテライトシステムと複数の独立した海底仕上げ坑井をマニホールドに接続するクラスターシステム、マニホールドと海底坑口装置を1つの構造物に組み合わせたテンプレートシステムの3つの形態がある。サテライトはプラットフォームから掘削できない範囲を開発するためのステップアウトに適し、

クラスターはマニホールドを小型軽量にでき、坑井配置の自由度が高く、テンプレートは坑井の掘削にリグの移動を必要とせず集中的なメンテナンスが可能なが特徴である。

Marlim 油田

ブラジルカンボス盆地のMarlim油田は、セミサブタイプのFPSを中心にPre-pilot, Pilot, Phase 1, Phase 2の4段階のステップを踏んでの開発が計画されている。現在は、625mに設置されているセミサブと10坑の海底仕上げ坑井によって約50,000BOPDで生産している（Pilotフェーズの開発は1991年3月に開始、1993年1月に終了している）。Phase 1の開始として1994年4月には水深1,027mに位置するMarlim-4号井が生産を開始した。これは現時点での水深記録である。開発は漸次、開発エリアを拡大し水深の深い地域に移り、最終的には水深2,000mまでの開発を計画している。Phase 1では32坑の生産井と12坑の水攻圧入井を2000年までに設置する予定であり、そのコストは総額約11億ドルと見積もっている。

Zinc ガス田

Zincガス田は、メキシコ湾の水深457mにExxonによって設置された10スロットのテンプレートにより生産を行っている。現在6坑によって生産中で、これらの坑井にはグラベルバックが施され、ハイドレート防止のためマニホールドにメタノールが注入されている。生産ガスは2本の8"ラインと1本の4"ラインで水深148mに位置するAlabasterプラットフォームに送られ処理される。

2.1.4 テンションレグプラットフォーム（TLP）

プラットフォームの動揺を抑えるため、ベッセルに浮力を持たせ、海底に固定されたテンドン（テザーとも言う）の張力によって保持する形式である。1984年8月に生産を開始したConocoのHutton油田で実用化された。坑口装置がプラットフォーム上に設置できるため、坑井の保守、サービスがしやすく、建造費が水深の影響をあまり受けないため大水深開発向きとされている。

Auger 油田

メキシコ湾の水深872mにShellによって設置されたAuger TLPにより、同油田は1994年前半に生産開始した。この水深は現在のプラットフォームの設置最大水深記録である。これに適用された技術は今後の技術動向という観点からは、興味深いものが多い。すなわち、円形に配置した32坑の独立テンプレートの使用、Lateral Mooring System (LMS) と呼ばれる補助係留索の採用、J-Lay 工法によるパイプラインの敷設な

どである。J-Lay 工法は大水深でのパイプライン敷設に適する方法として注目されており、Auger 油田では水深 872m に 12.75" のパイプライン敷設を実現した。Auger 油田ではまた、TLP に直接パイプラインをつなぎ込んでおり、揺動を吸収するためにフレキシブルジョイントを採用している。

2.2 水深 1,000m 前後において開発計画のあるフィールド

表 1 は、水深 1,000m 前後における油・ガス田の実態調査の結果を示したものである。現在までのところ、水深 1,000m 前後で発見された油・ガス田は、地域的にメキシコ湾、ブラジル沖、フィリピン沖の 3 地域に限られており、オペレーターとしては、Exxon, Shell および Petrobras が圧倒的シェアを占めている。

メキシコ湾では、現在 Shell が水深 872m の Auger 油田にて TLP を用いた開発をすでに終了しており、次の目標である Mars プロジェクト (水深; 945~1,580m) も TLP で開発する計画を持っている。TLP は、坑口装置が洋上に設置されているため、坑井の改修頻度が多いメキシコ湾の油田には、適したシステムである。Exxon は、オペレーターとして 5 フィールドを所有しているが、開発概念は、未定であり、その動向が注目される。

Exxon は、海底生産システムの歴史が古く、1970 年代中頃に製作した Subsea Production System (SPS) に始まり、その技術は、Shell との共同プロジェクトである Underwater Manifold Center (UMC) に引き

継がれ、Snorre 油田、Zinc ガス田をテンプレートシステムで開発した。Snorre 油田のオペレーターは Saga であるが、その成功は、1984 年 Snorre 油田の開発のために Esso と結ばれた技術協力によってもたらされたものである。

このほか、米国では、Texaco を中心とした欧米メジャー系石油会社 11 社と主要メーカー 30 社が、“Deepstar” (Deepwater Staged Recovery System) として、メキシコ湾において水深 1,800m までの開発を目指したプロジェクトを推進している。

