

メキシコ湾における サブシー生産システムの概要

2021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議論に参加することは困難である。また、本分野について、ある程度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。

本報告書は、アメリカ船級協会（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海洋石油ガスの開発・生産技術の中でも基盤技術となる、サブシー生産システム技術に焦点を当て、メキシコ湾およびその他の地域におけるサブシー生産システムの概要、サブシー生産システムとそれに関連するサブシステムの機能と経営理念並びに各種規制及び業界標準についてまとめたものである。

報告書は大きく二つのパートに分かれており、第1章から第7章までがサブシー生産システムの概要、サブシー生産システムとそれに関連するサブシステムの機能と経営理念について詳しく説明しており、第8章で各種規制と業界標準について詳しく説明している。

本報告書の内容は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） 沖本 憲司

目 次

1	油田・ガス田の開発動向	1
2	サブシー生産システム	3
2.1	サブシー油田・ガス田開発およびサブシー生産システムの設定	3
2.1.1	サブシー油田・ガス田開発	3
2.1.2	サブシー坑井の設定	5
2.2	サブシー生産システムの敷設と設定に影響をおよぼす要因	7
2.2.1	大偏距 - サブシータイバック	7
2.2.2	サテライト油田	7
2.2.3	早期収益	8
2.2.4	坑井試験とリザーバーの評価	8
2.2.5	特殊な敷設例	8
2.3	サブシー坑口システム	8
2.3.1	コンダクター（低圧）ハウジング（LPH）	9
2.3.2	坑口高圧ハウジング（HPH）	10
2.3.3	ケーシングハンガー	10
2.3.4	アニュラスシールアセンブリ	11
2.3.5	ケーシングハンガー封鎖ブッシング（CHLB）	11
2.4	サブシーツリーシステム	11
2.4.1	垂直ツリーシステム	12
2.4.2	水平ツリーシステム	12
2.4.3	ツリー選択の条件	14
2.5	サブシー構造の基礎 / テンプレート / マニフォールド	14
2.5.1	サブシーマニフォールド	14
2.5.2	サブシー構造基底部	17
2.6	サブシー生産の制御と監視システム	18
2.6.1	サブシー生産制御システムの種類	18
2.6.2	ワイヤレス通信方法	22
2.6.3	高度圧力保護システム（HIPPS）	23
2.6.4	サブシーインターベンション改修作業制御システム（IWOCS）	24
2.7	高圧高温（HPHT）の機器	26
2.7.1	HPHT 機器とシステム業界の規範と規格	26
2.7.2	HPHT 用機器の技術認定プロセスと要件	27

3	サブシーフローラインとパイプライン	29
3.1	パイプライン設計処理	30
3.2	パイプラインの終端部とインライン構造部	30
3.3	ジャンパー	32
3.4	アンビリカルシステム	32
4	生産ライザー	36
4.1	スチールカテナリライザー (SCR)	36
4.2	トップテンションライザー (TTR)	38
4.3	フレキシブルライザー	39
4.4	ハイブリッドライザー	40
5	フローアシュアランス	41
5.1	閉塞の検知	42
5.2	温度の管理方法と断熱	43
5.3	化学抑制剤制御方法	44
5.4	機械的制御方法	47
5.5	フローを確実化するその他の方法	48
6	サブシー処理システム (SPRS)	49
6.1	主な技術の課題	52
6.1.1	深海設置のためのサブシー圧力容器の設計	52
6.1.2	長距離の電力輸送と配電	52
6.1.3	監視と制御の課題	52
6.1.4	新しい技術の評価と認証方法	52
6.2	サブシーポンプ機器とブースター	52
6.2.1	遠心ブースター	53
6.2.2	らせん状ブースター	54
6.2.3	サブシーガス圧縮	54
6.3	サブシー分離	55
6.3.1	重力分離機	58
6.3.2	遠心分離機	60
6.3.3	その他の分離機と処理技術	60
6.3.4	ダウンホール分離技術	61
6.4	サブシー電力輸送と配電システム	63
6.4.1	サブシー変圧器	65
6.4.2	サブシー開閉装置	66
6.4.3	サブシーにおける変速駆動と可変周波数駆動 (VSD/VFD)	66
6.4.4	サブシーUPS	67
6.4.5	サブシーコネクタとペネトレータ	67

6.4.6	サブシー電力ケーブル	67
6.4.7	設計	68
7	サブシー生産システムの操作	69
7.1	設置	69
7.1.1	代表的な設置船舶	69
7.1.2	船舶の要件と選択	75
7.2	プランと試運転	76
7.2.1	機器、システムへの組み込み、および試験	76
7.2.2	設置と試運転	77
7.3	操業	77
7.3.1	完全性の管理	78
7.3.2	生産の管理	78
7.3.3	海底と洋上の機器の保守	78
7.3.4	坑井介入	79
7.4	廃止措置	79
8	各種規制と業界標準	82
8.1	米国の規定の枠組み	83
8.2	米国オフショア石油安全規制	84
8.3	サブシー処理システムとオフショアの排水放出に関する規則	87
8.4	業界コードと基準	88
9	参考文献	89
10	付録 A：業界基準	94

1 油田・ガス田の開発動向

エネルギー需要はコンスタントに伸びており、炭化水素資源はグローバルなエネルギー供給のバックボーンとしての役割を果たしている。2019年には、世界のエネルギー消費総量の54%が、石油と天然ガスによるものであった。[1] 炭化水素資源は陸上だけでなく、世界中のオフショアでも開発されている。表1は、2001年から2021年に陸上とオフショアで生産された原油と天然ガスである。[2]

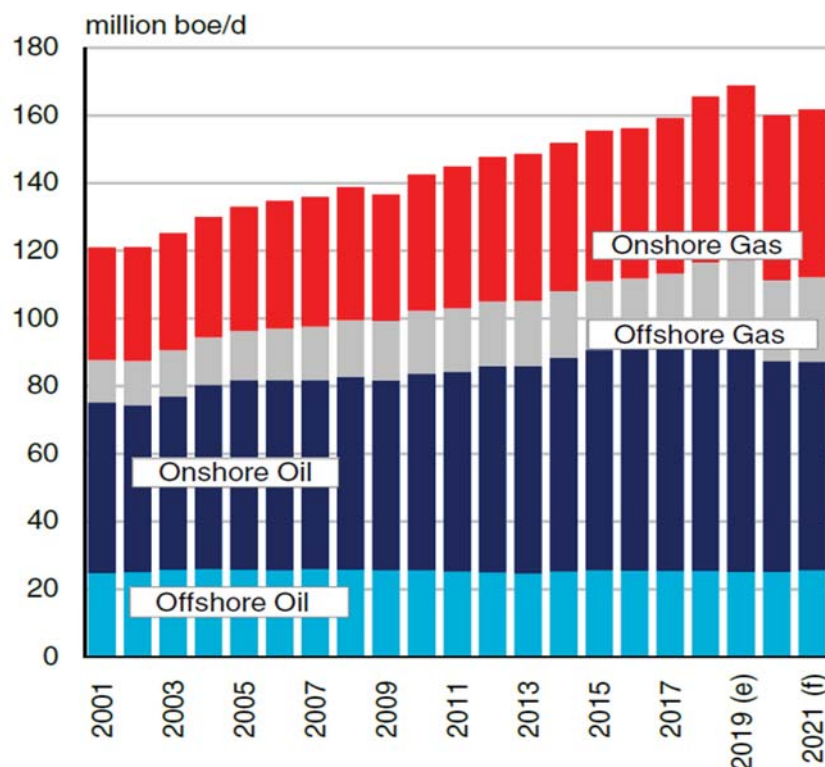


表1: 2001~2021年度原油・天然ガスの全世界生産量 [2]

油田およびガス田は、世界中の内陸水域とオフショア地域の地下にある。オフショア油田・ガス田業界は、Kerr-McGee が、ルイジアナの沖のメキシコ湾で 4.6 メール（15 フィート）の深さではじめてオフショア油田開発を成功させた 1947 年から始まった。[3] サブシーフィールド開発のコンセプトは、坑口と生産用機器を一部またはすべて気密チャンバで覆って海底に設置する方法が 1970 年代初期にもたらされた。[4] 生産された炭化水素は、陸上あるいは既にあるオフショアプラットフォームのどちらか近くの処理施設へ坑井から流すというものであった。このコンセプトがサブシー技術のはじまりで、坑井とそれに必要な機器が水面下にあるシステムをサブシー生産システムという。1,000 フィート（305 メートル）より浅いサブシー仕上げは浅海仕上げ、それよりも深い場合は深海仕上げのように分類される。過去 40 年においてサブシーシステムは浅海仕上げから手動作業システムへと変化し、現在では 10,000 フィート（3,000 メートル）の深さまで遠隔操作が可能なシステムへと進化してきた。

探査、掘削、生産における技術の発展により、サブシー坑井の利用は世界中のほとんどのオフショア生産区域へと広がっている。2020 年半ばまでに、コロナウィルスの世界的な流行による深刻な石油価格と需要の下落にもかかわらず、約 2877 カ所のオフショアフィールドが生産を続けている。世界各地のオフショアフィールドを図 2 に示す。

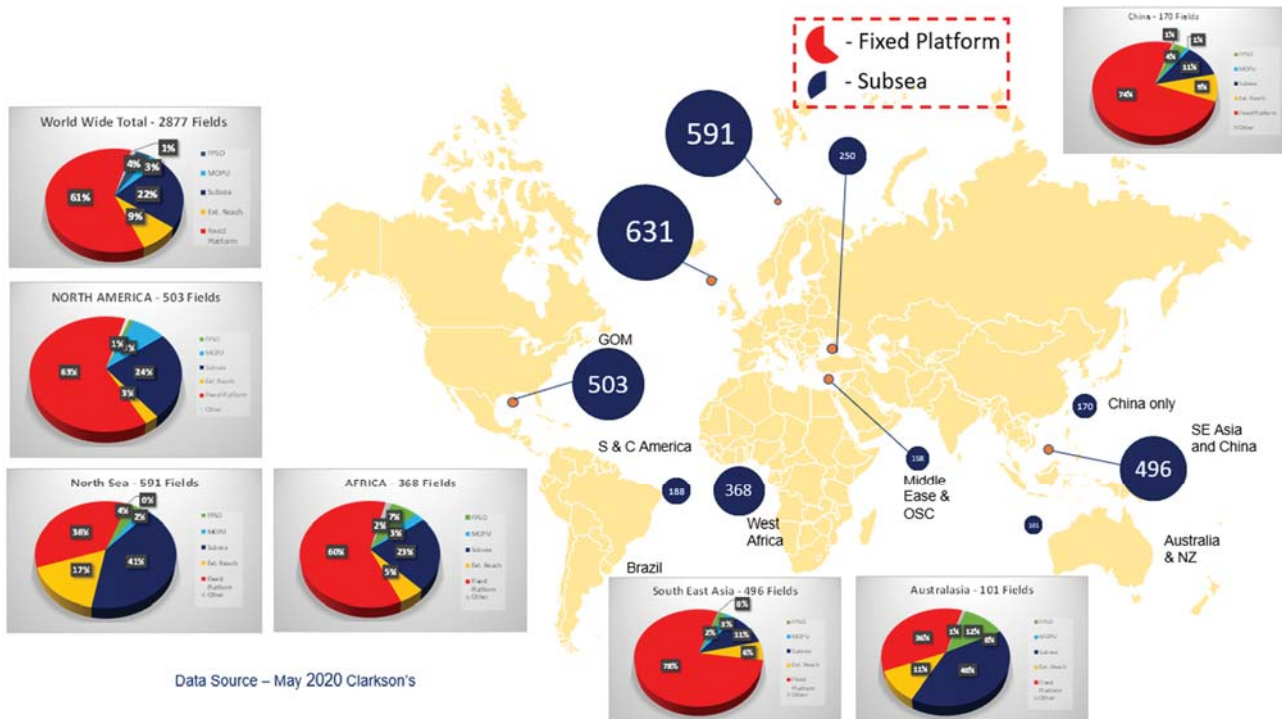


図 2：世界のオフショア油田およびガス田（2020 年 5 月現在）

オフショアフィールドの 61%が着底式オフショア構造物を使った浅海フィールドであり、その他の 39%がさまざまな浮体式石油プラットフォームに適した深海フィールドになる。

本報告書は、メキシコ湾に焦点を当てて開発されたサブシー技術の概要を示すものであるが、この技術自体は世界中で使用されているものである。北海やブラジルのカンポス海盆のような他地域におけるサブシー技術の開発は上記の技術に大きな影響を与えており、それについても簡単に触れている。

2 サブシー生産システム

サブシー生産システムは海底に位置する坑井で、ライザーで近隣の生産プラットフォームへタイバック、あるいは輸送される。海中パイプラインを使用する場合もある。

[4] サブシー生産システムは、次のようなサブシステムと機器で構成されている：

- 坑井装置：
 - ダウンホール仕上げシステム
 - サブシーツリー
- 生産システム：
 - 防護施設
 - マニフォールド
 - テンプレート
 - インターベンションシステム
 - 海底処理システム
- パイプライン システム：
 - タイイン
 - アンビリカル
 - ライザー
 - 注入パイプライン
 - 生産パイプライン

より多くの埋蔵量を求めて、オフショアの油田・ガス田はより深い海底へ、またより深い地層へと移行しており、掘削と生産の技術は劇的に進化している。最新のサブシー技術は検証され、サブシー生産システムと呼ばれるエンジニアリング装置として形成されており、掘削、油田・ガス田の開発とオペレーションに関連するプロセス全体とすべての機器に関係している。

2.1 サブシー油田・ガス田開発およびサブシー生産システムの設定

2.1.1 サブシー油田・ガス田開発

サブシー油田・ガス田開発の目的は、信頼性が高く、安全で費用効果の高い最新のソリューションを使って安全に最大の経済効果を上げることである。

オフショア構造は、石油と天然ガスをオフショア地点から掘削、生産、輸送するために、掘削で使用するハードウェア、システム、機器を取り囲むようになっている。これには洋上施設、サブシー機器、パイプラインだけでなく、それらの操業と保守に必要なツールとシステムも含まれる。

通常、サブシー生産システム構造は図 3 のように配置されるが、状況や問題点に合わせて他の配置になることもある。

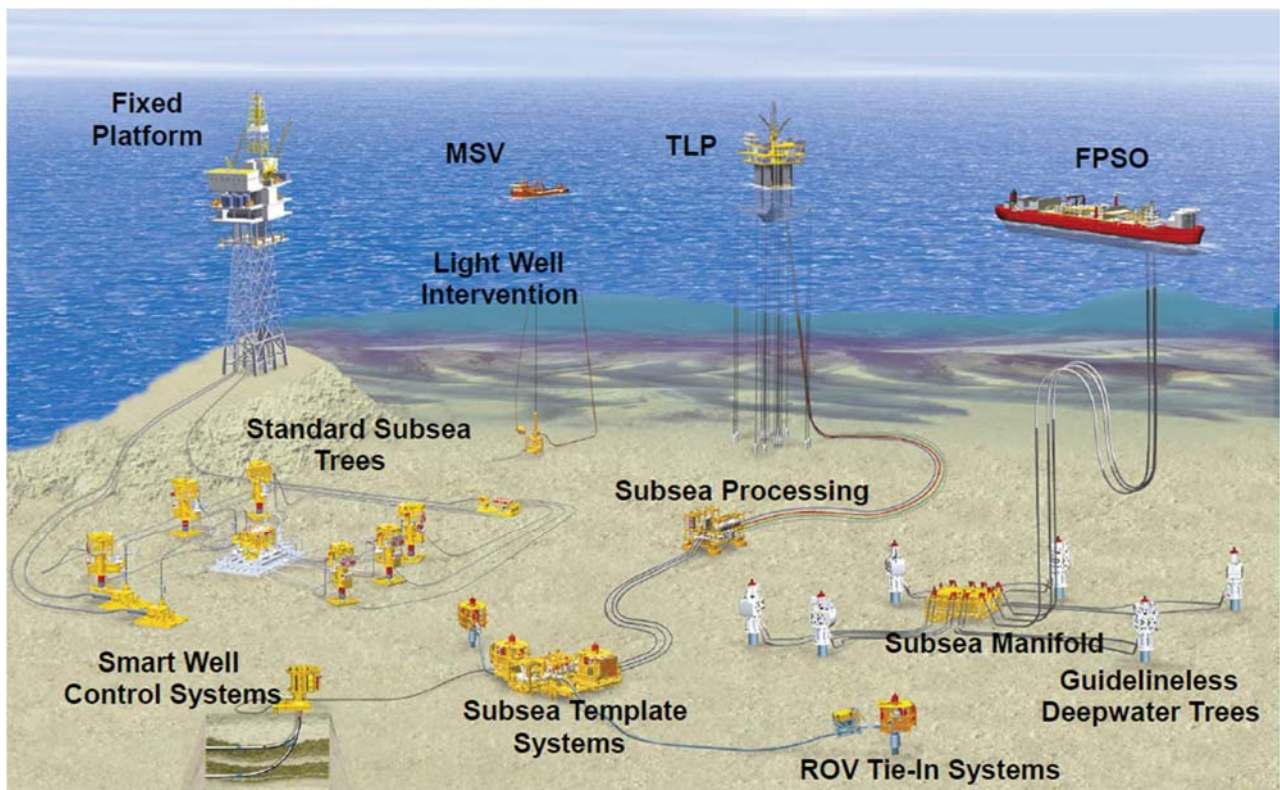


Image courtesy of Technip FMC

図 3：代表的なサブシー生産システム [5]

サブシーフィールド開発は水深を基準に分けられる。[6]

- 浅海サブシーフィールド：開発地点の水深が200メートル（656フィート）より浅い。実際の浅海は、ダイバーが到達できる水深
- 深海サブシーフィールド：水深は200～1,500メートル（656～5,000フィート）
- 超大水深サブシーフィールド：水深が、1,500メートル（5,000フィート）を超える場合

サブシーという特殊な環境は、設備の設置やオペレーション、整備へのアクセスが非常に困難になることに関連するいくつかの特異な側面を要求する。ツリーが設置された位置に基づき、サブシーシステムはドライツリー生産システム、あるいはウェットツリー生産システムに分類され、水深はサブシーフィールドの開発に影響を与える。

ドライツリーの場合、坑口とクリスマスツリーのバルブシステムが洋上に設置される。そのため、頻繁におこなう保守作業や再エントリのためのアクセスが容易である。浅い水深の場合、サブシー開発における制限はサブシー構造の高さによるものである。クリスマスツリーやその他の構造物は 30 メートル（100 フィート）より浅いところには設置できない。それより浅いところでのサブシー開発は、ドライツリーを使ったジャケットプラットフォームが使用できる。スパーのようなオフショア施設や緊張係留式プラットフォーム（TLP）でも、ドライツリーを使用することがある。

ウェットツリーは、海床に設置される生産ツリーである。ウェットツリーは、セミサブ等の生産ユニットで使用される。ドライツリーに比べてより深い水深でも使用でき

るのが特徴である。ウェットウェルシステムは比較的まだ高価であるが、ウェットツリーはフローラインをサブシーでグループ化してライザーへ導くことができるため、結果的に全体の設備投資費用を削減できる。

サブシー生産用機器の設定は、そのフィールドと、オペレーションに対するオペレーターの取り組み方によっていくつかの方法がある。いったんリザーバーがマッピングされてリザーバーモデルが作成されると、坑井の数、種類、およびその位置を最適化できる。坑井のレイアウトは通常、リザーバーの液体をよりよく採取するために坑井の間隔をあける必要性和、坑井をクラスターにグループ化してコストを低減する必要性との間でバランスを取って決定される。

2.1.2 サブシー坑井の設定

サテライトウェル

図4に示すように、適切なインフラを装備したホスト施設に接合されている単一のサブシー坑井はサテライトウェルと呼ぶ。サテライトウェルは独立した形態で、他の坑井とは最低限の数の施設を共有している。通常、少ない数の坑井を必要とする小さな開発で使用される。このような坑井は、多くの場合、互いにかなりの距離があり、生産物は各坑井から中央に位置するサブシーマニフォールドや生産プラットフォームへ単一のフローラインで送られる。ホスト施設の掘削距離を超えた場所に対象坑井がある場合によく使用される。

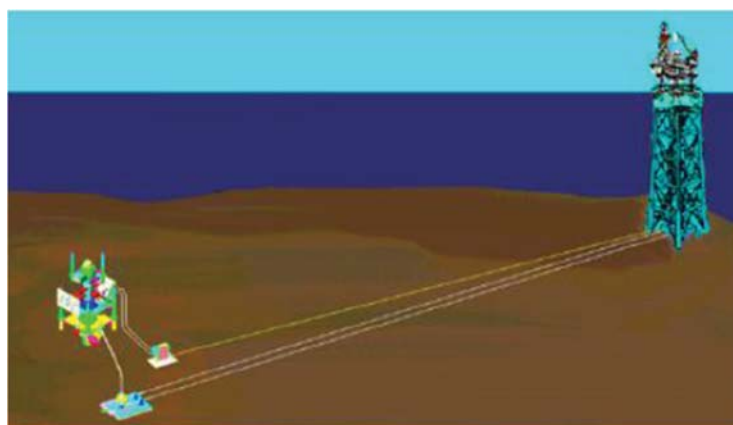


Image courtesy of Technip FMC

図4：ホスト施設に接合されている単一サブシー坑井 [5]

デージーチェーン

デージーチェーンサブシー坑井は、図5に示すように、共有フローライン（および連続したアンビリカルの場合もあり）で結合された複数のサブシーサテライトウェルから成り立っている。各サブシーツリーは、フローライン内の圧力不均衡を防ぐためにチョークがインストールされている場合がある。デージーチェーン坑井は、複数の坑井でフィールド内のフローラインを兼用する場合に使用でき、必要に応じて往復管内清掃のための連続ループを提供できる。その一方で、まとめて生産物を単一フローラインへ送ることができるため、このような設定は費用を削減できる。同時に、このような設定は、グループの最後の坑井からの生産物が肥大化したフローラインへ送られてしまうため、確実なフローに

対するリスクをはらんでいる。また、フローの適切な割り当てを確実にするため、異なる段階でのフロー測定デバイスをすべての坑井に設置する必要がある。

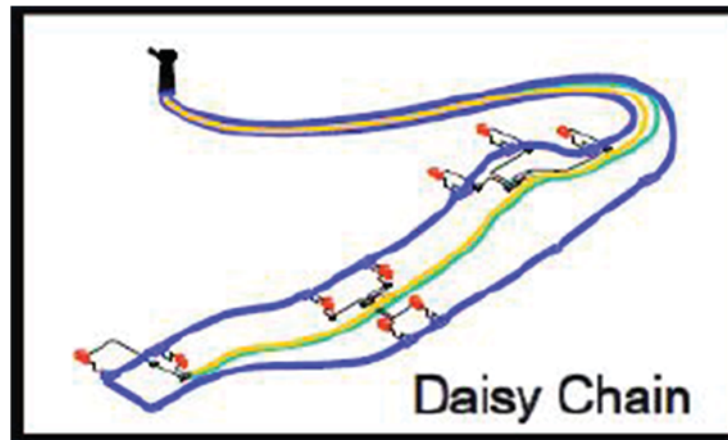


図 4 : ホスト施設に接合されている単一サブシー坑井 [5]

クラスター

クラスター配列の場合、いくつもの独立サテライトウェルが1つのマニフォールドに接合されている。このデバイスを使って液体を集めて配分し、可能であれば中心部に位置するタイイン坑井に近接して設置される。生産された炭化水素は、マニフォールドをホスト施設に接続する共通フローラインへと送られる。図 6 では、8 基のクラスターサテライトウェル、2 基のサブシー生産マニフォールド、および 1 基の生産アンピリカルとアンピリカルターミナルアセンブリ (UTA) があるフィールドを示している。

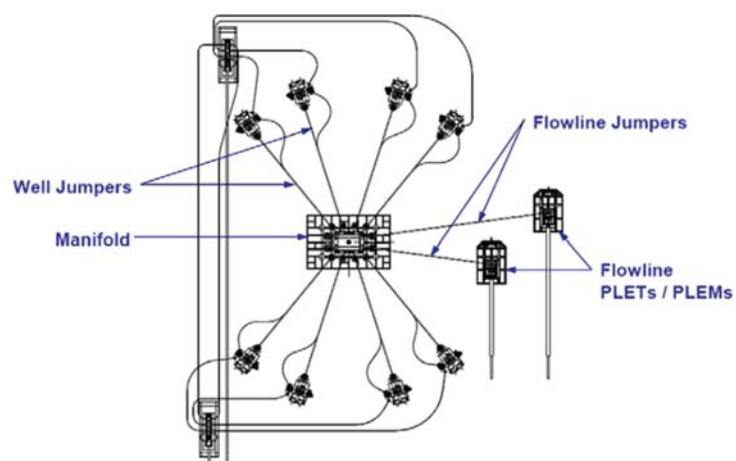


図 6 : 代表的なマニフォールドクラスターのレイアウト [6]

テンプレート

クラスターの場合以外では、坑井とマニフォールドはテンプレート設定の同じ構造内に置かれる。坑井テンプレートは、坑井コンダクタのグループを近接位置に置くよう設計された構造的溶接物である。坑井テンプレートは、2つの坑井をサポートすることも、1ダースを超える坑井をサポートすることもできる。そのため、接続は非常に短いものであり、常に硬質パイプで作られている。これによって地上組立と機器のテストが可能となり、設置時間を短縮できる。このテンプレートは基礎部分と、海底機器へのサポートを提供する構造的フレームワークを含んでいる。その他に、落下物や漁具に対する保護機能が含まれる場合もある。

2.2 サブシー生産システムの敷設と設定に影響をおよぼす要因

サブシー生産システム（SPS）の利用における要因は次のように区分できる。[7]

2.2.1 大偏距 – サブシータイバック

新規の石油およびガスの資源開発では、サブシータイバックがより多く使用されるようになってきている。タイバックアーキテクチャを使って、新しいサブシー探査を古いプラットフォームへつなぐことで、既存のインフラとプラットフォームだけでなくパイプラインも活用できる。このような開発は従来型の費用対効果のあるソリューションを使って特徴付けられることが多いためにテクノロジードライバとみなされることがあり、既知の生産レジームのためにこのような開発は効率的に開発でき、少ない労力で特化した設計が可能である。

小規模の埋蔵資源やマージナル油田の場合、生産量の可能性に限度があるため、コスト的にプラットフォームの使用が適切ではないことがよくある。これは代表的なサブシー生産システムの敷設ケースである。完成した坑井は既存のオフショア施設、あるいは近接する施設がない場合は浮体式石油・ガス生産貯蔵積出設備（FPSO）ユニットのいずれかにタイバックされている。このような開発の例として、ノルウェー大陸棚（NCS）にある East Frigg ガス田 [8] や Tommeliten 油田 [9] がある。

2.2.2 サテライト油田

オフショアプラットフォームは、埋蔵資源への最適アクセスが可能な位置に配置される。このような位置の決定は、油田開発の初期段階におこなわれる。プロジェクトのこの時点ではリザーバーに関する知識がまだ限定的であることがよくある。油田の利用期間中、リザーバーモデルは入手されたデータをもとに継続して更新される。リザーバーに関する理解の向上が、まだ未開発の埋蔵資源を認識する引き金となることもある。このような新しい埋蔵資源が、最初にプラットフォームを配置した場所からの掘削範囲外にある場合、サブシー坑井を使ってこれらの資源を開発することがよくある。それから既存の施設にタイバックする。北海のイギリスとノルウェーの境界にある Statfjord サテライト油田がその例である。[10]

2.2.3 早期収益

サブシー生産システムは、特に試掘井へ再入する場合など、プラットフォームソリューションよりも短期に設計、組み立て、および配備が可能ながよくある。この場合、発見から操業開始までの期間を大幅に短縮できるため、早期生産システムとも呼ばれる。この時間短縮が早期生産を確実にするため、早期収益へとつながる。契約やリース条件が理由で時間が限られている場合、これは特にメリットとなる。アンゴラの Nemba 油田オフショアやブラジルのカンポス海盆オフショアでは、サブシー生産システムがそのような目的を成功裡に達成している。[11、12]

2.2.4 坑井試験とリザーバーの評価

サブシー生産システムを使って、リザーバーの情報をさらに収集することができる。埋蔵資源の開発可能性を検証するのに、集めた試験や生産のデータを使用できる。拡張生産テストはコストに比べてメリットが大きく、リザーバーに関する不確実性を減らし、より正確なフィールド設備の設計を可能にする。採算性の長期増加およびテスト中の初期炭化水素生産からの収益は、オペレーションコストの回収にプラスとなる。[12、13]

2.2.5 特殊な敷設例

非常に浅い海の場合（例：9メートル）、サブシー生産システムを使用することで設備の頭上を海上交通が可能になる。これは、他の施設のタイプでは無理である。ケーソン構造を海底のくぼみへ設置することで、さらに空間を広げることができる。[14]

また、サブシー生産システムを採掘穴と呼ばれる採掘後に海床にできたくぼみに設置することもでき、そうすることで氷山が海底施設に触れずに通過できる。[15]ウィークリンク技術を使ったフローラインと組み合わせることで、オフショアのニューファンドランドのような氷の多い水域における年間を通じた安全な生産を可能にする既存の技術と同じような効果が期待できる。[16]

2.3 サブシー坑口システム

サブシー坑口（WH）は海床にある圧力格納デバイスで、掘削と仕上げシステム、およびケーシングストリングの海底における構造的アンカーポイントの役割を果たす。ケーシングストリングのサポートとアニュラスの分離のための内部構造を含んでいる。さらに、噴出防止装置や生産ツリーなど掘削と仕上げシステムの機械面サポート、誘導、接続のための施設も含まれる。[7]

サブシー坑口システム（SWS）は通常浮体式掘削リグから駆動させる。SWS は、ケーシングストリングをサポートおよび密封する。掘削中、SWS は BOP スタックをサポートし、仕上げ後はサブシーツリーをサポートするが、チュービングハンガーもサポートする場合がある。SWS はマッドラインまたはその近隣に設置される。

図 7 はサブシー坑口システムを図で示したものである。SWS の主要な圧力格納および荷重負荷構成部分には次のようなものがある（ただし、これらに限定されない）：

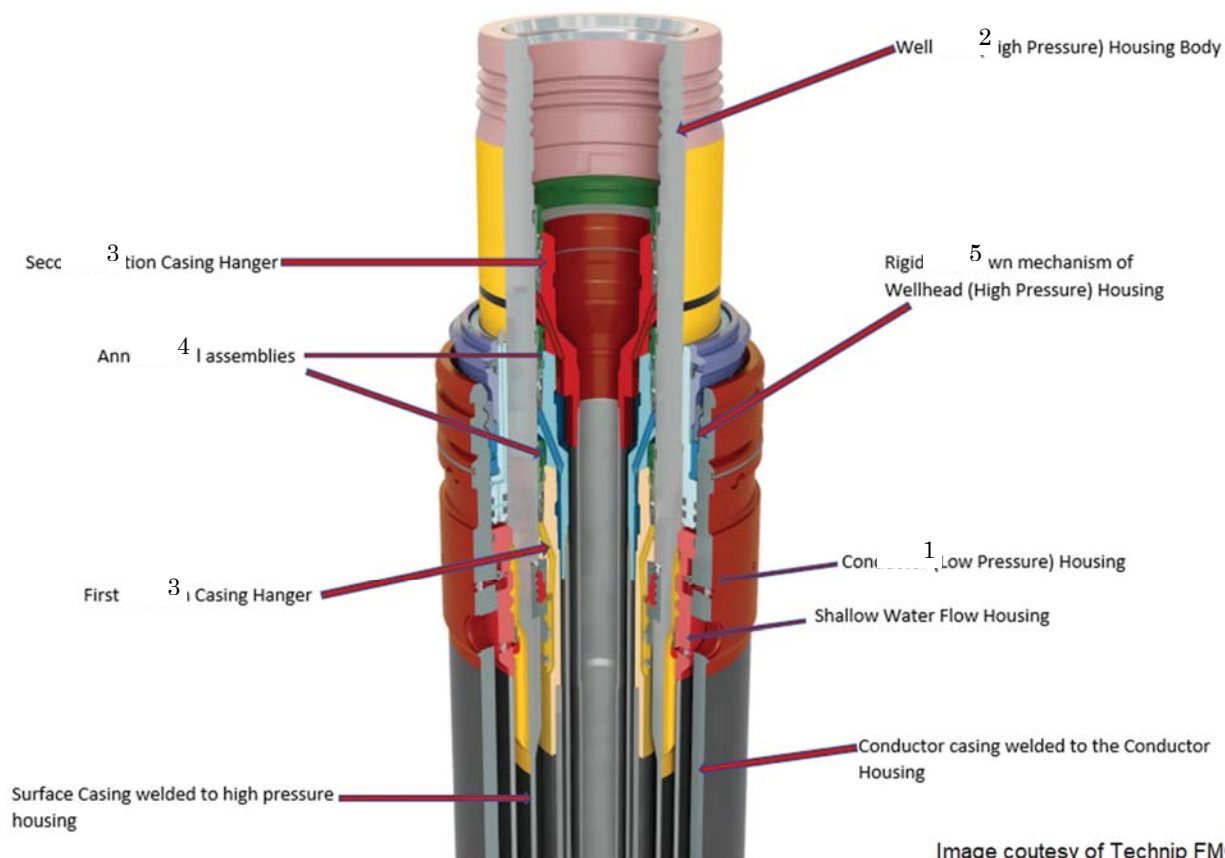


Image courtesy of Technip FMC

図 7 : サブシー坑口システムの図解 [17]

1. コンダクター（低圧）ハウジング（LPH）
2. 坑口（高圧）ハウジング（HPH）
3. ケーシングハンガー
4. アニュラスシールアセンブリ
5. ケーシングハンガー封鎖ブッシング

2.3.1 コンダクター（低圧）ハウジング（LPH）

LPH は坑井に設置され、坑井オペレーション中の構造的サポートを提供する。LPH にはハンゴーフ溝および/またはハンゴーフ設置のためのハンドリング装置と接合する内部構造がある。また、高圧ハウジング（HPH）と HPH 内のケーシングストリング（第一および第二の位置にあるケーシングハンガーと連結しているケーシングストリングなど）の重量を支えるロードショルダーも含まれる。LPH は専用の内部溝があり、坑井オペレーション中の負荷をサポートするために HPH をロックおよび予圧するインターフェースを提供する。場合によっては、LPH には中間のケーシングストリングの重量を支えるための補助負荷ショルダーがある場合がある。必要に応じて、水化物に対する密封のための準備も LPH に含まれる場合がある。

