

米州の海洋石油ガスの開発・生産施設の 現状と技術開発動向の調査

2019年3月

一般社団法人 日本船用工業会
一般財団法人 日本船舶技術研究協会

はじめに

海洋石油ガスの開発・生産関係者との会議や打ち合わせでは、海運・造船関連の仕事ではおよそ耳にすることの無い技術用語や概念に関するテーマについて話し合うことが多く、十分な知識を持たずには全く議論に参加できない。また、論文を除けば、私の様な知識のない者にとっても簡単に学ぶことができる日本語で書かれた初学的な出版物も探すのは容易ではない。

本報告書では American Bureau of Shipping の協力を得て、米国とりわけメキシコ湾で採用されている技術を掘削、坑井介入、坑井刺激というフェーズを念頭に、現場でどのような技術が用いられているのかをまとめてもらい、それをベースに、さらに分かりやすくまとめたつもりである。

報告書は大きく二つの章に分かれており、第一章が洋上掘削に重点を置いている。第二章が坑井介入、坑井刺激及び坑井試験にかかるオフショア支援船並びにサブシーパイプ設置船の技術概要に重点を置いている。

できるだけ読者に分かりやすいよう、ABS には写真を提供してもらったが、それだけでは十分ではなく、筆者の方でかなりのポンチ絵を作画して追加した。また、日本語の初学者向けの読みやすい出版物ではあまり目にしない内容をできるだけ取り上げることも試みた。

本報告書の内容はごく基礎的なものであるが、海洋石油ガスの開発・生産のビジネスに関わる方々にとって、少しでも技術を理解する上での一助になれば幸いである。

ジェトロ・ヒューストン事務所
(一般社団法人 日本船用工業会 共同事務所)
ディレクター(海洋・海事担当) 中川 直人

目次

第一章 洋上掘削.....	1
序説	3
1. 掘削・生産におけるオフショアリグの型式.....	4
1.1 移動式オフショア掘削装置.....	5
1.1.1 自己昇降式掘削装置（ジャッキアップリグ）	6
1.1.2 セミ・サブマージブル・リグ.....	8
1.1.3 ドリルシップ（掘削船）	8
2. 浮体式生産設備（Floating Production Unit：FPU）	9
2.1 浮体式石油・ガス生産貯蔵積出設備（FPSO）	10
2.2 テンション・レグ・プラットフォーム（TLP）	10
2.3 スパー（円柱型）プラットフォーム.....	11
3. ウェルヘッドシステム.....	11
4. 坑井循環システム.....	11
4.1 掘削泥水.....	12
4.2 泥水ポンプ.....	12
4.3 スタンドパイプマニホールド.....	12
4.4 スタンドパイプ.....	13
4.5 ロータリーホース.....	13
4.6 ドリルストリング.....	14
5. 坑井制御システム.....	16
5.1 暴噴防止装置（BOP）スタック	19
5.1.1 洋上 BOP スタック	19
5.1.2 サブシーBOP スタック	20
5.1.3 ラム式暴噴防止装置（BOP）	20
5.1.4 アニューラー BOP.....	21
5.1.5 坑口コネクター.....	22
5.1.6 Lower Marine Riser Package（LMRP）コネクター	22
5.2 マリン・ドリリング・ライザーシステム.....	22
5.2.1 ライザージョイント.....	23
5.2.2 テレスコーピック・ジョイント.....	23
5.2.3 フレックスジョイント.....	24
5.2.4 ライザー・テンショニング・システム.....	24
5.3 チョーク・キル・システム.....	25
5.4 ダイバーターシステム.....	26
5.5 二次的坑井制御システム.....	27
5.5.1 音響制御システム.....	27
5.5.2 ROV インターフェース	27

5.6	非常時坑井制御システム.....	27
5.6.1	デッドマンシステム.....	27
5.6.2	オートシアー（自動剪断）.....	27
5.6.3	緊急時離脱シーケンス（EDS）.....	28
5.6.4	ライザー・アンチ・リコイルシステム.....	28
6.	泥水調整/処理システム.....	28
6.1	固形物分離.....	28
6.1.1	ガムボ・シェーカー.....	29
6.1.2	シェールシェーカー.....	29
6.1.3	砂分離機.....	29
6.1.4	シルト岩分離機.....	29
6.1.5	真空ガス分離機.....	29
6.1.6	スクリュウコンベアー.....	30
6.1.7	泥水/掘削屑ドライヤー.....	30
6.2	混合/製造.....	30
6.2.1	混合ポンプ.....	30
6.2.2	ホッパー.....	30
6.2.3	攪拌装置（アジテーター）.....	30
6.3	液体貯蔵施設.....	30
6.3.1	泥水ピット.....	30
6.3.2	トリップタンク.....	31
6.3.3	スラグタンク.....	31
7.	デリックシステム.....	31
7.1	コンダクター・テンショニング・システム.....	31
7.2	ドリル・ストリング補正システム.....	32
7.2.1	能動的上下動補正（AHC）機能.....	32
7.2.2	受動的上下動補正（PHC）機能.....	33
7.3	デリック/マスト.....	33
7.4	ホイスティング（巻上げ）機器.....	33
7.4.1	ドロークス.....	34
7.4.2	電動スイベル、ロータリースイベル、トップドライブ.....	34
7.5	ライザー・ランニング・システム（Riser Running System）.....	34
7.5.1	ライザー・ランニング/ハンドリング・ツール.....	35
7.6	ライザースパイダー.....	35
7.6.1	ライザージンバル.....	35
7.6.2	ライザーテストツール.....	36
8.	ハンドリングシステム.....	36
8.1	リフティング装置.....	36
8.2	ハンドリング装置.....	36

8.2.1	BOP ハンドリングシステム.....	36
8.2.2	チューブラー・ハンドリングシステム.....	37
8.2.3	ケーシング・スタビング・ボード.....	37
8.3	回転機器.....	37
8.3.1	ロータリーテーブル.....	38
8.4	その他の機器.....	39
参考資料	40

第二章	オフショア支援船.....	43
1.	概要.....	45
2.	はじめに.....	46
3.	坑井サービスのためのオフショア支援船.....	47
3.1	坑井介入(Well intervention).....	48
3.1.1	坑井介入活動の種類.....	48
3.1.2	サブシー坑井介入作業.....	52
3.1.3	サブシー坑井介入作業で使用されるユニット.....	59
3.1.4	坑井介入に関する規制と業界基準.....	65
3.2	坑井刺激.....	66
3.2.1	一般的な刺激処置.....	66
3.2.2	刺激処理法の主要機器と材料.....	68
3.2.3	サブシー坑井刺激.....	69
3.2.4	規則と業界規格.....	74
3.3	坑井試験.....	74
3.3.1	坑井試験の分類.....	75
3.3.2	海底坑井試験.....	76
3.3.3	業界の基準・規格.....	81
4.	オフショア建設作業のためのオフショア支援船.....	81
4.1	パイプライン敷設.....	81
4.1.1	S-レイ工法パイプラインの設置.....	82
4.1.2	S-レイ工法パイプラインの設置プロセス.....	82
4.1.3	J-レイ工法パイプラインの設置.....	84
4.1.4	リール敷設型パイプラインの設置.....	86
4.1.5	曳航式パイプラインの設置.....	87
4.1.6	パイプライン敷設船.....	90
4.1.7	パイプ敷設に対する規則制限と業界標準.....	93
5.	最後に.....	95
6.	参考資料.....	96
7.	付録.....	98

第一章 洋上掘削

掘削・坑井仕上げ・坑井介入

序説

オフショアにおける石油・ガスの掘削は、移動式オフショア掘削装置（MODU）又は掘削船を用いて海底より下へ掘削する機械的プロセスである。1859年に初の機械による坑井（ドレーク油田）がエドウィン・ドレーク大佐によってペンシルバニア州の陸上で掘削され生産が始まってから38年後の1897年には、H.L. ウィリアムズがカリフォルニア州サンタ・バーバラの太平洋沖に長さ90メートルの栈橋を建てて初のオフショア坑井（サマーランド海洋油田）を掘削した。その後、掘削・生産は沖合へと展開し、1930年代から木製杭のプラットフォームからの掘削を支援するためバージの利用が盛んになるが、その中でも坑井内で資材・機器を揚げ降ろしするドローワークスのほかホイスト、ジブを備えたDrilling Equipment Set（DES）と呼ばれるバージが登場し、1947年にはTender Assist Drilling（TAD）と呼ばれるバージが登場する。1949年にはBarnsdall Refining Co.のJohn T. Haywardが設計したバージ型のThe Breton Rig 20が初のMobile Offshore Drilling Unit（MODU）としてルイジアナ州の湾内20ftの水深で掘削を行う。

以来、掘削業者が石油生産を目的に沿岸からさらに沖合へと大水深海洋へ進出し、水深1万フィートを超える海洋や、北海などの過酷な環境下での掘削・生産を可能としている。オフショア掘削業界は、最新技術が運用及び建造コストの削減を焦点に置いているので、今後も成長し続けるであろう。なお2005年以降の世界原油生産の30%がオフショアにおけるものであり、オフショア坑井から生産される石油の66%は通常ジャッキアップが掘削する大陸棚からである。深海リグ（125m－1,500m）が生産量の26%を占め、大水深深海リグ（1,500m以上）が8%を占める。

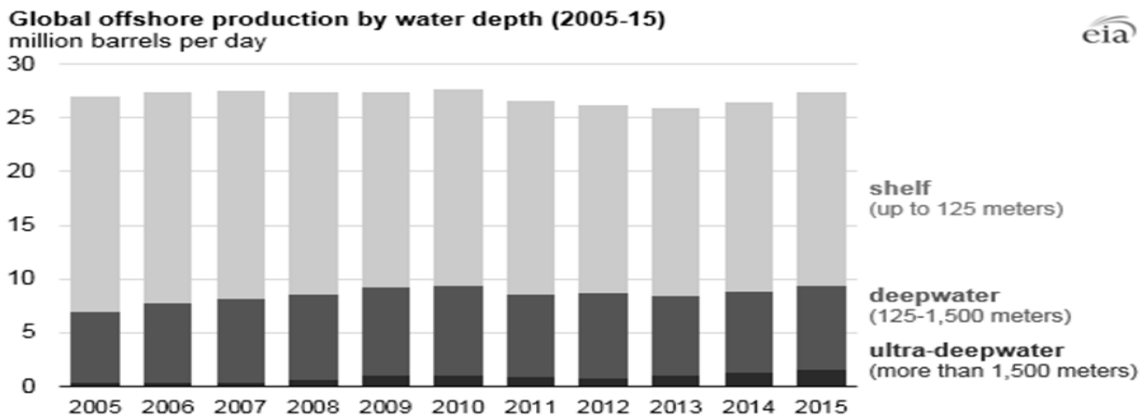


図1 水深別世界生産量^[1]

オフショア石油・ガスは、陸上掘削で考慮する必要のない工学的な課題を提示する。オフショア船舶はBOP（暴噴防止装置）や接続されるライザー配管システムを水深1,500mの海底まで降ろしつつ、過酷な気象状況下でも定位置で安定した掘削をするプラットフォームを提供できねばならない。リグもまた、リグ要員にいかなる出来事にも対応する時

Global crude oil production, 2005-15
million barrels per day

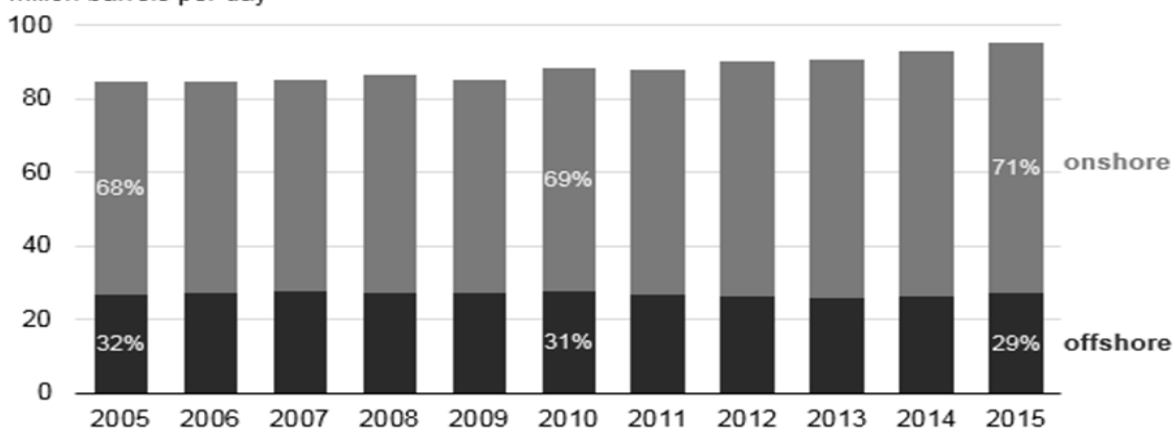


図 2 世界原油生産量 2005-2015^[1]

間を与えるよう大水深にある坑口を監視できるシステムや測定装置を装備可能である必要がある。

またオフショア掘削は、海中パイプライン、石油漏洩又は暴噴のいずれかに起因する多くの環境的危険性を有している。オフショアでの事故は、抑制するのがより難しいとされている。これは、対応要員が長距離を移動する必要があるため、又アクセスが困難な大水深の海底で発生事故に対応せねばならないためである。

オフショア掘削・生産について、本報告書では掘削・生産システム、機器及びリグ上でなされる作業の概説に焦点を絞った。掘削システムは、坑井制御、坑井循環、泥水調整、及びデリックシステムを含む。生産システムは、生産ツリー、フローライン、アンビリカル、マニホールド、及び関連機器を含む。

1. 掘削・生産におけるオフショアリグの型式

探査・生産における「ライフサイクル」には5段階ある。これらの段階は炭化水素の発見段階から油田・ガス田の解体後までをたどる。図3はこれらの段階で行われる主な活動とその作業に使用される施設・設備を示している。移動式オフショア掘削装置(MODU)は通常、評価・開発の段階において掘削と仕上げまで使用され、廃坑段階での作業に使用できる。一方、生産段階では固定式又は浮体式の生産設備(FPI又はFPSO)が使用される。これらの掘削・生産リグは6部類に分類される。

掘削：

- 自己昇降式掘削装置(Self-Elevating Drilling Unit)
- 半潜水型海洋掘削装置 (Semi-Submersible Rig/Drilling Unit：本書では以降、半潜水型をセミサブと略称する。なお米国では通常セムアイという略称で呼ばれる)
- ドリルシップ (掘削船)

生産:

- テンション・レグ・プラットフォーム (Tension Leg Platform)
- スパー (SPAR)
- 浮体式生産貯蔵積出設備 (Floating Production, Storage and Offloading: FPSO)

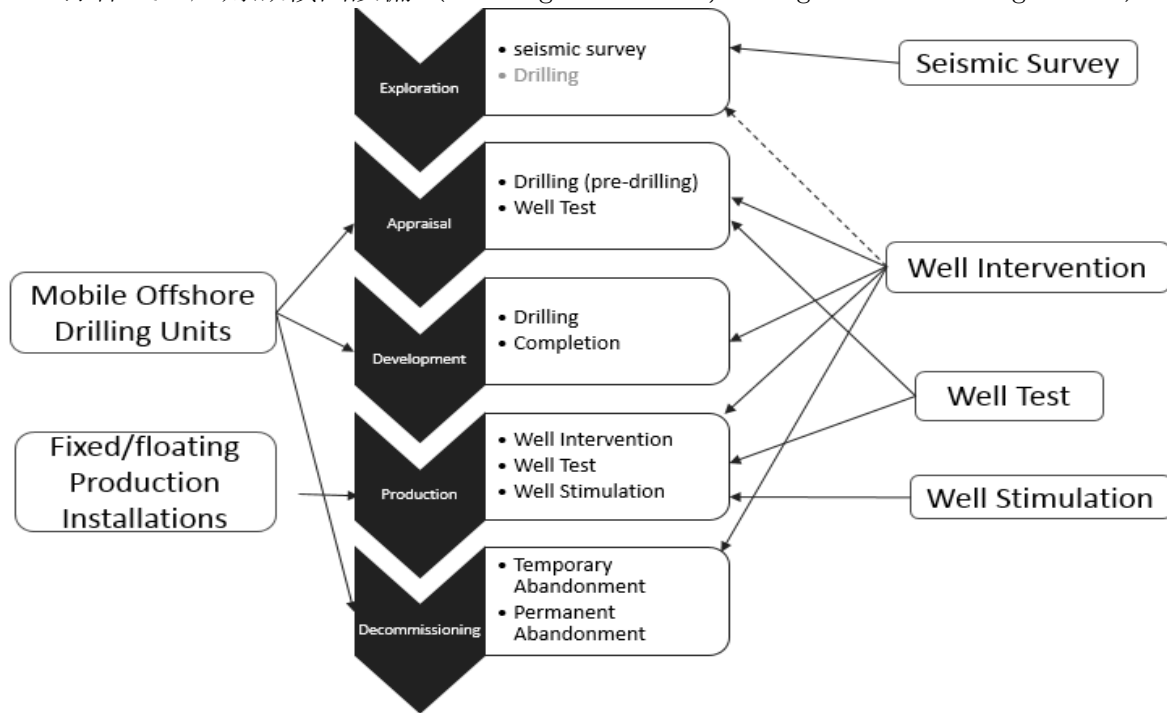


図 3 坑井ライフサイクルにおけるサービス作業^[2]

1.1 移動式オフショア掘削装置

移動式オフショア掘削装置又は Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) は、掘削・探索活動に携わるべく設計又は改造された装置である。用語としての MODU は、掘削船舶、半潜水、潜水、ジャッキアップ等の設備で、移動に大きな労力を要しない装置を含める。これらの装置は推進器を備えているものと備えていないものがあり、定位置を維持するための自動船位保持設備又は係留システムが必要である。

1.1.1 自己昇降式掘削装置 (ジャッキアップリグ)

初の自己昇降式掘削装置 オフショアリグ 71 は、1954 年に就役。このリグはスパッドカン式フットディングを 10 脚備えたバージを改造したものであった。この初のジャッキアップリグが稼働して以降、建造又は改造価格及び作業コストが小さいため、市場に最も普及した掘削リグ型式となった。最新ジャッキアップリグは一般的に掘削装置を 3 脚で支えている。



図 4 曳航移動中の自己昇降式掘削装置 Arkticheskaya^[3]

自己昇降式掘削装置は掘削現場まで曳航され、現場で脚部がジャッキで海底まで降ろされる。脚部が海底に着底すると、自己昇降式掘削装置は船体はその地域の最大予想暴風雨下の波浪の高さを大幅に超えるまで脚部をジャッキで持ち上げ続けて、掘削プラットフォームを安定させ、波浪による損傷を防止する。ジャッキアップ装置は一般的に水深 390 フィートまでの海中で運用する。一方過酷な環境向けの最新のジャッキアップは水深 625 フィートまでの海中で運用できる。

自動上昇掘削装置は、マット式フットディング又はスパッドカン式フットディングかのどちらかで設計されており、マット式フットディングの設計では、ジャッキアップの全脚が同じフットディング上に置かれる。フットディングは、リグが所定位置に着いた時慎重に注水状態にされる浮力チャンバーを収容している。

マット式フットディングの設計が海底に及ぼす圧力はスパッドカン設計に比して小さいのはマットの海底上の面積が大きいためである。移動時、浮力チャンバーから排水されてより高い運搬力を提供する。マット式フットディング設計は、凸凹した海底、傾斜した海底、或いは障害物のある海底には不適當である。

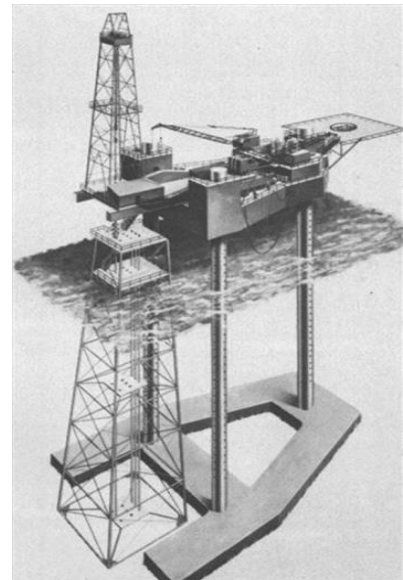


図 7 マット式フットディングの自己昇降式掘削装置略図^[4]

スパッドカン式的设计においては、自己昇降式掘削装置の脚部は各脚部が独立したフッティングを有している。スパッドカンは脚の海底における貫通及び抜き出しを容易にするため、円錐形の上部と底部を有している。スパッドカン式フッティング设计は、ジ

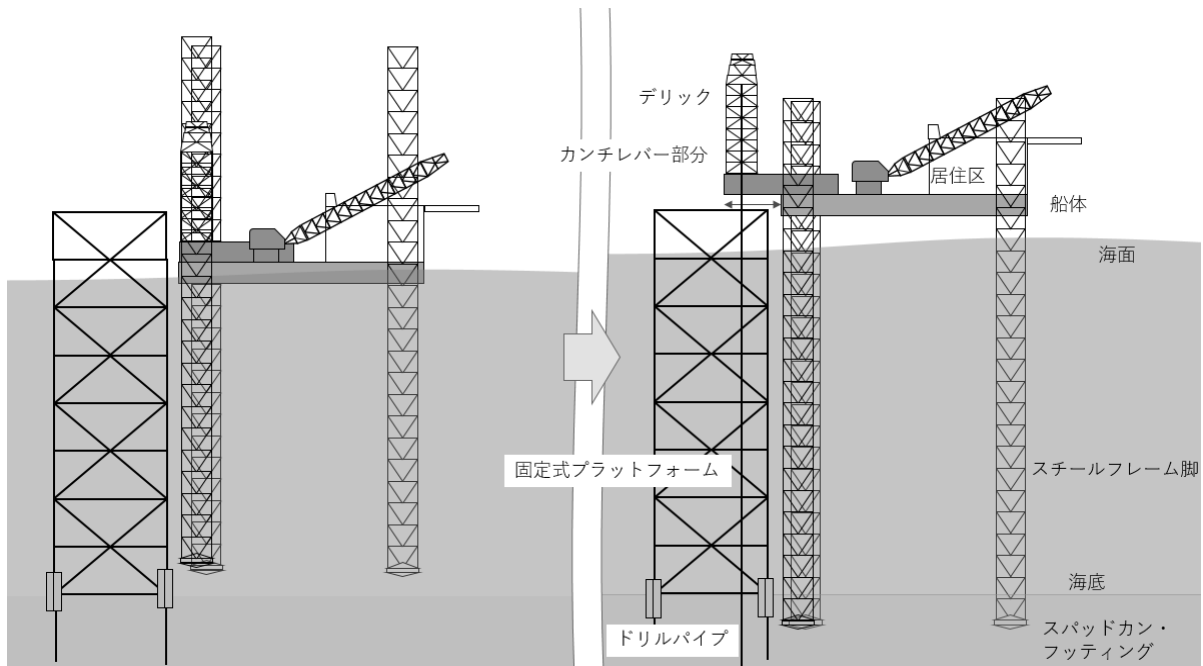


図 9 スパッドカン式フッティングの自己昇降式掘削装置略図 (JETRO 作成) [5]

ャッキアップする際非常に多様な海底地形での運用を可能としている。これは各脚部が土壌を個別に貫通できるため、傾斜面や多様な土壌状態や障害物のある海底で使用可能であることによる。スパッドカンはその面積が小さいため海底へより大きな圧力を与えるのでより深く貫通し、リグの移動時に大きな痕跡を残す。

大多数の自己昇降式掘削装置はカンチレバー (片持ち梁) システムを使用しており、浮体構造物の横側の上方に掘削フロアを動かす。これはリグを掘削プラットフォームの脇へ動か

かし、デリックを浮体構造物から離れたプラットフォームの上方に位置させることが可能である。スロット式はあまり一般的でないシステムであり、掘削デリックの位置が船体凹部にあり、凹部の下方へと掘削する。

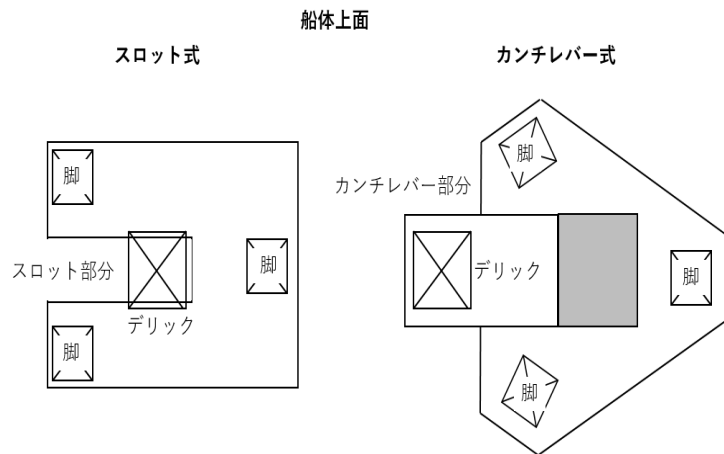


図 8 スロット式とカンチレバー式 (JETRO 作成)

1.1.2 セミ・サブマージブル・リグ

ジャッキアップリグより深い水深での掘削の場合、セミ・サブマージブル・リグ（半潜水型海洋掘削装置/略称は日本ではセミサブリグ、米国ではセムアイと呼ぶ）が使用される。セミサブリグは海中の浮体構造物と上部構造物とを支柱によって支える浮体式プラットフォームである。水線面付近が支柱で面積が小さいため波浪の影響がモノハル型の浮体よりも小さい。水深 12,000ft までの掘削が可能であるセミサブリグは、最終地点まで曳航又は重量物運搬船に搭載して輸送される。リグが所定位置に来ると、浮体構造物は注水され海中に没し、波浪による装置全体の動きを軽減する。ジャッキアップ同様、セミサブリグは浮体構造物と上部構造物との間に空隙（エアギャップ）を作るように設計されている。

セミサブリグは、係留システム又は動的船位保持（Dinamyc Positioning（DP））システムのいずれか、若しくはこれら2つを組み合わせた方法によって船位を保持する。DPシステムは、GPS及び気象・海象等の環境センサーからの入力信号に基づき、コンピュータ制御システムによって推進器やスラスタ等の一のアクチュエーターを制御し、セミサブリグの船位及び船首方位を保持することを可能にする。



図 10 浮体構造物が没水した Hakuryu-5^[6]

セミサブリグは、ムーンプールと称される上部構造物の開口部から、サブシー暴噴防止装置（BOP）を海中に降ろし、ライザー管を接続し、同ライザー管と BOP を通して掘削ビット、掘削パイプ、計測機器等を坑井内に降ろしていく。

このうち、マリン・ドリリング・ライザーシステムとは、サブシーBOP スタック（個々の BOP を縦に並べたセット）からセミサブリグの掘削フロアまで伸びたライザー管内を通した掘削パイプをいう。

セミサブリグは、ドリルシップ（掘削船）と比較して、より高い安定性と船位保持能力を持つため、過酷な環境でかつ深海の掘削に優れている。

1.1.3 ドリルシップ（掘削船）

セミサブリグ同様、ドリルシップ（掘削船）は、水深 12000ft までの海域で掘削ができる。ドリルシップは目的場所までの曳航又は重量物運搬船による輸送を必要とせず、

自船で速い移動が可能である。ドリルシップは風に対して風上に船首を向ける、若しくは横揺れを低減し船位を保持するため、向かい波に対して船首を向ける目的で DPS システムを使用する。DPS システムの船位保持能力は、厳しい海象条件でも、標準偏差 5 メートル以内の船位保持は確実にできる。ただし、このドリルシップ型式の設計は、セミサブリグと比較して、波浪や海流による動揺が大きく、掘削プラットフォームとしての安定性が低い。



図 11 ドリルシップ（掘削船） Maersk Valiant^[7]

ドリルシップはセミサブリグよりも大きい甲板面積と多様な積載能力がある。また、ライザー、ケーシング、掘削パイプ・掘削泥水用の大きな貯蔵能力がある。

2. 浮体式生産設備（Floating Production Unit：FPU）

本節では浮体式生産設備を取り上げる。オフショアの生産設備については、ジャケット式等の固定式プラットフォームに対して移動式オフショア生産設備（Mobile Offshore Production Unit：MOPU）という分類の仕方もある。MOPU は狭義にはジャッキアップリグの掘削装置の代わりに生産装置を搭載したものを指すが、広義には FPSO、掘削パッケージに代り生産機器を取り付けたセミサブ型もある。しかしながら、ここで触れる TLP やスパーは恒久的な係留方法を採用するため、固定式に対して浮体式という分類とし、先に構造物として紹介したセミサブ型及び生産時には脚を着底させるジャッキアップを省

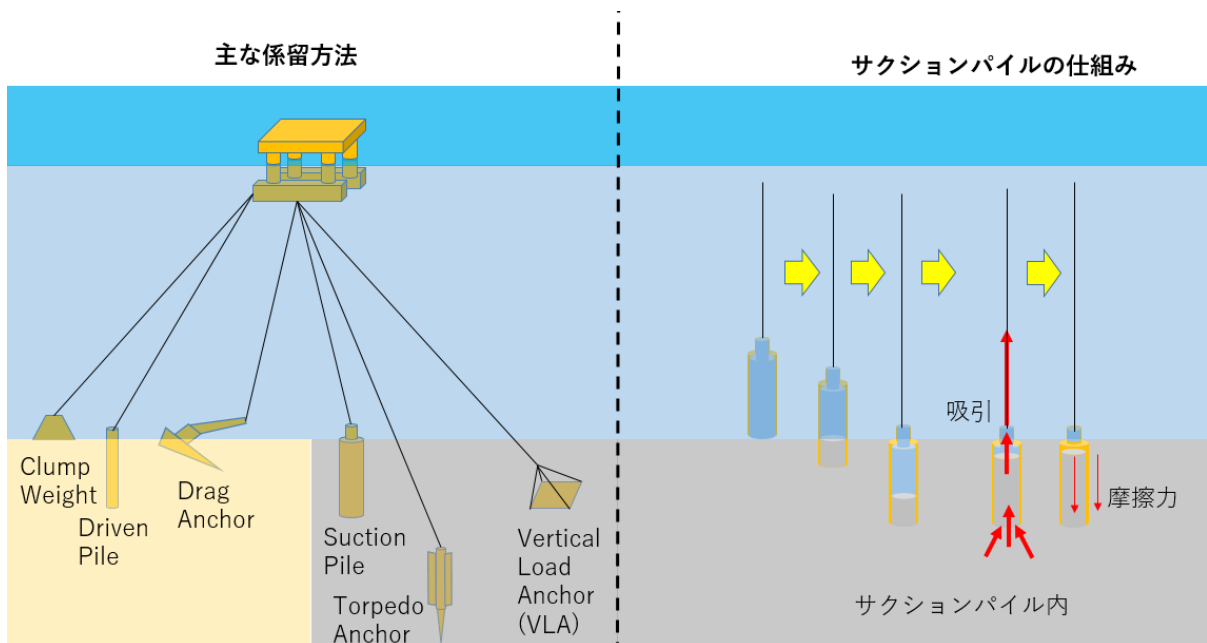


図 12 主な係留方法とサクシオンパイルの仕組み（JETRO 作成）

略した。一般的に固定プラットフォームは浅い水深の海域で使用されるのに対し、浮体式生産設備は水深 150m 以上の海域で使用され、TLP やスパー以外の浮体式の生産設備は稼働地域の石油・ガスの産出が終了した後は、新たな鉱区で稼働することができる。

2.1 浮体式石油・ガス生産貯蔵積出設備 (FPSO)

浮体式石油・ガス生産貯蔵積出設備は、炭化水素の生産・処理、貯蔵、積出に使用される浮体式設備である。甲板上に設置された生産・処理装置はトップサイドとも呼ばれ、坑井からライザー管を通じて上がってきた油層流体から、気体、原油、水、その他不純物を分離し、原油は甲板下の貯蔵タンクに、水は油分濃度を規定値以下にして海に放出するか、坑井に再注入する。ガスについては、パイプラインで陸上に輸送、船上ボイラーやガスエンジンで燃焼してエネルギーとして利用する、坑井に再注入する、又は開発中であるが液化して LNG として甲板下のタンクに貯蔵する方法など、坑井から上がってくる炭化水素ガスの成分、量によって異なる処理をする。また二酸化炭素や硫化水素については、近年これらだけをアミンやセラミック・メンブレンの技術を用いて分離し、坑井に再注入する方法が開発されている。FPSO に貯蔵された原油や液化ガスは、シャトルタンカー等にフローティングパイプなどを使って積み出され、海上輸送されるかパイプラインを通じて陸上に送られる。

2.2 テンション・レグ・プラットフォーム (TLP)

テンション・レグ・プラットフォームは、浮体式生産設備の一つである。この浮体設備は係留用のテンドン（腱の意味）と呼ばれる海底に恒久的に固定された部材によって

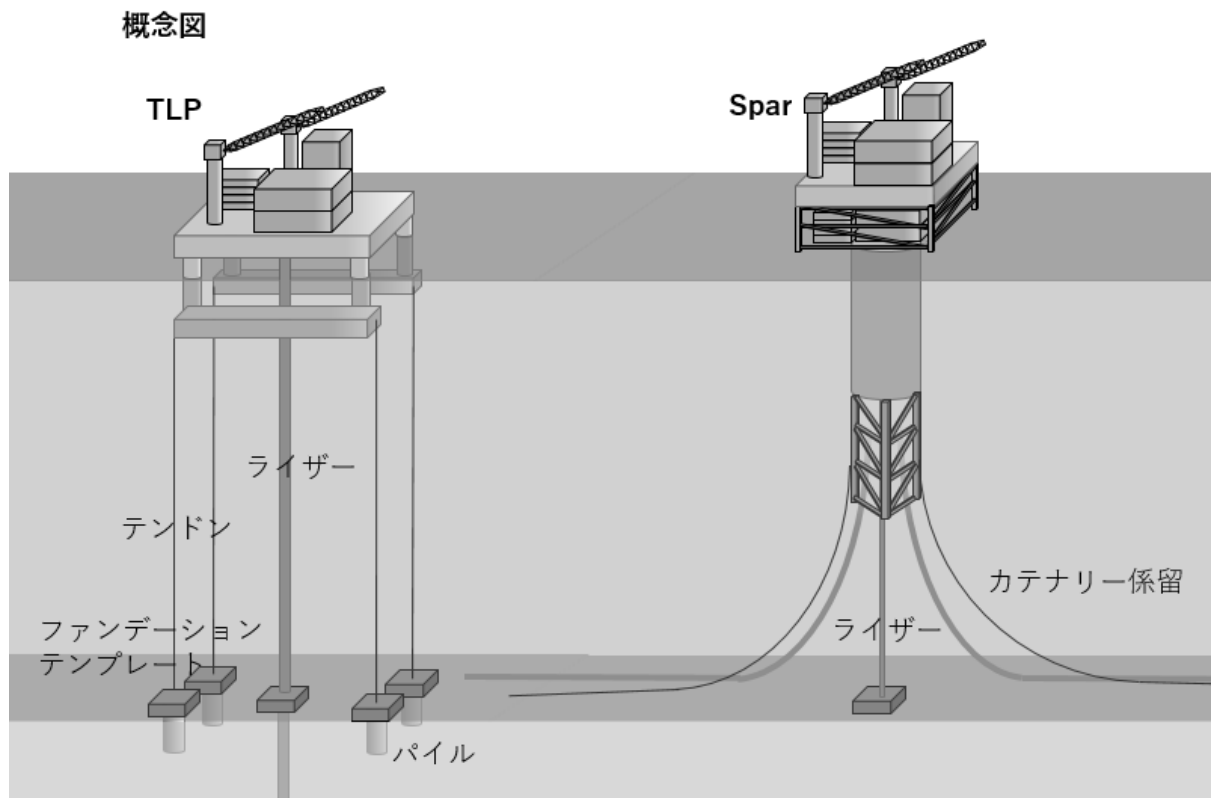


図 13 TLP と Spar の概念図 (JETRO 作成)

強制的に下向きに引っ張られており、自重と釣り合う喫水線よりも深く沈んだ状態で釣り合っている。テンションシステムは最初から張力がかかっている状態 (pre-tension) であるため、テンドンが緩む (slack) 状態や圧縮状態になることを避けるほか、水平方向の動揺を許容するが、上下方向の動揺、ピッチ、ロールの回転運動を許容しない。また、浮体設備の水線面が小さいためテンドンは浮体の形状等に応じて、鋼管 (steel tubulars)、鋼桿 (steel rod)、鋼棒 (steel bar)、ワイヤーロープ、非金属の複合材料等が用いられる。TLP は一般的にセミサブリグのようにポンツーンによって水中接続されている 4 本のコラムを有する。安定性があるため、TLP プラットフォームはメキシコ湾や北海などの過酷な気象状態になりやすい場所で使用される。一般的に TLP は貯蔵力がないため、積出に FPSO かパイプライン又は往復タンカーのいずれかが必要である。TLP は通常水深 300 メートルから 1,300 メートルまでの海域で運用され、生産だけでなく掘削も支援可能である。

