

5 安全と環境保全

海洋開発の現場では、事故が起こると、人命を危機に晒すことはもとより、莫大な被害や深刻な環境汚染を招きかねない。過去に発生した事故を契機として、安全と環境に対する意識が高まったことから、関連国の政府や各企業は、さまざまな対策を講じている。

この章では、実際に起きた事故を契機に制定された規則や、安全や環境等を継続的に保全していくための企業の取り組みとしてのHSE (Health, Safety and Environment)*マネジメントシステム、リスク評価の手法、環境影響評価について概説していく。

5.1 過去の事件事例と安全・環境保全規制の強化

安全・環境保全に向けた取り組みが強化される流れの中で、過去の重大事故は各国政府や国際機関による規制強化に向けた重要な契機となった。以下、海洋石油・天然ガス開発における過去の主要な事故と、それを契機に制定された規則等について概説する。

(1) Alexander Kielland事故（1980年ノルウェー、転覆）

北海ノルウェー沖のエコーフィスク油田（図 5.1.1）で作業員の浮体式宿舎(floatel / floating hotel)として使用されていたAlexander Kielland（図 5.1.2）は、1980年3月27日、風速16～20m/s、波高6～10mにもなる暴風雨の中で、5本のコラム（column、脚柱）のうち1本が本体から切断・分離し、約30分後に転覆した（図 5.1.3）。プラットフォーム（platform）上には、救命艇や救命筏が装備されていたが、乗員212名中の123人の死者を出した。

Alexander Kiellandは、事故当日の午後になり天候が悪化したため、近くの固定式石油プラットフォームとの接触を避けるために位置を移動した。移動の際は、推進装置を持っていなかったため、各コラムのアンカー索を緩めウィンチで巻き込む方法をとっていた。位置を移動してから半時間後に乗組員は強い衝撃を受けたが、悪天候下で時折発生する波浪衝撃に似ていたため特に気にする者はいなかった。その後の第二の衝撃の直後、Alexander Kiellandは30～35°程度まで一気に傾き、一旦静止したように見えたが、徐々に傾きながら沈み始め、最初の衝撃があつてから約20分後に完全に転覆した。

Alexander Kiellandは、宿舎として使用される前は海洋掘削リグ（ocean drilling rig）として使用されており、切断・分離に至ったコラムに接続されている6本のブレース（brace、コラム間を結ぶ水平部材や斜交部材）のうち一つには、水中音波水深測定器用ハイドロフォン（hydrophone、広い範囲の周波数の超音波を高分解能で測定出来る受信専用トランスデューサ）が設置されていた。ハイドロフォン設置用金具の溶接部に生じた疲労亀裂が次第に進展して当該ブレースが破断したのに続き、残り5本のブレースも増加した荷重に耐えられずに破断し、構造崩壊につながったと究明された。

事故および被害拡大の原因として、

- 重要な構造部材であるブレースに、ハイドロフォン設置用金具をずさんな方法で溶接取り付けを行ったこと
- その部分に対して疲労寿命設計の必要性の認識がなかったこと

第5章 安全と環境保全

- 溶接の溶け込み不良により欠陥が残っていたこと
- 定期検査時に疲労亀裂を発見できなかったこと
- 構造強度の冗長度が不足していたため、一部材（ブレース）の破壊が主要構造の崩壊につながったこと
- 余剰浮力が少なく、浮体としての沈下や転覆に対する冗長性が少なかったこと
- 上部構造が水密でなかったこと
- 船体傾斜が大きく、波高の高い洋上で救命ボートが安全に着水・離脱できなかったこと

等が挙げられ、これを受けてノルウェー政府やDNV（現DNV GL）²⁴等の関係機関が事故原因への対策を講じた。

Alexander Kiellandは移動式ユニットであったことから、NMA（Norwegian Maritime Authority、ノルウェー海事庁）が当時の監督官庁であり、NPD（Norwegian Petroleum Directorate、国家石油庁）の役割は居住区の検査に限定されていたが、この事故を契機として、北海向けの新たな規制制度が策定された。規制改革により、それまで海洋開発産業の規制に関与していた複数の機関に代わって、ノルウェー海域における海洋開発の安全性の総合的な責務はNPDに付託された。NPDはノルウェー沖の石油・ガス運用に使用される設備および機器について厳格な基準を策定し、これを施行した。



図 5.1.1 事故発生位置図

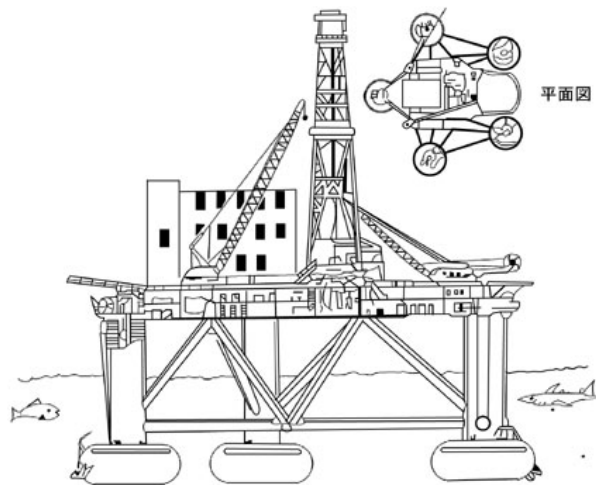


図 5.1.2 Alexander Kielland

（出典：失敗学会・失敗知識データベース）

²⁴ ノルウェー・オスロに本拠地を置く国際機関。第三者認証機関および船級協会としての業務を行う他、石油・天然ガス開発のリスクマネジメント、風力/電力送電分野の業務等を手掛ける。ノルウェー・オスロのDNV（Det Norske Veritas）と、ドイツ・ハンブルクのGL（Germanischer Lloyd）が合併し2013年に設立された。

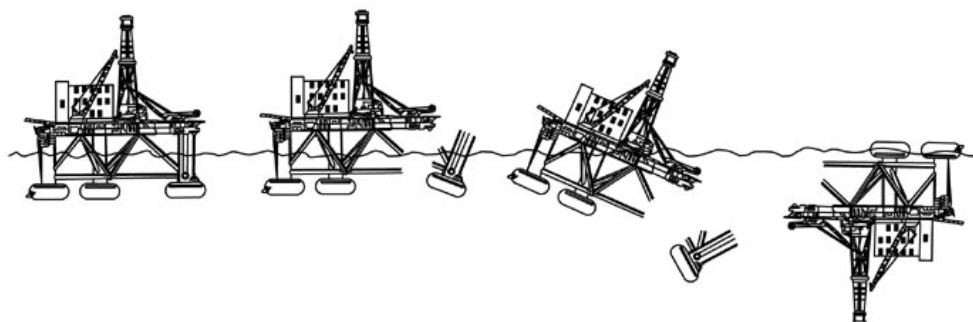


図 5.1.3 Alexander Kiellandの転覆状況
(出典：失敗学会・失敗知識データベース)

(2) Ocean Ranger事故（1982年カナダ、転覆）

Alexander Kielland事故からわずか1年11か月後の1982年2月15日、カナダのニューファウンドランド岸沖で、セミサブ掘削リグOcean Rangerが沈没した。Ocean Ranger号は、1976年ODECO社で設計、日本で建造された設計最大波高33mの当時最大級のセミサブ式リグであった。

事故当時の風速は45m/s、波高は21～24mで、荒天ではあるが、設計条件を上回るようなレベルではなかった。陸上基地への「リグは70-80ノットの西風を受けて正船首方向に8～10フィートで沈み、左舷に12～15°傾斜して危険なため、全員が救命ボートに乗り組み中である」との連絡を最後に、転覆沈没し、84人の乗員全員が命を失った。

米国Coast Guardの事故調査報告書によると、事故は左舷後方2番目のコラムにあるバラスト制御室の舷窓が波浪の衝撃荷重で破れたことから始まった。破れた舷窓から大量の海水がバラスト制御室に流入し、制御盤等電子機器類が水浸しになった。この海水で、電磁式スイッチがショートし、バラストタンク内のバルブが勝手に自動開閉した。開いたバルブが原因で、左舷船首方向へ船体が傾斜した。オペレーターが電源を切り、すべてのバルブが閉まり一旦は傾斜が止まった。しかし、船体の姿勢を示す計器類が、水準器を除きすべて消えた状態になった。2～3時間後、制御盤のスイッチを再投入したが、スイッチがショートしていたため、バルブが開き、左舷船首部のバラストタンクに海水が移動し、船体の傾斜が益々増大した。乗組員がサクションポンプで船首部のバラスト水を汲み出そうとしたが、ポンプの吐出圧が足りず、バラスト水がさらに船首部に流入し傾斜がさらに厳しくなった。手動で動くバルブも操作したが、誤った操作であり、事態をより悪化させた。船体傾斜が大きくなり、波浪により、コラム上部にあるチェーンロッカー開口部より浸水し、約15°の傾斜となった。同報告書では、適切な人員の関与があれば、本事故は避けられたとしている。

また、設計の不備により救命ボートは1隻しか発進することができず、救助のために待機していた船も、リグからの要請が遅れたことおよび荒天のため、沈没時の救助に間に合わず、結果として乗組員全員が死亡する大惨事となった。

第5章 安全と環境保全

Alexander Kielland、Ocean Rangerの事故を契機として、移動式海洋掘削装置に関する国際規則であるIMO（International Maritime Organization、国際海事機関）MODUコード（Code for the Construction and Equipment of MODU）およびMODUバラストシステム制御、ポンプの容量と性能、冗長性、通信、水密性の船級規則（Rules & Regulations for the Classification of Ships）に大幅な改正が行われた。

(3) Piper Alpha事故（1988年イギリス、爆発）

1988年7月6日、北海油田の石油・ガス生産プラットフォームであるPiper Alphaにおいて大量のガスリークが発生して引火、爆発し、2時間の内に90メートルのプラットフォームは完全に炎に包まれ崩壊した。この事故により、当時プラットフォームにいた229人のうち167人が死亡し、救助隊員2名も巻き込まれて死亡するという、海上油田における史上最悪の事故となった。

事故発生の経緯は以下の通りである。

- ① プラットフォームに設置されていたコンデンセート（condensate）輸送用ポンプ 2基のうち、1基が計画点検用に安全弁が取り外され、使用不可の状態にあったが、そのことが管理者から担当者に伝わらなかった（管理者が忙しそうだったので、担当者はメモを残して帰ってしまったが、当該メモは紛失した）。
- ② 一般の海洋プラットフォームと同様に、Piper Alpha は自動消火設備を装備していたが、ダイバーによる点検作業時は、海水汲み上げポンプによる吸い込み事故防止のため、消火設備は手動で起動するようになっていた。
- ③ 事故当日、もう一つの稼働できる状態にあったポンプが起動できず、①の情報伝達の不備もあり、安全弁が取り外された方のポンプが起動された。
- ④ 起動後、安全弁の代わりに臨時で取り付けられていた蓋が破損し、その結果可燃性ガスが噴出して引火した。
- ⑤ 火災が発生した区画の防火壁がガス爆発に耐えられず、爆発と火災はプラットフォーム上に広がった。
- ⑥ 爆発はコントロールルームを破壊し、避難指示等の指揮を執る者の大半が死亡した。
- ⑦ プラットフォームに引き込まれているパイプライン等も破損し、他のプラットフォームから送られた原油が噴出し火災が拡大し、脱出もままならず、多くの犠牲者が出た。

また、Piper Alphaは、安全上の考慮により、危険な工程は人員を配置する場所から離れて行うよう各モジュールを設計するという原則に則って建造されていたが、天然ガス生産のための改造の際、コントロールルームに隣接する場所にガスコンプレッサーを設置するなど、安全原則が無視された設計が行われた。このことも事故の一要因として指摘された。

Piper Alpha事故については、事故後、Lord Cullenを委員長とする調査委員会によって調査が行われ、106の勧告を含む報告書（Cullen Report）が示された。同報告書における勧告のポイントは、①オペレーターによる自律的安全管理体制の要求、②客観的安全性評価の二つである。

第5章 安全と環境保全

Piper Alpha事故後、イギリスでは海洋開発の管轄が、UKHSE (UK Health and Safety Executive) に移管され、1990年にUKHSEが単独で海洋開発の安全規制当局となった。1992年にUKHSEは、Cullen Reportの勧告を受け、Offshore Installations (Safety Case) Regulationsを公布し、これが1993年に発効 (2005年に改訂) した。同法は、5.2.1で後述するように、その後の企業のHSE活動に大きな影響を与えることとなった。

(4) Petrobras P-36事故 (2001年ブラジル、爆発・転覆)

2001年3月15日、ブラジル沖の水深1,370mのカンボス湾において稼働中のPetrobras社の生産セミサブP-36が2度の爆発を起こし、乗員175名中11名が死亡した。P-36はその後左舷後方の区画から浸水し、チェーンロッカーも浸水、5日後の3月20日転覆・沈没した。

事故の詳細はプラットフォーム自体が沈没しており不明な点も多いが、発端は左舷後方のコラム内の非常ドレンタンク内が何らかの原因で過圧状態となり、同タンクが破裂して、1回目の爆発が起きたと考えられている。その後、タンクから漏れた可燃性ガスやオイルがコラム内に充満し、発火による爆発が起きたと推測されている。火災警報が鳴り、消火システムが自動起動したことにより、破壊された右舷後方のコラム内の配管を通して上部区画へ海水が流入し船体傾斜を大きくした。ポンプルームの浸水により、ポンプは停止し、バラスト水を張込む際の船底弁が開いたままになり、海水の流入が続いた。また、右舷側の非常ドレンタンクは、大気開放ラインに塞ぎ板が入れてあり排水できなかった。次第に傾斜が大きくなりチェーンロッカーの開口部からも浸水し、3月20日に転覆・沈没した。図5.1.4に沈没前、図5.1.5に傾斜・水没するのP-36を示す。

事故後の調査により、以下が主要な要因と指摘されている。

- 設計上の問題により左舷の非常ドレンタンクに可燃性ガス等の侵入を許す構造になっていた。
- 左舷ドレンポンプの起動が遅れた。
- 換気ダンパー閉鎖の失敗により、右舷側コラムとポンツーン区画へ海水が流入した。
- 二基の海水ポンプが修理中で、緊急時の代替措置がとられていなかった。
- 緊急時のバラストや復原力のコントロールに関する危機対応策、訓練が不適切であった。

この事故を受けてブラジルのANP (Agência Nacional do Petróleo、国家石油庁) は「海洋掘削設備と石油・天然ガスの運用安全管理技術規則」を公布した。新しい規則により、ブラジルにおけるその後の海洋開発には十分な安全管理システムが義務づけられ、生産ユニットを設計するにあたって総合的な安全性をさらに重視することが求められるようになった。

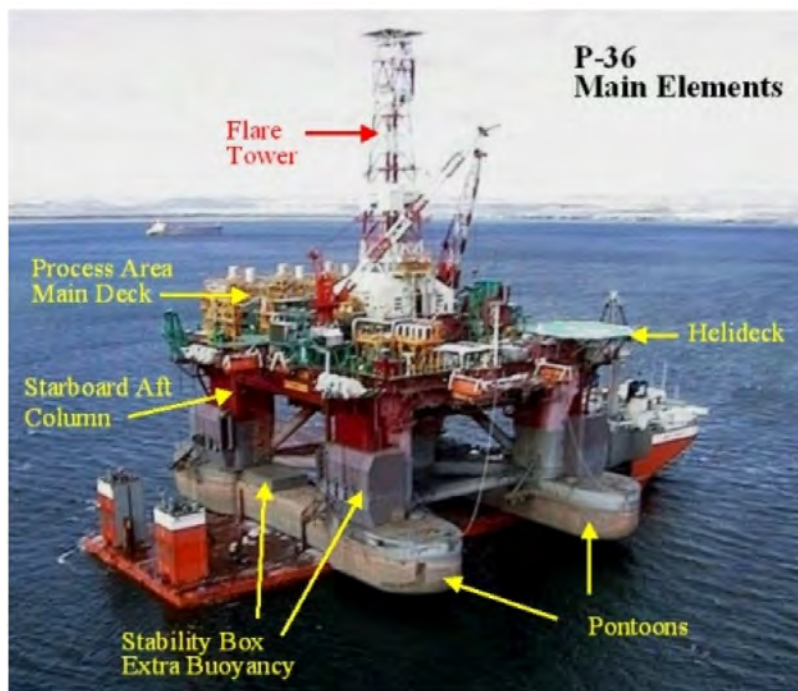


図 5.1.4 P-36の全景

(出典 : "Analysis of the Accident with the Platform P-36" ANP)



図 5.1.5 傾斜・水没するP-36

(出典 : Drilling Formuras.Comウェブサイト)

(5) Montara事故 (2009年オーストラリア、暴噴・油流出)

2009年8月31日、オーストラリア沖のMontara油田のウェルヘッドプラットフォーム (WHP : Well Head Platform、海底の井戸を制御する坑口装置を設置するためのプラットフォーム) のH1油生産井において、大規模な暴噴事故が発生した (図 5.1.6)。

Montara油田には、H1からH4の四つの油生産井とガス圧入井一つから構成されており、隣接するSkus油田およびSwift/Swallow油田の油生産井と連結し、Montara油田上のプ

第5章 安全と環境保全

ラットフォームとFPSOによって、生産・積み出しを行うことが予定されていた。Montara油田の油生産井では、2009年1月から4月まで、移動式リグWest Atlasを用いて掘削を行っていた。その後、West Atlasは別の油田の掘削作業のため、Montara油田を離れ、同年8月に戻り、作業を再開した矢先に事故は発生した。

油の流出が止まるまでに2か月以上かかり、坑口封止のためのプラグ挿入の過程でラットフォームとWest Atlasが火災炎上し破壊された。死傷者は出なかったが、リグは沈没し、暴噴事故はオーストラリア史上最悪の環境汚染事象となった。

本事故後、オーストラリア政府は調査委員会を設置して、事故原因の究明と再発防止のための方策を検討した。同委員会の検証結果によれば、事故に至る経緯は以下の通りであった。

- West AtlasがMontara油田を一時的に離れる前に行った、不完全なセメンチングにより、ケーシングシュー（孔内に挿入されたケーシングの最下端部）の周囲に海水が流入したが、ケーシングシューに対する圧力テストが行われず、この問題は気づかれないうままであった。
- 元の計画では、ケーシングシューにセメントプラグが設置される予定であったが、代わりに2個のコロージョンキャップと呼ばれる装置が設置されることを決定し、実際にはそのうち1個しか設置されなかった。コロージョンキャップは、本来外部から孔井への異物の混入を防ぐ装置であって、内部からの暴噴を防止する装置でなかった。
- 別の掘削作業のためWest AtlasがMontara油田を離れ、数か月後に戻った際、圧力キャップの一方が設置されていなかったために、ケーシングに錆が発生してしまっていた。この錆を落とすため、上述のコロージョンキャップが取り外された結果、H1油生産井はケーシングシューのみを防護装置として、外気に曝された状態となった。
- その後、H4油生産井およびガス圧入井での作業のため、West AtlasはH1油生産井を離れた。
- 圧力キャップが取り外されたため、坑内の圧力が変化し、上述のように不備があるケーシングシューを透過して、石油およびガスが坑内に流入した。
- 石油・ガスの流入を示す気泡の発生が認められたので、West AtlasのH1油生産井への移動を試みるも、流入の勢いが急激に増し、暴噴（blowout、坑井内の圧力よりも地層圧力の方が高くなり、地層内の流体が坑井に流入、制御不能となり、坑口から噴出する現象）に至った。



図 5.1.6 炎上するウェルヘッドプラットフォームと West Atlas
(出典：wellintegrity.net ウェブサイト)

同委員会は、オーストラリア沖の運用の安全性を改善するための100の提言を作成した。この提言には、海洋資源開発に対する政府の監督体制の見直しも含まれ、それを受けて、それまでオフショア施設における労働安全を管轄していたNOPSA（National Offshore Petroleum Safety Authority）に、他の機関が有していた環境規制に関する権限も一元化し、NOPSEMA（National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority）に改組された。また、NOPSAの監督機能を担っていた資源産業の所管官庁から分離させ、独立して職務を遂行できる体制となった。

(6) Macondo事故（2010年米国、暴噴・油流出）

2010年4月20日、米国ルイジアナ州メキシコ湾の沖合Macondo油田において、探鉱中であったセミサブ型掘削リグDeepwater Horizonで爆発炎上した（図 5.1.7）。この事故によりDeepwater Horizonは沈没し、11人の人命が失われた。

海底の油生産井からの原油流出を止める作業は困難を極め、メキシコ湾に105日間にわたって原油が流出したことにより環境が破壊され、オペレーターであったBPは罰金および補償として400億ドル以上の支払いを余儀なくされた。

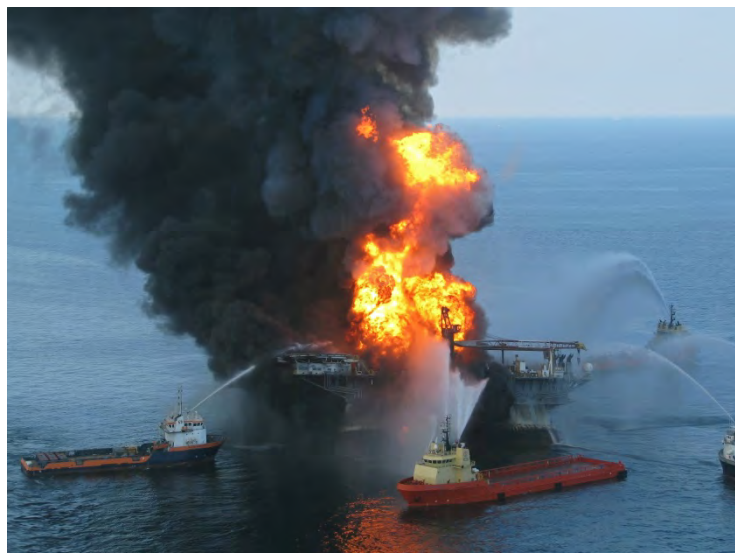


図 5.1.7 爆発・炎上する Deepwater Horizon

(出典：“Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout”
March 1, 2011, The Deepwater Horizon Study Group (DHSG))

事故に至る経過は、下記の通りである。

- BP社は本事故発生の前年の2009年10月より、本鉱区において別のセミサブ型掘削リグを用いて掘削を開始したが、当該リグは11月にハリケーンIdaにより損傷を受けた。このため、翌2010年2月よりリグをDeepwater Horizonに変更して、掘削を再開した。
- 2010年4月14日に所定の掘削深度まで到達し、想定されていた地層に数万bblの埋蔵量が期待されることが判明した。このため、予定通り、生産井に移行するための仮廃坑を行うこととし、同月17日に最終ケーシングをセット後に、仮廃坑作業に着手した。
- 4月20日、仮廃坑作業開始前に最終ケーシングおよび坑井と油層との間を遮断するセメントシールに問題がないかを確認するための試験として、“Positive Pressure Test”（坑井内圧を上げて、地層への漏れがないことを確認する試験）と“Negative Pressure Test”（坑井内圧を下げ、地層からの流入がないことを確認するための試験）を実施した。Negative Pressure Testにおいて、坑井が健全でないことを示すデータが出ていたものの、結果は良好と判断され、仮廃坑作業への移行がなされた。同日夜間、坑井内の一部を泥水から海水に入れ替える作業中に暴噴が発生、原油とガスが掘削リグに達して、引火・爆発が起こった。翌々日の4月22日、二度目の爆発を経て、Deepwater Horizonは水深1500mの海底に沈没した。
- 漏油を食い止めるため、4月25日に、ROVを使って、BOPの作動を試みたが失敗した。このとき、漏油箇所（図 5.1.8）は、海底に沈んでいるライザー管の先端、ライザー管の途中の破損箇所、およびBOPの損傷部の3か所であることが判明した（図 5.1.9）。

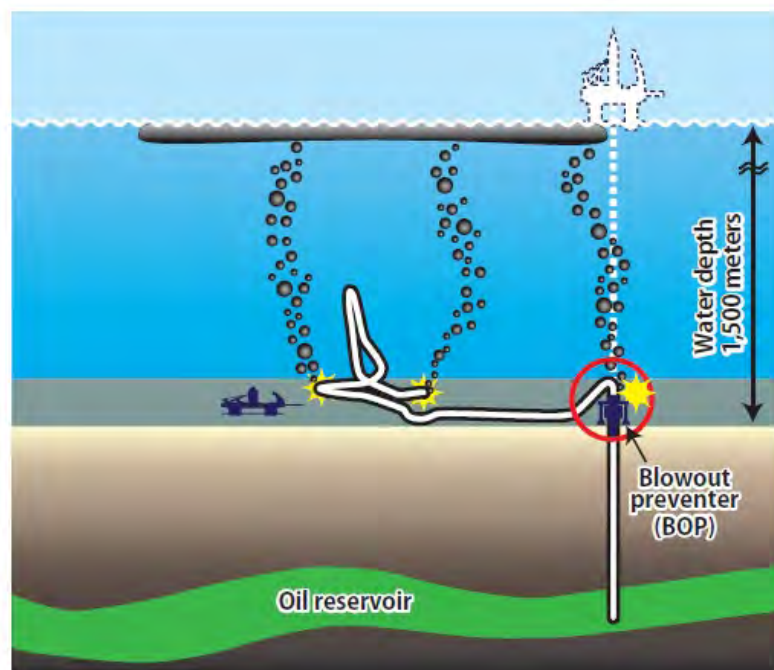


図 5.1.8 事故発生後の海底での漏油箇所
(出典：JOGMEC 石油企画調査部作成)

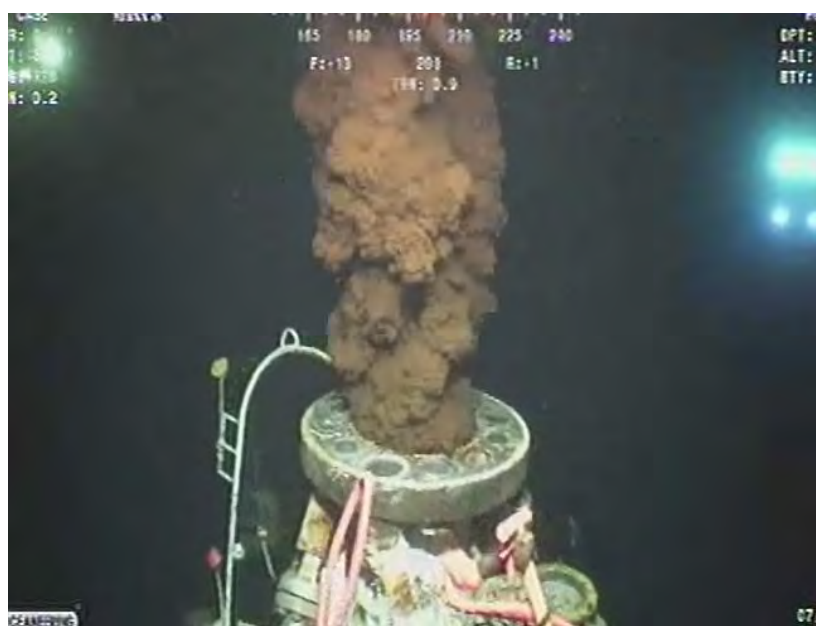


図 5.1.9 BOPにおける原油流出の様子
(出典：BP)

- その後、漏油箇所からの回収を試みるも困難を極め、さまざまな試行がなされた後、最終的にシーリングキャップと呼ばれる坑井上部を密閉できる装置の接続に成功し、坑井からの油ガスの噴出を止めることができたのは、事故発生から2か月半以上が過ぎた7月12日であった。
- 漏油の回収と並行して、廃坑作業も進められた。5月26日に坑口から比重の大きい泥

水を注入し、坑井内の内圧を上げることによって地層からの流入を抑えた後、セメントを注入するTop Kill作戦を開始するも失敗した。再度Top Killを試み、8月5日に成功した。

- 7月15日には、地下で暴噴井に貫入させ、比重の大きい泥水やセメントを注入して抑圧することを目的として、リリーフウェル（relief well）と呼ばれる別の坑井2本の掘削を開始した。7月23日にハリケーンBonnieの影響によって作業を一時中断するも、再度リリーフウェルの掘削を開始して、9月15日に1本目のリリーフウェルが暴噴坑井の油層上約250mの位置に到達し、坑井底部付近に泥水やセメントを注入、坑井の抑圧に成功した（図 5.1.10）。

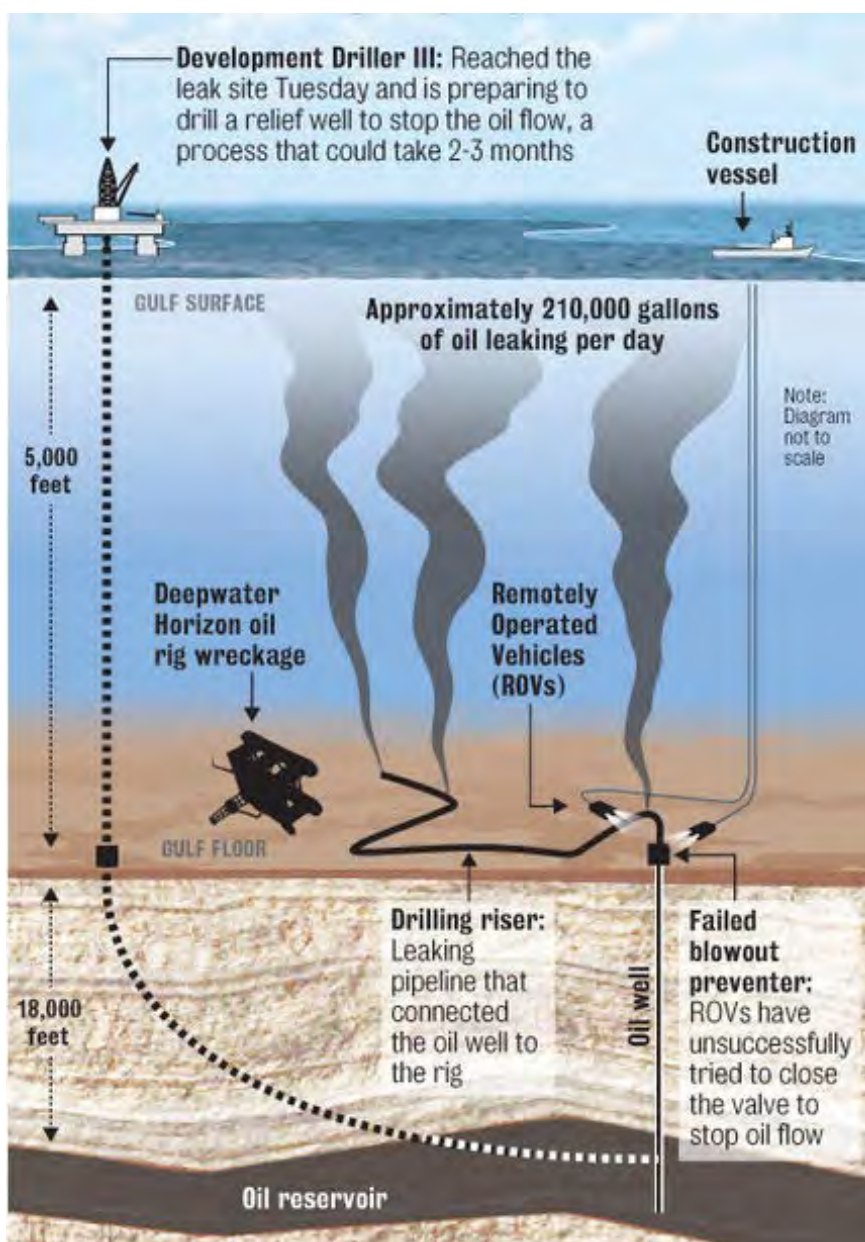


図 5.1.10 漏油の状況と事故後の対応策
 (出典：U.S. Coast Guard, NOAA, BP, Transocean)

第5章 安全と環境保全

事故の原因は掘削プログラムの設計が不適正であったこと、油生産井のケーシングの不良、さらに複数の人的ミスに起因すると考えられた。特に、**Negative Pressure Test**の結果の解釈を誤ったことが、主たる要因として指摘された。また、リグの警報器と安全システムの誤作動もまた大事故に至った一因とされている。

本事故により、米国の規則および基準にさまざまな変化があった。また将来事故が発生した場合の経済的リスクが引き上げられた。

それまで任意とされていたAPI (American Petroleum Institute、米国石油協会) の推奨実践例 (Recommended Practice) であった**RP75**のうち13の規格が義務化され、規制が強化された。また、海洋開発の監督機関は組織再編成の結果、**BSEE** (Bureau of Safety and Environmental Enforcement、安全・環境執行局) と**BOEM** (Bureau of Ocean Energy Management、海洋エネルギー管理局) の二つの別々の機関に分割された。

2014年12月の**BOEM**の発表で、米国における海洋環境汚染事故の財務的リスクがさらに高まった。米国での海洋資源開発における安全および環境保全に関するオバマ政権の継続的取り組みの一環として、**BOEM**は行政措置として海洋石油・ガス設備の油濁関連の損害賠償責任額の上限を7,500万ドルから約1億3,400万ドルに引き上げた。これは、**Deepwater Horizon**の石油流出に関する国家委員会をはじめとする複数の研究による損害賠償責任額の上限引き上げ勧告と一致しており、1990年油濁防止法で許される最大幅の引き上げである。

Deepwater Horizon事故により、米国での海洋開発において事故を起こした場合、巨額の財務的な負担が発生することがはっきり示され、事故防止および環境保全の重要性が一層認識されるようになった。

(7) メキシコ湾におけるハリケーンによる事故例

前述のAlexander Kielland、Ocean Rangerの事故でもわかるように、海洋開発における安全と環境保全を考える上で、気象状況は非常に重要な要素である。特に海洋石油・天然ガス開発が盛んなメキシコ湾は、夏季はハリケーンの通り道にあたり、これまでもハリケーンに起因する事故が起きている。以下でいくつかの例を取り上げる。

① Thunder Horse 損傷 (2005年7月 ハリケーン Dennis)

BP社のThunder Horseは、生産および掘削設備を有するセミサブ型のプラットフォームである。25のサブシー井 (subsea well) とつながれ、メキシコ湾における最大級の生産能力を有する。

韓国で建造された後、2005年末に生産開始するため、Mississippi Canyon Blockに設置されたが、同年7月のハリケーンDennisにより損傷を受けたため、生産開始延期を余儀なくされた。

Thunder Horseは、Dennisの襲来に先立ち、リグを固定した上で、乗員を退避させた。Dennis通過後、リグが20~30°程度まで傾いていることがわかった (図 5.1.11)。続いて行われた検査により、キーバルブの機能不全により、バラスト水がプラットフォーム内部に浸入していることが判明した。強力な排水ポンプにより、ただちに排水作業が行われたが、結果として、生産開始は2007年までずれこむこととなった。



図 5.1.11 傾斜するThunder Horse

(出典：OilPriceウェブサイト)

第5章 安全と環境保全

② Shell Mars 損傷 (2005年8月 ハリケーン Katrina)

テンションプラットフォームであるShell Marsは、生産および掘削設備を有し、ハリケーンKatrinaが襲来に備え、設備を格納していた。にもかかわらず、Katrinaはデリックを破壊し、リグフロアと基礎構造に重大な損傷を与えた。後の検証により、プラットフォームに水面下の損傷は認められなかったが、トップサイドの損傷が激しく、翌2006年に修理を終えるまで、生産中止を余儀なくされた(図5.1.12)。

Katrina 通過前



Katrina 通過後



図 5.1.12 ハリケーンKatrina通過前後のShell Mars
(出典：Shell)

以上の例からもわかるように、ハリケーン等による暴風雨は甚大な被害を及ぼし得るものであり、人命の安全確保、施設等への被害回避・軽減のため、万全の対策が求められる。

(8) 船舶事故と安全規制の強化

海洋開発には、物資や人員の輸送、工事作業などで、さまざまな船舶が用いられる。船舶についても、以下の例が示すように、過去の重大事故を契機に安全上の国際的な規則が制定されてきた。

① TITANIC 号沈没事故と SOLAS 条約

1912年4月、北大西洋のニューファウンドランド沖を処女航海中であった当時世界最

第5章 安全と環境保全

新鋭の旅客船TITANIC号が、流氷と衝突、船体に生じた破孔からの浸水により沈没し、乗客・乗員約1,500人の犠牲者を出した。このような多くの犠牲者を出した原因は、その構造上の問題の他、TITANIC号が発した発火信号を他船が理解できなかったことおよび当時は無線設備に対する強制法規がなくTITANIC号からの遭難信号（SOS）の聴守が遅れたこと、本船の最大搭載人員に対して約半数の人員が搭載可能な16隻の救命艇しか設置されていなかったこと等が指摘されている。

TITANIC号の海難事故を契機として、それまで各国がそれぞれの国内法により規定していた船舶の安全性確保について、国際的に取り決めを行う気運が高まり、1914年、「海上における人命の安全のための国際会議」が欧米主要海運国13か国の出席のもとに開催され、「1914年の海上における人命の安全のための国際条約（The International Convention for the Safety of Life at Sea, 1914、SOLAS条約）」が採択された。

1914年のSOLAS条約には下記の内容が盛り込まれた。

- 船舶には全員が乗船できるだけの救命艇を備え、航海中救命訓練を実施すること
- 船舶にはモールス無線電信を設置し、500kHzの遭難周波数を24時間聴守する無線当直を行い、そのための通信士を乗船させなければならないこと
- 北大西洋の航路で流氷の監視を行うこと
- 船客の等級による救出順序を廃止すること

その後1929年、1948年、1960年に新たなSOLAS条約が採択された。現在の1974年SOLAS条約は1980年に発効し、船舶の安全性を強化するために何度も改正を重ねている。その内容は、国が船舶の安全性について検査を行うことの義務づけに始まり、船舶の構造や、防火、救命設備、無線設備や航行の安全に関する規定など、海上での安全にかかわるほとんどの事項が盛り込まれている。

② TORREY CANYON 号、EXXON VALDEZ 号座礁と MARPOL 条約

ひとたび重大な船舶事故が起こると、船舶から排出される油などによって、深刻な海洋汚染に繋がりがかねない。油等による海洋汚染防止に向けた国際ルールづくりの第一歩として、「1954年の油による海水汚濁の防止のための国際条約（The International Convention for the Prevention of Pollution of the Sea by Oil、OILPOL条約）」が、1954年にロンドンで採択された。この条約は、主としてタンカーの通常運航および機関区域の油性ビルジから発生する海洋汚染を規制するものであった。1967年に発生した大型タンカーTORREY CANYON号座礁、原油流出事故を契機に、より包括的な国際条約が制定されることとなった。

TORREY CANYON号は、クウェートで原油を満載し、イギリスのミルフォードヘイブンに向けて航行中、1967年3月18日に、イギリス南西部のシリー島とランズエンドの間の浅瀬に座礁した。貨物油は直ちに壊れたタンクから流れ出した。離礁作業が難航し、3月26日に二つに折損した。油の流出が続き、イギリス政府は船内に残った4万トンの原油を燃焼させるために本船を爆破することを命じた。爆撃は3月30日まで続き、本船は沈没した。流出した油は119,000トンにおよび、イギリスの南西部とフランスの北部沿岸部を深刻な被害を及ぼした。事故の原因は、船長が予定されたコースを変えて航行したた

第5章 安全と環境保全

めとされている。この事故を契機として、IMO（当時はIMCO：Inter-Governmental Maritime Consultative Organization）において、タンカー事故時の油流出量の抑制策が検討され、「1973年の船舶による汚染の防止のための国際条約（International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973）」が締結された。この条約は、規制対象となる油の範囲をOILPOL条約の重質油だけでなくすべての油に拡大するとともに、有害液体物質、汚水等も規制対象に含めること等によって海洋汚染を防止するための包括的な条約となった。1973年条約には、規定の一部に未解決の問題があったため発効までに時間を要し、その後、1976年から77年にかけて米国沿岸で相次いで発生したタンカー事故を契機として、米国よりタンカーの規制強化に関する提案が行われた結果、1978年2月に、1973年条約の一部を修正、追加し、採択された。正式な名称は、「1978年の船舶による汚染の防止のための国際条約に関する1978年の議定書（International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto）」だが、一般にはMARPOL（マルポール）条約と呼ばれている。

その後、1989年3月にアラスカのプリンス・ウィリアム湾で起きた、EXXON VALDEZ号座礁事故を契機として、MARPOL条約の改正が行われている。EXXON VALDEZは、VLCC（Very Large Crude oil Carrier）で、アラスカ原油約20万トンを満載し、アラスカ州バルディス石油基地からロサンゼルスに向け航行中であった。座礁により、11の貨物油タンクのうち8タンクが、また、五つのバラストタンクのうち3タンクが損傷し、事故発生後、数時間の内に船底破口部から原油約4万トンが流出した。この油流出により2,400kmにわたる海岸線が汚染され、米国沿岸での過去最大規模といわれる甚大な海洋汚染を引き起こした（図 5.1.13）。

事故後、IMOにおける再発防止対策の検討の結果、MARPOL条約が改正され、事故時の油流出防止を強化するため、タンカーの二重船殻構造が強制化された。この他、これを契機として、大規模な油流出事故への国際協力の枠組みを定めた「油による汚染に係る準備、対応および協力に関する国際条約（International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation, 1990）」が1990年に締結された。



図 5.1.13 EXXON VALDEZ号からの油流出
（出典：CHRIS WILKINS/AFP/Getty Images）

第5章 安全と環境保全

5.2 HSE (Health, Safety and Environment)

前項で述べた重大事故とそれを契機とする安全規制強化の流れの中で、海洋開発産業において、安全および環境保全の重要性が認識され、オイルメジャーを中心に各社においても取り組みがなされるようになった。各社のウェブサイト等を通じて企業の社会的責任(CSR:Corporate Social Responsibility)*の一環として発信している例も多く、安全・環境への取り組みは社会へのアピールポイントの一つとしても認識されるようになってきている。

以下では、安全環境保全の取り組みを自律的継続的に行うための仕組みであるHSEマネジメントシステム(HSEMS:HSE Management System)を取り上げ、その成り立ちやリスク管理の手法等について概説する。

5.2.1 HSEとは

HSEとは、事業活動に伴う労働安全衛生問題や環境問題を示す言葉である。これらの問題に系統的かつ効率的に対処してリスクを出来る限り低減し、企業価値を高めるため、HSEに対する方針を立て、HSEMSを構築して、さまざまな取り組みを行っている。

最近ではHSE(健康・安全・環境)の要素に加え、品質管理(Quality)、保安(Security)の要素もあわせて考えるようになり、HSEQ(Health, Safety, Environment and Quality)、HSSE(Health, Safety, Security and Environment)、SHES(Safety, Health, Environment and Security)などそれぞれの分野、企業でさまざまな呼び方をされている。

(1) HSEMSの成り立ち

現在色々な産業分野に普及しているHSEMSという管理手法は、1974年にイギリスで制定された労働安全衛生法(Health and Safety at Work, etc. Act)が基となっている。

イギリスに端を発した労働安全衛生法は、初期のころは1802年に発布された「工場法(Factory Act)」であった。その後、工場法は産業の発展と共に規則が増え、複雑化していった。その国家による細かい規則は、やがて時代の変化とともに、産業技術の進歩に追いついていくのが困難な状況になった。1972年にイギリスのLord Robensが座長を務める委員会による「Report of the Committee on Safety and Health at Work」、いわゆる「Robens Report」が発表されて以来、イギリスの旧来の労働安全衛生法体系は崩壊し、新しく生まれ変わったといわれている。同時にRobens Reportで提言された新しい労働安全衛生体制を牽引していく役目の政府機関で、後に海洋開発事業の安全衛生も管轄することになるUKHSEが設立された。UKHSEはその後20年以上かけて、イギリスの労働安全衛生に関する法律の構造を近代化するために長年努力をしてきたといわれている。

イギリス労働安全衛生法は、後にオイルメジャーのHSEMSに大きな影響を与えた。特に、何を行うのかという点に関しては、従来の複雑な法規制を廃して、各産業界の自主的リスクアセスメントによる評価項目を設定し運営するという法体系に変わったことは、「リスクアセスメント→リスク低減策決定→実行→点検→継続的改善サイクル」を回すという、いわゆる「PDCA(Plan, Do, Check and Act)概念」の導入に繋がり、今日のHSEMSの根幹を成す。また、どこまで対策をとれば良いかという点に関しては、「合理的で実行可能なリスク低減策は採用すべし」といういわゆる「ALARP(As Low As Reasonably Practicable)

第5章 安全と環境保全

概念*またはSFAIRP (So Far As Is Reasonably Practicable) 概念」が同法を契機として導入されるようになった。

上述のように、HSEMSの広がり背景には、産業や技術の発展、複雑化により、労働安全衛生や環境保全に関してなすべきことを法令だけですべて網羅することは不可能な状況となったことがある。したがって、法的な要求事項や水準を満たすことはさることながら、企業は自主的なリスクアセスメントにより重要な課題を自ら見つけ、ALARP概念に照らしてどこまで対策を講じるかを決定し、PDCAサイクルに基づいた継続的な改善を行うようになった。さらには、こうした取り組みについて、社外に対しても説明責任を負うと認識されるようになり、持続的かつ系統的に活動を行う仕組みとして、HSEMSが導入されるようになった。

(2) Safety Case法

前述のPiper Alpha事故調査委員会から出されたCullen Reportの106の勧告を受けて、1992年にイギリスで制定された「Offshore Installations (Safety Case) Regulations」、いわゆるSafety Case法も、HSE活動に大きな影響を与えた。本法は、イギリスが管轄する海域で操業する海洋構造物での重大事故・災害のリスクを低減させることを目的として制定され、イギリス領海・大陸棚で操業する海洋構造物に対して「客観的な安全性評価」、「自律的な安全管理体制」を施すよう要求するものである。

