

オフショア産業向け船用市場調査

2011年3月

社団法人 日本船用工業会
財団法人 日本船舶技術研究協会

はじめに

(社)日本船用工業会では、我が国造船業・船用工業の振興に資するために、ボートレースの交付金による日本財団からの助成金を受けて「造船関連海外情報収集及び海外業務協力」事業を実施しております。その一環としてジェットロ関係海外事務所を拠点として、海外の海事情報収集を行い、収集した情報の有効活用を図るため各種報告書を作成しております。

本書は、(社)日本船用工業会と日本貿易振興機構(ジェットロ)が共同で運営しているジェットロ・シンガポールセンター船用機械部(村岡英一所員)が、海洋における石油・天然ガス開発の現況並びに海洋構造物及び海洋構造物の運用に不可欠なオフショア作業船についての建造現況、技術課題及び船用製品導入の可能性を調査したものです。

本書が、関係者の皆様の参考になりましたら幸いです。

ジェットロ・シンガポール・センター船用機械部
ディレクター 村岡 英一

目 次

1. 世界のオフショア産業の概況	1
1.1 オフショア産業の歴史	1
1.2 オフショア石油ガス開発産業の概要	4
1.3 海洋における石油及び天然ガス開発の主要企業	6
1.4 石油ガス開発企業	6
1.5 試掘企業	8
1.6 生産プラットフォーム運営会社	8
1.7 最近の傾向	11
1.7.1 大水深	11
1.7.2 ブラジルのプレソルト	11
1.7.3 メキシコ湾下部第三系地層	12
1.7.4 西オーストラリア州、ストランデッドガス田 (Stranded Gas)	12
1.7.5 非在来型ガス	13
2. 海洋構造物・オフショア作業船の建造の推移と需要の見通し	15
2.1 海洋構造物・オフショア作業船の種類	15
2.1.1 掘削リグ	15
2.1.2 オフショア生産システム	18
2.1.3 オフショア作業船	27
2.2 海洋構造物・オフショア作業船の建造推移と見通し	36
2.2.1 掘削リグ	36
2.2.2 浮体式生産設備	40
2.2.3 オフショア作業船	47
2.3 主要建造企業とその設備増強計画について	49
2.3.1 ケッペルオフショア&マリン	49
2.3.2 セムコープマリン	51
2.3.3 現代重工	53
2.3.4 サムスン重工	54
2.3.5 大宇造船海洋エンジニアリング	56

2.3.6	STX コーポレーション	57
2.3.7	CIMC ラッフルズオフショア	60
2.3.8	COSCO 造船グループ	61
2.3.9	中国船舶重工集团公司 (CSIC)	62
2.3.10	中国船舶工業集团公司 (CSSC)	64
2.3.11	Technip	65
2.3.12	McDermott	66
2.3.13	Kellogg Brown & Root	68
2.3.14	Gulf Island Fabrication	69
2.3.15	Bergen Yard	69
2.3.16	Heerema	70
2.3.17	OSX Brazil	71
2.4	エンジニアリング会社、海洋構造物設計会社	72
2.5	海洋における石油及び天然ガス開発に係る	
	海洋構造物及び支援船建造技術	73
2.5.1	海洋石油掘削概説	73
2.5.2	海洋石油開発・生産概説	74
2.5.3	大水深開発技術の動向	75
2.5.4	大水深開発技術の技術課題	77
2.5.5	海洋構造物建造技術について	81
3.	海洋構造物・オフショア作業船で主に使用されている	
	設備・機器の概要	84
3.1	海洋構造物で使用されている主な設備・機器	84
3.1.1	掘削機器	84
3.1.2	浮体式生産構造物(件)の機器類	90
3.3	オフショア作業船で使用されている主な設備・機器	99
4.	海洋構造物・オフショア作業船への我が国船用機器導入可能性	101
4.1	海洋構造物に対する船用機器の潜在需要	101
4.2	オフショア作業船に対する船用機器の潜在需要	107

5. 東南アジア主要国およびメキシコにおけるオフショア産業支援策	108
5.1 シンガポール	108
5.2 マレーシア	109
5.3 インドネシア	110
5.4 タイ	111
5.5 フィリピン	112
5.6 ベトナム	112
5.7 ブラジル	113

別 添

1. 主なオフショア油ガス田のリスト	117
2. 石油ガス開発企業の主な試掘開発案件	135
3. 主な試掘企業の概要	147
4. 主な生産プラットフォーム運営会社の概要	163
5. 主なエンジニアリング・設計会社の概要	183

1. 世界のオフショア産業の概況

1.1 オフショア産業の歴史

海底での石油・ガス資源の探鉱は 1800 年末頃に始まったが、海洋（オフショア）での石油ガス生産は、1940 年頃からである。オフショア開発用の掘削船の建造は 1956 年のことで、セミサブ（半潜水型）リグは 1964 年である。1980 年代の、オフショア石油ガス開発での「大水深」というと 800 フィート（約 243 メートル）程度をさしていた。今日では 1500 フィート（457.2 メートル）は浅い水深とされ、1500 から 7000 フィート（2133.6 メートル）が大水深、7000 フィート以上は超大水深とされる。¹

1960 年代には 100 万バレル/日程度で始まったオフショア石油生産は、2005 年には 2,500 万バレル/日となり、世界の原油生産の 3 分の 1 を占めるまでになった。これまで、オフショアでの原油生産は落ち込むことなく、年々伸びている。

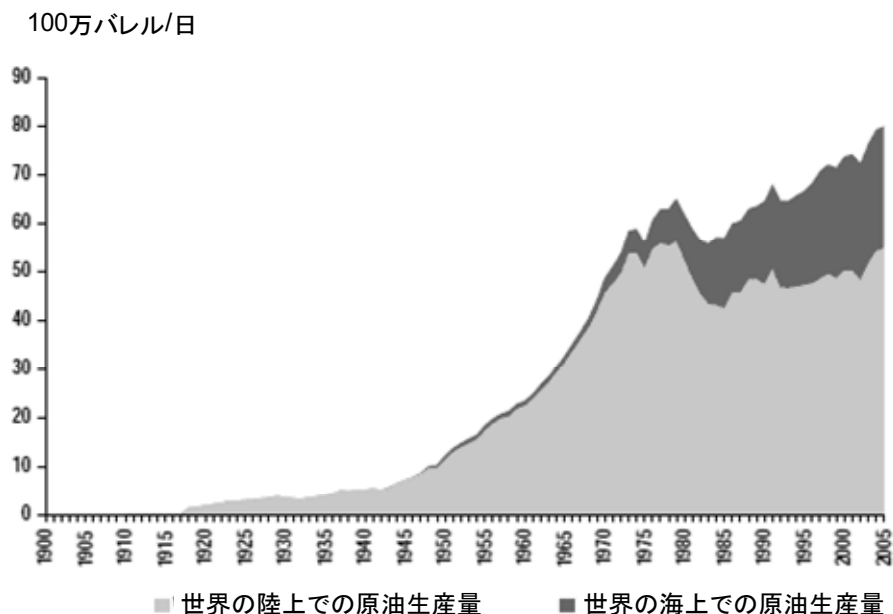


図 1-1 陸上、海洋での原油生産量の推移

出所：Oil & Gas Journal March 2007

また、図 1-2 に示すとおり、1980 年代に大水深で石油ガス田が発見されてから、1990 年代後半からはその量が大きくなっていることがわかる。

¹ Oil and Gas Journal March 2007 Exploration Trend show continued promise in world's offshore basins

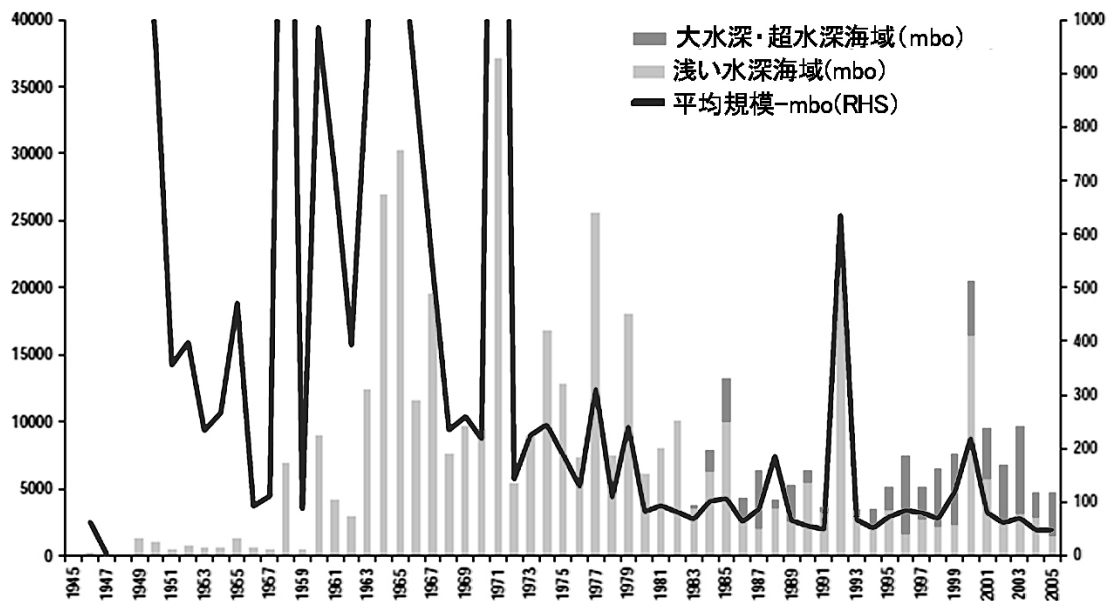


図 1-2 石油ガス田の発見の推移と石油ガス田の平均規模

出所：Oil & Gas Journal March 2007

これは、1990年代に、技術革新とコスト削減によりオフショア石油開発は急速に大水深海域へ進展したためである。従来は、メキシコ湾とブラジル沖で、シェルとペトロブラスが競うように大水深海域での開発をリードしてきたが、北海と北大西洋、西アフリカでも多くの石油開発プロジェクトが進展しつつある。東南アジアは、これらの地域と比べてフィールド数は少ないが、水深 1,000m 級の開発も行われている（図 1-3 世界の大水深石油ガス分布参照）。

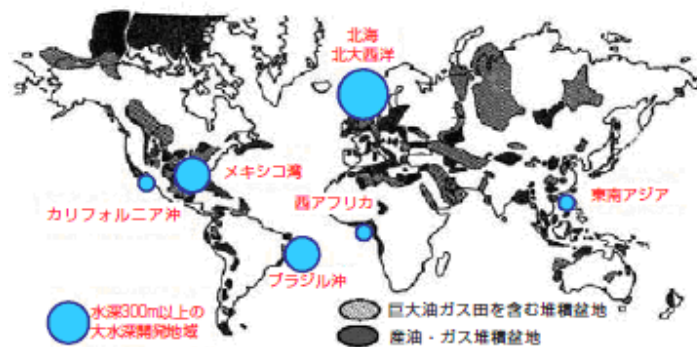


図 1-3 世界の大水深石油ガス田分布

出所：「海洋石油開発の動向について」（独）海洋研究開発機構 2006

オフショア石油開発システムの設置水深の推移は図 1-4 のとおりである。水深 1,000m を超える海域には、SPS、FPSO/FSO、TLP、及び、SPAR が多く使われている。（これらの海洋構造物の説明は、2.1 海洋構造物・オフショア作業船の種類を参照。）SPAR は最も新しい浮体式生産システムであり、建造コストが低く、プラットフォーム上での坑井改修が可能のため、急速な伸びを示すようになった。

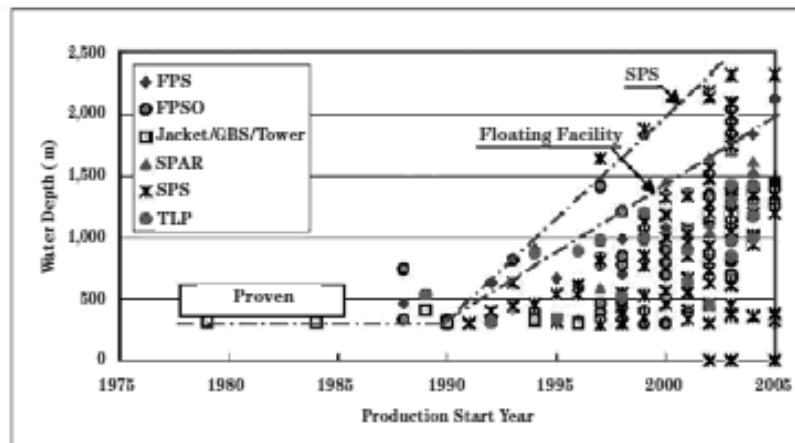


図 1-4 オフショア石油開発システム設置水深の推移

出所：「海洋石油開発の動向について」（独）海洋研究開発機構 2006

また、2007 年時点の記録では、掘削最大水深記録は 3054 メートル、海底仕上げ最大水深記録は 2747 メートル、洋上生産設備最大水深記録は 2414 メートルとなっている。

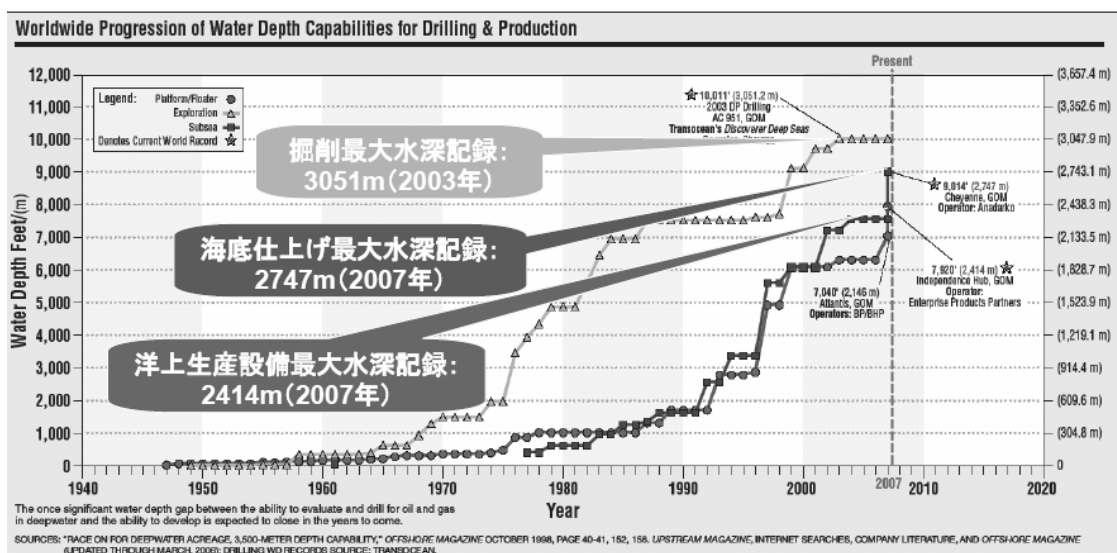


図 1-5 海洋石油開発における大水深記録

出所：「最近の大水深掘削技術」石油技術協会平成 20 年度講演会資料

今日、地上で新たに発見される石油ガス田は非従来型（後述）を除き減っており、近年発見された大型の石油ガス田は海底がほとんどで、しかも大水深である。

主なオフショア石油ガス田のリストは別添1「主なオフショア石油ガス田のリスト」のとおり。

1.2 オフショア石油ガス開発産業の概要

さて、オフショア石油ガス開発産業とは、言うまでもなく、海底に埋蔵される石油や天然ガスを探鉱、掘削し、石油やガスを海面まで持ち上げ海上に敷設された生産貯蔵設備で精製したり、海底パイプラインで地上の生産貯蔵設備まで輸送したりする一連の業務に関わる産業である。この一連の業務にはさまざまなプロセスがあるが、その流れを大まかに示すと以下のとおりとなる。

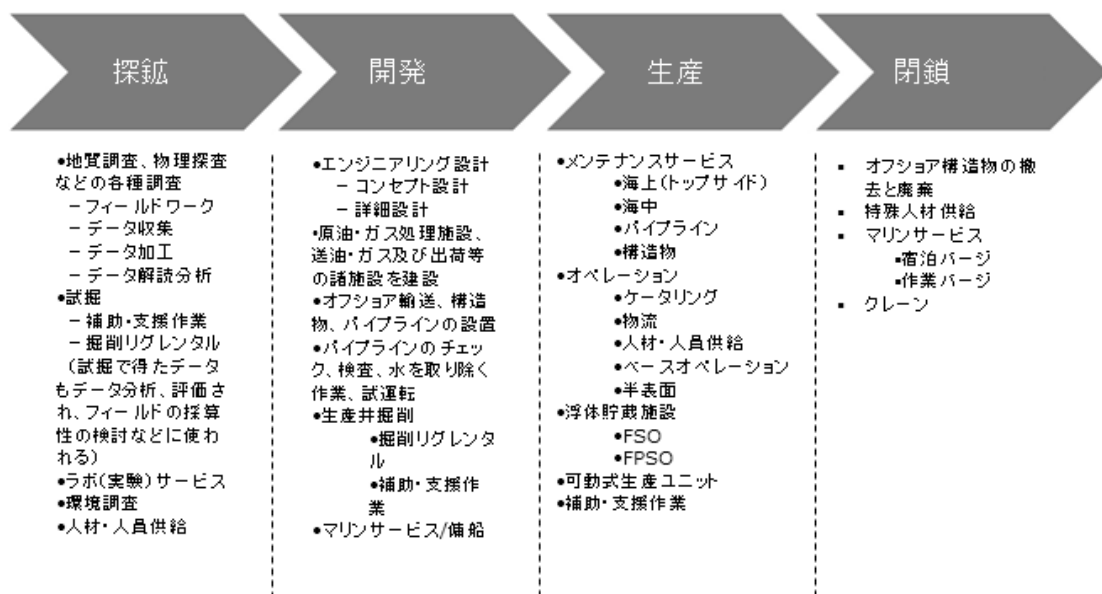


図 1-6 オフショア石油ガス開発産業の分野

出所：インタビュー、デスクリサーチより作成

こうした業務にはさまざまな企業が関与するが、主な分野は、次のとおりである。

- 石油ガス開発企業：石油ガス田の開発を行う企業。
- エンジニアリング会社：石油ガス田の開発に関わるプロジェクトは多岐にわたるため、エンジニアリング会社といってもさまざまな分野に渡る。開発段階で、開発システムの設計、施工などを行う会社、開発の中でも海底システムに特化している会社など得意分野は企業によって異なる。
- 海洋構造物設計会社：海洋リグや最先端の TLP, SPAR などは、設計デザインが特許となっている場合があり、これらの設計を行っているのは、欧米企業が多い。

- 海洋構造物建造会社：掘削に使われる海洋リグ、海洋での生産・貯蔵に使われるオフショア生産設備などの建造を行う。シンガポールではリグの建造や FPSO や FSO の既存のタンカーからの改造が多い。韓国の造船所は全ての分野に進出しているが特に掘削船は韓国が強い。中国の造船所も参入してきている。FPSO や FSO に搭載される精製プラントを含む、建造は、欧米企業が多い。また、船殻を必要としない TLP, SPAR などは、造船所ではなく「建造ヤード」と呼ばれるドックを持たないヤードで建造されることが多い。エンジニアリング会社が自ら建造ヤードを持って建造する場合もある。
- 地質調査会社：石油ガス開発の前に、埋蔵量の有無などを調べる。
- 試掘会社（掘削コントラクター）：試掘用の掘削リグを所有し、掘削を行う。
- 生産プラットフォーム運営会社：海洋での石油ガス生産に必要な海洋構造物（FPSO, TLP, SPAR など）を所有、運営する会社。

以上を図式化してみると図 1-7 のとおり。



図 1-7 オフショア石油ガス開発産業に関わる主な企業分類

出所：インタビュー、デスクリサーチより作成

1.3 海洋における石油及び天然ガス開発の主要企業

海洋における石油ガス開発には様々な分野の多くの企業が関与するが、石油ガス開発企業の中核は、いわゆる「メジャー」と呼ばれる Shell, BP, Exxon Mobil, Chevron, Total や、独立系と呼ばれる企業規模の小さい会社などがある。発展途上国の場合、国営企業が自国内の石油ガス田の開発を一手に担っていることもある。

1.4 石油ガス開発企業

石油ガス開発企業（オペレーターとも呼ばれる）のうち、総資産のトップ 10 社は以下のとおりである。

表 1-1 石油ガス開発企業総資産トップ 10 社

Company	Total Asset	Total Revenue	Worldwide Oil Production	Worldwide Natural Gas Production	Worldwide Oil Reserves	Worldwide Natural Gas Reserves
	Million \$		Million bbl	Bcf	Million bbl	Bcf
	2009	2009	2009	2009	2009	2009
Royal Dutch Shell	292,181.0	278,188.0	577.1	2,324.1	4,031.0	49,055.0
OAQ Gazprom	275,986.1	94,215.6	230.7	16,297.4	NA	171,176.0
BP PLC	235,968.0	246,138.0	925.3	3,097.0	5,658.0	40,388.0
ExxonMobil Corp.	233,323.0	310,586.0	725.0	2,383.0		34,442.0
Petroleo Brasileiro SA	200,270.0	91,869.0	770.7	0.9	10,302.0	13,039.0
Total SA	184,041.0	156,431.0	552.6	2,121.7	5,689.0	26,318.0
PetroChina Co., Ltd	176,143.2	149,221.9	844.0	2,112.0	11,263.0	63,244.0
ENI	167,215.7	117,517.9	367.6	1,596.5	3,463.0	17,850.0
Chevron Corp.	164,621.0	171,636.0	674.0	1,821.0		26,049.0
ConocoPhillips	152,588.0	152,840.0	341.0	1,906.0		18,965.0

出所：Oil & Gas Journal Sep 6, 2010 より作成

註：上記数字にはオンショアも含まれる

このうち、Petro China はオンショアのみである²。Petro China 以外のトップ 9 社の試掘開発案件は別添 2 「石油ガス開発企業の主な試掘開発案件」のとおり。

1.5 試掘企業

掘削リグ、掘削船などを所有、運営する試掘企業（掘削コントラクターともいわれ、英語では Drilling Contractor）が、石油ガス田の権益を持つオペレーターから依頼を受け、試掘を行う。業界紙の Rig Zone のウェブサイトに掲載されたリグデータによると、所有リグの数の業界トップ 7 社は以下のとおりである。

表 1-2 主な掘削コントラクター：リグ所有数

	Jackup	Drillship	Semisub	Drill Barge	Inland Barge	Platform Rig	Tender	Submersible	Total
Transocean	66	23	50	0	2	0	0	0	141
Nabors Industries	16	0	0	0	6	53	0	0	75
Noble Drilling	43	10	14	0	0	2	0	2	71
Seadrill	21	6	10	0	0	0	17	0	54
ENSCO International	41	0	8	1	0	0	0	0	50
KCA Deutag Drilling	3	0	0	0	0	39	7	0	49
Diamond Offshore	13	1	32	0	0	0	0	0	46

出所：Rigzone ウェブサイトデータより作成

これら 7 社の概要は別添 3 「主な試掘企業の概要」のとおりである。

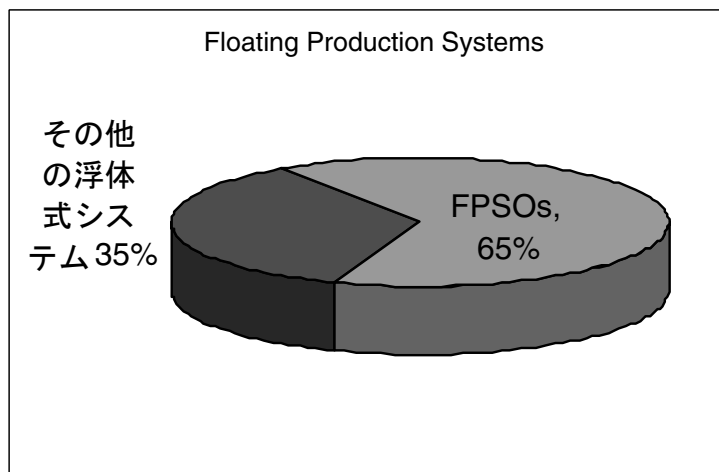
1.6 生産プラットフォーム運営会社

オフショア石油ガス田の開発・生産には、生産プラットフォームが使われる。生産プラットフォームも開発システムも固定式生産システムと浮遊式生産システムの 2 つに大別される。

² 中国でのオフショア開発は別の国営企業 CNOOC が担っている。

浮体式システム（Floating System）の中では、FPSO が使われることが最も多く、全体の 65% を占める。TLP（Tension Leg Platform）、SPAR は新しいタイプで、世界でもそれぞれ 20～30 しかない。Offshore Technology 誌の 2010 年 8 月号によると、世界で 186 隻の FPSO がリストされている。

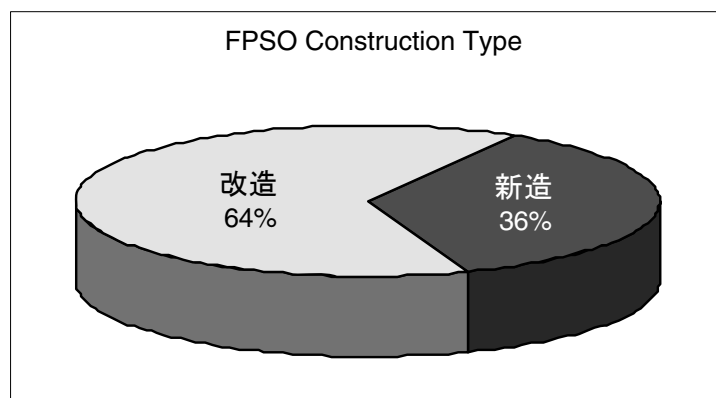
図 1-8 浮体式システムの内訳



出所：Offshore Technology 誌 2010 年 8 月号

FPSO は、タンカーなどを改造する場合と、新しく建造する場合があるが、改造のほうが納期が早いなどの理由で、改造のほうが多くなっている。

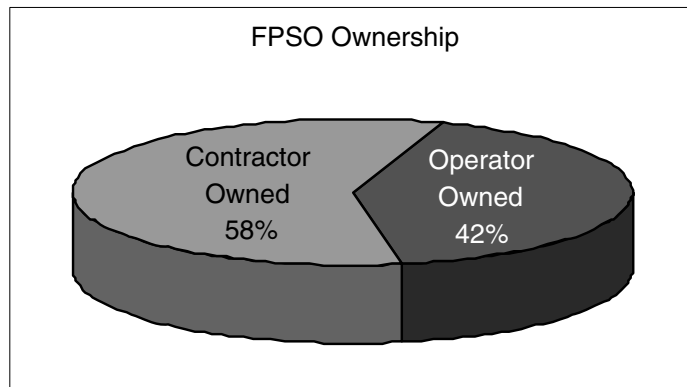
図 1-9 FPSO の建設方法の内訳



出所：Offshore Technology 誌 2010 年 8 月号

また、浮体式システムの運営は、石油ガス田開発会社（オペレーター）が浮体式システムを所有あるいはリースして自ら運営する場合と、浮体式システムを所有する会社が、運営まで行う場合とあり、FPSO の場合でみると、後者が全体の 58% となっている。

図 1-10 FPSO の所有タイプ



出所：Offshore Technology 誌 2010 年 8 月号

業界関係者へのインタビューによると、代表的な浮体式システムの所有・運営会社は以下のとおりである。

- SBM Offshore
- BW Offshore（子会社の APL）
- Maersk FPSOs
- Prosafe
- Bluewater
- MODEC（三井海上開発）

これらの会社の概要は別添 4 「主な生産プラットフォーム運営会社の概要」のとおり。

1.7 最近の傾向

1.7.1 大水深

前述のように最近の傾向として顕著なものは大水深開発である。大水深開発は 1970 年代に始まったが、特に 1990 年代、技術革新とコスト削減により海洋石油開発は急速に拡大した。

1.1 に記述したとおり、現在、アフリカ、南アメリカをはじめ、世界各地で大水深のプロジェクトが進展中である。

なお、「大水深」は 1000 フィート（約 300 メートル）以上、「超大水深」が 7000 フィート（約 2100 メートル）以上である。

1.7.2 ブラジルのプレソルト

もう 1 つ、大水深開発で最近注目を浴びているものが、ブラジルの開発である。ブラジルでは国営石油ガス開発会社のペトロブラスが、2007 年にサントス盆地で Tupi 石油ガス田を発見したのを皮切りに、プレソルト³で相次いで石油ガス田を発見している。

サントス海盆下のプレソルト層では、相次いで探鉱井の掘削が行われており、桁外れに分厚いペイ・ゾーン⁴が多くの場所に存在することが判明している。しかし、これらの探鉱プロジェクトの大半は、試掘井と同じような速い掘削速度で進められているとはいえ、2012 年以前にその成果を見られることはないと思われる。というのは、プレソルトの開発や生産は既にカザフスタンのテンギス油田などで行われており、硫化水素の除去や炭酸塩岩の油層圧力の維持など難しい点はあるものの、技術面では確立しているが、ブラジル沖合のプレソルトは水深、掘削深度ともに深く、開発は困難が予想され、ばく大なコストがかかると考えられるからである。また、本格的な開発には多数の開発井が必要となる。プレソルト層の油田の多くは、いくつかの開発段階を経て試掘用 FPSO を使って生産を開始することになるとと思われる。こうした油田は、Tupi、Guara、Azulao、Iara、Jupiter など数多くある。

現時点での控え目な推定でも、ブラジルのプレソルト層には石油換算で 300 億バレル相当の可採埋蔵量があると推定されているが、この地域全体の埋蔵量は 800 億バレルに達するとも言われている。ブラジル海域における従来の開発では専用の浮体式生産設備が好んで使われているが、現在は FPSO 組立ヤードが不足気味となっており、今後は改造型の設備が使われる割合が増え、またホスト FPSO にタイ・バックした海中インフラがより多く使われることになると思われる。

これらの発見油田は極端に高温・高圧のものはほとんどないが、埋蔵資源が位置する深度そのものは、既存の海中機器や押圧式（プッシュ・ドリリング）掘削技術の限界を試すものとなるであろう。従来からプロジェクトを実施してきたこともあり、広範な水深域での経験を有するペトロブラスは、今後も深海オペレータとして注目すべき存在であり続け

³ プレソルトとは、「下部白亜系岩塩層直下の炭酸塩岩を貯留岩とする大水深・大深度の新たな探鉱対象層」で、硫化水素の除去や炭酸塩岩の油層圧力の維持など難しいとされる。

⁴ 油層または経済的に炭化水素を生産することができる油層

るであろう。ペトロブラスは、今年初めから 2015 年にかけて 1000 億ドルを超える予算支出を行うと宣言している。

Tupi 油田は現在開発中で 2010 年後半に生産開始が予定されているが、ここでの試掘用 FPSO のパフォーマンスは特に目を離せないものの一つとなる⁵。

1.7.3 メキシコ湾下部第三系地層

メキシコ湾は、世界でも最も成熟した炭化水素海盆の一つである。ここでは広範な地域にわたり既にインフラが存在するが、それらの資産がすぐにでも利用できることは強みである。また一方では既存インフラの一部は、今後三年の段階で取り替える必要があり、ビジネス・チャンスが見込める。オフショア石油ガス産業調査会社の Infield 社の試算では、メキシコ湾内で操業しているプラットフォームの 41%は設置後 25 年を超えており、これらの施設とそれに繋がるパイプライン網は総点検を必要としている。

現在進行中および今後計画されている深海プロジェクトの大半は、下部第三系地層に位置しており、生産に漕ぎ着けるためには石油ガス開発会社（オペレータ）は様々な取り組みを組み合わせる必要に迫られることが考えられる。

また、メキシコ湾では Macondo 油田事故の影響が今後注目される。これは、2010 年 4 月に BP の Macondo 油田で試掘中のリグが爆発炎上しその後水没、海底の油井から原油を汲み上げるパイプが破損し、そこから大量の原油が流出したもので、これを受け、米国政府は深海油田の開発凍結措置を実施していたが、その後 10 月に解除した。安全対策の強化として、米国政府は深海油田を掘削する際の原油流出防止装置（Blowout Preventer : BOP）の機能強化を義務付けたほか、認証手続きを厳格化した。また事故がおきた際の原油の最大流出量の試算提出などを求める新たな安全基準を導入した。エクソン・モービル、シェブロン、コノコ・フィリップス、ロイヤルダッチ・シェルの石油メジャー 4 社はこれを受け、新基準に沿った BOP の共同開発に着手した。業界関係者へのインタビューによると、こうした安全対策強化は米国から、さらに欧州には広がる可能性が高いが、アジアなどの途上国では 2011 年 1 月現在、動きはまだないとのことである。しかし、長期的にはこうした安全対策強化が世界的に広がる可能性がある。

1.7.4 西オーストラリア州、ストランデッド石油ガス田⁶ (Stranded Gas)

オーストラリアの主要オペレータは、エクソン・モービル、シェブロン、シェルおよびウッドサイドである。経済成長により資源需要が高まる南アジア、東アジア、中国とオーストラリアは地理的に近いと、オーストラリアでの開発ニーズは高い。

今後稼働が計画されている大規模 LNG プラントプロジェクトとしては、バローアイランド周辺を基地とする Gordon プロジェクトがあり、シェブロン、エクソン・モービルおよびシェルによるコンソーシアムによって開発が進行中である。これらのプロジェクトは、2014 年に国内市場向けに生産を開始することが予定されている。Browse 海盆のシェル

⁵ Floating Production Market Update Report to 2014, Infield, 2010

⁶ 経済的、地理的な理由から事業化が進んでいない中小規模のガス田のこと

の Prelude 油田開発では、世界初の FLNG による開発が決まり、Shell は Technip とサムスン重工に建造を発注した⁷。

オーストラリアのガス埋蔵量の 50% 近くがストランデッドガスであるとも言われており、今後もストランデッドガス開発の技術革新と FLNG のような新しい開発手法のニーズが見込まれる。⁸

1.7.5 非在来型ガス⁹

非在来型の炭化水素鉱床は、世界における潜在的エネルギー供給量のかなりの部分を占めると考えられている。従来、こうした鉱床は、開発コストの高さ、効率の悪さ、環境に対する潜在的影響といった理由により開発対象からは外されてきた。しかし、近年の技術的進歩のおかげで、非在来型資源の開発にもスポットライトが当てられるようになっている。特に、北アメリカ地域は、シェール・ガス、炭層メタンおよびタイト・ガス（密封ガス）などの非在来型ガス鉱床の開発に関してはパイオニア的な役割を担っている。現在、世界各国も非在来型ガス開発において自国がどのような役割を担えるかについて検討を続けるなか、それが従来型の海洋石油ガス産業に与える広範な影響についても真剣に検討する必要があるといえる。

(1) シェールガス

石油産業と同様に、ガス産業も世界規模のガス生産量を拡大させるために探鉱・開発活動の場を海洋へと移してきている。しかし、一方、シェール・ガス¹⁰の開発も急激な高まりを見せており、陸上の非在来ガス鉱床に対する関心が再び盛り上がりつつある。

シェール・ガス開発は主に北アメリカでまず増加した。独立系のオペレータが先導したが、国際エネルギーメジャー各社が、2009 年以後、相次いでこれらの企業を買収し、欧州、中国など世界各地で探鉱作業に乗り出した。ドイツでのエクソン・モービル、ポーランドでのコノコ・フィリップスの動きがそれを示している。日本でも、三菱商事がカナダ Penn West Energy Trust のシェールガス開発プロジェクトへの参画を 2010 年 8 月に発表した。

こうした「シェール・ガス現象」の結果、北アメリカでの国内ガス供給量は急激な増加を見せている。この増加と、世界的なガス需要の減少（世界的な景気停滞の結果）が相俟って、ガス余りの状況が生まれており、それによりガス価格も下げ方向への圧力が強まっ

⁷ Floating Production Market Update Report to 2014, Infield, 2010

⁸ オーストラリア科学技術庁 2008 年 6 月

⁹ 通常の油田・ガス田以外から生産される天然ガス。すでに一部では商業生産が行われているもの（タイトサンドガス、炭層メタン、バイオマスガス、シェールガス）および今後商業生産が期待されるもの（メタン・ハイドレート、地球深層ガスなど）を含む。従来から石油産業にある技術では採掘できないものも多く、今後の技術開発に負うところが大きい。

¹⁰ 地中の岩盤層に含まれる天然ガス。埋蔵地域は世界中に分散している。技術革新によってこれまで採掘できなかったシェールガスの開発が可能となり、米国では 2000 年に入って商業生産が本格化。世界のエネルギー地図を塗り替える需給構造の大変換が起きた。

ている。こうしたガス価格の動向は短期的には大きく変わることはないと見られており、そうした状況から、海洋および陸上でのプロジェクトの多くに対して影響を及ぼす可能性が高くなると考えられる。

(2) 炭層メタン

もうひとつの非在来型ガス開発の対象である炭層メタン¹¹鉱床も、オフショアガス開発産業に影響を与えると見られている。北アメリカ以外では、炭層メタン鉱床の開発方法についてもっとも商業的に利用可能なアイデアを持っているのはオーストラリアであり、ここでは炭層ガス (coal seam gas、CSG) と呼ばれている。クィーンズランド州ではいくつもの鉱床を商業化することを目的とした多くの LNG 液化プロジェクトが提案されている。しかし、こうした大型プロジェクトの多くはまだ単に提案段階にとどまっており、提案されている最終的な規模の大きさからみれば、依然として先駆的なプロジェクトの域を出ない (プロジェクトの例としては、GLNG、クィーンズランド・カーチス LNG、フィッシャーマンズ・ランディングなど)。こうした状況のなか、比較的低水準で推移している最近のガス価格がこのまま続くとした場合、上記のような CBM (炭層メタン) プロジェクトの費用は実行可能性が低いと考えられる可能性がある。その一方で、これらのプロジェクトが将来的に継続されるならば、陸上でのガス開発の一つの代替案となり、さらに海洋での在来型ガス開発にも影響を与えるとともに、オーストラリア北西大陸棚や東チモールとの協同開発地区などのより遠隔地の費用もかかる困難なオフショアガス開発プロジェクトにもきわめて大きなインパクトを与える結果になると思われる。

¹¹石炭化の過程で生成されたメタンガスが石炭層中に貯留されたもの

2. 海洋構造物・オフショア作業船の建造の推移と需要の見通し

2.1 海洋構造物・オフショア作業船の種類

2.1.1 掘削リグ

海洋における掘削リグは着底式と浮遊式に大別される。いずれもある地点で一定期間掘削した後、別の掘削現場へ移動することから、英語では MODU (Mobile Offshore Drilling Unit) と呼称されている。ジャッキアップリグとサブマーシブルリグは着底式で、セミサブリグとドリルシップ (船型リグ) は浮遊式である。着底式掘削リグは、比較的浅い海域に用いられる。ジャッキアップ式掘削リグの最大稼働水深は、190メートルと言われている。ジャッキアップ式は、一般に3脚のレグでハルを支える構造となっていることから、120メートル以深で稼働可能なリグは少ない。下図に示したサブマーシブル式掘削リグは浅海域用であり、水深が数メートル程度の海域で利用される。サブマーシブル式掘削リグは現在ほとんど使われておらず、専門誌 RigZone のデータベースでは世界に6基しかなく、いずれも稼働していない。

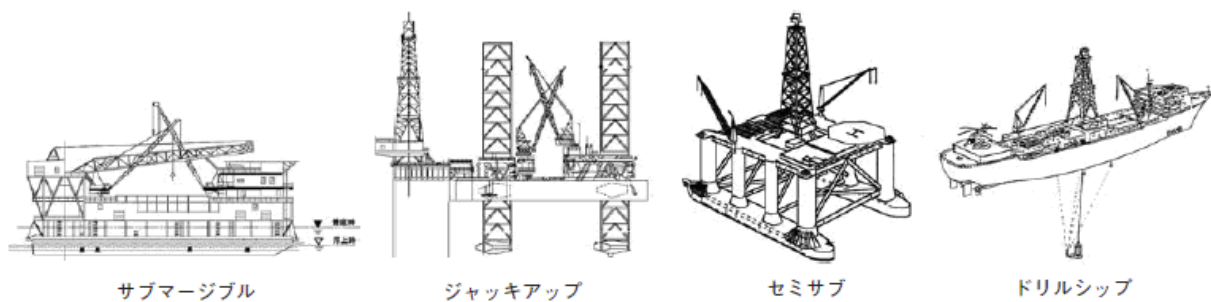


図 2-1 各種掘削リグ

出所：「海洋石油開発の動向について」平成 17 年度海洋研究開発機構研究報告

(1) ジャッキアップ

ジャッキアップ・リグは、移動式海洋掘削装置の一種で、掘削場所に曳航された後、三脚あるいは四脚の「足」を海底まで下ろして固定し、船体部を海面上に持ち上げて作業を行う。足を海底に固定させるため、安定しているが、水深の深い場所には適さない¹²。ジャッキアップの稼働限界水深は、昇降装置の改良、使用鋼材の高張力化などにより少しずつ増大はしているが、他型式との経済比較により、現在では 90 ～ 100メートル が限界となっている。¹³

