

### 4 海洋油ガス田からの生産技術

#### 4.1 概略

##### 4.1.1 海洋油ガス田開発の歴史

海洋掘削の歴史は、大きく分けて次の4期間に分類することができると言われている。

###### (1) 1859年-1900年

19世紀後半の約40年間は海洋掘削の準備期間ともいうことができる。この間にかなり具体的な構想が発表されたが、当時の工業技術力不足のため実現はしなかった。しかし世界最初の海洋掘削は19世紀末になされたという記録が存在している。

###### (2) 1900年-1930年

この30年間は主として栈橋あるいは波止場の岸壁等の上で多数の掘削がなされた。そしてこの期間にいわゆる燃料革命、すなわち、固体燃料から液体燃料への転換がなされ石油に対する需要が急激に増大した。

###### (3) 1930年-1960年

初の移動式海洋掘削装置が出現した。その後、型式と性能に一層の改善がなされて新世代の浮上式掘削装置と着底型掘削装置の設計の基礎が確立され、600ft（180m）水深での大陸棚掘削が可能となった。

###### (4) 1960年以降

海洋掘削技術が躍進的に進歩発達して大陸棚斜面での掘削が可能となった。海洋掘削装置の建造技術、海底坑口装置、船位保持装置等の発達により、まさに深海掘削時代に入ったといえる。

1960年代以降の期間は大水深化の切り口で幾つかのステージに細分化できる。それについては後に触れるとして、まずは初期の(1)～(3)の期間を見ていこう。

上記の(1)～(2)ではサマーランドにおける掘削が有名である。サマーランドは北米太平洋岸カリフォルニア州のサンタバーバラ海岸北東部に位置している。ここで、潮干帯に建設された栈橋の上から行われた掘削こそが、世界初の海洋掘削である。



図 4.1.1-1 Piers with California's first offshore oil wells, Summerland Field, before 1906

(出典：NOAA)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ここでの海洋油田開発は、1900年には20坑を掘削する棧橋が既に11基を数え、1918年には無数の櫓（<sup>やぐら</sup>derrick）が乱立したといわれている。しかしながら、この油田の産油量はそれ程増加しなかった上に、1932年の暴風と1942年の異常高潮で致命的な大被害を受けて壊滅してしまう。とは言え、史上初の海洋掘削としての実績と貢献は大きい。

また、同時期の掘削としてはマラカイボ湖（ベネズエラ）における掘削も挙げることができる。

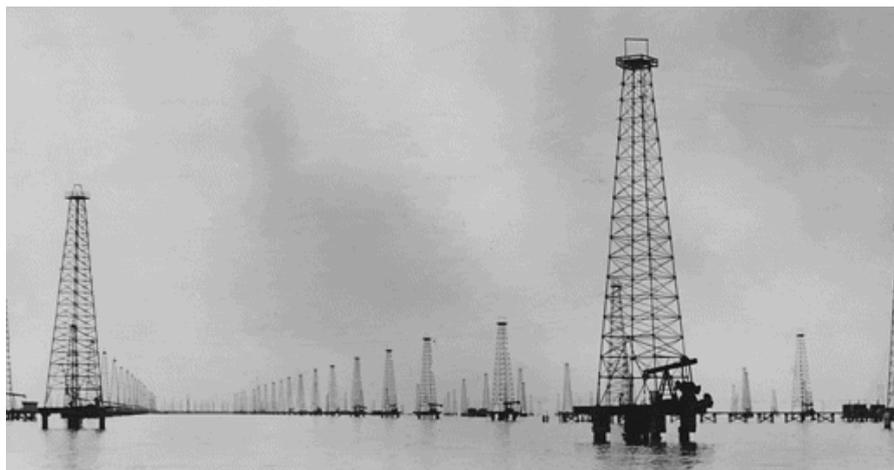


図 4.1.1-2 マラカイボ湖の油田開発

(出典：Postage Stamp Chat Board & Stamp Bulletin Board Forum)

こちらは、1917年にShellがマラカイボ湖の沿岸陸上部で油田を発見したことに始まり、その後も引き続き陸上部分での掘削を実施している。1923年にLago Petroleumは湖水下の鉱区を入手し、翌年1924年にマラカイボ湖の湖上掘削が開始されることになった。マラカイボ湖には潮流がほとんどなく、ハリケーンの危険もないので設計上は熱帯性雷雨に伴う突風に対してのみ注意を払えば良かった。当時の掘削基地は100本以上の丸太杭を湖底に打込み、その上にプラットフォームを構築し、そこに掘削設備を載せていた。しかし、1927年になって丸太杭の代わりにコンクリート製の杭を使用して櫓の基礎が建設され大成功を納めた。

その後わずか2年間のうちに160基ものコンクリート製の櫓基礎が建設された。1934年頃には今度は鉄鋼製のプラットフォームが主流となった。それと同時に蒸気動力式のテンダーバージ（<sup>はしけ</sup>tender barge）が出現した。これより後は掘削櫓用のミニマムプラットフォームと掘削装置を乗せるためのテンダーバージとの組合せが使用されるようになり、後のプラットフォームとテンダー型式のはしりとなった。

1940年に入ってケーソン（caisson）式の基礎が導入され、水深100ft（30m）の所での掘削が可能となった。その頃使用されたコンクリートケーソンは直径5ft（1.5m）、長さ200ft（60m）で通常は4本が使用された。マラカイボ湖は油田の発見後1/3世紀程の期間に総計3,700本の坑井が約900基のセルフコンテンドプラットフォームとテンダーバージによって掘削され、当時の西半球における最大の油田となった。そして、マラカイボ湖における掘削経験もその後の海洋掘削技術の発展に大きく寄与した。即ち、当時先端的であったコンクリー

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ト製のプラットフォームとディーゼルエレクトリック式テンダーによって、掘削作業は 50 年後の今も大きく形式を変えずに続いて実施されており、まさに近代的な海洋掘削の基礎がここで確立されたと言っても良い。

では、本格的な海洋石油開発の歴史はいつからといえるだろうか。その有力候補の一つが第 2 次世界大戦後の 1947 年、アメリカ・ルイジアナ沖での海底油田開発の成功と言われている。水深はおおよそ 18ft (6m) でジャケットからの海洋掘削が行われた。その後、世界各地で相次いだ海底油田の発見がきっかけとなり、海洋掘削装置を利用した本格的な海洋掘削へと進展していく。



図 4.1.1-3 アメリカ・ルイジアナ沖での海底油田開発  
(出典：American Oil & Gas Historical Society)

さて、最初に触れた大まかに 4 期に分けたうち最後である 1960 年代以降の海洋開発の発展を見ていこう。この 4 期については、しばしば次のように分類され、海洋掘削機器を指して、第〇世代の機器と呼んだり紹介したりすることもある。

表 4.1-1 海洋開発の大水深化の年代的分類

世代	開発対象の水深	年代
第 1 世代	200 m	—1960 年代
第 2 世代	300 m	1969–1974
第 3 世代	500 m	1980 年代初期
第 4 世代	1000 m	1990 年代
第 5 世代	2500 m	1998–2004
第 6 世代	3000 m	2005–

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

さらに、海洋開発の大水深化の記録の進化をグラフ化したものが図 4.1.1-4 である。

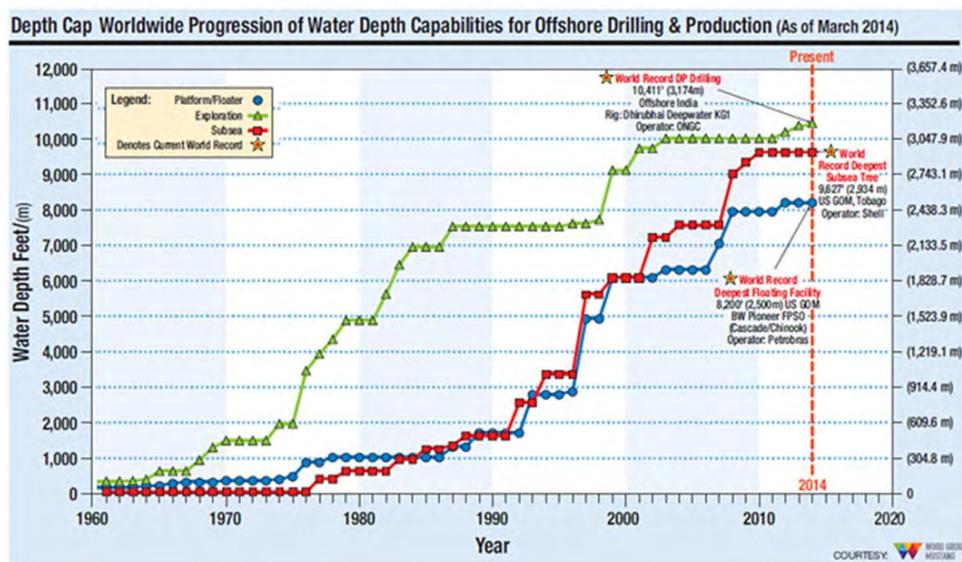


図 4.1.1-4 1960 年代以降の大水深化

(出典：エンジニアリング協会)

1960 年代以降の海洋開発としてブルーウォーターリグ 1 号 (図 4.1.1-5) が挙げられる。1961 年に Blue Water Drilling が所有した 4 本コラム (column) タイプのこの掘削リグ (drilling rig) であるが、底面に相当するポンツーン (pontoon) 部分で得られる浮力が、上載構造物を支えるには十分ではなかった。そのため、仕方なく上甲板とポンツーン部 (底部) を繋ぐ 4 本のコラムの途中を喫水線とする状態で曳航したところ、揺れが非常に小さいことが発見されたのである。そこで、Shell と Blue Water Drilling の両企業は、敢えてこのリグを浮体として運用することを決めた。これが、半潜水式“浮体”の幕開けとなり、海洋開発の大水深化への扉が開かれたのである。

そして 1963 年に“最初”のセミサブマーシブル (semi-submersible、以下「セミサブ」という) 型掘削リグ、オーシャンドリラー (Ocean Driller) が設置される。その後、次々とセミサブ型の掘削リグが設計建造され、1970 年代初頭には早くも 30 基も導入されている。



図 4.1.1-5 ブルーウォーターリグ 1号 (出典: OILPRO)

図 4.1.1-4 を見ると、1960 年代以降、海洋石油開発の大水深化は概ね 10 年～15 年に一回、概ね 2,000ft (600m) 程度の深度の更新を遂げていることが分かる。そこには、技術的な進歩だけでなく、投資を促す石油価格に大きな影響を及ぼすような世界情勢や社会背景の変化がある。そこで以下で時代背景も確認しながら、1960 年代以降の海洋石油開発の進展を眺めていくこととする。

1960 年に石油輸出国機構 (OPEC: Organization of the Petroleum Exporting Countries) が発足し、1970 年代に入ると中東戦争・オイルショック等の資源ナショナリズムが高まりをみせた。その結果、中東や北アフリカの産油国において石油資源の国有化が進み、国際石油メジャーが中東から締め出されてしまう。そこで、石油メジャーは政治リスクの少ない海洋油田開発に注目し、力を入れ始める。これにより、従来よりも水深が深い海域での開発技術が進展した。ところが、油価が低いレベルに留まったため、1990 年代まで水深 300m 程度の開発で水深としては停滞することとなる。ちなみにこの頃の海洋開発としての大水深とは、水深 300m 以深を一般的に意味していた。水深 300m の限界の理由としては、ジャケットやタワーなどの着底式の海洋構造物としての採算の問題もあるが、ダイバーの作業限界水深も一つの理由であった。

1990 年代、技術革新とコスト削減により海洋石油・ガス開発は再び急速に大水深域へと進展する。この進展に対する政治史的な背景には、湾岸戦争の勃発による中東情勢の不安定化がある。これにより油価が上昇し、それに連動する形で北海油田などの海洋油田開発が活発化し、その結果、非 OPEC 国での石油生産が増加することとなった。その海洋油田開発を支えた技術の一つが、遠隔操作無人潜水機 (ROV: Remotely Operated Vehicle) や自律型無人潜水機 (AUV: Autonomous Underwater Vehicle) と呼ばれる海中ロボットなどの進化である。高性能な海中ロボットの登場により、遠隔操作による深海での様々な作業が可能になる。これによりダイバーの作業限界水深を超えた海底での作業が可能となり、更に効率・精度が

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

向上することになった。加えて洋上施設の進化に目を向けると、対象海域の大水深化に合わせた緊張係留式プラットフォーム（TLP:Tension Leg Platform）、円筒型プラットフォーム（spar）、浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備（FPSO:Floating Production, Storage and Offloading system）といった浮体の技術の進化も見逃せない。浮体の進化には、浮体容量と位置保持の二つの面がある。浮体容量の増加（排水量の大型化）は、一見大したことがないように見えがちである。しかし、生産した油の大量貯蔵や開発資材を大量ストックが可能となったことは、開発対象海域の大水深化と沖合化に対する採算性の向上にかなり寄与する。位置保持については、新素材による係留、フレキシブルライザー（flexible riser）の登場、自動船位保持装置（DPS : Dynamic Positioning System）性能の向上などの周辺技術の進化が進んだことが大きい。

非 OPEC 国による海洋石油開発という観点では、1990 年代の北海だけでなく、2000 年前後のメキシコ湾、2005 年以降のブラジル沖を代表とする中南米、近年では西アフリカ周辺での海底油田の発見・開発が、海洋開発の技術進展の原動力となる。一般的に、開発環境としては厳しい海洋開発を推し進めるのは油価の上昇であり、そして油価について長期的に見れば上昇の傾向はあるが、近年のシェールガスの発見などを契機とした油価の暴落など、長期的なトレンドを超えての油価の変動は、海洋開発の大水深化や進展に少なからぬ影響を及ぼす。

2000 年代初頭には大水深の定義が 1,000m とも言われ始め、更に 2005 年頃には早くも 1,500m にもなると言われる。ちなみに近年では、大水深開発を Shell とともにリードしてきた Petrobras では超大水深とは 1,700m 以上の海域と定義している。図 4.1.1-6 は海底石油の世界的な現状を示している。それぞれの海域の近年の動向を見てみよう。



図 4.1.1-6 海底油田の世界的現状（図 1.1.4 を再掲）（出典：JOGMEC）

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### 【北海】

北海は、生産の限界が近いといわれながらも、新規油田の開発や既存油田における回収率向上などによって、1990年代末まで生産量を伸ばしてきた。北海という厳しい環境下での生産を求められるため生産コストの面では不利だが、欧州市場に近く政治的に安定した地域であることから、石油の供給地域として大きな役割を担ってきた。しかし、英領北海は1999年に290万バレル/日、ノルウェー領北海は2001年に340万バレル/日、北海全体では2000年頃に640万バレル/日をピークとしてついに漸減傾向を示し始め、2013年の生産量はピーク時の半分以下の280万バレル/日にまで減少した（データ出典：IEA）。原油生産が終わりつつある北海油田では、既存油田の生産終了に伴うプラットフォームの解体撤去の問題も浮上してくる可能性がある。

### 【中南米】

2003年のイラク戦争勃発以降は主に油価が高騰することになり、採算が取れるようになったため大水深海域での開発が更に本格化した。こうした経済的な採算性を背景に、メキシコ湾に加えて、国内でのエネルギー自給率の向上を国家的な戦略に位置づけたブラジル沖で、ShellとPetrobrasが競うように大水深海域での開発をリードしていった。ただし、メキシコ湾の石油生産は上流部門への投資不足により、2004年のピーク時の380万バレル/日から、2013年には290万バレル/日にまで減少した。一時は世界最大級の規模といわれたカンタレル油田（Cantarell）は2004年のピーク時には210万バレル/日を生産したが、2011年には30万バレル/日にまで生産量が減少している。一方、ブラジルの石油生産は2013年には210万バレル/日に達した。沖合の深海プレソルト層で2007年から2008年にかけてトゥピ、イアラ、ジュバルテ等の大型油田が発見され、合計推定埋蔵量は95～140億バレルに上ると言われる。国営Petrobrasは2020年には420万バレル/日の生産を目指している。

### 【西アフリカ】

ギニア湾沖合の深海は、有望な生産地域として近年重要性を高めている。アンゴラでは2001年より、ナイジェリアでは2005年より深海油田からの生産が行われており、今後もいくつかの深海プロジェクトが計画されている。その他、ガボン、ガーナなどでも深海の探鉱が活発化しつつある。

### 【その他】

その他の地域としては、2015年から2016年にかけて北西大陸棚（西オーストラリア沖合）およびチモール海峡を中心とした地域で新規油田の生産開始が予定されており、生産量は2013年の41万バレル/日から2019年には78万バレル/日まで増加すると見込まれている。

#### 4.1.2 大水深化を支える機器と技術

大水深掘削を行うには、次に挙げた課題を、経済性と安全性の双方に見合う形で克服する必要がある。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- (1) 大量の掘削資材：ケーシング (casing)、ライザー (riser)、掘削泥水、等の調達と運搬
- (2) 掘削期間：長期化は掘削リグのチャーター費、機材のレンタル費の増大に直結
- (3) 大容量吊上能力：噴出防止装置 (BOP : Blowout Preventer)、ライザーパイプおよびドリルストリングの重量増加と余剰浮力
- (4) 坑井制御：圧力損失の増加、低温によるハイドレート生成等への対策
- (5) 位置保持システム：係留索の重量増加と船体の大型化に対応

これらの課題に対して、(1)は船体の大型化、(2)、(3)、(4)は掘削装置や機器の技術革新や大容量化、(5)は DPS の信頼性向上やスラスター (thruster) の容量増で対応してきている。

海洋資源開発で使用される機器としては、海洋構造物に搭載される機器と海底の坑井で使用される機器に大別される。前者に特有の機器としては掘削機器や係留装置が挙げられ、海洋構造物のトップサイドのプラント部分に搭載される。また、後者の海底の坑井で使用される機器はサブシー (subsea) と呼ばれる。足元において大水深での油ガス田の開発が進む中、サブシー機器は注目されているプロダクトである。

第4章 海洋油ガス田からの生産技術

表 4.1.2-1 海洋石油開発で用いられる主な機器

カテゴリー	機器名	内容
掘削機器	デリック	油井槽。ドリリング・リグを構成する象徴的な要素の一つ。この中で、ドリル・パイプやケーシングなどの揚げ降ろしを行う。
	ドローワークス	坑井の中にパイプや機器を昇降させるためラインの巻揚げ装置(ウィンチ、ワイヤ・ロープ、油圧ラムなど)
	泥水システム(マッドシステム)	坑井に流体を圧送するための機器。泥水の圧力によって、井戸壁の崩壊を防止し、石油や天然ガスの暴噴を抑えることができる。(ポンプ、混合・処理・輸送用の機器)
	ロータリーシステム	掘削ドリル・ストリングを回転させるための機器(ロータリーテーブル、トップドライブ)
	掘削マリンライザー	掘削パイプを中に収め、海底面の噴射防止装置と掘削リグの間をつなぐ大口径のパイプ
	噴出防止装置(BOP: Blowout Preventer)	緊急時の坑井からの流体の噴出を掘削リグが止めることを可能にするための安全装置
測位システム	DPS : Dynamic Positioning System	プロペラやスラスターを PC 制御し、風・波・潮流の影響を打ち消し、船体を同一位置に保持するシステム
ガスタービン及び蒸気タービンシステム	ガスタービン発電機	坑井からの余剰産出ガスを発電機用ガスタービンに接続導入することで動力源として利用
	ガスタービン圧縮機	坑井からの産出ガスを圧送する圧縮機がガスタービン駆動の場合で、代替方式として電動圧縮機がある。
	ボイラー及び蒸気タービン	ガスタービン発電機による電力の代替として、ガス焚きボイラーで水を沸騰し蒸気が発生させて、その蒸気を使用して蒸気タービン発電機にて発電する方法
係留装置	固定係留設備	チェーンやワイヤーなどの係留索で掘削リグに繋がれたアンカーを海中に沈めることで船体・浮体の位置を保持
	タレット	FPSO など洋上浮体施設を水平面内で回転(回頭)させるための係留機器(ベアリング)
	スイベル	流体・気体・制御信号・電力など送信するラインを静止物体から回転をゆるす物体へ繋ぐ際に、ラインのねじれやよじれを生じさせない機器
パイプ・ライン・ホース	ダイナミックライザー	坑井-FPSO 間で流体を搬送するためのパイプ
	アンビリカル(供給パイプライン)	坑井作業を制御するための電力・油圧・薬剤を送り込む、洋上設備と海中システムを結ぶ供給ライン
	浮きホース	石油等を FPSO からタンカーに移送するために使用されるホース
運搬設備	クレーン	資材を運搬するための設備
サブシー	海底仕上げ井	海底坑口に坑口装置、クリスマス・ツリーなどが設置され仕上げられた坑口部
	コントロール	海底仕上げ井に取り付けられたバルブ(制御装置)
	テンプレート	複数の開発井を掘削するために海底面に設置される台座のことで、必要坑井分のスロットを持つ。
	マニフォールド	海底で生産井や圧入井からのバルブ・配管を集約させた構造物
	ジャンパー	海底仕上げ井からの生産流体をマニフォールドに送るパイプ
生産に関わる設備・機器	分離・処理システム(セパレーターなど)	坑井からの産出流体を気液分離(2相セパレーター)、または、気液液分離(3相セパレーター:ガス・原油・水)する装置
	貯蔵システム(タンクなど)	生産された原油を貯蔵するシステム。生産された原油は、パイプラインかチャトルタンカーで出荷されるが、大水深や近隣に受け入れ設備のない油田や、パイプラインが経済的でない場合は、貯蔵システムを有する FSO や FPSO が用いられる。
	輸送システム(パイプライン・タンカーなど)	生産された原油は、パイプラインかチャトルタンカーで出荷される。この出荷を担う機器システム。

(出典：みずほ銀行産業調査部を参照し作成)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

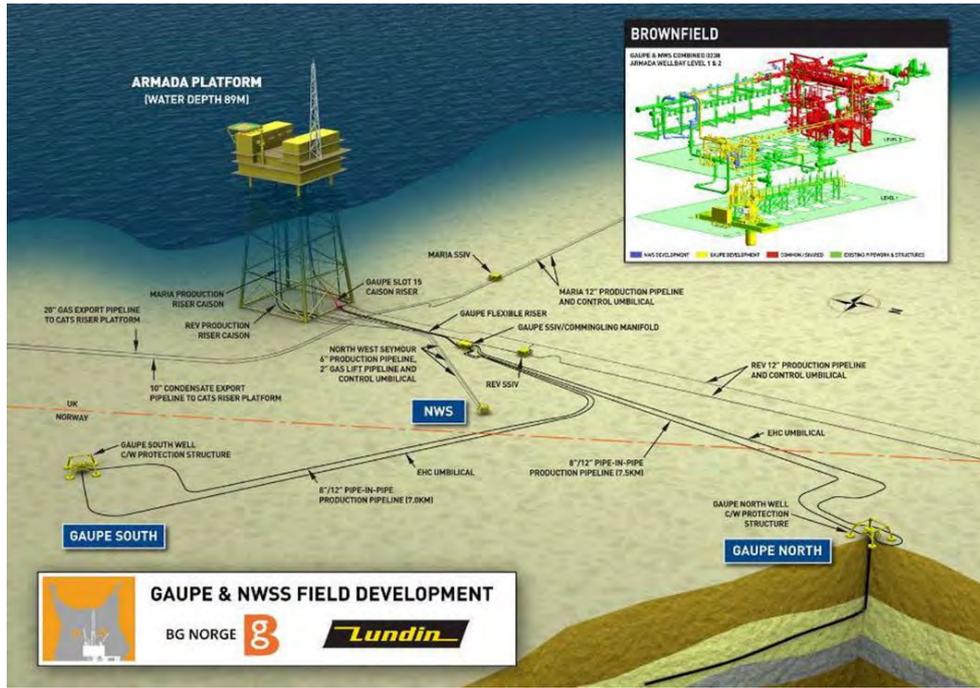


図 4.1.2-1 海洋資源開発全体のイメージ

(出典：Offshore Energy Today.com)

### 4.1.3 開発プロセス全体の流れ

さて、本論に入る前に、海洋開発の全体の流れを把握しておこう。海洋石油に限らず、石油開発事業は「探鉱」「開発・生産」「精製・販売」の三つの分野に大別される(3.1も参照)。

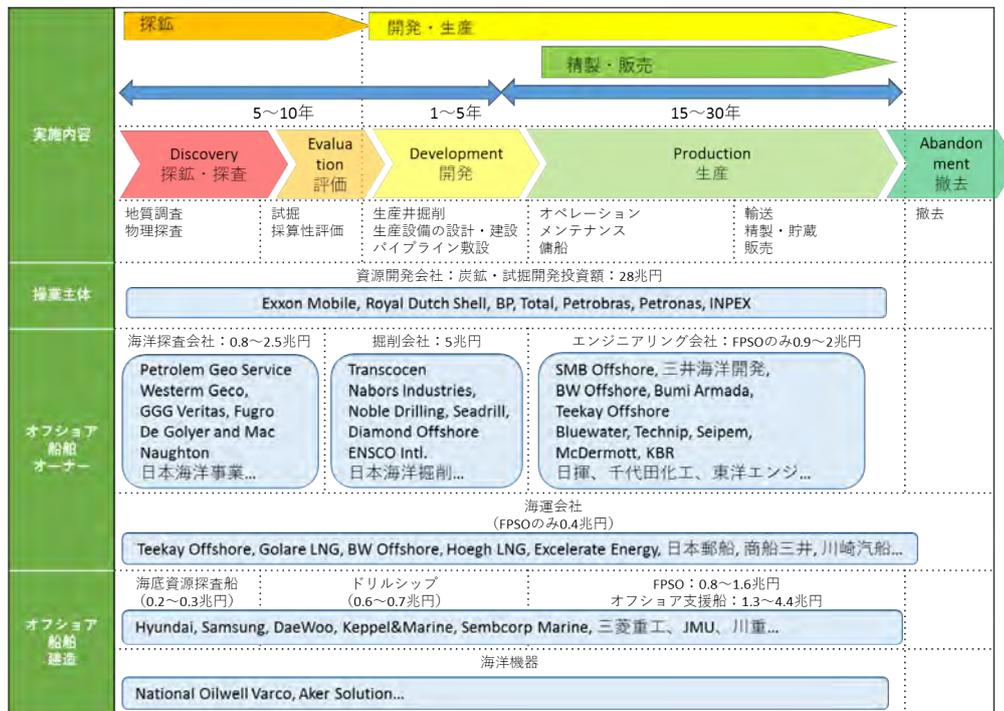


図 4.1.3-1 海洋（資源）開発の流れと全体像

(出典：みずほ銀行産業調査部を参照し作成)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

各段階での作業内容および実施主体の例を図4.1.3-1に示す。これを見ると、石油メジャー、プラント会社、エンジニアリングメーカーの役割の違いが何となくイメージできるだろう。

図4.1.3-2は主に探鉱段階の作業イメージ、図4.1.3-1は概ね事業全体の内容およびそれぞれの費用例を時系列に示した図である。フローチャートの式的であるが、場合によってはパラレルに進む工程もあれば、前段階の見通しが立たないと次のステップへと進めない工程もある。また、“油田の生産性の評価”は資料によっては【探鉱】の1工程だったり、【開発】の1工程だったり、あるいは独立した工程であったりするが、要は【探鉱】と【開発】の間に位置すると考えてよい。

このように、海洋開発事業はスタートからゴールまでが短くとも20年、長いと50年近くに及ぶ事業である。この間も世界的な情勢は当然変化するので、ときに途中でストップをかけざるを得なくなってしまうたり、あるいは逆に当初の評価を大いに上回る採算性を得られたりすることもある。一般的には、事業の進行性に対する油価の影響は上流部ほど受けやすく、この段階で予算の削減・開発事業の延期などの決定がなされるが、いざ、開発から生産に漕ぎ着けてしまうと、事業としては油価の変動を受けにくく継続的に実施されていくことが多いようである。

### (1) 探鉱

探鉱のプロセスの例をやや詳細に記載したのが、下図である。

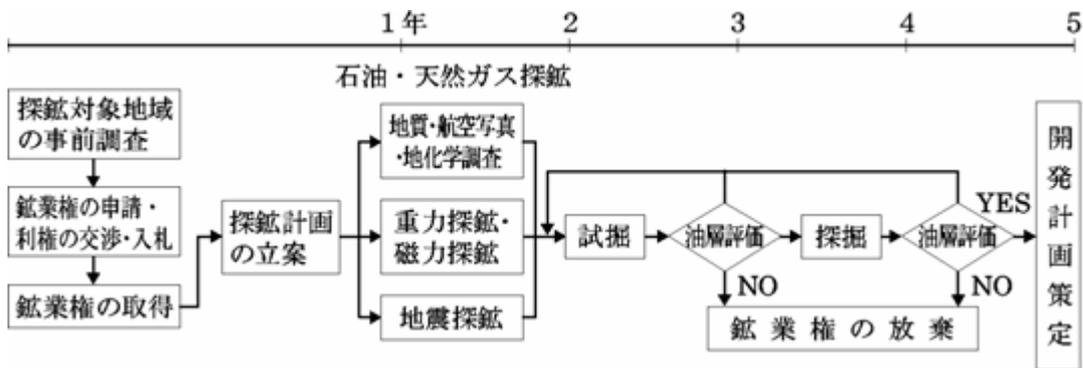


図4.1.3-2 探鉱のプロセス (出典:JXTG エネルギー)

探鉱のプロセスでは、鉱区を申請し、鉱業権を取得した上で、最良と考えられる地層構造に対して試掘を実施する。試掘により油・ガスが発見されると、必要ならば追加物理探査、評価井の掘削等を実施して、油・ガス田のより詳しい評価を行う。

その後、採算性の検討を行い、経済的に開発が可能と判断された場合に、油・ガス田の開発が実施される。試掘の結果が不成功だった場合や採算が取れないと判断された場合、鉱区は放棄される。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

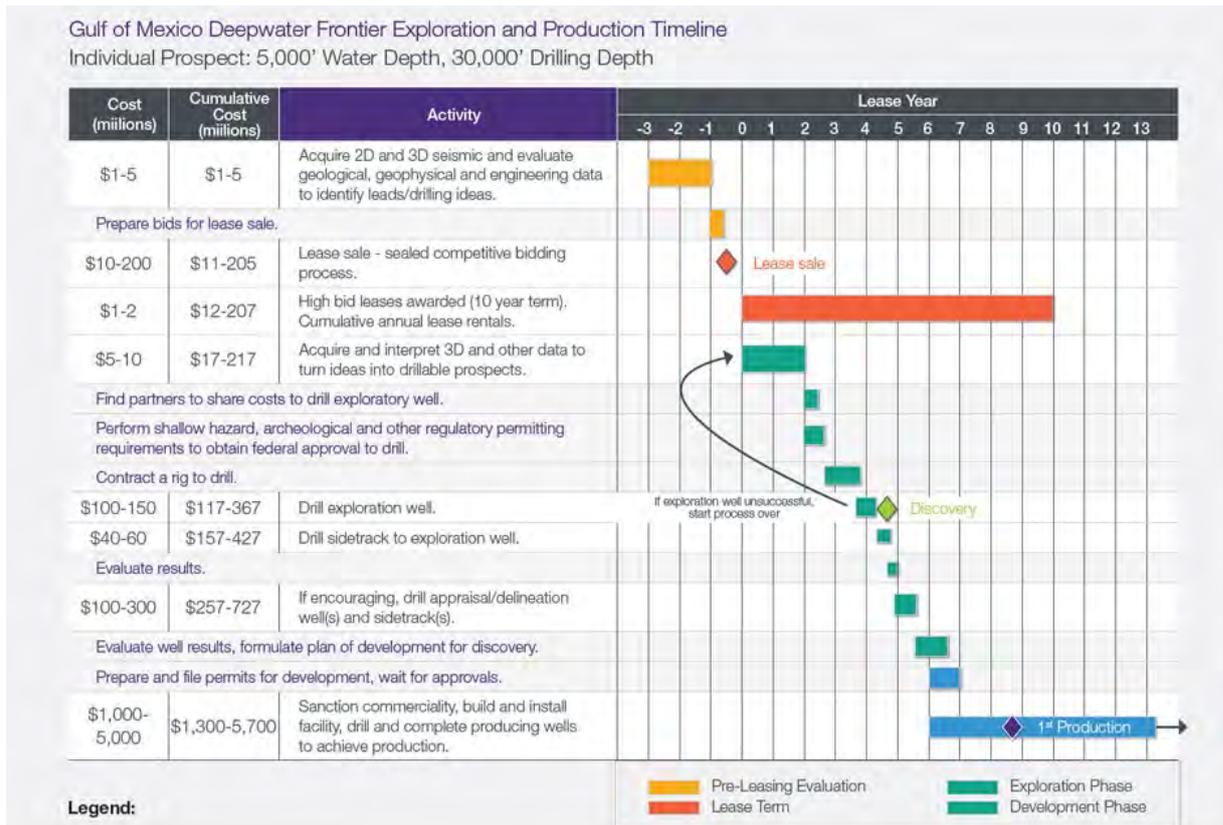


図 4.1.3-3 開発費用のイメージ (出典: Offshore Access)