イギリスで海洋開発を行うにあたっては、オペレーター等の事業者は重大災害を引き起こす可能性のあるハザードをコントロールする方法を提示し、そのハザードコントロール手法を実施するための安全管理システムが適切であることを実証する「Safety Case」をUKHSEに提出しなければならない。同省は書類審査を行い、3年ごとに政府が更新・監査する。Safety Case法により、HSEMS、すなわち計画的にPDCAサイクルを回しながらHSE活動を継続的に行う仕組みを構築することが求められるようになった。

オイルメジャーは、このSafety Case法を全面的かつ協力的に受け入れて、イギリスに留まらず、その後世界中で海洋構造物を対象にHSEMSを構築、実践し広めて行った。

(3) 世界初の海洋石油・天然ガス開発HSEMSガイドライン

Safety Case法の成立を踏まえ、1994年、E & P Forum (Oil Industries Exploration & Production Forum, 現在はIOGP : International Association of Oil & Gas Producers) は具体的に何をなすべきかについてのガイドライン “Guideline for the Development and Application of Health, Safety and Environmental Management Systems (E & P Forum)” を発表した (図 5.2.1)。これは、オイルメジャーとしての世界初の海洋石油・天然ガス開発のHSEMSのガイドラインである。このガイドラインは海洋構造物のオペレーション (operation) を主たる活動対象として作成され、その骨子は、次の二つである。

- ・リスクアセスメントを基にしたPDCAサイクルを回す。
- ・合理的かつ実行可能なリスク低減策はすべて採用する。

このオイルメジャー発行のHSEMSガイドラインの出現により、「Safety Case法とその実践版であるHSE活動」は単なるイギリス内に留まったローカルな制度ではなく、世界中

第5章 安全と環境保全

で実践されるHSEに大きく飛躍していった。イギリスの制度がオイルメジャーの影響力により事実上、世界のスタンダードになった。

日本では、厚労省の「労働安全衛生マネジメントシステムに関する指針（OSHMS：Occupational Safety and Health Management System指針*）」で、事業場における安全衛生水準の向上を図ることを目的として、①安全衛生方針の表明・体制の整備、②危険性または有害性などの調査およびその結果に基づき講ずる措置、③安全衛生に関する目標の設定、④安全衛生に関する計画の作成、実施、評価および改善活動を、事業者が一連の過程を定めて自主的に行うことが求められている。

加えて、国際的に事業を展開する企業においては、OSHMS指針よりも要求レベルの高いHSEMSが、オイルメジャーよりプロジェクト参加の要件として求められる。したがって、後述する国際石油開発帝石(株)（以下、INPEX）のように、オイルメジャーの要求を満たすHSEMSを構築する必要がある。

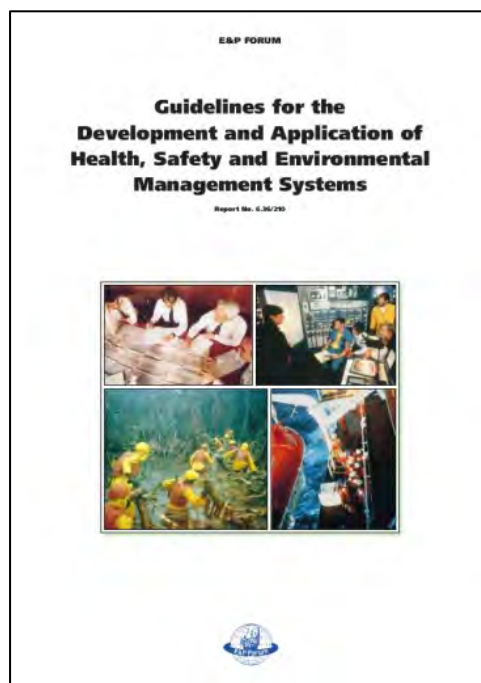


図 5.2.1 世界初の海洋石油・天然ガス開発 HSE MS ガイドライン

(4) OCIMFの船舶建造・修理HSEガイドライン

1994年のE&P Forumガイドラインが主として操業を対象としていたのに対し、建造分野のHSEガイドラインとして、オイルメジャーは2003年に「OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) Health, Safety and Environment at New-Building and Repair Shipyard and During Factory Acceptance Testing (2003)」を発表した(図 5.2.2)。

このガイドラインが出されて以来、オイルメジャーは船舶や海洋構造物の新造や修理・改造の商談開始の条件として、商談を進めようとする造船所に対して、HSEMSが確立されていることを要求し始めた。そのため、世界の造船所にHSEが急速に普及していくことになる。HSEの価値は、単に安全衛生の向上に寄与することだけでなく、受注競争に参戦するために必要な営業武器としての一面も持ち合わせるようになった。

第5章 安全と環境保全

また、2010年4月に起きたメキシコ湾で操業中のセミサブ式掘削リグDeepwater Horizonの事故を受けて、オイルメジャーはますますHSE活動に力を入れている。さらに一般商船のオーナーもHSEMSを導入したことで、造船会社などでは今や一般的なものになっており、船舶や造船に関するさまざまな認証を行っているIACS（International Association of Classification Societies、国際船級協会連合）でも、オイルメジャーのHSE推進活動に沿って、造船所、協力会社、舶用機器メーカー等における船級検査員と工場の全作業員の安全衛生を追求する「安全衛生方針」をIACSのホームページ冒頭に掲げて、労働安全衛生に注力する旨を記載している（図 5.2.3）。

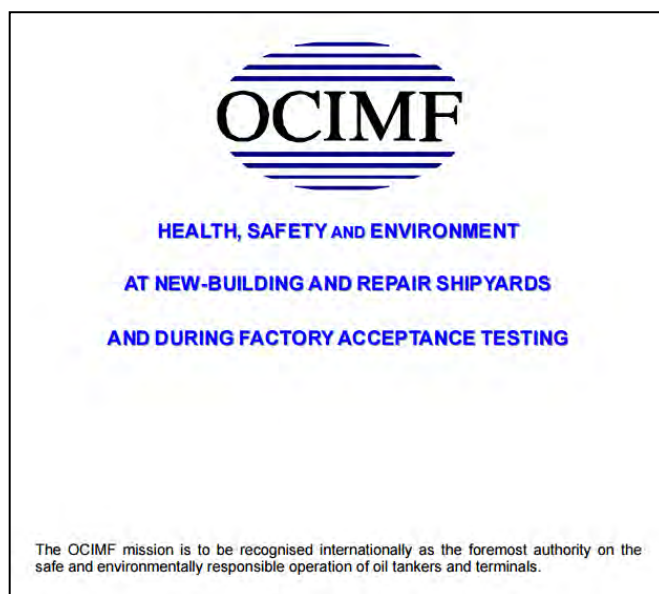


図 5.2.2 OCIMF の船舶建造・修理 HSE ガイドライン

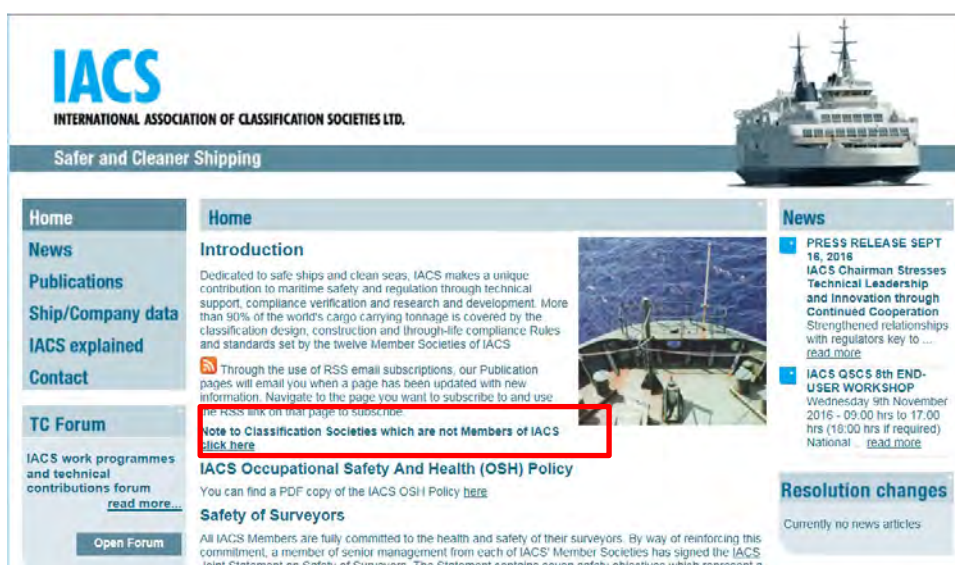


図 5.2.3 IACSの安全衛生方針
(出典 IACSウェブサイト)

(5) HSEMSと品質、環境、労働安全衛生マネジメントシステムの相互関係

先述の世界初の海洋石油・天然ガス開発HSEMSガイドラインの序章では、HSEMSの原則、確立のための必要条件として、以下が述べられている。

- オイルメジャーが追求するHSEMSの大原則は「ゴール設定アプローチ (Goal Setting Approach)」である。
- 「ゴール設定アプローチ」をしっかりと実践するにはそもそも企業内にISO (International Organization for Standardization) ²⁵ 9001*マネジメントシステム (品質管理システム) が確立されていなければならない。
- 安全追求(S)と環境保全(E)は必ずしもいつも調和可能なテーマではない。人を救出する時に環境を犠牲にするという総合判断が必要な場合がある。その逆もある。安全と環境は不可分であり常に一体で同じ土俵で考えなければならない。

上記のことから、HSEMSを確立するためには、品質マネジメントシステム (ISO9001)、環境マネジメントシステム (ISO14001*)、労働安全衛生マネジメントシステム (OHSAS18001*、今後ISO45001としてリニューアルされる見通し。また、国内においては厚生労働省のOSHMS指針) の三つのマネジメントシステムが構築されていることが望ましい。

上記の三つのマネジメントシステムは、密接に関連し合い、切り離せないものである。例えば、品質管理が機能していなかった場合、構造物建造中、部品に不良が多く出る状態につながりかねず、製造ラインが混乱し、事故・災害が起こる可能性が高まる。また引き渡し後の構造物に重大な品質不良があれば、操業中の事故・災害に繋がりがねない。前述のAlexander Kielland事故などがその事例である。その意味で品質マネジメントシステムと労働安全衛生マネジメントシステムは切り離せない関係となっている。

また労働安全衛生マネジメントシステムが機能していなかった場合、作業環境としての騒音、振動、照明等が不十分であったり、危険化学物質の取り扱いが乱暴な職場では、それらにより事故・災害が起こったり、作業員の健康障害が起こったりする。その意味で環境マネジメントシステムと労働安全衛生マネジメントシステムには密接な関係があるといえる。

²⁵ 6.1.6 参照。

図 5.2.4にHSEMSと三つのマネジメントシステムの相互関係を示す。HSEMSは、これらの三つのマネジメントシステムを統合して、先述の「合理的で実行可能なリスク低減策は採用すべし」という“ALARP概念”に基づき、大局的な見地からPDCAサイクルを回しながら運用していくものであると考えられる。

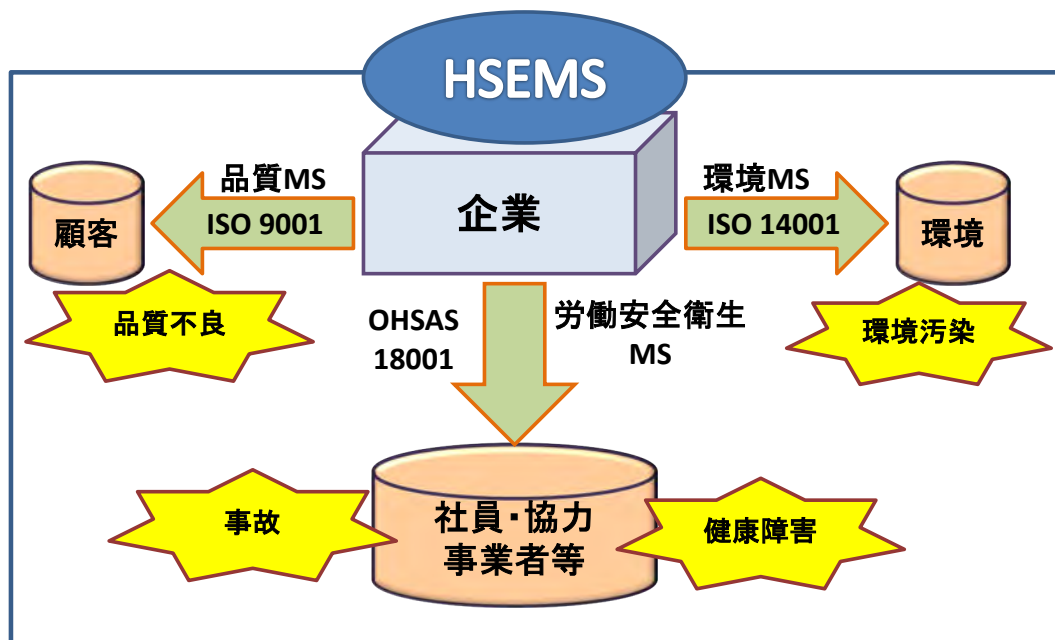


図 5.2.4 HSE と三つのマネジメントシステムの相互関係

また、2001年の米国同時多発テロ事件以降、テロの脅威が高まる中で、テロ等の犯罪行為による被害・損害のリスクから社員、生産操業、資産を守るためにセキュリティマネジメントシステムを構築することも重要になっており、セキュリティの要素についても併せ、HSSEとして考える企業も増えている。犯罪行為に対し平時からの備えを充実させるとともに、有事の際の対応能力を高めておくために、セキュリティ情報の収集および分析、操業する地域のセキュリティリスク評価、セキュリティレベルの決定、セキュリティ対策の策定、誘拐・テロ・暴動・紛争・戦争など重大事象発生時の緊急対応および危機管理、社員の国内退避や国外退避に関する支援などの実施要領をあらかじめ定め、訓練しておくことが重要である。海洋開発においては、海洋構造物に適用される「船舶と港湾施設の保安のための国際コード(International Ship and Port Facility Security Code、ISPSコード)」等、海洋特有のルールに則った対応も求められる。

第5章 安全と環境保全

(6) HSEMSの内容

① HSEMS モデル

HSEMSを構築していくためには、HSEMSモデルを最初に定めることが重要である。HSEMSモデルを定めることにより、その企業がHSE活動にどのように取り組むか、キーワードとなる言葉を示す。その意味するところについては、別途ガイドラインや手順書などの詳細文書によって補完される。

図 5.2.5に、HSEMSモデルの例を示す。図 5.2.5は、日本を代表する石油・天然ガス開発オペレーター企業であるINPEXのものであるが、HSEMSの対象や運用手続きは、各企業の立場や方針によって異なる。例えば、図 5.2.5の図中、計画の中に「コントラクター管理」が含まれるのは、INPEXがオペレーターであり、コントラクターのHSEについても自社の責任の下、管理するという方針があるからである。

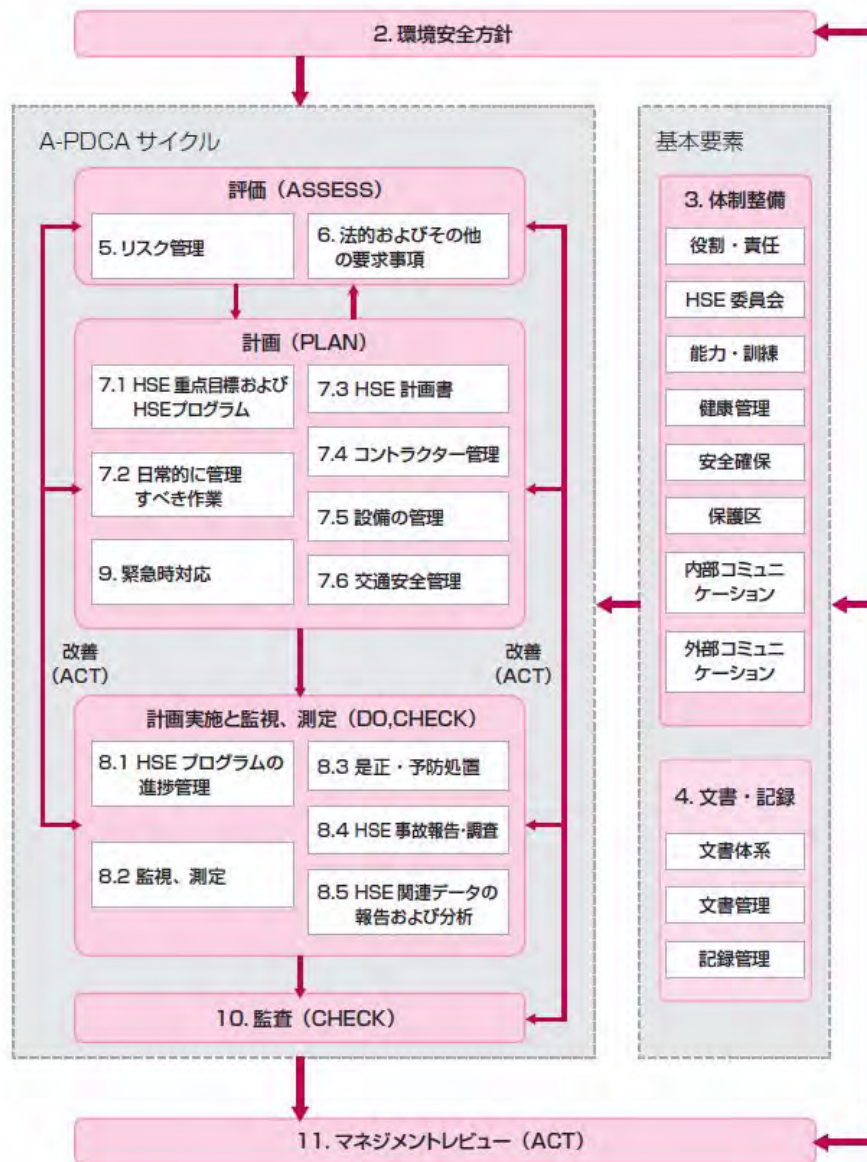


図 5.2.5 HSEMSモデルの例
(出典：「HSEMS文書」INPEX)

第5章 安全と環境保全

INPEXのHSEMSモデルは、ISO9000、OHSAS18001、ISO14001、OSHMS指針、IOGPのガイドラインを参照して作成された。環境安全方針には、法令遵守、マネジメントシステム運用ならびに継続的改善、リスク管理、環境アセスメントの実施と環境負荷低減、緊急時対応、経営資源の投入、啓発・教育、請負業者管理、コミュニケーションについて述べられており、その内容を受けて、HSEを実行していく上で重要と考える要素を包括的に関連付けている。各要素は、それぞれがその内容を説明する文書を有しており、そのなかで要件定義を行っている。全社の取り組みを示す文書に従う形で、各操業現場にも文書作成を求めており、その関係は図 5.2.6に示す通りである。



図 5.2.6 HSE文書構造
(出典：「HSEMS文書」INPEX)

第5章 安全と環境保全

② HSE 文書

HSEMSには、その内容を説明するためにHSE文書が必須である。HSE文書は、方針、規則、要領、指針などから構成されるのが通常である。

HSE文書は社内あるいはグループ会社内のHSEに関する取り組みであるが、その内容には、社外のHSE上の要求や取り決めに対してどのように取り組むかが含まれる。すなわち、プロジェクト実施に際しては、法律を遵守するというごくあたり前のことから、国際規格や業界の標準をどの程度参照するかなどを特定する。

表 5.2.1にINPEXのHSE文書の例を示す。

表 5.2.1 HSE 文書の例

| 環境安全方針 | 環境・社会アセスメント要領 |
|------------------------------|------------------------|
| 環境安全方針解説 | 要員の安全確保要領 |
| HSE マネジメントシステム規則 | 要員の健康管理要領 |
| HSE 文書・記録管理要領 | HSE 是正・予防処置要領 |
| コーポレート HSE 委員会細則 | HSE マネジメントシステム用語集 |
| コントラクター HSE 管理要領 | 法的要求事項等管理要領 |
| HSE リスク評価要領 | HSE 内部コミュニケーション要領 |
| HSE 計画書作成要領 | HSE 外部コミュニケーション要領 |
| HSE 重点目標および HSE プログラム策定・管理要領 | 設備の健全性管理要領 |
| 緊急時対応要領 | 交通安全管理要領 |
| HSE 事故報告・調査要領 | 保護具整備要領 |
| HSE 関連データ管理要領 | HSE マネジメントレビュー要領 |
| HSE 能力・訓練要領 | オペレーション事業体 HSE 委員会設置要領 |
| HSE 監査要領 | コーポレート危機対応マニュアル |

(出典：「HSEMS文書」INPEX)

③ HSE 組織

HSE活動を有効に実践していくためには、必要な能力を有する人材を確保育成することが肝要である。そのためには、リスクを評価した上で必要な能力を特定すること、必要な能力を持つためにHSE組織の整備や人材調達のための計画そして目標を立てること、不足する能力については教育訓練により補うこと、など各要素を関連付けることが大切である。

第5章 安全と環境保全

また、組織のHSE能力は組織全体のパフォーマンスとして測定されるため、HSEMS実践のための組織は、HSE担当部門をどうするかを検討にとどまらず、全社的なHSEに関する計画や種々の課題への取り組みについて意思決定を行うための社内横断的な組織のあり方、事業推進部門ならびにコーポレート部門との関連についても対象として検討し決定する必要がある。通常、HSE担当部門は、HSEMSの管理人(custodian)としての役割を担うし、HSEに関する重要事項の決定は、HSE委員会等の社内横断的な組織により行われる。HSE担当部門と事業部門との関係は、それぞれがHSEの実践能力をどの程度有しているか、どのようなリスクを有しているかにより決定される。

例えば、操業主体として、大きな資産を有している、あるいは長く生産操業を続けている事業部門は、現地に本社と同様なHSE担当部門を有している場合が多い。

④ PDCA サイクル

継続的な改善を図るためのPDCAサイクルは、HSE活動を進めていく上で必要不可欠な要素である。

INPEXの例では、前出の図 5.2.5に示すような、Assessを含むA-PDCAサイクルを採用している。同社のA(Assess)－P(Plan)－D(Do)－C(Check)－A(Act)の内容は以下のとおりである。

- A(Assess)では、リスク管理と法的小よびその他の要求事項を設定する。
- P(Plan)では、HSE重点目標やその達成のためのプログラムの策定、日常的に管理すべき作業計画の策定、HSE上講ずべき措置を取りまとめたHSE計画書の作成、請負業者に対して行うべきHSE上必要な管理計画の策定、設備の設計や保全において行うべきHSE上必要な管理計画の策定、緊急時対応計画の策定、交通安全上必要な管理計画の策定を行う。
- D(Do)、C(Check)では、HSEプログラムの進捗確認とその報告、定めた計画や手順が適正に実施されているかどうかの監視・測定、そして是正および予防措置の実施、事故の調査、再発防止策の策定、HSE関連データの収集・分析を行う。
- A(Act)では、マネジメントレビューのHSE文書の見直し、HSE実施体制の強化、HSE実施状況の改善、各所へのHSE支援、HSE重点目標の見直しなどを行う。

⑤ リスク評価

HSEMSにあつては、リスク評価はその中核をなす取り組みである。ビジネスを取り巻くリスクは多々あるが、HSEにおけるリスクとは、人、設備や資産、環境、世評、遵法などを対象としている。HSEリスクは、ビジネスにおけるあらゆる作業にあるため、適切な業務プロセスに区分し、それぞれの業務を主管する部署が評価チームをつくり、リスク評価を実施する。リスク評価とは、特定したハザードに対し、発生頻度と結果の重大性からリスクを見積もり、許容範囲かどうかを評価することである。その手法については、次項で概説する。

第5章 安全と環境保全

5.2.2 リスク評価の手法

HSEMSにおいて重要な概念として、合理的に可能な限りリスクを低減する「ALARP概念」について先述したが、リスク低減策を講じる上で、リスク評価が欠かせない。すなわち、その事業が安全や環境にどのような影響を及ぼす恐れがあるか、予めさまざまなシナリオを想定し、対策を検討しておく必要がある。そのため、海洋開発プロジェクトの計画段階において、当該事業のリスク評価と対策が行われる。

リスク評価の手法としてはさまざまなものがある。例えば、日本工業規格(JIS : Japanese Industrial Standards)では、以下の表 5.2.2に示す31のリスク評価の手法を示している。

表 5.2.2 JIS Q31010:2012 リスクアセスメント技法

| | | | |
|----|---|----|------------------|
| 1 | ブ레인・ストーミング | 16 | 原因・結果解析 |
| 2 | 構造化又は半構造化インタビュー | 17 | 原因影響分析 |
| 3 | デルファイ法 | 18 | 防護層解析(LOPA) |
| 4 | チェックリスト | 19 | 決定木解析 |
| 5 | 予備ハザード分析 | 20 | 人間信頼性アセスメント(HRA) |
| 6 | HAZOP | 21 | 蝶ネクタイ分析 |
| 7 | ハザード分析および必須管理点 | 22 | 信頼性重視保全(RCM) |
| 8 | 環境リスクアセスメント | 23 | スニーク解析及びスニーク回路解析 |
| 9 | 構造化“What-if”手法(SWIFT) | 24 | マルコフ解析 |
| 10 | シナリオ分析 | 25 | モンテカルロシミュレーション |
| 11 | 事業影響度分析 | 26 | ベイズ統計及びベイズネット |
| 12 | 根本原因分析 | 27 | FN曲線 |
| 13 | 故障モード・影響分析(FMEA)／故障モード・影響及び致命度解析(FMECA) | 28 | リスク指標 |
| | | 29 | リスク・マトリクス |
| 14 | 故障の木解析(FTA) | 30 | 費用／便益分析(CBA) |
| 15 | 事象の木解析(ETA) | 31 | 多基準意思決定分析(MCDA) |

上記の通り、リスク評価手法にはさまざまなものがあり、企業の方針や事業の規模や特徴によって、それぞれの目的と状況に適した手法が適用される。ここでは、代表的な手法として、HAZID (HAZards IDentification) およびHAZOP (HAZard & OPerability study) を取り上げ、概説する。

(1) HAZID／HAZOPとは

関連する事故やトラブル情報を参考に、専門家間の討議などを通じて当該事業で想定されるハザードを同定することをHAZIDという。このうちシステムの運用に特化したリスク評価をHAZOPと呼ぶ。各社のポリシーやノウハウにより、対象の範囲や進め方に違いはあるが、一般に、事業全体を通してのリスク評価のことをHAZIDと呼び、HAZIDにより全般的なリスク評価および低減策の検討を行った後、運用におけるリスク評価をHAZOPにより

実施するという流れとなることが多い。

(2) HAZIDの手順

HAZIDの手法としては、FMECA (Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis) 、SWIFT (Structured What-IF Technique) 等がある。これらの手法では、ハザードの同定だけでなく、リスク評価やリスク制御対策までを検討する。

FMECAは、米軍によって開発された手法で、1949年のガイドライン発行以来、システム開発等の初期段階で広く用いられている手法であり、システムのコンセプト設計や初期設計段階において、すべての故障モードが考えられているか否か、またそれらを取り除くための適切な処理がなされているかを確認するために実施される。担当者が作成したワークシートについて、グループ討議を行うかたちがとられる。FMECAでは、通常、システム運用におけるヒューマンファクターについては検討しない。

これに対しSWIFTは、システムおよびその運用に対して適用することができ、ワークシート自体の作成をグループ討議の場で行う。SWIFTは、ブレン・ストーミング法の一つであるWhat-If法の改良版である。What-If法は、「もし……であるならば」という質問を繰り返すことによって、設備面、運用面でのハザードを特定し、それに対する安全対策を検討することによりシステムの安全化を図る手法である。SWIFTにおけるグループ討議は、構造化されたワークシートを用いることによって、議論をシステムティックに進行させることができる。SWIFTでは、予めガイドワードを用意しておき、ファシリテーターがそれにしたがって質問を構築していく。記録用のワークシートに議論の結果を書き込んでいくことで、想定されるハザードについて整理することができる。

以下では、SWIFTによるHAZIDミーティングの手順の例を以下に示す。

SWIFTでは、ファシリテーター、検討中の課題に対して十分な経験を有する複数の専門家、記録係が会議に参加する。グループの規模は一般に、7~10名程度となる。

① システムに関する説明

設計思想、オペレーションモード、外環境条件等について、参加者に説明する。

② サブシステムの説明

基本設計、設計条件、安全装置等について、参加者に説明する。

③ ガイドワードの決定

SWIFTにおけるHAZIDミーティングの議論を行う上で、ガイドワードを予め決定しておく。

ガイドワードの例としては、以下のようなものがあるが、必要に応じて追加していく。

- 自然災害に関するもの（異常な気温、波、地震）
- 外的影響に関するもの（テロ、構造不具合、疲労）
- ヒューマンファクターに関するもの（訓練不十分、特殊機器の取り扱い）
- 機器・用具の故障に関するもの
- 運用の失敗に関するもの（ブラックアウト、冷却水、機器用空気）
- 緊急時オペレーションに関するもの（退避、救出）

第5章 安全と環境保全

- 火災・爆発に関するもの
- 検査・保守に関するもの

④ リスク評価基準の設定

深刻度指数（SI：Severity Index）、発生頻度指数（FI：Frequency Index）、使用するリスク・マトリクス（risk matrix）を決定する。

a) 深刻度指数（SI）

ハザードが起こった場合に想定される被害の深刻度について、いくつかの領域にわけてランク分けしたものが、SIである。表 5.2.3 および表 5.2.4 に示すように、SI は人的被害で表す方法や、被害額で表す方法があり、評価対象や目的に応じて具体的に設定する。

表 5.2.3 人的被害からみた SI の例

| 番号 | 深刻度分類 | 事故の結果 |
|----|-------|--------|
| 1 | 軽微 | 軽傷以下 |
| 2 | 中程度 | 軽傷 |
| 3 | 重大 | 重傷 |
| 4 | かなり重大 | 1名死亡 |
| 5 | 非常に重大 | 10名死亡 |
| 6 | 大惨事 | 100名死亡 |

（出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会
最終報告書」平成21年10月、日本船舶海洋工学会）

表 5.2.4 被害額からみた SI の例

| カテゴリー S I | 影響 | 想定される事例 | 影響の出る 期間 | 被害額 (補修+発電停止損失) |
|--------------|-------|--------------|-------------|--------------------|
| 1 | 軽微 | 軽微な故障 | 1時間以下 | ～4万円 |
| 2 | 中程度 | 中程度の故障 | 数時間 | ～40万円 |
| 3 | 重大 | 局所的損傷 | 1日 | ～400万円 |
| 4 | かなり重大 | 修理を要する損傷 | 10日 | ～4000万円 |
| 5 | 非常に重大 | 大規模な修理を要する損傷 | 100日 | ～4億円 |
| 6 | 大惨事 | 全損・沈没 | 1年 | ～40億円 |

（出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会
最終報告書」平成21年10月、日本船舶海洋工学会）

第5章 安全と環境保全

b) 頻度指数(FI)

ハザードが起りうる頻度は、多くの場合、表 5.2.5の例に示すように、一つの分類の中で広い幅を持たせて分類する。

表 5.2.5 FI の例

| 番号 | 頻度分類 | 年間頻度 |
|----|--------|------------------|
| 1 | ほぼ発生なし | 10 ⁻⁵ |
| 2 | 発生し難い | 10 ⁻⁴ |
| 3 | 発生しうる | 10 ⁻³ |
| 4 | まれに発生 | 10 ⁻² |
| 5 | たびたび発生 | 10 ⁻¹ |
| 6 | 日常的に発生 | 1 |

(出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会最終報告書」
平成21年10月、日本船舶海洋工学会)

c) リスク・マトリクス

SIおよびFIが確定したら、表 5.2.6のように、SIを列にFIを行としたリスク・マトリクスを作成し、各セルを「許容できる領域」、「許容できない領域」、両領域の「中間領域 (ALARP領域)」に分類する。

表 5.2.6 リスク・マトリクスの例

| | | 深刻度(SI) | | | | | |
|------------|---|---------|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 頻度 (FI) | 6 | | | | | | |
| | 5 | | | | | | |
| | 4 | | | | | | |
| | 3 | | | | | | |
| | 2 | | | | | | |
| | 1 | | | | | | |

- 許容できる領域
- 中間領域 (ALARP領域)
- 許容できない領域

(出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会最終報告書」
平成21年10月、日本船舶海洋工学会)

⑤ ハザードの同定

予め設定されたガイドワードに対してファシリテーターが質問を行い、以下の流れで、議論を進めていく。

第5章 安全と環境保全

- ファシリテーターが、「もし……であるならば」という質問を繰り返し、起こりうるハザードを列挙する。
- ハザードを漏れなく網羅するために、参加者から出されるアイデアが尽きた場合は、過去の事故例などを確認する。

⑥ 予防、緩和措置の検討

各ハザードについて、必要な場合、予防および被害の緩和のためのリスク制御対策について、検討する。

⑦ 記録用のワークシートへの記入

議論より得られた結果は、**SWIFT**ワークシートに記入される。ワークシートの例として、浮体式風力発電施設の安全性評価において用いた記入フォームの例を表 5.2.7に示す。ワークシートは、**HAZID**会議で提起されたすべてのハザードに対して作成する。

表 5.2.7 SWIFT ワークシートの例

| | | |
|-----------------|--|-------------------|
| ハザードID | G1 (番号を記入) | |
| ハザードの定義 | ブレードの破損 (ハザードの概略を簡潔に記入) | |
| 原因 | (考えられる原因を箇条書きですべて記入) <ul style="list-style-type: none"> ● 過大風荷重 ● 過回転 (遠心力、フラッタリング) ● 制御系故障 ● 疲労 (浮体動揺の影響含む) ● 初期欠陥 ● 施工不具合 ● 落雷 ● 飛来物 (塩分、飛行機・ヘリ衝突含む) ● 紫外線による劣化 ● タワーとの接触 (動揺、振動) ● 氷結 | |
| 結果 | (考えられる結果を箇条書きですべて記入) <ul style="list-style-type: none"> ● 発電停止、電圧低下 ● 浮体・タワー損傷 ● ブレード喪失 ● 増速器、油圧ポンプ ● 人命・負傷 | |
| 予定されている防 御手段 | (現在のシステムで講じられている予防措置等を記入) <ul style="list-style-type: none"> ● 配電システムによる負荷変動の吸収 ● 回転速度の監視による停止機能 ● ブレード片飛来に対する構造強度確保 ● ブレード片飛来に対する浮体損傷時復原性確保 | |
| 勧告 | (ハザード防御のために講じることが望ましい措置等を記入) <ul style="list-style-type: none"> ● 高強のブレード設計 ● 風況特性の詳細な把握 (例：複雑地形影響の把握) | |
| リスク情報 | SI (深刻度を指数で記入) 5 | FI(頻度を指数で記入) 3 |
| 備考 | | |

(出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会 最終報告書」

平成21年10月、日本船舶海洋工学会)

第5章 安全と環境保全

表 5.2.8は、浮体式風力発電施設の安全性評価におけるHAZIDにより抽出された重大ハザードの例をまとめたものである。

表 5.2.8 HAZID で抽出された重大ハザードの例

| ID | ハザード | 主な原因 | 結果 | FI | SI |
|----|-------------|-----------------|-----------|----|----|
| G1 | ブレード破損 | 疲労・初期欠陥・施工不具合 | 浮体・タワー損傷 | 3 | 5 |
| G2 | ナセルカバー損傷 | 初期欠陥・施工不具合 | 内部機器故障 | 3 | 4 |
| G3 | 油圧系統 | 機器故障・冷却系停止 | 火災 | 4 | 5 |
| G4 | タワー破損 | 材料欠陥・溶接欠陥・施工不具合 | 浮体損傷 | 4 | 5 |
| G5 | 制御系故障 | センサー類の故障 | 発電停止・電圧低下 | 4 | 4 |
| G6 | 軸受故障 | 材料欠陥・施工不具合 | 発電停止・電圧低下 | 3 | 4 |
| F1 | 浮体構造の破損 | 疲労・腐食・衝突 | 沈没 | 3 | 6 |
| F2 | タワー基部の破損 | 振動 | 沈没・タワー倒壊 | 3 | 6 |
| F3 | 係留索取り付け部の破損 | | 漂流 | 2 | 6 |

(出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会 最終報告書」

平成21年10月、日本船舶海洋工学会)

表 5.2.9は、表 5.2.8の各ハザードのIDをリスク・マトリクス上にプロットしたものである。表 5.2.9で示すように、各ハザードがリスク・マトリクス上のどの領域にあるかを考え、そのリスクが許容できるものか否か、リスクの評価を行う。

表 5.2.9 重大ハザードをプロットしたリスク・マトリクスの例

| | | 深刻度(SI) | | | | | |
|------------|---|---------|---|---|-------|----|----------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 頻度 (FI) | 6 | | | | | | |
| | 5 | | | | | | |
| | 4 | | | | G5 | G3 | |
| | 3 | | | | G2/G6 | G1 | G4/F1/F2 |
| | 2 | | | | | | F3 |
| | 1 | | | | | | |

- 許容できる領域
- 中間領域 (ALARP領域)
- 許容できない領域

(出典：「大規模海上浮体施設の構造信頼性及び設計基準研究委員会 最終報告書」

平成21年10月、日本船舶海洋工学会を基に作成)

第5章 安全と環境保全

当該ハザードが許容できない領域にある場合は、許容できる領域またはALARP領域に移動させるためのリスク制御対策を講じる必要がある。ALARP領域にある場合は、リスク制御対策の費用対効果を検討し、費用対効果が高いのであればその対策を講じ、低い場合はそのような対策を講じることはせず、リスクをそのまま受け入れることとなる。

(3) HAZOPの手順

HAZOPは、1960年代に化学プロセスにおける複数の独立した事象が複雑に絡む故障を扱うために開発されたリスク評価手法である。現在では、他の産業でも有効性が認められ活用されている。

HAZOPでは、システムの運用における潜在的な危険性や阻害要因を漏れなく特定するため、システムの状態の「設計意図からのずれ」すなわちプロセス異常に着目する。「設計意図からのずれ」を洩れなく洗い出すための案内役として、ガイドワード(表 5.2.10)が設定されている。これらガイドワードと、対象とする設備・システムの設計・運転パラメータや操作を組み合わせることにより、設計意図あるいは運転意図からの「ずれ」を系統的に想定することができる。

表 5.2.10 HAZOP におけるガイドワード

| ガイドワード | 意味 |
|--------------|--------------------------------|
| No/Non | 意図したことが全く起こらない |
| Reverse | 意図と反したことが起こる |
| More | 意図した最大値を超えることが起こる |
| Less | 意図した最小値を下回ることが起こる |
| As well as | 意図したことはすべて達成されるが、その他に余分なことが起こる |
| Part of | 意図したことの一部しか達成されない |
| Other than | 意図したことと別のことが起こる |
| Sooner than | 意図した時期、タイミングより早い |
| Later than | 意図した時期、タイミングより遅い |
| Longer than | 意図した時間よりも長時間かかる |
| Shorter than | 意図した時間よりも短時間で終える |

(出典：「リスク・アセスメントガイドライン(Ver.1)」 2015年、高圧ガス保安協会を基に作成)

HAZOPの標準的な手順は、以下の通りである。

- ① 分析対象となるプロセスの範囲設定と分析の目的の策定
- ② メンバーの選定 (数名)
 - ・ プロセスに詳しい経験豊富なリーダー
 - ・ 設計や運転に携わる化工、化学、機械、計装などの各エンジニア
 - ・ 安全担当者 等

第5章 安全と環境保全

- ③ 基礎資料の収集
 - ・システムの構成要素である機器、装置類、配管およびプロセス系統図
 - ・プロセス・フロー・ダイヤグラム
 - ・運転保守マニュアル
 - ・設定値に関するデータ
 - ・過去の事故、トラブル情報 等
- ④ ガイドワードの選定
- ⑤ 質問の作成（ガイドワードを用いた設計意図、操作意図からのずれの仮定）
- ⑥ ワークシートのフォーム（表 5.2.11）の作成
 - ・各設計仕様の項目、ずれ、原因、危険因子、防護機能、対策などのマトリックス表
- ⑦ 逸脱による潜在的な危険因子、操作上の問題点、対策の検討
 - ・リーダーによる質問、各メンバーによる回答、グループ討議を経た結論付け
- ⑧ 分析結果のワークシートへの記述

表 5.2.11 HAZOP ワークシートフォームの例

| プロジェクト名: | | Page: of | | 日付: | | | | |
|----------------|----|-------------------|----|-------|------|---------|-------|-----------|
| HAZOP チームメンバー: | | | | | | | | |
| ガイドワード | ずれ | 原因 | 影響 | 被害の程度 | 発生頻度 | リスクの大きさ | 現状の対策 | 追加対策・検討事項 |
| | | | | | | | | |

5.3 環境影響評価

規模が大きく環境に著しい影響を及ぼすおそれのある事業において、重大な環境影響を未然に防止する上で、事前の環境影響評価が必要不可欠である。本項では、環境影響評価について概説するとともに、具体例を紹介する。

5.3.1 環境影響評価とは

「環境影響評価」(environmental impact assessment) は、一般に「環境アセスメント」(environmental assessment) と呼ばれることもある。本テキストでは、「環境影響評価」を用いるが、以下に引用する文献によっては「環境アセスメント」を使用している場合もある。ここでは、両者は同義であると整理する。

第5章 安全と環境保全

環境影響評価は、事業（廃坑等を含む）が認可を受ける前に、事前に、環境や社会への影響を予測し、その対策を事業計画に組み込む機会とするものである。すなわち、事業者自ら周辺環境の調査、当該事業が環境に与える影響の予測・評価、その対策の検討を行い、その結果について周辺住民等の一般市民や専門家の意見を聴き、より望ましい事業計画をつくりあげていくことを目的として行うものである。開発事業が環境や社会に与える悪影響を最小限にとどめるため、他の規制等とともに大きな役割を果たしている。

環境影響評価が世界で初めて導入されたのは米国である。米国では、1969年に国家環境政策法（National Environmental Policy Act）が制定され、連邦政府が関与する事業については環境への配慮を求めるとする環境影響評価が法制度化された。その後、先進国を中心に、各国において続いて法制化された。

1974年にOECD（Organization for Economic Cooperation and Development、経済協力開発機構）が決議した「環境政策に関する宣言」（Declaration on Environmental Policy）を皮切りに、1982年の国際連合による「世界自然憲章」（World Charter for Nature）など、環境保全には環境影響の評価が重要であるとする考えを示す文書等が国際機関からも発行されている。

また、途上国への開発援助プロジェクトにおける環境影響評価制度も、世界銀行を中心に策定されている。大規模なインフラ設備等の開発・整備を行う場合、世界銀行グループの国際金融公社、アジア開発銀行、国際協力機構、国際協力銀行等の融資機関から、多額の資金援助を事業者や事業の実施場所となる国が受ける場合がある。こうした機関では、民間セクターに投融資する場合に課すさまざまな条件の一つとして環境や社会への配慮を盛り込んでいる。この環境への配慮には、環境影響の評価や環境保全措置が含まれることが多く、さまざまな事業種の環境影響の評価に関するガイドラインを作成している。

日本では、1993年には環境基本法が制定され、その中で環境影響評価の規定が盛り込まれたことを踏まえ、1997年に「環境影響評価法」が成立した。その後、法律の完全施行後10年が経過したことを受けて法律の見直しに向けた検討が行われ、2011年に、計画段階環境配慮書手続（配慮書手続）や環境保全措置等の結果の報告・公表手続（報告書手続）などを盛り込んだ「環境影響評価法の一部を改正する法律」が成立し、改正された環境影響評価法は、2013年4月に完全施行された。

第5章 安全と環境保全

図 5.3.1に、環境影響評価の流れを示す。環境影響評価に関する法体制は各国によって異なるものの、評価の流れは概ね下記の通りと考えられる。

第一段階で、環境影響評価の必要性、またどの程度の評価が必要となるのかを決定した上で、評価の進め方を設計する。

第二段階では、第一段階での計画に沿って、調査、影響の予測、評価を行い、環境影響評価書を作成する。

第三段階では、必要に応じて修正を行った上で、評価を決定し、事業に着手する。

第四段階として、事業着手後も追跡調査を行い、必要に応じた環境保全措置を講じる。

環境影響評価においては、利害関係者などと情報交流を行い、事業内容の周知・相談を行うことも重要である。

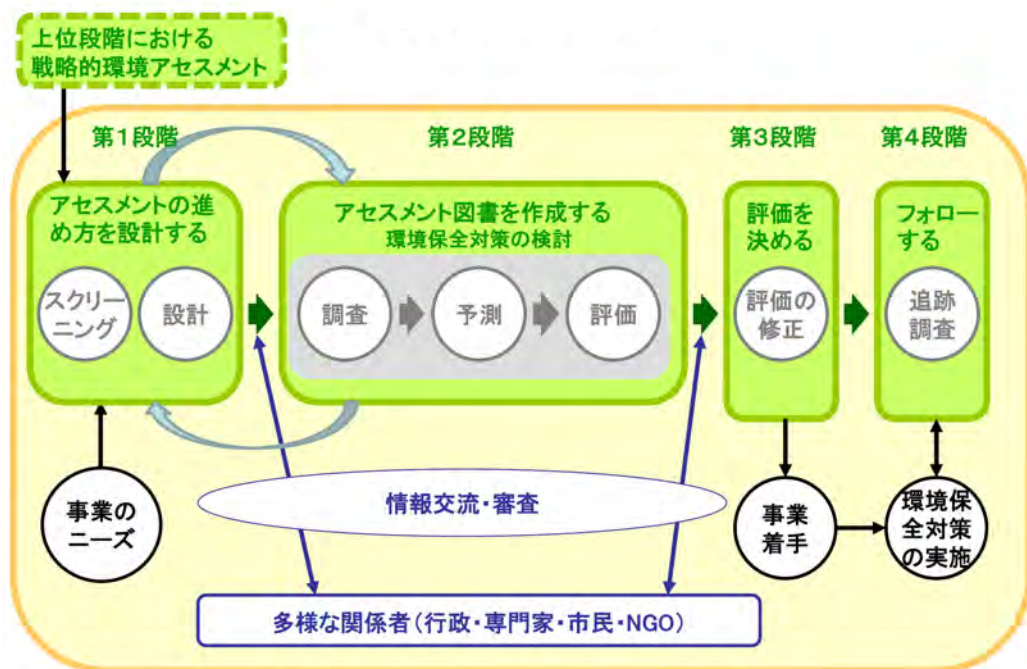


図 5.3.1 環境影響評価の一般的な流れ

(出典：「環境アセスメントを活かそう 環境アセスメントの心得」環境アセスメント学会)