¹² Naturalgas.org ウェブサイト

¹³ JOGMEC ウェブサイト

写真 HAKURYU-10 ジャッキアップ型リグ



出所：日本海洋掘削ウェブサイト

(2) セミサブマーシブル・リグ（セミサブ・リグ、半潜水型海洋掘削装置）

移動式海洋掘削装置の一種であり、セミサブ海洋掘削装置と呼ばれる。この型式は、ローハル（またはワーディング）、コラム、ブレースおよび掘削装置などを搭載したデッキより成っている。移動時には、ローハルにより浮上し、曳航時の抵抗を少なくする。稼働時には、ローハルのバラスト・タンクに注水しコラム部まで喫水を沈めた半潜水の状態になり、波の影響を受けにくい。この型式の特徴は、比較的大水深においても稼働可能であることと、動揺特性に優れており、気象・海象の厳しい海域でも高い稼働率を持つことであり、北海、アラスカなどではセミサブ・リグが主流となっている。セミサブの稼働水深は位置保持装置により、アンカーを用いた係留方式では約 500 メートル といわれており、それ以上の水深では DPS（自動船位保持）方式が用いられる。現在、DPS 方式を用いたセミサブ・リグの最大稼働水深は 3,000 メートル である¹⁴。

写真 NAGA 1（旧「第三白竜」）セミサブ型リグ



出所：日本海洋掘削ウェブサイト

¹⁴ JOGMEC ウェブサイト

(3) 掘削船

掘削船はその言葉のとおり、掘削のために建造された船である。通常の大型の外航船にはない機器で掘削船に搭載されているものは、掘削装置とデッキの中央にあるデリック（油井やぐら）である。また、掘削船には船殻を突き破る「穴」（ムーンプールとも呼ばれる）があり、これは掘削機を船から水中に入れるためのものである。掘削機はライザーを使って、掘削井につなげられる。掘削船は、大水深、超大水深での掘削に使われることが多いが、そうした場所は波もあらい。そのため、電気モーターつき DPS を装備し、どの方向にでも進むことができるようにしている。これらのモーターは船のコンピューターシステムに統合され、衛星位置情報技術とセンサーを用いて、常に船が掘削井の真上にとどまるようにしている¹⁵。自動船位保持方式の掘削装置の大部分は掘削船で占められている。掘削船はセミサブマーシブルに比べ、建造コストが小さい、曳航抵抗が少なく移動性に優れている、バリエブル・ロードが大きいなどの特徴を持つが、半面、波浪中の動揺特性が悪く、厳しい気象・海象条件下では稼働率が悪化する。そのため北海やアラスカなどではセミサブマーシブルが使用される例が多い。¹⁶

写真 掘削船



出所：RigZone ウェブサイト

¹⁵ Naturalgas.org ウェブサイト

¹⁶ Weblio ウェブサイト

2.1.2 オフショア生産システム

オフショア生産システムにも固定式と浮体式があるが、水深 10,000 フィートで掘削されるようになると、従来の固定式オフショア・プラットフォームは最先端の大水深生産設備に取って代わられつつある。¹⁷

(1) 固定式（着底式）¹⁸

「固定式プラットフォーム」（FP）は、作業員の宿泊設備などのスペースを設けるために上に甲板（デッキ）を載せたジャケット（海底に打ち込まれたパイプで支えられる管状のスチール製部材からなる背の高い垂直な構造）、掘削リグおよび生産施設から構成される。固定式プラットフォームは、水深 1,500 フィートまでの水域に設置される場合に採算がとれる。

「コンプライアント・タワー」（CT）は、幅の狭いフレキシブルなタワーと、掘削および生産活動のための従来型のデッキを支えることができるパイプ式基礎から形成される。固定式プラットフォームとは異なり、水平方向に大きく撓むことによって大きな横方向荷重に耐えることができるコンプライアント・タワーは、水深 1,000 フィートから 2,000 フィートの水域で使われるのが一般的である。

「緊張係留式プラットフォーム」（TLP）は、パイプで固定されたテンプレートで海底につながれた垂直の張力がかかった複数の索（tendons）で位置を保持される浮体式構造物からなる。張力がかかった索によって、TLP は広範な水深域で垂直方向の動きを最小限に抑えながら稼働することができる。4,000 フィート近い水深にも配備されて問題なく稼働している大型の TLP も存在する。

TLP は、1980 年代に導入されて以来、最も成功をおさめ、また最も多く採用されている生産方法のひとつである。ただし近年では、特に水深が 1500 フィートを超える地域にある油田ではスパーやセミサブの生産システムのほうがオペレータの選択する生産方式となっており、TLP が使われることは少なくなっている。¹⁹

「ミニ緊張係留式プラットフォーム」（ミニ TLP）は、比較的安価に建造できる浮体式のミニ緊張係留式プラットフォームで、従来型の大水深生産システムを使って生産するのが経済的でより小規模な大水深鉱床の生産のために開発されたものである。また、ミニ TLP は、より大規模な大水深での発見鉱床のためのユーティリティ用、サテライト用あるいは早期生産用のプラットフォームとして使うことも可能である。世界初のミニ TLP は、1998 年にメキシコ湾に設置された。

¹⁷ American Petroleum Institute

¹⁸ American Petroleum Institute

¹⁹ Floating Production Market Update Report to 2014, Infield, 2010

(2) 浮体式²⁰

「スパー・プラットフォーム」(SPAR)は、上部にデッキを載せた1本の大口径の垂直型円筒構造である。スパーは、標準的な固定式プラットフォーム・トップサイド(掘削および生産用の機器を備えた甲板)、3種類のライザー(生産、掘削および積出用)ならびに6-12本の索で海底に固定されてピンと張ったカテナリー(懸垂)システムで係留される船体からなる。スパーは、現在では最大水深3,000フィートまでの水域で使用されているが、既存の技術でも水深7,500フィートまで稼働水域を延ばすことは可能である。

「セミサブ設備による浮体式生産システム」(Floating Production System : FPS)は、掘削および生産用の機器類を装備したセミサブ設備からなる。位置の固定には、ワイヤ・ロープとチェーンで固定するか、さもなければ回転する推進装置を使って動的に船位を保持することもできる。海底坑井からの生産物は、プラットフォームの動きを吸収するように設計された生産ライザーを通して甲板部へと運ばれる。FPSは超大水深でも使うことができる。

「海中システム」(Subsea System : SS)は、単一の海中坑井からの生産物を近隣のプラットフォーム、FPSまたはTLPへ送るものから、複数の構成からの生産物を遠距離の生産施設にマニホールドとパイプラインを介して送るものまでその種類は多岐にわたる。こうしたシステムは現在、水深が5,000フィートを超える水域で使用されている。

「浮体式生産貯蔵積出システム」(FPSO)は、洋上に係留される大型のタンカー形式の船舶からなる。FPSOは、近隣の海底坑井からの生産物を処理・積み込み、貯蔵しておいた石油を定期的に小型の定期往復タンカーに積み出すように設計されている。定期往復タンカーは積み出した石油をさらなる処理のために陸上の施設へ運び込む。FPSOは、パイプライン・インフラを備えていない遠隔地の大水深水域に位置する経済的採算性が限界領域にあるような油田での使用に好適である。

²⁰ American Petroleum Institute

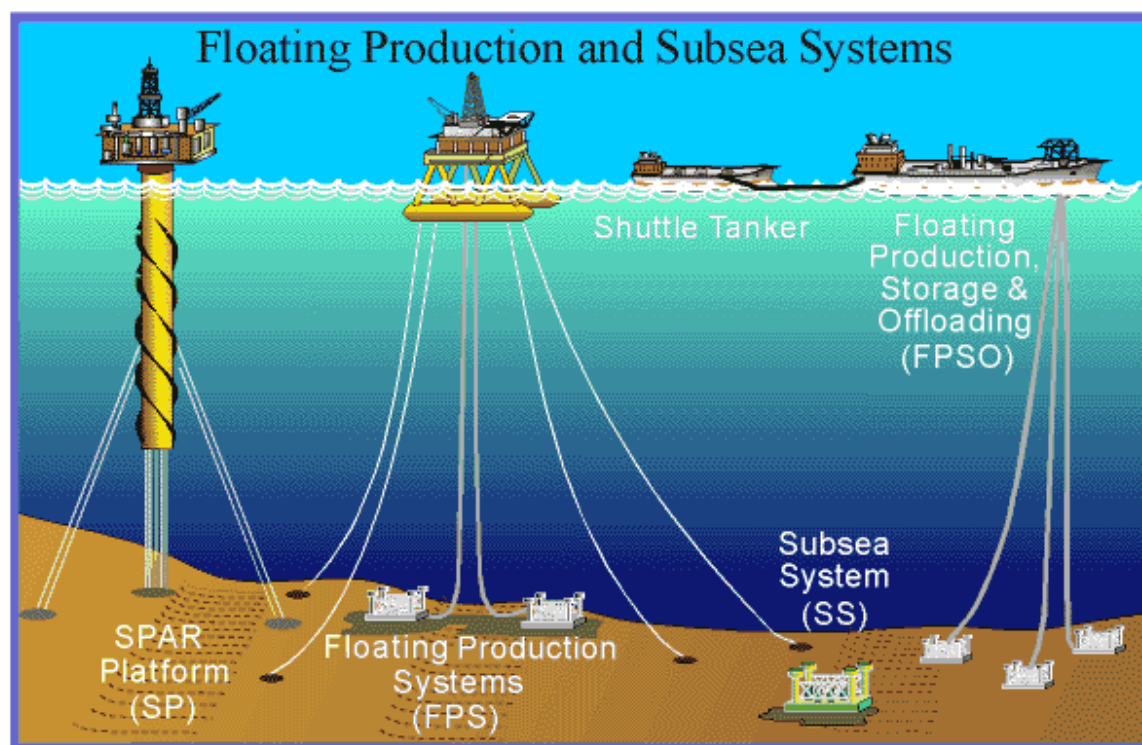
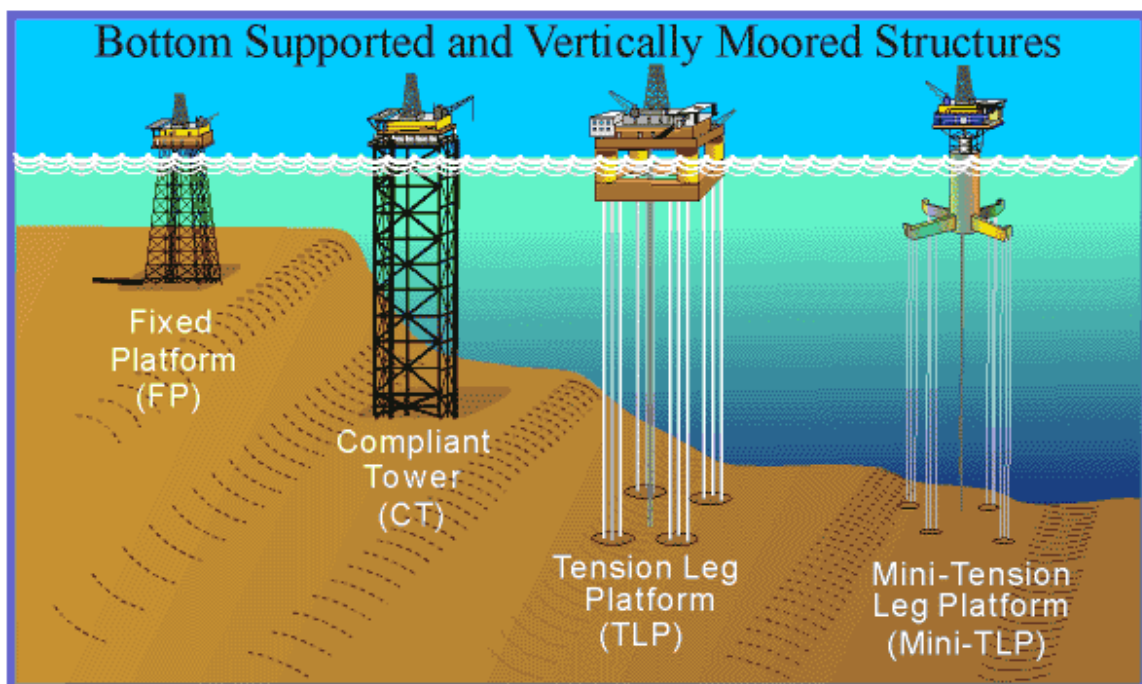


図 2-2 オフショア石油ガス開発システムの種類

出所：American Petroleum Institute

(3) オフショア生産システム詳細説明

前述のうち、浮体式システムの FPSO、セミサブ、SPAR 及び固定式でも比較的水深の深い場所でも対応できる TLP について詳しく説明する。

①FPSO

FPSO (Floating Production, Storage and Offloading system: 浮体式生産貯蔵積出システム) は、洋上で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である。FPSO は浮体式の海洋石油・ガス生産設備の 6 割以上を占める最も一般的な生産設備で、現在世界で約 150 基の FPSO が稼動している。²¹

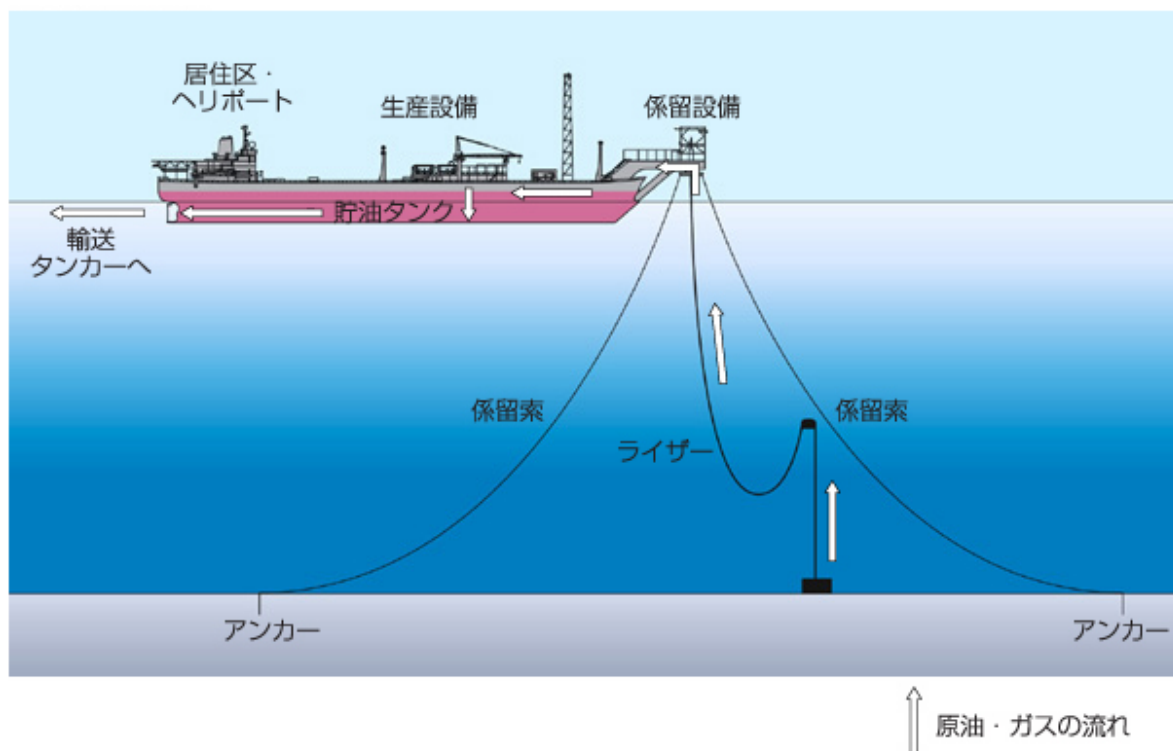


図 2-3 FPSO の概念図

出所：三井海上開発 (MODEC) ウェブサイト

²¹ 三井海上開発 (MODEC) web site

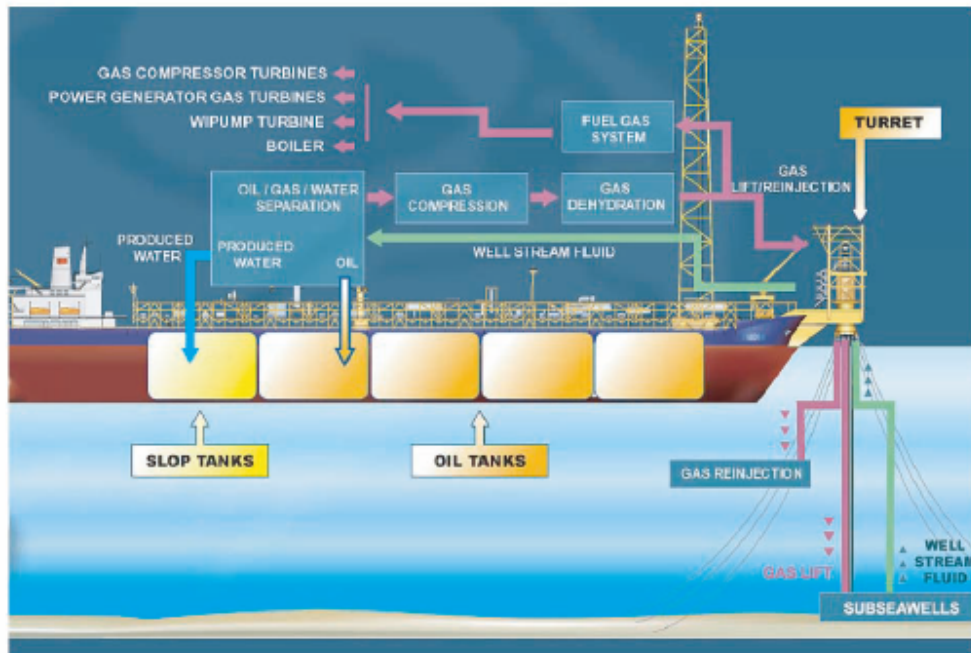


図 2- 4 FPSO の概念図

出所：「水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩」JOGMEC 2006 年 9 月

FPSO は、坑井からの生産物を処理するだけでなく、定期往復タンカーへの積み込みに先立ち一時的に貯蔵しておくことができる。船舶型設備の利点の一つとしては、比較的広いデッキスペースが確保できることがある。また、貯蔵施設も大きくとることができる（最大 200 万バレルまで）。FPSO は、世界中で一般的に見られる海上生産方法の一つであるが、メキシコ湾や中東およびカスピ海ではその姿はほとんど見られないのが特徴的である。

FPSO は、油田での稼働期間が終了すると他のプロジェクトでの再使用に回すことができるという利点がある。ただし、FPSO では坑井へ直接はアクセスできないため、必ずしもあらゆる油田に適しているとはいえない。FPSO は比較的穏やかな海域でも波の方向には敏感であるため、より安価な多点係留システムですませられる西アフリカのようなごく静穏な環境を除いて、タレットやスイブル・システムなどの使用が必須となる。最新のスイブル設計では最大限 100 本のライザーを収容でき、また過酷な環境における信頼性も立証されている。

坑井へ直接アクセスが行えないことが FPSO の短所の一つであると言われるのは、使用中の海底坑井を改修する際に高価な掘削リグを借り上げる必要があり、それだけ保守費用が高くつくからである。

②セミサブによる浮体式生産システム

セミサブは、トラス構造（三角形を基本にした構造）やラーメン構造（四角形を基本にした構造）の構造物の下部が半分海面下に沈み込んでいる半潜水式の浮体構造物である。浮体構造物の上に掘削リグや石油・ガス生産設備を搭載して使用する。セミサブは、中に掘

削機器を組み込むことができ、大きなデッキスペースを持つとともに、数多くのライザーを簡単に収容することが可能で、かつ運動性能も優れている。ただし、貯蔵能力については限られた容量あるいはゼロのものもあり、坑井へのアクセスの容易さとデッキの積載能力などについても限られた性能しか有していない。セミサブは、基本的には水面下で大型のポンツーンによって支持される浮体式船舶である。デッキ部分（水面からかなり高い位置にある）は何本かのスチール製の支柱を介してポンツーンと接続されている。セミサブの大きな利点の一つは、ほぼどのような水深でも操業可能なことである。こうした設計上の特性により、波の動きに同調して上下に自由に動くことができる。また、セミサブは海面で切断したときの構造物の断面積が船型（箱型）の構造物に比べて小さいため、波や潮流による上下動や水平移動の応力が少なく、悪天候の海象条件でも安定した状態を確保することができる。

セミサブはほとんどの場合、6本から12本の錨鎖で海底に係留され、水面上での位置の保持はコンピュータ制御によって行われる。セミサブに特有の短所としては、ウェット・ツリーにしか接続できないことである。そのため、生産設備、安全装置および制御機器がすべて、プラットフォーム構造体の内部にあるのではなく、そこからかなり離れた場所である海底に配置されていることである。

セミサブの特徴のひとつとして、設置場所に強固に固定されておらず、また水深にも左右されないため、設備としての転用が容易に行えることがある。セミサブの場合は、装備の改良などのために波止場に戻すことや、必要とあれば重量物起重機を使わずともドライ・ドック（乾ドック）に入れて作業を行うことが可能である。また、そうした作業のためにトップサイドをはずす必要もない。

セミサブの浮体式生産システムは、従来から世界中の海洋油田開発で広範囲に採用されてきている。なかでもより小型のセミサブ浮体式生産システムの多くは、掘削用のセミサブから改造されたものである。セミサブは、従来からも、海底坑井と組み合わせることで、さまざまな水深と環境での小規模もしくは中規模の油田の商業的開発に使用されてきている実績がある。

セミサブは実質的にどのような水深においても稼働できるため、非常に広範な生産環境での使用が可能となる。セミサブに特有のもうひとつの利点は、必要となる資本支出がFPSOに比べて少なく済むことである。沖合での設置に際してもあまり場所をとらずに簡単に行えるため、他のタイプのプラットフォームほどは、沖合の遠隔地での重量物起重機による揚重作業を必要とせず、またそうした設備を使って接続や組み立て作業を行わなくてすむ。

セミサブの主たる用途は、掘削リグを搭載して海底石油ガス田の掘削作業を行うことである。この場合、一つの鉞区の掘削が終了すると別の鉞区に移動して掘削作業を行う。一方で近年では石油ガス田のある海域にセミサブに係留して海洋石油・ガス生産設備として転用されるケースも増えてきている。この場合、揺れの少ないセミサブの特徴を利用して、海底の抗井を制御するウェルヘッド（Well Head）と呼ばれる坑口装置（水道の蛇口のような機能）を海面上に設置するためのプラットフォームとして主に使用される。石油・ガス生産設備用のセミサブは、固定式プラットフォームの使用が困難な大水深海域（水深1,000メートル超）での使用に適している。坑口装置を海面上に設置することに

より、1,000メートル超の深海油田でも陸上油田と同じ手法で抗井の管理とメンテナンスを容易に行なうことが出来る。セミサブは貯油設備を持たないため、貯蔵積出機能を有する FSO と併用したり、パイプラインに接続して原油・ガスの積出を行う。現在ブラジルや北海を中心に約 40 基のセミサブ式の生産設備が稼動している²²。セミサブリグからの改造が多い（全体の 90%）²³

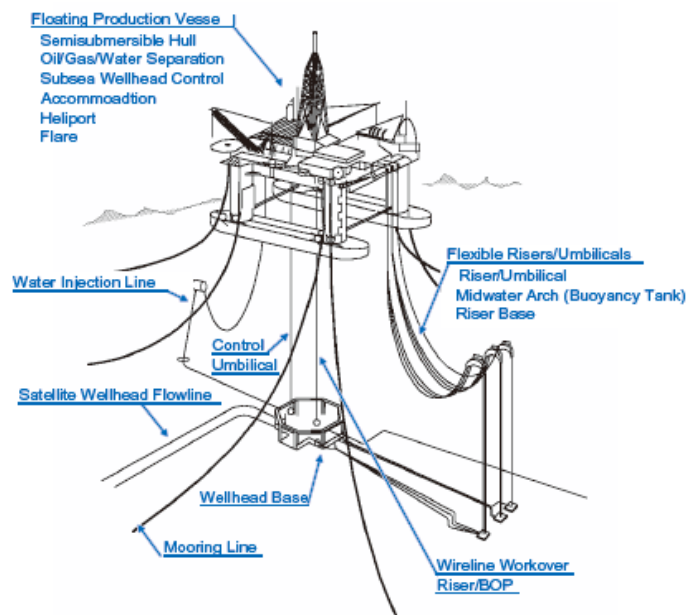


図 2-5 セミサブの FPS 概念図

出所：水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩 JOGMEC2006 年 9 月

③SPAR（スパー）

スパーとは、喫水の深い浮体式ケーソンのことで、非常に大型のブイ（浮標）にも似た中空の円筒形の構造を持つ。スパーは、胴体部、係留部、甲板部およびライザー部の 4 つの主要なシステムから構成される。²⁴

スパーはその中に掘削機器を収容でき、掘削または生産、あるいはその両方に利用することができる。坑井へのアクセスも良好で、従来型のスチール製ライザーも使え、水深の深い地域でも操業できる。しかし、貯蔵能力には限界があり、デッキの積載能力もあまり高くなく、海中に降ろせるライザーの本数も限定される。さらに、過酷な環境での操業を念頭において設計されていない。

スパーは、TLP と同様に海底に係留されるが、TLP が上下方向に張力を持たせた繫索を持つのに対し、どちらかと言えば在来型の係留索が使われる。SPAR では、構造体の

²² MODEC Web site

²³ JOGMEC 水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩

²⁴ Azur Offshore Ltd 資料

質量の大半が海底面に載るため、本質的に TLP よりも安定していることから、係留に依存しなくても自らの姿勢を直立させておくことができる。また、スパーは、水平方向にも動くことができ、メインのプラットフォームの位置からかなり離れた海底の坑井の上に自らの位置を合わせることができる。

大水深および超大水深にプラットフォームを設置する場合、TLP よりもスパーのほうが好まれるという傾向がある。過去 10 年の傾向をみても、性能が同レベルであればスパーのほうが TLP よりも安価につくため、多くのオペレータがスパーのほうを選択している。スパーが使用されるのは、ほぼこれらの水深水域に限られるが、それは鋼鉄の必要量が TLP と比べて少なくて済むため、より大きな利益幅を享受できるからである。また、スパーは浮体式生産プラットフォームとしては最も安全性が高い構造のひとつであるとも考えられている。²⁵ 構造体の安定性が確保されることから、主甲板での「ドライ・ツリー」の使用が可能となる。²⁶

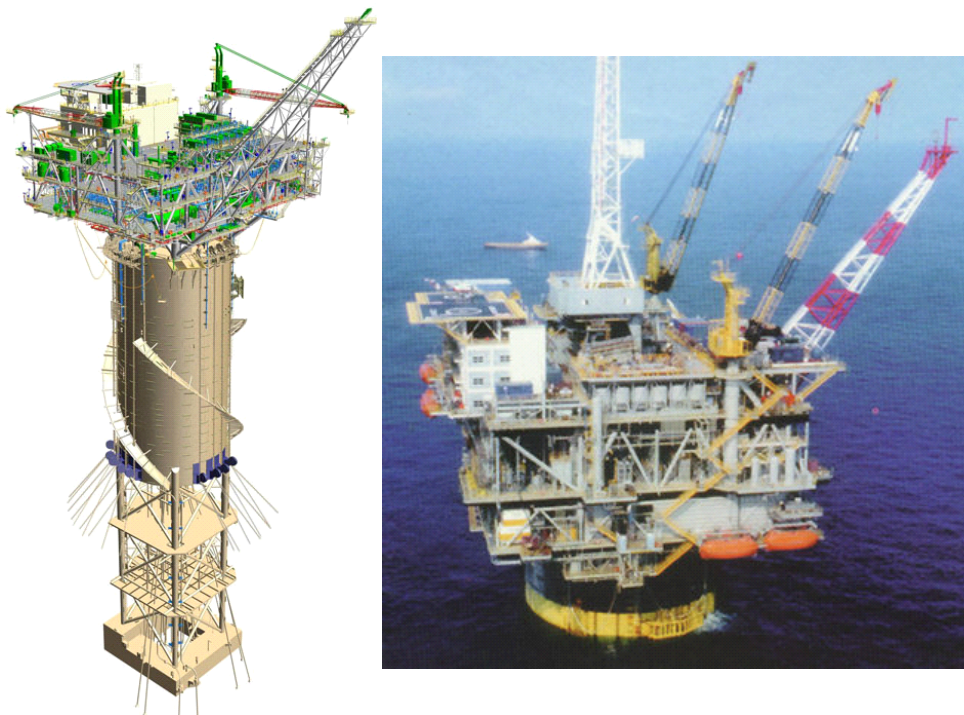


図 2- 6 SPAR 写真 SPAR (The Genesis Spar Platform)

出所：Cronus Technology ウェブサイト

出所；Offshore Technology ウェブサイト²⁷

²⁵ Infield Floating Production Platform Report 2010

²⁶ Azur Offshore Ltd 資料

²⁷ Offshore-technology.com ウェブサイト

④TLP

TLP (Tension Leg Platform: 緊張係留式プラットフォーム) は、強制的に半潜水させた浮体構造物と海底に打設した基礎杭とをテンドンと呼ばれる鋼管で接続し、強制浮力によって生じる緊張力 (Tension) を利用して係留される洋上プラットフォームである。TLP の浮体構造物は、作業台となる上部構造物、浮力体となる下部構造物及び両構造物を連結するコラム (Column) と呼ばれる 1 本ないしは複数の支柱で構成され、下部構造物の外側に張り出した部分でテンドン (Tendon) と接続される。TLP の上甲板に備えられる施設 (処理施設、パイプライン、海上ツリーなど) ならびにほとんどの日常業務については、従来型の固定式プラットフォームの場合と変わらない。

浮体構造物には常時垂直方向に対して 1,000 トン超の強い力がかかるため、TLP は水平・垂直方向への動揺が小さな範囲にとどまり、台風等の悪天候の海象条件でも安定した状態を確保することができる。

TLP は 1980 年代から使用されるようになった大水深海域の開発に適した海洋石油・ガス生産設備である。現在メキシコ湾を中心に世界で約 20 基の TLP が稼働している。²⁸

TLP は、掘削施設を備えている場合も多く、坑井へのアクセスも良く、さらに在来型のスチール製ライザーを使えるという利点もあるが、その設計には高い費用がかかり、また貯蔵施設を持たないこと、稼働可能な水深やデッキ積載量について制限があるという短所がある。TLP の裏にある概念は、浮力を持つプラットフォームを、自由に動けるようにする代わりに、何本かの高張力鋼管索を使って海底に据え付けたテンプレートに繋ぎ固定するものである。TLP では、係留繫索にかかる張力による作用のために積載量に対して敏感であり、そのため、通常は貯蔵設備として使うことは出来ない。

「拡張型緊張係留式プラットフォーム (ETLP)」と呼ばれる設計も導入されているが、プラットフォームの固定に必要な鋼鉄の量や重量が非常に多くなるため、商品市況が高い時期には他の設計方式と比べて、そのコストパフォーマンスが疑問視されるようになっている。

²⁸ 三井海洋開発 (MODEC) ウェブサイト

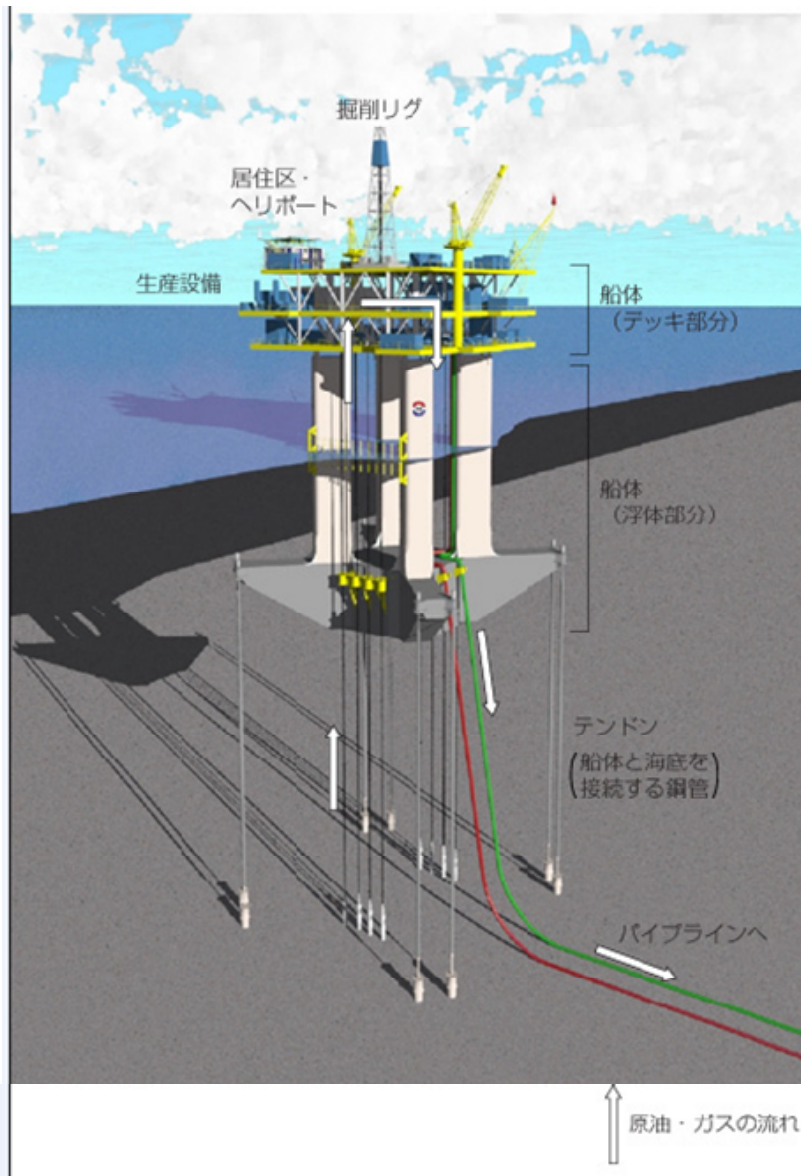


図 2-7 TLP の概念

出所：三井海洋開発 (MODEC) ウェブサイト

2.1.3 オフショア作業船

海洋石油・ガス市場ではオフショアにおけるインフラストラクチャーの設置および保守のために多くの船舶設備を投入する必要がある。それぞれ専門的な業務を行うために必要な設備を備えた多くの種類の作業船がある。これを構成するものとしては、パイプ敷設船、建設支援船 (重量物起重船)、マルチ・サービス船、潜水支援船、パイプ埋設/溝掘船、重量物運搬船、および補給船などである。これらの船舶が必要とされる作業は様々で、また 1 つで複数の作業をこなすこともあるし、1 つの作業で複数のタイプの船舶を必要とす

ることもある。そのため、船舶の「供給」と「市場」を1対1で対比できないことに留意する必要がある。下記は調査会社 Infield 社のレポートで使用されている分類である。

表 2- 1 オフショア作業船のタイプと用途

タイプ (供給サイド)

タイプ	タイプ(英語)	概要
宿泊設備船	Accommodation Vessel (AC)	オフショア設備の設置、開発に際して必要な人員に対する宿泊を提供する船。バージ、セミサブ、通常の船舶と同じ形状のこともある
建設支援船(重量物起重船)	Construction Vessel (CV) (Or Heavy Lift Vessel)	様々な水深で複数の役割を果たすことができるように設計されている。主として、オフショアでの建設作業、構造物の持ち上げ、パイプの敷設などにも使われる。大型のクレーンを備えている。
潜水支援船	Diving Support Vessel (DSV)	検査・修繕・メンテナンスや、プラットフォームの設置、撤去などの際に必要となる潜水業務のための船で、ROV その他の特殊な機器を備える。
高機能アンカーハンドリングサプライ船	High End Anchor Handling Tug Suply Vessel (High End AHTS)	通常の AHTS のうち、10,000bhp で、掘削機を船から水中に入れるための穴(ムーンプール)を備えているもの。
重量物運搬船	Heavy Transport Vessel (HT)	オフショア構造物のトップサイド、モジュールや、リグ、バージなどの重量物を運搬するための船。
パイプ敷設船	Pipelay Vessel (LAY)	パイプの敷設を主な目的として建造された船で、バージ、船舶の形状のものがある。パイプ敷設方法(S-Lay, J-Lay など)により能力や搭載されるリールやタワーが異なる。
多目的支援船	Multipurpose Support Vessel (MSV)	潜水支援、海中作業支援などの複数の業務に使用され、クレーン、ROV、ダイナミックポジショニングシステムなどを備えた船。AHTS を改造してクレーンを備えたりすることもある。
パイプ埋設/溝掘船	Pipe Burial & Trenching Vessel (PBT)	海中のパイプラインを保護するために(特に浅瀬の場合)パイプラインをカバーする作業を行う船。
坑井刺激介入船	Well Stimulation/Intervention Vessel (WS)	坑井刺激とは、坑井内から坑井周辺の採取層に人為的に変化を起こさせ、生産能力の向上を図ること。坑井介入は、地上から坑井内に機器を降下して行うあらゆる種類の坑井作業の総称 ²⁹ 。こうした作業に使われるのが坑井刺激介入船で、海中作業用の様々な機器が搭載されている。

²⁹石油開発時報 No. 157 (08.05)

用途の種類（需要サイド）

検査・修繕・メンテナンス	Inspection, Repair and Maintenance (IRM)
ライン設置	Line Install
パイプ埋設/溝堀	Pipe Burial & Trenching (PBT)
プラットフォーム設置	Platform Install
プラットフォーム撤去	Platform Removal
一点係留	Single Point Mooring (SPM)
海中設置	Subsea Install

出所：Specialist Vessels Market Report to 2014, Infield, 2010 より作成

このうち特に重要性が高いと考えられるパイプ敷設船、建設支援船（重量物起重船）、多機能船について概要を説明する。

(1) パイプ敷設船³⁰

海底にパイプを敷設する方法としては主に、S-Lay 方式、J-Lay 方式および Tow-in 方式の 3 つがあり、パイプ敷設船を使って行われる。

① Tow-In 方式によるパイプラインの設置

Tow-in（けん引、曳航の意味）による設置では、その名前が示すとおり、パイプは浮揚モジュールによって水中に吊り下げられ、1 隻または 2 隻のタグボートによって設置予定地へけん引されていく。現場に到着すると、浮揚モジュールを外すか、あるいはパイプ中に注水してパイプをゆっくりと海底へと沈めていく。

³⁰ Rigzone ウェブサイト



写真 水上曳航（surface tow）によるパイプラインの設置

出所：Rigzone ウェブサイト

②S-Lay 方式によるパイプラインの設置

S-lay 方式でパイプラインを設置する場合、敷設船が前進するにつれてパイプは船体から水中に緩やかに繰り出されていく。船尾から水中に入ったパイプは、海底の「着地点」もしくは最終的な海底の設置位置に到達するまでは、下向きに湾曲したままになる。船上でさらにパイプが溶接でつなげられ、それが水中へ繰り出されていくと、一つながりのパイプは水中で「S 字」形に撓んだ状態になる。

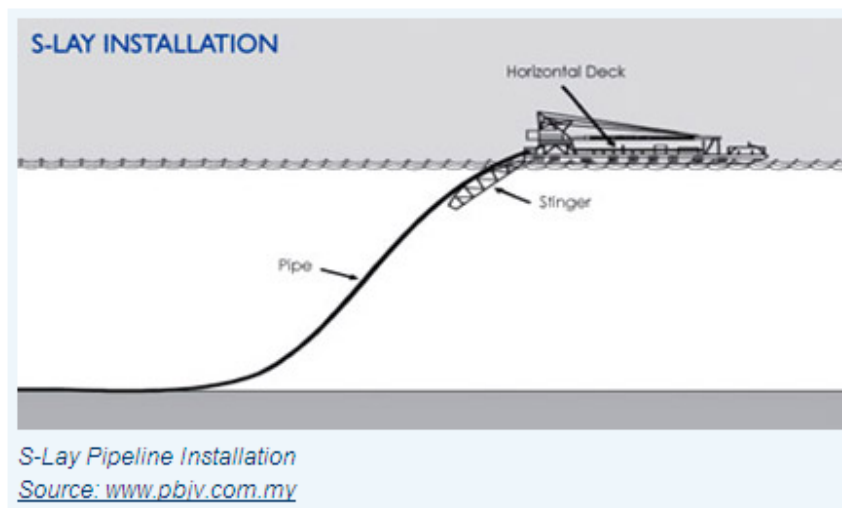


図 2- 8 S-Lay 式 パイプ敷設

出所：Rigzone ウェブサイト

敷設船の船尾には、繰り出されるパイプを支えかつ水中のパイプの湾曲度を制御するためのスティンガーと呼ばれる長さ 300 フィート（91 メートル）ほどの構造物が付設されている。パイプ敷設用バージのなかには、水深に応じてスティンガーの長さを調節できるようになっているものもある。