伸長継手/ケーシングストリングを溶接する機能を持たせるため、LPH は底部に溶接準備（完全溶込み突き合わせ溶接）を提供する。相手先商標製造会社（OEM）は、疲労基準が決定したら、許容できる応力集中係数（SCF）、最大欠陥サイズ、および非破壊検

査基準を明示する義務がある。この溶接は非常に重要で、システム全体の構造的および疲労分析における限界点となりえる。

LPH は、たわみや軸の負荷などの外的負荷、運転荷重、HPH や HPH 内のケーシングストリングの重量といった負荷に耐性があることが求められる。

2.3.2 坑口高圧ハウジング (HPH)

HPH は LPH の内側に降りて、掘削中のサブシーBOP (防噴装置) スタック、仕上げ中のサブシーチュービングヘッドスプール、生産と介入作業のためのサブシーツリーに対する接続ポイントの役目を果たし、ライザーシステムからの外的負荷に抵抗する形で対応する。HPH は坑井に対する圧力健全性を提供し、洋上とそれに続くケーシングストリングとチュービングハンガーを吊るしている。

HPH にはケーシングハンガーを降ろすためのロードショルダーがあり、(第一および第二位置のケーシングハンガーなど) ケーシングストリングの重量を支えている。さらに、金属間アニユラスシールアセンブリとエラストマアニユラスシールアセンブリに対する独立した密封サーフェイスを提供する。

HPH にはリジッドロック機能があるため、LPH へロックおよび積み込むことによって坑井作業中の負荷を支えることができる。このリジッドロック機能は、通常 HPH が LPH から偶発的にロック解除されることを防ぐための補助的なロック機能である。

HPH の最上部接続は、所有者が、ハブまたはマンドレルタイプのどちらかを指定する。HPH のガスケット輪郭は主要および補助シール面を提供しなければならない。HPH の底部には、海上ケーシングの最上部に接続するための溶接プレップ (完全溶込み突き合わせ溶接) がある。OEM は、疲労基準が決定したら、許容できる応力集中係数 (SCF)、最大欠陥サイズ、および非破壊検査基準を明示する義務がある。この溶接は非常に重要で、システム全体の構造的および疲労分析における限界点となりえる。

HPH は、たわみや軸の負荷などのボア圧による外的負荷、運転荷重、HPH 内のケーシングストリングの重量、および温度負荷といった負荷に耐性があることが求められる。

2.3.3 ケーシングハンガー

ケーシングハンガーは各ケーシングストリングの最上部に設置されており、HPH 内に降りたときのストリングを支える。掘削ライザーとサブシーBOP スタックを介して操作される。HPH へのケーシングハンガーのランディングショルダーインターフェースは、ハンガー上の BOP テストの圧力と連続するケーシングストリングが原因の負荷を支える。

ケーシングハンガーには、ケーシングストリングと接続するためのネジ接続部が底部にある。この接続の重要度によって、これらのネジ接続部は気密シールを提供する優れたネジ接続部になる。

ケーシングハンガーは、アニユラスシールアセンブリを HPH との間にインストールするインターフェースを提供する。

ケーシングハンガーは、内圧や軸の負荷 (BOP 圧負荷やケーシングの重量)、温度負荷といった負荷に耐えることが求められる。

2.3.4 アニュラスシールアセンブリ

アニュラスシールアセンブリは、ケーシングハンガーと HPH の間にインストールして隔離する。アニュラスシールアセンブリでは、金属間シールあるいはエラストマシールのいずれかを使用する。必要に応じて、ケーシングハンガーの動きを限定または制限するためにロックダウン機能を使用することができる。

ケーシングハンガーは、上下からの圧力や軸の負荷（BOP 圧負荷やケーシングの重量）、温度負荷といった負荷に耐えることが求められる。

2.3.5 ケーシングハンガー封鎖ブッシング（CHLB）

CHLB は、ケーシングストリングの熱膨張によって生成された上向きに強い力で押しにくるすべての負荷に抵抗できるよう、最上部にあるケーシングハンガーの一番上に設置する。HPH を準備するためのロック機能のインターフェースを提供する。

CHLB は、サブシーツリー、チュービングハンガー、あるいはチュービングヘッドへのシールインターフェースを提供する。CHLB を使用する要件はケーシングハンガー、アニュラスシールアセンブリ、プロジェクトに特化した負荷条件とサブシーツリーへのインターフェース、およびチュービングハンガーまたはチュービングヘッドの設計によって異なる。

ケーシングハンガーは、軸の負荷（BOP 圧負荷やケーシングの重量）や温度負荷といった負荷に耐えることが求められる。

2.4 サブシーツリーシステム

サブシー生産ツリーは、坑井の最上部に設置されたバルブ、パイプ、付属品、および接合部分の組み合わせから成り立っている。業界では、クリスマスツリー（XT）とも呼ばれる。サブシーツリーの機能は洋上ツリーと似ているが、水中での作業と遠隔作業ができるよう設計されている。バルブは、電気または液圧信号によって遠隔操作するか、ダイバーあるいは ROV を使った手動操作が可能である。この他の XT の主な機能として、操作および安全性の理由で液体の流れを管理あるいは停止させるために、坑井とフローライン間の液体の方向を切り替えることができる。

チュービングハンガー（TH）とクリスマスツリー（XT）の組み合わせによってサブシーツリーが形成され、生産中にリザーバーとそれを取り巻く環境の間に圧力バリアを構成し、坑井の制御を可能にする。

サブシー生産ツリーの代表的な機能には次のものがある。

- 生産または注入された媒体の制御、監視、および調節
- マッドラインにおける坑井停止のための標準およびフェールセーフ方法を提供
- フィールドの寿命中任意の時期に坑井へ再進入するためのインターフェースを提供
- ダウンホール圧、温度、あるいは「スマートウエル」システムとその敷設状況を監視するプラットフォーム/インターフェースを提供
- 化学薬品をダウンホールまたはツリーに注入するプラットフォーム/インターフェースを提供
- サブシーツリーには次の 2 種類の基本タイプがある：

- 垂直ツリー (VXT)
- 水平ツリー (HXT)

2.4.1 垂直ツリーシステム

このツリーはボアとバルブからなるバルブブロックで構成されている。ツリーバルブはチュービングハンガーの最上部に縦方向に積み重なっている。図8は、代表的な垂直ツリーを図解したものである。生産物およびリアニュラスボアはツリーのツリー本体部分を縦に通過していく。ダウンホール機能は、ツリーの底部からチュービングハンガーの最上部まで、油圧/電気接続によって提供される。

チュービングハンガーとダウンホールチュービングはツリーの設置より前に走っており、チュービングハンガーは坑口まで届いていて、チュービングハンガーの最上部にあるツリーの基部マッチングシールボアの間をシールする拡張サブを介して生産/注入チュービングとツリーの接続を形成する。それにより、ダウンホール完了をリカバリすることなしにサブシーツリーをリカバリできる。

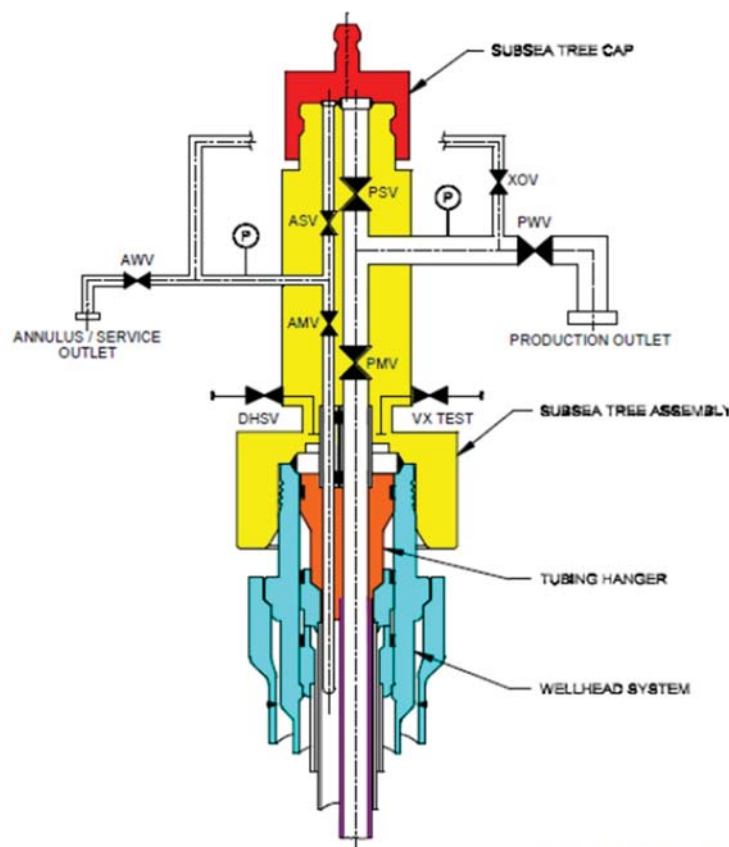


Image courtesy of Technip FMC

図8：代表的な垂直ツリーの図解 [65]

2.4.2 水平ツリーシステム

図9は、水平ツリーを図解したものである。バルブは側面に固定されている。チュービングハンガーは坑口ではなく、ツリー本体内に設置されている。そのため、ツリーをまずリカバリせずに坑井からチュービングストリングを撤去できる。生産された液体は、チュービングハンガーの横から、水平バルブで設定されたフローラインを介して流れる。ダウンホール機能は、チュービングハンガーの横側にあるラジアルペネトレータから提供される。この構成は、ツリーが坑井の仕上げ前に坑口の上に設置されている必要がある。

HXT の使用は、初期の頃は頻繁なフルボアの改修作業が予想される電動水中ポンプ (ESP) の敷設を対象にしていた。

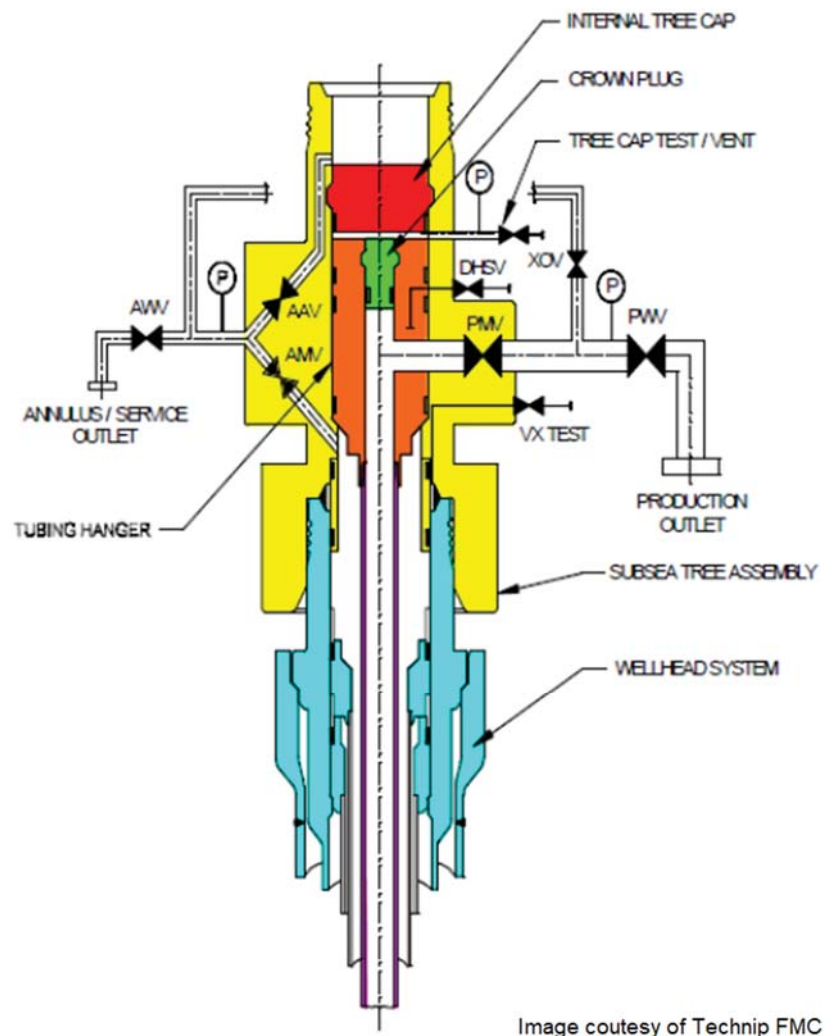


図9：代表的な水平ツリーの図解 [65]

2.4.3 ツリー選択の条件

サブツリーにおいて水平ツリー（HXT）あるいは垂直ツリー（VXT）のどちらを選択するかは、通常の場合、次のような要因が考慮される：[6]

- 1) 設備投資（CAPEX）の削減とフィールド寿命の運用コスト（OPEX）間の財政上の要因。
 - HXTにかかるコストはVXTのそれよりもはるかに高い
 - VXTのためのチュービングヘッドに追加コストがかかるため、HXTはVXTよりも通常設置コストが若干低い
 - VXTは、ワイヤラインやコイルドチュービング作業のようなチュービングアクセス作業に対する時間とコストにメリットがある
 - VXTはツリー回収作業において時間とコストで大きなメリットがあり、VXTの回収は生産チュービングストリングに影響しない
- 2) リザーバーのプロパティと要件
 - HXTは複雑なりザーバー内や、チュービングの回収を必要とする作業が頻繁に必要な場合に使用される
 - VXTはしばしばシンプルなりザーバー用に使われる
 - ガス田では介入作業がほとんど必要ないため、HXTが勧められることはない
- 3) 坑井の仕上げ
 - 坑井が仕上がってもまだツリーが準備できていない場合、VXTが必要
 - HXTを使用したい場合は、ツリーの設置後に坑井が完了しなければならない
- 4) 設置施設とツールのセット：リグの設置範囲が限定されている場合は、VXTが大きくて重いことを考慮する必要がある

2.5 サブシー構造の基礎 / テンプレート / マニフォールド

2.5.1 サブシーマニフォールド

生産マニフォールドはサブシー構造物で、複数の坑井で生産された液体を混合して1つまたは複数のフローラインへ送るよう設計されたバルブとパイプワークで構成されている。液体の流れをまとめて分配し、制御、場合によっては監視も実施するよう設計されている。サブシーマニフォールドは図 10 で示すように、海底に設置され、生産物を収集、あるいは水やガスを坑井へ注入する。

油田やガス田の開発において、サブシーシステムを簡素化し、サブシーパイプラインとライザーを最小限に抑え、システム内の液体の流れを最適化するためにマニフォールドが使用されている。マニフォールドは次のような種類に分類できる。

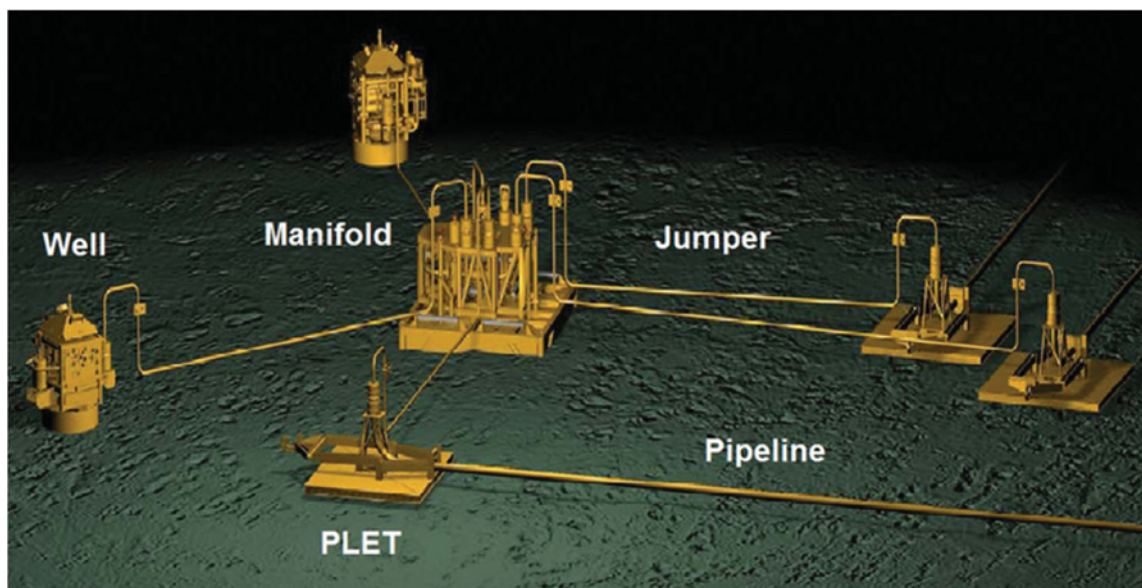


図 10 : 一般的なサブシー構造システム [18]

- テンプレートマニフォールド：図11で示すように、複数のクリスマスツリーを設置するよう設計されたドリルスルー構造
- クラスタ マニフォールド：液体を自身の周りに配置された複数のサブシークリスマスツリーへ送るよう設計されたスタンドアロン構造
- パイプラインエンドマニフォールド（PLEM）：クラスタマニフォールドの簡易版で、通常液体を1基または2基のクリスマスツリーへ送るよう設計されている。PLEMは、図12のように、パイプラインエンドターミネーション（PLET）を使わずにサブシーフローラインへ直接接続されるのが一般的である。



Image courtesy of Technip FMC

図 11 : テンプレートマニフォールド例 [5]

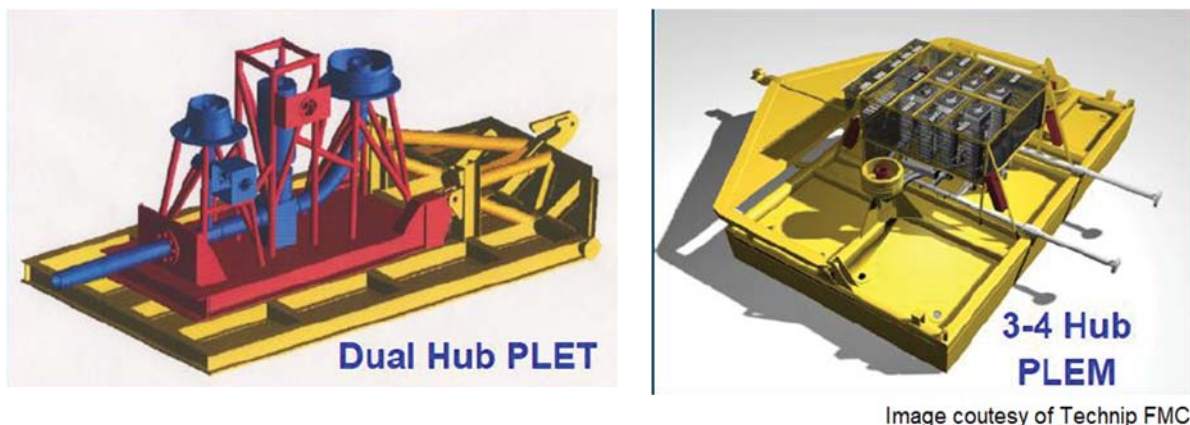


図 12 : PLET および PLEM 例 [63]

サブシーマンifoldシステムは構造的に坑井から独立している。坑井とパイプラインはジャンパーでmanifoldに接続されている。サブシーマンifoldシステムは主に、manifoldとその基底部分で成り立っている。manifoldの支持構造は、manifoldと基底部分の間のインターフェースである。manifoldは配管、バルブ、制御モジュール、ピギンググループ、流動計などを持つ構造フレームである。基底部分はmanifoldの構造支持体であり、その基底部分に関連するmanifoldをガイド、レベリング、および方向付けをおこなう。海底の土砂の状態とmanifoldのサイズによって、鉄板の覆いが付いたマッドマットかパイル地盤のいずれかとなる。manifoldとmanifold支持構造を接続することで、manifoldを十分な精度で回収および再設置が可能となり、生産物と坑井ジャンパーを続けて再利用できるようになる。

サブシーマンifoldシステムは次のような機能を設定する場合がよくある：

- 生産および/または試験manifold：各坑井からパイプラインに接続されている生産および試験ヘッダーへのフローを制御する
- ガス注入manifold：生産フロー内のスラグを軽減するためにライザーベースへガスを注入する
- ライザーガスリフトmanifold：石油生産を増加させるためにチュービングに沿った液体カラムを軽減するためチュービングにガスを注入する
- 水注入manifold：石油生産を増加させるために、停止バルブ前の坑井最後のバルブへ水をいれる
- チョークまたはキルmanifold：坑井オペレーションを制御する

初期のmanifoldは、最高 1,000 メートル (3,280.8 フィート) の深さまでの海中で操作できるよう設計されていた。このようなmanifoldにはフレームの最上部に4つのリフトオプション、2度の勾配まで補正できるレベリングシステムを持つ独立したサブシー支持基底がある。通常、2つの異なる坑井に対して1つずつの回収可能チョークとバルブモジュールがセットになっている。

次に、manifold設計は、ダイバーレスmanifoldへと進化する。サイズと重量が軽減されただけでなく、大きく進化した機能は中心点の導入である。これによって

マニフォールドは、オフショアへの移送や配置段階の最中に掘削ライザーあるいはワイヤーによって持ち上げて吊り下げることが可能となり、設置コストを低減できた。

第三段階のマニフォールドは、回収可能チョークモジュールと、設置後の 1 つのサブシー多相流量計 (MFM) のためのサポートローラーの準備も組み込まれている。さらに、バルブはパイプの最上部または最低部に設定されており、バルブが閉じている間の石油の分離によって起こるガスや水との接触を回避できる。坑井が生産に入る前にそのような水を除去するための新しい手順も追加されている。

2.5.2 サブシー構造基底部

浅海から深海のオフショアにおいて、数多く掘削や生産システムのためのより強固で特化された錨泊システムが、炭化水素の探鉱および開発でより広く活用されてきている。錨泊システムは、土砂の条件と負荷に対する考慮に基づいて設計されており、(1) マッドマット、(2) サクションパイル、(3) パイルの 3 つに分けられる。サブシー機器で使用されている基底は、海底の土砂の条件によってマッドマット、覆い、パイルのいずれかになるが、パイルは通常掘削と生産ユニットの錨泊で使用される。マッドマットの設定は、マニフォールドシステムとジャンパーなどそれに付随するコンポーネントの合計重量を支えるための構造面積に左右される。マッドマットよりもより深い海底にあるおおいは、水平力と垂直負荷の一部に抵抗できる。

サクシオンアンカーは、次のような利点があるため、通常は深海フィールドで主要基底部および錨泊システムとして使用される[19]：(1) 海底の固定位置にある；(2) 現場で保証荷重試験をおこなう必要のない簡易な設置方法；(3) 敷設あるいは設置に関して水深の制限が特にない；および、(4) 走錨に比べて、サクシオンアンカーの能力をより精密に定義できる。

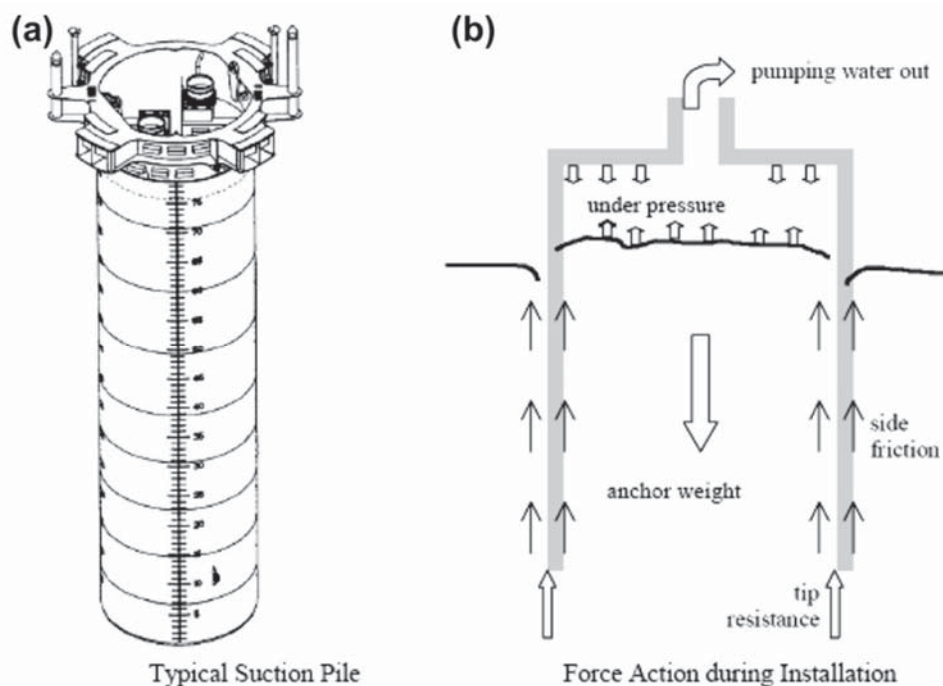


図 13:サクシオンパイルとその設置メカニズム [20]

図 13 は、代表的なサクシオンパイルとその設置メカニズムを示している。[7、20] サクシオンアンカーは、底部が開いている状態の筒体ユニットである。最上部にバルブが搭載されている。サクシオンパイルは、パイルの内側から水をポンプで汲み出す方法で差圧を加えて設置する。差圧は、入り込んだ土砂が原因の抵抗に耐えるために必要な駆動力となる。サクシオンによる設置は、粘性土よりも非粘性土の方が効率が悪くなる。サクシオンパイルは、きれいな砂や、特に高軟度から中軟度の粘土などの均質地盤で機能性を発揮するため、深海での敷設によく使用される。

サクシオンパイルはサブシーマニフォールドや坑井保護施設のようなサブシー構造で幅広く利用されており、パイプラインの設置や、サイクル熱負荷下で走っているパイプラインの停止における代替策として使用されることもある。パイル地盤は、単一パイルと複数パイルのいずれかを使用する。

2.6 サブシー生産の制御と監視システム

サブシー生産の制御システムは、生産オペレーション中の海底生産システムを操作している制御システムである。サブシーツリー、マニフォールド/テンプレート、およびパイプラインのバルブとチョークを操作し、海上とサブシー間でデータの受信と送信もおこなう。これによって、エンジニアは温度、圧力、砂の検知などのシステム操作パラメータを受け取って生産ステータスを監視できる。図 14 はサブシー制御システムの概要を示したものである。代表的な制御要素には次のものが含まれる：

- トップサイド：電源装置（EPU）、水力発電装置（HPU）、主制御ステーション（MCS）、トップサイドアンビリカルターミネーション装置（TUTA）など。
- サブシー：アンビリカル、アンビリカルターミネーション装置（SUTA）、電動および油圧フライングリード（EFL&HFL）、制御モジュール（SCM）。

2.6.1 サブシー生産制御システムの種類

基本的な制御システムには次の 5 種類がある。

- 直接油圧式
- パイロット油圧式
- 連続油圧式
- 複合電気油圧式（MUX E/H）
- 全電気式

制御システム技術の進歩は、直接油圧式からパイロット、そして連続油圧式と変化し、反応時間の改善と長距離タイバックを可能にした。MUX E/H（複合電気油圧式）制御システムが、現在最も一般的に取り入れられている。図 14 は、洋上とサブシーのコンポーネントの構成を図で示している。主制御ステーション（MCS）はコンピュータで実行し、サブシー電子モジュール（SEM）内のマイクロプロセッサと通信する。これは、MCS との通信リンクで、MCS の命令した機能を実行する。MUX E/H システムを使って多くの SCM を同じ通信、電動、油圧供給ラインと接続できる。その結果、多くの坑井を 1 つの

シンプルなアンビカルで制御でき、このアンビカルはサブシー分布装置（SDU）で終了する。SDU から、各坑井と SCM への接続はジャンパーアセンブリでおこなう。

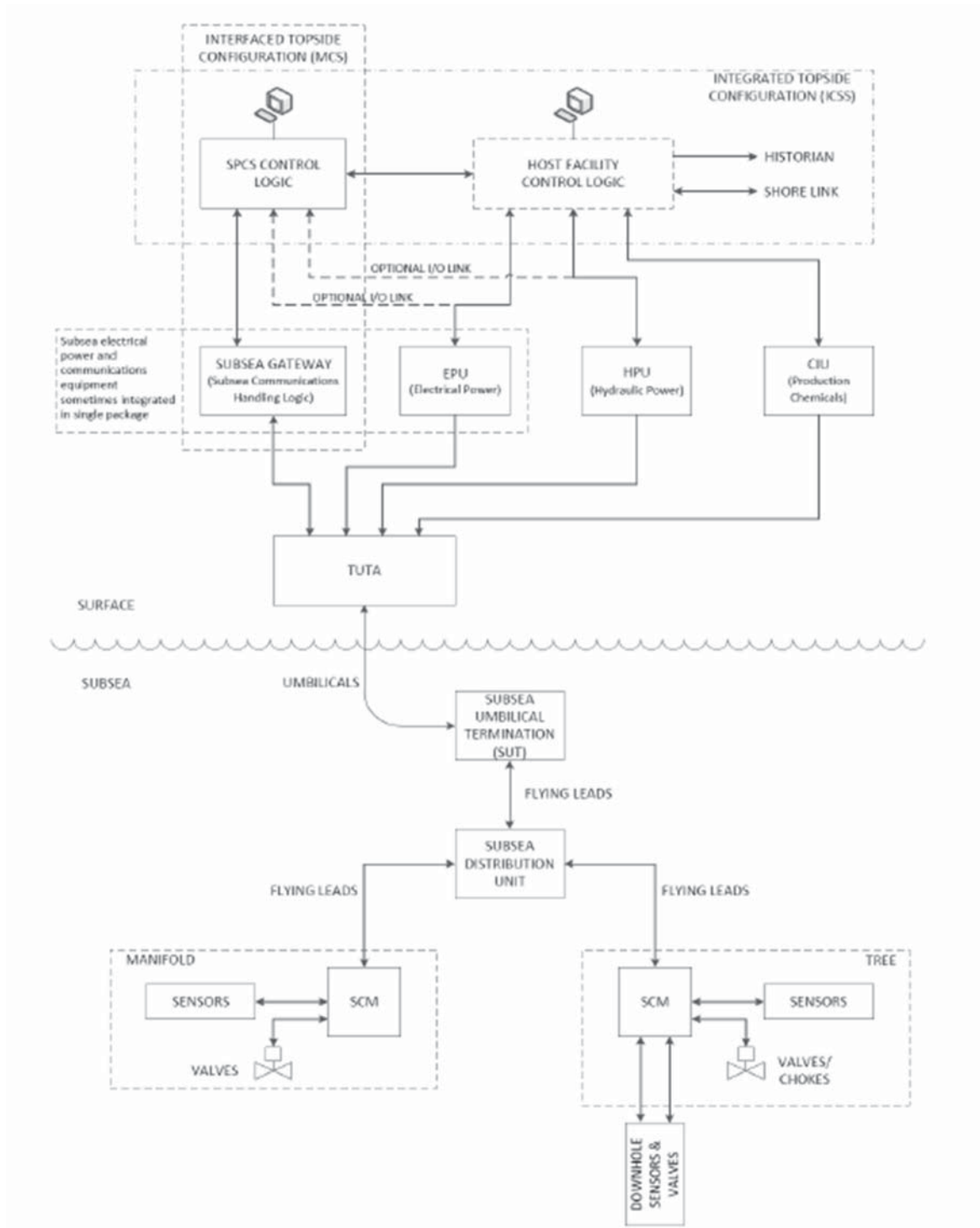


図 14 : 代表的なサブシー制御システムの構成 [21]

SCM には、サブシー電子モジュール (SEM)、通信システム、および制御バルブモジュール (CVM) が含まれる。このモジュールでは一般的にソレノイド弁が使用される。これは HPU からの貯蔵された油圧とアキュムレータをそれぞれ、個別のツリーバルブに設置された油圧アクチュエータへ送る。

MUX E/H システムの仕組みを図 15 に示す。ツリーバルブを開くには、オペレーターが MCS を操作してバルブの動きを要求する。MCS から SEM へ送るコード化されたメッセージを立ち上げる。SEM はこれを翻訳して該当するソレノイド稼働のパイロットバルブを起動し、油圧液をツリーバルブアクチュエータへ流れるようにする。バルブ操作が行われていない間は、MCS は SEM をポーリングしてセンサーデータを回収し、MCS メモリに保存する。

他の分類されているシステムと比較して、MUX E/H システムは高速応答レートと組み合わせた高い機能性を提供する。生産制御システム (PCS) は、主にシャットイン生産を含むサブシーバルブの安全で信頼性の高い開閉に使用される。主なバルブの種類には、ボールバルブ、チョークバルブ、ゲートバルブ、およびダウンホール安全バルブがある。さらに、MUX E/H システムは、チョーク位置の制御だけでなく、サブシーパラメータやシステム変数の監視やこのデータをホスト施設へ転送するためにも使用されることがある。これは、このようなデータがシステムになくてはならない部分であるパラメータの高い数字を監視するための手段を提供するためである。その結果、必要な通信ケーブルをパワーラインや光ファイバーケーブル上の制御信号の重ね合わせで置き換えることができる。

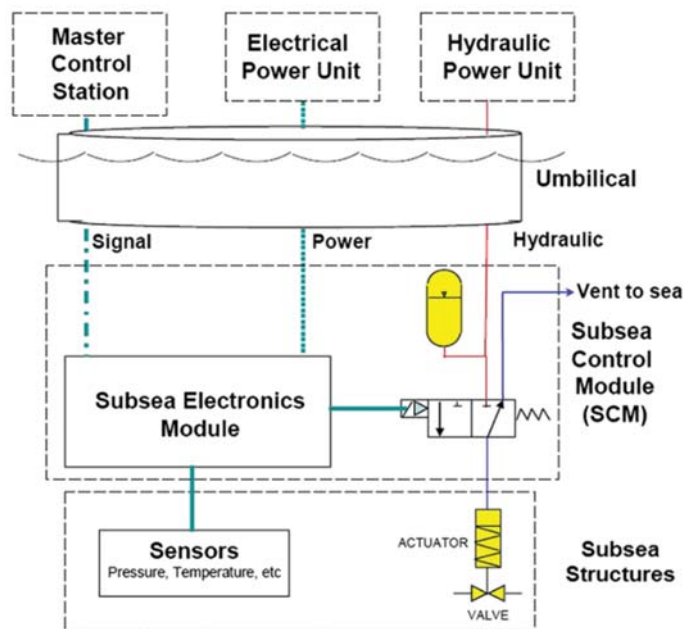


図 15 : MUX E/H 制御システム [22]