一方、ブラジルには数こそ少ないが可採埋蔵量で 10 億バレルを超える巨大油田があり、埋蔵量が大きいのが特徴である。油田開発は強い国内需要を満たすために、国営石油会社 Petrobras が独占して取り組んでいる。最近でも大水深領域で油田の発見があり、今後もセミサブ FPS と海底仕上げ技術を組み合わせた開発で世界をリードすると思われる。水深 2,000m までの開発を目指した研究開発プロジェクト PROCAP-2000 を実行中である。

フィリピンの Malampaya 油・ガス田は現在までに 3 坑の試掘が行われ、良好な油・ガス層 (Miocene Nido Limestone リーフ) を産出テストで確認した。可採埋蔵量は、油で 1 億~3 億 5 千万バレル、ガスは 2~3 TCF と見積もられている。特にガス開発は国内のインフラが整っていないこと、大水深であること、遠隔地であることにより、困難が予想されている。オペレーターである Shell は浮遊式生産施設と海底生産システム

表 1 大水深油・ガス田実態調査

フィールド	オペレータ	位 置	発見 (年)	生産 開始 (年)	水 深 (m)	可採埋蔵量		開 発 概 念	コスト (\$MM)
						Oil (MMB)	Gas (BCF)		
Mensa	Shell	メキシコ湾	1991	未定	1,780	170	100	N/A	N/A
Mars	Shell	メキシコ湾	1990	1997	945~1,580	700	N/A	TLP	2,000
Diana	Exxon	メキシコ湾	1992	2002	1,400	100	500	N/A	N/A
Mickey	Exxon	メキシコ湾	1991	1999	1,340	200	N/A	N/A	N/A
Allegheny	Exxon	メキシコ湾	1992	1999	600~1,000	100	N/A	N/A	N/A
Ram-Powell	Exxon	メキシコ湾	1991	1998	914	420	1,600	N/A	800~1,000
Vancouver	Chevron	メキシコ湾	1991	N/A	825	200	N/A	N/A	N/A
Bison	Exxon	メキシコ湾	1991	1996	730	30	100	N/A	N/A
Bijupera	Petrobras	Campos 沖 (ブラジル)	1990	1994	400~1,050	190	105	FPS + 海底生産システム	N/A
Barracuda	Petrobras	Campos 沖 (ブラジル)	1986	1994	700~1,100	660	N/A	FPS + 海底生産システム	N/A
Marlim	Petrobras	Campos 沖 (ブラジル)	1985	1991	400~2,000	1,700	N/A	FPS + 海底生産システム	N/A
Albacora	Petrobras	Campos 沖 (ブラジル)	1984	1987	200~2,000	1,000	N/A	FPS + 海底生産システム	N/A
Malampaya	Shell	Parawan 沖 (フィリピン)	1992	1996	700~1,000	150	1,000	FPS + 海底生産システム	N/A

表2 気象海象条件 (再現期間: 100年)

	北アチェ沖	ブラジル沖	メキシコ湾	北 海
最大波高 (m)	8.4	14.2	24.2	30.0
風 速 (m/sec)	17.0	35.4	42.7	45.0
潮 流 (m/sec)	1.30	2.06	1.88	1.20

を組み合わせた開発概念を検討していると言われているが、東南アジア地域では唯一の大水深フィールドであるだけに、その動向が注目される。

このように実態調査の結果を総括すると、水深1,000 m以浅では、前述のような各種の開発概念が実施あるいは検討されてきたが、水深1,000 mを超える海域においては、今後、TLP および浮遊式生産施設と海底生産システムの組み合わせが有力な開発オプションとして浮上してくるだろう。また、可採埋蔵量の面からは、メキシコ湾においては、原油換算で1億5千万バレル程度が1つの目安となるだろう。開発対象となる可採埋蔵量は、産油国との契約条件によっても異なるので一概に言えないが、インドネシアの場合メキシコ湾に比べて3～4倍の埋蔵量規模を必要とするだろう。

開発コストについては、Auger 油田で総額13億ドルかかり、Mars 油田開発プロジェクトでは、約20億ドルと見積もっており、このオーダーにおける開発コストを要すると思われる。

表3 設計条件

水深	1,200 m		
離岸距離	145 km		
油層深度	3,000 m		
集油面積 生産 レート 坑井数 生産期間	油 田 ガス	油田	ガス田
		20 km ²	40 km ²
		100,000 BOPD	12,000 BCPD
		70 MMSCFD	400 MMSCFD
		44 坑	20 坑
生産期間		20 年	20 年