### (2) 開発・生産

ある程度の埋蔵量が確認されると、次にどのような方法で開発・生産を行うかを検討する。開発計画は、投下資金に対し最も効率的な収益が得られるよう策定される。通常、開発作業に要する資金は、探鉱作業の数倍から数十倍程度となる。このため、開発作業に着手する前には、計画の最適化および経済性評価に関する綿密な検討が行われる。また、一般に生産とは、原油を石油やガスにする作業を意味する (3.1.1 も参照)。

さて、この開発において洋上施設として活躍するのが、リグやプラットフォームである。実は、海底石油開発の工程では掘削＝生産ではなく、掘削≠生産である。初めて海洋(資源)開発を学ぶにあたって、特に最初の頃は掘削と生産を区別されず混同しがちであるので注意が必要である。

【掘削】と【生産】で大きく異なるのは、【期間】と【施設の呼び名】である。

- 【掘削】：文字通り海底を掘るための作業である。掘削機器から見れば、ある地点で一定期間掘削した後、別の掘削現場へ移動する。このことから、英語では MODU (Mobile Offshore Drilling Unit、移動式海洋掘削装置) と呼称されている。この掘削の作業をするための施設を、「リグ」と呼ぶ。この工程は「探鉱」および初期の「開発」に属する。
- 【生産】：掘削された状態を引き継いで、その地点で【操業】するための作業である。生産機器から見れば、基本的にその場所に留まる。したがって、一般的には【生産】の方が、作業期間は長くなるのが普通である。この生産の作業をするための施設を

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

「プラットフォーム」と呼ぶ。この工程は「生産」のメインである。よって、当然「掘削」の最深記録は「生産」の最深記録よりも深くなる。

大水深化のところでも述べたように、最近の海底油田開発でのターゲットの水深は数百m～数千mである。したがって、現在進行中の海洋油田開発事業で使用されるシステムは浮体式が殆どである。掘削リグによる最大掘削記録（2014年当時）は、ドリルシップ（drill ship）型によるもので、インド沖の3,174mである。リグの形式とその特徴については後述する。

一方、プラットフォームによる生産に関しては、海底仕上げの最大水深（2014年当時）はメキシコ湾での2,934m、生産システムとしての最大水深（2014年当時）は同じくメキシコ湾でのFPSOによる2,500mである。プラットフォームの形式とその特徴については後述する。一般的にはあまり知られていないが、日本国内にも海洋油田は存在している。



新潟沖鉦区 鉦区図



プラットフォーム

図 4.1.3-4 新潟沖鉦区

（出典：出光、日本海洋石油資源開発）

岩船沖油ガス田は1983年に発見された国内でも最大級規模の油ガス田で、新潟県沖に位置している。1989年より油ガス田の開発に着手し、1990年に生産を開始しており、現在国内で稼働している唯一の海洋石油生産事業である。尚、当該海域の水深は36.2mである。ここで採用されたのは、固定式のジャケットタイプのプラットフォーム（図 4.1.3-5）である。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

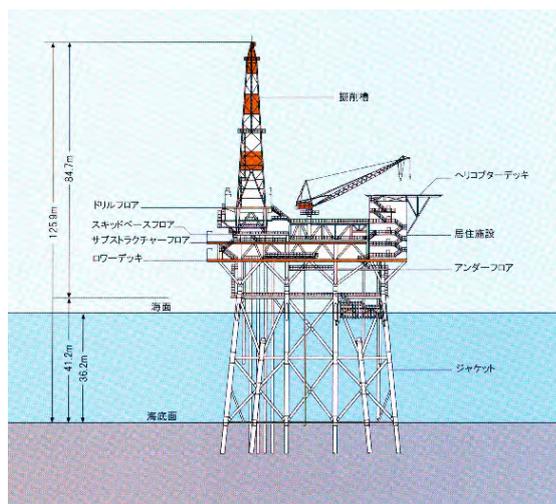


図 4.1.3-5 岩船沖プラットフォーム

(出典：経済産業省)

### (3) 精製・販売

「精製・販売」についても少し触れておく。海底から石油を採ってきても、それを商品にしない限り、何も利益を生まない。精製・販売はまさに、石油の商品化と販売の部分である。

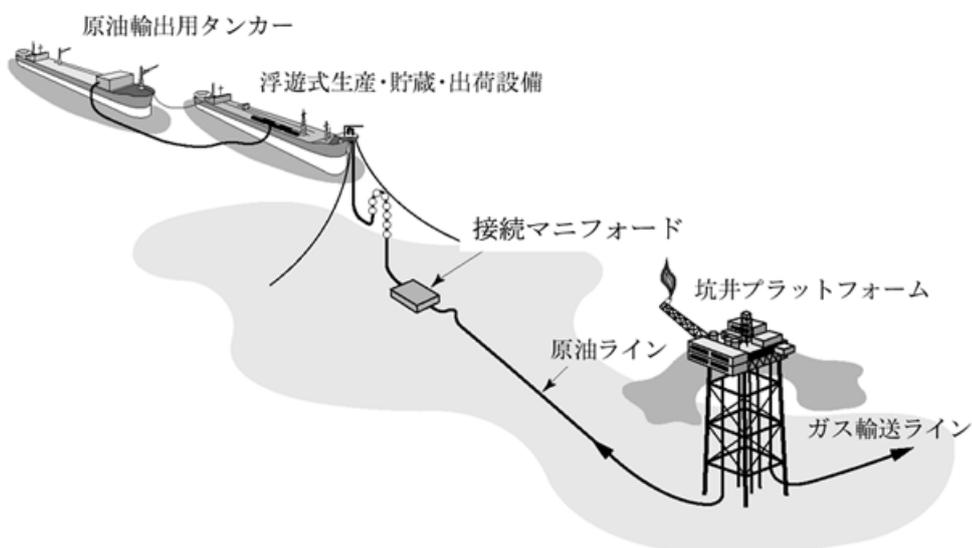


図 4.1.3-6 生産・貯蔵・積み出しの流れ (出典：JXTG エネルギー)

図 4.1.3-6 のタンカーなどによる輸送(積み出し)以降の下流の部分で、石油からのガソリンなどへと製品化する精製の過程は、基本的に陸上で行われている。しかし、最近は浮体式貯蔵再ガス化設備 (FSRU: Floating Storage and Regasification Unit) のようにシャトルタンカー (shuttle tanker) で FPSO 等から運ばれてきた液化ガスを再ガス化し、パイプラインにより陸上に出荷できるような浮体も登場している。このように、石油化・ガス化

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

などの生産・出荷の沖合化と大水深化が進むにつれて、将来においては精製・貯蔵の過程も洋上化が進んでいく可能性がある。

本節をまとめると、海洋石油開発の歴史は、大水深化と沖合化の歴史でもある。これまでの流れを見ると、単に技術的な発展や開発が、大水深化・沖合化とダイレクトにつながるとは限らないことが分かる。つまり、準備されてきた技術開発が、世界情勢、とりわけ中東地域の不安定などによる油価上昇などの経済面での採算性の好転をきっかけに投入され、従来の記録が更新されている様子が見える。また、新たな環境下での開発経験が、更なる大水深領域開発・沖合領域開発に向けた技術開発の下地を養成していく様子が見える。

### 4.2 海洋掘削

石油・天然ガス井の掘削工事においては、地下（即ち海底下）数千 m の対象地層に向けて安全かつ早く正確に掘削する高度な掘削技術が要求される。加えて、海洋掘削の場合は、掘削用のリグを洋上において定点保持するとともに、海象の変化に対応する海洋オペレーション技術が求められる。この節では、特に海洋掘削に関する技術として、掘削に直接関連する技術などを記す（陸上での掘削にも共通する掘削の基礎については、3.3を参照）。

#### 4.2.1 海洋での掘削方法：ライザー掘削と坑井仕上げ

ここでは、海洋での掘削技術として不可欠な、ライザーによる掘削と、坑井仕上げについて触れていこう。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

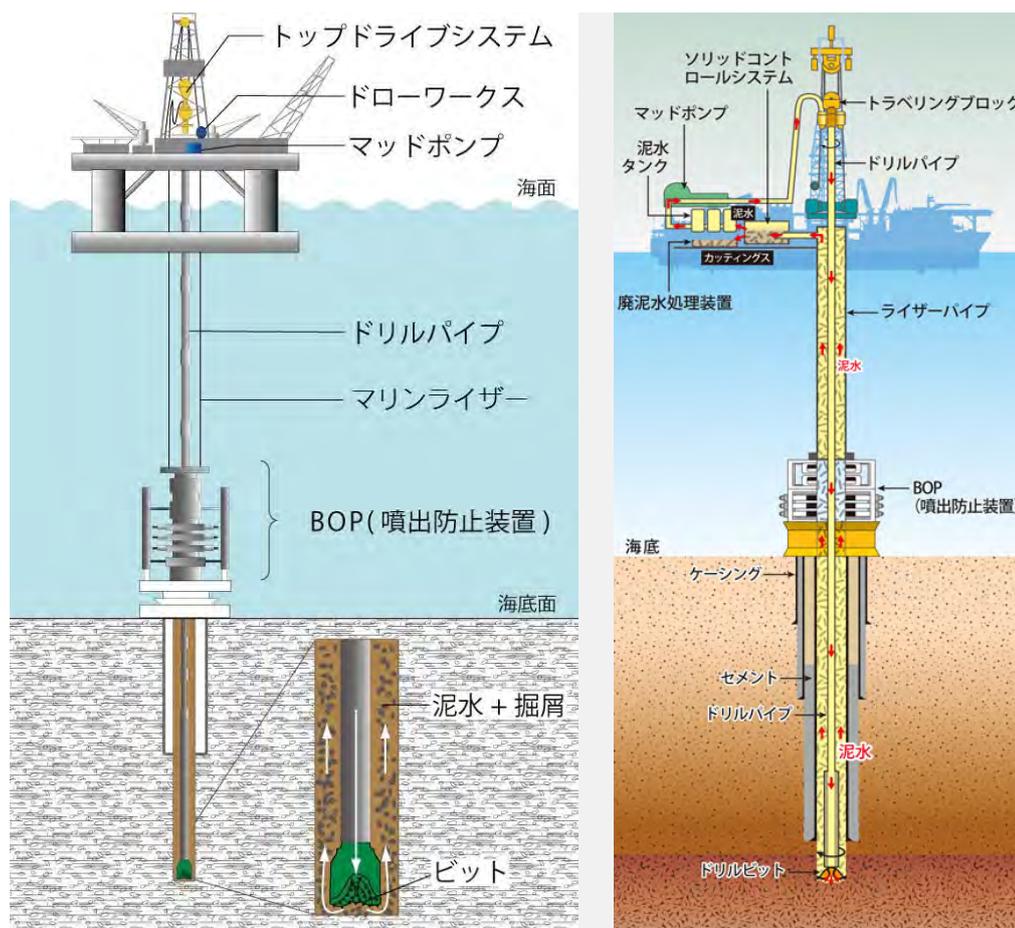


図 4.2.1-1 海洋掘削の全体イメージ

(出典：日本海洋掘削、National Geographic 日本版)

海洋での掘削においては、陸上での掘削のように、海底面に掘削装置を置いて掘削するのではない。つまり、海上に設置されたあるいは浮いている掘削装置（セミサブリグ／ドリルシップ）から、海底に向けてドリルビットや掘管などの掘削編成を降下し、海底面下の地層を掘削するのである（5.3も参照）。

従来の海洋掘削では、掘削リグからむき出しのドリルパイプだけで海底を掘り進み、泥水を掘削坑に注入して掘屑を海底面へ押し出すライザーレス掘削方式が用いられてきた。しかし、坑壁の崩壊のため掘削深度が大きくとれない等の欠点があった。そこで開発されたのが、泥水循環により坑内の環境をコントロールしながら掘削を行うライザー掘削方式である。国際深海科学掘削計画（IODP：International Ocean Discovery Program）の水深2,500mでの掘削では、石油掘削に使われているこの技術を採用している。

ライザーとは、洋上にあるリグと、実際に掘る海底面をつなぐ管のことである。ライザー管内のスペースを利用して、ドリルパイプを掘削面まで通したり、掘削面に必要なものを送ったり、あるいは、海底や掘削面から不要なものや有用なものを取り出したりする為の経路としての役割を果たす。またライザーには、海洋掘削用に海底坑口装置と海上の掘削装置を繋いで泥水を循環させるマリンライザーと、海洋生産用に海底から海面上の生産設備までの油・ガス

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

の流路となるプロダクションライザーがある。ただし、この二つで要求される技術は異なる部分が多い。

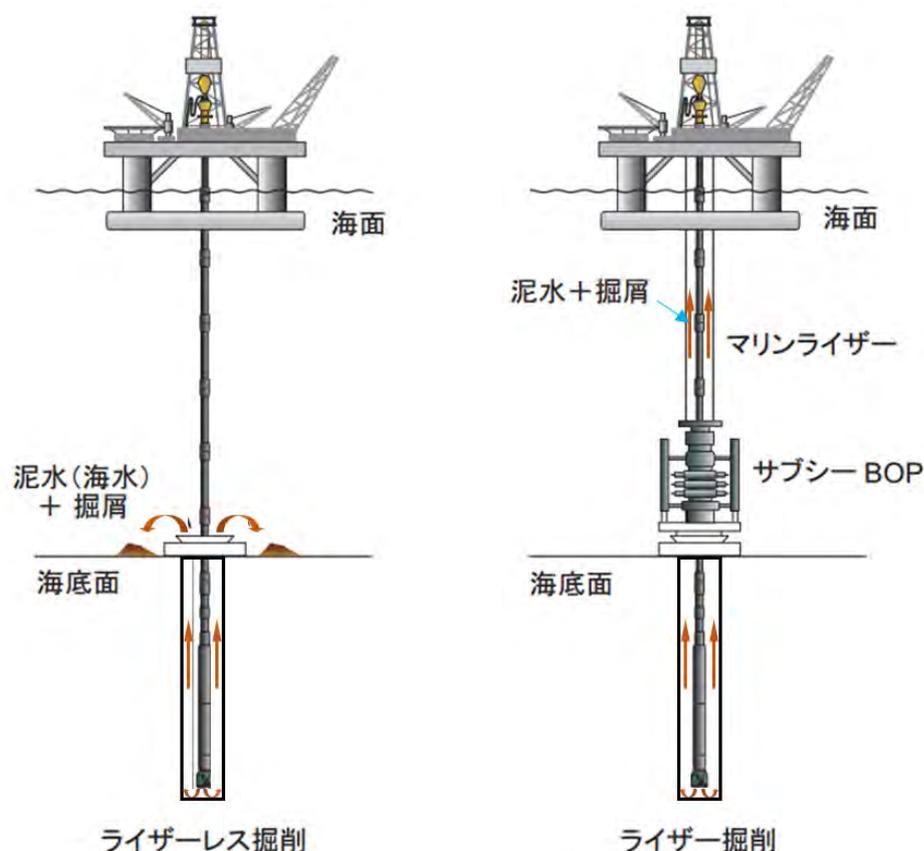


図 4.2.1-2 ライザーレス掘削とライザー掘削

(出典：JOGMEC を一部改変)

掘削手順の細かい部分は後述するが、ライザー掘削による一般的な海洋掘削の手順を大づかみに記せば、

- 1) まずは、ライザーレス掘削によって、海底面を掘削し、噴出防止装置 (BOP) を設置。
- 2) その後、BOP とリグをつなぐマリンライザーを設置し、マリンライザー管の中に掘削ドリルを通して、掘削を開始。

となる。

このとき、BOP は掘削作業の初期段階における海底の入り口になるが、ライザーを BOP に接続した後は、洋上の掘削リグ上でのライザーの頂点が、実質的な海底の入り口の役割を果たす。これによって、掘削リグから海底の掘削ができるようになる。このとき、掘削リグから掘削地点までは、ライザーによる筒状の空間でつながる。海底下の高圧環境においても筒の形状をしっかり維持することが技術的に要求される第一項目である。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### 4.2.2 移動式海洋掘削装置（ジャッキアップリグ、セミサブリグ、及びドリルシップ）

海洋の油・ガス田の試掘や探掘を行う掘削装置は、リグ又は掘削リグと呼ばれる。固定式と浮体式があり、いずれも一地点の掘削期間は数週間から数ヶ月である。掘削が終わると別の地点へ移動して次の掘削を行うため、国際海事機関（IMO：International Maritime Organization）では移動式海洋掘削装置（MODU: Mobile Offshore Drilling Unit）とも定義している。

掘削リグは主に図 4.2.2-1 に示されるように、固定式のサブマーシブルリグとジャッキアップリグ、浮体式のセミサブ（半潜水型）リグとドリルシップ（船型リグ）に大別される。また固定式のものに着底式、浮体式のものを浮遊式などと呼ぶこともあるが、同じ意味である。ここでは固定式、浮体式とする。

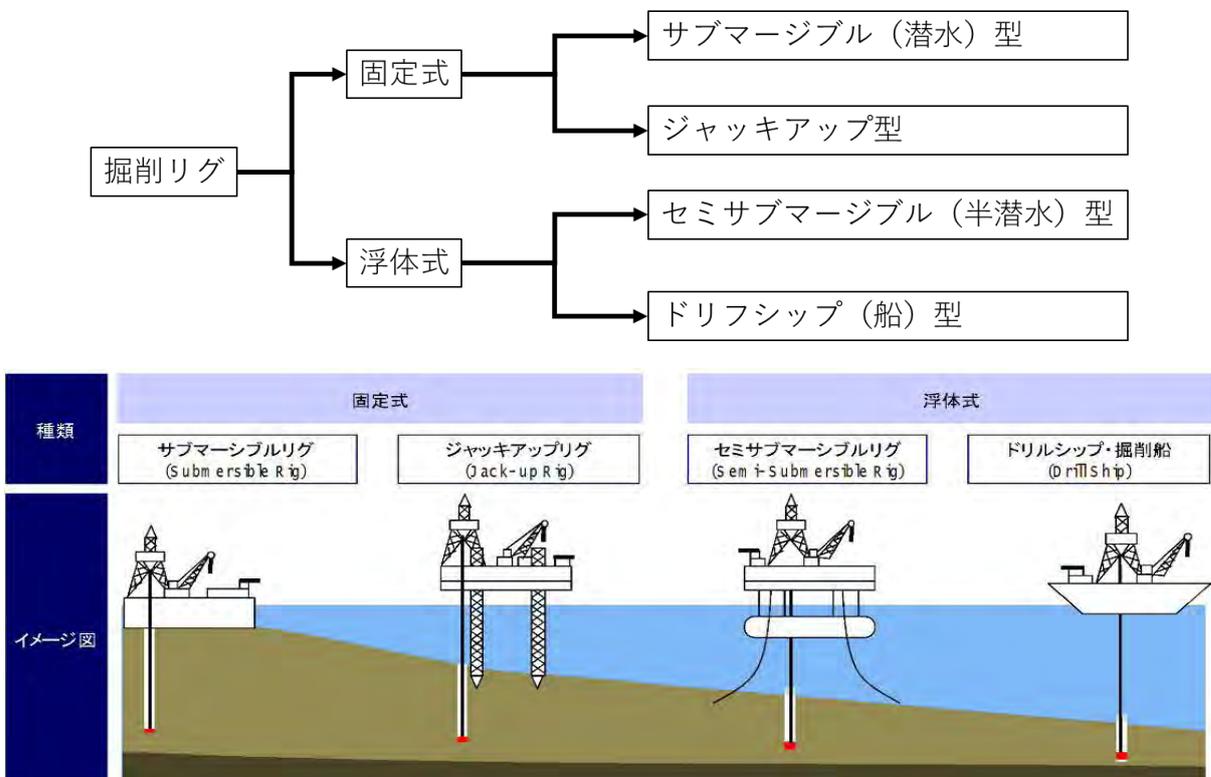


図 4.2.2-1 海洋掘削で用いられる移動式掘削装置（Mobile Drilling Unit/Rig）

（出典：みずほ銀行産業調査部）

リグに搭載される掘削装置と掘削法は、リグの形式によって異なる部分もある。海洋における試掘作業では、波や風の影響による動揺を抑え、位置を一定に保つよう工夫された特殊な掘削装置（リグ）が必要となる。また、図からも察せられるように、使われるリグは一般に水深に伴って変わる。

固定式掘削リグは、比較的浅い海域に用いられる。ジャッキアップ式掘削リグの実績として最大稼働水深は約 170m である。ジャッキアップ式は、一般に 3 脚のレグでハルを支える構造となっていることから、120m 以深で稼働可能なリグは少ない。図に示されているサブ

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

マーシブル式掘削リグは浅海域用であり、水深が数 m 程度の海域で利用される。海洋石油開発の初期において、海上で数多く使用されたのは固定式のサブマーシブルリグ（潜水型）であったが、最近ではほとんど使用されていない。現在では固定式と言われたら、ジャッキアップ型をイメージしてほぼ差し支えない。

一方、浮体式掘削リグの活動域は徐々に大水深へ進展している。すでに、概略でも述べたように、最近の海底油田開発でのターゲットの水深は数百 m～数千 m である。すなわち現在進行中の海洋油田開発事業での掘削リグは、ほぼ浮体式であると言っても過言ではない。一般に、セミサブ型は積載能力は大きくないものの耐波性能に優れ、厳しい海象条件下での稼働率が良く、ドリルシップ型は動揺が波浪の影響を受けやすいが大水深開発に必要な機器などの積載能力が大きく深い海域での開発に有利と言われている。図 4.2.2-2 にあるように、オペレーターの大水深開発需要により、リグに対する需要はその種別の割合も含め年々変動する。また、現存する掘削リグのうち米国とシンガポールで建造されたものが約半数を占め、韓国・日本・中国と造船主要 3 ヶ国が続く（図 4.2.2-3）。

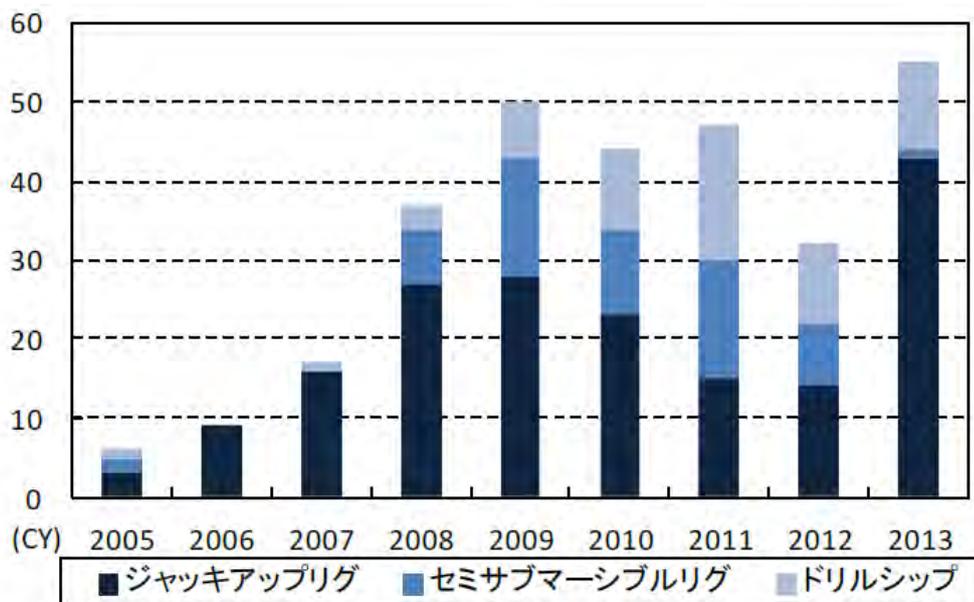


図 4.2.2-2 掘削リグの竣工隻数の推移

(出典：みずほ銀行産業調査部)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

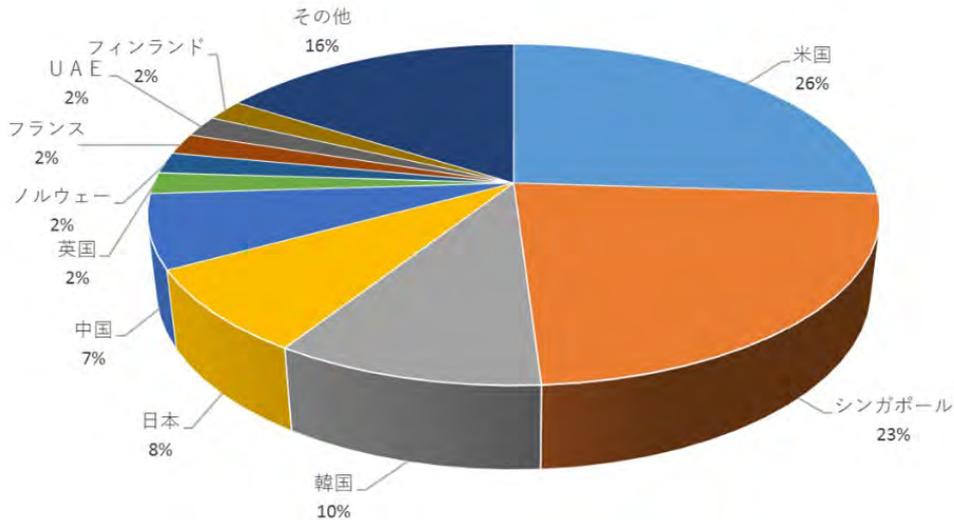


図 4.2.2-3 掘削リグ建造国別現存船腹隻数内訳

(出典：みずほ銀行産業調査部の資料より作成)

この図のように、現在生産されるリグは、浅海域において使用される固定式のジャッキアップリグ、深海域において使用される浮体式のセミサブ、ドリルシップの3種類でリグの大部分が占められ、最新の石油開発の動向として、リグの種類を実質的にこれら3種類しか挙げていないこともある。

### (1) リグの種類

#### ① サブマーシブルリグ

サブマーシブルリグは、土砂や液体等を注入した箱型の構造物を海底に沈めて土台として固定し、土台の上部に掘削装置を搭載したものである。

土台部分の構造によって、更に、ポンツーン型、ドライドック (dry dock) 型、ケーソン型の3種に分類される。ポンツーン型は浮き栈橋の水中部分であるポンツーンを、ドライドック型は船舶建造に使用される浮きドックを、ケーソン型は海洋工事で使用される鉄筋コンクリート製の箱を、それぞれ掘削リグの土台として転用したものである。

サブマーシブルリグは1940年代に開発され、メキシコ湾岸油田開発の際に水深が数m程度の浅海で使用された(図4.1.1-5参照)。しかしながら、開発する水深が深くなるに連れて土台部分を大型化する必要に迫られ、大型化による建造コストの増加という経済性の問題に直面した。また、土台の形状から開発する海底面が平坦であることが求められるなど、サブマーシブルリグは稼働地域に関する制約という問題も抱えていた。1950年代に登場したジャッキアップリグによってこれらの問題について、一定の解決が図られたことから、サブマーシブルリグが活用されるケースは徐々に減少し、現在は稼働していない。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### ② ジャッキアップリグ

ジャッキアップリグは、甲板昇降型とも言われ掘削機器等を搭載したプラットフォーム（ハル）にジャッキ装置で上下に動く脚（レグ）を取り付けたものである。

目的地の掘削ロケーションに到着後、この脚（通常3本で、それぞれ独立して上下可能）を海底に降ろし、プラットフォームを海面上まで上昇させ、掘削作業を行う。この型の場合、接地式であるため海底土質に影響を受けるものの、波浪の影響を直接受けず、比較的気象の荒い海でも稼働が可能という特徴がある。動揺はほとんどない。水深10～80mの海域で使用されるリグが一般的であるが、水深130mでも稼働可能な、長大な脚を備えたものもある。レグ最下部の着底部の形状には、マット（mat）式とフーティング（footing）式がある。

その形状は水深や海底土質に応じて設計されていて、マット式はレグ全体を支える大きなマットがあるので砂質粘土や軟弱海底に適しているが、横滑りし易いため海底傾斜の大きい海域や水深の大きい海域では使用出来ない。水深40m程度が限度とされており、それ以上の水深になると、トラス構造の独立レグをもつフーティング式が用いられる。フーティング式は一般に砂質及び砂質粘土の海底に適しているが、フーティングの接地面圧強度を高め、岩盤の海底でも使用できるタイプもある。1980年代以降のリグでは、フーティング式のトラス構造レグが主流となっている。

ジャケットの生産井を掘削する場合、ジャッキアップリグを利用することがあり、掘削リグをジャケット上へ移動・接続する方法としてスロット型とカンチレバー型がある。この形式に応じて船体形状が異なる。スロット型は船尾側にスロットと呼ばれる凹みがあり、サブストラクチャーの移動はスロットの範囲で可能となっている。サブストラクチャーがメインデッキ上にて両側を支持されているため建造しやすい反面、ジャケットに進入する際の操船が難しく、掘削できる坑井数も多くない。そのため、近年ではカンチレバー型に改造されるなどして姿を消しつつある。カンチレバー型はスキッピング作業によりサブストラクチャーをメインデッキから張り出させるため、ジャケットへの進入は容易である。船体構造はやや複雑になるが、坑井数が多い場合にも適用できるので、主流となっている。



(リグ単体)

(ジャケット上での作業時)

図 4.2.2-4 ジャッキアップリグ

(出典：新日鐵住金、日本海洋掘削)

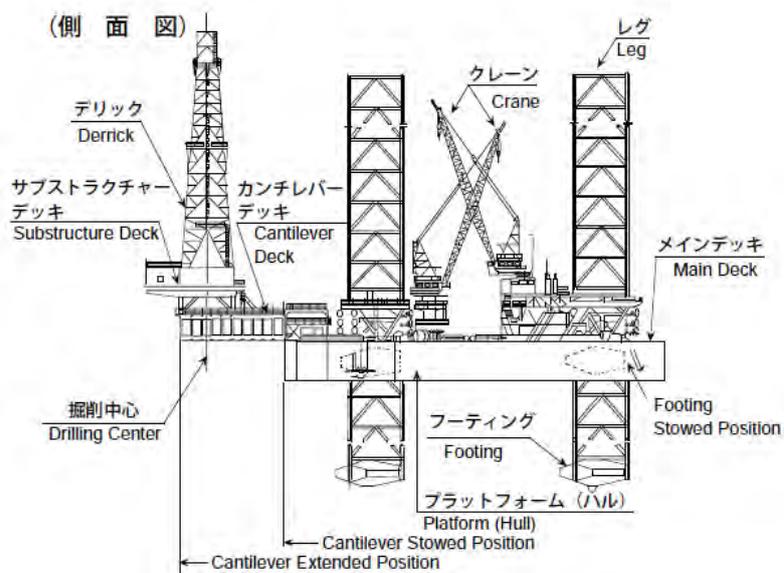


図 4.2.2-5 ジャッキアップリグの側面図

(出典：海洋工学ハンドブック 2010)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ジャッキアップリグの構造上最も重要な部分は、レグと昇降装置である。レグはプラットフォームの自重、掘削荷重などの鉛直荷重、風・波浪・潮流などの水平荷重に耐えなければならない。昇降装置は、プラットフォームを昇降させるとともに、プラットフォームに作用する全荷重をレグに伝達する。ジャッキアップリグは、海底に着底して作業するので、外力による構造物の移動や動揺が全くなく、セミサブやドリルシップと異なり安定した操業ができるが、水深が大きくなるとレグを経済的に設計することが困難になる。

フーティング式レグは、稼働時に突然海底地盤を破壊し、貫入することがある。これをパンチスルー (punch through) と呼ぶ。また、レグに作用する鉛直荷重がレグ毎に異なる場合や海底地盤の圧縮特性がレグ毎に異なる場合は、各レグの貫入量が異なり、プラットフォームが傾斜することがある。これを不等貫入という。このようなパンチスルーや不等貫入を防ぐためには、事前の海底土質調査と地盤の耐荷重確認が必要である。海底地盤の強度的安全性を確認する方法をプレロードといい、プラットフォームを海面上に持ち上げ、プラットフォーム内のタンク中に海水を張り、最大設計荷重（稼働時の最大海象条件でレグに生じる鉛直荷重）を一定時間各レグに作用させる。安全性をより高めるため、プレロード荷重を最大設計荷重の 1.5 倍とすることもある。その際には、レグのペネトレーション（沈降）が無くなるのを待って、プラットフォームを所定の高さまで持ち上げる。