写真 S-lay 方式でスティンガーの上を水中へ送り出されるパイプ

出所：Rigzone ウェブサイト

S-lay 方式での作業中は、パイプに適度な張力を持たせておく必要がある。パイプが座屈しないように、テンション・ローラーや推進力を調節して張力を維持する。S-lay 方式では、水深 6,500 フィート（1,981 メートル）まではパイプを敷設でき、また、1 日に敷設できるパイプ延長は 4 マイル（6 キロメートル）に達する。

③J-Lay 方式によるパイプラインの設置

S-lay 方式による敷設で支障となっていた点が改良された J-lay 方式では、水中に送り込むパイプラインの角度をほぼ垂直に近づけてあるため、パイプにかかる応力が少なくなっている。パイプは船上に設けられた背の高いタワーから吊り下げるようにして水中へ差し込まれる。湾曲が 2 箇所で見られる S-lay 方式と異なり、J-lay 方式では、水中のパイプラインは横から見ると「J 字」形を保つようになる。

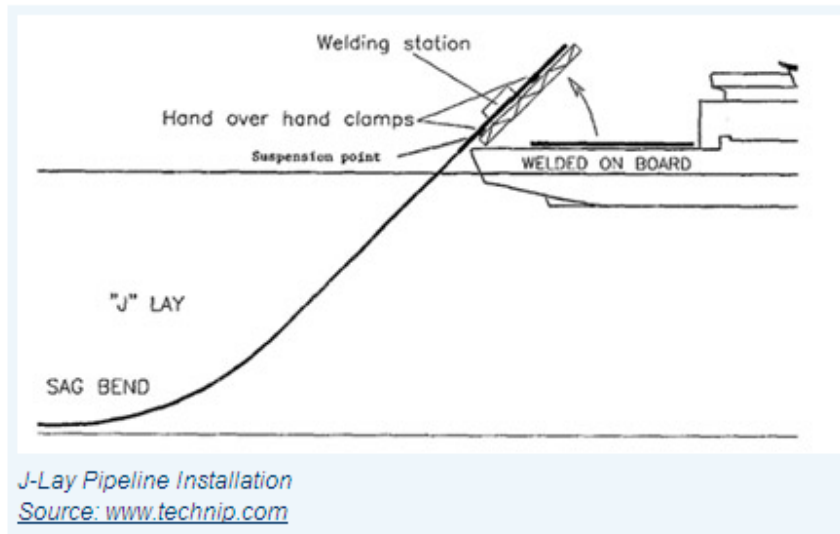


図 2- 9 J-Lay 式パイプ敷設

出所：Rigzone ウェブサイト

パイプにかかる応力が軽減されたことで、J-Lay 方式はより水深の大きい水域でもパイプラインを敷設できる。また、J-Lay 方式で敷設されるパイプラインは、S-lay 方式で敷設されるもの比べて、より大きな動きや水面下の潮流などにも耐えることができる。



写真：J-Lay 方式のパイプ敷設船 S7000

出所：Rigzone ウェブサイト

こうしたパイプ敷設業務に使われるパイプ敷設船には主に 3 種類ある。まず、J-lay 方式や S-lay 方式のバージがある。溶接ステーションと揚重用クレーンを船体上に備えており、40 または 80 フィート（12 または 24 メートル）のパイプの溶接を風や水に影響されない閉鎖環境で行うことができる。この種のバージでは、パイプは 1 度に 1 セクションずつアセンブリー・ライン方式で敷設される。

一方、リール式バージは、パイプを巻き付けるための垂直または水平方向のリールを有している。リール式バージは、小径のパイプやフレキシブル・パイプの設置に使用される。水平リールのは S-lay 方式でパイプ敷設を行うが、垂直リールのバージは S-lay 方式と J-lay 方式のどちらでもパイプラインを設置することができる。



写真：垂直リールを備えたバージ

出所：Rigzone ウェブサイト

リール式バージを使用する場合、設置コストを下げるために、パイプの各セクション同士の溶接は陸上で行われる。リールに巻き取られたパイプは、リールごとドックで船に積み込まれ、設置現場でリールから送り出されて敷設される。リールからすべてのパイプが送り出されるとバージは、再び岸壁へ戻って別のリールを積み込むか、あるいは一部のバージはクレーンを備えており、輸送船が運んでくる新しいリールを受け取り、空のリールを戻すことで時間や経費の節約を図っているものもある。

(2) 建設支援船（重量物起重船）³¹

海洋での様々な建設に使われる船で、合計揚重能力が何百トンにも達するクレーン大型クレーンを備え、非常に重量の大きいものを扱うため、重量物起重船（Heavy Lift Ship）、あるいはクレーン船とも呼ばれる。これらの船舶は超重量貨物を簡単に吊り上げ、また最大 100 メートル超の長尺貨物を主甲板上に載せて運ぶこともできる。箱型をした船倉は、手を加えて複数の甲板に変えることもできる。この種の船は、オフショア石油ガス開発プロジェクトに使う貨物や機器を丸ごと運搬するのに適した船舶である。

「重量物起重船」は、重量物または大型貨物の運搬用にも使われる。完全組立式プラントおよび／もしくは機器の一括またはモジュラー方式による運搬の需要が拡大するなか、その需要を満たすのがこれらの船舶である。重量物起重船の大半は、多岐にわたる貨物を扱える自立型の船舶である。この種の船は、構台（ガントリー）や伸縮式の補助クレーンを装備に加えて、従来型のロールオン・ロールオフ用の積込み／陸揚げに対応させることもできるし、また、水上で積み下ろしを可能にするために半潜水能力を持たせることもできる。なかには、複数車輪と自走能力を加えて陸上も移動可能にして、貨物の製造地から最終目的地までの運搬を 1 台でこなせる運搬装置に改造しているオペレータもいる。

「heavy lift ship」という用語は曖昧である。ある定義では、heavy lift ship とは、屋根のない広いデッキを水面下かなり深くまで沈ませ、その上に別の船舶を移動させてきて、甲板上に設えられたドライドック様の構造物の上にその船舶を載せることができるように設計された外航船のことを指している。そして、バラスト・タンクから水をポンプで排出することによって甲板が水面上に浮かび上がり、ちょうど浮体式ドライドックのように他船舶を甲板上に載せることができ、さらに、そのままの状態でも目的地まで運搬することができる。この種の船舶は、より正確にはフロートオン・フロートオフ（FLO-FLO）船とも呼ばれることがある。

また別の定義によれば、heavy-lift ship は、重く嵩張る物体を積み下ろしできるように特別に設計された船舶であると定義される。典型的なものとしては、1 回に 100 トンを超える重量を揚重できるようなブームを持つものが想定されている。このような船の場合は、「クレーン船」とも呼ばれる。「クレーン船」の任務は、海上や、あるいは積み下ろし設備が皆無か不十分な港などで非自立型の貨物船からコンテナその他の特大の貨物を荷揚げすることである。

石油・ガス産業からの需要の拡大にともない、この種の船の受注数は増加している。これらの船舶では、1 基 800 トンを超えるクレーンを使ったリフトオン・リフトオフ方式による重量物の運搬や陸揚げに使用されている。

³¹ Globalsecurity ウェブサイト



写真：建設支援船

出所：Nautic Expo ウェブサイト

(3) 多目的支援船

多目的支援船は、複数の役割を果たすために、「接続すればすぐ使えるような (plug and play)」機器を備えた設計となっているのが一般的である。これらの支援船が行う業務としては、海上救助活動の支援、タンカー支援、曳航、油田支援ならびにデッキ貨物や「液体」貨物からリグや生産プラットフォームの陸揚げなどがある。また、石油ガス田でのスタンバイ作業用の装備を設けることもできる。

石油・ガス産業向けには、主として補給や一般的な支援、建設支援、保守支援、および水中パイプラインの点検などを行う。また、2 次的な役割としては、プラットフォームでの消火作業や冷却作業、汚染防止のための油処理剤の散布作業、ならびにスタンバイ作業や救助活動などが含まれる。潜水支援船の機能を備えていることもある。

「緊急支援・坑井改修船」(FSIV) は、作業員運搬／補給用の高速船である。この船は、石油産業のために重量物を運搬するばかりでなく、海上における消防船や救助船としても活動する。

「多目的補給船」[MPSV] は、油田における非常に多岐にわたる保守業務が確実に遂行されるようにするための汎用船である。これらの船が提供する機能としては、自動船位保持、防火活動、深層海洋における作業、プラットフォーム用ヘリコプター、機器・人員の大量運搬能力などといったものがある。

「潜水支援船」は、職業ダイバーによるプロジェクトを支援する船舶である。こうした潜水支援船の需要が生まれたのは、業界の歴史によれば、石油生産プラットフォームが北海やメキシコ湾で見られるようになった 1960 年代および 1970 年代である。海洋での石油・ガスの生産計画の数が増加するにつれて、船舶オーナーやオペレータ各社は、潜水活動とそのシステム機器のためにデッキ上の貴重なスペースを使わせることに次第に関心を持つようになり、これが移動式石油掘削プラットフォーム、バージなどから潜水作業を行うという初期の傾向の発端となった。「潜水支援」船の機能としては、まず、トランスポ

ンダや多方向推進器を使って潮流や風の大きさを把握しながら潜水場所で行う動的船位保持がある。次に、加圧下での窒素による麻酔作用を回避するために船内に設置されている飽和潜水システムがある。釣鐘形潜水器は、この飽和システムと、遠隔作業機（ROV）その他の重量作業機器などのシステムによって支援される作業現場のダイバーとの間を結ぶ橋渡しの役割を果たすものである。

2.2 海洋構造物・オフショア作業船の建造推移と見通し

2.2.1 掘削リグ

(1) 建造推移と見通し

2005 年以降、エネルギー企業各社がより収益性の高い潜在石油ガス田を求めて水深の深い地域へ関心を向けていったが、海洋掘削業界は大水深用および超大水深用リグに従来十分な投資を行ってこなかったため、需要に応えることができなかった。また海洋掘削業界が石油ガス探査のための十分な掘削機器を持っていなかったため、本来できたはずの深海権益の探査や評価作業が大幅に制約されることとなった。リグを奪い合う激しい競争が起き、その結果、最も性能の高いリグのデイ・レート（1日の借り賃）は、数年の間にほぼ垂直の軌跡を描いて 1 日 150 万米ドルから数年のうちに 600 万米ドル／日へと跳ね上がったのである。このような需要の急激な高まりを招いた主な要因は、2002 年にはバレル当り 26 米ドルが 2008 年には 100 米ドル／バレルに達した石油価格の高騰であった。

どの点から見ても、2004 年以後は、リグへの投資を行う環境としては完璧な条件を備えていたと言える。資産獲得競争は激しさを増していたし、石油価格は絶え間なく上昇し続けており、融資も簡単に利用可能であった。実際、2008 年後半までは、リグ保有数の拡大の唯一ともいえる阻害要因は、造船所の建造能力が不足していたことだけであった。そうした状況のなか、石油ガス開発会社がこぞって新規のリグを発注しており、また、リグオペレータも建造すればすぐにでも稼働先が見つかるとの投機的観測のもと建造を続けていた。ところが、そうした急速な伸びは、特に超大水深用リグでは必要であったにしろ、2008 年後半に市場を揺るがせた急激な経済的下降の影響を他では考えられないほどまともに受けてしまったのである。

実際、この新規リグの狂乱的な建造ブームの只中に、世界経済はメルト・ダウンへと突入していった。海洋石油産業を襲ったその後の連鎖反応は、2 重の意味で業界を傷め付けた。まず、融資資金へのアクセスが干上がり、それに伴い、オペレータ各社も自らの抱えるプロジェクトのための資金調達に苦しむこととなった。第 2 に、世界経済の収縮は、エネルギー需要の急激な減少を意味し、石油価格も 2008 年夏の 147 米ドルから、2009 年 1 月には 35 米ドルへと暴落した。こうした悪条件により、多くの石油会社はそれまでの資本支出の契約を見直すこととなり、その結果、2009 年にはあちこちの会社でサプライチェーン・マネジメントとより積極的なコスト交渉が広く見られるようになった。この結果、2009 年を通してあらゆる種類のデイ・レートや稼働率が 2008 年のピークから急速に下がった。

2010 年に入ってから、メキシコ湾の事故とそれに続く米国の深海油田の開発凍結措置で、掘削業界はピンチに陥り、ナスダック上場のシーホーク・ドリリングは破綻、米連邦破産法 11 条の適用を申請するに至った。しかし、2010 年後半からは新興国を中心と

する景気の急速な回復、年末からは中東情勢の悪化、さらには日本の原発事故による原発離れの可能性などの要因もあり、油価は 2011 年 3 月 23 日現在、1 バレル 100 ドルを超えている。オペレータ各社も自信を回復させ、2010 年の探鉱・生産の資本支出も従来予想された水準を上回るようになってきている。こうした上向き傾向を裏付ける兆候が次第に形をとって現われ始めている。

(2) 建造国・建造量

ここでは、海洋掘削リグのうち、ジャッキアップ、セミサブ、掘削船について分析する。

①ジャッキアップ

専門誌 Rigzone のデータベースに掲載されているジャッキアップ式のリグは建造中のものを含み、2010 年 12 月現在、523 基あり、そのうち 158 基が米国建造、153 基がシンガポール建造となっており、この 2 カ国で 60%を占める。また、米国建造のものは 1980 年代が 75 基とピークを向かえ、2000 年代には 20 基建造されているが、シンガポールよりも少ない。シンガポールでは、2000 年代に 56 基と建造数がピークとなっている。ジャッキアップ式リグの建造拠点が米国からシンガポールに移っていることがわかる。その他建造数が増えている国は、中国、アラブ首長国連邦などである。

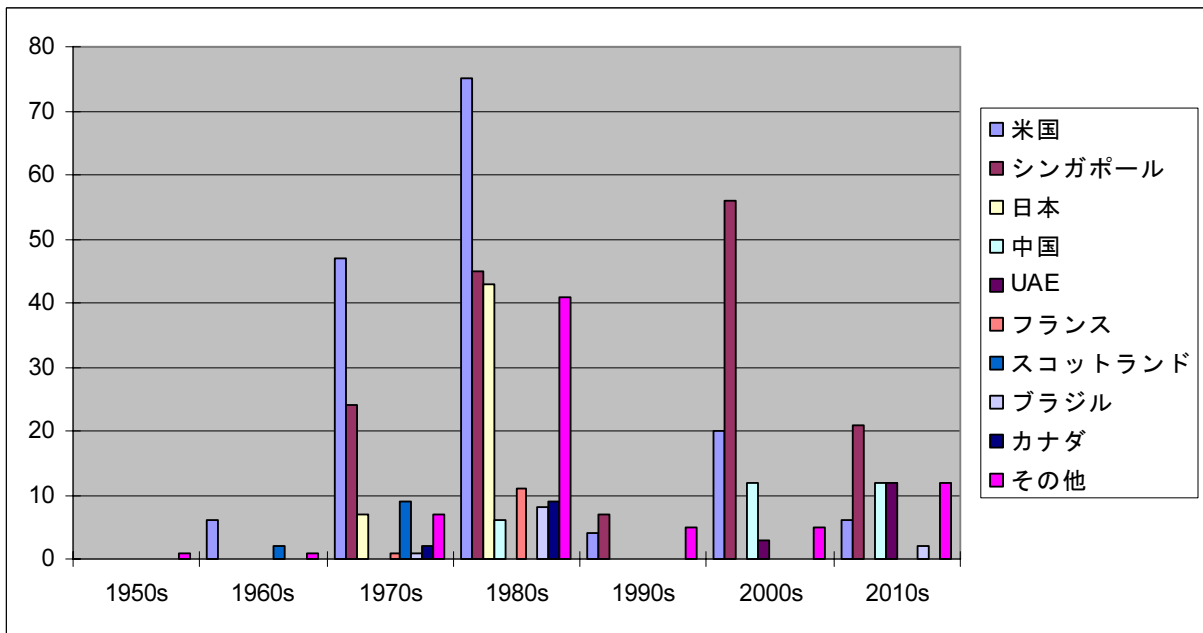


図 2- 100 ジャッキアップ・リグの年代別建造国

出所：RigZone データベースを元に作成

表 2-2 ジャッキアップ・リグの年代別建造国

建造国	1950s	1960s	1970s	1980s	1990s	2000s	2010s	合計
米国		6	47	75	4	20	6	158
シンガポール			24	45	7	56	21	153
日本			7	43				50
中国				6		12	12	30
UAE						3	12	15
フランス			1	11				12
スコットランド		2	9					11
ブラジル			1	8			2	11
カナダ			2	9				11
その他	1	1	7	41	5	5	12	72

出所：RigZone データベースを元に作成

②セミサブ・リグ

専門誌 Rigzone のデータベースに掲載されているセミサブ式のリグは建造中のものを含み、2010 年 12 月現在、222 基あり、ジャッキアップ式と同様、米国が最も多くシンガポールが第 2 位となっている。しかし、ジャッキアップ式は米国とシンガポールで全体の 60%を占めていたが、セミサブの場合は両国の合計シェアは全体の 31%で、韓国や日本も健闘している。年代別にみると、米国建造のセミサブ・リグは 1970 年代に建造されたものが最も多く、これに対してシンガポールでは 2000 年以降が多い。韓国では 1980 年代から建造されており、2000 年以降も建造している。日本では 1980 年代に 14 基建造されて以降は、ほとんど建造されていない。また、2000 年以降、中国での建造が伸びている。

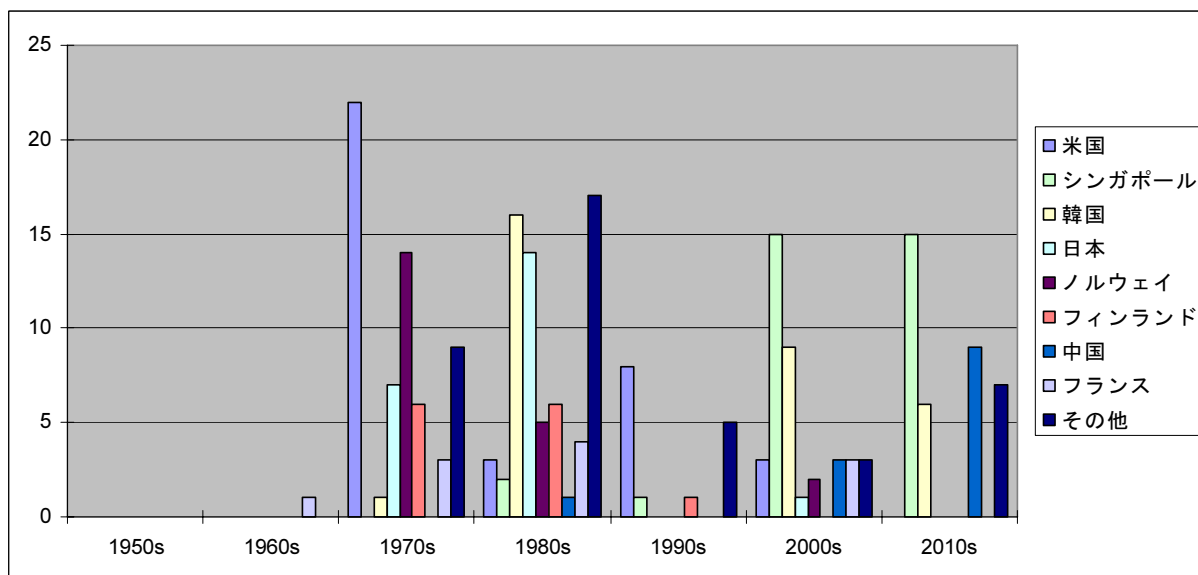


図 2- 111 セミサブ・リグの年代別建造国

出所：RigZone データベースを元に作成

表 2- 3 セミサブ・リグの年代別建造国

建造国	1950s	1960s	1970s	1980s	1990s	2000s	2010s	合計
米国			22	3	8	3		36
シンガポール				2	1	15	15	33
韓国			1	16		9	6	32
日本			7	14		1		22
ノルウェイ			14	5		2		21
フィンランド			6	6	1			13
中国				1		3	9	13
フランス		1	3	4		3		11
その他	0	0	9	17	5	3	7	41

出所：RigZone データベースを元に作成

③掘削船

専門誌 Rigzone のデータベースによると、掘削船は建造中のものを含め、2010 年 12 月現在で 91 隻あり、その 64%は韓国で建造されており、韓国が圧倒的に多い。日本でも 1970 年代、80 年代に建造されていたが、それ以降は建造されていない。「その他」に含まれる 2010 年代の 2 隻は中国での建造によるもので、1 隻は韓国の STX Corporation の大連造船所で、もう 1 隻は COSCO 造船の大連ヤードで建造中である。

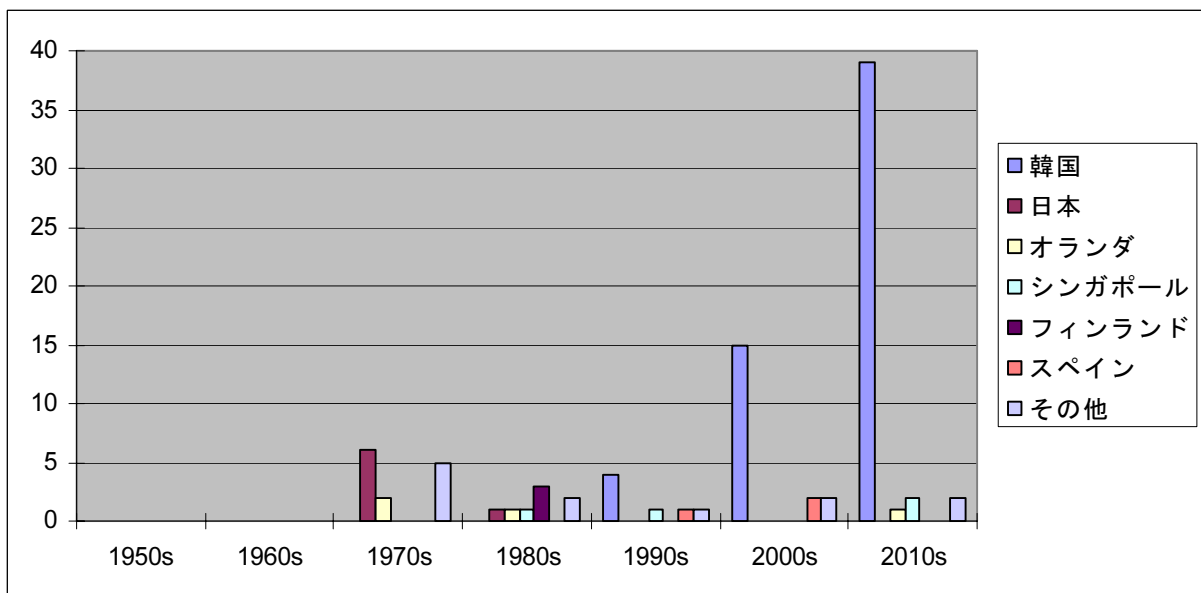


図 2- 122 掘削船の年代別建造国

出所：RigZone データベースを元に作成

表 2-4 掘削船の年代別建造国

建造国	1950s	1960s	1970s	1980s	1990s	2000s	2010s	合計
韓国					4	15	39	58
日本			6	1				7
オランダ			2	1			1	4
シンガポール				1	1		2	4
フィンランド				3				3
スペイン					1	2		3
その他	0	0	5	2	1	2	2	12

出所：RigZone データベースを元に作成

(3) 建造需要

① 建造についての見通し

過去 5 年間の建造ブームにもかかわらず、リグの新規建造入札は依然として続いている。業界で注目している新規建造は、ペトロブラスによる 28 基のブラジル製リグの入札である。入札は何度か延期された後、ようやく 2011 年 2 月に最初の 7 基（掘削船）が、現代重工が出資する Estaleiro Atlântico Sul（EAS）ヤードが合計 46 億 3,700 万米ドルで受注した。最初の掘削船は 2015 年から稼動する予定である³²。

わずか 5 年間という比較的短い期間に掘削市場は 180 度の方向転換を経験してきた。2006 年時点で最初に予想された利用可能設備の払底は、今や多くの部門で供給過剰の状態に陥っている。この下降傾向が最も早く感じられたのは、チャーター期間が比較的小さくかつ掘削業務運営のために債券ベースの資金調達が一般的で、そのため 2009 年の実績がまともに逆風を受けたのは浅海域リグ市場であった。大水深部門も同様にマイナスの影響を受けたが、その回復力は速かった。しかし、新規建造分や現行チャーター分が今後 2 年間で市場に入ってくることを考えれば、この市場にも将来への見通しが利かない状況は依然として残っている。とは言いつものの、探鉱活動の基本的な推進要因は、しっかりと根付いており、また、石油価格の高止まり、堅調なエネルギー需要そして資本市場の流動性の高さを背景にしたこの分野でのますます勢いづく活動によって、掘削業界の各市場は堅調に推移するものと思われる。

2.2.2 浮体式生産設備

(1) 建造推移と見通し

金融危機後の経済的混乱や石油価格の乱高下があったにもかかわらず、浮体式生産設備の市場は依然として堅調な活気を呈している。2009 年には資本支出の落ち込みが見られたが、2010 年から 2014 年までは安定した成長が予想される。

浮体式生産設備の設置台数の歴史的な推移状況を見てみると、それが各地域固有の環境およびインフラ面の特性や推進要因によって影響されていることがわかる。当初、浮体式プラットフォームは、パイプラインその他の必要なインフラが十分でないために従来の固

³² 11 February 2011 AE Brazil Newswire

定式生産プラットフォームでは莫大な費用がかかる地域での、石油の貯蔵用に採用されていたものである。こうした設備がはじめに設置されたのは、主に中東、西アフリカおよび東南アジアの浅海域で、その設備もほとんどが船舶改造型設備が一般的であった。生産施設を備えた最初の浮体式プラットフォームの **Poleng FPSO** バージがインドネシアの沖合に設置されたのは、1978 年になってのことである。

この時期以降、浮体式生産設備市場は、様々な技術やプラットフォームが様々な地域で覇を競うように登場したことによって世界的規模で一大成長を遂げた。

今日でもアジア地域では依然として数多くの浮体式生産設備が設置されている。アジア地域には、炭化水素の輸送に必要な付帯サービス付きのインフラを備えていない遠隔地の油田が数多く存在している。そうした地域のそれぞれに長いパイプラインを引くことは費用的にも不可能であるため、浮体式の貯蔵・積出施設（FSO）が必要となるのである。それとは対照的に、開発の進んだ海盆である米国領域内のメキシコ湾における浮体式生産設備市場は、大きく異なる。米国領域内のメキシコ湾では過去長年にわたり生産が継続的に行われており、何千本ものパイプラインが沖合のプラットフォームと陸上ターミナルを縦横に結んでいる。この高度に発展したパイプラインシステムは、米国領内のメキシコ湾の大深度プレイで生産を活発に行っているオペレータ各社によって利用されている。これは、米国の浮体式生産設備では、生産物をポンプによりパイプラインを介して陸上へ輸送するに先立って、原油を（貯蔵庫に貯蔵せずに）生産および処理するのが一般的であることを表している。実際、この地域で貯蔵と積出の施設を持つプラットフォームとして配備されているのは、ペトロブラスの **BW Pioneer FPSO** のみである。このように、米国においては、浮体式生産設備市場を推進する第一の要因は、大水深であり、設置設備は通常は生産と処理を行い、貯蔵を行う必要はない。

開発が進んだもう一つの海盆である北海では、浮体式生産設備の多様性がさらに進んでいる。ただし、スパー式プラットフォームは少ない。

（2） 建造国・建造量

世界的な供給能力という観点から見た場合、東アジアおよび東南アジアは、浮体式プラットフォーム市場では一大供給地域となっている。これらの地域、特に韓国とシンガポールは、世界的な基準から見ても最大級かつ最も生産性の高い造船ならびに建造ヤードを有する。特に、シンガポールの造船所、なかでもセムコープマリン社のジュロン造船所やケッペルグループのケッペル造船所などは、施設の面積や新規建造トン数という点では比較的小規模な造船所であるにもかかわらず、かなり多くの件数の **FPSO** 改造工事を受注する実力を持っている。また、こうした **FPSO** の新造により注力している造船所の大部分は、韓国ならびに近年力をつけてきている中国の大規模造船所である。

浮体式プラットフォームの船体とトップサイドを供給できる造船所は、より大規模で装備の充実した造船所および建造ヤードに限られることから、オペレータおよびリース各社の発注戦略は、固定式プラットフォームの場合とはかなり異なる。その理由の一つは、浮体構造のサイズが従来のもより大きくなってきているという事情もある。比較的小規模で経験も少ないヤードでも建造できる固定構造のジャケットとは異なり、浮体式設備の船体部分の建造にはより広い作業面積、通常はドライ・ドックが必要になるが、そうした施

設は簡単かつ安価に建設できるものではない。これがこの市場への新規参入をより難しいものにする要因となっており、相対的に経済力が弱くまた経験の少ない国が市場参入することは難しい。その結果、供給ベースの集中化をもたらしている。こうした供給ベースの寡占化は、浮体式構造の建造段階に付随する諸リスクを考慮すると、その傾向はさらに進むものと考えられる。というのは、オペレータとリース各社は、船舶設備の引渡しが遅れた場合、それが予算で想定した範囲内であるにせよ適切な基準内であるにせよ、損害を蒙ることになるからである。したがって、より豊富な経験を持つヤードに建造を発注してリスクを最小限に抑えることになる。

多くの国、特に西アフリカの国々では、現地調達率（ローカル・コンテンツ）をより高めて地元の企業により多く建造に参加させようとする動きが進みつつある。しかし、そうした企業は経験や能力といった面で必要とされる条件を十分に満たしていないケースが多く、オペレータが浮体式生産設備の建造を外国の造船所に発注する状況は現在も依然として続いている。2006年10月13日に発布されたナイジェリア現地調達局の指令では、「すべてのFPSO発注契約はトップサイドの結合をナイジェリア国内で実施することを条件に入札を行うこと。FPSOのトップサイドのモジュールの組み付けについては、少なくとも総トン数の50%はナイジェリア国内で行わなければならない」と定められている。しかし、ナイジェリアのこの指令では、「すべてのコンクリート製バージおよびコンクリート製の浮体式プラットフォームは国内で建造すること」と定めているが、船体をコンクリートを使って建造しない限り、浮体式構造の船体部についての契約方法に関しては特に制限を課していない。現実には、こうした規則はオペレータ、そしてナイジェリアの組み立て請負業者にとっても厳密に遵守することが極めて難しいものであり、そのため、FPSOのトップサイドの組み付けは2006年以降も依然として海外の造船所で行われているのが実状である。たとえば、2009年第1四半期に生産開始に漕ぎ着けたAkpo FPSOの建造契約は、Technip社と現代重工のコンソーシアムが落札しているが、この浮体式構造の船体部は、韓国・木浦（モッポ）にある現代重工の造船所で建造されたものであり、一方、トップサイドの建造と組み付けは韓国の蔚山（ウルサン）で行われている。実際には、（プロジェクト開発全体に対して）延べ約1500万時間にものぼるエンジニアリングと建造作業がナイジェリア国内で行われたにもかかわらず、作業全体の大部分は韓国内で完成されたものである。Akpo FPSOのオーナーであるトタル社は、従来から自社の浮体式生産設備の建造契約を現代重工に発注しており、Usan FPSOも16億米ドルで現代重工が受注している。

浮体式プラットフォームはこのように建造できる国・ヤードが限られており、どの地域のオペレータやリース会社の発注においてもアジアの造船・建造ヤードが中心的な役割を果たしている。ただし、その例外は中東とカスピ海で、これらの地域では、小型の浮体式プラットフォームのほとんどがルーマニアのAker Tulcea社とBraila社ならびにロシアのAstrakhanskyi Korabel社によって建造されている。また、ブラジルでも現地調達の引き上げを狙い、国内での建造能力を高めている。

浮体式プラットフォームの建造に関して言えば、アフリカ、アジア、オセアニア太平洋諸国、ヨーロッパ、中南米、そしてある程度までは北アメリカも含めてすべて、東アジアと東南アジアに依存している。アジアの造船所、特に、中国の造船所は、他の建造能力を

持つ地域にドライ・ドックや受注余力が無いために、浮体式プラットフォームの船殻の建造契約を受注することが多くなっている。これは言い換えれば、浮体式プラットフォームのトップサイドは、設置対象となる国で建造されていることを意味し、それだけ現地調達率の引き上げに貢献していることになる。しかし、一部の地域では、依然として浮体式プラットフォームのトップサイドを建造するために必要なインフラや能力が十分でないところもあり、そのような場合は、トップサイドに加えて船体部の契約についても海外の造船所が請け負う。こうした状況は西アフリカ地域において顕著に見られ、この地域で稼働するプラットフォームの建造作業のほとんどはアジアの造船所で行われているのが実状である。

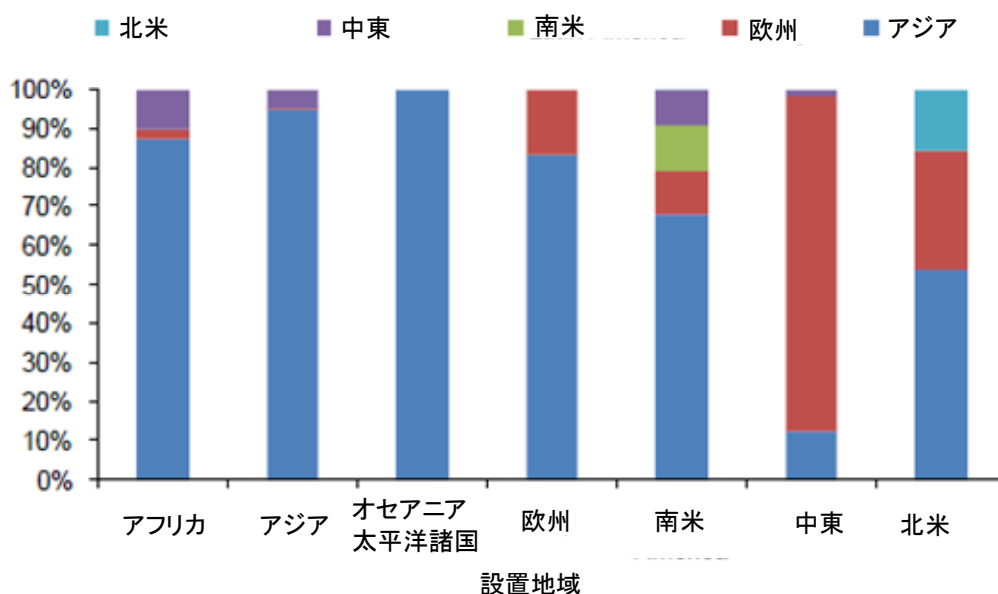


図 2- 133 浮体式設備に関する地域間の供給依存関係

出所：Floating Production Market Update Report to 2014, Infield, 2010

なお、リグと異なり、オフショア生産プラットフォームについては建造国のデータをまとめたものがない。オフショア生産プラットフォームのオペレーターは、所有するプラットフォームのデータをウェブサイトなどで公開しており、搭載されている設備の情報は掲載されているが、建造国、建造ヤードが掲載されていることは少ない。なお、前述のように、一般的にタンカーなど FPSO への改造はシンガポールが多く、FPSO などをゼロから建造するのは韓国が多い。また、SPAR や TLP などのように船殻を必要としないプラットフォーム、またトップサイドに組み込まれる、機器などが入ったモジュールは、欧州のエンジニアリング会社の建造ヤードで建造されることも多いようである。Offshore Technology Magazine の 2010 年に発表しているデータでも、全ての生産プラットフォームについての情報が網羅されているわけではないが、参考までに分析結果を下記のとおり記す。

FPSO

Offshore Technology Magazine の 2010 年のデータによると、稼動中、建設中、改造中の FPSO は、稼動していないものを含み 186 隻のリストが発表されている。このうち改造船か、新造かが判明しないものもあったが、情報が判明している範囲では、タンカーなどから改造された FPSO104 隻のうち、36 隻はケッペル、25 隻はセムマリンググループのジュロン造船（18 隻）あるいはセンバワン造船（7 隻）が占める。次いで多いのはドバイの Drydocks World（8 隻）、中国の Cosco グループ（5 隻）で、シンガポール勢が圧倒的に多いことがわかる。また、新造船のうち情報が判明した 59 隻についてみると、船殻（ハル）の建造はサムソン重工の 12 隻、現代重工の 8 隻、大連造船の 4 隻がトップ 3 社で、その他は欧州、日本、シンガポール、中国、観光の造船所がそれぞれ 1～3 隻ずつとなっており、船殻の建造は分散化しているといえる。トップサイドの建造には多くの企業が関わるので、分析が難しいが、現代重工が 6 隻で単独では最も多い。その他には欧州のアーケル、米国大手の McDermott の名前が挙がっているほか、Sevan Marine, MODEC などの FPSO オペレーターの名前も見られる。FPSO オペレーターが自社技術で設計は行い、建造の監督を行いながら実際の建造そのものは各国の造船所や建造ヤードに委託しているものと思われる。

表 2-5 FPSO の改造・新造船ヤード

改造		新造船（ハル）	
造船所	件数	造船所	件数
Keppel	36	サムスン重工	12
Jurong (SembCorp Marine 子会社)	18	現代重工	8
Drydocks World Dubai	8	大連造船	4
Sembawang (SembCorp Marine 子会社)	7	上海外高桥	3
COSCO	5	CIMC Raffels	3
MMHE	3	大宇造船	2
その他	27	Harland & Wolff	2
合計	104	石川島播磨	3
		青島北海造船	2
		Keppel	2
		日立造船	2
		その他	16
		合計	59

出所：Offshore Technology Magazine データより作成

SPAR

Offshore Technology Magazine のデータによると、SPAR は 19 基しかなく、建造ヤードは、ハル、トップサイド双方とも、マレーシアの MMHE が 1 基建造している以外は、欧米系のエンジニアリング会社が建造している。

表 2- 6 SPAR の建造ヤード

ハル		トップサイド		組み立て	
J.Ray McDermott	9	Technip	13	Technip	11
Gulf Island Fabrication	4	J.Ray McDermott	3	Technip/ Kiewit	1
Gulf Marine Fabricators	2	Gulf Island Fabricators	2	J Ray McDermott	3
Malaysia Marine & Heavy Engineering (MMHE)	1	Malaysia Marine & Heavy Engineering (MMHE)	1	Gulf Island Fabricators	2
KBR	1			Malaysia Marine & Heavy Engineering (MMHE)	1
Aker	1			Litton Ingalls Shipbuilding (USA)	1
Kiewitt Offshore	1				

出所：Offshore Technology Magazine データより作成

TLP

Offshore Technology Magazine のデータによると、TLP は 24 基しかなく、建造ヤードは、ハル、トップサイド双方とも、欧米系のエンジニアリング会社と韓国勢、及びケッペルグループも一部建造している。

表 2- 7 TLP の建造ヤード

ハル		トップサイド		アセンブリー	
J. Ray McDermott	6	Belleli Offshore	5	Heerema	8
Gulf Island Fabricators	3	サムスン重工	5	Gulf Marine Fabricators	4
サムスン重工	2	大宇造船	3	J. Ray McDermott	3
Kiewit Offshore Services	2	Gulf Island Fabricators	2	Aker Gulf Marine	2
Heerema	2	Keppel FELS	2	サムスン重工	2
Gulf Marine	2	Dragados Offshore	1	Keppel FELS	1
Omega Natchiq	1	Highland Fabricators Far	1	不明	4
McDermott Scotland Ltd.	1	J. Ray McDermott	1		
Keppel Brafels	1	Keppel Amfels	1		
Keppel FELS	1	Keppel Brafels	1		
Aker Stord	1	Signal International	1		
Aker Gulf Marine	1	不明	1		
不明	1				

出所：Offshore Technology Magazine データより作成

(3) 建造需要

タイプ別の分析

浮体式生産プラットフォームの多くは、4つの設計概念、即ちセミサブ、船舶型 FPSO、TLP（緊張係留式プラットフォーム）³³およびスパーのいずれかである。各設計概念はそれぞれ固有の長所と短所を持っており、その選択基準は、坑井の数、生産対象物が液体かガスか、あるいはその両方などといった油田の条件によって決められる。

セミサブは、その中に掘削機器を組み込むことができ、また、大きなデッキスペースを持てるとともに、数多くのライザーを容易に収容することが可能であり、かつ動きに対する反応にも優れているが、貯蔵能力や坑井へのアクセスの容易さなどについては限られた性能しか有していない。

逆に、FPSO の場合は、大きな貯蔵容量と広いデッキ空間を確保でき、一つの油田での稼働期間が終了した後も簡単に他のプロジェクトへ流用することができる。ただし、坑井へ直接にアクセスすることはできない。

FPSO は比較的穏やかな海域であっても波の方向には敏感である。そのため、より安価な多点係留システムで済ませられる西アフリカなどのような極めて静穏な環境以外では、タレットやスイブル・システムなどの使用が必須となる。最新のスイブル設計では最大限 100 本までのライザーを収容することができ、また過酷な環境における信頼性も立証されている。

TLP は、掘削施設を持つこともでき、坑井に対するアクセスも良好で、従来型のスチール製ライザーを使用することができるが、その設計にはコストがかかり、石油の貯蔵設備を持たず、使用可能な水深やデッキ積載量に制限があるという弱点がある。