5.3.2 海洋開発における環境影響評価の必要性

海洋開発事業は、事業規模も大きい場合が多く、環境への影響も多岐に及ぶと考えられる。そのため、環境影響評価の必要性が極めて高い産業であると言える。

以下に、海洋石油・天然ガス開発事業と、海洋再生可能エネルギー開発のうち洋上風力発電事業において想定される環境への影響要因について概説する。

(1) 海洋石油・天然ガス事業が環境に与える影響

海洋石油・天然ガス開発事業については、油分や化学物質、低レベルの放射性物質等の海水流出や、海洋構造物が海底土壌の性状へ与える影響、大気汚染や光害、騒音などが懸念される。

第5章 安全と環境保全

北東大西洋に面する15か国と欧州連合の間で締結されている、北海を含む北東大西洋周辺の海洋環境保護を目的とする「OSPAR条約²⁶」の意思決定機関であるOSPAR条約委員会は、“Assessment of impacts of offshore oil and gas activities in the North-East Atlantic”の中で、北海における海洋の石油・可燃性ガス開発が海洋環境に与える要因を特定し、それぞれの影響について検討している。表 5.3.1に、北海における海洋の石油・可燃性天然ガス開発活動が海洋環境に与える潜在的な要因（OSPAR条約抜粋）を示す。

²⁶OSPAR 条約：正式名称は Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic。オスロ条約（欧州投棄規制条約 1972）とパリ条約（陸上起因海洋防止条約 1974）が基となっているため、オスロ・パリ条約とも呼ばれる

表 5.3.1 北海における海洋の石油・可燃性天然ガス開発活動が海洋環境に与える
潜在的な要因（抜粋：OSPAR）

1) 油分

探鉱及び生産の様々な段階において油が流出することがあり、随伴水と共に海洋へ排出されることも多い。また、生産施設の甲板や機械設置場所の排水にも少量の油が含まれることもある。坑井試験、改修時のフレアリングの際等に油が漏れ落ちることもあるが、深刻な影響を及ぼす程度のものではないと考えられている。通常の生産活動等以外でも、掘削、海洋施設の供用及び船舶輸送時の事故等においても、油の流出が発生することがある。

2) 化学物質

掘削泥水や随伴水には化学物質が含まれていることがあるため、これが海洋に排出されることも考えられる。こうした化学物質は石油・可燃性天然ガスの掘削に不可欠のもので、特に以下の用途を挙げることができる。

- 掘削装置、タービンの洗浄
- 掘削パイプ接続部の潤滑剤
- 坑口、防墳装置、海底バルブ (subsea valves) の管理に使用される油圧油
- 炭化水素の生産、処理に使用される化学物質
- 水系掘削泥水及び有機系掘削泥水
- セメンチングに使用する化学物質
- 改修に使用される化学物質
- 坑井刺激に使用される化学物質
- 坑井仕上げに使用される化学物質
- 圧入時に使用される化学物質 (water injection chemicals)
- 水及び油のトレーサー
- 定期的な補充を必要とする閉鎖系施設に使用される化学物質
- ジャッキの潤滑油

これら以外にも、パイプラインの維持や安全性の確保を目的として、殺生物剤や脱酸素剤が使用されることもある。

海洋に排出される化学物質は、海生生物に急性又は長期間にわたる有毒作用をもたらす可能性があり、長期的影響の中でも特に、ホルモン攪乱、変異原性及び生物毒性の影響が懸念されている。難分解性で生物濃縮性のある化学物質は食物連鎖の中で毒性が強まるため、ウミドリや海洋哺乳類等の上位捕食者及び人間が高濃度に暴露することもある。一方で低濃度でも、ホルモン、免疫システム及び生殖過程に悪影響を与える物質も存在する。このように、生物学的影響は海洋生物個体にとどまらず、生物種全体に拡大し、生態系の構造にも悪影響を及ぼし得るため、注意が必要である。

加えて、海洋施設 (offshore installations) の労働者に対しても、アレルギーや皮膚炎症、さらに癌等の化学物質による影響もあるとされている。

3) 低レベルの放射性物質

OSPAR では石油・可燃性天然ガス産業において排出される低レベル放射性物質についてのデータを毎年収集している。自然起源放射性物質 (NORM) として主に随伴水に含まれ、またパイプライン等のスケールに蓄積する他に、放射性トレーサーも発生源となる。

4) 随伴水

随伴水とは、石油・可燃性天然ガスの生産に伴い貯留層から排出される水を指し、石油・可燃性天然ガス等の炭化水素がこの水に含まれていることから、排出前に可能な限り油分を除去する必要が生じる。

一般的に、貯留層から生産される石油・可燃性天然ガス量が減少するにつれて随伴水の量は増加する。随伴水は多くの場合、海洋への排出又は貯留層に戻すことによる処分が行われる。また、随伴水は重金属や芳香族炭化水素、アルキル化フェノール、放射性物質等の貯留層から発生する低濃度の有害物質を含んでいる。

5) 掘り屑

掘り屑は、掘削やそれに付随した掘削泥水が排出されるところで生じ、一般的には、流れの弱いプラットフォーム周辺に堆積する。掘削泥水には、水系掘削泥水と油等の有機系掘削泥水があり、古い掘り屑の堆積物は有機系掘削泥水を含む場合がある。このため、掘り屑の堆積物中の油残渣の移動や自然浸出は、海洋への油の流出源になり得る。浸出率が低い自然浸出が大きな問題となることは考えにくいものの、曳網漁業や設備廃棄への物理的な障害となる掘り屑の堆積物の移動時には、石油を含む汚染物質が海洋へ流出する可能性があると考えられている。

現在の取り組みでは、海洋への投棄による掘り屑の処分は水系のみとなっており、これには主に、イルメナイト、ベントナイト、バライト等の比重調整剤が含まれている。掘り屑と比重調整剤は微量の重金属を含むことがあるが、生物学的に問題となる量ではないとされている。

6) 海洋施設

海洋施設には、パイプラインやプラットフォーム、掘削リグ等がある。パイプラインの設置面積は、長さ、直径及び埋設の有無によって決まる。底層の流れや海底土壌の性状は、パイプライン周辺での堆積や洗掘に影響を及ぼす。埋設されたパイプラインによる環境影響は、直接埋設された地帯を超えて拡大することはないと推定されており、また、埋設パイプラインそのものへの影響も特に懸念されていない。

これ以外にも多くの設備が海底に物理的な影響を与えうるが、設備が多様なため、影響範囲を特定することが困難となっている。設備が真下に直接埋設される地帯のみがプラットフォーム等の構造物の物理的な影響を受けると想定されているが、パイプラインは海底又は海底下に複数本を長距離にわたって敷設することが多いため、物理的影響は他の設備よりも大きいと考えられている。

7) 事故等による流出

油や化学物質の海洋への流出は、タンクへの積み下ろし作業時、稼働設備の洗浄時、海洋上の下水処理時の設備故障や人為的ミス等に起因する事故によって発生するが、設備の老朽化がこのリスクを高めるとの懸念がある。

8) 大気汚染

海洋での石油・可燃性天然ガス生産では抽出(extract)、処理、輸出に大量の電力を要するため、発電に伴って大気汚染物質が排出される。また、坑井試験時や坑井洗浄時 (well clean-up operations) にプラットフォームの安全性を確保するために行われる石油・可燃性天然ガスのフレアリングもこうした排出を伴う。それに加えて、タンカーへの積み下ろしも揮発性有機化合物 (VOCs: Volatile Organic Compounds) を排出する。

9) 光害

フレアリングや海洋の構造物から生じる光は、鳥類に影響を及ぼす可能性が指摘されており、特に渡り鳥の移動時期にこうした影響が見られるとの報告がある。

10) 騒音

海洋での石油・可燃性天然ガス開発に付随する建設、掘削、海上交通、地震探査等からの騒音が引き起こし得る影響は、受け手の感受性や音源からの距離によって様々であるが、例えば、稚魚・幼魚の死亡率の増加や、永続的又は一時的な聴覚低減、魚類や海生哺乳類の移動という影響が考えられる。

こうした騒音の発生源として最も重要と考えられるのは地震探査で、音源近傍の海生生物に聴覚閾値の変化が起こることもあれば、地震探査地点から深海域や離れたところへの回避という一時的な行動変化が見られたという例も報告されている。また、地震探査の音源から 5m 以内では魚類の死亡率が増加することも報告されている。

(出典：「平成 26 年度 大水深海底鉱山保安対策調査 (大水深海底環境影響検討調査) 報告書」

エンジニアリング協会)

第5章 安全と環境保全

(2) 洋上風力発電事業が環境に与える影響

洋上風力発電事業についても、今後の開発における環境保全対策の参考とすべく環境に与える影響が検討されている。

図 5.3.2は、着床式洋上風力発電導入における洋上風力発電所を構成している風車、洋上変電所、支持構造物および海底ケーブルが動植物に与える影響に関する環境影響要因について、その伝達経路を図示したものである。

着床式洋上風力発電所は、主として風力発電設備（支持構造物およびタワーを含めた風車）、洋上変電所（支持構造物、洋上変電所）および海底ケーブルから構成されており、これらの施設を建設するために複数の工事が行われる。環境への影響が最も大きな工事として、支持構造物の設置、海底ケーブルの敷設に伴う海底地盤の被覆・根固工事、掘削工事あるいはパイルの打設等が挙げられる。さらに、風力発電設備の「存在・供用」時には、鳥類への影響としてバードストライク (bird strike)、生息環境の喪失・変更、視覚的な刺激に対する回避行動（障壁影響）等が考えられる。

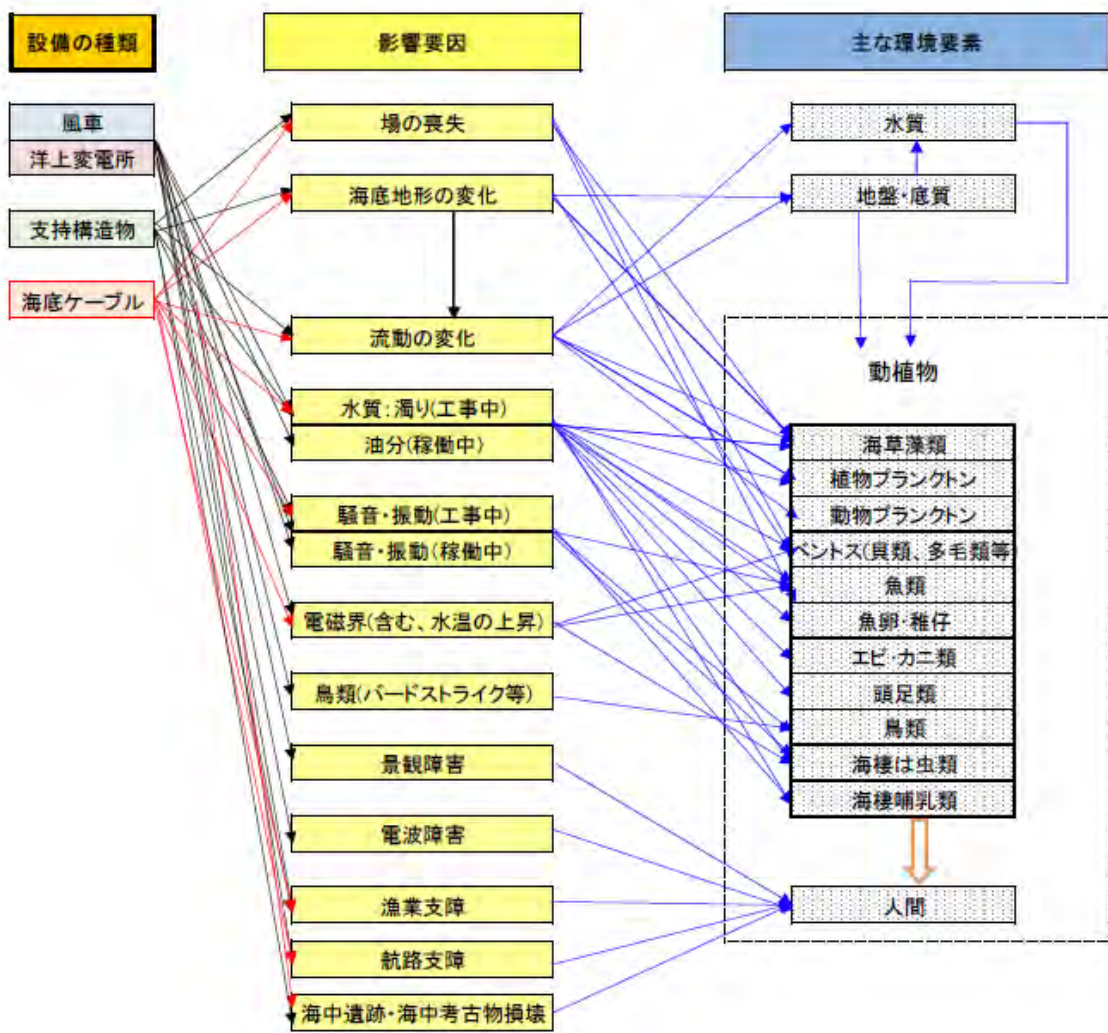


図 5.3.2 着床式洋上風力発電の導入における環境影響に関する伝達経路
(出典：「着床式洋上風力発電の環境影響評価手法に関する基礎資料（第一版）」2015年9月、NEDO)

5.3.3 環境影響評価の事例

(1) イクシスLNGプロジェクト

海洋石油・天然ガスプロジェクトにおける環境影響評価の具体例として、3章で紹介したイクシスLNGプロジェクトを取り上げる。

イクシスLNGプロジェクトでは、オーストラリア連邦政府および北部準州政府が定める環境評価実施手順（EPBC Act、EA Act）を共に満たす環境影響評価報告書(EIS: Environmental Impact Statement)を作成し、両政府からイクシスLNGプロジェクトの実施に対する承認（環境許認可）を2011年に取得し、2012年より開発を開始した。本プロジェクトの環境影響評価のプロセスを図 5.3.3に示す。

環境影響評価報告書では、本プロジェクトが影響を及ぼす可能性があるものとして、以下の環境影響要素を挙げ、それぞれについて調査している。

① 沖合の海洋環境

海洋学と水力学の面から、以下の項目について調査・検証した。

- ・ 海底と測深
- ・ 水中騒音
- ・ 水質
- ・ 海洋沈殿物
- ・ 深海の生物と生態系
- ・ 保護種
- ・ 海洋大型動物

② 沿岸の海洋環境

海洋学と水力学の面から、以下の項目について調査・検証した。

- ・ 測深
- ・ 水中騒音
- ・ 水質
- ・ 海洋沈殿物
- ・ 海洋生態系
- ・ 海洋生物
- ・ 保護種
- ・ 海洋有害生物

③ 陸上の環境

地形学、広域地質学の面から、以下の項目について調査・検証した。

- ・ 地質
- ・ 地震活動
- ・ 水質
- ・ 地下水
- ・ 植物生態系

第5章 安全と環境保全

- ・ 植生
- ・ 陸上動物
- ・ 保護種
- ・ 外来生物種
- ・ 無脊椎動物

④ 局所的気象

気象学的に解析し、大気の状態を調査した。

⑤ 社会文化環境

- ・ 土地保有期間と海洋利用
- ・ 人口統計と人口推移
- ・ 収入
- ・ 教育
- ・ 訓練
- ・ 住宅
- ・ 道路交通
- ・ 海上交通
- ・ 社会インフラとサービス
- ・ 娯楽
- ・ アボリジニ文化遺産
- ・ アボリジニ文化以外の遺産
- ・ 騒音
- ・ 景観と照明

⑥ 経済環境

- ・ オーストラリア国内石油ガス産業
- ・ 地域の労働者の状況
- ・ 地域産業
- ・ 漁業と海事産業
- ・ 産業インフラとサービス

その他、本プロジェクトにより排出（放出）される物質（温室効果ガス、大気汚染、照明、騒音・振動、液体排出物、液体・固形廃棄物）について特定し、リスク評価を行っている。実施したリスク評価に基づき、海洋、陸上、温室効果ガスおよび社会経済の環境影響要因に対し、対策を明記している。

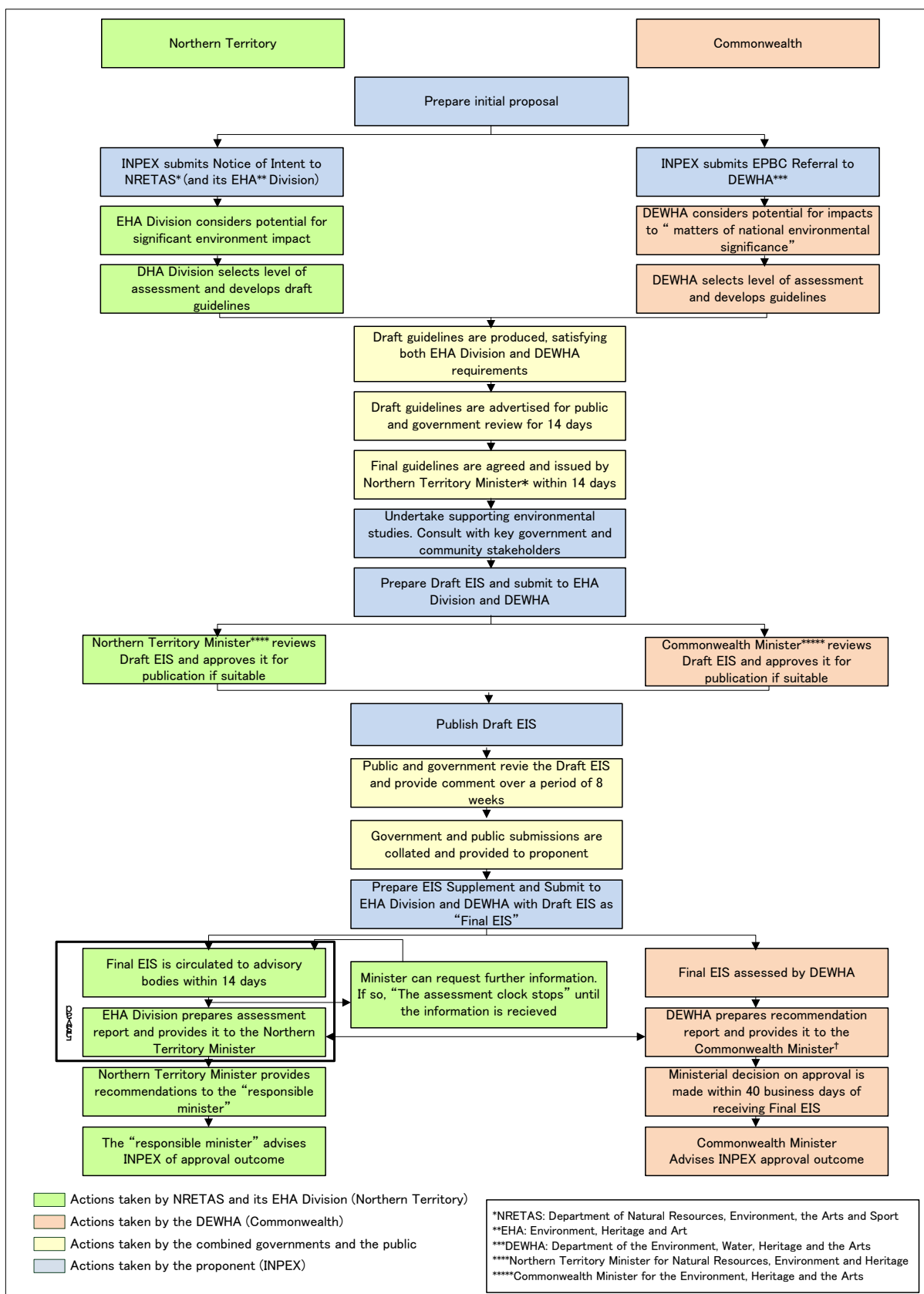


図 5.3.3 イクシスLNGプロジェクトの環境評価手順
 (出典: "Ichthys Gas Field Development Project DRAFT ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT" を基に作成)

第5章 安全と環境保全

(2) 福島洋上ウィンドファーム実証研究プロジェクト

洋上風力発電事業における環境影響評価の具体例として、4章で紹介した福島洋上ウィンドファーム実証研究プロジェクトを取り上げる。

当該プロジェクトの環境影響評価は、2,000kW風力発電機1基と付帯施設である浮体式洋上変電所、海底ケーブル敷設に係る「浮体式洋上風力発電設備（ふくしま未来）設置実証研究事業」と、7,000kW風力発電機2基の設置に係る「浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業」の二つに分けて実施された。我が国において環境影響評価法の対象となる事業は風力発電については、すべての場合で手続きが必要な第1種事業は総発電量10,000kW以上、個別に必要かどうか判断を行う第2種は7,500kW以上と規定されているため、前者は環境影響評価法に準じた自主的な環境影響評価として実施し、後者(総発電量14,000kW)は環境影響評価法の対象として実施された。以下では、後者の「浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業」における環境影響評価について取り上げる。

当該事業での環境影響評価の評価項目を表5.3.2に示すとともに、調査の概要を環境要素ごとに示す。

① 大気汚染・騒音（水中騒音含む）

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺における水中騒音の現地調査を実施
- ・ 建設および稼働段階において、先行事業の水中音の測定結果から影響を予測
- ・ 建設時の水中音が魚類の「威嚇レベル」（魚が驚いて深みに潜るか、音源から遠ざかる反応を示すレベル）を超えるか否か、また、稼働時の水中音が魚類の「誘致レベル」（110～130dB；魚にとっては快適な音の強さ）の範囲内にあるかについて判断

② 水環境・水質・水の濁り

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺における水の濁りの現地調査を実施
- ・ 講じる環境保全措置を策定
- ・ 工事の実施に伴う一時的な水の濁り等による水質への影響を予測

③ その他の環境（電波障害）

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺の漁業無線の受信レベルの測定
- ・ 受信状況の現況調査結果に基づき、定性的な予測手法を用いて、障害が起りうる範囲を予測

④ 動物・重要な種類および注目すべき生息地（海域に生息するものを除く）

（海鳥）

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺において、現地調査および文献その他の資料調査により、重要な鳥類を確認
- ・ 重要な鳥類の種別ごとに、生息環境の減少・喪失、騒音による餌資源の逃避・減少、人工魚礁機能による餌資源の誘引、移動経路の遮断・障害、ブレードおよびタワーへの接近・接触、とまり場としての利用による誘引、夜間照明による誘引を環境影響要因として取り上げて影響を予測

第5章 安全と環境保全

- ・ 講じる環境保全措置を策定

(海生動物)

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺における海生動物の現地調査により、重要な種を特定
- ・ 海産哺乳類、漁業生物、魚卵・稚魚、動物プランクトン、重要な種に対する環境影響予測を実施
- ・ 講じる環境保全措置を策定

(海生植物)

- ・ 対象事業実施区域およびその周辺における植物プランクトンの現地調査により、出現する種を特定
- ・ 講じる環境保全措置を策定
- ・ 植物プランクトンに対する環境影響を予測

⑤ 景観・主要な眺望点および景観資源並びに主要な眺望景観

- ・ 文献その他の資料調査および現地調査により、対象事業実施区域を視認できる可能性、不特定多数の利用、海上からの代表的視点、観光客を含め、不特定多数の利用の点から主要な地点を選定
- ・ 講じる環境保全措置を策定
- ・ 各地点での環境影響を予測

⑥ 廃棄物等・産業廃棄物

- ・ 講じる環境保全措置を策定
- ・ 対象事業実施区域における工事での対象事業実施区域における建設工事に伴い発生する廃棄物を予測

第5章 安全と環境保全

表 5.3.2 環境影響評価の項目の例（風力発電）

| 備考 | 土地又は 工作物の 存在及び 供用 | | 工事の 実施 | | 影響要因の区分 | | 環境要素の区分 | | | |
|---|----------------------------|-------------|-----------|------------|------------------------------|----------|-------------------------------|--|-----|--|
| | 施設の稼働 | 地形改変及び施設の存在 | 建設機械の稼働 | 工事用資機材の搬出入 | 大気環境 | 水環境 | その他の環境 | 環境要素 | | |
| <p>備考</p> <p>○印は環境影響評価の項目として選定するもの、×は環境影響評価の項目として選定しないものを示す。</p> <p>一 この表における「環境要因の区分」は、次に掲げる発電所における一般的な事業の内容を踏まえ区分したものである。</p> <p>イ 工事の実施に関する内容</p> <p>(1) 工事用資機材の搬出入として、建築物、工作物等の建築工事に必要な資機材の搬出入、工事関係者の通勤、残土、伐採樹木、廃材の搬出を行う</p> <p>(2) 建設機材の稼働として、浚渫工事、港湾工事、建設物、工作物等の設置工事（既設工作物の撤去又は廃棄を含む。）を行う。</p> <p>(3) 造成等の施行として、樹木の伐採等、掘削、地盤改良、盛土による敷地、搬入道路の造成、整地、海底の掘削等を行う。</p> <p>ロ 土地又は工作物の存在及び供用に関する内容</p> <p>(1) 地形改変及び施設の存在として、地形改変等を実施し建設された風力発電所を有する。</p> <p>(2) 施設の稼働として、風力発電所の運転を行う。</p> <p>三 この表において「粉じん等」とは、粉じん、ばいじん及び自動車の運行及び建設機械の稼働に伴い発生する粒子状物質をいう。</p> <p>四 この表において「重要な地形及び地質」、「重要な種及び群落」とは、学術上又は希少性の観点から重要であることをいう。</p> <p>五 この表において「風車の影」とは、影が回転して地上に明暗が生じる現象（シャドーフリッカ）をいう。</p> <p>六 この表において「注目すべき生息地」とは、学術上又は希少性の観点から重要であること、地域の象徴であることその他の理由により注目すべき生息地をいう。</p> <p>七 この表において「主要な眺望点」とは、不特定かつ多数の者が利用している眺望する場所をいう。</p> <p>八 この表において「主要な眺望景観」とは、主要な眺望点から景観資源を眺望する景観をいう。</p> <p>九 この表において「主要な人と自然との触れ合いの活動の場」とは、不特定かつ多数の者が利用している人と自然との触れ合いの活動の場をいう。</p> | | | × | × | 窒素酸化物 粉じん等 | 大気質 | 大気環境 | 環境の自然的要素構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素 | | |
| | ○ | | ○ | × | 騒音（水低周 中騒音） 波音 | 騒音 | | | 水環境 | |
| | × | | | × | 振動 | 振動 | | | | |
| | | | ○ | × | 水の濁り 有害物質 | 水質 底質 | その他の環境 | | | |
| | | × | | | 重要な地形及び地質 | 地形及び地質 | | | | |
| | | | × | | 地盤及び斜風面の安定性の影 | 地盤 | その他 | | | |
| | × | | | | 電波障害 漁業 無縁 | その他 | | | | |
| | | ○ | ○ | | 重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息する動物を除く） | 動物 | 植物 | 生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測評価されるべき環境要素 | | |
| | | ○ | ○ | | 重要な種及び重要な群落（海域に生息する動物を除く） | 植物 | | | | |
| | | × | × | | 地域を特徴づける生態系 | | | | 生態系 | |
| | | ○ | | | 主要な眺望点及び観光資源並びに主要な眺望景観 | 景観 | 人と自然との触れ合いの活動の場 | 人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素 | | |
| | | × | | × | 主要な人と自然との触れ合いの活動の場 | | | | | |
| | | | ○ | | 産業廃棄物 残土 | 廃棄物等 | 環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素 | | | |
| | | | × | | | | | | | |

（出典：「福島沖浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業 環境影響評価書」資源エネルギー庁を基に作成）

第5章 安全と環境保全

本プロジェクトでは、環境影響評価の中で考えられた環境保全策として、騒音や超低周波音、景観といったような生活環境への影響を避けるため、可能な限り陸域から離し、約18kmの沖合に浮体式洋上風力発電機を設置した。また、風力発電機をメーカー工場で作成することで、対象事業実施区域における工事を浮体係留のアンカーやチェーンの施設程度のものでし、工期の短縮を図った。土地又は工作物の存在および供用においては、鳥類を誘引しにくいとされる白色閃光灯を用いた航空障害灯を採用するなど、鳥類等に対しても影響の回避、低減を目指した。風力発電機自体の色彩についても、背景になじみやすいとされる薄いグレーを採用した。

工事実施にかかわる環境保全に対しては、メーカーの工場で作成されたものを曳航し、当該区域での工事を係留作業に留めることで騒音（水中騒音を含む）の発生を抑制し、ライザーケーブル施設は、浚渫等は行わず、ROVによる埋設を実施し、底土の巻き上げを最小限に抑え、環境への負荷を低減している。

また、工事中および供用時には、監視も行われ、事前に環境監視計画を策定、環境監視の結果、環境保全上特に配慮を要する事項が判明した場合には、速やかに関係機関と協議を行い、所要の対策を講じている。

経済産業省令の規定により、当工事は「予測の不確実性の程度が大きい選定項目について環境保全措置を講ずる場合」に該当するため、工事終了後には、事後調査を行っている。

第5章 安全と環境保全

<参考資料>

- 日本船舶海洋工学会. 大規模海上浮体施設の構造信頼性および設計基準研究委員会最終報告書, 2009, 107p.
- エンジニアリング協会. 平成26年度大水深海底鉱山保安対策調査(大水深海底鉱山開発危害・鉱害防止調査)報告書, 2015, 334p.
- 失敗学会・失敗知識データベース. “海洋油田プラットフォームの転覆”. 失敗学会.
<http://www.shippai.org/fkd/cf/CB0061009.html>, (参照 2022-02-24)
- Health and Safety Executive, UK. Offshore Installations (Prevention of fire and explosion, and emergency response) regulations 1995 Approved Code of Practice and guidance, L65 (Third edition). 2016
- Agência Nacional do Petróleo. Analysis of the Accident with the Platform P-36. 2001-7, 23p.
http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/Relat_incidentes/Analysis_of_the_Accident_with_the_Platform_P-36.pdf,
(参照 2022-02-24)
- Drilling Formulas.Com. “Petrobras P-36 Sinking – The Biggest Oil Rig Sinking In the Oilfield Industry”. Drilling Formulas.Com.
<http://www.drillingformulas.com/petrobras-p-36-sinking-the-biggest-oil-rig-sinking-in-the-oilfield-industry/>, (cited 2022-02-24)
- Wl integrity.net. “Well Integrity Resources” Wellintegrity.net.
http://www.wellintegrity.net/#Well_Integrity_Incidents, (cited 2022-02-24)
- The Deepwater Horizon Study Group. Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout, 2011, 126p.
- 伊原 賢. “メキシコ湾油流出事故の技術的考察と海洋石油開発へのインパクト”. 石油・天然ガスレビュー. 2010. Vol.44 ,no.6, p.25-46,
- Gulf Coast Post. “Beneath the Oil Slick”. Gulf Coast Post. 2014-6-4,
<http://gulfcoastpost.blogspot.com/2010/06/beneath-oil-slick.html>, (cited 2022-02-24)
- Dave Summers. “The Offshore Oil Industry and Hurricane Season”. OilPrice. 2011 -07-29,
<https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Offshore-Oil-Industry-And-Hurricane-Season.html>, (cited 2022-02-24)
- Mark J. Kaiser. Allan G. Pulsipher, The impact of weather and ocean forecasting on hydrocarbon production and pollution management in the Gulf of Mexico. Energy Policy 2007, 35(2), p.966-983.
- 国土交通省海事局. “海上における人命の安全のための国際条約 (SOLAS条約)”. 国土交通省. <https://www.mlit.go.jp/kaiji/imo/imo0001.html>, (参照 2022-02-24)
- 国土交通省海事局. “主要なタンカー油流出事故について”. 国土交通省.
<https://www.mlit.go.jp/kaiji/seasafe/safety11.html>, (参照 2022-02-24)
- 国土交通省海事局. “1973年の船舶による汚染の防止のための国際条約に関する1978年の議定書(MARPOL73/78)”. 国土交通省.

第5章 安全と環境保全

<https://www.mlit.go.jp/kaiji/imo/imo0003.html>, (参照 2022-02-24)

- 日本船主協会. “MARPOL条約について”. 日本船主協会.
http://www.jsanet.or.jp/environment/text/environment3a/01_m.html, (参照 2022-02-24)
- James Gerken. “Remembering The Exxon Valdez Oil Spill, 25 Years Later”. Huffinton Post. 2022-02-24.
https://www.huffpost.com/entry/exxon-valdez-oil-spill-photos_n_5020845,
(cited 2016-10-24)
- 日本船舶輸出組合他. オフショア浮体構造物に係る各種基準・規則等の概説～技術要件の発展の経緯や業界慣行、基準・規則・ガイドライン等について. 2015, 97p.
- E & P FORUM. Guidelines for the Development and Application of Health, Safety and Environmental Management Systems. 1993, 45p.
- Oil Companies International Marine Forum (OCIMF). OCIMF Health, Safety and Environment at New Building and Repair Shipyard and during Factory Acceptance Testing, 2003. 44p.
- International Association of Classification Societies Ltd. “IACS Occupational Safety And Health(OSH)Policy”. International Association of Classification Societies Ltd.
<http://www.iacs.org.uk/>, (cited 2022-02-24)
- 米澤 哲夫. “HSEマネジメントシステムの現状と動向～Health, Safety and Environment～”. 天然ガスレビュー 47(4), 2013, pp.15-26.
- 高圧ガス保安協会. リスク・アセスメントガイドライン(Ver.2). 2016, 113p.
- 三友 信夫. “リスク評価について”. 海上技術安全研究所報告. 2009, 8(4), pp.305-321,
- エンジニアリング協会. 平成26年度大水深海底鉱山保安対策調査(大水深海底環境影響検討調査)報告書. 2015, 640p.
- 環境アセスメント学会. 環境アセスメントを活かそう「環境アセスメントの心得」. 2013, 20p.
- NEDO. 着床式洋上風力発電の環境影響評価手法に関する基礎資料(第一版). 2015-9, 429p.
- INPEX Browse Ltd.. Ichthys Gas Field Development Project DRAFT ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT. 2010, 706p.
- 経済産業省資源エネルギー庁. 福島沖浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業 環境影響評価書(要約版). 2014,64p.

6 プロジェクト・マネジメント(Project Management)

海洋開発事業は大規模なプロジェクトであり、円滑に進めるためには、プロジェクト・マネジメントに関する知識や技能が求められる。また、契約、保険およびファイナンス (finance) についての知識も、プロジェクトを遂行する上で非常に重要である。本章では、プロジェクト・マネジメント、契約、保険、およびファイナンスの基礎的な事項について概説する。

6.1 プロジェクト・マネジメントとは

プロジェクト・マネジメントとは、目的達成に向け、限られた資源（人材、技術、ノウハウ、資金）を効率良く投入し、その効果を最大限に引き出すべく、プロジェクトを計画・実行・コントロールすることである。

従来日本においては、プロジェクト・マネジメントは、製造業を支えてきた品質 (Quality) ・コスト (Cost) ・納期 (Delivery) —QCD 管理活動と考えられ、独立した概念としては捉えられていなかった。現在のプロジェクト・マネジメント概念が確立したのは、冷戦期の米国国防総省だったといわれている。ソ連に有人ロケットの打ち上げで先を越されたことに危機感を覚えた米国国防総省は、軍事プロジェクトのプロセスをスピードアップさせるため、プロセスを体系化し整理した。1958年にはポラリスミサイルプロジェクトに際し、"Program Evaluation and Review Technique" (PERT) が開発されている。同時期に Dupont 社でも、クリティカルパス法 (CPM : Critical Path Method) と呼ばれる手法が開発された。その後、1987年に米国の非営利団体である PMI (Project Management Institute) が"Project Management Body Of Knowledge" (PMBOK) というガイドブックを策定してから世界各国に浸透し、現在では、体系だったプロジェクト・マネジメントの世界標準として受け入れられている。PMBOK は、最新の研究成果を元に4年毎に改定され続けている。

PMBOK の意義は、プロジェクト・マネジメントを初めて体系化したこと、およびプロセスをマネジメントするという考え方の重要性を押し出したことであり、その知識管理体系は10の知識エリア、5のプロセス群、47のマネジメント・プロセスから構成されている (図 6.1.1)。

それまでプロジェクト・マネジメントといっても、その示す範囲、内容は各人で理解が異なり、スケジュール管理と理解したり、原価管理と理解したりとまちまちであったが、PMBOK により管理エリアとプロセス群に体系化することにより、その範囲や内容が明確になった。さらに、それまで製造業で謳われていた QCD 管理を中心としたプロジェクト・マネジメントは、ゴール (目標) だけを目指したものであったが、そこに至るプロセスもマネジメントの対象として示され、スコープ管理、リスク管理、要員管理、コミュニケーション管理、調達管理など、目標達成に向けてそのプロセスを管理することの重要性が認識されるようになった。

第6章 プロジェクト・マネジメント

| パート | 出力 | プロセス | | | | |
|-----------|--|-------------------------|--|-------------------------------|--------------------------------------|------------------------|
| | ツールと実践技法 | 入力 | Initiating (立ち上げ) | Plannig (計画) | Executing (実行) | Controlling (監視・管理) |
| 知識 エリア | Integration Management (総合管理) | ・プロジェクト 記述書暫定版 作成 | ・プロジェクト 管理計画書作成 | ・プロジェクト実行 の指揮・管理 | ・プロジェクト 作業の監視・管理 ・統合的な 変更管理 | ・プロジェクト 終結 |
| | Scope Management (スコープ管理) | | ・スコープ計画 ・スコープ定義 ・WBSの作成 | | ・スコープ管理 ・スコープ変更 管理 | |
| | Time Management (スケジュール管理) | | ・作業の実施 ・作業順序の設定 ・必要リソース見積もり ・所要時間の見積もり ・スケジュール作成 | | ・スケジュール 管理 | |
| | Cost Management (コスト管理) | | ・コスト見積もり ・予算設定 | | ・コスト管理 | |
| | Quality Management (品質管理) | | ・品質管理 | ・品質保証 | ・品質管理 | |
| | Human Resourse Management (組織管理) | | ・要員計画 | ・チーム結成/ 育成 | ・プロジェクト チームの管理 | |
| | Communication Management (コミュニケーション 管理) | | ・コミュニケーション計画 | ・情報の配付 | ・実績報告 ・ステークホルダー 管理 | |
| | Risk Management (リスク管理) | | ・リスク管理計画 ・リスクの定義 ・リスクの定性化 ・リスクの定量化 ・リスク対策の計画 | | ・リスクの 監視/管理 | |
| | Procurement Management (調達管理) | | ・引合計画 ・契約の計画 | ・提案依頼 ・発注先選定 | ・契約管理 | ・契約の完了 |
| | Stakeholders Management (ステーク ホルダ管理) | ステーク ホルダー特定 | ステークホルダー 管理計画 | ステーク ホルダー・ エンゲージド 管理 | ステーク ホルダー・ エンゲージド ・コントロール | |

図 6.1.1 PMBOKの知識管理体系

(出典：システムインテグレータウェブサイト・プロジェクト・マネジメント講座 第1章を基に作成)

日本では、1998年に日本の産業界向けのプロジェクト・マネジメント標準を確立するために日本プロジェクト・マネジメント協会が設立された。同協会は、PMBOKの普及促進や、PMP (Project Management Professional) という資格の認定などに加え、経済産業省の支援を受け、2002年にPMBOKなどで整理されたプロジェクト・マネジメントの仕組みに、複数プロジェクトからなる大規模プロジェクトの視点で、個々のプロジェクトの連携や相互作用を統合管理する管理手法であるプログラム・マネジメントを加えた日本独自の考え方として、P2M (Project & Program Management) を構築した。

第6章 プロジェクト・マネジメント

図 6.1.2 に P2M の知識体系の概要を示す。

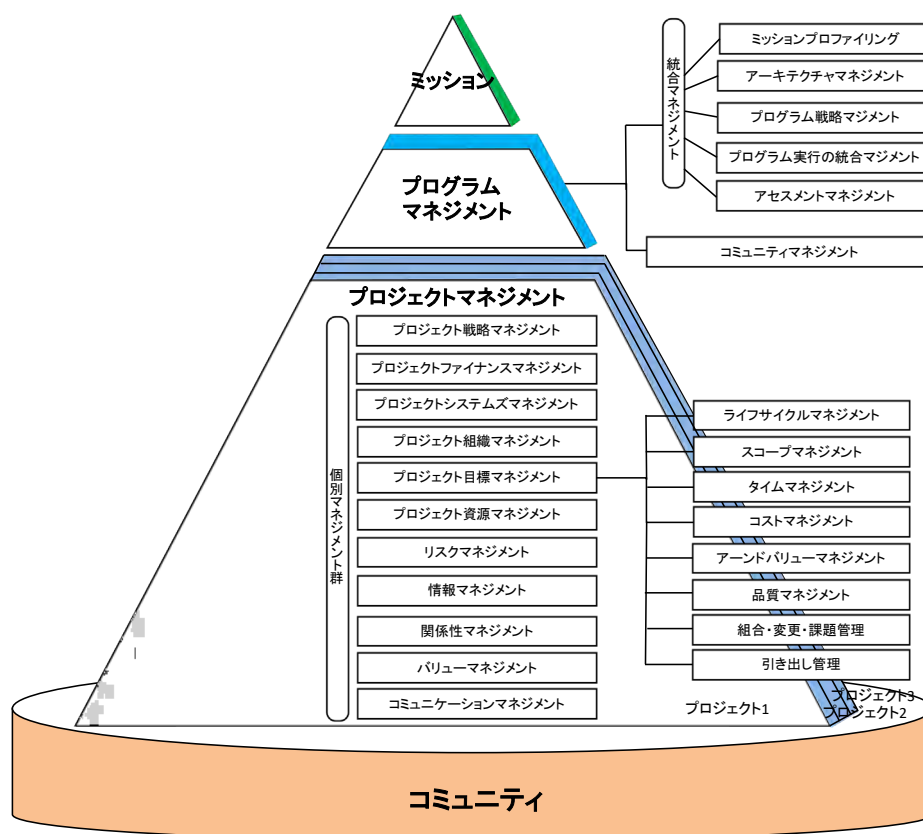


図 6.1.2 P2M の知識体系概要

(出典：日本プロジェクト・マネジメント協会ウェブサイトを基に作成)

PMBOK や P2M によってプロジェクト・マネジメントの概念が確立する以前は、プロジェクトの進行はベテラン社員の独自の勘など属人的な要素に頼る部分が大きかった。体系だったプロジェクト・マネジメントの手法を使用することで、技術の伝達や標準化が可能になり、プロジェクトの成果が高まることが期待されている。

6.1.1～6.1.6 では、プロジェクト・マネジメントにかかわる基本事項として、組織マネジメント (human resource management)、プロジェクト計画 (project plan)、スケジュール管理 (schedule management)、コスト管理 (cost management)、リスク管理 (risk management)、および品質管理 (quality management) について概説する。

6.1.1 組織マネジメントの概要

(1) 組織マネジメントの目的

プロジェクト組織は、プロジェクトを遂行するために編成された組織である。このため限られた時間内でプロジェクトを成功裏に導くために、プロジェクト組織に対して次の項目が求められる。

- ① 意思決定が迅速に行われること。
- ② 指示、命令が実質の実務担当者まで敏速かつ正確に伝達されること。

第6章 プロジェクト・マネジメント

- ③ 実務者からの情報がタイムリーに上層へ伝達され、かつ実務担当者の意見が汲み上がる構造になっていること。
- ④ 担当者の権限と責任が明確であり、下位階層のモチベーションが高まる構造になっていること。
- ⑤ 個人の遂行能力の弱点は組織全体でカバーできる構造になっていること。

(2) プロジェクト・マネージャー (project manager) の役割

プロジェクト遂行にあたっては、プロジェクト・マネージャーが指名されることが多い。プロジェクト・マネージャーは、プロジェクトの執行責任者であり、マネジメントに関してトップとしての権限を有し、責任を負う。プロジェクト・マネージャーには、そのプロジェクトの目標を十分に理解した上で、組織の構築、リスクを踏まえた進捗確認、コストとのバランスを考慮した品質管理、プロジェクト計画の変更管理や顧客との交渉等において、リーダーシップを発揮することが求められる。

(3) プロジェクト組織の形態

プロジェクトは有期であるが、企業経営が持続し発展していくためには、将来のプロジェクトに対しても有効となるプロジェクト組織とはどうあるべきかを常に考える必要がある。人材、技術、ノウハウとそれを最大限に引き出すべく、一つのプロジェクトだけで終わらず、組織マネジメントの質を継続し高めることが望ましく、それが可能となる組織形態が望まれる。

プロジェクトを遂行する組織形態は、機能型組織、プロジェクト型組織、それらの混合であるマトリックス型組織と大きく三つに分けることができる。プロジェクトをどのような組織形態で実施するかは、プロジェクトの特性や定常の組織形態によって異なる。それぞれの組織形態の特徴を理解し、プロジェクトが効果的に遂行できる組織形態を選定する必要があるが、一般的には、マトリックス型、プロジェクト型を採用するケースが多い。