2.3 スパー (円柱型) プラットフォーム

スパー (円柱型) プラットフォームは、甲板を支える垂直な円柱形の浮体式プラットフォームであり、名称は、元々は海洋学的なデータ収集のためのスパーブイ (円柱ブイ) に由来する。このプラットフォームは複数の係留方法により海底に恒久的に固定される。各係留ラインはサクシオンパイルによって海底に固定されている。スパー全体の高さは 230 メートルを超え、高さの 90% は水中にある。スパーはまた生産だけでなく掘削作業を支援できる。

3. ウェルヘッドシステム

ウェルヘッドシステムは坑井内のケーシングや管類ストリングの頂部としての機能を果たす。これらのシステムは坑口における圧力を制御し、坑井内へ延びるケーシング、チュービング、又はアニュラス (円環/チュービングの外側でケーシングの内側) への進入路を提供する。この圧力が制御された進入路は掘削作業及び仕上げ作業が最小の環境リスクで安全に行われることを可能とする。圧力制御機器の不具合によるリスクを削減するために、第一シール、第二シールなど複数のバリアが設けられる。ウェルヘッドシステムは生産の項に記述する。

4. 坑井循環システム

坑井循環システムは、掘削時に主に泥水からなる流体が移動するための循環経路である。以下図の経路のとおり、泥水ポンプで泥水タンク (泥水ピット) から流体を吸いこみ、それを泥水ポンプでスタンドパイプまで吸い上げ、掘削パイプに入れる。掘削パイプの底部では、泥水は掘削ビット

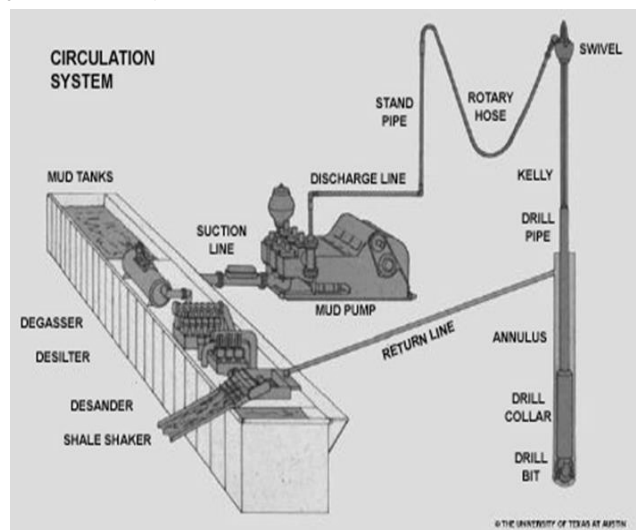


図 14 坑井循環システムの例^[8]

の噴出口から噴出され、アニュラス（環状の間隙）を通過してカッティングス（掘削屑）とともに地表の泥水処理システムで掘削屑、砂、シルト、ガスを除去の後泥水タンクに戻る。

4.1 掘削泥水

掘削泥水の目的は(1)坑底及び掘削ビット周辺の掘削屑除去及び地上への輸送、(2)掘削ビット、ドリルカラー、ドリルストリングの冷却及び潤滑作用、(3)泥水の重量による地層及び坑井内の圧力制御及びキック（地層から坑井内への噴出）防止、(4)坑井内側壁の崩壊を防止するため、強じんな不浸透性の泥壁を形成、(5)循環停止時に掘削屑の沈降防止などがある。泥水は圧力制御の観点からは比重が大きい方が良いが、大きすぎると掘削坑の側壁の地層を重みで崩壊してしまうため、適切な比重になるよう調整する必要がある。

この目的のため、泥水は大きく分類して水ベースか油ベースに分類される。前者が用いられるケースが多いが、水ベースの泥水だけでも、安価なベントナイト泥水（bentonite mud）、温度に対する安定性の良いリグノスルフォネート泥水（lignosulfonate mud）、泥岩層の安定化に優れた塩化カリウム泥水（K-mud）、セメント汚染に強いポリマー泥水（polymer mud）等、掘削する地層、掘進率（掘削速度）、その後の作業等を考慮して使い分ける。なお油ベースの泥水は高温や水に鋭敏な油層等に用いられる。

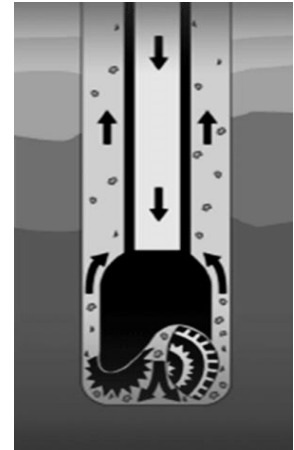


図 15 掘削ビットを離れる掘削泥水の流路^[9]

4.2 泥水ポンプ

泥水ポンプは、泥水ピットから掘採液体を循環するのに使用される高圧ポンプであり、容積式ポンプが一般的である。泥水ポンプの標準的な設計は、3重ポンプで、3個のピストン/プランジャーで構成される。またポンプの振動・流体打音・圧力変動を最小化するための安全バルブと振動減衰装置を装備している。泥水ポンプはAPI 7Kの規格に従って設計されている。



図 16 NOV 14-P 泥水ポンプ^[10]

4.3 スタンドパイプマニホールド

スタンドパイプマニホールドは、泥水ポンプの下流側に設置された一連のバルブユニットであり、掘削ライン又はドリル・ストリングへ流れを分流できる。スタンドパイプマニホールドと構成部分はAPI 6Aに則って設計されている。

4.4 スタンドパイプ

スタンドパイプはソリッドな垂直管で、掘削泥水を泥水ポンプからロータリーホース

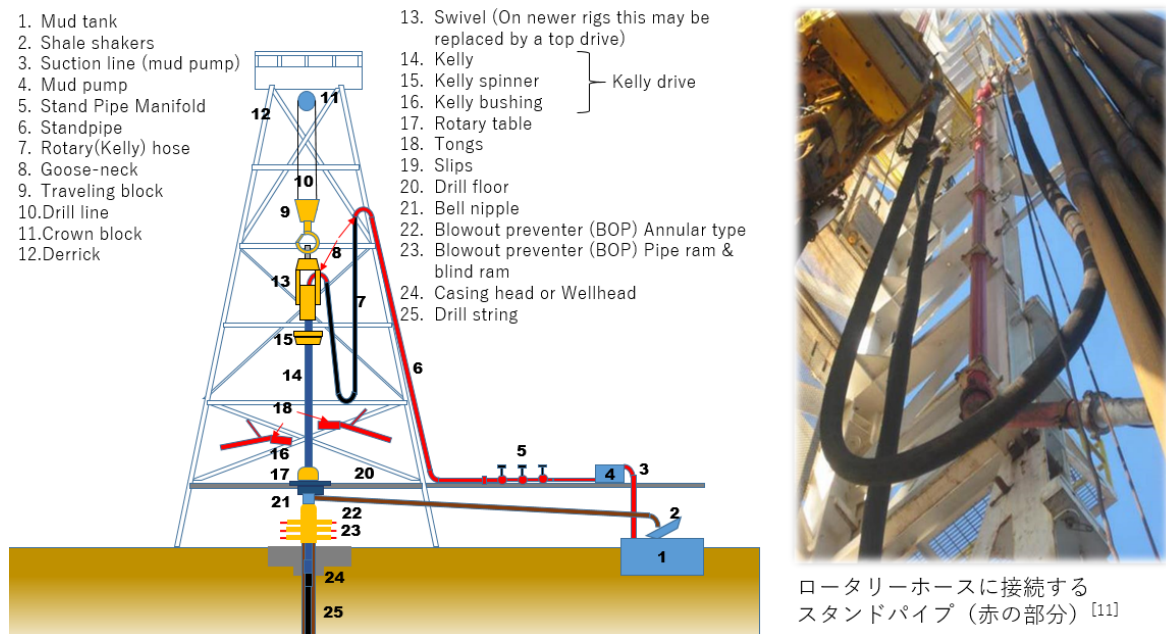


図 17 坑井循環システムの模式図 (簡略化のため陸上の模式図 JETRO 作成)

まで運ぶのに使われる。スタンドパイプは一般的にデリックの3分の1の高さまで延びる。

4.5 ロータリーホース

ロータリーホース (又はケリーホース) は大直径の柔軟ホースで、高圧の掘削流体 (泥水) をスタンドパイプからグースネック、ケリー、スイベル又はトップドライブへ導く。フレキシブルラインは掘削流体をドリル・ストリング内にポンプで注ぎ込む間、ケリーホースの引き上げ・降ろしを可能としている。ロータリーホースは API 7K 規格に従って設計されている。

4.6 ドリルストリング

図 15 及び図 16 に示すように、ドリルストリングはリグから吊るされた一連のパイプ類と先端の掘削ビットまでのストリング状（紐状）に伸びる構成を指し、ドリル・システム（ステムは植物の茎やガラスの脚のような細長いもの）と呼ぶこともある。厳密にはケリーの下側に接続された掘削パイプ以下を指すが、上部のケリーとスイベルまでを含んでドリルストリングと称す場合も見受けられる。

典型的なリグの構造ではケリーはリグ上でスイベルに接続されて吊るされており、正方形又は六角形の断面を持っている。ロータリーテーブル上に設置されたケリーブッシングで回転を与えられ、ケリー下部に接続されたドリルストリングに時計まわりに回転を伝え、先端の掘削ビットを回す。掘削が進むにつれ、ケリーはブッシングを滑って下方に降りていくが、断面形状により回転方向に滑ることは無い。

掘削が進みケリーが十分に下がったら、一度ドリルストリングを引き上げ、トングを用いてケリーとドリルストリングの接続を開放する。この際にストリングが坑内に滑り落ちないように図 18 の Slip を用いてロータリーテーブルに固定し、新たに掘削パイプをストリングに継ぎ足す。この際にケリーとストリングの接続を開放、再接続する際にネジ締めのために回転させるのがケリースピナーである。最近のリグでは図 17 のようにストリングを、ケリーを介さず直接トップドライブに吊るし、トップドライブで回転力を与えるタイプが主流になりつつある。

ドリルストリングの主な役割は：

1. ビットへの掘削のための回転エネルギーの伝達
2. ビットの掘削方向の制御
3. ビットへの荷重伝達
4. 泥水循環

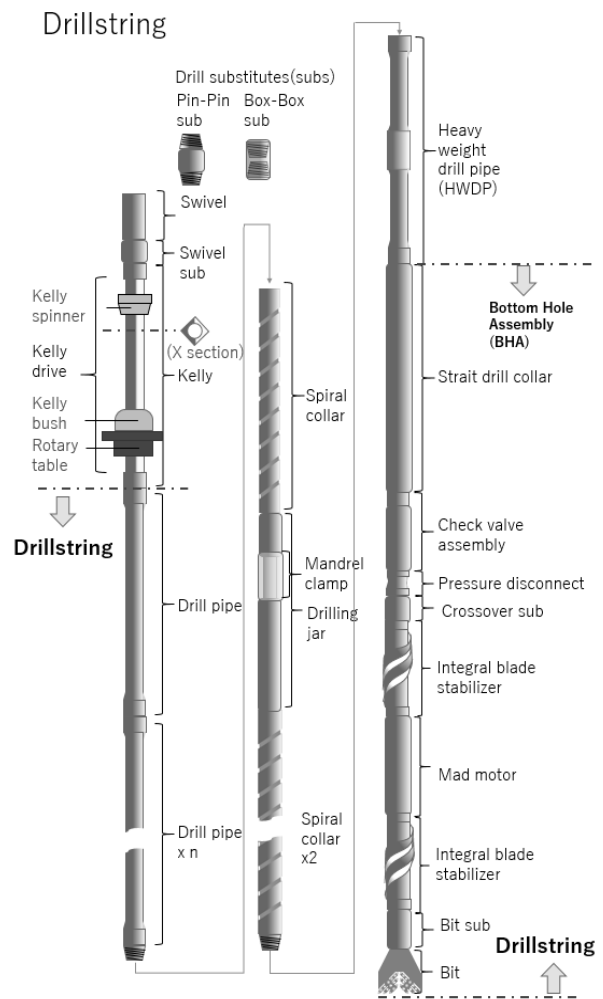


図 18 ドリルストリング (JETRO 作成)

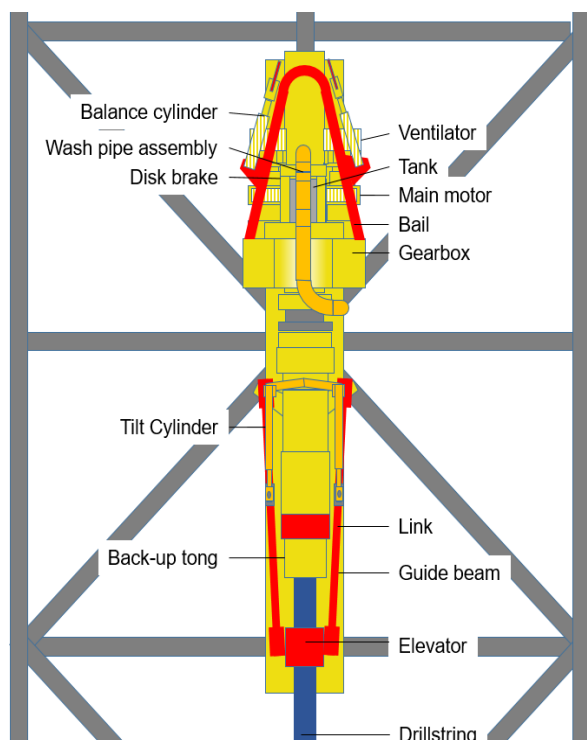


図 19 トップドライブ (JETRO 作成)

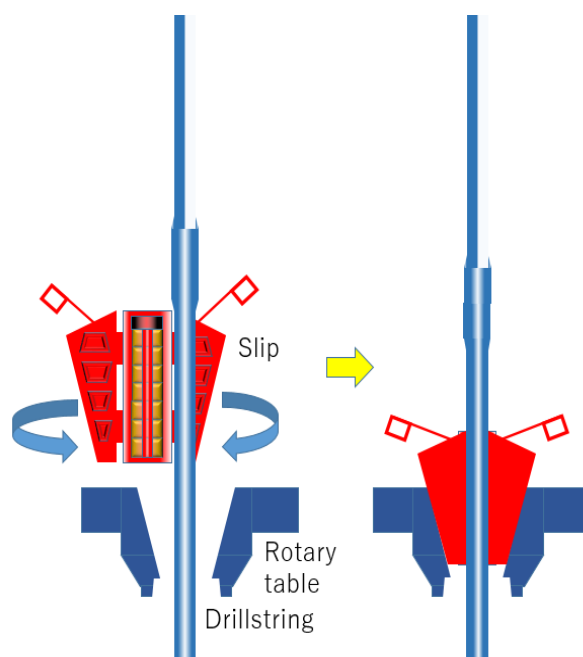


図 20 スリップ (JETRO 作成)

図 16 に図示したドリルストリングの主な構成は：

- 掘削パイプ： ツール接合部に適合するねじ込み接続部のある管状スチールパイプであり、リグを掘削ビットに連結する主要な構成部分。掘削泥水を管内を通し、回転モーメントを伝える。API 5DP に則って設計されている。
- ドリリングジャー： ドリルストリングに、ハンマー打ちのような衝撃を与える (jar とは動詞でガタガタと衝撃を与えること) 機構を有するパイプ。坑井側壁の泥壁と地層が崩れ落ちたりしてドリルストリング又はビットがスタックした際に、機械的又は油圧機構でスプリングに蓄えたエネルギーを開放し、パイプ内のマンドレル (芯棒) が急激に引っ込む際に、パイプ内のハンマー部分が anvil (鉄床) に打ち付けられる機構が動作して衝撃を発生させ、スタックを解消する。ハンマー機構は上向きと下向きにそれぞれ衝撃を発生するものがあり、両方を備えるドリリングジャーを別々に接続するか、別々のジャーを設置する。
- ヘビーウェイト・ドリルパイプ： ビットに荷重を与えるために接続される。掘削パイプよりも管体が厚く、ツールジョイントが長く、中間部にセンターウェアパッドが固定されている。掘削パイプよりも強度が大きく、曲げドリルカラーよりも径が太い部分が少なく抑留防止効果が大きい。
- ドリルカラー： ビットに荷重を与えるために接続される。形状的には全体的に円柱状のストレート・ドリル・カラー、泥壁に押し付けられる抑留を防止するため、側面にスパイラルを設けたスパイラルカラー等がある。特に測定器を用いて坑内の計測をするためには、非磁性体のドリルカラーが用いられる。
- スタビライザー： ドリルストリング下部のボトムホール・アセンブリー (BHA) と呼ばれる部分に挿入され、中央部に取付けられた放射状のブレードが坑井径と同じ径になっており、ボトムホール・アセンブリーを坑井の径の中心位置に保持し、ビット回転の軸を安定させる役割を持つ。

- 掘削ビット：ドリルストリングの先端にある切断ツールで、伝えられた回転モーメントで回転することによって岩石を切断する。掘削ビットからの噴出泥水がビット（刃）を冷却、潤滑化する作用、掘削屑を除去する作用をもたらす。
- サブ：substitute の略称サブは、通常ドリルストリングの構成部分は一ルジョイントと呼ばれる部分で結合される。



図 21 石油・天然ガス業界で一般的に使用されている型式の掘削ビット^[12]

これは上側の構成部分には下向きのスリーブ継手のピン、下側構成部分は上向きにスリーブ継手のボックス部が配置され、ここで結合する。しかしながら、上下がピン若しくはボックスとなった場合、又はスリーブ継手の径が異なる場合などに用いられる。また、衝撃を吸収する目的でサブが挿入されることもある。これらジョイント部分は API 5D に基づき設計されている。

5. 坑井制御システム

坑井制御は暴噴を防止するために取られる制御である。暴噴は坑井内の泥柱（坑井内の泥水を縦方向の柱に見立てた用語）圧力よりも地層の圧力の方が高くなり、地層流体が坑井内に流入し、坑口から噴き上げ、地表において制御不可能に至る状態をいう。

特に暴噴の前段階として起こるキック（地層流体の侵入）を防止することが重要であり、ここでは特にキックの制御（キックコントロール）を行うシステムについて解説する。

キックの発生は坑内泥水の圧力が低下することによっても発生するため、次のような場合の圧力低下には十分な配慮が行われている。例えば泥水の比重が小さすぎると坑井の下部では必要とする圧力よりも低くなる。また掘削を中断してドリルストリングを引き抜く（揚管ともいう）際に、その容積分だけ泥柱の高さが減り、圧力が低下する（図 20 の 1）。また、引き抜く速さが早すぎると急激にビットと孔底間の泥水圧力が

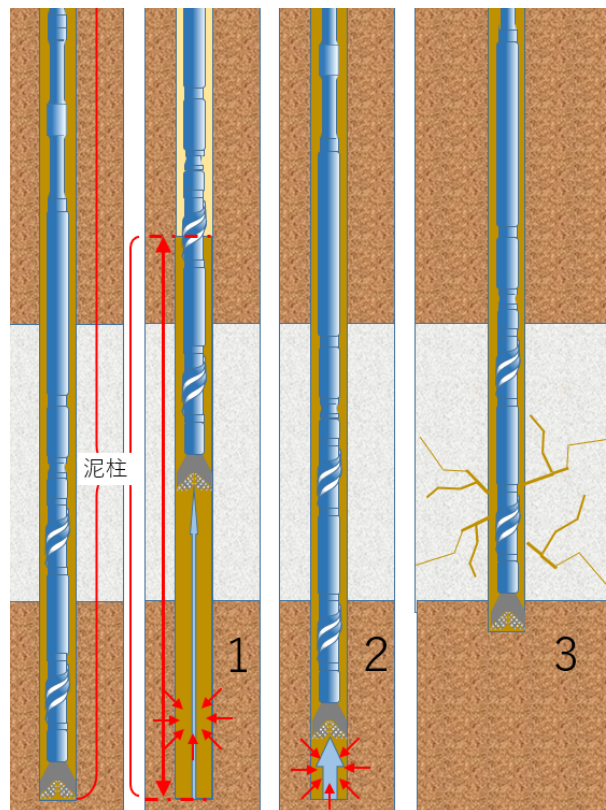


図 22 キック発生の要因（JETRO 作成）

また、引き抜く速さが早すぎると急激にビットと孔底間の泥水圧力が

減少するため（図 20 の 2）に起こる。この現象は孔底から石油の流出を促進するために人為的に行うスワビングと同じ原理である。そのほか、掘削の速度が速すぎて地層に亀裂が生じると、泥水が亀裂に侵入する逸泥（図 20 の 3）が生じ泥水圧力が低下する。

この他にもキックの原因となる泥中と地層圧力のアンバランスは様々な形で引き起こされるため、キックは早めの検知が必要とされている。例えば泥水循環量の増加、泥水戻り量の増加、掘進率（掘削速度）の急激な増加、ビット荷重の減少などがその予兆とされている。キックを早期に検知することは現在でも容易ではなく、重要な開発テーマの一つとなっている。

キックを検知した場合は、BOP スタックから分岐したチョークラインに泥水を誘導し、チョークマニホールドで流量を制御しつつマッド・ガス・セパレーターでガスを分離する。分離したガスはセパレーターからフレア点火装置に誘導して燃焼させて処理する（図 21 の黄色矢印）。なお、オフショアのフレア・タワーの点火装置が故障した場合の再点火のため、マグネシウム製のフレア弾をハンドガンで発射して再点火する方法が取られる場合があるが、銃の使用許可を持たずに実施されたとして問題になった事例（2017 年 12 月 北海 Elgin platform）もある。

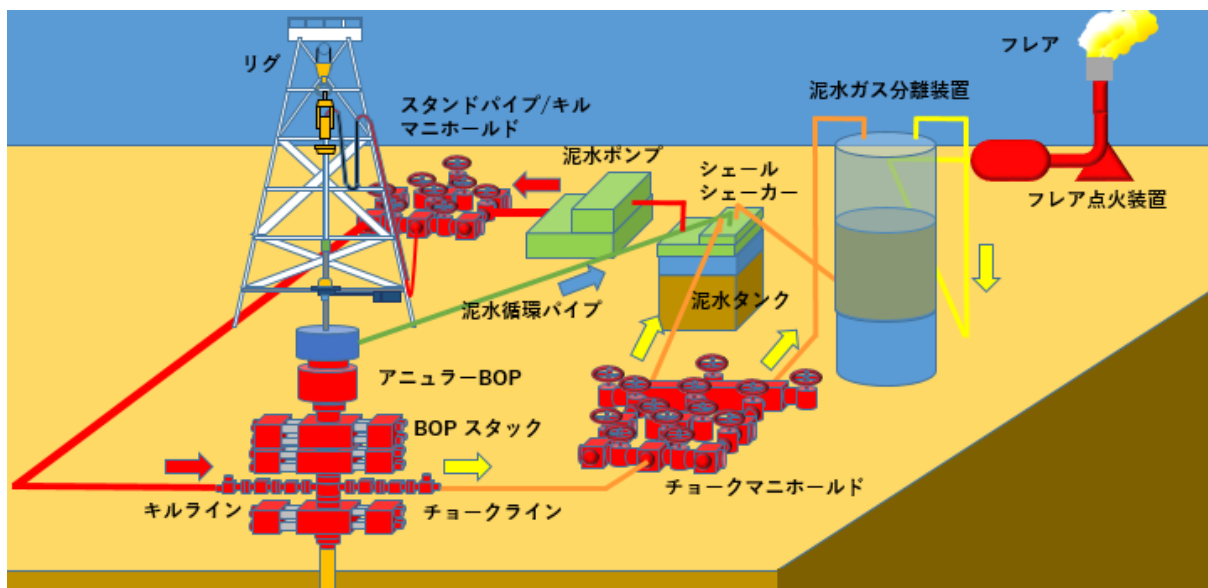


図 23 坑井制御システム（JETRO 作成）

チョークラインの使用と同時に、坑井はアニュラー（環状）BOP を閉め坑内を密封する。この際ケーリーの下端はロータリーブッシュよりも上方に位置するよう持ち上げておく方が良いとされている。

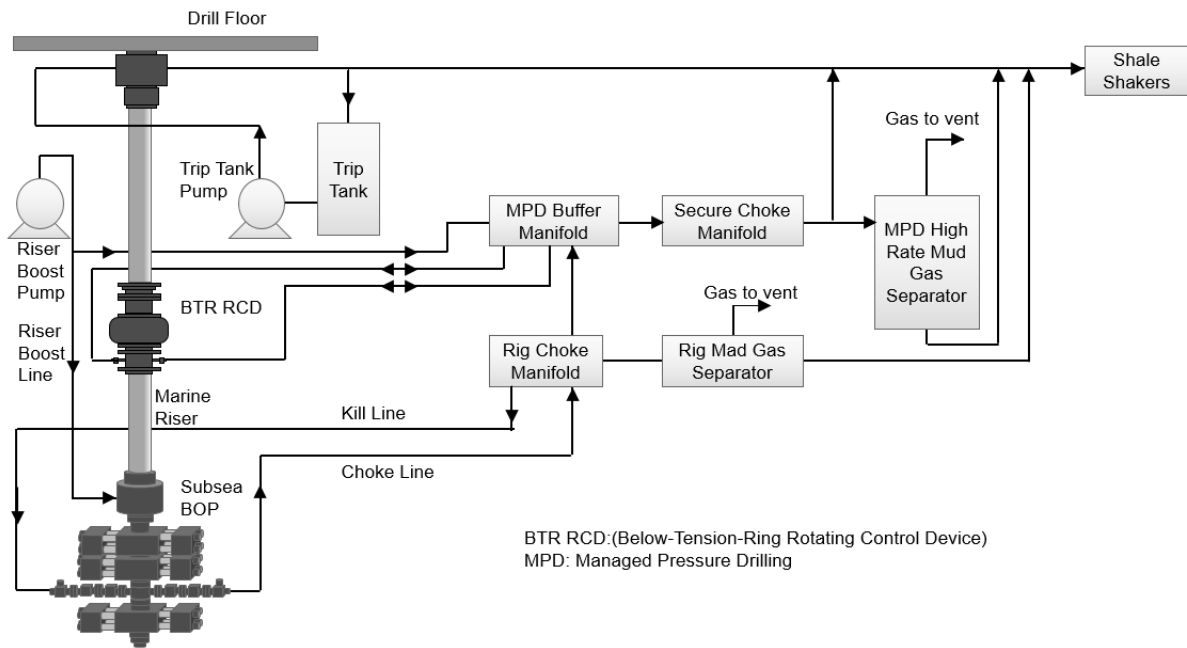


図 24 サブシーBOPを用いる場合の坑井制御システム (JETRO 作成)

地層流体の坑井内への流出を封じ込めるため、坑井内のアニュラー（ケーシングとドリルストリングの間の環状部分、泥水が上がってくる導管部分）内を比重の大きい泥水で満たす。このため、ドリルストリングの泥水供給側から比重の大きい泥水の供給を始める。コイルチュービング作業の最中やドリルストリングを抜いた状態でキックが発生した場合は、ドリルストリングからの泥水供給ができないため、キルラインから坑井に比重の大きい泥水を供給して坑井を完全に封鎖(Shut in)する。

サブシーBOP を設置した坑井においては、キック事態に備えチョークライン、キルライン、泥水ブーストラインを装備している。キックの規模が大きく、コントロールが不可能でデッキ上に到達するような状態になると、もはやマッド・ガス・セパレーターでは対応できず、ダイバーターシステムを介して風下側の船外に放出する措置が取られる（詳細は Recommended Practice for Diverter Systems Equipment and Operations/ API RECOMMENDED PRACTICE 64 (RP 64)）。このような状況ではガスに引火することが最も危険であるため、放水銃 (Fire monitor) を備えた消防船や支援船から放出箇所周辺への放水が実施される。

5.1 暴噴防止装置 (BOP) スタック

BOP スタックは各 BOP を縦に配列した一式からなる抗井制御機器で、ウエルヘッド又はウエルヘッド構成部の最上部に接続される防止装置、スプール、バルブ、ニップル (ねじ付きの短管) および関連する構造上のスタック枠組を含む。自己昇降式掘削装置は洋上 BOP スタックを使用するが、セミサブや掘削船はサブシー・スタックやマリン・ドリリング・ライザーシステムを使用する。

5.1.1 洋上 BOP スタック

自己昇降式掘削装置は洋上 BOP スタックを使用する。この BOP スタックは洋上のウエルヘッド頂部に位置し、図 24 のようにライザーを保持するプラットフォーム上に配置される。洋上 BOP スタックはチョークライン、キルラインにそれぞれ手動バルブ一個と油圧バルブ一個を備えており、一般的にサブシー BOP スタック



図 26 ジャッキアップリグ上の BOP スタック配置^[13]

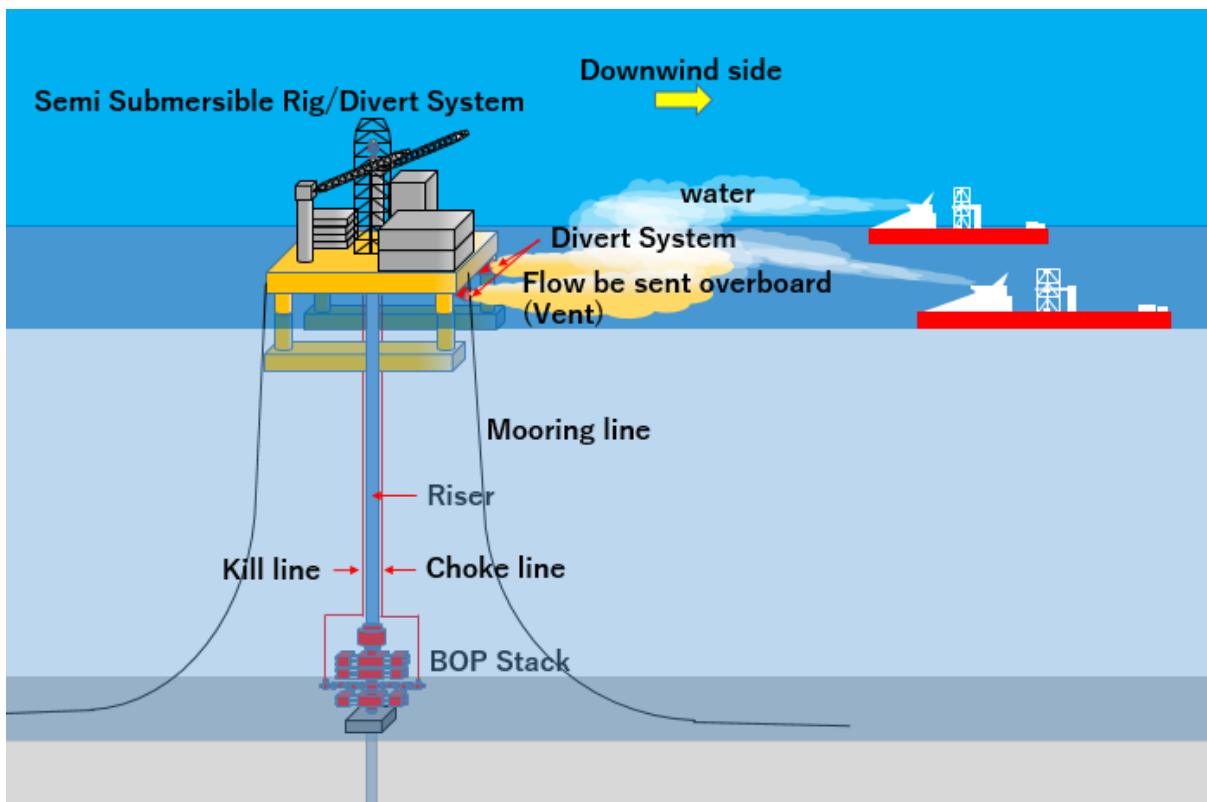


図 25 ダイバーとシステムによる地層流体を含む泥水の船外放出 (JETRO 作成)

より BOP の数が少ない。ラム式 BOP のキャビティー（空洞）とアニュラーの数は最大想定圧力をベースに API 基準 53 により決定される。

5.1.2 サブシーBOP スタック

サブシーBOP スタックは2つの主要部、下方スタック及びLMRP（Lower Marine Riser Package）から構成されている。ラム式BOPのキャビティー（空洞）数とアニュラー数は、最大想定圧力をベースに API 基準 53 により決定される。

- 下方スタック： ラム式 BOP、チョークアンドキルバルブ、LMRP アダプター、抗口コネクターから構成されている。ラム式 BOP のキャビティー（cavity:空洞）数は最大想定圧力をベースに API 基準 53 により決定され、最低2つのパイプラムと2つのシアーラムで構成される。
- 下方マリン・ライザー・パッケージ（LMRP：Lower Marine Riser Package）： LMRP は、BOP スタック構成の一部であり、LMRP コネクター、1つ以上のアニュラー BOP、ライザーアダプター、MUX（Multiplex：多重装置）制御ポッドより構成される。非常時の遮断シーケンスでは、LMRP は BOP から切り離され、リグや船上要員が損傷するのを防止する。

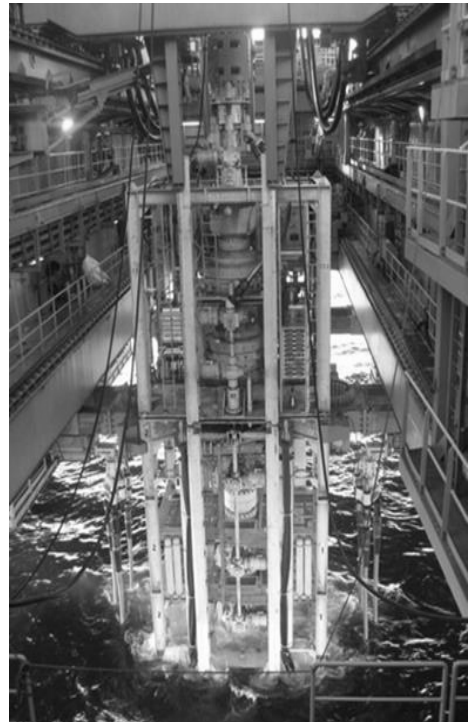


図 27 セミサブ Maersk Discoverer のムーンプール（開口部）から降下中の海中 LMRP 及び BOP スタック^[14]

5.1.3 ラム式暴墜防止装置（BOP）

ラム式 BOP は、ウエルヘッド又は坑口構成部に設置され、掘削・仕上げ・テストの作業中に掘削孔内の流体をケーシング及びアニュラー（環状）スペース内に封じ込める。掘削パイプの周囲を閉鎖又はパイプを剪断し坑井を密閉するため、複数の形式のラムを収めることができるキャビティー（空洞部）を有している。ラム式 BOP とラムは API 16A に則って設計される。



図 28 Cameron 社製 2 段 ラム式 BOP^[15]

- パイプラム：パイプラムは、パイプと暴墜防止装置または抗口装置の間のアニュラー（環状）スペースを閉鎖する。掘削パイプ、ドリルカラー、ケーシングが挿

入された状態で、パッキンを備えた凹型部分の密閉構成部をラム（突き合わせ部分）に有しており、凹部分がパイプ等に密着して密閉する。口径が可変ではないので、凹部分の径が異なると密閉はできないので、挿入されるパイプの外径に応じたラムを備える必要がある。

- 可変口径ラム (Variable Bore Ram : 可変口径ラム) : 挿入された管の口径に依らず、密閉が可能。
- ブラインド・シアーラム: 挿入された管類を剪断して坑井を密閉する。試掘孔内に管類が挿入されていない場合は、ブラインド・ラムの役目をする。