3. 大水深油・ガス田開発概念設計

試掘対象構造が油田である場合と、ガス田である場合とそれぞれ想定して、表2および表3に示すような気象・海象条件、設計条件に基づいて、開発概念設計を実施した。概念設計は、英国の Aker Engineering 社に委託した。

図2 油田開発概念図

3.1 油田開発ケース

集油面積 20km² を有する想定油田を開発するため、図2に示すように全搭載型の TLP と貯油タンカー (FSO) を設置する。TLP 上には、生産施設、掘削リグ、居住区、ユーティリティなどが設置され、44坑の開発井 (4坑のガス圧入井を含む) は、TLP 上の掘削リグから傾斜掘りによって、掘削される。生産処理能力は、10万バレル/日とする。FSO は、100万バレルの貯油能力を有し (140,000 DWT、二重船底)、8点スプレッドアリングによって係留される。

開発概念に、TLP を選定した理由としては、

- ・油田の対象面積が 20km² であり、1 箇所から掘削できる範囲にある。
- ・坑口装置が洋上にあるため、ワイヤーラインや改修などの坑井保守作業が効率的にできる。
- ・大水深能力のある掘削リグは、アベイラビリティがタイト (水深 1,200m を掘削可能な掘削リグは世界でも 10 基程度) であるが、全搭載型 TLP であれば、坑井の掘削、改修のたびに、リグを動員する必要がない。坑井数が多いほど、開発コストの差は顕著となる。
- ・生産井 40 坑は、ガスリフトを計画しているため、フレキシブルライザーを用いてはライザーの本数が増え、海底装置が複雑になり現実的ではない。

などが挙げられる。

開発コストの概算総額は、11億ドルであった。図3に開発コストの内訳を示すが、TLP 関係が約 4 億ドルで 35%、FSO が 10%、海底装置が 20% (ライザー含む)、掘削費が 20% をそれぞれ占める。

総額 11億ドル

図3 油田開発コスト

TLP/FSO の設計、製作から設置終了までに、42ヶ月を要する。さらにフックアップとコミッショニング作業に3ヶ月を要するので、設計開始から生産開始までの全体スケジュールは45ヶ月と見込まれる。

3.2 ガス田開発ケース

集ガス面積 40km² を有する想定ガス田の開発に最も適した開発システムは、図4に示すように海底生産システムと浮遊式生産施設 FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) の組み合わせである。海底に4基のクラスターマニホールシステムを配置し、各クラスターに5坑の海底仕上げ井を接続、各マニホールで合流したガスは、フレキシブルライザーで洋上の FPSO へ送られる。生産ガスは、FPSO 上で処理され、コンデンセートは FPSO からタンカーに洋上出荷され、ガスは 20" パイプラインで 145km 離れた陸上の LNG プラントまで送られる。FPSO の貯油能力は、30万バレルとした。

海底生産システム (クラスターシステム) と FPSO の組み合わせを選定した理由としては、

- ・開発対象面積の 40km² を考慮すると、1 箇所から掘削し、ガス層をカバーすることは、現在の掘削技術では困難である。マニホールと海底仕上げ坑井 5 坑から構成されるクラスターシステムを 4 基設置することで、掘削の傾斜角 60° 以内に保つことができる。
- ・マニホールと海底坑口装置が一体構造物のテンプレートシステムは、リグの移動なしに連続掘削ができ、マニホールと海底坑口装置をジャンパーラインで接続する作業を省略できる利点がある一方、一体型構造物であるゆえに大型化し、重量が増し設置用ベッセルが制限されてくる。
- ・クラスターシステムは坑井配置の自由度が高く、例えば試探掘井の開発井への転用が可能で、このことは掘削費が高額な大水深では大きな利点となる。また坑井の掘削がマニホールの製作設置時期に左右されることがないため、生産までのリードタイムを短縮することができる。

などが挙げられる。

開発コストの概算総額は、9 億 1 千万ドルであった。図5に開発コストの内訳を示すが、FPSO 関係が 15%、パイプラインが 20%、海底装置が 15%、掘削費が 3 億 2 千万ドルと 30% を占める。

全体スケジュールは、海底生産システムのスケジュールに支配される。海底マニホール、フローラインとアンビカルラインの設計、製作および設置は、40ヶ月かかると予想される。さらに、フックアップとコミッショ