図 6.1.3～図 6.1.5 に IT 産業界を例とした機能型組織、プロジェクト型組織およびマトリックス型組織を示す。

① 機能型組織 (ファンクショナル型組織)

機能型組織は、定常形態で機能別に分かれた部門のメンバーを、プロジェクトに対して集約して構成する組織形態である。メンバーは、定常業務とプロジェクトの業務を兼務することが多い。権限を持つプロジェクト・マネージャーは事実上存在せず、ライン・マネージャーがリソースの調整を図る。そのため、適用できるプロジェクトは期間が短く、小規模・低リスクなものに限られ、要件や環境の変化への対応も遅れがちになる。図 6.1.3 に機能型組織の例を示す。

第6章 プロジェクト・マネジメント

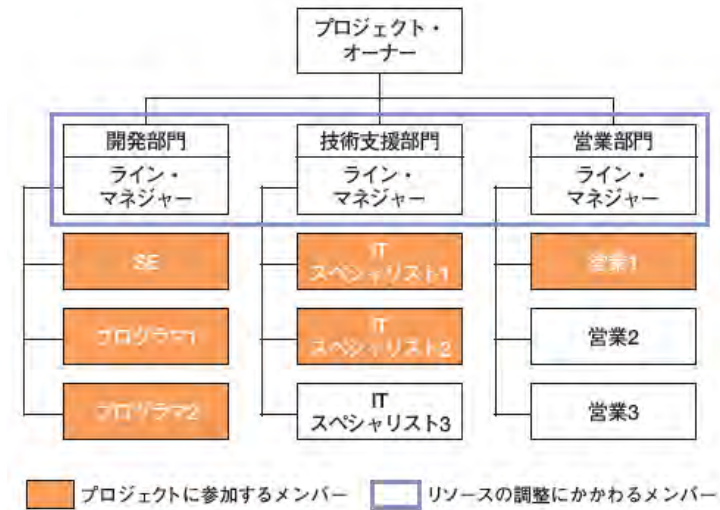


図 6.1.3 機能型組織

(出典：日経 BP ウェブサイト: IT エンジニアのスキル向上ゼミナール
【上級】プロジェクトを成功させる組織作りの考え方、進め方)

② プロジェクト型組織 (タスクフォース型組織)

機能型組織が機能を単位とするのに対して、プロジェクト型組織ではプロジェクト単位で部門を設置し、メンバーは既存の組織から完全に切り離され、プロジェクトの専任となる組織形態である。プロジェクト・マネージャーは、プロジェクトに関する権限と責任を持つ。大規模・高リスクのプロジェクトや、長期に及ぶプロジェクトに採用することが多い。図 6.1.4 にプロジェクト型組織の例を示す。

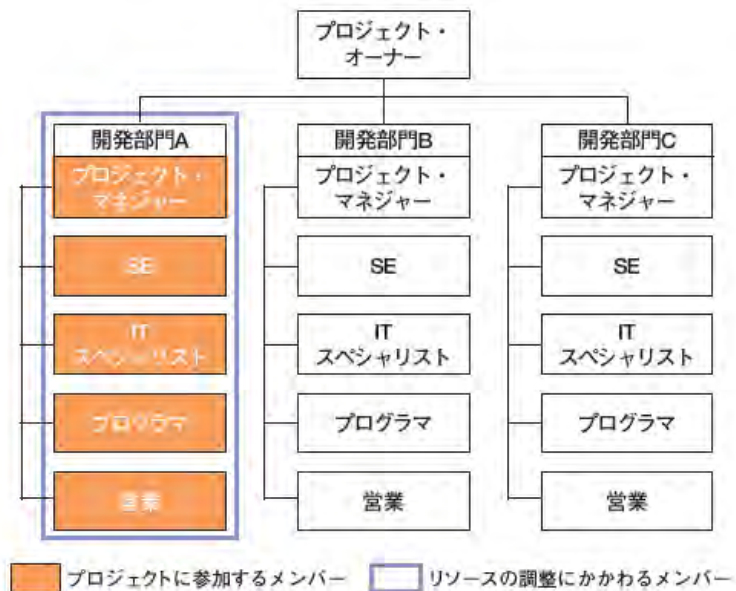


図 6.1.4 プロジェクト型組織

(出典：日経 BP ウェブサイト: IT エンジニアのスキル向上ゼミナール
【上級】プロジェクトを成功させる組織作りの考え方、進め方)

第6章 プロジェクト・マネジメント

③ マトリックス型組織

マトリックス型組織は、機能型組織とプロジェクト型組織を混合させた組織形態となる。基本的には機能型と同様に機能を単位とする部門別の形態を保持し、機能部門が持つリソースの調整の権限を実際にプロジェクトに参加するメンバーに委譲した組織形態である。人的資源、技術サポートなどを得やすく、現場の問題点や要件・環境の変化に柔軟に対応できる。プロジェクト・マネージャーが事実上存在しないウィーク・マトリックス型、その弱点を補うためにプロジェクト内に専任のプロジェクト・マネージャーを置くバランス・マトリックス型、さらにはバランス・マトリックス型をより発展させ、プロジェクト・マネジメントを専任で行う部門を独立させ、プロジェクト・マネージャーに各部門のライン・マネージャーよりも強い権限を持たせて指示系統を明確にしたストロング・マトリックス型組織モデルがある。図 6.1.5 は、ストロング・マトリックス型組織の例である。

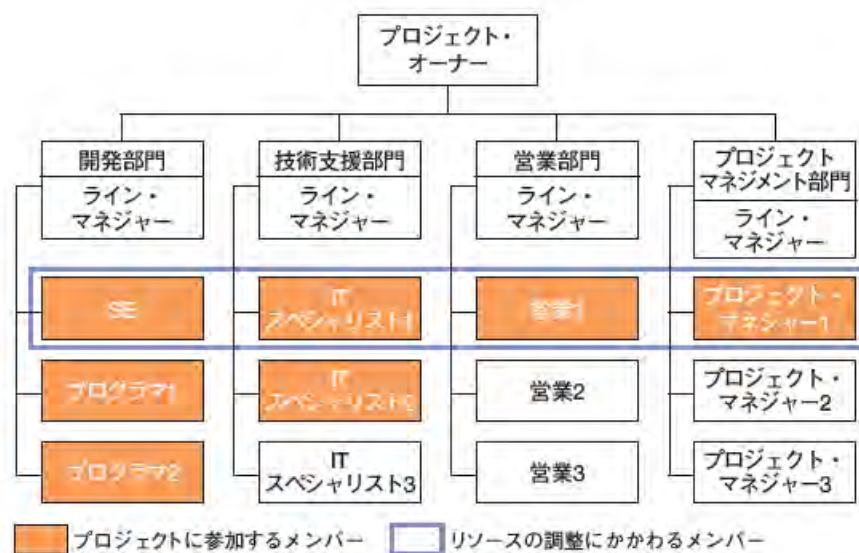


図 6.1.5 ストロング・マトリックス型組織

(出典：日経 BP ウェブサイト: IT エンジニアのスキル向上ゼミナール
【上級】プロジェクトを成功させる組織作りの考え方、進め方)

(4) プロジェクト・マネジメント・オフィス (PMO : Project Management Office) の役割

企業によっては、個々のプロジェクトのために編成されたチームとは別に、組織全体のプロジェクト・マネジメント能力を向上させて活用することを目的として、PMO を常設の部門として設置することもある。PMO は、プロジェクト進行中、プロジェクト・チームのマネジメントを支援し、プロジェクト完了と共に解散するチームに代わって、そこで得たマネジメントのスキルやノウハウを吸い上げ体系化し、次期のプロジェクトへ発展させる役割を担う。

第6章 プロジェクト・マネジメント

6.1.2 プロジェクト計画の概要

(1) プロジェクト計画の目的とねらい

プロジェクトを成功に導くためには、プロジェクト・メンバー（project member）に常に適切にロードマップ（roadmap）を示す必要がある。プロジェクト計画の目的は、プロジェクトに参加する各組織のメンバーに対し、「自分たちは何をしなければならないのか、各組織の達成すべき目標は何か」を明確に設定することである。このため、プロジェクト計画に関する情報を絶えず組織全体で共有することが重要である。一方で、プロジェクトが計画通りに進行、完了することは、稀である。このため、プロジェクト計画は、状況の変化に応じて、変更柔軟に対応できるものでなければならない。

プロジェクト計画策定のねらいとしては、以下の4点があると考えられる。

- ① プロジェクト意図の明確化
- ② 業務、リスク、責任の明確化
- ③ 遂行中の指針としての役割
- ④ 変更への柔軟な対応

(2) プロジェクト計画の流れ

プロジェクト計画の策定プロセスは、まずプロジェクトの目的を設定し、次にプロジェクトを展開する手順（sequence）、業務と作業、および達成すべきマイルストーン（Milestone、プロジェクトにおいて重要な意味を持つ時点およびイベント）を決め、詳細な計画に落とし込む流れとなる。

図 6.1.6 に、ある事業の請負業者（contractor）の立場から見た、プロジェクト計画策定の流れの一例を示す。

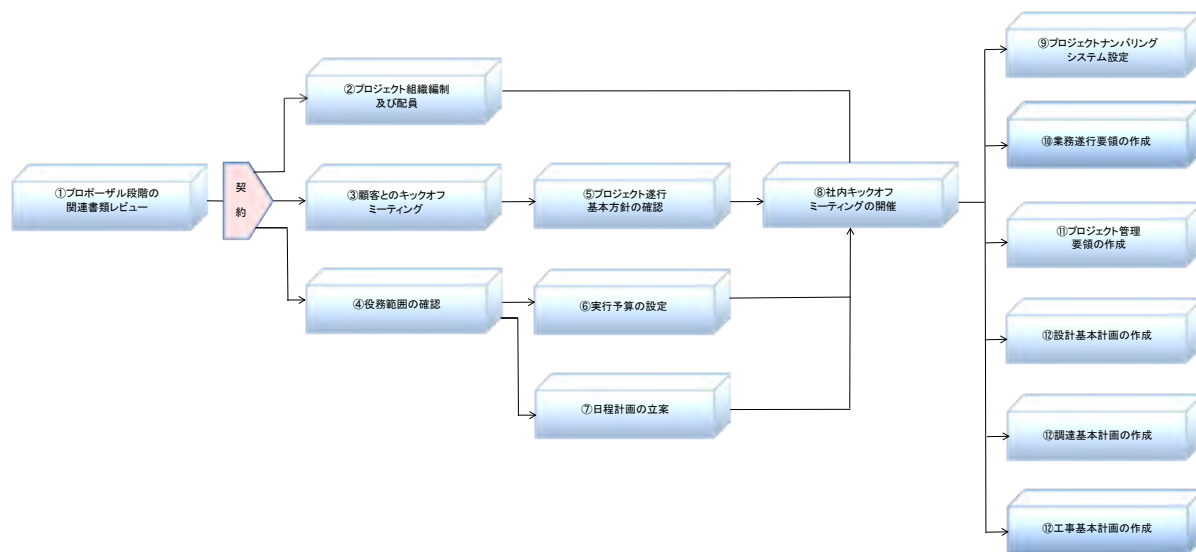


図 6.1.6 プロジェクト計画策定の流れ

(出典：「PM 基礎習得コーステキスト」エンジニアリング協会を基に作成)

第6章 プロジェクト・マネジメント

図 6.1.6 の流れの概要は、以下の通りである。

① プロポーザル (proposal) 段階の関連書類をレビューする。

プロジェクト受注前に、コントラクターは見積書を顧客に提出する。最初に顧客から提示された仕様書は、契約交渉の段階で変更されることが多い。プロジェクト・マネージャーは、顧客との間に取り交わされたメール、レター、関係書類を整理し、顧客からの要求やそれに対するプロポーザル内容およびその経緯を把握し、契約書のドラフトを慎重に検討しなければならない。

② プロジェクト組織をつくる。

契約後、プロジェクト・マネージャーは、プロジェクト組織の主要メンバーを任命する。主要メンバーは、詳細なプロジェクト遂行計画に参画する。業務が進むにつれ、必要に応じてメンバーを増員していく。

③ 顧客とのキックオフミーティング (kickoff meeting) を開催する。

契約発効後、できるだけ早く顧客とのキックオフミーティングを開催する必要がある。ここで、達成すべき業務および役務の範囲、プロジェクト組織と要員、全体スケジュール等を確認する。

④ 役務範囲を確認する。

効果的にプロジェクトを管理・統制するためには、そのプロジェクトの役務範囲をしっかりと把握するとともに、関係者間でのコミュニケーションを円滑に行うため、役務範囲の定義のコード化が必要となる。

役務範囲の定義に有効な技法として、WBS (Work Breakdown Structure) が知られている。WBS は、プロジェクトをシステムティックに組織し、管理することを可能にする。WBS は、業務内容を細分化し、その階層構造をツリー構造で整理したものである。各要素はコード化され、プロジェクトに関する文書 (技術文書、計画文書、報告文書、経理文書など) に記載される。図 6.1.7 に WBS の例を示す。

⑤ プロジェクト遂行方針を設定する。

プロジェクト・マネージャーは、プロジェクト遂行方針を設定し、プロジェクトの目的、管理の優先順位、プロジェクト成功のための基本思想を表明する。

⑥ プロジェクト実行予算を立てる。

過去の実績データ等に基づいて、プロジェクトの実行予算を立てる。

⑦ 日程計画 (project schedule) を作成する。

プロジェクトの立ち上げ時に、プロジェクト・マスター・スケジュールを作成する。プロジェクト・マスター・スケジュールは、プロジェクトの各フェーズ (phase) で実行しなければならない主要な作業を一覧できるものである。プロジェクト・マスター・スケジュール (project master schedule) 作成に当たっては、そのプロジェクトのマイルストーンや、遅れの原因となり得る項目を確認し、それらに配慮するようしなければならない。

第6章 プロジェクト・マネジメント

⑧ 社内プロジェクト・キックオフミーティングを開催する。

プロジェクト遂行方針策定後、直ちに社内でのキックオフミーティングを開催する。契約に至るまでの経緯やプロジェクト遂行の基本方針を、プロジェクト・メンバー間で共有する。

⑨ プロジェクト・ナンバリングシステムを設定する。

前述の WBS と関連付けて、プロジェクト・ナンバリングシステム (project numbering system) や手順書を作成し、以下の項目などの番号、コードを規定する。

- エンジニアリング文書番号 (図面、仕様書、Data Sheet 等)
- 調達文書番号 (仕様書、注文書等)
- マテリアル番号 (機器、マテリアル等)
- スケジュール作業項目コード
- コスト管理コード
- マンアワー (man-hour、勤務時間) 管理コード

⑩ プロジェクト業務遂行要領書を作成する。

プロジェクト業務遂行要領書を作成し、顧客に提出して、承認を得る。

⑪ プロジェクト・マネジメント要領書を作成する。

プロジェクト・マネジメント要領書を作成し、顧客に提出して、承認を得る。

⑫ 設計、調達、および建設の基本計画を作成する。

設計、調達、建設の基本計画については、それぞれの担当マネージャーが作成し、プロジェクト・マネージャーが確認する。

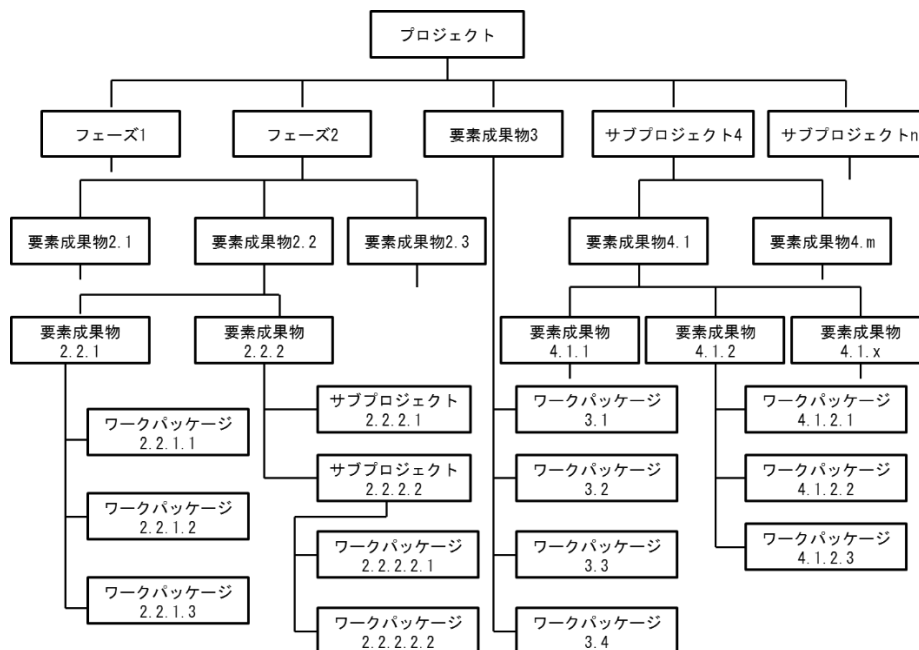


図 6.1.7 WBS の例

(出典：「エンジニアリングプロジェクト・マネジメント用語辞典」
プロジェクト・マネジメント用語研究会を基に作成)

第6章 プロジェクト・マネジメント

6.1.3 スケジュール管理の概要

(1) スケジュール管理の目的

スケジュール管理の目的は、第一に契約納期に業務完了を間に合わせることにあり、第二に経済性を考慮して、プロジェクトをできるだけ効率的に進めることである。また、スケジュールを常に監視し、必要に応じて適宜更新・見直しを行う必要がある。

したがって、スケジュール管理により下記がなされなければならない。

- ① プロジェクト・スケジュールの目標を達成させるために、必要な鍵となるプロジェクトのマイルストーンやスケジュール上の主要作業などが記載された、プロジェクト・マスター・スケジュールを策定し、適宜更新する。
- ② プロジェクト・マスター・スケジュールと他の関連スケジュールが、適時にプロジェクト・チーム内で効果的に共有されるようにする。
- ③ スケジュール遅滞の兆候を、遅滞が発生する前にできるだけ早く把握し、予想して、素早く是正措置が取れるようにする。
- ④ 現場工事が求める納期にあわせて、設計業務や調達業務が進行するよう、プロジェクト・マネージャーに対し、的確な判断が下せる根拠となる情報を提供する。

(2) スケジュール管理の基本的な考え方

スケジュール計画は、プロジェクトの範囲（scope）が確定するのに平行して、段階的に策定される。スケジュール計画に当たっては、関連するあらゆるデータを利用する。

効果的なスケジュール管理のためには、プロジェクト全体のスケジュール管理の担当者として各機能別組織で実際に仕事をする人たちとの間に良好なコミュニケーションを確立することが重要である。コミュニケーションを強化するために定期的な会議を設定し、プロジェクトのスケジュールの状態を評価する。この会議を通して、問題を把握し解決するためのアクション・プラン（action plan）が決まり、行動に移される。問題がその会議のプロジェクト・メンバーやスケジュール・コントローラ（schedule controller）のレベルで解決できない場合には、速やかにプロジェクト・マネージャーに解決が委ねられる。

(3) スケジュール業務管理の流れ

スケジュール策定と管理は、次の3段階のフェーズに分けられる。

① 全体計画

プロジェクト・マスター・スケジュールなどの策定を行う。

② 詳細計画

プロジェクト・コントロール・スケジュール、重点監視スケジュール、業務詳細スケジュールなどの策定を行う。

③ 監視、報告および統制

プロジェクト・コントロール・スケジュールを基に、詳細計画フェーズからプロジェクトの完工まで、プロジェクトの進捗の監視、報告およびコントロールを行う。

第6章 プロジェクト・マネジメント

図 6.1.8 に、各種スケジュールを策定する際のスケジュールの表記法の例を示す。さらに、図 6.1.9 にプロジェクト・マスター・スケジュールの作成例を示す。

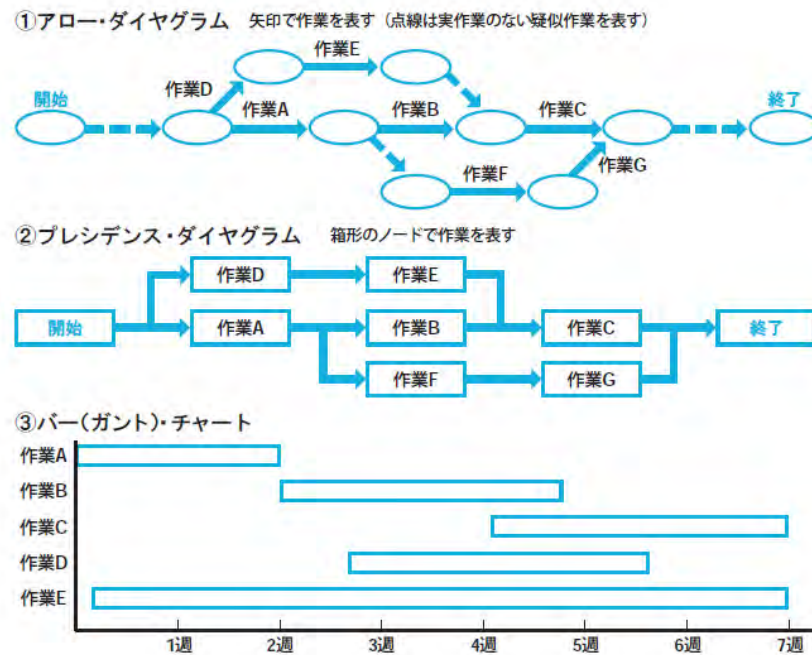


図 6.1.8 スケジュールの三つの表記法

(出典：日経 BP ウェブサイト-プロジェクト・マネジメントの理論と実践、第 5 回)

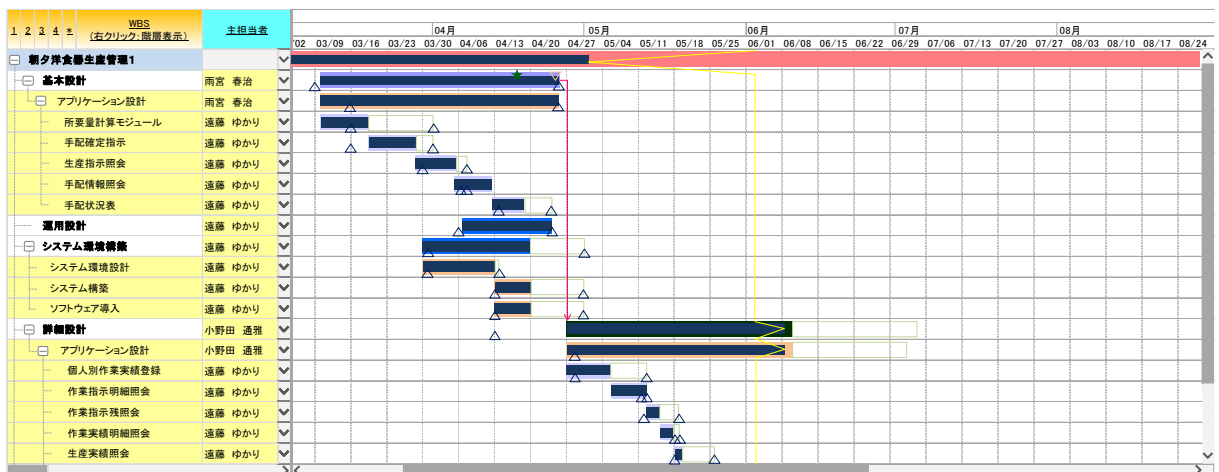


図 6.1.9 プロジェクト・マスター・スケジュールの例

(出典：システムインテグレータウェブサイト-プロジェクト・マネジメント講座 第 9 章を基に作成)

6.1.4 コスト管理の概要

プロジェクト目標は、コストが予算内に納まり、工期を守って、許容可能な品質をもって完成させることである。プロジェクト遂行の全期間を通じ、この三つの要求の間には、常にトレードオフの関係が生じる。例えば、完成時間の短縮や品質の改善は、コストを上昇させる傾向がある。このコスト・時間・品質の三つの要求が常に相互に関連することに留意し、優先順位をつけバランスをとりながら進めることが必要である。

第6章 プロジェクト・マネジメント

(1) プロジェクトのコスト管理の流れ

プロジェクトのコスト管理とは、プロジェクトを決定・承認済みの予算内で完成するように計画・管理するプロセスをいう。コスト計画を立て、見積りを行って予算化し、コントロールしていく流れとなる。

図 6.1.10 にコストの管理サイクルを示す。プロジェクトのコスト管理においては、多くのマネジメントサイクルと同様に、PDCA (Plan, Do, Check and Action) の確実な実行が重要である。

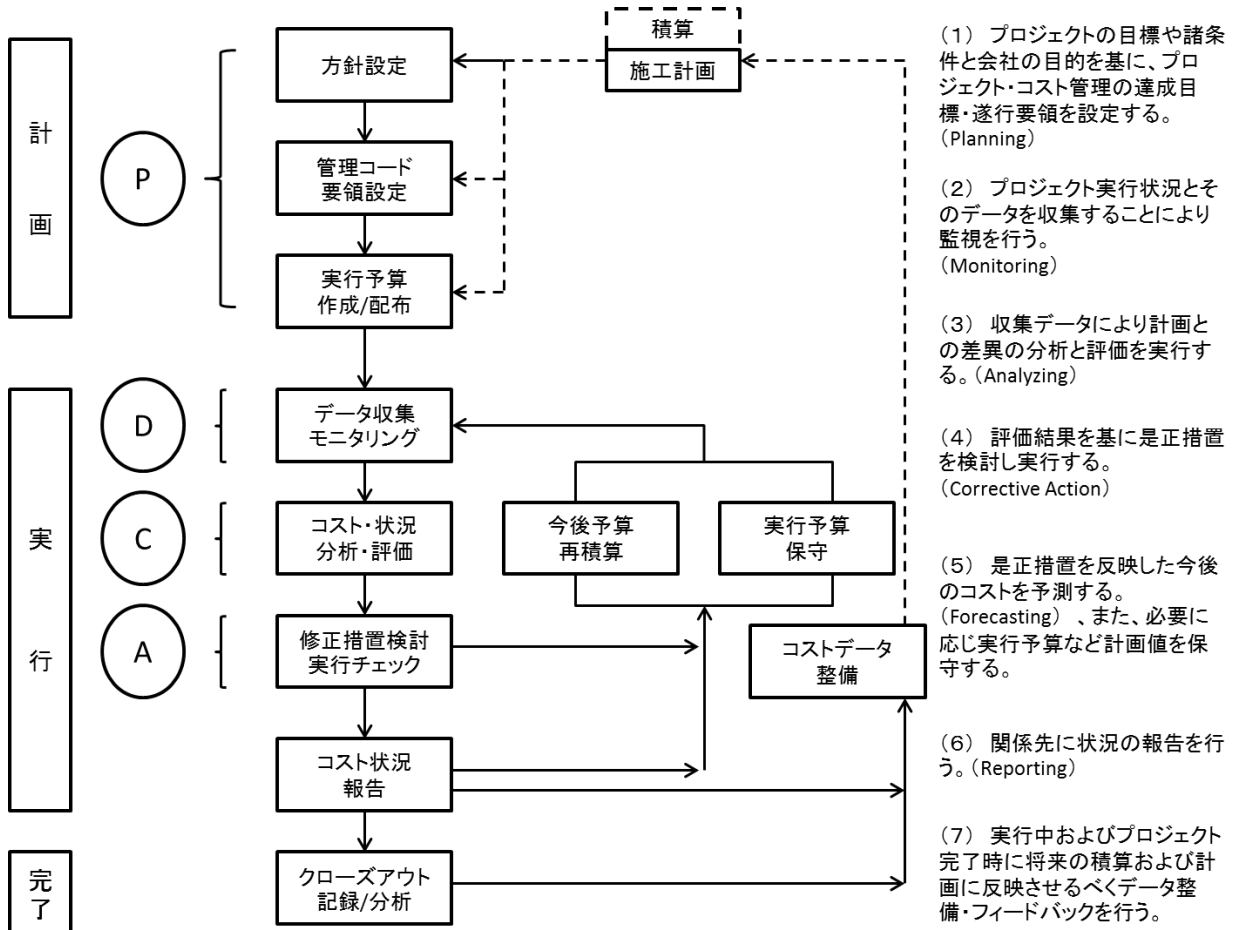


図6.1.10 コスト管理のサイクル

（出典：「エンジニアリングプロジェクト・マネジメント用語辞典」
プロジェクト・マネジメント用語研究会を基に作成）

(2) プロジェクト・コスト管理の特徴

プロジェクトにおけるコスト管理は、プロジェクト毎に目標に沿った形で、プロジェクト完了まで実施される。確定した原価は出来る限り早く把握集計し、今後の発生コストを予測することにより常にプロジェクト完了時の予想コストを睨みつつ、統制していくことに重きが置かれる。

第6章 プロジェクト・マネジメント

(3) プロジェクトのライフサイクルとコスト管理効果

プロジェクトにはいくつかのフェーズ（project life cycle）があり、そのフェーズの進行に伴って、時間と費用の不確実性は減少する。すなわち、各フェーズで得られるデータの種類・精度の変化に応じて、コスト管理の統制できる範囲・精度および効果も変化することとなる。したがって、各時点に即した管理（phase control）が必要となる。

(4) スケジュールとコストの統合管理

コストとスケジュールについては、プロジェクト遂行の全期間を通して密接な相互依存関係とトレードオフ(trade-off)関係がある。コスト・スケジュールの統合管理を行うためには次の項目を実施する必要がある。

- ① コスト／スケジュール／変更の情報を一元管理可能な構造に展開する。
- ② 実行作業の進捗度についての客観的かつ具体的な測定基準を設定する。例えば、アーンド・バリュー（earned value、プロジェクトの進捗状況（コストとスケジュール）を客観的に測定するための指標）などのツールを活用する。

6.1.5 リスク管理の概要

(1) リスク管理とは

① リスクの定義

プロジェクト・マネジメントにおいて、リスクとは、「損失や被害、その他当該プロジェクト当事者にとり望ましくない出来事」であると定義される。したがって、第5章で述べたHSEMSにおけるリスク評価の対象よりも、広い範囲の事象を対象とする。

プロジェクトに二つと同じものがない以上、すべてのプロジェクトは大なり小なり「未経験」であり、そこには必ず不確実性とリスクが存在する。とくに最近のプロジェクトは、グローバル化の流れの影響や世界標準、株主や内部統制からの要求、技術革新のスピード、JV/Consortiumでの大型プロジェクト実施、安全・環境関係対応など応えるべき要求が増加しており、リスク管理の重要性はますます増大している。

② リスク管理とは

不確実性やリスクというと、一見コントロールすることは不可能のように思えるかも知れない。しかし、アプローチさえ間違えなければ、リスクはある程度までは管理することが可能である。リスク管理とは、このリスクを低減し管理することを目的としたものである。

第6章 プロジェクト・マネジメント

(2) リスク管理のプロセス

図 6.1.11 にリスク管理のプロセスを示す。リスク管理のプロセスは、大きく分けて以下から成る。

- ① リスク管理方針の確立 (Plan)
- ② リスク管理計画の策定 (Plan)
- ③ リスク対応策の実施 (Do)
- ④ マネジメント計画のパフォーマンス評価 (Check / Action)

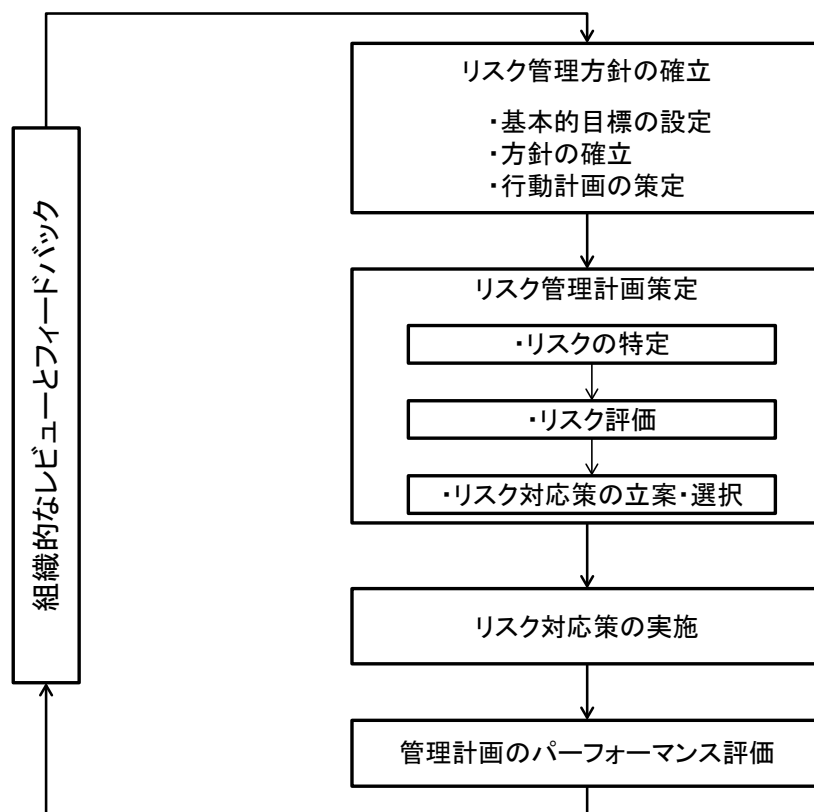


図6.1.11 リスク管理のプロセス

(出典：「PM 基礎習得コーステキスト」エンジニアリング協会を基に作成)

① リスク管理方針の確立

プロジェクトのリスク管理にどのような方針で取り組むかは、プロジェクトのごく初期段階に策定される。リスク管理方針の確立は、次のようなステップから成る。

- 基本的目標の設定
リスク管理の目標を明確にする。
- 方針の確立
リスク特定に際しての選定の指針や方法論、リスク評価の方法、対応策の立案、選択に当たっての方針を提示する。
- 行動計画の策定
リスク管理計画の実施後の、パフォーマンス評価の方法やそれに基づく目標、計画の

第6章 プロジェクト・マネジメント

見直しのスケジュールについての計画を提示する。

② リスク管理計画

リスク管理計画の策定は、a)リスクの特定、b)リスク評価、c)リスク対応策の立案・選択の三つのステップから成る。

● リスクの特定

プロジェクトで発生する可能性のあるリスク事象をできるだけ多く網羅・特定する。リスク特定の主な手法としては、以下が用いられている。

- チェックリスト法
- ブレーン・ストーミング法
- ツリー法
- 識者へのインタビュー

● リスクの評価

リスクの分析・評価では、リスク特定のプロセスを実施することによって挙げられたすべてのリスクに対して、主に確率の基本的手法を用いて定量化しプロジェクトへのインパクトを予測する。これにより、対応が必要な項目の絞り込みと、対応策の立案に資する。

リスク評価に当たっては、以下が重要なポイントとなる。

- 想定されるリスク事象が漏れ・落ちなく、網羅的に挙げられていること
- そのリスク事象が発生する可能性が妥当な確率で示されていること
- そのリスク事象が発生した場合の金銭的インパクト（損害）が妥当な数値で示されていること

第6章 プロジェクト・マネジメント

リスク評価は確率モデルを用いて、金銭的期待値として定量的に評価する方法もとられるが、リスクを俯瞰する定性的簡易法として用いられる手法として、リスク・マトリクス（図 6.1.12）がある。リスク・マトリクスは、リスク事象のインパクトを横軸に、発生確率を縦軸にとって各々を区分することにより、いくつかの箱を作り、その中に各々のリスク事象をプロットする方法である。リスク事象全体のなかで、各々の事象の位置を見極め、リスク対策の優先度を決定する上では有効である。

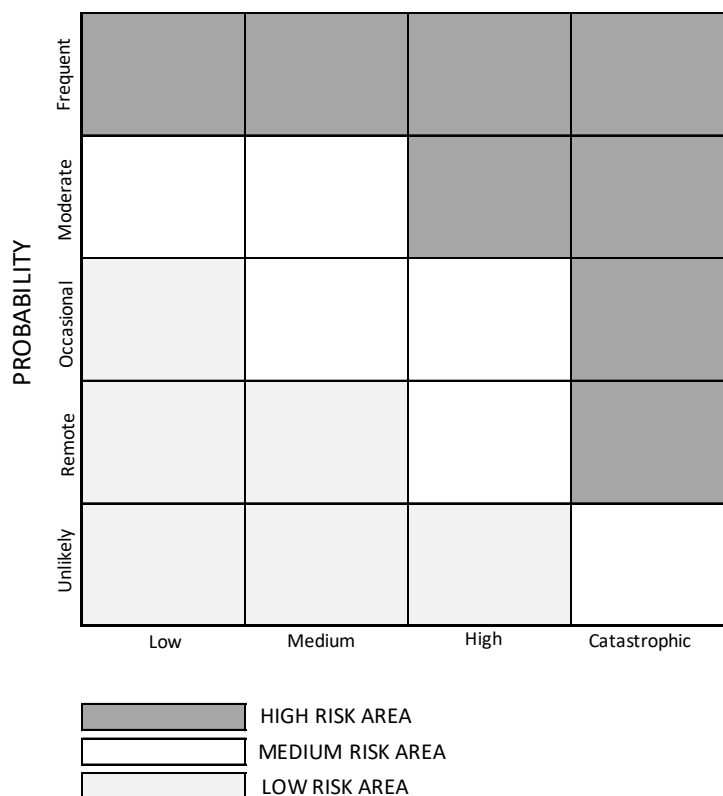


図6.1.12 リスク・マトリクス

(出典：「PM 基礎習得コーステキスト」エンジニアリング協会を基に作成)

● リスク対応策の立案・選択

リスク評価から決定した優先順位に従い対応策を練っていくのが、リスク対応計画である。

リスク対応策には、大きく分けて以下の二つがある。

➤ リスク・コントロール・プラン (risk control plan)

リスクの発生を未然に防ぐことに着目した手法である。リスク・コントロール・プランには、選択肢として以下が含まれる。

✧ リスクの回避

リスク要因を取り除いてしまうこと。リスクの大きな作業そのものを取りやめること等を指す。

✧ リスクの軽減

リスクが起こる確率やインパクトをできる限り低く抑えること。例えば、作

第6章 プロジェクト・マネジメント

業に当たる人員のレベルを上げたり、人数を増やしたりすることによって、品質を保持すること等が挙げられる。

◇ リスクの分散

リスクの請負手を増やし、リスク事象が起こった場合のインパクトの負担を分散させること。例えばスケジュール遅延のリスク回避のため、複数のベンダーを起用すること等が挙げられる。

◇ リスクの転嫁

リスク事象が起こった場合の結果を、第三者に転嫁させること。例えば、工事業者へ固定単価契約で発注し、工事業者に労働生産性の保証を求めること等もこれに該当する。

➤ リスク・ファイナンス (risk finance)

リスク・ファイナンスとは、リスク事象が起こった場合の損害に対して、あらかじめ金銭的負担を考慮するメカニズムである。リスク・ファイナンスには、以下の二つがある。

◇ リスクの移転

あらかじめ定められた費用を支払うことにより、リスク事象が起こった場合の財政的な負担を第三者に移転すること。保険や為替予約などが典型的な例である。

◇ リスクの保有

リスクを認識したうえで、自社でリスクを保有すること。会社として貸倒引当金を用意すること等がこれに当たる。発生頻度が低く、損害も小さいリスクに対して用いる。

第6章 プロジェクト・マネジメント

表 6.1.1 にリスク事象への対応策検討例を示す。

表 6.1.1 リスク事象への対応策検討例

| リスク事象 | 見積もり、契約上の対策 | プロジェクト実行段階での対策 |
|-----------------------------------|---|---|
| 外的要因 戦争や自然災害 | Force Majeure条項 | 対象保険の購入 |
| 物価上昇 | Escalation条項の設定、範囲が限定的であれば価格を含む発注条件を顧客に開示し補償を要求 | スケジュール上の余裕(交渉時間)の確保、発注時期の見極め |
| 為替の変動 | 計画に即したMulti Currency での支払い | 為替予約 |
| モンスーン、酷暑、酷暑 | 想定される範囲(統計データ)、それを超えた場合の取り扱いを明文化 | 想定される範囲内であれば工事進捗率の低下として作業期間延長をスケジュールに取り込む |
| ストライキ、サボタージュ、賃金・労働条件交渉 | 組合労働協約、ストライキ/サボタージュに関する条項の設定 | 労働協約の締結、監視体制の強化、要注意人物排除の徹底 |
| 想定外の税負担、通関業務の非効率 | (相手国の法的要求、管理体制が不明確なら)見積もり条件を契約に入れる | 実績ある税理士、会計士、フォワードの起用、監視体制の強化と顧客との協力関係の確立 |
| 現地官庁の許認可取得の遅延 | 顧客との許認可に関する所掌区分の明確化、認可体制/期間の事前の調査 | 実績ある設計サブコン、許認可コンサルタントの起用、許認可を意識した設計遂行計画 |
| 顧客/コンサルタントのコメント大量発生と遅れ | (図面に対する)承認期間、(質問に対する)回答期限の明文化 | スケジュールに対するObligation の教宣、Evidenceとなるようなレコードの整備と定期的レポート、EOTクレーム |
| 顧客、コンサルタントの過剰な干渉 | Job Execution上の要求の明文化、保証条件の記述 | 契約に照らして過度な要求であればクレームする、各レベルでのCommunication Channel の確保(話しやすい環境作り) |
| 顧客側の体制の不備に起因する意思の不揃い、異なる意志決定による遅れ | 顧客側の体制と権限の確認 | タイムリーなレポートによる問題点の視覚化 |
| 支払い認可の遅延、ネガティブキャッシュフロー | 支払い認可に関する手順の明文化 | Procedureの確認と認可のための事前準備 |
| 収支の悪化、交渉の長期化によるスケジュールインパクト | Change Order 条項の内容確認 | Procedureの確認、クレームに関する内部指針の発行、クレーム作成の体制の確立、タイムリーなクレームの提出、顧客との協議機関の設置 |

(出典：「PM 基礎習得コーステキスト」エンジニアリング協会を基に作成)

(3) リスクの対応策の実施

上記で述べたように、リスク管理においてはさまざまなリスクに対して、計画を練り、分析・評価を行い、対応策を準備して、プロジェクトの実施に移るわけであるが、実施段階では当然計画・準備した通りとなるものもあれば、ならないものもある。したがって、実施段階では、継続的にリスク事象を評価すると同時に、それらの変化や新たに発生するリスク要因に対して、適切に対応策を実施していくことが必要となる。

プロジェクト実施段階では、プロジェクト計画段階で明らかとなっている各々のリスク項目とそれらへの対応策を実行すると同時に、新たに発生するリスク事象を追加して対応策を練って実施することが必要となる。

(4) 管理計画のパフォーマンス評価

パフォーマンス評価は、リスク項目一覧表の評価・更新などにより、実施されることが多い。プロジェクト開始時点から認識・登録されているリスク項目、すでにリスク発生の可能性が無視できるほど極少となった項目、新たに発生した項目などについて、プロジェクト・コントロールの結果から得られるさまざまなデータを分析することにより、継続的に評価・更新する。

第6章 プロジェクト・マネジメント

6.1.6 品質管理の概要

(1) 品質管理の目的

1987年に品質管理の国際規格としてISO9000シリーズが制定されて、20年以上が経過した。ISO9000シリーズは、国際標準化機構(ISO: International Organization for Standardization)*による品質マネジメントシステムに関する規格の総称で、その中核をなす規格はISO9001である。もともと、現在のISO9001の前身となる規格が、事業所の性格に応じてISO9001, ISO9002, ISO9003に分かれていたことや、現在でも関連の規格が9000番台であるものが中心になっているため、まとめてISO9000シリーズと呼ばれる。

日本の中堅以上の企業の大半が品質管理を企業経営に活用し、ISO9001の認定認証を得るまでになった。当該認証が、多くのプロジェクト入札における事前審査の最低条件の一つとなっていることから分かるように、品質管理はプロジェクト・マネジメントの中でも重要なものの一つになっている。

(2) 品質管理システムの歴史

戦後日本の製造業は目覚ましい発展を遂げきたが、品質管理に対する考え方は、製造品に関連する品質管理が主流となってきた。すなわち日本式品質管理は、戦後のデミング博士によって導入された統計的品質管理(SQC: Statistical Quality Control)、総合品質管理(TQC: Total Quality Control)および検査から構成されており、製品供給者側が開発したシステムといえる。製品の品質検査、品質保証という点に重点が置かれ、プロジェクト業務遂行の信頼性や効率にかかわる「パフォーマンスの品質」は対象とされていなかった。

このような考え方は、1987年に制定されたISO9000シリーズの品質管理システムにおいても制定初期には同様な傾向が認められ、製造業における「品物の品質」を対象に規格化されていた。

その後、製造業以外のさまざまな分野において「ビジネス活動自体の品質」に関心が高まってきたことを背景として、「品質方針と品質目標」を定め、これを達成するために「品質計画」を策定し、「品質保証」と「品質管理」の活動を統合して、継続的に品質を改善していく「品質管理システム」が求められるようになった。また、顧客を中心とするすべてのステークホルダー(stake holder)*のニーズに取り組むとともに、組織のパフォーマンスを継続的に改善するように設計されたマネジメントシステムを構築して維持すれば、組織のマネジメントを成功に導くことが可能となるというコンセプトが、ISOの品質管理システムの根幹である。

(3) プロジェクト品質管理の概要

2007年12月に、日本プロジェクト・マネジメント協会が発刊したプロジェクト&プログラムマネジメント標準ガイドブック(以下、「P2Mガイドブック」)においては、品質管理を「顧客の要求に合った品質の製品やサービスを経済的に作り出すための一連の業務プロセス」と定義している。