ジャッキアップリグにとっての稼働水深の目安となってきた 400ft (120m) を超えるリグは 34 基と少なく、さらに 450ft (137m) 以上のリグはわずか 5 基、最大水深は 550ft (168m) である。現存するリグの総数は 470 基あまりで、水深 100ft (60m) ~ 350ft (107m) のリグが全体の 80% を占める。

### ③ セミサブ（半潜水型構造物）

掘削装置を搭載したデッキ、ローハル (lower hull) やフーティングなどの水面下の浮力体と水面を貫通するコラムが一体となって、波力を減少させ、上下運動が小さくなるよう設計された構造物をセミサブ型という。この様な形式のリグをセミサブリグといい、現在では正方形に近いデッキと複数のコラム及び 2 列のローハル（ポンツーンともいう）からなる形式が多い。

掘削作業時はローハルにバラスト水を注水し、コラム部まで喫水を沈めた半潜水の状態となる。これによりローハル部に作用する流体力が上下方向でキャンセルされ、変動流体力は主に脚の部分に作用するため、浮体動揺は波の影響を受けにくい。移動時は、抵抗を減らすためバラスト水を排水して浮上する。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術



図 4.2.2-6 セミサブリグ

(出典：Ocean Rig, 日本海洋掘削)

アンカーで係留され、荒天時でも比較的安定した操業ができることから、水深 40～800 m の幅広い海域で使用されている。なお、DPS を装備したリグの中には、水深 3,000m においても稼働可能なものもある。セミサブリグの利点は、海気象条件の厳しい海域で使用できることである。

セミサブの歴史としては、1980 年 3 月 27 日に起こった Alexander Keeland の全損事故（「海洋開発産業概論」第 5 章参照）の反省により厳しくなった規則に対応し、ブレース（デッキ、ローハル、コラムを接続する 2 次部材）の数を減らし構造を単純化しつつ強度を上げる工夫がなされた。それと同時に、大水深の厳海域で稼働できるよう搭載可能重量（VDL：Variable Deck Load）を 3,000t 程度まで増加するために大型化が進むことになる。1980 年代後半になると、解析設計技術の進歩とともにブレースの数はさらに減少し、斜めブレースがなく水平ブレースが 2 本のリグも建造された。1998 年からは 6,000ft を越える大水深掘削のできるリグの建造が進められた。VDL は 5,000t 以上もある。更に、2007 年以降、水深 10,000ft 対応のリグが多く建造されている。2010 年に改造・建造された Noble JIM DAY（Noble Drilling）の稼働水深は 12,000ft である。このクラスになると VDL が 10,000t を超えるリグが少なくない。



図 4.2.2-7 Noble JIM DAY

(出典 : Ship spotting.com)

セミサブリグは次の構造部材から構成される骨組み構造体である。

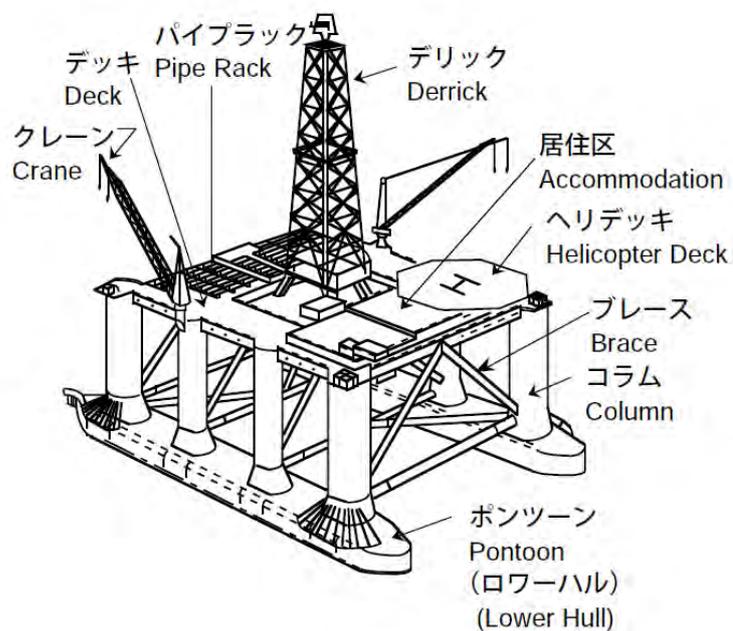


図 4.2.2-8 セミサブ型の掘削リグ

(出典 : 海洋工学ハンドブック 2010)

- ▶ ロワーハル : 主として全体の浮力を受け持つ構造体で、内部にはバラストタンク (ballast tank)、機器室、推進器室等が配置されている。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- ▶ コラム：ローハルとデッキを繋ぎ、作業時の復原性を決定する部材で、円筒形が多い。内部には、チェーンロッカー、各種タンク、ローハルへの通路、エレベーター等が設けられる。コラムは、8本、6本、4本の3形式があるが、一般に本数の少ないもの程コラムの径は太く、適切な復原性と上下運動の固有周期（20～25sec）を得るようコラムの本数と太さおよびコラム間距離が調整されている。
- ▶ デッキ構造（deck structure）：コラムの上部を繋ぐ平面構造である。上甲板下には機器室があり、上甲板上は作業甲板となり、居住区や掘削装置などが搭載される。
- ▶ ブレース（brace）：ローハル同士、またはローハルとデッキ構造等を繋ぎ、全体構造の横剛性を高めるための部材である。

セミサブではライザーやコンダクターは海底に固定されているが、セミサブには相対的には小さいとはいえ、波による上下運動が発生する。このため、この運動を吸収する必要がある。そのために次のような装置が設けられている。以下の装置は、浮体式ならではの機器のため、これらを総称して特殊装置と呼ぶこともある。

- ▶ ヒーブコンペンセーター（heave compensator）：掘削ライザーに対するセミサブの相対上下運動を吸収する装置をヒーブコンペンセーター、或いは、モーションコンペンセーター（motion compensator）という。船上に設置するものとドリルストリングに編入するものがあるが、いずれも油圧や空気圧によってシリンダーを作動させて動揺を吸収している。船上に設置するものにはトラベリングブロック組み込み型とクラウンブロック組み込み型がある。また、ドリルストリングに編入する場合は、ショックアブソーバーの役目をなすシリンダーが組み込まれたパイプ（バンパーサブ）をドリルカラーの間に挟む。
- ▶ ライザーテンショナー（riser tensioner）：リグと海底のウェルヘッドの間には、ドリルパイプ、ケーシング等を通し、かつ、掘削用泥水をリグ上に戻すための、マリンライザーと呼ばれる鋼管がセミサブから吊り下げられている。マリンライザーとセミサブの相対上下運動を吸収する装置をライザーテンショナーという。ヒーブコンペンセーターと同様、油圧や空気圧を利用してセミサブの上下動を吸収するとともに、ライザーに一定の張力を与えている。
- ▶ ガイドラインテンショナー（guideline tensioner）：海底の坑口と掘削装置を結ぶガイドラインに一定の張力を与えるとともに、掘削装置の上下動を吸収する。
- ▶ フレックスジョイント（flex joint）：坑口装置とBOPは海底に設置される。BOPスタックとライザーパイプの間には、セミサブリグの運動によるライザーパイプの撓みや応力を緩和するために全方向に10度程度まで傾斜できるフレックスジョイントが設けられる。

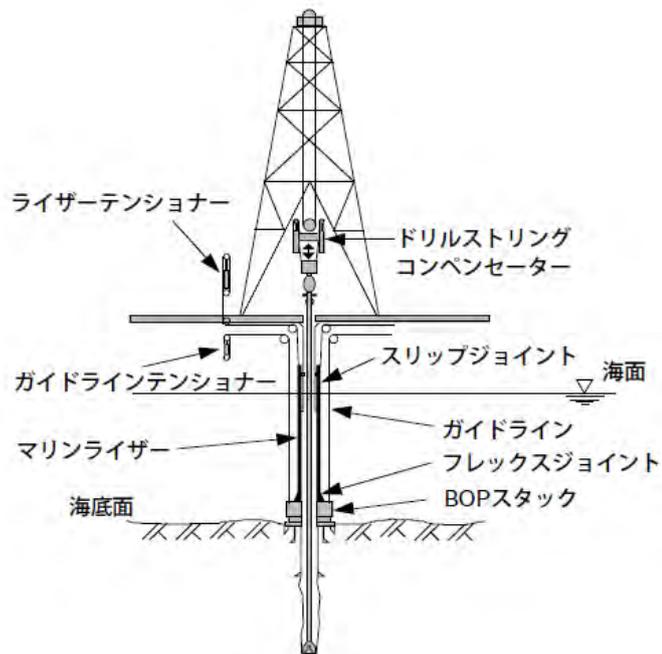


図 4.2.2-9 動揺低減の装置の概念 (出典：海洋工学ハンドブック 2010)

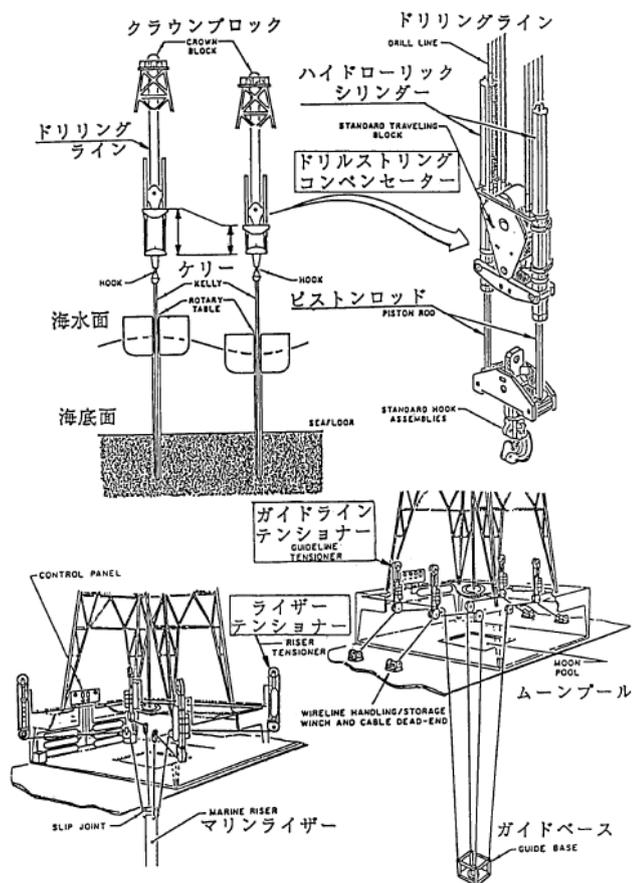


図 4.2.2-10 動揺低減の装置 (出典：海洋工学ハンドブック 2010)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### ④ ドリルシップ

ドリルシップは、文字通り掘削機器等を搭載した船型の掘削リグである。これを掘削できる船とみるか、自走できる掘削浮体とみるかによって、特徴は変わるかもしれないが、ドリルシップの中央にムーンプール (moon pool) と呼ばれる開口部分があり、ムーンプールの上部にデリックと呼ばれる油井櫓があることが、通常の船舶とは異なる。掘削はムーンプール内に設置したライザーを通して行われる。

ドリルシップは 1950 年代に開発されたが、セミサブと同様に当初は船体を複数の係留索で繋ぐことで係留していた。近年は DPS の導入により、係留設備を使用せずに船位を保持できるようになった。この DPS によって波浪中の安定性に加え、大水深 (1,500m 以深) での稼働性と高移動性が発揮できるようになっている。もちろん、船形なので移動時に浮体が受ける抵抗はジャッキアップ型やセミサブ型に比べて抵抗が少なく、推進装置によって通常の船舶と同様に 12-15 ノットのスピードで自航できる。JAMSTEC 所有の「ちきゅう (最大稼働水深 2,500m)」はこの型式に属する (5.3.1 も参照)。



図 4.2.2-11 JAMSTEC 所有のちきゅう

(出典：JAMSTEC ちきゅうパンフレット)

ドリルシップの特徴および必要なシステムをまとめると、次のようになる。

- 自航性：推進機関と推進器を備え自航できるので、掘削地点間の移動が容易である。
- 大搭載重量：排水量型 (displacement type) の船舶のため、ジャッキアップリグやセミサブリグに比べて搭載重量 (DWT : DeadWeight Tonnage) が大きく、掘削作業中に必要な物資を多く搭載でき補給面で有利である。
- 低稼働率：ジャッキアップリグやセミサブリグに比べて波浪中の運動が大きいため稼働率はやや低い。動揺性能を改善するため減揺タンクが用いられる。
- 大水深掘削：DPS による位置保持は水深の影響が少なく、ドリルシップは排水量が大きいため長大なライザーの重量を支えることができ、大水深掘削に適している。
- 特殊装置：浮体式であるので、セミサブリグと同様の掘削用特殊装置が必要であ

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

る。

- 位置保持装置：ドリルシップもセミサブリグと同様、作業中は掘削している坑井の直上に掘削中心（drilling center）を保持する必要がある、その方法は、係留または DPS 及びそれらの併用による。

図 4.2.2-12 は第 2 世代、第 5 世代、第 6 世代のドリルシップ及びセミサブ型掘削リグを比較したものである。近代的な掘削リグは旧式の掘削リグに比べて著しく大型化し、運転能力も向上していることがわかる。

	DRILLSHIPS			SEMISUBMERSIBLES		
	<u>Drillship Navigator</u>	<u>Drillship Millennium</u>	<u>Drillship Inspiration</u>	<u>Sedco 703</u>	<u>Deepwater Nautilus</u>	<u>Dhirubhai Deepwater</u>
Generation	2 <sup>nd</sup>	5 <sup>th</sup>	6 <sup>th</sup>	2 <sup>nd</sup>	5 <sup>th</sup>	6 <sup>th</sup>
Built/Upgrade	1971/2000	1999	2009	1973/1995	2000	2009
Hull Dimensions (meters)	168x26	221x42	255x38	100x75	119x94	228x42
Stationkeeping	DP	DP	DP	Chain	Wire/chain	DP
Max Water Depth (meters)	2,195	3,048	3,657	610	2,438	3,657
Max Drill Depth (meters)	9,144	9,144	12,191	7,620	9,144	10,668

Source: Transocean

図 4.2.2-12 世代で進むドリルシップ、セミサブ型の大型化

(出典：日本財団)

### (2) リグの選択

湿地帯で使われる特殊なリグ（スワンプバージ）を除いて、現在、世界的に広く使用されている 3 種類のリグ（ジャッキアップ、セミサブ、ドリルシップ）の選択基準は決して単純ではない。しかし、基本的には掘削計画に合致するリグの性能、市況により変動が著しいリグレート（rig day rate）、及び対象海域の実績等により選択される。また、リグが必要な性能を満たしていない場合、既存のリグをグレードアップしたり、或いは一時的に高性能な機械を搭載したりことで対応することもある。

リグの稼働海域と最大水深及び掘削深度を仮定すれば、必要な性能はある程度決定されるが、全てのリグがその性能を満たしているわけではなく、例えば公称稼働水深（nominal operating depth）が 10,000ft（約 3,000m）であっても、泥水システム、ライザーシステム及びバリアブルロードなどは掘削深度によっても決定されるため、一つの公称性能のみから実際の掘削に必要な性能を満たしているか判定することは難しい。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

種類	固定式		浮体式	
	サブマージブル型	ジャッキアップ型	セミサブ型	ドリルシップ
適用水深	数m程度	10～150m	30～3,000m	500～3,000m
海象条件	海底が平坦でないと設置できない	固定されているため、気象・海象条件が厳しい海域でも可	動揺特性に優れ、気象・海象条件が厳しい海域でも可	波浪中の動揺特性が低く、厳しい気象・海象条件下では難
稼働地域	沿岸部	水深の浅い沿岸部	北海・アラスカ・ブラジルなど	各地
特徴	現在稼働中のものは無い	安定的に稼働可 比較的浅い水深	大水深で稼働可 大水深対応	移動性に優れる 大水深対応

図 4.2.2-13 掘削リグの特徴 (出典：みずほ銀行産業調査部)

以下は、リグ選択の目安である。リグは主として次の条件によって適用できるタイプが決定される。

- 水深：ジャッキアップリグの最大稼働水深は 167m である。リグは世界中にあり、チャーターレートも低いので、水深 120m 以下ならば、数の多いジャッキアップリグが第一候補である。
- 海域（海象条件）：海域によって海象は異なる。セミサブリグとドリルシップは全世界、即ち海象の厳しい北海で稼働できるように設計されたものが多く、従って稼働率も高い（最大暴風では掘削はしないが、避難もしないものが多い）ので、この 2 種類のリグを選択するときは、海象は問題にならないことが多い。ジャッキアップリグは海象条件の厳しい北海やメキシコ湾を対象としたものと穏やかな中東などを対象としたものがある。
- 掘削深度：大水深ほど掘削深度が大きいとは限らないが、大水深対応のリグは大深度掘削対応であることが多い。ドリルシップには、深度 30,000ft (9,000m) 以上の掘削ができるリグがあり、バリエブルロード、ライザーシステム、ドローワークスなど大水深・大深度掘削に対応できるものも多い。
- リグの調達 (availability)：海域によって調達可能なリグの種類が限られている場合がある。例えばメキシコ湾などの開発が盛んな海域には、常時種々のリグが稼働或いは待機していて、その場所での掘削には必要なリグの調達が容易である。しかし、開発が盛んでない海域では、開発に必要なリグや作業船団は常駐していない。したがって、他の開発が活発な海域から遠い場合は、回航に時間と費用を必要となる。また、北海と逆の季節になる西アフリカとブラジルは、海洋作業の困難な北海の冬に遊休しているリグや作業船を有利に調達できる。
- リグレート：リグレートとは、リグの一日あたりのチャーターレートで、次の要素から決定される。
  - ・ リグタイプ
  - ・ リグの稼働水深
  - ・ リグの性能（仕様）
  - ・ 油価

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- ・ 探鉱・開発活動の程度
- ・ 対象海域でのリグの需要と供給のバランス
- ・ リグコントラクターの現地事務所と資材置き場の有無

ただし、このようなリグレートは目安であり、実際にリグコントラクターがどの程度の実力を持っているかにより掘削効率は大きく左右される。このため、掘削のダウンタイムやリグの保守費用を契約の範囲内とし、要員の経験年数、最新掘削装置の経験年数、会社方針、安全方針、操業実績などを数値化して評価することもある。さらに、一般的なディレイト方式の契約に対して、インセンティブ方式 (incentive method) やターンキー方式 (turnkey contract method) の契約もある。

### 4.2.3 坑井掘削作業の手順

ここでは、改めて掘削作業全体を通しての手順について説明する。



図 4.2.3-1 海洋掘削のタイムラインイメージ

坑井掘削作業の時間のイメージは、図 4.2.3-1 である。これを見ても、掘削のステージは概ね BOP を設置により本格化し、坑井の仕上げとして、クリスマスツリー (xmas tree) を設置するところで、一つの区切りとなる事がイメージできる。

第4章 海洋油ガス田からの生産技術

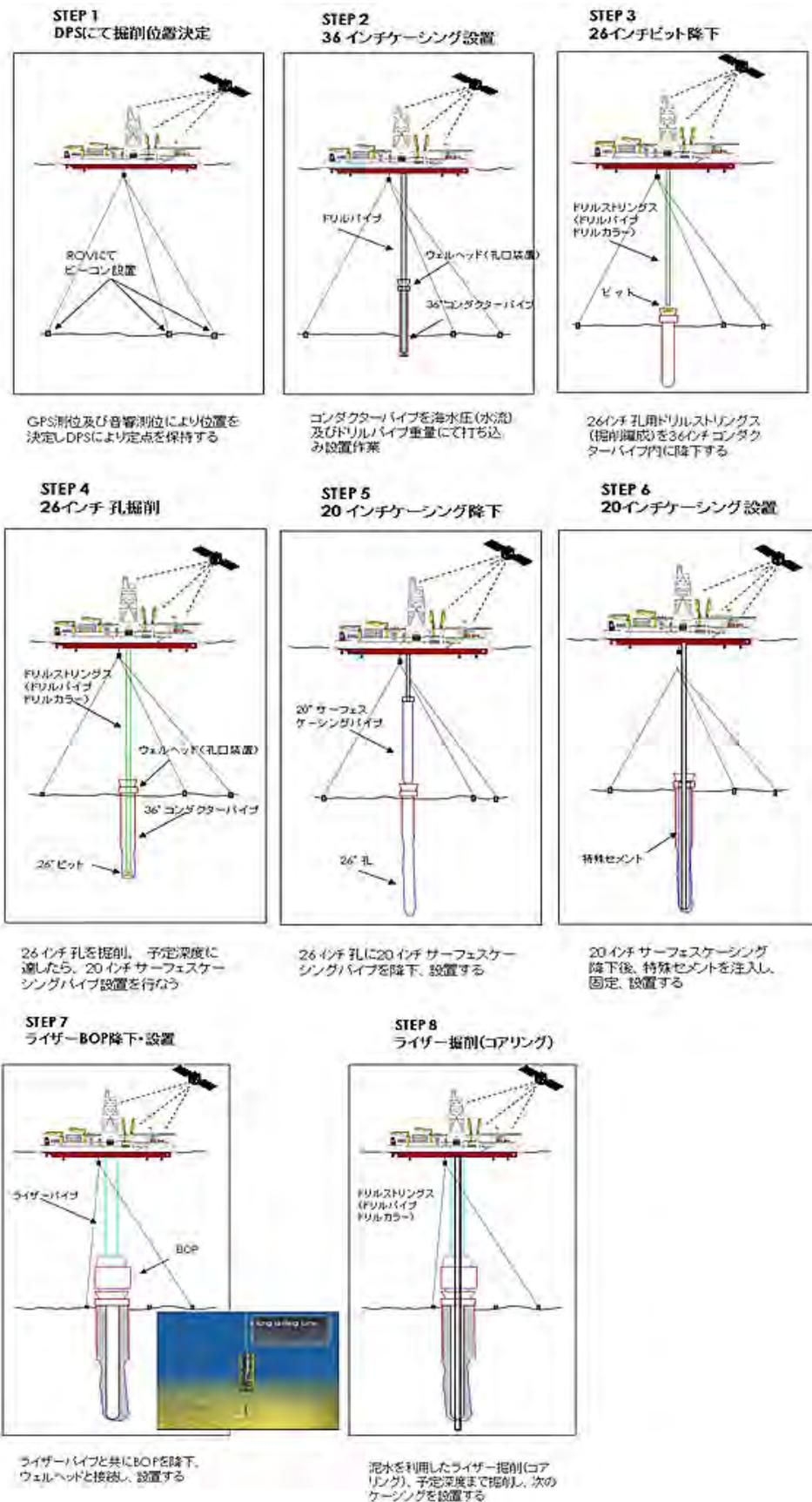


図 4.2.3-2 ドリルシップを利用した海洋掘削の作業進行

(出典：文部科学省)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

図 4.2.3-2 は掘削作業の進行状況を左から表したイラストである。これを見ても分かるように、まずは、ライザーレスで坑を開け、コンダクターパイプとサーフェスケージング設置後掘削用 BOP を設置する。その後、掘削の進行につれて、ケーシングとセメンチングを繰り返しながら掘削用 BOP を取り外し、” connection cap” をつける。以下の図 4.2.3-3～図 4.2.3-5 の掘削手順①～③は図 4.2.3-2 の最後のプロセスを少し細かく分解して示した図である。

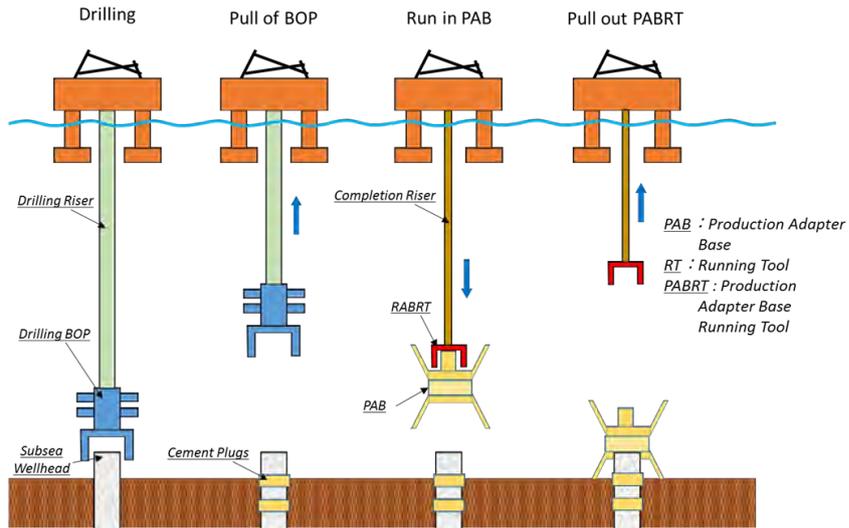


図 4.2.3-3 掘削の手順①

掘削の手順①：掘削ポイントにウェルヘッドに対してセメントで栓をして坑をふさぎ、掘削用 BOP を取り外す。次に、そこに PAB (Production Adapter Base) を PABRT (PABRunning Tool) で設置し、その後 PABRT を引き上げる。

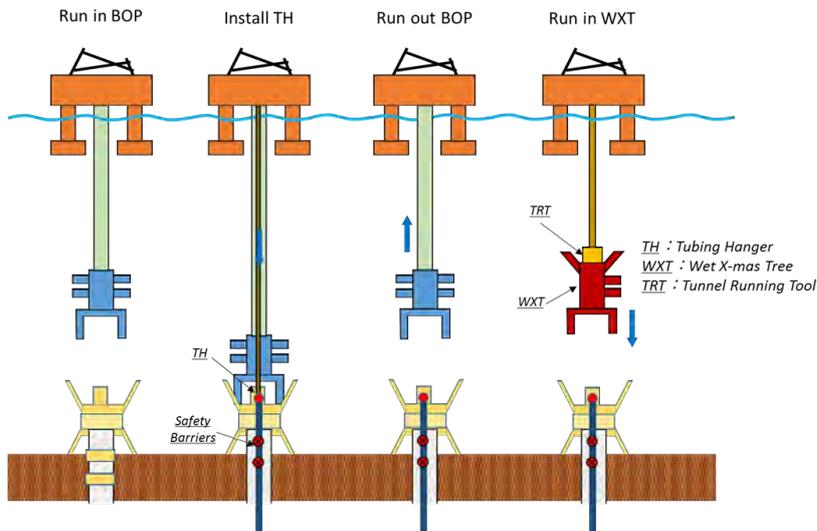


図 4.2.3-4 掘削の手順②

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

掘削の手順②：PABを設置したところに、設置用のBOPを設置する。設置が出来たら、セメントの栓を開けTH（Tubing Hanger）を設置する。それが完了したところで、設置用のBOPを引き上げる。次に、ウェットクリスマスツリー（WXT：Wet Xmas Tree）とTRT（Tunnel Running Tool）を設置する。

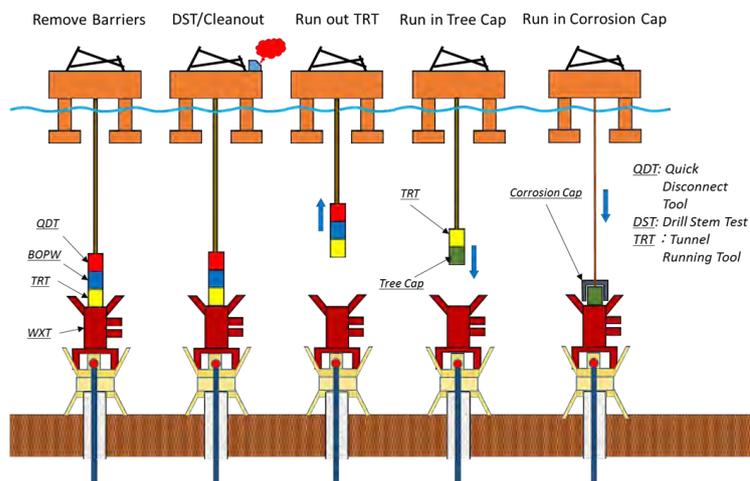


図 4.2.3-5 掘削の手順③

掘削の手順③：試掘用のBOPWをQDT（Quick Disconnect Tool）で設置し、試掘する。所定の掘削が確認できたところで、試掘用のBOPWおよびQDTを外し、ツリーキャップ（tree cap）をTRTで取り付ける。その後、コロージョンキャップ（corrosion cap）を改めて設置し、引き渡した後に、生産の準備段階に入る。このプロセスを見ても、海底と洋上施設を繋ぐ準備および手順については、坑口から噴出をしないように専用のツールを用いながら、一つ一つ機器の設置を進めていくことがわかる。

### 4.3 洋上生産システム

#### 4.3.1 洋上生産システムの全体概略

生産プラットフォームは開発段階から生産段階において海底から引き上げた天然資源を輸送可能な状態に処理するために使用される。掘削リグと同じように、生産プラットフォームも、まずは固定式システム（BSS：Bottom Supported System）と浮体式に分類される。

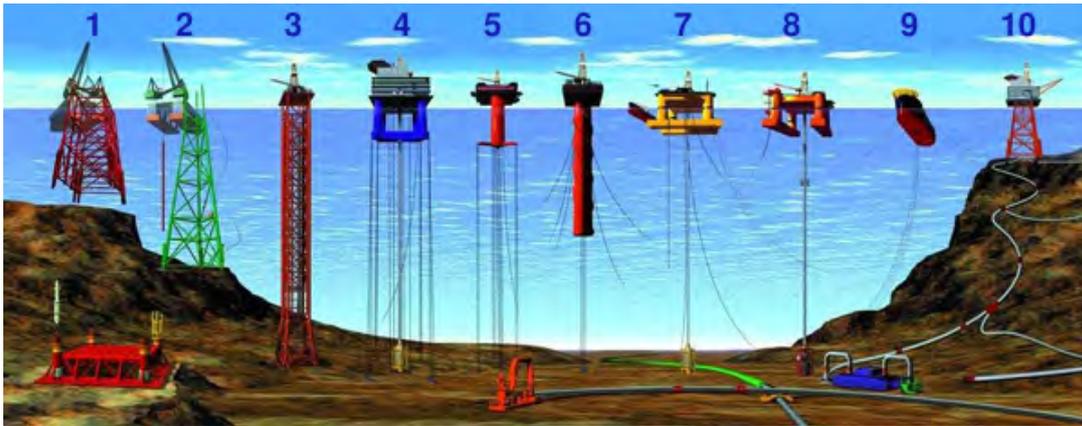


図 4.3.1-1 生産プラットフォームの形式と分類 1, 2) conventional fixed platforms; 3) compliant tower; 4, 5) vertically moored tension leg and mini-tension leg platform; 6) spar; 7, 8) semi-submersibles; 9) floating production, storage, and offloading facility; 10) sub-sea completion and tie-back to host facility

(出典 : NOAA)

形式については、図 4.3.1-2 のように固定式や浮体式の中でもそれぞれにいくつかに分類される。

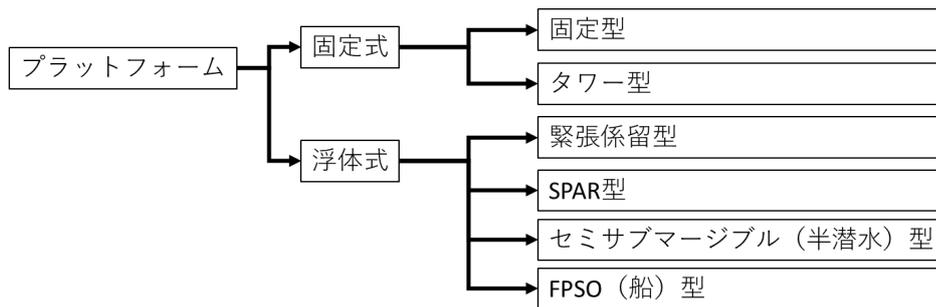


図 4.3.1-2 洋上生産システム (プラットフォーム) の分類

TLP については動揺が少ないことから固定式に分類されることもあるが、この章では浮体を用いているプラットフォームとして紹介する。プラットフォームによっては掘削リグの構造を応用したものや、生産設備に加えて掘削装置を搭載しているものも存在する。次項では各生産プラットフォームの構造や変遷について言及する。

生産プラットフォームは、掘削リグと同様に、水深や海気象条件、離岸距離、生産量などに応じて種々の形式が採用される。実績としては、固定型の形態の一つであるジャケットは世界中に約 9,000 基あり、海洋石油ガス生産の主力となっている。しかし、その製作据え付けコストは、水深の増加に対して指数関数的に増加するため、大水深では経済性が失われる。

ジャケットの最大水深記録は、メキシコ湾の Bullwinkle の水深 412m で、1988 年に生産を開始して以来この記録は更新されていない。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