サブシー生産制御システムの機能は次のようなものがある：

- サブシークリスマスツリー生産、アニュラス、およびクロスオーバーバルブの開閉
- 地上制御海底安全弁（SCSSV）の開閉
- サブシー生産マニフォールドフローラインのバルブと管内清掃バルブの開閉
- 薬品注入バルブの開閉
- サブシー生産チョークの調整
- 砂の検知器、浸食検知、ピグ検知器など、ツリーやマニフォールドに取り付けた器具やダウンホール器具から温度、圧力、フローレート、その他のデータを監視

全電気式システムは、北海のサブシー生産制御システムにおける最新の開発技術である。[23、24]このようなシステムは、深海や長距離のステップアウトフィールド開発における MUX E/H システムの実用性の限界に対応するために進化したものである。油圧技術を排除することで、アキュムレータがチャージするために必要な通常のラグタイムなしに、制御システムの命令を迅速な連続動作で送ることができる。全電気式システムは通常、複合フィールドや遠距離のマージナル油田や、高圧高温の坑井で使用される。全電気式制御システムの仕組みを図 16 に示す。

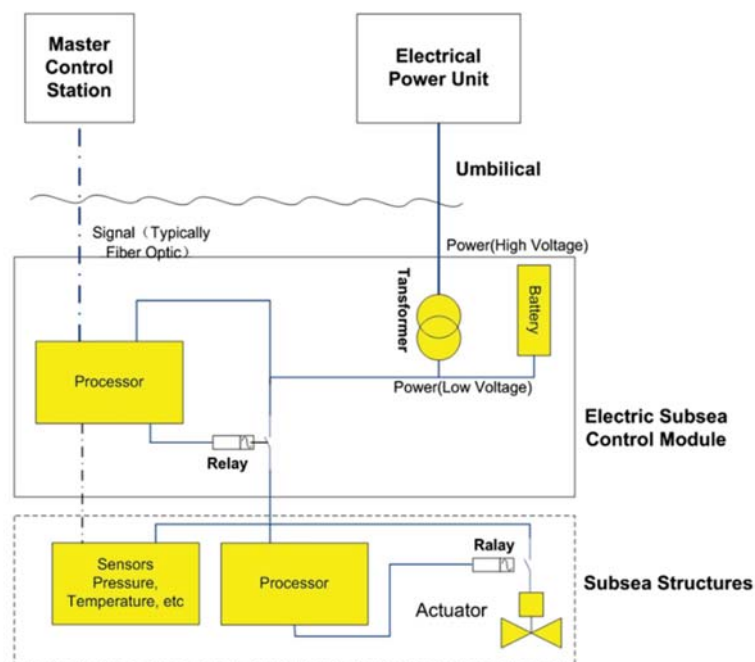


図 16：全電気式制御システム [22]

ツリーバルブの開閉は、オペレーターが MCS を操作してバルブの動作を要求する。MCS が SEM へコード化されたメッセージを送り、SEM がこれを翻訳し、パイロットリレーで操作する該当リレーを稼働することで、電源からツリーのバルブアキュムレータに通電する。

この発明の主な目的はコストの削減にある。アンブリカル内の油圧液チューブを電気ケーブルに置き換え、クリスマスツリーバルブとダウンホール安全バルブの制御のための

電気技術を導入することで、大幅なコスト削減（30 キロのステップアウトで 15%、バルブ制御で 10%）が可能である。[24] 全電気式サブシー制御は、石油の価格が下がっている状況で、より費用効果の高いサブシー開発のためのサブシー処理技術の発明を可能にする。この技術は、油圧液漏れのリスクを排除することで環境への影響をよりよくコントロールでき、高圧器具とトップサイド施設におけるその収納スペースを取り除いて作業員の安全性を改善する。最後に、電気技術は油圧システムに比べて信頼性が高いことが明らかであり、複雑なサブシー配置を低減して、よりシンプルなハードウェアコンポーネントを提供する。[62]

監視と洋上へのデータ転送においては、光ファイバーが代替品となり得る。光ファイバーセンサーはサイズも小さく、高温高圧の条件でも対応できる設計である。電源を必要とせず、温度、圧力、音響及び地震測定など幅広い対応が可能である。こういったセンサーは共通のインフラを使用し、置き換えが簡単である。データ転送は光ファイバーケーブルを使って管理する。光ファイバーは電磁干渉や混信に影響を受けず、銅ケーブルに比べてかさが低いという利点がある。また、高周波における伝送損失が同軸ケーブルに比べて低いため、遠距離でも計測が可能で、長い距離でも中継所の必要性が低くなる。さらに、電気火花や火災の危険性を除去できる。[25]

2.6.2 ワイヤレス通信方法

サブシー通信方法は信号の種類と伝送方法によって分類される。業界では、導体ケーブル、光ファイバー、ワイヤレスの 3 種類が主なものである。導体ケーブルと光ファイバーはよく発達した技術であり、フィールドで幅広く利用されている。ワイヤレス通信は、設置コストの低さ、高い柔軟性、高いスケラビリティといったメリットが多く、最近注目を集めている新しい通信方法である。ワイヤレスと他の通信方法の比較について、表 1 にまとめた。

表 1：通信方法の比較

属性	ワイヤレス	導体ケーブル	光ファイバー
帯域幅	図17を参照	100Mb/秒 最大許容帯域幅： 50MHz/km	10Gb/秒超
減衰	非常に高い	非常に高い	著しく低い(0.2dB/km未満)
距離	図17を参照	アンビリアル距離に依存	増幅なしの200km
重量	ケーブル重量なし	同じ容量で光ファイバーの2倍	軽量
腐食	腐食なし	水進入に対する保護なしでは腐食しやすい	腐食耐性あり
HPHT* 対応	HPHTに適切	長時間のHPHT露出のため非対応の可能性	HPHTに適切
主な課題	EMI*やRFI*からの干渉、 短い伝送距離	EMIやRFIからの干渉、 海水進入による火災発生	高いCAPEX

* HPHT：高圧、高温

* RFI：無線周波数干渉

* EMI：電磁干渉

ワイヤレス通信には、次の3種類がある：

- 音波
- 光
- 無線 (RF)

現在の技術を使って、海上と深海の海底間のワイヤレスデータ送信が音波可能になっている。光ワイヤレスは、サブシーデバイスと ROV 間など、数十メートル程度の短距離通信に適している。ただし、環境条件によって通信パフォーマンスは大きく左右される。

ワイヤレス通信の稼働に必要な電力はわずかである。このようなコンポーネントに対し、業界では電池を組み込んでおいてワイヤレス通信モジュールと機器やデバイスの電源とすることで、接続端子なしにどの位置でも装置を設置できる。ROV がアクセス可能な充電式電池も、電池寿命の改善とワイヤレス通信でより魅力のある設計オプションが可能になれば、実用可能なオプションとなり得るところまで来ている。

サブシーワイヤレス通信の帯域幅、範囲、および電池による利用可能な操作時間は、図 17 に示している。

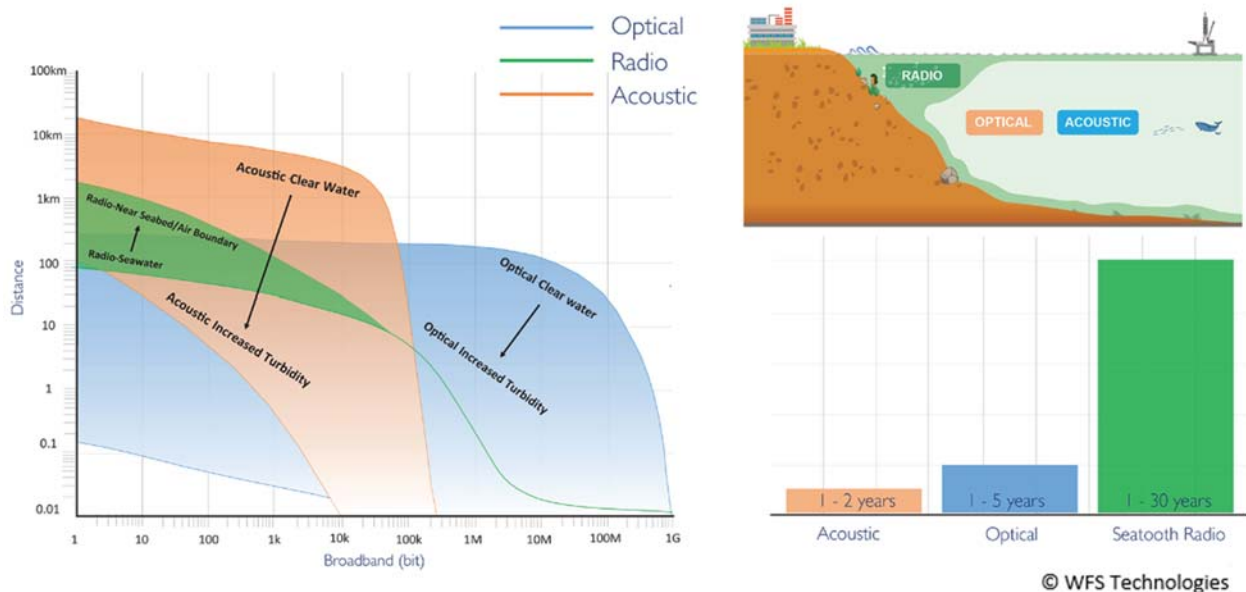


図 17 : サブシーワイヤレス通信のパフォーマンス [26]

2.6.3 高度圧力保護システム (HIPPS)

HIPPS は、IEC 61508 に基づいて設計された安全計装システム (SIS) の特定の用法である。[27] HIPPS の機能は、ソースを遮断することで下流機器を過剰な圧力から守ることである。通常これは、1 つまたは複数の専用安全遮断バルブを適切なタイミングで閉めて対応する。これによってこれらのバルブよりも下流にあるパイプ内の圧力が上がることを防ぐ。

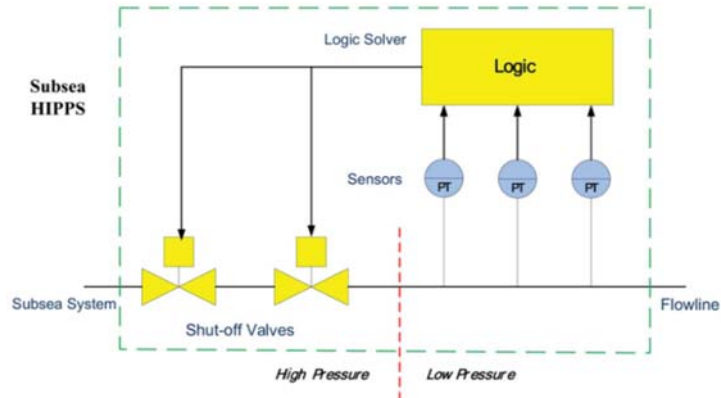


図 17 : サブシーワイヤレス通信のパフォーマンス [26]

図 18 は、サブシーの HIPPS の考え方を図にしたものである。HIPPS は、フローラインの上昇する圧力を検知し、それが高くなりすぎる前に、1 つまたは複数の隔離壁バルブをすばやく閉じるシステムとして設計されている。これには、非常に信頼性が高く、有用性が高いだけでなく、反応の早いシステムが必要である。HIPPS には次のようなコンポーネントがある：

- 圧力伝送器
- ロジックソルバー
- 冗長バリアバルブ

トップサイドの機器は、必要な電力と水力を提供するために必要で、アンビリカルを介してサブシー機器へ伝送される。バリアバルブに隣接するサブシー機器は、実際の検知と作動機構を提供する。2 つめの HIPPS バリアバルブも、最初のバルブの障害または漏れが発生した場合に冗長を提供する圧力伝送器によっていずれかの側で監視される。

HIPPS を組み込むことによって、坑口やツリー機器に比べて、より低圧なフローラインを使用できるようになる。長さ、壁の厚さ、および圧力レイティングがフローラインにとって主なコストが上がる要素なため、フローラインはサブシーフィールド開発で高価なアイテムとなりえる。サブシーHIPPS はフローラインの上流に設置するため、その設計された圧力は坑井遮断圧よりも低くなる。そのため、壁の厚みを薄くしてコストを直接削減できる。

2.6.4 サブシーインターベンション改修作業制御システム (IWOCS)

IWOCS の主な機能は次のとおり：

- 介入、回収、およびワークオーバー中のサブシー機器の制御と監視
- 仕上げ、フローテスト、およびワークオーバー中のダウンホール機器の制御と監視
- 仕上げ、フローテスト、およびワークオーバー操作中のデータのログ作成
- 該当する場合は、設置中にマニフォールドまたはPLEMのテスト

IWOCS は海底坑井の介入で使用するため、特定の安全機能が必要である：

緊急停止 (ESD)：緊急停止を始動させる機能が必要である。システムを安全に停止し、炭化水素の漏れを防ぐなど、緊急停止後は自動的に必要な動作を行わなければならない

い。ESD パネルが掘削船の甲板の掘削リグなど ESD をアクティブ化できるように異なる場所に設置されている。火災や掘削床での炭化水素の漏れが発生した場合も、ESD がアクティブ化される。

緊急遮断（EQD）：始動から特定の時間遅延で特定のローライザーパッケージ（LRP）を接続解除できる必要がある。

ESD は、LRP を接続解除する前に自動的に実行されなければならない。

IWOCS で制御される主なツールはチュービングハンガーの実行ツールと、ツリー実行ツール/ツリーキャップ実行ツールである。これらのツールを制御するために、さまざまなライザージョイント、LRP などから成るライザーシステムが使用される。システムの全体図を図 19 に示す。

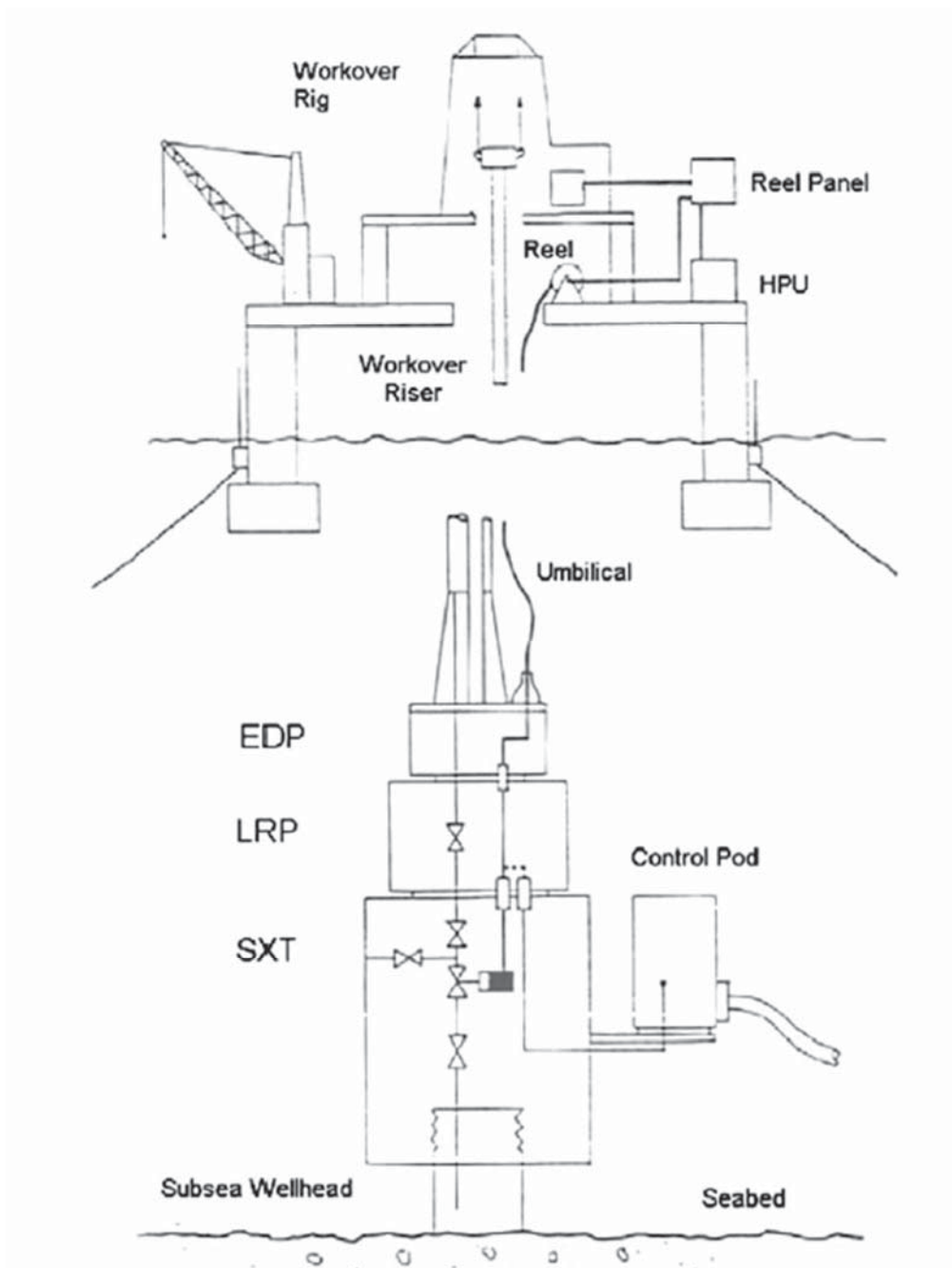


図 19：ツリーモードの IWOCS の図[6]

2.7 高圧高温（HPHT）の機器

HPHT のフィールドがメキシコ湾 GOM)、北海、および東南アジアやアフリカ、中近東の沖合にある。世界中の HPHT 操作のほぼ 4 分の 1 はアメリカ大陸、特に北米にあると見られている。[28]

HPHT 坑井は現在 GOM 領域で掘削されており、浅瀬と深海の両方がある。多くが 30,000 フィートを超える垂直深度 (TVD) で、リザーバー圧と温度がそれぞれ 20,000psi と華氏 350 度 (約 176.7°C)、場合によっては華氏 400 度 (約 204.4°C) にもおよぶ。[29] このような環境条件は、現在出回っていて設計コードに対応している掘削機器が対応できる範囲を超えている。既存の操作限度は 15,000psi と華氏 250 度 (約 121.1°C) であり、新しい HPHT 開発には不向きである。現在、HPHT は 15,000psi を超える圧力と華氏 350 度 (約 176.7°C) を超える温度と定義されている。

HPHT リザーバーで天然ガスや石油を開発して生産するには、業界としてより厳しい環境でも対応できるよう設計された新しい HPHT 掘削および生産機器が必要である。既存のフィールドの場合、15,000 psi および華氏 250 度 (約 121.1°C) と同等か低い条件に対応している掘削機器が、米国石油協会 (API) が 17D、6A 文書で定めた仕様に基づいて設計、試験、および製造されている。HPHT 機器の設計の検証、材料の選択、および設計の認証に対して、API TR 1 PER 15K-1 や API 17 TR8 のような該当する高レベルに関するガイドラインが定められている。これらの文書はガイドラインが記載されているが、この技術を実際に設計および製造するのに十分な詳細は含まれていない。

2.7.1 HPHT 機器とシステム業界の規範と規格

オフショアエネルギー業界は、機器やコンポーネントの構造と機械の健全性を確保するため、技術の規格、ガイド、仕様、コード、および推奨される使用方法に関して幅広い文書を作成している。米国石油協会 (API)、米国機械学会 (ASME)、国際標準化機構 (ISO)、EN 規格 (EN) など、非常に多くのオフショアエネルギー業界に関連する規格や項目を定める団体が存在する。

先に述べたように、設計と製造で使用する既存のコードや規格は、HPHT の特徴に適切には対応していない。このようなギャップを埋めるため、API では HPHT 機器の技術特性について次のような指導メモを作成している：

- API TR PERK15K-1
- API 17TR8
- API 17N
- API 17Q

さらに、HPHT 環境で使用される機器の設計と製作は、ASME ボイラ圧力容器基準 (B&PV) の第 VIII 章 第 2 節および第 3 節に完全準拠する必要がある。

現在業界では、HPHT 用機器の主要指導文書として API 17TR8 の第二版が現在使用されている。ただし、API 17TR8 は技術報告であり、仕様あるいは規格文書ではない。また、API 17TR8 には広範囲にわたる要件が含まれており、機器の利用状況によっては特定機器に該当しないものもある。そのため、HPHT 用機器に関するより詳しい要件につ

いて、個々の API 委員会では API 規格に付属書を付ける準備をしている。たとえば、API 17D 第三版の原稿には、HPHT 用機器関連の要件に現在付録 D が付いている。

2.7.2 HPHT 用機器の技術認定プロセスと要件

次の図は、メキシコ湾における使用に対し、相手先商標製造会社（OEM）が採用した HPHT 用機器のための技術認定プロセスおよび手順である。

第一手順として製造会社とユーザー/購入者が HPHT 用機器の機能設計仕様について同意する。機能仕様は、使用される環境条件（坑井液体のプロパティと構成を含む）、操作による負荷、および循環/ライフサイクル負荷を定義する。機能要件がない場合、ユーザー/購入者による検証および受諾のために、製造者は経験または既存の機器について文書化された能力に基づいた設計技術仕様書を提供する。

FMEA、FMECA、HAZID/HAZOP などのリスク評価を HPHT 用機器に対しておこない、機能仕様に記載された負荷に対してその機器が使用されるモードの障害可能性を識別する。リスク評価の結果は、設計の検証、設計の認証、材料の選択と認定、および品質要件を定義する重要な役割を果たす。リスク評価に関する追加指導は API 17TR8 第二版にある。

HPHT 用機器の設計評価には、構造分析と疲労査定が含まれる。構造分析は、線形弾性法と弾塑性法のいずれかで実行できる。線形弾性法は ASME BPVC の第 VIII 章第 2 節、あるいは API 6X 第二版に基づき、弾塑性法は ASME BPVC の第 VIII 章第 2 節または第 3 節に基づく。ただし、HPHT 用機器に対して線形弾性法分析を選択するには、API 17TR8 第二版のセクション 5.4.1.3 に規定されている条件に準拠していることが条件となる。疲労査定は HPHT 用機器に必須である。開始時点で、API 17TR8 第二版のセクション 5.5.2 に基づいて、疲労スクリーニングチェックをおこなう場合がある。HPHT 用機器が疲労スクリーニング調査にパスした場合は、疲労分析は必要ない。パスしなかった場合、OEM が S-N 法や破壊力学的な方法を使って疲労分析をおこなう。設計評価で分かった欠陥モードは HPHT 用機器に対する検証が必要で、それに関する追加指導は、API 17TR8 第二版に判定基準と共に記載されている。

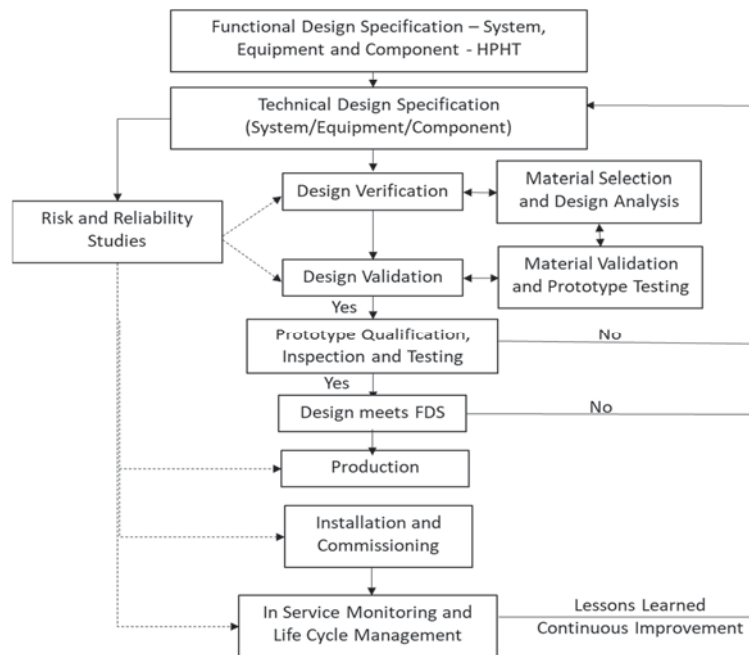


図 20: HPHT 用機器の認定プロセス

API 17D など API 基準に定義されている圧力格納、圧力制御、あるいは荷重負荷のコンポーネントで使用する材料は HPHT 条件の影響を受けるため、掘削液体、生産液体、仕上げ液体、アニュラス液体、あるいは海水やカソード式防食などの環境への露出と設計の要件に基づいて、API 6ACRA、DNVGL RP 0034、API 6A、API TR6MET などの業界の経験と適用される基準に基づいて選択される。必要に応じて、設計評価分析で使用する材料のプロパティを決定するため、材料の特性化テストが必要である。OEM は材料の機械操作性プロパティを検証するために、一度限りの材料認定プロセスを実行しなければならない。材料の選択、材料の特性化、および材料の認定に関する追加指導は、API 17TR8 第二版に記載されている。

負荷に対する機械の健全性と機能性/操作性が機能仕様書に示されている通りかどうか確認するために、HPHT 用機器の設計の認証をおこなう必要がある。認証プログラムは、サブシー坑口およびツリー機器に対する API 17D やドリルスルー機器のための API 16A など該当する API 規格に加え、リスク評価に定められた追加の操作認証に基づいている。疲労評価で HPHT 用機器が疲労過敏であると示された場合、追加の認証テストが必要となる。設計認証に関する追加指導は API 17TR8 第二版にある。

実際の操作条件に対する設計評価プロセスで使用された設計パラメータを確認するために、HPHT 用機器のための負荷監視スキームを考慮する必要がある。負荷監視に関する追加指導は API 17TR8 第二版にある。

HPHT 用機器に対する工場受領試験 (FAT) と、製造および品質管理要件が該当する API 要件の基本となる。FAT、製造および品質管理要件に関する追加指導は API 17TR8 第二版にある。

3 サブシーフローラインとパイプライン

図 21 に示すように、サブシー炭化水素資源の開発において様々な目的にサブシーパイプラインを使用する。通常、サブシーフローラインという用語は坑口からライザーの足元へ石油やガスの製品を運ぶサブシーパイプラインを指す。このライザーはプラットフォームや FPSO などの処理施設に接続されている。処理施設から海岸までのサブシーパイプラインを搬出パイプラインと呼ぶ。

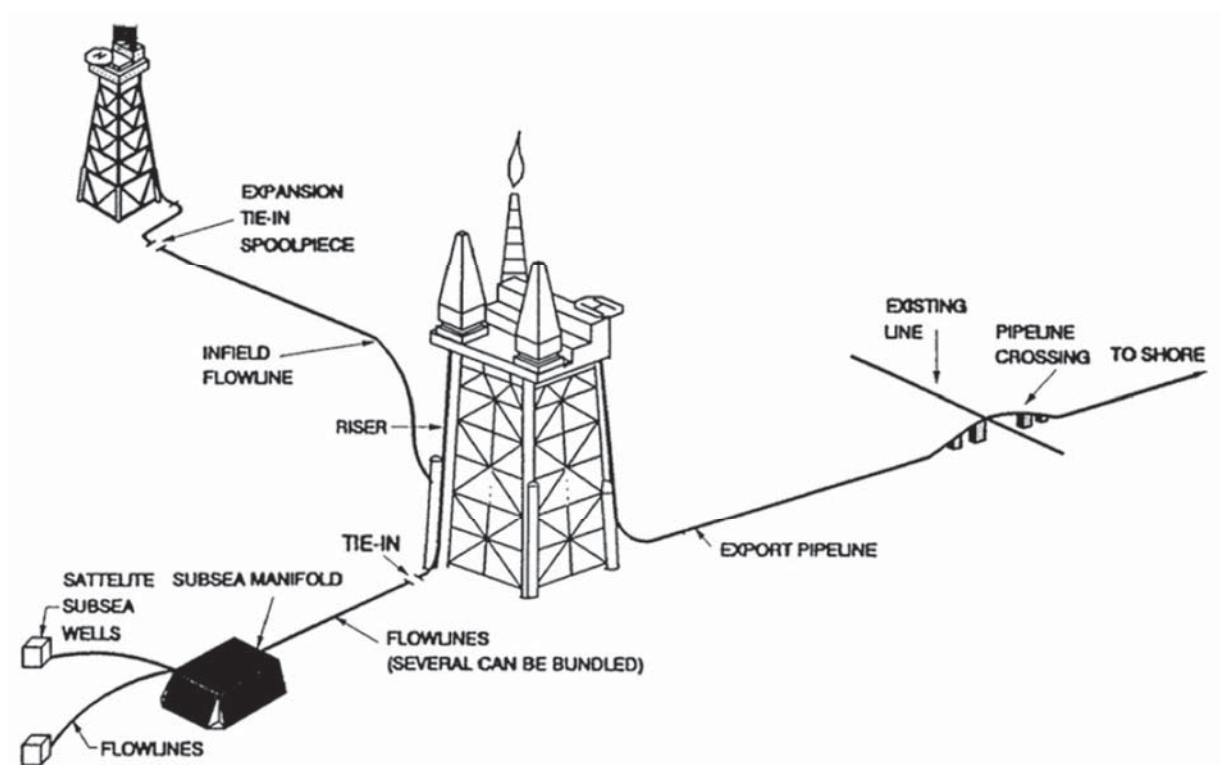


図 21： サブシーパイプラインの使用例 [6]

サブシーフローラインは、柔軟性のあるパイプや硬度のあるパイプでできており、石油化学製品の輸送、ガスのリフト、水や化学製品の注入などをおこなう。フローラインはパイプの場合もあれば、搬送パイプ内に数本がまとめられている場合もある。どちらの場合も、海底を通っており、製造された液体の冷却による問題を防ぐために断熱処理をしておく必要がある。

サブシーフローラインは HPHT 環境での操作で使用される必要性が増えてきている。より高い圧力の条件では、HPHT フローラインプロジェクトでは、硫化水素 (H₂S) や海水が入り込むとサワーサービスが発生するため、よりグレードの高い材質を使ったパイプを提供する技術的な困難が起きてくる。さらに、高温での操作条件では、腐食、低下した耐力強度、および断熱被覆に課題が発生する。フローラインが抑止されると上昇する高い液体温度と内部圧力により、HPHT のためのフローラインは有効性の高い軸圧縮力を作り出す。

3.1 パイプライン設計処理

フローラインの設計はパイプラインエンジニアの担当であるが、フローアシュアランス専門家と協力しておこなわれる。フローアシュアランス分析は、パイプがプロジェクトの予定寿命に対して十分な大きさがあるか、あるいは大きすぎないか、およびフローが安定しているか、断続しないかどうかを知る助けとなる。さらに、フローアシュアランスは、プロジェクト中のさまざまな段階で処理機器に送られてくる液体の量を予測する助けにもなる。

パイプライン設計処理には次のものが含まれる。

- すべての必要データ、パラメータ、コード、および規格を網羅するサブシーパイプライン設計ベースの開発
- ルート測量情報と環境データに基づいたサブシーパイプラインのルート選択
- 選択したパイプラインサイズの確認と操作環境の定義のために、与えられた生産予想、選択されたパイプラインルート、および全体のパイプライン設定に基づいて安定した状態の油圧分析
- 材料の選択、屈曲や外圧によるパイプラインの陥没やたわみに対する機械的分析を対象としたパイプライン強度分析
- 環境負荷と土砂の状態に対する“液化”および自己埋設に関する検討を含んだ、パイプラインの垂直方向と側面における底部の安定性評価
- 設置方法の選択と実行可能性の証明
- ラインパイプ、パイプラインの端部取付、パイプラインの引き込みとハングオフ装置、フィールド接続やその他、設計時に指定された必要な材料の材料予想 (MTO)
- コスト見積もり

詳細なエンジニアリング設計段階で、次の課題について話し合う必要がある。

- インストール、操作と静水圧試験の条件、およびインライン振動とクロスフロー振動に対する渦励起振動 (VIV) 制限条件に対するパイプラインのスパニング評価
- 横座屈および隆起を対象としたパイプラインの全体的座屈分析
- 外部インパクトとトローリングや錨の下降などパイプライン反応に対するパイプラインの数量的リスク評価
- 壁厚のサイズ設定を含むパイプラインの設計エンジニアリング分析

3.2 パイプラインの終端部とインライン構造部

パイプライン終端マニフォールド (PLEM) は、シンプルなマニフォールドであるサブシー構造のセットでパイプラインの端にあり、剛性パイプラインをマニフォールドやツリー他のサブシー構造にジャンパーを介して接続するために使用する。これは、特に 1 つのパイプラインバルブと 1 つの垂直コネクタをサポートする役目をしている場合は、パイプライン終端部 (PLET) と呼ばれる。サブシー構造物には、この他にインライン構造部 (ILS) と呼ばれるものがある。PLET/PLEM はサブシーパイプラインの端にあるが、インライン構造物はパイプラインの中間にある。

PLEM/PLET の目的は、パイプ設置のコンポーネントを取り付けるための設置構造物を提供し、それを次に任意の向きで海床へ下げることである。この構造物は海床へ降ろす設置時だけでなく、障害が発生した場合に洋上へ回収する間の負荷に耐えることも必要である。図 22 は、PLEM/PLET の代表的なダイバーレスフローライン接続を示している。