SPAR も掘削機器を収容でき、坑井へのアクセスも良好で、従来型のスチール製ライザーも使え、水深の深い地域でも操業できる。しかし、貯蔵能力には限界があり、デッキの積載能力もあまり高くなく、収容可能なライザーの本数も限定される。さらに、過酷な環境での操業を念頭において設計されていない。

その他の浮体式設備には、上記以外のすべての浮体式生産設備、たとえば、FPS バージやその他の船舶式およびセミサブ浮体式設備が含まれる。

浮体式生産システムは、その台数と建造支出額の面で過去 10 年の間は着実な伸びを見せている。過去 5 年に限って言うと、大水深および超大水深油田の開発が増加したことを受けて、この面での成長率は従来にも増してさらに加速している。

浮体式プラットフォームの設置の推移状況は、各地域が持つ固有の環境的およびインフラ面の特性や水深要因によって決まってくる。浮体式プラットフォーム設置の主要推進要因についてはすでに前述のとおりで、当初は浮体式プラットフォームは、パイプラインその他の必要なインフラが不十分なために従来からの固定生産プラットフォームを使って極めて高額な費用がかかる地域での石油の貯蔵用に採用されていたが、現在では、その使われ方はより多様化してきている。

³³ 前述のように TLP は厳密には浮体式ではないとされている。

今後の傾向としては、米国領内のメキシコ湾を除き、FPSO は今後も世界中で最も好まれる浮体式生産システムであり続けると思われる。FPSO の設置数は今後 5 年間を見ても全般的には増加し続けると予想される。また、2010 年から 2014 年の間に設置されるプラットフォーム全体のなかで FPSO の占める割合は 60%にのぼるとも予想されている。

2.2.3 オフショア作業船³⁴

(1) 建造推移と見通し³⁵

前述のようにオフショア作業船には様々なタイプ、また用途があり、それぞれの船舶設備の機能によって、複数の用途に活用できる、いわば流動的な資産である。つまり、世界のオフショア作業船市場は、需要側の条件に対応するために提供されるさまざまな性能やサービスによって非常に多様なものとなっている。この市場を構成するものとしては、2.1.3 の表 2-1 のとおりである。この種の船舶の供給市場は高機能船と低価格船に二極化している。高機能市場の船舶設備は、より複雑、大規模かつ高額なデイ・レートを要するものとして位置付けられたプロジェクト向けであり、一方、低価格帯の船舶設備のほうは、過去数年間にわたって市場の低迷に苦しんでおり、一部では収入を得るために従来よりもさらに不利な契約条件を受け入れざるを得ない状況にある。

この市場で供給量が多いのは、パイプ敷設船と建設支援船（重量物起重船）で、これらの設備は一般的にデイ・レートも他の船よりも高く、オフショア石油ガス開発には不可欠であると見なされている。また、震探契約分野への参入などに見られるように、専用船オペレータが種類の異なるサービスを満遍なく提供することを目指して事業の多角化をはかるなか、最近では多機能船舶資産（深海潜水船（DSV）／マルチ・サービス船（MSV））がかなりの伸びをみせている。

現在のところ、この市場における供給量の中で最大のシェアを占めているのは、パイプ敷設船である。パイプ敷設船については今後も増加は見込めるものの、長期的に見た場合、多機能船や潜水支援船としても利用可能な設計の船舶の供給量が増えると考えられる。

多機能型の船舶数が次第に増えてきていることは、広範囲の作業をこなせる設備資産が従来以上に求められていることを反映したものである。船舶オペレータ各社は、複数の市場をまたいで使用可能なより用途の広い設備資産を提供しようと心がけるようになってきている。

オフショア作業船は、既存船の改造、新造船の 2 通りがあるが、新規建造量を見ると、2000 年以降、オフショア石油・ガス産業の拡大及び地域的広がりを見せるなか、船主や船舶オペレーターによる船隊拡充が顕著になった。石油ガス田のオペレーターから提示される船舶のデイ・レートも上昇し、船主や船舶オペレーターの投資意欲が高まった。

³⁴本稿で対象としているオフショア作業船は、Infield 社の Offshore Specialist Vessel レポートに基づくもので、通常の AHTS やバージなどの付加価値の低い船舶は含まれていない。

³⁵ Specialist Vessels Market Update Report to 2014, Infield, 2010

しかし、今後の動向としては、この新造船市場についてはあまり大きな伸びは期待できない。融資資金へのアクセスにも厳しい条件が付けられるなど簡単ではなく、また内部資金で新造船を建造できるオフショア作業船オペレータもほとんどいないことがその背景である。

(2) 建造国・建造量

オフショア作業船の建造国、建造量に関するデータは存在しない。専門誌の **Offshore Technology Magazine** が、2009年11月にパイプ敷設船、2010年11月に重量物起重船などの世界で稼働している船舶のリスト、オーナー、オペレーター、仕様の一覧表を公表しているが、そこには建造国や建造ヤードは記されていない。また、オペレーターのウェブサイトに掲載されている所有船隊の仕様書にも、建造国や建造ヤードは掲載されていない。浮体式生産設備と同様、重要なのは船舶に搭載される機器や大型クレーンであると考えられていると思われる。

デスクリサーチから判明した建造国は、パイプ敷設船で113隻中16隻、重量物起重船で72隻中8隻でその内訳は以下のとおりである。

表 2-8 パイプ敷設船、重量物起重船の建造国

パイプ敷設船		重量物起重船	
オランダ	8	日本	2
ノルウェー	3	シンガポール	2
ノルウェー/ポーランド	1	韓国	1
スペイン	1	イタリア	1
英国	1	スウェーデン	1
韓国	1	フィンランド	1
日本	1	不明	64
不明	97	合計	72
合計	113		

出所：Offshore Technology Magazine および各社ウェブサイトなどより作成

なお、日本による建造3隻は、三井造船によるもので、1978年に建造されている。

(3) 建造需要

前述のように、オフショア作業船は多様な種類の船が多様な作業に対応しており、船舶別に需要を見ることは難しい。用途別の需要は、必要とされる隻日で計ることができる。

従来から最も旺盛な需要が見られているのは北アメリカ地域である。2014年までの期間にアジアおよびアフリカでもかなりの需要増が見られるとも予想される。

2.3 主要建造企業とその設備増強計画について

シンガポール

2.3.1 ケッペルオフショア&マリン

ケッペル・グループは、シンガポールに本拠を置き、世界 35 カ国に事業を展開している。主な事業は造船・オフショア関連、エネルギー・インフラ関連、不動産、通信などである。

ケッペルグループの造船・オフショア部門を管轄するのが、ケッペルオフショア&マリン（Keppel O&M）で、2002年5月にケッペル FELS とケッペル日立造船（99年1月に日立造船シンガポールとケッペル造船所とが合併）を統合して設立された。

シンガポール国内には、造船のケッペル造船、リグ建造のケッペル FELS、小型の特殊船建造のケッペル・シングマリンがある。ケッペル造船は、本部機能を有する Tuas Yard、Benoi Yard 及び Gul Yard の3ヤードを有する。Tuas Yard はタンカーの FPSO 及び FPO への改造を得意とするが、掘削船、セミサブ、多目的支援船などの建造にも実績がある。Benoi Yard は旧日立造船シンガポールであり、アジアにおける LNG、LPG の修繕拠点であるほか、多様な船種の修繕、改良、大型化、改造などを行っている。Gul Yard は中・小型船の修繕、改造、新造を行っている。

また、世界 20 カ所の造船所ネットワークを持ち、そのうち、オフショア石油ガス開発に関連しているのは、次のとおり。

表 2-8 Keppel O&M のオフショア関連造船所、設計会社

オフショア関連

Keppel AmFELS Inc	米国	オフショア・リグ建造・修繕 元々は、Marathon LeTourneay の造船所として設立されたが、1985年に米国企業に売却され、その後1991年に Keppel FELS に売却された。ジャッキアップリグ、セミサブ、掘削バージなどの建造、及び改造・改修も行う。
Keppel FELS Brazil SA	ブラジル	オフショア・リグ建造・修繕 Keppel FELS Brasil は、南米で最も大きな造船所の1つ。2000年に Keppel O&M の100%子会社として設立した。リオデジャネイロに立地。他社に先駆けてブラジルに進出した造船所として、ブラジルの政府系石油会社ペトロbras社とは良好な関係を持っている。2010年2月には、ペトロbrasとシェブロンが共同運営するオフショア油田向けの P-61 テンションレグ・ウェルヘッド・プラットフォーム（TLWP）を受注した。

Keppel Verolme BV	オランダ	ジャッキアップリグ、セミサブの建造、FPSO 改造、新造船、修繕 1957 年に設立されたオランダの造船所。2002 年に Keppel O&M が買収し、Keppel Verolme となった。スコットランドとノルウェーのオフショア油田に近いオランダのロッテルダムに立地。欧州でも最大級のドックを持つ。
Keppel Norway AS	ノルウェー	オフショア・リグ建造・修繕 オフショア石油ガス開発、海洋関連向けに掘削技術と自動化、電気関連の研究開発、ソリューション提供、エンジニアリングサービス、建造を行う。西ノルウェーに建造ヤードも持つ。
Caspian Shipyard Company	アゼルバイジャン	オフショア・リグ建造 Caspian Shipyard Company はアゼルバイジャンで最初の国際的なリグの建造、修理、修繕ヤード。1997 年に Keppel FELS とアゼルバイジャンの国営石油会社の合弁により設立された。
Keppel Kazakhstan LLP	カザフスタン	2003 年にカザフスタンで操業する石油ガス大手企業向けのビジネスのために設立。オフショアモジュール、構造物、掘削ユニットの設計、建造、改造、修繕、およびタグボートやサプライボートなどの建造を行う。カザフスタンの Aktau 港の隣接地に立地する。
Bintang Offshore	インドネシア	モジュールブロック建造 インドネシアのビンタン島（シンガポールからフェリーで 1 時間程度）に立地するオフショア構造物のモジュールブロックを建造するヤード。2006 年に設立された。鉄鋼構造物の建造と艀装を行う。
Flora Tec LLC	米国	McDermott との合弁会社で、大水深の石油ガス生産設備の設計などを行う。2005 年に設立された。

特殊船建造

Keppel Nantong Shipyard	中国	オフショア支援船とタグボートの建造とエンジニアリングを行う
Keppel Singmarine Brasil	ブラジル	2010年にブラジルの Santa Catarina の Navegantes にある Estaleiro TWB 造船を TWB グループから買収し、Keppel Singmarine Brasil と社名を変更した。Keppel OM の子会社でオフショア産業向け特殊船など建造の Keppel Singmarine が経営する。AHTS 船、プラットフォームサプライ船などを建造するほか、オフショア構造物のモジュール建造設備も備える。

拡張計画

ケッペルオフショア&マリングループでは、ブラジルの海洋資源開発向け船舶需要の獲得に向けて、ブラジルの海運会社 TWB グループの造船所「エスタレイロ TWB シップヤード」の買収を 2010 年 4 月に発表した。同社はこれに先立つ 3 月にも、アゼルバイジャンに同国国営石油会社（SOCAR）など 2 社との合弁で新造船所を設立することを発表した。

(1) SOCAR-Keppel Shipyard

アゼルバイジャンの Keppel O&M とアゼルバイジャン国営石油会社 SOCAR との合弁による SOCAR Keppel Shipyard の建設が 2010 年 3 月に開始した。2、3 年かけて完成される予定。オフショアサポート船、タンカーの建造、船舶修繕や改造を行う。

(2) Keppel Singmarine Brasil

2010 年にブラジルの Santa Catarina の Navegantes にある Estaleiro TWB 造船を TWB グループから買収し、Keppel Singmarine Brasil と社名を変更した。Keppel OM の子会社でオフショア産業向け特殊船など建造の Keppel Singmarine が経営する。AHTS 船、プラットフォームサプライ船などを建造するほか、オフショア構造物のモジュール建造設備も備える。

2.3.2 セムコープマリン

政府系企業セムコープグループの海洋部門子会社。シンガポール国内に 5 ヶ所の造船所（ジュロン造船所、センバワン造船所、ジュロン SML 造船所、PPL 造船所、SMOE）を持つ。1963 年に石川島播磨とシンガポール経済開発庁の合弁事業として設立されたジュロン造船所が、1968 年に英国海軍の跡地に設立されたセンバワン造船所を 1997 年に買収。その後政府系企業の再編のためセムコープグループが設立され、その傘下海洋事業を管轄するセムコープ・マリンを持ち株式会社とする現在の組織となった。

シンガポール国内のグループ造船所の概要は以下のとおり。

(1) ジュロン造船所

小さな湾を隔てて隣接する **Tanjong Kling** と **Pulau Samulun** に造船所がある。**Tanjong Kling** はオフショア関連が多く、ジャッキアップリグ、セミサブ海洋掘削装置などを建造。**Pulau Samulun** では主に修繕を行っている。それぞれ2つの乾ドックを持つ。

(2) センバワン造船所

英国海軍の跡地を引き継ぎ 1968 年に設立された。修繕が多くシンガポール北部に立地。年間 220 隻、35 ヶ国の船舶を修繕する。タンカー、LPG ガスキャリア、クルーズ船、バルク船、リグ、オフショア船など大型船を含め様々なタイプの船舶を修繕することができる。特に LNG キャリア、旅客船、ケミカルタンカー、LNG ガスキャリア、軍艦などの難しい修繕を得意とすることで知られている。

(3) ジュロン SML

1988 年に当時上場していたセンバワン・マリタイム社の船舶修繕部門として発祥し、1994 年に **SML Pte Ltd** として設立された。グループ企業の所有船舶を修繕していた。1999 年にセムコープ・マリンのグループ会社となった。セムコープ・マリングループ内の再編で、**SML** は、ジュロン **SML** と合併し、現在のジュロン **SML** となった。10,000DWT、長さ 126 メートルまでの船舶修繕を得意とする。

(4) PPL 造船所

1970 年代から操業している。元はタグボートの建造や船舶チャーターに従事していたが、1980 年代にリグ建造ブームが始まるとリグ建造に参入。その後一時は修繕や建造を行っていたが、現在はリグ設計、建設に特化している。シンガポール西部に立地。

(5) SMOE

シンガポール北部に立地。石油ガス産業向けのオフショア生産プラットフォームなどを建造している。

また、オフショア石油ガス開発に関連する海外の関連造船所は次のとおり。

(1) **Karimun Sembawang Shipyard** (インドネシア)

SembCorp Marine の 100% 子会社。シンガポールから南西に 40km にある **Karimun** 島の 30.7 ヘクタールの土地に立地。鉄鋼の加工、ブロックの建造、多目的船、宿泊施設船などを建造する。

(2) **PT SMOE Indonesia** (インドネシア)

Batam 島の 52 ヘクタールの土地に立地。石油ガス産業向けのオフショア生産プラットフォームなどを建造する **SOME** の子会社。

(3) **Sembcorp-Sabine Shipyard Inc.** (米国)

テキサス州に立地。2005 年に米国の **Sabine Industries** を買収して子会社化した。メキシコ湾に近い。リグの建造、修繕、改造、その他のオフショア開発向け鉄鋼構造物の建造などを行っている。

(4) **Mac Laren Shipyard** (ブラジル)

2008 年にブラジルのオフショアの石油ガス関連プロジェクト向けの造船事業を共同で実施することで提携した。

拡張計画

(1) シンガポール

セムコープマリンは 2009 年 11 月、シンガポール最西部のトゥアス地区に巨大総合造船・修理施設を建設する計画を発表した。206 ヘクタールの用地を 3 期に分けて 12 年間で開発する。第 1 期は 73.3 ヘクタールで 7 億 5000 万シンガポールドルを投資、12 月に着工して 2013 年の完成を見込む。第一期工事の完成時にはジュロン造船所の Pulau Samulun ヤードを移転する。その後 2024 年までかけて開発し、他の造船所も徐々に移転する計画である。全工程が完成すればドックの能力は載貨総トン数で年間 308 万 DWT と、現在の 190 万 DWT から 62% 増える。第一期の用地は現在の 20 ヘクタールから 3 倍増、ドライドックの能力は 155 万 DWT と 4 倍増、埠頭の長さは 3.5 倍の 3408 メートルに延長し、VLCC が 4 隻入渠できるようになる。第 1、第 2 フェーズは修繕を中心に行い、第 3 フェーズでジュロン造船所の Tanjong Kling ヤードが移転したら、リグなどのオフショア関連も行う可能性もある。新施設は新技術を駆使した統合設備で効率を高め、能力を拡大する。生産性は 15-20% 高まる見込み。2010 年 6 月に新造船所の建設を開始した。

(2) Estaleiro Jurong Aracruz (ブラジル)

2010 年 2 月にはブラジル中南部エスピリサント州アラクルスに 100% 出資の新造船所を建設し、ブラジルの海洋資源開発市場への参入を強化すると発表した。2011 年中に稼動する予定で、完成後には、掘削船、セミサブリグの建造、FPSO の組み立て、トップサイドモジュールの建造、またリグや船舶の修繕、改造などを行う。

(3) Sembmarine Kakinada Ltd (インド)

2009 年にはインドのカキナダ港と合弁で、船舶・オフショアの合弁会社「Sembmarine Kakinada Ltd (SKL)」をアンドラプラデシュ州に設立することで合意した。

韓国

2.3.3 現代重工

1972 年に設立された大手財閥現代グループの会社で、造船、オフショア&エンジニアリング、産業用プラント&エンジニアリング、エンジン&機械、電気電子システム、グリーンエネルギー、建設機械の 7 つの事業部門に分かれる。世界最大の造船所で、造船市場の 15% を占める。オフショア&エンジニアリング部門は現代重工のオフショアビジネスは 1976 年にサウジアラビア向けに 89 基のジャケット、デッキ構造物を建造したのが始まり。造船部門とも協力し、オフショア石油ガス業界向けにエンジニアリング、調達、建造、据付 (EPIC) を提供している。各種建造物の建造だけでなく、ジャケット、トップサイドデッキ、モジュールなどの組み立ても行う。大水深向けの FPSO, FSO, TLP, SPAR にも対応している。現在重工全体では、韓国国内にドライドック 9 ヶ所を持つ。

表 2-9 現代重工のドック

乾ドック	長さ (m)	幅 (m)	深さ (m)	クレーン	最大建造能力
No. 1	390 165	80 47	12.7 12.7	1 x 1290T ゴライアス 2 x 450T ゴライアス	500,000 DWT
No. 2	500	80	12.7	2 x 40T ジブ 2 x 30T ジブ	700,000 DWT
No. 3	672	92	13.4	1 x 1290T ゴライアス 2 x 450T ゴライアス 1 x 150T ジブ 1 x 80T ジブ 2 x 30T ジブ 1 x 20T ジブ	1,000,000 DWT
No. 4	380	65	12.7	2 x 350T ジブ	400,000 DWT
No. 5	380	65	12	1 x 200T ジブ 1 x 150T ジブ 1 x 80T ジブ	400,000 DWT
No. 6	265	43	12	1 x 200T ジブ	150,000 DWT
No. 7	170	25	11	1 x 150T ジブ 1 x 20T ジブ	15,000 DWT
No. 8	460	70	12.7	1 x 900T ゴライアス	500,000 DWT
No. 9	460	70	12.7	1 x 900T ゴライアス	500,000 DWT
No. 10 (群山)	700	115	18	1 x 1650T ゴライアス 1 x 40T ジブ	1,300,000 DWT

出典：現代重工ウェブサイト

造船部門で建造する船は VLCC、コンテナ船、バラ積み船、Ro-Ro 船、軍艦など。また造船子会社として 1975 年に設立した Hyundai Mipo Dockyard Co., Ltd があり、プロダクトタンカー、Ro-Ro 船、コンテナ船、バルク船、掘削船、ケーブル敷設船、パイプ敷設船、FPSO などを建造している。1996 年に新造船に参入して以来、各種船舶を 500 隻以上建造してきた。現在では中型船の世界的大手となっている。ベトナムに、ベトナム国営造船所と合弁で 1999 年に設立した現在ビナシン造船がある。

オフショア&エンジニアリング部門は韓国の釜山港に 229 エーカーの建造ヤードを持つ。

拡張計画

2010 年 3 月に韓国の群山に新しい工場を開設。造船と風力タービンの製造工場で、造船所は 180 万平方メートルの広さを持ち、年間造船能力は 24 隻。130 万 DWT のドライドックと 1650 トンのゴライアスクレーンがある。

また、オフショア開発がブームとなっているブラジルでは、新設の造船所、OSX Brail に対して技術供与を行うことで合意している。また、現代重工は OSX Brazil の株式 10% も取得している。

2.3.4 サムスン重工

サムスン重工は 1974 年に設立され、造船・オフショア部門、エンジニアリング・建設部門、発電・コントロールシステム部門、風力発電部門、技術開発部門から成る。総従業員数は 2010 年 3 月末現在 12760 人である。サムスン重工は、掘削船、大型コンテナ船、LNG キャリア、FPSO などのハイテク船舶分野では世界有数の会社で、LNG-FPSO、LNG-FSRU や破氷コンテナ船などの新技術を駆使した造船でも知られる。オフショア関連では、掘削船、FPSO の新造船で世界最大の建造隻数を誇る他、固定式プラットフォーム、TLP なども建造。トップサイドの設計と建造技術も有する。また、世界で最大のセミサブリグを建造した。LNG-FPSO はサムソン重工が世界で始めて開発したもので、ロイヤルダッチシェル向けに向こう 15 年間、LNG-FPSO を供給することになっている。韓国国内には、巨済に造船所がある。

表 2- 10 巨済造船所の概要

分野	造船	オフショア&鉄鋼構造物
建造能力	5,400,000 GT/yr	160,000 mt/yr
製品	原油タンカー	オフショアプラットフォーム
	コンテナ船	掘削船, FPSO, FLNG トップサイド,
	クルーズ船、フェリー	TLP, セミサブリグ
	ガスカリア	マテリアルハンドリング機器
	(LNG,LPG)	海水淡水化プラント
	FPSO, 掘削船等	
建造実績 (2009)	造船 : 61 隻	オフショア&プラント: 12 ユニット

出所：サムスン重工ウェブサイト

表 2- 11 巨済造船所の設備

分野	長さ x 幅	クレーン	最大揚げ能力
Dock No. 1	283m x 46m	200t LLCX1 120t LLCX2	440 トン
Dock No. 2	390m x 65m	600t GCX2	1200 トン
Dock No. 3	640m x 97.5m	450t GCX2 200t LLCX1 250t LLCX1	1350 トン
G1 Dock (浮き)	270m x 52m	3000/3600t 浮きクレーン	3600 トン
G2 Dock (浮き)	400m x 55m		
G3 Dock (浮き)	400m x 70m		

出所：サムスン重工ウェブサイト

海外には中国の浙江省寧波と山東省榮成市に建造子会社があり、寧波では主に造船、解撤、鑄造、鉄鋼構造物の建造、建設機械の製造などを、榮成では主に船舶用ブロックを建造している。また、サムスン重工は、オフショア開発が進むブラジルにも進出している。ブラジル北東の Pernambuco 州には合弁の Atlantico Sul 造船所に 10% 出資している。Atlantico Sul 造船所は、ブラジルの大手コングロマリットの Camargo Corrêa 社、ブラジルの大手建設エンジニアリング企業 Queiroz Galvão と、造船・オフショア分野専門の投資会社 PJMR が 2005 年に合意して設立したもので、当初、サムスンが技術供与を行い、その後、2008 年に同社の株式 10% を買収し、株主となった。Atlantico Sul 造船では、50 万 DWT までの規模の船舶、セミサブ式のオフショアプラットフォーム、FPSO, TLP, SPAR などを建造する。また船舶やオフショアプラットフォームの修繕も行う。ヤードの面積は 162 万平方メートル。



図 2-13 Atlantico Sul 造船所

出所：Atlantico Sul 造船所ウェブサイト

2.3.5 大宇造船海洋エンジニアリング

大宇造船海洋エンジニアリング (DSME) は、大宇重工から 2000 年に分離独立して設立された。DSME は現在、造船、船舶修繕、及びプラント建設に従事している。韓国国内の造船所は、巨済島の Okpo に立地する。

造船では、LNGC, LPGC, コンテナ船、FPSO, リグ、掘削船、オフショア掘削プラットフォームなどを建造。特に LNG キャリア分野では世界をリードしている。

海外では、中国の山東省煙台市に 2005 年に設立した造船所の DSME 山東と、ルーマニアに 1997 年に合弁で設立した大宇マンガリア重工 (Daewoo Mangalia Heavy Industries S.A. -DMHI) がある。DSME 山東は総面積は 1 平方キロメートルで、オフショア掘削プラットフォームと船舶ブロックを主に生産している。

拡張計画

(1) ロシア

DMHI は、黒海付近で有数の造船、船舶改造、修繕ヤードである。また、大宇はロシアの United Shipbuilding Corp (USC) と合弁で、ウラジオストックの近郊の Bolshoy Kamen に、新 Zvezda 造船所を設立する計画を進めている。2010 年 6 月に合意した。両者は既に 2009 年に Zvezda 造船所を近代化する合意をしていた。新造船所は 2012 年に完成する予定である。既存の造船所は軍艦の建造と修繕を行っているが、新造船所では、Shtokman, Yamal とサハリンのオフショア石油ガス田で使う LNG キャリア、浮体プラント、掘削船などを建造する。大宇造船は現在、ロシアの国営船舶研究所と共同で、Shtokman の大規模油田向けのアイスクラスの LNG キャリアの開発を行っている。

(2) アンゴラ

DSME はまた、大水深オフショア石油ガス開発が活発化する西アフリカ市場を視野に入れ、アンゴラの Porto Amboim Estaleiros Navais Limitada 造船所に出資し、30% の株式を取得する。Porto Amboim Estaleiros Navais Limitada 造船所は現在、アンゴラの国営石油会社の傘下企業でアンゴラの石油ガス田のコンセッションを独占している Sonangol Holdings の子会社だが、2012 年までに新たな埠頭、2,000 トンのクレーンなどに投資をする予定。DSME とオランダの SBM オフショアと Sonagol Holdings 併せて 1 億米ドル程度を投資する計画。

(3) 南アフリカ

DSME はまた、南アフリカの大統領の甥 Khulubuse Zuma が所有する海運会社 Impinda Group の株式 49% を取得することで、2010 年 7 月に合意した。Zuma が所有する別の会社は 2010 年 6 月にコンゴから Albert 湖のブロック 1 と 2 の石油探査権を取得している。

(4) オマーン

中東では、オマーンドライドックカンパニーが Duqm に建設中の造船所の 10 年間の運営委託を受注した。新造船所は 2011 年に完成予定で、ULCC サイズの 2 つのドライドック (410 m×95 m、410 m×80 m) を備える。

(5) ブラジル

DSME もオフショア開発が進むブラジルへの進出を計画している。2009 年 7 月に、ブラジルの造船所に 20% の出資を計画していると報道された。その後、出資が実現したかどうかは報じられていない。しかし、ブラジルのエネルギー・インフラ・建設エンジニアリング大手の Odebrecht、土木建設大手の OAS、建設会社の UTC Engenharia のコンソーシアムがブラジル北東部の Bahia に建設中の第規模造船所に、技術パートナーとして参画していると報じられている³⁶。

³⁶ 9 July 2010 Upstream

2.3.6 STX コーポレーション

STX コーポレーションは、双竜重工（Ssangyong Heavy Industries）の名称で、ディーゼルエンジンや産業機械メーカー、石油ガス産業への投資、船舶管理会社として1976年に設立された。2001年に現在のSTX Corporationに名称が変更された。STXグループは今日、造船・機械部門、海運・貿易部門、プラント・建設部門、エネルギー部門の4つの事業に従事している。

このうち造船・機械部門は、STXグループの売り上げの61%を占める重要な部門で、STX オフショア&造船、STX エンジン、STX 重工、STX メタル、STX ヨーロッパ、STX 大連の6つの子会社から成る。2008年には欧州の老舗造船所、Aker ヤードを買収、グループ会社となり、商業船、クルーズ船からオフショアプラント、軍艦まで全ての船舶分野に対応できる世界唯一の企業グループとなった。2009年12月現在、グループ全体で18の造船所を持つ。

表 2- 12

分野	造船所名	国	会社名
商船	Brattvaag shipyard	ノルウェー	STX Norway Offshore AS
	Florø shipyard	ノルウェー	STX Norway Florø AS
クルーズ、フェリー	Helsinki shipyard	フィンランド	STX Finland Oy
	Lorient shipyard	フランス	STX France Lorient SAS
	Rauma shipyard	フィンランド	STX Finland Oy
	St. Nazaire shipyard	フランス	STX France SA
	Turku shipyard	フィンランド	STX Finland Oy
オフショア	Aukra shipyard	ノルウェー	STX Norway Offshore AS
	Bralia shipyard	ルーマニア	STX OSV
	Brevik shipyard	ノルウェー	STX Norway Offshore AS
	Busan shipyard	韓国	STX Shipbuilding Co Ltd
	Dalian shipyard	中国	STX (Dalian) Shipbuilding Co Ltd
	Jinhae shipyard	韓国	STX Shipbuilding Co Ltd
	Langsten shipyard	ノルウェー	STX Norway Offshore AS
	Niteroi shipyard ³⁷	ブラジル	STX Brazil Offshore SA
	Søviknes shipyard	ノルウェー	STX Norway Offshore AS
	Tulcea shipyard	ルーマニア	STX OSV
	Vung Tau shipyard	ベトナム	STX Vietnam Offshore Ltd

Source: STX ウェブサイト、報道などより作成

³⁷ STX が Aker AS を買収する以前、Niteroi ヤードは Aker Promar（Aker とブラジルのパートナー Promar の合弁会社）が運営していたため、古い資料では Promar ヤードと称されていることもある。（ロイター 2007年1月27日）

*STX OSV – STX Europe の子会社。

また、STX 造船・機械部門の 6 つの子会社は以下のとおりである。

(1) STX オフショア&造船

STX オフショア&造船は 1967 年に Dong Yang 造船として設立され、973 年に社名を Daedong Shipbuilding と変更。2001 年に STX Corporation に買収され、STX Shipbuilding Co Ltd となった後、2009 年に現在の STX Offshore & Shipbuilding Co. Ltd となった。LNG キャリア、大型コンテナ船、VLCC、オフショアなどを建造している。造船所は韓国の鎮海と釜山にある。鎮海では主に VLCC や LNG キャリアなどを建造し、釜山では LPG キャリア、プロダクトタンカー、特殊船を建造している。

(2) STX エンジン

STX エンジンは 1976 年に設立され、中速のエンジンを製造しており、韓国の国内市場シェア 70%を占める。エンジンの用途は軍需、船舶、機関車、発電などである。

(3) STX 重工

STX 重工は、エンジン、造船、セメント、環境、発電、鉄鋼、プロセスプラント、水処理など幅広い事業を行っている。造船とオフショアに関連しているのは、エンジン部門と造船部門で、これらの部門で大型ディーゼルエンジン、デッキハウス、鉄鋼構造物の建造、船殻のブロックなどを生産している。大型ディーゼルエンジン製造では、Man B&W と技術提携している。

(4) STX メタル

ディーゼルエンジンの中核部品と原材料の製造を行う。

(5) STX ヨーロッパ

STX グループは、2008 年に欧州の老舗造船所 Aker 造船を買収して名称を STX ヨーロッパに変更した。クルーズ船、フェリー、商船、オフショアプラント、特殊船を建造している。STX ヨーロッパは、フィンランド、フランス、ノルウェーに合計 6 つの造船所を持ち、さらに子会社の STX OSV ホールディングスを通じて 9 つの造船所（ノルウェー 5 ヶ所、ルーマニア 2 ヶ所、ブラジル 1 ヶ所、ベトナム 1 ヶ所）を持つ。STX OSV はシンガポールで上場しており、主にオフショア向け特殊船や LNG を動力としたフェリー、海軍や海上保安部向けの特殊線、特殊機能のついた破冰船、漁船などを建造している。

(6) STX 大連

中国の大連に設立した造船所。世界最大のドライドックが 5km の埠頭に建設されている。鉄鋼の加工工場も併設し、年間加工能力は 100 万トン。バラ積み船、カーキャリア、タンカーの建造と、原料の鋳造、鍛造、エンジンやエンジン部品、及び固定式及び浮体式のオフショア構造物の建造工場がある。

拡張計画

2010 年 5 月に、ブラジルの船舶海運分野の投資会社 PJMR Empreendimentos Ltda (PJMR) と合弁で、1 億米ドルを投じる新造船所をブラジルの Pernambuco に建造することで合意した。造船所の建設は 2011 年に開始し、2013 年に完成する予定だが、完成を待たずに一部のヤードで 2012 年から建造を開始する。建設コストの 75%は、ブラ

ジルの産業支援ファンドによるもので、残りの 25%は STX OSV が 50.5%出資し、PJMR が 49.5%を出資する。

ブラジル以外では、STX OSV は 5000 万米ドルを投じて、ルーマニアとベトナムの造船所の改良を行う。ルーマニアは船殻建造だけでなく、オフショアプラットフォームの建造にも従事できるようにする。またブラジルの造船所も大型船に対応できるように拡張する。

中国

2.3.7 CIMC ラッフルズオフショア

CIMC Raffles は、1977 年に Shandong Yantai 造船として設立された。その後 1994 年にシンガポールの Yantai Raffles Shipyard と合併で Yantai Putai 造船所を設立。さらに 2 年後の 1996 年には Yantai Taisun 造船所を設立した。Yantai Raffles 造船 という名称で、シンガポールに本社をおき中国の造船所で操業していたが、2008 年にコンテナ、トレーラー、タンク製造の China International Marine Container (Group) Ltd (CIMC) に買収され、名称が CIMC Raffles Offshore (Singapore) Limited となった。CIMC の主要株主は中国海運最大手で造船部門も持つ COSCO と、国営海運会社の China Merchant Marine Holdings である。

CIMC ラッフルズは、セミサブリグ、ジャッキアップリグ、支援船、パイプ敷設船など、オフショア石油ガス開発向けの船舶や構造物を製造している。また、設計から建造、コミッションングまでの幅広いサービスを提供している。現在、山東省の Yantai 地区に 3 つの造船所 (Yantai, Haiyang – 2008 年に買収, Longkou – 2009 年に買収) に持つ。

3 つの造船所に保有する設備は、30 万トンのドライドック、2 万トンの揚げ能力のガントリークレーンなどである。

表 2- 13 CIMC ラッフルズの設備

ドライドック	L 380m×W 120m ×D 14m
屋根つきドライドック	L 205m×W 45m×D 8.3m
大水深バース	L 530m×W 20m×D 18m
クレーン	20,000 トンクレーン
	1,900 トン Pedestal Crane
セミサブ進水バース	2 万トン揚げ能力の 2 本の進水バース Defu 1 (60m×35m×8m) Defu 2 (111m×67m×8m) .
ジャッキアップレグ建造ヤード	

出所：CIMC Raffles ウェブサイトより作成



写真：セミサブ進水バース



写真：ドライドック

現在、CIMC ラッフルズは、セミサブリグプラットフォームの建造ヤードとしては世界第3位（受注残ベース）である。

2.3.8 COSCO 造船グループ

中国有数の造船所グループで、大手海運 COSCO グループの傘下。1988年に Nantong Zhong Yuan Shipyard として設立された。2001年に組織改革され、COSCO Shipyard と名前を変えた。大連（遼寧省）、南通（江蘇省）、舟山（浙江省）、広東省、上海、連雲港（江蘇省）に造船所を持つ。グループ全体の造船所総面積は 425 万平方メートル。新造船、船舶修繕、改造、またシンガポールのセムコープマリンからの技術提供を受け、FPSO や半潜水式海洋構造物などの改造や修繕も行っている。

表 2- 14 COSCO Shipyard Group の造船所一覧

COSCO 大連造船	浮きドック×2 (180,000 dwt and 300,000 dwt) ドライドック×1 (80,000 dwt) 埠頭×14 (total 3.7 km) ワークショップ×10 (total 143,418 sq m) 船台×2 (265m×114m and 269m×100m) 建造能力 560,000 dwt
COSCO 連雲港造船	浮きドック×1 (80,000 dwt) 埠頭×3 (total 660 m) ワークショップ×4 (total 22,809 sq m) 建造能力 80,000 dwt
COSCO 南通造船	浮きドック×2 (80,000 dwt and 150,000 dwt) 埠頭×4 (total 968 km) ワークショップ×11 (total 33,419 sq m) 船台×1 (214m×35m) 建造能力 230,000 dwt

COSCO 鳥東造船	ドライドック×1 (200,000 dwt) 埠頭×1 (total 400 m) 船台×1 (350m×110m) 建造能力 200,000 dwt
COSCO 上海造船	浮きドック×1 (35,000 dwt) 埠頭×2 (total 280 m) ワークショップ×11 (total 4,759 sq m) 建造能力 35,000 dwt
COSCO 船山造船	ドライドック×3 (80,000 dwt, 230,000 dwt and 400,000 dwt) 埠頭×7 (total 1,742 m) ワークショップ×13 (total 253,664 sqm) 船台×2 (250m×45m and 250m×45m) 建造能力 710,000 dwt
COSCO 広東造船	浮きドック×2 (80,000 dwt and 150,000 dwt) 埠頭×6 (total 1,195m) ワークショップ×9 (total 38,454 sq m) 船台×2 (125.7m×35m, 435m×40m and 435m×40m) 建造能力 230,000 dwt

出所：COSCO 造船ウェブサイト

このうち、大連、南通、広東、船山、連雲港の造船所には、シンガポールのオフショア
リグ、プラットフォーム大手のセムコープマリンが出資しており、FPSO、オフショアプ
ラットフォームなど石油ガス開発向け船舶／海洋構造物の建造も行っている。また、
COSCO 鳥東造船は後述するように、2011 年完成予定だが、オフショアプラットフォーム
の建造も行う計画である。

拡張計画

COSCO 造船は、2008 年、江蘇省鳥東市投資会社と合弁で、船舶修繕、改造、オフシ
ョアプラットフォーム建造の合弁会社、COSCO 鳥東造船を設立することで合意した。新
造船所は 2011 年に完成する予定である。

2.3.9 中国船舶重工集团公司 (CSIC)

中国船舶重工集团公司 (China Shipbuilding Industry Corporation) は 1999 年に設
立された国営造船所で、中国最大規模の造船・修繕グループ。46 の事業子会社、28 の研
究開発機関を傘下に持つ。総従業員数は 14 万人、傘下には造船所、ディーゼルエンジ
ンメーカーが含まれる。傘下の主な造船所としては、

- ・大連船舶重工業集团有限公司 (Dalian Shipbuilding Industry Co., Ltd) 、
- ・渤海船舶重工業集团有限责任公司 (Bohai Shipbuilding Heavy Industry Co., Ltd) 、
- ・武昌船舶重工業集团有限责任公司 (Wuchang Shipbuilding Industry Co., Ltd) 、

・山海关船舶重工有限責任公司 (Shanhaiguan Shipbuilding Industry Co., Ltd) 、
・青島北海船舶重工有限責任公司 (Qingdao Beihai Shipbuilding Heavy Industry Co., Ltd.)
がある。

(1) 大連船舶重工業集団有限公司

大連船舶重工業は、国内最大規模の造船所で、現在は 2 つの建造ヤード、工場、及びオフショア構造物の建造ヤードも準備中であり、総面積は 340 万平方メートル、総従業員は 15,000 人である。VLCC、大型ケミカルタンカー、大型コンテナ船、大型 Ro-Ro 船、FPSO、セミサブリグ、ジャッキアップリグなどの建造能力を持つ。

(2) 渤海船舶重工業集団責任有限公司

1954 年に設立された造船所で、総面積は 360 万平方メートル、総従業員数は 10,000 人。40 万 DWT までの船舶の建造が可能で、年間建造能力は 200 万 DWT に上る。

(3) 武昌船舶重工業集団有限責任公司

1934 年に設立された造船所。軍艦、商船から海洋構造物まで手がける。子会社に、2006 年に設立した青島武昌重工業がある。青島武昌重工業では、リグやオフショア構造物の船殻を建造している。また、同社はオフショアエンジニアリング大手の McDermott と合弁で、Qingdao McDermott Wuchuan Offshore Engineering Company Ltd を設立した。

(4) 山海关船舶重工有限責任公司

1972 年に設立された造船所で、総面積は 216 万平方メートル (136 万平方メートルが陸地で 80 万平方メートルが海上) 主な事業は船舶修繕、造船、改造、船用部品製造で、これまでにタンカー、リグ、バルク船、貨物船、Ro-Ro 船、コンテナ船、冷蔵船、鉄鉱石運搬船、浮きクレーン、救助船、支援船、ケミカルタンカー、特殊船、オフショア構造物などを建造してきた。新たな 73 万 5,000 平方メートルの造船所を建築中。新造船所は 430m×96m×13m のドライドックを備え、埠頭長さは 882.5 メートル、600 トンのガントリークレーン 2 基、32 トン、25 トンのクレーンを備える。