製品やサービスに関する顧客要求を満足するよう、恒常組織やプロジェクトの制約条件および外部環境要因を入念に調査し、経済的、効率的に設計、製造、販売して、顧客に安

第6章 プロジェクト・マネジメント

心、かつ、満足して使用してもらうことが重要である。また、プロジェクト内部に対しては品質管理を徹底し、欠陥を早期に発見することにより対策の選択肢が広がるとともに、コスト超過やスケジュール遅れといった悪影響を最小化することが可能となる。

すなわち、プロジェクト品質管理とは、会社の経営方針やプロジェクト方針（計画・契約等）などに基づき、予め定められた品質システムのもとで後述する品質計画、品質保証、品質監査、品質改善などを通じて、計画された品質やサービスを顧客に提供するためのマネジメント機能である。品質管理の概要を図 6.1.13 に示す。

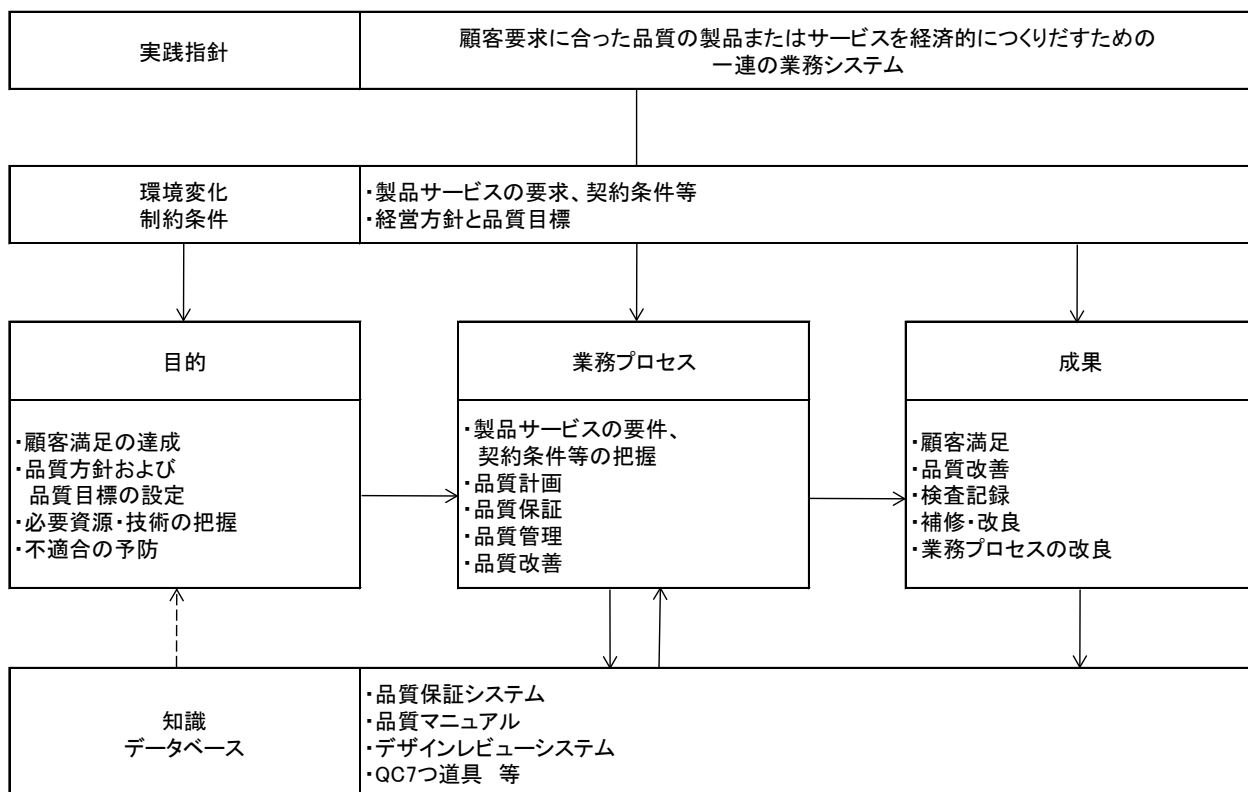


図 6.1.13 品質管理の概要

(出典：「P2M プロジェクト&プログラムマネジメント標準ガイドブック」
日本プロジェクトマネジメント協会を基に作成)

(4) 品質管理のプロセス

ISO9000シリーズでは、品質管理システムの基本プロセスとして、運営管理のプロセス、資源の運用管理、製品実現、測定・分析および改善の四つをあげ、組織の業務プロセスの相互関係を明確にすることを要求している。

プロジェクト遂行にかかわる ISO9001「品質管理システム要求事項」の基本プロセスと、立上から終結までの各プロジェクトフェーズとの関係を表 6.1.2 に示す。×マークがある項目については、マネジメント行為が必要な項目である。

第6章 プロジェクト・マネジメント

表 6.1.2 品質管理とプロジェクト進捗状況の関係

| 項目名称 | 立上 | 計画 | 遂行 | 監視 管理 | 終結 |
|-----------------------|----|----|----|----------|----|
| 4.2 文書化に関する要求事項 | | × | × | | |
| 5 経営者の責任 | | | | | |
| 5.3 品質方針 | × | × | | | |
| 5.4 計画（品質目標、管理システム計画） | × | × | | | |
| 5.5 責任、権限およびコミュニケーション | | × | | | |
| 5.6 マネジメントレビュー | | | | × | |
| 6 資源の運用管理 | | × | × | | |
| 7 製品の実現 | | | | | |
| 7.1 製品実現計画（品質計画書） | × | × | | | |
| 7.2 顧客関連のプロセス | × | × | | | |
| 7.3 設計・開発 | | × | × | | |
| 7.4 購買 | | × | × | | |
| 7.5 製造およびサービスの提供 | | | × | | |
| 7.6 監視機器／測定機器の管理 | | | × | | |
| 8 測定、分析および改善 | | | | | |
| 8.2 監視および測定 | | | | × | |
| 8.3 不適合製品の管理 | | | | × | × |
| 8.4 データの分析 | | | | × | × |
| 8.5 改善 | | | | × | × |

（出典：「PM 基礎習得コーステキスト」エンジニアリング協会を基に作成）

(5) プロジェクト品質管理遂行組織における責任と権限

品質管理におけるプロジェクト組織の責任と権限は、通常は会社の「品質管理マニュアル（QMM：Quality Management Manual）」や「プロジェクト品質計画書（PQP：Project Quality Plan）」等において文書化され、明確に会社組織内に周知されることになる。プロジェクト品質管理機能にかかわる組織の例としては下記の通りとなる。

- トップマネジメント（会社の経営者）
- プロジェクト・マネージャー(PM)
- プロジェクト品質マネージャー(PQM)
- 品質管理マネージャー(QCM)

(6) プロジェクト品質計画書の策定

ISO9000 シリーズでは、品質計画を「品質目標を設定し、その品質目標を達成するために必要な運用プロセスおよび関連する資源を規定することに焦点を合わせた品質管理の一部」と定義されている。

「P2M ガイドブック」においては、プロジェクト品質計画を「プロジェクトの契約や基本要件設定に基づいて、その製品またはサービスのもつ品質特性について、最も適切な品質水準を設定し、それを満足する方法を決定すること」と定義している。

これらの定義に従い、プロジェクトの品質方針と品質目標、プロセスおよび資源、監査やプロセス改善の計画等を含めて、プロジェクト・チームが会社の品質方針をプロジェクト業務の中で実行していく方法を記述したプロジェクト品質計画書（PQP）を策定する必

第6章 プロジェクト・マネジメント

要がある。

(7) プロジェクト品質保証

ISO9000 シリーズにおいて、品質保証は「品質要求事項が満たされるという確信を与えることに焦点をあわせた品質管理の一部」であるとされ、「P2M ガイドブック」では「顧客の要求する品質が十分満たされていることを保証するために実施する一連のシステム、およびその活動」と定義されている。

具体的には、プロジェクトの品質保証は、プロジェクトの契約締結時に合意した顧客要求事項、法規制、適用標準・規格などを満足させるためプロジェクト品質計画書に定めたプロジェクト・マネジメント・システムや業務手順を確実に遵守し、プロジェクトにおける製品の品質を保証することである。プロジェクト遂行について顧客やその他のステークホルダーの信頼と満足が得られるよう、プロジェクト業務の遂行パフォーマンスを維持・向上させる体系的な品質活動が求められる。

(8) プロジェクト品質コントロール

プロジェクトにおける品質コントロール（QC：Quality Control）は、ISO9000 シリーズでは「品質に関する要求を満足するために用いられるべき手順を追った技術・活動」と定義されている。「P2M ガイドブック」では、QC を「製品やサービスが定められた品質基準に適合しているか否かを検査し、不満足な結果が得られた場合には、その原因を調査し、取り除く手段を講じること」と定義している。これらを総合すると、プロジェクトの QC とは、プロジェクトの成果物（製品やサービス）が顧客との契約書、規格、仕様書などで規定された品質要求事項に適合しているか否かを判断するために、結果を試験や検査により監視し、不満足な結果（不適合）の原因を除去するための方法を特定し、再発防止を図るための一連の活動である。

これまで QC と言えば、ハードの製品品質を管理対象にして、品質仕様や品質規格に対して不合格品が発生しないよう製品の製造工程を管理し、不良品の再発防止を行うことに重点が置かれてきた。しかしながら、ISO9000 シリーズにおける「プロセス重視」のコンセプトにも見られるとおり、プロジェクト品質管理における QC においては、ハードの製品に加えて顧客に提供するサービスの品質、コスト、スケジュールにおけるパフォーマンスなどのプロジェクト・マネジメントの結果に対する QC が重要視されるようになってきた。そのため、プロジェクト・マネジメントに関する QC は、従来の恒常組織の品質管理部署が主担当になるのではなく、プロジェクト・チーム内にその機能を持たせて実施していくこととなる。

6.2 契約・保険・ファイナンスの基礎

6.2.1 契約とは

海洋開発にかかわらず、あらゆる商務活動において、契約の概念が必要である。

商務活動における契約とは、当事者同士が交渉を通じて当初合意した内容を書面において確認しておくこととともに、後日、相互の理解に差異や疑義が生じた場合の紛争解決の手段等あらゆる想定について対応できる様に規定することである。また特に資源開発案件のような大型かつ長期にわたる事業の場合は、契約当事者企業での関係者が多岐にわたり、また交代していくことも多い中で、継続的に理解を共通にしておくという実務面においても有用である。

換言すれば、“何事も発生しなければ、契約書は不要である。何かが発生したときに契約書が必要になる。そして契約行為では必ず何かが発生するのが常である。”ということである。

6.2.2 契約の種類

以下で、海洋石油開発産業を例にとり、契約の種類について説明する。

(1) 探鉱開発の権利に関する契約

資源開発を語る上で、「資源は誰のものか」ということを考える必要がある。通常は海底資源を含め、開発前の資源は、法律的に当事国政府の所有物と規定される。これら資源を対象にして当事国政府が鉱区入札を行い、オイルメジャー (Shell や Exxon 等巨大資本) 等外国の石油会社に開発の権利を与えることで、当該会社は鉱区権益を獲得する。当事国政府が事業者に鉱区権益を付与する形態は、国によって異なるが、大別するとコンセッション契約 (concession contract)* / ライセンス契約 (licence contract) と生産分与契約 (product sharing contract)* の二つに分かれる。

コンセッション契約は、事業者に対して特定の鉱区において探鉱・開発を行う権利を付与する形態である。生産された石油・天然ガスの所有権は事業者が有し、事業者は石油・天然ガスを販売することで利益を得る一方で、当事国に対してはロイヤルティ (royalty) や税金などのかたちで利益の一部を納める。

生産分与契約においては、事業主体は当事国であり、事業者は当事国から作業請負業者として、自身のコスト負担で石油・天然ガス開発を行う。生産された石油・天然ガスの所有権は一義的には当事国にあり、事業者は報酬として生産物の一部を受け取る。

いずれの場合においても、当時国との間で権利義務を規定する必要があり、主に次のような項目が規定される。

- ① 開発の期間 (契約後埋蔵評価作業開始までの最長期間、商業化評価に要する最長期間、商業化後の最低開発継続期間等)
- ② 評価作業における最低費消金額
- ③ 当事国政府に事業者が支払う調印時一時金
- ④ 事業者の開発コスト回収方法 (期間、売上げに対するコスト回収比率)
- ⑤ 当事国と事業者間の利益配分
- ⑥ 税金 (免税期間、要件)

第6章 プロジェクト・マネジメント

- ⑦ ロイヤルティ額（当事国のいわゆる権利金収入分）
- ⑧ 生産設備の所有権帰属先
- ⑨ 当事国国営石油会社の事業参画権と参画条件
- ⑩ 不可抗力規定（天災等当事者の責任にもよらないような事象での損害等規定）
- ⑪ 適用法（裁判等に準拠する法律）
- ⑫ 損害保険
- ⑬ 契約満了条件

なお、コンセッション契約および生産分与契約による石油開発の他、石油会社が当事国より探鉱・開発作業を請け負い、作業に対して一定の報酬を受け取るサービス契約(service contract)*により、開発が行われる場合もある。

(2) 合弁契約 (joint-venture contract)

海洋石油開発等では投入資金が巨額で事業リスクも高いことから、事業者は何社かが集まり共同で事業を行うケースが多い。これら各参加事業者間同士の利害や権利義務を規定するのが合弁契約である。主な規定内容は以下の通りである。

- ① 各社の出資比率
- ② 株式の規定
- ③ 主幹事会社 (operator) の権利義務
- ④ 役員を選定
- ⑤ 役員会、株主総会の開催要件、審議内容の規定
- ⑥ 議決事項、議決事項の規定
- ⑦ 各社の契約不履行の場合の規定
- ⑧ 資金拠出
- ⑨ 各社の事業撤退条件
- ⑩ 新規事業者の参画要件
- ⑪ 適用法

(3) 事業操業にかかわる契約

操業は、事業成功の根幹にかかわる業務であることは言うまでもない。事業者の一団体が自ら操業するか、あるいは第三者に操業業務を依頼するかであるが、いずれにせよ、事業者と操業者（オペレーター）間で操業にかかわる契約を取り決める、これには設備保守も含む。操業契約骨子は次の通りである。

- ① オペレーターの選定
- ② オペレーターの責任範囲
- ③ 操業、保守資金の予算および拠出方法
- ④ 損害保険の調達
- ⑤ オペレーターの交代要件
- ⑥ 操業にかかわる議決事項と招集方法、議決方法の取決め
- ⑦ 不履行、不可抗力、仲裁、適用法

第6章 プロジェクト・マネジメント

(4) 生産物販売契約 (product sales contract)

石油開発により生産された原油ないし天然ガスを、国内および海外の需要家に販売する上での、事業者と需要家間の権利義務を規定した契約である。重要な規定内容は、以下の通りである。

- ① 売買契約期間
- ② 製品の品質条件
- ③ 製品単価の規定フォーミュラ (算定式 : formula)
- ④ 買い手が自己事由で買い取らない場合の罰則規定
- ⑤ 決済方法
- ⑥ 納入場所
- ⑦ 不可抗力事象

(5) 試掘設備調達、生産設備建設にかかわる契約

石油開発は多大な設備投資を伴う。これら設備が納期通り、仕様通り、契約金額通り納入されることで操業が開始でき、事業者の収益採算も見通しが立つ。このため失敗は許されず、経験豊富な建設企業、エンジニアリング企業に発注することになり、事業者とこれら設備建設業者 (contractor) 間の権利義務を規定した契約が必要となる。主要規定内容は次の通りである。

- ① 契約対象の仕様
- ② 契約金額
- ③ 支払い条件
- ④ 納期
- ⑤ 不履行の場合の罰則 (納期遅延、品質未達等)
- ⑥ 双方の作業範囲の規定
- ⑦ 双方の責任の範囲の規定
- ⑧ コントラクターの最大責任金額
- ⑨ 不可抗力
- ⑩ 紛争処理および仲裁規定
- ⑪ 適用法

(6) 損害保険契約 (casualty insurance contract)

資源開発は巨額であり、自然災害、人災、設備不良等多岐にわたる事由により、事故が発生すると多額の設備交換費用、修理費用が発生する。これら偶発的な費用は、事業者の採算に含めておくことが困難なため、損害保険金で回収するのが通常である。また当事国によっては政治リスクが高く、そうした要因で操業ができなくなる場合があり、その損害を回収する政治リスク保険を付保するケースもある。これらを目的として、保険会社 (政治リスクに関しては政府系保険機関) と事業者間で損害保険契約を締結する。規定内容の概要は次の通りである。

第6章 プロジェクト・マネジメント

- ① 担保する危険の内容（対象物、作業内容）
- ② 保険機関
- ③ 保険金額
- ④ 被保険者対象
- ⑤ 免責金額
- ⑥ 免責事由
- ⑦ 原因調査方法

(7) 開発資金調達のための融資契約（loan contract）

巨額の事業開発資金を事業者の自己資金で調達することは困難である。通常は銀行融資により資金を調達する（ただし、社債発行する場合もある）。事業者と融資者との間の融資条件を規定するのが融資契約であり、主に以下内容が規定される。

- ① 融資金額、建値
- ② 貸出時期と貸出実行のための条件
- ③ 借入人と貸出人
- ④ 融資期間と元利返済方法
- ⑤ 適用金利率
- ⑥ 借入人誓約条項、制限条項
- ⑦ 借入人法的表明事項
- ⑧ 返済不履行の場合の規定
- ⑨ 担保行使要件（特に project finance の場合）
- ⑩ 仲裁、適用法

第6章 プロジェクト・マネジメント

以上の(1)～(7)の契約の構成を、図 6.2.1 に示す。

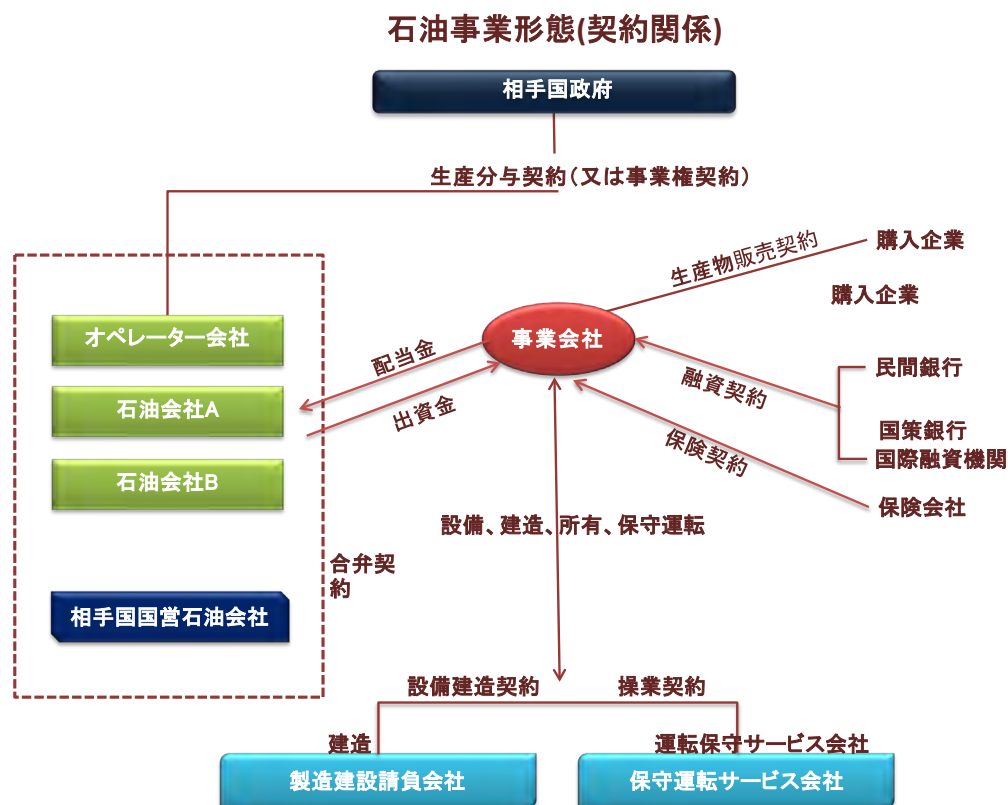


図 6.2.1 石油事業形態(契約関係)

6.2.3 主な保険の種類

大型開発事業を行う上で、保険付保は必要不可欠なものである。保険には政府系保険と民間保険の2種類があり、各々対象となる付保内容が異なる。

(1) 政府系保険機関 (governmental insurance institution) による保険

具体的には独立行政法人日本貿易保険が取り扱う保険であり、民間保険会社では扱うことができない危険をカバーする。その顕著なものが当事国での戦争、当事国による収用、為替制限であり、テロ、海賊行為、暴動などにも対応している。これらのリスクが事業者の投資決定阻害要因となる場合があり、日本国として民間事業をサポートするため、政府系保険がある。

(2) 民間保険 (private insurance)

政府系保険が存在する一方で、海洋開発を対象とした民間保険もある。以下に、物的損害を対象にした保険について、プロジェクトの段階に応じて時系列的に整理する。

① 探鉱保険 (exploration insurance) / 試掘保険 (appraisal drilling insurance) / 掘削保険 (drilling insurance) :

井戸の破損、暴噴制御の費用をカバーする保険である。

第6章 プロジェクト・マネジメント

② 建設保険 (construction insurance) :

生産設備の建造中、輸送中据付試運転中に起こる事故の実損をカバーする保険。これには自然災害による物損も付保される。

③ 生産後保険 (post-production insurance) :

設備の操業開始後の、何らかの事由による、生産設備の故障や修理が必要になる場合の費用をカバーする保険である。

一方、物損とは別に、第三者に対する損害賠償をカバーする保険が存在する。この保険により建造中ないし操業中の事故による従業員の人的被害、医療保障などをカバーする。

しかし、石油ガス資源開発における第三者損害保険カバーで最も重要な付保事象は、暴噴や生産設備の事故により、原油等が大量に海洋に漏れ出し海洋汚染を起こした場合の政府または漁業者等への損害賠償である。ただし、民間保険会社は油濁事故における最大付保金額を8-10億ドルに限定しており、それ以上の損害が生じた場合は事業者自らが負わなければならない。

この他、一定の期間制限を設け、操業できず本来得られる収入を得られない場合の損害をカバーする不稼働保険もある。

以上のように、海洋開発事業の保険付保金額が巨額化するため、保険会社側も他の保険会社に再保険することで自社のリスクを軽減させている。

6.2.4 ファイナンスとは

前述の通り、海洋開発事業では何千億円という巨額の投資資金が必要となるケースも多い。したがって事業遂行には、いかに事業資金を調達するかが、事業者にとって投資決定のための絶対要件となる。

ファイナンスすなわち資金調達には主に以下の2通りがある。

- (1) 事業者の信用力により資金を調達する方法（銀行融資、社債発行によるものなど）
- (2) 当該開発事業の事業性を金融機関が評価して融資を行う方法

この方法を「プロジェクトファイナンス」と呼び、金融機関が事業にかかわるすべての契約書を評価し、また資源の埋蔵量評価、環境評価、保険契約評価、事業の採算性評価なども行った上、融資対象となる事業資産、設備を担保することにより融資を実行するものである。これにより事業者は融資債務保証を免れ、リスク軽減、事業採算の向上に繋げることができる。ただし、銀行が融資対象金額相応の事業リスクを負うことになるため、融資金利は相応のものとなる。

信用格付けが高いオイルメジャー等は前者による調達、信金調達力に制限のある中小石油会社は後者による調達が多いいえる。またオイルメジャーであっても、特定国における政治リスク低減のため、後者を採用するケースもある。

第6章 プロジェクト・マネジメント

通常求められるプロジェクトファイナンスの要件は、次の通りである。

① 事業資金全体に対する事業者の出資比率：

通常 30%程度が求められる。事業者の出資額が多いほど、事業者責任の強さが判断できるという考え方に立ち、30%が最低レベルとして一般的である。

② 生産設備建設の完工保証：

生産設備が完成しない、操業に支障があるような粗悪な設備である場合、融資者の資金回収が見込めないことから、プロジェクトファイナンスの場合、融資銀行の貸出実行は完工後とするケースが多い。

③ 埋蔵量評価：

埋蔵量と資源の採掘実現性はプロジェクト実現の根幹にかかわるため、事業者による埋蔵評価だけではなく、第三者検査機関に依頼して評価することが通例である。

④ 操業業者の実績と信用度：

設備が完成しても操業がうまくいかなければ生産物を生まないため、操業者の過去の同種設備における操業実績を重要視する。

⑤ 生産物販売の確実性：

生産開始後も、生産物を長期にわたり採算レベルに合致した期間や金額で購入する相手先との販売契約が担保されることが重要である。買う側の相手先の事由で買い取らない場合は、同等の金額を支払う義務を負わせる、Take or Pay 契約が求められるケースがある。

⑥ 融資返済に適用される為替：

原則、基軸通貨として途上国現地通貨は認めないケースが多く、当事国によっては海外口座の開設により、その国の為替制限リスクを排除する仕組みをつくるケースもある。

⑦ 自然災害、人災リスクおよび政治リスクにおける保険の付保内容、および契約上の不可抗力事象における損害負担の当事者規定を事前に評価する。これは、損害により事業継続不能となった場合の融資金残債を保険金で回収するためである。

事業規模の大型化により市中銀行一行で融資を行うケースは少なく、銀行融資団を組成し共同で融資を行う。この場合必ずリーダー格になる銀行を決め、これが幹事銀行として銀行団を取りまとめる。

また、当該国のカントリーリスク（country risk）や融資期間次第では、日本政府系融資機関である株式会社国際協力銀行との協調融資ないし独立行政法人日本貿易保険による政治リスク保険の付保を前提に組成するケースが多い。

最近ではプロジェクトファイナンスが台頭しており、我が国のメガ銀行、欧米市中銀行に加え、アジア新興国の市中銀行もプロジェクトファイナンス融資団に参画するケースが出てきている。

さらには世界銀行、アジア開発銀行、アフリカ開発銀行等の国際金融機関との協調融資を行う事例もある。

第6章 プロジェクト・マネジメント

6.2.5 海洋開発プロジェクトにおける契約・保険・ファイナンスの事例

前項までで述べたように、海洋開発のような大型開発事業において、契約・保険・ファイナンスは、その成否とトラブル回避や不測の事態における被害低減の鍵を握る極めて重要なものである。以下の事例が示すように、実際のビジネスの場においては、プロジェクト成功のため、契約・保険・ファイナンスの知識を駆使した粘り強い交渉が求められる。

1990年代、ミャンマーは軍事政権により人権抑圧政策を継続していたことで、欧米諸国から経済制裁を受け、孤立していた。このため外貨獲得が困難となり、財政状況が年々悪化の一途を辿っていた。欧米諸国は、特に民主化の指導者に対する長期自宅軟禁措置を非難の対象としていたことから、ミャンマー政権は自宅軟禁条件を緩和することで、欧米諸国との関係改善を目指し始めた。

こうした状況下、欧州のメジャー石油会社がミャンマーの海底ガス田に着目し、開発に乗り出した。当該メジャー会社の本国は、欧州の中でもミャンマーに対して一定の独自外交路線を取っていたことから、このメジャー石油会社は本国政府によって対ミャンマーの政治リスクを担保され、事業化を進めていたといわれていた。このプロジェクトが実現すれば、同ガス田から生産される天然ガスは、エネルギー不足が慢性化している隣国タイにほぼ全量輸出されることとなる。ミャンマーにとっては、国家財政の大幅改善を実現する外貨収入源として期待された案件であった。

しかし、当事国であるミャンマーが天然ガスプロジェクトを進める上で、大きな障害が一つあった。それは10数億ドルにおよぶプロジェクト開発コストの一部を、同国政府が負担しなければ事業を構成できない、という契約上の仕組みにあった。そこでミャンマーは、当時商権拡大を展開し始めていた日本の大手商社に依頼し、同社は本プロジェクトにおいてミャンマー政府が負担する義務を負っている開発資金を、プロジェクトファイナンスで融資することについて検討を開始した。

プロジェクトファイナンスでの融資にあたり、最大の問題は、政治的に不安定であるミャンマーのカントリーリスク問題である。すなわち、為替交換や為替送金制限、戦争、資産の収用といった民間企業が負えないリスクにより、事業がとん挫、融資資金を回収できないことになれば、民間企業として大きな損害を被ることになる。企業が融資決定に至るには、この問題解決が前提であった。

そこで同社は、二つの道筋からミャンマーのカントリーリスクを限りなく軽減する条件を確保するべく、案件をとり進めることとした。（図 6.2.2）

(1) カントリーリスク軽減のための方策Ⅰ－契約条件

第一は、契約条件からのアプローチである。本プロジェクトでは、融資契約および生産物販売契約においてカントリーリスクを軽減できる条件を獲得するに至った。

① 融資契約

本プロジェクトにおける融資先は、ミャンマー政府公社である。しかし当時外貨収入は払底しており、何らかの事情で融資返済が遅延しても、ミャンマー政府に返済する能

第6章 プロジェクト・マネジメント

力は無いに等しかった。そこで、本プロジェクトにより生産された天然ガスの輸出代金をミャンマー政府に直接入金させず、第三国のシンガポールに開設したプロジェクト信託口座に入金させ、そこから直接融資元利返済に充当できる仕組みをつくった。さらに、その口座と口座代金に担保設定を行った。これにより、ミャンマー政府が天然ガス販売代金を他の目的には使用できず、一義的に融資返済に充当する仕組みが確立された。また、天然ガス販売代金がミャンマー国内に入金されないことから、ミャンマーでの為替交換リスクや為替送金リスクをなくすることができるというメリットもあった。

② 生産物販売契約

天然ガス需要家である隣国タイの発電公社と、天然ガス開発を進める欧州メジャー石油連合体との間で、長期天然ガス引き取り契約が締結された。これにより、天然ガスの販売先、販売量、販売代金が確保されることで、融資代金が滞らない仕組みも担保された。この天然ガス引き取り契約は“Take or Pay”契約と称し、もしタイ発電公社が何らかの事情でガスを引き取らない場合でも、同公社は天然ガス販売代金に相当する金額を支払う義務を負うこととなる。債権保全のためには、事業者・融資者の双方にとって重要な契約である。

(2) カントリーリスク軽減のための方策Ⅱ－保険

上記条件を確保したことで、融資実現の要件が相応に揃ってきたが、カントリーリスクまたは不可抗力リスクに対するさらなる策が必要であった。その第二の策とは、日本国政府によるカントリーリスクをカバーする保険である。歴史的な関係から、日本は欧米の対ミャンマー国政策とは一線を画す独自外交を行ってきっていたが、当時はミャンマーに対する保険引き受け方針が確定していなかった。しかし、在ミャンマー日本大使館の後押しもあり、本融資がミャンマーの外貨獲得に寄与し、前述の信託口座や Take or Pay 契約により債権保全策が構築されている優良案件と評価されたことから、特例的に貿易保険の引き受けがなされた。これにより、例えばミャンマーで戦争が発生した、ミャンマー政府に政変が起こった、ミャンマー政府による設備の収容があった、あるいは政治情勢により諸外国の経済制裁が強化されたなどの事象によって、プロジェクトが中断、撤退などで立ち行かなくなり、天然ガス収入が滞って融資返済ができなくなった場合、日本政府が保険適用により融資代金相当の保険金を当該商社に支払う条件が確保された。

こうして当該商社は、晴れてミャンマー政府と融資契約を締結し、数億ドルの融資を実行、天然ガスプロジェクトは建設に向け走り出した。融資期間の10年で融資は完済され、その間の油価、ガス価の高騰もありミャンマーの外貨収入の多くに寄与した。

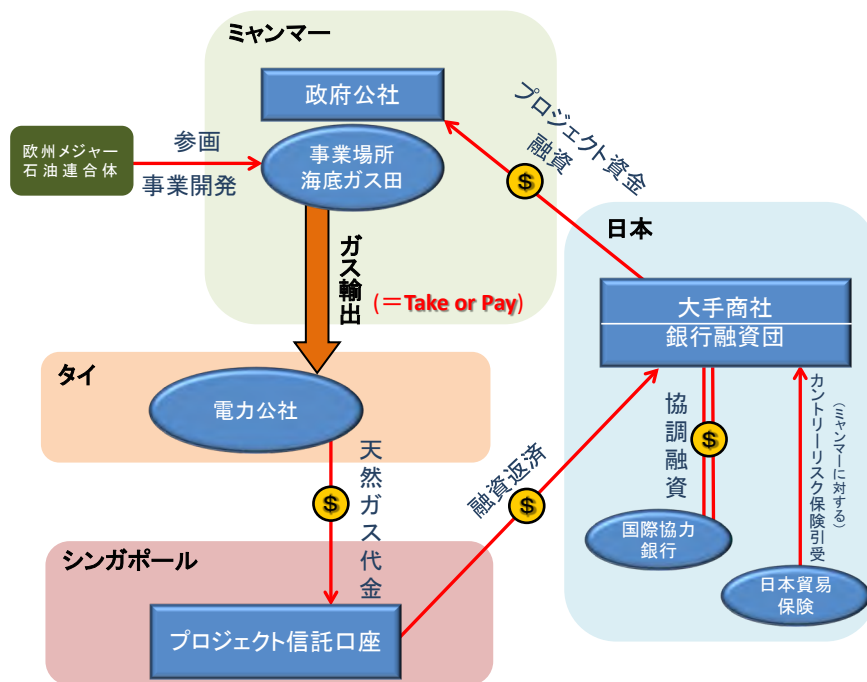


図 6.2.2 カントリーリスク軽減のための方策（契約・保険）

(3) 第三国との調整

上述の経緯からはすべてが順調に進んだように見えるが、初期段階に一つ思わぬ事態が生じた。それはむしろミャンマーというより、隣国タイのリスクの問題であった。

ミャンマー海底から採掘された天然ガスは、ミャンマー陸上部まで海底パイプラインを經由して輸送される。そこからタイ国電力公社発電所までは陸上パイプラインで運ばれるが、タイ国内のジャングルを切り開いたこのルートが野生の象の生息地であるという理由で、国際環境団体による反対運動が起こった。これをきっかけにタイ国内で政治問題に発展し、タイ側の陸上パイプライン敷設工事が一年弱中断した。野生の象はタイでは神聖な動物とされ、政府、国王、仏教僧侶が都度解決に乗り出し、時間をかけた末、解決することになった。そのため、天然ガスの供給開始が大幅に遅れ、結果的に融資返済期日にミャンマー政府公社が支払いを実行できないという事態が発生した。当該商社はミャンマー政府財政相に何度も支払いを陳情したが、なかなか解決できず、結局はタイでの環境問題が解決して天然ガスが供給され始めるまで、解決には至らなかった。この間、融資銀行との再交渉、日本の管轄当局との保険適用準備等に大きな労力を払うことになる。このように複数国にまたがる案件では当事国のリスクに目が行きがちだが、第三国での有事に対しても、契約上の精査が重要であるとの教訓を得た。

(4) 周辺国を經由した融資スキーム

この天然ガスプロジェクトへの融資契約実行の成功体験には、さらに続く経緯がある。当時のミャンマー政治情勢にもかかわらず、当該商社の画期的な融資実行に、ミャンマー政府は同社に絶大な信頼を寄せるようになった。このため、もう一件、別の石油会社が並

第6章 プロジェクト・マネジメント

行して推進していた天然ガスプロジェクトの融資についても、同社に随意契約（国などの公共団体が競争入札によらず、相手と任意で締結する契約）で交渉を任せることにした。契約条件はすべて当該商社に任せるという異例の対応で、同社としては信頼を勝ち得ることの重みを体験することとなった。

しかし、最初の天然ガスプロジェクト融資契約への保険引き受けを行った直後であったこともあり、日本の管轄当局はさらに追加案件に貿易保険引受枠を拡大できる方針には至らなかった。このため、この新規融資案件でミャンマーのカントリーリスクを、日本政府に引き受けってもらうことはできない状況にあった。

そこで当該商社は、ASEAN 諸国が同じメンバー国のミャンマーに対して欧米とは異なる独自路線を取っていたこと、またミャンマーでの商権拡大を目指していたことに着眼し、天然ガスを引き取るタイの輸出入銀行とガス開発事業者の一社であるマレーシアの輸出保険公社にアプローチした。その結果、両社にミャンマーのカントリーリスクを取ってもらうことに成功したのである。しかし、当時アジア金融危機が起こっており日本はタイ、マレーシアであってもカントリーリスクを考慮せざるを得ない状況であった。このため、日本当局に対しては、タイとマレーシア向けのカントリーリスク保険を引き受けってもらうこととなった。こうして当該商社は、タイ、マレーシアを経由した融資スキームを駆使することにより、ミャンマー向けカントリーリスクを低減させ、この融資案件についても無事融資契約を締結することができた。（図 6.2.3）

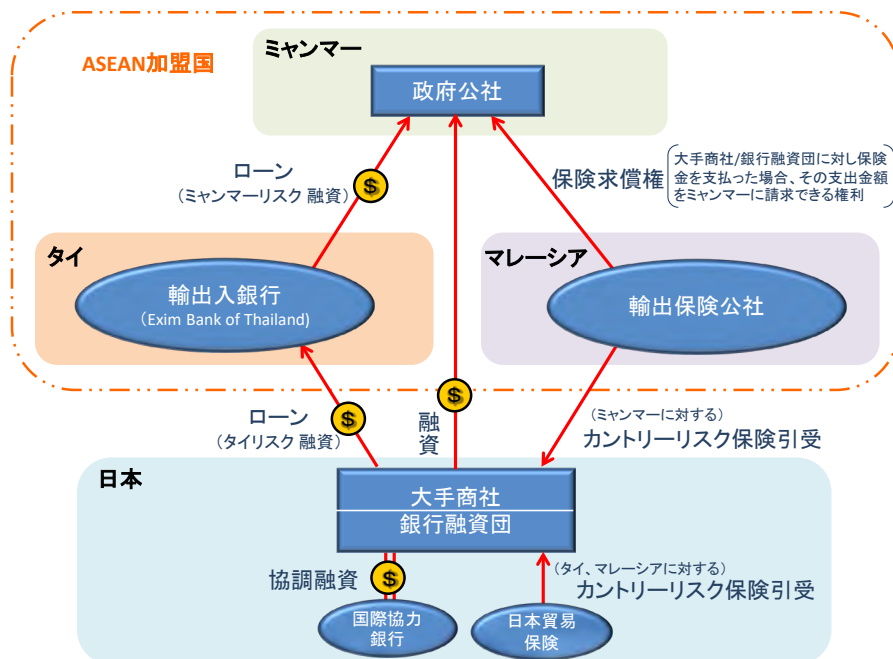


図 6.2.3 周辺国を経由した融資スキーム

当時の当該商社担当者は、案件実現のため、合計 50 回以上ミャンマー出張に出向いている。実現は困難を極めただけに、融資契約調印式では相手国であるミャンマー政府高官から同社担当者に、称賛の言葉がかけられた。同社担当者は後に、「それまでの努力が報われた瞬間だった」とコメントしている。

第 6 章 プロジェクト・マネジメント

<参考資料>

- エンジニアリング協会. PM 基礎習得コーステキスト・L1. 第 4 編, 2014, 207p.
- 日本プロジェクトマネジメント協会. “P2M の概要について”. 日本プロジェクトマネジメント協会.
https://www.pmaj.or.jp/p2m/about_p2m.html, (参照 2021-02-24)
- 梅田弘之. “プロジェクトマネジメント講座”. システムインテグレータ.
<https://products.sint.co.jp/obpm/blog/topic/project-management-umeda>, (参照 2021-02-24)
- 日経 BP. “プロジェクトマネジメントの理論と実践”. 日経 BP.
<https://xtech.nikkei.com/it/article/COLUMN/20070221/262654/> (参照 2021-02-24)
- プロジェクト・マネジメント用語研究会. エンジニアリングプロジェクト・マネジメント用語辞典. 重化学工業通信社, 1986, 560p.
- 日本プロジェクトマネジメント協会. P2M プロジェクト&プログラムマネジメント標準ガイドブック. 改訂 3 版, 日本能率協会マネジメントセンター, 2014, 616p.
- 井上義明. 実践プロジェクトファイナンス. 日経 BP, 2011, 270p.