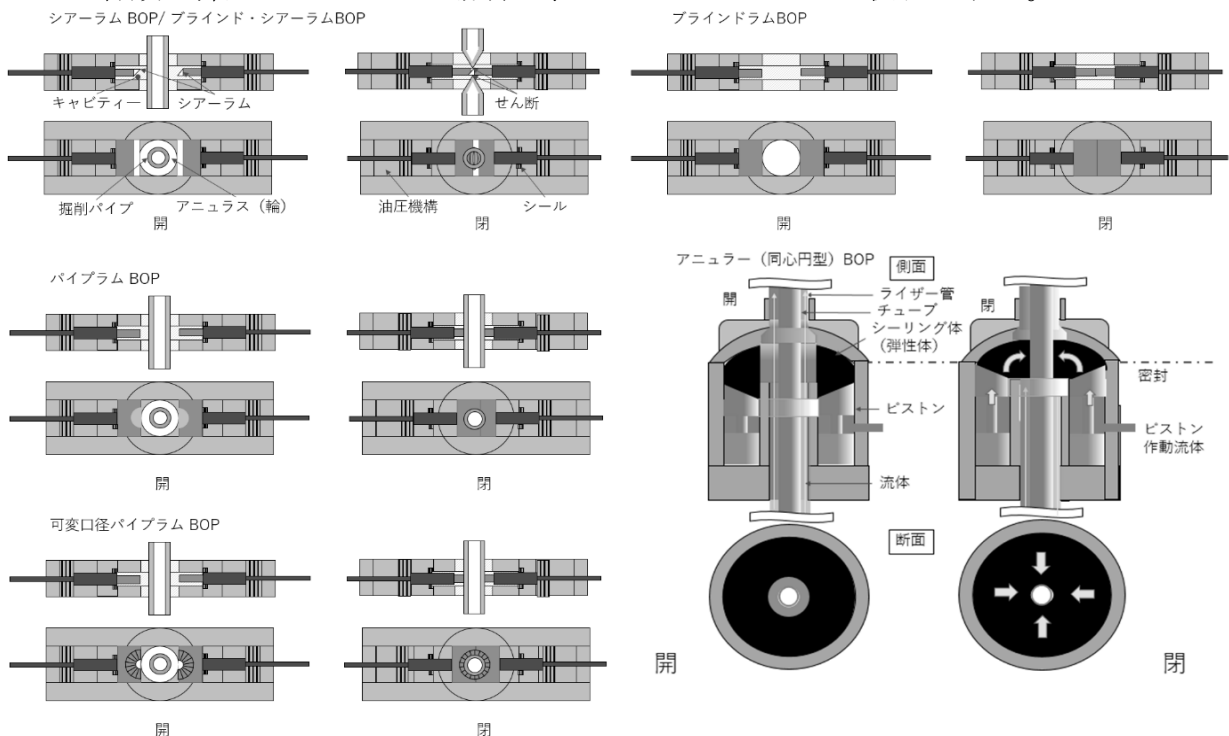


図 29 BOP の側面及び断面 (JETRO 作成)

- ケーシング・シアーラム: ケーシング、ツールジョイント (連結用鋼管)、その他のツール (鋼管) 等の掘削鋼管よりも硬い若しくは切断が困難な管類を切断するため、ブラインド・シアーラムより硬い刃及び強い強度を備えた本体からなる。管類を切断或いは剪断できるが、密閉はしない。

5.1.4 アニュラー BOP

アニュラー (環状) BOP は、管類の外側の環状部分のスペースを密閉するもので、管類に密着する弾性体部分 (図 27 の黒部分) を備える。弾性体の部分は通常はアニュラーを流体が流れることができるよう開放状態にあるが、閉鎖時には油圧等によって変形しつつアニュラーを塞ぎ管に密着して封鎖する。



図 30 Cameron 社製 Annular BOP 一部切断図^[16]

通常サブシーBOP スタックは2段のアニュラーBOP を備えており。アニュラーBOP 閉鎖後、BOP に残った掘削パイプは密閉を保ちながら、回転しつつ閉鎖された部分を通して取り除かれる。弾性体は変形しやすいため、密閉形状を維持するための高い作動油圧が必要とされる。アニュラーBOP 設計基準も API 16A である。

5.1.5 坑口コネクター

坑口コネクターは、下部 BOP スタックの最も底部の構成部である。坑口コネクターは、坑口の上で噛合部分を結合形状部に動かすカムリングを油圧で作動させることにより、坑口での漏洩を防止する。坑口コネクター設計基準も API 16A である。

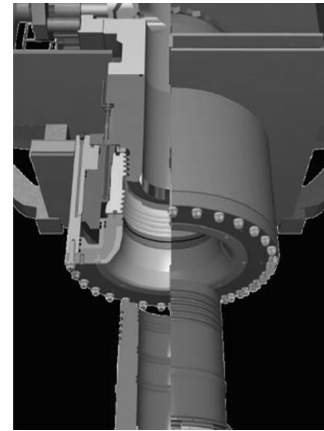


図 31 坑口に取り付けられた坑口コネクターの模型^[17]

5.1.6 Lower Marine Riser Package (LMRP) コネクター

LMRP コネクターは、LMRP をラッチング機構及び油圧によって、BOP スタック上部のコネクターマンドレルと固定するもの（図 30 参照）。LMRP を緊急離脱させる際のシーケンスでは、自動的に BOP で掘削パイプ及びケーシングが剪断される間に、LMRP コネクターは BOP スタックから切り離される。LMRP コネクターは API 16A に則って設計される。

5.2 マリン・ドリリング・ライザーシステム

マリン・ドリリング・ライザーシステムは、掘削時にサブシーBOP スタックから掘削船又はセミ・サブマージブル・リグ等の浮体式掘削リグまでを構成する本節の各部からなる。特に主要部のライザー管は、内部を掘削パイプが貫き、同パイプ内を掘削部まで下りた泥水が、ライザー管と掘削パイプの間（アニュラー部）を通してリグまで戻る泥水循環のためのリターンラインを提供する。

また、泥水のチョーク制御ライン（地層から流出する液体・ガスが増加し、坑井内の圧力が高まった時に泥水マニホールドに泥水を導き、泥水流をチョークしながら制御を行うライン）又はキル制御ライン（坑井内の圧力と均衡するよう、比重が大きい泥水を坑井内に高圧力で注入するライン）、泥水を補助的に注入するためのブースターラインを備える。

その他、デュアル・グラディエント掘削（比重の異なる泥水で坑井内の圧力を調整する掘削方法。坑井内の泥水圧を地層破壊圧より低く、かつ地層からの噴出を抑えるために孔隙圧より高く保つため、BOP 上部に取り付けた

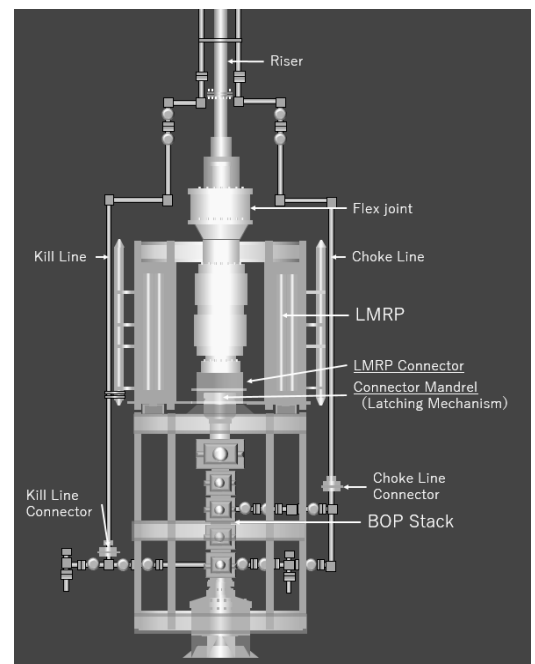


図 32 BOP スタックと LMRP (JETRO 作成)

Rotating Diverter からリターンラインの泥水を別ラインに導き、ライザーのアニユラー内を海水で満たすことで、坑井内の泥水圧プロファイルを通常とは異なるものにすることを実現する。) に対応した装備や、ハイドレートの生成抑制のためのグリコーゲンを注入する装備等も有する。

ライザーは浮体構造物の接続部付近に、テレスコーピック・ジョイントと呼ばれる嵌め込み式の伸縮ジョイントを有しており、浮体構造物の縦方向の動揺とライザーの位置の差を補正する役割を持つ。またライザーシステムの曲げ応力に対して、ライザーは曲げ角に対応できるフレックスジョイントをライザーの両端、すなわちライザー上部の浮体構造物付近及びライザー下部 LMRT 上部に備えている。マリン掘削ライザーと関連構成部は API 16F に則って設計されている。ライザーシステムを構成する主要部は以下の通り。

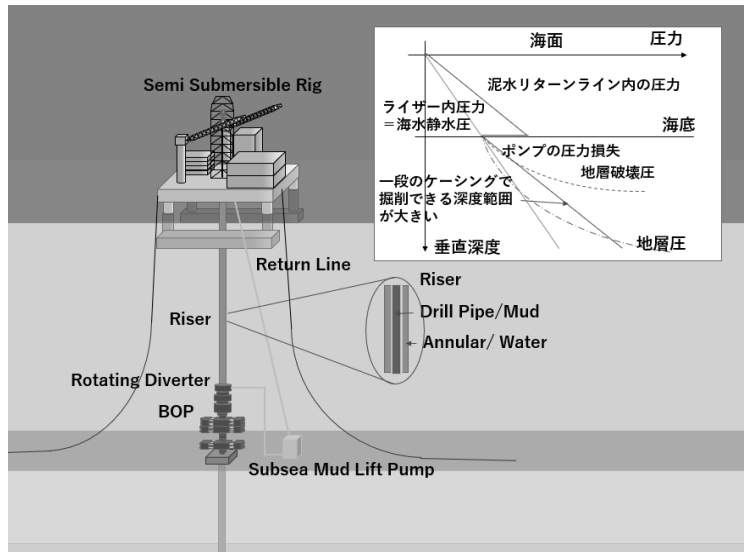


図 33 デュアル・グラディエント掘削概念図 (JETRO 作成)

5.2.1 ライザージョイント

ライザージョイントは、ライザーパイプの 1 セクションを構成するもので、両端にライザーパイプ同士を接合するためのボックス型とピン型の接続部をそれぞれ有している。図のライザージョイントはチョーク/キル/補助ラインも内蔵しており、浮力のあるモジュールでライザートップの引っ張り力を軽減している。



図 34 浮体モジュールが装着されたライザージョイント^[18]

5.2.2 テレスコーピック・ジョイント

ライザージョイントは内側バレルと外側バレルからなり、内外のバレル間に密閉メカニズムを備えている。テレスコーピック・ジョイントの内側と外側のバレルは互いに相対的に動き、海象環境による浮体構造物の動きに伴うライザーリングの長さの変化を補正する役割を担う。テレスコーピック・ジョイントは上下動揺を吸収するために、チョーク・キル・マニホールドに延びるドレープホースを持つグースネックを備えている。

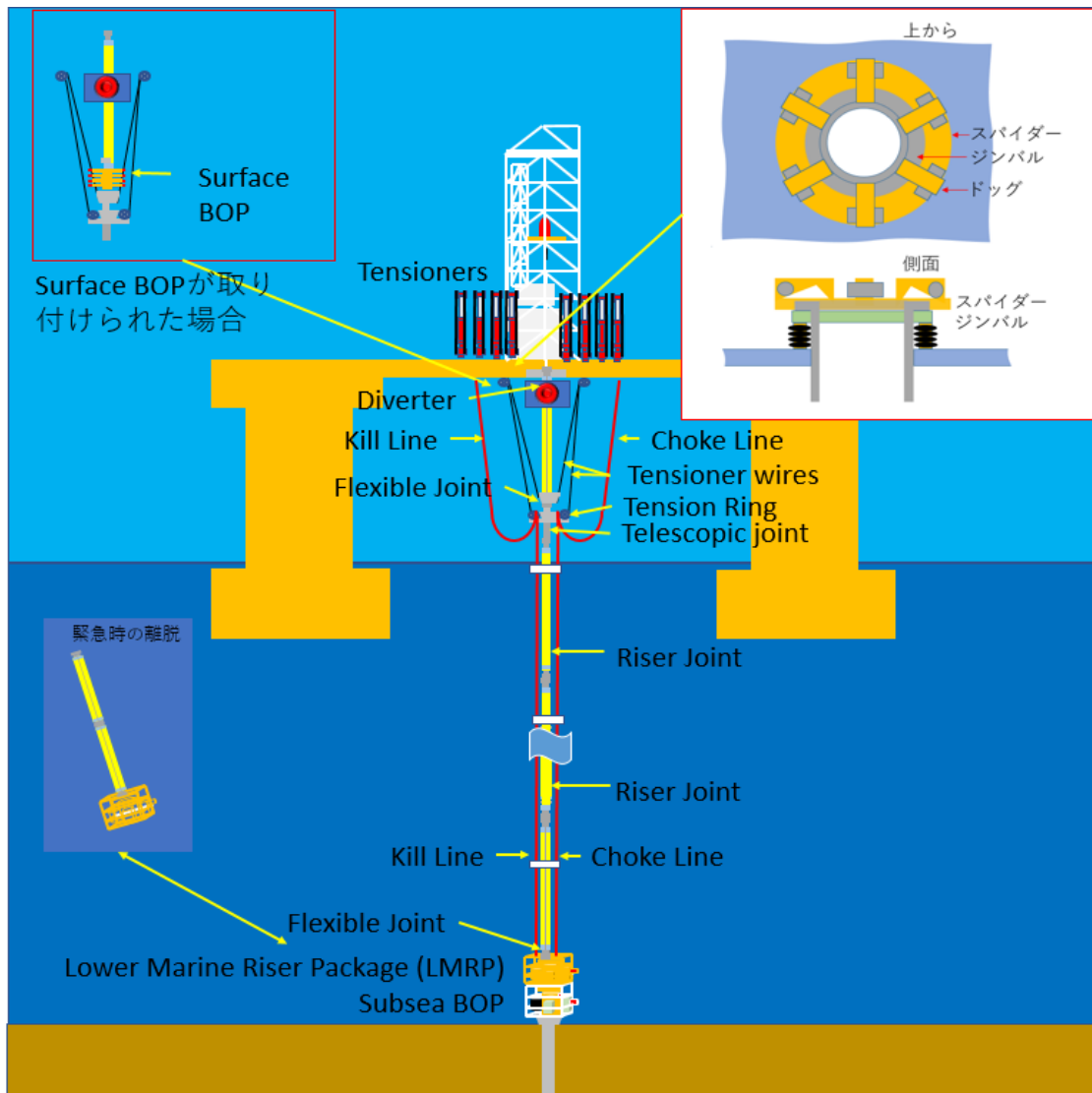


図 35 マリンライザーシステムの概要 (JETRO 作成)

5.2.3 フレックスジョイント

スチールとエラストマーにより構成され、LMRT 上部及びテレスコーピックライザージョイント (スリップジョイント) の頂上部に設置される。ライザーの内径と同等もしくはそれより大きい中央貫通路を持っており、浮体構造物の動揺や環境からの力に起因する局所的な曲げ応力を軽減するためにライザースtringの相対的角運動を可能とするように置かれている。上部のフレックスジョイントはダイバーターシステム (キック発生時等にチョークマニホールドで制御できない地層流体 (ガス等) と泥水を浮体構造物の舷側から排出させる装置) とテレスコーピック・ジョイントの間に設置される。

5.2.4 ライザー・テンショニング・システム

ライザー・テンショニング・システムの主要機能は、浮体構造物が上下方向に動揺する間にライザースtringの頂上部で一定の引っ張り力を維持することである。加えて、

LMRP がライザーの緊急離脱時に、BOP の下部スタックから離脱したライザーを迅速かつ確実に吊り上げられよう過大引張り力を提供する。

5.2.4.1 ライザーテンショナーリング

ライザーテンショナーリングは、テレスコーピック・ジョイントの頂部に設置されるか、もしくはジョイントと一体化されており、ライザー・テンショニング・システムとライザーを連結する。これにより、ライザーの安定性を確保するための一定の張力がワイヤーロープを通じてライザーに与えられる。

5.2.4.2 ライザーテンショナー

ライザー・テンショナーは、ライザーの座屈を防止するために、ライザーに常時張力を与え、ライザーを吊る役割を担う。テンショナーリングに連結したワイヤーロープ（鋼索）は、シーブ（綱車）と油圧シリンダーに取り付けられ、その制御により常に張力をライザーに与える。

5.3 チョーク・キル・システム

キック（地層流体の抗井内への侵入）を制御するために使用される。キックが生じた場合、泥水、掘削屑及び地層から噴出したガス等からなる地層流体は、掘削孔を出てBOPの出口弁から分岐したチョークラインを通じ、チョークマニホールドに循環され、噴出する流体の流量をチョーク弁で絞る。その後、キルラインから高压で重泥水を送り込み、地層圧力と泥水圧力を均衡させてキックを抑え込む。チョーク・キル・システムは、API 16C に則って設計される。



図 36 Aker Kvaerner の 海洋ライザー・テンショナー^[19]

- チョーク/キル ラインバルブ (BOP 出口弁) : BOP をチョーク/キルラインに連結するバルブ。サブシーアキュムレーター (蓄圧器) のバックアップ、バネによる閉鎖又はその他のフェールクロズメカニズムにより、冗長性を持ったフェールクロズの設計が施されている。

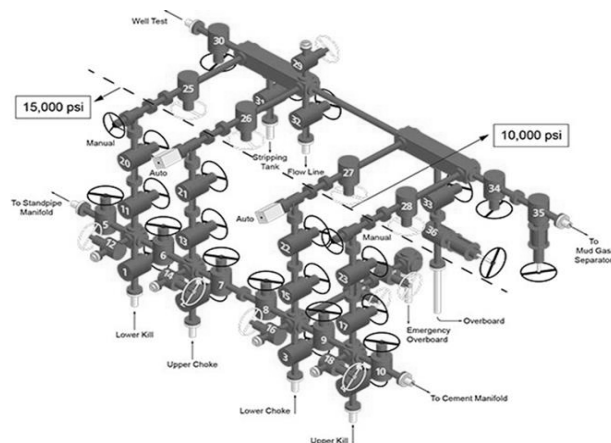


図 37 一般的なチョークアンドキルマニホールドの配置^[20]

- チョーク/キル・マニホールド：バルブ、チョーク、ゲージ、配管部から構成されており、キック（地層流体の抗井内への侵入）中の圧力を制御するため BOP が閉鎖された際に、掘削流体を循環させる。
- 泥水 - ガス分離装置 (MGS) (プアーボーイガス抜き装置)：リターンラインの掘削流体からフリーガスを除去する装置であり、通常は抗井外へ地層からの侵入ガスを循環させる場合に使用される。MGS から除去されたガスは、フレアーライン（焼棄ガスパイプ）で焼却される。無ガス化された泥水は泥水ピットに戻って再度循環される。泥水ガス分離装置は、一般的に ASME の第 VIII 項に則って設計される。

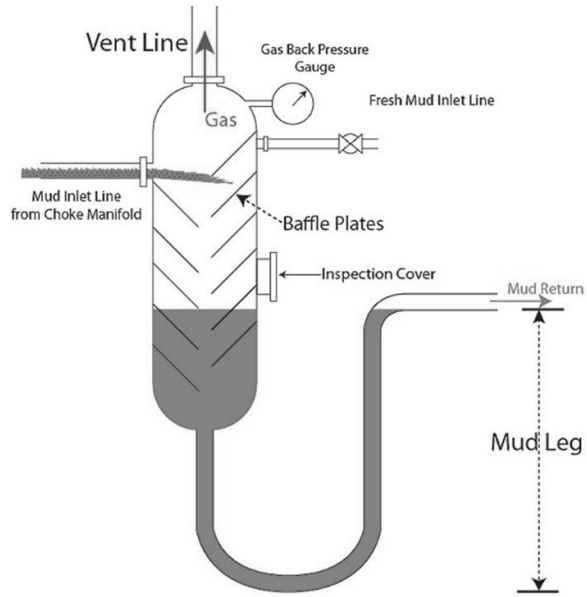


図 38 泥水ガス分離装置^[21]

5.4 ダイバーターシステム

ダイバーターシステムは、アニュラー密閉装置、流体制御装置、ベントシステムコンポーネント（ダイバーター排気ライン：ガス及び掘削流体を大気に放出する導管）、制御システム（ポンプ、アキュムレーター（蓄圧容器）ボトル、マニホールド、制御パネル、バルブ、ライン等、ダイバーターシステムの操作に用いる）から構成されており、抗井流体の上昇流路を閉鎖し、大気中へのベントの開口部を提供する。

ダイバーターシステムは、2つの排気ラインを備えており、ダイバーターシステムが使用される場合、風向きによって、風下方向の船外にベントの開口部が向けられる。通常はマリン・ドリリング・ライザーに装着され、リグフロアーの下側に位置する。ダイバーターは、地層崩壊又は循環喪失が憂慮

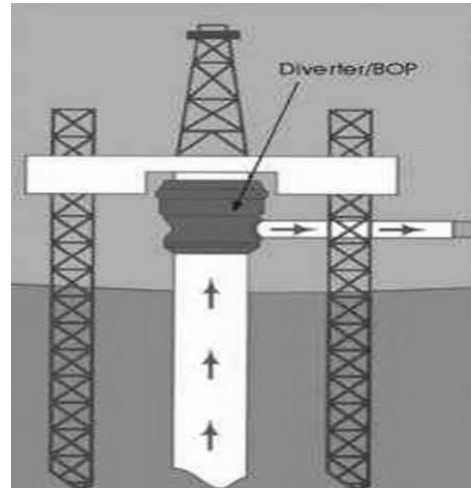


図 39 ジャッキアップ上のダイバーターの位置と船外へ向かう経路（第2船外排気ラインは図示せず）^[22]

されるため、坑井封じ込みが不能な場合にのみ使用される装置である。ダイバーターシステムおよび関連機器は、API 64 に則って設計される。

5.5 二次的坑井制御システム

BOP スタックを制御するメインシステムは MUX（マルチプレクサ、多重装置）制御システムである。サブシーで非常事態が発生した際、仮にリグ上で MUX 制御システムが機能しない場合でも、二次的坑井制御システムが、リグから BOP 及びサブシー機器を坑井から遮断せずに機能させることができる。このシステムには、音響制御装置や ROV インターフェースが含まれる。

5.5.1 音響制御システム

音響シグナルの送信は、パイプラム、シアーラム、LMRP を含むマリン・ドリリング・ライザー・コネクター等、重要な BOP スタック機能のための非常時バックアップ手段として使用可能である。音響制御システムは、地上電子機器パッケージ、音響ポッドトランスポンダー（洋上から音響シグナルを受信し海中 BOP 制御システムにコマンドシグナルを与える装置）、海中電子機器パッケージ、海中電動油圧パッケージを含む。

5.5.2 ROV インターフェース

BOP には ROV インターフェースのための操作パネルがあり、ROV による BOP の作動行わせることができる。

- 遠隔操作型無人探査機/ Remotely Operated Underwater Vehicle (ROV)：オフショアの海中で使用される無人潜航艇。ROV は、水深 10,000 フィートを超える海域で機能するカメラ及び多様なツールを備えている。

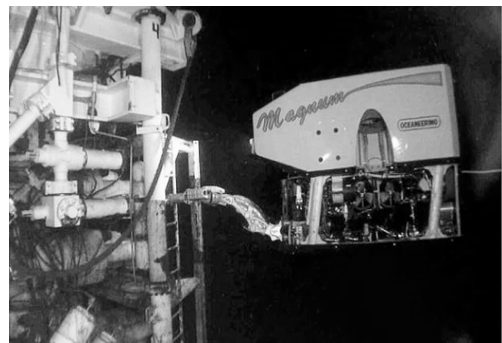


図 40 サブシーBOP スタックを操作中の ROV^[23]

5.6 非常時坑井制御システム

メインの坑井制御システム及び二次的坑井制御システムが坑井を封じ込むことができない事態では、非常時坑井制御システムが自動又は手動で坑井を封じ込むべく作動する。この場合ドリル・ストリングはシアーラムによって剪断されることになる。

5.6.1 デッドマンシステム

デッドマンシステムは、サブシーの制御ポッドにおいて油圧供給及び制御信号が同時に欠如した場合に自動的に作動し、BOP のシアーラムを用いて掘削パイプを切断し、掘削孔を閉鎖する。

5.6.2 オートシアー（自動剪断）

自動剪断システムは、LMRP が離脱した際に掘削孔を自動的に封じ込めるため、BOP のシアーラムを用いて掘削パイプを切断し、掘削孔を閉鎖する。

5.6.3 緊急時離脱シーケンス (EDS)

リグが船位保持 (DP) 能力を失った際に、EDS は BOP のシアーラムを閉鎖することで掘削孔の安全を確保する。DP 能力を喪失するのは、ドリフトオフ (推進力不足による漂流)、ドライブオフ (推進力過剰による押し流し) 又は予期せぬ暴風雨の場合である。

ドリフトオフの原因は、一般的に電力損失、エンジンの不具合、又は人的エラーにある。ドライブオフの原因は、DP システムの不具合である。また気象予報よりも規模が大きい暴風雨、又は予期せぬ暴風雨に浮体構造物が曝された場合にも DP 能力喪失が生じる。

このような場合に EDS を作動させるが、まずは海中アキュムレーター (圧縮窒素で作動流体を押し出す容器) により LMRP コネクターの離脱機能を動作させ、BOP シアーラムが掘削パイプを切断して抗井を密閉した後に、下部の BOP スタックから離脱する。

5.6.4 ライザー・アンチ・リコイルシステム

LMRP が緊急時に BOP スタックから離脱する際に、LMRP コネクターがラッチから外れた瞬間、テンショナーの作用もありライザーストリングが上方に跳ね上がる危険性がある。この跳ね上がりはリグとリグ船上要員に甚大な損害・損傷を引き起こす場合がある。ライザー・アンチ・リコイルシステムは、LMRP 離脱時の意図しないライザーストリングの跳ね上がりの加速度を減少させるよう作用する。

6. 泥水調整/処理システム

泥水処理の第一の機能は、泥水が抗井へと降下して行く前に不要な固形物を除去し、できる限り掘削泥水を良好な流体として保つことである。特に泥水ピット内に貯蔵するまでに適正な特性を有するように調整する。

坑井内から上がってきた流体は、泥水ガス分離装置でガスを分離、又はリターンラインから、粘着性のある粘土を除去するガムボ・シェーカー、続いて大きい掘削屑を除去するシェールシェーカーを通過し、更に砂分離装置及びシルト離装置を通して微細な粒子を除去してから、真空ガス除去装置でガスを除去する。この後、泥水を必要な状態に戻すための添加物を入れる混合ピットに送られる。泥水調整システムは、砂分離装置、シルト分離装置、泥水ピット、トリップタンク、遠心分離機、攪拌機、化学処理ミキサー等から構成される。泥水調整システムは、固体物分離、混合/製造、液体貯蔵の3つに大別される。

6.1 固形物分離

掘削流体からガスと固形物を除去する。

6.1.1 ガムボ・シェーカー

ガムボと称される大きい粘着性のある粘土の除去のため、平坦なチェーン型コンベアーを使用する。ガムボチェーンは、泥水/ガス・ダイバーターの直後に設置され、泥水から固形物を除去する最初の機器である。ガムボは、若い水和したシェール地層に見られる。



6.1.2 シェールシェーカー

シェールシェーカーは、大きい固形物を液体から分離する。シェールシェーカーは、スクリーンと振動を利用して、掘削屑や大きい固形物を掘削泥水から除去する。掘削屑はスクリーンコンベアーによって運ばれ、独立した保留タンク内に堆積され、処分、分析又は更なる処理を待つ。最新の掘削リグは、金網の表面積を増やすべく複数のシェールシェーカーを装備している。

図 41 リグ上のシェールシェーカーと掘削屑^[24]

6.1.3 砂分離機

砂分離機は、シェールシェーカーの後ろに位置する。砂分離機は、シェールシェーカーで除去されなかったより微細な粒子を除去する。原理としては液体サイクロン方式であり、掘削泥水はコーン（円錐形状装置）内に導かれ、そこでより重い粒子は底に沈殿し、軽い処理済みの流体は越流口を通過して外に流れ出る。

6.1.4 シルト岩分離機

シルト岩分離機は、砂分離機同様、砂分離機で除去されなかった微細粒子を除去する液体サイクロンである。掘削泥水は、複数のより小型のコーンに導かれ、そこでより重い粒子は底部に沈殿し、軽い処理済み流体は、越流口を通過して外に流れ出る。砂分離機とシルト岩分離機の間で、10 ミクロンまでの微粒子の 95% が掘削泥水から除去される。

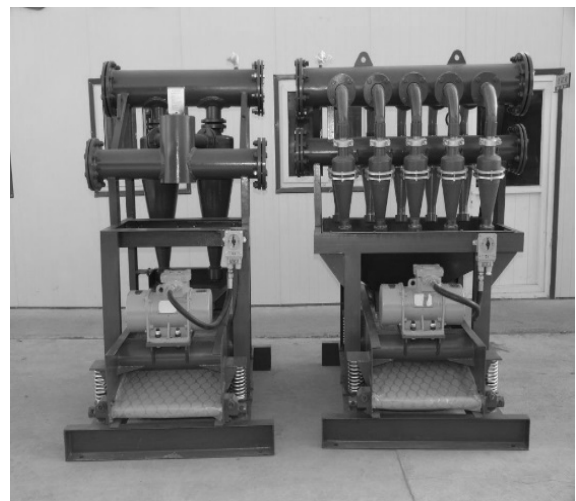


図 42 砂分離機（左）と隣り合うシルト岩分離機（右）^[25]

6.1.5 真空ガス分離機

真空ガス分離機は、平常抗井循環での掘削流体から同伴ガスを除去するのに使用され、適切密度の泥水を再循環してドリル・ストリングへ確実に戻す。

6.1.6 スクリューコンベアー

螺旋状の掘削錐（きり、Augers）は、泥水から除去された固形物の移動に使用される。掘削屑の各除去装置の下流側に設置され、掘削リグの掘削屑ボックスが搭載された位置まで掘削屑を移動させる。その後、性泥水の掘削屑は船外に廃棄されるが、油性泥水の掘削屑は廃棄用の船に移される。

6.1.7 泥水/掘削屑ドライヤー

泥水ドライヤーは、掘削屑中の液体量を最低限にするための化学的または機械的な工程である。ドライヤーによって除去された液体は、稼働中のシステムに戻される。乾燥掘削屑は、廃棄のため梱包され、陸上へ船で運搬される。泥水ドライヤーは、一般的に油性泥水に使用される。

6.2 混合/製造

これらの構成部は、掘削泥水になる原材料をコンピュータ制御で混合し、掘削に適正な特質を持つ掘削泥水を製造する。

6.2.1 混合ポンプ

混合ポンプは、泥水混合中に掘削流体を循環するための専用ポンプである。

6.2.2 ホッパー

ホッパーはバルク又は梱包された製品の乾燥泥を投入し、混合ポンプによって循環中の掘削泥水中に導く。

6.2.3 攪拌装置（アジテーター）

攪拌装置は振動を利用したもので、掘削泥水に一定の粘性と液体特性を与えるためバライト（重晶石）、その他の粘土、化学物質、流体を加え混合する。



図 43 添加剤混合ホッパー(グレー部分)

6.3 液体貯蔵施設

液体貯蔵施設は大型のコンテナユニットであり、掘削泥水を混合、測定、注入、循環のために保管するもので、一般的に以下に説明する泥水ピット、トリップタンク、スラグタンクからなる。

6.3.1 泥水ピット

泥水ピットは、泥水処理システムを通った後の掘削流体の貯蔵に使われるオープントップコンテナである。ミキシングプラントになった円形の泥水ピットもあり、典型的な角形ピットではミキシングの際に角が死点になるが、円形ピットはこの死点を減らすことで混合効率が改善されている。

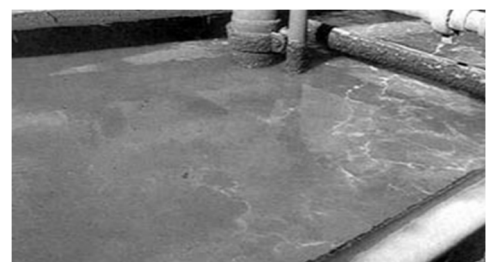


図 44 泥水ピットと掘削泥水

6.3.2 トリップタンク

トリップタンクは掘削坑を出入りする掘削流体の容量を監視するのに使用される小型タンクである。掘削パイプ等を掘削坑から引き抜く際には、その損失容量分の泥水を掘削坑に注入する。掘削坑内の泥水の水頭圧力が大きく下がると、地層圧が水頭圧よりも大きくなる場合があり、その結果キックが起こる可能性がある。その一方で、掘削孔にパイプ等を挿入する際には地層破壊圧力を下回るように、泥水容量を減らす必要がある。

6.3.3 スラグタンク

スラグタンクは、坑内に泥水を供給するための泥水ポンプに通じるサクションパイプ部分にあり、小さく仕切られている。この独立した仕切られたタンク部は、特殊な掘削泥水を製造するために用いられることがある。このため独立したタンクごとにサクションパイプを持ちマニホールドに通じている。

7. デリックシステム

デリックシステムは、下記に類別されるシステムから構成されている。

- コンダクター・テンショニング・システム
- ドリル・ストリング補正システム
- デリック/マスト
- 巻上げ機器
- ライザー駆動機器

7.1 コンダクター・テンショニング・システム

コンダクター・テンショニング・システムは、ジャッキアップリグ上で使用されるシステムである。ジャッキアップリグが掘削を行う場合、坑口とリグはコンダクターストリングで繋がれており、その中をケーシング及びドリルストリングが通過する。コンダクター・テンショニング・システムはコンダクターストリングを上向き張力を加えて支えるもの。

コンダクターパイプ上に設置されるサーフェス BOP スタックを油圧ダンパーロッド若しくはワイヤーを介して吊る機構、及びコンダクターフロアに設置される又はコンダクター・テンショニング・ユニットによってコンダクターストリングを直接支持する機構を組み合わせたものがある。

同システムは、海象条件、及び掘削作業中にコンダクターストリングに加わる負荷に耐えるよう設計される。コンダクター・テンショニング・システム機器の一般的構成部は、アキュムレーター（圧縮窒素で作動流体を押し出す容器）、制御システム/コンソール/パネル、油圧シリンダー、HPU、配管、耐圧容器、滑車、鋼索、チェーン等を含む。

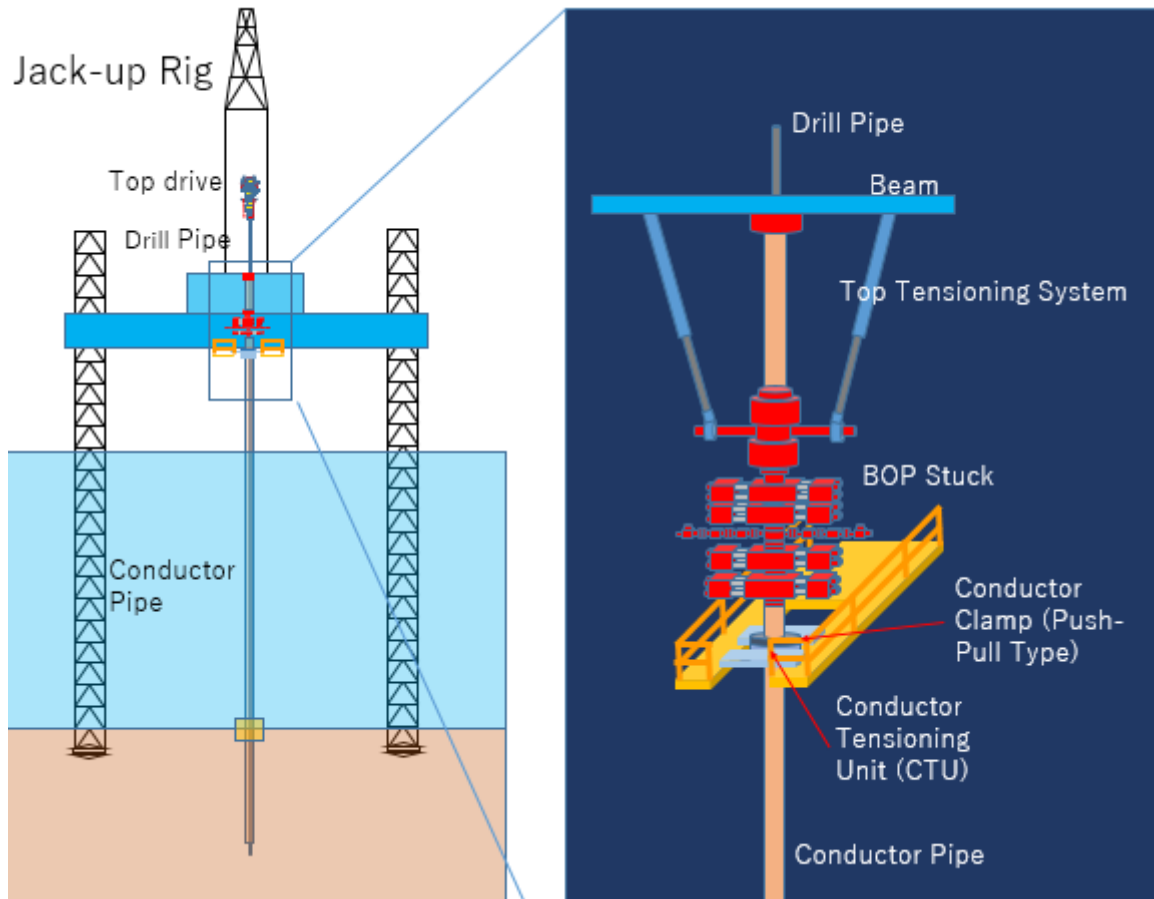


図 45 コンダクター・テンショニング・システム概念図(JETRO 作成)