図 2- 14 山海关船舶重工有限責任公司の新造船所

出所：山海关船舶重工有限責任公司ウェブサイト

(5) 青島北海船舶重工有限責任公司

1898 年に設立された古い造船所で、造船、修繕、改造、オフショア構造物の建造と修理、GRP ボートの設計と建造などを手がけている。総面積は 330 ヘクタールで、2 つのドライドック（50 万 DWT と 30 万 DWT）、2 つの修繕用ドライドック（30 万 DWT と 15 万 DWT）、及び浮きドック 1 つ（10 万 DWT）を備える。

2009 年に海西湾に新たな修繕ヤードを開設した。18 万トンのバルク船に対応可能。

拡張計画

傘下の武昌船舶重工業集団有限責任公司在 offshore エンジニアリング大手の McDermott と合弁で、Qingdao McDermott Wuchuan Offshore Engineering Company Ltd を設立。オフショア構造物のトップサイドを建造する。

2.3.10 中国船舶工業集团公司（CSSC）

中国船舶工業集团公司（China State Shipbuilding Corporation）は 1999 年に設立された国営企業で、傘下には造船所、修繕ヤード、研究設計機関、船用機械メーカーなど約 60 社を抱える。このうち造船子会社は 14 社あり、軍艦から LNG キャリア、VLCC、ケミカルタンカー、Ro-Ro 船、大型コンテナ船、LPG キャリア、オフショア石油ガス開発向けの海洋構造物など様々な造船/海洋構造物を建造している。海洋構造物を建造している子会社は主に、上海外高橋造船有限公司（Shanghai Waigaoqiao Shipbuilding Co., Ltd）、上海船厂船舶有限公司（Shanghai Shipyard Co., Ltd）で、また建造中の広州の Longxue Shipbuilding Base でも、造船、修繕と共に海洋構造物の建造も行う予定である。

(1) 上海外高橋造船有限公司 (Shanghai Waigaoqiao Shipbuilding Co., Ltd)

1999年に設立された造船所で、総面積は500万平方メートル。年間700万DWTを建造する。FPSOやセミサブリグなどの海洋構造物も手がける。オフショア部門の雇用人数は250人。

子会社に上海江南長興造船有限責任公司 (Shanghai Jiangnan-Changxing Shipbuilding Company Limited)、上海外高橋造船海洋工程有限公司 (Shanghai Waigaoqiao Shipbuilding & Offshore Co Ltd)、上海欣業船舶海洋工程设计有限公司 (Shanghai Xin Ye Marine Design Co Ltd)がある。上海外高橋造船海洋工程有限公司はオフショア構造物に特化した設備で、現在建設中。総面積100万平方メートル。完成時には、年間2基のセミサブリグ、2基のジャッキアップリグ、1000のブロック、宿泊モジュール50個の建造が可能なヤードとなる。2002年に設立された上海外高橋造船海洋工程有限公司は、貨物船やVLCCなどの船舶から、セミサブリグやFPSO、掘削プラットフォームなどのオフショア海洋物の設計を行う。

(2) 上海船厂船舶有限公司 (Shanghai Shipyard Co., Ltd)

1962年に設立された。10万トンまでの船台、8万トン、3万5,000トンの浮きドックそれぞれ1つ、修繕用の浮きドック2つ(10万トン、4万トン)を持つ。造船、修繕、海洋構造物の建造を行う。

拡張計画

前述のとおり、上海外高橋造船有限公司がオフショア構造物に特化したヤードを設立中である。また、広州にもLongxue Shipbuilding Baseを設立中である。こちらは造船、修繕、オフショア構造物の建造など幅広い業務を行う。総面積は510万平方メートルで、商船建造地区、修繕地区、特殊船建造地区、海洋エンジニアリング地区の4つに分けられる。このうち海洋エンジニアリング地区は50万平方メートルを占め、南中国では最大の海洋エンジニアリングヤードとなる。

欧米

2.3.11 Technip

石油ガス業界向けのエンジニアリング、技術、プロジェクトマネジメント会社の大手。パリに上場。世界の48カ国で操業し、23,000人を雇用している。2009年の売り上げは65億ユーロ、営業収益は6億7,700ユーロに上る。海中エンジニアリング、オフショアエンジニアリング、陸上(オンショア)エンジニアリングの3つの事業で、Technipグループの売り上げの97%を占める。海中エンジニアリング部門では水深3000メートル以上の水圧、温度環境で作動できる機器の開発を行っている。オフショア部門では、オフショアプラットフォームの設置時間短縮技術、新たなプラットフォームモデルなどを開発している。石油ガス開発産業向けに、エンジニアリング、調達、建設、プロジェクトマネジメントまでの一連のサービスを提供、また、オフショア開発では、ジャケットなどの固定式プラットフォーム、FPSO、トップサイドの建造も行っている。オフショア生産プ

ラットフォームの SPAR などの技術では特許も有している。特に、メキシコ湾で稼働している SPAR15 基のうち 12 基は Technip が設置したもので、13 基目を建造中である。

Technip の最新の SPAR や TLP などのトップサイドの建造の中心となっているのはフィンランドの Pori の建造ヤードである。そのほか、フレキシブルパイプやアンビリカルの建造工場をブラジル、フランス、ナイジェリア、英国、米国の 5 ヶ所に持つ。さらに 2010 年 11 月には、マレーシア国営石油会社ペトロナス子会社の MISC との合弁で新たなフレキシブルパイプの生産拠点を開設した。Technip の生産拠点の立地は以下の表・地図のとおり。

表 2- 15 Technip の建造ヤード/生産拠点

建造ヤード	国	敷地面積
Pori	フィンランド	50 万平方メートル
Vitoria	ブラジル	50 万平方メートル
Le Trait	フランス	16 万平方メートル
Rumuolumeni	ナイジェリア	16 万平方メートル
Newcastle	英国	NA
Panama City	米国	NA
Tanjung Langsat	マレーシア	NA

出所：Infield、及び Technip ウェブサイトより作成

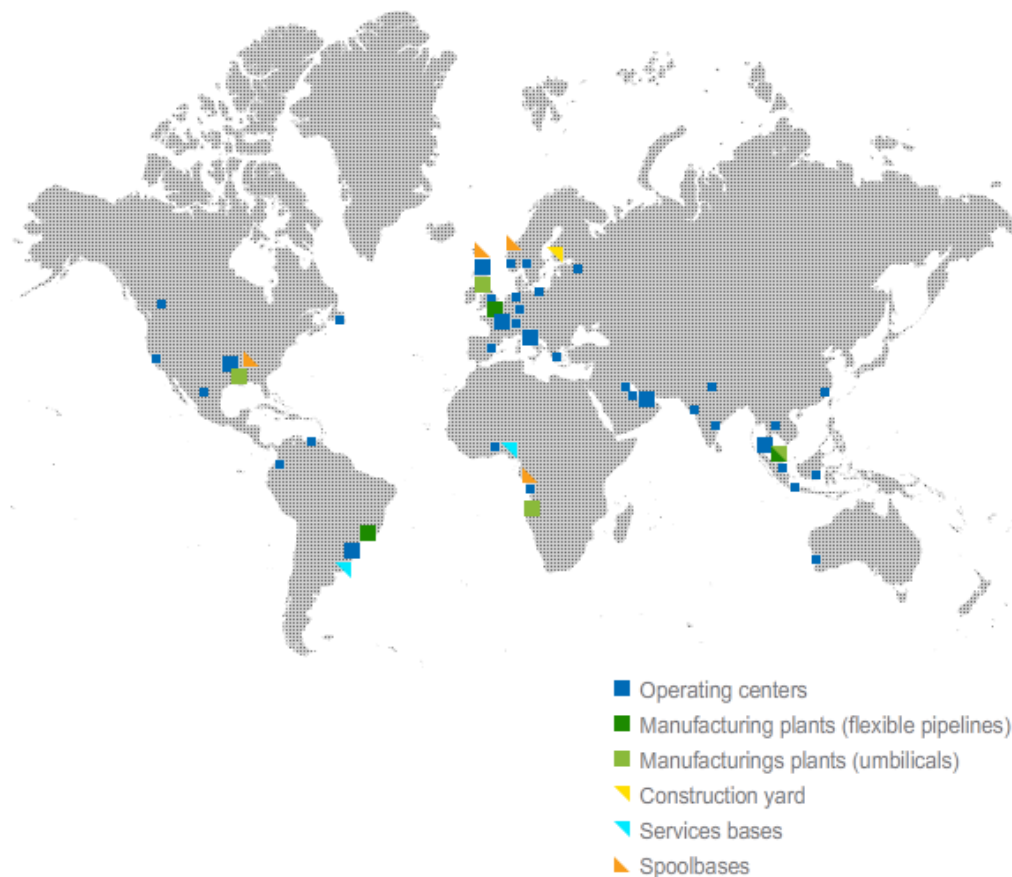


図 2- 15 Technip の拠点

出所：Technip ウェブサイト

拡張計画

前述のように、2010年11月、Technipはマレーシアにフレキシブルパイプ工場を開設した。さらに、2011年1月にはブラジルのAngra dos Reisでフレキシブルパイプの生産拠点を設立することを発表した。建設は2011年に開始し、総投資額は3000万ユーロに達する見込み。

2.3.12 McDermott

石油ガス、電力、など幅広い分野を手がける総合エンジニアリング会社。オフショア石油ガス産業向けの建造は、子会社のJ. Ray McDermottが行う。オフショア生産設備の設計、エンジニアリング、建造、設置、海底パイプライン、海中エンジニアリングシステムなど、オフショア石油ガス開発の幅広い分野で事業を行っている。従業員数は総勢16,000人。パイプ敷設船も持ち、海底パイプラインや海中エンジニアリング機器、海上設備の設置なども行う。

McDermottの建造ヤードは北米、アジア、中東、カスピ海に、建造中のものも併せて合計7カ所ある。

表 2- 16 McDermott 建造ヤード

ヤード名	場所	面積 (エーカー)	最大 ジャケット (トン)	最大 デッキ (トン)
Batam	Batam Lisland Indonesia	200+	17,000	18,000
Jebel Ali	Dubai, UAE	150	6,000	16'000
Morgan City	Morgan City, LA	300+	26,000	25,000
Altamira ¹	Tampico, Mexico	100	N/A	N/A
Baku ²	Baku, Azerbaijan	-	-	16,000
Baitono ³	Tub-Karagansky Bay, Kazakhstan	49	N/A	N/A
Qungdao	JV FPSO Facility at Qingdao, China -plans to establish a new 111-acre fabrication facility			

註：

¹ 最初のプロジェクトを 2008 年第 1 市半期に開始

² アゼルバイジャン国営石油会社 SOCAR の設備の一部を利用

³ 2008 年第 3 四半期に設備を設立

出所：2008 年 10 月、McDermott Caspian Contractors Inc.

拡張計画

現在建設中は、カザフスタンに建造ヤード、中国の FPSO の合弁会社がある³⁸。カザフスタンでは 2008 年に国営ガス会社 JSC NC KazMunaiGas の子会社 TenizService LLP と、建造ヤードを建設、運営することで基本合意した。ヤードは、TenizService LLP が埋め立てる 20 ヘクタールの土地に建設される³⁹。McDermott はエンジニアリング、建設、建造設備を提供し、ヤード設備を調達、カザフ人を雇用、育成する。建造ヤードの名称は Bautino ヤード⁴⁰。2011 年に完成予定である⁴¹。

中国では 2008 年 6 月に、中国国営の中国船舶重工集团公司 (CSIC) と合弁で、Qingdao McDermott Wuchuan Offshore Engineering Company Ltd を設立することで合意した。青島の 111 エーカーの土地に建設する。McDermott と CSIC 傘下の武昌船舶重工集団有限責任会社が折半出資する。McDermott Wuchuan Offshore Engineering は、CSIC グループの青島武昌重工や渤海船舶の隣接地に立地する。オフ

³⁸ McDermott Annual Report 2009

³⁹ Kazinform National Company 2008 年 9 月 10 日

⁴⁰ Offshore Technology Magazine 2008 年 9 月 10 日

⁴¹ McDermott Caspian Contractors 資料 2009 年 10 月

ショア生産プラットフォームのトップサイドの建造や、船殻とトップサイド及びその他の機器の組み立てを行う。⁴²

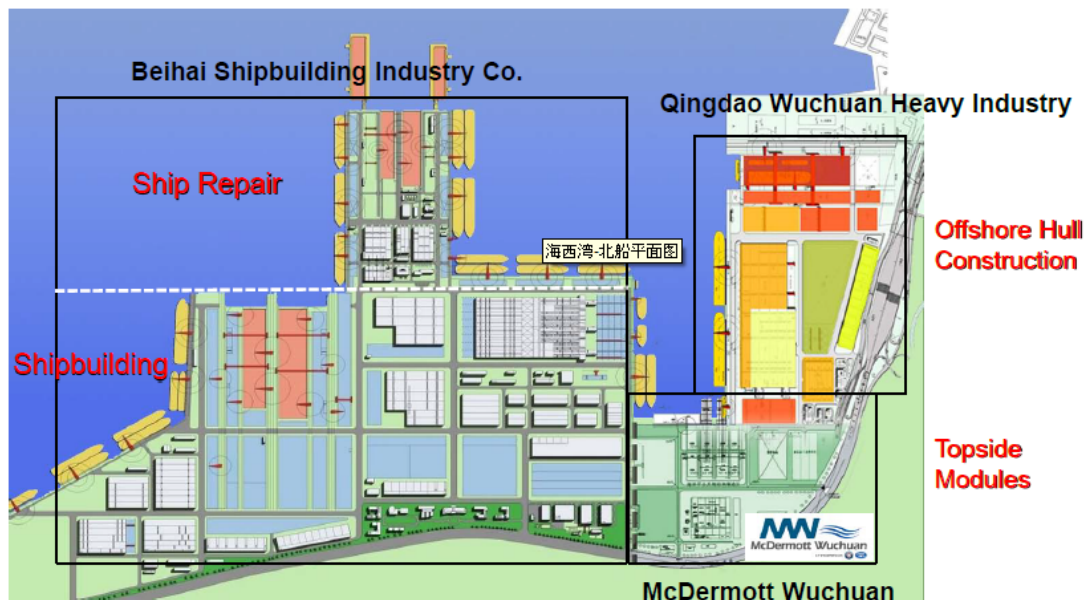


図 2-16 McDermott Wuchuan Offshore Engineering の立地場所

出所：2010年10月 McDermott International 資料

2.3.13 Kellogg Brown & Root

Kellogg Brown & Root はテキサスに本社を置き、世界で4万人を雇用するエンジニアリング大手。石油ガスの上流、下流分野でのインフラ、鉱業、発電、防衛など幅広い分野で事業を行う。石油ガス産業向けに固定式プラットフォーム、浮体式システム、LNG システム、構造物建造のプロジェクトマネジメント、エンジニアリングサービスを提供している。耐台風、地震設計にも強い。メキシコ湾、米国西海岸、トリニダード、サハリンなどのプロジェクトで実績がある。

主なオフショア関連の子会社は以下のとおり。

(1) Energo Engineering

石油ガス産業向けに固定式プラットフォーム、浮体式システム、LNG システム、構造物建造のプロジェクトマネジメント、エンジニアリングサービスを提供している。耐台風、地震設計にも強い。メキシコ湾、米国西海岸、トリニダード、サハリンなどのプロジェクトで実績がある。

(2) Granherne

Graheme は1984年に設立されたエンジニアリング会社で、陸上、オフショア、大水深の石油ガス開発向けに初期フェーズエンジニアリングのコンサルティングサービスを行う。

⁴² Rigzone 2008年6月17日

(3) GVA

GVA はスウェーデンに本社をおく。1970 年代に設立され、当初は造船所を所有し、GVA 型セミサブを開発、建造していた。造船所は 1989 年に閉鎖され、設計・コンサルティング会社として存続している。20 カ国で 100 以上のプロジェクトに従事した経験を持ち、セミサブ、その他の浮体式生産設備などを設計する。

2.3.14 Gulf Island Fabrication

Gulf Island Fabrication は石油ガス開発、海洋産業向けの特種な鉄鋼構造物や船舶を建造している。NSDAQ 上場企業。ルイジアナ州に 2 カ所、テキサス州 4 カ所の建造ヤードを持つ。

表 2- 17 Gulf Island Fabricatoin の造船所の総面積

	ルイジアナ	テキサス	合計
総面積 (エーカー)	630	372	1002
開発面積 (エーカー)	283	372	655
屋根付工場 (平方フィート)	406,000	333,000	739,000

出所：Gulf Island Fabrication ウェブサイト

拡張計画

2,700 万米ドルを投じて、造船所を拡張中。

2.3.15 Bergen Yard

ベルゲングループはノルウェーのベルゲンに本社を置く。BMV, Kimek, Halsnøy 及び Hanøytangen の 4 つの造船所から成っていたベルゲンヤードホールディングスが 19 社のオフショア海洋関連企業を買収、再編して、ベルゲングループとなった。2008 年にはオスロ株式市場に上場。従業員数は 1,900 人。造船所としての歴史は 100 年以上に上る。

現在は、造船部門、海洋サービス部門、オフショア部門、技術部門の 4 つに分かれている。造船部門の子会社は、次の 3 つである。

表 2- 18 ベルゲングループの造船・オフショア子会社

造船部門	
Bergen Group Fosen	ノルウェイ。1918 年に設立。オフショア、地質調査、Ro-Ro 船、クルーズ船などの新造船、改造、修繕を行う。
Bergen Group BMV AS	ノルウェイ。Bergen Mekaniske Verksted の社名で 2002 年に設立された。地質調査船、その他の特殊船などをオフショア石油ガス開発産業向けに建造している。
Bergen Group Shipdesign AS	ノルウェイ。2009 年に設立された船舶設計会社。Bergen グループの 2 つの造船所と協力して、船舶の設計から試運転まで行う。

オフショア部門	
Bergen Group Rosenberg AS	ノルウェイ。オフショア構造物の建造、EPCIC（エンジニアリング、調達、建造、据付、試運転）プロジェクトに従事する。
Bergen Group Hanøytangen AS	ノルウェイ。世界でも有数の大型ドライドックを備え（125m×125m×17m）、大型のオフショアプロジェクト向けに、リグや船舶の修繕を行う。
Bergen Group Kimek Offshore AS	ノルウェイ。2000年設立。石油ガス産業、特に北極に近いバレント海のプロジェクト（修繕など）を扱う。

出所：ベルゲングループウェブサイト、報道などより作成

拡張計画

オフショア部門の子会社、Bergen Group Hanøytangen AS（ノルウェー）に1億5,000万NOKを投じ、欧州で最も優れたオフショアプラットフォームの修繕、改造センターにする計画である。Bergen Hanoytangen はこれにより、より大型のリグやモバイルユニット、浮体式プラットフォーム、ROV、潜水船、建設船の修繕ができるようになる。新たな水深20メートルの埠頭の建設が2008年9月に開始した。2009年6月の報道によると、向こう2年間で埠頭をもう1カ所建設する計画もある。この改良工事には3年から5年を要する予定。⁴³

2.3.16 Heerema

Heerema グループは、オフショア石油ガスプロジェクト向きに各種施設を設計、建造、輸送、設置などを行う。本社はスイスのジェノバとオランダのハーグにある。60年以上にわたり、北海、メキシコ湾、西アフリカ、アジア、ブラジルで石油ガス会社にサービスを提供してきた。

Heerema Group は、オフショア設備の輸送、設置、撤去を行う Heerema Marine Contractors と、オフショア設備を建造する Heerema Fabrication Group に分かれる。建造ヤード・工場はオランダ、英国、ポーランドにあり、従業員は1000人。2009年にポーランドに建造工場を稼働させており、現在のところ拡張の情報はない。

表 2- 19 Heerema グループの建造ヤード

ヤード名	国	概要
Heerema Zwijndrecht B.V	オランダ	面積 14 万 5,000 平方メートル。2 つの大きな組み立て工場、配管工場、屋根付の吹きつけ、塗装工場がある。オフショア開発向けのプラットフォーム、ジャケット、モジュールを建造。

⁴³ 2009年6月1日 Oil and Gas Field

ヤード名	国	概要
Heerema Vlissingen B.V.	オランダ	面積 20 万平方メートル。組み立て工場、配管工場、屋根付の吹きつけ、塗装工場がある。オフショア石油ガス産業の生産設備向けの鉄鋼構造物の設計、建造、設置、試運転などを行う。
Heerema Hartlepool Ltd	英国	面積 97,000 平方メートル。2 つの組み立て工場、屋根付の吹きつけ、塗装工場がある。トップサイド、掘削設備、デッキ、モジュール、FPSO の生産設備、ジャケット、海底マニフォールドなどを建造。
HFG Polska SP.z o.o	ポーランド	面積 6,775 平方メートル。小型の配管、鉄鋼構造物など建造。2009 年に稼動した。

出所：Heerema ウェブサイトより作成

2.3.17 OSX Brazil

OSX ブラジルはブラジルの投資会社 EBX グループが 2009 年に設立した会社で、ブラジル証券取引所に二部上場している。

OSX ブラジルには造船部門、リース部門、サービス部門がある。造船部門は、リオデジャネイロ近郊の Acu に造船所を建設中である。生産プラットフォーム、掘削リグ、その他船舶の造船、組み立てなどを行う計画で 2012 年に稼動予定。2011 年 2 月に、環境庁から暫定ライセンスを取得したところである。現代重工から技術供与を受けており、現代重工が造船所の建設、開発、オペレーション、人材育成などでノウハウを提供する。現代重工は OSX ブラジルの株主にもなっている。

Acu 造船所では年間 18 万トンの建造能力の工場、さらに将来的には年間 22 万トンの鉄鋼を加工できる工場も増設する計画。敷地は十分あり、ニーズによっては年間 46 万トンまで拡張することも可能である。

OSX グループではリオデジャネイロの南の Biguacu にも建造ヤードをつくることを検討中である。



図 2- 145 OSX ブラジルの建設中/検討中造船所の立地

出所：OSX ウェブサイト

2.4 エンジニアリング会社、海洋構造物設計会社

オフショア石油ガス開発プロジェクトを実行するにはさまざまなエンジニアリングが必要となる。また、海洋構造物の設計を行う会社がある。エンジニアリングや設計を行う会社の中には設計専門のところ、両方を行うところ、エンジニアリングのみの会社などさまざまあるが、その多くは欧米系企業である。主なエンジニアリング・設計会社の概要は別添 6 主なエンジニアリング・設計会社の概要のとおり。企業によってはエンジニアリングのみ、設計のみ、あるいはその両方に携わっている場合もあるようで、エンジニアリング会社と海洋構造物設計会社の明確な分類は現在のところ調査しきれていない。

2.5 海洋における石油及び天然ガス開発に係る海洋構造物及び支援船建造技術

2.5.1 海洋石油掘削概説

海洋における掘削リグは着底式と浮遊式に大別される。生産システムとは異なり、いずれもある地点で一定期間掘削した後、別の掘削現場へ移動することから、英語では MODU (Mobile Offshore Drilling Unit) と呼称されている。ジャッキアップリグとサブマージブルリグは着底式で、セミサブリグとドリルシップ (船型リグ) は浮遊式である。着底式掘削リグは、比較的浅い海域に用いられる。ジャッキアップ式掘削リグの最大稼動水深は、190m と言われている。ジャッキアップ式は、一般に 3 脚のレグでハルを支える構造となっていることから、120m 以深で稼動可能なリグは少ない。下図に示したサブマージブル式掘削リグは浅海域用であり、水深が数 m 程度の海域で利用される。⁴⁴

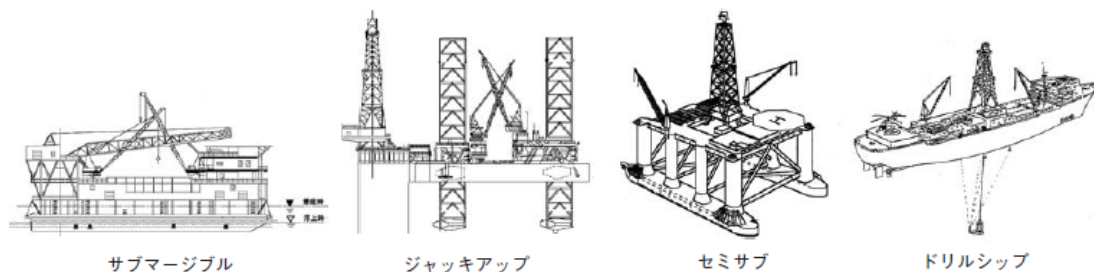


図1: 各種掘削リグ

図 2 - 1 6 石油掘削リグ

出所: 「海洋石油開発の動向について」平成 17 年度海洋研究開発機構研究報告会 JAMSTEC2006

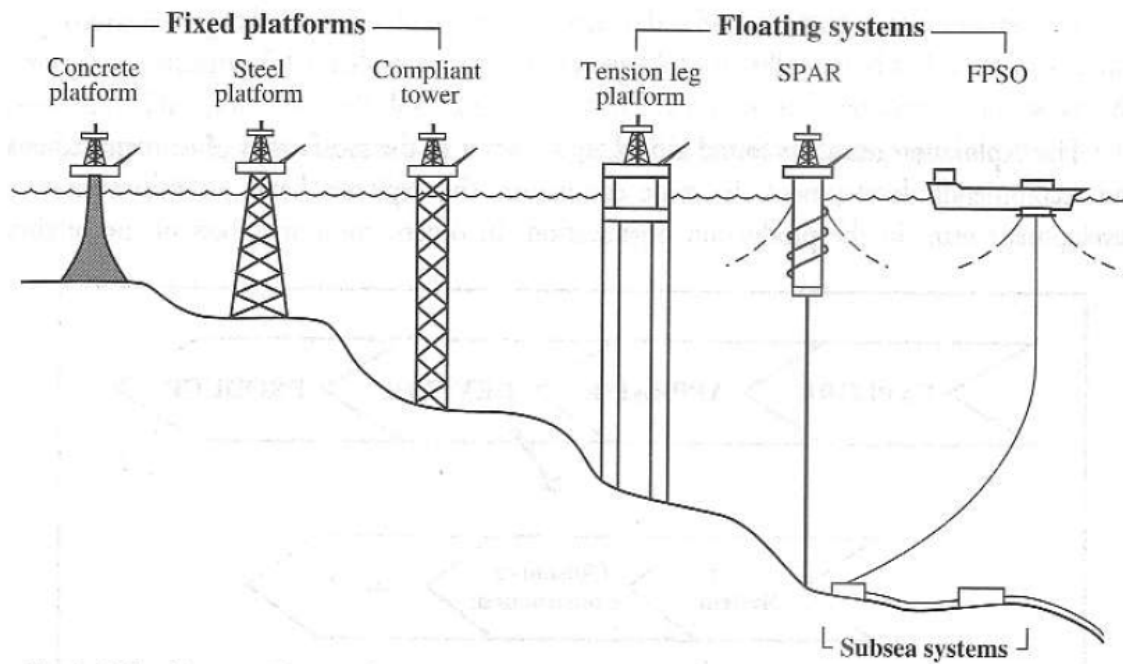
⁴⁴海洋石油開発の動向について

平成 17 年度海洋研究開発機構研究報告会 JAMSTEC2006

2.5.2 海洋石油開発・生産概説⁴⁵

海底設置型のシステムは大水深開発は適せず、大水深開発に適用されてきたシステムは、ほとんどが浮遊式である。FPS⁴⁶や FPSO および SPAR⁴⁷などの浮遊式生産システムの係留には、ワイヤロープ、チェーン、ポリエステルロープなどが用いられる。材料費が安く、設置が容易で、水深が増加しても構造物のコストはほとんど変わらず、係留索鎖のコスト増加も小さい。

図 2-17 オフショア石油ガスの開発システムのオプション



出所 : Deepwater Petroleum Exploration and Production, PennWell Corporation, 2003

上記図の TLP, TLP, FPSO, Spars についての説明は、別添の” Deepwater Petroleum Exploration and Production”⁴⁸からの抜粋参照のこと。

⁴⁵特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 水深 2,000m を超えた生産井一油・ガス田開発の進歩 (JOGMEC 2006 年)。

⁴⁶ Floating Production System (半潜水型浮遊生産システム) セミサブを用いた浮遊式生産システム

⁴⁷ 直立円筒型海洋石油ガス生産システム。動揺が小さく、掘削、ワークオーバーリグを搭載できる。

⁴⁸ Deepwater Petroleum Exploration & Production – Non-technical guide, PennWell Corporation, 2003

2.5.3 大水深開発技術の動向⁴⁹

1) 探査技術

3D 探査法の発達により、試掘成功率が 2D の 20%程度に対し 30-50%に向上。最大では 70-90%とも。3D のデータの精度と情報量の工場は、探査船の測位技術の向上、ストリーマー曳航能力の向上、コンピューターの情報処理能力の向上によって可能となった。

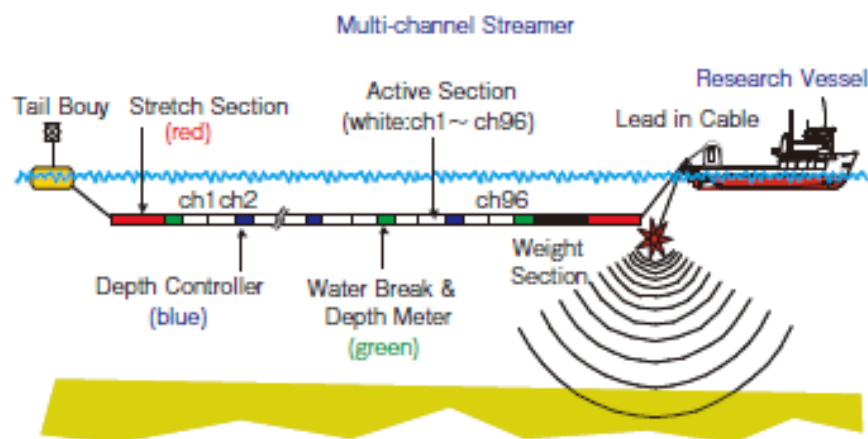


図 2-18 3次元探査法

2) 掘削技術

代表的な革新は、水平掘削（horizontal drilling）と大偏距掘削（Extended Reach Drilling）。水平坑井により生産性と回収率がアップ。垂直坑井分程度にまで減少できる例もあり、油層が薄く埋蔵量が小さい油田の開発も可能となった。水平坑井は、垂直坑井に比べて油層内での接触面積が大きいいため、1坑井当たりの生産性は垂直坑井の 20 倍程度といわれている。

大偏距掘削は、一つの場所から大偏距掘削は、一つの場所から広い範囲の油層に到達することを可能にし、生産処理用のプラットフォームの数を減らし、隣接フィールドの開発を可能にした。

⁴⁹ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩（JOGMEC 2006 年）。

原文は <http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report.pl?area=%E3%82%B0%E3%83%AD%E3%83%BC%E3%83%90%E3%83%AB&baitai=2&field=&freeword=%E3%82%A2%E3%83%8A%E3%83%AA%E3%82%B7%E3%82%B9&frommonth=&fromyear=&tomonth=&toyear=&page=2&sort=field&sortidx=0> よりダウンロード可能。

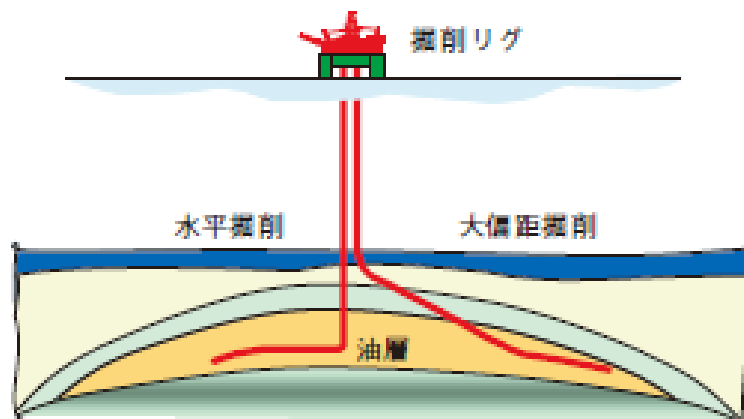


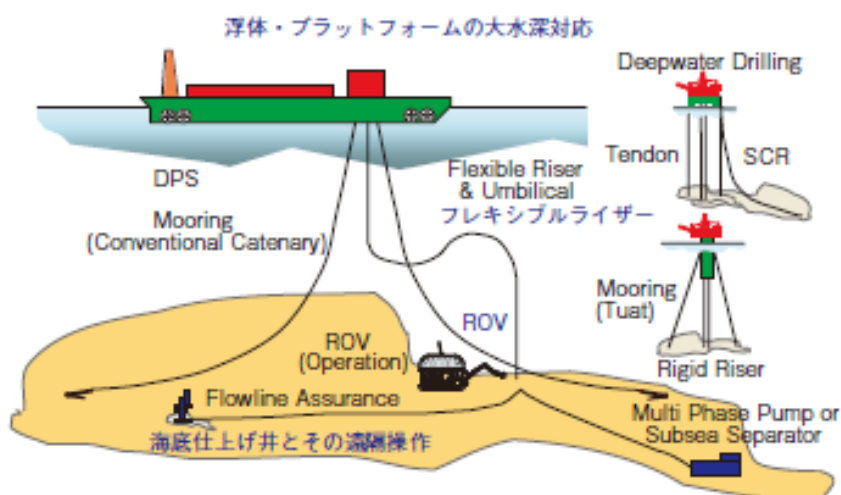
図 2-19 水平掘削と大偏距掘削

また、MWD (Measurement While Drilling) の小型化と検知能力の向上により、ビットの制御が向上した。掘削方向を自由に変えて正確な掘削が可能となり、薄い油層から効率的に生産できるようになった。

3) 開発技術

開発技術の要は、石油やガスを生産するプラットフォームの大水深対応、フレキシブルライザーおよび海底仕上げ井とその遠隔操作、さらに海中作業用の ROV (Remotely Operated Vehicle) 等で大水深ではこれらの曳航・輸送・設置工事は重要な技術である。

図 2-20 大水深開発に必要な技術



出所：特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩 (JOGMEC 2006 年)

今後の動向

3000m を超えた深海に石油ガスがあると考える人は少なく、フロンティアとされてきた極地、寒冷地の開発が注目される。

2.5.4 大水深開発技術の技術課題⁵⁰

JOGMEC の資料「深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服」には、大水深開発の技術課題としては次が挙げられる

- 地層圧力と地層破壊圧力の関係
 - 地層温度および海水温度の影響
 - 大水深の浅部地層の特徴
 - 水深そのものの影響
 - リモートエリアであること
 - 掘削コストへの影響
- (詳細は原文⁵¹参照)

これらの課題に対してなされている技術開発については以下のとおり。

- MPD (managed pressure drilling)
- ケーシング計画 →ライザーレス掘削⁵²、Logging While Drilling, Pressure While Drilling などが関連

⁵⁰ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。JOGMEC 2006 年 9 月

原文は <http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report.pl?area=%E3%82%B0%E3%83%AD%E3%83%BC%E3%83%90%E3%83%AB&baitai=2&field=&freeword=%E3%82%A2%E3%83%8A%E3%83%AA%E3%82%B7%E3%82%B9&frommonth=&fromyear=&tomonth=&toyear=&page=2&sort=field&sortidx=0> よりダウンロード可能。

⁵¹ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。

⁵²ライザーレス掘削は、二重比重（デュアルグラディエント）掘削システムに対して提案された最初のコンセプトで、海底上部の海水による水頭圧と坑内のアニュラス圧力を等しく制御するため、海底にマッドリフトポンプを使用するものである。これは裸坑部のオーバーバランスを維持するため、海底下には比重を高めた泥水を使う。

<http://www.weblio.jp/content/%E3%83%A9%E3%82%A4%E3%82%B6%E3%83%BC%E3%83%AC%E3%82%B9%E6%8E%98%E5%89%8A>

- ジオハザード (geo-hazard) 対策 → シャローガス、シャローウォーターフロー、天然メタンハイドレート層などの浅部トラブル層を避ける。検地できない、避けられない場合の対策
 - パイロットホールの掘削
 - LWD/PWD ツールを用いたトラブル層の検知
 - ライザーレス掘削での加重泥水の使用
 - 特別な設計の海底坑口装置 (異常高压層や出水層中でのケーシングセメンチング)
- サブシー機器
 - サブシーウェルヘッドシステム⁵³
 - サブシーBOP スタック⁵⁴
 - ライザーパイプ⁵⁵
 - ライザーテンショナ⁵⁶
 - サブシーBOP コントロールシステム⁵⁷
 - ROV⁵⁸
- 掘削リグ上の掘削機器
 - 大型化・大容量化／機械化・自動化に集約
- 掘削リグの位置保持
 - ダイナミックポジショニングシステム (DPS) が主流だが、アンカー係留も有効なオプション

⁵³ 通常の坑口装置とは、坑井の地上部分をコントロールするために、ケーシング頭部に取り付けられる装置をいう。坑口装置は、図に示されるように、ケーシング・ヘッド、ケーシング・スプール、チュービング・スプール、クリスマス・ツリーなどから構成されている。最近、水深の大きな海域でドリル・シップやセミサブマーシブル・リグを使用して海洋掘削を行う場合は、坑口装置を海底面に設置する。海底坑口装置 (subsea wellhead assembly) と呼ばれている。

⁵⁴ 浮遊式掘削リグ (セミサブ型掘削リグやドリルシップ) では、数種類の BOP (防噴装置) を組み合わせて一体化させた形でサブシーウェルヘッドの真上に接続する。この一体化させた BOP 軍をサブシーBOP スタックという。

⁵⁵ サブシーBOP スタックから掘削リグまで連結されている大径のパイプをさす。

⁵⁶ ライザーパイプの自重、ライザーパイプ内の泥水の重量、潮流などによる外力に見合った上向き力でライザーパイプを吊り上げる機器

⁵⁷ サブシーBOP スタックを制御するための装置。電気信号や流体圧力を介して BOP 及び各種バルブ BOP の種類の 1 つで 9-5/8 “または 13-3/8” サイズのケーシングパイプを切断できるように開発された特殊なものの。一般的なシアラム BOP はドリルパイプの切断に限定される

⁵⁸ Remotely Operated Vehicle = 船上・陸上から遠隔操作される 水中ロボット

- 安全管理、環境保全
 対策：ハードウェアに長い冗長性を持たせる、危険作業から人間を遠ざける（ドリルフロアのパイプハンドリングの機械化、自動化）、体系的なリスク管理
- 作業時間短縮に関する技術
 直接の大水深掘削技術とは限らないが作業時間の短縮を目指す技術としては、次のものがある。
 - デュアルアクティビティ（dual activity）
 - ウェルヘッド関連ツール
 - 生産試験・坑井仕上げ関連技術：
 （詳細は原文⁵⁹参照）

これらの技術課題について、JOGMEC 以外の関連資料は次のとおり。

Managed Pressure Drilling に関する資料

- 掘削技術の進歩：Managed Pressure Drilling（MPD）（JOGMEC）⁶⁰
- Managed Pressure Drilling – A new way of looking at drilling hydraulics...
 ...Overcoming conventional drilling challenges⁶¹（SPE⁶² Foundation）
- Managed pressure drilling techniques and tools⁶³（Texas A&M University）
- Managed pressure drilling and successful applications（OSEA 2010 Conference）

ライザーレス掘削に関する資料

ライザーレス掘削

- Riserless Drilling - Applications of and Innovative Drilling Method and Tools（Offshore Technology Conference 2005）⁶⁴

⁵⁹ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。

⁶⁰ 掘削技術の進歩：Managed Pressure Drilling JOGMEC http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report_pdf.pl?pdf=0903_out_managed_pressure_drilling.pdf&id=2530

⁶¹ <http://www.spe.no/stavanger/doc/Past%20Events/SPE%20DL%20Managed%20Pressure%20Drilling%20Don%20Hannegan.pdf>

⁶² Society of Petroleum Engineers

⁶³ <http://repository.tamu.edu/handle/1969.1/3884>

⁶⁴ http://nautilusoffshore.com/docs/Riserless_Drilling.pdf

- Riserless drilling with casing: GOM well design model requires change for deepwater drilling⁶⁵ (Drilling Contractor 2009)

Logging While Drilling に関する資料

- How Does Logging-While-Drilling (LWD) Work (Rigzone) ⁶⁶

ROV に関する資料

- A Little ROV goes a long way ⁶⁷ (Petromin Magazine 2010)
- ROVs Proving Their Worth⁶⁸ (Offshore Technology 2010)

その他の大水深開発技術の課題

また、JOGMEC の資料に掲載された課題以外に、次のような課題と技術開発も他の文献で紹介されている。

- Robot Run Rig (Robot-run, subsea rig developing, May 26, 2010) ⁶⁹
- Microhole Technology (Pennwell Corporation, 2005) ⁷⁰
- Modular Rig (Compact, lightweight modular rigs offer, built-in flexibility, cost savings up to 40%, Drilling Contractor 2006) ⁷¹
- Zero discharge riserless Drilling (Zero discharge riserless drilling – alternative to pumping and dumping, Offshore Technology Conference 2005) ⁷²
- Aluminium alloy Risers (SPE/IADC Drilling Conference, 23-25 February 2005, Amsterdam, Netherlands) ⁷³
- Riser integrity monitoring system (Review and Evaluation of Riser Integrity Monitoring Systems and Data Processing Methods, Deep Offshore Technology 2006) ⁷⁴