7 (付録) 世界のプロジェクト

7.1 海洋石油・天然ガス開発プロジェクト

世界に目を向けてみると、大規模な海洋石油・天然ガス開発プロジェクトが実施されている。本項では、日本企業が参画しているプロジェクトを中心に、以下のプロジェクトを紹介する。資料入手可能なプロジェクトの中から、採用されているさまざまな技術を紹介できるよう、技術面で異なる特徴を持つプロジェクトを選定した。

① Prelude (プレリュード) FLNG プロジェクト

FLNG(Floating LNG)生産方式を採用

② Lucius (ルシウス) プロジェクト

大水深海域で、世界最大級の SPAR 型生産方式を採用

③ Sakhalin-2 (サハリン-2) プロジェクト

極地における開発 ロシア初の海洋石油・天然ガス開発プロジェクト

④ Goliat (ゴリアテ) プロジェクト

世界最北端の海洋開発プロジェクト (2015 年時点) 円筒型の FPSO を採用

⑤ Asgard (アスガルド) プロジェクト

世界で初めてサブシー・コンプレッサーを導入

⑥ Kangean (カンゲアン) プロジェクト

インドネシアにおける FPSO 採用プロジェクト

⑦ Snohvit (スノービット) プロジェクト

陸上施設までのパイプラインの長さが世界最長 (2015 年時点) の極地開発プロジェクト CCS (Carbon Dioxide Capture & Storage) 技術を採用

⑧ Helang (ヘラン) プロジェクト

マレーシアにおける海洋天然ガス開発プロジェクト

⑨ Knarr (クナル) プロジェクト

ノルウェーにおける FPSO 採用プロジェクト

⑩ Zakum (ザクム) プロジェクト

アブダビにおける海洋石油・天然ガス開発プロジェクト

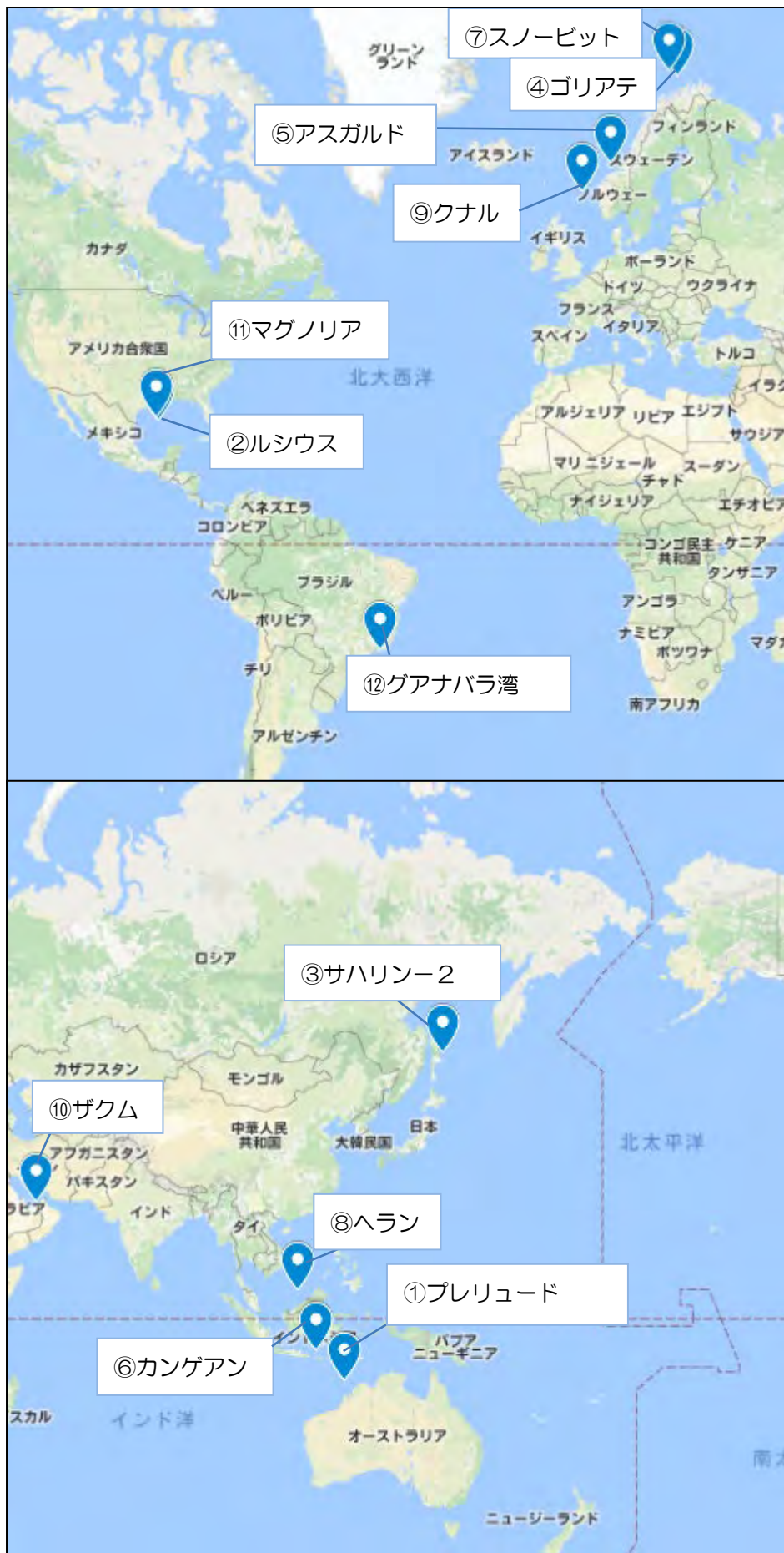
⑪ Magnolia (マグノリア) プロジェクト

メキシコ湾における世界最大水深での TLP 採用プロジェクト (2015 年時点)

⑫ Guanabara Bay (グアナバラ湾) における FSRU “Experience”

FSRU (Floating Storage and Regasification Unit, 浮体式貯蔵再ガス化設備) 導入

第7章(付録)世界のプロジェクト



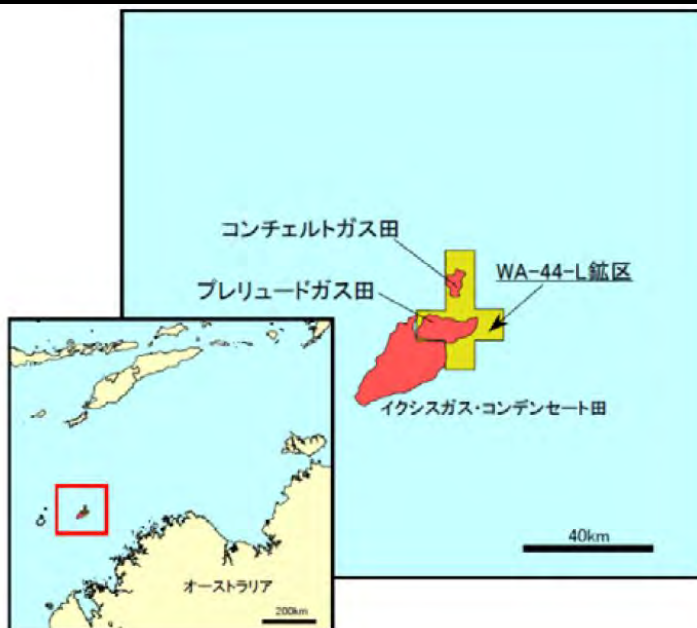
第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)①

Prelude(プレリュード) FLNG プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | Browse Basin, Australia |
| 水深 | ～250m |
| 生産方式 | Floating LNG (FLNG) |
| オペレーター | Royal Dutch Shell (以下、Shell) |
| 出資者 | Shell : 67.5%, INPEX : 17.5%, KOGAS (韓国) : 10% OPCI (台湾) : 5% |
| 生産能力 | LNG 360万/年 コンデンセート 130万トン/年 LPG 40万トン/年 |
| 主要寸法 | 長さ: 488m 幅: 74m |

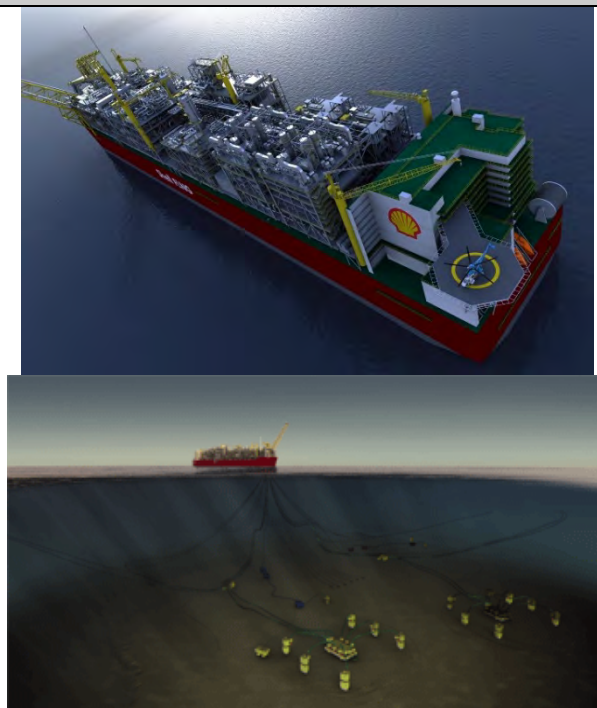


Prelude FLNG プロジェクトの所在地
(INPEX ウェブサイト)

プロジェクトの概要

プレリュードガス田、コンチェルトガス田はそれぞれ2007年、2009年に発見されたガス田で、西豪州 Broom から北北東 475km (最も近い海岸線から 200km 以上) の沖合に位置している。オペレーターである Shell 社はこれらのガス田を世界で初めてとなる FLNG 方式で開発することとし、2011年5月に最終投資決定をした。FLNG 方式は、生産した天然ガスの液化、タンク貯蔵、タンカーへの出荷までを洋上で完結できるため、陸上プラントまでのパイプライン敷設および浚渫作業が不要となり、コスト削減、環境影響の低減、現地建設作業の削減といったメリットがある。このため、陸上からの距離が遠い洋上ガス田開発の解決策として注目を集めている。

Prelude FLNG は、長さ 488m、幅 74m、排水量約 60 万トン、LNG 貯蔵容量 22 万 m³ (オリンピックプール 175 杯分) の世界最大の浮体式洋上施設である。建造は、韓国の三星重工の造船所で行われており、常時 5,000 人程度の作業員が建設に携わっている。



FLNG 設備のイメージ
(Shell ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

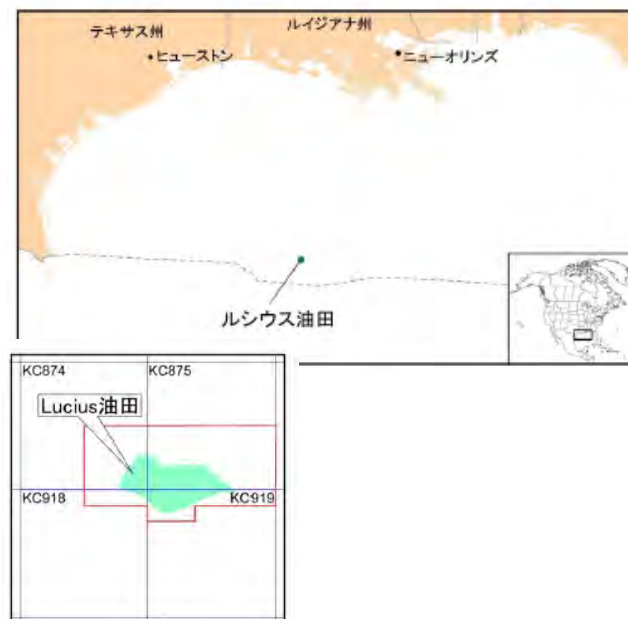
| | |
|---|--|
| <p>本プロジェクトでは海底仕上げ坑井、マニホールド、フローライン等から成るサブシーシステムを採用しており、FLNG はタレットを介したムアリング(mooring)*チェーンによりガス田近傍で 25 年間にわたり係留される。これら設備は最強レベルのサイクロン等荒天に耐え得るよう設計されている。</p> <p>LNG 生産時には、240~280 人のスタッフが FLNG の操業に従事し(120~140 人の 2 交代)、定期検査期間には 300 人超が FLNG で作業を行う。</p> <p>日本企業としては、INPEX (国際石油開発帝石株) が出資者として参画している他、川崎重工業株が FLNG のボイラーユニットの設置を担当している。</p> | |
| <p>プロジェクトの主要スケジュール</p> | |
| <p>2007 年 1 月</p> | <p>プレリュードガス田発見</p> |
| <p>2009 年 3 月</p> | <p>コンチェルトガス田発見</p> |
| <p>2009 年 7 月</p> | <p>Technip 三星コンソーシアムと FLNG の設計・建造・設置契約を締結</p> |
| <p>2011 年 5 月</p> | <p>最終投資決定(Final Investment Decision)</p> |
| <p>2012 年 10 月</p> | <p>韓国で FLNG 船体の建造工事開始</p> |
| <p>2013 年 9 月</p> | <p>海底生産井の掘削開始</p> |
| <p>2018 年 12 月</p> | <p>生産開始</p> |
| <p>ウェブサイト／ 参考資料</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Shell Global. “PRELUDE FLNG”. Shell Global. https://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng.html, (cited 2021-01) . ● 大貫 憲二 (JOGMEC 石油調査部) .“世界初の FLNG プロジェクト：Prelude LNG における技術的現況”.JOGMEC.2012-3. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1004211/1004237.html, (参照 2021 年 1 月) . |

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)②

Lucius (ルシウス) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | 米国ルイジアナ州沖合約 380km |
| 水深 | 約 2,164m |
| 生産方式 | Truss SPAR |
| オペレーター | Anadarko |
| 出資者 | Anadarko : 23.828% Freeport : 25.123%, ExxonMobil : 23.295% Petrobras : 11.500% INPEX : 7.753% Eni : 8.500% |
| 生産能力 | 石油 : 8 万 bbl/日 天然ガス : 4 億 5000 万 ft ³ /日 |
| 主要寸法 | SPAR 直径 : 約 33.5m SPAR 長さ : 約 164m |

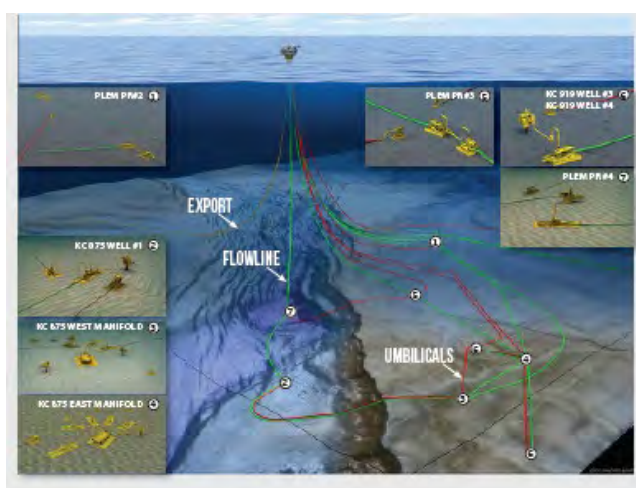


Lucius プロジェクトの所在地
(INPEX ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ルシウス油ガス田は、2009 年 12 月に発見された。約 2,164m の大水深であるが、探鉱時に質の高い原油が産出されることが確認されている。試掘、開発を経て、2015 年 1 月に生産が開始された。オペレーターである米国の Anadarko 社は、大手独立系石油・天然ガス会社の一つである。

生産プラットフォームは、円筒型の浮体である SPAR 型式が採用された。当該 SPAR には、6 つの海底生産井が繋がれ、SPAR 自体は、直径約 33.5m、長さ約 164m と、世界最大の規模を誇る。風や波、潮流に対する動揺性能に優れ、貯油能力を持つため、大水深や遠隔海域における開発方式として注目されている。SPAR のトップサイドは Mustang 社が、Hull は Technip 社が、それぞれ設計・調達・建造を担当している。Hull は、フィンランドにある Technip 社の造船所で建造された。Hull 等建造のプロジェクト・マネジメントは、ヒューストンにある Technip 社のオペレーティングセンターで行われた。Technip 社は、本プロジェクト以前にも、Neptune、Nansen 等のプロジェク



海底設備
(Anadarko 資料)

第7章(付録)世界のプロジェクト

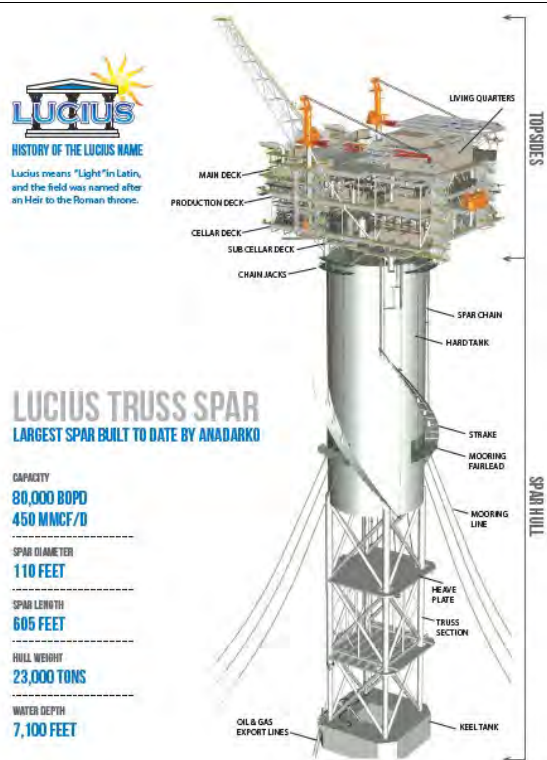
ト向けや Anadarko 社向けに六つの SPAR を建造している。

本油ガス田から生産された原油および天然ガスは、プラットフォーム上に設置された生産設備で処理された後、海底パイプラインを通じてルイジアナ州の陸上施設に送油・送ガスされる。

日本の企業としては、INPEX が 2012 年 8 月に
出資し、一部権益を取得している。

注記)

オペレーターは 2019 年 8 月 Occidental の Anadarko を買収に伴い、オペレーターは Occidental となる。出資者及びシェアも変更となっている。



Lucius Truss SPAR

(Anadarko 資料)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-----------------|--|
| 2009年12月 | ルシウス油ガス田構造発見 |
| 2010年1月 | 試掘成功 |
| 2011年5月 | フローテスト成功 |
| 2011年12月 | プロジェクト認可取得 |
| 2012年7月 | 開発権益に関する契約締結 |
| 2013年5月 | メキシコ湾に SPAR 到着 |
| 2015年1月 | 生産開始 |
| ウェブサイト／ 参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> Anadarko. "Lucius Media Booklet". Anadarko. https://www.anadarko.com/content/documents/apc/Operations/Gulf_of_Mexico/APC-LuciusMediaBooklet.pdf,(cited 2016-01). Offshore Technology. "Lucius Deepwater Oil and Gas Project, Gulf of Mexico, United States of America". Offshore Technology. https://www.offshore-technology.com/projects/lucius-project/,(cited 2021-01). |

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)③

Sakhalin-2 (サハリン-2) プロジェクト

基本情報

| | |
|---------|--|
| 所在地 | ロシア・サハリン島北東岸沖約 16km のオホーツク海 |
| 水深 | ～50m |
| 生産方式 | Integrated LNG |
| オペレーター | Sakhalin Energy (下記出資者から成る) |
| 出資者 | Shell : 27.5%, Gazprom : 50%, 三井物産 : 12.5% 三菱商事 : 10% |
| 生産・処理能力 | LNG プラント LNG : 960 万トン/年 陸上処理施設 原油 : 6 万 bbl/日 ガス : 5100 万 m ³ /日 |
| 主要寸法 | — |



Sakhalin-2 プロジェクト
(SakhalinEnergy ウェブサイト)

プロジェクトの概要

サハリン2プロジェクトは、ロシア初の海洋石油・天然ガスプロジェクトである。開発エリアは主に Piltun - Astokhskoye (ピルトン・アストフスコエ) 鉱区および Lunskeye (ルンスコエ) から成る。

この海域はほぼ1年中氷に覆われ、冬には気温がマイナス45℃まで低下することもあり、北極圏の強風と高い湿度により、マイナス70℃の風速冷却(wind-chill)が生じる。このような厳しい気候条件では、屋外での作業は短時間のシフトを組んで行わなければならない。加えてサハリン地方は、過去15年の間にマグニチュード6.4と7.6の地震に見舞われており、当該プロジェクトのプラットフォームは巨大地震にも耐えうるよう設計されている。また、本プロジェクトの海域は太平洋西部に生息する絶滅危惧種指定のコクジラの回遊域でもあるため、その保護計画が実施されている。

各プラットフォームから産出された原油、天然ガスは、陸上処理施設を経由し、約800kmのパイプラインを通じてサハリン島南部のアニワ湾に面したプリゴロドノエにある製



Piltun - Astokhskoye A
プラットフォームの外観
(Sakhalin Energy ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

品製造・出荷施設に移送される。同施設は LNG プラントや原油輸出ターミナル、港等から成る。LNG プラントはロシアで初めて建設されたもので、プラント建設工事は日本の千代田化工建設、東洋エンジニアリング等からなるコンソーシアムが受注した。

本プロジェクトには、三井物産および三菱商事が出資しており、他の出資者とともに設立した Sakhalin Energy 社が1993年に予備調査権を取得し、1994年にロシア政府との間に生産分与協定(PSA)を締結した。その後、ロシア政府より開発計画が承認され、開発が進められたが、環境対策を求められたことで開発費用が増大し、2005年には、総事業費が当初の100億ドルから200億ドルに倍増されることとなった。そうしたさなか、2006年9月、ロシア政府により環境アセスメントの不備を指摘され、開発中止命令が出された。その後の交渉で、同年12月にロシアのガスプロム参画が決まり、2007年4月にはサハリン・エナジーの株式の約50%の株を取得した。同社の環境是正計画がロシア政府によって承認され、開発中止の危機は免れた。



Piltun – Astokhskoye B
プラットフォームの外観
(Shell ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

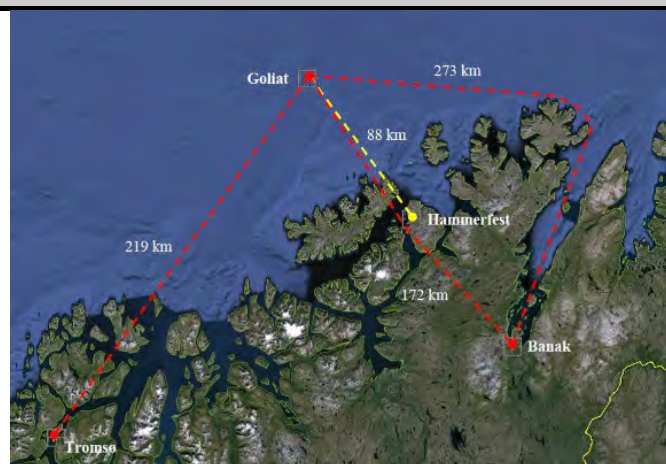
| | |
|-----------------|---|
| 1984年 | ルンスコエ鉱区発見 |
| 1986年 | ピルトン・アストフスコエ鉱区発見 |
| 1994年4月 | Sakhalin Energy 社設立 |
| 6月 | Sakhalin Energy とロシア政府間で、PSA を締結 |
| 1998年9月 | ピルトン・アストフスコエ-A プラットフォームを設置 |
| 1999年7月 | ピルトン・アストフスコエ鉱区における原油生産開始 |
| 2006年6月 | ルンスコエ-A プラットフォーム設置 |
| 2007年7月 | ピルトン・アストフスコエ-B プラットフォームを設置 |
| 2009年1月 | ルンスコエ-A プラットフォームから天然ガス生産開始 |
| 3月 | LNG 第1船出荷 |
| ウェブサイト/ 参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● SAKHALIN ENERGY. “Company Asset”. SAKHALIN ENERGY. http://www.sakhalinenergy.ru/en/company/assets/, (cited 2021-01). ● SAKHALIN ENERGY. “History”. SAKHALIN ENERGY. http://www.sakhalinenergy.ru/en/company/history/, (cited 2021-01). ● Shell Global. “Sakhalin-2”. Shell Global. https://www.shell.com/about-us/major-projects/sakhalin.html, (cited 2021-01). ● Offshore Technology. “Sakhalin II – a timeline, Russia”. Offshore Technology. https://www.offshore-technology.com/projects/sakhalin-ii-a-timeline, (cited 2021-01). ● 本村真澄 (JOGMEC). “ロシア:サハリン-2問題をどう見るか?”. JOGMEC.2007 https://oilgas-info.jogmec.go.jp/review_reports/1006255/1006258.html, (cited 2021-01). |

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)④

Goliat (ゴリアテ) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--------------------------------------|
| 所在地 | ノルウェー Hammerfest 北東岸約 85km のバレンツ海 |
| 水深 | 400m |
| 生産方式 | FPSO |
| オペレーター | Eni Norge AS (以下、Eni) |
| 出資者 | Eni : 65%, Equinor : 35% |
| 生産能力 | 10 万 bbl/日 |
| 主要寸法 | 円筒型 FPSO 直径 : 107m 高さ : 75m |



Goliat プロジェクトの所在地
(Eni ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ゴリアテプロジェクトは、バレンツ海における最初の油田開発プロジェクトであり、2015年時点で世界最北端の海洋開発プロジェクトである。

オペレーターである Eni 社はイタリアの半国有の石油・ガス会社である。

当該鉱区は 2000 年の最初の探査で発見され、2009 年 5 月にはノルウェー政府により、海底生産設備と FPSO を含む開発計画が認可された。

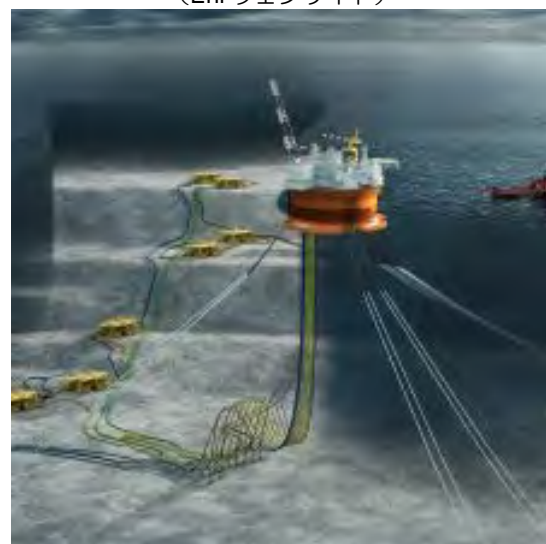
本プロジェクトの FPSO には、ノルウェーの Sevan Marine 社が設計した円筒型浮体設備が採用され、韓国の Hyundai Heavy Industry で建造された。当該 FPSO は 10 万 bbl/日の生産能力を有し、100 万 bbl の石油を貯蔵することができる。また、極地であるバレンツ海の厳しい自然環境に耐えるよう設計されている。本 FPSO は、陸上からの供給電源と FPSO 内設置のガスタービン発電を組み合わせることで電力が賄われており、これによって CO2 排出量が削減された。

海底生産設備の設計、調達、施工については、Aker Solutions が担当している。

ゴリアテにおける生産は、少なくとも 15 年は可能と見込まれている。



Goliat FPSO の Top Side と外観
(Eni ウェブサイト)



ゴリアテ海底生産設備と FPSO のイメージ
(Eni ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

| プロジェクトの主要スケジュール | |
|-----------------|--|
| 2000年 | 鉱区発見 |
| 2009年2月 | Sevan Marine 社提案の FPSO 採用決定 |
| 5月 | ノルウェー政府により、開発計画認可取得 |
| 2010年1月 | Sevan Marine 社と契約締結 |
| 2月 | Hyundai Heavy Industry と、FPSO の建造契約締結 |
| 2015年5月 | Goliat FPSO の設置完了 |
| ウェブサイト/ 参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● Eni Norge. “Goliat on stream”. Eni Norge. https://varenergi.no/en/our-business/production/operated/, (cited 2021-01). ● SubseaIQ. “Offshore Field Development Projects” .SubseaIQ. http://www.subseaIQ.com/data/Project.aspx?project_id=400&AspxAutoDetectCookieSupport=1, (cited 2016-01). ● Eni Norge. “Goliat 3d - modell ”. Eni Norge. http://www.eninorge.com/en/Field-development/Goliat/Goliat-3d-modell/, (cited 2016-01) |

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑤

Asgard (アスガルド) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | ノルウェー海の Halten 堆 |
| 水深 | 240~310m |
| 生産方式 | Asgard A : FPSO Asgard B : 半潜水式プラットフォーム Asgard C : 浮体式貯蔵設備 Subsea Compressor |
| オペレーター | Equinor |
| 出資者 | Petoro: 35.69% Equinor: 34.57% Eni Norge: 14.82% Total E&P Norge : 7.68% ExxonMobil :7.24% |
| 処理能力 | Subsea Compressor : 2100 万 Sm ³ /d* (11.5MW) |
| 主要寸法 | Subsea Compression station : 75x45x20m |



プロジェクトの所在地
(Statoil ウェブサイト)

プロジェクトの概要

アスガルドプロジェクトは、Midgard、Smørbukk、Smørbukk South の三つの鉱床を有し、ノルウェー大陸棚において最大規模を誇る。Midgard は Saga 社により 1981 年に確認され、Smørbukk、Smørbukk South は Equinor 社がそれぞれ 1984 年と 1985 年に発見した。本プロジェクトは、1995 年に開発権が取得されている。

主要設備としては、石油生産船である Asgard A、セミサブマーシブル・ガス・コンデンセートプラットフォームである Asgard B、コンデンセートの貯蔵タンカーである Asgard C がある。

本プロジェクトは、2015 年に世界で初めてサブシー・コンプレッサー(subsea compressor)を導入したことで知られている。一般的に、油ガス田からの生産が進むにつれ、貯留層圧力が減退するため石油・ガスの生産量は低下し、最終的には処理設備まで安定的に生産・輸送することができなくなる。貯留層に近い海底で昇圧処理することができれば、より低い貯留層圧力となっても生産を継続することが可能となる。より多くの



Asgard A (FPSO) (Equinor ウェブサイト)



Asgard B (半潜水式プラットフォーム) の外観
(Equinor ウェブサイト)

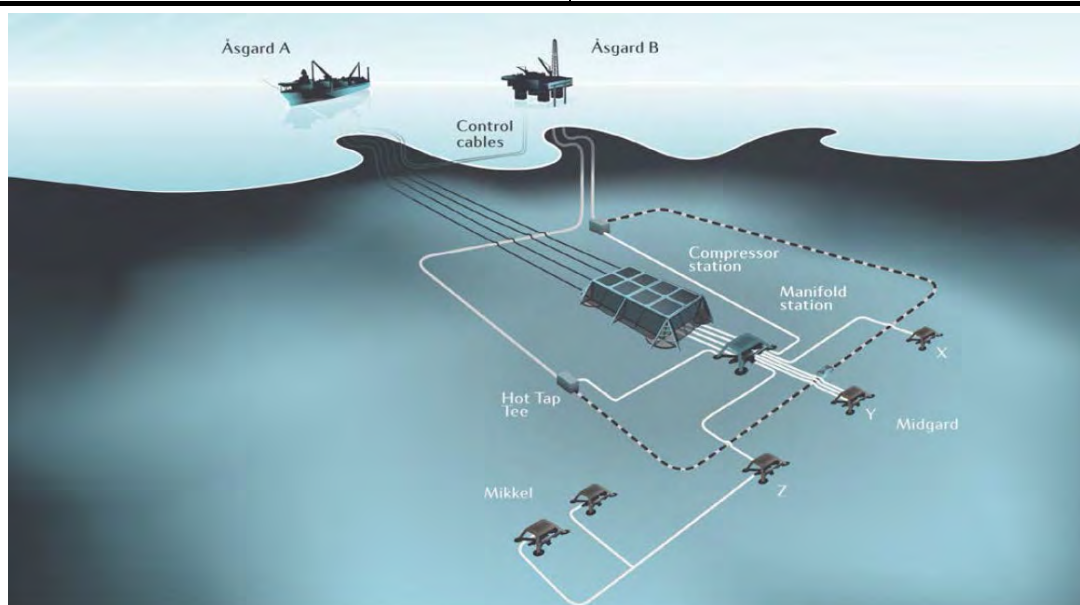
第7章(付録)世界のプロジェクト

石油・ガスを回収するためには、生産井により近い場所で圧縮する必要がある。Equinorによると、サブシー・コンプレッサーの導入により石油・ガスの回収率が飛躍的に向上し、フィールドからの総回収量（原油相当量）が3億 bbl 追加される見通しである。

サブシー・コンプレッサーの開発プロジェクトは2005年に開始され、Aker Solutions が設計、施工を担当した。同設備には40を超える新技術が採用されている。海底で気液分離され、ガスはサブシー・コンプレッサーにより、原油はポンプで圧縮された後、同一のパイプラインを通じて AsgardB に輸送され、さらなる処理が行われる。



サブシー・コンプレッサー（Equinor ウェブサイト）



フィールドレイアウト（Equinor ウェブサイト）

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-----------|--|
| 1981～85年 | Midgard、Smørbukk、Smørbukk South の各鉱床発見 |
| 1999年 5月 | Asgard A による生産開始 |
| 2000年 10月 | Asgard B による生産開始 |
| 2005年 | サブシー・コンプレッサーの開発プロジェクト開始 |
| 2010年 12月 | Aker Solutions とサブシー・コンプレッサーの設計、施工契約締結 |
| 2015年 9月 | サブシー・コンプレッサーの設置に成功 |

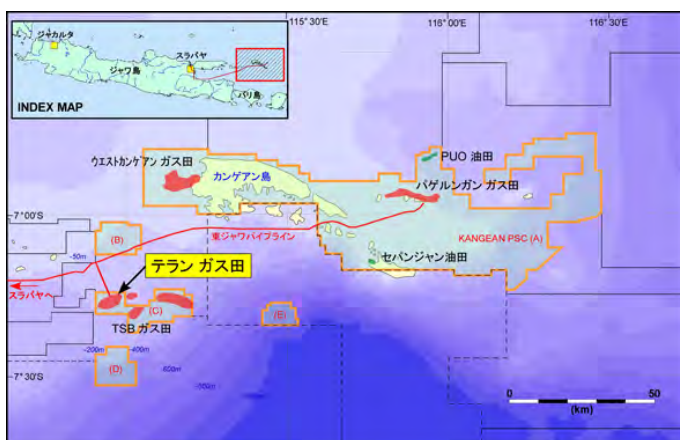
ウェブサイト／ 参考資料

- Aker Solutions. "Subsea compression technology". Aker Solutions. <https://www.subseauk.com/documents/presentations/asia2013%20-%20akso%20-%20subsea%20compression%20technology.pdf>, (cited 2021-01).
- Equinor. "The first subsea gas compression plant in the world on line – a step change in subsea technology". Equinor. <https://www.equinor.com/en/news/archive/2015/09/17/17SepAsgardsubsea.html>, (cited 2021-01).

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑥
Kangean (カンゲアン) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|---|
| 所在地 | インドネシアバリ島北方沖 |
| 水深 | 約 90m |
| 生産方式 | FPU(Floating Production Unit) |
| オペレーター | Kangean Energy Indonesia Ltd. |
| 出資者 | JAPEX : 25%, 三菱商事 : 25%, PT Energi Mega Persada Tbk. : 50% |
| 処理能力 | 天然ガス : 3 億 ft ³ (原油換算で 日量約 5 万 bbl) /日※Terang (テ ラン) ガス田のみ |
| 主要寸法 | BW Joko Tole (FPU) 全長 : 246.84 m 幅 : 42 m |



プロジェクトの所在地
(三菱商事ウェブサイト)

プロジェクトの概要

本プロジェクトでは、TSB(Terang, Sirasun and Batur)ガス田群の一部であるテランガス田、Pagerungan (パゲルンガン) ガス田、および Pagerungan Utara (パゲルンガン・ウタラ) 油田から天然ガス・原油を生産している。オペレーターは、インドネシアの PT Energi Mega Persada 社の子会社である Kangean Energy Indonesia Ltd. であり、日系では JAPEx および三菱商事がそれぞれ 25% の出資を行っている。

テランガス田は、1980 年 2 月に発見され、2012 年 5 月に商業生産が開始された。産出した天然ガスは海底生産施設を経て FPSO にて処理された後、東ジャワパイプラインを經由して東ジャワ州スラバヤ市近郊の国営電力会社や肥料工場などに販売されている。2015 年 8 月には、原油換算累計生産量が 5 千万 bbl に達した。

当該 FPSO は、2010 年 7 月、BW Offshore を中心としたコンソーシアムが受注した。新規に建造したものではなく、Aframax サイズのタン



テランガス田に配備されている FPU
 BW Joko Tole
 (三菱商事ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

| | |
|--|--|
| <p>カーを改造したものである。</p> <p>パゲルンガンガス田は、1985年に発見され1994年に生産が開始された。</p> <p>また、2011年1月にはパゲルンガン・ウタラ油田で原油の生産が始まった。同油田で生産される原油は、FPSOを利用し処理・出荷される。同油田では、Berlian Laju Tanker社の小型FPSOが採用されている。</p> <p>今後は、TSB 鉱区の Sirasun（シラスン）および Batur（バトゥール）ガス田についても、商業生産に向け開発が進められる。</p> | |
|--|--|

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|---------|----------------------|
| 1980年 | テランガス田発見 |
| 1985年 | パゲルンガンガス田発見 |
| 1994年 | パゲルンガンガス田での商業生産開始 |
| 2010年1月 | テランガス田開発作業に着手 |
| 2011年1月 | パゲルンガン・ウタラ油田で原油の生産開始 |
| 2012年5月 | テランガス田商業生産開始 |

| | |
|-------------------------|--|
| <p>ウェブサイト ／参考資料</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● SKKMigas. “Overview”. SKKMigas. http://www.kangean-energy.com/index.php/summary-of-kei/, (cited 2016-01) . ● 三菱商事“インドネシア共和国カングアン鉱区のテラン・ガス田における生産開始”. 三菱商事. https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2012/html/0000014942.html, (参照 2021年1月) . ● WORLD MARITIME NEWS. “Kangean Energy Starts Production at Terang Gas Field Offshore Bali, Indonesia” https://www.offshore-energy.biz/kangean-energy-starts-production-at-terang-gas-field-offshore-bali-indonesia/, (cited 2021-01) . |
|-------------------------|--|

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑦

Snohvit (スノービット) プロジェクト

基本情報

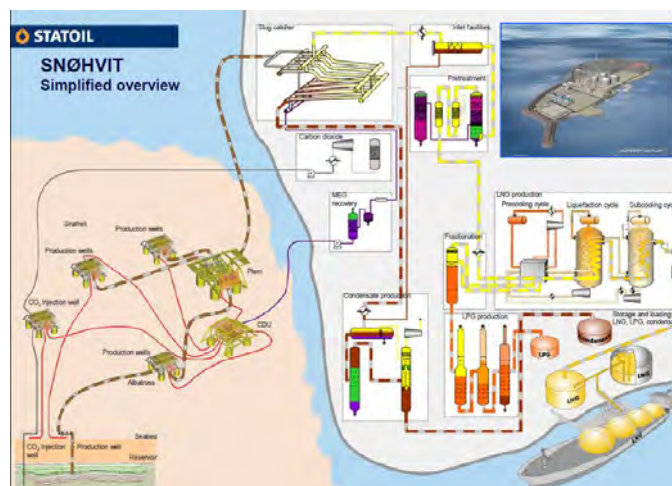
| | |
|--------|---|
| 所在地 | Hammerfest (ノルウェー) より 140km 北西沖のバレンツ海 |
| 水深 | 250~345m |
| 生産方式 | 陸上 LNG プラント 海底生産設備 |
| オペレーター | Equinor |
| 出資者 | Equinor:33.53% Petro:30% TotalFinaElf:18.4% Gaz de France:12% Amerada Hess:3.26% RWE Dea:2.81% |
| 生産能力 | LNG 430 万トン/年 コンデンセート 74 万 7000 トン/年 LPG 24.7 万トン/年 |
| 主要寸法 | — |



プロジェクトの概要

スノービットガス田は、1984年にノルウェー北部のバレンツ海で発見された。欧州初の LNG プロジェクトである。"Snohvit"は、ノルウェー語で"snow white"を意味する。世界最北の海洋ガス田である。本プロジェクトは2002年3月に認可され、2007年9月に生産が開始された。

スノービットガス田は、北緯70度(アラスカ北方の氷海と同じ緯度)に位置し、バレンツ海の厳しい気象条件に晒されている。当該海域が氷に閉ざされることはないが、冬季には強い風波が生じるため、生産設備は海面の状況に左右されない海底にあり、陸上から遠隔操作されている。天然ガスは、Hammerfest 近くの Melkoya という小さい島にある LNG プラントまで 143km の長さのパイプラインで運ばれている。混相流のパイプラインとしては、世界最長の長さである。同プラントで処理された LNG は、



スノービットの全体像イメージ
(Equinor 資料)

第7章(付録)世界のプロジェクト

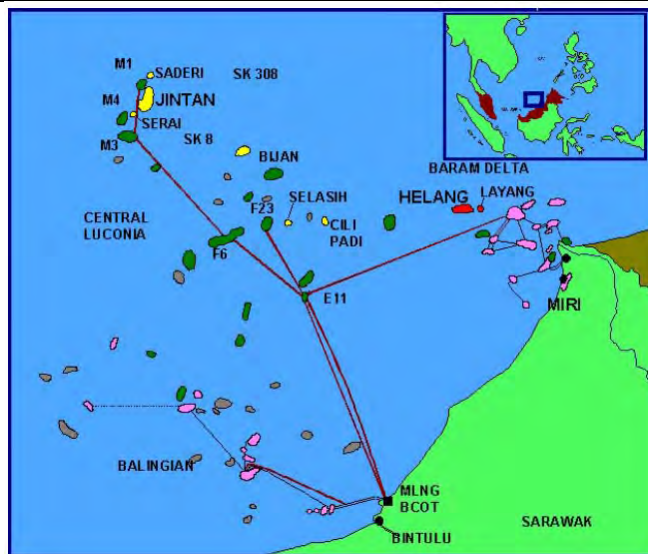
| | |
|---|---|
| <p>LNG タンカーに積み出しされ、欧州や米国向けに輸出される。LNG タンカーの運航は、川崎汽船、商船三井が担っている。</p> <p>スノービットガス田は、CCS(Carbon Dioxide Capture & Storage)技術が採用されていることでも注目されている。CCS とは火力発電所や製鉄所、ガス・油田等の大規模 CO₂ 排出源で発生する CO₂ を分離・回収して、圧入設備までパイプライン等で輸送し、石油掘削、天然ガス地下貯蔵等で蓄積された既存技術を応用して、地中の帯水層等に貯留する技術である。陸上のプラントでガスから分離された CO₂ は、ガス田までパイプラインで運ばれ、海底に注入、貯留されている。このため、スノービットガス田には、8つの生産井の他に、一つの CO₂ 圧入井が備えられている。スノービットガス田における CCS は、2008年4月に開始された。貯留される CO₂ は、年間70万トン(日量1900トン)とされる。</p> | |
| <p>プロジェクトの主要スケジュール</p> | |
| <p>1984年</p> | <p>スノービット油ガス田発見</p> |
| <p>2002年3月</p> | <p>プロジェクト計画認可</p> |
| <p>2007年9月</p> | <p>商業生産開始</p> |
| <p>2008年4月</p> | <p>CCS 導入</p> |
| <p>ウェブサイト ／参考資料</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Equinor. “Snøhvit”. Equinor. https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/snohvit.html, (cited 2021-01). ● Equinor. “Snøhvit - Unlocking resources in the frozen North”. Equinor. http://www.statoil.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/Pages/SnohvitNewEnergyHistoryInTheNorth.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2fsnohvit, (cited 2016-01). ● Offshore Technology. “Snøhvit Gas Field, Norway”. Offshore Technology. https://www.offshore-technology.com/projects/snohvit-field/, (cited 2021-01). ● 宮本善文 (JOCMEC 調査部) .“ノルウェー：二酸化炭素の分離・回収、貯留 (CCS) の現状”. JOGMEC.2008-5. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1003722/1003774.html, (参照 2021-01) . |

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑧

Helang (ヘラン) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|---|
| 所在地 | マレーシア Sarawak 沖 |
| 水深 | 約 90m |
| 生産方式 | ジャケット式 |
| オペレーター | JX マレーシア石油開発 (株主は JX 石油開発：78.7%、 INPEX：15.0%、三菱商事：6.3%) |
| 出資者 | JX マレーシア石油開発：75.0% ペトロナス・チャリガリ：25.0% |
| 生産能力 | 天然ガス：250 MMscfd* コンデンセート：10,000 bpd |
| 主要寸法 | — |



ヘランガス田の所在地
(INPEX ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ヘランガス田は、新日本石油開発（2010年7月ジャパンエナジー石油開発に経営統合、JX石油開発として発足）が初めてオペレーターとして手掛けたプロジェクトである。1999年に三菱商事が、2000年に帝国石油（当時、現 INPEX）が出資し、本プロジェクトに参画している。1987年に探鉱権益を取得し、1990年に同ガス田発見に至った。当初は原油を求めての掘削であった。

ヘランガス田から産出される天然ガスは、海底のパイプラインを経由して、Bintulu（ピンツル）にある MLNG-Tiga 社の陸上液化プラントに送られて処理される。ヘランガス田発見当初は、既存の MLNG-Dua 社に天然ガス買い取りを打診したが叶わなかった。その後、1992年に Shell をオペレーターとする Jintan（ジンタン）ガス田が、隣接する鉱区に発見されたことにより、ペトロナス、Shell 等と合意に至り、1995年に両ガス田から供給される天然ガスの液化等を担う MLNG-Tiga 社が発足した。MLNG-Tiga のプラントは、既存の MLNG-Satu、MLNG-Dua と同じ敷地内に建設されている。

生産設備は、マレーシア初となる掘削・生産・



洋上プラットフォーム
(INPEX 資料)

第7章(付録)世界のプロジェクト

居住設備一体の全搭載型プラットフォームを採用した。大規模なプラットフォームとなったため、マレーシアでは初めて、ジャケットとプラットフォームを分離建設し、まずジャケットを海底面に設置、その後プラットフォームを設置するというフロートオーバー工法が採られた。当該工事はマレーシアの国策により、国内企業である Malaysia Shipyard & Engineering(MSE)社（当時、現 Malaysia Marine and Heavy Engineering(MMHE)社）が担当した。

陸上の LNG プラントは、既存プラントと同様に Air Products & Chemicals Inc. (APCI)の開発した APCI プロセスを採用し、EPC コントラクターとしては日揮とマレーシアの KBR 社の連合が選定された。

ヘランガス田は、1990年の発見以来、当初プロジェクトに参画していた Occidental 社の脱退、1997年のアジア経済危機のあおりを受けた LNG 販売活動の不調など、さまざまな困難を乗り越え 1999年に計画承認。2000年12月に開発開始、2003年11月に商業生産が開始された。



洋上プラットフォーム
(INPEX 資料)

プロジェクトの主要スケジュール

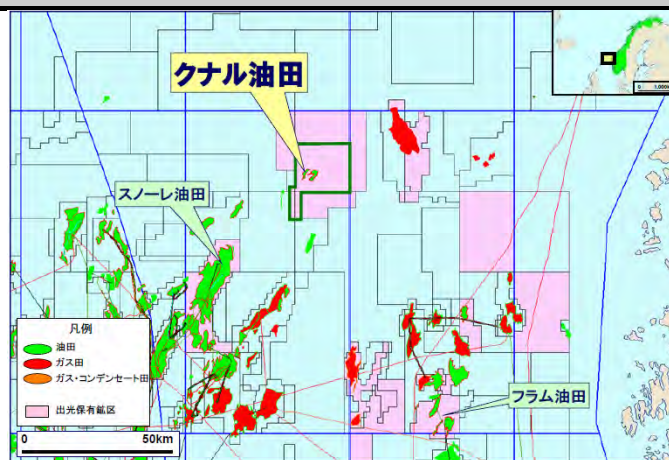
| | |
|-------------|---|
| 1990年11月 | ヘランガス田発見 |
| 1992年 | ジンタンガス田発見 |
| 1995年 | MLNG-Tiga 社発足 |
| 1999年 | 計画承認 |
| 2000年12月 | 開発へ移行 |
| 2003年11月 | MLNG-Tiga への天然ガス供給開始 |
| ウェブサイト／参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● JX 石油開発.“事業活動・マレーシア”. JX 石油開発. https://www.nex.jx-group.co.jp/project/southeast_asia/malaysia.html, (cited 2021-01). ● 国際石油開発帝石.“The first production from Helang Gas Field in Malaysia”.国際石油開発帝石. https://www.inpex.co.jp/news/backnumber/teikokuoil/2003/pdf/031120-1.pdf,(cited 2021-01). ● JX 石油開発株式会社.“マレーシア MLNG-Tiga プロジェクト”. 石油・天然ガスレビュー. JOGMEC. 2007. Vol.41, no.5.p107-115. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/res/projects/default_project/project/pdf/1/1808/200709107e.pdf, (参照 2021-01) . |

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑨

Knarr (クナル) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | ノルウェー沖北海 |
| 水深 | 400m |
| 生産方式 | FPSO |
| オペレーター | BG Norge (Teekay より定期備船) |
| 出資者 | Idemitsu Petroleum Norge: 25% BG Norge: 45% Wintershall Norge: 20% RWE Dea Norge: 10% |
| 生産能力 | 石油: 6万 3000 bbl/日 |
| 主要寸法 | 全長: 256.4m 幅: 48.0m |



クナル油田の所在地
(出光興産ウェブサイト)

プロジェクトの概要

クナル油田は 2008 年にクナル構造で発見された。オペレーターはノルウェーの BG Norge で、日本の出光興産の現地子会社(Idemitsu Petroleum Norge)も出資している。2011 年には 4km 離れた西クナル構造でも油ガスの胚胎を確認し、両構造を開発・生産している。

クナル油田では、サブシー・テンプレートが設置され、複数のテンプレートから石油が FPSO に集められる。この FPSO は 80 万 bbl の原油が貯蔵でき、100 人収容可能な宿泊設備を有している。またタレットは、荒天に備え船体が 360°回頭できるようになっている。

クナル油田で産出した原油は、FPSO での処理後、チャトルタンカーで各地に向け出荷される。天然ガスについては、専用のパイプラインを通して陸上の処理施設に送出される。

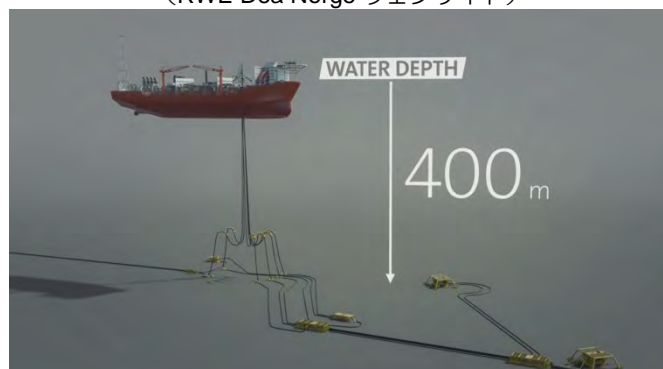
本 FPSO “Petrojarl Kunarr” の設計、調達、施工については、カナダの海運大手 Teekay が受注した。建造は韓国の三星重工で行われた。