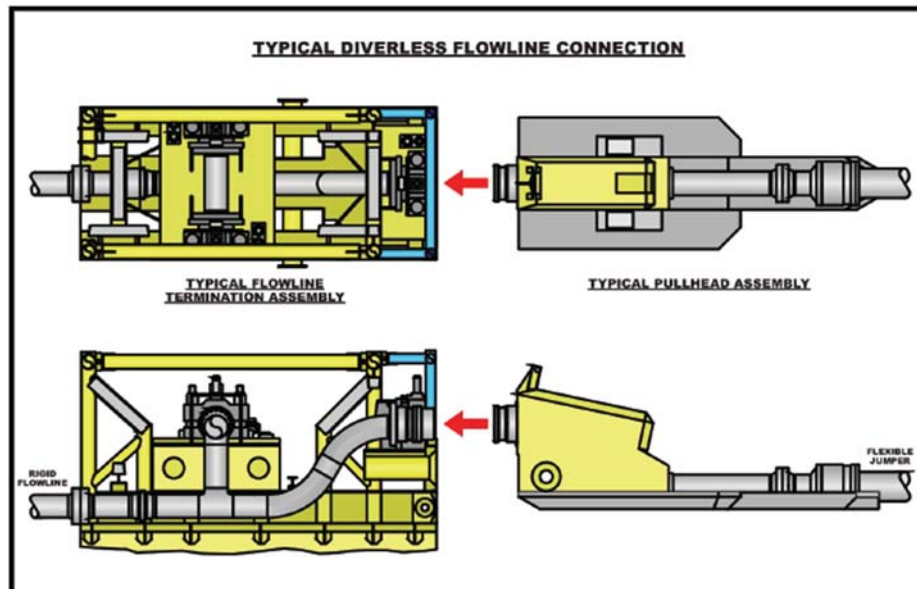


図 22 : PLEM/PLET を使ったダイバーレスフローライン接続の種類 [30]

PLEM の基礎はパイプ設置システムの構造的フレームを支えるものである。通常の機能の他に、PLEM は操業中のパイプラインに発生する予想範囲内の熱膨張にも対応できるように設計されている。この動きに対応するため、パイプラインの端がフレーム上でスライドできるように移動パイプ対応フレームをサポートしている静的マッドマット基底に基づいた設計である。

次のコードと規格は、メキシコ湾内の深海にある PLEM の設計および構造の分析によく使用される（注記：コードの最新版を使用）。

- AISC、Steel Construction Manual、Allowable Stress Design (ASD)（鉄骨構造マニュアル、許容応力度設計 (ASD)）；
- API RP 2A-WSD、Recommended Practice for Planning, Designing and Construction（計画、設計、および建設において推奨される方法）；Fixed Offshore Platforms Working Stress Design (WSD)（固定オフショアプラットフォームにおける使用応力設計 (WSD)）；
- API 2RD、Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLP)（浮体式生産システム (FPS) と緊張係留式プラットフォーム (TLP) のためのライザー設計）；
- API 5L、Specification for Line Pipe（ラインパイプの仕様）；
- ASME B31.8、Gas Transmission and Distribution Piping Systems（ガス輸送と分配用パイプシステム）

3.3 ジャンパー

サブシー石油/ガス生産システムでは、たとえばツリーとマニフォールド、マニフォールドとマニフォールド、あるいはマニフォールドと搬出スレッドなど、サブシージャンパーは生産液体を 2 つのサブシーコンポーネント間で輸送するのに使用する短いパイプコネクタである。PLEM/PLET やライザー基底部のような他のサブシー構造物と接続する場合もある。生産液体に加えて、水や化学薬品を坑井に注入するパイプとしても使用される。

代表的なジャンパーは、2 つのエンドコネクタとその間のパイプから成り立っている。図 23 で示すように、パイプが剛性パイプの場合は、ジャンパーも剛性ジャンパーと呼ばれるが、柔軟性パイプの場合はジャンパーも柔軟性ジャンパーと呼ばれる。

ツリー、フローライン、マニフォールドなどのコンポーネント間のオフセット間隔によって、ジャンパーの長さで特性が決定される。柔軟性ジャンパーシステムは汎用性を提供するが、剛性ジャンパーシステムはスペースと取り扱いの幅が制限される。



図 23 : 剛性および柔軟性ジャンパー [63]

3.4 アンビリカルシステム

アンビリカルとは、チュービング、パイプ設置、あるいは電気伝導体、光ファイバーケーブルと熱可塑性ホースなどをバンドルした組み合わせで、そのようなコンポーネントを 2 つまたは 3 つ鋼外装にしてホスト施設からサブシー生産システム機器へ設置したものである。

アンビリカルを使って、ツリーやバルブ、マニフォールドなどサブシーの生産機器や安全装置の機能を制御するのに必要な制御液体あるいは電流を移送する。アンビリカル内の専用チューブを使って圧力を監視し、ホスト施設からサブシー生産機器内の重要な部分へメタノールのような化学薬品の液体を注入する。電気伝導体はサブシー電子装置を操作するための電源を伝送する。

通常、アンビリカルには、サブシー施設にあるアンビリカルターミネーション装置へと海底に沿って静的セグメント内へ移送されるカテナライザー（動的セグメント）が含まれている。アンビリカルのプルヘッドには、ホスト施設にあるアンビリカルのハンゴオフに対する割りフランジ（あるいはその他の）装置が含まれる。図 24 で示すように、カテナライザーの上部や UT/UTA にバンド補強材やリミッターが設置されている場合がある。

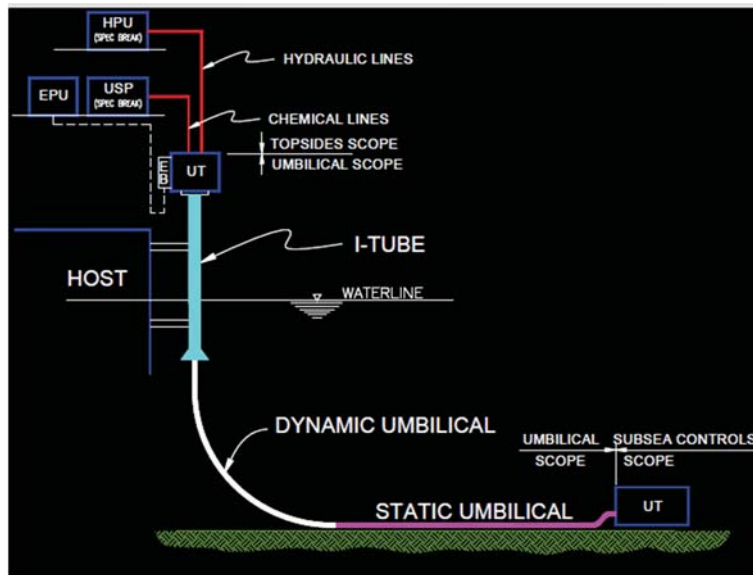


図 24 : アンビリカルのレイアウトとインターフェースの図 [31]

アンビリカルは、今日のオフショア業界でさまざまな方法で使用されている。主な機能は次のとおり。

- バルブ制御と監視のための電気信号
- バルブ作動のための油圧
- データの取得と監視のための光ファイバー
- フローアシュアランスのための化学薬品注入
- サブシーのポンプや処理のための電源

図 25 は、代表的なサブシー制御アンビリカルとその横断面を示している。アンビリカルの横断面には、油圧液やその他の液体を輸送するための鋼管、強度を上げるための鋼棒やワイヤ、断熱および保護のためのポリマー層、コンポーネント間のスペースを埋めて固定するポリマー充填剤など、さまざまなアイテムが含まれる。

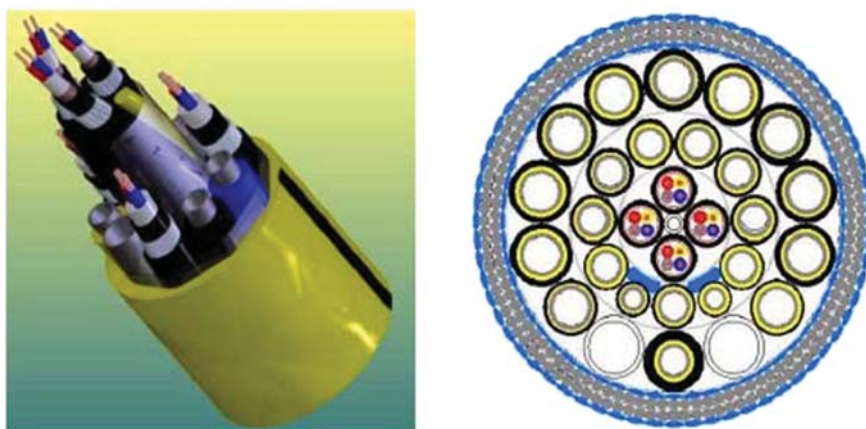


図 25 : サブシー制御アンビリカル [6]

アンビリカル内の電気ケーブルは、電源ケーブルと信号/通信ケーブルの 2 種類に分けられる。光ファイバーケーブルは、海中に入ってしまった後も継続して操作できる。ファイ

バーの種類は、シングルモードとマルチモードという 2 種類がある。ファイバーは、水から保護して各ファイバーを水素の接触から守るパッケージ内に収められている。

静的アンビリカルは、出荷、設置、およびサービス中の衝撃や引張荷重に耐えられるよう機械的強度が付加されている。また、アンビリカルは十分な重量があるため、海底で十分な安定が得られる。アンビリカルとそのプリングヘッド/終端部は、施設入口内へ設置できるよう設計されている。鋼管の壁の厚み要素は、あらゆる設置および操作条件で受ける圧力の度合に合わせてサイズが決定される。

アンビリカルシステムは、設置後は静的モードで操作することを目的としている。ただし、設置中の動的荷重と施設入口での環境負荷の対象となる。さらに、海底における潜在的に対応していない長さが原因で、渦励起振動（VIV）による疲労が発生する可能性がある。動態解析と疲労解析を実施して、予想される設置と環境による負荷条件におけるアンビリカルシステムの疲労プロパティを検証し、最大許容距離の全長を設定する必要がある。最低必要疲労寿命は、設計寿命の 10 倍である。

将来のサブシー開発の要件に効率的に準拠するため、総合生産アンビリカル（IPU）が開発されている。IPU は、アンビリカルの標準機能を生産ラインや注入ラインの機能と組み合わせることができるよう設計されており、サブシーユーザーが必要な場合には高圧電源を提供することもできる。フローラインにおける適切なフローアシュアランスは、断熱と活性化熱の組み合わせによって可能となる。1 つまたは複数のサブシー坑井をタイバックして 1 つの連続した長さにすることが目的である。この要素には、次のものがある。

- サービスライン
- 油圧ライン
- 化学薬品ライン
- データ通信のための光ファイバー同心
- 電源のための電気ケーブル
- 信号伝送のための電気ケーブル
- 生産ライン

図 26 は IPU 横断面を示したものである。

深海アンビリカルの設計における課題は、鋼管が高い外圧下におかれる上、引張荷重も高いことである。同時に、増加する重量は設置の問題を引き起こすことがある。これは特に銅ケーブルの場合で、銅の耐力強度が低いためである。超大水深の場合、重い動的アンビリカルで設置や操作に問題が発生することがあるが、これはハングオフ荷重が大きいためである。アンビリカルの長さを制約する要因の 1 つとして、設置機器の容量がある。

API 17E および ISO 13628-5 では機器を指定しており、アンビリカルとその補助装置の設計、材料の選択、製造、設計の評価、試験、設置、および操作に対する推奨情報を記載している。

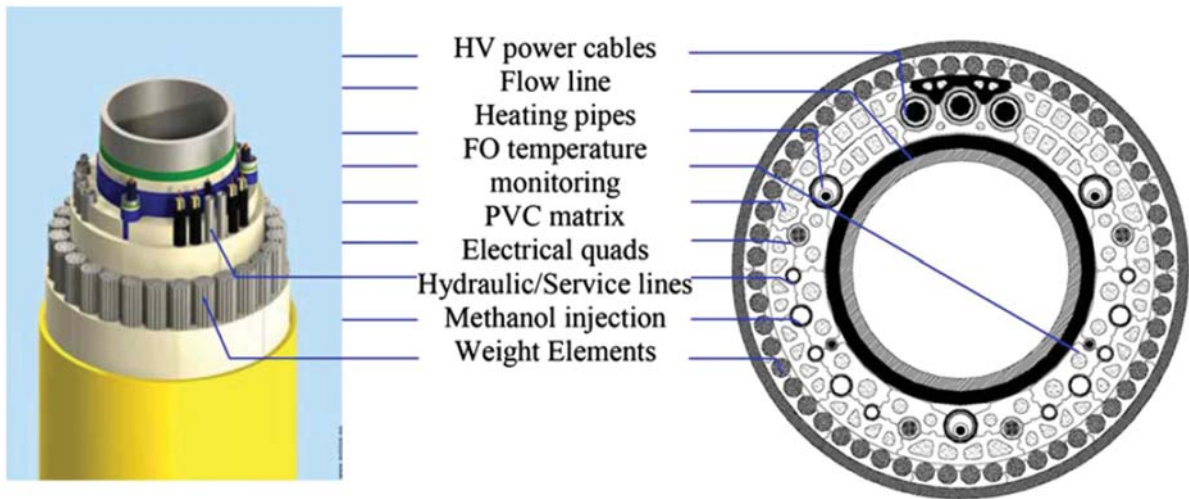


図 26 : IPU 動的横断面、超二相フローライン [32]

4 生産ライザー

ライザーは、掘削、生産、注入、および搬出のため、あるいは掘削の仕上げとワークオーバー処理のために、オフショア浮体式生産構造物や掘削リグをサブシーシステムに接続するパイプである。ライザーの機能は、海床機器と生産ホスト間で、生産された液体や注入液体を輸送するためのコンジットを提供することである。このようなライザーは通常生産ライザーと呼ばれ、海洋掘削ライザーや仕上げ／ワークオーバーライザーと区別している。

固定、鋼杭ジャケットあるいはコンクリート重力構造物などの海底基礎構造、あるいは緊張係留式プラットフォームや、船舶、セミサブマーシブル、あるいはスパーなどの浮体式生産システムのような浮体式の構造といったどのサブシー生産システムとタイバックされているか、生産ホスト施設の種類に基づいて生産ライザーは分類される。浮体式構造にタイバックされている生産ライザーは、固定構造にタイバックした場合よりも本質的に複雑になる。これは、浮体式構造の揺れに対応しなければならないためである。この理由により、浮体式構造にタイバックしたライザーを一般的にダイナミックライザーと呼ぶ。

図 27 は、深海フィールド開発で使用されている様々なサブシーライザーシステムを図で示している。基本的に、サブシーライザーには、リジッドライザーとフレキシブルライザーの 2 種類がある。ハイブリッドライザーはこの 2 種類を組み合わせたものである。

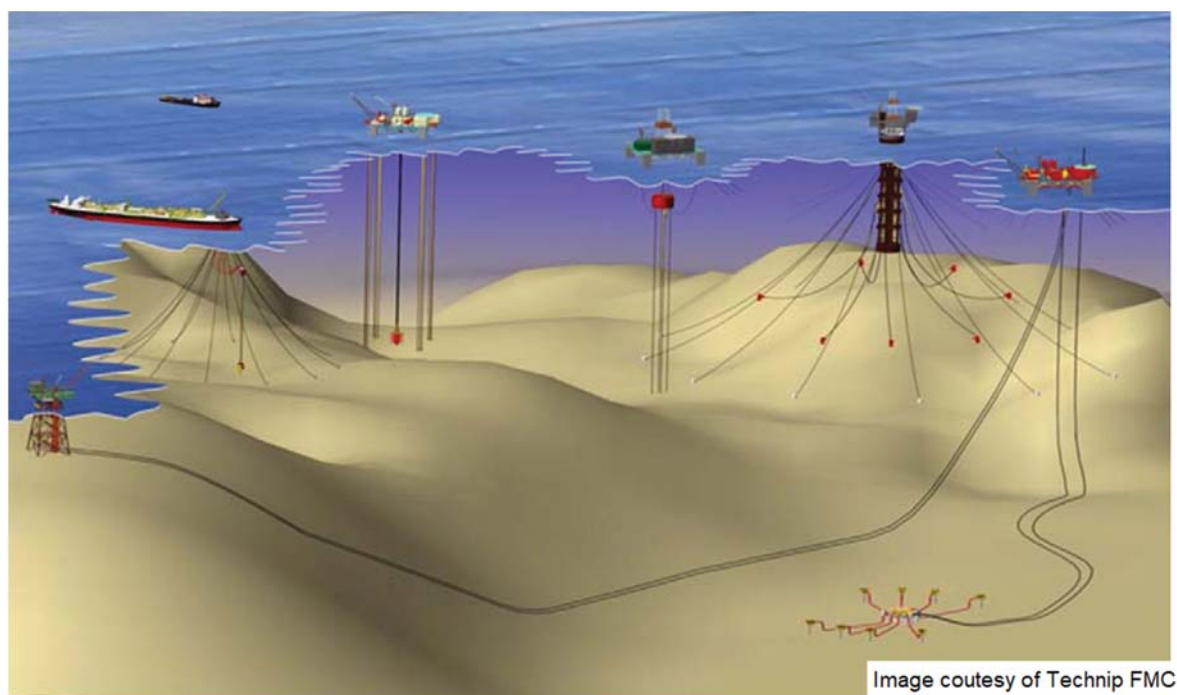


図 27 : ライザーシステムの概要 [5]

4.1 スティールカタナリライザー (SCR)

スティールカタナリライザー (SCR) は、当初固定プラットフォームからの搬出ラインとして使用されていた。SCR はフリーハンギングフレキシブルライザーと明らかに類似した点があり、下方の端が水平で、通常上部端は垂直に 20 度程の範囲である。この組み合わせでは、ライザーはシンプルなカタナリでプラットフォームから吊り下げられたフロー

ラインの延長した形になる。ライザーとプラットフォーム間の相対回転は、フレックスジョイント、ストレスジョイント、およびプルチューブを使って揺れをオフセットできる。

Auger プラットフォームは SCR (2860 フィート、メキシコ湾、1993 年) を設置した最初の浮体式生産施設で、2 本の 12 インチラインが石油とガスの搬出に使用された。それ以降、より厳しい環境で使用できるように発展を遂げている。最近では、Bonga FPSO に関連付けた生産ライザーとして多くの場所で使用されている。図 28 は、深海で使用されている SCR システムを示したものである。

SCR は波打ちのような動きに対して自己補償型でバランスを取るため、ライザーは持ち上げられるか、海底まで下げられる。しかし、上部端の接続部分で波や海流、船の動きなどによって発生するライザーの回転を可能にするには、SCR ライザーはボールジョイントが必要である。

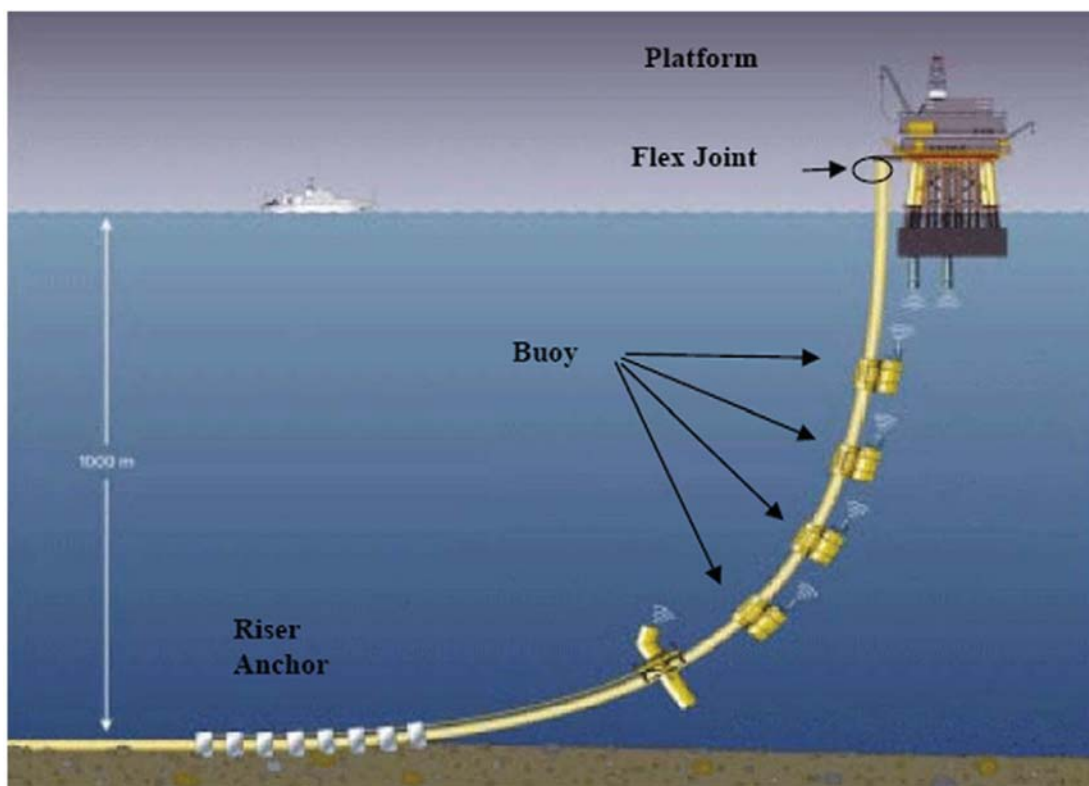


図 28 : スティールカテナリライザーの図 [6]

SCR は、通常ライザーの有効張力が低いため、波や海流には敏感である。渦励起振動 (VIV) によって起こる疲労損傷はライザーにとって致命的である。ヘリカルストレークやフェアリングのような VIV 抑制デバイスを使用することで、振動を問題のないレベルまで低減できる。

超大水深下での浮体式生産で SCR の使用は、設計、溶接、および設置のリスクは、主に水深に自重が加わることで発生するより高いハングオフ張力によるもので、これに HPHT 環境やサワーサービスによる他の課題も加わってくる。[34] この解決策は業界で水深が約 3,000 メートル以下の場合に使用されており、浮体モジュールを使用して水中アーチや分散ブイ型を作る。

4.2 トップテンションライザー (TTR)

トップテンションライザー (TTR) は、動的浮体式生産システム (FPU) と海床のサブシーシステム間、あるいはスパーや TLP のようなドライツリー生産施設でコンジットとして使用される長い円形シリンダである。

このライザーは、環境荷重下において上端に設置したトップテンショナーを使って上端と下端の角度を維持する。このライザーは、四角形または円形に複数を並べたグループになっていることがよくある。TTR は、見かけ上の重量を超えるトップテンショナーを使用して安定性を確保する。通常、TTR はプラットフォームに坑口のある坑井へ直接アクセスできるように設計されている。洋上では、 hidroニューマチックテンショナーによってそのプラットフォームがライザーを支えている。それにより、ライザーはプラットフォームに対して軸方向または往復運動が可能になる。TTR は浅水用に設計されたが、水深が深くなっていくに従って新しい設計のニーズが高まっている。トップテンションライザーはほとんどの場合ドライツリーと組み合わせる。図 29 は、スパーおよび TLP で使用しているトップテンションライザーである。

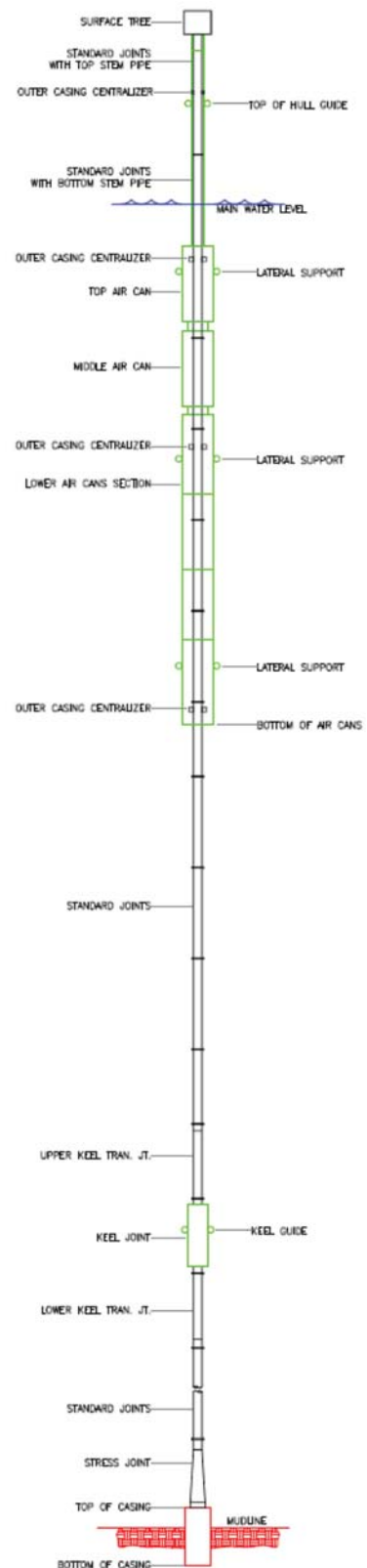
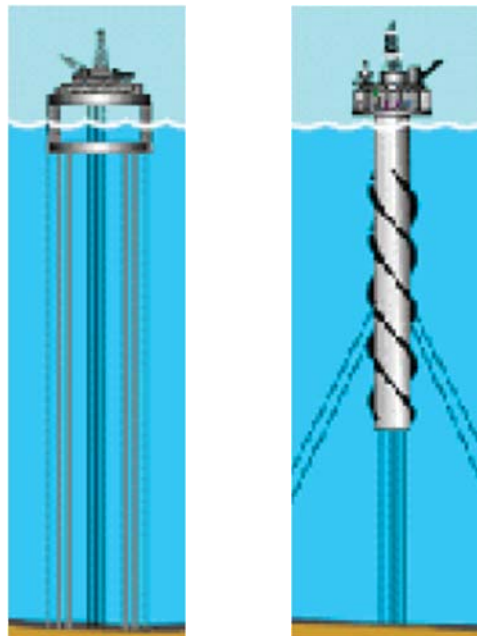


図 29 : スパーおよび TLP で使用している
トップテンションライザー [35]

4.3 フレキシブルライザー

フレキシブルライザーは、より可撓性の高い動作を提供するため、比較的曲げに対する硬度を高くした複合レイヤのパイプである。[36]フレキシブルパイプの構造は図 30 に示す通り、鋼製の複数レイヤできており、外圧に対する耐性が高くなっている。内装は液体閉じ込めバリアのような役目をし、対耐食性が高く、耐圧性は炭素鋼を使用してフープ圧力に耐性を持たせ、伸長耐性は炭素鋼で伸長負荷に耐えるようにしている。外装は外部液体バリアのようにになっている。[38、39]このような仕様なので、フレキシブルパイプの部分でライザーの全長部分で使用するか、ジャンパーなどの短い動的な部分だけに使うことができる。

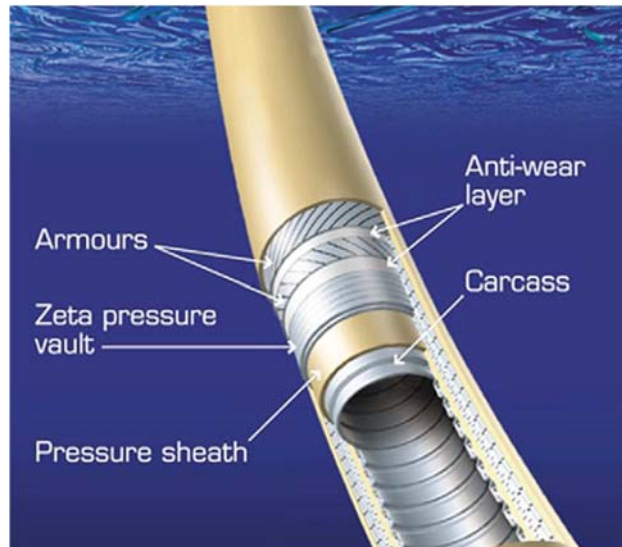


図 30 : フレキシブルライザーの典型的なクロスセクション [6]

フレキシブルライザーは世界中で深海と浅海のライザーとフローラインシステムで利用されている。フレキシブルパイプは、図 31 で示すように、生産および搬出ライザーの形式であるオフショアでの活用に理想的だとされていた。[40]

フレキシブルライザーは、ライザーの超大水深下におけるハングオフ荷重が非常に大きくなるため、広範囲にわたる耐久力が必要となる。

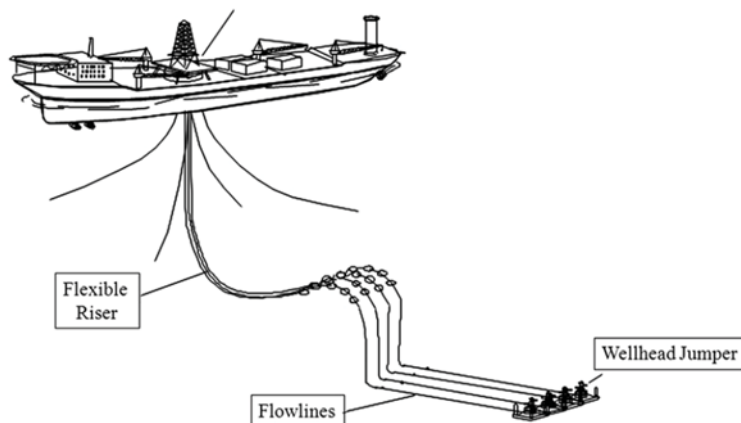


図 31 : フレキシブルライザーの図解 [40]

4.4 ハイブリッドライザー

ハイブリッドライザーの主要コンセプトは、浮体式構造とリジッドメタルライザーをフレキシブルジャンパーに接続することで、両方の動作を取り入れることができることである。[41] 図 32 は、自立ハイブリッドライザーの設定を示している。

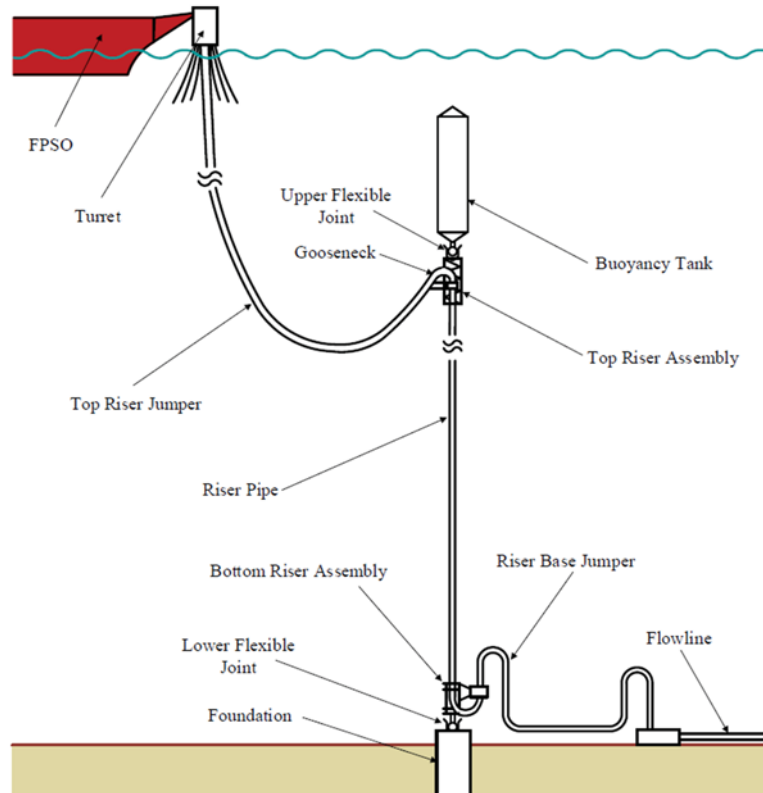


図 32 : バンドルされたハイブリッドライザーの図 [64]

ハイブリッドのバンドルライザーの主要部分は中央構造チューブラー部分でできており、周りには合成発泡体でできたブイモジュールが取り付けられている。周辺の生産ラインと搬出ラインはこのブイモジュールを通っており、熱と圧力による張力に対応できるように軸に沿って自由に動くことができる。中央構造の機器は、油圧コネクタとストレスジョイントによってライザー底部に接続されている。周辺ラインは底部の硬質パイプにつながっている。これにより、サブシーフローラインへの接続ができ、海面より 30～50メートル下でグースネック内に入って終わる。フレキシブルパイプはグースネックとセミサブマーシブル生産船舶のポンツーンのポーチの間に接続されており、リジッドライザーの部分とプラットフォーム間の揺れに対応しつつ、船舶へのフロー経路を提供する。[42] ハイブリッドライザーは、船舶が支えているのはフレキシブルジャンパーの重量だけなので、ハンゴーフ負荷が最も低くてすむ。また、船舶はライザータワーから分離されるため、動的パフォーマンスでもハイブリッドライザーが推奨されることがある。ただし、ハイブリッドライザーはより複雑なライザーシステムであり、複数の分散ブイ型 SCR よりも高価である。さらに、バンドル化されたハイブリッドライザーはタレット係留 FPSO から作業するのは課題が多いが、多点係留 FPSO では使用されている。[61]

5 フローアシュアランス

フローアシュアランスとは、炭化水素液体がリザーバーからエンドユーザーへ、どのような環境でもプロジェクトの寿命の間、経済的に確実に輸送されるようにするためのエンジニアリング分析プロセスである。

サブシー生産システムで生産・輸送される液体はしばしば混相で、ガス、原油/コンデンセート、および水が混ざったスケールなどの固体であり、砂も数多くの問題を引き起こす可能性がある。

- ハイドレートの生成
- ワックス/パラフィンやアスファルテンなどの堆積物
- スケール堆積物
- パイプラインやフローラインのような施設の腐食や浸食

フローアシュアランスは主に生産フローの閉塞を引き起こす可能性のある固体堆積物の予防と制御に焦点をあてている。課題の1つとして、このような物質を識別し、システム内のどこでどの程度の影響があるかを予測しなければならない点がある。これは、多様な条件下であり、圧力や温度、フィールドの寿命の間の生産プロファイルの変化なども影響してくる。さらに、過渡時において危険性のある問題を制御および予測する必要がある。システムを制御できる方法でシャットダウンして再起動できるようにしなければならない。

メキシコ湾など深海環境では、2,000 フィート（約 0.61 キロメートル）以上の深さでは華氏 40 度（4°C）ほどになるため、この水温ではライザーやフローラインで原油を輸送するには問題がある。原油にはパラフィンワックスが含まれているものがあり、冷却されるとジェルようになってしまい、パイプラインの内側に付着してしまい、パイプラインのフローを徐々に停滞させてしまう。また、アスファルテンを含む原油もあり、パイプライン内の圧力や温度の変化、あるいは原油の化合物や堆積物によって不安定な状態になり、結果的に閉塞を引き起こす。一般に水やメタン化合物の混ざった氷塊である水和物も、条件によってはフローライン内に形成され、フローを止めてしまうことがある。このような問題のほかにも、固形物や砂の生成物によるフローラインや施設の腐食や閉塞という問題が常にある。