⁶⁵ <http://www.successful-energy.com/July09-RiserlessDWC.pdf>

⁶⁶ http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=297&c_id=1

⁶⁷ www.petromin.safan.com/mag/pmayjune10/t50.pdf

⁶⁸ <http://www.offshore-technology.com/features/feature89023/>

⁶⁹ <http://www.greeningofoil.com/post/Robot-run-subsea-rig-developing.aspx>

⁷⁰ <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/Microhole/OGJ50010-019.pdf>

⁷¹ <http://www.iadc.org/dcpi/dc-septoct06/Sept06-polaris.pdf>

⁷² <http://e-book.lib.sjtu.edu.cn/otc-2005/pdfs/otc17671.pdf>

⁷³ <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00092559&soc=SPE>

⁷⁴ <http://www.2hoffshore.com/documents/papers/pap3008.pdf>

- Arctic SPAR (Engineering the future for polar regions, 1 Aug 2010 Offshore Technology Magazine) ⁷⁵
- Enhanced Vertical Deepwater Tree-EVAT (FMC Technologies Earns Spotlight On New Technology Award For Its Enhanced Vertical Deepwater Tree, 11 May 2008 Oil and Gas Online, etc) ⁷⁶
- Shale Gas Drilling (Shale Gas Drilling Techniques Revolutionize Oil Shale Drilling, 5 October 2010, Rigzone)⁷⁷
- Torpedo piles as an alternative mooring anchor system (Study Underway Into Torpedo Piles Application Offshore Brazil, September 28, 2010, Rigzone) ⁷⁸
- Sevan Stabilized Platform (World's first circular ultra-deepwater drilling rig delivered with DNV, 2 Dec 2009) ⁷⁹, (The SSP A New Class of Hull for the Oil Industry⁸⁰)
- ドリルパイプの軽量化 (大水深掘削に活躍する TenarisNKK Tubes 先進のドリルパイプ、時期不明) ⁸¹

2.5.5 海洋構造物建造技術について

海洋構造物建造技術にての書籍、文献は少ない。基礎的な建造技術は” Construction of Marine and Offshore Structures”⁸² (Gerwick, Ben C.) に掲載されている。

また、リグの建造については、Keppel の技術が Petromin Magazine に紹介されている。技術資料の”Rig Solutions in the Era of Difficult Oil”⁸³及び Driving Solutions for New Horizons”⁸⁴を参照のこと。

⁷⁵ <http://www.offshore-mag.com/index/article-display/0506568838/articles/offshore/volume-70/Issue-8/Arctic/Engineering-the-future-for-polar-regions.html>

⁷⁶ <http://www.oilandgasonline.com/article.mvc/FMC-Technologies-Earns-Spotlight-On-New-0001?VNETCOOKIE=NO>

⁷⁷ http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=99693

⁷⁸ http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=99090

⁷⁹ www.dnv.com/searchresult/index.asp?query=sevan

⁸⁰ <http://otc.nfmf.no/public/news/2251.pdf>

⁸¹ www.tenaris.com/files/multimedia/4294.doc

⁸²

⁸³ Petromin Magazine May/June 2009

⁸⁴ Petromin Magazine July/Aug 2009

表 2-21 技術資料リスト

脚注	資料	添付ファイル名
6	「海洋石油開発の動向について」平成17年度海洋研究開発機構研究報告会 JAMSTEC2006	海洋石油開発の動向について
7	特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 水深 2,000m を超えた生産井—油・ガス田開発の進歩 (JOGMEC 2006 年)	水深 2,000m を超えた生産井
10	Deepwater Petroleum Exploration and Production, PennWell Corporation, 2003	Deepwater Chapter 3 Exploring the Deepwater Deepwater Chapter 4 Drilling and Completing Wells Deepwater Chapter 5 Development Systems Deepwater Chapter 6 Fixed Structures Deepwater Chapter 7 Floating Production Systems Deepwater Chapter 8 Subsea Systems
11	特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服	掘削分野の技術革新 水深 3000m を克服
22	掘削技術の進歩： Managed Pressure Drilling (MPD) (JOGMEC)	掘削技術の進歩 Managed Pressure Drilling
23	Managed Pressure Drilling – A new way of looking at drilling hydraulics... ...Overcoming conventional drilling challenges	Managed pressure drilling www.spe.no
25	Managed pressure drilling techniques and tools	managed pressure drilling 2006 http repository.tamu.edu
26	Managed pressure drilling and successful applications	Managed pressure drilling and successful applications
26	Riserless Drilling - Applications of and Innovative Drilling Method and Tools	Riseless drilling - application of an innovative drilling method and tools

脚注	資料	添付ファイル名
27	Riserless drilling with casing: GOM well design model requires change for deepwater drilling	Riseless drilling with casing
28	How Does Logging-While-Drilling (LWD) Work	How Does Logging-While-Drilling (LWD) Work
29	A Little ROV goes a long way	A Little ROV goes a long way
30	ROVs Proving Their Worth	ROVs Proving Their Worth
31	Robot Run Rig	Robot Run Rig
32	Microhole Technology	Microhole Technology
33	Modular Rig	Modular Rig
34	Zero discharge riserless Drilling	Zero discharge riserless drilling
35	Aluminium alloy Risers	Aluminum alloy riser
36	Riser integrity monitoring system	Riser integrity monitoring system
37	Arctic SPAR	Arctic SPAR by Technip
38	Enhanced Vertical Deepwater Tree-EVAT	Enhanced Vertical Deepwater Tree (EVDT)
39	Shale Gas Drilling	Shale Gas Drilling Techniques Revolutionize Oil Shale Drilling
40	Torpedo piles as an alternative mooring anchor system	Torpedo Piles Application Offshore Brazil
41	Sevan Stabilized Platform (World's first circular ultra-deepwater drilling rig delivered with DNV, 2 Dec 2009)	World's first circular ultra-deepwater drilling rig delivered with DNV
42	The SSP A New Class of Hull for the Oil Industry	The SSP A New Class of Hull for the Oil Industry
43	ドリルパイプの軽量化	ドリルパイプ軽量化が課題
44	Construction of Marine and Offshore Structures	Construction of Marine and Offshore Structures
45	Rig Solutions in the Era of Difficult Oil	Rig Solutions in the Era of Difficult Oil
46	Driving Solutions for New Horizons	Driving Solutions for New Horizons

3. 海洋構造物・オフショア作業船で主に使用されている設備・機器の概要

3.1 海洋構造物で使用されている主な設備・機器

3.1.1 掘削機器

オフショア掘削リグには、主にジャッキアップ型、セミサブ、掘削船の 3 種類がある。ジャッキアップ型は最大水深 300 - 400 フィートまで稼働可能であり、セミサブと掘削船はさらに深い水深でも作業できる。最新型（第 6 世代）は最大 10,000-12,000 フィートまで操業可能である。

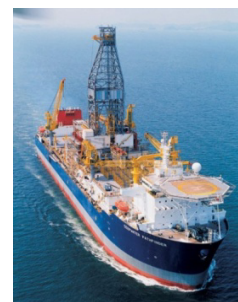
以下で説明する機器は、セミサブと掘削船という浮体式リグにのみ該当する係留設備/推進器を除き、上記 3 種類すべてに共通するものである。



ジャッキアップ型リグ



セミサブリグ



掘削船

(1) 掘削パッケージ⁸⁵

掘削パッケージには、掘削に必要な主要構成要素がすべて含まれる。具体的には以下を含む。

デリック（油井やぐら）

約 50 フィートの高さのデリックは、掘削リグのなかでも最も見分けのつく機能で、掘削パイプなど重量物を吊り下げるために使われる。最近の掘削船やセミサブリグには、作業効率を上げるために 2 組のデリックを備えるものもある。

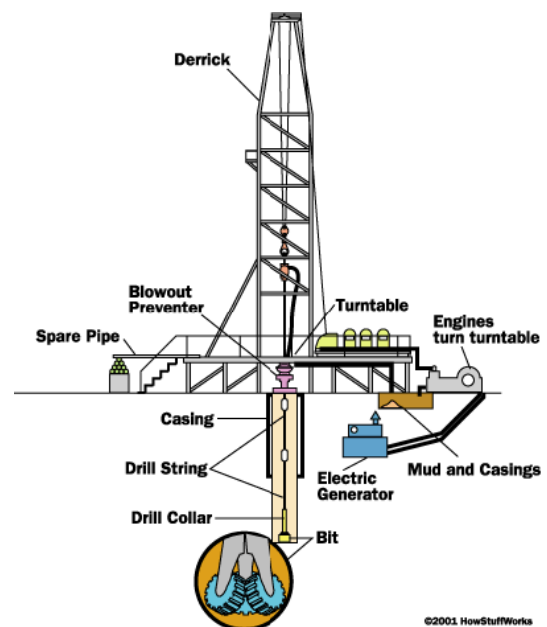


図 3-1 掘削パッケージの図解

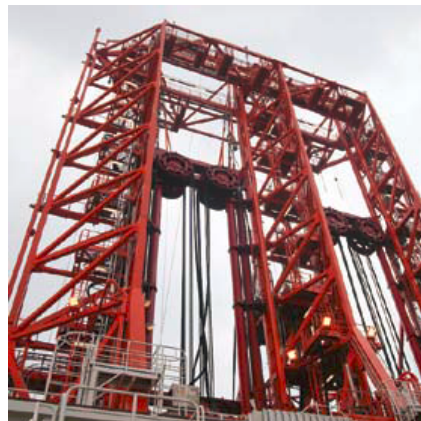
⁸⁵ Howstuffworks.com

巻上げシステム⁸⁶

坑井の中に様々な物を降ろしたり、それらを制御された方法で引き上げるには、ドローワーク（くみ上げ機械）と呼ばれる大型のウィンチを使って行う。ドローワークは大径の鋼製スプール、ブレーキその他種々雑多な補助装置から構成される。また、新設計のものの中には、ウィンチとワイヤ・ロープの代わりに油圧ラム（つち打ち機）が使われているものもある。



セミサブリグ



油圧ラムと油井やぐら

87

泥水システム

掘削の際には、ドリル用ビットの潤滑を行い、掘削を円滑に進めるために井戸に各種の流体を圧送する。掘削流体は、「マッド」または「掘削マッド」と呼ばれ、「マッド・ピット」に貯蔵される。マッドは、水性、油性あるいは合成系のものが使われる。泥水システムは、大型ポンプおよびマッドの混合・処理・搬送用の補器類から構成される。



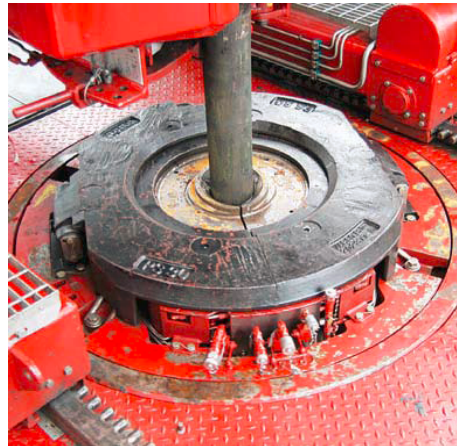
トップドライブ

⁸⁶ 巻上げシステムは、デリック内に収容される機器である。

⁸⁷ Aker Solutionsの掘削機器 2010 -MHラム・リグ

回転システム

掘削パイプを回転させるシステムである。主なタイプは、掘削リグの床面で掘削パイプに接続する回転テーブルと、掘削パイプの頭頂部に繋がるトップ・ドライブの 2 種類がある。ほとんどのリグは、回転テーブルを有している。一部のリグではそれに加えて、より効率の高い掘削を行うためにトップ・ドライブを備えるものもある。⁸⁸



ロータリーテーブル

掘削パッケージの製造メーカー

掘削市場は、長年にわたり多くの小規模な企業を買収してきた 2 大メーカーがほぼ独占するところとなっている。一つは、National Oilwell Varco または略称 NOV。業界では、NOV は “No Other Vendor”（他の供給メーカーはいらない）とか “Number One Vendor”（No.1 供給メーカー）の略だと皮肉る向きもある。NOV は主力製品の掘削パッケージの他にも、傘下の 40 を超すブランドを通じてその他の機器も生産している。

2 番目に大きいメーカーは、Aker Solutions で、ここは主として Maritime Hydraulics (MH) ブランドを通じて掘削パッケージを供給する能力を持っている。

この市場には、より小規模な企業である Huismann と TTS Sense の 2 社が参入している。TTS Sense は TTS グループに属し、従来から主にジャッキアップ型リグを提供している。

Huismann は、独自のデザインの掘削パッケージを生み出し、オープン・デリック構造に代わってコンパクトな閉鎖型タワーを売り出している。同社の設計による小型掘削船は、この方式を採用することで寸法と重量を削減できる利点がある。現在、Noble Drilling 社が発注した 2 基が中国の STX 造船所で建造中である。



HuisDrill 12000

⁸⁸ Aker Solutions の掘削機器 2010 – トップ・ドライブ & Wirth 油圧回転テーブル

表 3-1 HuisDrill 12,000 と在来型の掘削船の比較

	HuisDrill 12000	従来型の掘削船
全長	189m	228m
全幅	32m	42m
排水量	54,000mt	100,000mt
推進器出力	6×3.5 MW	6×5.5 MW

出所：Huismann 社ウェブサイト⁸⁹

(2) 掘削ライザー

「掘削ライザー」とは、掘削パイプを中に収め、海底面の「噴出防止装置（BOP）」と掘削リグの間を結ぶ大口径パイプである。リグに戻される流体とガスはライザーを介して回収される。最新のリグで使われるライザーの全長は 10,000-12,000 フィートに達するものもある。⁹⁰

(3) 噴出防止装置（BOP）

BOP は、緊急時の坑井からの流体の噴出を掘削リグが止めることを可能にするために海底面に設置される安全装置である。BOP は、数層にわたる代理機能構造を組

み込んだ一連の複数の弁とラムから構成される。「アニューラー・プリベーター（円形防止器）」は掘削パイプの周囲を密封するように設計されている。この部分

が機能停止になると、「ブラインド・ラム」が作動して、流れを止め、最後の手段としては、掘削リグを切断する「せん断ラム」が使われることになる。BOP の制御機器は、掘削リグから操作される他にも、「遠隔作業機（ROV）」を使って遠隔操作することが出来る⁹¹。

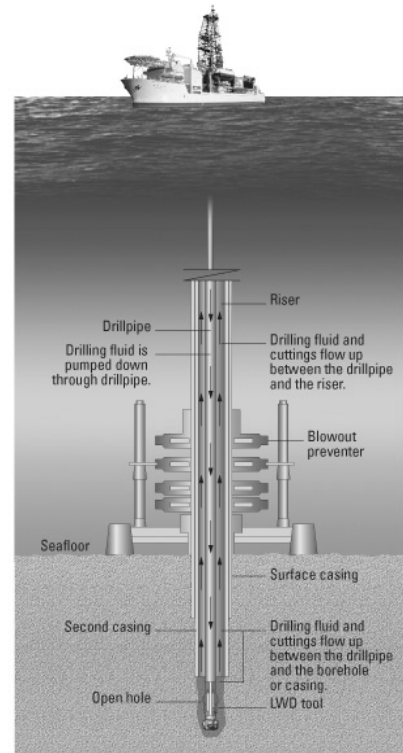


図 3-2 掘削ライザーの図解

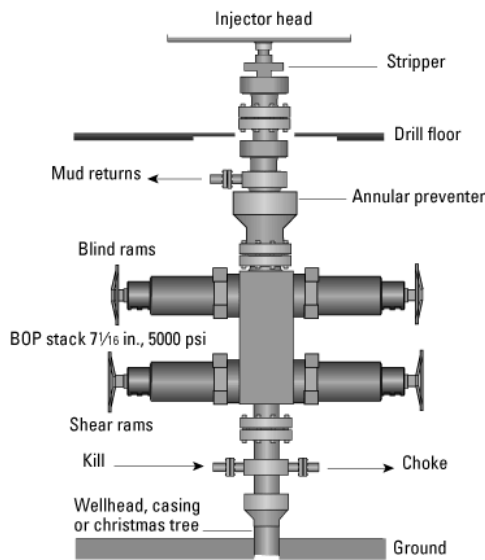


図 3-3 噴出防止装置の図解

⁸⁹ Huismann 12,000 掘削船 -

⁹⁰ シュランベルジャー油田用語集

⁹¹ シュランベルジャー油田用語集

掘削ライザーと BOP の製造メーカー

BOP 市場のリーダーは、市場占有率約 50%を誇る Cameron である。その他のメーカーとしては、Shaffer ブランドを有する NOV ならびに Hydril ブランドを有する GE がある。

掘削ライザーの製造メーカーには、Cameron、NOV、Aker、Drill-Quip などがある。

(4) 測位システム

ジャッキアップ型リグは自分で位置決めができ、脚柱を伸ばして海底面に着地できる。浮体式掘削リグ（セミサブと掘削船）の位置決定システムの主なタイプとしては、自動船位保持と固定係留の 2 種類がある。

固定係留

「セミサブ」と「掘削船」は、通常はチェーン、ワイヤ及び／若しくはポリエステル・ロープなどの係留索でリグに繋がれたアンカー（錨）を海中に沈める固定係留によって一定の位置に船体を保持することができる。通常の係留設備では、天候状況にもよるが、8－12 本の係留索が使われる。係留作業には、アンカーを投下・巻上げるための揚錨船（AHT）と呼ばれる専門の支援船が必要になる。

（固定係留索のリグへの設置・接続の方法についての動画は、次のサイトを参照のこと。
http://www.diamondoffshore.com/ourCompany/ourcompany_semiVideo.php）

自動船位保持

一部の「セミサブ」や「掘削船」では、固定係留に加えてあるいはそれに代えて、自動船位保持（DP）システムが使われている。DP システムは、プロペラや推進器に接続した精巧なコンピュータ制御機器を使って風や波の影響を打ち消してリグを同一位置に保持するものである。DP システムは、GPS（全地球測位システム）その他の測位システムに対して自動的に反応して、リグを正しい位置に保持する。DP システムが健全に働く限り、固定係留や付随する AHT などは不要になる。ただし、DP の推進器を作動させておくにはかなり燃料を消費する。DP システムは、代理機能の数によって、以下の 3 種類に分けられる：

DP 1 - 代理機能なし。単一の障害が起きるだけで位置を見失う可能性がある。

DP 2 - 作動システムの一つが故障しただけでは位置確定不能状態にはならないような代理機能を備える。そのためには推進器、発電機、配電盤などの追加の機器類が必要になる。

DP 3 - 一つの区画で火災や水害が起きた場合でも位置を確定できるような代理機能や隔離措置がとられている。これには独立した制御室と機器室が 2 つ必要になる。

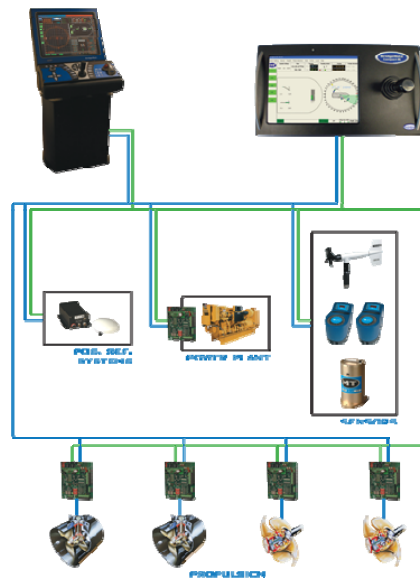


図 3-4 DP1 の図解⁹²

船位保持システムの製造メーカー

固定係留設備については、数多くの企業がロープ（ワイヤまたは合成繊維）、チェーン及びウィンチを供給している。最大手の 4 社としては、ParkerScanrope、Bridon、Redaelli および ArcelorMittal がある。

Parker Scanrope - ロープ・メーカーの最古参企業の一つで、創業は 1796 年。ノルウェーの Tonsberg にある同社の係留索製造施設は、輸出用の施設として水深の深い埠頭と 250 トン級クレーンを備えている。この製造施設は独立した製造ラインを 2 本有している。同社は 2007 年に Parker Hannifin に買収されている。

Bridon - ワイヤ・ロープの最古参メーカーの一つで、創業は 18 世紀後半に遡る。同社は、世界中の 7 カ所に生産拠点をもち、9 カ国（英国、米国、ドイツ、ロシア、インドネシア、中東、シンガポール、中国およびアンゴラ）に 12 の営業所を構えている。2006 年に同社は、Marlow Ropes のオフショアおよび実用船舶関連の資産を製造施設も含めて買収し、繊維系ロープの供給に足場を確保した。その後 2008 年に同社は Melrose PLC に買収されている。

Redaelli - イタリアの最古参の引抜鋼管メーカーで、創業は 1819 年に遡る。同社は、1970 年代にスチール・ワイヤ分野に進出して以来、オフショア部門へのワイヤの大手供給メーカーの地位を確保している。本社はミラノに置かれ、ワイヤ・ロープの工場は

⁹² Marine Technologies – DP パンフレット

Gardone Val Trompia と Trieste にある。2008 年同社は、Severstal-Metiz グループに買収された。

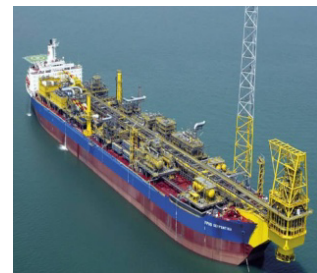
ArcelorMittal - ArcelorMittal Wire Solutions 社の歴史は 20 世紀初頭にまで遡る。フランスの Bourg en Bresse にある同社のワイヤ生産プラントが操業を始めたのは 1906 年である。同社は、2001 年に Arbed、Aceralia および Usinor との合併の後、さらに 2006 年に Mittal との再合併により生まれた ArcelorMittal の 100% 子会社である。ArcelorMittal は現時点では世界最大の鉄鋼企業である。

船位保持の制御システムを製造するメーカーには、Kongsberg、Converteam、および Maritime Technologies などがある。制御システムは、Rolls Royce や Wartsilla が供給する動力・推進機器に組み込まれる。

3.1.2 浮体式生産構造物（件）の機器類

現在、全世界では 200 基を超える浮体式生産設備が稼動中である。FPS には主に次の 4 種類がある：

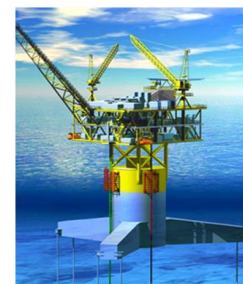
FPSO (65%) - FPS のほぼ 2/3 は、浮体式生産貯蔵積出設備 (FPSO) によって占められている。FPSO は、既存の石油タンカーを改造するかもしくは新規に建造される。FPSO は、船体内部に石油を貯蔵できること、広いスペースと大きな重量トンを持ち、自前で推進できるとともに、ハリケーン／台風時には係留システムから切り離す設計など、数多くの利点を持っている。



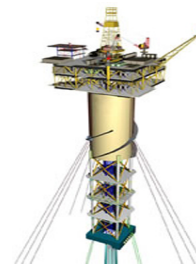
セミサブプラットフォーム (18%) - 次に良く見られるのは、生産用セミサブプラットフォームである。これらのプラットフォームも既存のセミサブ掘削リグから改造するかあるいは新規に建造される。ただし、この設備は自前の貯蔵設備を持たないため、パイプラインまたは浮体式貯蔵積出 (VSO) 設備に接続する必要がある。セミサブは安定した構造であり、非常に多くの海底からのライザーを支えることができるが、デッキ・スペースと重量トンについては限られたものしか有していない。このタイプの設備が最も多いのは、北海、ブラジルおよびメキシコ湾である。



緊張係留式プラットフォーム (TLP) (9%) - セミサブと類似の設備であるが、セミサブではカタナリー係留であるのに対し、こちらは緊張係留方式である。緊張係留式プラットフォームまたは TLP は、貯蔵設備を持たず、最もよく見られるのはメキシコ湾である。TLP の場合、係留設備が障害を起こすと、転覆する可能性があり、実際、Typhoon という TLP ではそうした事故が起きている。



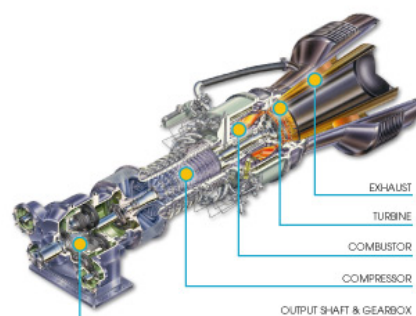
SPAR (8%) - SPAR または「一点固定ライザー」は、大水深プロジェクト、その大半はメキシコ湾内で使用されている。TLP とは異なり、SPAR は、係留設備に障害が起きても転覆することはない。ただし、SPAR の設置には、船体とトップサイドを別個に運搬して海上で重量物クレーンや専用のフロートオーバー設備を使い組み立てるため、作業が複雑で費用もかかる。



上記 4 種類の FPS に搭載される機器類は、どの場合もほぼ同じであるが、係留システムには違いがある。それらの機器の沖合いでの設置・使用のために好適化するには、必要な付属装置とともに安全装置、通路や梯子などをすべて備えたスキッド上にモジュラー化する場合も多い。このモジュールを 1 つずつ持ち上げて FPS に載せて、各システム（水、火力、ガス、電力など）に接続する。モジュラー化は一部メーカーで行われるか、もしくは専門の組み立てヤードで建造される。

(1) ガス・タービン発電機およびガス・タービン圧縮機
坑井からの余剰ガスは、ガス・タービンで燃焼させてオフショアでの様々な用途に使うことができる。主要な 2 つの用途は、発電とガス圧縮である。

ガス・タービンは、航空機のジェット・エンジンに使われている。まず、エンジンに取り込まれた空気は圧縮され、燃料と混合してから点火される。そこから生じる高温ガスは高速で膨張し、燃焼で生じたエネルギーがブレードの間を通過して出力軸を回転させる。高温の排気ガス中の残留熱エネルギーは、様々な産業プロセス用に利用できる。航空機の場合、排気ガスは推進力を生む。



Titan 130
Single Shaft Gas Turbine for
Power Generation Applications

図 3-5 ガスタービン

オフショアでの用途としては、ガス・タービンの出力は発電機に接続され動力を発生させるか、圧縮機へ導いてガスを圧縮する。

(この過程の動画は次のサイトにある。)

<http://mysolar.cat.com/cda/files/252655/7/vchtw.wmv> 93

93 Solar Turbines

ガス・タービン発電機とガス・タービン圧縮機の製造メーカー

ガス・タービンの大手供給メーカーは、Rolls Royce、Solar、General Electric (GE) および Siemens である。これらのメーカーではタービンを発電機や圧縮機と組み合わせることもできる。

表 3-1 ガスタービンメーカー製品の型式と容量

会社名	型式	容量
Solar Turbines	Saturn 20	1 MW
	Centaur 40/50	3-5 MW
	Taurus 60/70	6-7 MW
	Mars 90/100	8-10 MW
	Titan 130	15 MW
	Titan 250	20 MW
Rolls-Royce (Avon, Coberra, RB211)	501	5MW
	Avon 200	15MW
	RB211	30MW
	Trent 60	60MW
Siemens	SGT-100	5 MW
	SGT-200	7 MW
	SGT-300	8 MW
	SGT-400	13 MW
	SGT-500	19 MW
	SGT-600	25 MW
	SGT-700	31 MW
	SGT-750	36 MW
	SGT-800	47 MW
GE	LM500	5 MW
	LM1600	15 MW
	LM2500	25 MW
	LM2500+	30 MW
	LM2500+G4	35 MW
	LM6000	40 MW

出所：各社ウェブサイトより作成

Solar Turbines・ヒューストン本社。オフショア市場向けガス・タービンの最大手の一つで、5MW 以下の市場では圧倒的な優位にある。同社は **Caterpillar** グループの 1 社である。

Rolls Royce・英国企業。大容量タービンの主要メーカーである。同社のタービンは同社の航空機用ジェット・エンジンを応用したものである。

Siemens・Westinghouse と Alstom 両社のタービン部門を買収している。それ以前に Alstom は、EGT と Ruston のタービン事業を吸収している。これらの事業は現在、統合されて Demag Delaval の名称のもとで引き継がれている。

GE・米国の巨大コングロマリットである **GE** は、広範な石油・ガス事業を保有している。同社のガス・タービンも同社の航空機部門のものを利用している。

この他に、上記のようなガス・タービンと組み合わせられる圧縮機あるいは電気で駆動される圧縮機のメーカーも数多く存在する。このようなメーカーとしては、Cameron、Ariel、および Dresser-Rand などがある。

Cameron - 同社の歴史は、1800 年代末の **Superior Engine and Compressor** 社にまで遡ることができ、長年の間に買収を通じて企業規模を大きくした。同社の圧縮機部門は 11 のブランドを有する。

Ariel Corporation - 同社は、ガス圧縮機に特化した非公開企業である。1966 年に創業者の Jim Buchwald により設立された会社で、現在の CEO は同氏の娘が務めている。

Dresser-Rand - この会社も 1800 年代末まで遡る歴史を持っている。圧縮機の製造を開始したのは 1899 年で、やはり買収を通じて会社の規模を大きくしている。

MCO - オフショア圧縮機市場の新参企業である三菱重工コンプレッサー株式会社は、三菱重工業株式会社の 100% 子会社である。2010 年 9 月、同社は、Solar 社からガス注入圧縮機の発注を得ている。この契約については、MCO が製造する圧縮機を Solar が自社のガス・タービンに組み込むことになっている。

(2) ボイラーと蒸気タービン

ガス・タービンによる電力を発生させる代替案としては、ボイラーで水を沸騰させ（ガス、HFO（Heavy fuel oil の略。訳注：比重の高い燃料油で、C 重油相当）、MDO（Marine diesel oil の略。訳注：A 重油相当）あるいは油田からの原油さえ使って）、その蒸気をタービンに通す方法がある。FPS 上では蒸気は、原油を温めたり、プロセス分離モジュールでの利用といった他の用途にも使えることができる。

ボイラーとガス燃焼システムの製造メーカー

FPS 用のボイラーとガス燃焼システムの主な供給メーカーは、Hamworthy、Aalborg、および Saake の 3 社である。3 社とも、既存ボイラーのガス燃焼システムへの改造、FPS に設置するモジュラー化ボイラー完成品の供給を行っている。市場で有力なのは Hamworthy と Aalborg の 2 社になる。

Hamworthy Combustion Engineering Limited - 英国企業である Hamworthy は、低圧から 220 トン／時の蒸気を発生する高圧のボイラーまでを製造している。独自開発したガス燃焼システムも持っている。

Aalborg Industries - Aalborg は、最大 130 トン／時の蒸気を発生する低圧ボイラーを製造しているデンマークの企業である。同社はまた、ガスを燃焼させるボイラー燃焼システムの製造メーカーの Gosfern を買収している。

Saake Marine Systems - ドイツ企業の Saake も従来から FPSO 用のボイラーとガス燃焼システムを数基納入した実績を持つ。

蒸気タービンの製造メーカー

船舶用タービンのメーカーの数は多い。しかし、FPS 用途のタービンについては、主要メーカーは次の 2 社である：

Dresser Rand - 2008 年に Dresser Rand が買収されるまでは、Peter Brotherhood という英国企業であった。1907 年以来、蒸気タービンを設計・製造している。また、FPS への設置を容易にするタービンのモジュラー化も行っている。FPSO 用としては最大 27MW までのタービンの納入実績がある。

株式会社シンコー - 1-15MW の蒸気タービンを製造する日本企業。製品の信頼性は高いが、現在モジュラー化は提供していない。

(3) 係留

TLP、セミサブ、および SPAR は回転運動はしないが、一部の FPSO では風向きと天候によって 360 度向きを変えることができる。FPSO を回転させるにはタレットと呼ばれる専用の係留設備が必要で、タレットは海底にアンカーで固定される。船との接合は、船首に外部的に接続するか、あるいは船体下に内部的に接続するかいずれかの方法で行われる。



図 3-6 タレット係留の仕組み



図 3-7 FPSO のタレット

タレットの製造メーカー

タレットのメーカーとしては、SBM、Sofec、Bluewater、APL、および LMC の各社がある。

SBM - SBM または Single Buoy Moorings 社は、1970 年代に設立されたタレット市場のパイオニアでありリーダーである。現在までに、係留システム（タレット）の 80% 以上を供給している。SBM は、自社のタレットを石油会社、他の FPSO 請負企業、あるいは自社が請け負う FPSO 用に供給している。本社はモナコにあり、オランダの証券市場に上場している。

Sofec - タレット供給メーカーとしては 2 番目の規模の Sofec はヒューストンに本社を置く企業であり、主に FPSO メーカーの MODEC（三井海洋開発株式会社）への製品納入が多いが、一部はサード・パーティへのタレット供給も行っている。同社は、過去には FMC グループの傘下にあったが、現在では FPSO メーカーMODEC に買収されている。

APL -APL または **Advanced Production Loading** は、北海向けの係留システムの開発のために 1993 年に設立されたノルウェー企業である。その後の成長を遂げ、2007 年に FPSO メーカーの BWO offshore1 に買収された。APL は、2010 年に 5 億米ドルで NOV に売却された。

Bluewater -Bluewater は、Heerema 家が株を保有するオランダ籍の非公開企業である。同社は、タレット係留、特に北海でのそのパイオニアの一社である。Bluewater 社は FPSO の供給メーカーでもあり、従来からサード・パーティへの供給を行っている。

LMC - London Marine Consultants は、FSO および FPSO 用の簡単なタレットを設計している。2008 年に EMAS グループによって買収された。それ以前は、設計のみを行っていたが、現在ではタレット完成品をターン・キー契約で提供している。

(4) スイベル

スイベルと呼ばれる特殊機器を使うことで、流体、気体、制御信号および電力を地表面の静止物体から回転物体へと移動させることができる。スイベルは、複数を積み重ねて配置される。スイベル・スタックは、海上での修理が困難なため、FSO/FPSO 上の要素のなかでも最も重要なものの一つである。故障防止のために、スイベルには複数のシールや安全機構が組み込まれている。

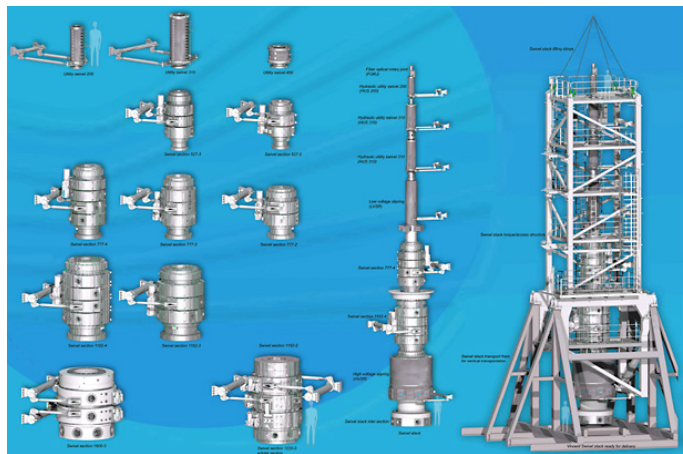


図 3-8 各種のスイベル

タレットは、FPSO を係留システムにつなぐ構造である。流体や気体はスイベルを流れて流れる。スイベルはタレットの内部に納められている。

スイベルの製造メーカー

タレットの大手メーカーは、LMC を除いて、すべて自社製のスイベルを持っている。しかし、スイベル業界のリーダーであり最先端のスイベルを提供しているのは、ノルウェー企業の Framo Engineering AS である。同社のスイベルの信頼性は最も高い評価を得ているが、同時に価格も最も高い。

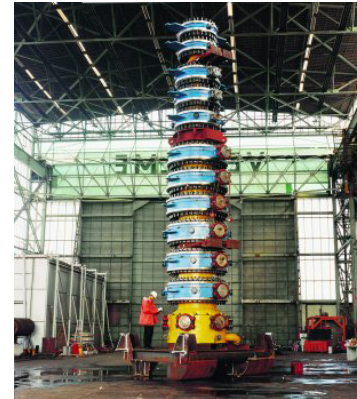


図 3-9
組み立てられたスイベル

(5) ダイナミック・ライザー

ダイナミック・ライザーとは、坑井から FPS へ、ならびに FPS から坑井（ガスまたは水の注入用）へと流体を搬送するためのフレキシブルなパイプである。ライザーは、層状に形成される。何層を重ねるかは適用用途によって異なる。単純な中程度圧力で水を搬送する場合なら 4 層程度になるし、より複雑な流体、温度および／もしくは圧力を扱う場合には 15 層かそれ以上になる。

一般的なライザーの構造を以下に示す。この例では、8 層構造になっている。

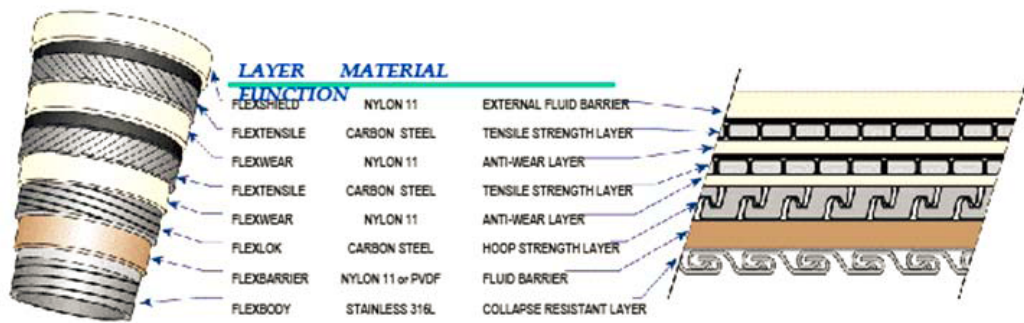


図 3-10 ライザーの構造

出所：MMS Workshop 2008

ダイナミック・ライザーは、掘削リグで使われるライザーとは別のものである。掘削ライザーは、水深にしたがってセクションごとに組み立てられる。また、掘削リグが水深の大きさに対して相対的に小さい動きしかしないことから、掘削ライザーはほとんど静止状態にあるといえることができる。

生産ライザーは、一つながりの連続したライザーで、潮汐や天候による FPSO の動きや回転につれて湾曲するように設計されている。

ライザーの製造メーカー

フレキシブル・ライザーの主要な製造メーカーとしては、Technip、Wellstream および NKT の 3 社がある。

Technip - ライザー設計のパイオニアでかつ最大の供給メーカーである。同社が最初にライザーを利用したのは、1973 年のコンゴの Elf のパイプライン用であった。それ以来、同社は延べ 9,000 キロメートル を超えるライザーを製造・設置している。ライザーは、同社がオフショア部門に製造・供給する数多くの製品の 1 つである。

Wellstream - ライザーメーカーとして 2 番手に位置する同社は、1983 年に米国にて創業されて以来、オーナーが 4 回ほど変わっている。1995 年に買収した Dresser Industries は、1998 年に同社を Halliburton に売却した。2003 年に経営陣が親会社から事業を買収し、最終的には 2007 年にロンドン証券市場に上場する公開企業となった。Wellstream は、2010 年に 13 億米ドルで GE に買収されている。

NKT - 大手 3 番目のメーカーはデンマーク企業の NKT である。同社はライザーと自噴線用の高圧および中圧のフレキシブル・パイプの大手メーカーである。同社は 1960 年代末に設立された。NKT は自社をフレキシブル・パイプのメーカーとしては完全に独立した企業と喧伝しているが、その株式の 49% は供給パイプライン (umbilical)、ライザーおよび自噴線の設置における主要プレイヤーである AcergySubsea7 が保有している。

(6) アンビリカル (供給パイプライン)

アンビリカルは、FPS と海中システムの間を結ぶ供給ラインで、坑井作業を制御するための電力、油圧、注入薬剤を送り込むものである。基本的には一般的な外径が 140-170 ミリのフレキシブルなホースで、その中に高圧油圧ホース、電線、光ケーブル、薬剤注入ホースなどを収めたものである。

海中アンビリカルの手頃な供給メーカーとしては、Aker Solutions、Technip Duco、Oceaneering、Parker Hannifin、JDR および Nexans などがある。

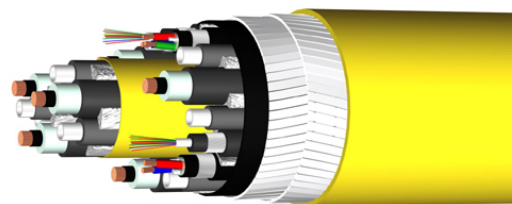


図 3-11 アンビリカル

Oceaneering - ヒューストンに本社をおく同社は、アンビリカルの供給者としては最大の企業である。アンビリカル製品ラインは Multiflex のブランドで提供している。製品ラインは、熱可塑性チューブとスチール・チューブの両タイプのアンビリカルが含まれる。