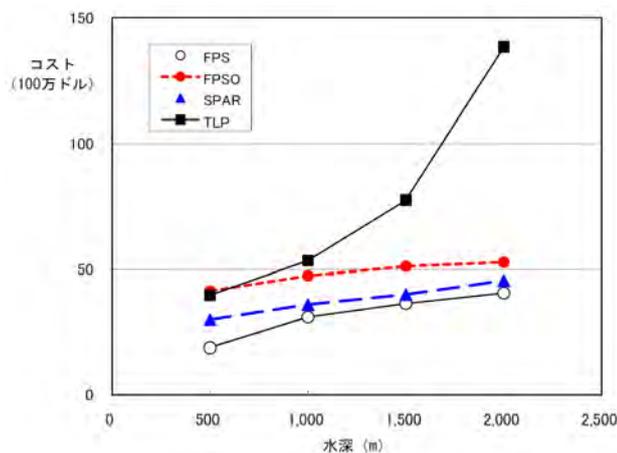


図 4.3.1-3 係留システムのコスト (出典: 海洋工学ハンドブック 2010)

大水深開発に適用されてきたシステムは、数基のジャケットとコンプライアント・パイルド・タワー (CPT: Compliant Piled Tower) を除いて全て浮体式である。その代表格である FPS (Floating Production System)、FPSO および spar などの浮体式生産システムの係留には、ワイヤーロープ、チェーン、ポリエステルロープなどが用いられる。大水深海域においては、構造物本体の費用に対して、係留の費用が馬鹿にならない。つまり、大水深開発においては、こうした係留材料の開発・発展による係留費用の抑制が大きく貢献している。これらの係留資材は、構造物に比べて材料費が安く設置が容易で、水深が増加しても構造物のコストはほとんど変わらない。これにより係留索鎖のコスト増加を抑えることができたようになったことから、浮体式システムによる大水深開発が可能となった。また、浮体式の中で TLP は、洋上施設としては浮体式に分類できるが、海洋構造物としての挙動特性や水深に対する設置コストの上昇 (図 4.3.1-3 参照) など、その性質としては固定式に近く、必ずしも大水深海域向きではない。

海洋油・ガス田の生産に用いられる構造物をプラットフォームという。プラットフォームという言葉は、元々はジャケットによる生産構造物を示す言葉として用いられていたが、FPS や TLP などが建造されると、これらをも含めて海洋構造物を広くプラットフォームと称するようになった。

一般に、生産プラットフォームには次の機能が搭載される。

- ・ 掘削システム (drilling) ・ ワークオーバー (workover)
- ・ 生産システム (production)
- ・ 居住設備 (accommodation)
- ・ フレア機器 (flare) (随伴ガス燃焼)
- ・ ウェルヘッド機器 (wellhead) (坑口装置)
- ・ 水圧入/ガス圧入機器 (water/gas injection)
- ・ フローライン (flowline)
- ・ 貯油システム (storage)
- ・ 出荷システム (export)
- ・ 発電機器 (power generation)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- ・ その他

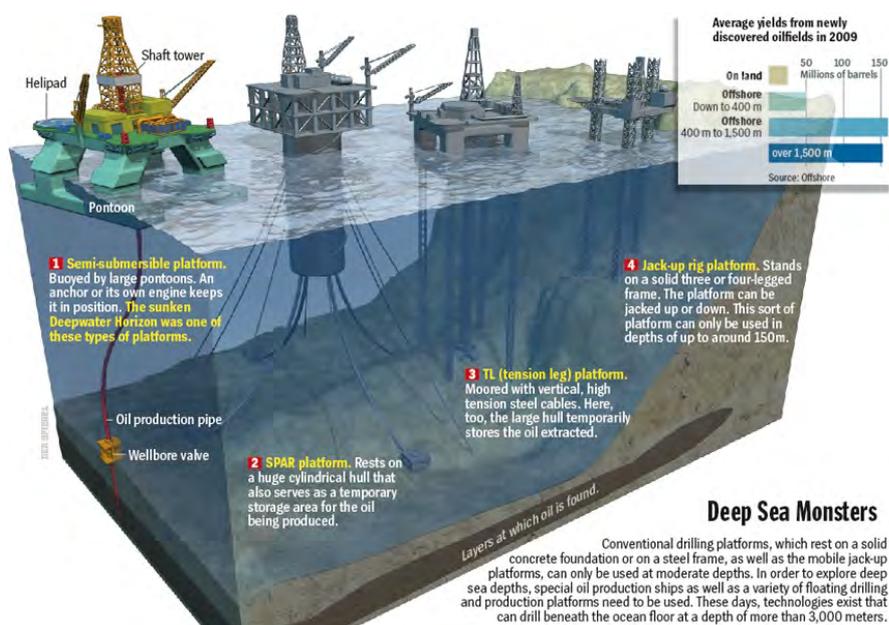


図 4.3.1-4 洋上生産システムのイメージ

(出典：SPIEGEL ONLINE)

固定式プラットフォームと浮体式プラットフォームの最も大きな差は、波によりプラットフォームが動かないか動くかの違いである。コンプライアントタワー (compliant tower) は固定式であるが、最大暴風時には、上部が 5m ほど水平方向に運動する。しかし、この運動は、石油生産にとって特に支障になることはなく、固定式が持つ機能を発揮できる。また、TLP は、浮体を用いているが浮力に対して強く引っ張り込む緊張係留であるため、水平方向には運動（一般には水深の 10%以内とされる）するが、上下方向にはほとんど運動しない。したがって、実質的に洋上での動揺性能としては固定式に近い。また、spar も上下動に関する変動流体力に比して、重量が相対的に重くなるため、浮体の上下動が極めて小さい。従って、TLP や spar は、石油の掘削や生産の機能や必要な機器システムに関しては、固定式と同じカテゴリーに分類した方が理解しやすい。

これを整理すると、次のようにプラットフォームを分類できる。

- 【上下運動が零または極めて小さいシステム】: ジャケット、コンプライアントタワー、GBS、TLP、spar
- 【上下運動が比較的大きいシステム】 : FPS、FPSO

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

表 4.3-1 洋上生産プラットフォームの特徴

System Function	CPT	TLP	SPAR	FPS	FPSO	SPS
Vertical Motion	Zero	Zero	Small (less than 20% Hs)	Medium (40% Hs)	Large (60% Hs)	Zero
Horizontal Motion	Very Small (5m)	Small (10-15% WD)	Small (10-15% WD)	Large (20% WD)	Large (20% WD)	Zero
Well Completion	Surface	Surface	Surface/Subsea	Subsea	Subsea	Subsea
Riser	Rigid	Rigid	Rigid	Flexible	Flexible	Flexible
Drilling/Workover System	Installed	Installed	Installed	generally No	generally No	No
Well Number	Large (40+)	Large (40+)	Medium (30+)	Small-Medium (less than 25)	Small(15): Turret Large(40+): Spread	Small (less than 15)
Construction	Newly Built	Newly Built at this moment	Newly Built at this moment	Conversion or Newly Built	Conversion or Newly Built	Newly Built at this moment
Lead Time	Long (36 Month)	Medium (24-36 Months)	Medium (24-36 Months)	Short-Medium (24+ Months)	Short (24 Months)	Short (24 Months)
Reuse	almost Impossible	Possible	Easy	Easy	Easy	Possible

注1：上下運動（Vertical Motion）の%は有義波高（Hs）に対する%を示す。

注2：水平運動（Horizontal Motion）の%は水深（WD）に対する%を示す。

注3：FPSOにはMPSOが含まれるが、応答特性はかなり異なる。MPSOは上下動が少なくWorkoverが可能であるが、現時点でそのようなMPSOはない。

（出典：海洋工学ハンドブック 2010）

運動の大小は、坑口装置を海上（プラットフォーム上）に設置できるか、海底坑口装置としなければならないかという選択と、掘削・坑井改修のしやすさに影響する。また、生産流体を海底面からプラットフォームまで輸送するライザーの形式にも影響する。プラットフォーム上の坑口装置をサーフェスウェルヘッド（surface wellhead）または、ドライツリー（dry tree）といい、海底の坑口装置をサブシーウェルヘッド（subsea wellhead）または、ウェットツリー（wet tree）という。海上坑口装置は、海底坑口装置に比べて保守がはるかに容易でワークオーバー（生産井の坑内機器の修理・交換や、低下した産出量を増加させるために行う種々の改修作業）も容易である。

海底からプラットフォームまで立ちあがる生産用ライザーは、上下運動が零または極めて小さいシステムでは鋼管製のリジッドライザーが用いられるが、上下運動が比較的大きいシステムでは、プラットフォームの運動を吸収するために可撓性の大きいフレキシブルライザーが用いられる。

その他の機能、即ち、掘削、生産、居住、フレア、水ガス圧入、フローライン、発電、出荷等は、固定式・浮体式によらずほぼ同じである。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

種類	固定式			浮体式		
	固定式プラットフォーム (FP: Fixed Platform)	コンプライアントタワー (CT: Compliant Tower)	緊張係留式プラットフォーム (TLP: Tension Leg Platform)	スパー (SPAR)	セミサブマーシブル (Semi-Submersible)	FPSO
適用水深	300~450m	300~600m	1,000~1400m	~1,700m	~2,400m	あらゆる水深
海象条件	海象条件に比例して建造コストが高くなる			厳しい海象条件対応可能		
稼働地域	沖合		メキシコ湾岸	世界各地		
特徴	工事が長く、生産開始までに時間を要する。撤去の際に莫大なコストがかかる		坑井へのアクセスに優れる	貯蔵能力に限界あり	坑井へのアクセスに優れる。貯蔵能力に限界有り	早期の生産開始が可能。浮体式の中では高価

図 4.3.1-5 生産設備による適用条件の比較

(出典：みずほ銀行産業調査部を一部改変)

### 4.3.2 固定式生産設備

固定式プラットフォームは鋼鉄製やコンクリート製の脚部を海底に固定したものであり、脚部の上部にはデッキ、掘削リグ、生産施設等が搭載されている。



図 4.3.2-1 重力式プラットフォーム（コンクリート製）

(出典：Natural Resources Canada)

固定式プラットフォームは脚部の構造によって重力式とジャケット式に分けられる。重力式（GBS：Gravity Base Structure）はノルウェーのフィヨルドという特殊な地形を背景に開発され、プラットフォームの荷重のみを海底面に伝達する構造を採っている。また、GBS内は、生産した油を貯蔵する目的も兼ね備えている。北海に多く設置されているほかでは、カナダの浅い氷海域に設置されているなど地域性がある。一方、ジャケット式は波風など外部からの揺れに伴う荷重とプラットフォーム自体の荷重を海底面に伝達する構造

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

を採る。水深が深い場合はジャケット式が多用される。しかしながら、水深の深さに連動して鋼材費が高くなるため、経済性の観点から適用水深は400m程度に留まる。

### ① ジャッキアップ型

ジャッキアップ型は固定式生産システムの一つで、世界では約40基が稼働している。大部分はジャッキアップリグの改造であるが、新造もされている。それらの中には、海底部に着底用のポンツーンを兼ねた貯油タンクを有するものがある。



図 4.3.2-2 Siri (ジャッキアップタイプ)

(出典 : Offshore Technology.com)

Siri は 1999 年、デンマーク領北海の水深 65m に設置されたもので、50,000m<sup>3</sup>、315,000bbl の貯蔵能力を有する。全体の構造はジャッキアップリグと同様で、生産設備としてはジャケット型と同様である。

### ② ジャケット型

海洋石油生産に最も多く用いられてきた構造物はジャケットで、"Offshore Engineer, January 2010"によれば、稼働中の固定式プラットフォームは9,230基で、建設中が124基、計画が1,517基である。ジャケットの数はコンプライアントタワーと重力プラットフォームおよび人工島の建造数に比べるとはるかに多い。



図 4.3.2-3 Grane Field (ジャケットタイプ)

(出典：Offshore Technology.com)

### ③ コンプライアントタワー型

コンプライアントタワーは固定式プラットフォームの脚部を変形したものであり、固定式プラットフォームの脚部がツリー状に広がっているのに対して、コンプライアントタワーの脚部は海底面に垂直に設置されている。また、コンプライアントタワーは横方向からの荷重にも耐えられるように可撓性を持った脚で構成されているのが特徴であり、適用水深は約 600m と固定式プラットフォームに比べて深い。尚、固定式プラットフォームとコンプライアントタワーに共通するデメリットとしては、①海象条件に比例して建造コストが多額になること、②生産プラットフォーム設置工事の期間が長く、生産開始までに長期間を要すること、③設備を撤去する際に莫大なコストがかかることの3点が挙げられる。

コンプライアントタワーの実績は、メキシコ湾の Lena ガイドタワー (Guyed Tower) と Baldpate コンプライアント・パイルド・タワーなど数基がある。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

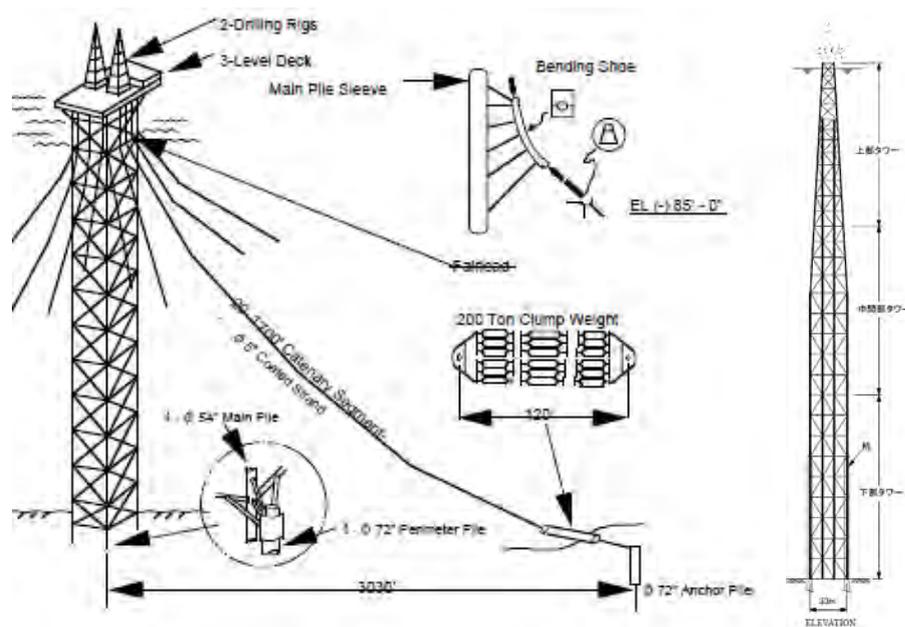


図 4.3.2-4 コンプライアントタワーのイメージ

(出典：海洋工学ハンドブック 2010)



図 4.3.2-5 コンプライアントタワー

(出典：Offshore Technology.com)

### ④ 固定式生産システムの特徴

固定式生産システムの特徴は、次の通りである。

- 初期投資が大きい：ジャケットのなかにもウェルヘッドジャケットのように簡素のものもあるが、多くの機能を装備したシステムは、一般に浮体式より開発コストが大きく、水深に対するコストの上昇率が大きいいため、浮体式に比べて適用水

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

深範囲は小さい。

- 固定式の中でも着底式は貯蔵能力があり、完成状態で曳航できるが、海底に固定するタイプの固定式（人工島タイプや重力式プラットフォームが該当）は貯蔵能力がなく、構造物とトップサイド（上載設備）は別々に曳航・輸送し、現地でトップサイドを構造物に搭載する。

人工島はその構造やサイズから考えて水深数十メートルが限界と考えられる。重力プラットフォームの最大水深実績は303mで、建造上の制約もあり、300m程度が水深限界と考えられる。ジャケットの最大水深記録は1989年のBullwinkleの412mである。20年以上記録が更新されないとともに水深300m以上のジャケットは7基で、またGOMにおける水深200m以上の総数は23基であるので、経済性を発揮できる水深の目安は200mとみなせる。コンプライアントタワーは、より大水深を目指して開発されたシステムであるが、その機能を有効に発揮できるのは水深300～700mである。

### 4.3.3 浮体式生産設備

浮体式生産システムには、モノハル(monohull、タンカーやバージと同様の船型構造物)を用いたFPSO、セミサブを用いたFPS、TLP、spar等がある。また、生産された油の貯油と出荷にのみ用いられるシステムを浮体式海洋石油・ガス貯蔵積出設備(FSO: Floating Storage and Offloading system)と呼び、貯油機能のない生産プラットフォームと組み合わせ用いられる。固定式・着底式プラットフォームで生産された原油は、一般にパイプラインで出荷されるが、浮体式生産システムでは、パイプラインで出荷する場合とシャトルタンカーで出荷する場合がある。生産システムと出荷システムには種々の組み合わせが可能であるが、浮体式の利点を最も生かせる組み合わせは、建設する設備を少なくするという観点からはFPSOとシャトルタンカーであろう。2010年までに、約280基のFPSOとFSO、22基のTLP、約80基のFPS、16基のsparが生産活動に入っている。

#### (1) 貯蔵機能等を有さない浮体式生産設備

##### ① TLP

TLPは掘削装置や生産設備等を搭載したセミサブに類似する浮体構造物を、テンドン(tendon)と呼ばれる鋼管で海底に打設された杭と繋いだものである。浮体構造物には垂直方向に1,000t超の大きな力がかかるため、波浪に伴う揺れを最小限に抑えることが可能であり、厳しい海象条件にも対応できる。また、TLPは揺れが少ないため、坑口装置であるウェルヘッドを海面上に設置することが可能であり、ウェルヘッドを通して海底の坑井を制御することが可能なため、坑井にアクセスしやすいという特徴を持つ。TLPは1980年代に開発されており、適用水深は約1,400mと大水深への対応が可能であり、1990年代にはTLPの小型版であるミニ緊張係留式プラットフォーム(Mini-TLP)も開発されている。しかしながら、近年はオペレーターがFPSOやセミサブ自体を生産プラットフォームとして採用する傾向にあることから、TLPが活用されるケースは減少傾向にある。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

TLPは、ハルが適切な余剰浮力を持つように設計する。余剰浮力が小さすぎれば、浮体（ハル）の運動が大きくなるとともに、テンドンの張力が負になり座屈する。大きすぎれば、前述の通りテンドンの張力を増大させコストも大きくなる。



図 4.3.3-1 TLP （出典：三井海洋開発）

### ② FPS（Floating Production System）

半潜水式構造物（セミサブ）を用いた生産システムを FPS という。開発の背景としては FPS は最大波高が 30m に達する北海で安定して操業できる構造物として動揺特性の優れたセミサブリグを改造して建造された。第 1 基は、1975 年に第 1 世代のセミサブリグ Transworld 58 を改造し、北海 Argyll の水深 80m に 12 本のチェーンとドラッグアンカーで係留された。次いで 1983 年、第 2 世代のセミサブリグ Aker H3 デザインの Deepsea Pioneer が改造・設置され、Duncan と Innes からの生産を受け入れ 1992 年まで生産した。ライザーは鋼管であったため、セミサブの動揺による事故が発生し、フレキシブルライザーが開発されるきっかけとなった。セミサブ型は前述の通り、これまで掘削リグとして使用されてきたが、近年はデッキ部分に生産設備を搭載することで生産プラットフォームとして転用されている。また、セミサブは TLP と同様に揺れが少なく、坑井へのアクセス性能をより向上させるための DTS（Dry Tree Semi、セミサブ用の海面上のウェルヘッド）の開発が検討されている。尚、適用水深は約 2,400m と深いものの、貯蔵能力で FPSO に劣る。

セミサブは、排水量がさほど大きくはなく、水線面積が極めて小さいので、荷重変動に敏感である。係留システムやライザーシステムの荷重も大きな変動荷重となり、構造物のサイズに影響する。セミサブとしての特性を発揮するためには、固有周期がある範囲（20～25 秒以上）であり、一定以上の復原性能が必要であるので、そのチェックが重要である。固有周期を長くするためには復原力を小さくしなければならないが、復原性能の確保との調節がセミサブ設計の難しい点で、試行錯誤が必要となる。



図 4.3.3-2 FPS

(出典：Offshore Technology.com, SHELL)

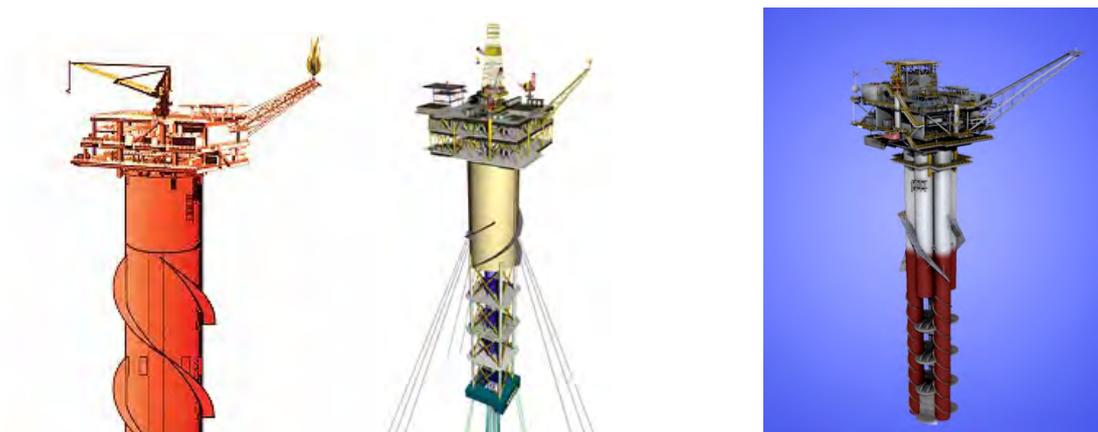
近年では、浮体運動がより抑制されたディープロフト半潜水式 (DDSS : Deep Draft Semi-Submersible) 及び拡張可能ドラフトプラットフォーム (EDP : Extendable Draft Platform) などの設計も提案されている。

### ③ spar

spar は掘削装置や生産設備等を搭載したデッキ部分と円筒形状の船体部分で構成される浮体構造物であり、船体部分は複数の係留索を通して係留される。spar の生産プラットフォームの安定性と貯蔵能力についてはセミサブと FPSO の中間的な位置付けであり、適用水深は約 1,700m と TLP よりも深い海域での生産が可能である。

spar の外形的な要目については、必要条件の制約からかなり範囲が狭まる。例えば、spar で使われるライザーがムーンプールの中に配置されることから、spar の二重円筒ハルの最小内径は、ライザーの本数で決まる。また、そのライザーは浮力体で張力を与えられているので、浮力体がムーンプールの中に収めるための最小喫水が決まる。また、これらの機材を搭載するのに必要な排水量がその喫水で得られるように最小外径が決まる。この概形で上下動の固有周期はほぼ推算できるので、上下動の固有周期が (通常) 25 秒以上になっていることをチェックするとともに、横揺れに関する適切な復原性として  $3\text{m} < \text{GM} < 9\text{m}$  (GM が小さすぎると spar の復原性が悪くなり、GM が大きすぎると横揺れの固有周期が平均的な波の周期帯に近づく) を確保できるように、spar の最下部に固定バラストを配置し GM を確保する (一般に概形が細長い円筒型の場合、重心位置を見た目よりも低くする必要がある)。さらに、バラストを配置した状態でも、排水量に若干の余裕があることをチェックする。第一世代の spar は円筒構造であったが排水量としては不要であるので、第二世代では下部をトラス構造とし、トラス部に水平フィンを設け減衰力を増加させている。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術



Classic spar

Truss spar

Cell spar

図 4.3.3-3 spar のデザイン

(出典 : SubseaIQ, Technip, RigZone)

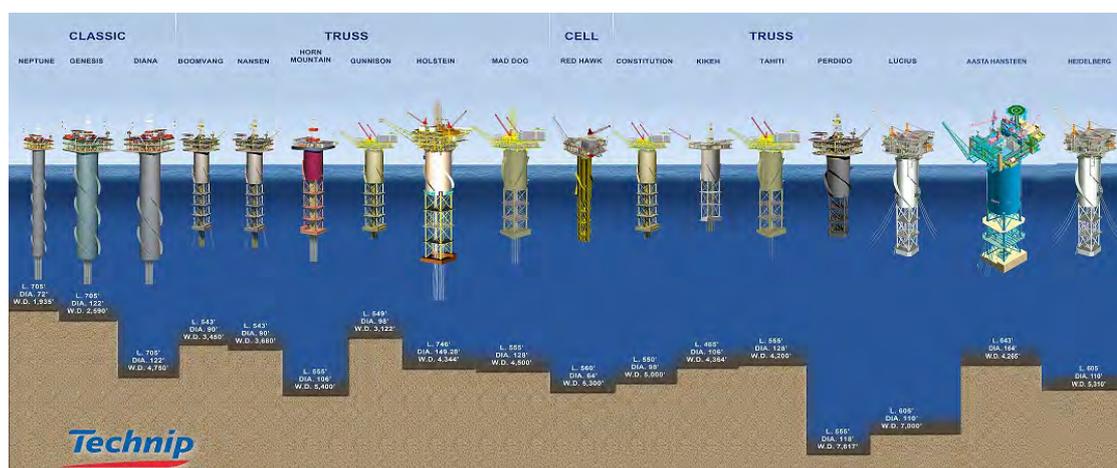


図 4.3.3-4 種々の spar と達成水深 (出典 : Technip)

また、spar は当初貯油機能を有するように設計された。その設計では、水圧影響を少なくするために、バラストタンク と貯油タンクを兼用する設計がなされた。しかしその後のルール改正により、バラストタンクと貯油タンクを兼用することが禁止されたため、現段階では、貯油機能を持つ spar は実現していない。

### ④ 浮体式生産システムの特徴

浮体式生産システムの特徴は次の通りである。

- ▶ 初期投資額が小さい：浮体式は固定式・着底式に比べて水深増加に対するコスト増加が小さい。小規模油田は生産期間が短く、油田の生産終了後、他の油田に転用・売却できる浮体式生産システムは、総開発コストを抑制できる。
- ▶ 既存の構造物を利用できる：FPSO と FPS は、各々既存（中古）のタンカーとセミサブリグを改造して利用でき、製作期間やコストを短縮できるので、新造より

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

改造がはるかに多い。

- 完成状態で曳航できる：設備が完成した状態で曳航・設置できるため、海上での設置・試運転の作業期間が短く、生産開始までの期間を短くできる。従って、開発資金の回収開始時期が早い。
- 貯油機能を有するものがある：離岸距離が大きい場合、貯油機能のある浮体式システムで生産し、シャトルタンカーで出荷する方法は、パイプライン輸送より経済的である。

以上の特徴を生かし、浮体式生産システムは、次の条件の油ガス田で多く採用されている。

- 小規模～大規模油田（特に小規模油田は設備投資を抑えることが必須条件）
- 大水深
- 近隣に既存の施設がなく離岸距離の大きい油田

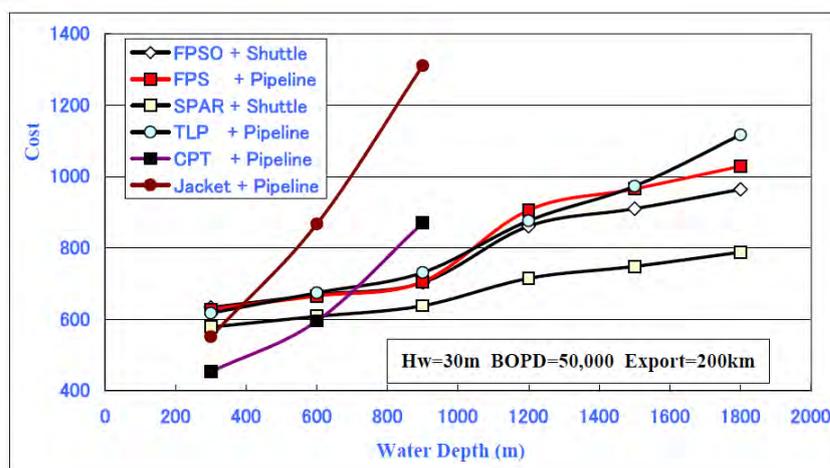


図 4.3.3-5 固定式と浮体式生産システムの水深に対するコスト比較

(出典：海洋工学ハンドブック 2010)

### (2) 貯蔵機能等を有する浮体式生産設備

#### ① FPSO

FPSO を日本語で表記すると浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備である。FPSO は、浮体の大きさを活かして、洋上で石油・ガスを生産し、生産した原油を設備内のタンクに貯蔵し、直接輸送タンカーへの積出を行う設備である。FPSO は浮体式の海洋石油・ガス生産設備の 6 割以上を占める最もポピュラーな生産設備で、現在世界で約 160 基の FPSO が稼動している。

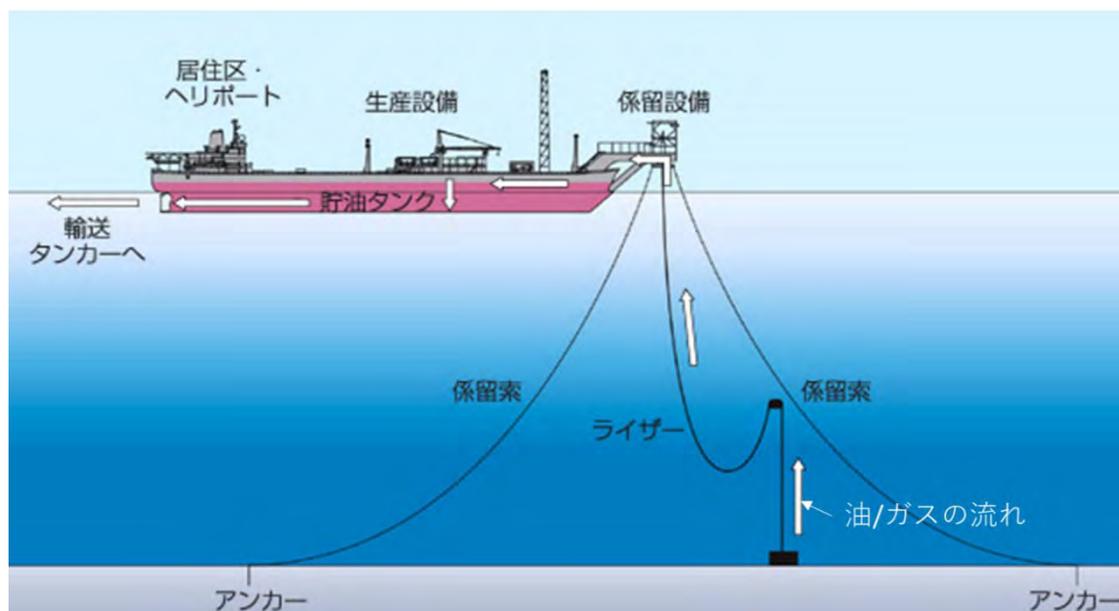


図 4.3.3-6 FPSO の概念図 (出典：三井海洋開発)

FPSO は船舶型の浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備であり、ライザーを通して海底から引き上げた炭化水素資源を含む流体を生産設備で分離した後、炭化水素資源のみを貯蔵設備に留めた上でタンカー等に積出する。FPSO は海底に固定された複数の係留索が船体に搭載されたタレット (turret) と呼ばれるベアリングを通して船体と繋がれ、タレットを中心に回転することで船位を維持する。ライザーには、フレキシブルライザーまたはハイブリッドライザーを用いる事が多く、ライザーは海底からタレット部に接続される。



図 4.3.3-7 FPSO の例 (出典：三井海洋開発)

FPSO は船体 (hull) と生産設備等を備えたトップサイドと呼ばれる甲板部分で構成される。船体は中古タンカーの船体を改造する場合と新造する場合があり、1970 年代に初めて開発された FPSO は改造であった。これまでは建造コストの低い改造が多かったが、近年は FPSO の使用年数を長期化させる目的から新造に対する需要が高まっている。

FPSO の建造フローは造船所で建造された船体を、トップサイドのモジュールを手掛ける建造ヤードの岸壁まで曳航して据付作業を経て完成するのが一般的である。船体とトッ

#### 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

プサイドを一つの造船所で建造できれば生産リードタイムの短縮に繋がるが、上記のように分業体制を敷いているのが現状である。その理由として、

- 造船所の建造スペースに制約があること
- 造船所でモジュールを建造するよりもコスト競争力を有するヤードに船体を輸送してモジュールを建造した方が廉価であることが挙げられる。

現在、FPSO は生産プラットフォームの過半を占めているが、FPSO を利用するメリット・デメリットを整理すると表 4.3-2 のようになる。

表 4.3-2 FPSO を利用するメリット・デメリット

メリット	デメリット
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 貯蔵・積出機能を有するためパイプラインの敷設が不要であること</li> <li>・ あらゆる水深に適用可能であること</li> <li>・ 生産開始までのリードタイムが短いこと</li> <li>・ 再利用できること</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ spar やセミサブと比較して波風の影響を受けやすいこと</li> <li>・ 建造コストが他の生産プラットフォームと比較して高価であること</li> </ul>