サブシー・テンプレート等の海底生産設備に



Knarr FPSO 外観

(RWE Dea Norge ウェブサイト)



Knarr FPSO サブシーシステムイメージ

(RWE Dea Norge ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

| | |
|--|--|
| <p>については、米国の FMC Technologies が受注した。</p> <p>また、本プロジェクトの45kmにわたるフローラインは、海中でのエンジニアリングと建設を主要事業とする Subsea7 社が設計・製造を受注した。</p> | |
|--|--|

| プロジェクトの主要スケジュール | |
|-----------------|---|
| 2008年7月 | クナル油田発見 |
| 2011年6月 | 計画承認 |
| 2015年3月 | 商業生産開始 |
| ウェブサイト ／参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● Teekay.“Petrojarl Knarr”.Teekay. http://teekay.com/business/offshore/floating-production-storage-and-offloading/petrojarl-knarr/, (cited2016-01). ● Oil&Gas Journal.“Knarr field oil flow starts offshore Norway”. https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/field-start-ups/article/17244885/knarr-field-oil-flow-starts-offshore-norway,(cited 2021-01). ● Offshore Technology.“Knarr Field, North Sea, Norway”.Offshore Technology https://www.offshore-technology.com/projects/knarr-field-north-sea/,(cited 2021-01). |

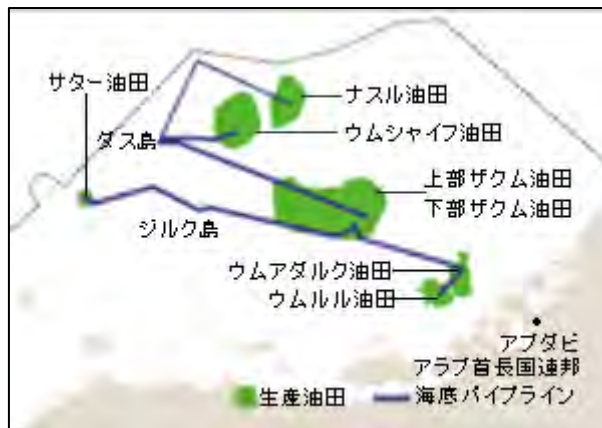
第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑩

Zakum (ザクム) プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | アブダビ市北西約 80km 沖合の アラビア湾 |
| 水深 | 5~15m |
| 生産方式 | ジャケット式 |
| オペレーター | Lower Zakum (下部ザクム) : ADNOC Offshore Upper Zakum (上部ザクム) : ADNOC Offshore いずれも下記出資者から成る。 |
| 出資者 | 下部ザクム ADNOC :60% JODCO: 10% 上部ザクム ADNOC:60% ExxonMobil: 28% JODCO: 12% |
| 生産能力 | 下部ザクム : 30 万 bbl/日 上部ザクム : 55 万 bbl/日 |
| 主要寸法 | — |



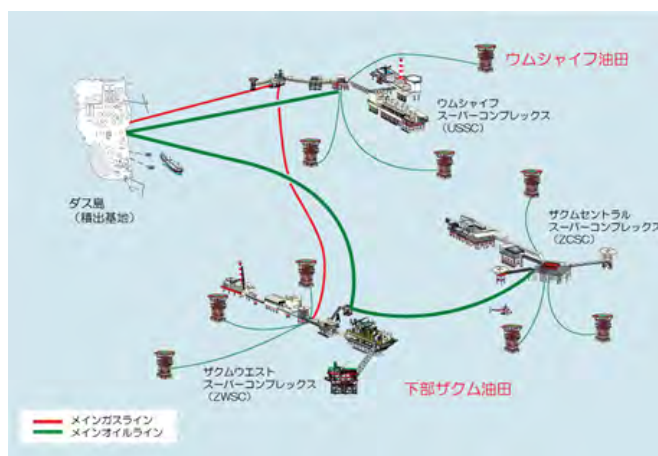
ザクム油田の所在地
(INPEX ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ザクム油田が発見されたのは、1963年であり、下部油層(下部ザクム)は1967年、上部油層(上部ザクム)は1982年に生産が開始された。

操業を担当する旧ADMA-OPCO、旧ZADCOとともに、ADNOC(アブダビ国営石油会社)と国際石油企業の共同操業形態をとっていた(現在、ADNOC Offshoreが操業)。日本企業では、1973年に国内主要石油開発会社9社が出資して設立されたJODCO(ジャパン石油開発、2004年にINPEXが100%子会社化)が、海外石油開発から権益を継承し、事業に参画している。

ザクム油田では、油圧維持のための方策が講じられており、下部ザクムでは1978年から水攻法、2005年から頂部ガス圧入が開始された。下部ザクムの権益を有するADMA-OPCOでは、新規の

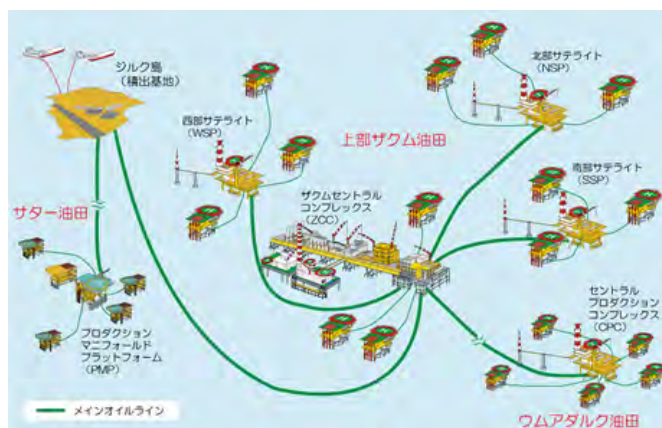


下部ザクムの概要
(JODCO ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

油田開発を含む増産計画が進められているが、2018年に権益更改を行った。

旧 ZADCO 操業の上部ザクム油田でも、油層圧維持のための方策が採られており、上部ザクム油田に対しては 1984 年から水攻法が実施されている。また、ADNOC の指示の下、生産能力を従来の 55 万 bbl/日から 2017 年までに 75 万 bbl/日に増強する“UZ750”プロジェクトが進行中である。能力増強を実現するため、既存のサテライトプラットフォームに加え、四つの人工島を建設し、そこから大偏距掘削をする開発コンセプトが採用されている。偏距（坑井掘削位置から坑底ターゲットの水平距離）を増加させることにより、開発に要するプラットフォーム数の削減、井戸数の最適化など開発コストを削減できる。上部ザクムの権益については、2014 年、利権契約が 2041 年まで 15 年間延長されている。



上部ザクムの概要
(JODCO ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|--------|---------------|
| 1963 年 | ザクム油田発見 |
| 1967 年 | 下部ザクムにおける生産開始 |
| 1982 年 | 上部ザクムにおける生産開始 |

ウェブサイト
／参考資料

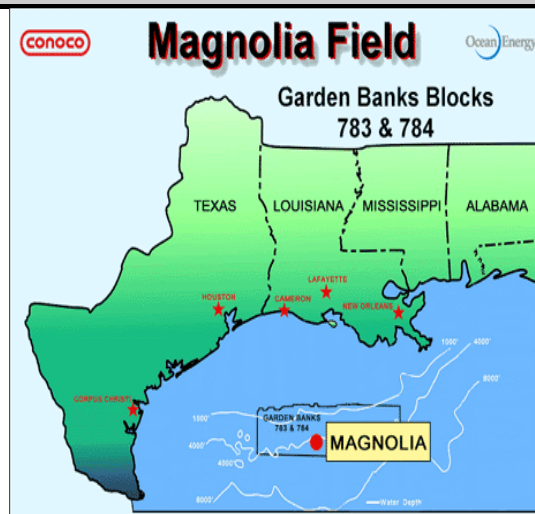
- INPEX. “INPEX のアブダビプロジェクト”. <https://www.inpex.co.jp/abudhabi/>, (cited 2021-02).
- JODCO. “鉱区紹介”. <https://www.jodco.co.jp/business.html>, (cited 2021-02).
- ADNOC. “ADNOC Offshore”. ADNOC. <https://www.adnoc.ae/adnoc-offshore>, (cited 2021-02).
- Offshore Technology. “Upper Zakum Offshore Oil Field Development, Abu Dhabi, United Arab Emirates”. Offshore Technology. <https://www.offshore-technology.com/projects/upper-zakum-offshore-uae/>, (cited 2021-02).
- 猪原 渉 JOGMEC 調査部. “アブダビの石油天然ガス開発をめぐる現況-重層的パートナーシップ”の構築に JOGMEC も貢献”. 石油・天然ガスレビュー. JOGMEC. 2013. Vol.47, no.6.p55-68. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/review_reports/1006490/1006517.html, (参照 2021-02) .

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑩

Magnolia (マグノリア)プロジェクト

基本情報

| | |
|--------|---|
| 所在地 | 米国ルイジアナ州キャメロンから 180 マイル南方沖 |
| 水深 | 1,433 m / 4,729 ft |
| 生産方式 | Tension Leg Platform (TLP) |
| オペレーター | ConocoPhillips |
| 出資者 | ConocoPhillips : 75% Devon Energy : 25% |
| 生産能力 | 石油 : 5 万 bbl/日 天然ガス : 1 億 5000 万 scfd (420 万 scmd) |
| 主要寸法 | 4,700ft(1,433m)の大水深プラットフォーム |



Magnolia field の所在地
(offshore technology ウェブサイト)

プロジェクトの概要

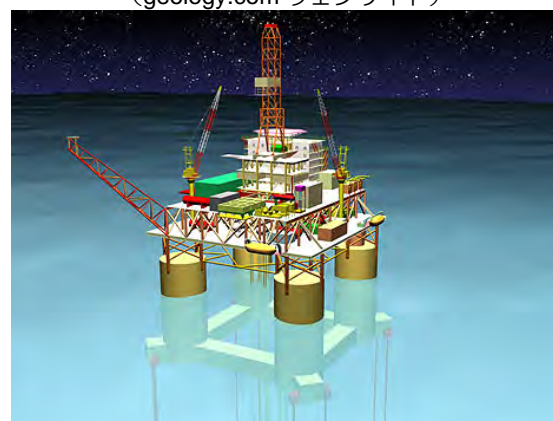
マグノリア油田はメキシコ湾沖の Garden Bank と呼ばれるルイジアナ州キャメロンから南方に約 180mile(333km)に位置している。4 億ドルをかけた 5 力年計画の深海掘削プロジェクトで 1999 年に発見された。評価井を掘削した結果、合計層厚 400 フィートを超えるオイルサンド層を確認し、推定 1.5 億 bbl 以上に相当する原油を生産可能な油田と評価された。

マグノリア油田の生産プラットフォームである TLP は、水深 4,700ft (約 1,430m) に設置されており、2015 年時点においては最も大水深に設置された TLP である。水面上プラットフォームの最高部から生産井の底までは、実に 2 万 2000ft(6,706m)に達する。

ヒューストンにある ABB Lumus Global Americas が本プロジェクトにおける設計、調達、プロジェクト・マネジメント、さらに TLP 本体とその付帯システムの建造工事を一手に担っており、TLP 自体は韓国の三星重工にて建造された。最新の軽重量化設計技術(state-of-the-art lightweight design technology) を取り入れ、コスト削減と生産作業の柔軟性を持たせたものと



(geology.com ウェブサイト)



TLP プラットフォーム

(offshore technology.com ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

なっている。

マグノリア TLP は周辺の油ガス田生産施設から約 30mile(55km)離れているため、今後の東南 Garden Bank 海域での油ガス田開発の拠点としての利用が可能である。本 TLP で生産された原油・ガスは 2 本のパイプラインで、同じく Garden Bank 海域内の約 50mile(92km)離れた Shell の操業するハブプラットフォームへ送られ、そこから陸上へとつながるパイプライン網へと送出される。

注記：

2019 年 12 月 W&T Offshore が Magnolia field を ConocoPhillips より買収



TLP

(geology.com ウェブサイト)



本油田を掘削した
Conoco 社の深海掘削船
“Deepwater Pathfinder”

(offshore technology.com
ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-------------|----------------------|
| 1999 年 5 月 | 石油、天然ガス田発見 |
| 2000 年 8 月 | 評価井掘削開始 |
| 2001 年 11 月 | 評価井掘削成功 |
| 2004 年 1 月 | プラットフォーム建設終了、生産開始 |
| 2006 年 | 第一次油田開発終了、定常生産フェーズ移行 |

ウェブサイト/
参考資料

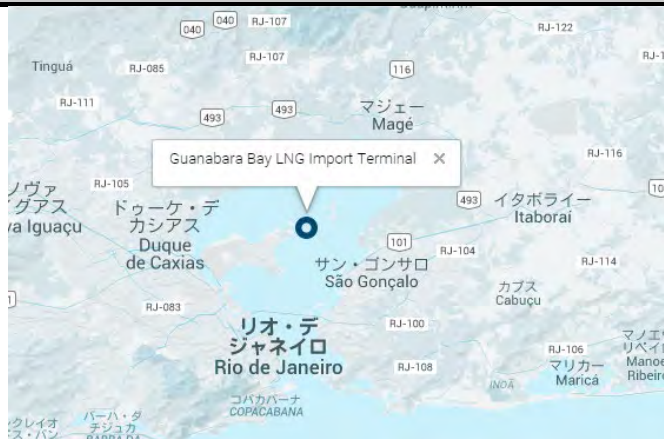
- ConocoPhillips. “Gulf of Mexico”.
<http://www.conocophillipsuslower48.com/where-we-operate/Pages/gulf-of-mexico.aspx>,(cited 2016-01).
- Geology.com. “Magnolia Tension Leg Oil Platform - Is It the World's Tallest Structure? ”. Geology.com. <https://geology.com/stories/13/magnolia-oil-platform/>,(cited 2021-01).
- Offshore Technology. “Magnolia Deepwater Oil and Gas Field, Gulf of Mexico, United States of America”. Offshore Technology.
<https://www.offshore-technology.com/projects/magnolia/>,(cited 2021-01).
- SubsealQ. “Magnolia”. SubsealQ.
http://www.subseaiq.com/data/PrintProject.aspx?project_id=151&AspxAutoDetectCookieSupport=1,(cited 2016-01).

世界のプロジェクト(海洋石油・天然ガス)⑫

Guanabara Bay (グアナバラ湾)におけるFSRU “Experience”

基本情報

| | |
|--------|--|
| 所在地 | ブラジル、リオデジャネイロ コヴェルナドール島沖 |
| 水深 | N/A |
| 設備方式 | FSRU (浮体式貯蔵再ガス化設備) |
| オペレーター | Petrobras |
| 保有者 | Excelerate Energy |
| 用船者 | Petrobras |
| 設備能力 | 貯蔵タンク量： 17万3400 m ³ 再ガス化能力： 2250万m ³ /日 |
| 主要寸法 | 全長：294.5m 全幅：46.4m 載貨重量：8万4700トン |



FSRU の所在地
(excelerate energy.com サイト)

プロジェクトの概要

ブラジルの Guanabara Bay LNG Import Terminal にある "Experience" は、2014 年に稼働を開始した、世界最大 (当時) の FSRU (Floating Storage and Regasification Unit, 浮体式貯蔵再ガス化設備) である。FSRU は、LNG を貯蔵、再ガス化するために、洋上または岸壁に設置され、LNG 受入設備として使用される。

"Experience" は、ブラジル国内の LNG 需要の高まりを受け、2009 年から稼働していた同じ FSRU である "Golar Winter" をさらに大型化したものである。その "Golar Winter" は、LNG 運搬船を FSRU に改造したもので、現在は別の浮体式 LNG ターミナルに移動され、稼働を続けている。

"Experience" は、Excelerate Energy 社が提供する FSRU の 9 番船で、Petrobras 社が契約する FSRU としては 3 隻目となる。

ブラジルの国営企業 Petrobras 社が Excelerate Energy 社と 15 年の長期用船契約し、韓国の Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering's (DSME) Okpo 造船所で建造された。FSRU として



FSRU (“Experience”号)
(excelerate energy.com サイト)



Guanabara Bay LNG Import ターミナル
(excelerate energy ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

利用する以外に、LNG 運搬船としての利用も可能である。液化天然ガスを陸上へ輸送するための再ガス化装置には、Moss 型 LNG 船を開発した Moss 社 (現 Moss Maritime 社) の、中間加熱媒体を使用しない直接熱交換式の Moss LNG Regasification System を採用している。

"Experience" が係留されている浮体式 LNG 受入基地の Guanabara Bay LNG Import Terminal は、当時のブラジル国内の再ガス化量の約半分を占めており、陸上の電力施設にガスを移送するために、15km のパイプラインが敷かれている。

"Experience" を建造した Exceleerate Energy 社は、2003 年に設立後 LNG の輸送および浮体式 LNG 基地の開発と運営を行っており、2005 年の Gulf Gateway プロジェクトにおいて、世界初の浮体式 LNG 受入基地を開発した。その後、この LNG 受入基地はシェールガス生産増加の流れを受けて 2012 年に操業停止したが、Guanabara Bay LNG Import Terminal のあるブラジルの他に、イスラエル、ペルトリコ、ドバイにおける浮体式 LNG 受入基地で同社 FSRU が採用されている。



Moss LNG Regasification System

(mossmaritime ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-----------------|---|
| 2007 年 12 月 | Guanabara Bay LNG Import Terminal 建設開始 |
| 2009 年 1 月 | Guanabara Bay LNG Import Terminal 建設終了 |
| 2009 年 4 月 | "Golar Winter" 就航 |
| 2014 年 1 月 | FSRU "Experience" 就航 |
| 2014 年 5 月 | "Experience" でのターミナル業務開始 |
| ウェブサイト/ 参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● Exceleerate Energy. "Guanabara Bay LNG Important Terminal". Exceleerate Energy. https://exceleerateenergy.com/project/guanabara-bay-lng-import-terminal/, (cited 2021-01). ● Exceleerate Energy. "Fleet". Exceleerate Energy. https://exceleerateenergy.com/fleet/, (cited 2021-01). ● A Barrel Full. "Guanabara Bay LNG Terminal". http://abarrelfull.wikidot.com/guanabara-bay-lng-terminal, (cited 2021-01). ● Offshore Technology. "Experience' Guanabara Bay LNG Important Terminal". Offshore Technology. https://www.offshore-energy.biz/experience-the-worlds-largest-fsru/, (cited 2021-01). ● Moss Maritime. "LNG Technology". Moss Maritime. http://www.mossw.com/home/lng/, (cited 2016-01). ● 永井一聡 (JOGMEC 調査部) .“グローバルに拡大する FSU・FSRU (浮体式 LNG 受入基地)”. JOGMEC. 2013-12-11. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/res/projects/default_project/project/pdf/5/5029/1312_out_n_globaltrendFSUFSRU.pdf |

第7章(付録)世界のプロジェクト

7.2 海洋再生可能エネルギー開発プロジェクト（洋上風力発電・潮汐発電）

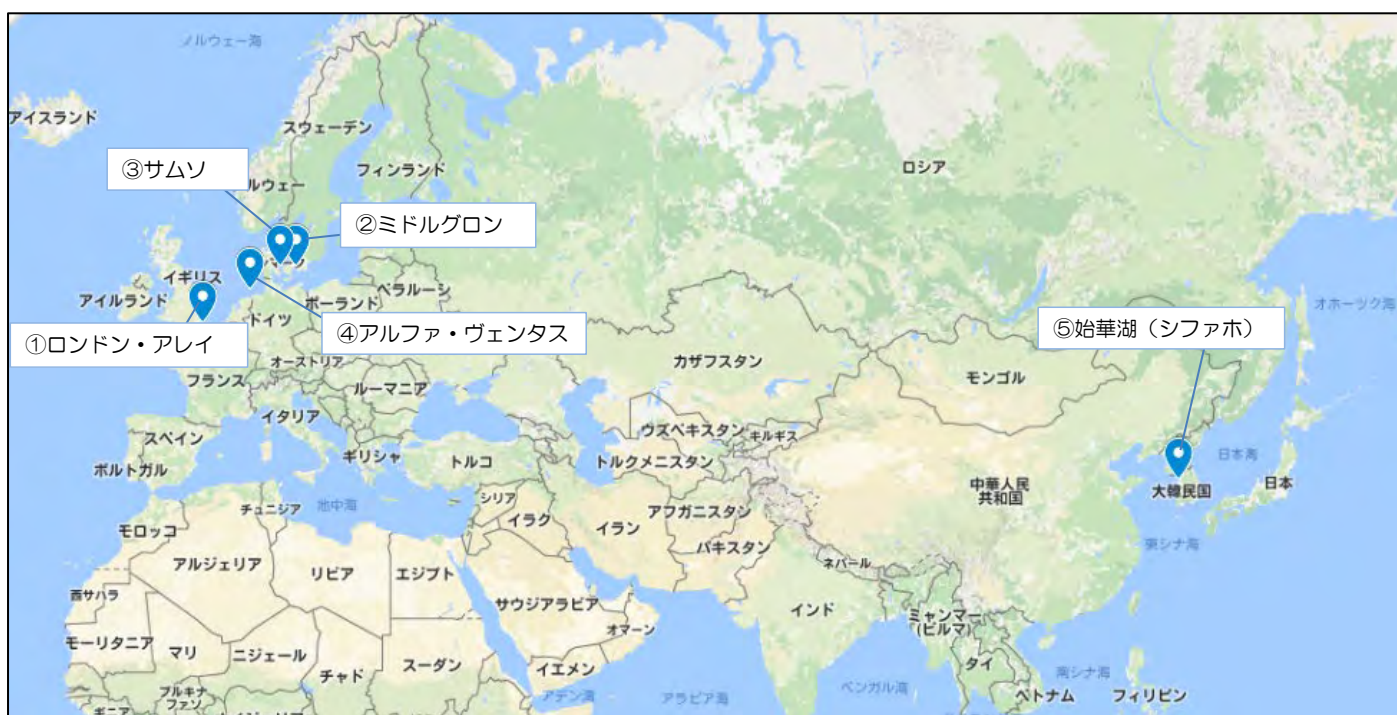
海洋再生可能エネルギーについては、前述のように洋上風力発電が欧州等で商業化されている他、フランス、韓国においては潮汐発電も商業稼働している。本章では、欧州における先進的な取り組みとして4つの洋上風力発電を取り上げる他、韓国における潮汐発電の例を紹介する。

【洋上風力発電】

- ① London Array（ロンドン・アレイ）洋上ウィンドファーム
世界最大の洋上風力発電ファーム（2015年時点）
- ② Middelgrundens（ミドルグロン）洋上ウィンドファーム
地元住民の出資によるデンマーク初の洋上風力発電プロジェクト
- ③ Samso（サムソ）洋上ウィンドファーム
100%再生可能エネルギーを実現した島の洋上ウィンドファーム
- ④ Alpha Ventus（アルファ・ヴェンタス）洋上ウィンドファーム
国を挙げて実現したドイツ初の洋上風力発電プロジェクト

【潮汐発電】

- ⑤ 始華湖（シファホ）潮汐発電所
韓国・始華湖にある世界最大級の潮汐発電所



Google マップを基に作成

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋再生可能エネルギー・洋上風力発電)①

London Array (ロンドン・アレイ) 洋上ウィンドファーム

基本情報

| | |
|------|---|
| 所在地 | テムズ河口 20km の沖合 |
| 事業目的 | 商業発電 |
| 発電形式 | 着床式洋上風力発電 |
| 事業者 | London Array Limited 出資者： DONG Energy : 25% E.ON : 30% Masdar : 20% Caisse : 25% |
| 総発電量 | 630MW (世界最大) |
| 設備概要 | 3.6MW 着底式風力発電 × 175 基 洋上変電施設 × 2 陸上変電施設 |



London Array プロジェクトの所在地
(London Array ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ロンドン・アレイプロジェクトは、当該海域が洋上風力発電ファームに適しているとの環境調査結果を受け、2001年にスタートした。本プロジェクトは、世界最大の洋上風力発電ファームプロジェクトである。プロジェクト開始から2年が経過した2003年、London Array社とCrown Estate(イギリス政府の管理下にある不動産管理機関)との間に契約が締結され、ウィンドファームサイトと海底ケーブル敷設エリアを50年間のリースできることとなった。

その後2009年5月に、プロジェクトのフェーズ1に対する正式な認可が出され、同年Cleve Hill substation(陸上の変電施設)の建設工事が開始された。2011年には、洋上における建設工事が開始され、2012年1月に最初の風車が設置されて発電が開始された。同年12月までに、175基すべての風車の設置が完了し、主要な工事を終えた。工事のピーク時には、約1000人の人員と60隻の船舶が本プロジェクトに携わり、総計で約5500万時間の労働時間が費やされた。



洋上ウィンドファーム
(London Array ウェブサイト)



洋上風力変電施設
(London Array ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

2013年4月、ロンドン・アレイは商業運転を開始し、7月にはイギリスのキャメロン首相も出席して、操業開始式典を行った。

なお、元々、デンマークのDONG Energy社、ドイツのE.ON社、Shell Wind Power社が同率シェアの株主であったが、Shell Wind Power社は2008年、米国での陸上風力プロジェクトに注力するという理由でプロジェクトから撤退した。その結果50%の株主になったE.ON社は、本プロジェクトに強い関心を抱いていたアラブ首長国連邦のMasdar社に自社の40%の株式を譲渡した。E.ON社は当時、ガス価格の低下、風力タービン価格の高騰により、プロジェクトの採算性を疑問視していたが、イギリス政府が洋上風力単位発電量当りの再生可能エネルギー証書発行数を引き上げるという案を示したことから、本プロジェクトに最終的に留まる決定をしたと見られている。後に、カナダの投資ファンドであるCaisse社が参画した。

ロンドン・アレイプロジェクトは、さらに166基の風車を導入し、発電容量を1,000MWまで増やすフェーズ2が計画されていた。野鳥保護の観点から問題が提起され、2014年2月に計画が取り消されたものの、欧米諸国の中でも洋上風力資源に恵まれたイギリスのウィンドファームは、今後も世界を牽引していくと見られている。



風車設置工事の様子

(London Array ウェブサイト)

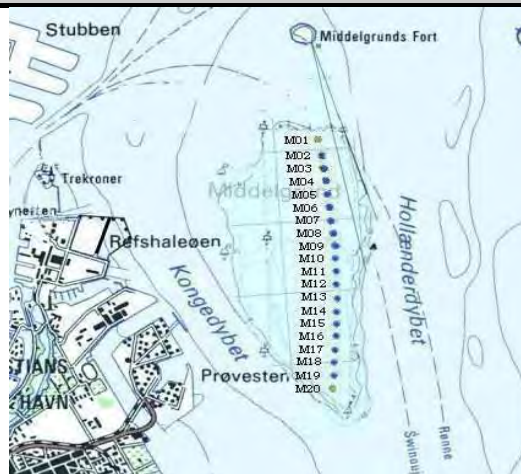
プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-----------------|---|
| 2001年 | プロジェクト開始 |
| 2009年 | 陸上の変電所の建設工事の開始 |
| 2011年 | 洋上の建設工事の開始 |
| 2012年 | 洋上風車設置 |
| 2013年 | 商業発電開始 |
| ウェブサイト ／参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● London Array. “London Array” . London Array. http://www.londonarray.com/, (cited 2016-01) ● 日本エネルギー経済研究所. “世界最大の洋上風力ファーム London Array が操業開始”. 日本エネルギー経済研究所. 2013-08. https://eneken.ieeej.or.jp/data/5081.pdf, (参照 2021-01) |

世界のプロジェクト(海洋再生可能エネルギー・洋上風力)②
Middelgrundens (ミドルグロン) 洋上ウィンドファーム

基本情報

| | |
|------|---|
| 所在地 | コペンハーゲン港から 3km の沖合 |
| 水深 | 2m-6m |
| 面積 | 10,000m ² |
| 発電形態 | 着床式洋上風力発電 |
| タービン | 20 基 (2MW) |
| 発電容量 | 40MW |
| 株主 | ミドルグロン風力協同組合：50% Copenhagen Environment and Energy Office / KMEK：50% |



Middelgrundens プロジェクトの所在地
 (Middelgrundens ウェブサイト)

プロジェクトの概要

ミドルグロン風力発電所は、2000 年末、コペンハーゲン港から 3 kmの沖合で操業を開始した。1 基につき 2MWの風力タービン 20 基を緩やかな曲線上に配置している。デンマークにおける初の洋上プロジェクトである。発電能力は、年間 90 GW近くに達し、これは、コペンハーゲン市内の消費電力の約 3%を賄うことになり、3 万 2000 世帯分にあたる。

ミドルグロン風力発電所は、地元のNPO「コペンハーゲン環境・エネルギー事務所」と組合員約 8550 人を有する「ミドルグロン風力協同組合」により 50% (10 基) ずつ所有されている。同協同組合員は、風力発電所の建設に出資することでその所有権を得られる他、出資額に応じて生産される電力を享受することができる。地域住民の投資によって風力発電所を所有するという「ローカルオーナーシップ」を採用することで、成功した事例といえる。

本プロジェクトの構想は、1993 年にコペンハーゲン住民より洋上ウィンドファーム構想と



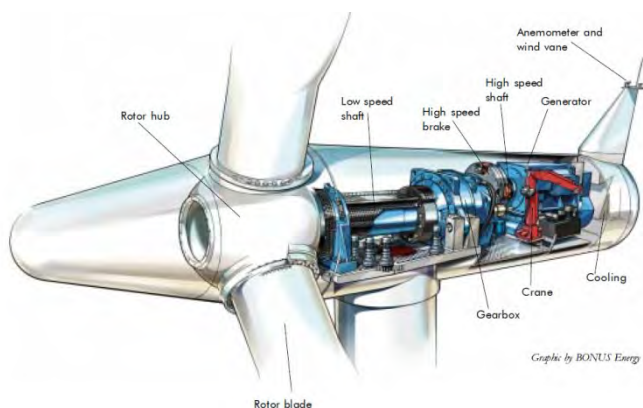
洋上ウィンドファーム
 (Middelgrundens ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

して出された。1996年9月には地域住民が、組合形式によるさらに大きな風力発電建設の計画案を正式に提出。その後1999年2月に建設許可を得た。

また第1回公聴会で、風力タービン27基を3列に配置することを発表したが、次の公聴会では景観への配慮に重点を置き、20基を曲線上に1列に配置することを決めた。2000年に洋上の建設に着手し、同年12月に発電をスタート。そして2001年3月に本格生産を開始した。

2002年、開閉装置と変圧器の問題に起因する、海底ケーブルを含めた三つの事故によって九つの変圧器が短絡したが、現在はすべて正常稼働している。



風力タービンの構造

(Middelgrunden 洋上風力ファームのタービン)

(Jens H. M. Larsen、 Hans Christian Soerensen : Experiences from Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-----------------|--|
| 1996年9月 | 建造計画の申請 |
| 1999年12月 | 建造計画の許可 |
| 2000年8月 | 土台設置 |
| 2000年11月 | 風力タービンのインストール |
| 2000年12月 | 第1回発電の開始 |
| 2001年3月 | 正式に生産開始 |
| ウェブサイト ／参考資料 | <ul style="list-style-type: none"> ● 4C offshore. "Middelgrunden Offshore Windfarm". 4C offshore. https://www.4coffshore.com/windfarms/middelgrunden-denmark-dk08.html, (cited 2021-02) ● Middelgrundens Vindmøllelaug. "Middelgrundens Vindmøllelaug". Middelgrundens Vindmøllelaug. https://www.middelgrunden.dk/en/, (cited.2021-02) ● 京都府議会. "ミドルグロン風力発電所・クリスチャンスハウ環境ポイント". 京都府. http://www.pref.kyoto.jp/gikai/katsudo/torikumi/kaigai/documents/21kaigai-e1.pdf, (参照 2021-02) ● Jens H. M. Larsen; Hans Christian Soerensen. "Experiences from Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm", Copenhagen Offshore Wind. 2005-10, p.26-28, |

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋再生可能エネルギー・洋上風力)③

Samso (サムソ) 洋上ウィンドファーム

基本情報

| | |
|------|-------------------------------------|
| 所在地 | サムソ島以南 3.5km の沖合 |
| 水深 | 10m-13m |
| 面積 | — |
| 発電形態 | 着床式洋上風力発電 |
| タービン | 10 基 (2.3MW) |
| 発電容量 | 23MW |
| 株主 | Samso 島自治体 : 50% Difko A/S : 50% |



Samso プロジェクトの所在地
(EcoWatch ウェブサイト)

プロジェクトの概要

サムソ洋上ウィンドファームはデンマークのサムソ島以南 3.5km の沖合に位置している。本プロジェクトは1 基につき 2.3MWの風力タービン 10 基で構成され、再生可能エネルギーとして生産された電力が島の住民の使用に供される。

本ウィンドファームは、サムソ島の自治体と Difko A/S 社は 50%ずつの株を所有しており、オペレーターである Samso Havvind 社が、ウィンドファームの開発、操業にあたっている。

サムソ島は、面積 114km²、人口約 4000 人の小島である。サムソ島は、1997 年にデンマーク政府の再生可能エネルギーモデル地域に選ばれた。その後、洋上風力発電のみならず、陸上風力発電、太陽光、バイオマス発電等の導入も進め、現在すべてのエネルギー供給を再生可能エネルギーで賄っている。

2012 年の生産量は 85.27GWh となっており、サムソ洋上ウィンドファームの導入によって、毎年 3 万 2922 トンにおよぶ二酸化炭素排出量の削減効果が得られている。



洋上ウィンドファーム
(offshore WIND ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

本プロジェクトは、1999年6月に洋上ウィンドファームの建設計画を申請し、2001年4月にプロジェクトの建設計画の許可を取得した。

2002年10月に洋上の建設を開始。まず、2002年10月4日に基礎の設置、同年11月10日にタービンの設置を開始した。2003年1月に第1回の生産が始まり、同年2月28日に、正式に生産開始した。

2015年11月28日に、一つのタービンの先端からナセルと羽根が離脱した。この影響により、他の九つのタービンでの生産が一時停止したが、12月4日に稼働を再開した。



建設工事の風景
(Samso Havvind ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|----------|---------|
| 1999年6月 | 建造計画の申請 |
| 2001年4月 | 建設許可の取得 |
| 2002年10月 | 建設開始 |
| 2003年1月 | 第1回の生産 |
| 2003年2月 | 生産開始 |

ウェブサイト ／参考資料

- 4C offshore . “Samsø offshore Wind Farm”. 4C offshore . <http://www.4coffshore.com/windfarms/sams%c3%b8-denmark-dk01.html>, (cited 2021-02)
- LORC KNOWLEDGE. “Samso Offshore Wind Farm”. <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/samso>, (cited 2016-02)
- Offshore WIND biz. “Samsø Wind Farm Back in Action” . Offshore WIND biz. <https://www.offshorewind.biz/2015/12/04/samso-wind-farm-back-in-action/>, (cited 2021-02)
- Danish Energy Authority. “Offshore Wind Power- Danish Experiences and Solutions”. European Commission. 2005-10, <http://ec.europa.eu/ourcoast/download.cfm?fileID=984>, (cited 2016-02)

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋再生可能エネルギー・洋上風力)④

Alpha Ventus (アルファ・ヴェンタス) 洋上ウィンドファーム

基本情報

| | |
|------|---|
| 所在地 | ボルクム島から 45km の沖合 |
| 水深 | 30m-45m |
| 面積 | 4km ² |
| 発電形態 | 着床式洋上風力発電 |
| タービン | 12基(5MW) |
| 発電容量 | 60MW |
| 株主 | EWE : 47.5% E.ON : 26.25% Vattenfall : 26.25% |



Alpha Ventus プロジェクトの所在地

(Alpha Ventus ウェブサイト)

プロジェクトの概要

2010年4月、ドイツ北部の北海に浮かぶボルクム島から45kmの沖合に、ドイツ初の洋上ウィンドファームが落成した。本プロジェクトは1基につき5MWの風力タービン12基で構成され、年間220GWhの発電が行われる。この発電量は、およそ5万世帯の電力供給量にあたる。発電される風車からの電力は、長さ60kmの11万ボルト海底高圧線で北ドイツ沿岸部を走る電力系統に接続される。

Alpha Ventus ウィンドファームの構想は、2001年に建設許可を取得したが、莫大な投資資金と建設時の技術的な問題点の多さから、実現が先延ばしにされてきた。しかし、2006年末に政府が「洋上風力発電推進のためのインフラ整備の加速法案」を採択し、国を挙げて推進されてきた成果がようやく実った。

Alpha Ventus ウィンドファームを建設するために、株主となったEWE社、E.ON社とVattenfall社は合計出資2.5億ユーロを拠出し、ドイツの政府機関であるBMU(German Federal Ministry for



洋上ウィンドファーム

(Adwen ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

the Environment, Nature, Conservation and Nuclear Safety) は 3000 万ユーロの基金を提供した。また、株主 3 社は DOTI 社を設立し、オペレーターとしてウィンドファームの経営やメンテナンスを行っている。

2008 年、洋上での建設工事を進めるとともに、一部の発電と電力供給を始めた。また 2010 年 4 月には落成式典を行い、完全操業開始した。

2011–2015 年、Alpha Ventus ウィンドファームの毎年平均発電量は約 247.45GWh となっており、この発電量はおよそ 7.1 万世帯の電力供給量にあたる。



洋上風力発電所

(4C offshore ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|-------------|----------------|
| 2001 年 11 月 | 建造計画の許可 |
| 2007 年 8 月 | 建設工事の開始 |
| 2008 年 7 月 | 一部の発電と電力供給 |
| 2010 年 4 月 | 落成式典の開催と完全操業開始 |

ウェブサイト ／参考資料

- LORC KNOWLEDGE. “Alpha Ventus Offshore Wind Farm”
http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/alpha-ventus_, (cited 2016-02)
- Adwen. “Adwen Offshore Wind Projects”. Adwen.
<http://www.adwenoffshore.com/projects/>, (cited 2016-02)
- alpha ventus. “alpha ventus - the first German offshore wind farm” . alpha ventus.
<https://www.alpha-ventus.de/english/>, (cited 2021-02)
- 村上 敦. “ドイツ初の本格的なオフショア・ウインドファーム「alpha ventus」が完全操業開始”. エコロジーオンライン. 2010-5-6. <http://www.eco-online.org>, (cited 2016-02)

第7章(付録)世界のプロジェクト

世界のプロジェクト(海洋再生可能エネルギー・潮汐)⑤

始華湖(シファホ)潮汐発電所

基本情報

| | |
|-------|-------------------------------------|
| 所在地 | 韓国・西海(黄海)沿岸 京畿道 |
| 潮地面積 | 39 km ² |
| 発電方式 | 一方向発電(単流式) |
| 平均出力 | 約 68MW |
| 設備容量 | 254MW(出力 25.4MW の発電タービンx10基、水門x8か所) |
| 年間発電量 | 約 553GW |
| 平均潮汐差 | 約 7.8m(大潮時) |
| 事業者 | 韓国水資源公社(K-water) |



始華湖潮汐発電所の所在地
(K-water ウェブサイト)

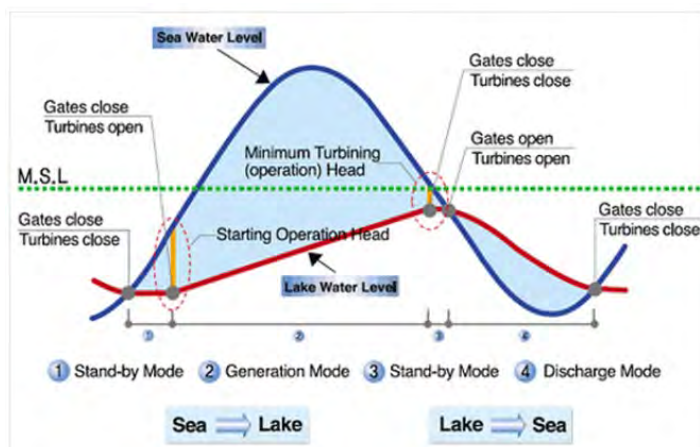
プロジェクトの概要

始華湖(シファホ)潮汐発電所は、1994年にソウル市内から西南へ約40kmの西海(黄海)沿岸の一部を堤防で閉め切って造られた、人造湖「始華湖」を利用している。防波堤建設当初は、農業・工業用水を確保するために淡水化する計画であったが、1996年頃から始華湖の水質が急激に低下したため、韓国政府は淡水化を断念。満潮時は潮力発電、干潮時は水門を開放して海水循環を行う方針に切り替えた。

韓国・西南側の海岸は、水深が浅く大きな干満差があり干潟が発達しているため、潮位差を利用した潮汐発電に適した土地といわれる。この恵まれた資源を生かす始華湖潮汐発電所で採用されている発電方式は、一方向発電(Single-Effect Flood Generation)と呼ばれており、湖面の水位が最も低い干潮時に水門を閉めて海と湖を分離する。そして海と湖の水位差が十分大きくなった満潮時に開門し、海から湖に流入する水の勢いを利用して、堤防のタービンを駆動し発電する仕組み(満潮時発電)である。



始華湖潮汐発電所



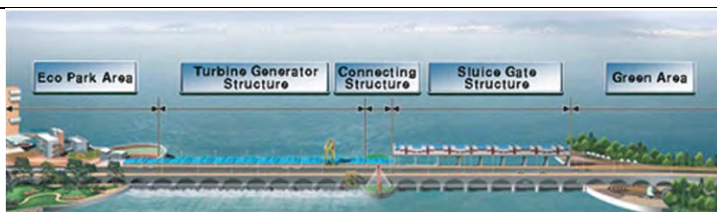
一方向発電の仕組み

(K-water ウェブサイト)

第7章(付録)世界のプロジェクト

一方、下げ潮時(満潮から干潮に至るまでの間)には排水閘門を開いて海水循環を行う。こうすることにより、クリーンで広域な水域を保つことができ、地域住民からは野鳥を見られる親水公園としても親しまれている。

始華湖潮汐発電所による約553GWの年間発電量は、石油86万2000bbl相当であり、火力発電で賄う場合に比べ31万5000トンの二酸化炭素削減効果があるといわれている。



始華湖発電サイトイメージ
(K-water ウェブサイト)

プロジェクトの主要スケジュール

| | |
|----------|-----------------|
| 2002年12月 | 始華湖潮汐発電プロジェクト承認 |
| 2004年12月 | 建設工事の開始 |
| 2011年 | 工事完了 |
| 2011年8月 | 商業発電開始 |

ウェブサイト ／参考資料

- Bongkeun Oh. "Technology case study: Sihwa Lake tidal power station". International Hydropower Association. 2016-08-02.
<https://www.hydropower.org/blog/technology-case-study-sihwa-lake-tidal-power-station>, (cited 2021-02)
- International Renewable Energy Agency. "TIDAL ENERGY TECHNOLOGY BRIEF". IRENA, 2014-06.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Tidal_Energy_V4_WEB.pdf, (cited 2021-02)
- 韓国水資源公社(K-water). "韓国水資源公社(K-water)". 韓国水資源公社(K-water).
<https://www.kwater.or.kr/eng/main.do?>, (cited 2021-02)
- 平山克也, 廉慶善. 韓国の海洋エネルギー事情 本格稼働間近の始華湖潮力発電所. 港湾. 2011-9, p. 32-33.
- NEDO. 再生可能エネルギー技術白書. 第2版, 2014,
<https://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf>, (参照 2021-02)

(付録) 用語の解説

※ 本付録に掲載の用語については、本文中初出時に右肩に星印*を記載

第1章 序論

天然ガス (natural gas)

天然に地下から産出し、地表条件では気状を成す物質のうち、通常はメタンを主成分とする低級のパラフィン系炭化水素からなる可燃性天然ガスを指す。天然ガスは、石油と同様に炭化水素に分類されるが、地表条件で石油が液状であるのに対し、天然ガスは気状であるという違いがある。広く燃料として使用される他、水素、メタノール、アンモニアなどの製造の原料にもなる。

(INPEX 天然ガス・石油用語集、ウェブサイトを基に記述)

潮流 (tidal current)

潮流は、月と太陽の引力で生じる周期的な変動である「潮汐」によって起こる水平方向の流れ。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書より抜粋)

海流 (ocean current)

太陽熱と偏西風などの風によって生じる大洋の大循環流。地球の自転と地形によってほぼ一定の方向に流れている。流速や流量、および流路は季節などによって多少の変化はあるが、大きくは変わらず、幅 100km、水深数百 m 程度と大規模で安定したエネルギー源である。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書より

抜粋)

潮汐 (tide)

月と太陽の引力で生じる周期的な変動によって、海水面の昇降が起こる現象。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書より抜粋)

海洋再生可能エネルギー (ocean renewable energy)

石炭、石油など将来枯渇が予測される化石燃料に対し、太陽、風力、水力、海洋、バイオマスなど地球上で繰り返し生じる自然現象のなかから得られるエネルギーを総称的に再生可能エネルギーと呼び、特に、海上風、波浪、潮流、潮汐、海水温度差など海洋で起きる自然現象から得られるエネルギーを海洋再生可能エネルギーと呼ぶ。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典「再生可能エネルギー」項を基に記述)

メタンハイドレート (methane hydrate)

非在来型天然ガス資源の一種で、水分子が水素結合により形成する籠(かご)状の格子の中にメタン分子を取り込んだ固体結晶。燃える氷とも呼ばれる。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

(付録) 用語の解説

海底熱水鉱床 (SMS : Sea-floor Massive Sulfides/ sea-floor hydrothermal deposit)

海底熱水鉱床は、地下深部に浸透した海水がマグマ等により熱せられ、有用金属が溶解している「熱水」が海底に噴出し、周辺の海水によって冷却される過程で、銅、鉛、亜鉛、金、銀等の各種金属が含まれる硫化物として沈殿してできたもの。