7.2 ドリル・ストリング補正システム

ドリル・ストリング補正システムは、下記のように分類される：

7.2.1 能動的上下動補正 (AHC)機能

能動的上下動補正 (AHC: Active Heave Compensation)機能は、オフショアでの運用時に、波浪による影響を軽減するためにリフティング装置に備えられる。AHC は受動的上下動補正と異なり、特定位置でのあらゆる動きを能動的に補正する制御機能である。

7.2.2 受動的上下動補正 (PHC) 機能

受動的上下動補正機能は、リフティング装置使用時や掘削作業時の波浪の影響を削減するために使用される。簡単な受動的上下動補正 (PHC) は、伝達率を 1 未満にまで削減するスプリングアイソレーション (ばねによる上下動補正) のメカニズムを利用しており、軟ばね (soft spring) を用いる。また、PHC は、AHC と異なり外部電力を使わない。

受動・能動両方の上下動補正は、デリックに備えられ、デリックから吊ったドリル・ストリングとコアリングツール (穿孔ツール) への浮体構造物の上下動の影響を軽減する。

7.3 デリック/マスト

デリックは、ドリルストリングに回転力を与えるトップドライブ (図 17 参照) の揚降を可能とし、浮体構造物のムーンプール (船底開口部)、ジャッキアップリグの場合はカンチレバーの張り出しの上方に設けられた櫓状の構造物である。

7.4 ホイステイング (巻上げ) 機器

巻上げシステムの一般的構成は、支持梁を持つクラウンブロック、ガイドトラック (案内レール) とドリー (運搬車) を持つ移動ブロック、クラウンブロックと移動ブロックのためのシーブ (ロープ車)、デッドラインアンカー、ドローワークス、掘削フック、トップドライブ、掘削ライン・サンドライン、掘削昇降装置・連結、船外巻上げのための油圧シリンダー、電動スイベル、電動サブ、アダプター、ベル、回転スイベル、ワイヤーロープ (鋼索)、巻上げ機器ギア (歯車伝動装置) からなる。



図 46 自己昇降式掘削装置のカンチレバー上に設けられたデリック

7.4.1 ドローワークス

ドローワークスはドリリングライン（大径の鋼索）の巻取り、巻き出しに使うもので、この操作はデリックから吊るされたクラウンブロック及びトラベリングブロックの上下動のためである。大径のスチールスプール、ブレーキ、電源、関連補助装置から成っており、2つの独立した安全機能のついたブレーキ装置を備えている。ドローワークススプールは、ウィンチドラム上の掘削ライン（鋼索）端部を速く巻き

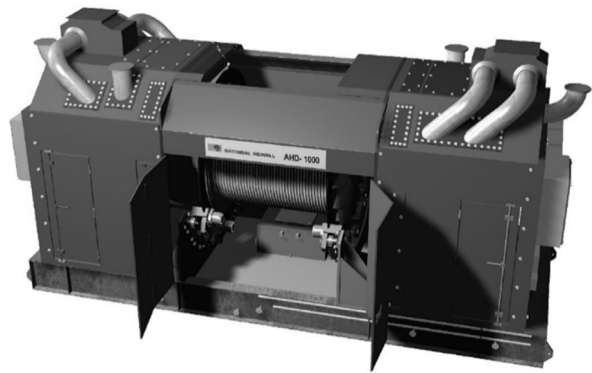


図 47 NOV アクティブ・ヒープ・ドローワークス [29]

取ることや緩めることで揚げ降ろしすることができる。掘削ラインの他端部には、デッドラインアンカーが装着されている。掘削ラインの巻き出しは、重力により、巻き入れは電気モーター若しくはディーゼルエンジンにより動力を得る。

7.4.2 電動スイベル、ロータリースイベル、トップドライブ

ドリル・ストリングに回転を与える装置。クイル（quill：中空軸）式駆動方式で歯車に接続される複数台のモーター（電気か油圧）により構成され、セーバーサブ（saver sub）若しくはドリル・ストリング自体にねじ込まれる。トップドライブは、フックから吊り下げられ、ロータリー機構がデリックを自由に上下移動する。これは、従来のロータリーケーブルやドリルストリングを回すケリー法とは抜本的に異なる。単一ジョイントのパイプに代わり3つのジョイントスタンドでの掘削を可能とすし、一本ずつ掘削パイプを継ぎ足していく方式に比べ大幅な時間短縮が可能になる。トップドライブは万能的な解決法ではないが、最新のトップドライブは、掘削リグ技術において大進歩であり、より困難な延長距離の試掘孔を掘削する能力に大きく貢献している。加えて、トップドライブは掘削パイプのスタック件数及び件数あたりのコストを最小化することも可能としている。

7.5 ライザー・ランニング・システム(Riser Running System)

ライザー・ランニングとは、ライザーストリング及びストリングの一番下側に取付けられたBOPスタックを海底に着地（Landing）させるまでの一連の作業を言う。

ライザーパイプは、一般的にリグ上のチューブラー・ストレージ・エリアに保管されており、この保管場所で、ライザーパイプ、掘削パイプ、ケーシング、その他のチューブラーを寝かせるか、立て掛けて保管する。

ライザーパイプは、デッキクレーン、専用クレーン又は半自動の装置によって、ライザー・ランニング・ツールへと運搬され、水平運搬のためにキャットウォークへ送られた後、ライザーパイプは、メカニカルアームの支えでスパイダー/ジンバルの上方の垂直位置まで吊り上げられる。

ライザースパイダー及びジンバルを貫通して降下されたライザースtringは、ライザーのトップフランジ部分のライザー・カップリング・ショルダーがスパイダーに掛かる形でサブシーBOP スタックの重量と併せて支える。またスパイダーに備えられた格納式のジョーズ（顎）又はドッグ（かぎ爪）によって固定される。さらにスパイダーはジンバルによっており、ライザーを吊ったスパイダーの角運動を可能にする。一旦スパイダーで支えられたライザーは上方に追加のライザーを継ぎ足し、ランニング・ツールで吊った状態で降下される。この一連の作業は、ライザースtringの一番下側にあるBOPスタックがウエルヘッドに接続されるまで続けられる。

スタックの回収はこの逆の方法で行われ、ライザーがランニング・ツールによって吊り上げられ、スパイダーが第二ライザーパイプのトップフランジの周辺を閉鎖し、トップ部分を取り外して貯蔵場所に戻る。

7.5.1 ライザー・ランニング/ハンドリング・ツール

ライザー・ハンドリング・ツールは、ライザージョイントの上端部に連結する装置で、デリックのエレベーター及びリフティング装置によってジョイントや組み立てられたライザージョイントの吊り上げ・下げが可能となる。ライザー・ランニング・ツールは、必要に応じて、補助ラインを加圧テストできるポートを含む。

7.6 ライザースパイダー

ライザースパイダーは、ライザーの設置及び回収中にライザージョイントの最上部のカップリング・サポート・ショルダー部分を支持してライザースtringを支える。ライザースパイダーは、一般的にドリリングフロアに設置されている。ライザーのランニング中若しくは回収中は、吊上げ装置が追加のライザースtringを既に降下中のstringの頂部に接続する際、又は回収中のstringの頂部からライザージョイントを取り外す際にライザースパイダーがライザースtringを支える。

7.6.1 ライザージンバル

ジンバルは、ライザースパイダーを支え、浮体構造物のロール・ピッチ、又は浮体構造物のドリフトに伴い、浮体構造物とライザーの角度が変化する際に、スパイダーとライザーの角運動を可能とする。

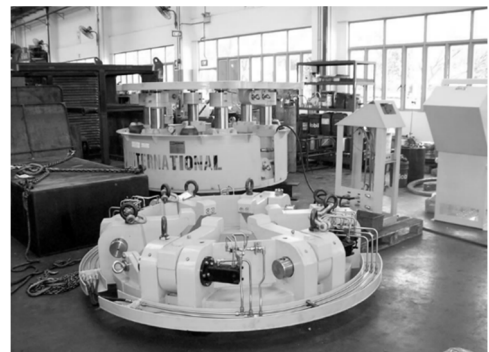


図 48 ライザースパイダー（手前）及びジンバル（後方）

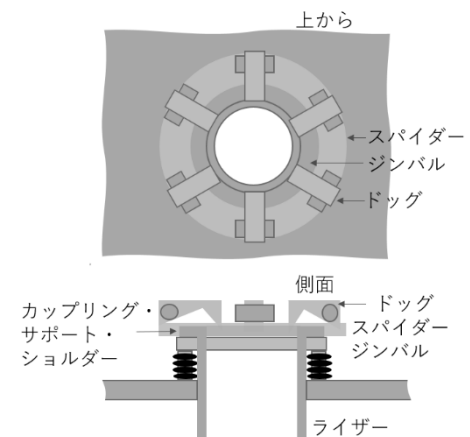


図 49 ライザースパイダー及びジンバルの模式図（JETRO 作成）

7.6.2 ライザーテストツール

ライザーテストツールは、ライザーに装着される全ての加圧ラインをテストする際に用いられる。

8. ハンドリングシステム

ハンドリングシステムは、下記装置で構成される。

- リフティング装置器
- ハンドリング機器
- ローターリー機器
- その他の機器（例：掘削パイプ類、マリン・ドリリング・ライザーのロータリーテーブル及び貯蔵場所の間を移動する際の補助ツール（パワースリップ、トンク、キャットウォーク、メカニカルマウスホール、その他のハンドリング装置））

8.1 リフティング装置

一般的なリフティング装置は、クレーン（ガントリー、キングポスト（真東）、ナックルブーム、ブリッジラッカー）、ベース固定巻き上げ機、リフティング専用の自動ハンドリング機器などであり、掘削作業に関連するパイプハンドリング、ライザーハンドリング、LMRP ハンドリング、BOP ハンドリング、その他のリフティング作業に使用される。

8.2 ハンドリング装置

ハンドリング装置は、機械/機器、パイプ又はライザーを扱う際に使用される。

8.2.1 BOP ハンドリングシステム

BOP ハンドリングシステムは、BOP をテストやウエルヘッド（サーフェス BOP の場合はライザーの頂部）に設置する際に、BOP を保管場所からスキッターに載せて移動する際に用いられる。

BOP ハンドリングクレーンと呼ばれるブリッジ型又はガントリー型クレーンで BOP をスキッターまで移動させる。サブシーBOP の場合、BOP スタックはドリリングフロア下のデッキのスキッターに載って定位置に一旦設置されると、ライザーストリングの最下部に接続され、開口部から海底まで下降される。

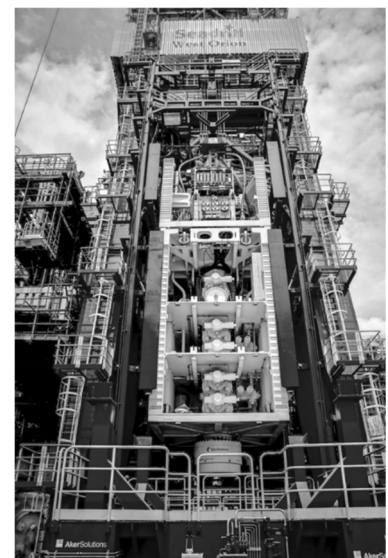


図 50 BOPハンドリングクレーン

8.2.1.1 BOP ハンドリングクレーン

BOP ハンドリングクレーンは、一般的にブリッジ型又はガントリー型クレーンで、BOPを貯蔵位置から BOP トランスポーター（運搬装置）/スキッター（横滑走装置）へ移動するのに使用される。

8.2.1.2 BOP 保管場所

BOP 保管場所は、BOP を固定して安全に保管するための専用場所であり、検査又はメンテナンスにも利用される。

8.2.1.3 スキッター/トロリー

スキッター/トロリーは、BOP 保管場所と BOP をライザーストリングに接続する場所までの間を、BOP を横移動させる装置。デッキ下のビーム及びガーダーに沿って配置され、油圧で曳く又は押す機構を持つ。移動の際にはレール上をソリの仕組み又は車輪を用いる。

8.2.2 チューブラー・ハンドリングシステム

チューブラー・ハンドリングシステムは、掘削パイプ、ライザー、ケーシングの持ち上げ又は移動に使用される。一般的なシステムの構成部は、フィンガーボード、パイプラッキング、ラッキングアーム、スタッキングボード、アイアンラフネック、クレーン、ウインチ（巻き上げ機）及びワイヤーロープ（鋼索）。加えてロータリーテーブル、保管場所間でチューブラー及びマリン・ドリリング・ライザーの移送を補助するハンドリング装置を含む。

8.2.3 ケーシング・スタッキング・ボード

ケーシング・スタッキング・ボードは、デリックの高所で作業員が作業を行うための移動・組み立て式の足場。通常作業員はデリックに設置された固定のデリックプラットフォーム、モンキーボード又はマストに固定された足場で作業を行うが、これらの場所では作業ができない場合に使用される。

8.3 回転機器

回転機器は一般的にマスターブッシング、ロータリーテーブル、スキッドアダプター（滑り受接管）及び駆動装置からなる。



図 51 ロータリーテーブル/掘削パイプ上端がスリップでテーブルの孔に固定されている。後方の赤い装置はアイアンラフネック^[32]

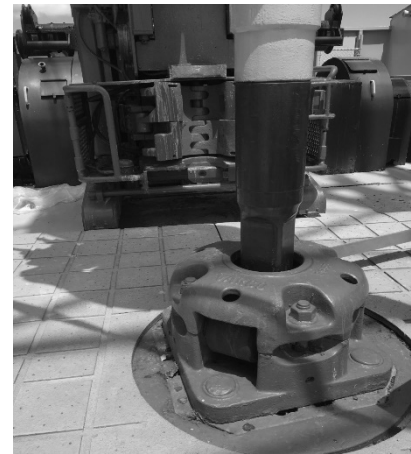


図 52 ロータリーテーブル（赤/手前下）上のケリーブッシュ（赤/手前上）及びスイベル（黄）に接続されたケリーパイプ（黒）。後方は旧式のアイアンラフネック（赤）（JETRO 撮影）

8.3.1 ロータリーテーブル

ロータリーテーブルは、ドリル・ストリングを下向き時計回り方向に回転させる。ドリリングフロアに設置され、ケリー・ブッシングとケリーを介してドリル・ストリングに回転力を伝える。回転機構としてトップドライブが主流になりつつあるが、殆ど全てのリグが、にロータリーテーブルをバックアップシステムとして備えている。

典型的なリグの構造ではケリーはリグ上でスイベルに接続されて吊るされており、正方形又は六角形の断面を持っている。ロータリーテーブル上に設置されたケリーブッシングで回転を与えられ、ケリー下部に接続されたドリルストリングに時計まわりに回転を伝え、先端の掘削ビットを回す。掘削が進むにつれ、ケリーはブッシングを滑って下方に降りていくが、断面形状により回転方向に滑ることは無い。

掘削が進みケリーが十分に下がったら、一度ドリルストリングを引き上げ、トンクを用いてケリーとドリルストリングの接続を開放する。この際にストリングが坑内に滑り落ちないようにスリップを用いてロータリーテーブルに固定し、新たに掘削パイプをストリングに継ぎ足す。この際にケリーとストリングの接続を開放、再接続する際にネジ締めのために回転させるのがケリースピナーである。また、掘削パイプ同士の接続にはアイアンラフネックが用いられる。



図 53 スリップ（JETRO 撮影）

8.4 その他の機器

掘削システムでその他の機器に分類される一般的構成は、掘削パイプ類及びマリン・ドリリング・ライザーをロータリーテーブルと保管場所間で運搬する際に補助的に使用される電動スリップ、機械的マウスホール、その他のハンドリング装置等がある。

參考資料

- 1 <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>
- 2 https://en.wikipedia.org/wiki/Well_intervention
- 3 <https://www.aosk.ru/en/products/jack-up-drilling-rig/>
- 4 <http://www.drillingformulas.com/jack-up-rig-footing-mat-footings-vs-independent-spud-can-footings/>
- 5 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2092678216300802>
- 6 <http://www.jdc.co.jp/en/business/offshore/h5.php>
- 7 <http://maritime-connector.com/ship/maersk-valiant-9624158/>
- 8 https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/mud_system.html
- 9 https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=291&c_id=
https://www.nov.com/Segments/Rig_Technologies/Rig_Equipment/Land/Drilling_Fluid_Equipme
- 10 nt/Mud_Pumps/Triplex_Mud_Pumps/14_P_220_Triplex_Mud_Pump/14-P-220_Triplex_Mud_Pump.aspx
- 11 <http://www.worldrigsupply.com/Rotary%20hose.html>
<https://www.openpr.com/news/1233458/Oil-Gas-Drill-Bits-Market-Top-Players-are-Halliburton-Atlas-Copco-Varel-International-Baker-Hughes-Schlumberger-National-Oil-well-Varco-Drill-King-International-Drilling-Products-DPI-Harvest-Tool-Company-Hole-Products-Kay-Rock-Bit-Company.html>
- 12 <https://www.pulse-monitoring.com/information-centre-3/case-studies-12/drillassure-ukcs-jackup-harsh-environment-40>
- 13 <https://gcaptain.com/maersk-drilling-orders-first-20000-psi-blow-preventers-rig-orders-planned/>
- 14 <https://hongshengoil.en.made-in-china.com/product/bSnQYOPJbeWN/China-API-16A-Cameron-and-Shaffer-RAM-Bop-Double-RAM-Bop.html>
- 15 <http://www.offshorepost.com/resource/annular-bop/>
- 16 https://digital.offshore-mag.com/offshoremag/201705?article_id=1293358&pg=NaN#pgNaN
- 17 https://en.wikipedia.org/wiki/Drilling_riser
- 18 https://en.wikipedia.org/wiki/Marine_riser_tensioner
- 19 <https://www.svb-wave.com/>
- 20 <http://www.drillingformulas.com/mud-gas-separator-poor-boy-degasser-plays-a-vital-role-in-well-control-situation/>
- 21 <https://www.netwasgroup.us/well-control/rigtraim.html>
- 22 <https://aoghs.org/offshore-history/offshore-robot/>
- 23 https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/shale_shaker.aspx
- 24 <http://oilfield.gnsolidscontrol.com/sell-desilter-desander/>
- 25 <https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drillingfluid.html>
- 26 <https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drillingfluid.html>
- 27 <http://www.captainsvoyage-forum.com/forum/windjammer-bar-maritime-interest/general-maritime-interest-from-cruise-to-the-mercantile-marine-and-all-ships-between/428-world-s-offshore-vessels/page10>
- 28

- 29 https://www.nov.com/Segments/Rig_Systems/Offshore/Hoisting/Drawworks/AHD_Drawworks.aspx
- 30 <http://www.intgos.com/equipment/delivered-equipment>
- 31 <http://www.protea.pl/what-we-offer/overhead--gantry-cranes/bop-handling>
- 32 <https://mhwirth.com/our-products/drilling-make-and-break-2/rotary-tables/>

第二章 オフショア支援船

坑井介入、坑井刺激及び坑井試験にかかるオフショア支援船
並びにサブシーパイプ設置船の技術概要

1. 概要

この報告書は、特にオフショア支援船による坑井サービス及びオフショア建設の概要、及びこれら作業を行うオフショア支援船と、それら船舶に設置されている関連主要機器や装置の機能、並びにそれらの性能や技術基準、関連業界の基準とコードも含めて説明したものである。

本報告書では、特に以下のオフショア支援船による坑井サービスを対象としている。

- 坑井介入
- 坑井刺激
- 坑井試験

特にオフショア支援船による建設作業支援として、以下のパイプライン敷設を対象としている。

- パイプライン敷設船
 - S-レイ工法
 - J-レイ工法
 - リール工法

2. はじめに

オフショアのエネルギー資源の探査、開発、及び生産、や代替エネルギーなどの活動支援で使用される船には様々な種類がある。これらの船舶はオフショア支援船 (OSV) と呼ばれている。OSV はその作業によっていくつかの種類に分けられ、地震探査船、プラットフォーム補給船 (PSV)、アンカーハンドリング・タグ・サプライ船 (AHTS)、建設用オフショア支援船 (OCV)、ROV 支援船、潜水作業支援船、坑井介入、坑井刺激、坑井試験、待機船、風力タービン設置、保守修理用船舶 (IMR) など、及びそれらを組み合わせたものがある。図 54 は世界的なオフショア支援船 (OSV) 船隊のサービス種類別の割合をグラフにしたもので、報告書作成時点のものである[1]。オフショアの探査や生産はより深い位置へ、より厳しい環境へと移動しており、OSV に対してより多様なタスクが求められる傾向が強まっている。また、これは従来とは異なるニッチ市場において船舶におけるビジネスチャンスを生み出しており、これに基づいて多目的 OSV 開発が進められている。OSV のデッキに設置されている設備は大きく変化を遂げており、船舶としては技術的に最も洗練されたもののひとつである。

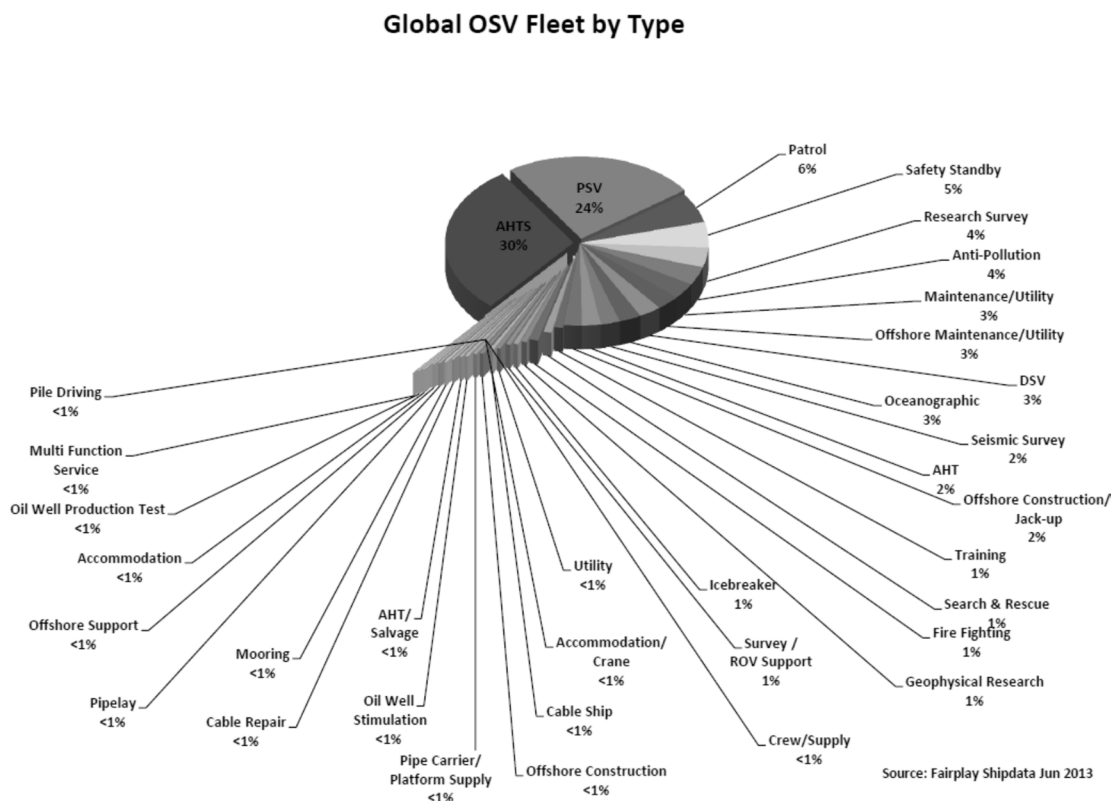


図 54 世界の OSV 船隊サービス種類別の割合^[1]

この報告書では坑井サービスとオフショア建設支援活動をおこなっているオフショア支援船の機能性、設計、建設の特性、及びそれに関連して船舶に搭載されている主要機

器と装置をまとめることに焦点を置いている。OSV が行う坑井サービス活動には、通常坑井介入、坑井刺激、及び坑井試験が含まれ、建設のカテゴリでは、パイプライン敷設がこのレポートの焦点となる。

3. 坑井サービスのためのオフショア支援船

探査と生産のライフサイクルは 5 つの段階に分けられ、次のような坑井サービスが伴う。① 探査段階:炭化水素の生産が見込まれる地層の地震探査、試掘による調査、② 評価段階:坑井と炭化水素の貯留槽の試験・評価、③ 開発段階:生産井の掘削・仕上げ、④ 生産段階:坑井への介入、試験、坑井刺激、⑤撤去・廃止段階:坑井の撤去・廃止、さらには油田やガス田の廃止。図 55 は、各段階で実施される主な活動と、そのために使用される施設を示したもので、移動式海洋掘削装置 (MODU) は通常、探査と開発の段階における掘削と仕上げに使用されるが、撤去段階での廃坑作業にも使用される。生産段階では、固定あるいは浮体式生産設備 (FPI 又は FPSO) を使用する。図 55 に示すように、地震探査や坑井刺激など、OSV が従来行っていた機能の他に、先行掘削 (トップホール掘削)、仕上げ、坑井介入、坑井試験、廃坑といった、従来はより高価な MODU や FPI/FPSO を使っていた活動も可能にするため、OSV に特別な機器を搭載している。このような坑井サービス活動を行う OSV は次の 3 つに分けられる。

- 坑井介入船 (Well Intervention Vessel)
- 坑井刺激船 (Well Stimulation Vessel)
- 坑井試験船 (Well Test Vessel)

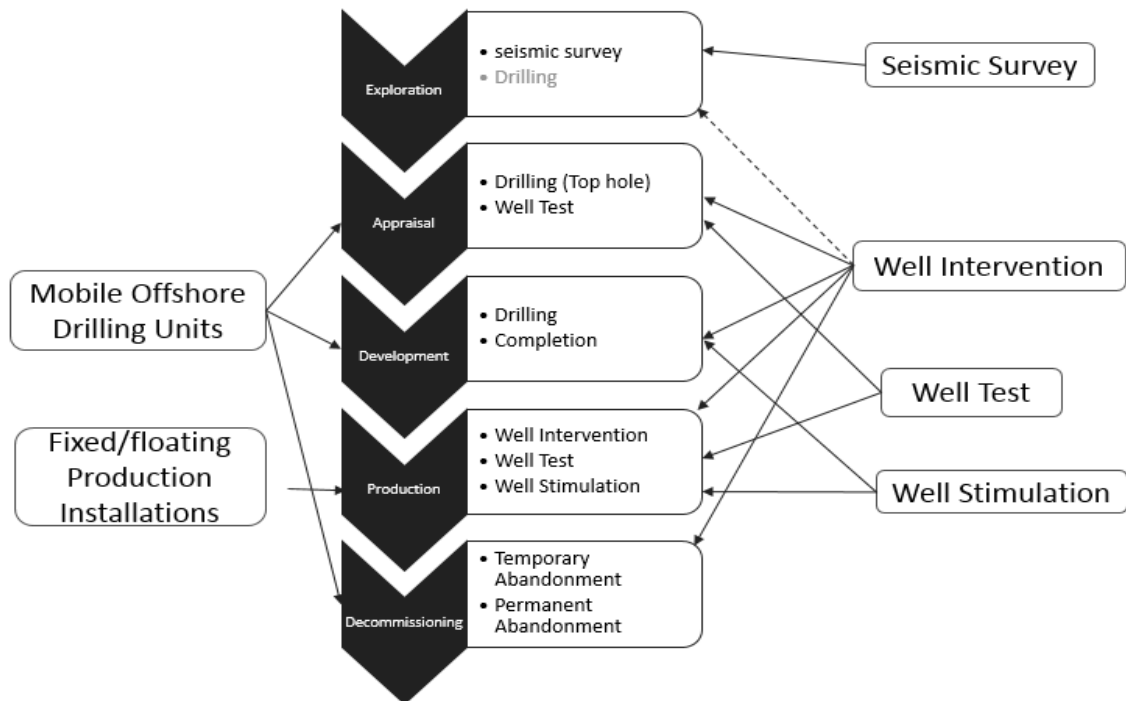


図 55 坑井ライフサイクルにおけるサービス活動

3.1 坑井介入(Well intervention)

3.1.1 坑井介入活動の種類

坑井介入とは、坑井の生産開始前から、その形状が変化する生産期間中又はその終了時までのライフサイクルを通じて、油井又はガス井に対して行われる活動を指し、坑井の診断や生産を管理する。また、一旦セメント又は機械的なプラグで閉じた坑井への再入(生産井としての再稼働、坑井内の液体又はケーシング若しくは鋼管の回収等の坑内作業)やクリスマス・ツリーの取り出しなどに関連することもある[2]。通常の坑井介入作業には、ポンピング、坑口とクリスマス・ツリーのメンテナンス、ワイヤーライン、スナッピング、ワークオーバーなどが挙げられる。

i) ポンピング:

サブシー・ポンピング・坑井介入システムの目的は、坑井へ流体を注入、又は坑井から流体を汲み出すものであり、その主な理由として、a) スケール又はハイドレートの抑制剤をポンピングして、それぞれスケール又はハイドレートから坑井を保護する; b) 坑井封じ込めのため、封じ込め用流体を坑井内にポンピングする; c) 仕上げ後の坑井の下部のクリーニング、又はリザーバ(reservoir)の刺激のために使用する酸などの化学薬品をポンピングする等が挙げられる。

サブシー・ポンピング・システムは多くの場合、サブシーの坑井に固く取り付けられていない流体導管(fluid conduit)に接続する巻き取られた流体導管からなる。一般に使用されている流体導管は、通常、内部が溶接されたコイルドチューブ、コンポジットライン、アンビリカルライン、及びその他の巻取り製品で接合パイプに入れられるものなどがある。サブシー・ポンピング・坑井介入システムには、独立型システムを含むコンポーネント・グループ及びパッケージ化された機器が含まれ、システムとして一緒に操作される固定のサブシー装置施設の補完部分などが含まれる場合もある。

ii) 坑口とクリスマス・ツリーのメンテナンス:

坑口とクリスマス・ツリーのメンテナンスの複雑さは、坑口の状態によって異なる。この作業にはクリスマス・ツリーの回復・交換、ガスリフト・バルブ、サンド・スクリーン・チュービング又はシーリングの不具合の修理などが含まれる。毎年の定期メンテナンスでは単にハードウェアのバルブ部分にグリーニング及び油圧力試験だけの場合もある。また場合によっては坑井内安全バルブの圧力試験を行うこともある。

iii) ワイヤーライン:

ワイヤーラインとは広義にはケーブルを用いた技術を表す一般用語であり、坑井内・リザーバの状態を測定するための計測機器の揚降・収集データ伝送、パラフィン、ワックス、スケール、砂及び充填堆積物の除去、フィッシング(採揚作業)、計測機器の切断、プラグの設置及び除去、パッカーの設置等の作業のために使用される。また狭義には以下のスリックラインに対して、坑井内のゾンデと呼ばれるロギングツールからデータを伝送する機能を持つ電線(編組線を含む)を指す。

ケーブルシステムはその形状で大別すると、スリックラインと編組線(braided line)の2つの異なる種類があり、編組線は電線を組み込んだものとそうでないものがある。(図56参照)

スリックラインはピアノ線のような一本の細い単線で、ケーブルを坑井内へ吊り下げてツールの設置や回収を行う。また、先端に取り付けるアプリケーションツールは用途に応じて様々であり、例えばパラフィン、ワックス、スケール除去、砂・充填物の掻き出し(Bailing sand and debris)、プラグの設置及び除去、パッカーの設置、氷の粉碎、フィッシング等の作業を行うことができる。

編組線には断熱処理を施した電線が芯の部分に入っているものがあり、ケーブルの先端に接続されている機器に電源を供給する。また海上とケーブル先端にある機器との間で電氣的な遠隔計測のための通信回線を提供する。このため、坑井内のデータロギングと穿孔(perforation)で使用される。

編組線のうち電線が組み込まれていない芯なし編組線は、スリックラインよりも耐荷重が大きく、例えば損傷したドリルパイプ等の坑井内の重量物を取り出すフィッシングの作業で用いられる。

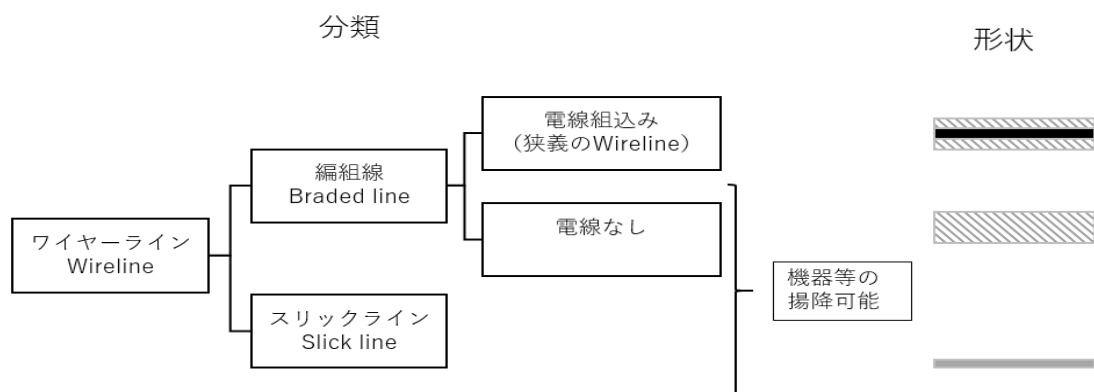


図 56 ワイヤーライン ケーブルの分類^[3]

iv) コイルド・チュービング:

坑井内の循環オペレーション(人工採油(Artificial lift)と同様の原理を利用する。石油が坑井内の下層部にあり水等の流体の水頭が大きくて上がれない場合、圧縮ガスを注入し気泡となって上がるガスに伴い油を上昇させる)や化学薬品による洗浄など、化学薬品を直接坑井の底へポンプで送り込むためにコイルド・チュービングを使用する。またリザバーの破碎にも使用されるが、この破碎は坑井内の特定地点で数千重量ポンド毎平方インチ(psi)まで流体を圧縮させて岩石を粉々に破碎して石油の流れを可能にする。

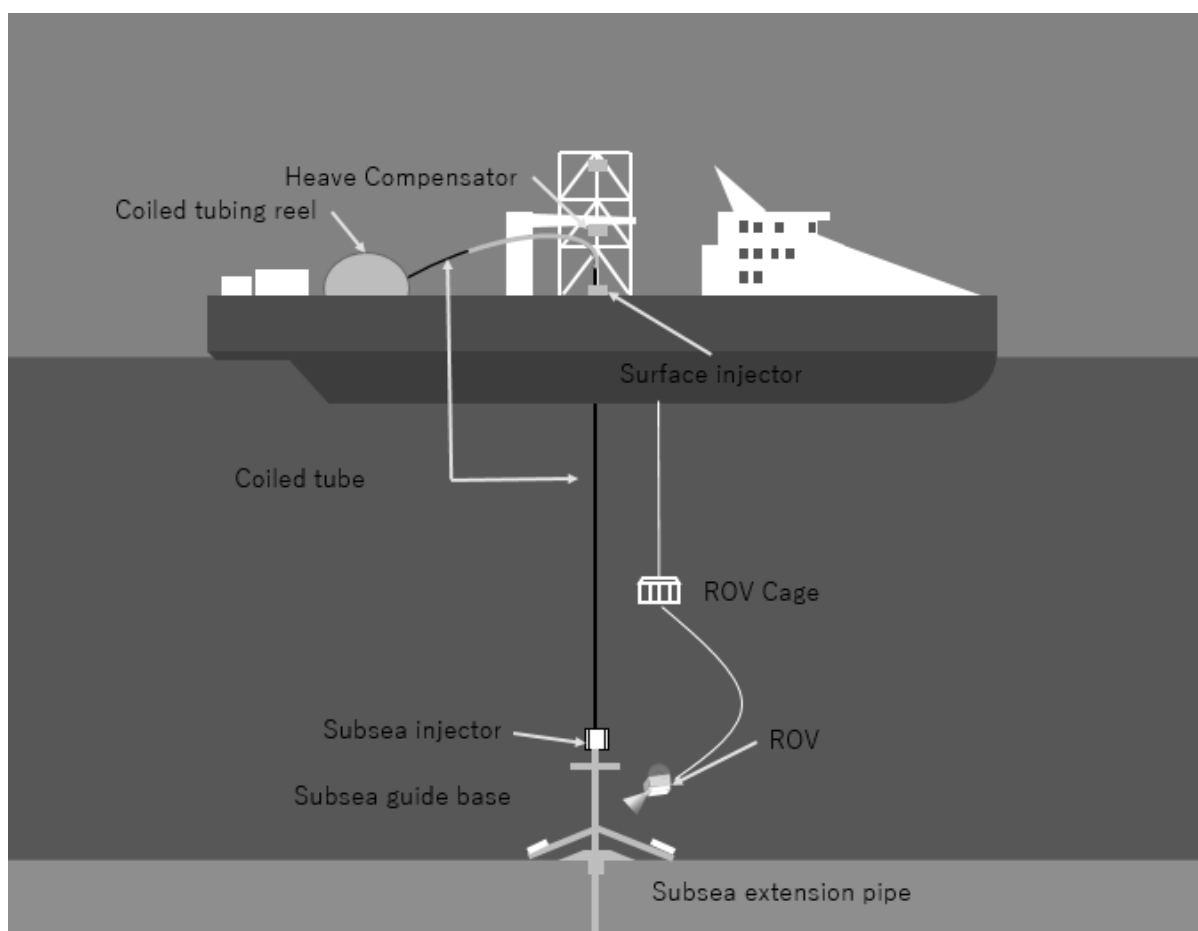


図 57 コイルド・チュービング (JETRO 作成)

v) スナッピング:

スナッピングは油圧ワークオーバーとも呼ばれ、暴噴防止装置 (BOP) を利用して坑井内の圧力に抗して連なるパイプを強制的に坑井に滑らせつつ押し込み必要な作業を行う。特にパイプ継ぎ目のツールジョイント部を通過させるために、BOP を縦に複数配置して図 58 のように行う。

スナッピングのリグアップ (リグのフロア上で作業の準備を整えることで、ツールの組立、接続、電源やポンプへの接続を行う) は、コイルド・チュービングの場合よりもスケールが大きく、より硬いパイプで行うので、ドラムに巻き取られていないが、パイプの挿入、引上げの際にパイプを接続・分離することが可能で、在来のリグ上で行うドリルパイプの作業に似ている。

vi) ワークオーバー:

ワークオーバーとは、ワイヤーライン、コイルド・チュービング、又はスナッピングなどの坑井内への侵入型の技術を使ったあらゆる種類の油井介入を指す。このような介入は、仕上げ後の坑井の劣化やリザーバーの状態変化に伴い、坑井の生産回復、増産のための

修復作業として行うもので、ワイヤーラインによる作業のうち、坑井内の設備、機器の引き上げや交換、坑井内のクリーニング等の費用のかかるプロセスが含まれる。[4]

図 59 は坑井介入作業の例を分類したものである。

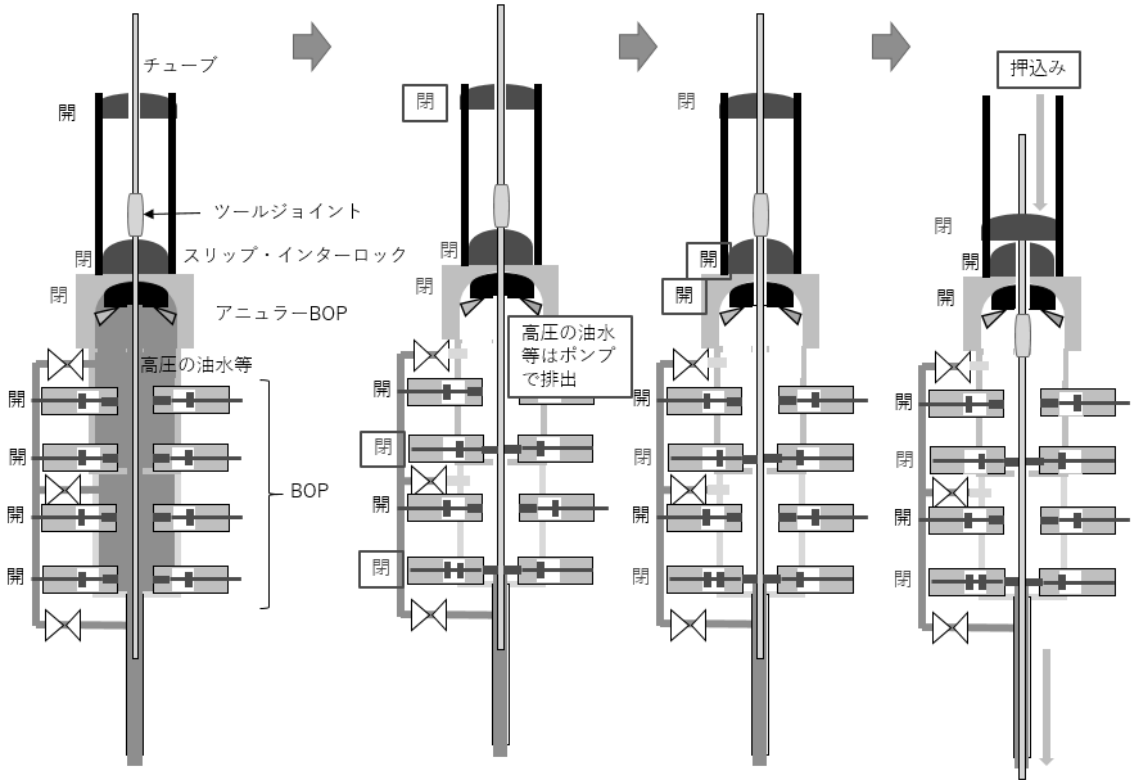


図 58 チューブスナッチング概念図(JETRO 作成)

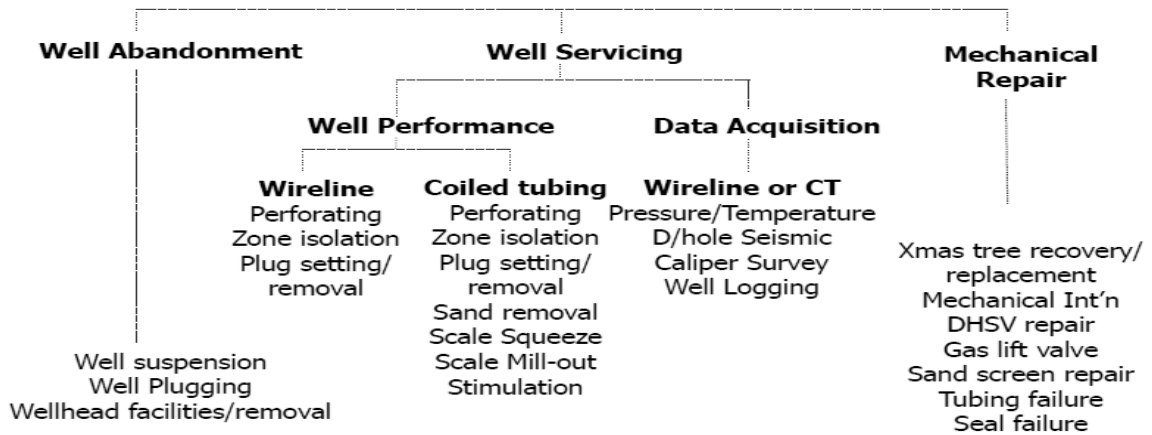


図 59 坑井介入作業 [5]

上記は大まかな分類であるが、Schlumberger、Halliburton 等のサービスカンパニー毎に提供する坑井介入サービスの名称が異なるので注意が必要である。例えば次のように

サービスを分類している例もある。コイルド・チュービング、スリックライン、スルー・チュービング・インタベンション、ワイヤーライン・ケースド・ホール・インタベンション、ケーシング・リコネクト、エキスパンドダブル・スチールパッチ、サブシー・ランディング・ストリング・サービス、フィッシング・サービス、サイドトラッキング・サービス、包括的プラグ・廃坑システム、サービス・パッカー、坑井刺激、砂固結流体も含まれる。[6] [7]

3.1.2 サブシー坑井介入作業

地上の坑井における介入作業と比較して、サブシー坑井介入では課題が多くある。稼働中の坑井にアクセスするには、坑井を制御するための信頼できる方法が最優先となる。

サブシー坑井介入作業は、作業プラットフォーム又は専用船 とサブシーの坑口までの距離は 3000m にもなるため、大型のマン・マシン・インターフェイスのギャップ、直接的な感触とフィードバックの消失、介入装置とツールの間にもインターフェイスのギャップが生じがちである。また限定的なプラットフォーム上の作業場所、変化しやすい気象条件なども動的に作業に関係してくる。これらの要因によってサブシー坑井介入はより困難となっている。

深海でのサブシー坑井介入を行うには、坑口へのアクセスのため、浮体式プラットフォーム及びサブシー装置が必要である。サブシーの坑井へのアクセスに使用する方法によって、サブシー坑井介入装置はライザーベース若しくはライザーレスの坑井介入という 2 つに分類される。

3.1.2.1 ライザーベースの坑井介入

この方法では、リジッド・ワークオーバー・ライザー・パッケージを導管(conduit)として使用して、海底の坑口と坑井介入支援船(Well Intervention Vessel)の船上に装備された機器を接続する。この接続時に、船上から坑井内への坑井介入機器のアクセスは、坑井内は仕上げの完了後の最大レートの坑内圧力と直径という条件の下で行われる。

在来型の掘削リグを使った坑井介入作業では、直径が通常 21 インチの大型マリンライザーをサブシー ツリーの上に設置された典型的な暴噴防止装置(BOP)に接続することが必須であった。耐圧ワークオーバー/坑井介入ライザーはマリンライザーの内部に組み込まれている(図 60 を参照)。

オープンウォーターにおいて、マリン ライザーとサブシーBOPを用いずに、高圧ライザーを運用したより効率的なソリューションが幅広く実施されている。高圧ライザーは、坑井制御パッケージと緊急用接続解除パッケージの組み合わせからなるローワー・ライザー・パッケージ(LRP)に接続されている。これは、サブシーや船上ではなく、海面設置部のすぐ下にある小型のBOPに接続されている。このような設計は従来の機器より迅速に設置できるだけでなく、すべてのサブシー ワイヤーライン、コイルド・チュービング、坑井クリーニング、坑井試験、及びポンピング サービスを処理できる能力があり、最高 3000m の深さまで対応できる。

テンショナー装置がライザー装置の上部を支えており、さらに、ライザー装置の設置と回収のためにデリックとその周りの処理システムが設置されている。介入作業はデッキ上の指定位置でおこなわれ、コイルド・チュービング・インジェクターのようなワークオーバー・ライザーの船上に設置されたクリスマス・ツリーに取りつけられているアイテムは追加の動揺解消装置で支えられる。

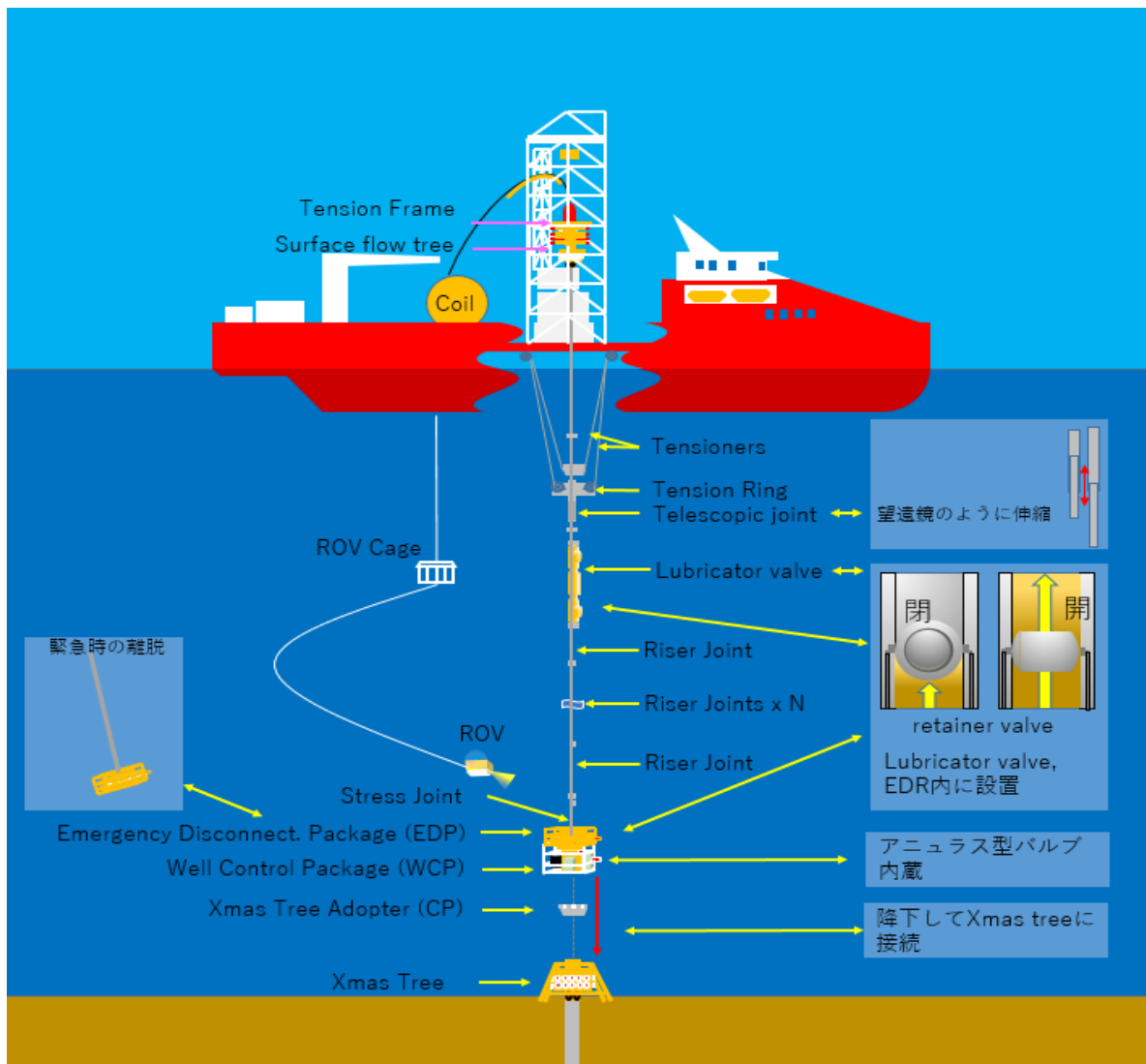


図 60 ライザーシステムを搭載した坑井介入支援船 (JETRO 作成) ^[8]

この装置は、クリスマス・ツリーの一番上から海面設備部分にあるワイヤーラインやコイルド・チュービングといった機器まで、6つの部分に分けられる。

- ローワー・ライザー・パッケージ
- 高圧ライザー
- リュブリケーター・バルブ
- ライザー・テンショナー装置

- ランディング・ライザー ジョイント
- 洋上フロー・ツリー及び(タワー内の)テンション フレーム

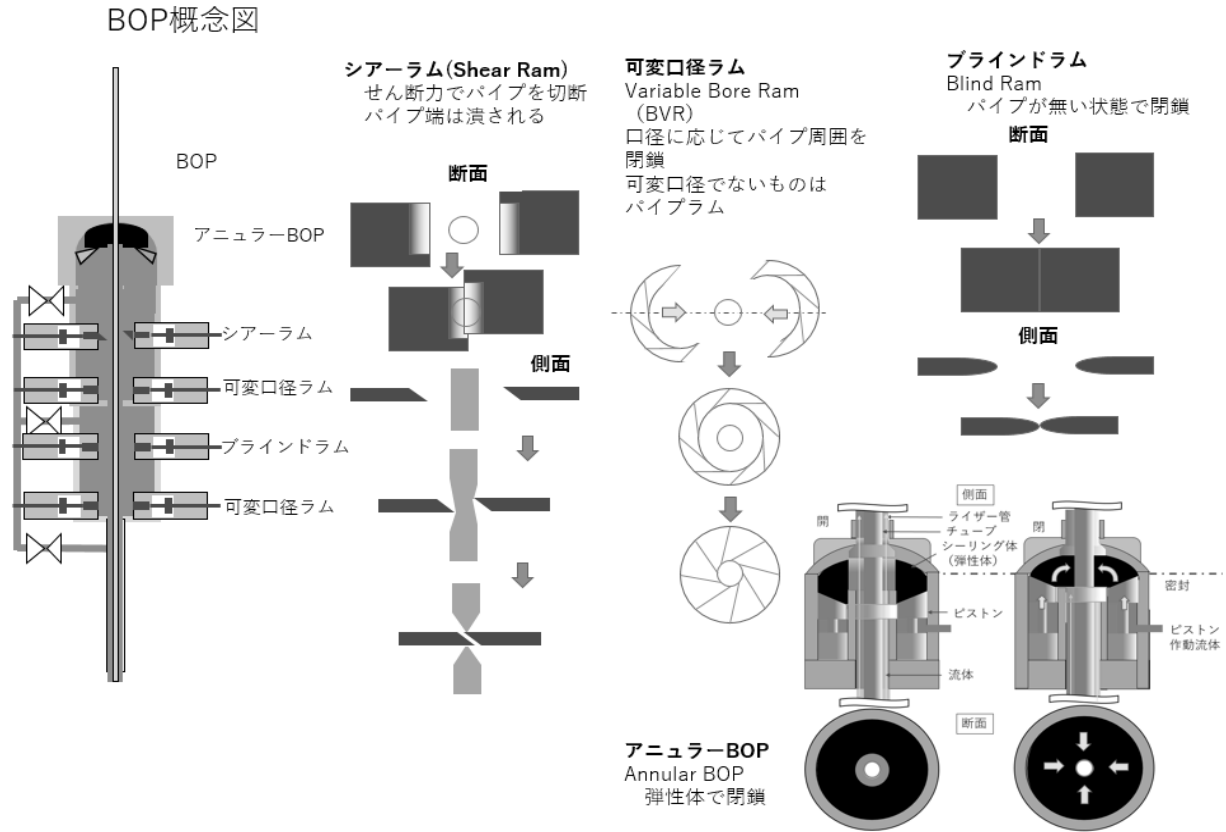


図 61 Blowout Preventer (BOP) の概念図 (JETRO 作成)

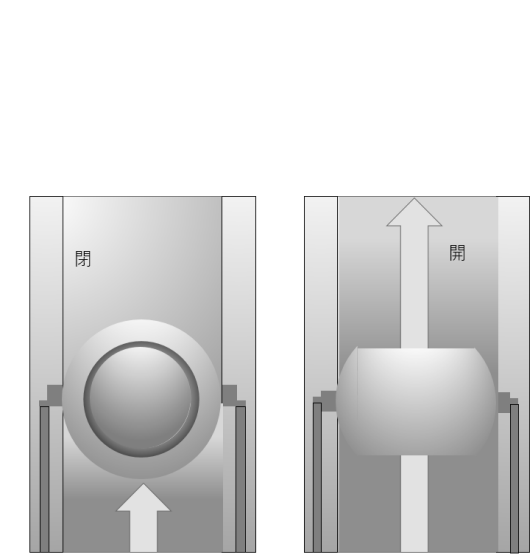


図 62 EDP 内のリテイナー・バルブの概要
図 (JETRO 作成)

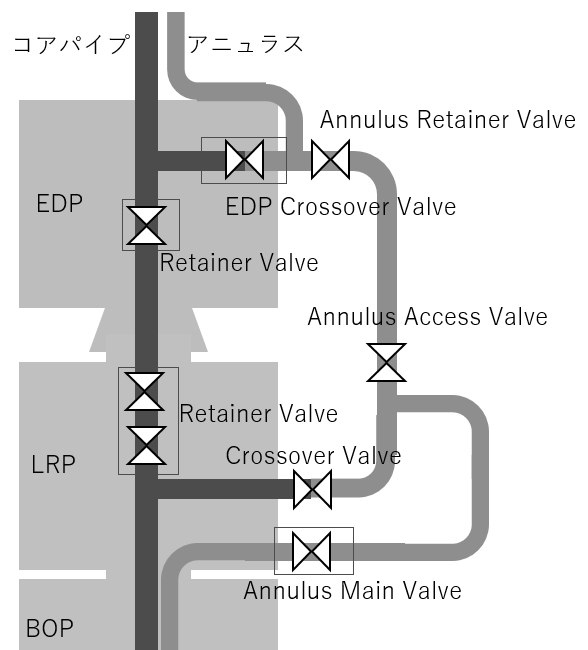


図 63 EDP/LRP のフロー概要図 (JETRO 作成)

ローワー・ライザー・パッケージ (Lower Riser Package)

緊急離脱パッケージ (EDP) の下方に接続されている坑井制御パッケージ (WCP)をローワー・ライザー・パッケージ (LRP)と呼ぶ。機能的にはBOPとほぼ同等の機能を備える場合と、BOPが別途下方に設置される場合はリテイナー・バルブのみを持つ。LRPは、流体やガスの圧力に対して坑井を閉じるための圧力制御のためのバリアを形成するよう設計されている。

EDPは必要に応じて作業中に坑井から安全に離脱するために設置されており、船舶の安全装置と統合化されており、船内の制御室から操作できる。

EDPがLRPから離脱する際には、EDP内のEDPリテイナー・バルブとLRP内のアニュラス・マスター・バルブが閉じられ、ライザーは外部の環境から隔離される。離脱後は、EDP内のクロスオーバー・バルブによりライザー内の循環が可能となる。LRP 内のリテイナー・バルブがメインのバリアとして作動する。

- 高圧ライザー (High Pressure Riser)

高圧ワークオーバー・ライザーは作業期間一時的に接続されたパイプ・アセンブリで、サブシー・ツリー上部接続部分から上方へ海面までの導管を提供し、坑井介入ツールが坑口へ到達できるようにする。ワークオーバー・ライザーは、遠隔で制御キャビンから操作できるキャットウォーク・マシン、フィーダー、及びドローワークスが配備されている近代的な掘削リグにある標準のライザー制御装置で操作する。

- リュブリケーター・バルブ (Lubricator Valve)

リュブリケーター・バルブ・アセンブリは海上フロー・ツリー (リグ若しくは支援船のデッキ上、又はリグ等のデッキと海面の間に吊り下げられて配置されることもある) の下に設置されており、長いワイヤーライン/コイルド・チュービング・ツール・アセンブリを設置する際に、外部環境からリザーバーを隔離するために使用する。両方向に圧力を封印して維持するよう設計されている。このバルブはリテイナー・バルブと共にメイン バリアの 1 つである。

- スパイダー及びジンバル(Spider and Gimbal)

ライザー上端部はリジッドな構造であり、フレックス・ジョイント又はリグ若しくは支援船のデッキ上に据え付けられたスパイダーと呼ばれる支持装置(ジンバルと組合せになっていることが多い)に、ドッグと呼ばれるかぎ爪が引っかかるように取付けられている。

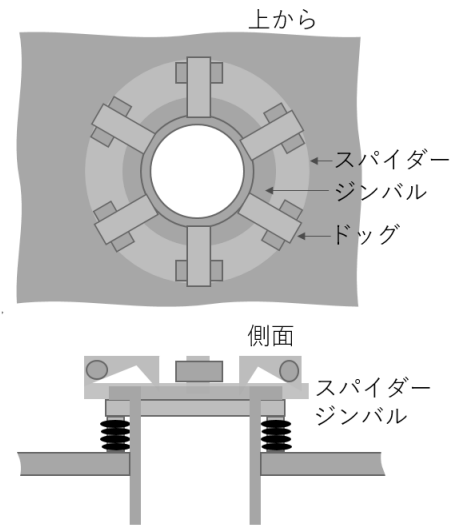


図 64 スパイダー及びジンバル(JETRO 作成)

- ライザー・テンショナー装置

ライザー・テンショナー装置は、ライザー スtringを張力で牽引し、動的な浮体式船舶と静止している設置されたライザーString間の上下方向の揺れを吸収する。テンション・リングがファイバー製のロープでライザーの重量を支えているテンショナーに接続されている。テンション・リングをテンション・ジョイントに取り付けることで、テンショナーは揺れを吸収でき、常にジョイントの張力を維持できるため、波浪によって船が動くために発生するたわみやねじれからライザーを保護する。

- ランディング・ジョイント(Landing Joint)

ランディング・ジョイントは、テレスコーピック・ジョイントが損壊して伸縮できなくなった時に、BOPスタック(各BOPユニットが縦に配列されたもの)を坑口に着底させるために使用される一時的にテレスコーピック・ジョイント上部に取り付けられたライザージョイントであり、暴風雨の中でライザーを吊り下げるための最上部のジョイントとして使用される場合もある。

- テンション フレームと海上フロー ツリー

テンション・フレームはワイヤーライン・フレームとコイルド・チュービング・インジェクターのヘッドを保持するよう設計されている。巻上げ機に取り付けられている。同フレームは坑井内へのツール設置補助のために用いられるほか、ライザー荷重の一部の受け持ち、テンショナー装置と共に動くことができる。

スイベルを組み合わせた海上フロー・ツリー(SFT)は、ライザー装置を支え、稼働中の坑井介入作業を行う際の海面からの坑井制御の方法を提供する。2つのウィング・バルブがチョーク・キル・マニホールドと接続し、坑口からの流体の流れを制御する。海上フロー・ツリーは最低でも2段の海上における圧力バリアを提供しており、このためツールをツリー最上部のスワブ・バルブから挿入し、坑井内に導くことができる。

3.1.2.2 ライザーレス坑井介入

オープンウォーターにおけるライザーレス坑井介入装置は、海中にライザーがなく、掘削を円滑にする手段ともなる。ライザーレス坑井介入装置は、坑口又はツリーにおける坑井内圧力を封じ込めつつ、ツールを坑井内に出し入れする方法を可能にする。

この方法では、基本的に浮体ユニットから繰り出されたワイヤーラインで介入機器を海中で降下させて、サブシーの坑井に対する介入を行う。

ライザーレスのサブシーの坑井介入装置は、ツール・ストリングを海上に引き上げる前、又はツール・ストリングを坑井内へ配置する前に、海水やサブシー装置から出てくる坑井内の流体を循環させることが必要である。

ライザーレス坑井介入の作業モードには次がある。

- a) ライザーレス・ワイヤーライン介入モード;
- b) ライザーレス・コイルド・チュービング介入モード;

ライザーレス・サブシー坑井介入装置には次のコンポーネントが含まれている。

- 坑井制御パッケージ (WCP)
- リュブリケーター・アセンブリ
- 圧力制御ヘッド
- 緊急離脱システム (EDS)
- 制御装置
- フラッシング/キル・システム
- コイルの回収と配置システム (ライザーレス コイル介入モードのみ)

装置には、ワークオーバー・ライザー・ベース・システムで坑井へのアクセスを可能にする再入スプールが含まれている場合がある。

一般に、ワイヤーライン/コイルド・チュービングの防噴装置 (BOP) 又は坑井制御パッケージ (WCP)がクリスマス・ツリーの上部に配置されている。WCPはマルチ・ボア・アンビリカルで操作する。クリスマス・ツリーとWCP 内のすべてのバルブ及びセンサーは船上のオペレータが制御する。

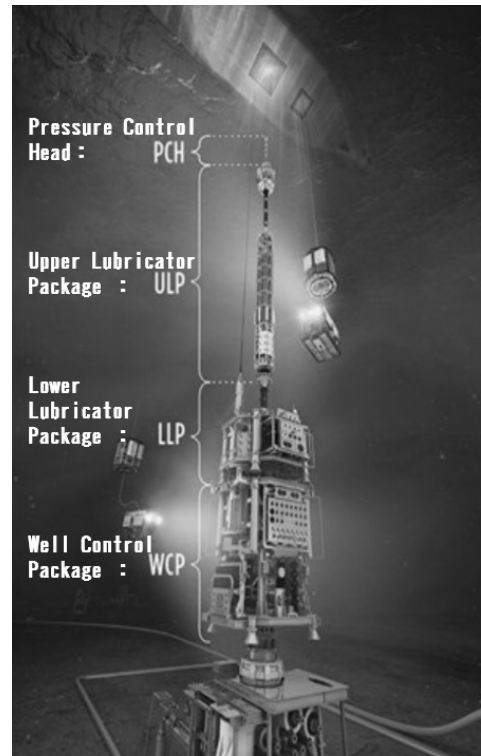


図 65 ライザーレス坑井介入装置 ^[9]

さらに、チュービングを回収可能な海上制御型サブサーフェス安全バルブ (TRSCVSS)も、同じシステムで制御及びモニタリングされる。ワイヤーラインを含むすべての操作は、動的に配置された船舶のムーンプールを介して外海で実施される。

図65はFMC及びKongsberg 社のライザーレス・サブシー坑井介入の設定を示している。図で示したモジュールについて次に説明する。

- 坑井制御パッケージ (Well Control Package(WCP))

WCPは、介入中の坑井の安全バリアを確保するため、ツリーの一番上に設置されている。WCPには、ワイヤーライン・ツールとコイルド・チュービングを切断可能な剪断/シール・ラムが含まれている。ツリー・コネクタはWCPの最下部にあり、アセンブリをツリー・ハブに固定する機能を持つ。WCPにはフラッシング/坑井キル・マニホールドとバルブ、サブシー制御装置と ROV/潜水士インターフェースがある。リュブリケーター・コネクタは WCPの最上部にある。

- リュブリケーター アセンブリ(Lubricator Assembly)

リュブリケーターはWCPの上であり、主な機能はフラッシング作業中にツール・ストリングを設置することである。上部と下部の2つのリュブリケーター (ULP と LLP) パッケージから構成されている。また操作ツール、制御アンビリカル及び坑井キル・ホース並びに制御モジュールの間で作動ツール及び接続部として作動する。制御モジュールへのエネルギーと信号はアンビリカルから供給される。LLPは坑井制御パッケージ (WCP)の接続ポイントで、システムの弱い連結部として動作し、坑口とツリーの過負荷を防ぐ安全ジョイントの役目をする。

- 圧力制御ヘッド (Pressure Control Head(PCH))

圧力制御ヘッドは、ワイヤーライン作業中に坑井をシールすることにより圧力バリアとして動作し、坑井内の流体が外部環境へ排出されることや海水が坑井内に侵入することを防ぐと共にワイヤーライン/コイルド・チュービングを圧力がかかった状態で坑井内に出し入れできる方法をもたらす。ダイナミック・シール、デュアル・パックオフ・ユニット、及び圧力制御ヘッド・コネクターが含まれる。

ダイナミック・シールは、通常チューブのセットからなり、圧力制御でチューブ内にグリースを注入してシールする。

- 緊急離脱システム (Emergency Disconnect System(EDS))

船舶の船位保持が不可能になることや予期しない環境の変化が発生した場合、EDSは許容量を超えた荷重がPCH、リブブリケーター、WCP、及びサブシー ツリーと坑口へ伝わることを防ぐために、すべてのダウンラインの接続を迅速に解除する。

EDSは制御システムを介して装置の接続を解除できるほか、全てのダウンラインは弱い連結部として機能するEDSの受動的な離脱装置に接続されている。この弱い連結部は、設定された張力に達すると導管を分割又は剪断しシールする。

サブシー坑井介入装置とそれに接続されている主なサブシステム、機器、及びコンポーネントの概要を次の図 66 にまとめている。

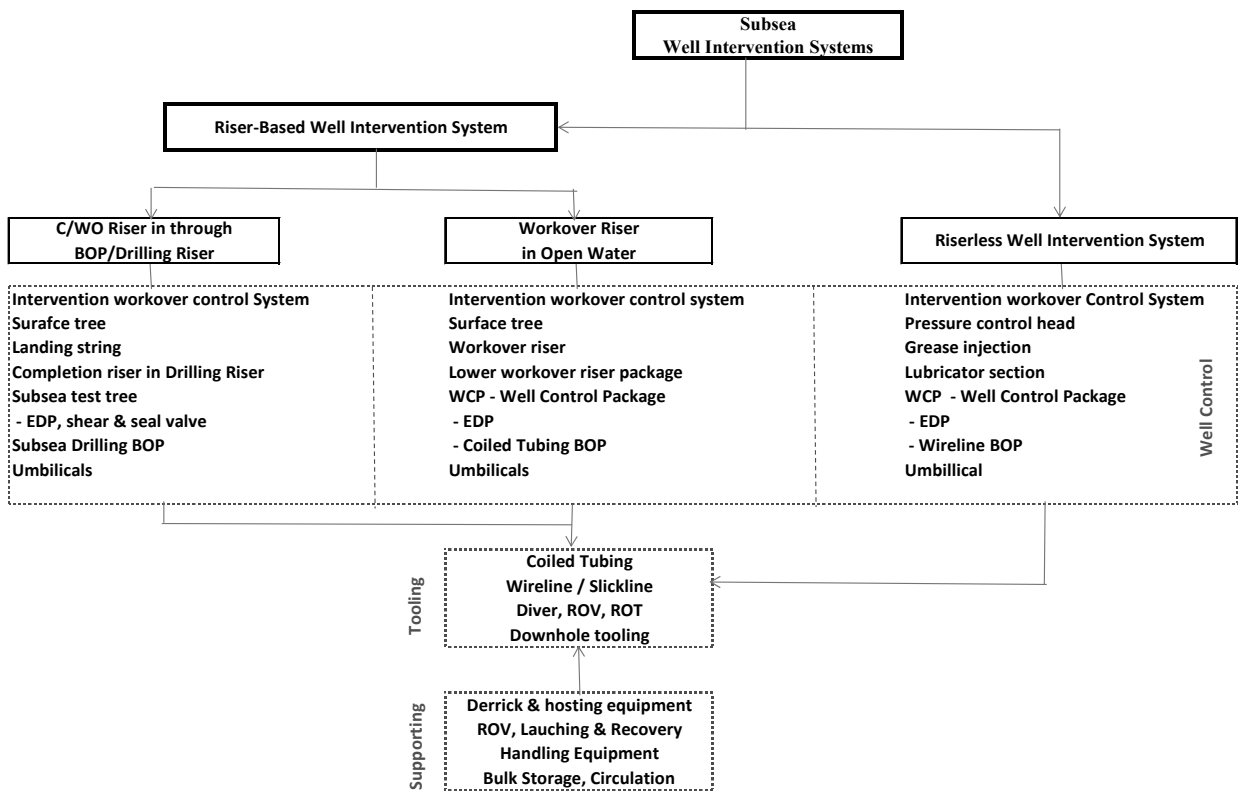


図 66 坑井介入装置と関連する主要サブシステム及び機器

3.1.3 サブシー坑井介入作業で使用されるユニット

サブシー坑井介入作業では、ワイヤーライン、コイルド・チュービング、あるいは油圧ワークオーバー・パッケージのための海上機器をサポートするだけでなく、坑口へアクセスするサブシー・システムを操作する能力を構築するため、海上プラットフォームが必要である。

浅海域にある坑井の場合、ジャッキアップタイプのリグが使用できる。大水深での坑井では通常、介入作業に浮体式プラットフォームを使用する。ここでは主に単胴型の船舶を使用するサブシー坑井介入作業に焦点を当てており、他のリグの種類については、坑井介入に関する説明で簡単に触れるのみとしている。

3.1.3.1 坑井介入作業で使用するユニットの分類

従来サブシー坑井介入にはマリンライザーを搭載したセミ・サブマージブル・リグ(米国ではセムアイと略称する)が使用されていた。しかしながら、非常に大きなコストがかかることやこのようなリグの確保が困難であることから、大水深におけるサブシー坑井介入は非常に困難が伴うものであった。この問題を解決するため単胴型の船舶により、坑井介入のためにライザーを用いる若しくはライザーを用いない坑井介入が行われるようになってきた。

サブシー坑井介入を行うユニットを分類するには、様々なオペレータ毎に微妙な違いがあるが、基本的には以下の3つに分類される [10][11]。

- カテゴリ A - ライザーレスのライト・ウエル・インタベンション (RLWI)
- カテゴリ B - コイルド・チュービングを用いたミディアム・ウエル・インタベンション
- カテゴリ C - 掘削(坑井仕上げ)リグを用いたヘビー・ウエル・インタベンション

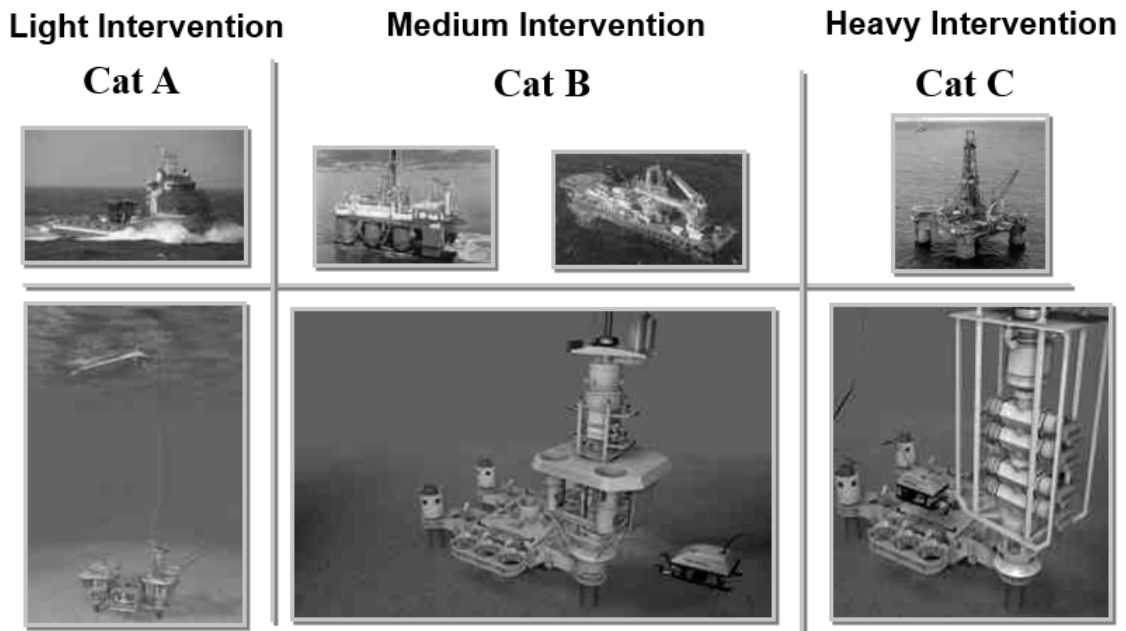


図 67 坑井介入ユニットの分類 ^[10]