尚、現存する生産プラットフォームのうちシンガポール、韓国、中国の3ヶ国で建造されたものが約半数を占め、米国、日本と続く。上位3ヶ国のうちシンガポールは改造が中心であるのに対して、韓国と中国は新造が中心である。

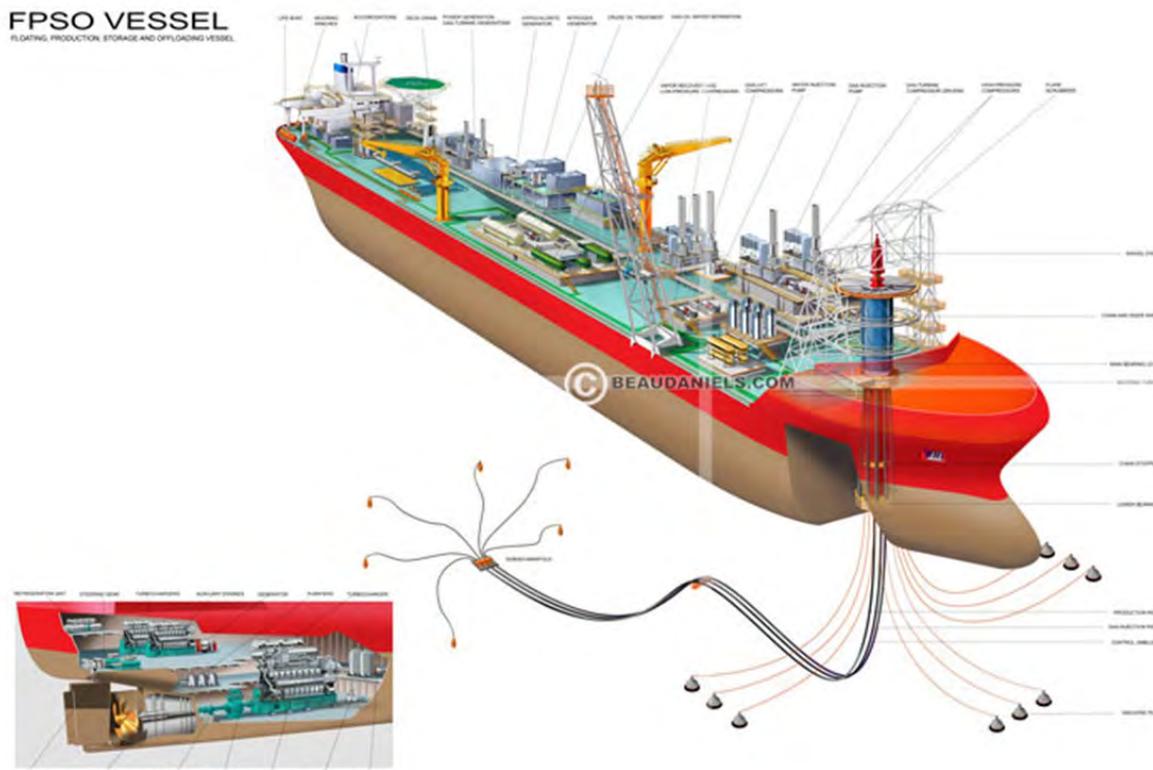


図 4.3.3-8 FPSO の外観図 (出典: Technical Illustration)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ここまで FPSO は船形としてきたが、最近では円筒形（spar 型に近い）の FPSO も商品化されている。



図 4.3.3-9 FPSO Goliat Produced by Hyundai

(出典：EniNorge, Dagens Næringsliv)

図 4.3.3-9 は現代重工業が 2015 年に製作した世界最大となる 100 万バレル級の円筒形 FPSO で直径 112m、高さ 75m、重量 59,000t 規模になる。この FPSO はノルウェー北部の北海の油田に設置されている。洋上部分だけ見ると spar にも見えるが、深さを見ると FPSO との印象になる。

さて、FPSO に限らないが、生産の役割を担うプラットフォームには、一般に次の機能が搭載される。

- プロセス機器（生産設備）
- 貯油および払い出し用設備
- ユーティリティ設備
- フローラインとライザー

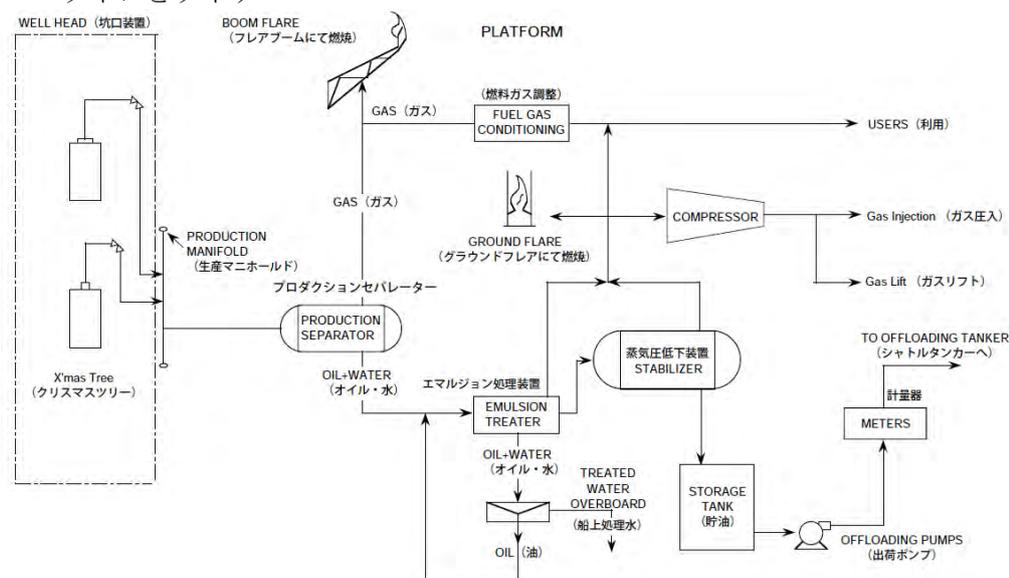


図 4.3.3-10 生産システム（原油）でのプロセスのフロー

(出典：海洋工学ハンドブック 2010)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

上記の中で、プロセス機器（生産設備）が担うプロセスシステム（process system）は坑井からの産出流体を分離処理するシステムである。一般に次のような装置があり、原油やガスの性状、ガスリフト・水圧入・ガス圧入などの生産性向上のための手法、また、近接施設との関係などから必要な機器が選択される。

- セパレーター
- 原油処理装置
- ガス処理装置
- 排水処理装置
- 水・ガス圧入用装置
- 制御システム
- 付属装置

プロセスシステムは、基本的にプラットフォームの種類による影響を受けないが、FPSOなどの浮体式プラットフォームではセパレーターにバッファプレートを入れるなど、船体動揺により分離性能が低下しないように設計されている。図 4.3.3-10 にプロセスフローの概念を示す。

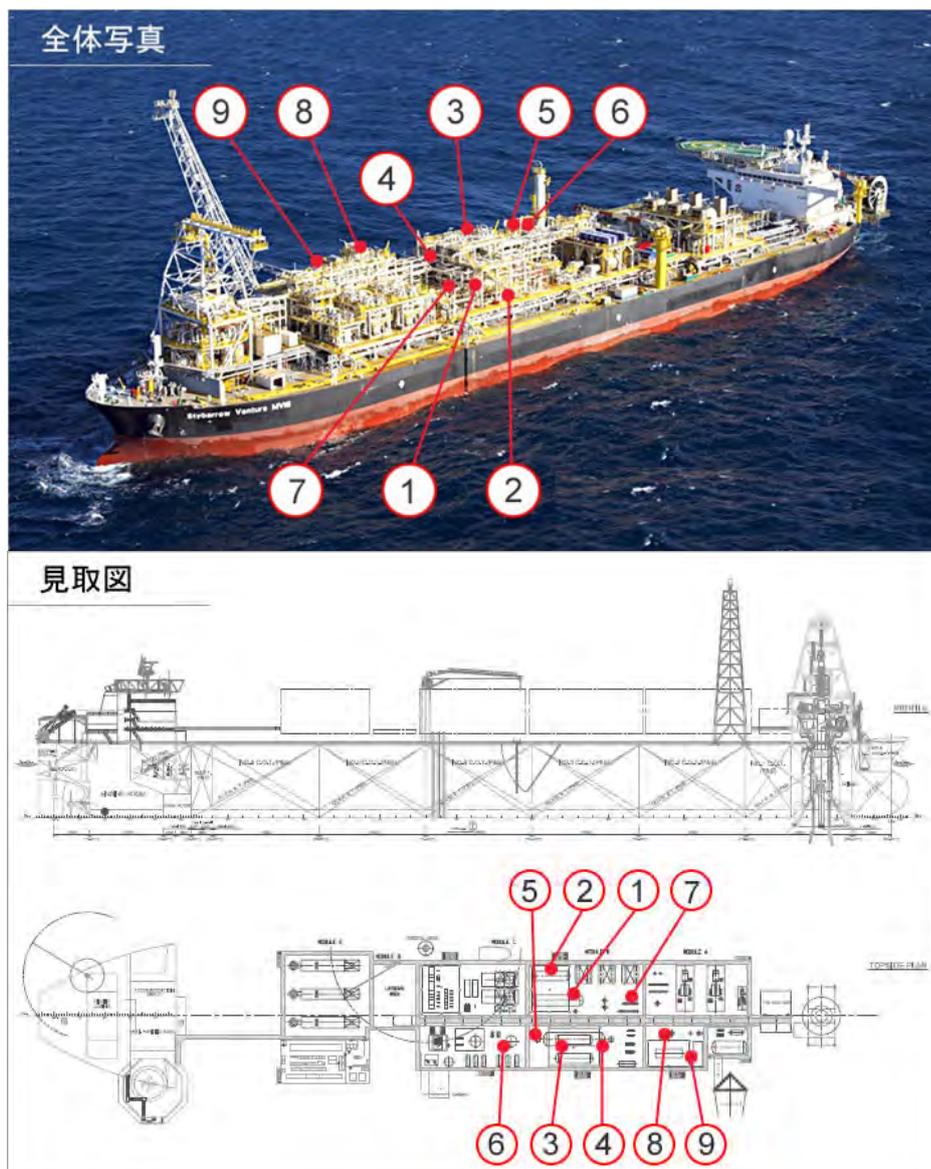


図 4.3.3-11 FPSO に搭載されている主な設備、①Production Separator (Oil Train) ② Test Separator(Oil Train) ③ LP Separator (Oil Train) ④ Oil Treater ⑤ Hydrocyclone (Produced Water) ⑥ SKIM Vessel (Prodcuted Water) ⑦ Gas Scrubber (Oil Train) ⑧ Contactor (GDU) ⑨ Regeneration Unit (GDU)

(出典：キャメロン ジャパン)

② その他の浮体式プロダクト

FPSO と関連する主なプロダクトとして、FSO、FSRU、FLNG (Floating LNG, LNG-FPSO)、FLPG (Floating LPG, LPG-FPSO) などが挙げられる。

a) FSO

FSO は浮体式石油貯蔵積出設備であり、海洋構造物のうち貯蔵容量に乏しい設備を補完するために使用される。FPSO との違いは石油の生産設備を有しない点である。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術



図 4.3.3-12 FSO の例 (北アフリカで稼働中)

(出典 : STXO&S)

FSO は他の生産設備で生産された石油を FSO 内のタンクに貯蔵した後、シャトルタンカーに石油を積み出す。ほとんどの FSO は「スーパータンカー」と言われた巨大石油タンカーを改造したものである。例えば 1979 年に住友重機械工業追浜造船所で建造された世界最大のスーパータンカー「シーワイズ・ジャイアント (SEAWISE GIANT)」は、2009 年までカタール沖で FSO「ノック・ネヴィス (KNOCK NEVIS)」として使用された。現在世界で約 100 基の FSO が稼働中である。

### b) FSRU

FSRU は浮体式の液化天然ガスの貯蔵機能を持つ再ガス化設備である。LNG 船で輸送された LNG を消費地に近い沖合で受け入れ、FSRU 内の再ガス化設備で LNG を天然ガスに気化した後、パイプラインで消費地に天然ガスを送る役割を担う。



図 4.3.3-13 FSRU

(出典 : LNG World News)



図 4.3.3-14 FSRU での LNG の出荷 (Side-by-Side)

(出典 : LNG World News)

FSRU は、既存の LNG 運搬船を利用することにより、陸上基地では必要となる土工工事や LNG タンク建設工事が不要となり、また現地での規制による手続きが比較的に早いため、建設期間の短縮化（約 3 年から約 1 年）が可能となる。これにより陸上の受入基地に比べて設置コストが低いことから、従来の陸上受入基地に代わるプロダクトとして注目されている。なお再ガス化工程を伴わず貯蔵を主目的とする場合は浮体式貯蔵設備 (FSU: Floating Storage Unit) と呼ぶ。

c) FLPG (LPG-FPSO)

FLPG は、LPG-FPSO と呼ばれる浮体式液化石油ガス生産貯蔵積出設備であり、石油の生産過程において随伴的に産出されるプロパンやブタンなどのガスを液化して LPG 船に積み出すために使用される。つまり、LPG を生産する全てのシステムを搭載したユニットである。これまで焼却処理されてきた LP ガスを、FLPG によって資源として有効活用することが可能となる。



図 4.3.3-15 SANHA (FLPG)

(出典 : Offshore Technology.com)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### d) FLNG (LNG-FPSO)

FLNG は LNG-FPSO とも呼ばれる沖合ガス田の上に直接ガス液化設備の機能を備えた浮体式の生産プラットフォームであり、海底ガス田開発の活発化に伴って、今後の需要拡大が見込まれている注目されている浮体である。

FLNG 導入の最大のメリットは、沖合のガス田からの長距離パイプラインだけでなく、大規模な陸上インフラの必要性が無くなることである。2011 年に Shell が FLNG 方式による海洋ガス田開発を発表して以降、FLNG に対するニーズは高まりつつある。FLNG の導入によって、陸上から遠距離の海底ガス田の開発が可能となることだけでなく、これまで開発対象とならなかった中小規模の沖合に存在する海底ガス田の開発がグローバルベースで進展する可能性があるなど、特に経済的な面で FLNG に対する期待は大きい。

一方で、技術面については課題が残っていると考えられる。FLNG は FPSO と同様に船体とトップサイドで構成され、船体については造船に関する技術、トップサイドについてはプラントエンジニアリングに関する技術がそれぞれ求められる。FLNG は FPSO と同様のメリット・デメリットが存在し、構成される機器も同様なものが多いが、FPSO との大きな違いは LNG を扱うという点である。船体については LNG タンク、トップサイドについては LNG 液化プラントがそれぞれ鍵となる構成要素として搭載されるなど、FLNG 固有のプロダクトが必要となる。

そのうち LNG タンクは、表 4.3-3 および図 4.3.3-16 のように 3 種類に大別される。LNG の海上輸送に使用される LNG 船については製造難易度やコスト面からこれまでメンブレン (membrane) とモス (mos) が多用されてきた。一方、FLNG についてはメンブレンやモスではなく、SPB ( Self-supporting Prismatic shape IMO type B) が注目されている。その理由としては SPB が有する優位性が挙げられる。具体的には、

- トップサイドに様々なプラント・機器を搭載する必要がある FLNG はタンクが平面である方が使い勝手が良いこと
- スロッシング (sloshing) (船体の動きと貨液の動きが同調した際に生じる流体運動) に対して高い構造安定性を有することである。

表 4.3-3 : FLNG 用 LNG タンクの種類

タンク種類	メンブレン	モス	SPB
構造	非自立型	自立型	
		球形	角形
主要部材	ステンレス	ステンレス アルミニウム	アルミニウム
価格	低	並	高
スロッシング	大	小	小
トップサイドのスペース	広い	狭い	広い

(出典：みずほ銀行産業調査部資料を一部改変)

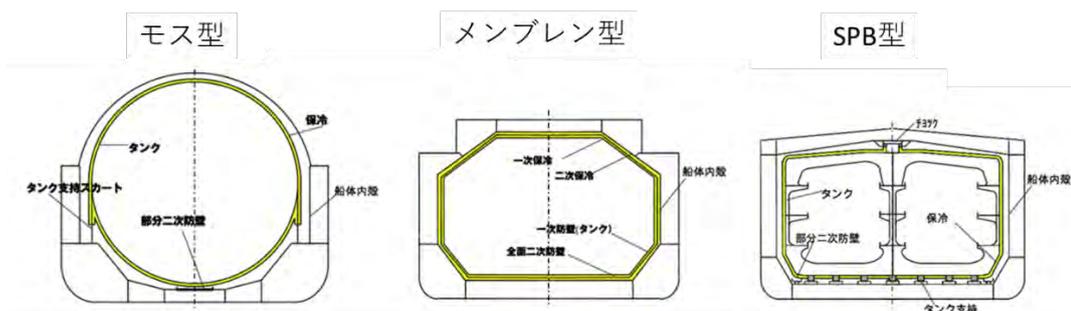


図 4.3.3-16 LNG の貯蔵方式 (出典 : IHI)

LNG 液化プラントは、海底ガス田から引き上げられた天然ガスのうち余分な成分を除去し、冷媒等を使用して LNG として液化するプラントで、多くの生産工程が必要である。陸上のプラントに比べて機器や配管の設置スペースについて制約の多い FLNG は、複雑な構造設計を余儀なくされるが、そのためにもトップサイドスペースが確保できる仕組みは重宝される。特に、液化工程を担う機器の周辺部は高圧状態となるため、他の機器や配管への影響に配慮した配置が求められる。プラントとしての配置については、造船会社とエンジニアリング会社がそれぞれ有する船体とトップサイドのプラント技術が総合的に成熟されているとはまだ言えず、最適化を図る余地があると言われている。

技術的にはチャレンジングな FLNG であるが、現在、オーストラリア北西部の海域においてプロジェクトが進行中である。このプロジェクトで使用される FLNG では海底から産出されたガスを冷却するために、水深 150m の地点から毎時 50,000m<sup>3</sup> の大量の冷たい海水（取水の深さとしては海洋深層水とはいえない）をくみ上げて利用する。このプロジェクトで使用される FLNG (図 4.3.3-17) の PRELUDE の大きさは、長さ 488m、幅 74m、排水量 600,000t と巨大な構造物ではあるが、プロジェクトを手がけている Shell によると、同等の能力を有する陸上の施設に要する面積に比べれば、1/4 程度に収められているとのことである。



図 4.3.3-17 FLNG PRELUDE のイメージ (出典 : Shell)



図 4.3.3-18 FLNG The PFLNG SATU (出典：PETRONAS)

### 4.3.4 海洋汚染防止のための基準等

海底に限らず資源の掘削や生産にあたっては大量の泥水が必要であり、掘削屑などが発生する。また、原油を処理したあとの水には油分が含まれていることもある。当然、これらは洋上施設にストックし続けることはできない。したがって、陸域に運び陸域の法律に沿って処分するか、海域に処分するかのいずれかをしなくてはならない。

海洋に投棄する際には、海底・海中由来のものか否かにかかわらず、国際海洋汚染防止条約（マルポール条約）（MARPOL 73/78 : International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto）などの各種国際条約を遵守する対応が求められる。Offshore Oil and Gas Development のガイドラインでは、掘削時に発生する様々な不要物の処理に関して、表 4.3-4 のような項目が挙げられている。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

表 4.3-4 : 「Offshore Oil and Development」 の排出レベルのガイドライン (抜粋)

項目	ガイドライン
掘削泥水及び掘削くず<非水ベースの泥水>	1) 非水ベースの泥水- 再圧入または陸上へ搬送し、海への排出は禁止する 2) 掘削くず- 以下の場合を除いては、再圧入または陸上へ搬送し、海への排出は禁止する ・油濃度が、重量で乾燥掘削くずの1%未満である ・水銀- 泥水に使用されるバライト中に最大1mg/kg (乾燥重量) である ・カドミウム- 泥水中に使用されるバライト中に最大3mg/kg (乾燥重量) である。 ・海面から少なくとも15mの深度でケーソンから排出する。
掘削泥水および掘削くず<水ベースの泥水>	1) 水ベースの掘削泥水- 以下の場合を除いては、再圧入または陸上へ搬送し、海への再圧入は禁止する。 ・まず泥水の毒性試験結果 (96時間50%致死濃度SPP3% vol.)、または、それに代えて標準的な毒性評価生物種 (サイト特有の生物種が望ましい) に基づいた試験結果を遵守している。 2) 水ベースの掘削泥水、泥水、および掘削くず- 以下の場合を除いては再圧入または陸上へ搬送し、海への排出は禁止する： ・水銀- 泥水に使用されるバライト中に最大1mg/kg (乾燥重量) である ・カドミウム- 泥水中に使用されるバライト中に最大3mg/kg (乾燥重量) である。 ・淡水または汽水域に排出される場合は、排水中の塩化物濃度が排出先水域の塩分濃度の4倍を超えない。 ・海面から少なくとも15mの深度でケーソンから排出する。
随伴水	再圧入する。海へ排出する場合には、油脂類排出が、1日最大量で42mg/L、30日平均で29mg/Lを超えてはならない。
坑井仕上げおよび改修作業における流体	陸上へ搬送または再圧入する。以下の場合を除いては、海への排出は禁止する。 ・油脂類排出が、1日最大量で42mg/L、30日平均で29mg/Lを超えてはならない。 ・pHが5以上となるように中和する
随伴砂	陸上へ搬送または再圧入する。油濃度が乾燥砂重量1%未満である場合を除いては、海への排出は禁止する。
水圧試験水	・処理または処分のために陸上へ輸送。 ・環境リスク分析、化学物質の慎重な選定に従っての海洋排出。 ・化学物質使用量の削減。
冷却水	初期混合が起こるゾーンの端における水温上昇が3°Cを超えないこと。ゾーンが定義されない場合は、排出地点から100mとする。

(出典：石油開発時報 No.172 (2012) 小田原、米澤)

### 4.3.5 オペレーション概要：設置、生産、払い出し、撤去等の各プロセスについて

海洋石油・ガス田開発および生産においてオペレーションとは、海洋で石油・ガスの生産活動を行う FPSO/FSO に乗組員を提供し、生産、貯蔵、積出といった一連の運転オペレーション (operation) 及び保守点検 (maintenance) を提供するサービスを意味する。Operation & Maintenance の頭文字をとって O&M (オーアンドエム) とも呼ばれる。

#### (1) 設置と生産



図 4.3.5-1 オペレーションのイメージ (出典：三井海洋開発)

具体的には、例えば FPSO のオペレーションサービスの概要は

- FPSO 上での石油・ガスの生産業務
- FPSO の保守点検、管理
- 環境衛生安全及び品質 (HSEQ : Health, Safety, Environment and Quality) の管理
- FPSO に乗船する乗組員の雇用・トレーニング

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- 人員・物資輸送用のヘリコプターやボートの手配などが該当する。



図 4.3.5-2 洋上で石油・ガスの生産を行う FPSO/FSO で働く乗組員

(出典：三井海洋開発)

一般論として、海洋開発事業は、最上流に位置する開発オペレーター、総合エンジニアリング会社が技術を主導しており、例えば総合エンジニアリング企業としての三井海洋開発 (MODEC) による FPSO などが成功例として挙げられる。ただ、如何に上流、中流が日系企業であっても、実際の工事の多くは (日本ではなく)、韓国、シンガポール、中国等に委託しているのが現状である。日本が海洋開発に関する実績を積むには、既存の開発オペレーターの下で下流・中流の仕事の請け負いながら人材の育成を含めて実施していく必要がありそうである。

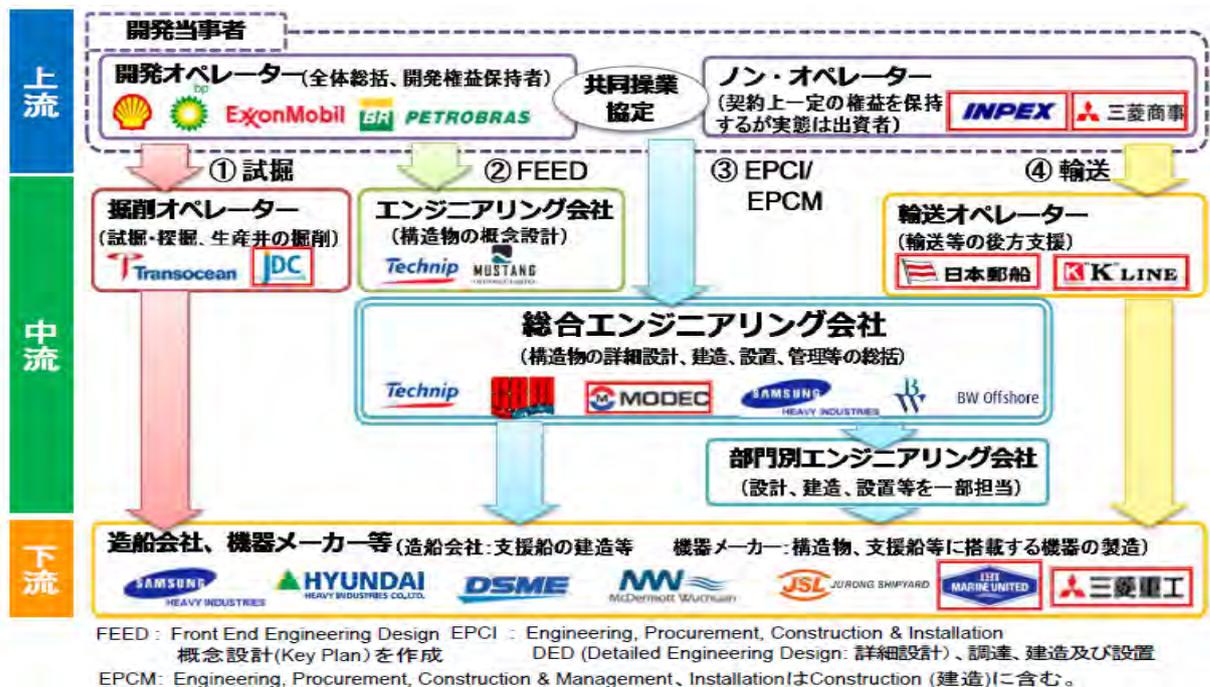


図 4.3.5-3 主な海洋開発オペレーション会社と役割

(出典：国土交通省海事局)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

上記は一般に開発と生産のオペレーションである。

### (2) 払い出しに関する各種技術／設備の解説（パイプライン含む）

#### ① 払い出しシステム

生産された原油は、パイプラインかシャトルタンカーで出荷される。一般に、固定式生産システムと TLP や FPS はパイプライン出荷であるが、大水深や近隣に受け入れ設備のない油田でパイプラインが経済的でない場合は、FSO が用いられる。

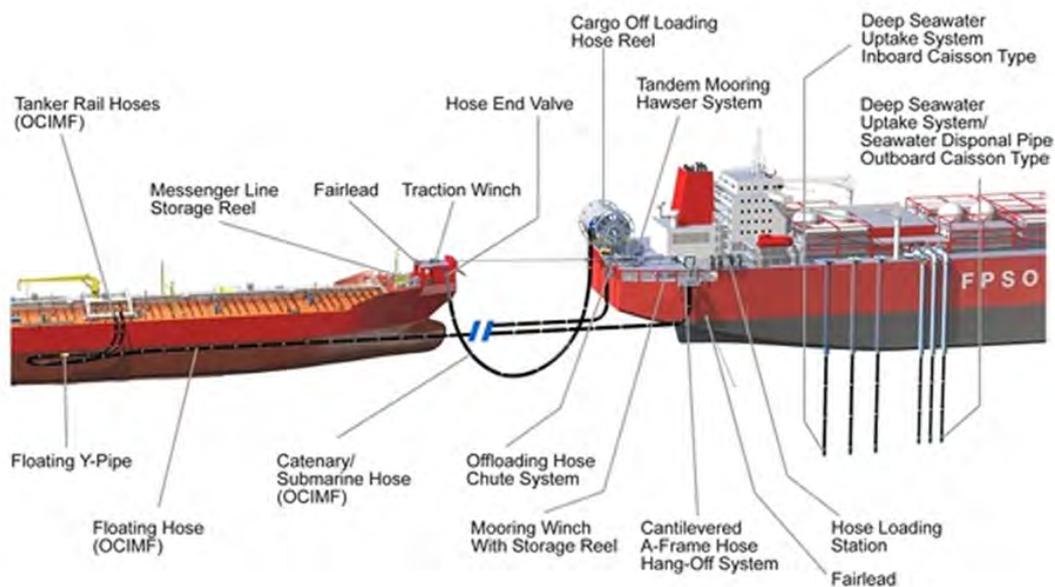


図 4.3.5-4 FPSO からの払い出しのイメージと機器

(出典：Offspring International Ltd)

パイプライン出荷の場合は、生産流体をプロセスシステムで一次処理した後、計量してポンプで昇圧し、パイプラインにより出荷する。FSO や FPSO の貯油・払い出しシステムは、貯油設備、諸配管・ポンプ、計量装置、シャトルタンカー係船・送油設備、貨油タンクとレベル監視システム等から成る。

#### ② 貯油関係設備

FPSO と FSO の船体の大半はタンク区画である。タンク配置は、輸送用タンカーとほぼ同じで、2 列の縦通隔壁 (longitudinal bulkhead) (ダブルハルタンカーの場合は、舷側部の 2 重隔壁を含めると 4 列) および 5~6 列の横隔壁 (transverse bulkhead) によってタンク区画が構成されている。船体中央部には貨油タンク (cargo oil tank) の他に喫水を調整するための海水バラストタンク、水および原油の混じった仕様を外れた液体を貯蔵するスロップタンク (slop tank) が設けられる。

またプロセス機器で分離した原油を貨油タンクに貯蔵する前に、残留水分を静置分離させるためのセトリングタンク (settling tank) を設けることもある。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### ③ 諸配管およびポンプ

タンカーと同様、貨油配管、バラスト配管、エアイベントおよびイナートガス配管、タンク洗浄配管、タンク加熱配管等の貨油関係の配管およびポンプ類が設けられている。

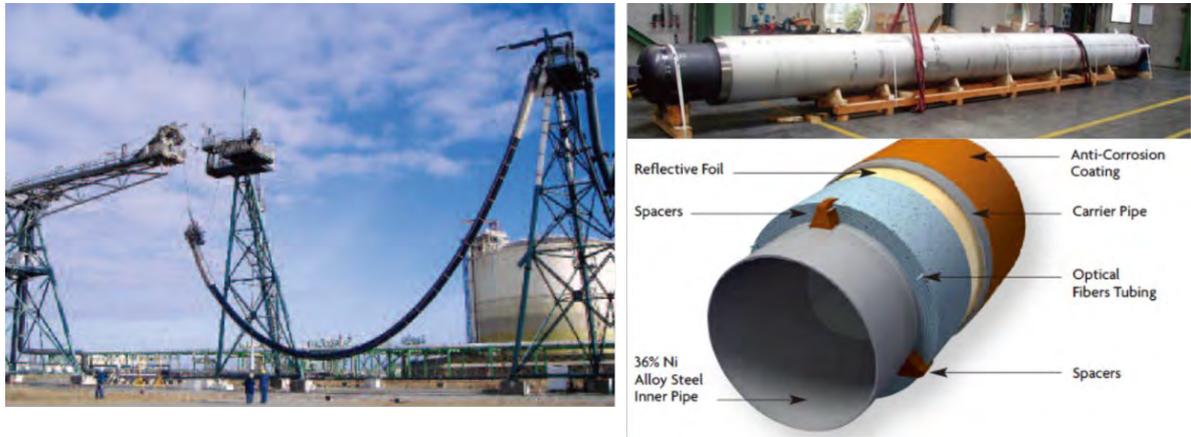


図 4.3.5-5 払い出しに使われる機材

(出典：Technip)