水化物、ワックス、アスファルテンに対して使用される固形物制御プランには次のものがある。

- 閉塞の検知：
- 熱力学支配：システム全体の圧力と温度を、固形物が生成される範囲外に保持する
- 化学抑制剤：固形物が生成される条件を制御して堆積しないようにする
- 機械制御：固形物を堆積させ、定期的にピギングやコイルドチュービングで削り取る

長距離のタイバックと深海環境によってサブシーフィールド開発におけるフローアシュアランスは、課題が増えている。その他にも、深海における低温や高い泥水柱圧、および長いオフセットによる経済的理由もある。サブシーシステムにおける固形物の堆積問題の解決策

は、ガスと石油のシステムで異なる。ガスシステムの場合、固形物に関する主な注意点はハイドレートである。[43] メタノールまたはエチレングリコール（MEG）のいずれかを使った連続的阻止が一般的で堅実な方法である。石油システムの場合は、ハイドレートとパラフィンの両方が重大な課題である。メキシコ湾（GOM）では一般的にブローダウン手法がよく使用される。[44] この方法は、作業中にハイドレートとパラフィンの堆積範囲外温度に液体を維持するもので、フローラインの断熱コーティングに依存している。起動の際とシャットダウンの間、抑制、圧抜き、および石油の置換を組み合わせることで、ハイドレートとパラフィンの堆積を防ぐ。ワックスはピギングで除去する。

5.1 閉塞の検知

従来の方法は、背圧技術を使ってフローライン中の塊を検知する、いわゆる分析方法を含んでいる。[45] 他には次のような方法がある：

ガンマ線吸収パイプスキャナ：

この技術では弱い放射性のあるガンマ線源を使ってパイプライン内の閉塞を検知して測定する。陸上のパイプラインでは非常に効果の高い方法として利用されている。海底生産システムでの使用にはさらに調査が必要である。[46]

光ファイバーによる閉塞の検知：

これはサブシーフローラインバンドルにおける温度の分布を検知して、サブシーパイプラインに関連するフローアシュアランスの問題を監視および制御する。この方法の仕組みは、光ファイバーで検知できるジュール・トムソン効果によって、閉塞部分全体の圧力降下をさらに促して温度降下を進める方法である。オペレーターが希望すれば、新しいフローラインであればファイバーをパイプラインあるいは施設内に埋め込むことができる。図 33 を参照。ただし、既存の施設の場合はより難しくなる。

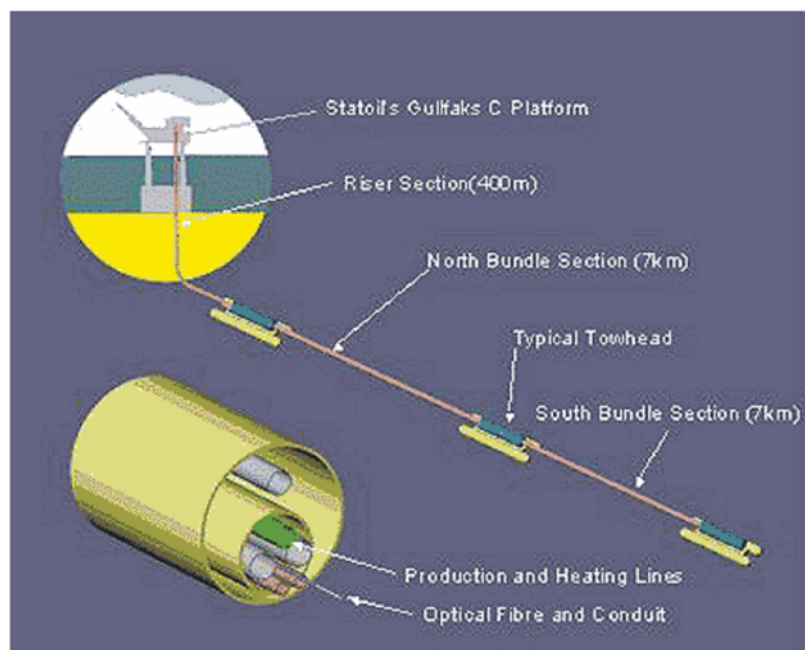


図 33：監視するためにパイプラインに埋め込んだ光ファイバーとコンジットの図 [47、68]

5.2 温度の管理方法と断熱

次の温度管理方法は、サブシーシステムでハイドレートのビルドアップやワックスの形成を予防するため使用されている。[6]

外部断熱コーティングシステム：

図 34 は、良質な断熱材プロパティと耐クリープ性のあるポリプロピレン遮蔽（PE）壁を組み合わせた代表的なマルチレイヤーのコーティングシステムである。このようなコーティングは、25～100 ミリ、あるいはそれ以上までさまざまな厚さがある。普通、マルチレイヤーで 65 ミリ以上の厚みがある。

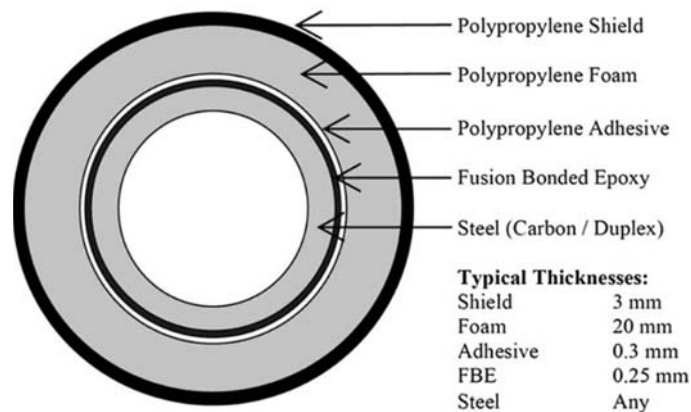


図 34：代表的なマルチレイヤー断熱システム [48]

通常コーティングシステムは、温度、水深、および吸水など操作条件の組み合わせによって制限される。

二重管方式（PIP）：

PIP 断熱システムでは、液体が流れている内管がより大きな外管の中に入っている。外管は 2 つのパイプ間をアニュラスで密封し、アニュラスは幅広い種類の断熱材を詰めておくことで泥水柱圧に耐える必要がないようになっている。



図 35：コンクリートを使った一重パイプ [66]

バンドリング：

バンドルを使って、外側ジャケットや搬送管の中に複数のフローラインを設置する。バンドリングは、経済的な断熱効果と熱媒体を提供することで、フローアシュアランスにおける幅広い課題に効果的なソリューションを提供できる。

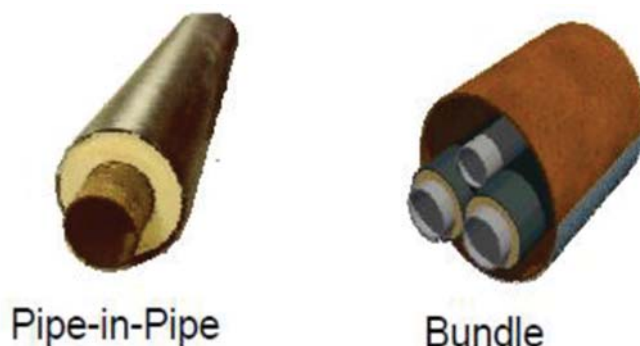


図 36：二重管とバンドルパイプ [66]

埋設：

トレンチングとバックフィリングは、土砂の熱容量は大きく、自然に蓄熱できるため、断熱力を上げる方法として効果的である。

直接加熱：

活性加熱システムは、通常熱媒体として熱い液体か電気を使用する。活性加熱の主なメリットはその柔軟性にある。ワックスやハイドレートの生成の臨界レベルより上の一定温度にフローラインを継続して保持することで、冷却時間を延長するのに使用できる。また、海水温度からパイプラインを目標操作レベルの温度まで上げることができるため、複雑でリスクの多い起動手段を避けることができる。

5.3 化学抑制剤制御方法

化学抑制剤制御方法は、動的抑制剤または熱力学的抑制剤を使って、固形物が生成される条件を制御し、堆積物ができないようにする。ハイドレート、ワックス、アスファルテン、スケールなどの堆積物の生成を制御し、腐食を防ぐために使用され、サブシーパイプラインの修復作業でも使用される。

表 2：化学抑制剤の適用、利点、および限界の概要 [6]

熱力学的水化物抑制剤	動力学的水化物抑制剤	凝集阻害剤
用途		
<ul style="list-style-type: none"> •多相 •ガスおよびコンデンセート •原油 	<ul style="list-style-type: none"> •多相 •ガスおよびコンデンセート •原油 	<ul style="list-style-type: none"> •多相 •コンデンセート •原油
利点		
<ul style="list-style-type: none"> •堅実で効果的 •よく知られている •予想しやすい •実績がある 	<ul style="list-style-type: none"> •OPEX/CAPEXが低い •低量 (1 wt%未満) •環境にやさしい •無毒性 •ガスシステムで試験済 	<ul style="list-style-type: none"> •OPEX/CAPEXが低い •低量 (1 wt%未満) •環境にやさしい •無毒性 •広範囲の過冷却
制限		
<ul style="list-style-type: none"> •OPEX/CAPEXが高い •多量 (10~60 wt%) •毒性/危険性 •環境に有害 •蒸気で揮発による損失 	<ul style="list-style-type: none"> •限定された過冷却 (10°C未満) •時間依存性 •シャットダウン •特定システムで試験 •互換性 	<ul style="list-style-type: none"> •時間依存性？ •シャットダウン？ •低い含水率に限定 •特定システムで試験 •互換性

サブシーエンジニアリングでは、熱力学的抑制剤 (THI) と低注入量ハイドレート抑制剤 (LDHI) という 2 種類の水化物抑制剤を使用する。エタノールやそのほかのグリコール (DEG や TEG など) と塩を効果的に使用できるが、最も一般的に使用されている THI はメタノールと MEG である。これらは水の化学ポテンシャルを変化させることでハイドレートが生成される温度を低減することでハイドレートの生成を抑制する。LDHI は、凝集阻害剤と動的抑制剤を含んでいる。LDHI は、1 重量%未満といった非常に低い濃度でハイドレートによる閉塞を防ぐ。動的抑制剤は、低分子量の水溶性ポリマーかコポリマーで、ハイドレート表面に接着することでハイドレート結晶の核生成や成長を遅らせることでハイドレートによる閉塞を防ぐ。凝集阻害剤は界面活性剤で、水相を小さな飛沫にして浮遊させる。それにより、ハイドレート結晶は生成されるが、粒子を小さいままにしておくことで炭化水素の液体内で分散される。そのため、ハイドレートが生成される代わりにハイドレートによる閉塞を抑制できる。表 2 は、化学抑制剤の 3 つのクラスの適用、利点、および限界をまとめたものである。ハイドレートの緩和と浄化方法は技術的な面と経済面における考慮に基づいて選択される。

コールドフロー技術は包括的な新しいコンセプトで、安定した操作条件におけるハイドレートの閉塞問題を解決するために設計されている。設計と所有は SINTEF 社によるものである。基本的なコンセプトは、特別な機器内の制御された条件下でハイドレートを生成させ、そのハイドレートの粒子をスラリーとして大量の混合物と共に簡単にフローさせ、壁内部に付着させたりパイプラインを閉塞させないようにする。図 37 は、SINTEF コールドフロープロジェクトを図解したものである。水を含む未処理の坑井流体を長距離輸送するためにその水を非常に安定した輸送しやすいガスハイドレートに変換することで、堅固なプロセスを可能にしている。

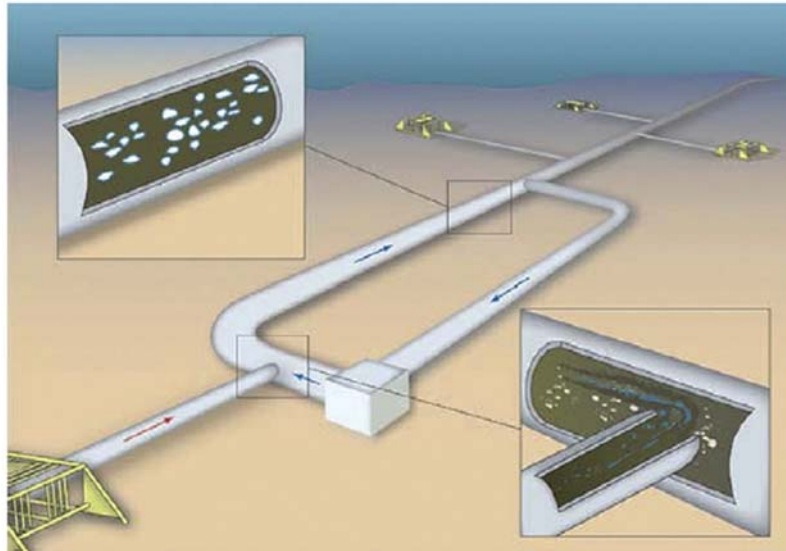


Image courtesy of SINTEF

図 37 : コールドフロープロジェクトの図 [50]

Saturn コールドフローのコンセプトをさらに開発し、サブシー冷却および誘導ロボットをコールドフローコンセプトに加えることで、このコンセプトをさらに実行可能にし、再循環ループの長さをかなり削減できるものになっている。[70] さらに、化学抑制剤も堆積レートを下げることでワックスの堆積物を制御する助けになるが、全体として堆積物自体を除去することはほとんどできない。ワックス予防の化学抑制剤には次のものがある。

- 熱力学的抑制剤 (TWI) : 曇り点を抑制し、粘度と流動点を減少させる。高容量を必要とする。
- 流動点降下剤 : ワックス結晶化構造を変更し、粘度と降伏応力を減少させるが、ワックス堆積レートは低減させない。
- 抑制剤/界面活性剤 : ワックス結晶に膜を作ってワックスの増加を防ぎ、湿潤性を変更してパイプ内壁や他の結晶へのワックスの粘着度を最小化する。
- 結晶改質剤 : ワックスと共結晶化し、堆積レートを下げるが、形成は予防しない。ワックス結晶を変更して粘度を弱めてワックスのパイプ内壁への堆積を防ぐ。凝集を抑制する。

ワックスとアスファルテンの浄化処理は、しばしば溶剤、湯、湯と界面活性剤の組み合わせ、あるいは熱い油処理を使用して生産を活性化させる。

腐食抑制剤は化学薬品で、少量の濃縮を加えることで、効果的に腐食環境に置かれた金属の腐食レートを削減する。通常は、金属表面に吸着して膜を生成する。通常、抑制剤は次のように分類される。

- 不動態化抑制剤
- カソード抑制剤
- 沈降防止剤
- 有機抑制剤
- 揮発性防腐剤

抑制剤選択のポイントは、システムを理解することでどのような問題が発生し得るか予測することである。システムの条件には、塩分や鉄分、pH などの水組成、流体組成物、フローレート、温度、および圧力がある。

スケール抑制剤は、少量の濃縮をスケール堆積を生成する水に加えることで、スケールの形成を遅延あるいは予防する化学薬品である。スケール抑制剤には次のような一般的な分類がある。

- 無機ポリリン酸塩
- 有機リン酸エステル
- 有機ホスホン酸
- 有機ポリマ

5.4 機械的制御方法

フローラインとパイプラインの清掃でよく使用されるのがピギングである。ピグとは清掃機器の1つで、圧力を使ってパイプライン内を移動してパイプライン内の異物を削っていく。ピグはさまざまな目的でパイプライン内を走らせることができる。

- 液体の在庫管理
- 保守とデータのログ作成
- パイプラインの清掃とワックス除去
- 抑制剤の使用

サブシーピギングには2つのオプションがある。

- 洋上の送込器とレシーバーを使って往復（2つの経路）
- サブシーピグ送込器（1つの経路）

ピギングの条件があらかじめ分かっている場合、業界の一般的な方法としてループになっている2本のサブシーフローラインを坑口またはその近くに設置し、洋上あるいはプラットフォームが終点になるようにして、ホスト施設からサブシー坑井の間で往復ピギング経路を設定しておく。往復ピギングは2本のフローラインを必要とするために不便なように見えるが、大口径の1本のフローラインの代わりに小さい直径のフローラインを2本使用することで問題を引き起こすスラッグの長さが短くなるため、スラッグ自体を減少させることができる。

サブシーピグ送込器をサブシー坑口に設置することにより、送込器が坑口での介入の必要なしに1本のフローラインを内部清掃でき、2本目のフローラインが必要でなくなる。この方法は、2本目のフローラインの設置にかかるプロジェクト費用を実質的に削減できる。ピグの長期保管と介入の高いコストに関係してくるため、信頼できるサブシーピグ投入器が必要である。ピグの保管、入庫、送込のために別室を設計しておくことで、生産をシャットダウンせずにピグを送込あるいは補充できる。コイルドチュービングも機械的ハイドレート除去の方法の1つである。コイルドチュービングはリユースリケーターを介して送込できる。

5.5 フローを確実にするその他の方法

Mag-well の磁性流体調整器 (MFC) は、油田における固形スケールの蓄積やパラフィンの堆積を削除・予防する信頼度の高い方法で、現在世界中で 1,300 カ所を超える坑井で使用されている。MFC は生産坑井における沈降流体の磁気処理のために設計された電磁流体発電機である。流体を非常にパワフルな制御磁気フィールドを介して移動させる。この磁気フィールドはパラフィン結晶やスケールの形成を変更するため、坑井内や洋上機器における固形物の形成を抑制する。MFC の本体とケースは 300 シリーズのステンレススチールでできている。腐食性の高い環境用にチタン製のものもある。

ツール内はネオジウム鉄ボロン系磁気回路を連結したもので、8,000 ガウスを超える電磁束密度を作り出す。形成された流体の 100%がこの磁気回路を通過するため、システム全体でパラフィンの結晶化やスケールの堆積を予防する。

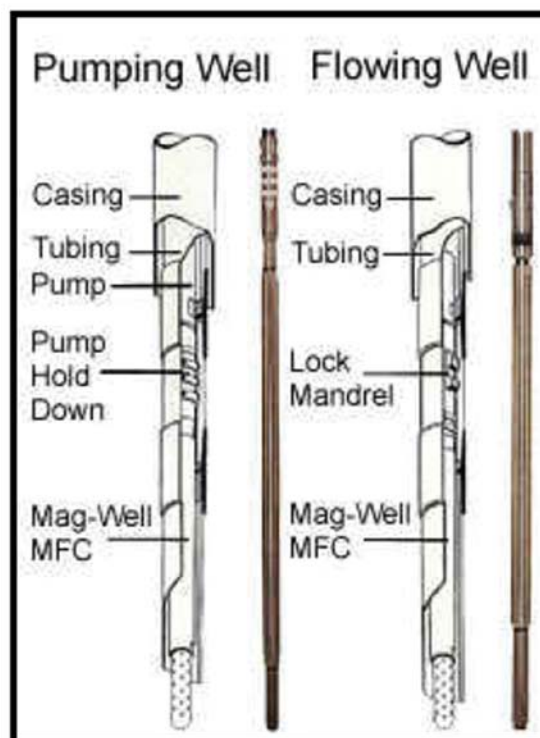


図 38 : 磁気フローアシュアランス機器の設置 [51、68]

6 サブシー処理システム (SPRS)

生産機器が固定または浮体式のプラットフォームではなく、海床にある場合、無数にあるオフショア環境に対する費用削減を可能にするのがサブシー処理である。もとは超大水深環境における課題の対応策として考えだされたものであるが、洋上での処理機器がリスクにさらされるような過酷な環境にあるフィールドでサブシー処理は有効な対策となっている。さらに、サブシー処理は、成熟油田やマージナル油田での生産量増加の応急措置でもある。

サブシー処理は、数多くの異なる処理をまとめることでコストを削減し、オフショアフィールド開発の複雑さを減らす。サブシー処理の主な種類には、サブシーにおける水の除去と再注入あるいは廃棄、坑井流体の単相または多相ブースト、砂や固形物の分離、ガス/液体の分離とブースト、およびガスの処理と圧縮がある。

SPRS と関連技術の開発は、次のような利点により、従来のトップサイド処理形態から発展した。

- トップサイド施設に関連する設備投資 (CAPEX) の削減と運用コスト (OPEX)
- 設計の柔軟性向上
- 採取と生産レートの改善
- ブーストを使ったフィールド寿命の延長
- フローアシュアランスにおける課題の削減
- トップサイド水処理制約のボトルネック解消
- 生成水に対するエネルギー消費の低減
- 深海や長距離のタイバックを可能にする
- トップサイド施設に関連する手動操作の最小化

図 39 は、トップサイド処理システムと、サブシーでの使用を成功裏にマリナイズした最新技術の例である (点線の内側)。固形物と水の一次分離と処理システムが現在利用可能である。ガス処理と石油処理の技術はまだ開発中で、製品を消費者に提供できるようトップサイドあるいは陸上で利用するにはさらに改善が必要である。

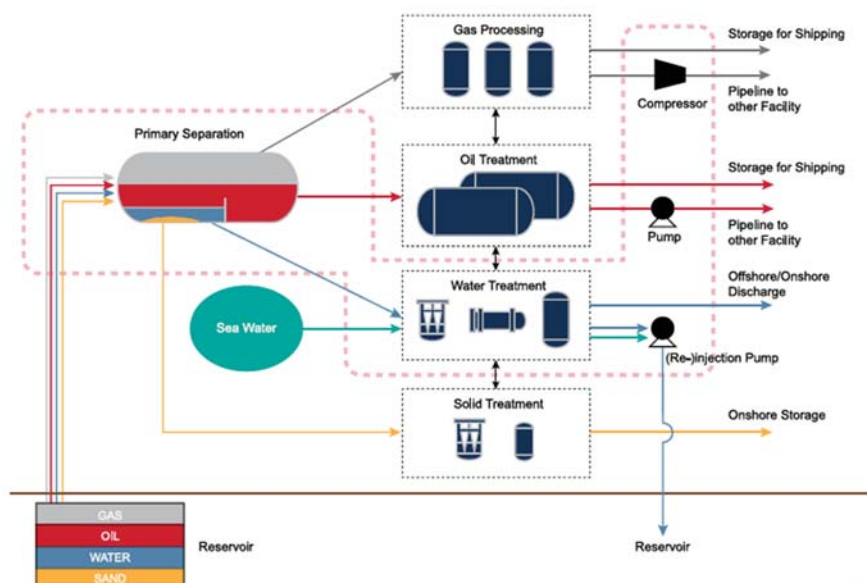


図 39 : サブシー処理システムのマリニゼーション [52]

分離機を使った最初の商業用 SPRS プロジェクトは Equinor 社 (旧・Statoil) の Troll C で、1999 年に設置され、生産は 2001 年に開始した。[54]その当時、Troll C リザーバーからのガス生産は、生産ストリームで最高 90% の含水率 (生成された液体総量に対する生成水の割合) であった。原油採収を増加させるため、水平重力分離装置と再注入ポンプを使って炭化水素ストリームから大量の水を分離し、低圧の帯水層へ再注入するサブシー分離および噴射システム (SUBSIS) が開発された。ブラウンフィールドプロジェクトで最初に採収の改善と生産のブーストをおこなったのは Troll C が最初である。それ以来、異なる技術を使ったサブシー分離システムがいくつも特定のフィールド開発ニーズに合わせて開発されている。表 3 は、サブシー分離システムとその主な特性をまとめたものである。

坑井流体の輸送と生成水の再注入をおこなうために、サブシーポンプは 1994 年以来約 40 ヶ所のフィールドで使用されている。現在、サブシーポンプは多相と単相フローのどちらの輸送も可能だと現場で証明されている。遠心性、らせん状、および電動水中ポンプ (ESP) がよく用いられており、二段スクリー式ポンプはあまり一般的ではない。サブシーポンプの利点と信頼性により、二次採収と原油回収率向上 (EOR) のソリューションとしてより認められている。図 40 は、サブシーブラスターとそれが設置された水深の図である。

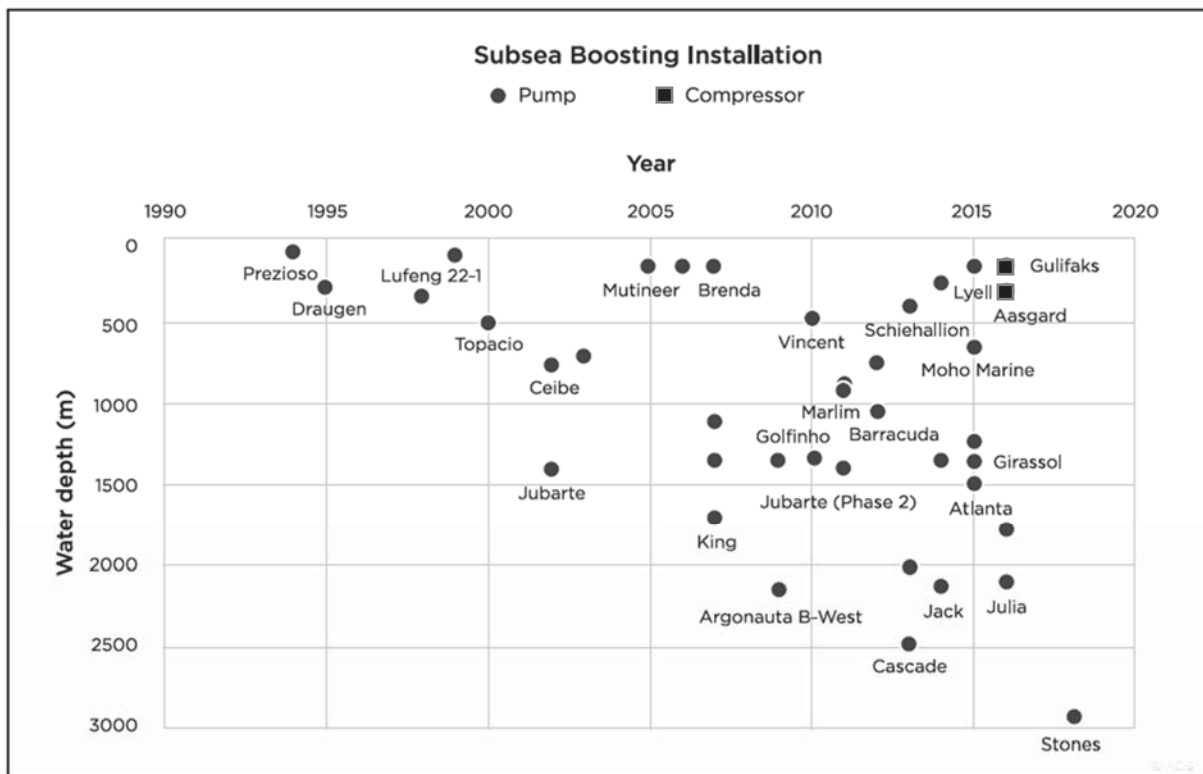


図 40 : サブシーブラスターの設置分布 [52]

表 3 : サブシー分離プロジェクトの概要 [52]

Year to launch	2001	2004	2007	2009
Project name	Troll-C Pilot	Marimba	Tordis	Parque Das Conchas (BC-10)
Major operator	Statoil	Petrobras	Statoil	Shell
Location	Norwegian Sea	Brazil Offshore	Norwegian Sea	Brazil Offshore
Separation system	SUBSIS	VASPS	SSBI	Caisson Separation
Technology	Horizontal gravity with cyclonic inlet	Caisson with ESP	Semi-compact horizontal gravity with cyclonic inlet	Caisson with ESP
Purpose	Liquid/Liquid	Gas/Liquid	Gas/Oil/Water/Sand	Gas/Liquid
Manufacturer	ABB, Norsk Hydro	FMC	FMC	FMC
Water depth, m	340	395	210	1800
Tie-back distance, km	3.3	1.7	12	25
Separator diameter, m	2.8	0.66	2.1	1
Separator length, m	9	72	17	100
Produced water export	Injected to low pressure aquifer	Routed with oil to topside	Injected to disposal reservoir	Routed with oil to topside
Design PRWI OiW, ppm	1000	Not applicable	1000	Not applicable
Sand handling	Sand flushing system	Use ESP, performing stop-start to flush sand	Sand jetting system, desander	Use ESP, performing stop-start to flush sand
Sand export	Routed with injected produced water	Routed with liquid to topside	Initially to reservoir, then routed with liquid to topside	Routed with liquid to topside
Status	Active	Inactive, well failure	Active	Active
Year to launch	2010	2011	2011	2015
Project name	Perdido	Marlim	Pazflor	Asgard
Major operator	Shell	Petrobras	Total	Statoil
Location	U.S. GoM	Norwegian Sea	Angola Offshore	Norwegian Sea
Separation system	GLCC	SSAO	Hybrid	Scrubber
Technology	Caisson with ESP	Pipe separator and hydrocyclone	Vertical gravity and cyclonic separator	Compact vertical vessel with inlet swirl
Purpose	Gas/Liquid	Gas/Oil/Water/Sand	Gas/Liquid	Condensate/Gas
Manufacturer	FMC	FMC	FMC	Aker Solutions
Water depth, m	2500	870	800	300
Tie-back distance, km	0	3.8	4	40-50
Separator diameter, m	0.9	Not available	3.5	approx. 3
Separator length, m	107	60	9	approx. 8
Produced water export	Routed with oil to topside	Reinjected to production reservoir	Routed with oil to topside	Not applicable
Design PRWI OiW, ppm	Not applicable	100	Not applicable	Not applicable
Sand handling	Use ESP, performing stop-start to flush sand	Inline desander; dual sand jetting system	Sand flushing system	Not applicable
Sand export	Route with liquid to topside	Routed with the oil to topside	Routed with liquid to topside	Not applicable
Status	Active	Active	Active	Active

6.1 主な技術の課題

6.1.1 深海設置のためのサブシー圧力容器の設計

重力分離機のような大きな直径を持つサブシー圧力容器は、外部泥水柱圧の影響が限られている浅海で使用されてきた。しかし、設置場所の水深がより深くなることで外部圧が高くなり、より厚みのある壁が必要とされるため、このような圧力容器の製造は難しくなり、製造と設置にもコストがかかりすぎるようになったことで実行可能性が低くなってきた。サブシー変圧器や変速駆動（VSD）、開閉装置のような、他の種類の圧力容器機器にも同じような問題がある。考えられる対策の1つとして、圧力差のバランスをとる圧力補償ベース設計がある。いくつかのメーカーがこの設計に取り組んでいる。

6.1.2 長距離の電力輸送と配電

対象となるフィールドの多くが非常に長いタイバックな上に、操作に必要な電力量も上がっており、より効率的な電力供給対策が必要である。長いタイバックによる電流スパイクや有害な高調波に伴うこのような課題に対応できる技術として、サブシー開閉装置や配電器、VSD、および無停電電源システム（UPS）が注目を集めている。電力供給会社によって、このコンセプトは現在評価と認証がおこなわれている。

サブシー環境で高圧電線を使用すると、AC 腐食など電力ケーブルの障害リスクが増大し、ダウンタイム発生の原因となる。確実性に問題があると、経済的実行可能性が低くなる原因となる。

6.1.3 監視と制御の課題

海床に設置される機器の複雑さと数の多さは増加しており、サブシーでの監視と制御システムに対するニーズはさらに高くなっている。これには、帯域幅の増加、リアルタイムモニタリング、迅速な制御対応、処理機器の自動化、安全装置/機器の設計などが含まれる。

生成水の品質計測と合わせたサブシーセンサー技術は比較的新しいもので、重要である。現在、使用されている技術は光散乱だけであるが、この他のセンサー技術も開発されている。

6.1.4 新しい技術の評価と認証方法

新しい SPRS 技術の開発には、かなりの労力とコストがかかる。技術の成熟度レベル（TRL）を証明するための評価プログラムは複雑で長い時間がかかる。どの評価と認証方法を選択するかで、コストとスケジュールの点でプロジェクトにも影響する。技術認証プログラムを標準化および最適化することで、費用対効果が上がることもある。

6.2 サブシーポンプ機器とブースター

マージナルフィールドや古いフィールドの場合、坑口の低圧が不十分な炭化水素生産につながる。この問題を解決するには、サブシーブースターシステムを使って、リザーバーの圧力が自然に下がってしまった後でも、必要なレートで生産フローを可能にしたり操作することができる。サブシーブースターシステムは、関連するパイプ、バルブ、防護施設、制御および監視モジュール、パワーモジュール、場合によっては冷却モジュールな

どと共に、海床多相ポンプ、ダウンホールブースターユニット、生海水注入ポンプまたはガスコンプレッサーなどのブースターモジュールで成り立っている。そのうち、ブースターモジュールが高い包括性の装置を使用したメインの機器になる。

ターボ型と回転型の排気量が、サブシーブースターの仕組みのうち一般的なものの2つである。ターボ型ブースターは回転するローターを使って、運動エネルギーを液体のポンプ動作に変える。回転式容積型ブースターはローターを使って、一定量の流体を拡張可能な空洞へ送り出し、強制的に吐出管から排出させる。この場合、空洞の広さが縮小する場合とそうでない場合がある。

ターボ型ブースターでは、らせん状で遠心力を使ったブースターは多くの認証を受けており、サブシー環境で幅広く使用されており、他の種類のブースターに比べて高い信頼性がある。そのため、サブシー環境ではターボ型ブースターがよく使われる。

回転式容積型ブースターの場合、二軸式ポンプ（TSP）が一般的によく使用されており、粘性の高い坑井流体で効果を発揮する。ただし、2007年以降は新しく設置されたサブシーはない。

6.2.1 遠心ブースター

遠心ブースターは主に単相フローで使用する。羽根車、うず巻きポンプ、モーター、軸、軸受けハウジング、シール材、ベアリング、連結器、冷却ループ、潤滑剤、計測器、およびインターフェースで構成されている。試験、設置、点検、修復、および保守に便利な包括性の高い設計で組み立てられたブースターモジュールの例については、図41を参照。