図4 ガス田開発概念図

総額 9億1千万ドル

図5 ガス田開発コスト

ニング作業に3ヶ月を要し、プロジェクト全体では、45ヶ月が見込まれる。

4. 大水深開発における技術的課題

水深1,200mにおける開発概念設計を通じて、開発を実現するために克服すべき課題として、下記の技術的事

項が挙げられる。

- 海底機器（海底坑口装置、コントロールシステム、アンビリカルなど）
- パイプライン
- フレキシブルライザー
- 海底接続システム（ベッセルの係留など）
- 海底機器の設置、保守、点検、修理
- 浮遊式生産施設

以下に代表的な事項を記す。

(1) 海底坑口装置

水深1,000mを超える大水深の海底坑口装置には、ブラジル沖の油田開発に適用されているFMC社の水平ゾンタルツリーと呼ばれるものが候補に挙げられる。これはすでに、1,027mに設置されており、設計上1,800mまで使用可能である。ただし、水深1,200mでの実績はないため、条件に合わせた改良が必要である。

(2) コントロールシステムとアンビリカル

大水深ではエレクトロ／ハイドロリック方式で海底機器を制御する（信号は電気で伝達するため反応時間が短い）。ただし、水深1,200mでは使用実績がない。水深1,200mになると従来のエレクトロ／ハイドロリック用のアンビリカルは、ハイドロリックラインが水圧によって圧潰する可能性がある。また、自重も大きくコストも

高いという欠点がある。これを解消するためにハイドロリックラインをステンレスにしたアンビカルなど材質の工夫が必要である。

(3) パイプライン

デッキ上の水平セクションでパイプハンドリングを行う従来の S-Lay 工法では、大水深になるとスティンガーの部分に高い曲げ応力が生じ敷設が困難となる。大水深では、パイプハンドリングを垂直セクションで行う J-Lay 工法が適する。Auger 油田では水深 872m に J-Lay 工法で 12" パイプラインを敷設した。しかしながら、現在 1,200m に敷設できる能力を持った敷設ベッセルは存在しない。水深 1,200m で稼働できるダイナミックポジショニングタイプの敷設ベッセルに、テンション能力を高めた J-Lay モジュールを搭載する改造が必要となる。ただし、J-Lay 工法自身にもパイプのハンドリングに手間がかかり、敷設時間が遅いという問題があり、またパイプの軽量化など検討すべき点がある。

水深 1,200m におけるダイバーレスのパイプライン修理技術は現在までのところ実証されていない。

浮遊式生産システムにパイプラインが接続される場合、ベッセルの運動を吸収するテンショナーやフレックスジョイントといった装置が必要となる。

(4) フレキシブルライザー

8" フレキシブルライザーは水深 1,200m に適用できるが、それ以上の口径では水圧による圧潰の可能性がある。このため軽量化と高強度化が必要で、これは材質を改良することで達成できる。

(5) ベッセルの係留

ベッセルは大水深になると定点保持が困難になるため、スラスタの併用など補助係留システムを検討すべきである。

(6) 海底機器の設置、保守

大水深ではダイバーレス、ガイドラインレス作業を前提とした設置、保守の方法、専用機器の開発が必要になる。そのために設計段階から比較的故障しやすい部品をモジュール化し、モジュール別に回収、修理を行うアプローチをとらなければならない。

実際にガイドラインレスダイバーレス設置技術は、ブラジル沖で多く実績がある。ただし、水深 1,200m で実績がないため、開発にあたっては設計段階から設置業者とコンタクトして作業を進めていく必要がある。

5. 結 語

大水深油・ガス田の開発は、ブラジル沖で水深 1,027m の海底仕上げ井が生産を開始し、メキシコ湾では、Auger TLP が水深 872m に設置され、水深 1,000m における油・ガス開発は、現実のものとなってきた。本開発概念設計で対象にした水深 1,200m のフィールドは、気象海象条件が極めて静穏な海域に属するため、技術的課題を抱えてはいるものの、技術的には可能な段階にあると言える。

大水深プロジェクトの特徴は、技術的難易度の高さと高額なコスト、すなわちリスクが高いことである。石油会社として重要なことは、大水深開発技術におけるリスクをいかに軽減するかであろう。そのためには、信頼できるエンジニアリング会社あるいはメーカーを選び、開発計画の策定というようなプロジェクトの初期段階から密接な関係を持つことが重要である。

最後に、現在石油・天然ガス開発を取り巻く情勢は、積極的に大水深探鉱を進めていく状況にはないが、まずは大水深油・ガス田を発見することが、開発への第一歩であると信ずる。