- 貨油配管：貨油配管には、貨油主管 (cargo main line) と浚油管 (stripping line) がある。浚油管は、貨油主管では吸いきれないタンク底部の原油を吸い込む管である。貨油タンク内の配管は耐食性の面から鋳鋼管を用いることが多い。貨油主管はタンク内の移送と払い出しに用いられる。貨油ポンプは蒸気タービン駆動の遠心式ポンプが一般的で、シャトルタンカーへの払い出しが1日で行えるよう複数台がポンプ室に設置される。
- バラスト配管 (ballast piping)：バラスト配管は、主に船体中央部と船首にあるバラストタンクへのバラスト海水の注排水用で、通常貨油タンク内を縦通して設けられる。通常1台のバラストポンプがポンプ室内に設けられる。バラストポンプは、貨油ポンプと同様、蒸気タービンや電動モーター駆動の遠心式ポンプが用いられる。バラスト海水は、原油の払い出しと並行してバラストタンクに注入され、船体の喫水変動を調整する。また、従来のタンカーでは貨油タンクにバラストを張るダーティーバラスト (dirty ballast) が行われていたが、現在は国際条約 (MARPOL) で禁止されており、FPSO や FSO でも専用タンクにバラストが張られる (segregated ballast)。
- エアイベントおよびイナートガス配管 (air vent & inert gas piping)：エアイベント (air vent) 管は、貨油タンクへの原油の張り込み・払い出しによるタンク内容積の変化に対応するための空気抜き管である。タンク内の空気は揮発性ガスを含むため、大気放散を行う場合、他の設備への悪影響を避けるよう、各貨油タンクのエアイベント管を集合した集合ベント方式が用いられる。また、タンク内圧が過大ないし過小とならないようブリーザ弁 (breather valve) が設けられる。イナートガスシステム (IGS : Inert Gas System) は、貨油タンクの上部空間を不活性

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ガスで充満させることにより、揮発性ガスが爆発限界にならないようにするシステムで、国際条約（SOLAS：第5部6.2節参照）によって設置が義務づけられている。イナートガスとしてボイラーの燃焼排ガスが用いられることが多い。ボイラーの燃焼排ガスはスクラバー（scrubber）などで処理され、イナートガスファン（IG fan）によって貨油タンクに送られる。イナートガス配管は上甲板上から各タンクに導かれているが、エアレント管と同様、タンク内圧が過大ないし過小とならないよう、ブリーザ弁および P/V ブレーカー（Pressure/Vacuum breaker）が設けられている。

- タンク洗浄配管（tank cleaning piping）：タンク内の修理・点検を行うときは、タンク内に固着・堆積したスラッジ（sludge）を除去しタンクを洗浄する。加温海水や原油を上甲板下に設けたノズルから噴射させて、スラッジを除去する。原油を用いる場合を COW（Crude Oil Washing）と呼ぶ。
- タンク加熱配管（tank heating piping）：ワックス分の多い原油や流動点の高い原油では、タンク内の原油温度を一定に保つため加熱管が設けられる。また、スロップタンクでは油水分離を促進するために加熱管が用いられる。熱媒として蒸気が用いられる。加熱管はタンク内を効率的に加熱するため、タンク底部に密に配置される。加工性・耐食性・熱伝導性のよいアルミブラス管（Al-Br Piping）が用いられる。

### (3) 撤去

海洋開発事業のライフサイクルコストを考えるには撤去も重要なオペレーションである。撤去にあたっては、「プロジェクト管理体制の構築」、「撤去計画案の作成」、「撤去の許可および規制コンプライアンス」、「プラットフォームの撤去準備」、「坑井口への栓と放棄」、「海底のコンダクターの撤去」、「撤去用のデリック・バージの備船とプラットフォームの撤去」、「パイプラインと電源ケーブルの撤去」、「施設の廃棄」、「サイトクリアランスとモニタリング」のステップを経る必要がある。一般には坑井を閉鎖する3～5年前には諸々のステップの準備を始める必要があると言われている。特に、撤去用のデリック・バージの隻数が決して多くないため、備船には数年以上前からスケジュールを押さえる必要がある。デリック・バージはチャーター費も安くはなく、撤去費を左右しかねないので、適切な計画案に基づいたスケジュール管理が大切である。

上記のプロセスの中で洋上施設に関する Reverse Installation の手順を紹介する。

#### ① プラットフォームの撤去準備

プラットフォームの撤去準備：廃炉、タンク、加工設備と配管はフラッシングし、洗浄し、残留炭化水素を廃棄しなければならない。プラットフォームは、スムーズに解体できるように幾つかのモジュールに分解できるようにしておく。このとき、各種のパイプやケーブルについても適切に切断し撤去しておく必要がある。また、モジュールを解体時にクレーンで吊る為のフックを取り付けたり、吊り下げ時にモジュールが壊れないように補強をしたりする必要もある。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### ② プラットフォームの解体：

プラットフォームの解体において、デリック・バージの備船状況は重要な要素である。当然だが、デリック・バージの吊り上げ能力の範囲に収まるように、分離されているモジュールをインストール時の逆の手順で解体していくのが一般的である。ある程度大きなモジュールの解体が完了すれば、小型のデリック・バージでも解体が可能となってくる。一般に、固定式の場合はジャケットの撤去が解体プロセスの中で最もコストがかかるとされている。

### ③ サイトクリアランスとモニタリング

サイトのクリアランスは、環境の観点からは非常に重要である。適切なサイトのクリアランスを確保するために、オペレーターは、4段階のサイトクリアランスとモニタリングのための手続きを実行する必要がある。

- 撤去前調査：破片、パイプライン、電源ケーブルおよび海洋水産資源の量をマップする。
- 撤去後調査：解体プロセス中に取り残された破片を識別し、解体プロセスによる環境被害状況を調査する
- 海底・海中調査：ROVとダイバーにより、周辺環境に影響する可能性のある破片を除去する。
- 底引き調査：底引きを実施し、当該エリアに任意の潜在的な障害物がないことを確認する。

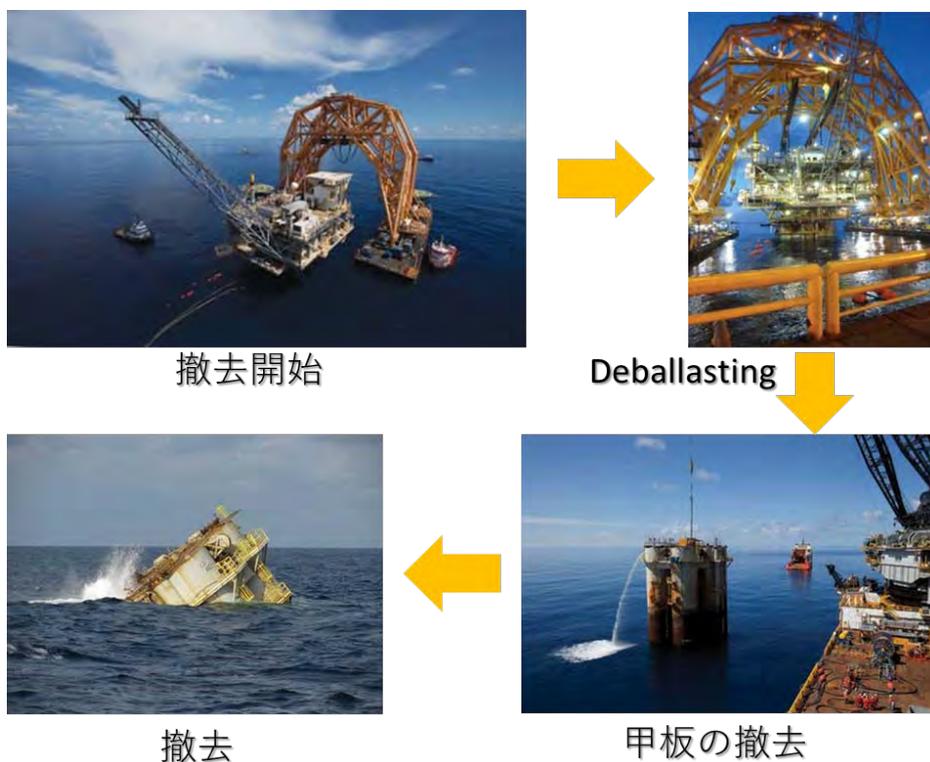


図 4.3.5-6 spar の撤去時の写真 (Red Hawk)

(出典：InterMoor, Anadarko)

4.4 海底生産システム (SPS : Subsea Production System)

固定式プラットフォームが設置できない大水深域に井戸を設置したい場合や、単独でプラットフォームを設置するにはフィールドが小さすぎるような場合において、浮体式生産設備若しくは既存プラットフォームと海底仕上げ井の組み合わせで開発が行われることになる。

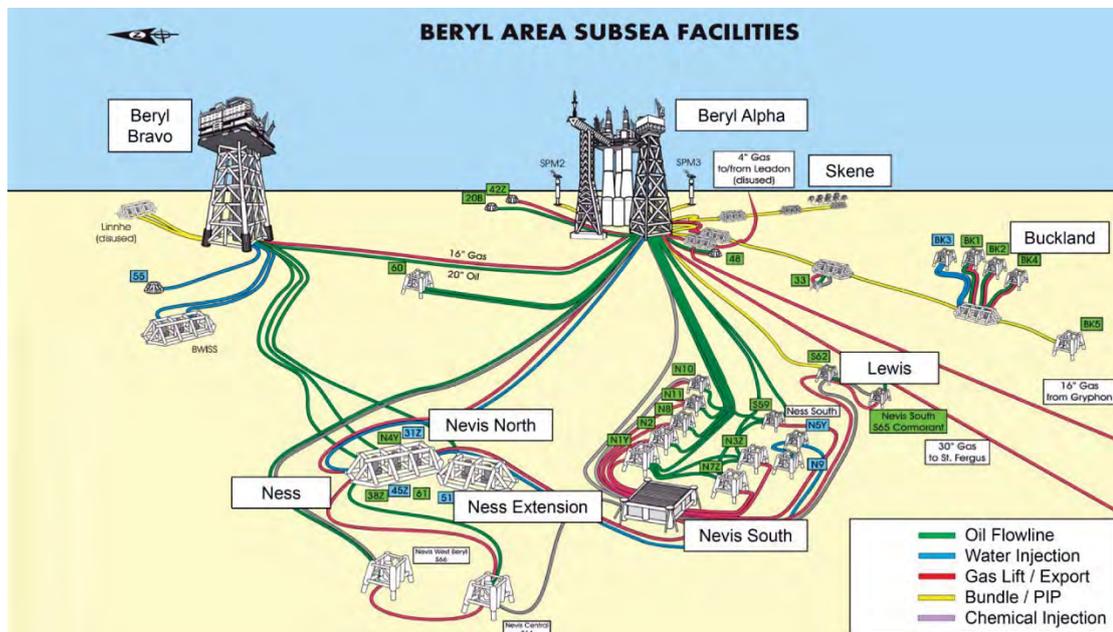


図 4.4-1 海底生産システムのつながりの例

(出典 : Drilling Contractor)

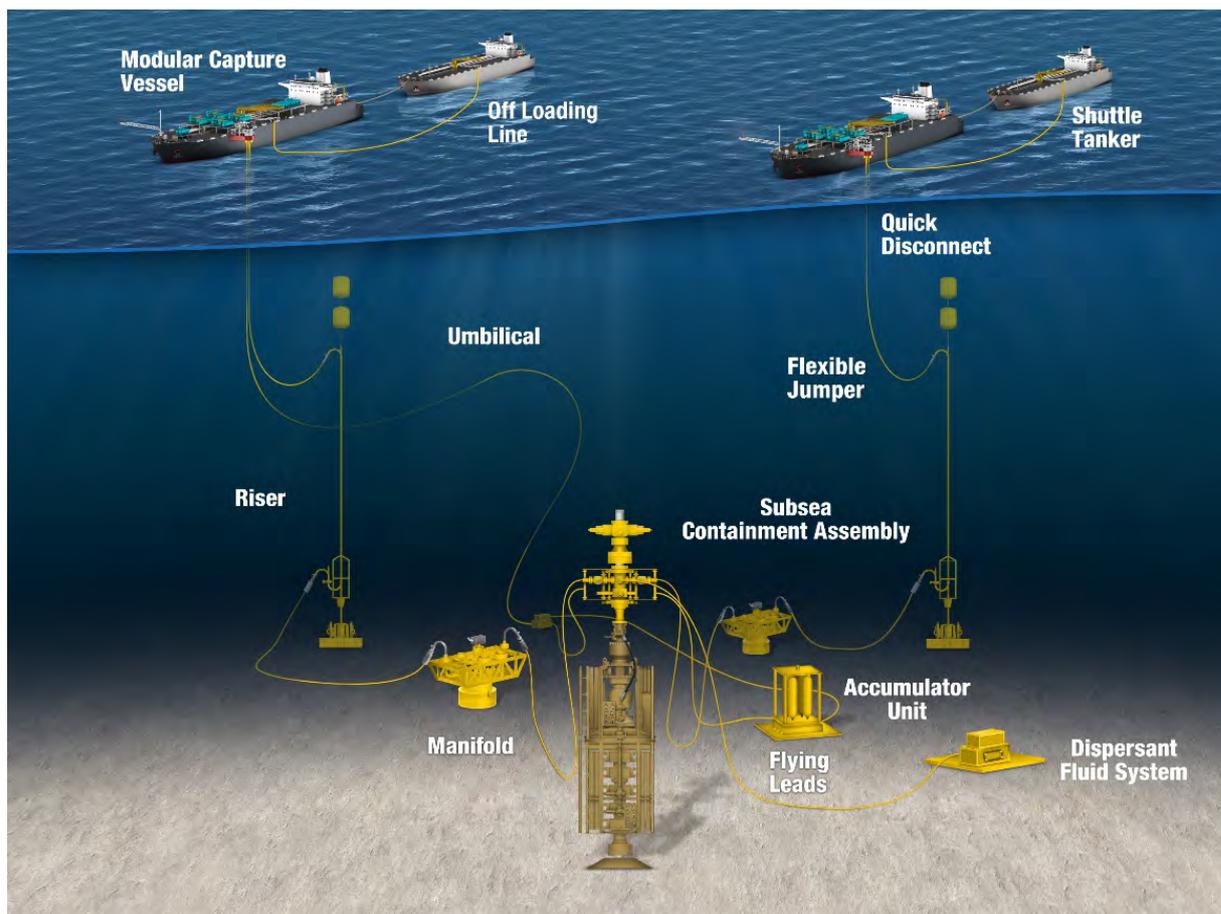


図 4.4-2 海底生産システムと洋上基地とを繋ぐフローライン

(出典：Drilling Contractor)

#### 4.4.1 海底生産システムの概略・適用基準（どんな時に用いられるか）

海底生産システムが意味するところは実は明確ではなく、海底仕上げ井と海底機器、海底に設置された生産処理設備（分離設備、計量設備、昇圧設備、圧入設備等）、これに貯油設備なども含めた海底で完結した生産システムを意味する場合もあるし、海底仕上げ井とフローラインやマニフォールドだけで構成されるシステムを意味する（プロジェクトの数でいうと圧倒的にこちらの方が多い）場合もある。これまでの実績としては、後者のプロジェクトがほとんどであったことから、後者のシステムを指して言うことも多かったが、2004年以降の油価の高騰を背景とした技術の進歩とともに、海底で流体の処理を行うようなプロジェクトが徐々に増え続け、今では海底生産システムと言えば前者のイメージを持つ人も少なくない。

ここで、フローラインとは海底の坑口装置から海上設備に至る生産流体の海底部の流路のことを意味し、海中部の流路であるライザーとは区別されることが多い。通常フローラインでは鋼管やフレキシブルパイプを用いる。すなわち、海底生産システムは坑井・クリスマスツリー→ジャンパー→マニフォールド→フローラインと、洋上生産システムを繋ぐライザーで構成されていると考えて良い。

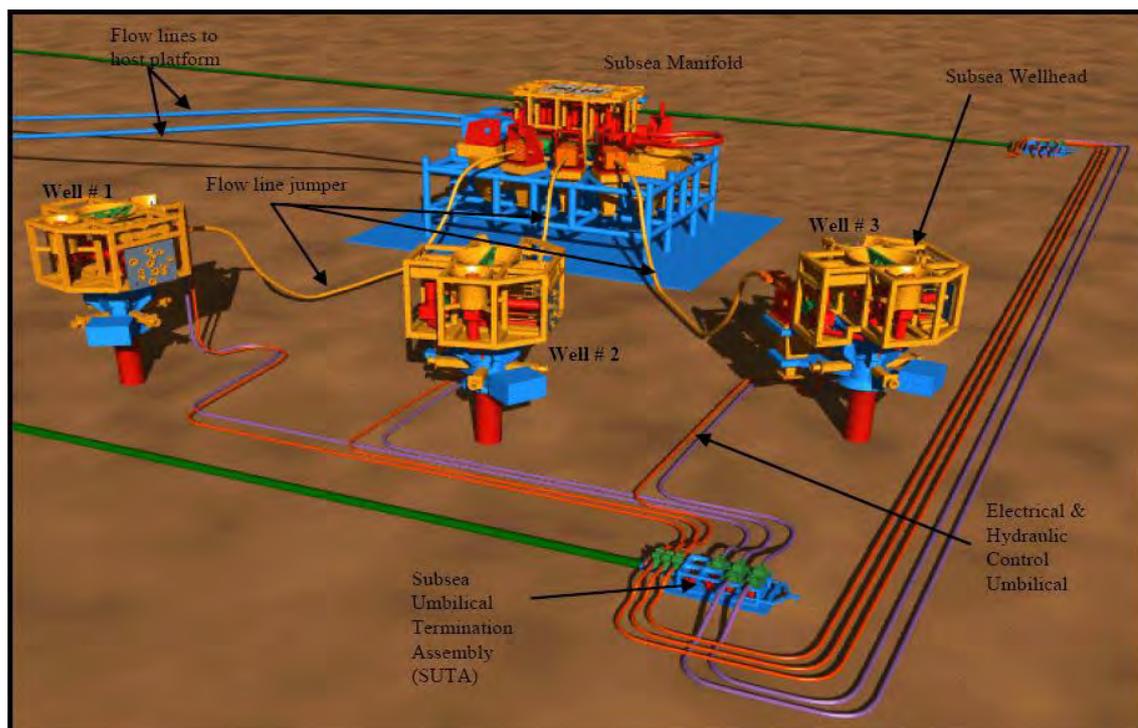


図 4.4.1-1 海底生産システムでの機器の例 (出典 : Geo Graphic)

海底生産システムは次のように広範囲に应用されている。

- 小規模油田の開発：既存のプラットフォームの周囲にある小規模油田に海底仕上げ井を設け、このサテライトウェル (satellite well) を既存のプラットフォームにフローラインで接続して開発する (subsea tie-back system ともいわれる)。初期投資が少なく、工期も短い。
- 大水深油田の開発：大水深ではプラットフォームの建造コストが大きいが、海底生産システムは水深増加に対するコスト増加が少ない。
- 氷海域油田の開発：海面上の海氷の影響を受けないため、氷海域の油田に適する。

海底仕上げ井は、1960年 Shell がメキシコ湾の水深 17m の West Cameron 192 に世界で初めて採用した。この坑井は 400m 離れたプラットフォームにフローラインで接続され、61年から 65年までの 4年間生産を持続した実績を持つ。1975年には、英領北海の水深 81m の Argyll に世界で、初めての FPS (Transworld 58) が採用され、海底仕上げ井から生産を開始した。1991年に油田のタイバック距離が 30 マイルを超え、1996年には 60 マイルを超えた。また、1992年には世界で始めて水平型サブーツリー (horizontal tree) が設置され、2001年には海底セパレーター (subsea separator) の第一号基が操業を開始した。その後 2008年になって海底処理設備の導入が始まっている。

当初、海底坑口装置の設置、メンテナンスはダイバーによって行われていたが、水深 300m 以深ではダイバー作業ができないため、ダイバーレスのサブシーウェルと作業用の ROV が開発された。ROV による作業はワイヤーラインを通じて行われたが、大水深でのワイヤーラインの操作の煩雑さを解消するためワイヤーラインレスのサブシーウェルが開発され、1991年ブラジルの水深 721m の Marlim に適用された。1999年にはブラジルの Roncador の水深 1,853m の海底仕上げ井から Seillean FPSO が生産を開始し、2007年にはメキシコ湾の水深

## 第 4 章 海洋油ガス田からの生産技術

2,440m の Independence Hub FPS に、水深 2,400~2,700m の周辺フィールドに施されたそれぞれの海底仕上げ井からのフローラインがつながり込まれ、生産が開始された。2009 年にはメキシコ湾のトバゴの水深 2,934m の海底仕上げ井が水深 2,383m の Perdido spar に接続され、これが現在の海底仕上げ井の最大水深記録となっている（2014 年 3 月時点）。

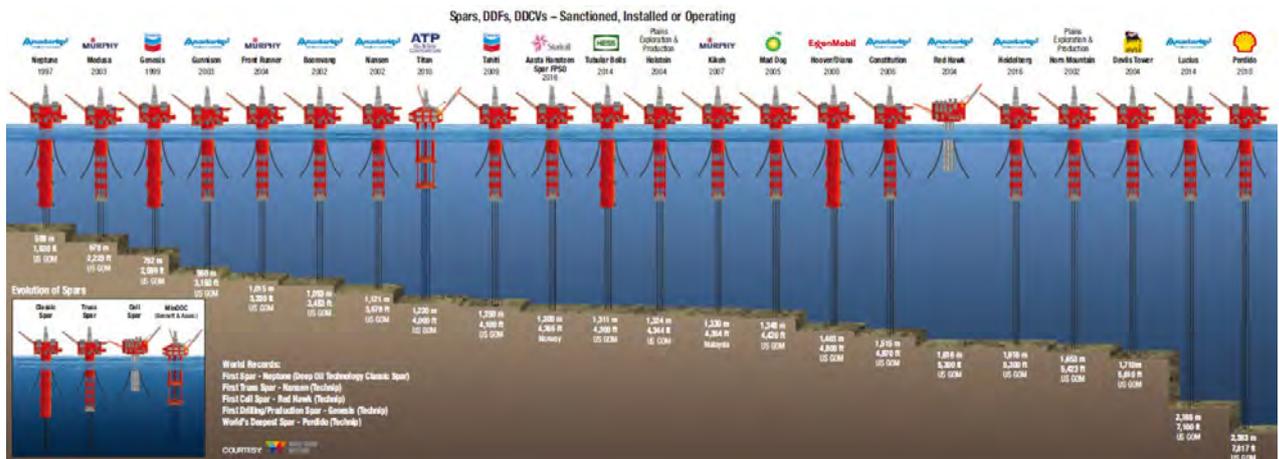
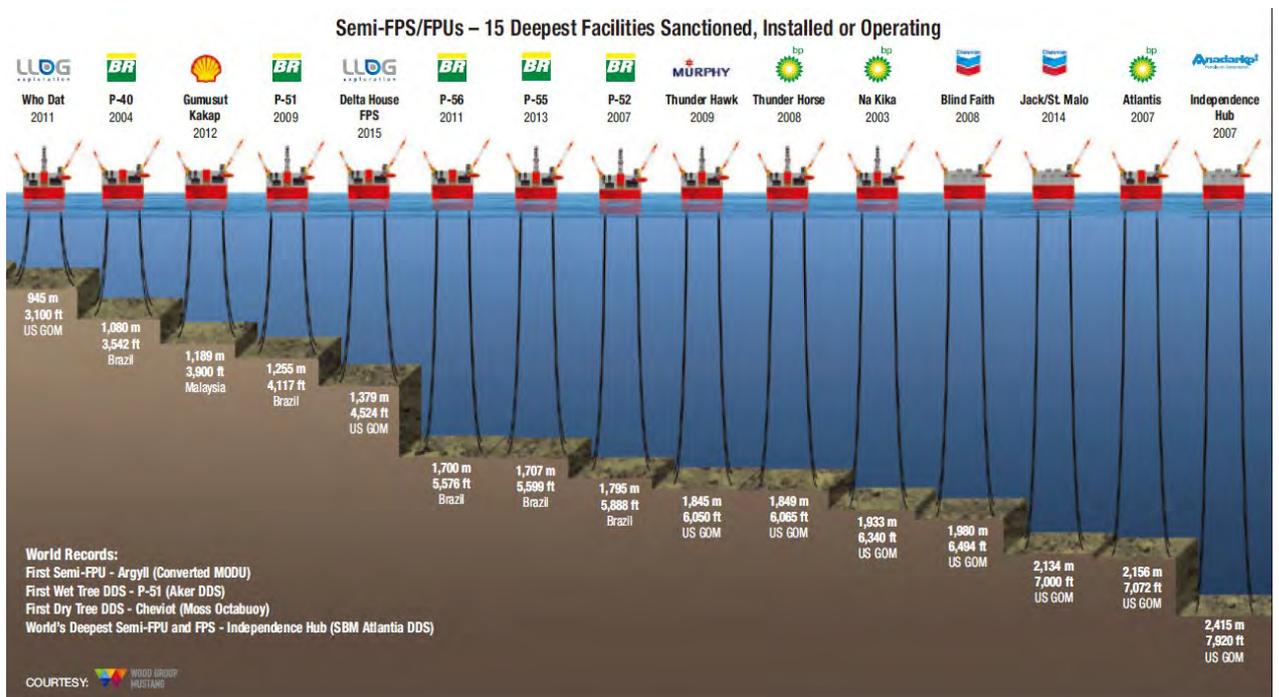
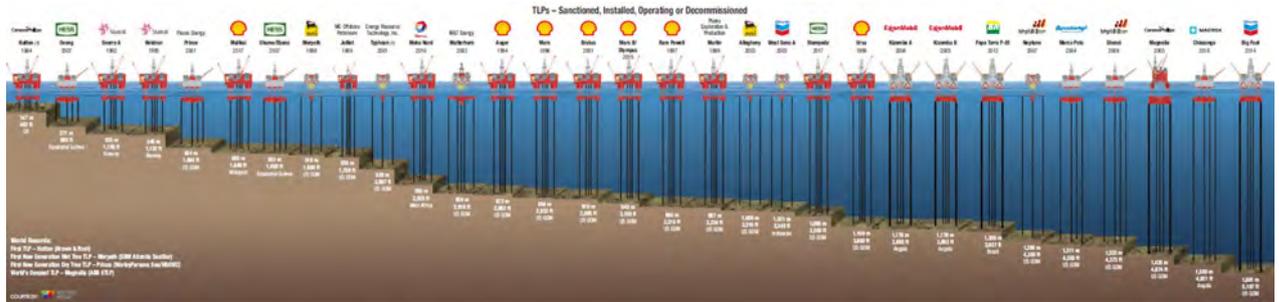


図 4.4.1-2 海底仕上げ井の最大水深記録の推移

(出典：Offshore Magazine)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

坑井数の変遷を見てみると1993年末、世界には789坑の海底仕上げ井があり、北海が282坑、ブラジル沖が221坑、メキシコ湾が89坑であった。その後、大水深開発の進展とともに海底仕上げ井は急速に数が増え、1997年に1,000坑目、2002年に2,000坑目、2010年に3,000坑目が設置された。2010年以降も毎年400~500坑のペースで海底仕上げ井の掘削・仕上げが行われると予想されている。適用海域は、アフリカ（西アフリカ）、ヨーロッパ（北海）、北アメリカ（メキシコ湾）、ラテンアメリカ（ブラジル）が多く、アジア・オーストラリアでの実績はこれまで多くなかったが、今後同地域の大水深開発の進展とともに、先進海域に匹敵する数の海底仕上げ井が設置されてきている。一方で、2015年以降では油価の低迷に伴って、開発の動向は下落傾向であることも図4.4.1-3からはうかがえる。

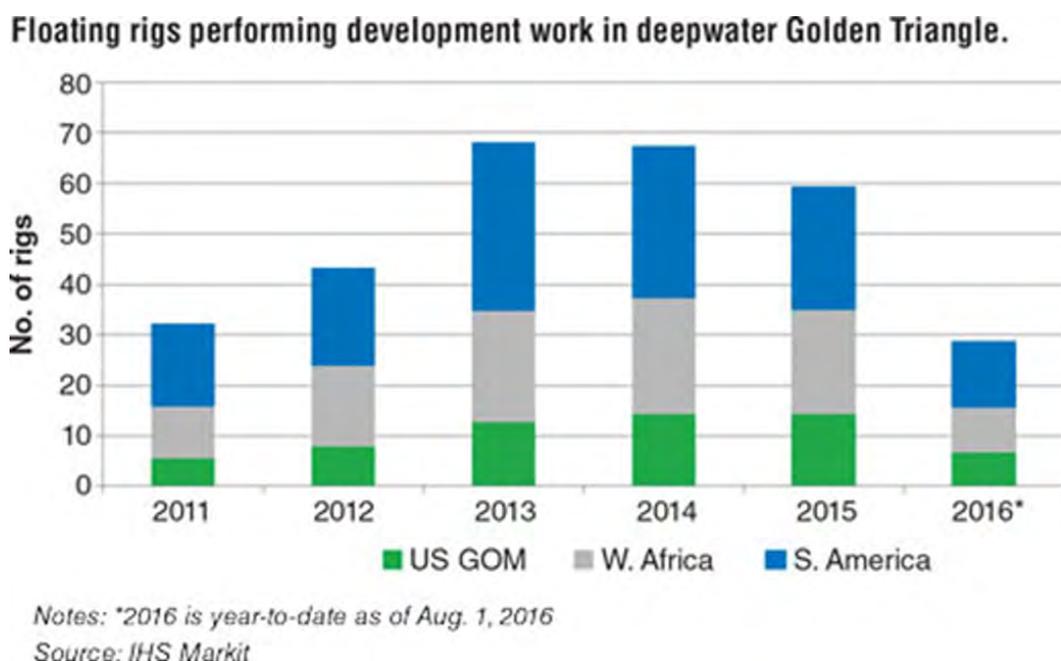


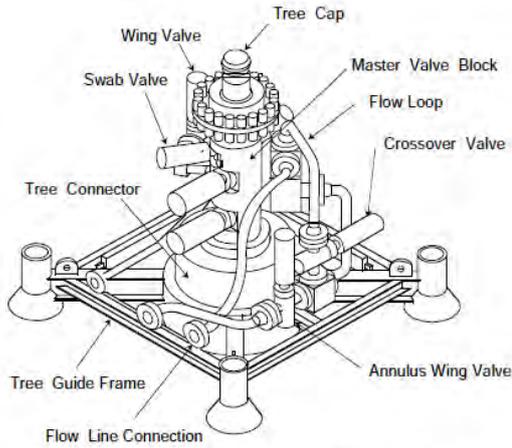
図 4.4.1-3 大水深域の浮体式リグの開発動向 (出典：Offshore)

### 4.4.2 坑口装置（ウェット式／ドライ式）

#### (1) サブシーツリー

坑井から生産される流体の圧力を制御するバルブの集合体をクリスマスツリーという（単にツリーと呼ぶこともある）。ネーミングの由来としては、バルブが周り中に取り付けられている様子が、あたかも装飾品に彩られた木のようなことからクリスマスツリーと言われるようになったとの話もある。海底にクリスマスツリーが水中に暴露されているものをウェットタイプ（wet type）、クリスマスツリーが海上・洋上にあるものをドライタイプ（dry type）と呼ぶ。

サブシーツリーは、クリスマスツリー、ツリーキャップおよびウェルヘッドコントローラー（wellhead controller）で構成されており、各種のバルブは油圧あるいは電気で作動される。



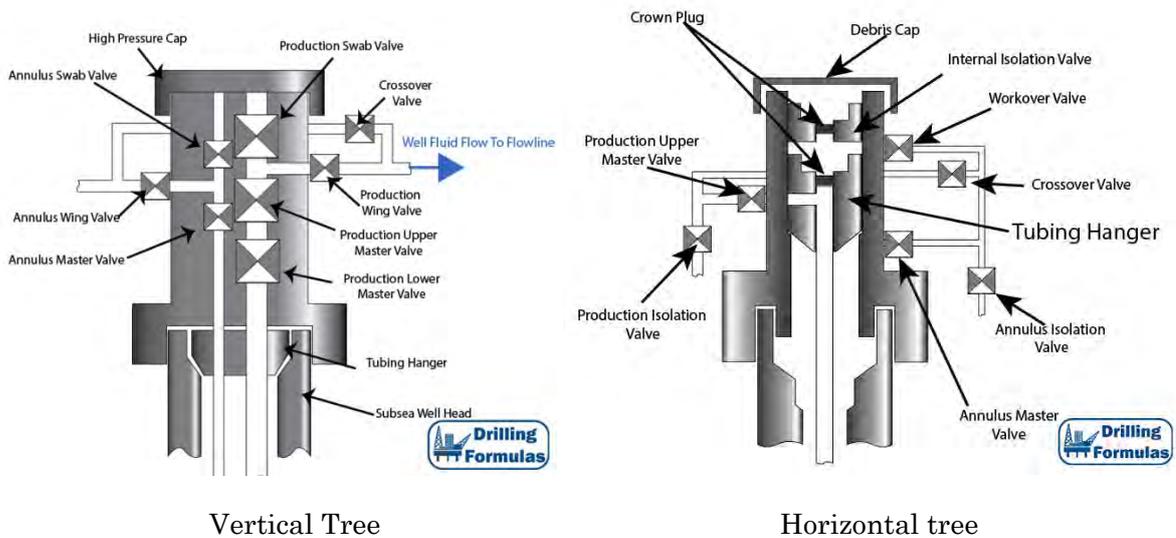
図A 3.1.1 ウェット式サブシーツリー  
( Subsea Wellhead System (Wet Type) )  
(出典 : API RP 17A Recommended Practice for Design and Operation  
of Subsea Production Systems, First Edition, September 1, 1987 )