高圧ライザーシステムを使用してライト・ウエル・インタベンションを行う船舶もある[12]。このような船舶は、カテゴリAからカテゴリBへの移行と考えられ、カテゴリA+又はA++と呼ばれることもある。

3.1.3.2 カテゴリ A-ライザーレスのライト・ウエル・インタベンション (RLWI)

サブシー坑井のワイヤーライン作業は、ライザーレス介入装置を使ってオープンウォーターで行われる。必要な機器を装備できるデッキ面積が限られているため、単胴船は資本コストと輸送コストが低い場合に利用される。坑井に接続されたライザーがなく、ライザーレス坑井介入用の設備を搭載した船舶による介入はカテゴリAのライザーレスのライト・ウエル・インタベンションに分類される(図68の左側)。

介入作業では、図68のようなRLWI船を用いて主にワイヤーライン作業を実施することが可能である。作業可能な水深には限度がある。

オープンウォーターで単胴船により実施されたサブシー坑井コイルド・チュービング作業についてはいくつかの報告書があり[13][14]、現在でもRLWI船の操作性を拡張するために、ライザーレス・コイルド・チュービング坑井介入の改善が行われている。




Island Frontier	Island Wellserver	Island Constructor
		
<ul style="list-style-type: none"> • Sub sea installation and module handling operations • Riserless well intervention services • Trenching • ROV operations 	<ul style="list-style-type: none"> • Riser less light well intervention services • Installation and module handling operations • Trenching • ROV operations • P&A Work • Construction work • Diving 	<ul style="list-style-type: none"> • P&A work • Construction work • Tower and module handling • Installation work • IMR work • Survey work • Crane work • Diving work

図 68 Island Offshore 社 (ノルウェー) の RLWI 船とサービス [15]

ライザーレス坑井介入は、基本的に浮体ユニットから繰り出されたワイヤーラインで介入機器を海中に降下させて行う。図68にあるように、RLWI 作業のための典型的なユニットは単胴船で、次のような特徴がある。

- 可動時間短縮のための高速航行
- 必要な機器を船上で操作するために必要な、作業スペース及び積み込み能力に見合う十分な甲板面積
- 坑井介入作業中の船位保持の条件を満たすダイナミック ポジショニング システム (DPS)
 - 通常DPクラス2以上のシステムが冗長性に関する条件に適合している。
 - DP能力又は船位保持性能は、坑井介入作業を行おうとしている場所の地理的な位置及び環境条件によって決まってくる。
- 介入機器を海中へ降下、引き上げ、回収を行うほか、坑口へアクセスするため、上下動を補償するシステムを備えたリフティング クレーン又はウインチ
- 潜水や遠隔操作探査機 (ROV) の配備、回収、保管を含む作業支援を行う施設
- 作業者のための適切な宿泊施設
- 人員交代のためのヘリポート
- 潜水士、ROV、機器の配備及び回収時にこれらを保護するためムーンプールの設置
- 坑井介入機器の作業条件に見合った電力・油圧を供給する能力

図68にRLWI船及び同船で可能な作業の例を挙げている。

3.1.3.3 セミ・サブマージブル・リグ及びリジッド・ライザーを使用する単胴船

大水深での介入作業あるいはコイルド・チュービング介入作業では、サブシー・ツリーや坑口を坑井介入船に接続するためリジッド ライザーを頻繁に使用する。ワイヤーラインでコイルド・チュービングを使用する主な利点は、コイルを介して化学薬品を汲み上げる能力、及び重力に頼らず穴へ押し込む能力である。ライザーベースの介入では坑井流体を介入船上にある機器に循環させて戻す作業がよく行われるため、3.1.3.2 セクションで説明したライザーレス・ワイヤーライン作業を行う船舶の特徴に加え、リジッド・ライザーを使ってコイルド・チュービング作業を行う船舶には次のような特徴がある。

- 化学薬品の貯蔵及び処理能力
- 坑井流体の貯蔵及び処理能力
- 作業スペース及び多くの機器の操作ため、さらに広い甲板面積
- チューブラーのハンドリング及びテンショニングの設備
- 重量物の吊り上げ能力及び安定性

複数の作業を同時に行えるように、リジッド ライザーを備えたセミ・サブマージブル・リグ及び単胴船は、オープンで広いデッキを持つよう設計されている。広い作業スペースに重量物吊り上げ能力のあるクレーン及びデリックが配備されており、全ての必要不可欠なツール及び機器を迅速に配置できる。

介入作業は費用対効果のあるライザーを設置して行われ、在来型の BOP を使用する必要がないため、在来型リグよりも利点大きい。さらに、柔軟な対応時間と短い移動期間はこれらの船舶の最も際立った特徴である。

坑井介入作業の場合、このような船舶はワイヤーライン作業に加えてコイルド・チュービング作業も可能である。檣はコイルド・チュービングとワイヤーラインの両方の機器をツールと共に使用できるよう設計されている。その他の可能な作業は、坑井介入サービス プロバイダー会社と船舶によって異なる。このような種類の船は、通常カテゴリ A+ と呼ばれるが、オペレーターによってはカテゴリ A++ と呼ぶ場合もある。

このカテゴリの坑井介入ユニットの例をいくつか図69に示す。MODU Q4000は、3000メートルの水深での坑井介入と建設のために設計されたDP3 セミ・サブマージブル・リグである。ライト・ウエル・インタベンション専用船 Seawellは、単胴型船のサブシー・ワイヤーライン、コイル・チュービング・サービスの先駆けとして、1987年から北海及び大西洋外縁で運用されている。Well Enhancer はサブシー生産システムの不稼働損を最小化し、コストエフェクティブなサブシー システムの維持方法を提供するために設計された船舶である。

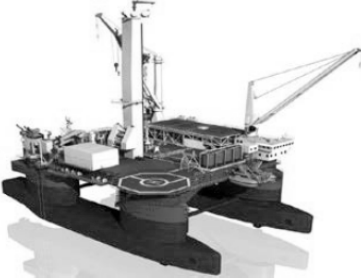


Modu Q4000	Seawell	Well Enhancer
		
<ul style="list-style-type: none"> ● Slimbore drilling ● Slimbore completion ● Decommissioning well intervention ● Subsea completion ● Well intervention operations 	<ul style="list-style-type: none"> ● Wireline and coiled tubing operations ● Well clean-up ● Well stimulation ● Full IMR and construction services 	<ul style="list-style-type: none"> ● Well stimulation ● Subsea Xmas tree recovery / replacement ● Live and suspended well abandonment ● Full IMR and construction services ● Well intervention operations

図 69 Helix 社の坑井作業 LWI 船とそのサービス [16]

3.1.3.4 カテゴリ B - コイルド・チュービングを用いたミディアム・ウエル・インタベンション

カテゴリ B のリグは、高圧の小口径ライザーを使ってコイルド・チュービングのような大型介入を行うよう設計されている。この種類のリグではスルー チュービング掘削も可能である。

ワイヤーライン及びコイルド・チュービング作業に加えて、このリグは生産用チュービングからの枝掘り（スルー チュービング掘削 - TTD）を行うよう設計されている。これにより、新規の枝掘りと既存の生産チュービングの両方で同時生産が可能となる。坑井サービスは既存のサブシー クリスマス・ツリーを介して行われる[14]。

このリグはより小さなセミ・サブマージブルのリグ ハル タイプで、動的船位保持 (DP) 又は係留による船位保持機能のオプションを備えている。稼働中の坑井を回復させる処理を行うこともできる。このユニットはよりシンプルなもので、従来のリグに比べて少ない動力で操作できる。



図 70 カテゴリ B の坑井介入ユニット [17]

トップサイド システムは 2 7/8 インチと 3 1/2 インチのドリル パイプを使ったチュービング作業用に設計されている。リグ内にコイルド・チュービングを設置することでライディング ベルトの使用を回避し、重量物吊り下げを最小限に抑えることが可能となり、健康、安全性、環境 (HSE) 条件を改善できる。

Q5000 DP3 坑井介入船は成功した Q4000 MODU を元に設計された第二世代である [18]。このマルチサービス船は、サブシー坑井介入、フィールド及び坑井廃止、サブシー機器の設置と回収、坑井試験、及びサブシー建設作業を含む幅広いタスクに対して安定したプラットフォームを提供する。Helix Q5000 DP 3 坑井介入の仕様はほん報告書末尾の付録に記載している。



図 71 Q5000 DP3 坑井介入船 [18]

3.1.3.5 カテゴリ C - 重量坑井介入

このカテゴリは、低圧ライザーを使った従来のリグを含む。これらのリグには、高圧ライザーを使った坑井での介入を行うための改修機器も配備されている。従来のリグはあらゆるヘビー・ウエル・インタベンションを実行できるがコストが高く、このようなリグが入手困難であるために坑井介入設備として使用するには大きな問題となる。

3.1.4 坑井介入に関する規制と業界基準

一般に、世界の主要原油生産国におけるオフショアの原油とガスの生産作業に適用される規制制度には、規定に基づくアプローチ及びゴールベースの取り組み（“セーフティケース”の取り組みとも呼ばれる）の2つのモデルがある。

ほとんどの国では規定に基づく規制を使用している。これはオペレータが業界規則、国内又は国際基準、国際コードに基づく詳細な技術要件に準拠するよう求め、強制力を持つ。現時点では、坑井介入で使用されるユニットを対象とした国際基準はない。国によっては坑井介入に対して独自の地域規則を定めている場合もあるが、掘削ユニットに対して規則に適合するよう求める場合もある。地域の様々な規則に加えて、IMO の移動式海洋掘削装置に関する構造設備コード(IMO MODU Code) の遵守は様々な国の政府が受け入れ施行している。

ゴールベースのアプローチを取り入れている国の場合、オペレータは作業ごとに危険性とリスクを分析し、企業があらゆる状況を想定して対処できるよう準備するためのセーフティ・ケースを用意するよう求められる。

坑井介入ユニットと船舶は、通常は船級協会によってクラス分けされる。このような協会ではほとんどが国際船級協会連合 (IACS) の会員である。その中でも最も傑出した船級協会が ABS (アメリカ船級協会) と DNV-GL である。

船級符号への MODU の付記は、MODU ルール中の特定の要件に準拠したものであることを示すために、船級協会によってユニット又は船舶に割り当てられているものである。MODU ルールは移動式海洋掘削装置の建造及び操業に関する技術基準で、坑井介入に使用されるユニットと船舶にも使用される。

坑井介入ユニットと船舶に対する特定の船舶符号の付記は ABS や DNV といったいくつかの船級協会によって提供される。これはユニットや船舶が、構造、機器・設備にかかる証書、安全システム装置の配置などを網羅する坑井介入作業の特定要件を遵守していることを示す [19]。

坑井介入機器と装置に対する基準とコードの一部は業界で広く使用されている。図 73 に坑井介入作業で使用される主要な機器や装置に対する API (米国石油協会) の関連基準と ISO (国際標準化機構) の関連基準の一部を示す。

DESCRIPTION	API Standards	ISO Standards
Surface wellhead and tree equipment	Spec 6A	10423
Design of operation of subsea system	RP 17A	13628-1
Flexible pipe	RP 17B	13628-2
Through Flowline (TFL) System	RP 17C	13628-3
Subsea wellhead and tree equipment	Spec 17D	13628-4
Production Control and <u>umbilicals</u>	Spec 17E	13628-5
Subsea Control	<u>Std</u> 17F	13628-6
Design, manufacture of subsea well intervention equipment	RP 17G	13628-7
ROV interface	RP 17H	13628-8
ROT intervention system	RP 17H	13628-9
Analysis, design, installation & testing subsea safety systems	RP 17V	
Subsea capping stacks	RP 17W	
Dynamic Riser	<u>Std</u> 2RD	16389

図 72 坑井介入機器と装置に対する API 及び ISO の基準

3.2 坑井刺激

坑井刺激は油やガスの坑井で、リザーバーの排油エリアから坑井への炭化水素の流れを改良することによって生産性を向上させるために行われる坑井介入の一種である。

3.2.1 一般的な刺激処置

石油ガス業界では、形成物の洗浄、穿孔及び破砕の拡張、及び汲み上げという3つの坑井刺激が一般的に行われている [20]。

- 形成物の洗浄

閉塞を除去して形成物における浸透率を復元し、リザーバーから坑井への流体の流れを増大させるためのシンプルかつ低コストで行う方法は、坑井の生産性を損なう坑井近辺にある砂岩内の形成物を溶解又は消散させる化学薬品を船上からポンプで送り込むか、坑井と炭酸塩岩の形成物の間に新たに良好な状態の流路を作成することである。図74を参照。

最初の坑井仕上げ後は、濃縮ギ酸を使用して泥水や表層の障害物を除去する方法が一般的であり、この処理を酸処理と称す。

より深刻なケースでは、坑井内の特定位置を狙うことができず、送り込んだ化学薬品が到達しても効果を保持できる可能性は低いため、海面からのポンプ使用は効果が小さい。

このような場合、コイルド・チュービングを使って対象位置に直接化学薬品を送り込むことが必要である。坑井内を通したコイルド・チュービングの先端には噴射ツールがついている。噴射ツールが狙った位置に到達すると、パイプを介して化学薬品が送り込まれ、障害物のある場所に直接噴射される。

これは船上から坑井口にポンプで送り込むよりも効果的だがコストがかかり、精度は障害物の位置の把握によって異なる。

リザーバーの砂が坑口内や坑口付近に入り込むことを防ぐ出砂対策も坑井刺激作業の1つである。出砂対策にはグラベル・バック法やプラスチック固結法等があるが、特にフルフリルアルコール樹脂に加え、特定の酸を注入してフランプラスチックを形成する場合があります。砂を含むより強固なプラスチックになる、このような出砂対策は酸処理の一種と位置付けられる。

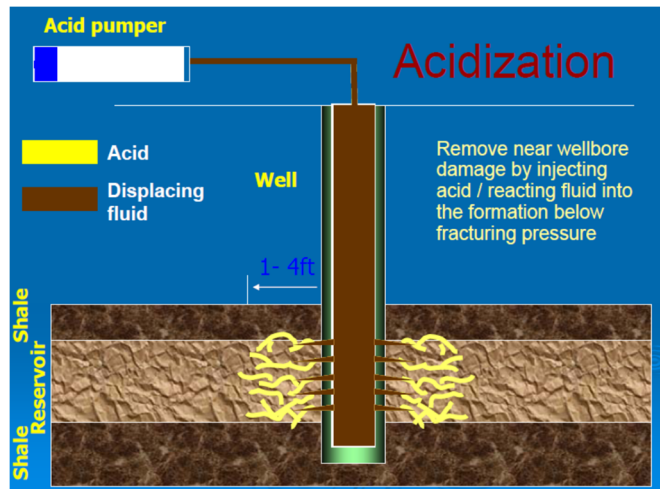


図 73 酸処理図 [21]

- 穿孔及び破砕の拡張

ケースドホールの仕上げ時には、穿孔により鋼鉄製のケーシングに孔を開け、リザーバーからの生産を開始する。通常この孔は、成型爆薬と鉄球を使ってケーシングを穿孔するも

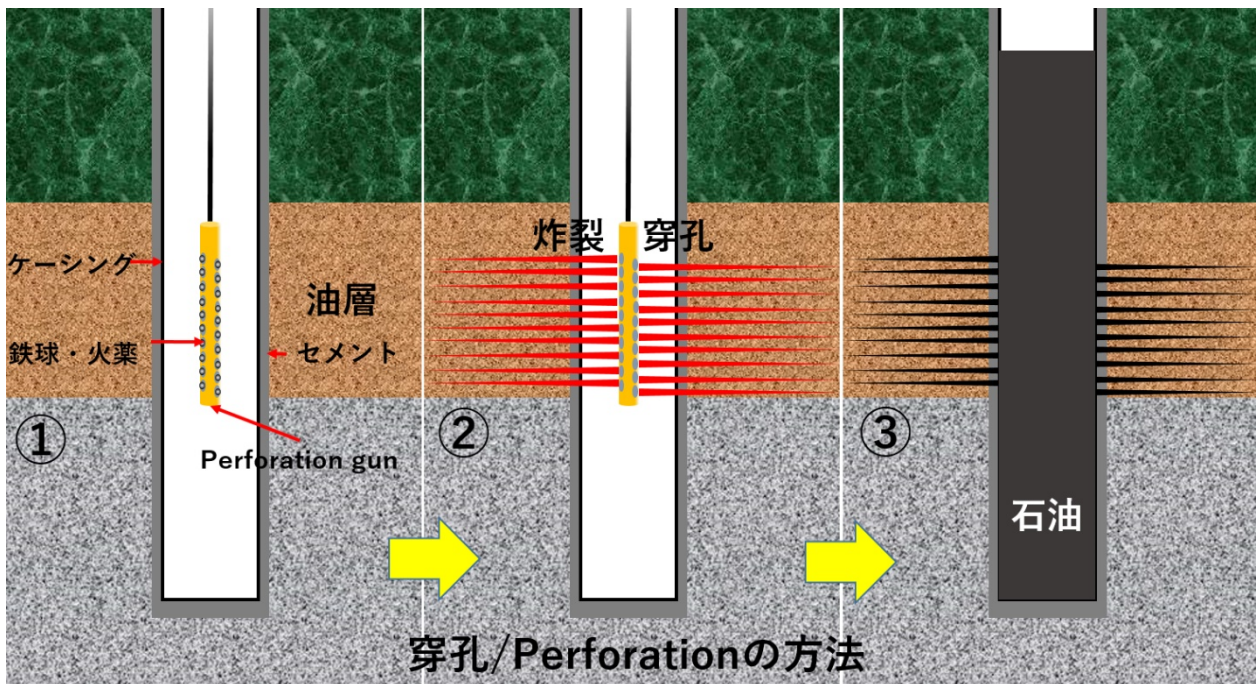


図 74 穿孔の方法 (JETRO 作成)

ので、同時にリザーバーの岩層に短い間隔でフラクチャード ホールを開ける。この処理をプロペラント刺激と呼ぶ。多くの場合、パーフォレーション ガンによって作成された孔は十分な表面スペースがなく、坑口に接するスペースをさらに作る必要が出てくる。

このほか、より強い刺激を与えるために一般に使用されている方法として、パーフォレーションを介した水圧破碎処置がある。水圧破碎法は、高圧の水を坑口内とパーフォレーションの孔内に注入して岩層形成物を破碎させる。これは、海面から高圧の水を注入する水圧破碎法と呼ばれる方法又は爆発物を使って高速のガスの流れを生成するプロペラント刺激と呼ばれる方法により行う。

プロペラント刺激は坑井近辺の障害を除去する非常に経済的な方法である。プロペラントは低爆発性の物質で、短期間で坑井内に大量のガスを生成する。岩層での応力が形成物の破碎圧よりも大きくなるまで増大させて、坑口内のガス圧を上げる。フラクチャの長さやフラクチャのパターンは、使用されるプロペラント刺激ツールによって大きく左右される。

- 汲み上げ

ガスリフトは、坑井流体が上がってくるように形成ガスを補助するために坑井の外で作った高圧ガスを吹き込む人工採油法の1つである。ガスリフトの原理は、チュービングに注入されたガスがチュービング内の流体密度を下げ、気泡の流体を擦り上げる役割による。

人工採油法は刺激の一つとみなされることもある。これは、既に坑井内にある流体が上がってきやすくなるもので、ガスリフトは、安定した坑井のスタートアップ及びシャットオフ時の安定した稼働条件下で行われる。ただし、より一般的に刺激としてのリフティングは、坑井内の下方に形成された物質の中から水を注入するか、船上からスケール防止剤やメタノール（ハイドレート抑制剤）などの化学薬品を注入して底部に蓄積された重い流体を上げようとする動作を指す。

このような重い流体は坑井の底部に沈殿しており、リザーバーからの流体の流れを阻害する重りのようになり、坑井を封じ込めてしまう。これを除去するには、図76に示すようにコイルド・チュービングを使って窒素を循環させる。

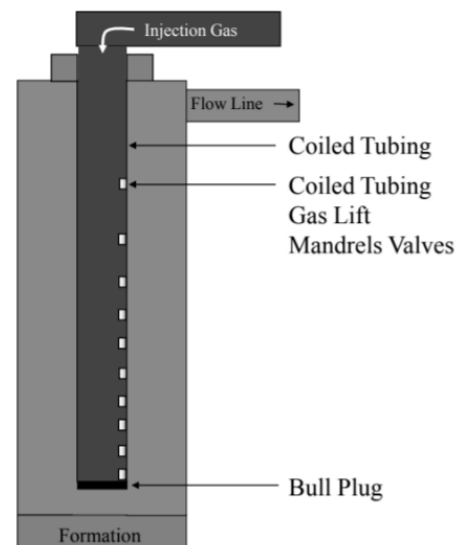


図 75 ガス リフト処理 [22]

3.2.2 刺激処理法の主要機器と材料

坑井刺激に使用する主な機器は以下のとおり。

- 酸処理用機器
- フラクチャリング攪拌機
- ポンプ装置
- ハイドレート及び化学添加剤装置
- データ取得と制御センター
- 支援用機器（コイルド・チュービング、クレーンなど）

坑井刺激でよく使用される物質には次のものがある。

- 酸
- プロパント
- 添加剤
- 窒素

3.2.3 サブシー坑井刺激

3.2.3.1 坑井刺激作業の分類

従来、サブシー坑井刺激は掘削リグの生産設備で実行されるため、坑井刺激で使用する化学薬品は船舶で輸送してプラットフォームへ積み込む。このような輸送にのみ従事するために設計・建造されるのがオフショア支援船（Offshore Support Vessel(OSV))又はオフショア供給船(Offshore Supply Vessel(OSV))である。

最近では大水深での坑井刺激のニーズ及び技術の発展により、市場がより早く柔軟な対応を必要としているため、「坑井刺激船（WSV）」と呼ばれるより特化した目的のための船舶が建造され、大水深での坑井刺激に使用されている。このような坑井刺激船は化学薬品の輸送能力に加え船上で坑井刺激作業を行うための設備やシステムも装備されている。

坑井刺激を行うWSVの作業モードは2つあり、最もよく使用されているモードはMODU又は生産設備にWSVを近づけて行うもので、坑井刺激はMODU又は生産設備にある坑井アクセス用機器を使って行われる。もう1つのモードは坑井刺激作業をWSVのみ、又は独立した状態で行うものである。図77にこの2つの作業モードを示している。図77には、比較のために供給作業を行っているオフショア支援船の役割も示している(赤枠)。

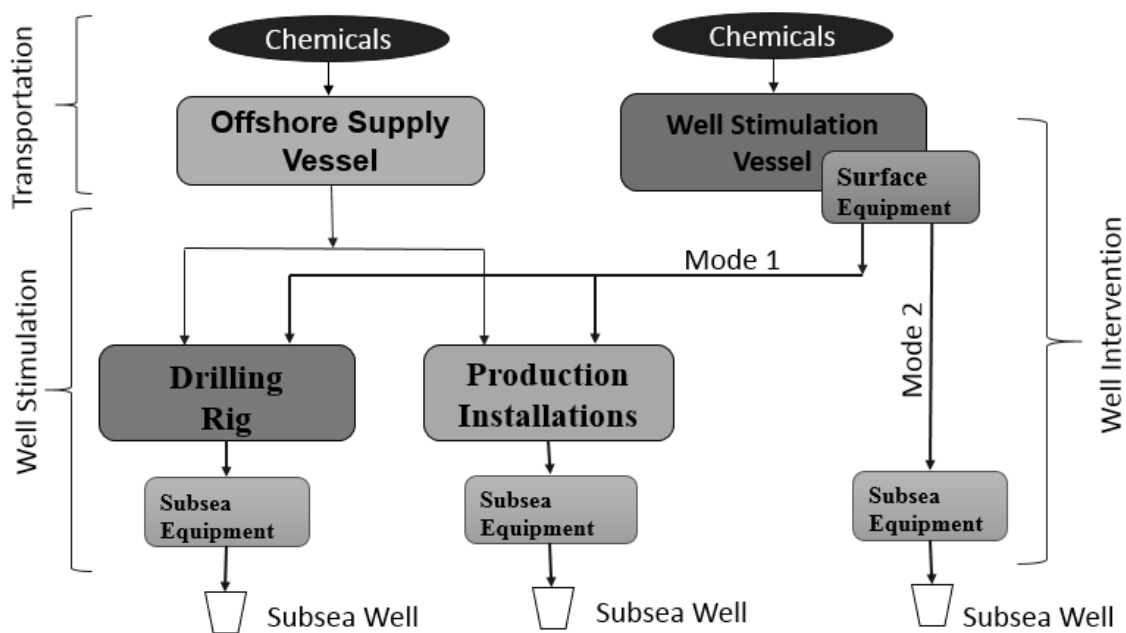


図 76 坑井刺激船の作業モード

1つ目のモードの坑井刺激シナリオでは、刺激作業中の坑井の制御はMODU又は生産設備で行われる。2つ目のモードでは、WSVに適切な機器と装置が搭載され、刺激作業中の坑井の制御能力も備えている。このシナリオでは、WSVが坑井介入船となる。またコイルド・チュービング作業が可能な坑井介入ユニットには、坑井介入機能と坑井刺激機能の両方がある場合がある。

専用の坑井刺激船は大量の化学薬品を貯蔵できるよう設計されている場合が多いが、他方坑井介入船は通常マルチタスクが可能であるものも、刺激作業のための化学薬品は他のオフショア支援船からの供給を受けることも想定しているため、化学薬品の貯蔵容量は自船の刺激作業に必要な量に限られ、他船への供給のための輸送用船舶にはならない。

3.2.3.2坑井刺激船の特徴

サブシー坑井刺激作業を行うため、通常WSVには安全要件に適合し効率的な作業を行うため、以下のような特性がある。

- 船位保持能力
- タンク容量及び貯蔵容量
- デッキ作業スペース及びデッキの耐荷重能力
- 機器のモジュール化

- 油圧及びポンプの能力

WSVには、坑井刺激作業を実行するための適切な船位保持能力が必要である。

1つ目の作業モードでは、WVSは掘削リグ又は生産設備に近づけた状態で配置されており、施設への衝突を防ぐため、WSVには通常DP クラス 2かそれ以上 (クラス 3) のダイナミック ポジショニング システムが搭載されている。

さらに緊急の場合、刺激作業中に掘削リグ又は生産設備に接続されているホース リールを迅速に切断し離脱することが可能である。

2 つめの作業モードの場合、WSVは刺激作業中にサブシー坑井に接続されており、サブシー機器 (坑口やクリスマス・ツリーなど) の損傷を防ぐため、WSVはサブシー坑井の海面上で一定の円内にとどまっている能力が必要である。船位保持には係留装置やダイナミック・ポジショニング・システム(DPS)を使用する。DPSを搭載したWSVは操縦性が高いため、位置決めや別の特定の場所に配置するための移動も容易であり、より使いやすい。DPクラス2は坑井刺激船の基準となっている。

最近の事例として、Safe Marine Transfer, LLC (SMT)は、サブシー開発に伴う坑井刺激のコストを大幅に削減し、タイバック距離が100 マイルまで延長されても対応できるソリューションを新特許と併せて開発した[23]。同ソリューションは化学薬品の貯蔵容量を増大させるためバージを用いたもので、同バージは作業エリアまで化学薬品を輸送し、その後バラストを注水して海底に降下し着底した状態で坑井に化学薬品を供給するというコンセプトである。水深は10,000ft(約3,000m)まで対応可能で浮上時の圧縮空気タンクも装備しており、設計は既にABSのAIPを取得している。船体タンク内に据え付けられた化学繊維の袋に化学薬品を貯蔵するコンセプトについては、SMT社は各部分の組み立て及び試験を実施し、海底での二重構造の貯蔵システムの圧力保証及び化学薬品の注入キットについてABSのAIPを取得する準備を進めている。

坑井刺激船の主な仕様については付録を参照。

プロパント:フラクチャリング(水圧破碎法)後、地層に形成させた亀裂の閉塞を防ぐために亀裂の内部に埋め込む支持材。一般的に砂やセラミックなどを原料として粒状に加工し坑井を満たす流体に混ぜて用いる。

図 78 に坑井刺激船の例を 2 つ挙げる。

BJ Blue Dolphin	BJ Discovery
	
<ul style="list-style-type: none"> ■ クラス: ABS ÅA1、OSV、WS、DPS-2、(84.7 x18.3 x 7.32 メートル) ■ 速度: 最大 15 ノット、巡航 13.5 ノット ■ 対応: フラクチャリング、酸処理、出砂対策 ■ 安全機器: ホース リールの素早い接続解除 ■ ポンプ圧力: 15,000psi (103.4MPa) ■ 水圧: 12,800 HP ■ 貯蔵容量: <ul style="list-style-type: none"> - プロパント: 267,619 kg/433,634 kg - 流体: 817.98 - ジェル: 50 バレル (7.95 立方メートル) - ハイドレート: 200 バレル (31.79 立方メートル) - 溶媒: 38,000 ガロン (144 立方メートル) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ クラス: ABS ÅA1、OSV、DPS-2、(73.2 x17.1 x 5.5 メートル) ■ 速度: 最大 14.2 ノット、巡航 12 ノット ■ 対応: フラクチャリング、酸処理、出砂対策、坑井制御作業 ■ 安全機器: ホース リールの素早い接続解除 ■ ポンプ圧力: 15,000 psi (103.4 MPa)、Coflexip 製のリール付きフレキシブルなアンピリカル線 ■ 水圧: 10,000 HP、混合レート 40 バレル/分 (6.35 立方メートル/分) ■ 貯蔵容量: <ul style="list-style-type: none"> - プロパント: 453.593 kg (90.719 kg/362.874 kg) - 酸用タンク: 4 x 76 立方メートル - ハイドレート: 22.3 - 溶媒/酢酸: 4 x 76 立方メートル - 塩水タンク: 6 x 580 立方メートル - リキッド マッド: 4 x 383 立方メートル

図 77 Baker Hughes 社製坑井刺激船 [24]

- モジュール化

市場ニーズに応えるためには専門化とモジュール化という2つのアプローチがある。専門化したWSVは可能性のある市場ニーズのほとんどに対応できるよう、その能力を最大化するため、大容量の貯蔵能力、操縦性、高圧ポンプ能力等を持つ。

機器のモジュール化アプローチは、サブシー坑井刺激の技術面、物流面及び作業面の課題に対応するため、坑井刺激用ポンプ船という専門化した能力及び柔軟性を持つモジュール設置スキッド・ユニットを組み合わせたアプローチである。図79に示した StimFORCE は、Baker Hughes 社製の刺激パッケージである [25]。これは、十分なデッキスペース (56 m x 13 m) と 1,020 lbs/ft² のデッキロード能力を持つオフショア支援船に搭載できる。Baker 社によると、全てのモジュールは船舶の設備と連動できるよう設計されているため、適切に建造又は改造された船舶であれば、目的に合わせたモジュールの設置・取り外しを迅速に行うことができる。

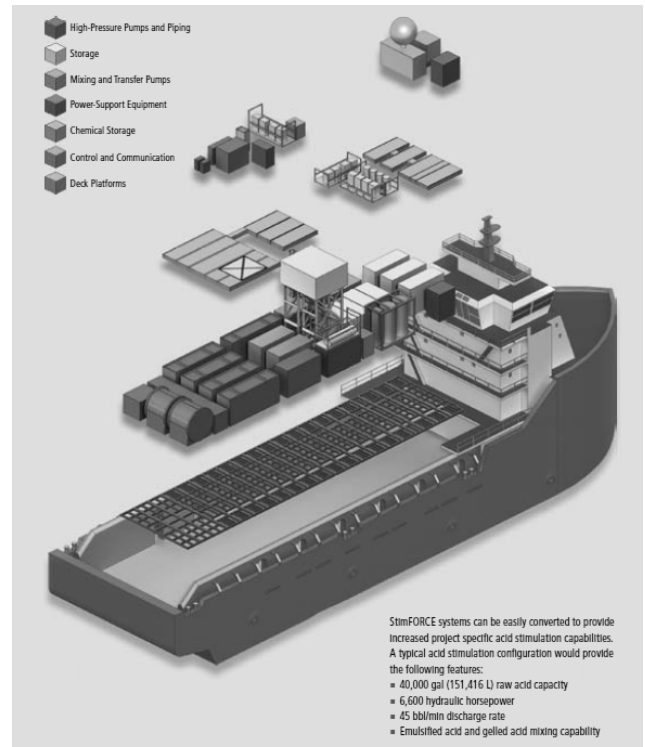


図 78 Baker Hughes 社製 StimFORCE [21]

一旦StimFORCE プラントを取り外してしまったオフショア支援船は、モジュールプラントを設置する前の標準的な若しくは多目的の作業を行うことが可能である。個々の機器モジュールは再度組み合わせて設置することができるため、フラクチャリング パック、オープン ホール グラベル パック、又は刺激サービスをリグ上又はプラットフォーム上で実行できる。

図80は、Schlumberger 社の坑井刺激モジュール化パッケージ - FlexSTEM Pronto [22]である。このパッケージも設置及び設置解除が可能であり、制御室からリモート コントロール システムを使って全ての機器モジュールのプロセスを制御できる。軽量の機器パッケージはオフショアでの使用が可能で、かつ在来型の支援船若しくはプラットフォーム支援船の甲板後部に設置できるよう設計されている。

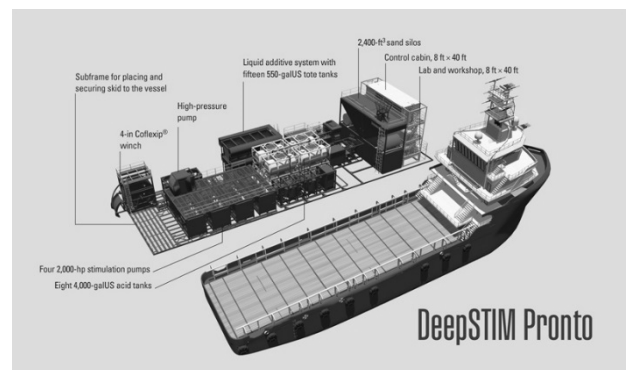


図 79 Schlumberger 社製 FlexSTEM [26]

Halliburton 社の支援船向けのモジュール化ソリューション (VMS) はフレキシブルな坑井刺激機器パッケージ [27] で、任意の利用可能な DP2 クラスの支援船に追加導入できる。図 81 は VMS の基本フローの図である。

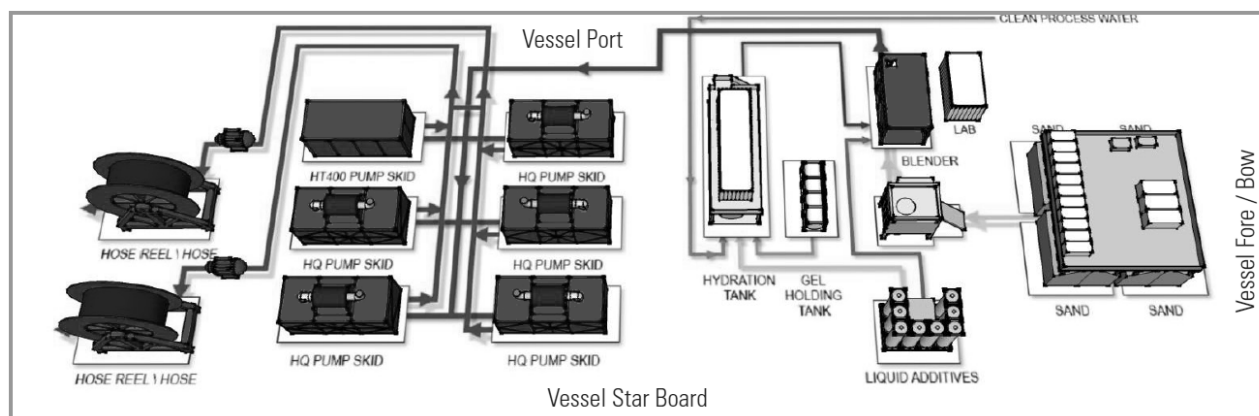


図 80 Haliburton's VMS basic flow diagram [27]