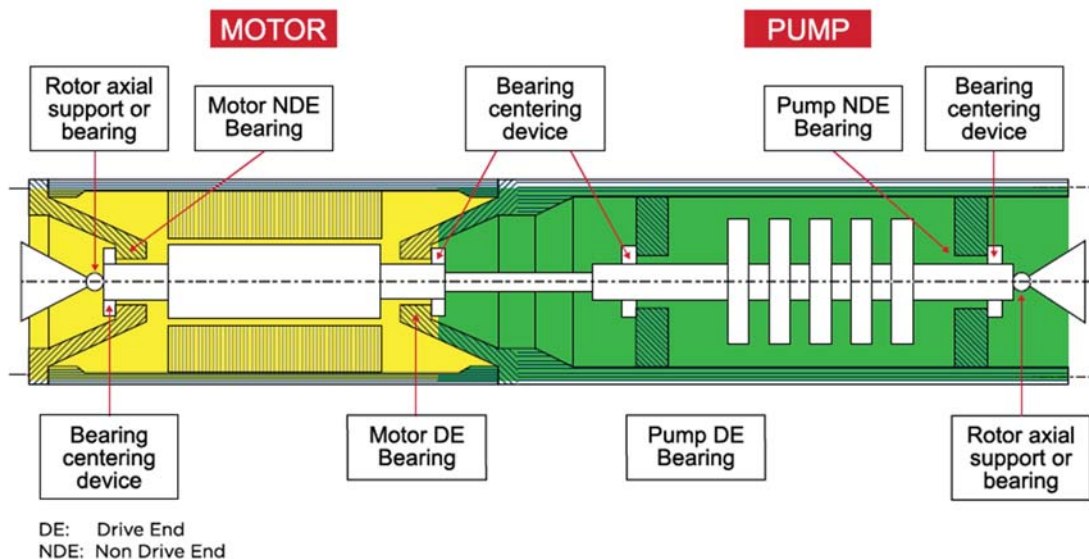


図41：ブースターモジュールの設計図 [52]

多段式の羽根車設計は、ダウンホールの場合、特にブースターを使う対象が最小限のフリーガスで、ガスを溶液に溶かしておくために高圧で作業している超大水深で一般的に使用されている。

6.2.2 らせん状ブースター

らせん状ブースターは別名「ポセイドンポンプ」といい、流体を段階を踏んで押し出すよう何段階ものポンプである。各段階は回転軸の羽根車と制したデフューザーのセットで構成されている。らせん状ブースターの動作コンセプトは遠心ブースターと似ている。最初に液体に回転軸羽根車から運動エネルギーを与え、次にデフューザーを通して流れていながらその運動エネルギーを位置エネルギーへ変換し、そのために圧力が増加する。図 42 はらせん状ブースターの羽根車の断面図である。

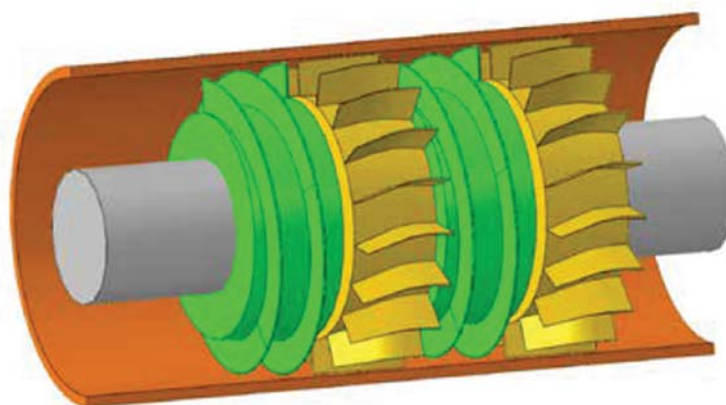


図 42 : らせん状ブースターの羽根車の断面図 [52]

らせん状ブースターは多相フローで効果を出すのが、ランダムな、あるいはパターン化した液体やガスの混ざったスラグフローでは使用できない。この現象を軽減する一般的な方法としては、坑井流体をブースターによる上向きの流れなどミキサーで適切に均一化する必要がある。この流れがブースター内を通ると、デフューザーがその流れをもう一度均一化し、石油とガスの混合液が分離するのを防ぎ、ブースターの効果をさらに上げることができる。長期にわたる作業の場合、らせん状ポンプをガス体積分率（GVF）のフロー変化に合わせて調整できるようにしておくこと、そして出力圧力を調整できるようにしておく必要がある。

多相生産で最近注目されている技術に、ダウンホールではなく海底で使用されている電動水中ポンプ（ESP）がある。海床とダウンホールで使用される ESP は、主に Baker Hughes-Centrilift 社と Schlumberger-Reda 社である。この技術は、Perdido Host と Brazil BC-10 という 2 つと、3 つの Jubarte、Golfinho、および Cascade/Chinook は Shell のプロジェクトで既に使用されている。ポンプで送られる液体が主に流体の場合に通常これらのポンプが使用される。

6.2.3 サブシーガス圧縮

世界で初めてのサブシーガス圧縮システムが設置されたのはノルウェーのオフショアで、2015 年 9 月にアースガルズフィールドで生産を始めた。このシステムは 2 基のコンプレッサーユニット（2 x 11.5 MW）と二重反転形軸羽根車の組み合わせから成り立っている。詳しくは図 43 を参照。このユニットには能動型磁気軸受があり、シール材がなく（オイルミストなし）、高速 VSD モーターが組み込まれている。電力は、アースガルズ A プラットフォームステーションからサブシーケーブルで共有される。40 キロ以上離れ

たところで必要なモーター用の電源と周波数転移を確保するには、トップサイド変圧器とサブシー変圧器がそれぞれ1基必要である。

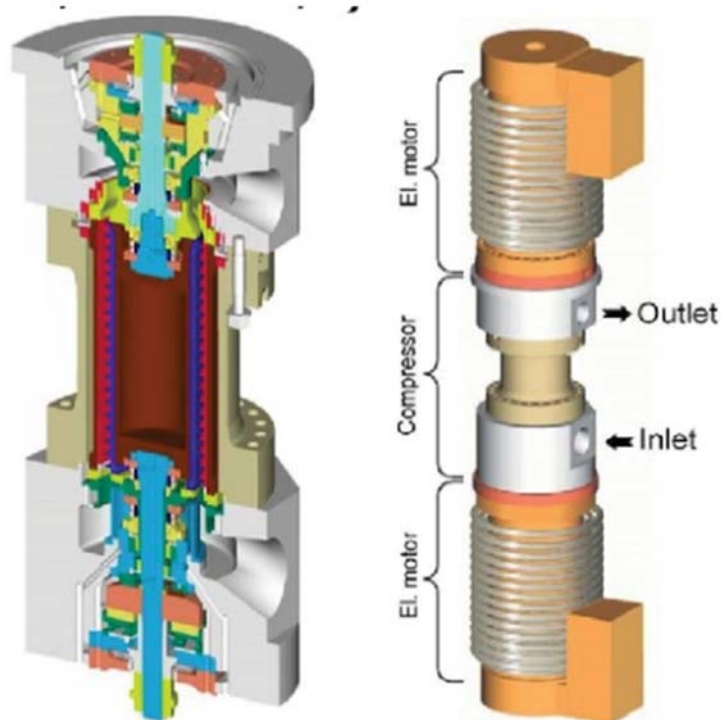


図 43 : Framo ウェットガスコンプレッサー [55]

サブシーコンプレッサーシステムは、枯れた坑井をはじめ、安定した坑井の背圧を有効にして多相ガスをブーストして複数の坑井からの生産を増加させる。

Gullfaks サブシーコンプレッサーは、坑井流体用に海底に設置される最初の多相圧縮システムである。2基のウェットガスコンプレッサー（2 x 5.5 MW）が並行して作動する。OneSubsea WGC4000 ウェットガスコンプレッサーユニットは二重反転コンプレッサーで羽根車の交代用列があり、その間に静的デフューザーはない。Gullfaks サブシーコンプレッサーは2017年秋から操業しており、ウェットガスと未処理の坑井流体を安定して圧縮している。

大規模なオフショアガス田で究極採油量を生産して改善するために、対応容量と差圧が増加された次世代の多相コンプレッサーである WGC6000 が開発されている。[56]

6.3 サブシー分離

サブシー分離には、海底分離とダウンホール分離の2種類がある。海底分離は、トップサイド施設ではなく、直接海底や坑井で石油、ガス、水を分離し、通常海底で機器を操作して単相または多相分離を実行するシステムであるが、ダウンホール分離もサブシー分離に分類されることがある。

サブシー分離は、密度の違いに基づいて坑井流体の合成物（石油、ガス、水）を分ける役割である。分離には、重力分離と遠心分離がある。重力圧縮機は通常浅海かトップサイドに

設置される。遠心圧縮機は深海環境で使用されることが多く、外部の高圧に耐えることができるコンパクトなサイズである。遠心圧縮機で最も一般的に使用されているものの1つがハイドロサイクロンである。コンパクトなデザインのために、分離クオリティが低い、分離容量が小さい、フローパターンの変化に対応しにくい、といったデメリットがある。

重力圧縮機は、通常 2～3 分の保持時間で分離でき、800 メートルの水深まで対応できる 2～3.5 メートルの直径がある。さらに深い環境では非常に高くなる外圧に対応できるよう、きわめて厚い壁の圧縮機設計が必要となる。従来の重力圧縮機は、その大きな直径とそれが原因である重さが理由で深海環境にとって理想的なソリューションではなかった。パイプ形状でできているハイドロサイクロン圧縮機のような他の設計は、高くなる圧力への耐性に疑問が残る。Shell Perdido プロジェクトは深海分離システムを水深 2438 メートルの地点に設置しているが、これは直径が 1 メートル、長さが 100 メートルの気液筒体粉体分離器 (GLCC) を使用している。

このような分離技術に加え、濾過作用やハイドロサイクロンなどの処理技術を一次分離機の下流で使って、分離結果をレベルアップさせることができる。

表 4 は、トップサイドで通常使用されるさまざまな分離および処理技術のメリットとデメリット、およびサブシー環境でのマリニゼーションステータスをまとめている。

表 4：トップサイド分離機と処理技術およびマリニゼーションステータスの比較

技術	技術の説明	強度	制限	マリニゼーションステータス
重力分離機	下処理または静電気集滴具で分解。油と水が完全になくなる完全分離を推進する設計。化学乳剤と組み合わせて使用することが多い。通常坑井ツリー後の最初のライン処理プロセスである。	高油分濃縮の処理に有効。 50～99%の除去でオイルフリー。	石油系炭化水素合計（TPH）の溶解性成分は効率的に除去できない。	有りただし、重力分離機を使った静電気集滴具はサブシー使用向けではない。
ハイドロサイクロン	遠心圧縮加速度を使って強制的に、水と固形物の動作を外壁へ、軽い物質は中央へと移動させ、分離をおこなう。	低レベルの浮上油にも届く。 必要なスペースが小さい。 あらゆる範囲の水深状況に対応。	ナフテン酸などの高溶解度のTPHは除去されない。 国家汚染物質排出防止システム（NPDES）の流出油および潤滑剤制限に準拠できない可能性あり。	有り。ハイドロサイクロンは、水から油、液体からガス、液体から固体を分離する二相分離で幅広く使用されている。
誘導ガス浮遊（IGF）	微小なガスの泡が生成されてチャンバーへ消散され、浮遊した粒子は最終的に表面まで上がってフロス層が形成される。 油を含んだ泡は表面からすくう。	化学薬品を追加して最低93%の油を除去可能。	水溶性の油成分は除去されない。	なし
濾過作用	不純物の混ざった生成水を空隙のある材料でできた層を通過させ、直接衝突、表面電荷誘因、あるいはファンデルワールス誘因によって浮遊物質を取り除く。 濾過に使用される物質の例として砂床やクルミの殻の粒状体があり、垂直タンクの底に最低4フィート（約1.2メートル）の深さに敷く。	生成水から小さな直径の油滴を除去できる。 排水の仕上げに有用。	石油系炭化水素合計（TPH）の溶解性成分は除去できない。 流入油で濃度が100ppmを超える場合は推奨されない。	有り。サブシープロジェクトのいくつかで、生海水処理にシンプルな濾過技術が採用されている。 サブシーではフィルター保守がおこなわれていないことに注意。
膜ろ過	膜は、1000ダルトンの小さな溶質を維持しながら、溶剤やそれより小さな溶質は通過させることができる。界面活性剤の追加によって油の除去を強化できる。20～60psiの操作圧力は逆浸透膜分離装置より非常に低い。	コンパクトサイズ。 流出油および潤滑剤を含む油全体の85～99%を除去可能。	鉄分による汚れは問題となる可能性あり。 透過流束内の膜の汚れを予防・削減するには効果的な清掃が重要。	有り。ナノろ過膜を使った最初のサブシーにおける商業的利用は2018年。
静電気集滴具	静電気集滴具は電界を使って乳剤内で液滴合一を誘発させ、重力分離に有利なように液滴直径を大きくする。	安定した乳剤を分解して除去することで、処理の能率を上げ、処理の制約をボトルネック解消する。	交流（AC）を使った静電気集滴具は、直流（DC）またはACとDCを合わせて使ったものより効率が下がる。 ただし、後者の方法はシステムが複雑になり、信頼性が下がる。	有り。コンパクトで一列に並べられる静電気集滴具が開発されており、その技術も検証されているが、まだ実際例はない。

分離機や処理ユニットの処理能力は、特に生産水の場合は非常に重要である。ほとんどの国で生産水と厳しいガイドラインなしに船外排出を許しているが、地域によってはそれを許可しない、より厳格な要件を定めているところもある。たとえばメキシコ湾の場合、最大水中油 (OiW) 排出は月平均で 29mg/L で、1 日あたりは 42mg/L である。識別可能な光沢がないことと海洋生物に悪影響がないことが条件で、砂の排出は許可されていない。表 5 は、マリナイズ可能な分離機と処理技術のパフォーマンス能力をまとめたものである。このデータはトップサイド技術に基づいているが、これらの技術をサブシー環境で使用しても同じパフォーマンスが期待できる。アメリカ合衆国環境保護庁 (US EPA) は誘導ガス浮遊 (IGF) を特定条件を満たした利用可能な最良の技術 (BAT) と定めているが、IGF はサブシー環境に対してまだマリナイズされていない。

表 5 : 分離と処理のパフォーマンス能力 [52]

技術	カットオフ粒子サイズ (ミクロン)	排出流体における代表的な OiW (ppm)
API 重力分離機	150	1000-5000
ハイドロサイクロン	10-15	100-200
IGF	10-25	20-30
濾過作用	5	15-40
膜ろ過	0.01	5-15
化学薬品追加 IGF	3-5	2-10
静電気集滴具	0.01	利用不可

サブシーあるいは洋上からの生産水の再注入について、ほとんどの国で特に規制はない。ブラジルのマーリム SSAO プロジェクトによる報告では、SPRS 技術は 100 ppm OiW の品質の濃度である。

6.3.1 重力分離機

重力分離機は多相炭化水素化合物を分けるために使用する気密チャンバを使用する。図 44 は、重力を使った分離機の垂直タイプと水平タイプの 2 種類を示している。一般に、重力分離機は次のような 4 つの機能部分に分かれている。

- 入口部分
- フロー分配ゾーン
- 重力分離/結合ゾーン
- 排出ゾーン

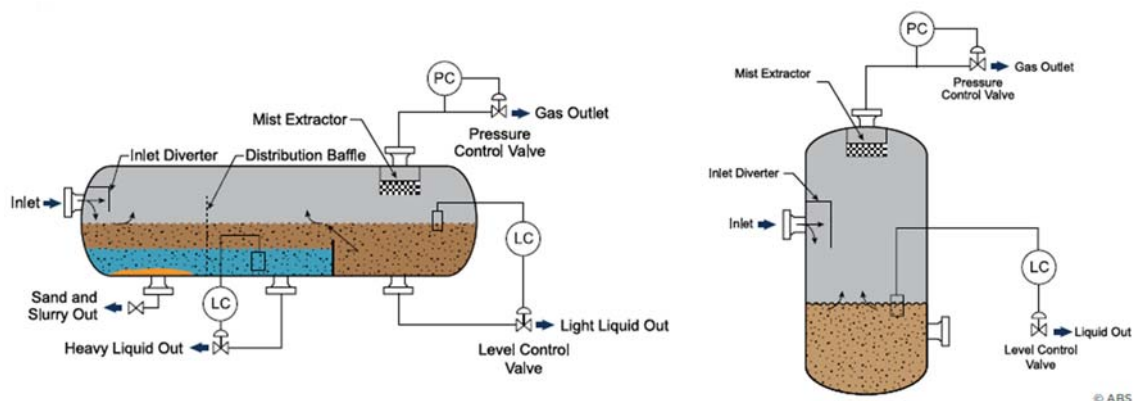


図 44 : 水平タイプ（左側）と垂直タイプ（右側）分離機の図解 [52]

水平タイプの分離機は、三相分離や液体から液体の分離でよりよい結果を出し、垂直タイプの分離機はガスから液体の分離および砂の除去に向いている。この 2 つのタイプに関するほかの比較情報を、表 6 にまとめた。

表 6 : 水平タイプと垂直タイプ分離機のパフォーマンス比較

機能	優れている方	説明
分離機	水平タイプ	水平タイプの場合、ドロップや泡は逆流フローを介して沈着あるいは上昇する必要がない
泡の除去	水平タイプ	水平タイプは泡が逃げることのできるより広い表面積を提供可
固形物の除去	垂直タイプ	固形物は垂直タイプの底からの除去がやりやすい
サージ	垂直タイプ	液体レベルの変化は垂直タイプのガス容量に影響しない

ガス、油、水、および砂の混合が容器に流れてくるため、分流加減器で最初に大部分の分離を誘導する。ガス生成物がせり上がって液体から分離され、ガス排出口へ行く前にミスト抽出器を通る。液体と砂は分離機の底へ沈み、排出口へ移動する。重力で第二分離をおこなう。製品は同じ密度で、同じ高さのレベルで集められる。第二分離のあと、砂は分離機の底に沈んだままで、水が中央、油が一番上にくる。それぞれを取り出す排出口がその高さのところに設置されており、製品を個別に排出する。砂の噴出分離器も使用されているが、一般に使用されるようになるにはパフォーマンスの安定性の改善が必要である。

分離の効率と排出物の品質は分離機的设计、入口のフロー状態、坑井流体のパラメータ、および技術の制御と監視に左右される。再注入のために必要な最大水中油 (OiW) を得ることが重要である。分離の効率と分離された製品の品質を改善するには、容器内部静電合着 (VIEC) のようなコンセプトをいくつかをトップサイドと陸上での設置のために開発・検証して設置されている。VIE は、生成された電気フィールドでより大きなものを形成するために水滴を集めることができ、油と水の層の間にある乳剤をすばやく除去できる。その結果、OiW 率が大きく低減され、生産水の再注入が改善される。

6.3.2 遠心分離機

遠心分離機は遠心力を使って異なる密度が混ざった混合物を分離する。下記のように二相分離で処理するとより効果的である。

- 液体から液体：脱水機
- ガスから液体：分相器、液体分離装置、脱気装置、スクラバー
- 固体から液体：砂除去装置

従来のタイプと横並び型の粉体分離器を図 45 に示す。どちらも類似した機能性を持つゾーン的设计で、1つの入口部分、1つの回転筒と2つの排出口がある。接線方向の入口で回転フローが、従来のサイクロンや横並び型サイクロンの場合は渦流発生器へ送られる。遠心力が多相液体を強制的に動かし、より重い物質を排出する。そこで固められ、アンダーフロー排出口へらせん状に送られる。より軽い物質はサイクロンの中心へ向かってうずを巻き、溢水口を通して排出される。

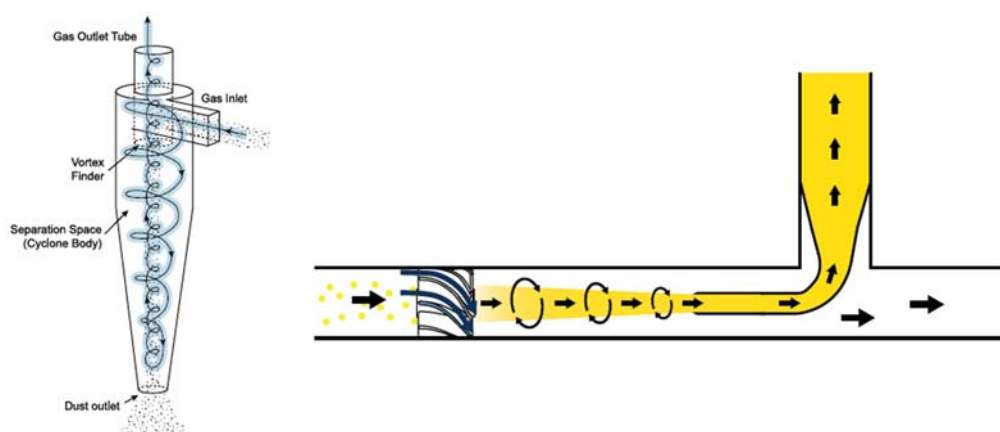


図 45：遠心分離機 - 左：従来の遠心分離機、右：横並び型分離機 [52]

遠心分離機は製造と保守のコストの点でメリットがあるが、操作コストで相殺され、特にスラグの場合は入口フローの変更の管理が難しい点が問題である。遠心分離機はフローの向きの変化とシリンダー壁の摩擦抵抗が理由で大幅な圧力下降が起きる。そのため、別のブースター機器が必要な場合があり、操作のエネルギーも余分にかかるため、プロジェクト全体のコストが上がってしまう。

6.3.3 その他の分離機と処理技術

ハイブリッド分離システム

深海での高圧という問題に対応し、適切な分離パフォーマンスを手に入れるため、業界ではハイブリッド分離システムを開発した。これは、重力分離機と遠心分離機を組み合わせたもので、両方の利点を持っている。単一の分離ステーションではなく、分離ステーションを連続させている。ハイブリッド分離システムの一例として、ガスから液体への分離を入口のサイクロンでおこない、液体から液体の分離をより高くなった外圧に耐えられるよう縮小した直径サイズの容器でおこなう。

ガス浮遊機器

誘導ガス浮遊（IGF）、溶解ガス浮遊（DGF）、あるいは小型浮上分離装置（CFU）は陸上およびオフショアのトップサイド施設で水処理に幅広く活用されている。この機器は OiW 値を 20ppm まで下げることができ、1メートル当たり 10 ミクロンの大きさの固形物まで除去できる。ガス浮遊ユニットの一般的な設計コンセプトは、生産水の小さな粒子（油滴）に付着し、収集できるよう表面へ浮いてくる小さなガスの気泡を生成する点である。業界では、ガス浮遊機器をサブシー環境で使えるよう研究している。

ろ過機器

ろ過を使って、ろ材のしきい値よりも大きな油滴を捕集することで生産水を精製する。現在のろ過技術では、この文書作成時点で OiW 値を 5~15ppm まで下げることができる。ろ材によるろ過、膜ろ過、および遠心力を使ったろ過がオフショアでの生産水処理に使用されている。ろ材がその寿命に達するか保守時期がきたら、オフラインにして逆洗するか、取り替える。生産水処理のほかに、ろ過機器を使って新鮮な海水の処理もできる。この技術は既にサブシーでの使用が可能で、定期的にダイバーや ROV がろ材カートリッジを交換することでろ過パフォーマンスを維持できる。

6.3.4 ダウンホール分離技術

ダウンホールにおける油と水の分離に対する新しい水管理技術では、坑井の底で生産水を油とガスに分離し、生産水のほとんどを同じ坑井からアクセス可能な位置にある廃棄ゾーンへ再注入し、分離した油とガスが多く含まれる流体を表面へ送るか、生産水を洋上へ別々に送る方法を使う。

今日使用されているダウンホール分離システムには、ガスと液体から液体、液体と固体、液体と液体など、さまざまなシステムがある。使用されている分離の種類は幅広く、坑井自体を使用するものもある。2つの基本的なダウンホール油水分離機（OWS）が開発されており、1つはハイドロサイクロンで機械的に油と水を分離するもの、もう1つは坑井内での重力分離によるものである。DOWS 技術では、電動水中ポンプ（ESP）、プログレッシブキャビティポンプ、サッカーロッドポンプという3種類のポンプ/注入システムが使用されている。

サイクロン型ダウンホール分離システム：

この DOWS システムには数多くのコンポーネントが含まれているが、主要部分としては油/水分離システムとポンプ/注入システムである。これらは油を表面へリフトし、水をより深い地層へ注入する。いろいろな設定があるが、次の2種類の操作方法が可能である。

ポンプスルーシステム（図46）：この設計では、注入ポンプの排出口が分離機の入口に直接接続されている。注入ポンプは分離機を操作して生産水を注入するのに必要な圧力を提供する。生産水を注入するには、油流体を表面へ送る圧力と同じかそれより高い圧力が必要であるが、注入ポンプはその両方を1台でおこなうこ

とができる。注入圧力が低い場合は、通常2台目のポンプを使って油流体をリフトする。2台のポンプを使用する場合、共通モーターで両方を駆動する。

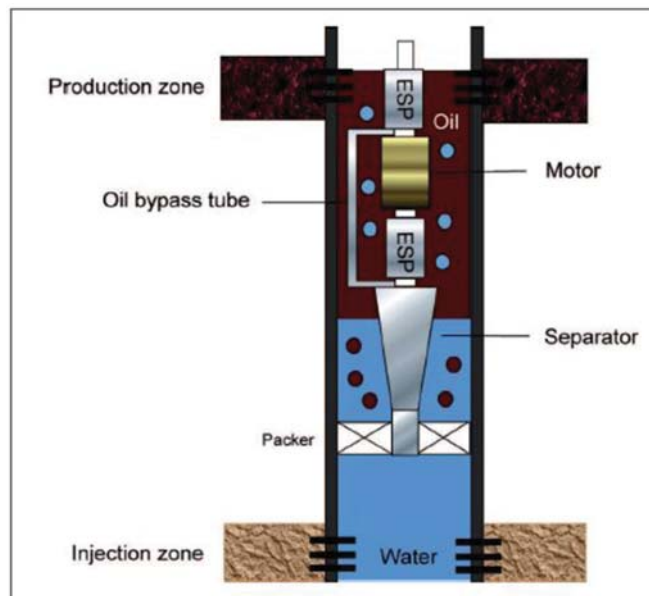


図 46 : ブースターポンプをつなげたポンプスルーシステム [57]

- プルスルーシステム (図47) : この設定では、リザーバーが分離機を通してフローさせるのに十分な圧力を提供し、注入ポンプの吸込管が分離機の排水口に接続されている。ポンプは分離された水を分離機から吸い出し、注入作業に十分になるよう圧力をさらに加える。坑井がスムーズに流れている場合 (人為的なリフトシステムなしに生産物を表面へ送ることができる場合など) をのぞき、油流体を表面へ送るには2台目のポンプが必要である。

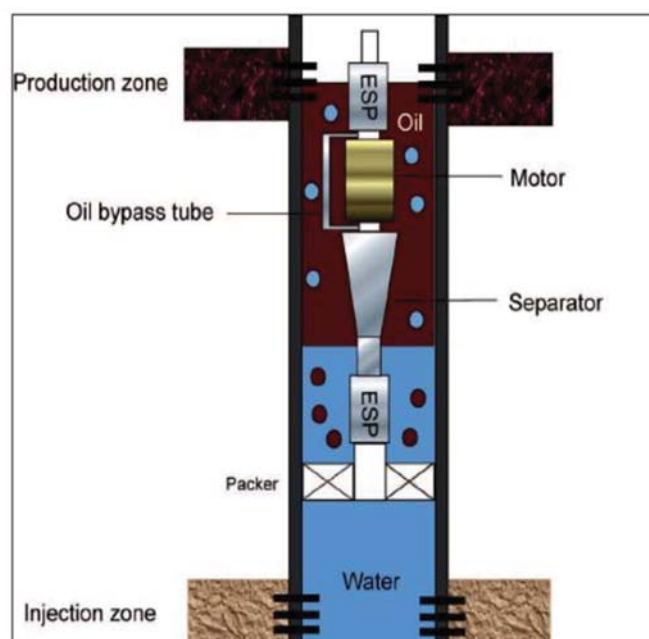


図 47 : プルスルーシステム [57]

重力型ダウンホール：

重力分離プロセスは、坑井の水平部分を分離機として使用することで、ダウンホール油水分離を簡易化する。この位置での液体のプロパティ、温度、および圧力といった条件は、分離に理想的である。分離がトップサイドでおこなわれた場合は数分かかるのに対し、この条件では液体分離は数秒で始まる。このリザーバーの液体は水平分離機へ送られ、生産水から油とガスが分離される。分離された水は圧力維持のために再注入される。

この再注入には、洋上から坑井内のアニュラスを通して送られてきた流体動力で稼働させている油圧水中ポンプを使用する。流体動力は油と水のどちらかで、生産水と混合させて注入ゾーンへと送られる。

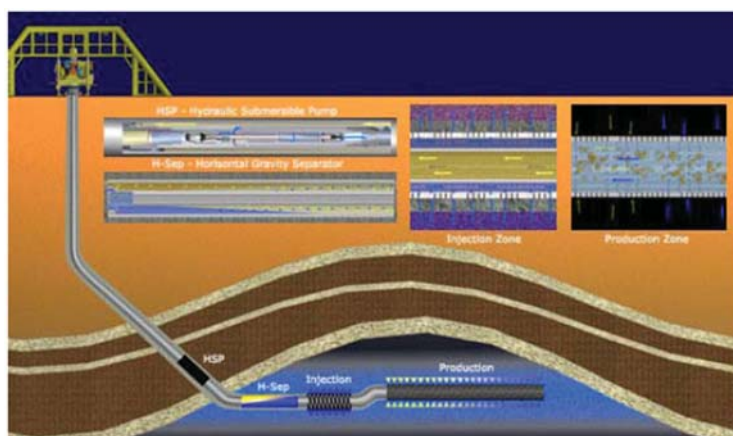


図 48：水平坑井用ダウンホール油-水分離システム [68、69]

6.4 サブシー電力輸送と配電システム

従来の電力システムは、大量の電力を大規模なサブシー機器へ二点間で輸送していた。二次採取など、フィールド操業期間中に追加のサブシー機器をあとから追加する場合、従来のシステムではトップサイドのスペースが限られているために柔軟性とスケラビリティに欠けていた。この新しく推奨されているサブシー電力システムのコンセプトでは、単一の電源ケーブルやアンビリカルを使って電力を海床へ輸送し、そこからサブシーインフラを使って複数個所に配電できる。

図 49 で示しているのはサブシー電力システムのサブシー変圧器、サブシー開閉装置や配電器、およびサブシー変則駆動（VSD）である。このコンセプトは技術認証プログラムを介して、電力の輸送、変圧、配電、規制、および制御のような機能要件と、異なる負荷環境でのシステム保全性について検証されている。



図 49 : サブシー電力システムの例

サブシー電力の輸送と配電の設定は、電力定格、ステップアウト距離、電力施設に基づいて、図 50 で示すように 5 つの種類に分類できる。

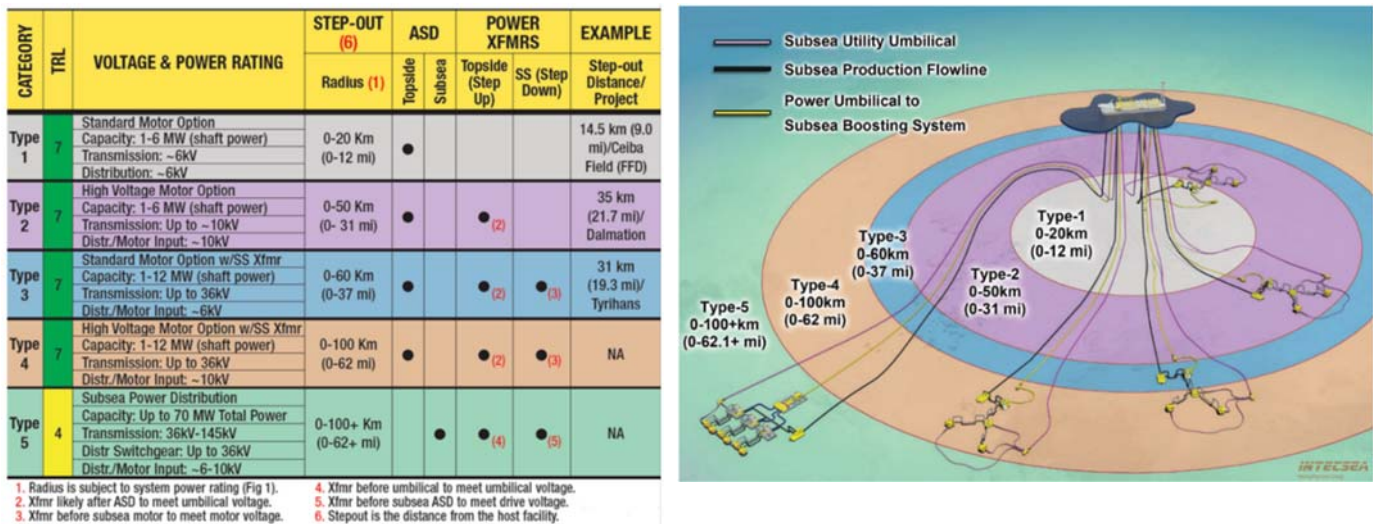


図 50 : 電力ステップアウトの分類 [52]

表 7 は、サブシー機器とシステムの最大電力定格をまとめたもので、雑誌などで発表されている情報を基にしており、サブシーフィールドに必要な電力の予測に使用できる。圧縮機とポンプ（ダウンホール ESP を含む）が最大電力を必要とし、フローを確実にするために使用されるパイプラインのヒーターもタイバックが長い場合は特に多くのエネルギーを消費することが分かる。制御装置と静電気集滴具（分離機内に設置）は最低限の電力しか消費しない。

表 7：利用可能なサブシー機器とシステムの最大電力定格

機器の種類	最大消費電力 (キロワット)
圧縮機	12,500
ポンプ	6,000
パイプライン加熱器 (キロメートルごと)	675
静電気集滴具	100
制御装置	50