図 4.4.2-1 クリスマスツリー (wet) の概念と構成 (出典 : 海洋工学ハンドブック 2010)

ワークオーバーを行うときには、まず、ツリーキャップとクリスマスツリーをはずして、BOP を据え付けた後、海上のリグからライザーを通してワイヤーラインを降下させる。ライザーを設置しない方法 (ライザーレスインターベンション) には MSV (Multi Support Vessel あるいは Multi Service Vessel) が用いられる。一般的にはライザーがある方が作業は容易で信頼性が高い。チュービングとチュービングハンガー (チュービングを吊り支える装置) にアクセスするときもクリスマスツリーをはずさなければならない。このようなタイプをバーティカルツリー (vertical tree) という。

クリスマスツリーを外さずに坑井にアクセスする装置として、水平ツリー (horizontal tree) が開発された。バーティカルツリーと水平ツリーの概念を比較して示す。



Vertical Tree

Horizontal tree

図 4.4.2-2 Vertical Tree と Horizontal Tree の概念 (出典 : Drilling Formulas.com)



Vertical Tree

Horizontal Tree

図 4.4.2-3 Vertical Tree と Horizontal Tree (出典 : GE Oil & Gas)

ツリー最上部のデブリスキャップと内部のツリーキャップ (internal tree cap) をはずせば、チュービング内にアクセスでき、クリスマスツリーをはずす必要がない。ブラジルの Albacora (水深 1,100m) など広く使われるようになっている。水平ツリーの利点は次の通りである。

- ニップル (nipple) を降下させずにワークオーバーを行える。
- バルブのサイズはチュービングのサイズによるため、バルブの数とサイズを減少できる。
- ツリーの高さを低くできる。
- ワークオーバーコストを低減できる。

機器自体の費用は、一般的に水平ツリーの方が若干高価である。

## (2) 坑井配置

フローラインやコントロールラインの接続、大型のウェルヘッド設置作業は水深や気象条件によって大きな制約を受ける。また、水平掘削や大偏距掘削を採用して坑井数を減らせばコスト削減の効果が大きいため、概念設計段階において可能な限り最適な坑井配置を選択する必要がある。坑井配置には次の3種類がある。

- 単独井 (single well) : フローラインで直接プラットフォームに接続されている単独井。
- テンプレート井 (template well) : 鋼製のフレームで固定された集合井 (生産流体は集合してフローラインでプラットフォームに送られる)。
- クラスタ井 (cluster well) : 比較的密集して掘削された複数の単独井からジャンパー (jumper) と呼ばれるフローラインにてマニフォールドに集約接続されるグループをクラスタと呼び、それを構成する単独井をクラスタ井と呼ぶ。マニフォールドには、20 坑井をひとまとめにした大型のものもあるが、大水深では、ハンドリングが難しく

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

なるので、小型のマニフォールドシステムや独立型のウェルシステムが採用されてゆくと考えられる。

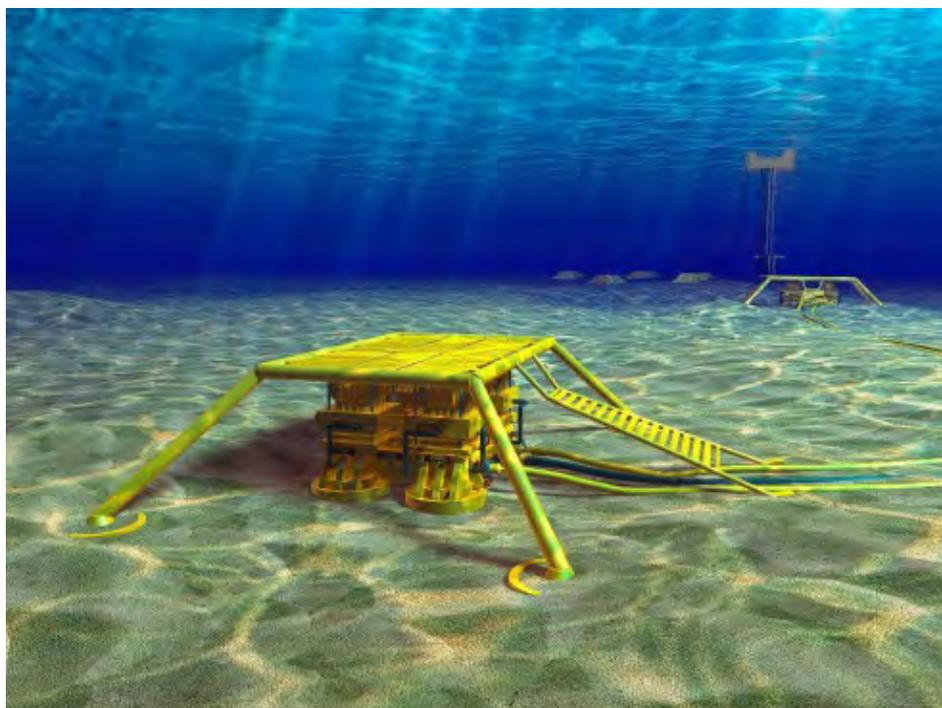


図 4.4.2-4 Template well の例

(出典：Subsea World News)

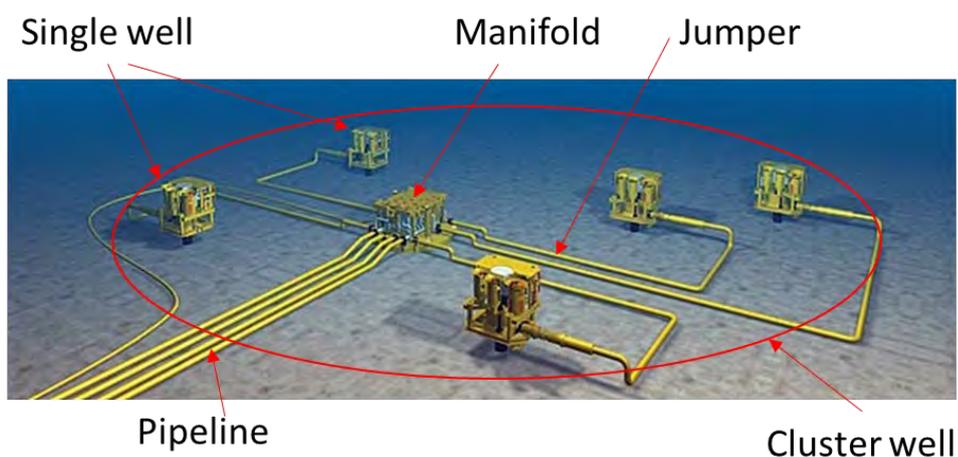


図 4.4.2-5 クラスター井の構成イメージ

(出典：FMC Technologies の図を一部改変)

### (3) アンビリカル (umbilical)

アンビリカルは、海底のマニフォールドや坑口装置等を遠隔操作するために油圧機器の作動油、動力用電源、電気信号、インジェクション用ケミカルなどを送る複合ケーブルで、コントロールアンビリカル (control umbilical) ともいう。多数のケーブルとホースを束

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

ねた構造をバンドル (bundle) という。有索 ROV の操縦用にも同様のケーブルが用いられているが、これはテザーケーブルと呼ばれることが多い。海底機器のバルブ制御のためのコントロールアンビリカルは、海上制御設備と海底生産システムをつなぐライフラインであり、別途バックアップ用ラインが用意されることが多い。アンビリカルのメーカーは世界中に Oceaneering Multiflex、Technip (Coflexip を買収)、Aker Kvaerner Subsea、Nexans など 10 社以上あるが、これらの 4 社が市場の約 90% を占めている。世界の総生産量は年間 1,000km 程度 (1999-2001 年) であったが、2010 年現在 3,000~3,500km に伸びている。地域的に見れば、2000 年頃までは、南北アメリカ (ブラジルとメキシコ湾) と北海の使用量が多かったが、2005 頃よりアフリカとアジア・オセアニアが増加し、2010 年現在地域差は少ない。尚、アンビリカルの使用量とサブシーツリーの数はほぼ比例していて、1 基あたりの平均アンビリカル長さは 2-4km ほどであるが、海洋石油開発が大水深・遠距離に進むにつれ、水深とタイバック距離が増加し、例えば、ノルウェーの Ormen Lange では、長さ約 120km、最大水深 850m のアンビリカルが敷設されるなど技術開発が活発に行われている。

アンビリカルの構造は、含まれるラインの種類と本数等によって変わるが、基本構造は次の通りである。

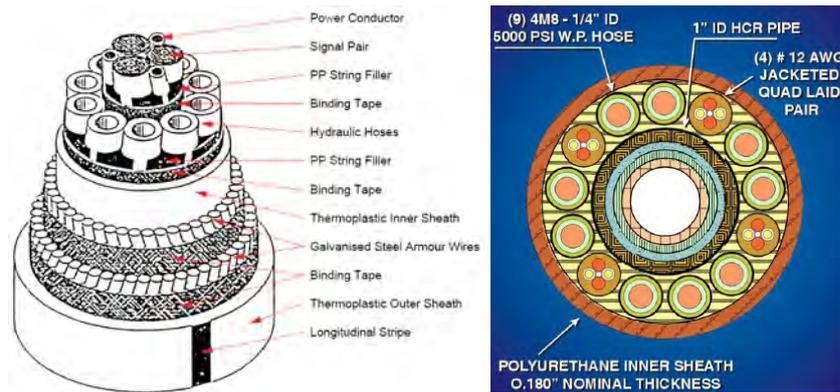


図 4.4.2-6 アンビリカルの構造

(出典：海洋工学ハンドブック 2010)

- 油圧ラインの場合、流量が少ないため内径が小さく、また、圧力変動も少ないため、個々のラインは単に内圧をうけるだけのプラスチックのチューブである。
- アンビリカル全体の引っ張り・曲げ荷重は、外周に配置された鋼線やケブラーなどが受け持つ。超大水深では、内部が気体で満たされる機能を持つ場合を除いて強度的問題は少なく、水深 3,000m に対応できる。
- 個々のホースやケーブルはポリプロピレン等の充填材で固定され、全体の表面をポリ塩化ビニル製シース (PVC Sheath) で覆い、摩耗・損傷を防いでいる。
- 電力線と信号線をアンビリカルに組み込む場合、電力線の電磁誘導障害に対するシールドが必要となるが、光ファイバーにはこのような問題がないため、信号は光が主流となった。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

図 4.4.2-6 に油圧ラインを中心としたアンビリカルの構造例を示す。アンビリカルの末端は曲げや引張に対する外装部分の引き留め部と、各々のケーブル、ホースの接続部とに分けられる。曲げや引張を受ける引き留め部は、十分な強度を有するようフランジ結合であるが、個々のケーブルやホースは引き留め部とは別にコネクター接続される。

アンビリカルはフレキシブルライザーと並行して敷設されることが多く、敷設形状はフレキシブルライザーと同一になる。海底に敷設されているアンビリカルの漏洩の検知・補修に関しては、Platelet Technology TM という分散粒子タイプの添加剤を注入して損傷部位を検知し、そのままその粒子がシール（補修）する最新技術が開発され北海などへの適用が検討されつつある（OTC-18882、2007 年）。また、アンビリカルのスタンダードには API Spec17、API RP171 を元にして作られた ISO13628-5 がある。また、DNV（Det Norske Veritas）は JIP（Joint Industry Project）の成果に基づき、DNV-OSS-302 Offshore Riser Systems を 2010 年に発行している。

### 4.4.3 プロセスシステム（海底セパレーター、多相流ポンプ）

ここでは、海底坑口システム（サブシーウェルヘッドとその配置）とサブシータイバックシステム、海底セパレーターと多相流ポンプ（multiphase pump）などからなる海底生産システムについて解説する。

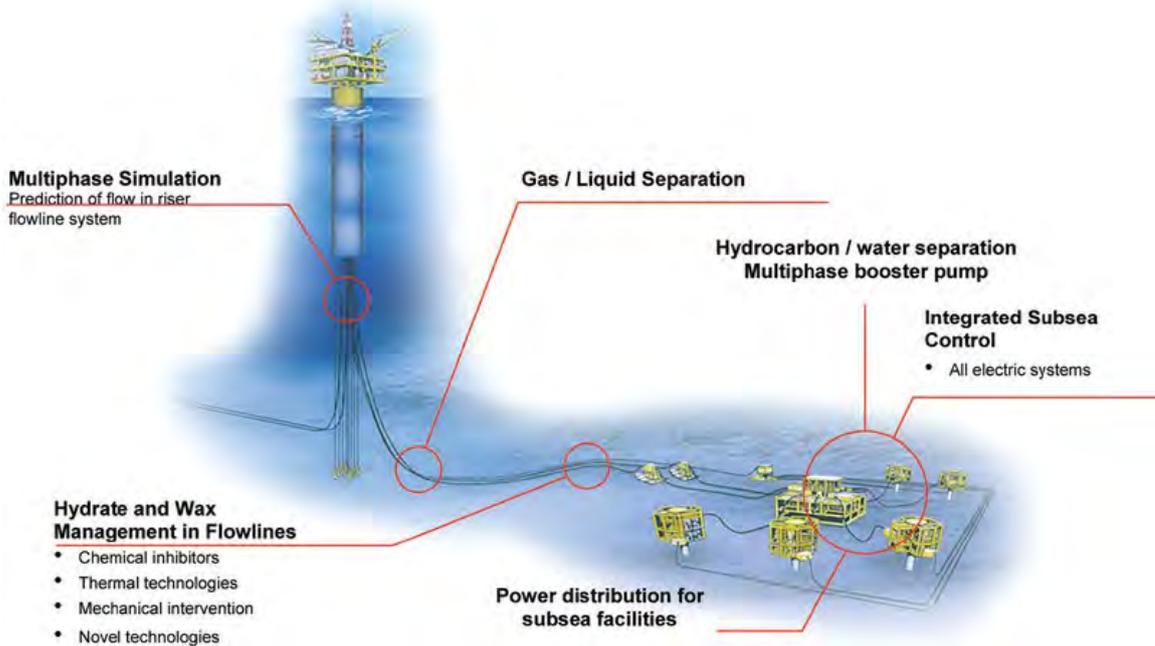


図 4.4.3-1 海底での生産システム（出典：PetroWiki）

海底にウェルヘッドをおいてフローラインでプラットフォームと接続する海底仕上げ生産システムは次のような特徴がある。

- 海底仕上げ井は、メキシコ湾で初めて採用された後、ブラジルのカンポス海盆（Campos Basin）で実用化され、メキシコ湾でも大水深開発の有力な手段となった。海底仕上げ井は、リグによってワークオーバーをしなければならないので、坑井の改

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

修が頻繁にある場合は、経済的に不利になる。

- 現在、プラットフォームから 10km 程度離れた油ガス田は、大偏距掘削井で開発が可能となりつつある。サブシーウェルで開発すれば、さらに遠距離の油ガス田も開発できる。しかし、フローラインが長距離になるほど、また大水深になるほど、フローラインでの圧力低下が大きく、さらに、温度低下によるパラフィン・ハイドレートの析出などが発生しやすくなり、生産性を阻害する要因が増加する。
- 生産流体を処理できる生産設備が、坑井から近ければ、坑井と生産設備をフローラインで接続することが可能である。しかし、坑井までの距離が大きい場合には、生産量を確保するために昇圧ポンプが必要となる。自噴圧 (self-injection pressure) での最長サブシータイバック実績は、油田で 50km 程度、ガス田で 140km 程度である。ガスラインのケースは Statoil の Snohvit フィールドだが、正確には少量の液体分を含む多相流である。気液 2 成分の多相流流体による圧力損失を防ぐために、井戸元で生産流体を油・水・ガスに分離する方法も有力である。

このような技術的背景の下で、生産性向上させるために、海底に設置できる海底セパレーターや多相流ポンプ (multi-phase pump) が開発されている。

### (1) 海底セパレーター

海底セパレーターは、海底坑口装置からの産出流体を海底で気液分離する装置である。生産流体は海底セパレーターで圧力が低下するので、プラットフォームまでの距離が長くなければフローラインやライザーは低圧とすることができる。多相流の不均一などの問題がない反面、坑井からの産出流体の圧力・流量・温度制御が複雑で、かつリアルタイム制御が必要で、保守点検が難しいなどの問題がある。また、2 相セパレーターはハイドレート析出を有効に防止できるが、次のような問題点もある。

- 生産流体を効率よく輸送するためには高いポンプ圧力が必要となる。
- 耐圧容器 (pressure vessel) は高い外圧に耐えるよう設計しなければならない。

1989 年末まで北海 Argyll 油田にて実験が行われた SSPU プロジェクト、1990 年から開始された VASPS プロジェクト、SUBSIS、Cyclonic Separation-Based Modular Subsea System など実績がある。

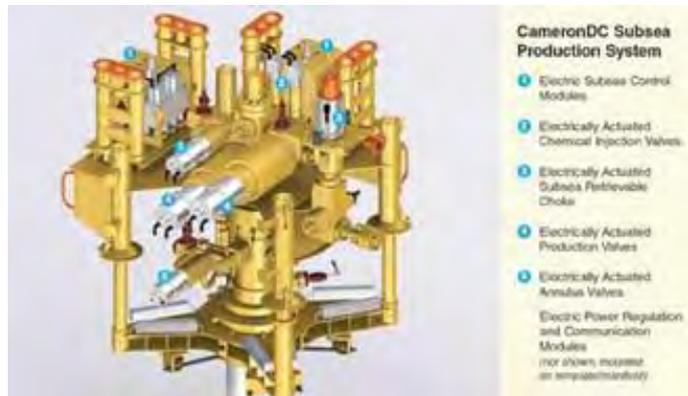
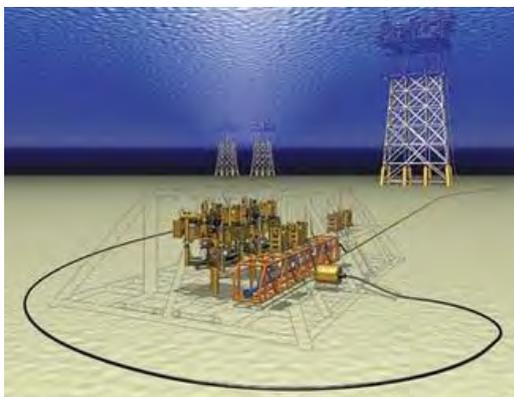


図 4.4.3-2 K5F Subsea System (Total E&P Netherland は、北海のオランダセクター (水深 40m、K5F フィールド) に世界最初の全電動サブシーシステムを導入した。)

(出典：Offshore Magazine)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### (2) 多相流ポンプ

多相流ポンプは、海底坑口装置から産出する多相流体（油、水、ガス）をフローラインで遠隔の地上や洋上生産設備等に輸送（ポンピング）するための海底設備である。油田の立地条件が大深度化・遠隔地化し、又、自噴圧の低下した油田では坑口圧力を維持するためにポンピングが不可欠になるなど、多相流ポンプの需要は大きい。しかし、多相流ポンプの主な問題点は、混合流体によるポンプの振動、摩耗、腐食、キャビテーション（cavitation）、及び、それらの結果としてのポンプ効率の低下などがあり、これらを克服する必要がある。

Statoil、TotalFinaElf、BP、Agip、Shell などの石油会社が、Framo Engineering AS（ノルウェー）、IFP（Institut Français du Pétrole、仏）などと開発を進めていて、現在、多くのプロトタイプが実機の生産ラインに組み込まれて試験中で、実用化されつつある。POSEIDON、SMUBS（Subsea Multiphase Pumping Station）、SBS（Subsea Booster System）等の開発プロジェクトが、多くの石油会社やメーカーの JIP として進められてきている。

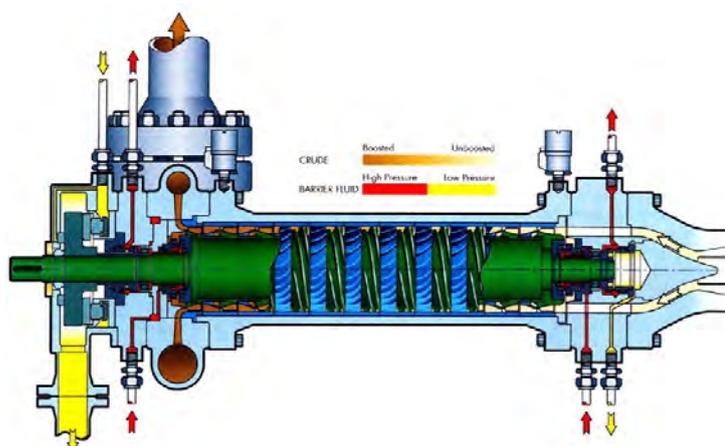


図 4.4.3-3 多相流ポンプの例（出典：Framo Engineering）

### 4.4.4 フローライン

フローラインとは海底の坑口装置から海上設備に至る生産流体の海底部の流路のことを意味し、海中部の流路であるライザーとは区別される。フローラインでは、海底から生産される油層流体を洋上の生産設備へ送る経路としてだけでなく、洋上プラットフォームの生産設備で分離されたガスや水を海底に再注入したりする経路としても使われる。

また、フレキシブルフローラインは、海底でのフローラインの形成にも多く使用されるようになってきている。フローラインでは中を通る流体の温度・圧力や密度あるいは化学的性質まで様々であることから、経年の疲労などの問題についてはまだ課題があるとされている。

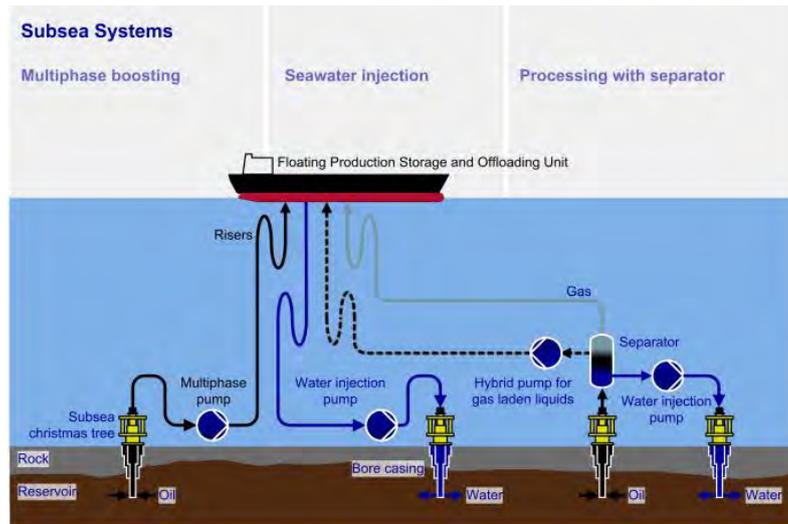


図 4.4.4-1 フローラインのイメージ (出典：SULZER)

フローラインは次のような機器で構成される。

- ▶ 緊急遮断弁 (ESD Value:Emergency Shut Down Valve) : フレキシブルライザーの上下流それぞれに、リジッドライザーと同様、緊急遮断弁を設けられる。また、フレキシブルライザーの交換のために必要となるダブルブロックバルブ (double block valve) も上下流に設置される。
- ▶ プレム (PLEM : Pipe Line End Manifold) : PLEM はフローラインの端部に設けられるマニフォールドで、次の用途に用いられる。
  - ✧ フローラインの長さ調整用として設ける。PLEM の位置が決まると、既に設置されている海底フローラインの端末と PLEM の間をスプールピース (spool piece) で調整することで、長さの調整を行う。
  - ✧ フレキシブルライザーの海底側の固定点として設ける。
  - ✧ フレキシブルライザーのメンテナンス・交換のためにライザーの上・下流に設ける弁のベースとして設ける。特に複数のラインがある時は、クロスオーバーの配管を設けライザーを切り替えて使用できるようにすることもある。
- ▶ ジャンパーホース (jumper hose) : ジャンパーホースは、AC 型や SALS 型などのヒンジ部やパイプラインとプレムの接続部に用いられる。鋼線によって補強されたラバーホースで、フレキシブルパイプに比べて構造が簡単で可撓性が大きい。
- ▶ フリドスイベル : FPSO ではライザーの直上にフリドスイベル (fluid swivel) を設ける。
- ▶ アンビリカル : アンビリカルケーブルは、海底坑口装置を制御する信号や動力を供給するケーブルで、光ケーブル、電気信号ケーブル、電力ケーブル、油圧ラインなどを組み込んだ複合ケーブルである。

#### 4.4.5 リジッドライザー／フレキシブルライザー

海底の坑口装置から海上設備に至る生産流体の海底部の流路をフローラインと呼ぶのに対し、海中部をライザーと呼ぶ。ライザーの名は海底から洋上に上げる (rise する) ことから

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

来ている。フローラインと同様に、海底から生産される油層流体を洋上の生産設備へ送る経路としてだけでなく、洋上プラットフォームの生産設備で分離されたガスや水を海底に再注入したりする経路として使われる。

ライザーは海底施設と洋上施設を繋いでいることから、波、風、潮流の力を受けて運動する洋上施設の運動の影響を受けて変形・振動する。その影響を許容するために、たわみやすい構造（可撓性構造）になっている。

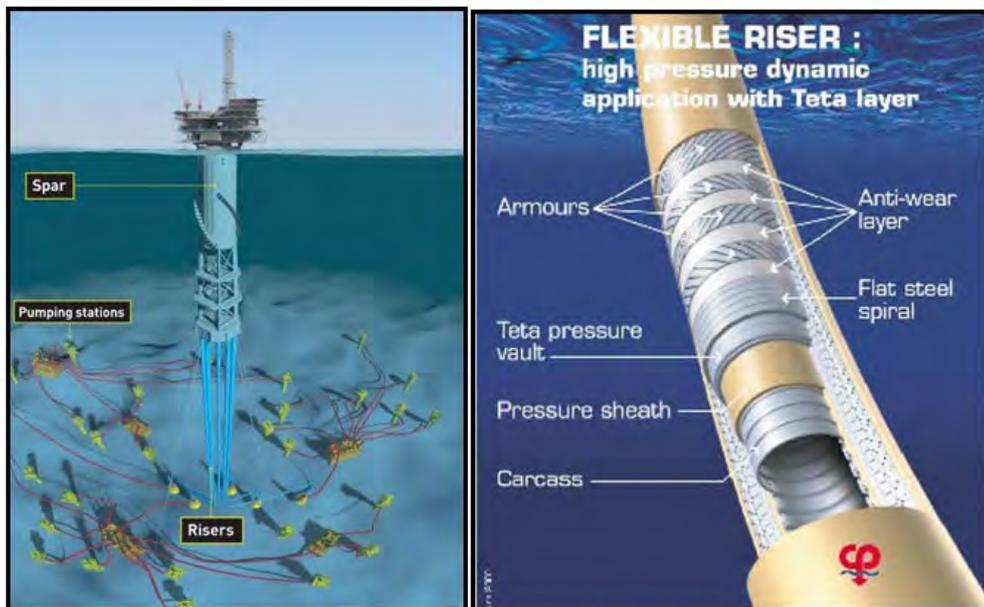
海底にある坑口装置からフレキシブルライザーを介して油層流体を直接洋上施設に受け入れる場合は、アンビリカルと呼ばれる海底坑口装置を制御するための電力・油圧・信号ケーブルからなる複合ケーブルも装備される。

### (1) リジッドライザー

海底の坑井またはマニフォールドから立ち上がる鋼管製の流路をリジッドライザーという。但し、坑口装置がプラットフォーム上にあるジャケットやコンプライアントタワーでは掘削に用いられるコンダクター（conductor）が流路として使われる。

### (2) フレキシブルライザー

浮体式生産システムの中で、FPSO と FPS はその浮体が、波・風等の自然外力や喫水の変化などによって水平方向にも上下方向にも大きく変位する。このため、海底から浮体まで立ち上がるライザーには、浮体の変位を吸収できるような可撓性（flexibility）が必要になる。



Flexible riser - From Technip

A schematic of Perdido - World's Largest Offshore Oil Platform

図 4.4.5-1 フレキシブルライザー （出典：Oil & Gas Portal）

可撓性のあるライザーとして、フレキシブルライザーが、1970 年代後半に開発された。フレキシブルライザーは、プラスチック製または鋼製のパイプを金属等で補強した複合パ

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

イプで、鋼管ライザー（リジッドライザー）に比べて次のような特徴をもつ。

- 可撓性が大きい（許容最小曲げ半径が小さい）。
- 工場で長尺製造するため、継ぎ手を最少にできる。
- ライザー内面にプラスチック層を挿入し、耐食性をもたせることができる。
- ライザーを構成するプラスチック層の熱伝導率が低いため、断熱性が高い。
- 再利用することもできる。
- 軽量で、かつ、生産プラットフォームへの取り付け場所に制限がない。
- 製造コストが高い。

また、フローティングホースなどとして用いられているラバーホースと比べると、次のような優れた性質を有する。

- 最高使用圧力を高くできる。
- 1本あたりのホースの長さを長くできる。
- ガスに対する気密性がよい。

フレキシブルライザーは浮体と海底部を接続するダイナミックライザー（dynamic riser）として開発されたが、フィールド内のフレキシブルフローライン（flexible flowline）としても数多く採用されている。また数は少ないが出荷用のパイプラインにも利用されている。また、フレキシブルライザーは、原油のみでなくガス輸送ライン、水圧入・ガス圧入ライン等にも用いられている。浮体式生産システムの実績が増えるにつれフレキシブルライザーの実績は増加している。

### 4.4.6 オペレーション概要：設置、生産、撤去等の各プロセスについて

#### (1) 設置

海底クリスマスツリー／坑口装置は通常、掘管を介して掘削リグにて設置される（数日間の作業で億単位の経費がかかることも）。他の機器はそのあと設置専門のコントラクターが作業船を使い、ウインチ（winch）やワイヤーロープを介して海底面に据え付ける（作業効率は海気象条件に左右されやすく、また週あたりで億単位の経費を要することもある）。海底設備の設置は、多くのサブコンが介在しその責任範囲を調整しなければならないだけでなく、設置作業自体が海気象条件に左右されるため、フィールド開発において最も複雑なオペレーションになる。

また、パイプラインの敷設には次の3通りがあるといわれている。



図 4.4.6-1：パイプラインの敷設方法

（出典：海洋工学ハンドブック 2010）

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- ▶ S-Lay: パイプは船上にて溶接、パイプは船外に張り出したスティンガー (stinger) に沿って海中へ、船上ー海中ー海底へ送り出されるパイプの形状は S 字状に、施設速度は 42B 配管で 3km/日 (INPEX の実プロジェクトの実績値に基づく) 程度で、浅海向け敷設方法である。パイプへの曲げ荷重は水深と共に増加、パイプの曲げすぎに注意が必要。
- ▶ Reel Lay: パイプは陸上にて溶接、多くの作業船にて対応可、敷設時間が短い、パイプ径に制限あり、コーティングパイプはリールに巻き取り不可。
- ▶ J-Lay: パイプは船上にて垂直方向に溶接、S-Lay よりもパイプへの曲げ荷重を軽減できるため大水深向け、大口径パイプも敷設可、敷設速度は～3km/日程度。

設置の手順やコストは設置する設備そのものだけでなく、水深、海気象条件、海底条件、作業船や機器組み立ての場所、機器重量などによっても変化するので、計画を立てるときにはそれらについて配慮をする必要がある。また、パイプラインの敷設方法の詳細については、第5章 5.6.5 のパイプライン敷設船も参照されたい。

### (2) オペレーション

海底生産システムのオペレーションには、生産流体が流れるパイプラインやライザーは長距離・長期間・低温下 (4℃以下) にさらされていること、それに伴い内部流体の挙動や性質が変化すること、モニタリングや動力伝達やコントロールも含めた海底機器へのアクセスは遠隔操作であること、何か起きたときは甚大な海洋環境汚染が発生することへの配慮が必要である。