一般に、海底熱水鉱床は、水深 1,000~3,000m の中央海嶺など海底が拡大する場所 (海底拡大軸) やニュージーランド~フィジー、パプアニューギニア~マリアナ~日本に至る西太平洋の島弧-海溝系に分布し、世界で約 350 か所程度の徴候地が見つかっている。日本周辺海域では、沖縄トラフや伊豆・小笠原海域において、海底熱水鉱床の徴候が数多く確認されており、日本周辺海域の海底熱水鉱床は、世界的にも比較的分布水深が浅く、開発に有利であるとされている。

(JOGMEC ウェブサイト 解説記事「海洋鉱物資源の概要 / マンガン団塊・海底熱水鉱床」を基に記述)

洋上風力発電 (ocean/offshore wind turbine)

海上で行う風力発電のこと。オフショア風力発電、海上風力発電、海洋風力発電などとも呼ばれる。

陸上における適地が減少していることや、陸上と比較して洋上は風況が安定していることから、洋上風力発電が注目されている。

(日本大百科全書、NEDO 再生可能エネルギー技術白書を基に記述)

潮汐発電 (tidal power generation)

潮汐に伴う潮位差を利用してタービンを回して発電する方式。水力発電の応用であるため、

古くから実用化されている技術である。水力発電と同様の原理を用いて、潮位差が大きい湾や河口の入り口などにダムと水門を建設し、水位差によって発電する。潮汐力発電または潮汐流発電ともいう。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書より抜粋)

波力発電 (wave power generation)

波のエネルギーを利用した発電システムで、約 1 世紀にわたる技術開発の歴史がある。波力発電システムは主に振動水柱型、可動物体型、越波型の3種類に区分される。また設置形式の観点から、装置を海面または海中に浮遊させる浮体式と、沖合または沿岸に固定設置する固定式に分けられる。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書を基に記述)

潮流発電 (tidal current power generation)

潮流の運動エネルギーを利用し、一般的には水車によって回転エネルギーに変換する発電方式。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書より抜粋)

海流発電 (ocean current power generation)

海流発電は、海流の運動エネルギーをタービンの回転を介して電気エネルギーに変換する発電システム。一般的にエネルギー変換装置として水車を用いる。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書を基に記述)

海洋温度差発電 (OTEC: Ocean Thermal Energy Conversion)

(付録) 用語の解説

海上と深海との温度差を利用して行う発電。アンモニアなどの熱媒体を海上で気化させて発電用タービンを駆動し、使用後のガスを深海から汲み上げた冷水で冷却液化する。温度差は摂氏 10~20 度で可能。温度差発電。オテック、OTEC とも呼ばれる。

(大辞林より)

探鉱 (exploration)

一般に地下の有用鉱物—正確には、それが経済的な採掘対象となる程度に集中的に存在している、鉱床といわれるもの—の存在箇所を探し出す活動。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

シェールガス・オイル (shale gas and oil)

シェールガス・オイルは泥岩の一種である頁岩 (シェール) の微細なすきまに閉じ込められた原油や天然ガスを取り出したもの。従来は採取が難しかったが、水平坑井掘削技術と水圧破碎技術を組み合わせ、緻密なシェールからの生産性を高めることで、商業規模の天然ガスや原油の生産が可能となった。北米では 2000 年代初頭から開発が進み、2010 年前後から大規模な生産が行われるようになった。

(JOGMEC ウェブサイト 解説記事「シェールガス・オイル開発技術」を基に記述)

非在来型資源 (unconventional resources)

非在来型資源について明確な定義はないが、一言でいうと「通常の油・ガス田以外から開発される石油・天然ガス」となり、古くから利用されてきた石油・天然ガス (= 在来型資源) とは区別されている。代表的な非在来型資源は、石油系では、「オイルサンド」や

「シェールオイル」、天然ガス系では、「シェールガス」「タイトサンドガス」「CBM (Coal Bed Methane)」などが挙げられる。また、次世代の国産エネルギー資源として脚光を浴びている「メタンハイドレート」も、非在来型の天然ガスの一種とされる。

(JOGMEC NEWS Vol.26 (2011 年 9 月発行)「非在来型資源論」を基に記述)

探査船 (research/survey vessel)

海洋に関する種々の調査をする船を総称して調査船と呼ぶが、特に海洋における掘削調査、物理探査などに特化した調査船を探査船と呼ぶ。掘削調査船は船型の「海洋掘削リグ」とも呼ばれる。

(産業概論本文を基に記述)

海洋掘削リグ (offshore drilling rig)

海底下に眠る石油・天然ガスを採りだすための井戸を掘る装置。海洋掘削リグは、水深によってジャッキアップ型 (甲板昇降型)、セミサブマーシブル型 (半潜水型)、ドリルシップ (船型) に大別される。

(JDC ウェブサイトを基に記述)

排他的経済水域 (Exclusive Economic Zone : EEZ)

排他的経済水域は、領海の外側に領海の基線から測って 200 海里までの距離内に設定される水域である。沿岸国は、排他的経済水域において、(1) 上部水域、海底およびその下の生物・非生物資源の探査、開発、保存および管理のための主権的権利、並びにこの水域の経済的な探査と開発のための他の活動に関する主権的権利、(2) 人工島、設備および構築物の設置と利用、海洋の科学的調査並びに海洋環

(付録) 用語の解説

境の保護と保全について条約で定める管轄権、(3)条約に定める他の権利、を行使する。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

資源ナショナリズム (resource nationalism)

発展途上国の保有する資源は、外国資本や国際資本によって開発されている例が圧倒的に多く、その場合、資源産業に進出している外資の行動様式が自国の利益と相反するものにならないよう、発展途上国側の利益を強く主張する動きのこと。自国の資本で生産し、先進国に輸出しているものについて、発展途上国同士が結束して共同戦線を張る動きも含まれる。具体的には、外資の全面的な国有化、加工・流通・販売など資源外資への資本参加要求、あるいは課税対象となる価格の決定への直接関与や利潤を、現地開発のために再投資するよう求めるなどの動きとして現れる。

(INPEX 天然ガス・石油用語集、ウェブサイトを基に記述)

賦存量 (resources)

第2章 海洋開発産業の背景と現状

国際石油資本 (international oil majors)

石油メジャーとも呼ばれる、国際的な市場支配力を有する巨大会社のこと。Exxon Mobil (米)、Shell (英)、BP (英)、Chevron (米)、Total (仏) の5社が5大メジャーとして有名で、各社とも一社をもって石油事業上流・下流両部門を保有する一貫体制となっている。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

資源量 (resources)

ある資源について、理論的に導き出された資源総量。資源を利用するにあたっての制約などは考慮に入れないため、一般にその資源の利用可能量を上回ることになる。

(デジタル大辞泉より抜粋)

海洋基本法 (Basic Act on Ocean Policy)

海洋の開発・利用等に関する基本的な理念や施策等を定めた法律。政府に海洋基本計画の策定を義務付けるなど、国・国民・事業者などが果たすべき責務についても規定する。平成19年(2007)施行。

(デジタル大辞泉より)

海洋基本計画 (Basic Plan on Ocean Policy)

海洋に関する施策を総合的かつ計画的に推進するために政府が策定する計画。海洋基本法の規定に基づいておおむね5年ごとに策定される。政府は海洋に関する施策の基本方針や施策の推進に必要な事項などを定めた上で、予算を確保するなど計画の実施に努める。

(デジタル大辞泉より)

ある地域内に理論的に存在する石油・天然ガス資源の極限量あるいは将来の探鉱によって付加されると考えられる量を資源量と呼んでいる。未発見資源量、究極資源量および原始資源量などに大別される。前二者は可採量であり、後者は非可採量を含む全量である。面積法、堆積物容積法、地化学的容積法、バーレル/エーカー・フィート法、統計的方法などによって算出される。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より)

(付録) 用語の解説

bb1 (barrel, バレル)

石油の体積を表す単位。バレルは樽(たる)の意味で、石油の場合1バレル=42ガロン(約159リットル)となる。これは近代石油産業が興った19世紀半ば頃、米国では輸送規格の一つとして一般的だった、42ガロン詰めのにシン樽を石油の輸送容器に転用したのが始まりだといわれている。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

海洋プラットフォーム (offshore platform)

海洋において生産もしくは掘削および生産の両方の作業を実施するための土台となる海洋構造物類を海洋プラットフォームと称する。掘削専用のは海洋掘削装置(ドリリングユニットあるいはリグ)と呼ばれる。海洋プラットフォームを機能的に分類すると、坑井保護、居住、生産処理、掘削および生産、貯油など、その目的は多岐にわたっている。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

MODU (Mobile Offshore Drilling Unit)

移動式海洋掘削装置。海洋掘削リグ(offshore drilling rig)の正式な呼称。

FLNG (Floating Liquefied Natural Gas)

広義には洋上におけるLNGの液化設備および再ガス化設備全般を指すが、狭義には洋上にて液化・貯蔵・出荷を行うLNG-FPSO(Floating Production, Storage and Off-loading system)を指すこともある。LNG-FPSOでは、LNG貯蔵能力を有する船もしくはバージ上で、海洋ガス田から生産された天然ガスの不純物除去および液化を行い

LNGを生産・貯蔵し、輸送用のLNG船へLNGを出荷する。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

埋蔵量 (reserves)

埋蔵量とは、貯留岩(油・ガス層)中に存在する石油・ガスの量をいい、埋蔵鉱量あるいは単に鉱量ともいう。

埋蔵量は、原始埋蔵量(original oil (またはgas) in place)と可採埋蔵量(recoverable reserves)とに大別される。原始埋蔵量とは、生産開始以前に存在していた油層、ガス層内の原油・ガスの総量を指す。一方、油・ガス田を実際に開発している場合、適切な技術・経済条件において、今後採収可能な油・ガスの量を可採埋蔵量という。また、可採埋蔵量とその計算時点までの累計生産量をあわせて究極可採埋蔵量(ultimate recoverable reserves)または総可採埋蔵量(total recoverable reserves)という。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

オイルサンド (oil sand)

高粘度の原油を含む砂岩層。坑井によって容易にくみ上げることが可能な通常の原油と異なり、初期状態では流動性のない高粘度のタール状原油を含む。その油の性状からタールサンドと呼ぶこともあり、採取された原油は、粘性に応じてビチューメン、あるいは超重質油と呼ばれる。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

オペレーター (operator)

石油・ガスの探鉱・開発に関する石油契約に

(付録) 用語の解説

において、契約当事者が複数の場合、当事者間で共同操業協定を締結し、作業遂行に必要なとなるすべての事項について合意しておく必要があるが、その際実際の石油作業を実施・管理する当事者をオペレーターと呼ぶ。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

コントラクター (contractor)

請負業者のこと。石油探鉱・開発事業においては、掘削請負業者＝ドリリング・コントラクターや物理探査請負業者などが活躍する。

(JOGMEC 用語集より抜粋)

EPCI

建造工事、海洋石油・ガス生産設備を、設計から資材調達、建造、据付、試運転まで一括して石油開発会社に提供するサービスのこと。設計(Engineering)、資材調達(Procurement)、建造(Construction)、据付(Installation)の頭文字をとってEPCI (イーピーシーアイ) と呼ぶ。据付の"I"を含めずに単に EPC と呼ぶ場合もある。

(MODEC ウェブサイトを基に記述)

FPSO (Floating Production Storage and Offloading system)

浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備。洋上で石油・ガスを生産し、生産した原油を設備内のタンクに貯蔵して、直接輸送タンカーへの積出を行う設備。

(MODEC ウェブサイトより抜粋)

地震探査 (seismic exploration/ seismic survey)

地下を進む地震波は、速度や密度の変化する

地層の境界面で反射、屈折を起こす。人工的な発振源から地震波を起こし、そこから一定距離を離れた受振点で反射波や屈折波を観測して、地下の構造や物性分布を推定する方法で、石油・天然ガス開発において最も一般的な物理探査手法。

(産業概論本文より抜粋)

トップサイド (topside)

掘削設備、生産設備、居住区、発電設備等を総称してトップサイド(上載設備)という。トップサイドは、一般にクレーン船によりデッキ構造上に搭載される。トップサイドの構造は全体を支える骨組と囲壁から構成され、内部に機械類・設備類がある。

(JOGMEC 海洋工学ハンドブック第6版を基に記述)

FSO (Floating Storage and Offloading system)

浮体式海洋石油・ガス貯蔵積出設備。石油・ガスの生産を行なう設備を持たない、洋上での貯蔵・積出専用の設備。他のプラットフォームで生産した原油を貯蔵して出荷する。

(MODEC ウェブサイト、JOGMEC 海洋工学ハンドブック第6版より抜粋)

サブシー生産システム (SPS:Subsea Production System/ Sea-floor Production System)

狭義には海底仕上げ井とフローラインやマニホールドなどの海底設備で構成されるシステムであるが、一般的にはそれに生産処理・貯油・出荷の各設備を加えたものを総称している。

(付録) 用語の解説

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

フローライン (flowline)

油・ガス田において、採油井または採ガス井から第一段目のセパレータに至るまでの産出流体の流れるパイプラインのことで、油・ガスは坑口の圧力エネルギーにより圧送される。一般的に4インチから12インチ程度のパイプが用いられる。ギャザリングラインとも呼ばれる。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典、海洋工学ハンドブック第6版を基に記述)

マンガン団塊 (manganese nodules)

水深4,000~6,000mの比較的平坦な大洋底に半埋没している、直径2~15cm程度の球状ないし楕円状の鉄・マンガン酸化物の塊。マンガンを、鉄を主成分とする酸化物で、ニッケル、銅、コバルトなどの有用金属を含有している。

(産業概論本文より抜粋)

コバルトリッチクラスト (cobalt-rich ferromanganese crusts)

マンガン団塊と類似の鉄・マンガン酸化物で、海山の斜面や頂部の玄武岩などの基盤岩を厚さ数ミリメートルから数十センチメートルでアスファルト状に覆っている。特にマンガン団塊に比べてコバルトの品位が3倍程度高く、また微量の白金を含むのが特徴である。

(産業概論第2章より抜粋)

レアアース (rare-earth elements)

31 鉱種あるレアメタルの一種で、17 種類の元素 (希土類) の総称。

(経済産業省ウェブサイトより)

DPS (Dynamic Positioning System)

自動船位保持装置、ダイナミック・ポジショニング・システムのこと。

従来のアンカーとチェーンによる機械的係留方式が困難な大水深の海域などにおいて、船または浮体式海洋掘削リグ (船型、半潜水型) を洋上の一定位置に保持するにあたり、船自体の持つ推進装置 (スラスター) を自動的に制御することにより、アンカーなしで船を定位置に保持するシステムである。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

ROV (Remotely Operated Vehicle)

遠隔操作無人潜水機。アンビリカルケーブルと呼ばれる通信、電力供給用のケーブルを介して、人間が母船上から操縦するタイプの水中ロボット。水中カメラからの映像をリアルタイムで見ることができるので、生物調査や海底油田の作業ロボットなどに利用されている。電力が母船から供給されるので、行動時間に制限を受けることはないが、ケーブルは海中で大きな抵抗となるので、母船からあまり遠く離れて行動することができない。

(日本水中ロボネット ウェブサイトを基に記述)

AUV (Autonomous Underwater Vehicle)

自律型無人潜水機。作業内容をあらかじめプログラミングしておくことで、緊急事態以外は人間が外部からコントロールすることなく、自らの判断で行動するタイプの水中ロボット。超音波測深器やスチルカメラを搭載し、海底地形の調査や機雷の除去作業などに利用される。ROVのようなケーブルがないので、行動範囲に制限を受けることはないが、電源は内

(付録) 用語の解説

蔵バッテリーなので行動時間が制限される。
(日本水中ロボネット ウェブサイトを基に記述)

着床式洋上風力発電 (bottom-mounted offshore wind turbine)

海底に建設した基礎構造物により海面上に支持されるプラットフォームに発電施設を設けた洋上風力発電のこと。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書を基に記述)

浮体式洋上風力発電 (floating wind turbine)

浮体上に発電施設を設け、浮体を海底に設けた錘(おもり)となる構造物とケーブル(索、チェーンなど)によって係留した洋上風力発電のこと。

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書を基に記述)

ウィンドファーム (wind farm)

複数の風力発電装置からなる風力発電所。ウィンドパークとも呼ばれる。

(NEDO 着床式洋上風力発電導入ガイドブック第一版 付属資料-風力発電用語集より抜粋)

固定価格買取制度 (FIT : Feed-In Tariff)

再生可能エネルギーで発電した電力を、国が定める価格で一定期間、電気事業者(一般電気事業者・特定電気事業者・特定規模電気事業者)が買い取ることを義務づける制度。再生可能エネルギーの利用促進を目的とし、買い取りに要する費用は電気料金に上乘せされる。

日本では再生可能エネルギー特別措置法に基づいて平成24年(2012)7月より導入された。買い取り対象は太陽光・風力・地熱・水力・バイオマス発電の5種。

(コトバンク-朝日新聞より抜粋)

第3章 海洋石油・天然ガス開発の実際

上流部門 (upstream)

石油産業は、原油・天然ガスの探鉱・開発・生産までの段階と、それ以後の精製・輸送・販売その他の段階の二つに大別することができるが、前者を石油産業の上流部門もしくは「アップストリーム」といっている。石油の流れを川の流れに例え、その上流に当たることに由来する。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

鉱業権 (mining right)

石油、天然ガス、石炭、金属鉱物などの地下

に存在する鉱物を探鉱・開発・生産し、生産物を取得・処分する権利。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

物理探査 (geophysical exploration/ geophysical prospecting)

岩石や地層は固有の物理的特性をもっていることから、物理的特性を直接あるいは間接的に測定して地下構造を調べる方法。地球物理探査ともいう。物理探査という言葉も使われることがあるが、この場合は金属・非金属鉱

(付録) 用語の解説

床や石油鉱床など地下鉱床を対象とした調査という意味に用いられることが多い。物理探査には、地震探査、重力探査、磁気探査などがある。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典を基に記述)

試掘井 (wildcat/ exploratory well)

石油の探鉱において、油層の存否並びにその位置および広がり、坑井を掘って油層に掘り当てないと認知できない。まだ知られていない油層を探し当てるために掘られる坑井を試掘井という。これにより新たに発見された油層の広がりなどを確かめ、油層の全体像を把握するための坑井掘削も探鉱作業であり、このような目的の坑井を探掘井といい、試掘井と探掘井とを総括して探鉱井と呼ぶ。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

地表地質調査 (geological survey)

ある地域の地質を明らかにするために行われる調査。肉眼による地表の観察・各種のサンプリングを実施し、現場調査後に必要に応じてサンプル分析などを行う。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

重力探査 (gravity survey)

地球が均質な完全な回転楕円体であると仮定すれば、地球上のあらゆる場所の重力値は理論値として決まる。しかし、地層による密度差、山塊など周辺地形や潮位変化の影響、地球内部の不均質さ等から観測値は理論値と異なる。この重力の偏差を陸域や海域において測定し、地質構造とその岩石密度により定義される重力値であることから、地下密度構造

を推定し鉱床の存在可能性を調査する探査法が重力探査である。

(産業概論本文より抜粋)

磁力探査 (magnetic survey)

地球磁場の歪みを測定することにより地下構造を解明しようとする探査の方法である。空間内の磁力を移動体 (船舶、車両、航空機) を用いて連続的に測定し、例えば磁性の大きい造岩鉱物となる基盤岩の構造を調べる、総堆積層厚の把握を目的とした概査法の一つ。

(産業概論本文より抜粋)

泥水検層 (mud logging)

ビットで掘削され、泥水によって地表に回収された地層の掘りくず (カッティング) を調査・分析して得た情報を記録すること。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

物理検層 (well logging / geophysical logging)

坑井内に測定器 (ツール) を降ろし、坑井近傍の地層の物性値 (比抵抗、密度、弾性波速度、孔隙率など) を深度に対して連続的に計測する技術のこと。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

ドリル・ステム (drill stem)

ビット、ドリル・カラー、掘り管などをつないで掘削するために坑井内に降ろされた一連のパイプをいう。パイプの直径と全体の長さを比較すると、まるで糸のように細長いため、ドリル・ストリングとも呼ばれる。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典を基に記述)

(付録) 用語の解説

油層評価 (reservoir evaluation)

試掘によって発見され、探掘によって諸特性についての情報が得られた油層について、それを開発・生産する場合の経過を推測し、可採量を評価すること。すなわち、油層の形状、貯留岩の物理的性状、油層内流体の圧力・温度、油・ガス・水の分布とその性状などの諸パラメーターを用いて原始鉱量を算定し、さらに排油機構を推定し坑井配置と初日産量を想定したうえで、油層工学の手法を駆使して生産や油層圧力の時間的推移をシミュレートして、究極的可採鉱量を算定する。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

人工採油法 (artificial lift)

油層の持つ自然のエネルギーによって原油を地上にくみ上げる自噴採油に対して、油層圧力の低下あるいは含水率の増加などによって自噴採油が困難になった場合、または当初より坑井の生産能力が低く、自噴採油では十分な生産量が望めない場合に、各種の汲み上げ機器を用いて坑井内の液体をくみ上げ、油層からの流体産出を促すことによって生産能力を向上し、生産を長引かせる採油法。人工採油法は、坑内にいろいろな採油ポンプを設置してくみ上げを行うポンプ採油法と、ガスを坑内に注入し、その膨張上昇エネルギーによって坑井内の液体をくみ上げるガス・リフト採油法に大別される。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜粋)

タレット (turret)

船体を鉛直軸周りに自由に回転させる機構を

タレットという。船体内部にタレットのあるインターナル(Internal)と外部にあるエクスターナル (external) 型がある。タレットにチェーンなどを取り付けた係留を turret mooring という。

(JOGMEC 海洋工学ハンドブック第6版より抜粋)

スイベル(swivel)

一般に軸周りに回転する機構をスイベルという。海洋石油生産では、生産流体を移送する一部に組み込まれた回転機構をいう。機構の上部と下部相対的に回転しても流体は支障なく移送される。

(JOGMEC 海洋工学ハンドブック第6版より)

増進回収法 (EOR:Enhanced Oil Recovery)

世界的に統一された定義はないが、Oil and Gas Journal 誌の定義よれば、増進回収法とは“通常のガス圧入法や水攻法で得られるより高い置換効率を目的とした採取法”であり、熱攻法、ミシブル攻法、ケミカル攻法、微生物攻法が含まれる。ここで通常の方法とは人工的に排油エネルギーのみを油層に供給する方法であり、それよりも高い置換効率を目的としているという意味は、熱や薬剤を油層内に圧入して原油の流動性を増したり、水-油間に作用する界面張力を減らしたり、圧入ガスと油との間にミシブル状態を作り出したりして採取率の向上を図ることをいう。

増進回収法 (EOR) の他、強制回収法、強化採取法などの用語もよく使われる。EOR と類似の用語に improved oil recovery (IOR、改良型採取法) があるが、EOR と同様の意味で使われている。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より抜

(付録) 用語の解説

粹)

コンデンセート (condensate)

コンデンセートはもともと凝縮物という意味で、凝縮水を指すこともあるが、普通、地下で気体状で存在している炭化水素が地上で採取する際凝縮した、極めて軽質な液体（油）をコンデンセート油、または単にコンデンセートという。一般に、コンデンセートを伴うガス田をコンデンセート・ガス田というが、ガス層の分類上は地下のガス層内で液体分の凝縮がある場合をガス・コンデンセート層と呼ぶ。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典より)

沖合生産・処理施設。沖合の油田・ガス田開発に用いられるプラットフォームの一種。地下から取り出した生産物を、洋上でガスと原油、水、不純物などに分離し、出荷施設へと送り出す。

(INPEX ウェブサイトより抜粋)

RSS (Riser Support Structure)

海中部でライザーを保持するための着底式の構造物。ライザーは RSS を挟んで浮体側と海底側それぞれにカテナリーを持つ 2 重カテナリー形状となる。

(Handbook on Design and Operation of Flexible Pipes Vol.1 を基に記述)

CPF (Central Processing Facility)

第 4 章 海洋再生可能エネルギー開発の実際

電力系統 (electric (al) power system)

発電所、変電所および負荷とこれらを結ぶ電線路からなり、発電電力を負荷に送る電力設備網。

(NEDO 着床式洋上風力発電導入ガイドブック第一版 付属資料・風力発電用語集より抜粋)

系統連系 (interconnection of power system)

風力発電等の発電設備と電気事業者の商用電力系統と連系して負荷機器に電力を供給すること。

(NEDO 着床式洋上風力発電導入ガイドブック第一版 付属資料・風力発電用語集より抜粋)

第 5 章 安全と環境保全

HSE (Health, Safety and Environment)

Health、Safety、Environment の頭文字をとった言葉で、事業活動に伴う労働安全衛生問題や環境問題を示す。これらの問題に系統的かつ効率的に対処してリスクを出来る限り低減し、企業価値を高める取組みが HSE 活動

であり、さらに、HSE に関する企業としての対応方針を示し、その活動を総合的・包括的に管理する仕組みが HSE-MS (HSE Management System) である。

(アブダビ石油ウェブサイトを基に記述)

(付録) 用語の解説

CSR (Corporate Social Responsibility)

企業の社会的責任。収益を上げ配当を維持し、法令を遵守するだけでなく、人権に配慮した適正な雇用・労働条件、消費者への適切な対応、環境問題への配慮、地域社会への貢献を行うなど、企業が市民として果たすべき責任をいう。

(デジタル大辞泉より抜粋)

ALARP 概念 (As Low As Reasonably Practicable)

危険性の大きさ、対策の効果、コスト等も含めて検討した上で、合理的で実行可能なリスク低減策はすべて採用すべし、という考え方。想定されるハザードについてその深刻度、頻度からリスクを評価し、リスクを許容できる領域にない場合、ALARP 概念に当てはめて、採用すべきリスク低減策を決定する。

(経産省リスクアセスメントハンドブック 実践編を基に記述)

OSHMS 指針

労働安全衛生マネジメントシステムに関する指針。OSHMS (Occupational Safety and Health Management System) は、事業者が労働者の協力の下に「計画(Plan)－実施(Do)－評価(Check)－改善(Act)」(「PDCA サイクル」といわれる)という一連の過程を定めて、継続的な安全衛生管理を自主的に進めることにより、労働災害の防止と労働者の健康増進、さらに進んで快適な職場環境を形成し、事業場の安全衛生水準の向上を図ることを目的とした安全衛生管理の仕組み。ILO 等において、OSHMS に関するガイドラインが策定されており、日本においても厚生労働省から「労働安全衛生マネジメントシ

テムに関する指針」(平成 11 年労働省告示第 53 号) (OSHMS 指針) が示されている。

(中央労働災害防止協会ウェブサイトを基に記述)

ISO (International Organization for Standardization)

国際標準化機構。スイスのジュネーブに本部を置く非政府機関で、主な活動は国際的に通用する規格を制定することである。ISO が制定した規格を ISO 規格といい、制定や改訂は日本を含む世界 165 か国(2014 年現在)の参加国の投票によって決まる。非常口のマーク (ISO7010) やカードのサイズ (ISO/IEC 7810)、ネジ (ISO 68) といった製品に対する ISO 規格を定める一方、組織の品質活動や環境活動を管理するためのマネジメントシステムについても ISO 規格が制定されている。

(日本品質保証機構ウェブサイトを基に記述)

ISO9001

ISO が定める四つの品質マネジメントシステム規格群「ISO9000 シリーズ (または ISO ファミリー)」の中核を成す規格 (品質マネジメントシステム-要求事項) であり、認証の対象となっている。

(ISO ウェブサイトを基に記述)

ISO14001

ISO が定める環境マネジメントシステムに関する規格群である ISO14000 の中核を成す、環境マネジメントシステムの仕様を定めた規格で、認証の対象となっている。

(ISO ウェブサイトを基に記述)

OHSAS18001 (Occupational Health and

(付録) 用語の解説

Safety Assessment Series 18001)
英国規格協会 (BSI) が、各国の標準化にかかわる団体や認証機関など 13 機関の支援を受け、労働者の健康被害や労働災害などに対する労働安全衛生リスクを管理し、そのパフォーマンスを向上させるための仕組みとし

て策定した規格。基本的に ISO9001 および 14001 と整合が図られており、2016 年 11 月現在、ISO 規格化に向けた検討・調整が進められている。

(日本品質保証機構ウェブサイトを基に記述)

第 6 章 プロジェクト・マネジメント

ステークホルダー (stake holder)

民間企業、学校や病院、NPO などの団体、政府や地方自治体など、あらゆる組織の利害関係者を指すことば。ステーク **stake** とは「賭け金」の意味で、ステークホルダーとは競馬の馬主の集まりを意味したが、その後、広く利害関係者をさすようになった。民間企業の場合も、持続的発展を旨とする必要があるため、株主などの投資家だけでなく、従業員、顧客、取引先、金融機関、債権者、地域社会、自治体、政府などがステークホルダーに含まれると考えられている。

(日本大百科全書より抜粋)

コンセッション契約 (concession contract)

産油国政府・国営石油会社等から契約または認可により鉱業権 (日本における鉱業権並びに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む) が石油会社に直接付与される契約。石油会社は自ら投資してそこから得られる石油・ガスの処分権を持ち、売上からロイヤリティ、税金等の形で産油国へ還元する。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

生産分与契約 (product sharing contract)

一社または複数の石油・天然ガス開発会社が、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請け負い、コストの回収分および報酬を生産物で受け取れることを内容とする契約。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し、さらに残余の生産物(原油・ガス)については、一定の配分比率に応じて産油国または国営石油会社と石油・天然ガス開発会社の間で配分する。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することができない場合には、石油・天然ガス開発会社は投下した資金の全部または一部を回収できないこととなる。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

サービス契約 (service contract)

石油契約において、石油会社が探鉱・開発作業を請け負い、一定の報酬を受け取る契約をいう。

(INPEX 天然ガス・石油用語集を基に記述)

第7章 (付録) 世界のプロジェクト

ムアリング (mooring)

チェーン、ロープなどを用いて、浮体式のリグや生産設備を一定の範囲内にとどめておくこと。係留。

(JOGMEC 海洋工学ハンドブック第6版より)

Sm³/d (Standard Cubic Meters per Day : 標準立方メートル/日)

ガス流量の単位。1日あたり1標準立方メートル。標準状態は、国際標準化機構 (ISO) が制定した国際単位系 (SI) においては、1atm (101.325kPa)、15℃と定義される。

(ISO 13443 Natural gas - Standard reference conditions より)

MMscfd (Million Standard Cubic Feet per Day : 百万立方フィート/日)

ガス流量の単位。1日あたり百万標準立方フィート。標準 (standard) には統一した定義はないが、ガス開発産業界では通常 60° F、14.7 psia、水蒸気飽和状態を表すことが多い。1日あたりの天然ガス生産・供給量を表現するのによく使われており、その組成によっても異なるが、1MMscfd は約 1,000 MMBtu / 日の熱量を持つ。

なお、psi は pound-force per square inch の略で、ヤード・ポンド法で用いられる圧力・応力の単位である。psia は psi absolute の略でゲージ圧に大気圧を足した絶対圧を表す。

(JOGMEC 石油・天然ガス用語辞典を基に記述)

索引

【和英 50 音順】

| | |
|---|-----------------------|
| ALARP 概念(As Low As Reasonably Practicable)..... | 171, 289 |
| 移動式海洋掘削装置(Mobile Offshore Drilling Unit, MODU)..... | 19, 282 |
| ウィンドファーム (wind farm)..... | 42, 285 |
| オイルサンド(oil sand)..... | 24, 282 |
| OSHMS 指針(労働安全衛生マネジメントシステムに関する指針)..... | 173, 289 |
| 沖合生産・処理施設(Central Processing Facility, CPF)..... | 102, 105, 288 |
| オペレーター(operator)..... | 26, 282 |
| 海底熱水鉱床(Sea-floor Massive Sulfides / sea-floor hydrothermal deposit, SMS)..... | 1, 38, 40, 278 |
| 海洋温度差発電(Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC)..... | 2, 70, 139, 279 |
| 海洋基本計画(Basic Plan on Ocean Policy)..... | 8, 281 |
| 海洋基本法(Basic Act on Ocean Policy)..... | 8, 281 |
| 海洋掘削リグ (offshore drilling rig)..... | 4, 280, 282 |
| 海洋再生可能エネルギー(ocean renewable energy)..... | 1, 3, 42, 120, 278 |
| 海洋プラットフォーム(offshore platform)..... | 19, 90, 282 |
| 海流(ocean current)..... | 1, 61, 136, 278 |
| 海流発電(ocean current power generation)..... | 2, 61, 136, 279 |
| 企業の社会的責任(Corporate Social Responsibility, CSR)..... | 171, 288 |
| 系統連系(interconnection of power system)..... | 126, 144, 288 |
| 鉱業権(mining right)..... | 81, 285 |
| 国際石油資本(international oil majors)..... | 14, 281 |
| 国際標準化機構(International Organization for Standardization, ISO)..... | 224, 289 |
| 固定価格買取制度(Feed-In Tariff, FIT)..... | 46, 285 |
| コバルトリッチクラスト(Cobalt-rich ferromanganese crusts)..... | 38, 284 |
| コンセッション契約(concession contract)..... | 228, 290 |
| コンデンサート (condensate)..... | 98, 102, 288 |
| コントラクター (contractor)..... | 26, 91, 283 |
| サービス契約(service contract)..... | 229, 290 |
| サブシー生産システム(Subsea Production System / Sea-floor Production System, SPS).... | 27, 95, 101, 106, 283 |
| シェールガス・オイル(shale gas/oil)..... | 3, 280 |
| 試掘井(wildcat / exploratory well)..... | 81, 86, 286 |
| 資源ナショナリズム(resource nationalism)..... | 7, 281 |
| 資源量(resources)..... | 23, 35, 281 |
| 地震探査(seismic exploration/survey)..... | 27, 35, 83, 283 |
| 自動船位保持装置(Dynamic Positioning System, DPS)..... | 41, 284 |

索引

| | |
|---|----------------------------|
| 重力探査(gravity survey) | 83, 286 |
| 上流部門(upstream) | 80, 285 |
| 自律型無人潜水機(Autonomous Underwater Vehicle, AUV) | 41, 284 |
| 磁力探査(magnetic survey) | 83, 286 |
| 人工採油法(artificial lift) | 90, 116, 287 |
| スイベル(swivel) | 93, 287 |
| ステークホルダー(stake holder) | 224, 290 |
| 生産分与契約(product sharing contract) | 228, 290 |
| 増進回収法(Enhanced Oil Recovery, EOR) | 94, 287 |
| タレット(turret) | 93, 287 |
| 探鉱(exploration) | 3, 81, 82, 104, 280 |
| 探査船(research/survey vessel) | 84, 280 |
| 地表地質調査(geological survey) | 82, 286 |
| 着床式洋上風力発電(bottom-mounted offshore wind turbine) | 42, 49, 128, 141, 196, 285 |
| 潮汐(tide) | 1, 61, 278 |
| 潮汐発電(tidal power generation) | 2, 61, 138, 279 |
| 潮流(tidal current) | 1, 61, 136, 278 |
| 潮流発電(tidal current power generation) | 2, 61, 279 |
| 泥水検層(mud logging) | 89, 286 |
| 天然ガス(natural gas) | 1, 12, 80, 278 |
| 電力系統(electric(al) power system) | 123, 126, 288 |
| トップサイド(topside) | 27, 93, 283 |
| ドリル・ステム(drill stem) | 89, 286 |
| 排他的経済水域(Exclusive Economic Zone, EEZ) | 5, 280 |
| 波力発電(wave power generation) | 2, 53, 132, 279 |
| バレル(barrel, bbl) | 281 |
| 非在来型資源(unconventional resources) | 3, 280 |
| 百万立方フィート/日(Million Standard Cubic Feet per Day, MMscfd) | 291 |
| 標準立方メートル/日(Standard Cubic Meters per Day, Sm ³ /d) | 291 |
| 賦存量(resources) | 8, 43, 46, 281 |
| 浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備(Floating Production Storage and Offloading system, FPSO) | 26, 283 |
| 浮体式海洋石油・ガス貯蔵積出設備(Floating Storage and Offloading system, FSO) | 27, 283 |
| 浮体式洋上風力発電(floating wind turbine) | 42, 146, 200, 285 |
| 物理検層(well/geophysical logging) | 89, 286 |
| 物理探査(geophysical exploration/prospecting) | 83, 285 |
| フローライン(flowline) | 28, 284 |
| 埋蔵量(reserves) | 23, 90, 282 |
| マンガン団塊(manganese nodules) | 38, 284 |

索引

| | |
|--|--------------------------------|
| ムアリング(mooring)..... | 243, 291 |
| メタンハイドレート(methane hydrate)..... | 33, 278, 280 |
| 油層評価(reservoir evaluation)..... | 90, 286 |
| 洋上風力発電(ocean/offshore wind turbine)..... | 2, 42, 120, 141, 196, 200, 279 |
| レアアース(rare-earth elements)..... | 39, 284 |

【英和 アルファベット順】

| | |
|---|----------|
| artificial lift(人工採油法)..... | 90, 287 |
| As Low As Reasonably Practicable(ALARP 概念)..... | 171, 289 |
| Autonomous Underwater Vehicle(AUV, 自律型無人潜水機)..... | 41, 284 |
| barrel(bbl, バレル)..... | 281 |
| Basic Act on Ocean Policy(海洋基本法)..... | 8, 281 |
| Basic Plan on Ocean Policy(海洋基本計画)..... | 8, 281 |
| bottom-mounted offshore wind turbine(着床式洋上風力発電)..... | 42, 285 |
| Central Processing Facility(CPF, 沖合生産・処理施設)..... | 102, 288 |
| concession contract(コンセッション契約)..... | 228, 290 |
| condensate(コンデンセート)..... | 98, 288 |
| contractor(コントラクター)..... | 26, 283 |
| Corporate Social Responsibility(CSR, 企業の社会的責任)..... | 171, 288 |
| drill stem(ドリル・ステム)..... | 89, 286 |
| Dynamic Positioning System(DPS, 自動船位保持装置)..... | 41, 284 |
| electric (al) power system(電力系統)..... | 123, 288 |
| Enhanced Oil Recovery(EOR, 増進回収法)..... | 94, 287 |
| Exclusive Economic Zone(EEZ, 排他的経済水域)..... | 5, 280 |
| exploration(探鉱)..... | 3, 280 |
| Feed-In Tariff(FIT, 固定価格買取制度)..... | 46, 285 |
| Floating Production Storage and Offloading system(FPSO, 浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備).... | 26, 283 |
| Floating Storage and Offloading system(FSO, 浮体式海洋石油・ガス貯蔵積出設備)..... | 27, 283 |
| floating wind turbine(浮体式洋上風力発電)..... | 42, 285 |
| flowline(フローライン)..... | 28, 284 |
| geological survey(地表地質調査)..... | 82, 286 |
| gravity survey(重力探査)..... | 83, 286 |
| interconnection of power system(系統連系)..... | 126, 288 |
| international oil majors(国際石油資本)..... | 14, 281 |
| International Organization for Standardization(ISO, 国際標準化機構)..... | 224, 289 |
| magnetic survey(磁力探査)..... | 83, 286 |
| manganese nodules(マンガン団塊)..... | 38, 284 |
| methane hydrate(メタンハイドレート)..... | 1, 278 |

索引

| | |
|--|-------------|
| Million Standard Cubic Feet per Day(MMscfd, 百万立方フィート/日)..... | 291 |
| mining right(鉱業権)..... | 81, 285 |
| Mobile Offshore Drilling Unit(MODU, 移動式海洋掘削装置)..... | 19, 282 |
| mooring(ムアリング)..... | 243, 291 |
| mud logging(泥水検層)..... | 89, 286 |
| natural gas(天然ガス)..... | 1, 278 |
| ocean current power generation(海流発電)..... | 2, 279 |
| ocean current(海流)..... | 1, 278 |
| ocean renewable energy(海洋再生可能エネルギー)..... | 1, 278 |
| Ocean Thermal Energy Conversion(OTEC, 海洋温度差発電)..... | 2, 279 |
| ocean/offshore wind turbine(洋上風力発電)..... | 2, 279 |
| offshore drilling rig(海洋掘削リグ)..... | 4, 280, 282 |
| offshore platform(海洋プラットフォーム)..... | 19, 282 |
| oil sand(オイルサンド)..... | 23, 282 |
| operator(オペレーター)..... | 26, 282 |
| product sharing contract(生産分与契約)..... | 228, 290 |
| rare-earth elements(レアアース)..... | 39, 284 |
| research/survey vessel(探査船)..... | 4, 280 |
| reserves(埋蔵量)..... | 23, 282 |
| reservoir evaluation(油層評価)..... | 89, 286 |
| resource nationalism(資源ナショナリズム)..... | 7, 281 |
| resources(資源量)..... | 23, 281 |
| resources(賦存量)..... | 8, 281 |
| service contract(サービス契約)..... | 229, 290 |
| stake holder(ステークホルダー)..... | 224, 290 |
| Standard Cubic Meters per Day(Sm ³ /d, 標準立方メートル/日)..... | 291 |
| swivel(スイベル)..... | 93, 287 |
| tidal current power generation(潮流発電)..... | 2, 279 |
| tidal current(潮流)..... | 1, 278, |
| tidal power generation(潮汐発電)..... | 2, 138, 279 |
| tide(潮汐)..... | 1, 278 |
| topside(トップサイド)..... | 27, 283 |
| turret(タレット)..... | 93, 287 |
| unconventional resources(非在来型資源)..... | 3, 280 |
| upstream(上流部門)..... | 80, 285 |
| wave power generation(波力発電)..... | 2, 279 |
| wind farm(ウインドファーム)..... | 42, 285 |

索引

【略語】

| | |
|---|---------------|
| AUV(Autonomous Underwater Vehicle, 自律型無人潜水機)..... | 41, 284 |
| bbl(barrel, バレル)..... | 281 |
| CPF(Central Processing Facility, 沖合生産・処理施設)..... | 102, 105, 288 |
| CSR(Corporate Social Responsibility, 企業の社会的責任)..... | 171, 288 |
| DPS(Dynamic Positioning System, 自動船位保持装置)..... | 41, 284 |
| EEZ(Exclusive Economic Zone, 排他的経済水域)..... | 5, 280 |
| EOR(Enhanced Oil Recovery, 増進回収法)..... | 94, 287 |
| FIT(Feed-In Tariff, 固定価格買取制度)..... | 46, 285 |
| FPSO(Floating Production Storage and Offloading system, 浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備).... | 26, 283 |
| FSO(Floating Storage and Offloading system, 浮体式海洋石油・ガス貯蔵積出設備)..... | 27, 283 |
| ISO(International Organization for Standardization, 国際標準化機構)..... | 224, 289 |
| MMscfd(Million Standard Cubic Feet per Day, 百万立方フィート/日)..... | 291 |
| MODU(Mobile Offshore Drilling Unit, 移動式海洋掘削装置)..... | 19, 282 |
| OTEC(Ocean Thermal Energy Conversion, 海洋温度差発電)..... | 2, 279 |
| Sm ³ /d(Standard Cubic Meters per Day, 標準立方メートル/日)..... | 291 |
| SMS(Sea-floor Massive Sulfides / sea-floor hydrothermal deposit, 海底熱水鉱床)..... | 1, 278 |
| SPS(Subsea Production System / Sea-floor Production System, サブシー生産システム)..... | 27, 283 |

平成 29 年度 海洋開発人材育成 カリキュラム・教材開発に関する検討委員会委員一覧（順不同）

【委員長】

鈴木英之（東京大学大学院工学系研究科 システム創成学専攻 教授）

【委員】

佐藤時幸（秋田大学 副学長（国際戦略担当） 国際資源学研究科長 国際資源学部長）

藤久保昌彦（大阪大学大学院工学研究科 地球総合工学専攻 船舶海洋工学部門 教授）

古川芳孝（九州大学大学院工学研究院 海洋システム工学部門 教授）

中島喜之（株式会社 IHI 社会基盤・海洋事業領域 F-LNG SBU 副 SBU 長）

佐々木丈一（川崎汽船株式会社 理事 先進技術グループ長）

脇山典広（川崎重工業株式会社 船舶海洋カンパニー 技術本部 海洋設計部 基幹職）

三輪正弘（国際石油開発帝石株式会社 技術本部 開発技術ユニット ジェネラルマネージャー）

関本恒浩（五洋建設株式会社 執行役員 技術研究所担当）

栗島裕治（ジャパン マリンユナイテッド株式会社 海洋・エンジニアリング事業本部
海洋エンジニアリングプロジェクト部 部長）

川越美一（株式会社商船三井 常務執行役員）

常盤安弘（新日鉄住金エンジニアリング株式会社 海洋事業部 プロジェクト部長）

清水正巳（大成建設株式会社 土木本部土木技術部部長（技術担当）兼 海洋技術室 室長）

河合展夫（株式会社地球科学総合研究所 代表取締役社長）

荻谷俊行（千代田化工建設株式会社 執行役員 成長戦略本部 本部長代行）

西川正夫（東亜建設工業株式会社 土木事業本部 理事）

勝間寛（東洋エンジニアリング株式会社 資源エネルギー事業本部 事業本部長代行 兼
資源プロジェクト本部長）

岸本直彦（日揮株式会社 プロジェクトマネジメント本部 プロジェクト部
モジュールグループ グループリーダー）

上田真司（日本海洋掘削株式会社 人材育成推進室長）

吉田泰三（日本郵船株式会社 工務グループ グループ長）

坪川毅彦（三井海洋開発株式会社 常務執行役員）

横田浩明（三井造船株式会社 企画本部 海洋事業推進部長）

小松正夫（三菱重工業株式会社 インダストリー&社会基盤ドメイン 船舶・海洋事業部
船舶・海洋技術部 主幹技師）

※所属、肩書は 2017 年 12 月時点