3.2.4 規則と業界規格

国際海事機関 (IMO) は OSV ケミカルコードを 2018 年に採択した。このコードは、オフショア プラットフォーム、移動式オフショア掘削ユニット、又は海底の炭化水素の探査、回収に使用されるその他のオフショア設備へ供給するために、危険かつ有害な液体物質を大量にばら積みで輸送するオフショア支援船 (OSV) の設計、建造、及び作業に関して策定されたものである。このコードは多くの国々で坑井刺激船を規制する目的で広く使用されている。

船級協会でも坑井刺激船に対する規則を定めている。たとえば、ABS でも坑井刺激船の要件を定めた規則が 2 種類ある。

- オフショア支援船の建造及び船級に関する規則、第 5 部、第 11 章
- 船舶の規則及び船級に関する規則、第 5D 部、第 11 章

3.3 坑井試験

坑井試験は坑井毎又は複数の坑井間で、リザーバーから坑井内に炭化水素及びその他が流出する際の性状に関する知見と理解をより広げるために、定期的又は必要に応じて実施する試験である。試験は、坑井の生産・圧入能力、油・ガス層の性質 (圧力、浸透率) の連続性、坑井近傍の生産性障害の程度、排油容積などの諸情報を得ることにより、油・ガス田の開発・生産・廃坑までの計画立案、安全に関するリスク分析や管理、将来の挙動予測等のために必要な基礎データを収集する作業である。

本報告書では収集データの分析や評価方法については触れないが、例えばリザーバーのシミュレーションモデルを作るだけでも、貯留層の形状把握のための地震探査、坑井掘削地点の深度方向の流体の分布、岩石の孔隙の大きさを把握し、地層構造の特定する

ための**検層 (logging) 解析**、岩石の孔隙の大きさや浸透性、毛管圧力等を把握するための**コア分析**、貯留層内の流体の性質を把握するための**流体分析**、坑井周辺の流体の流れやすさ、流体界面の深度等把握のための**坑井試験**のような多様なデータの収集が必要である。

坑井試験は坑井の生産性を維持若しくは回復する管理を行うため、又は安全評価を行う上で直近の判断を行うためにも重要であるが、上記シミュレーションモデルのような長期にわたる炭化水素の生産や流出を予測する上でも重要であると認識されていることに留意する必要がある。

3.3.1 坑井試験の分類

坑井試験には以下のように様々な種類がある。[29]

探査段階で行う試験。

- 流体のサンプリング
- 坑井内の初期圧力の測定
- リザーバーの最小容量の推定
- 坑井の透過性とスキン・エフェクト(アスファルトによる目詰まりで産出量が低下する現象)の評価
- 地層の不均質性とその境界の確認

石油・ガス田の生産段階で行う試験。

- 坑井の透過性とスキン エフェクトの検証
- 流体挙動
- リザーバーの平均圧の査定
- 地層の不均質性とその境界の確認
- 地層内における水理学的連結性(流路の連結性)評価

- フロー試験

フロー試験は、リザーバー内の移動可能な石油の存在を実証するように設計された坑井に対する操作で、坑口の外への流れの確立することが一つの方法であり、また貯留層の潜在的な生産性の指標を提示する方法もある。

ドリル・ステム試験 (DST) のように、フロー試験試験によっては裸孔(ケーシングしていない掘削抗)で実施され、DST の際にリザーバー流体のサンプル、静的孔底圧測定値、生産性及び短期間のフロー指標を得るほか、透過性と損傷範囲を評価するための圧力ビルドアップ試験(坑井を密封して孔底圧力の時間変化を計測する試験)を行う。

- ドリル システム試験

新しく開発されたリザーバーやハイスクの開発では、仕上げる前、あるいは生産設備をすべて設置する前に、坑井の試験を行う必要がある。これは、通常現場の掘削リグで行われ、坑井生産で使用するドリルストリングは掘削リグで操作する。

3.3.2 海底坑井試験

3.3.2.1 坑井試験機器

探査坑井試験のための典型的な洋上のレイアウト及び坑井内試験ツールのドリル・システム試験(DST) ストリングを、図82 に示す。

在来型の試験、産出能力、又は注入坑井試験の場合は坑井試験の間は船上若しくは坑井内フロー制御機器を使って、ワイヤーライン地層試験の場合は、ソフトウェアで選択した水位低下ルーチンを使って、対象のリザーバーへ特定のフロー・レート・スケジュールを適用する。

通常は、同じ坑井かプローブ(ワイヤーラインに取付けられた坑内測定装置)で、あるいは干渉試験の場合は近くの坑井かプローブのどちらかで、結果の圧力は変化し、フロー・レート(海面及びオプションで坑井内)は時間単位で記録される。測定された圧力の応答から、及びリザーバーの状態がこの応答にどう影響するかの予測から、透過性、スキン・ファクター、その他のパラメータを含むリザーバーの性質を値で割り出すことができる。坑井試験の大きな目的の1つには地層の流体サンプリングも含まれる。

フロー試験中に海面へ送られた坑井流体は適切に取り扱う必要がある。図 83 は、坑井試験における典型的な海面坑井流体処理装置を図で示したものである。この装置は基本的に、坑井制御 (フローヘッド又は試験用ツリー)、圧力調整 (チョークマニホールド)、分離 (マルチフェーズ・フルード・セパレータ)、測定、可燃性又は毒性ガスの処分 (バーナー又はフレア) のための機器で構成されている。

3.3.2.2 坑井試験作業で使用するユニット

坑井試験は、図 84 の掘削リグ (MODU) で示すように、様々な種類のユニットを使って行い、オフショア支援船 (OSV)、浮体式生産貯蔵積出設備 (FPSO) 、及び坑井介入ユニット等がある。

坑井試験ユニットは、船上で坑井試験処理を厳密に実行するために必要な特別な設計の坑井試験用機器からなる高性能パッケージを船上処理装置内に組み込んでいる。これには、坑井流体のインポート、貯蔵、輸送、加熱、分離、測定、廃棄などが含まれる。坑井試験作業で使用されるユニットは適切な安全装置の設備が設計の要件の 1 つで、坑井試験作業に関連する以下の機能を持つ。

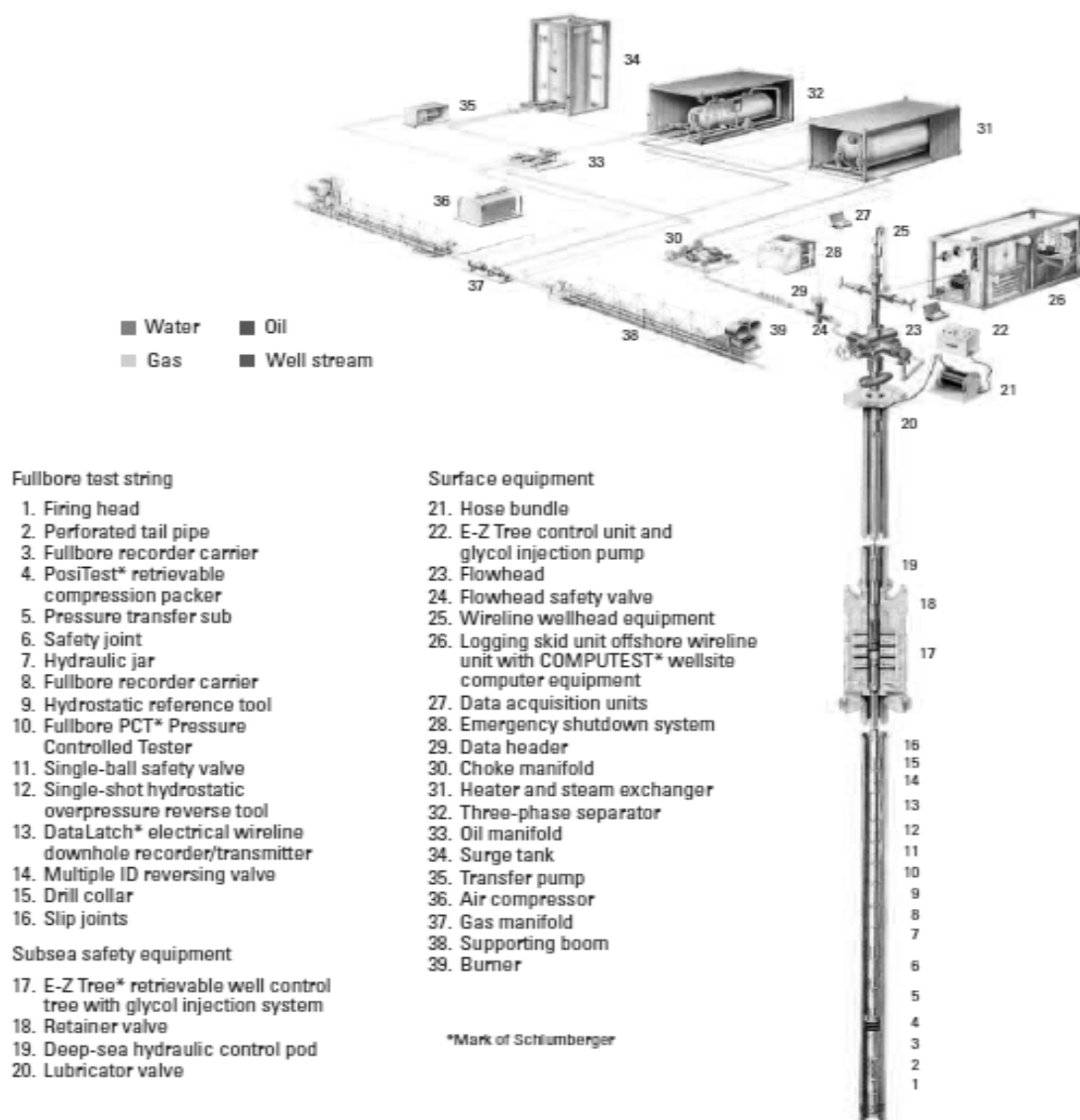


図 81 探鉱坑井試験の典型的なオフショア レイアウト [30]

- 海底坑井での作業や生産装置の配備などで使用できる船位保持機能
- 坑井試験用機器と作業に十分なデッキスペース及び耐荷重
- 危険物取扱のための区画配置
- 構造の統合性及び防災設備
- 火災及びガス検知システム

- 散水設備を含む消火装置
- 炭化水素物の廃棄/フレア・システム及び熱放射に対する防護

固定式プラットフォームの近くで坑井試験作業を行う船舶を図 85 に示す。Toisa Pisces [32] は DP クラス 2 船舶で、坑井試験で採取した炭化水素やその他の反応生成物の受け取りプロセス及び積み出し、又は貯蔵、坑井クリーニング及び坑井刺激作業のために設計されている。2 つの内径 4 インチのリールが船舶の左舷にあり、それに取り付けられた Coflexip 社製ホースが、プラットフォーム又は掘削ユニットに接続され、インポート/エクスポート・ラインを形成する。インポートされた流体は、プロダクション・トレイン

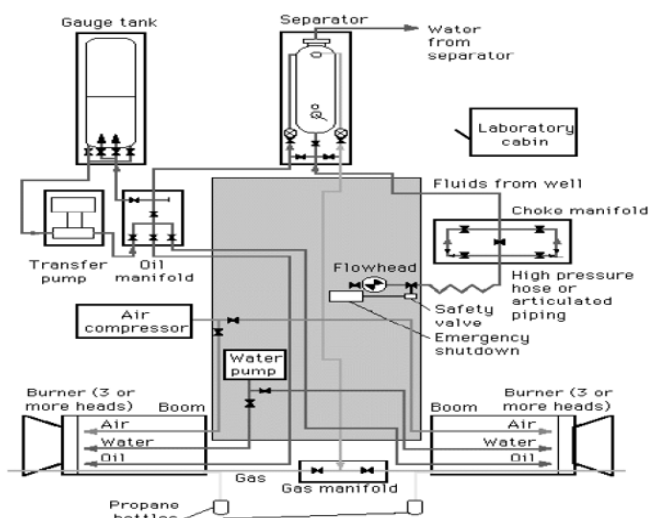


図 82 典型的な坑井試験プロセス [31]

インポートされた流体は、プロダクション・トレイン

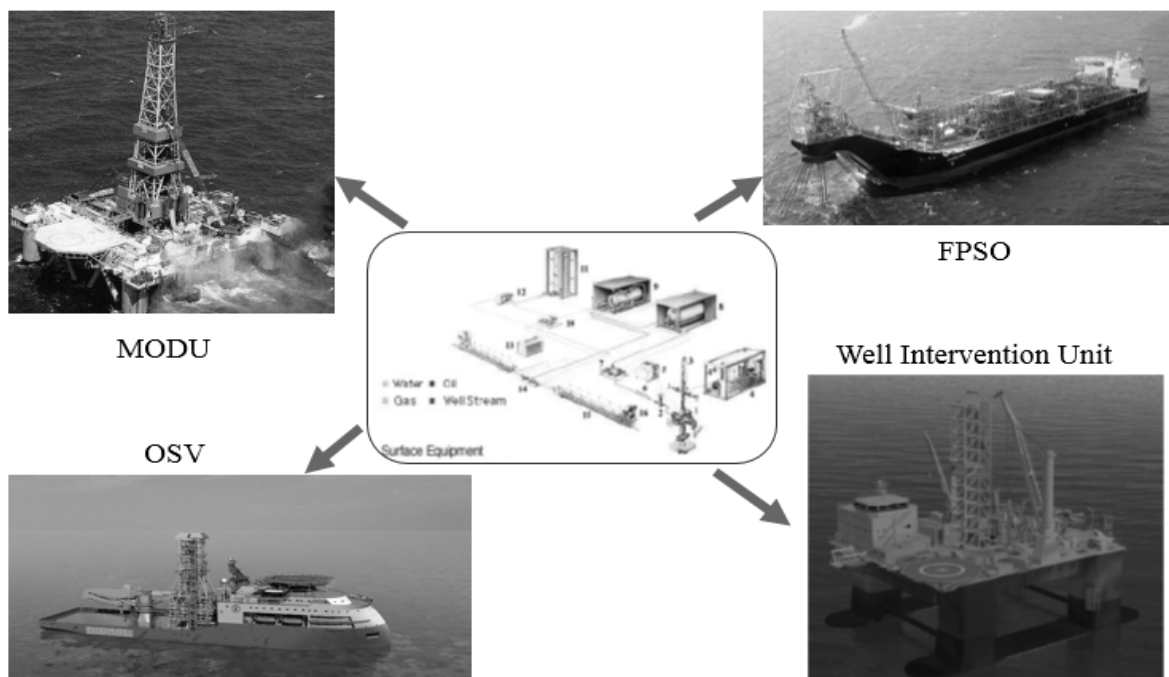


図 83 坑井試験作業で使用されるユニット

又はクリーンナップ・トレインへ転送される前に船上のチョークを通過する。

この船舶は、クリスマス・ツリー又はフローヘッドから Coflexip ホースを接続するためリグアップが可能な‘チクサン’タイプのパイプを持っている。

(注)

リグアップ:作業のためリグフロアに設置すること

チクサン:マリン用のスチール製ローディング・アームのパイプとスイベル。元々カリフォルニア州のFMC子会社 Chiksan tool company が1928年頃に開発して商標登録。その後FMC Technologies が商標を引き継いだ。



図 84 坑井試験作業を行う TOISA PISCES^[32]

プロダクション トレインは、予熱器、第一及び第二段階プロダクション・セパレータ（並列又は単独で使用可）、油処理装置、ガス・ストリッパー・タワー、及びオイル・トリム・クーラーで構成されている。プロダクション トレインは1日に2万バレルの油、1日に 32 MMSCFD 及び 2,000 バレルの水を処理する能力がある。最大圧力は10,000 psi（チョークで最大 1000 psi まで低減）、最高温度は華氏 300 度（API レンジは 12° から 43° ）。



図 85 坑井試験船 BOURBON OPALE^[33]

クリーンナップ システムは坑井のクリーニング、保守、及び坑井刺激作業からの反応化合物に対応できよう設計

されており、化学薬品や固形物のための二重ろ過スキッド、クリーンナップ・セパレータ、クリーンナップ・セパレータ・デガッサー、及び貯蔵タンクで構成される。クリーンナップ・トレインは1日に1万バレルの油、1日に 15 MMSCFD 及び2,000 バレルの水を処理する能力がある。最大圧力は500psi、最高温度は華氏 300 度（APIレンジは 13° から 43° ）。Toisa Pisces の仕様は付録参照。

DP クラス 2 の坑井試験船(Well Test Vessel)Bourbon Opale について図 86 に示す。この船舶は 10,000 バレルの油貯蔵能力を持ち、坑井試験作業の要件を満たすよう設計されている [33]。

3.3.2.3 坑井試験システム

サブシーの坑井を試験設備に接続するには様々な形態 (configuration) がある。典型的な形態は、図 87 に示すように標準の大深水 MODU、掘削ライザー、サブシー BOP、生産施設、及び MODU 上の貯蔵設備からなる。

RPSEA (アメリカのためのエネルギー確保にかかる研究パートナーシップ) の研究によるメリットとデメリットについても、図 87 にまとめた [34]。

もう 1 つの形態は前述の変化形で、図 87 と異なるのはサブシー BOP の代わりに船上 (surface) BOP を図 88 のように使用することである。

他には FPSO のトップサイドの試験設備とサブシー生産ツリーを鋼管ライザー又はフレキシブル パイプで繋ぐ方法がある。

また、坑井の再仕上げ、坑井内のチュービング又は機器の引き上げ作業を行う坑井介入船又は MODU が、生産ライザーを介して海底生産ツリーに接続する方法もある。

図 89 は、自立型ライザー (SSR) を使用する試験装置を示しており、ライザーのみ (シングル バリア) を介して、又はこのライザー内を通したタイバック ライナーを介して (ダブル バリア) 生産ツリーに接続する。SSR は、坑井介入船、又はライザーを据え付けるよう特別に設計されている船舶を使い生産ツリーを経由して坑井へ介入できる。この装置は MODU を必要としないこと、ハリケーン時にも離脱の必要性を最小限に抑えることなどの利点がある。

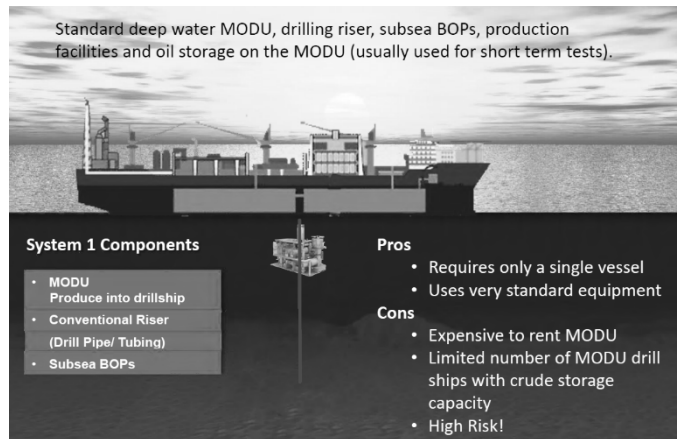


図 86 典型的なサブシー坑井試験装置 [34]

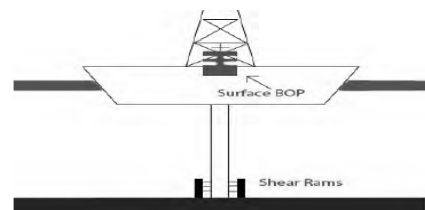


図 87 海上 BOP を持つサブシー坑井試験装置 [34]

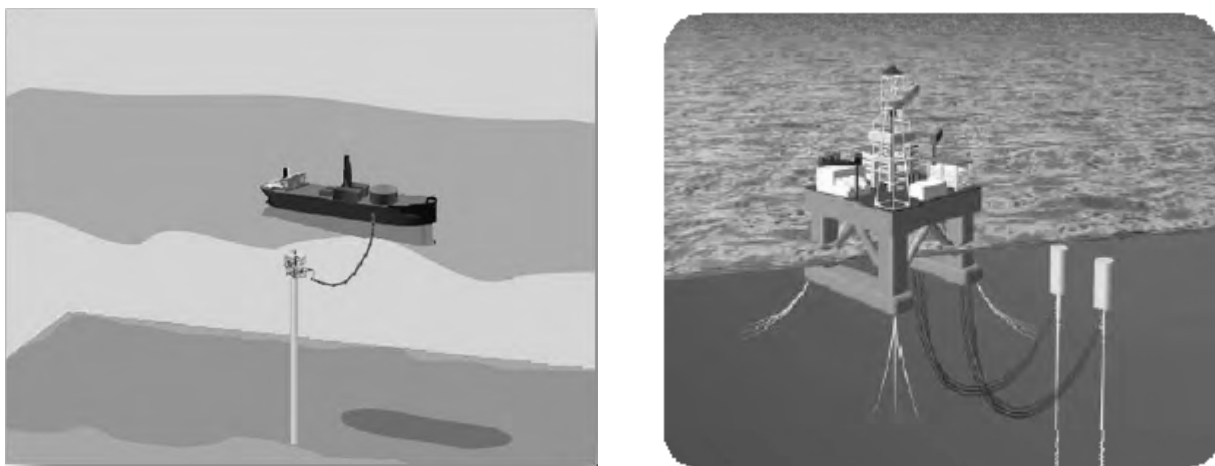


図 88 自立型ライザー（SSR）を使った坑井試験装置^[34]

水中自立型ライザー（SSR）はサクション アンカーで海底に設置されている。

3.3.3 業界の基準・規格

船級協会によっては、坑井試験作業に関わる船舶に関連する危険性を対象とした『Rules and Guides』を作成している。たとえば、坑井試験船と装置に対する船級要件は次の『ABS Rules and Guides』に明示されている。

- オフショア支援船の建造及び船級に関する規則、第 5 部、第 12 章
- 船舶の建造及び船級に関する規則、第 5D 部、第 12 章
- オフショア施設の設置及び船級に関する規則
- 坑井試験装置のためのガイド

4. オフショア建設作業のためのオフショア支援船

オフショア建設船（Offshore Construction Vessel: OCV）はオフショア支援船（OSV）のグループの中でも大切な役割を担っている。この船舶は、オフショア建設作業を支援するために設計されており、重量物吊り上げ/クレーン作業、杭打ち、パイプライン敷設、ケーブル敷設、風力タービン設置、アンカーハンドリング、潜水及び ROV 支援、サブシーの採掘などの作業を行う。このセクションでは、特に様々な種類のパイプに対応するパイプライン敷設船の特徴と機能、主な機器と装置、及び安全要件について解説する。

4.1 パイプライン敷設

パイプライン敷設船（Pipe Layer Vessel: PLV）は特殊な浮体式設備であり、オフショアの原油生産プラットフォームをオンショアにある精製所に接続するサブシー・パイプラインを敷設する。最高直径 1,420 ミリのパイプラインを 2,500 メートルの水深まで敷設でき、オフショアの石油・ガス田開発で幅広く使用されている [35]。

サブシーにおけるパイプラインの敷設は、海上でパイプラインを組立てつつ、損傷のないようパイプラインを海底に敷設するものである。

パイプライン敷設船でパイプラインを準備する方法としては、甲板上で保管されている各パイプをストーブ・パイプ溶接(屋外でパイプ溶接を行う方法)で接合してパイプラインを製造する方法、又は陸上で製造されたパイプラインをあらかじめリールに巻き取っておくリールメソッドによるものがある。

サブシーのパイプ敷設には、S-レイ工法、J-レイ工法、リール工法、及び曳航の4つの方法があり、パイプライン敷設船はその設置に不可欠な役割を果たす。

4.1.1 S-レイ工法パイプラインの設置

図 90 で示すように、‘S’とは船舶から海底まで敷設されたパイプの形状を示すものである。

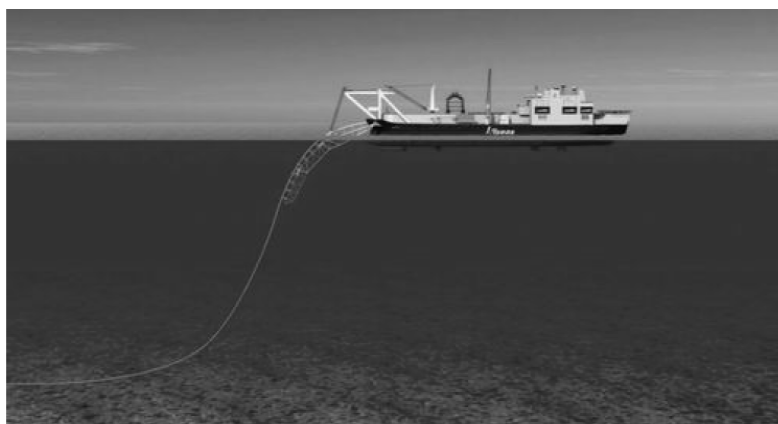


図 89 S-レイ工法パイプラインの設置 [36]

4.1.2 S-レイ工法パイプラインの設置プロセス

通常、S-レイ工法(従来のパイプライン敷設)の作業では、いくつかの船舶を使ってパイプラインを敷設する。海底をモニターする船舶が先行し、特殊バージがパイプライン敷設船に継続的にパイプを供給する。供給されたパイプは貯蔵場所から直接パイプ敷設船の甲板へ積み下ろされる。

パイプライン敷設船上では、40~80 フィートの長さのパイプが用意され、作業面に水平に組み立てられる。パイプのジョイントは溶接ライン上で端部同士が溶接される。溶接ラインには 5 基から 7 基の溶接ステーション、1 基から 2 基の非破壊検査ステーション、及び 1 基から 3 基のフィールド・ジョイント・コーティング/アクセサリ・ステーションがある。

パイプのジョイントは、溶接ライン内の様々な作業ステーションを通り、組立て、溶接、検査、及びコーティングが施される。溶

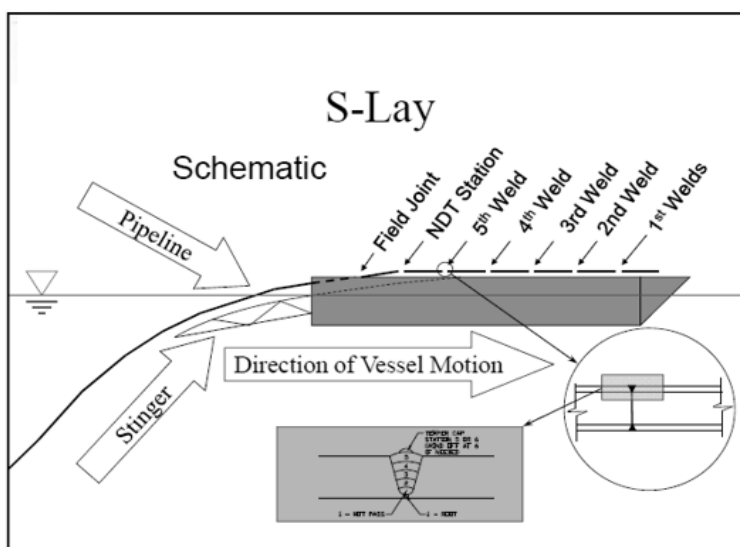


図 90 S-レイ工法パイプライン敷設船でのパイプライン製作プロセス [37]

接作業の進捗に合わせてパイプライン敷設船は前進し、パイプラインは船尾から繰り出されて海中で吊られた状態で海底の“着陸地点”と呼ばれる位置に着底する。この時吊られた状態のパイプラインに無理な張力が掛からないよう、溶接速度と水深に応じた前進速度を維持する。船上におけるパイプライン製作プロセスを図 37 に示す。

- S-レイ工法パイプライン敷設装置と主な機器

典型的な S-レイ工法パイプラインの敷設装置には次のような機器がある。

- パイプ積み込み装置（デッキローダー、船倉ハッチカバー、パイプ昇降機を含む場合もあり）
- クレーン（ナックル・ブームクレーン、ガントリークレーン、台座型クレーン、オーバーボード クレーンを含む場合もあり）
- 溶接ライン（開先加工機械、ラインアップローラー、トラックコンベヤ、インターナル・ラインアップ、クランプを含む）
- テンショナー
- スティンガーとスティンガー操作装置
- 放置及び回収装置

敷設中、パイプライン上部の曲率はスティンガーで制御する。スティンガーとは溶接ラインの尾端から突き出した構造物で、ローラーを持ち、パイプをサポートして過剰な曲げ応力、及び座屈からパイプラインを守る。

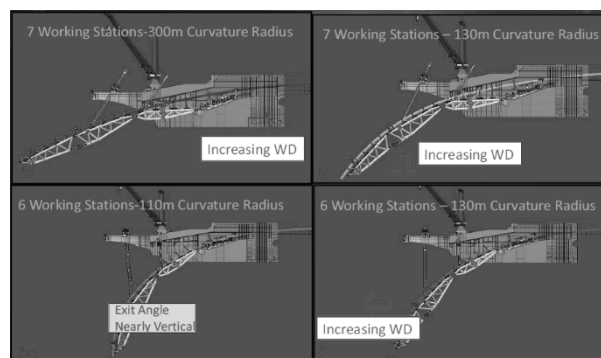


図 91 スティンガーのさまざまな設定 [38]

スティンガーは最高で 300 フィートの長さになる。図 92 に示すように、パイプへ過剰な圧力がかからないようスティンガーの曲率半径と全長はパイプの直径及び水深に基づいて選択される。ただしスティンガーの全長については、船舶によって調整可能なものとそうでないものがある。小径のパイプラインの場合はスティンガーの半径も小さく、大径のパイプラインの場合はスティンガーの半径も大きくなる。



図 92 パイプ・テンショナー [39]

S-レイ工法パイプライン敷設作業では、着底地点と繰出し点の間でパイプが大きく曲がることのないように、軸方向に大きな張力を必要とする。またパイプラインの着底部付近の曲率（サギング状態）も一定の範囲に保つ必要がある。また、溶接作業の後端（船舶の前部側）はパイプラインを固定できないので、それよりも繰出し側でパイプラインを掴む必要がある。

このための装置が図93のパイプ・テンショナーと呼ばれる無限軌道式のパイプライン固定装置で、繰出すパイプラインの張力を制御する。着底部のたわみの半径は敷設張力に反比例し、パイプラインの吊り下げ重量に比例する。張力が不足すると、たわみの角度

が大きくなり、パイプラインの座屈が発生しやすくなる。また、テンショナーは摩擦力でパイプを保持するため、カソード部分やコンクリート等の特殊なコーティング部分を保持する場合は慎重な制御を要する。テンショナーの張力の強さは、S-レイ工法パイプライン敷設船能力にとって最も重要な要因の 1 つである。

テンショナーは適切な動的ブレーキ及びパイプの保持機能を持つよう設計されており、繰り出されたパイプラインの動き、波、海流、潮流など環境から受ける作用によって生じる張力を制御する。

放置及び回収 (A&R) 装置は、悪天候発生時にパイプラインを放置し、状態が改善したら回収する装置で、油圧又は電気モーターによる牽引ウインチ及び滑車からなる。A&R 装置は、敷設中の最も重い状態のパイプライン及び波、海流、潮流など環境から受ける作用による予想最大張力でも負荷の合計を制御する適切な動的ブレーキ保持機能を持つ。また同装置はパイプラインの完成時に全てを着底させる際にも用いられる。

- S-レイ工法装置の特徴

S-レイ工法装置の特徴には、いくつかのメリットがある。

- 高いパイプラインの敷設レート(2-7 km/日)
- 広範囲なパイプ径に対応(パイプライン径: 4 インチ~60 インチ(外径))
- パイプの大型貯蔵能力を持つ長い船舶
- 複数の生産ステーション(溶接、NDT、油田ジョイント コーティング/6-10 ステーション)

S-レイ工法は最高 6,500 フィート (1,981 メートル) の水深でも実行できることで、デメリットは、船舶張力能力によって設置可能水深が制限されることである。

4.1.3 J-レイ工法パイプラインの設置

J-レイ工法を使用して大水深にサブシー・リジッド・パイプラインを設置できる。‘J-レイ’工法とは、船舶が敷設したパイプの形状がJ字型の弧になることからつけられた名称である。S-レイ工法ではパイプラインの変曲点が1点であるのに比べて、J-レイ工法設置ではパイプラインは変曲点がないカタナリー曲線の形で設置される。船舶上のパイプライン敷設機構は、鉛直方向に対して船首側にやや角度を持たせて設置する場合と、鉛直方向に設置される場合があるが、海底付近までほぼ直線的に下される。着底部付近ではパイプラインの弾性を利用してJ字形になる。図 94(放置及び回収 (A&R) 装置の)にあるように、パイプラインの曲線を制御可能にする。

- J-レイ工法パイプラインの設置プロセス

S-レイ工法と同じように、パイプラインは船上で組み立て・製作される。パイプ(プレ塗装されている場合もある)はバージから提供され、J-レイ工法敷設船に積み込まれる。

J-レイ工法の一例として、パイプは船上の一時貯蔵場から溶接ラインへ移送され、12m×6本を溶接で組み立てて全長72mの一本のパイプとし、ランプに立てて海中へ延びるパイプと溶接される。(図 94右図参照)

ランプの上方でパイプはトラベリング・クランプで保持される。海中に繰り出されるパイプラインもランプの下方においてハンゴオフ・クランプパイプで保持される。クランプはパイプのカラー部を掴むタイプかテンショナーのように摩擦で保持するタイプがある。海中に繰り出されるパイプラインと溶接したら、非破壊検査 (NDT) 後にジョイント コーティング処理をし、トラベルブロックを使って海中へと下される。着底後は必要に応じてパイプラインの埋設とトレンチングを行う。

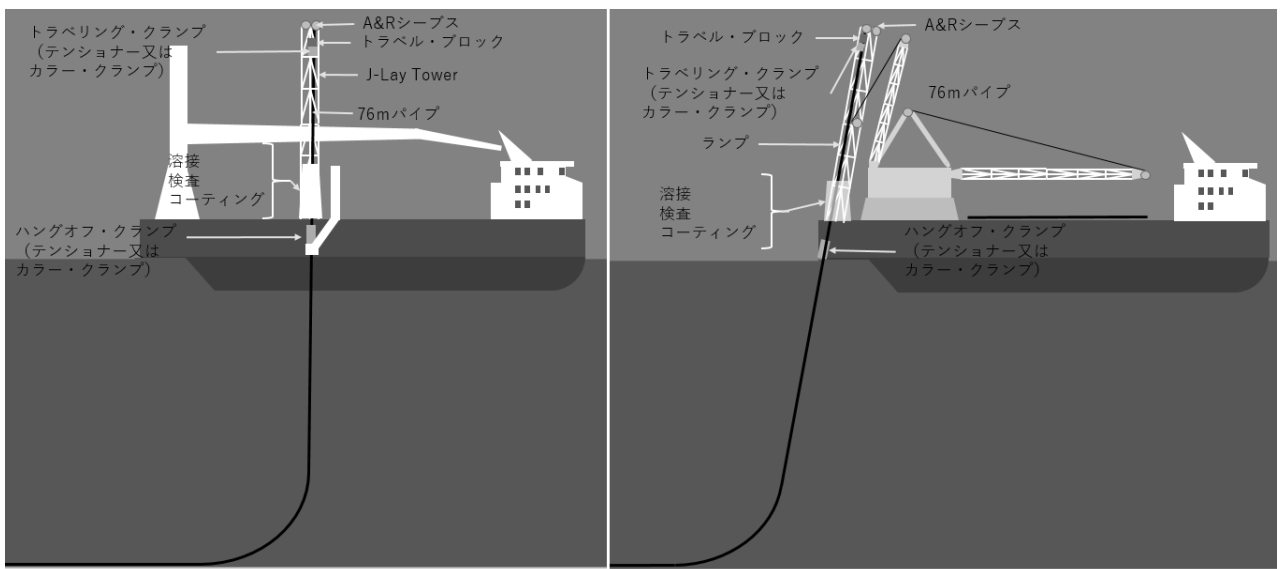


図 93 レイ工法パイプラインの設置 (JETRO 作成) [37]

- J-レイ工法パイプライン敷設装置と主な機器

典型的な J-レイ工法のパイプライン敷設装置には、いくつかのサブシステムと機器が含まれている。S-レイ工法パイプライン敷設装置と同じように、J-レイ工法敷設船は通常パイプの積み込み装置、クレーン、テンショナー、廃棄と回収 (A&R) 装置などが積み込まれており、形式や設定は様々である。J-レイ工法パイプライン敷設装置に特化した機器は以下のとおり。

- J-レイタワー (又はランプ (ヒンジ付き))
- 巻き下げ装置

J-レイ工法タワーは、ジャッキ装置、張力装置、A&R ウインチ、及び走行用と固定のクランプを持つ巻き下げ装置の土台とサポートを提供する。張力装置を使って海底での曲げ半径を制御し、パイプ応力が伸縮性を維持できるようにする。これによって、パイプが変形又は座屈するのを防ぐ。