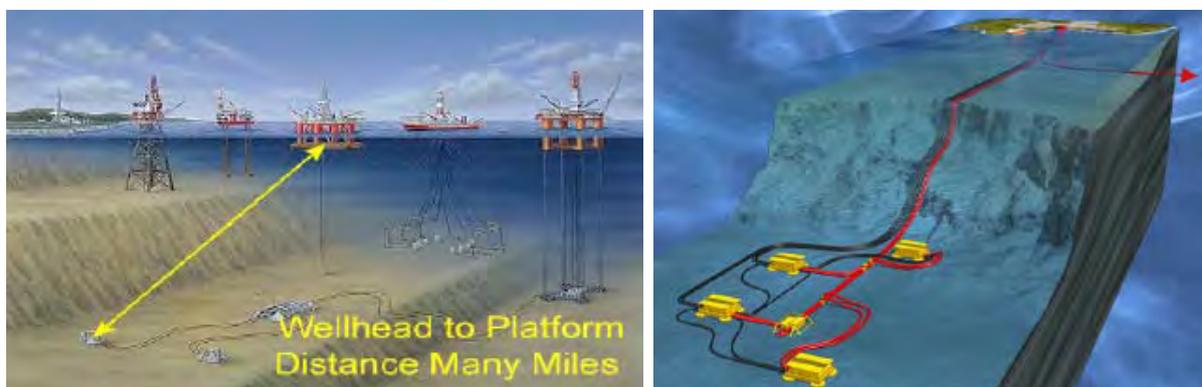


図 4.4.6-2 海底生産システムと洋上施設 (オペレーション基地) の距離感

(出典: JOGMEC)

流体挙動の変化としては、管内における化学的沈澱、ガスハイドレート生成、腐食、エマルジョン、間欠流/スラグ流、物理的摩耗等があげられる。

#### 第4章 海洋油ガス田からの生産技術



図 4.4.6-3 ライザー内部で変質した流体 (出典: 海洋工学ハンドブック 2010)

海底機器へのアクセス (検査・メンテナンス・修理) は、ダイバーの潜水深度の限界が 300m であることから、もっぱら ROV や AUV を用いて行われる。



図 4.4.6-4 海底での潜水作業と ROV (出典: JOGMEC)

洋上施設からのケーブルとコネクタを介して、海底機器へ動力が伝達され、そのコントロールが実施される。数十～数百 km と長距離の動力伝達が必要になることがある。ケーブルとコネクタには電気的および機械的な完成度と信頼性が求められる。また、環境基準に対応した海洋環境への配慮が必要となる。



図 4.4.6-5 海底機器に付着する生物・周囲を回遊する生物 (出典: JOGMEC)

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

これらを配慮して信頼性のあるオペレーションを行うには、宇宙開発と同じ位の高度な技術力が必要とも言われている。宇宙開発と海洋開発の共通点は、地表環境と比べ厳しい環境にあること、修理や回収のためのアクセスが簡単にできないことが挙げられる。両者とも信頼性を維持し、良好に作動することが求められる。

機器の作動トラブルは、フィールドからの生産の初期に起こることが多く、トラブルの要因は大水深・高圧力・腐食・物理的摩耗・海水の侵入によることが多い。機器ごとに設計年数（設計寿命）がまとめられている。

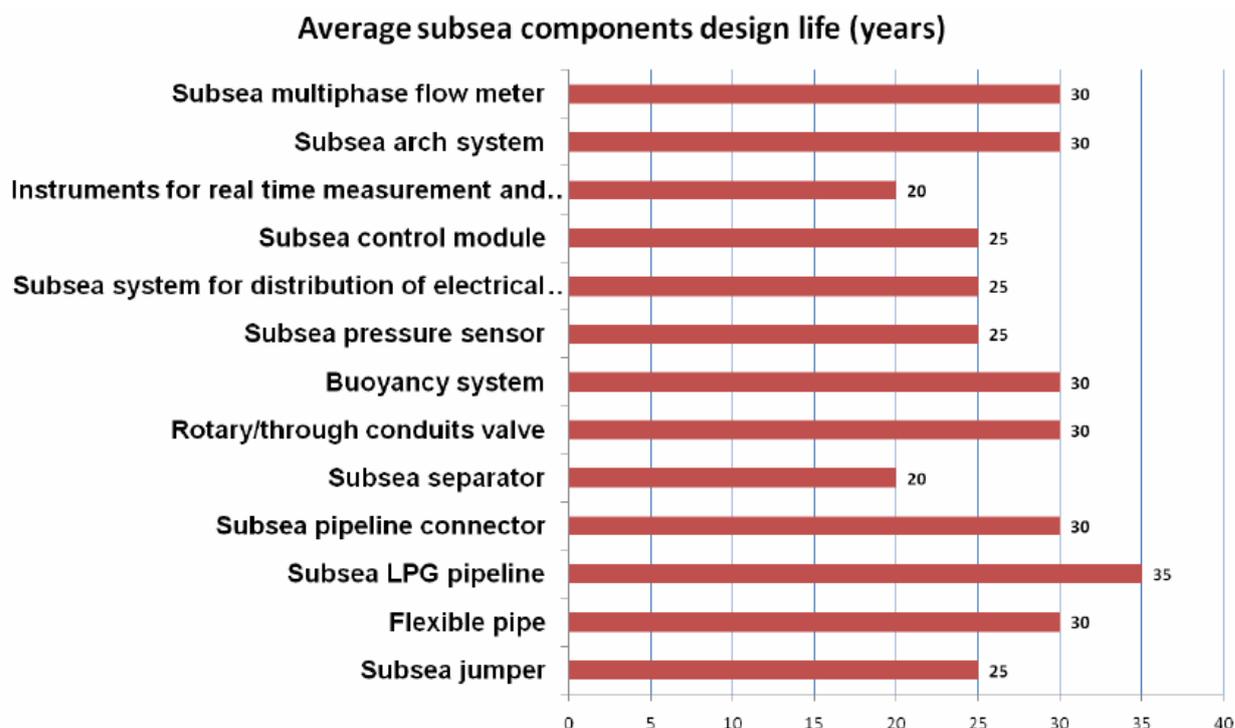


図 4.4.6-6 海底機器ごとの平均設計年数（出典：JOGMEC）

また、海洋開発における信頼性の評価には開発上流企業（ExxonMobil や BP など）により幾つかの評価手法が提案されている。また、個々の機器に関する設計基準は国際標準化機構（ISO:International Organization for Standardization）によって細かく定められているだけでなく、海底での生産・処理機器に用いる色や標識についても、“ISO 13628-1:2005”に規定されている。

### (3) 撤去

撤去については、前節において洋上施設について触れたが、ここでは海底機器について触れていこう。まず、撤去において考慮すべきは、フィールド操業の停止、廃坑のプロセス、機器の除去と再利用、できる限りの原状復帰である。

廃坑・撤去に伴う海底機器の廃鉦プロセス、計画、調査を経た上で、坑井のセメントによるプラグとケーシング上部切断、パイプライン/フローライン内の洗浄、海底機器の切断、海底面の原状復帰、陸上に回収した後の機器分解、という流れになる。それぞれの作業の詳細は次のようになる。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### ① 坑井のセメントによるプラグとケーシング上部切断

坑井内機器は必ずしも除去する必要はない。通常の廃坑では坑井内をセメントで数箇所プラグ（栓）し、ケーシング上部を海底面（mud line）の下3～5mで切断し、海底坑口装置と共に除去する。小口径の坑井ではアニュラスに残すゲージやバルブがセメント・プラグの効き具合を弱くする障害物になりうるので、注意が必要である。

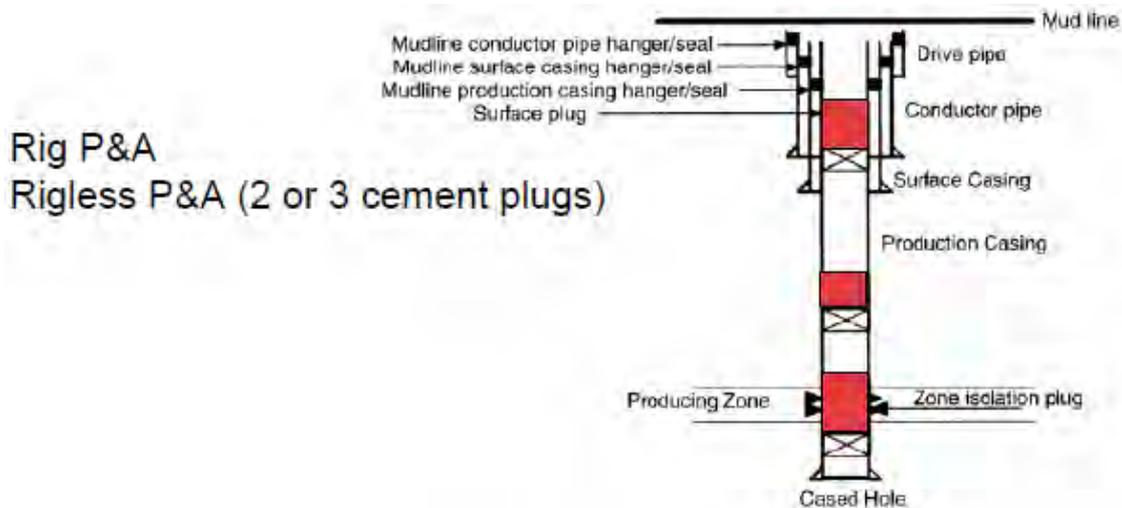


図 4.4.6-7 ケーシングの切断とセメントによるプラグ（出典：JOGMEC）

### ② パイプライン/フローライン内の洗浄

水分中の油分濃度が 20 ppm（百万分率）以下となるようにビッグにてライン内を洗浄する。洗浄後のラインの処置は、海底面にそのまま放置、埋設放置、洋上へ全部あるいは部分回収と、環境条件によって変わる。



図 4.4.6-8 パイプラインの洗浄（出典：JOGMEC）

### ③ 海底機器の切断

切断に当たっては、以前は爆破という手法も取られていたが、環境への影響から現在は使用されず、機械的切断（研磨ウォータージェット、ダイヤモンドワイヤー）によ

て行われている。



図 4.4.6-9 海底機器の切断（陸上も含む）（出典：JOGMEC）

#### ④ 廃鉦プロセスの安全性と環境対策

この点については、単純に設置の逆のプロセスというわけにはいかない。例えば設置時は機器を沈めるのには重量が浮力に優っていれば良かったが、撤去にあたっては沈降するものを重力に逆らって吊り下げる必要がある。また、海底機器の切断にあたっては、フローラインを認識した上で、機器内の汚染物質や洗浄の順序も重要なファクターである。また、機器の荷重分布についても長期間の使用により、設置前にはなかった付着物や思わぬ劣化が進行していることもある。これらを踏まえて、プロセスも含めた対策を講じる必要がある。これまで実施された回収・撤去から、回収・撤去に要する時間の目安は、海底仕上げ井 5～8 日、パイプライン 1 km 当たり 2～3 日、海底マニフォールド 1 週間、海底マットレス（沈床）10 枚/日程度と言われている。また、環境への配慮から、オペレーターには撤去後も一定期間・定期的にモニタリングの履行義務が残るのが通常である。

## 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

### <参考資料>

- NOAA. “Oil Spills, Seeps, and the Early Days of Drilling Oil Along California's Coast”. NOAA.  
<https://response.restoration.noaa.gov/about/media/oil-spills-seeps-and-early-days-drilling-oil-along-californias-coast.html>, (cited 2021-02-26).
- Postage Stamp Chat Board & Stamp Bulletin Board Forum. “Censored Covers - with background notes, photos etc.”. Postage Stamp Chat Board & Stamp Bulletin Board Forum. <https://www.stampboards.com/viewtopic.php?f=13&t=34177&view=print>, (cited 2021-02-26).
- American Oil & Gas Historical Society. “Offshore Petroleum History”. Oil and Natural Gas History, Education Resources, Museum News, Exhibits and Events. <https://www.aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history/>, (cited 2021-02-26).
- エンジニアリング協会石油開発環境安全センター. “事業報告—平成 26 年度 大水深海底鉱山保安対策調査（大水深海底鉱山開発危害・鉱害防止調査）”. エンジニアリング協会石油開発環境安全センター. [https://www.ena.or.jp/SEC/report/index\\_d15\\_h26.html](https://www.ena.or.jp/SEC/report/index_d15_h26.html), (参照 2021-02-26).
- OilPro. “The Story of the First Semi-submersible - The Blue Water 1”. <http://oilpro.com/post/10800/story-first-semi-submersible-blue-water-1>, (cited 2017-01-22).
- みずほ銀行産業調査部. “海洋資源開発産業の現状と展望”. みずほ産業調査／47 2014 No.4. [https://www.mizuhobank.co.jp/corporate/bizinfo/industry/sangyou/pdf/1047\\_all.pdf](https://www.mizuhobank.co.jp/corporate/bizinfo/industry/sangyou/pdf/1047_all.pdf), (参照 2021-02-26).
- JOGMEC. “海底油田の世界的現状”. JOGMEC 石油・天然ガス資源情報. [https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info\\_reports/1003968/1004039.html](https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1003968/1004039.html), (参照 2021-02-26).
- Offshore Energy Today.com. “Norway: First Oil Flows at Gaupe Field”. Offshore Energy Today.com. <https://www.offshore-energy.biz/norway-first-oil-flows-at-gaupe-field/>, (cited 2021-02-26).
- 三井海洋開発. “FPSO/FSO”. 三井海洋開発. <https://www.modec.com/jp/business/floater/fpso/>, (参照 2021-02-26).
- ENEOS. “石油便覧”. ENEOS. <https://www.eneos.co.jp/binran/>, (参照 2021-02-26).
- NOAA Office of Ocean Exploration and Research. “Types of Offshore Oil and Gas Structures”. NOAA Ocean Explorer: Expedition to the Deep Slope. National Oceanic and Atmospheric Administration. [https://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/06mexico/background/oil/media/types\\_600.html](https://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/06mexico/background/oil/media/types_600.html), (cited 2021-02-26).
- 首相官邸. “総合海洋政策本部”. <https://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/>, (参照 2021-02-26).
- API. “Unlocking America's Offshore Energy”. API. <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/offshore/#/?section=todaysdecisions-tomorrows-energy>, (cited 2021-02-26).
- 出光興産. “資源開発—石油・ガス—事業紹介—日本”. 出光興産. <https://www.idemitsu.com/jp/business/resource/oil/project/japan/index.html>, (参照 2021-02-26).
- 日本海洋石油資源開発. “事業案内”. JPO 日本海洋石油資源開発. <http://www.jpo.co.jp/activities/index.html>, (参照 2021-02-26).
- 内閣府. “沿岸域の総合的管理の取り組み事例集”. 内閣府. [https://www8.cao.go.jp/ocean/policies/enganiki/enganiki\\_download.html](https://www8.cao.go.jp/ocean/policies/enganiki/enganiki_download.html), (参照 2021-02-26)
- ENEOS. “石油便覧”. ENEOS. <https://www.eneos.co.jp/binran/>, (参照 2017-01-22).

#### 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- JOGMEC. 海洋工学ハンドブック. 第5版. JOGMEC. 2010.
- 長縄成美. 最新の坑井掘削技術 (その1). 石油開発時報 No.148. 2006.  
<http://www.kelly.t.u-tokyo.ac.jp/~naganawa/jiho0602s.pdf>, (参照 2017-11-01).
- THE VALLOUREC OIL & GAS ONLINE MAGAZINE connection. “Groundbreaking innovation for OCTG Extended Reach Drilling applications”. THE VALLOUREC OIL & GAS ONLINE MAGAZINE connection. <http://www.connection-mag.com/?p=3866>, (cited 2017-11-01).
- Oil & Gas Portal. “Drilling | Technologies”. Oil & Gas Portal.  
<http://www.oil-gasportal.com/drilling/technologies/>, (cited 2021-02-26).
- 長縄成美. 最新の坑井掘削技術 (その2). 石油開発時報 No.149. 2006.  
<http://www.kelly.t.u-tokyo.ac.jp/~naganawa/jiho0605s.pdf>, (参照 2017-11-01).
- Andrew Gould (Schlumberger). “PRESENTATION AT 38TH ANNUAL HOWARD WEIL ENERGY CONFERENCE”. U.S. Securities and Exchange Commission.  
<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/87347/000119312510062580/dex991.htm>, (cited 2021-02-26).
- OTC (The Offshore Technology Conference) -20112, 2008, K&M2008
- Oil & Gas Journal. “BP Completes Record Extended-Reach Well”. Oil & Gas Journal.  
<https://www.ogj.com/home/article/17226227/bp-completes-record-extendedreach-well>, (cited 2021-02-26).
- Christopher Guidry, Charles Pleasants and Joseph Sheehan, Baker Hughes. “Merged multilaterals system cuts time, risk”. Drilling Contractor. (2021-02-26).  
<https://www.drillingcontractor.org/merged-multilaterals-system-cuts-time-risk-9935>,  
<https://www.drillingcontractor.org/wp-content/uploads/2011/07/ml04.jpg>, (cited 2021-02-26).
- 北村龍太. “大偏距・マルチラテラル坑井の掘削・仕上げ技術の最新動向”. JOGMEC.  
[https://oilgas-info.jogmec.go.jp/review\\_reports/1006309/1006347.html](https://oilgas-info.jogmec.go.jp/review_reports/1006309/1006347.html), (参照 2021-02-26).
- 日本海洋掘削. “海洋掘削の技術”. 日本海洋掘削.  
<http://www.jdc.co.jp/business/offshore/drilling.php>, (参照 2021-02-26).
- 片瀬京子. “第1回 「ちきゅう」は海底掘削工場だった!”. National Geographic 日本版.  
<https://natgeo.nikkeibp.co.jp/nng/article/20131106/371949/?P=1>, (参照 2021-02-26).
- gCaptain. “BOP Blowout! \$4.5 Billion Surge in Orders for 400-Ton Subsea Failsafe”. gCaptain. <https://gcaptain.com/blowout-4-5-billion-surge-orders/>, (cited 2021-02-26).
- Oil Pro.com. “Oilpro Perspectives: Blowout Preventers”. Oil Pro.  
<http://oilpro.com/post/746/oilpro-perspectives--blowout-preventers>, Image credit: New York Times, (cited 2017-01-22)
- JOGMEC. “石油・天然ガス用語辞典”. JOGMEC 石油・天然ガス資源情報.  
<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termsearch/>, (参照 2021-02-26).
- 高山真一, 田村兼吉. “大水深掘削用ライザーの開発現状と技術課題”. 海上技術安全研究所.  
<https://www.nmri.go.jp/main/publications/paper/pdf/2A/04/00/PNM2A040023-00.pdf>, (参照 2021-02-26).
- 日本製鉄. “製品情報・用途から選ぶ・エネルギー・採掘～精製”. 日本製鉄.  
<https://www.nipponsteel.com/product/use/energy/mining/>, (参照 2021-02-26).
- 日本海洋掘削. “海洋掘削事業の内容”. 日本海洋掘削.  
<http://www.jdc.co.jp/business/offshore/list.php>, (参照 2021-02-26).
- 日本海洋掘削. “「HAKURYU-5」ベトナム沖で掘削工事開始”. (2016-3-9). 日本海洋掘削.  
<http://www.jdc.co.jp/news/jp/2016/hakuryu-5-1.php>, (参照 2021-02-26).
- Infield Rigs. “Leiv Eiriksson”. Infield Rigs.  
<https://www.infield.com/rigs/leiv-eiriksson-semisub-60117>, (cited 2021-02-26).
- Ship Spotting.com. “Noble Jim Day – IMO: 8765230”. Ship Spotting.com.  
<http://www.shipspotting.com/ships/ship.php?imo=8765230>, (cited 2017-11-01).
- JAMSTEC ちきゅうパンフレット
- 日本財団助成 海洋資源開発プロジェクト調査 2011年度 JSC 特別調査資料. 日本船舶輸出組合, ジャパン・シップ・センター, 日本船舶技術研究協会, 2012, 124p,

#### 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- <https://www.jstra.jp/html/PDF/%E6%B5%B7%E6%B4%8B%E8%B3%87%E6%BA%90%E9%96%8B%E7%99%BA%E3%83%97%E3%83%AD%E3%82%B8%E3%82%A7%E3%82%AF%E3%83%88%E8%AA%BF%E6%9F%BB.pdf>, (参照 2021-02-26)
- 石油技術協会. “石油開発 ABC”. 石油技術協会. <http://abc.japt.org/>, (参照 2021-02-26).
  - TREVI Group. “Drawworks [Offshore]”. Drillmec. <http://www.drillmec.com/en/p/drawworks-offshore/>, (cited 2021-02-26).
  - 日本海洋掘削. “海洋掘削の技術”. 日本海洋掘削. <http://www.jdc.co.jp/business/offshore/drilling.php>, (参照 2021-02-26).
  - Center for Environment, Commerce & Energy. “Offshore Blowout Preventer (BOP): Companies & Equipment”. Center for Environment, Commerce & Energy. 2010-05-03. <http://cenvironment.blogspot.com/2010/05/offshore-blowout-preventer-bop.html>, (cited 2021-02-26).
  - American Oil & Gas Historical Society. “Ending Oil Gushers – BOP”. American Oil & Gas Historical Society. <https://www.aoghs.org/technology/end-of-gushers/>, (cited 2021-02-26).
  - 石油技術協会. “石油開発技術って?”. 石油技術協会. <http://abc.japt.org/>, (参照 2021-02-26).
  - 文部科学省. “地球深部探査船に関する取組みについて”. 文部科学省. [https://www.mext.go.jp/b\\_menu/shingi/gijyutu/gijyutu5/reports/attach/1333146.htm](https://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/gijyutu/gijyutu5/reports/attach/1333146.htm), (参照 2021-02-26).
  - SPIEGEL ONLINE. “Golf von Mexiko: Öl erreicht Küste Louisianas”. SPIEGEL ONLINE. 2010-05-07. <http://www.spiegel.de/fotostrecke/golf-von-mexiko-oel-erreicht-kueste-louisianas-fotostrecke-55038-16.html>, (cited 2017-11-01).
  - Natural Resources Canada. “BASIN Database”. 2019-10-07. Natural Resources Canada. [https://basin.gdr.nrcan.gc.ca/index\\_e.php](https://basin.gdr.nrcan.gc.ca/index_e.php), (cited 2021-02-26).
  - offshore-technology.com. “Statoil Oil and Gas Field Project”. OFFSHORE TECHNOLOGY. <https://www.offshore-technology.com/projects/siri/siri1>, (cited 2021-02-26).
  - offshore-technology.com. “The Grane Field Oil Project, Norway”. OFFSHORE TECHNOLOGY. <https://www.offshore-technology.com/projects/granefieldnorway/granefieldnorway2>, (cited 2021-02-26).
  - offshore-technology.com. “Ameraba Hess oil and gas field project”. OFFSHORE TECHNOLOGY. <https://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/baldpate1>, (cited 2021-02-26).
  - 三井海洋開発. “事業内容・浮体式生産設備・TLP”. 三井海洋開発. <https://www.modec.com/jp/business/floater/tlp/>, (参照 2021-02-26).
  - offshore-technology.com. “Na Kika Oil and Gas Fields”. OFFSHORE TECHNOLOGY. [https://www.offshore-technology.com/projects/na\\_kika/na\\_kika7](https://www.offshore-technology.com/projects/na_kika/na_kika7), (cited 2021-02-26).
  - Royal Dutch Shell. “GUMUSUT-KAKAP”. Shell Global. <https://www.shell.com/about-us/major-projects/gumusut-kakap.html>, (cited 2021-02-26).
  - SubseaIQ. “Swordfish”. SUBSEAIQ. [http://www.subseaiq.com/Data/Project.aspx?project\\_Id=176&AspxAutoDetectCookieSupport=1](http://www.subseaiq.com/Data/Project.aspx?project_Id=176&AspxAutoDetectCookieSupport=1), (cited 2017-11-01).
  - TechnipFMC. “Technip awarded first spar platform in Malaysia for the Kikeh field”. Technip. 2005-02-09. <https://investors.technipfmc.com/news-releases/news-release-details/technip-awarded-contract-malaysia-kikeh-field-subsea-development/>, (cited 2021-02-26).
  - Rigzone. “How Do Spars Work?”. RIGZONE. [https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=307](https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307), (cited 2021-02-26).
  - Technip. “Floating Platform”. Technip. <http://www.technip.com/en/our-business/offshore/floating-platforms>, (cited 2017-11-01).
  - 三井海洋開発. “FPSO/FSO”. 三井海洋開発. <https://www.modec.com/jp/business/floater/fpsol/>, (参照 2021-02-26).
  - Technical Illustration. “Infographic illustrations”. Technical-illustration.com.

#### 第4章 海洋油ガス田からの生産技術

- <http://www.technical-illustration.com/infographic.html>, (cited 2017-11-01).
- Eni Norge. “Goliat FPSO to depart Hyundai yard in South Korea in early 2015” .Eni Norge. 2014-05-16.  
<https://varenergi.no/2014/05/16/goliat-fpso-to-depart-hyundai-yard-in-south-korea-in-early-2015/>, (cited 2021-02-26)
- Dagens Næringsliv. “Se kjempens vei mot Norge”. Dagens Næringsliv.  
<https://www.dn.no/se-kjempens-vei-mot-norge/1-1-5314633>, (cited 2021-02-26).
- STX Offshore & Shipbuilding. “Winning an order for Ultra-larg FSO”. STXO&S. 2012-09-28.  
[http://www.stxons.com/service/eng/prcenter/ship\\_news/read.aspx?SearchField=.&SearchText=&nPageNo=6&nCategory=-1&oidArticle=1249](http://www.stxons.com/service/eng/prcenter/ship_news/read.aspx?SearchField=.&SearchText=&nPageNo=6&nCategory=-1&oidArticle=1249), (cited 2021-02-26).
- LNG World News. “Baker Botts Represents Hoegh LNG in Indonesia FSRU Deal”. LNG WORLD NEWS. 2012-10-23.  
<https://www.offshore-energy.biz/baker-botts-represents-hoegh-lng-in-indonesia-fsru-deal/>, (cited 2021-02-26).
- LNG World News. “Picture of the day: first load for PGN FSRU Lampung”. LNG WORLD NEWS. 2014-09-08.  
<https://www.offshore-energy.biz/picture-of-the-day-first-load-for-pgn-fsru-lampung/>, (cited 2021-02-26).
- offshore-technology.com. “Sanha / Bomboco Development”. OFFSHORE TECHNOLOGY.  
<https://www.offshore-technology.com/projects/sanha/sanha1>, (cited 2021-02-26).
- IHI. “製品情報・海洋構物”. IHI  
[https://www.ihico.jp/ihico/products/infrastructure\\_offshore/marine/index.html](https://www.ihico.jp/ihico/products/infrastructure_offshore/marine/index.html) (参照 2021-02-26)
- 日揮. “プロジェクト・LPG FPSO プラント”. 日揮.  
<https://www.jgc.com/jp/projects/048.html> (参照 2021-02-26)
- Royal Dutch Shell. “FLOATING LNG”. Shell Global.  
<https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/floating-lng.html>, (cited 2021-02-26).
- PETRONAS. “PETRONAS About Liquefied Natural Gas”. PETRONAS.  
<https://www.petronas.com/our-business/gas-and-new-energy/about-liquefied-natural-gas>, (cited 2021-02-26).
- キャメロン ジャパン. “FPSO”. キャメロン ジャパン.  
<http://www.cameronjapan.co.jp/introduction/upstream/fpso.html>, (参照 2021-02-26).
- Piping-engineering. “Crude Oil Processing on Offshore Facilities”. Piping Engineering.  
<http://www.piping-engineering.com/crude-oil-processing-offshore-facilities.html>, (cited 2021-02-26).
- キャメロン ジャパン. “脱水器(TREATER)”. キャメロン ジャパン  
[http://www.cameronjapan.co.jp/introduction/upstream/treater\\_index.html](http://www.cameronjapan.co.jp/introduction/upstream/treater_index.html), (参照 2021-02-26).
- 三井海洋開発. “リース、チャーター、オペレーション&メンテナンス”. 三井海洋開発.  
[https://www.modec.com/jp/business/service/lease\\_operation.html](https://www.modec.com/jp/business/service/lease_operation.html), (参照 2021-02-26).
- 国土交通省 海事局. 海洋資源開発における競争力のある産業創出に向けて. 海洋分野における国家基幹技術検討委員会(第2回) 配付資料, 国土交通省 海事局, 2013, 9p,  
[https://www.mext.go.jp/b\\_menu/shingi/chousa/kaihatu/017/shiryo/icsFiles/afieldfile/2013/05/23/1335052\\_3.pdf](https://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/chousa/kaihatu/017/shiryo/icsFiles/afieldfile/2013/05/23/1335052_3.pdf), (参照 2021-02-26).
- FMC Technologies. “Woodside Enfield”. FMC Technologies.  
<http://www.fmctechnologies.com/en/SubseaSystems/GlobalProjects/Australia/WoodsideEnfield.aspx#>, (cited 2017-11-01).
- Offshore magazine. “Red Hawk stands as first spar ever decommissioned in GoM”. Offshore. 2015-04-09.  
<https://www.offshore-mag.com/field-development/article/16758430/red-hawk-stands-as-first-spar-ever-decommissioned-in-gom>, (cited 2021-02-26).
- Offspring International Ltd, “FPSO and Cargo Offloading Hoses”,

- <http://www.offspringinternational.com/products/single-point-mooring/hoses> (参照 2017-01-22)
- Technip. Marine LNG transfer solutions. Technip, 2015, 11p, [http://www.technip.com/sites/default/files/technip/fields/publications/attachments/marine\\_lng\\_transfer\\_facilities\\_may\\_2015\\_web.pdf](http://www.technip.com/sites/default/files/technip/fields/publications/attachments/marine_lng_transfer_facilities_may_2015_web.pdf), (cited 2017-11-01).
  - Drilling Contractor. “Reentry campaign gives first-round subsea fields second chance to produce”. DRILLING CONTRACTOR. [https://www.drillingcontractor.org/wp-content/uploads/2012/04/web\\_reentry01.jpg](https://www.drillingcontractor.org/wp-content/uploads/2012/04/web_reentry01.jpg), (cited 2021-02-26).
  - Drilling Contractor. “Expanded system to enhance MWCC containment capacity”. DRILLING CONTRACTOR. <http://www.drillingcontractor.org/wp-content/uploads/2013/10/ECS-Schematic.jpg>, (cited 2021-02-26).
  - Geographic. “Deepwater Gulf of Mexico - America's Expanding Frontier”. Geographic.org. [https://www.geographic.org/deepwater\\_gulf\\_of\\_mexico/image45.jpg](https://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/image45.jpg), (cited 2021-02-26).
  - Offshore Magazine, “2014 Deepwater Solutions & Records for Concept Selection”. Offshore Magazine. <https://www.offshore-mag.com/resources/maps-posters/whitepaper/14034354/wood-group-mustang-2014-deepwater-solutions-records-for-concept-selection>, (参照 2021-02-26)
  - Offshore magazine. “Deepwater development in Golden Triangle down but not out”. Offshore. <https://www.offshore-mag.com/deepwater/article/16754724/deepwater-development-in-golden-triangle-down-but-not-out>, (cited 2021-02-26).
  - Drillingformulas.com. “What is a Vertical Subsea Christmas Tree (Conventional Subsea Tree)?”. DrillingFormulas.Com. <http://www.drillingformulas.com/what-is-vertical-subsea-christmas-tree-conventional-subsea-tree/>, (cited 2021-02-26).
  - Drillingformulas. “What is a Horizontal Subsea Tree?”. DrillingFormulas.Com. <http://www.drillingformulas.com/what-is-a-horizontal-subsea-tree/>. (cited 2021-02-26).
  - Baker Hughes. “Medium water tree systems”. Baker Hughes. <https://www.bakerhughes.com/subsea/subsea-production-systems/subsea-trees/mseries-medium-water-depths>, (cited 2021-02-26)
  - Subsea World News. “Norway: Seabed Template Helps in Recovering of 10 MBOE from New Fram Field”. SUBSEA world news. 2012-10-18. <https://www.offshore-energy.biz/norway-seabed-template-helps-in-recovering-of-10-mboe-from-new-fram-field/>, (cited 2021-02-26)/
  - SULZER. “Subsea”. SULZER. <https://www.sulzer.com/en/applications/oil-gas-chemicals/upstream/subsea>, (cited 2021-02-26).
  - Offshore Magazine. “All-electric subsea controls strengthen security of K5 operations”. Offshore Magazine. 2008-12-01. <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/16761610/allelectric-subsea-controls-strengthen-security-of-k5-operations>, (cited 2021-02-26).
  - Society of Petroleum Engineers. “PEH: Offshore and Subsea Facilities”. PetroWiki. [https://petrowiki.spe.org/PEH:Offshore\\_and\\_Subsea\\_Facilities](https://petrowiki.spe.org/PEH:Offshore_and_Subsea_Facilities), (cited 2021-02-26).
  - Oil & Gas Companies. “Subsea Technology and Equipments”. Oil& Gas Portal. <http://www.oil-gasportal.com/subsea-technology-and-equipments/>, (cited 2021-02-26).
  - 伊原賢. “海底生産システムの現状:Subsea Production System (SPS)”. JOGMEC, 2009, 46p, [https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info\\_reports/1003850/1003894.html](https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1003850/1003894.html), (参照 2021-02-26).