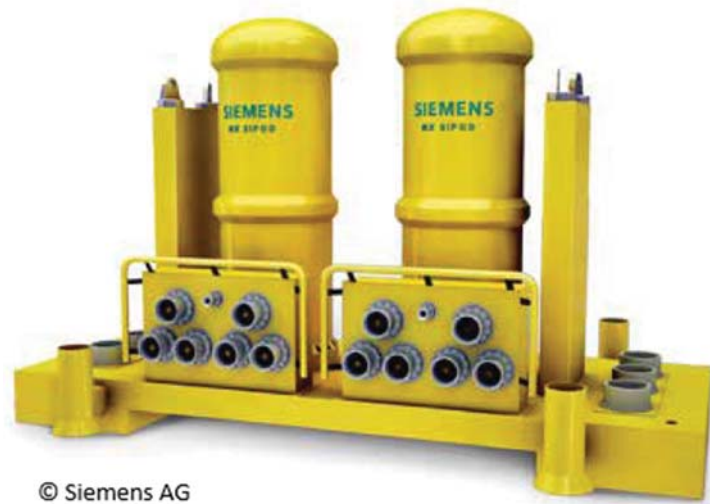
6.4.1 サブシー変圧器

変圧器は電力の伝送と配給に非常に有用である。サブシー変圧器は外部圧に耐えられる強度だけでなく、保守点検の必要性が限りなく低い必要がある。サブシー変圧器は今日までに 20 ヶ所以上で海中設置されており、現場でその能力は証明されている。サブシー変圧器の例については、図 51 を参照。



図 51：サブシー変圧器の例

サブシー変圧器は通常 1 重または 2 重のケースに入っている。内部は液体で満たされており、場合によっては圧力補償を使って異なる圧力のバランスを取ることで変圧器のケースが押しつぶされるのを防ぐ。海水を使って必要な冷却をおこなう。サブシー電力標準化 (SEPS) SP-1002 では、サブシー変圧器に関する設計指導を提供し、概要、機械パラメータ、環境データ、誘電液体パラメータ、冷却と温度制限、建設資材、タンク設計、取り扱いおよび設置要件、電気パラメータ、電流高調波スペクトル、試験、器具の使用と補助システム、アクセサリを文書化するための技術データシートを提案している。



© Siemens AG

図 52 : サブシー開閉装置の例

6.4.2 サブシー開閉装置

開閉装置は、ダウンストリーム電気機器を制御、保護、および隔離するための電気スイッチ、配電器、ヒューズまたは回路ブレーカーで構成されている。電力を個々のサブシー機器に配電するよう設計されている。サブシー開閉装置のコンセプトは研究所環境で検証されているが、まだ実際のフィールド設置は完了していない。図 52 はサブシー開閉装置の例である。

6.4.3 サブシーにおける変速駆動と可変周波数駆動 (VSD/VFD)

VSD と VFD は、モーターの入力周波数と電圧を変えることで AC モーター速度とトルクを制御する電気機械駆動装置で使用する可変速度駆動の種類である。現時点で、サブシーVSD のコンセプトはまだ研究所環境で検証されている段階である。図 53 はサブシーVSD の例である。



図 53 : サブシーVSD の例

6.4.4 サブシーUPS

停電による機能の重大な障害や損失を防ぐため、サブシーUPS は重要なモジュールに対してあらかじめ設定しておいた時間、電力を不断に提供できる。モーターの磁気浮上型ベアリングと羽根車の主軸、サブシー生産通信、器具の使用と監視などが重要なモジュールの一例で、緊急停止時（ESD）にフェールセーフ動作が可能な UPS で保護することができる。

サブシーUPS は、バッテリー バンク、コントローラ、バッテリー充電モジュールの 3 つの主要コンポーネントで成り立っている。業界では、サブシーUPS のバッテリー容量を 150kW のユニットで最高 690V AC/15.5A、40kWh のユニットの場合は 375V DC/75A が適切だと考えられている。ただし、デ이지チェーンやハブの設定の場合は調整することもできる。

6.4.5 サブシーコネクタとペネトレータ

ケーブルを接続する機器には、ドライメート型コネクタ（DM）、ウェットメート型コネクタ（WM）、およびペネトレータ（PEN）という異なる 3 種類がある。

- ドライメート型コネクタは洋上で準備してからサブシーに設置する。シールされているため水中でも操作できるが、接続と再接続の際は電源につないでいる機器をいったん洋上に上げる必要がある。
- ウェットメート型コネクタは水中で機能するため、電源を切れば水中でも接続と再接続が可能である。
- ペネトレータは、高圧（HV）コンダクタが坑井やタンクなどの部分内を通ることができるようにする。そのため、その部分で接続フランジや固定デバイスをペネトレータの一部にする。ペネトレータは通常ケーブルを機器に結線して固定してしまい、分配するよう設計されていないため、コネクタに比べてシールが少なく、柔軟性に欠ける。

6.4.6 サブシー電力ケーブル

電力ケーブルあるいは電力アンビリカルを使って、電力を洋上/オフショア施設からサブシー機器へ送る。電力ケーブルは、コンダクタ、断熱材、充填剤、金属レイヤー、金属スクリーン、金属外装、金属保鏝装、およびオーバーシースから成り立っている。場合によっては、IEC 60502-1、IEC 60502-2、および Cigre TB 490 を高圧あるいは超高圧の電力ケーブルのための設計ガイダンスとして使用できる。

ダイナミック電力ケーブル（ケーブルの一部が自由に動くか海底に静止していない）の設計は、深海での敷設における技術的課題である。PowerCab JIP はクロスセクションの最適化に成功しており、100MW、132kV、525A の電力ケーブルを軽量化し、2000メートルの水深の使用において延長疲労寿命を可能にした。図 54 では、サブシー電力ケーブルの 5 つの主な分類とその特性をまとめたものである。

動的疲労に加えて、誘起電圧や高調波などを最低限に抑えるための電力コンダクタの最適な配置を調査するための認証プログラムが実施されている。その結果、概して単一三

相回路の場合は三角結線、あるいは複数の単一三相回路の延長であれば、上記のような不要な影響を低減できることが分かった。





Cable Type					
Insulation	XLPE, EPR	XLPE	Oil/Paper or XLPE	Extruded	Mass-impregnated
Rated Voltage	33 kV AC	150 kV AC	420 kV AC	320 kV DC	450 kV DC
Maximum length	20 - 30 km	70 - 150 km	< 50km	> 500 Km	> 500 Km
Typical rating	30 MW	180 MW	700 MW / Three cables	1000 MW/ Cable pair	600 MW / Cable
Image source	NSW, Germany	Nexan, Norway	Nexan, Norway	ABB, Sweden	ABB, Sweden

図 54 : サブシー電力ケーブルの 5 つの主な分類 [58]

6.4.7 設計

IEEE/IEC 61886 委員会では、サブシーにおける変圧器、電力の輸送と配電、中電圧 (MV) ペネトレータとコネクタ、およびサブシーの静的ケーブルと動的ケーブルの設計要件を開発するためのロードマップを提供している。サブシー開閉装置とサブシーVSD は研究所環境で検証されている。現在、こ海底電力標準化 (SEPS) JIP が、サブシー電力機器とコンポーネントのための設計ガイダンスを準備している。

サブシー電源システムに伴う一般的な課題には次のものがある。

- 将来のフィールド変更のための柔軟性を失うことなくコンポーネントの設計を最低限に抑える
- あらゆる負荷条件における電気シミュレーションを実行する
- 強固で恒久性が高く、水を遮断および密封できる技術を設計する
- 圧力補償とバリア技術を開発する
- 電力輸送ロスを最低限に抑える
- 電流高調波を軽減する
- 必要な設計寿命を提供する
- AC腐食を防ぐ
- 周辺インフラにおける電磁場 (EMF) の影響を最低限に抑える
- 組み立て、設置、および回収コストを最小限に抑える

7 サブシー生産システムの操作

ほとんどのサブシー構造は陸上で組み立てられ、オフショアの設置場所へ輸送される。サブシーハードウェアを設置場所まで移動させるには、積み出し、搬送、および設置作業の3つの作業がある。代表的なサブシー設置設作業は、降下、着地、およびロックの三段階に分かれている（例：サブシーツリー、マニフォールド、およびジャンパー）。

7.1 設置

7.1.1 代表的な設置船舶

サブシー構造物の設置には、次のような船舶が使用される。

- 輸送用バージとタグボート
- ジャッキアップリグ、セミサブマーシブル、および掘削船
- パイプ敷設船およびアンビリカル敷設船
- 重量物運搬船
- ROV対応船、潜水支援船、油田支援船などのオフショア支援船

輸送用バージとタグボート：

通常、サブシー構造は陸上からオフショアの設置場所へ輸送用バージを使って搬送される。いったんオフショアの設置場所に到着したら、その構造物を輸送用バージから掘削リグ、または建設用支援船へ移される。図 55 は代表的な輸送用バージとタグボートである。



© Padsa/Shutterstock



© botulinum21/Shutterstock

図 55：輸送用バージとタグボート

掘削支援船：

掘削支援船は主に掘削作業のために設計されているが、対応可能な水深範囲、吊り上げ能力、位置決め能力などの設置に有用な機能があるため、サブシー生産システム（SPS）の設置にも使用される。掘削支援船には、ジャッキアップリグ、セミサブマーシブル、および掘削船がある。

ジャッキアップリグや甲板昇降式掘削装置は、その構造の一部が海床にしっかり接触しているため非常に安定した掘削プラットフォームを提供できるだけでなく、簡単に別の場所へ移動できる。図 56 は代表的なジャッキアッププラットフォームである。



図 56 : ジャッキアップリグの例

セミサブマーシブル :

深い水深が原因で浮体位置から掘削する場合はセミサブマーシブルを選ぶ。セミサブマーシブル（半潜水型）リグは船のように洋上に浮いている。目的地まで曳航され、フロート部分を一部水に沈めてリグの一部が潜水した状態になる。図 57 は代表的なセミサブマーシブルの例である。構造体の主要部分が海面下にあるため、掘削船に比べて波の影響を受けにくくなる。セミサブマーシブルは自動船位保持方式またはアンカーを使って定点を保持する。この種類のプラットフォームは水線面が小さいという利点があり、波の影響を受けにくいため安定性があり、自立期間が長く、大水深においても稼働できる。



図 57 : セミサブマーシブルの例

掘削船 :

掘削船は掘削リグを搭載した船体で、深海における油田掘削のための機材を搭載している。掘削船はセミサブマーシブル掘削支援船に比べて積載容量が大きいが、動揺特性では劣る。図 58 は掘削船の例である。



図 58 : 掘削船の例

パイプ敷設船：

パイプ敷設船は、水深や天候といったフィールドの特性に基づいたパイプを敷設する方法で分類できる。最も一般的なものは、S-レイ、J-レイ、およびリール型の3つである。

S-レイ工法はオフショアパイプラインの設置に長い間使用されてきた。S-レイ型敷設船は広い甲板の操作スペースがある。パイプのジョイントの組み立てラインは、メイン甲板の中央または側面にあり、パイプコンベヤユニット、溶接、MDT 検査、およびコーティングの各ステーションがある。船尾はスティンガーを持つ傾斜滑り面へ続いており、海底のパイプラインの S 形状（パイプラインに沿った曲げ圧力とその配分）を制御する。図 59 は、従来の S-レイ敷設船の図を示している。

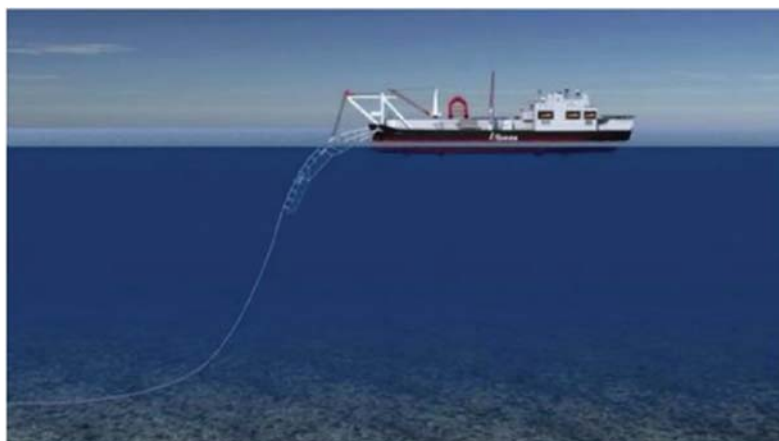


図 59 : S-レイ型パイプラインの設置 [59]

J-レイ型船は、S-レイ型船のスティンガーと異なり、J-レイのタワー/ランプを使ってパイプラインを設置する。図 60 は、J-レイランプを持つ J-レイ型船を描いたものである。J-レイ工法は、パイプがほぼ垂直（60～87 度）の敷設船から繰り出される。S-レイと異なり保守するためのオーバーバンドがないため、スティンガーは必要ない。この種類の操作は、深海におけるパイプライン設置のために開発された。

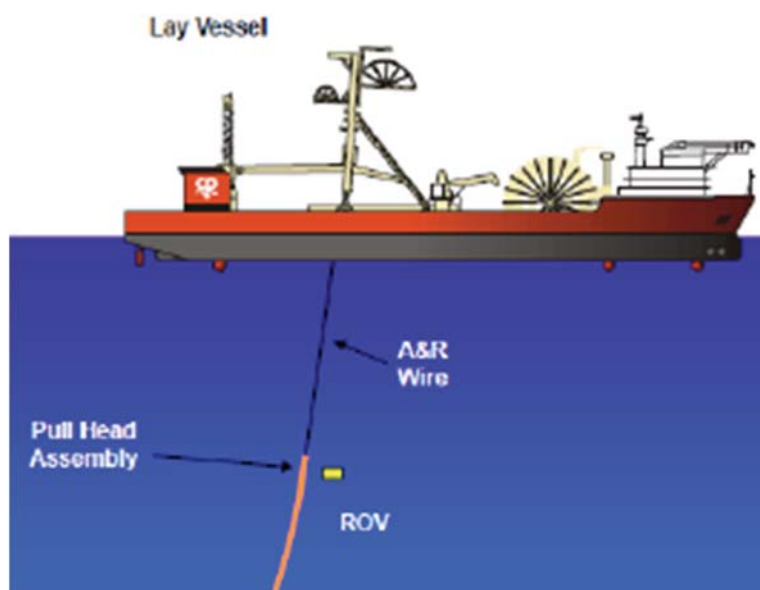


図 60 : J-レイ型パイプラインの設置 [59]

代表的なリール型敷設船は、通常 16 インチ (0.406m) 未満の長い小さな直径のパイプラインを敷設する経済的なツールを提供する。このパイプラインは陸上で組み立てられ、スプールするために建設された船の甲板中央の大きなドラムに巻き取られている。オフショアで敷設するにはこのパイプをドラムから引き出し、特殊な修正ランプでまっすぐに戻される。ドラムのパイプラインは船の航行スピードに沿って巻き出していく。S-レイ型とよく似た設定で海底に敷設されるが、多くの場合急こう配のランプを使って J-レイ型と同じようにオーバーベンドの曲率は修正される。このようなパイプ敷設船はシンプルなパイプ敷設デバイスで簡単に操作でき、良好な敷設速度を提供する。図 61 は代表的なリール型敷設船を示している。



図 61 : リール型敷設船の例

アンビリカルは、リール型とカーセルのどちらの敷設船でも設置できる。リール型のほうが積み出しが容易である。アンビリカルは最大設置長さは 3~15km (1.9~9.3 マイル) で、リールの直径によって異なる。アンビリカルのあるリールの限界総重量は 226 トン (250 米トン) である。ただし、カーセルでは 62 マイル/100km を超えるより長いアンビリカルを設置でき、フィールドのスプライスを避けることができる。ただし、専用の船舶と 6~10m/分 (22-33 フィート) のより長い巻き出し時間が必要となる。図 62 は、カーセル敷設船の代表的なものである。



図 62 : カーセル敷設船の例

重量物起重機船：

重量物起重機船（HLV）は何千トンという重さを持ち上げることができる特別なクレーンを搭載した船である。テンプレートのように巨大で重いサブシー構造物を持ち上げるには HLV が必要になる場合がある。多くの HLV は 454～907 トン m（500～1000 米トン）の起重容量があるが、通常の建設船に搭載されているクレーンは 226 トン（250 米トン）未満しかない。HLV の安定性と耐航性能が最も重要な特性である。図 63 は代表的な重量物起重機船である。



図 63：重量物起重機船の例

オフショア支援船：

オフショア支援船は、フィールド掘削、建設、廃止、および撤去を支援する特別な船である。支援船の用途には、通常測量、待機、検査、および監視といった設置支援などが含まれる。オフショア支援船には次のような種類がある。

- ROV支援船（RSV）
- 潜水支援船（DSV）
- 測量船
- オフショア支援船または油田支援船（FSV）

ROV 支援船は、サブシー介入する ROV を保管、配置、および支援するための特別機器と場所を持つプラットフォームである。潜水支援船は、ダイバーと洋上のコミュニケーション、サブマーズブル、潜水高圧室、加圧室などプロのダイバーによるサブシー介入に必要な特別な潜水機器を搭載したプラットフォームである。

測量船は、海洋物理学、化学、地質学、地形、水文学などサブシー生産システム設置に必要な研究のための器具や研究設備を備えたプラットフォームである。

油田支援船は多目的船舶で、輸送、供給、救援、潜水支援などをおこなう。



図 64 : オフショア支援船の例

7.1.2 船舶の要件と選択

サブシー坑井を係留されているホスト施設（セミサブマーシブルや FPSO など）へ接続するパイプラインとアンビリカルの使用は、機能が証明されているサブシー配置である。このサブシーの開発シナリオには、次のような設置作業が必要となる。

- サブシークリスマスツリー、マニフォールド、PLET/ PLEM、UTA、SDUなどの吊り上げと設置
- アンビリカルとパイプラインの敷設
- サブシータイイン
- サブシー開発のための船舶を選択する際に次のような要因を考慮する必要がある。
- 設置作業：何を設置するのか
- 環境条件：設置場所の水深はどれぐらいか
- 船舶機能：船舶に必要な機能や要件
- 費用：見積予算はいくらか

船舶は安定したプラットフォームで、必要な作業のための特別な機器を保有する。このような特別な機器は、設置作業をおこなう前に船上に集めて準備され、その作業がすべて完了するとオンショアの基地へ戻される。パイプ敷設船や潜水支援船といった特定の目的のためには、必要な特別機器を装備した特別船舶が使用される。

サブシーハードウェア設置のための船舶には掘削船、パイプ敷設船、あるいはオフショア支援船などがある。サブシーハードウェア設置に使用される重要な船舶機能には次のようなものがある。

- プロジェクト用機器のための甲板の積み込み容量とデッキ面積
- クレーンの能力と範囲
- 船舶海上挙動（RAO）
- ROV要件
- 収容力
- 運搬速度
- 測位要件

パイプ敷設船の選択には、特別な機器のための次のような追加要件がある。

- テンショナー能力
- ウィンチの廃棄と回収
- ダビット能力
- 製品貯蔵容量

7.2 プランと試運転

サブシー生産システムは数多くのユニークなコンポーネントで成り立っている。よく準備された実行計画はプロジェクトの成功に必須である。プロジェクトの展望には達成しようとする目標の視点が反映されており、プロジェクトのあらゆる面が説明・対応されている計画でなければならない。プロジェクトの実行計画は進捗状況によって変わってくる。特に設計は変更されることがあり、変更の可能性が高い設計には次のようなものがある。

- プロジェクトに必要なリソースと期間
- 提起されたプロジェクトへの解決策の開発と提示
- 重要な作業項目の識別
- プロジェクトの特定要素に関するコンティンジェンシープラン
- プログラムの最適化要素

7.2.1 機器、システムへの組み込み、および試験

個々の機器に対して、取り扱い、安全性の検査、試験、保守、修理、改修といった輸送、維持、保管のための計画に加えて、積み出し計画、設置計画などを立てる必要がある。

製造、組立、試験、設置、および試運転/システム仕上げ中の信頼性、健全性、および技術リスクの管理は、必要な手順の一部である。このような計画の実装は、オペレーター、サブシーシステムのプロジェクトチーム、あるいはサプライヤ/契約者によって実行される。この件に関するより詳しい情報と指導は API 17N にある。

陸上および設置前の試験を使って、アクセス可能な環境で障害を早期に検知することで、より効率的な記録と修正が可能になる。通常、多数のコンポーネント、組み立て、およびシステムが指定要件に従って製造され、用途に適した状態であることを確認するため、サブシー機器に対してはさまざまな試験がおこなわれる。

パフォーマンス試験は、応答時間の計算、操作圧力、液体の量、および障害の検知やシステムのシャットダウン操作に関するデータを収集できる。検証されていない設計の場合は反復性と操作寿命を確認するため、繰り返し試験とメークブレイク試験も組み込んでおく必要がある。信頼度成長試験と加速寿命試験は、信頼度パフォーマンス対象の検証に必要である。

サブシー生産システムに対して、通常次のような試験がおこなわれる。

- 工場受領試験 (FAT) : 製品に対する特定の要件が満たされているかどうか確認する試験。
- 拡張工場受入試験 (EFAT) : インターフェース製品セットのための特定要件が満たされているかを確認するための試験。

- 互換性試験（ICT）：設置場所において他の組み合わせる製品とインターフェースさせる可能性のある同一製品の互換性要件が満たされていることを確認するための試験。
- システム機能性試験（SFT）：完全に機能するシステムを形成する製品セットの指定された適用性のための要件が満たされていることを確認するための試験。
- システム統合試験（SIT）：統合システムを形成する製品セットの指定された目的への適用性に対する要件が満たされていることを確認するための試験。
- 施設受信試験（SRT）：ある施設から他の施設へ輸送された製品に対する指定要件が満たされていることを確認する試験。
- 事前導入試験（PDT）：導入準備が完了した製品のための指定要件がまだ満たされていることを確認する試験。

7.2.2 設置と試運転

設置作業はプロジェクトにとって大きな意味を持ち、詳細な計画と管理を必要とする。プロジェクトマネージャは、エンジニアリングチーム、設置チーム、設置作業契約者、施設製作チーム間で、計画とインターフェース管理が設定されていることを確認しなければならない。設置作業の管理は特殊作業で、特化した知識と能力がチーム内に求められる。

「システムの仕上げ」という用語はより包括的な意味を持ってきており、試運転は以前よりも頻繁に言及されている。これには次のものが含まれる。

- 定義された試験がすべて成功裏に実行されている。
- メカニカルコンプライアンスが検証されている（フィールドの建設と設置が完了し、機械面の完全性が検証されている状態）。
- プレコミッショニング（機器が完全動的試験をおこなうために必要な準備ができているか検証する作業を含む）。「静的試験運転」とも呼ばれる。
- コミッショニング（システムがスタートアップの準備ができていることを動的に検証するための作業を含む）。「動的試験運転」とも呼ばれる。
- スタートアップ（液体をシステムへ送り込む作業を含む）。
- パフォーマンス試験（設計と契約で定めたパラメータに対してパフォーマンス試験を実行することを含む）。

パフォーマンス試験が成功に終わると、施設の責任はプロジェクトチームから操業チームへと移行するのが通常である。

7.3 操業

サブシステムライフサイクルはいくつもの段階を経て開発および操業される。ライフサイクルのプロジェクト段階における作業は、設計の信頼性や完全性、そしてその管理しやすさに焦点があてられる。操業中は、その完全性の管理、実働時間比率、データ収集、および障害の根本原因の解明が焦点となる。重要なのは、操業チームは設計段階中に操業面の重要部分がきちんと考慮されるようにすることである。

7.3.1 完全性の管理

サブシー機器の作業中における状態は、サブシー制御システム、定期海中検査の実行、腐食制御、状況監視（水圧と電気）、ツリーバルブのような重要機器の完全性のルーチン検査を介して管理しなければならない。

完全性管理のステータスにおける初期検査は、施設の初期段階の状況を定義し、既知の危険性やその可能性に対して比較するため、サブシー施設操業の早期段階におこなわなければならない。サブシーシステムの人工バリアは、実際の操作に適しているかどうかデモンストレーションをおこなう必要がある。サブシーの緊急対応手順には、操業可能なサブシーシステムの修理と復元の実施に関する手順と技術も含まれていなければならない。サブシーシステム状態の完全性は定期的に再調査する必要がある。サブシーシステム作業の監視と検査は、リスクアセスメントの結果に沿って優先度をつけ、データ分析の結果によって再評価しなければならない。

API 17N には、サブシーシステムのライフサイクルを通して信頼性と完全性を適切なレベルにどう管理するか、また最前線の作業場における信頼性、完全性、エンジニアリングと運営側における完全性管理と保守の間でどう折り合いをつけるか、理解に有用な情報が提供されている。

7.3.2 生産の管理

サブシーシステムの日常業務は、適切な操作パラメータのすべてを注意して制御する必要がある。サブシー生産システムは、サブシーの水／油注入システムに比べて多相フローにかかわるため、スタートアップ、シャットダウン、および固形物管理を含むいくつかの関連課題について注意して管理しなければならない。

ほとんどのサブシー生産システムは、フローアシュアランス/固形物管理方法の一部として化学薬品の注入に依存している部分があるため、化学薬品注入システムの管理には特に注意が必要である。特に、API TR5 と API TR6 に記載されているラインや注入ポイントの閉塞については注意しなければならない。

サブシー生産システムにとっては、ドライツリーを使用している生産システムに比べて、生産の最適化とリザーバーの長期管理もサブシー坑井の試験など、問題が多い部分である。

7.3.3 海底と洋上の機器の保守

チョーク送入、制御モジュール、バルブ、流量計、マニフォールド、テンプレートその他、海底やその付近にある機器に対して、モジュラーを交換したり、ROV やダイバーによるその位置での修理などを介してさまざまな保守タスクを実行する。IMCA D044 には、サブシーシステムへダイバーがアクセスしておこなう隔離および介入に関する指導が記載されている。

生産制御システムのコンポーネントや化学薬品注入システムなど、洋上機器は保守提起プログラムを実装して保守点検する。

障害報告手順を実行し、すべての機器の障害は相手先商標による製造会社（OEM）に通知する必要がある。

7.3.4 坑井介入

坑井には縦方向でアクセスするが、適切なサブシーあるいは洋上 BOP 機器は必要なサービス条件を満たし、業界で受け入れられている使用方法や該当する規格に準拠した状態で設置されなければならない。

稼働中の坑井液体にさらされる危険性がある坑井介入を実行する前に、サブシー坑井の安全性が保証されていなければならない。C/WO ライザーシステムの設計、保守、検査、および操作について詳しくは、API 17G を参照。

サブシーツリーや坑口に接続されているツールを下げたり接地させる際は、接地されているコンポーネントへのダメージの可能性を最低限に抑えるよう最大の注意を払う必要がある。

坑井介入の完了後、ダウンホールとツリーコンポーネントを適切な設置手順に従って再設置して試験しなければならない。

坑井介入中の坑井制御はワークオーバー制御システムを使用する以外に方法はない。坑井介入船舶からホスト施設を使った信頼できる通信方法を使って近隣の坑井をシャットダウンすることで可能になる。

7.4 廃止措置

廃止措置は油田およびガス田プロジェクトの最終段階である。フィールドの生産サイクルが終わりにきて、使用可能な石油やガスがすべて処理されたら、施設は解体し、周辺地域を元の自然な状態に戻す。これは石油業法 1998 で定められた状態である。

この処理には坑井の清掃と埋め立て、およびインフラとプラットフォームの撤去が含まれる。場合によっては、コンダクタパイプの一部をその場に残して海洋生物のための人工岩礁にすることもありますが、多くはすべて撤去して環境への影響を最小限に抑える。

プラットフォームの一部は他のプロジェクトで再使用あるいは再生利用されるか、オンショアへ戻してからスクラップとして廃棄される。撤去が終わったら、海床の瓦礫をすべて除去し、リース前の状態に戻す。

廃止措置には 10 段階ある。[60]

- 1) プロジェクト管理：廃止措置とリース解約を確実にこなうために契約義務をよく確認し、何年も前の坑井の寿命が始まる時点で合意した手順に従う。廃止措置作業の規模を考えて、新規坑井の建設に必要な管理と同じ方法で事前にリソースと予算を準備しておかなければならない。プロジェクトの技術的な面に対してそれぞれの専門家に依頼する必要がある。
- 2) エンジニアリングと計画：エンジニアリング分析をプロジェクト全体におこない、廃止措置のための包括的な計画を作成する。プラットフォームの各部分の撤去において、安全面と環境面での要因を細かい点まで考慮しなければならない。廃止措置の次のような段階でおこなう個別の作業ごとに、事前に十分な計画を作成する必要がある。
- 3) 許可と規制の遵守：どの作業でも実行する前に、数多くの法的要因および規制要因をクリアしなければならない。坑井の位置によって地元の法令に順じなければならないこともある。たとえば、北海リグの場合、石油業法 1998 と 1992 年に 15ヶ国の代表によって合意された OSPAR 協定の対象である。環境要因と計画した作

業による影響は承認される許可に大きな影響があり、オペレーターは、包括的な計画の準備と、プロジェクト周辺地域の最新測量を確実に実施しなければならない。

- 4) プラットフォームの準備：すべての廃止措置プロセスをおこなう前に、プラットフォームの準備をしなければならない。まず第一に残留炭化水素を取り除く。すべてのパイプ、タンク、機器、その他、危険物質や掘削の残留物があるところをすべて清掃する。廃止措置プロセスをおこなう時点で、海に流れる量が可能な限り少なくなるようにすることが重要である。さらに、プラットフォームの機器やインフラの一部ではないものはこの時点ですべて撤去する。パイプやケーブルは、甲板モジュールの間で切断する。アイプレートを取り付けてモジュールを吊り上げる。構造を補強する。水中作業員は付着している海洋生物を除去し、ジャケット施設の取り外しを準備する。
- 5) 坑井の閉栓と廃棄：これは廃止措置処理の主要部分となる。海中で開いたままの坑井が環境問題を引き起こさないように、坑井は清掃し、坑井内に注意して栓を設置しなければならない。開いている穴や、坑井底部にある穿孔はすべて栓をする必要がある。ケーシング残滓、アニュラースペース、および表面プラグも、プラグ間のスペースを埋める液体を使って埋める。完全性と適切な位置に固定されていることを確認するため、プラグはプロセスを開始する前に圧力試験をしておく。
- 6) コンダクタの撤去：パイプとそのケーシングは、地域の担当者が構造の種類や海底の条件に基づいてそれ以外の条件を承認しない限り、海底より少なくとも15フィート深いところに除去しなければならない。この除去作業は時間のかかる処理で、爆発物、機械、あるいは研磨による切断方法を使ってケーシングを40フィートごとに切断する。切断した部分はケーシングジャッキでバラバラにし、プラットフォームのステージングエリアに設置したレンタルクレーンで外す。その後、ボートに載せて港まで戻し、オンショアの廃棄場所まで輸送する。
- 7) デリックバージの動員と動員解除：プラットフォームを吊り上げて移動するには、通常デリックバージを使用する。計画の時点で、トップサイドをひとまとまりのまま、モジュール群別、あるいは小さな部品に分けるなど、どのように撤去するか決める。それにより、必要なデリックバージのサイズと吊り上げ能力が決まる。
- 8) プラットフォームの撤去：小規模のプラットフォームであれば、十分な吊り上げ能力のあるデリックバージでまとまった1つのまま撤去する。最も一般的な方法として設置された時の順序とは逆にトップサイドを外していくか、必要に応じて小さな部分に切断し、プラットフォームクレーンやデリックバージのクレーンを受かって撤去する。トップサイドの撤去に続いてジャケットとサブシー部分を撤去していく。
- 9) パイプラインと電力ケーブルの廃止措置：内務省海洋エネルギー管理局（BOEMRE）がパイプラインや電力ケーブルが環境に悪影響がないと判断した場合、あるいは商業用漁船の航行に干渉しないと判断した場合、それらを廃止してそのままそこに廃棄できる。パイプラインの場合、フラッシングしてからプラットフォームから外し、海水で満たす。開いたほうの端をコンクリートの下に入れて固定してから海床より3フィート下に埋める。BOEMREが許可段階の検証で環

境に悪影響を与えると判断した場合、すべての部品を他のプラットフォームの部分と一緒に撤去しなければならない。

- 10) 資材の廃棄とサイトクリアランス：プラットフォームの状態と種類により、部品を他のプロジェクトで再利用したり再製品化することができる。それ以外では人口岩礁を形成する海洋のほかの区域に移送するか、廃物として指定廃の埋立ごみ処理地や二次加工所などに送られる。その後サイトクリアランスを実行して、除去処理中に出た破片がないかマップして除去し、環境に悪影響がないかどうか確認する。遠隔操作無人潜水機（ROV）やダイバーを使って破片を除去し、さらにその辺りを走査する。最後に、底引き調査を実施して当該エリアがクリアになったことを確認する。

8 各種規制と業界標準

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則制度には2つのモデルがある。

規範的取り組み：

この方法は、様々な規制の詳細に準拠するようオペレーターに要求・強制するものである。通常このような規制はその地域の石油およびガス規制当局が開発・実施しており、多くの場合管海官庁とも関わっている。通常、このような規制は細かい業界規則、技術における国内または国際標準、および国際コードに基づいている。このモデルではオペレーターが規制に準拠する責任を負い、準拠の検証は所轄官庁自身が行うか、その業務を許可を受けて請け負う独立した第三者が行う。

ゴールベースの取り組み（別名“セーフティ ケース”取り組み）：

この取り組みはもともとイギリスで始まったもので、1988年のPiper Alpha事故に関するCullenレポートに端を発している。この方法は、オペレーターが運航ごとに危害とその恐れを分析し、安全対策を準備して、企業があらゆる事態を想定した準備をするよう確認する。安全対策は、可能性のある危害に対処する軽減措置を決め、その軽減措置が適切に取り入れられているかどうか確認するためにオペレーターが使用するパフォーマンス基準を定義する。安全対策の取り組みにおける基本コンセプトは、設定されている管理システムが法の定めた健康および安全性の要件に正しく準拠しており、監査と報告のシステムを設定し、可能性のあるすべての主要危害の識別と判断をすることを十分に示さなければならない点にある。同じコンセプトに基づいていても、安全対策の形態は異なる特性と強化モードになる。オーストラリアにおける規制モードはイギリスの規制モードから派生した安全対策で、安全性と社会科学および行動科学の知識を活用するエンジニアリング取り組みを取り入れている。ノルウェーでは、オペレーターごとに内部安全管理システムの設定が義務付けられている。これは、基本的な安全機能をどのように実現し、自身のパフォーマンスを監査して、政府からの監査に準じていることを十分に示されなければならない。表8は、世界の主要石油生産国とその規制モードをまとめたものである。