Aker Solutions - スチール・チューブ製アンビリカル・システムの大手供給業者であり、またカーボン繊維―スチール・チューブ製アンビリカル開発の第一人者である。同社の製品としては、電気油圧式アンビリカル、カーボン繊維強化大水深用アンビリカル、センター・チューブ統合型サービスまたは生産用アンビリカル、および高圧電源アンビリカルがある。アンビリカルは、海洋石油・ガス供給プロセス全体を包含する一大生産ラインの一部をなすものである。

Technip - 同社もアンビリカルの供給における主要プレイヤーの一つである。アンビリカルの生産は、同社の子会社である **Duco** ならびにそのなかの一部はさらにもう一つの子会社である **Angoflex** が管理している。

Parker Hannifin - **Parker Hannifin** 内の 2 つのグループ（**Parker Scanrope** と **Parker Cabett**）がアンビリカルの製造とオフショア産業への供給を行っている。

JDR - 同社は、海洋石油・ガス部門および海洋再生可能エネルギー市場向けに熱可塑性樹脂製のアンビリカルを製造している。製品ラインには、各種の海中送電線とアンビリカルが含まれる。**JDR** は、緊急時および改修時制御アンビリカルを石油・ガス部門へ供給する企業のなかでは最有力であると自認している。ヒューストンに本社を置く同社は、2007年9月に英国の非公開投資会社の **Vision Capital** によって買収された。

Nexans - 同社は、石油・ガスその他産業部門向けの電源ケーブルとアンビリカルを供給するノルウェーの大手メーカーである。ノルウェーは **Halden** にある同社プラントでは、スチール・チューブ・アンビリカルと複合素材ケーブルの製造と供給を行っている。同社の発表によれば、同社のアンビリカル事業は、初期段階のエンジニアリングおよびスチール管の溶接などから、認定試験から連結接続までにわたる完全に統合化されているという。同社はまた、アンビリカルの設置に使われる極めて先進のケーブル敷設船や **ROV** も保有している。

(7) 浮きホース

石油を **FPSO** からオフテイク（引き取り）タンカーに移送するために使われるホースである。通常、このホースは **FPSO** の船首か船尾に接続し、さらにオフテイク・タンカー（普通の石油タンカーでは船体中央部、あるいは定期往復積出タンカーの場合は船首）のマニホールドへと繋がれる。

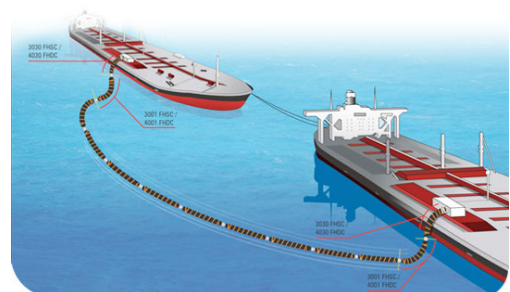


図 3-12 ホースの使い方

浮きホースは主に単一カーカスと二重カーカスの 2 種類に分かれる。二重カーカス・ホースでは、内側のカーカスから漏洩が起きても外側のカーカスによって石油の漏出を防ぐように設計されている。二重カーカス・ホースは、内側のカーカスの障害を検知する特殊な電子センサー・システムを備えており、ホースの損傷部分を同定してそれを交換できる。浮きホースの主なメーカーは、**Dunlop**、**Yokohama**、**Trelleborg**、**Parker ITR**、**Manuli**、**Flexmarine**、および **SeaWing (グッドイヤー)** がある。



ホースでつないだ船

3.3 オフショア作業船で使用されている主な設備・機器

第 2 章で紹介したとおり、オフショア産業ではオフショア設備の建設および建設支援に携わる高機能船舶は、さまざまなものがある。これらの船舶でも固定式係留や、それよりも一般的なものとして自動船位保持システムが使われる。また、これら専用船舶のほとんどがクレーンを少なくとも 1 基は備えていることが多い。



重量物起重船



パイプ敷設船

(1) クレーン - 建設、パイプ敷設、宿泊船

オフショアの過酷な環境下で人員と資材を安全に輸送するためには、特別に設計されたクレーンが必要となる。ほとんどの企業では、クレーンの設計と建造に関しては米国石油協会 (API) の 2C 規格に適合させることを義務付けている。

クレーンにはさまざまなサイズのものがある。もっとも一般的なものとしては、以下のようなものがある。

- 人員輸送／資材運搬 - 5-20 トン、ブーム長 35 メートル
- 重量物揚重 - 500-2000+ トン、ブーム長 100 メートル

補巻き（ホイップ・ラインまたはファスト・ライン）：揚重能力が主ブロックより軽容量の補助的ロープ・システム。

ブーム：クレーンの上部構造に連結されて、巻上げ滑車装置を支える。

ブーム・ホイスト：ブームを上げ下げする。

ブーム支持装置：ブームを支持するために使われるワイヤ・ロープ、滑車、軸、ブロックその他の巻き揚げ部品。

キャブ：クレーン制御する操作員が納まる機室。

ガントリー：ブームを支えるロープを通すフレーム。

キングポスト：プラットフォームと連結する部分で、上部構造の回転中心線となる。

台座：上部構造が載せられる下部構造。

回転上部構造：回転する枠組み構造および搭載される作業機械。

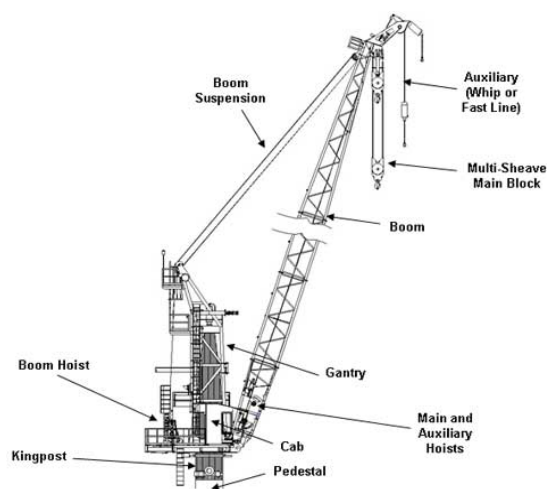


図 3-12 クレーンの図解

キングポスト型と非キングポスト型の間に、使われる部品や機能の点に関しては基本的には相違はない。主な違いは、静止している台座部分に回転部分を連結する方法である。

クレーンの製造メーカー

クレーンを製造するメーカーの数は多い。クレーン以外の吊上げ装置を製造する NOV、Aker、Huisman などでもクレーンも生産している。特殊専門用途のクレーン・メーカーには、陸上用と海上用の両方を製造するところもあるし、オフショア用クレーンに特化しているところもある。

Favelle Favco - マレーシアとオーストラリアの工場で年間約 80 基のオフショア用クレーンを製造している。製造するクレーンの揚重能力は 5-2000 トンである。

Liebherr - 最大揚重能力 2000 トンまでの重量物クレーンのメーカーとしてよく知られているオーストリア（欧州）の企業。ただし、揚重能力 5 トンといった小型のクレーンも製造する。

Seatrax - 回転する上部構造が静止台座からはずせないためにより安全と考えられているキングポスト型クレーンの大手メーカー。この型のクレーンを過去 35 年にわたりヒューストンおよび現在では英国でも製造し続けている。

⁹⁴ API 2C 規格

4. 海洋構造物・オフショア作業船への我が国船用機器導入可能性

4.1 海洋構造物に対する船用機器の潜在需要

(1) 掘削リグ

前述のように、オフショア石油ガス掘削は、さらに大水深へと向かっているが、その技術課題としては次のようなものがあげられている⁹⁵。

- 地層圧力と地層破壊圧力の関係
- 地層温度および海水温度の影響
- 大水深の浅部地層の特徴
- 水深の影響
- リモートエリアであること
- 掘削コストへの影響

これらの課題を克服する為に、様々な技術開発への努力が続けられている。例としては次のものがある。

① MPD (managed pressure drilling)

掘削時において、坑壁と掘管の間（アニュラス、泥水の柱）の圧力を正確に制御できる適応性のある掘削プロセスのこと。坑井内環境の限界を把握して、それに対応したアニュラスの圧力プロファイルを掘削ウインドウ内に収めるのが MPD の目的。

MPD には次のような機器が使われる

RCD： アニュラスの圧力をしっかりと保持した上で、掘管の上げ下げができる。即ち坑井内圧力をコントロールするバリアとして機能する。

Non Return Valves： 掘削中に坑井内流体の戻りを制御することで坑井内圧力をコントロールする。掘管接続時にも坑底圧を一定に保つ働きをする。掘管編成に随時取り付ける。

Choke Manifold： アニュラスにかかる背圧をコントロールすることで、掘削に必要な坑底圧のコントロールへ結びつける。手動と自動のチョーク操作法がある。

CCS： Continuous Circulation System の略。掘管接続時のアニュラスの圧力

ECD: Equivalent Circulating Density 等価泥水比重に掘削泥水の摩擦圧力損失を加えたもの) を制御する装置のこと。泥水温度を維持できるので、高温・高圧下で有効とされる。Continuous Circulation Device (CCD) とも呼ばれる。⁹⁶

② ケーシング計画

ケーシングとは掘削の進行に伴って、掘られたままで地層が露出している坑井（裸坑）に内枠をつけること。ケーシング材料としては丈夫な鋼管（ケーシング・パイプ）が使用される。ケーシングに際しては、その強度、長さを決めるために、石油会社は地質専門家や掘削技術者の提案や地球物理学的情報をもとにして、ケーシング計画を作成する。使用

⁹⁵ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。JOGMEC 2006 年 9 月

⁹⁶ 掘削技術の進歩： Managed Pressure Drilling (MPD) JOGMEC2009 年 3 月

される情報で一番確かなのは近くに掘られた井戸の記録で、それがない場合には似たような地域での記録が使用されたり、物理探査で得られたデータなどが利用される。ケーシング計画を大きく左右するものは、坑の直径、目的層の深さ、そしてその潜在産出能力などである。これらはケーシングのサイズ、タイプ、材質の選択に大きな影響を与える。井戸が深くなり、掘進に日数がかかると、上部の坑壁は長期間裸坑のままにされ崩壊の可能性が高くなる。このため坑井の掘進にあたっては、ある深度あるいは日数まで掘進した後にいったんそこまでケーシングおよびセメンチングを施して、その後そのなかを通る径のビットでさらに下部を掘り進み、第 2 段のケーシングをする、というように、ケーシングは大口径から次第に径を減ずる複数段となるのが通常である⁹⁷。

大水深掘削ではオペレーションウインドーが狭いため、このケーシング計画の面からの対策がなされる。正攻法としてはケーシングの段数を増やすことになるが、当然限界があり、ケーシング段数の増加は作業時間およびコストの増加につながる。できるだけ海底下深い深度までライザーレスで掘削⁹⁸することによってケーシング計画に余裕を与えるという考え方もあるが、次に述べるジオハザード (geo-hazard)⁹⁹を考慮に入れたケーシング計画が重要である。

最新の LWD/PWD (logging while drilling¹⁰⁰/pressure while drilling¹⁰¹) ツールを使って坑内圧力管理を厳密に行い、MPD の実践を前提にすれば、ケーシング計画時の安全マージンを小さく取ってケーシング計画を楽にすることも可能になった。

③ ジオハザード (geo-hazard) 対策 → シャローガス、シャローウオーターフロー、天然メタンハイドレート層などの浅部トラブル層を避ける。検地できない、避けられない場合の対策

⁹⁷Weblio ウェブサイト

⁹⁸ライザーレス掘削は、二重比重 (デュアルグラディエント) 掘削システムに対して提案された最初のコンセプトで、海底上部の海水による水頭圧と坑内のアニユラス圧力を等しく制御するため、海底にマッドリフトポンプを使用するものである。これは裸坑部のオーバーバランスを維持するため、海底下には比重を高めた泥水を使う。

⁹⁹地質学上の観点から見られる危険因子。シャローガスやシャローウオーターフローは、ジオハザードに含まれる。(特集: 深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。JOGMEC 2006 年 9 月)

¹⁰⁰MWD (measurement while drilling: 掘削同時計測伝送システム) 技術を用いて、掘削作業中に坑内センサーで地質データを取得し、リアルタイムで地表に取得データを伝送するシステム。掘削作業の効率化および安全性向上に有効なシステム。(特集: 深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。JOGMEC 2006 年 9 月)

¹⁰¹MWD 技術を用いて、掘削作業中に坑内センサーで坑内圧力データを取得し、リアルタイムで地表に取得データを伝送するシステム。掘削作業の効率化および安全性向上に有効なシステム。(特集: 深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業 掘削分野の技術革新—水深 3,000m を克服。JOGMEC 2006 年 9 月)

- ▶パイロットホールの掘削
- ▶LWD/PWD ツールを用いたトラブル層の検知
- ▶ライザーレス掘削での加重泥水の使用
- ▶特別な設計の海底坑口装置（異常高圧層や出水層中でのケーシングセメンチング）

④ サブシー機器

大水深掘削に用いるサブシーシステムは、海底面から海上の掘削リグへ向かう順に、サブシーウェルヘッド（subsea well head）¹⁰²、サブシーBOP スタック（subsea BOP stack）¹⁰³、ライザーパイプ（riser pipe）¹⁰⁴、ライザーテンショナー（riser tensioner）¹⁰⁵、サブシーBOP コントロールシステム（subsea BOP control system）¹⁰⁶などがある。これらの機器も大水深に対応したものが必要となる。

また、大水深でのサブシーシステムの運用には ROV¹⁰⁷が不可欠である。

なお、メキシコ湾での事故を受け、米国政府は BOP（原油流出防止装置）の機能強化を義務付けており、新基準に沿った製品開発も大手メジャーが共同して実施中である。

⑤ 掘削リグ上の掘削機器

掘削リグ上に装備される各種掘削機器に関する大水深対応のために、大型化・大容量化および機械化・自動化される。長大なライザーパイプをはじめとするサブシーシステムのためのハンドリング機器、泥水ポンプをはじめとする泥水循環のための機器やパイプラインなどは、そのすべてが重量・容量のより大きなものになってきている。

⑥ 掘削リグの位置保持

ダイナミックポジショニングシステム（DPS）が主流だが、アンカー係留も有効なオプションである。アンカー係留方式の掘削リグは大水深対応のためのアップグレードが施

¹⁰² 通常の坑口装置とは、坑井の地上部分をコントロールするために、ケーシング頭部に取り付けられる装置をいう。坑口装置は、図に示されるように、ケーシング・ヘッド、ケーシング・スプール、チュービング・スプール、クリスマス・ツリーなどから構成されている。最近、水深の大きな海域でドリル・シップやセミサブマーシブル・リグを使用して海洋掘削を行う場合は、坑口装置を海底面に設置する。海底坑口装置（subsea wellhead assembly）と呼ばれている。

¹⁰³ 浮遊式掘削リグ（セミサブ型掘削リグやドリルシップ）では、数種類の BOP（防噴装置）を組み合わせて一体化させた形でサブシーウェルヘッドの真上に接続する。この一体化させた BOP 軍をサブシーBOP スタックという。

¹⁰⁴ サブシーBOP スタックから掘削リグまで連結されている大径のパイプをさす。

¹⁰⁵ ライザーパイプの自重、ライザーパイプ内の泥水の重量、潮流などによる外力に見合った上向き力でライザーパイプを吊り上げる機器

¹⁰⁶ サブシーBOP スタックを制御するための装置。電気信号や流体圧力を介して BOP 及び各種バルブ BOP の種類の 1 つで 9-5/8 “または 13-3/8” サイズのケーシングパイプを切断できるように開発された特殊なものの。一般的なシアラム BOP はドリルパイプの切断に限定される

¹⁰⁷ Remotely Operated Vehicle = 船上・陸上から遠隔操作される 水中ロボット

されたものがほとんどであり、大水深での係留を可能にするために高把駐力アンカー、高強度合成素材の軽量係留索、アンカー・係留索の事前設置（pre-set mooring）¹⁰⁸などさまざまな工夫がなされている。

一方、DPS 掘削リグは大型化・大容量化だけではなく、あらゆる面で冗長性の追加が施されて、信頼性が増している。

⑦ 安全管理、環境保全

大水深での掘削作業は、浅水深掘削に比べて安全管理や環境保全上、より問題が大きい。それらのリスクに対しては、ハードウェアに高い冗長性を求めること（特に DPS や BOP コントロールシステムなど）、危険作業から人間を遠ざけること（ドリルフロアのパイプハンドリングの機械化・自動化）、体系的なリスク管理を日常のものとする、などにより対処している。

上述のような課題やその対策のための技術を取り入れた機器に対する潜在需要は高いと考えられる。

しかし、掘削リグに関連する機器は現在のところ、欧米企業がほぼ独占している。掘削パッケージは 1980 年代には三菱でも生産していたが撤退。その後の技術革新もあり、そう簡単には参入できない。

また、上記のほかにリグに使われる機器としては（オフショア作業船にも使われるが）、特殊な大型クレーンがある。ナックルブームクレーンというもので、重くて長尺もので、支点が複数あるタイプのものである。掘削パイプなどを持ち上げるためのものである。業界関係者によると、日本ではすぐに設計することは難しいのではないかとのことである。

掘削パッケージについては、前述のとおり、2 社が独占している。1980 年代には三菱グループが Continental EMSCO のライセンス生産をしていた。業界関係者によると、1980 年代の技術者が引退する前であれば、再参入も可能ではないかという。

その他、チェーンやポンプでは既に日本企業も参入している。（チェーン：浜中チェーン、ポンプ：SHINKO）

(2) 浮体式生産システム

浮体式生産システムのトップサイドで使われているのは、石油化学などのプラントの技術である。石油化学プラントでは日本のエンジニアリング会社も世界各国で活動をしている。

¹⁰⁸アンカー（anchor）および係留索（ワイヤロープやチェーンなど）を使用して位置保持を行うセミサブ型掘削リグでは、通常掘削ロケーションに到着してからアンカー設置のための作業を開始する。プリセットムアリングは、掘削リグが掘削ロケーションに到着する前にアンカー設置作業を終了しておく方法を指す。この方法を採用することにより、掘削リグはロケーション到着後、事前設置したアンカーと係留索を接続するのみの作業となるため、作業時間を短縮することができる。

東洋エンジニアリングは、資源大手の BHP ビリトン社向けにオーストラリアで操業している FPSO トップサイドを建造した実績（2006 年）があり、また、三井開発開発（MODEC）と共同でシンガポールに MODEC and TOYO Offshore Production Systems Pte. Ltd.を設立している。2008 年には西アフリカ・アンゴラ向け洋上原油処理設備設計業務を受注、また、2010 年 11 月にはブラジル向け FPSO の洋上原油処理設備の受注が内定した。さらに 2010 年 3 月には MODEC と共同で、ブラジルのペトロブラスと中小規模 GTL 開発の協力契約を締結し、実証設備の建設を開始した。ペトロブラスは、ブラジル国内における洋上原油生産に随伴するガスやへき地にある石油ガス田の天然ガスを GTL により液体転換することで原油の増産を意図している。

日揮は西アフリカのアンゴラで、カビンダ・ガルフ・オイル社向け洋上 LPG 処理設備（LPG FPSO: Floating Production Storage and Offloading）プロジェクトや、インドネシア領ナトゥナ海上の大型洋上ガス処理設備など、オフショア石油ガス生産設備を受注した実績がある。

また、千代田化工建設は 2009 年、SBM オフショア社と共同でブラジル向け年産 270 万トンの洋上天然ガス液化装置（洋上 LNG）の基本設計業務を受注した。

このように、日本のエンジニアリング会社は数はそれほど多くないものの、オフショア石油ガス開発の生産プロジェクトにも参入している。日本のプラント資材・機器メーカーが、日本のエンジニアリング会社を通じてオフショア石油ガス開発に参入することは可能である。しかし、これらの設備は設計仕様が、米国の API（American Petroleum Institute）の基準に即していることが多いため、日本のメーカーはその仕様にあわせなければならない。それでも、掘削リグに比べれば、技術力の高いプラント機器メーカーは既に日本にもあり、ビジネスチャンスはあるものと考えられる。業界関係者によると、コンプレッサーでは三菱重工、前川製作所などが対応可能であり、またコベルコも米国の会社を買収して参入を検討している。

また、前述のように、オフショア生産設備では電気をつくるため、ガスタービン発電機が使われるが、この分野では GE や Rolls Royce が強い。川崎重工や三菱重工も参入を希望しているが、実績重視であるため、参入はそれほど簡単ではないという。

一方、オフショア石油ガス設備は、地上のものよりさらに、腐食対策に投資を惜しまないという。20 年以上使用され、地上と異なり修理も大変であるし、5 年おきにドックに入って修理ができる普通の船舶とも事情が異なる。こうした腐食対策で、高い効果のある技術が開発できれば、市場参入も可能であろう。

また、大水深化がすすむ中、今後の技術ニーズとしては次のものが考えられる¹⁰⁹。

- ① フレキシブルライザーの軽量化・高強度化（複合材料、高張力鋼）
- ② TLP のテンドンの軽量化・高強度化（複合材料、チタン合金）
- ③ 防熱・加温による流路保全（Flow Assurance）
- ④ 大水深の生産性向上を図る海底セパレーター¹¹⁰の開発

¹⁰⁹ 特集：深海へ向かう世界の石油・天然ガス開発事業水深 2,000m を超えた生産井一油・ガス田開発の進歩、JOGMEC 2006 年 9 月

①のような素材の分野では日本精鉱など日本でも競争力の高い企業がある。ただし同じ素材でもテンドンの素材はカーボンスティールで、かつては住友金属がつくっていたが、価格競争が厳しく撤退している。また、この他にも、CO₂ 圧入攻法に代表される原油回収率向上技術、メタンハイドレートなどの非在来型石油ガス田開発技術、GTL, NGH などの油ガス有効利用技術、環境調和型石油ガス田開発技術などが注目されることになろう。こうした分野の研究や実現に使われる機械機器の需要は高まると思われる。

もう1つ、業界で最近注目の話題は、洋上 LNG プラント (FLNG) である。現在、ガスは陸上までパイプラインに持って行って、陸上で LNG 化し、輸出される。これに対し、海底石油ガス田から採掘した天然ガスをその場で液化天然ガス (LNG) にする設備である。パイプライン敷設が不要のため石油ガス田が小規模だったり、遠洋にあったりする場合でも機動的に事業化しやすい。逆に、基地上に建設する液化設備の大型化に限界があるため、大規模な石油ガス田では量産効果が十分に働かない。石油ガス田の規模や立地に応じて従来方式と洋上 LNG 基地のすみ分けが進むとみられている。日本企業も洋上 LNG 基地の関連市場に相次ぎ参入している。三菱重工業や日揮、千代田化工建設などが設備の受注活動を本格化させている¹¹¹。また、石川島播磨重工は、FLNG 向け貯蔵タンクを、従来の 3 分の 1 のコストで生産する技術を開発している。SPB 方式と呼ばれるタンクで、サムスン重工や大宇造船などに採用を持ちかけているという¹¹²。FLNG の実用化には多くの解決すべき技術要素があり、複合的に絡みあっている。一つ一つの要素は既存の技術でも、それらを最適に組合せて全体を統合する技術が必要となる。特徴的な技術的課題として、波浪揺動による液化能力への影響 (液化効率低下、プラント稼働率低下、寿命短縮、事故可能性)、貯蔵への影響 (タンク内液面スロッシングによる事故可能性)、出荷への影響 (稼働率低下、事故可能性) があり、これらの問題への対策が重要となる。限られた大きさの船体の上に液化・貯蔵・出荷設備を搭載しなければならないので、陸上基地よりも FLNG は設備密度が高くなり、事故の際のダメージが大きく、FLNG 特有の安全性対策が必要となる。また、限定されたスペースでは設備保全も困難である。液化プロセスの選定一つをとっても液化効率・プラント稼働率・設備費・運転操業費・安全性・設備保全性等あらゆる面の検討を行って総合的に評価することが重要となる¹¹³。

¹¹⁰ 坑井からの産出流体を油、水、ガス、砂に分離。例えば、海底でガスが分離できると貯留層へのガス圧入という (貯留層圧の維持を通して) 採油増進につながる。砂の分離は、砂によるパイプライン・チョーク・バルブの侵食の防止や軽減につながる。また、洋上施設のセパレーター配管が砂により詰まることを防ぐ。水の分離は、配管内のハイドレート防止、小径パイプラインの適用、腐食の低減、貯留層への水圧入ほかにつながる。海底セパレーターは重力式 (重力分離) とサイクロン式 (各相がサイクロン内で加速され分離) に大別。(JOGMEC 2009 年 5 月)

¹¹¹ 日経やさしい経済用語の解説

¹¹² 2011 年 1 月 12 日 日経産業

¹¹³ 千代田化工ウェブサイト

実用化にいち早く乗り出しているのは、シェルで、サムスン重工に 3 隻の FLNG を発注した。また、前述のように千代田化工と SMB オフショアは共同で、ペトロブラスから FLNG の基本設計業務を受注している。今後 5 年間で 10 隻の FLNG の建造が見込まれている¹¹⁴。

また、FPSO に GTL を搭載するマイクロ GTL (中小規模 GTL) という技術も開発が進められている。規模の小さい石油ガス田を対象に、圧力と化学反応を一緒に GTL の中で行うものである。GTL 設備の設置面積を従来の 6 分の 1 程度に小型化できる可能性があり、FPSO (浮体式海洋石油・ガス・生産・貯蔵・積み出し設備) 上に搭載し、海洋石油ガス田開発の新たなツールを提供することができる。前述のように、三井海洋開発、東洋エンジニアリングがペトロブラス向けの実証実験を行うことになっている。また、両社は米国の技術開発ベンチャーでマイクロプロセス技術分野における先駆の開発会社である Velocys Inc. と共同で、洋上 GTL 設備の開発・商用化のための共同開発協定も 2007 年に締結している。

こうした分野で必要とされる素材、機器などは今後のニーズが見込まれる。

4.2 オフショア作業船に対する船用機器の潜在需要

オフショア作業船には多くの種類があり、その従事する業務も多様だが、比較的共通して必要となる機器には大型クレーンがある。前述のように、オフショア石油ガス開発が大水深へとシフトし、オフショア構造物も大型化すると、オフショア作業船の大型クレーンの需要も増えることが考えられる。

オフショア作業船は 30 年ほど前までは、物資輸送だけだった。現在ではアンカーハンドリングの機能をつけた AHTS が増え、ジャッキアップリグや FPSO の錨をうつのに使われる。そのためには 100 トンくらいの大型のウィンチが使われる。ジャッキアップリグの場合、4 点で錨をうつが、FPSO は 24 本必要となる。AHTS やそれに搭載されるウィンチも、オフショア構造物の需要が増えれば、それに応じて増える。また、DPS、普通の船よりも大型の水深装置 (Thruster)、救助、消防などの機能を持つ AHTS もある。

オフショア作業船にはパイプ敷設船があるが、ここではクレーンのほかに、テンショナーやパイプ芯出し機が使われる。テンショナーはパイプの張力を保つためのもので、ノウハウの塊であり、欧米企業で独占している。パイプ芯出し機は溶接の際にパイプをまっすぐに出していくためのもので、日本では日本車両が製造している。

欧米企業の中には、こうしたオフショア作業船の設計だけを行い、船舶の建造はアジアで行っているところもある。設計と機器は欧州から供給して、建造はアジアで、というパターンである。そうした設計専門会社の代表的なところでは、Ulstein などがある。

日本企業も、オフショア分野に参入する場合、設計に特化するなど発想の転換が必要となろう。

¹¹⁴ 2011 年 1 月 12 日 日経産業

5. 東南アジア主要国およびメキシコにおけるオフショア産業支援策

オフショア石油ガス産業が活発化する中、開発に使用される海洋構造物や支援船のニーズも高まっている。しかし、東南アジアでは、修繕やバージの建造などに従事しているヤードはあるものの、シンガポールや一部マレーシアの造船所を除き、高度な海洋構造物や支援船の建造ができるヤードは少ない。オフショア石油ガス産業向けの造船業に特化した支援策も少ない。以下、オフショア石油ガス産業向けの造船業にも適用可能な各国の支援策をまとめた。

5.1 シンガポール

シンガポールはリグ建造、FPSO の改造では世界トップクラスを誇る。セムコープマリリンとケッペルオフショア&マリリンという 2 つの政府系企業がオフショア構造物に強い造船所として、世界的にも有名である。また、支援船の建造や修繕に従事する中堅の造船所も多い。こうした造船所の活動をサポートする、船級協会、設計、エンジニアリング、船用機械、サービスなどの企業が数多くあり、その多くは外資系企業の子会社や販売サービス代理店である。シンガポールの場合、こうした外資系企業が進出しやすい環境を整えている、という点も、オフショア石油ガス産業の振興に一役買っているといえる。

このようにシンガポールのオフショア産業の競争力は強いが、さらに競争力を強化するために研究開発や人材育成に力をいれている。例としては次のとおり。これらはオフショア産業に特化したものではないが、オフショア産業も対象となっている。

(1) シンガポール海事研究所 (Maritime Institute)

2010 年 9 月にシンガポール海事港湾庁 (MPA) が設立を発表したもの。海運、港湾、海事サービス、オフショア (海洋資源開発支援)、造船など多分野にわたる海事関連産業の研究開発 (R&D) や学術研究、政策に関する戦略・計画を策定するシンクタンクとして新設される。シンガポールの海事関連業界の人材育成、研究開発力、競争力の底上げを目指すもので、MPA は新研究所に向こう 10 年間で 2 億シンガポールドルの資金拠出を行う方針。また経済開発庁 (EDB)、科学技術研究庁 (A*STAR) の両政府機関も助成を行う。

(2) 海事産業基金 (Maritime Cluster Fund - MCF)

オフショア産業や造船だけでなく、海事産業全般 (海運、船舶売買、船舶金融、海事仲裁法、港湾管理・開発、海事保険、船員など) が対象になる基金。2002 年に設立された。人材育成やビジネス開発を支援する基金。

(3) 海事革新・技術基金 (Maritime Innovation & Technology (MINT) Fund)

MPA が 2003 年に創設した海運・造船業界の R & D 促進のための 1 億ドルの基金。この中には、学生向けの海事産業インターンシッププログラム (MIAP)、高等教育機関や研究機関における海事産業関連の研究開発に MPA が資金援助をする高等教育機関共同研究や MPR 研究開発プログラム、産学共同研究に MPA が資金援助をする海事産業技術プロ

フェッサーシップ、シンガポールの港や海事施設を使って海事産業関連の研究開発成果の実証実験を支援する海事産業新技術実証実験プログラムがある。

(4) 海事作業地場企業高度化プログラム (The Marine Group Local Industry Upgrading Programme -LIUP)

1995 年に EDB と大手造船所が立ち上げた、地場の造船裾野産業支援策。人材育成、生産性向上、新技術の導入、作業工程の改良などの面で、大手造船所による下請け企業育成を EDB が資金面を含み支援するもの。

5.2 マレーシア

マレーシアには約 70 の造船所があるが、小規模な造船所が大部分を占め、国内市場向けの新造船や修繕が多い。マレーシアは石油ガス産業が盛んなため、石油ガス向けの支援船の建造を専業としている造船所や、軍用など政府向けの建造や修繕を主業務としている造船所も多く、マレーシアの造船業は国内の石油ガス産業と政府調達への依存率が高い。石油ガス産業向けとはいえ、大型タンカーやオフショア開発向けのリグやオフショア生産プラットフォームの建造ができる造船所は少なく、オフショア供給船 (Offshore Supply Vessels) で、大型のクレーンなどは積まない中型船である。一般にマレーシア国内の需要であっても、大型船や技術的に高度なものは、外国の造船所に発注されることが多い。

造船業はマレーシアの経済にとって重要で、工業化マスタープランでも造船業は対象となっているが、マレーシアでは超大型船の建造能力をつけることを目指しているわけではない。新造船では 3 万 DWT までの船舶に特化しその分野での能力を高めること、メンテナンス、オーバーホール、改装などの修繕能力も、大型化ではなく、既存の設備の改良などで技術力、人材の能力を高めることや、オフショア構造物建造の活動を拡大することが目標となっている。工業化マスタープランでは、こうした目標を達成するために次の点を掲げている。

① スキルアップ

- 地場造船所の技術レベルを向上するための技術プログラムの実施
- 船舶設計、エンジニアリング、金属学、腐食管理分野のスキル向上
- 教育機関への専門家の派遣、
- 造船業先進国との協力

② インフラ、サポート施設の充実

- 特別なグレード・仕様の鉄板の供給、金型の製造、機械加工、鋳造その他の造船作業向けサービスの強化。これを達成するために次を行う。
- 海洋設計、R&D、マーケティングのスキルと能力を開発する
- 必要とされる基準と品質の部品や部材を生産するために機械や機器のアップグレードを奨励する
- 生産コスト削減ができるよう、共同開発あるいは共同購入できるような部品や部材を探す。

③ 資金支援

- 造船所や裾野産業の設計能力を高めるための活動に資金支援を行う。

④ オフショア構造物の建造拡大

- オフショア生産プラットフォームの設計の能力を高める。
- 国内のオフショア生産プラットフォーム建造業者の国際プロジェクト参画を支援する。

5.3 インドネシア

インドネシアの造船産業は旧オランダ植民地時代の修理ドックを政府が 1960 年に接收し、国営企業として運営を続けている造船所やその後新たに設立された国営造船所が中心となっている。中でも大手は、オランダから接收した造船所 3 ヶ所と 1960 年代に設立した造船所 4 ヶ所が合併した DKB Shipyard (Dok Perkapalan Kodja Bahari) で、同社は本社をジャカルタに置き、サバン (北スマトラ)、パダン (西スマトラ)、パレンバン (南スマトラ)、バンジャルマシン (南カリマンタン)、ジャカルタ (5 ヤード)、シレボン (西ジャワ)、スマラン (中部ジャワ) の各地に造船所を保有している。また、スラバヤの海軍造船所を改築して 1980 年に設立された国営の PT Pal は、最新の設備を有し、大型船、軍艦、特殊船舶、海洋オフショア構造物の建造能力を持つインドネシア屈指の造船所である。

一方、シンガポールからフェリーで 40 分に立地するバタム島では、多くのシンガポール系造船所が立地し、インドネシアでの一大造船集積地を形成している。シンガポールは土地面積や労働者数などの面で事業拡大がしにくくなっていたが、バタム島には土地があり、シンガポールの造船所の事業拡大には格好の選択肢となったわけである。1990 年以降、60 社を超える合弁企業が設立されたが、合弁の相手は多くがシンガポールの造船所である。シンガポールにはリグ建造、FPSO 改造、その他オフショア支援船の造船所があるが、バタム島にはシンガポールの造船所のサポートとして、リグの檣の建造など、鉄鋼構造物に従事するヤードが多い。しかし、バタム島の造船業は民間主導で発達しており、政府からの支援があったわけではない。

バタム島以外にある大手造船所は、政府系がほとんどであり、そのため、経営難に陥っても政府からの支援がある。例えば PT PAL は資金難に陥っているが、2010 年 9 月に 1700 億ルピーの財政支援を受けた。PT PAL 向けには総額 4500 億ルピアの財政支援が計画されており、残りは 2011 年に支払われる。しかしこれは業界支援というより国営企業救済である。

なお、インドネシア政府はカボタージュ政策導入を 2005 年に決定し、船舶種別ごとに順次、施行している。そのため、国内で船舶需要が高まっているが、国内の造船各社はあまり恩恵を受けていない。その理由としては、資金借入コストの高さ、資金不足、輸入原材料への過度の依存、土地所有権をめぐる紛争により、増産できずにいる。業界団体のインドネシア造船オフショア産業協会 (IPERINDO) と産業省の試算によると、建造能力拡大のためにインドネシアの造船業界は 2009 年から 2014 年までに 28 兆 5000 億ルピアが必要だとされている。また、IPERINDO は、インドネシアの造船業界の競争力を高めるため、国内で建造した船舶に対する 10%付加価値税の政府負担を求めている。具体

的には工業省の予算で、造船所が支払うべき付加価値税の肩代わりをしてはどうかと言う提案で、2010年5月 IPERINDO は提案の詳細を検討中である。

こうした中、カボタージュ原則のオフショア部門適用の特別措置を求める声が出ていた。リグ、パイプ敷設船などのC区分の船舶に対するカボタージュ適用が施行されると、現在稼働中の海洋構造物がインドネシア海域で操業できなくなり、インドネシアのオフショア石油ガス産業に打撃となる。これに対して、インドネシア国会は2011年3月に、オフショア石油ガス開発で使用される船、海洋構造物は、人や物資を運ばないのであれば、カボタージュ規制の対象外と法改正を可決した。これにより、オフショア石油ガス開発向けの海洋構造物の国内建造能力を早急に高める必要はなくなった。

5.4 タイ

タイには200余りの造船所が立地しているが、小規模零細企業がほとんどで、造船産業は発達していない。造船所の多くはチャオプラヤ川沿いに立地しており、環境の面からも問題となっている。また、浮きドックなどの造船に必要な施設・設備もタイには不足している。こうした中、タイでは2006年から2008年にかけて、造船振興政策の策定や、造船振興工業団地の設立が検討された。その際、国立経済社会開発庁（National Economic and Social Development Board：NESDB）は造船業振興のための提言と業界現状の調査結果を2006年1月に発表した。そこではオフショア開発については言及していない。造船産業一般に対しては、2007年に投資庁（BOI）がゾーン2とゾーン3（*註）に造船所を設立する場合、8年間の法人税を減免とする措置を導入した。前述のようにタイの造船所はゾーン1のチャオプラヤ川沿いで、拡張の余地はなく、造船産業を育成するには、ゾーン1以外の場所に立地することが望ましい。また、BOIは機械機器の輸入関税も免税とする。対象となるのは以下のとおり。

- 500GT以上の鉄鋼製船舶を建造する造船所
- 500GT以下の船舶（木造、鉄鋼以外）を建造する造船所

造船振興工業団地についてはその後の動きは見受けられない。タイでは政治の不安定な状況が続いたこともあり、進展していない可能性は高い。

註：タイのゾーニング¹¹⁵

第1ゾーン：バンコク首都圏6県

バンコク、サムットプラカーン、サムットサコーン、パトゥムターニー、ノンタブリー、ナコンパトム

第2ゾーン：首都圏周辺11県およびプーケット

サムットソクラーム、ラチャブリ、カンチャナブリ、スパンブリ、アントーン、アユタヤ、サラブリ、ナコンナーヨック、チェチェンサオ、チョンブリ、ラヨン、プーケット、レムチャバン工業団地

第3ゾーン：低所得とインフラの開発度が低い残り58県

¹¹⁵ ジェトロウェブサイト

シーサケート、ノンブアランプー、スリン、ヤソトーン、マハサラカム、ナコンパノム、ローイエット、カラシン、サコンナコン、ブリラム、アムナートチャルーン、プレー、パヤオ、ナーン、サトゥン、パッタニ、ヤラー、ナラティワート、ノンカイ、ウボンラチャタニ、チャイヤブーム、ムクダハーン、ウドンタニ、ルーイ、コンケン、ナコンラチャシマ、ペチャブーン、ピチット、スコタイ、チェンラーイ、メーホンソン、ウッタラディット、ターク、ピサヌローク、カムペーンペット、ランパーン、チェンマイ、ランプーン、トラート、チャンタブリ、プラチュアプキリカーン、プラチンブリ、ロップリ、シンブリ、チャイナー、ウタイタニ、ナコンサワン、サケーオ、パンガー、ソンクラ、クラビ、スラータニ、チュンポー、トラン、パッタルン、ナコンシータマラート、ラノー

5.5 フィリピン

フィリピンの造船所は零細企業が多い。外資系の大型造船所もあるが、オフショア石油ガス開発向けの構造物建造を主業務とはしていない。フィリピンでは2006年の「フィリピン造船・船舶修繕産業の強化および同産業の発展促進に向けた取組みの策定」と題する行政命令があるが、そこにはオフショア石油ガス産業向けの船舶や構造物については言及されていない。

5.6 ベトナム

ベトナムには国防省、漁業省、運輸省に属する造船所や民間の造船所があるが、造船所の総数については確かな統計がない。最大の造船所グループは、運輸省の管理下にあるベトナム造船公社ビナシン（Vietnam Shipbuilding Industry Corporation）である。ビナシンは1996年に設立された国营造船所で、傘下の造船所の多くは北部のハイフォンに立地しており、同グループの主力造船所は北部のバクダン造船所、ハロン造船所、ナムチュー造船所である。ホーチミン郊外にもサイゴン造船所やサイゴンシップマリン等の造船所がある。この他、韓国の現代グループとの合弁の船舶修繕ヤードの現代ビナシン造船所を持つ。最近ではクアンガーイ省のズンクアット造船所をはじめとする中部の造船所も開発した。

ベトナム政府は造船業を戦略産業と位置づけているが、造船業の中核となっているのは、ビナシンであり、これまで、ベトナムの造船産業振興策＝ビナシンの拡張計画だった。しかしビナシンは、急速な拡張、事業の多角化、資金運用の失敗により、2010年、負債総額44億ドルを抱え、破綻寸前にまで追い込まれた。報道によると、クレディ・スイスの取りまとめで2007年に設定された融資総額6億ドルのうち、最初の実行分である6000万ドルについて、2010年12月の返済期限にデフォルト（返済不履行）に陥った。放漫経営の責任で、幹部が何人も逮捕された。政府はビナシンの再建を支援する方向で、現在ビナシンの再建計画策定中である。政府は2012年までにビナシンの赤字を食い止め、2015年までに同グループが安定的に発展できるようにすることを目指しているという。なお、報道などから収集したこれまでのビナシン傘下の造船所で建造している船は、貨物船が多く、オフショア石油ガス向けの船舶や構造物については、ほとんど経験がない。ビナシン傘下の中でも大手のナムチュー造船所で、ベトナム初の浮体式貯蔵積み出し施設