- J-レイ工法装置の特徴

J-レイ工法装置には、次に挙げるような特殊機能がいくつかある。

- パイプ上部の張力を軽減
- 最高 2000m (6,500 フィート) までの大水深におけるパイプライン設置
- あらゆるパイプライン径に対応可能
- S-レイ工法で設置されたパイプに比べ、揺れや水中の流れに対する影響が少ない
- スチール・カタナリー・ライザー (SCR) 設置に適した設定
- PLEM (パイプライン エンド マニホールド) や PLET (パイプライン エンド ターミネーション) の取扱いが容易

他の敷設工法に比べ、J-レイ工法はパイプラインの溶接ステーションが一か所だけであり、相対的に生産レートが低くなる。J-レイ工法は、デパーチャー・アングルが水平に近くなければならない浅い海域には不向きである。

4.1.4 リール敷設型パイプラインの設置

フレキシブル、及びリジッドのサブシー パイプラインの設置を行う S レイ、J レイ以外の方法にリール工法がある。長いパイプ部品を陸上で溶接して試験し、コーティングしてから通常垂直方向に設置したパイプ リールに継続する長い状態で巻き付ける。リール工法船が位置についたら、船を前方へ移動させながらパイプをリールから巻き戻して海底へ沈めていく。

- リール工法敷設装置と機器

リール工法装置で使用する主な機器には、パイプのリール(ボビンと称す場合もある)又はカルーセル、牽引と貯蔵用ウインチ、テンショナー、パイプ修正機、潜水用と支援用クレーン、リール駆動、リール タワー、及び張力調整装置がある。リールは、水平方向と垂直方向のどちらでも設置可能である。図 95 と図 96 に示すように、水平リール船は S-レイ工法設置のみを行うが、垂直リール船は J-レイ工法と S-レイ工法どちらのパイプライン敷設が可能である。



図 94 S-レイ工法用設定での垂直リール [40]



図 95 J-レイ工法用設定での垂直リール [41]

リール工法装置の特徴

リール工法の大きなメリットは生産レートの高さである。これは、溶接と検査のほとんどを安定した状態の陸上で行うためである。このようなメリットが理由で、リール工法はあらゆる水域でのパイプライン敷設において非常に効率性の高い方法となっている。敷設レートは 1 日最高 10 マイルである。リール工法をより能率的にするため、巻き付け基地はパイプ敷設地近くが選ばれ、2 点間の輸送時間を短縮する。リールからすべてのパイプラインが敷設されると、船舶によって異なるが、敷設船は次のリールを積み込むため海岸へ戻るか、サプライ船から新しいリールを積み込む。この方法では最大で直径 16 インチのパイプラインが敷設できるが、この最大サイズのパイプラインを敷設できる水深は 800 m (2,600 フィート) になる。しかしながら、リールに巻き付けた鋼製パイプラインは塑性変形を生じるほか、口径が大きいほど巻きつけ状態のパイプライン下面は大きな圧縮荷重を、上面は引っ張り荷重を受けるため、疲労の原因となる場合がある。このためとりわけ敷設時の張力及びコーティングの品質管理は細心の注意を払って行われる。またコンクリートによるコーティングはこの工法には不可能である。

フレックス レイ工法はリール工法のサブカテゴリーといえる。フレキシブルなパイプライン、ライザー、及びインライン構造のパイプを設置することができる。フレックス レイ装置の最も注目される機能として、垂直ランプ、1 台又は複数のテンショナー、シュート又はアライメント・ホイールがランプの上部にあることが挙げられる。

フレックス レイ装置は、設置されたパイプラインが疲労に強いため複雑な設置や A&R 作業が少なくすむという点で能率的なパイプライン敷設方法となる。フレックス レイ装置はリジッド パイプの設置にはあまり向いてないが、J-レイ工法やリール工法に対しては調整可能である。

4.1.5 曳航式パイプラインの設置

曳航式パイプライン工法では浮力モジュールを使って組み立てたパイプラインを水中に伸ばし、1 隻又は 2 隻のタグ ボートで配置する。配置後、浮力モジュールを取り除き、パイプラインに注水して海底まで沈降させる。

曳航式のパイプライン工法は、異なる機能のパイプ複数を大きなキャリア・パイプ内に束ねて設置する束上構造パイプの場合に便利である。このようなキャリア・パイプラインは陸上で必要な長さに組み立ててから海側に曳航する。数多くのパイプラインが大きなキャリア・パイプ内にまとめられているため、設置前にすべてを適切に準備しておくことが重要である。そのため、この設置方法ではまとめたパイプラインを設置する前にまず陸上で溶接してから検査・試験しておくことで障害発生を最小限に抑える。

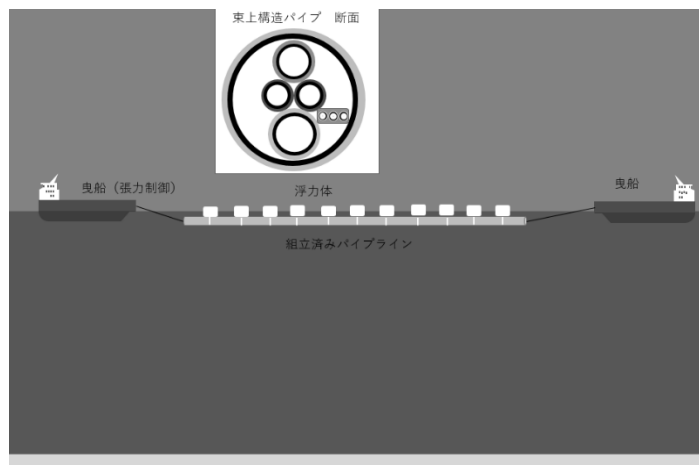


図 96 海上曳航 (JETRO 作成)^[42]

曳航式パイプラインの設置には 4 つの重要な特徴があり、次にそれらについて説明する。

- 海上及び海面近くの曳航

海上での曳航では、浮力モジュールを決められた間隔で設置することでパイプラインが浮いた状態になり、パイプの一番上だけが海上に出ている。海面近くの曳航もそれとよく似ている。唯一の違いは、パイプラインが浮力モジュールの下側にぶら下がった状態になる点である。2 隻の船を使ってパイプラインを曳航する。1 隻はパイプラインを引っ張り、もう 1 隻は押さえておく役目を果たすことで、パイプラインが制御された状態で輸送される。いったんパイプラインが目的地に曳航されると、パイプラインに大量の水を注入して安全に海底へ下ろす。この技術は天候悪化に対して耐性がないため、悪天候下では輸送中にパイプラインが損傷する可能性がある。さらに、非常に強い潮流がある場合、パイプラインを正確な位置に設置することが非常に難しくなる。

- 水深制御曳航（中深度曳航又はカタナリー曳航）

この技術では、パイプラインが自身の重さや一定間隔でぶら下げてある鎖によって水面下に沈む。曳航されている間、パイプラインは 2 隻の船の間をカタナリー曲線パイプラインが維持されるよう一定の張力で引っ張られている。最も重要なポイントの 1 つは、パイプラインを沈ませるための重りを制御する点で、パイプラインの長さを使った四角形にはほぼ反比例する。曳航できるパイプラインの最大長は約 5 km である。

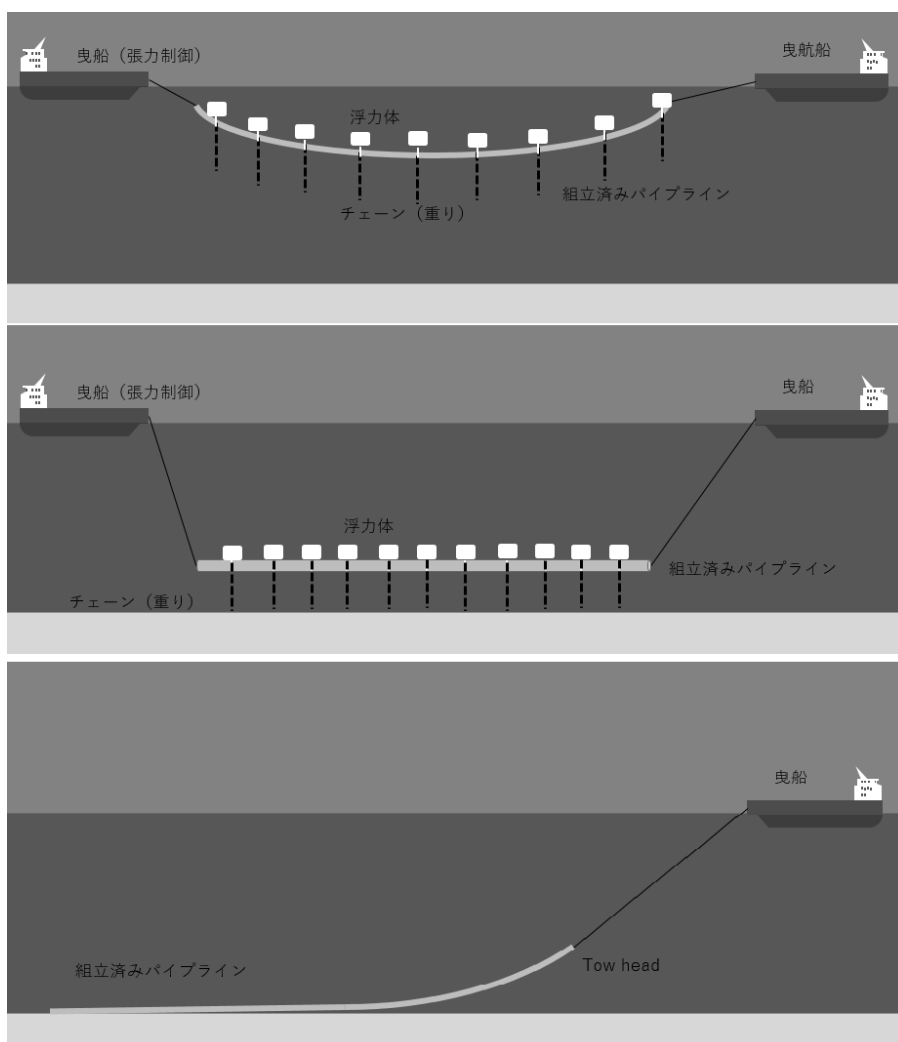


図 97 水深制御、オフボトム、底曳航法（JETRO 作成）^[42]

- オフボトム曳航法

オフボトム曳航法は水深制御曳航と似た設定だが、浮力モジュールと重りとして鎖を使ってバランスを取り、パイプを海底から 1~2 メートルの位置にくるよう調整する。目的の場所まで来ると、浮力モジュールを取り除き、パイプは海底に着底させる。パイプが海底に接していないため、摩耗による損傷リスクがなくなる。

- 底曳航法

パイプラインは海底を引っ張って移動させるため、潮流の影響を受けない。曳航船が操作できないほど海の状態が悪くなった場合、パイプラインはそのまま海底に置いておき、天候が回復してから回収して曳航を再開できる。この曳航法を選択する前に、海底の状態が曳航に適しているかどうか厳しく調べる必要がある。曳航中も、可能な限り精密な調査をすることが重要である。パイプの底の部分に常に海底に接しているため、場合によ

てはパイプの外側の保護レイヤーが損傷する場合がある。そのため、浮力モジュールを使って重さを調整し、摩擦を抑える。

4.1.6 パイプライン敷設船

パイプライン敷設船は、パイプを作業場まで輸送し、機器や装置に浮体からの支援を提供し、パイプ敷設作業のための作業スペース及び動力、計画したルートのパイプライン敷設の制御など、オフショアのパイプライン設置で重要な役割を果たしている。

初期の頃は、バージを使ってパイプラインを敷設していた。現在でも、バージはパイプライン敷設で、特に大量のパイプを作業場まで運ぶ場合に費用対効果の高い方法として使用されている。



現在のパイプライン敷設船は推進機能を自船で備えており、様々な機能や保全要件、厳しい環境などに対応するための高性能な機器と装置が搭載されている。

その中でも主な共通機能は次の通りである。

- パイプ積み込みと必要な収納容量に十分なサイズ
- 重量物吊り上げ能力の強化、高張力対応能力、及び上下動吸収装置の能力強化
- 推進力、DP 能力、及びパイプ敷設機器のための十分な動力
- 十分かつ快適な人員収容能力
- 遠隔操作探査機 (ROV) 及びパイプ敷設追跡装置
- 人員交代のためのヘリデッキ

パイプ敷設船には様々な種類があるが、次にその例をいくつか挙げる。



Castorone は Ice Class のパイプ敷設船 (PLV) で、S-レイ型だが、中央のムーンプールを使って J モードでパイプ敷設するための J-レイ工法用の固定タワーを後で設置できるようになっている。**Saipem FDS-2** も Ice Class のパイプ敷設船で、J-レイ型である。この2つの船舶は SAIPEM が運航している。これら船舶は、従来のパイプラインと大水深パイプラインの両方の敷設に対応しており、オフショア建設・設置の重要な役割を果たしている船舶である。両船舶に関する主要な仕様を図 99 に示す。

SAIPEM FDS-2	Castorone
	

<p>J-レイ工法敷設船: Ice class 183 m x 32.2 m x 8 m 速度/動力: 13 ノット/36,000 kW DPS-3: 2x5000kW+ 3x5500kW + 2x2000kW 収容人数: 325 名 デッキ ロード容量: 有効荷重 6,000 トン J-レイ工法タワー容量: 2,000 トン - 敷設クアッド ジョイント部 (52 m スtring) - パイプ サイズ外径: 4 インチ~36 インチ デッキ クレーン: メイン 1,000 トン (水深 400 m) - パイプ操作: 2 x 100 トン - クレーン: 2 x 20 トン (水深 2,000 m) キャブスタン ウインチ: - 1 x 750 トン (最大 1,000 トン、パイプライン 繰出時の吊り荷重) - 1 x 500 トン (重負荷補償装置) 溶接ライン: クアッド ジョイント用に 2 本 テンショナー付 S-レイ工法装置の容量: 2 x 90 トン 自動溶接装置 A&R 装置: 750 トン ROV: 2 ワーク クラス</p>	<p>S-レイ工法敷設船: Ice class、330 m x 39 m x 24 m 速度/動力: 14 ノット (最大) / 67.2 MW (8x8.4) DPS-3: 推進動力: 8 x 8.4MW 収容人数: 702 名 パイプ貯蔵容量: 20,000mT パイプ サイズ外径: 8 インチ~60 インチ; ピギー バック外径: 10 インチ メイン クレーン: 30 m では 600 トン、46 m では 350 トン S-レイ工法船尾ランプ: 120 m (連結式 & 調整可 能が 3 台) テンショナー: 3 x 250 トン (1050 トンまで拡張可) A&R ウインチ: 750 T (半径 6 インチ X 長さ 3,850 m) ワークステーション: 溶接 3 + 仕上げ 4 トリプル ジョイント パイプ接合 作業場 ROV: 2 作業クラス、水深 3,000 m ヘリデッキ: 12.8 トン、22.2 D-値</p>
---	---

図 98 S-レイ工法と J-レイ工法の敷設船^[43]

リール レイヤー船 - **Seven Navica** 及びフレックス レイ船 - **Seven Arctic** を図 100 に示す。これら 2 つの船舶は Subsea 7 が運航している。

Seven Navica	Seven Arctic
	
<p>リール レイヤー敷設船: Ice Class 108.53m x 22m x 9 m メイン デッキ: 300 m²、10t/m² 動力: 2x2700kW+2x3600kW 推進力/速度: 2x3600kW、12 ノット DP: クラス 2、2x1300kW + 1x1200kW</p>	<p>フレックス レイ船: 162.3m x 32m x 13.5m メイン デッキ: 2600 m²、メイン クレーン後は 15t/m² 動力: 6x4500kW + 6x4220kW 推進力/速度: 2x9200kW/ 15 ノット DP クラス 3、4x2600kW、2x2300kW</p>

収容人数: 84 名 メイン デッキ クレーン: 18 mでは 60t、29m では 30t リールの貯蔵と配備: 2200t 敷設ランプ装置: 敷設角度 20 度から 90 度、ガイド シュート、ピギーバック シュート、パイプ修正機、205t テンショナー、フック バック クランプ、ローラー ボックス A&R 装置: 1x250t、1x50t ROV: 1x100Hp ワーク クラス、3000m ヘリデッキ: 9.3t、D 値 19	収容人数: 132 名 メイン クレーン: 1000t、アクティブな上下揺れ吸収 船艙内バスケット容量: 7000t 傾斜角を変更できるレイヤー装置: 2 テンショナー、動的上部張力: 600t、吊り下げクランプ: 600t、敷設装置作業角度: 90 度から 80 度、PLET 操作装置 A&R 装置: 1 x 600t、1 x 200t ROV: 2 x ワーク クラス、3000m ヘリデッキ: 26.1m x 26.1 m 八角形 ムーンプール: 8.75m x 7.2m
---	---

図 99 リール レイヤー船とフレックス レイ船^[44]

船上の様々な敷設方法を組み合わせることで、船舶がほとんどの水深でも作業が可能になり、特定のパイプに対して費用対効果の最も高い設置方法ができるため、柔軟性が高く効率性がよくなる。

船上のマルチレイ装置である Heerema 社の Aegir は、カスタム化されたマルチレイ装置の開発にともなう Huisman による設計の一例である [45]。Aegir 上のパイプ敷設タワーを使って、比較的短期間でリールと J-レイの間を切り替えることができる。これにより船は、高速リールレイ工法を使ってフローラインを設置し、金属疲労が発生しがちな部分を J-レイ工法を使って吊り降ろしポイントに設置することができる。

この船舶は J-レイとリールの両方のパイプライン敷設装置があり、有効荷重は 4,500 トンである。クレーンの吊り上げ能力は 4,000 トンで、吊り降ろし機器で 3,500 メートルの深さまで着底させることができる。この船にはクラス 3 の自動船位保持装置が搭載されている。



図 100 マルチレイ装置を配備した Aegir^[46]

4.1.7 パイプ敷設に対する規則制限と業界標準

パイプ敷設船とパイプラインの設置に関する国際的な共通基準はない。各国で政府が独自の規制を設定しており、主に業務上の安全と環境保護、及び相対的な海洋安全規制に焦点を当てている。また先に説明したように、定められた規定を強制する対象やどのようなゴールベースの取り組みが行われているかは国によって異なる。

船級協会によってはパイプ敷設船に対し、その船舶がパイプ敷設作業を行う際に伴うリスクを考慮することを求めた規定に準拠して設計、建造、保守されている場合、これを示す特別な符号を提示している。例えば、ABS では次のような符号を『Rules and Guides』に提示している。

Notation	Services	ABS Rules and Guides
Pipe Lay	Pipe Laying vessels	Rules for Building and Classing Offshore Support Vessels (OSV Rules) Part 5, Chapter 8
		Rules for Building and Classing Marine Vessels (Marine Vessels Rules) Part 5D, Chapter 8
		Rules for Building and Classing Mobile Offshore Units (MOU Rules) Part 8, Chapter 7
		Rules for Building and Classing Steel Barges (Barges Rules) Chapter 3, Section 4
IE(Pipe Lay)	Equipment on pipe lay vessels	Guide for the Classification of Industrial Equipment

図 101 パイプ識別船及び機器に対する ABS の船級符号とルールとガイド

5. 最後に

第二章で解説した内容を簡単にまとめる。

石油・ガスの探査及び生産の動向におけるオフショアでの作業はさらに沖へ、より困難の伴う環境へと移動しつつあり、坑井介入、坑井刺激、及び坑井試験を含む坑井サービスに求められるものもさらに大きくなっている。また、サブシー建設船の数も増大している。それに伴う課題の解決には、沖で必要とされる技術の早急な開発が必要とされている。

従来、坑井介入作業ではセミ・サブマージブル掘削リグが使用されていたが、沖へ移動するにつれて非常に高いデイレート、使い勝手の悪さ、非常に長いリグ稼働時間と増加する移動時間などの問題があり、作業コストがさらに高くなることから、海底坑井での作業にデイレートが安い自動船位保持機能付きの単胴船を活用することで、コストを大幅に削減することが可能となった。

このような船舶はリグ稼働時間が掘削リグより非常に短いだけでなく、坑井間をより速く移動できるほか、サブシーの坑井と高圧ライザーを繋ぐことによってライト・ウエル・インタベンション作業も行う能力があることであり、このような船舶の設計はさらに改良されていることである。また、坑井試験のためにデッキで石油・ガス等の炭化水素を受け取ることもできる。

さらに、ライザーレス坑井アクセス工法を適用することによって、ライザレス・ライト・ウエル・インタベンション(RLWI)作業のコストをさらに軽減できる。北海ではRLWIが広範囲に使用されており、メキシコ湾でも使用されている。この工法は費用対効果が高い一方で、ライザーベースの介入よりも様々な制約がある。現在、ワイヤーライン作業が一般的に使用されているが、コイルド・チュービング作業はまだ開発中である。また、対応可能な水深の限度と対応可能な海象条件についても改善の余地がある。

パイプ敷設については、主たる4つの工法、J-レイ工法船/バージ、S-レイ工法船/バージ、リール船/バージ、及び曳航レイについて解説した。最初の3つは、オフショアにおけるパイプライン設置期間に幅広く利用されている。J-レイ工法船/バージは、パイプの直径によって、500～4500メートルの非常に深い沖での作業に適している。S-レイ工法船/バージは、パイプの直径によって、浅いところから深い水深までの利用に適している。リール船/バージは、パイプを巻き付ける水平型又は垂直型のリールが搭載されている。

本報告書が皆様の海洋開発分野における支援船やパイプライン敷設の作業船をより深く理解する上での一助になれば幸いである。

6. 参考資料

1. Michael Sano, et al. "Design Issues and Trends for the New Generation of Offshore Support Vessels", Offshore Technology Conference, OTC 23319, 2012,
2. Wikipedia (2019), Well Intervention, https://en.wikipedia.org/wiki/Well_intervention
3. Merve Dulger, "Deep Water Well Intervention and Field Selection", University of Stavanger, Master' Thesis 2012.
4. RIGZONE/ How Do Wirelines and Slicklines Work?/
https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=323&c_id=
5. FMC Technologies, "Subsea Completions Installation and Intervention", Society of Underwater Technology (SUT), 2010
6. Schlumberger/ Well intervention/ https://www.slb.com/services/well_intervention.aspx
7. Halliburton/ Well Intervention/ <https://www.halliburton.com/en-US/ps/production-solutions/well-intervention/default.html?node-id=hfvq7iyk>
8. Khurana, S. et al. "Well Intervention Using Rigless Techniques". Offshore Technology Conference, OTC15177, 2002
9. TechnipFMC "Riserless Light Well Intervention",
www.fmctechnologies.com/SubseaSystems/Technologies/
10. Schlumberger, "Subsea Well Intervention" RPSEA Presentation, October 31th 2006
11. Marine Accurate Well ASA (MARACC), Pareto Securities' Well Intervention Seminar Presentation, London, 5th February 2008
12. Helix Energy Solution Group, Well Intervention, <http://www.helixesg.com/well-intervention/well-ops/>
13. Jeremy Beckman, Vessel-deployed coil tubing system offers benefits for downhole maintenance, Offshore Magazine, 03/14/2017
14. Colin Johnston, Three emerging technologies are expected to advance subsea well operations, Offshore Magazine, July 20107
15. Island Offshore, <http://www.islandoffshore.com>
16. Helix Energy Solution Groups (2012) Intervention Vessels,
<http://www.helixesg.com/Energy-Services/WELL-OPS/Assets/>
17. Statoil launches new rig type for increase oil recovery,
<https://www.equinor.com/en/news/archive/2012/04/17/CatB.html>
18. Helix Well OPS, "Q5000 DP2 Well Intervention Vessel", http://www.helixesg.com/media/9379/helix-q5000-brochure_v7.pdf
19. ABS Rules for Building and Classing Offshore Support Vessels, Part 5, Chapter 10.
20. Wikipedia (2019), Well stimulation, https://en.wikipedia.org/wiki/Well_stimulation
21. A. K. Pandey, Well Stimulation Techniques, Workshop on Technology Imperatives for Exploration and Production of Oil & Gas, (21-24 December), Sivasagar
22. Samuel Michaud, Weatherford, Horizontal Production Solutions, International Coiled Tubing Association (ICoTA) 2011, <http://www.icota-canada.com/Resources/Documents/>

23. Art Schroeder, Safe Marine Transfer, LLC, “Longer, Cheaper, Better Tiebacks”, SNAME Texas meeting presentation, 11 December 2018.
24. Baker Hughes, Offshore Stimulation Services, <https://us.public.bakerhughes.com/offshore-stim/>
25. Baker Hughes, StimForce Modular Stimulation Systems, Brochure, <https://www.bhge.com>
26. Schlumberger, FlexSTIM Offshore Moduler Stimulation System, Brochure, https://www.slb.com/~media/Files/stimulation/brochures/flexstim_pronto.pdf
27. Halliburton, Vessel-based Modular Solution (VMS), Brochure, <https://www.halliburton.com>
28. Wikipedia (2019), Well Test, [https://en.wikipedia.org/wiki/Well_test_\(oil_and_gas\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Well_test_(oil_and_gas))
29. PetroWiki (2019), Well Test, https://petrowiki.org/Well_test
30. Schlumberger, “Fundamentals of Formation Testing”, 2006, <https://www.slb.com>
31. Minerals Management Service (MMS), MMS JIP - Safety of Well Testing - Final Report, 15 Nov. 2004
32. Toisa Pisces - DP Environmental Well Testing Vessel, Sealion Shipping Ltd. Brochure
33. Bourbon Opale DP2 - Well Test Vessel, Bourbon Subsea Services Brochure, 2012
34. Keith Millheim, Early Reservoir Appraisal Utilizing a Well Testing System, RPSEA 2501-02, RPSEA Forum June 22 & 23, 2010
35. Offshore Fleet, Pipelaying Vessel, Offshore Industry and Technology Journal, <http://offshore-fleet.com/data/pipelay-vessel.htm>
36. Allseas, S-lay Pipeline Installation, www.allseas.com
37. Craig Lamison, KBR/Granherne Subsea and Pipelines Group, Offshore Pipeline Installation, Society of Underwater Technology (SUT), 2010
38. Roberto Faldini, Saipem Spa, FDS2 and CastorOne Reply for the Deepwater Forthcoming Vision, OTC-23034-PP, Offshore Technology Conference 2012
39. Rachain J., Pipe Line S-Lay Method, Drilling Formulas.com, <http://www.drillingformulas.com/pipe-line-s-lay-method/>
40. Rachain J., Reel Lay Pipeline Installation Method, Drilling Formulas.com, <http://www.drillingformulas.com/reel-lay-pipeline-installation-method/>
41. Eric Haun, McDermott’s Lay Vessel North Ocean 105, Rigid Reel-Lay Pipe-in Pipe Installed Offshore Malaysia, Marine Link, April 28, 2014
42. Rachain J., Pipeline Towing Method for Pipeline Installation, Drilling Formulas.com, <http://www.drillingformulas.com/pipeline-towing-method-for-pipeline-installation/>
43. SAIPEM S.p.A., http://www.saipem.com/sites/SAIPEM_en_IT/
44. Subsea 7 S.A., <https://www.subsea7.com/en/index.html>
45. Huisman Equipment B.V., <https://www.huismanequipment.com/en/products/pipelay/multilay>
46. Heerema Marine Contractors, <https://hmc.heerema.com/fleet/>
47. Schlumberger, DeepSTIM advanced, versatile stimulation vessels, Schlumberger brochure 04-ST-001.

7. 付録

1. Q5000 DP3 坑井刺激船仕様

Q5000 サービス能力	クラス
チュービング坑井介入を介したライザーベース又はライザーレス 海上でのトップホール掘削とケーシングの設置 拡張されたトップホール ライザーレス回復装置 サブシーと海面における機器設置と回収 坑井試験と生産フローバック サービス スリックライン/電線/コイルド・チュービング サービス セメンチング ポンプ坑井刺激 ライザーベースあるいはライザーレス坑井と油田の廃棄 ケーシング切断された坑井口の回収 ツリーの回収と交換 緊急時の坑井制御支援	ABS AA1、A 層固定 MODU、AAMS、ACCU、DPS-3、CDS、WT-レディ、WI-レディ
	寸法
	総体長: 358 フィート ビーム、下部ハル: 230 フィート ポンツーンの深さ 27.72 フィート デッキ ボックスの深さ: 26 フィート 牽引作業: 60.7 フィート 層の高さ: 92 フィート 稼働デッキ面積: 28.589 平方フィート
	推進力と動力
	推進機器固定ピッチ/方位: 8x2.8 MW LIPS 主要エンジン: 8 x 3.9 MW Wartsila 動力配分: 11kV、690V、480V 緊急用動力: 発電機 1 & 停電時用 8 自動船位保持: PD3 定格三重冗長性
主な特徴	クレーン:
所有者: Helix Energy Solutions Group Inc. 設計: Helix / Bassoe Tech / JSPL 建造者: Jurong Shipyard、シンガポール 収容人数: 140 名/船員: 76 ヘリデッキ: S-92 & S61N 用 CAP 437 定格	ハイスマン 440 ST、10,000 フィート容量ウインチ ハイスマン 176 ST クレーン、メインホイスト/シングルライン 1,197 フィート、最大荷重 55 ST、ホイップ ホイスト(滑車ブロックなし) 689 フィート、最大荷重 65.6 ST
容量:	多目的タワー:
可変デッキ積み込み: 4,000 mT 操作 合計有効荷重: 6,900 mT リキッド マッド: 5,250 バレル/バルク マッド: 9,619 立方フィート/バルク セメント: 3,200 立方フィート/袋: 4,000 袋 ドリル ウォーター: 5185 バレル/飲料水: 2340 バレル 塩水: 1900 バレル、燃料: 13,670 バレル	吊り上げ能力: 750 ST/フリーリフト: 135 フィート 移動装置: 4 つの降下スプレッダー付きドリー パイプ操作: 水平&垂直の BHA パイプ 受動的な上下揺れ吸収: 750 ST、25 フィート ストローク アクティブな上下揺れ吸収: + /- 90 mT 最大パイプトリッピング速度: 372 ST で 5.5 フィート/秒
ムーンプール	トップ ドライブ
デュアル アクティブ: 81 フィート x 26 フィートと 23 フィート x 22 フィート 最大積み込み: ロータリー テーブルで 750 ST ロータリー テーブル サイズ: 49.5 インチ ムーンプール トロリー容量: 500 ST	NOV HPS: 750 ST ホイスト, 584 ST 回転 パイプ操作トルク: 115,000 ポンド-フィート 掘削動力: 2 x 1150 hp /トルク 78181 ポンド-フィート 掘削速度: 0~280 rpm
介入ライザー装置	遠隔操作探査機 (ROV)
生産坑井: ID/アニュラスで 7 ^{3/8} : ID で 2 可動圧力: 10,000 psi 水深レート: 10,000 fsw 坑井バリア: 障害時閉鎖油圧切断仕切弁 (LCV) 1 x 7 ^{3/8} 、 障害時安全閉鎖仕切弁 (UCV & RTV) 2 x 7 ^{3/8} 、 障害時安全閉鎖仕切弁 3 x 環状 2 ^{1/16} スィベルを持つフローヘッド	2 x Triton XLS 150 hp デッキ進水 ROV

図 102 Q5000 仕様^[18]

2. DeepSTIM 坑井刺激船の仕様

	DeepSTIM	DeepSTIM I	DeepSTIM II
長さ x 幅 x 牽引	260 フィート x 56 フィート x 15 フィート 6 インチ	270 フィート x 56 フィート x 15 フィート 2 インチ	239 フィート x 44 フィート x 13 フィート 7 インチ
デッキ面積	180 フィート x 46 フィート	190 フィート x 46 フィート	160 フィート x 44 フィート
液体貨物設備 - ドリル ウォーター - 飲料水 - 燃料 - 最大載貨重量 - ゲル水 - 仕上げ流体 - 環境廃棄物 - ゲル転送レート	12,550 バレル 30,500 ガロン 170,173 ガロン 3,200 トン 4,800 バレル 870 バレル 720 バレル 70 バレル/分	13,467 バレル 36,694 ガロン 172,289 ガロン 3,049 トン 6,600 バレル 860 バレル 680 バレル 70 バレル/分	2,400 バレル 12,000 ガロン 94,708 ガロン 1,600 トン 4,410 バレル 810 バレル 500 バレル 70 バレル/分
ドライ バルク カーゴ容量 - バルク タンク - サイロ - 総バルク容量 - プロパント転送レート	4 x 1,580 立方フィート 4 x 1,478 立方フィート 1 x 2,000 立方フィート 14,000 立方フィート 12,000 ポンド/分	1 x 1,470 立方フィート 1 x 2,000 立方フィート 16,700 立方フィート 12,000 ポンド/分	4 x 1,000 立方フィート 2 x 900 立方フィート 1 x 2,000 立方フィート 8,400 立方フィート 10,000 ポンド/分
エンジン - 主要推進力 - 動力 - 自動船位保持 - 速度:	2 x 3,516 hp 1600 rpm で 3,400 hp DPS-2 12 ノット	2 x 3,516 hp 1600 rpm で 3,420 hp DPS-2 12 ノット	2 x 3,516 hp 1350 rpm で 1,610 hp -- 12 ノット
スラスター - 制御可能ピッチ トンネル - ドロップダウン アジマス	1 x 350 hp スラスター 1 x 1200 hp スラスター	1 x 1,000 bh スラスター 1 x 1,200 bh スラスター	1 x 1,100 bh スラスター 1 x 1,100 bh スラスター
収容人数 - キャビン数 - 人数	11 29	11 31	12 24
刺激仕様 - 高圧ポンプ - 酸処理ポンプ - 最大利用可能動力 - Coflexip 製ホースとリール - 圧力リリーフ弁 - 酸保存装置 - 総合ブレンダー タンク - PCM 精密ミキサー (破碎流体) - LAS 液体添加装置	7 x 1,800 hp 1 x 650 hp 16,500 hp 2 x 300 フィート x 3 インチ 1 x 3 インチ弁 2X4,200 ガロン酸攪拌タンク、30 バレル/分の転送レート 3 x 2,000 ガロン 1 x PCM ユニット 250 バレル容量 60 バレル/分 オンザフライミキサー 12 LAS チャンネル 12~50 ガロン/分、15 x 550 ガロン タンク、1,500 ガロン タンク	7 x 2,200 hp 1 x 650hp 21,450 hp 2 x 300 フィート x 3 インチ 1 x 3 インチ弁 2X4,200 ガロン酸攪拌タンク、30 バレル/分の転送レート 3 x 2,000 ガロン 12 LAS チャンネル 12~50 ガロン/分、15 x 550 ガロン タンク、1,500 ガロン タンク	4 x 2,000 hp 1 x 6500 hp 12,650 hp 1 x 300 フィート x 3 インチ 1 x 3 インチ弁 2X4,200 ガロン酸攪拌タンク、30 バレル/分の転送レート 4 x 2,100 ガロン 16 LAS チャンネル 12~300 ガロン/分、15 x 550 ガロン タンク、1,500 ガロン タンク

図 103 DeepSTIM 坑井刺激船の仕様^[47]

3. Toisa Pisces の主な仕様

一般	寸法
船名: Toisa Pisces 建造: 1996 総トン数: 6651 トン 純トン数: 1996 トン 載貨重量: 6420	全長: 103.7 メートル 垂線間長: 96.65 メートル 型幅: 23.2 メートル 型深さ: 9.0 メートル 喫水: 7.05 メートル
主要エンジン	性能
主要エンジン 3 x 3625 kW 補助エンジン: 440V で 2 x 507 kW スラスタ: 2 x 880 kW (CCP トンネル) 1 x 880 kW (CCP 上下ノズル)	速度: 12.0 ノット (サービス) 14.0 ノット (最大)
貨物積載能力:	タンク容量
貨油: 3325 立方メートル 油混じり水: 1415 立方メートル 化学薬品: 150 立方メートル 固体: 10 立方メートル	燃料油: 878 立方メートル 飲料水: 1439.2 立方メートル 受動的横揺減衰
収容人数:	デッキ上機器
寝台総数: 70 一人船室: 28 二人船室: 21	ホース操作クレーン: 14 メートルで 10 トン / 30 メートルで 4.5 トン 固定ブーム: 21 メートルで 23 トン / 15 メートルで 33 トン
ヘリデッキ:	自動船位保持
建造: アルミニウム 積み込み容量: ベル 412 で 5300 キロが適切	DP 2

図 104 Toisa Pisces の主な仕様 ^[32]

この報告書はボートレースの交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

米州の海洋石油ガスの開発・生産施設の
現状と技術開発動向の調査

2019年（平成31年）3月発行

発行 一般社団法人 日本船用工業会

〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-13-3
虎ノ門東洋共同ビル 5階
TEL 03-3502-2041 FAX 03-3591-2206

一般財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドクロス赤坂
TEL 03-5575-6426 FAX 03-5114-8941

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