表 8 世界の主要石油生産国とその規制モード

米国	アメリカ合衆国沿岸警備隊、BSEE、BOEM、EPA、PHMSA	規範的
サウジアラビア	石油鉱物資源省と石油鉱物資源省	
ロシア	天然資源環境省、エネルギー省、財務省、連邦料金局、連邦反独占庁	
中国	国家能源局、国家発展改革委員会、商務部、国土資源部、環境部、 国家海洋局	
カナダ	国家エネルギー委員会、および州の管轄庁 (アルバータ州エネルギー資源保護委員会 が最大)	
アラブ首長国連邦	最高石油評議会、アブダビ国営石油会社、ドバイ・エネルギー最高評議会	
イラン	最高エネルギー評議会	
イラク	石油省、天然資源省	
ブラジル	国立石油・天然ガス・バイオ燃料庁	
メキシコ	エネルギー事務局 (SENER)、国家炭化水素委員会	
クウェート	最高石油評議会、石油省	
ベネズエラ	ベネズエラ国営石油会社 (PDVSA)	
ナイジェリア	石油資源局、石油省	
カタール	エネルギー省	
マレーシア	ペトロナス	
リビア	国営石油会社	
アンゴラ	石油省	
ノルウェー	ノルウェー標準化協会	ゴールベース
英国	気候変動省内の課、石油・ガス局、安全衛生庁	
オーストラリア	海洋石油安全環境管理庁	

8.1 米国の規定の枠組み

連邦大陸棚 (US OCS) で操業しているオフショア施設に対する既定の枠組みは、重複している規制機関とそれぞれが対応する規制、ポリシー、および要件から成り立っている。

14 の連邦取締機関がオフショアユニットに対する合衆国政府の規定枠組みを作成しているが、BOEM、EPA、BSEE、USCG、および PHMSA の 5 つがこの業界に関係がより深い機関である。図 65 と図 66 にその役割と関係を示す。

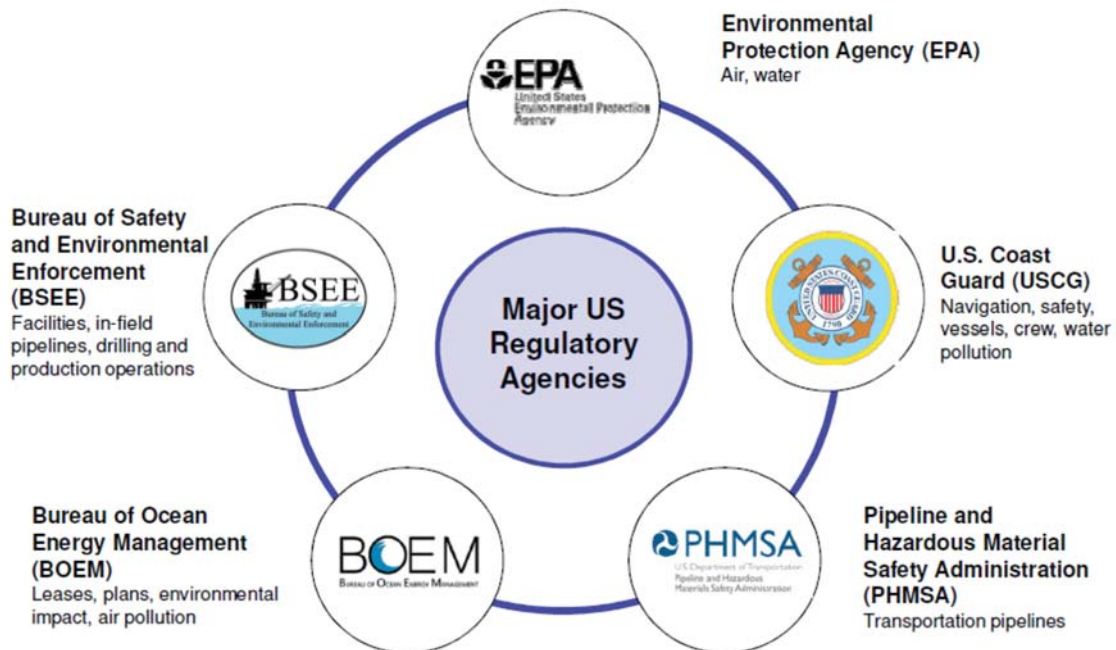


図 65 : 米国における各機関の役割と管轄

連邦大陸棚（OCS）においてオフショア石油およびガス生産施設の主な米国管轄庁は、アメリカ合衆国沿岸警備（USCG）と連邦安全・環境執行局（BSEE）の2つである。どちらも運営におけるアセットインテグリティとオペレーションの安全性に焦点をあてている。

EPA、BOEM、および PHMSA も米国の OCS における重要な規制官庁であるが、オフショア油田およびガス田オペレーションに対する強制力は限られている。

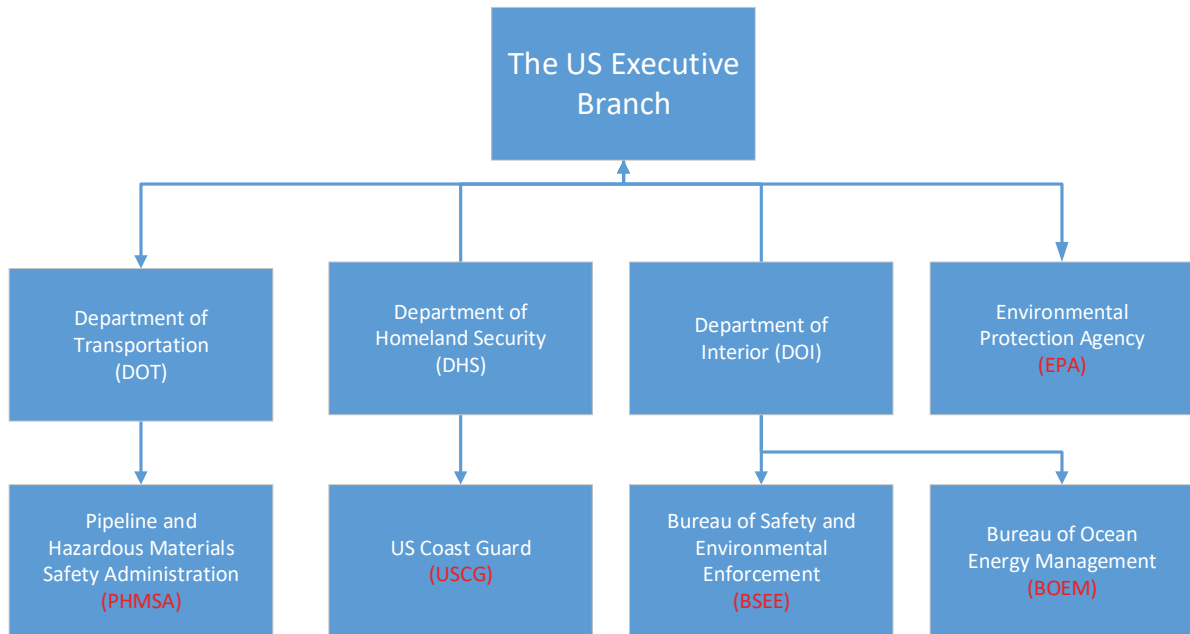


図 66：連邦政府組織図内のオフショア規制管轄機関

図 68 は、各機関が管轄をどのように分けているかを図解している。複数の規制機関による連邦大陸棚に対する責任は、他の連邦政府機関のそれと重なっているものがいくつもある。省庁間が協力し合って、このような共有している規制管轄部分をより効率的に統一した取り組みができるようにしている。責任の影響がおよぶ対象は連邦パートナーやその他の機関との合意の上、協議書と合意覚書（MOU、MOA）と政府機関間同意（IAA）によって識別されている。

8.2 米国オフショア石油安全規制

石油とガスのオフショアオペレーションに対する法律の制定と規制に使用される法令文書には、図 67 で示すように 3 つのレベルがある。

- 法令
- 連邦規則集（CFR）
- 政策文書、賃借事業者への通知（NTL）、航行および船舶検査に関する回章（NVIC）

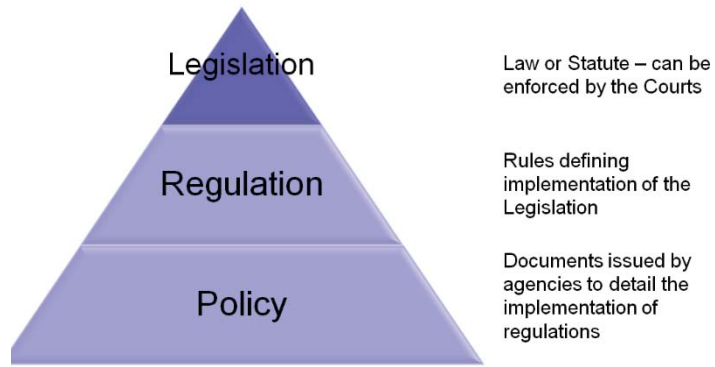


図 67 : 規定の構造

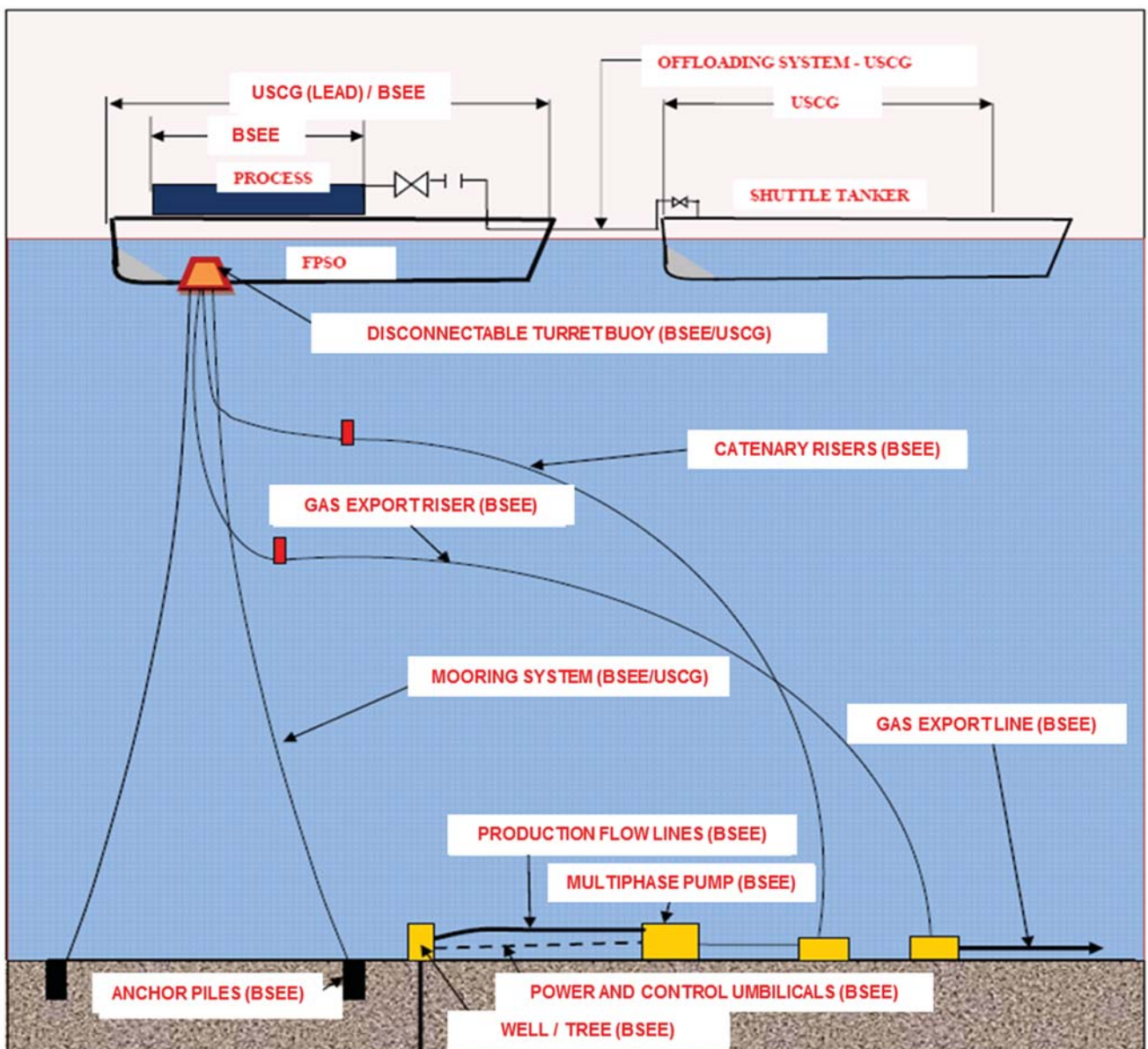


図 68 : OCS パイプラインとプラットフォームに対する OCS の管轄

米国における立法は国家を規制する最高レベルの成文法で、国での生活に関するすべての面を対象とした法律を設定する。立法は通常議会によって作成され、大統領が承認する。各法律は、一般に国民、民間企業、官公署が従うべき最高レベルの要件と方針を定める。

規則は、立法を定義するのに使用される法律文書で、詳細な要件と手順が定められており、法的要件の実施に使用される。通常、規則は連邦機関によって定められ、議会が承認する。いったん承認されると、その規則は国で有効なすべての連邦規則が含まれている連邦規則集（CFR）に加えられる。

規則をさらに詳しく定めるため、規則要件の解釈を提供するため、あるいはその規則の実施で使用する政策を定めるために、各機関は連邦機関自身が作成して承認した政策文書を発行する。各機関はそれぞれの政策形式と名称があり、BSEE および BOEM が発行する貸借事業者への通知（NTL）、USCG の発行する航行および船舶検査に関する回章（NVIC）などさまざまな政策と政策文書がある。

すべてのオフショア施設は USCG と BSEE の定めた規則に準拠しなければならない。これらの規則には次のような 7 つの法律が記載されている。

- 外縁大陸棚法
- 油濁法
- 国家環境政策法
- 大気浄化法
- 沿岸域管理法
- 絶滅の危機に瀕する種の保存に関する法律
- 水質浄化法（CWA）

連邦大陸棚（OCS）における石油、ガス、硫黄の爆発、開発、および生産オペレーションに関する主な規則は、連邦規則集（CFR）タイトル 30 第 250 編に記載されている。表 9 は、これらのプロセスに関する情報の一般的な参照事項を示している。

表 9 : 30 CFR 250.102

情報内容	参照先
(1) 掘削許可の申請	30 CFR 250、サブパートD
(2) 生産計画の開発 (DPP)	30 CFR 550、サブパートB
(3) ダウンホール混合	30 CFR 250、サブパートK
(4) 探査計画 (EP)	30 CFR 550、サブパートB
(5) フレア	30 CFR 250、サブパートK
(6) ガス測量	30 CFR 250、サブパートL
(7) リース外の地質学上および地球物理学上の許可	30 CFR 551
(8) 石油流出の金銭的責任対応	30 CFR 553
(9) 石油およびガス生産の安全システム	30 CFR 250、サブパートH
(10) 石油流出対応計画	30 CFR 254
(11) 石油およびガスの坑井仕上げオペレーション	30 CFR 250、サブパートE
(12) 石油およびガスの坑井ワークオーバーオペレーション	30 CFR 250、サブパートF
(13) 廃止措置の活動	30 CFR 250、サブパートQ
(14) プラットフォームと構造	30 CFR 250、サブパート
(15) パイプラインおよびパイプラインの先行権	30 CFR 250、サブパートJおよび30 CFR 550、サブパートJ
(16) 硫黄の運用	30 CFR 250、サブパートP
(17) トレーニング	30 CFR 250、サブパートO
(18) ユニット化	FR 250、サブパートM

8.3 サブシー処理システムとオフショアの排水放出に関する規則

サブシー生産システムの規則を表 10 にまとめた。ブラジルの規則も参照用に表示している。

表 10 : サブシー生産システムの規則

国名	適用される規則	注記
米国	30 CFR 第 250 編、サブパート D	ガスリフト、ポンプ、水注入システムを含むサブシー処理の機器について記載
	NTL 2011-N11	サブシー開発プロジェクトにおける資源海中方法としてサブシーポンプを使用する場合、安全かつ環境に配慮していることを定めた規制要件に関する指導と説明
ブラジル	ANP 決議案 No. 41	サブシー処理システムを含むサブシー運営安全管理システムを確率するための技術的規制を提供

オフショアにおける排水放出もいくつかの国で規制されている。ほとんどの国で生産水と厳しいガイドラインなしに船外排出を許しているが、地域によってはそれを許可しない、より厳格な要件を定めているところもある。たとえばメキシコ湾の場合、最大水中油 (OiW) 排出は月平均で 29mg/L で、1 日あたりは 42mg/L である。識別可能な光沢がないことと海洋生物に悪影響がないことが条件で、砂の排出は許可されていない。アメリカ合衆国環境保護庁 (US EPA) は誘導ガス浮遊 (IGF) を特定条件を満たした利用可能な最良の技術 (BAT) と定めており、オフショアにおける排水放出に関する規則あるいは同意について表 11 にまとめた。

表 11 : オフショアにおける排水放出に関する規則あるいは同意

国/地域	規則/同意	オフショア排水放出の要件
米国	40 CFR 435	PW*: 一日最大量 42mg/L; 月平均 29mg/L 有毒性: 40 CFR 435 に準拠 PS*: 禁止
ブラジル	利用不可	PW: 一日最大量 20mg/L
カナダ	オフショア廃棄物処理 ガイドライン	PW: 一日最大量 44mg/L; 月平均 30mg/L PS: 生産砂の廃棄で許可されている容量はその砂と芳香族における油の濃縮度による
中国	GB 4914-85	PW: 一日最大量 75mg/L; 月平均 30-50mg/L
ロシア	OST 39-225-88(業界 標準); バルト海協定	PW: OST は再注入のための生産水に関する要件を規制: 最大 50mg/L PW: バルト海協定に基づくオフショア放出
ノルウェー	OSPARCOM 活動規制	PW: OSPARCOM に基づく PS: 生産砂やその他の固形物粒子は、形成された油、その他の油や油 ベースの液体のコンテンツを有機掘削流体ヘドライマス 1 キロ当たり 10 グ ラムを超える場合、排出してはならない
イギリス	OSPARCOM	PW: OSPARCOM に準拠
オスロ・パリ 委員会	OSPARCOM	PW: 一日最大量 30mg/L 有毒性: 全排水評価方法
バルト海 協定	HELCOM	PW: 一日最大量 15mg/L、あるいは BAT に到達できない場合は 40mg/L

8.4 業界コードと基準

業界で開発・受諾されている基準、コード、および推奨される使用方法がある。この
ような業界基準の一覧を、参照用に付録 A にまとめた。

9 参考文献

1. <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>
2. Clarksons Research – Offshore Intelligence Monthly, Volume 10, No. 5, May 2020, ISSN: 2044-8496
Clarksons Research – Offshore Intelligence Monthly, Volume 10, No. 12, December 2020, ISSN: 2044-9496
3. C.W. Burleson, *Deep Challenge: The True Epic Story of Our Quest for Energy Beneath the Sea*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1999
4. James G. Speight, *Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology*, 2015,
5. Society for Underwater Technology, FMC Technologies, *Systems Approach to Subsea Projects, Manufacturer’s Perspective*, SUT, Subsea Awareness Course, 2010
6. Y. Bai, Q. Bai, *Subsea Engineering Handbook*, Waltham, MA: Gulf Professional Publishing, 2012
7. Mudrak, C. *Subsea Production Systems – A Review of Components, Maintenance and Reliability*, a Master thesis of Norwegian University of Science and Technology (Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Univeritet - NTNU), Trondheim, Norway, 09 September 2016
8. B.M. Renard, T. I. Petersen, and M. Freudenreich, “Development of the Gullflakes field” in SPE/IADC Drilling Conference, 1991
9. M.S. Anderson, O.Kopperstad, K. Owren, and J.Saetre, “The East Frigg development”, in Offshore Technology Conference, 1988.
10. P.C. Malmin, “The Statfjord satellite: Challenges and experiences during development and production startup”, SPE Production & Facilities, vol.11, no.04, pp.197-201, 2013.
11. C.P. Valenchon, S.J. Anres, B.F. Baudouin, and F.M. Biolley, “Early production systems(EPS)in ultra-deep water, a way to improve reservoir management and field economics,” in SPE European Petroleum Conference, 2000
12. S. Armando, “Petrobras experience on early production system,” in Offshore Technology Conference, 1983.
13. P.A.Fjerstad, S.A. Flaate, H. Jens, and P. Steinnar, “Long Term production testing improves reservoir characterization in the Oseberg field”, Journal of Petroleum Technology, vol.44, no.04, pp.476-485, 2013.
14. H. Yananto and Y. Girindra, “Conceptual design of offshore surface facilities in marginal field at heavy traffic ultra shallow water using shallow water subsea wellhead for CAPEX optimization in O-field development.” In Offshore Technology Conference Asia, 2016
15. S. Allan, “10 years of sub arctic subsea projects – stepping stones for arctic development,” in OTC Arctic Technology Conference, 2011.

16. P. Norman, G. Lochte, and S. Hurley, "White rose: Overview of current development and plans for future growth," in The Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, 6-11 July, Vancouver, Canada, International Society of Offshore and Polar Engineers, 2008.
17. TechnipFMC brochure "Subsea Drilling Services", 2018, SS012, <https://www.technipfmc.com/media/1cdb1vmk/sds-brochure-final-print.pdf>.
18. B. Rose, "Flowline Tie-in Systems," SUT Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2008
19. J.-L. Colliat, Anchors for deepwater to Ultra-deepwater Moorings, OTC 14306, Offshore Technology Conference, Houston, Texas 2002.
20. H. Dendani, Suction Anchors: Some Critical Aspects for Their Design and Installation in Clayey Soils, OTC 15376, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2003.
21. API Standard 17F, Standard for Subsea Production Control Systems, 4th edition, May 2019
22. Society for Underwater Technology, Subsea production Control, SUT, Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2008
23. E. Winther-Larssen and D. Massie, All-Electric as an Enabler for More Cost Effective Developments on Cluster Systems, OTC-27659-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2017.
24. Thomas Schwerdtfeger, Bruce Scott, Jan van den Akker, "World First All-Electric Subsea Well", OTC-27701, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2017
25. E. Kluth, "Integrated Subsea Production Surveillance: Sensors for Subsea production Systems," in Subtech '95, Society of Underwater Technology, 1995, pp.165-171,
26. Brendan Hyland, Reducing Costs Through Subsea Wireless Automation, WFS (Wireless For Subsea), <https://www.sut.org/wp-content/uploads/2017/05/Brendan-Hyland-Wireless-for-Subsea-21-June-2017.pdf>
27. IEC 61508, Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems,
28. API 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems – Subsea Wellhead and Tree Equipment, 2nd Edition, 2019.
29. API 17TR8, High-Pressure High-Temperature Design Guidelines, 2nd Edition, 2019.
30. Mark Siegmund, West of Shetland Case Study, Society for Underwater Technology, SUT, Subsea Awareness Course, 2010
31. Society for Underwater Technology, Subsea Production Control Umbilicals, SUT, Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2010.

32. O. Heggdal, Integrated Production Umbilical (IPU for the Fram Ost (20 km Tie-Back) Qualification and Testing, Deep Offshore Technology Conference and Exhibition DOT), New Orleans, Louisiana, December 2004.
33. T. McCardle, Subsea Systems and Field Development Considerations, SUT Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2010.
34. C.T. Gore, B.B. Mekha, Common Sense Requirements(CSRs) for Steel Catenary Risers (SCR), OTC 14153, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2002.
35. Alan Yu, et al, "Life Extension of the Risers Used for the Hoover DDCV in Gulf of Mexico", OTC-29608-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2019..
36. G. Wald, Hybrid Riser Systems, Deepwater Riser Engineering Course, Clarion Technical Conferences 2004.
37. Oil & Gas Portal, Subsea Technology and Equipment,
<http://www.oil-gasportal.com/subsea-technology-and-equipments/>
38. American Petroleum Institute, API, RP 17B, Recommended Practice for Flexible Pipe, 5th Edition, 2014.
39. API Specification 17J, Specification for Unbonded Flexible Pipe, 4th Edition, 2017.
40. Y. Bai, Q. Bai, Subsea Pipeline and Risers, Elsevier, Oxford, 2005.
41. V. Alliot, J.L. Legras, D.bPerinet, A Comparison between Steel Catenary Riser and Hybrid Riser Towers for Deepwater Field Developments, Deep Oil Technology Conference, 2004.
42. L. Deserts, Hybrid Riser for Deepwater Offshore Africa, OTC 11875, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2000.
43. E.D. Sloan, Hydrate Engineering, Monograph 21, Society of Petroleum Engineering, Richardson, Texas, 2000.
44. R.M. Pattee, F. Kopp, Impact of Electrically-Heated Systems on the Operation of Deep Water Subsea Oil Flowlines, OTC 11894, Offshore Technology Conference, Houston, 2000.
45. Deepak Devegowsa, An Assessment of Subsea Production Systems, a thesis for Master of Science, Texas A&M University, December 2003.
46. E. Cheilakou, et al, Digital Radiography Inspection of Flexible Risers in Offshore Oil and Gas Industry, 1st International Conference on Welding & NDT, Athens, Eugendes Foundation, Greece, 22-23 October 2018.
47. Christie, A., Kishino, and Cromb, J.,: "Subsea Solutions" Schlumberger, www.slb.com
48. J.G. McKechnie, D.T. Hayes, Pipeline Insulation Performance for Long Distance Subsea Tie-backs, Long Distance Subsea Tie-backs Conference, Amsterdam, 2001, November 26-28.

49. P.E. Pickering, B. Edmonds, R.A.S. Moorwood, R. Szczepanski, M.J. Watson, Evaluating New Chemicals and Alternatives for Mitigating Hydrates in Oil & Gas Production, IIR Conference, Aberdeen, Scotland, 2001.
50. D. Lysne, Ultra Long Tie-backs in Arctic Environments with the SINTEF-BP Cold Flow Concept, Oil and Gas Developments in Arctic and Cold Regions, US-Norway Oil & Gas Industry Summit, Houston, Texas, 2005. March.
51. Magnetic Flow Assurance”, www.magwell.com
52. ABS “Subsea Processing System Advisory”, August 2018.
53. API RP 17A, Design and Operation of Subsea Production Systems-General Requirements and Recommendations, Fifth Edition, 2017.
54. Hagland, A. et al., Dalmatian Subsea Boosting: Project Execution and Early Operational Experience from the First High-Boosting Multiphase Boosting System Deployed in the Gulf of Mexico, OTC-29540-MS, 2019.
55. TMI Staff & Contributors, What the subsea compression projects in Norway tell us. The Global Journal of Energy Equipment, Internal Turbomachinery, September 29, 2019.
56. Flisand, J., et al, Bringing Forward the next-Generation Multiphase Compressor, OTC-29391-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2019.
57. Awab Osman Abdullah, Mohammed Mustafa Ahmed, Hassan Bashir Nimir, “Downhole Separation Technology”, a thesis for honor Bachelor degree, University of Khartoum, August 2015.
58. Olawale Bamidele Samuel, “Seabed Electrification,” M.Sc. Thesis, Cranfield University, UK, September 2015.
59. Craig Lamison, Offshore Pipeline Installation, SUT, Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2010.
60. Yvonne English, “Everything you need to know about offshore decommissioning,” NES Fircroft, 03/07/2019,
61. Gaurav Singhal, et al., Review of Technology Status and Challenges Associated with Ultra Deep Water Developments, OTC-29229-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2019
62. Carlo Monteverde, et, al, A New All Electrical Subsea Control System Development, OTC-29356-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2019
63. SUT Training, FMC – MPS (Manifold & Pipeline Systems), SUT, Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2010
64. ABS, Guidance Notes on Subsea Hybrid Riser System, January 2017
65. SUT Training, FMC – Subsea Completion, SUT, Subsea Awareness Course, Houston, Texas, 2010

66. Alan Yu, ABS Subsea Training 4.0 SPS Key Components, Shanghai, China, December 2019
67. Alan Yu, ABS Subsea Training, 5.0 Pipelines & SCRs, Shanghai, China, December 2019
68. L. Scott, “Assessment of Subsea Production & Well Systems”, Final Report submitted to the U.S. Department of Interior – Minerals Management service(MMS)by Texas A&M University, 2004.
69. www.bakerhughes.com/deepwater.
70. Empig, Flow Assurance projects, <https://www.empig.no/>
71. ABS, A Technical Report of Drilling and Production Systems, a report to Japan External Trade Organization (JETRO), December 2019
72. ABS, Guide for Classification and Certification of Subsea Production Systems, Equipment and Components, August 2017

10 付録 A : 業界基準

APIの基準/推奨方法/仕様	
17A	サブシー生産システムの設計と操作 – 一般要件と推奨条件
17B	フレキシブルパイプの推奨方法
17D	サブシー生産システムの設計と操作 – サブシー坑口とツリー機器
17E	サブシーアンビリカルの仕様
17F	サブシー生産制御システムの基準
17G	サブシー坑井介入機器の設計と製造
17H	サブシー生産システムの遠隔操作探査機(ROV)インターフェース
17I	サブシーアンビリカルの設置ガイドライン
17M	遠隔操作探査機(ROV)による介入装置の推奨方法
17N	サブシー生産の信頼性、技術的なリスク、および健全性管理における推奨方法
17O	サブシーにおける高度圧力保護システム(HIPPS)
17P	サブシー生産システム – サブシー構造とマニフォールド
17Q	サブシー機器の検証 - 文書化の標準化されたプロセス
17R	フローラインコネクタとジャンパーの推奨方法
17S	サブシー多相フローメーターの設計、試験、および操作に対する推奨方法
17U	サブシーフローラインと機器のウェットタイプとドライタイプの断熱効果に対する推奨方法
17V	サブシー環境に対する安全システムの分析、設計、設置、および試験の推奨方法
17W	サブシーキャッピングスタックの推奨方法
17X	サブシーポンプモデルシステムの推奨方法
17TR4	サブシー機器の圧力レート
17TR5	サブシー生産制御と化学薬品注入システムにおける閉塞の予防
17TR6	サブシー生産システムにおける生産薬品の属性
17TR7	サブシーコネクタの評価と認証

17TR8	高温高圧のための設計ガイドライン
APIの標準/ 推奨方法/仕様	
17TR9	アンビリカルターミネーション装置(UTA)の推奨される選択とサイズ設定
17TR10	サブシーアンビリカルターミネーション(SUT)の推奨される設計
17TR11	深海におけるフローライン圧力試験中のサブシーハードウェアの圧力効果
17TR12	サブシー機器の設計と圧カレートにおける外部圧力に関する考慮
17TR13	サブシー生産システムの概要
17TR15	API 17Hホットスタブの水圧インターフェース
5C3	ケーシング、チュービング、および ケーシングとチュービングで仕様するラインパイプの均等化と計算における技術レポート、およびケーシングとチュービングのパフォーマンスプロパティ表
5LCP	コイルラインパイプの仕様
520	精製所における圧抜き機器のサイズ設定、選択、および設置、パートI & II
526	フランジ鋼圧抜きバルブ
541	型巻き線かご形誘導電動機 — 375 kW(500馬力)以上
546	ブラシレス同期機 — 500 kVA以上
547	一般向け型巻き線かご形誘導電動機 — 250馬力以上
579	運転適合性
6A	坑口およびクリスマスツリー機器の仕様
610	石油、強力な化学薬品、およびガス業界のサービスのための遠心型ポンプ
614	潤滑剤、軸シール、および油制御のシステムと補助システム
671	石油、強力な化学薬品、およびガス業界のサービスのための特殊目的カップリング
675	容量型ポンプ — 石油、強力な化学薬品、およびガス業界のサービスのための制御量
676	容量型ポンプ — 石油、強力な化学薬品、およびガス業界のサービスのための制御量
682	ポンプ - 遠心型ポンプと回転型ポンプのための軸シールシステム
685	石油、強力な化学薬品、およびガス業界の処理サービスのためのシームレス遠心型ポンプ

686	機械装置の取り付けと取り付け設計
1104	パイプラインと関連施設の溶接
1110	ガス、石油ガス、有害液体、高揮発性液体、あるいは二酸化炭素の輸送のための鋼パイプライン圧力試験に関する推奨方法
1160	有害液体パイプラインのためのシステム信頼性の管理
ISO	
1940-1	機械振動 -- 一定状態(固定)におけるローターのつりあい良さ要件 -- パート1: 釣合公差の仕様と評価
9712	非破壊テスト -- 人員の技量認定
14224	石油、石油化学製品、および天然ガス業界。機器のための信頼性および保守データの収集と交換
17766	強粘液を取り扱う遠心型ポンプ -- パフォーマンスの補正
17782	石油、石油化学製品、および天然ガス業界 -- 特殊資材製造の認証
ASME	
BPVC VIII	高圧容器の製造規則
B31.3	処理パイプ
B31.4	液体とスラリーのためのパイプライン輸送システム
B31.8	ガス輸送と分配パイプシステム
B31G	腐食パイプラインの残存強度決定のためのマニュアル
NORSOK標準/推奨方法/仕様	
M-001	資材の選択
M-650	特殊資材の製造者に対する認証
U-001	サブシー生産システム
U-009	サブシーシステムの寿命延長
英国標準/推奨方法/仕様	
PD 8010	サブシーパイプラインシステム
BS 7910	金属構造内のフロー受容性査定方法ガイド

その他	
EEMUA184	サブシー石油およびガス生産機器のための資材選択と腐食制御のためのガイドライン
IEC 60085	電氣的絶縁 - 熱評価と指定
IEEE 61886-1	サブシー機器 - 定格電圧3kV ($U_{max} = 3,6kV$) から30kV ($U_{max} = 36kV$) の電力コネクタ、ペネトレータ、およびジャンパーの組み立て(開発中)
NACE MR 0103	腐食性石油精製環境における耐硫化物応力割れ性への資材耐性
NEMA MG 1	モーターとジェネレータ

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。

メキシコ湾におけるサブシー生産システムの概要

2021年（令和3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。