(Floating Storage and Offloading system : FSO) を、国営石油会社ペトロベトナムの子会社向けに建造したが、2008 年末には納入予定から大幅に遅れて、2010 年 8 月に完成した。

政府は今のところ、オフショア石油ガス開発や石油精製所の建設に力を入れているものの、造船業については、ピナシン再建に手一杯で、オフショア構造物などの振興策まで手が回らないものと思われる。

5.7 ブラジル

ブラジルは 1980 年代には世界でも有数の造船国であったが、その後、過度な保護主義が裏目に出て凋落した。しかし 1990 年代に入ると、国営石油会社ペトロbras に、石油ガス開発に必要な船やオフショア構造物などに現地調達を求める州政府の動きなどが現れた。1998 年に Kellogg Brown & Root (KBR) が、Barracuda Caratinga プロジェクトを 150 億米ドルで受注した際には 40% の現地調達率が課された。

ブラジルの造船業界はさらに、1999 年のシンガポールの Keppel FELS による投資で進展することになる。世界有数のリグ建造ヤードである Keppel FELS は既存の造船所を長期リースして、名前を Brasfels と変更。Brasfels は、Barracuda Caratinga プロジェクト向けに、2 つの FPSO 改造、トップサイドの建造とインテグレーションを手がけた。その後同ヤードは、Technip を共同でセミサブの建造も受注した。

さらに、ブラジル政府は、ブラジルにおける石油ガス開発産業における自国企業の参画の拡大、地元経済の活性化、人材育成を目指し、石油・ガス国内産業育成支援政策 (Program of Mobilization of Brazilian Oil and Gas Industry : PROMINP) を 2003 年に立ち上げた。これは政府、国営石油会社のペトロbras、エンジニアリング技術会社の AVEVA との協力によるもので、業界に必要なスキル人材の育成や、現地調達率の引き上げを行う内容となっている。ブラジルでは石油ガス開発が盛んになってきているが、人手不足の問題がある。人材コンサルタント会社の Hay Group の調査によると、ブラジルでは業界に必要な人材の 15% にあたる 35,000 人が不足しているという。

PROMINP はそのギャップを埋めるために、地場産業を育てるためのプログラムでもある。「ブラジルでできることはブラジルで」というスローガンの下、地場産業の育成して、石油ガス開発産業に必要なサービスや製品を輸入するのではなく、ブラジル国内で供給することを目指している。そのため、ペトロbras の調達計画には、高い現地調達率が課されている。現状ではブラジルにはその全てに応えるだけのノウハウ、技術力が足りないため、海外企業との技術提携、合弁なども奨励している。シンガポールのケッペルは PROMINP プログラムの立ち上げ前からブラジルに進出しているが、最近、シンガポールの SembCorp や韓国の造船所がこぞってブラジル進出や提携に積極的なのは、こうしたブラジル政府の現地調達政策がある。

また、ペトロbras は造船産業の育成のため、2006 年にブラジル南部の Rio Grande に、大型のドライドック施設を持つ造船所の建設・リースバックの入札を発表して、ブラジルの造船業界を驚かせた。今では Rio Grande は造船関連企業が集積しつつあるが、当時は造船産業の集積地といえば Niteroi と Rio De Janerio であり、Rio Grande はこれらの地域から何千キロも離れていたからである。この入札は、サンパウロの WToore

が受注した。同社は 2007 年に、SembCorp Marine 傘下のジュロン造船所と合弁で、建設、運営を行う MOU を結んでいたが、最終的には合弁には至らず、その 2009 年には Keppel に 70%の株式を売却すると報じられていた。しかし、納期の遅れ、資金難などから、2010 年 11 月に Engevix Engenharia に造船所を売却した。これにより、同造船所へのシンガポール勢の参画はなくなったようである。2010 年 11 月、Engevix Engenharia はペトロbrasから 8 隻の FPSO を受注。Engevix Engenharia に造船の経験がないことから、プロジェクト遂行能力を危ぶむ声もあるが、Engevix Engenharia はスウェーデンのオフショアエンジニアリング会社 GVA と中国の Cosco Shipyard から技術支援を受けてプロジェクトを遂行に当たる。ペトロbrasからは 70%の現地調達率が条件として課せられている。¹¹⁶

(1) 現地調達率

前述のように、PROMINP プロジェクトにより、石油ガス産業の現地調達率が規定されている。しかし、個々のプロジェクトの現地調達率条件をほとんど公開されていない。投資家はしばしば、どれくらいの業務を現地のサプライヤーに発注していいかわからないという。Prominp のウェブサイトには、現地調達比率の計算方法が細かく定められているが、それは非常に複雑でわかりにくい。さらに、探鉱と生産かによっても違い、またプロジェクトによっても異なる。一般的には、探鉱で、陸上のプロジェクトの場合は 70%、オフショアで 100 メートルまでの場合は 37%、100 メートルから 400 メートルのオフショアの場合は 37%だとされる。生産の場合は、陸上で 77%、100 メートルまでのオフショアで 63%、100 メートルから 400 メートルまでのオフショアで 55%といわれている。

また、ブラジルの現地調達率の枠組みは複雑であるで、現地調達率要件を満たさなければならない規制は複数ある。

- ▶ 国家石油庁 (ANP) の現地調達比率
- ▶ ペトロbrasによるオフショア構造物・船舶など建造のユニットごとの現地調達率
- ▶ ブラジル開発銀行 (BNDES) の融資を受ける場合の現地調達率要件

入札の際には、ブラジルの企業全てに同等の機会を与え、入札企業は、現地ベンダー、サプライヤー名をリストに加え、技術情報をポルトガル語で提出しなければならない。

他に、税制優遇もある。石油ガス関連の機器の輸入完全は平均 14%だが、1999 年に、2020 年までの免税の特別スキームが導入された。これにより、ウェットクリスマスツリー、ある種の船舶、浮きクレーン、tow boat、ライザー、ROV は輸入関税とのその他一部の税が免除される。

なお、ペトロbrasの 2006-2010 年の戦略における現地調達率の達成目標は、同社全体で 65%となっている。2011 年 1 月の報道ではペトロbrasはこの目標を 35%に引き下げよう政府に提言したとされるが、ペトロbrasはそれを否定している。実際に達成できた現地調達率は公表されていない。

¹¹⁶ 9 July 2010 Upstream, 19 November 2010 Upstream, 12 November 2010 Upstream

(2) 造船所融資

ブラジル政府は 2004 年に、ブラジルの造船所に対する融資スキーム、**Merchant Marine Fund (FMM)** を設立した。ブラジルの海運会社がブラジルの造船所で建造、改造、大型化、近代化、修繕などを行う場合のブラジルの海運会社に対する融資、同様の場合、ブラジルの造船所に融資するものとあり、いずれもプロジェクトコストの 90% を上限に融資が行われる。

さらに政府は、2008 年、**FMM** 融資を行う金融機関にリスクに対応する保証基金、造船保証基金 (**FGCN**) を設立した。保証期間は、建造期間中に限定される。これにより政府は、**FMM** の運営機関による円滑な資金供給を目指している。

FGCN ファンドはブラジルの造船所が、ブラジル国内で使用される船舶などを建造する場合に適用される。

別添 1. 主なオフショア油ガス田のリスト

主要オフショア石油田

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Weblink	Additional Reference (if any)
Africa										
Angola										
BI 17 Girassol + Jasmim + Rosa	1996 (Girassol), 1998 (Rosa), 2001 (Jasmim)	2001	II	Block 17 - 93 miles (150km) offshore	1,350m (4,455 ft)	270,000 bopd (total average peak production)	FPSO	Total	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=325	N.A.
BI 04 Gimboa	2004	2008	V	Block 4/05 - 53 miles (85km) offshore	700 m (2,310 ft)	60,000 bopd and 37 MMcf/d (1 MMcm/d) (2008)	FPSO	Sonangol	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=306	N.A.
BI 14 BBLT	N.A.	2006	IV	Block 14 - Lower Congo Basin	1,280ft	200,000 bpd (estimated peak production-2008)	Compliant Piled Tower (CPT)	Cabinda Gulf Oil Co. Ltd. (Chevron)	http://www.offshore-technology.com/projects/bblt/	N.A.
BI 14 Kuito	1997	1999	IV	Block 14 - Offshore Cabinda Province	1,260 ft	100,000 bopd (2000)	Fuel production, storage and offloading (FPSO)_vessel	Chevron Texaco	http://instrumentation.co.zar/article.aspx?pkArticleId=19498&pkCategoryId=62	http://www.gasandoil.com/aoc/commant/cna94154.htm
BI 14 Tombua-Landana	1997 (Tombua), 2001 (Landana)	2006	IV	Block 14 - Eastern section of deepwater Block 14	1,218 ft	17,000 bpd (Dec. 2009), with expected peak production of 100,000 bpd by 2011	Compliant Piled Tower (CPT)	Chevron Texaco	http://subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=539	http://www.riazone.com/news/article.asp?a_id=84450
BI 15 Kizomba A	1998	2004	II	Block 15	3,300 to 4,200 ft (1,006 to 1,280 m)	130,000 bpd (August 2005)	Combination of dry tree Extended Tension Leg Platform (ETLP) and subsea completions tied back to an FPSO	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/kizomba/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=639
BI 15 Kizomba B	1998	2005	II	Block 15	3,300 to 3,400 ft (1,006 to 1,036 m)	250,000 bpd (targeted)	Combination of a surface wellhead platform and subsea wells tied back to an FPSO vessel.	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/kizomba/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=639
BI 15 Kizomba C	2000	2008	III	Block 15	2,400 ft (732 m)	100,000 bpd (estimated)	2 FPSO vessels	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/kizomba/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=639
BI 15 Xikomba	1999	Xikomba A- 2003, Xikomba B- 2006	IV	Block 15 - 230 miles (370 kilometers) northwest of Luanda	1,341m (4,425 ft)	80,000 bpd (estimated peak production)	FPSO vessel	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/xikomba/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=639
BI 17 CLOV (Cravo, Lirio, Orquidea and Violeta)	1998 (Lirio), 1999 (Cravo, Orquidea and Violeta)	2011	III	Block 17	1,365m (4,505 ft)	N.A - Field under development. Expected peak production of 850,000 bopd.	FPSO vessel	Total	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=324	N.A.
BI 17 Dalla	1997	2006	III	Block 17 - 84 miles (135 kilometers) offshore Angola	1,500m (4,950 ft)	240,000 bopd (2007)	FPSO vessel	Total	http://www.offshore-technology.com/projects/dalla/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=248
BI 17 Pazflor (Perpetua, Zinia, Acacia and Hortensia)	2000 (Perpetua), 2002 (Zinia), 2003 (Acacia and Hortensia)	2011	III	Block 17 - 150km off the coast of Angola	718 m - 1,030 m (2,369 to 3,399ft)	N.A - Field under development. Expected peak production of 200,000 barrels of oil and 150 MMcf/d of gas	FPSO vessel	Total	http://www.offshore-technology.com/projects/pazflora/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?projectId=326
BI 18 Greater Plutonio (Platina, Plutonio, Galio, Paladio, Cromo and Cobalto)	1999 (Platina and Plutonio), 2000 (Galio, Paladio, Cromo and Cobalto)	2007	III	Block 18 - 160km northwest of Luanda	1,200 to 1,500m	250,000 bopd (expected peak production)	FPSO vessel	BP	http://www.offshore-technology.com/projects/greater-plutonio/	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Nigeria										
Abo	1996	2003	IV	Nigerian Block Oil Prospecting License (OPL) 316 - North-Western sector	800m	9,000 bopd (2008)	FPSSO vessel	ENI	http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2003/04/Eni_Abo_Cen_encyclopedia/display/114960/ipes-online-research-center/volume-1998/issue-1/encyclopedia/africa/nigeria.html	http://www.pennenergy.com/index/petroleum/international-releases/2003/04/Eni_Abo_Cen_encyclopedia/display/114960/ipes-online-research-center/volume-1998/issue-1/encyclopedia/africa/nigeria.html
Agbami	1998	2008	III	Nigerian Blocks Oil Mining License (OML) 127 and 128 - 70 miles (113 km) offshore Niger River Delta	1,462m (4,825 ft)	250,000 bopd (estimated - end 2009)	FPSSO vessel	Chevron	http://www.offshore-technology.com/projects/abgami/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=249
Akpo	2000	2008	III	Nigerian Block OML 130 - 124 miles (200 kilometers) from Port Harcourt	1,325m (4,373ft)	175,000 barrels of condensate a day and 320 MMcf/d of gas (estimated - 2009)	FPSSO vessel	Total	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=252	N.A.
Bolia + Chota	1998 (Chota), 2001 (Bolia)	2011	IV	Nigerian OPL 219	1,100 m	N.A. - Field under development. Estimated production capacity is 50,000 bpd	N.A. - Field under development	Shell - ConocoPhillips	http://www.thefreeibraz.com/The+Shell+Tech+Group_40167520421.pdf	http://www.addxpetroleum.com/media/Analysts_Day_Nov_Par3.pdf
Bonga & Bonga NW	1996	2005	II	Nigerian OPL 212 - 75 miles (120km) offshore Nigeria	1,030m (3,399ft)	200,000 bopd (July 2007)	FPSSO vessel	SNEPCO	http://www.offshore-technology.com/projects/bonga/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=250
Bonga SW-Aparo	2001	2010	IV	Nigerian Oil Mining Lease (OML) 118	N.A.	350,000 bopd (estimated)	FPSSO vessel	SNEPCO	http://www.thenationonline.com/dynamicpage.asp?id=74149	http://www.offshore-technology.com/projects/bonga/
Bosi	N.A.	2009	IV	OGL 209 - Offshore south, Southwest Coast of Nigeria	N.A.	120,000 bpd (estimated capacity)	N.A.	ExxonMobil	http://www.igzone.com/news/article.asp?article=30193	http://www.oilgasarticles.com/articles/85/1/Investment-in-Nigeria-Oil-and-Gas-Sector/Page1.html
Egina (Egina 1, Egina 2, Egina 3, Egina 4 and Egina 5)	2003 (Egina 1), 2004 (Egina 2), 2006 (Egina 3 and 4) and 2007 (Egina 5)	2012	III	Block OML 130 - Niger Delta	1,550m (5,115ft)	N.A. - Field under development. Peak production expected to reach 150,000 bpd. Start production expected in 2015.	FPSSO vessel	Total	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=662	N.A.
Erha (Erha and Erha North)	1999	2006	III	60 miles (97 kilometers) offshore Nigeria	1,200m (3,960ft)	180,000 bopd and 300 MMcf/d of natural gas (2006)	FPSSO vessel	ExxonMobil	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=658	N.A.
Usan-Ukat	1988 (Ukat), 2002 (Usan)	2011 (estimated)	III	Gulf of Guinea - Nigerian OPL 222 - 100km South of Port Harcourt	750m (2,475 ft)	N.A. - Field under development. Peak production expected to reach 180,000 bpd by 2012.	FPSSO vessel	Elf Petroleum Nigeria Ltd.	http://www.offshore-technology.com/projects/usan/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=341
Yoho & Awawa	N.A.	2002	IV	Nigerian OML 104	95 m (314 ft)	160,000 bopd	Combination of 2 wellhead platforms and 1 Fuel Storage Offloading (FSO) vessel	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/yoho/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=622
Other Africa										
Congo-Brazzaville										
Azurite Marine	2005	2009	V	Mer Profonde Sud Block - offshore Republic of the Congo	N.A. - Mooring depth of FPSO is at 4,594 feet (1,400 meters)	40,000 bopd (expected peak production)	FPSSO vessel	Murphy	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=370	N.A.
Moho-Bilondo	1995	2008	IV	60 miles (80 kilometers) off the coast of the Republic of Congo	1,100m (3,630ft)	90,000 bopd (peak production estimate - 2008)	Floating Production Unit (FPU)	Total	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=305	N.A.
Cote D'Ivoire/Ivory Coast										
Baobab	2001	2005	IV	Block CI-40 - 16 miles (25 kilometers) offshore Cote d'Ivoire	1,219m (4,023ft)	70,000 bopd (estimated - 2009)	FPSSO vessel	Canadian Natural	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=273	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Eg Guinea										
Celba	1999	2000	IV	Rio Muni Basin - Blocks G and F - 35km offshore Equatorial Guinea	2,200m (7,260ft)	More than 100,000 bopd (2006 combined total average production)	FPSO vessel	Hess	http://www.offshore-technology.com/projects/celba/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=295
NPG-Okume complex*		2007	IV						http://www.offshore-technology.com/projects/okume/	N.A.
Mauritania										
Chinguetti + Tevet	2001	2006	V	Block 4, PSC Area B - 80km west offshore Mauritania	800m (2,640ft)	8,844 bopd (June 2008)	FPSO vessel	Petronas	http://www.offshore-technology.com/projects/Chinguetti/	N.A.
Tiof	2003	2008	IV	N.A.	950-1,400 m	N.A.	N.A.	N.A.	http://events.igzone.com/news/article.asp?a_id=31614	N.A.
South America										
Peru										
Albacora	1972	2000	II	Block Z-1 - offshore northwest Peru	N.A.	N.A.	Fixed platform - under construction	BPZ Energy	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=550	N.A.
Brazil										
Barracuda	1989	1997	II	Campos Basin-57 miles (95 km) east of Macae	1,980 to 3,300 feet (600 to 1,100 meters)	170,000 bopd	FPSO vessel	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/barracuda/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=272
Bjupira-Salema	1990	2003	IV	250km east offshore Rio de Janeiro	1,575ft to 2,900ft	70,000bopd and 2 million MMcm per day of gas	FPSO vessel	Enterprise	http://www.offshore-technology.com/projects/bjupira/	N.A.
Caratinga	1994	2005	IV	Campos Basin-99 miles (160 km) east of Macae	1,100m (3,630ft)	141,000 bopd	FPSO vessel	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/barracuda/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=272
Espadarte	1988	2001	IV	Campos Basin-east of Bonito and Bicudo	2,461 to 4,921 feet (750 to 1,500 meters)	45,000 bopd (peak production 2003)	Subsea wells, tie-back to FPSO vessel	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/espadarte/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=282
Frade	N.A.	2008	IV	Northern Campos Basin - 75 miles (121 kilometers) from the coast of the state of Rio de Janeiro	1,128m (3,722ft)	85,000 bopd and 30 MMcm/d (1 MMcm/d) of natural gas (estimated peak production - 2011)	FPSO vessel	Chevron	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=313	N.A.
Golfhino	2003	2006	III	Block BES-100 - Espirito Santo Basin - 50 miles (80 kilometers) away from Vitoria, Espirito Santo off southeastern coast of Brazil	1,350m (4,450ft)	200,000 bopd (combined production capacity)	2 FPSO vessels	Petrobras	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=364	N.A.
Jubarte	2001	2003	IV	Northern Campos Basin in Block BC-60 - 70km offshore the state of Espirito Santo, Brazil	1,300m	18,000 bopd (2008)	FPSO	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/jubarte-itei/	N.A.
Marlim	1985	1991	I	68 miles (110 kilometers) offshore Rio de Janeiro	910m (3,000ft)	390,000 bopd	Combination of 4 semi submersibles and 5 FPSO vessels	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/marlimitei/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=299
Marlim Sul (South)	1987	1994	I	Campos Basin - 75 miles (120 kilometers) off the northern shore of Rio de Janeiro	1,920m (6,330ft)		Combination of 3 semi submersibles, 1 Floating Production Unit (FPU) and 1 FPSO vessel	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/marlim/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=371
Papa Terra	2003	2012	III	BC-20 Block - Campos Basin - 68 miles (110 kilometers) offshore Rio de Janeiro is the Papa Terra	1,200m (3,960ft)	N.A. - Production to commence in 2013	Combination of 1 Mini TLP and 1 FPSO - both under construction	Petrobras	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=568	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Parque de Conchas (BC-10)	2000	2011	IV	Campo Basin - offshore Espirito Santo state	1,780m (5,874ft)	100,000 boepd and 50 MMcf/d (capacity)	FPSO vessel	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/bc-10/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=365
Peregrino	N.A.	2010	IV	BM-C-7 Block - Campo Basin - 53 miles (85 km) offshore Brazil	120m (396ft)	N.A. - Estimated minimum initial production capacity of 100,000 boepd, and 7.5 MMcf/d (0.22 MMcm/d) once production starts in Q4 2010.	Combination of 2 fixed platform and 1 FPSO vessel	Statoilhydro	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=432	N.A.
Piranema	N.A.	2006	IV	Alagoas Basin - offshore Aracaju, Sergipe	1,200m to 1,600m	8,000boepd and a gas compression capacity of 800,000 cubic metres per day (end 2009)	Cylindrical FPSO	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/biranema/	http://www.sevanmarine.com/index.php?option=com_content&task=view&id=14&Itemid=140
Roncador	1996	1999	I	Campo Basin - 78 miles (125 kilometers) offshore Brazil	1,800m (5,940ft)	460,000 boepd (Nov. 2009)	Combination of pump platform, FPSO, 2 semi submersibles and 2 FPSOs.	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/roncador/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=348
Gulf of Mexico										
Allegheny	1991	1999	V	Green Canyon Block 254 - south of New Orleans	328 m / 1,082 ft	27,500 boepd and 45 MMcf/d (1.27 MMcm/d) (production capacity)	Mini TLP	ENI	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=116	N.A.
Allegheny South	2005	2006	V	Green Canyon 298	1,000 m / 3,300 ft		Mini TLP	ENI	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=116	N.A.
Amberjack	1983	1991	V	Mississippi Canyon Blocks 108 and 109	314m (1,036ft)	2,400 boepd and 30 MMcf/d per day (2009)	Fixed platform	Stone Energy	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=168	N.A.
Anduin	1997	2007	V	Mississippi Canyon Block 755 - Outer Continental Shelf, Gulf of Mexico	914m (3,016ft)		Subsea tie-back to Gomez FPU	ATP	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=161	N.A.
Angus	1997	1999	V	Green Canyon 113, 157	600 m / 1,980 ft	20,000 boepd	Subsea tie-back to Buininkle fixed platform	Dynamic Offshore Resources	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=136	N.A.
Apen		2002	V							N.A.
Ariel	1995	2004	V	Mississippi Canyon 429	1,890 m / 6,237 ft	10,000 barrels of oil per day (estimated peak production)	Semi submersible	BP	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=126	N.A.
Arnold	1996	1998	V	Ewing Bank 963	584 m / 1,927 ft	20,000 boep/d.	Fixed platform	Dynamic Offshore Resources	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=136#imgdesc	N.A.
Atlantis	1998	2007	III	Green Canyon 698, 699, 700, 742, 743, 744 - 150 miles (241 kilometers) south of New Orleans	1,869 m / 6,168 ft	200,000 boepd and 180 MMcf/d (5.10 MMcm/d) (estimated peak production)	Moored Semi submersible	BP	http://www.offshore-technology.com/projects/atlantisplatform/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=144
Auger	1987	1994	IV	Garden Banks 426, 427, 470, 471	872 m / 2,878 ft	100,000 boepd and 300 MMcf/d (8.5 MMcm/d) (capacity)	Tension Leg Platform	Shell	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=139	N.A.
Balboa	2001	2006	V	East Breaks Block 597, 10km from Boomvang field	3,352ft	N.A. - The discovery well only completed in Nov. 2009, subsea tie back to Boomvang truss spar expected to be completed in Q4 2010.	Spar	Mariner	http://subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=118	N.A.
Baldpate	1991	1998	V	Garden Banks Block 259 and 260 -195 miles (314 kilometers) southwest of New Orleans	502m (1,657ft)	50,000bo/d and 150,000MMSCFD (estimated 1998)	Compliant tower	Hess	http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=131
Blind Faith	2001	2008	V	Mississippi Canyon Blocks 696 and 695	6,500ft (1,981m)	65,000 boepd and 55 MMcf/d (1.6 MMcm/d) (2008)	Semi submersible	Chevron	http://www.offshore-technology.com/projects/blindfaith/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=119

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Boomvang	1997	2001	V	East Breaks 598, 599, 642, 643, 68 - South of Galveston, Texas	3,450ft	160 MMcfd (4.5 MMcfd) and 32,000 bopd (as at Feb 2010)	Truss spar	Anadarko	http://www.offshore-technology.com/projects/hansent/px?project_id=1118	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=1118
Boomvang East	1988	2002	V	East Breaks Block 888	3,795ft	N.A.	Subsea	Kerr Mcgee	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Boomvang West	1999	2001	V	East Breaks Blocks 641, 642 and 686	3,749ft	N.A.	Subsea	Kerr Mcgee	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Boris	2001	2002	V	Green Canyon 282	727 m / 2,399 ft	30,000 barrels of oil, 72 MMcfd (2.03 MMcfd) (capacity)	Floating Production Unit	Helix ERT	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=607	N.A.
Brutus	1988	2001	IV	Green Canyon Blocks 188 and 202 - 165 miles (266 kilometers) southwest of New Orleans	1,036m (3,419ft)	60,000bopd and 90 MMcfd of natural gas per day (Feb. 2002)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/brutus/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=140
Bullwinkle	1983	1989	IV	Green Canyon 65	412 m / 1,360 ft	4,000 boepd	Fixed platform	Dynamic Offshore Resources	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=136	N.A.
Cascade	2002	2009	IV	Walker Ridge Blocks 205, 206, 249 and 250	8,250ft (2,500m)	80,000 bopd (estimated total average). Cascade-Chinook - Production expected to begin in Q1 2010.	FPSO	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/cascade/chinook/	N.A.
Chinook	2003	2009	IV	Walker Ridge Blocks 469 and 206 - 160 miles (257 kilometers) south of the Louisiana	8,250ft (2,515m)	80,000 bopd (estimated total average). Cascade-Chinook - production will only begin in Q1 2010.	FPSO	Petrobras	http://www.offshore-technology.com/projects/cascade/chinook/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=124
Clipper	2005	2009	V	Green Canyon Block 299 and 300	1,055m (3,482ft)	N.A. - Field under development, no estimates yet.	Subsea tieback to Front Runner spa	ATP	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=354	N.A.
Cognac	N.A.	1979	IV	Mississippi Canyon 108, 151, 194, 195	312 m (1,030ft)	N.A.	Fixed platform	Shell	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=137	N.A.
Constitution	2003	2006	IV	Green Canyon Blocks 679 and 680 - 190 miles southwest of New Orleans	1,554m (5,128ft)	40,000 bopd and 75 MMcfd (peak production)	Truss spar	Anadarko	http://www.offshore-technology.com/projects/constitution/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=150
Cooper	N.A.	1996	V	Garden Banks Block 388	2,097ft	NA	Semi submersible	Newfield	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Crosby	1997	2002	V	Mississippi Canyon Block 898 and 899	4,400 feet (1,341 meters)	20,000 bopd	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=149	N.A.
Delimos	2002	2007	IV	Mississippi Canyon 806	915 m / 3,020 ft	220,000 bopd and 220 MMcfd (6 MMcfd/d) (capacity)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=141	N.A.
Devil's Tower	2000	2004	V	Mississippi Canyon Block 773 - 140 miles south east of New Orleans	1,710m (5,643ft)	5,000 bopd and 5 MMcfd (-14 MMcfd/d) (2005)	Truss spar	ENI	http://www.offshore-technology.com/projects/devil/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=152
Diana	1990	2000	V	East Breaks 945, 946 888, 989 - 160 miles (258km) south of Galveston	1,420 m / 4,686 ft	80,000 bopd and 200 MMcfd (5.7 MMcfd/d)	Subsea manifold, tie-back to Deep Draft Caisson Vessel	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/hoover/	N.A.
Entrada	2000	2007	IV	Garden Banks 782	1,417 m / 4,676 ft	N.A. - Field development cancelled	N.A. - Field development cancelled	Callon Petroleum Co.	http://www.igzone.com/news/article.asp?a_id=70083	N.A.
Europa	1994	2000	V	Mississippi Canyon 890, 891, 934, 935	1,189 m / 3,924 ft	220,000 bopd and 220 MMcfd (6 MMcfd/d) (capacity)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=141	N.A.
Fourier	1989	2003	V	Mississippi Canyon 522	2,137 m / 7,052 ft	110,000 bopd and 425 MMcfd (estimated peak production)	Semi submersible	Shell	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=126	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Front Runner (Front Runner, Front Runner south, Quatrain, Daniel Boone)	2001	2004	IV	Green Canyon 338, 339	1,006 m / 3,320 ft	60,000 boepd and 110 MMcf/d (3.1 MMcmp/d capacity)	Truss spar	Murphy	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=120	N.A.
Genesis	1988	1999	IV	Green Canyon Blocks 160, 161 and 205 - 150 miles (241 kilometers) southwest of New Orleans	790m (2,607ft)	60,000 boepd and 72 MMcf/d (11 MMcmp/d) (2000)	Truss spar	Chevron	http://www.offshore-technology.com/projects/genesis/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=159
Genghis Khan	2005	2007	V	Grand Canyon Block 652 - 120 miles (192km) offshore Louisiana	4,300ft (1,311m)	20,000 b/d and 300 MMcf/d (8 MMcmp/d capacity)	Subsea manifold, tie-back to Marco Polo TLP	BHP Billiton	http://www.offshore-technology.com/projects/genghis_khan/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=130
Goldfinger	2004	2005	V	Mississippi Canyon Block 773	1,653 m / 5,455 ft	5,000 boepd and 5 MMcf/d (.14 MMcmp/d) (2005)	Truss spar	ENI	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=152	N.A.
Gomez (Anduin, Anduin West, Gomez, Gladden)	1997	2006	V	Mississippi Canyon Block 711	914 m / 3,016 ft	20,000 boepd and 60 MMcf/d capacity	Semi submersible	ATP	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=161	N.A.
Great White	2002	2010	IV	Alaminos Canyon 812, 813, 814, 857, 858, 900, 901	2,438 m / 8,045 ft	100,000 boepd and 200 MMcf/d (6 MMcmp/d capacity)	Spar	Shell	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=125	N.A.
Gunnison	2000	2004	V	Garden Banks 667, 668, 669	960 m / 3,168 ft	30,000 boepd and 180 MMcf/d (5 MMcmp/d) (2003 peak production)	Spar	Anadarko	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=157	N.A.
Holstein	1999	2004	IV	Grand Canyon Block 645 - 200 miles South of New Orleans	1,324m (4,369ft)	100,000 boepd and 90 MMcf/d (2.5 MMcmp/d) (estimated peak production)	Truss spar	BP	http://www.offshore-technology.com/projects/holstein/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=307
Hoover	1997	2000	V	Alaminos Canyon blocks 25 and 26 - 160 miles (258km) south of Galveston	4,800ft (1,463m)	80,000 boepd and 200 MMcf/d (5.7 MMcmp/d) (as at Oct. 2009)	Subsea trees, tie-back to Deep Draft Caisson Vessel (DCCV)	ExxonMobil	http://www.offshore-technology.com/projects/hoover/	N.A.
Joliet	1981	1989	V	Green Canyon Blocks 184 and 185 - Offshore Louisiana	1,718 ft		Tension Leg Well Platform (TLWP)	ConocoPhillips	http://www.osti.gov/energycitation/s/product.biblio.jsp?osti_id=7117811	N.A.
K2	1999	2005	V	Green Canyon Blocks 518 and 562 - 175 miles south of New Orleans	4,326 ft	50,000 boepd (estimated peak production)	Subsea tie-back to Marco Polo TLP	Anadarko	http://www.offshore-technology.com/projects/k2_field/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=130
Kepler		2004	V							
King Kong	1989	2002	V	Green Canyon blocks 472 and 473 - 150 miles (241 km) southeast of New Orleans	3,900-ft (1,190-m)	NA	NA	ENI	http://www.epmaaq.com/archives/worldMap/3567.htm	GOM
King/HornMt	1999	2002	IV	Mississippi Canyon 127	1,653 m / 5,455 ft	65,000 boepd and 68 MMcf/d (2 MMcmp/d)	Spar	BP	http://www.offshore-technology.com/projects/horn/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=146
Lena	1976	1984	V	MC 280	1,000 ft		Compliant tower	ExxonMobil	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Liano	1998	1998	V	Garden Banks Blocks 365 and 386 -200 miles southwest of New Orleans	2,600 ft	25,000 boepd and 75 MMcf/d (2.1 MMcmp/d) (peak production)	Tension Leg Platform	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/liano/	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=139
Lorien	2003	2006	V	Green Canyon 199	664 m / 2,191 ft	20,000 boep/d	Tension Leg Platform	Dynamic Offshore Resources	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=136	N.A.
Macaroni	1995	1999	V	Garden Banks 602	1,128 m / 3,722 ft	100,000 boepd and 300 MMcf/d (8.5 MMcmp/d)	Tension Leg Platform	Shell	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=139	N.A.
Mad Dog	1998	2005	IV	Green Canyon 825, 826, 738, 739, 781, 782, 783	2,073 m / 6,841 ft	100,000 boepd and 60 MMcf/d (1.7 MMcmp/d) of natural gas	Spar	BP	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=148	N.A.
Madison	1998	2002	V	Alaminos Canyon 24, 25	1,618 m / 5,339 ft	100,000 boepd and 325 MMcf/d (9.20 MMcmp/d) capacity	Deep Draft Caisson Vehicle	ExxonMobil	http://www.subseaia.com/data/Project.aspx?project_id=315	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Magnolia	1999	2004	V	180 miles south of Cameron, Louisiana Garden Banks Blocks 783 and 784 - 180 miles south of Cameron	4,729 ft	50,000 bopd (estimated)	Tensions Leg Platform	ConocoPhillips	http://www.offshore-technology.com/projects/magnolia/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=151
Manta Ray	1988	1999	V	Ewing Bank Block 1006	1,850 ft	N.A.	N.A.	ExxonMobil	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Marco Polo	2000	2004	V	Green Canyon Block 808 - 160 miles south of New Orleans	4,300 ft	50,000 bopd and 150 million cfd of natural gas	Tension Leg Platform (TLP)	Anadarko	http://www.offshore-technology.com/projects/marcopolo/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=130
Marlin	1993	2001	V	Blocks 871 and 915 - Viosca Knoll - 75 miles offshore Louisiana	986 m / 3,254 ft	250 MMcf/d and 40,000 bpd (capacity)	Tension Leg Platform	BP	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=147	N.A.
Marshall	1998	2001	V	East Breaks 948, 949	1,334 m / 4,402 ft	100,000 bopd and 325 MMcf/d (9.20 MMcfm/d) (capacity)	Deep Draft Caisson Vessel platform (DDCV)	ExxonMobil	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=315	N.A.
Mars	1989	1996	II	Mississippi Canyon 762, 763, 806, 807, 850, 851	896 m / 2,957 ft	21,000 bopd and 25 million cfd of natural gas	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/mars/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=141
Ursa	1991	2003	II	Mississippi Canyon 808, 809, 810, 852, 853, 854	1,218 m / 4,019 ft	150,000 bpd and 400 MMcf/d of gas (capacity) (peak production - 2000)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/ursa/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=149
Matterhorn	1999	2003	V	Mississippi Canyon Block 243 - 170km southeast of New Orleans	869 m (2,868 ft)	40,000 barrels of oil equivalent per day	Mini Tension Leg Platform	Total	http://www.offshore-technology.com/projects/matterhorn/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=171
Medusa	1998	2003	IV	Mississippi Canyon 538, 562	671 m / 2,214 ft	40,000 bopd and 110 MMcf/d (3 MMcfm/d) (capacity)	Spar	Murphy	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=156	N.A.
Mica	1990	2001	V	Mississippi Canyon 167, 211	1,326 m / 4,376 ft	15,000 bopd and 150 MMcf/d (4.2 MMcfm/d)	Fixed platform	BP	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=162	N.A.
Morpeth	1989	1998	V	Ewing Bank (EW) blocks 921, 964 and 965 - offshore Louisiana	1,709 ft (518m)	35,000 bopd (estimated peak production)	Mini Tension Leg Platform	ENI	http://www.offshore-technology.com/projects/morpeth/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=153
Nansen	1999	2001	V	East Breaks Block 602, 150 miles off Houston	3,678 ft	40,000 bopd and 200 MMcf/d (6 MMcfm/d) (2002)	Truss spar	Anadarko	http://www.offshore-technology.com/projects/nansen/	http://subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=166
Neptune (Atwater)	1995	1997	V	Atwater blocks 573, 574, 575, 617, and 618, 120 miles off the coast of Louisiana	4,250 ft	50,000 bopd (July 2008)	Tension Leg Platform (TLP)	BHP Billiton	http://www.offshore-technology.com/projects/neptune/	http://subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=123
Nile	1997	2005	V	Viosca Knoll 914	1,077 m / 3,554 ft	40,000 bpd and 250 MMcf/d (capacity)	Tension Leg Platform (TLP)	BP	http://subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=147	N.A.
Oregano	1999	2001	V	Garden Banks 558, 559	1,036 m / 3,419 ft	100,000 bopd and 300 MMcf/d (8.5 MMcfm/d) (capacity)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=139	N.A.
Perseus	2003	2005	V	Viosca Knoll 830	1,116 m / 3,683 ft	50,000 bopd and 70 MMcf/d (2 MMcfm/d) (peak production 2005)	Compliant tower	Chevron	http://subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=117	N.A.
Petronius (petronius + perseus)	1995	2000	IV	Viosca Knoll Block 786, 130 miles (208km) south-east of New Orleans	1,754 ft	50,000 bopd and 70 MMcf/d (2 MMcfm/d) (peak production 2005)	Compliant tower	Texaco	http://www.offshore-technology.com/projects/petronius/	N.A.
Pilsner	N.A.	1987	V	East Breaks Block 161 and 205	1,108 ft	N.A.	Subsea	UNOCAL	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Pompano	1981	1994	IV	Viosca Knoll 989	1,290 ft	N.A.	Fixed platform + subsea	BP	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Pompano II	1998	2002	IV	Mississippi Canyon Blockn 029	2,032ft		Fixed platform + subsea	BP	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Puma	N.A.	2013	IV	Grand Canyon 823	4,129 ft	N.A - Field under development. Production expected to start in 2013	N.A - Field under development	BP	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Ram-Powell	1985	1997	V	Viosca Knoll 911, 912, 955, 956, 957	980 m / 3,234 ft	60,000 bopd and 200 MMcf/d (6 MMcm/d) (capacity)	Tension Leg Platform (TLP)	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/rampowell/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=188
Shenzi	2002	2008	IV	Green Canyon 609	1,341 m / 4,425 ft	120,000 bopd (2009)	Tension Leg Platform (TLP)	BHP Billiton	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=133	N.A.
St Malo (Jack + St Malo)	2003 (St Malo), 2004 (Jack)	2010	IV	Walker Ridge 678, 758, 759	2,134 m / 7,042 ft	N.A. - Production to start end 2010. Estimated peak production of 150,000 bopd and 37.5 MMcf/d (1 MMcm/d) of natural gas.	Semi submersible	Chevron	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=340	N.A.
Swordfish	2001	2005	V	Viosca Knoll 917, 951, 962	1,370 m / 4,521 ft	25,000 bopd and 100 MMcf/d (3 MMcm/d)	Spar	Anadarko	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=176	N.A.
Tahiti	2002	2008	III	Green Canyon 640, 641, 596, 597	1,219 m / 4,023 ft	125,000 bopd and 70 MMcf/d (2 MMcm/d) (estimated 2009)	Truss Spar	Chevron	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=127	N.A.
Tahoe/SW Tahoe	1984	2002	V	Viosca Knoll Blocks 783 and 827 - 106 miles south of Mobile, Alabama	1,500 ft	30 MMcf/d (0.85 MMcm/d) of natural gas and 1,000 bpd of condensate.	Fixed platform	Shell	http://www.offshore-technology.com/projects/tahoe/	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=175
Thunder Hawk	2004	2008	IV	Mississippi Canyon 734	1,745 m / 5,759 ft	60,000 bopd and 70 MMcf/d (1.9 MMcm/d) (capacity)	Semi submersible	Murphy	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=368	N.A.
Thunder Horse (Thunder Horse and Thunder Horse North)	Thunder Horse (2008), Thunder Horse North (2009)	2008	II	Mississippi Canyon Blocks 776, 777 and 778 - 150 miles (241 kilometers) southeast of New Orleans	1,841m (6,075ft)	260,000 bopd (2009)	Semi submersible	BP	http://www.subseaig.com/data/Project.aspx?project_id=129	N.A.
Ticonderoga	N.A.	2006	V	Grand Canyon Block 768	5,272ft		Subsea	Kerr Mcgee	US GOM deepwater fields.xls	GOM prod forecast > GOM Production Forecast 2009-2018.xls
Troika	N.A.	1997	IV	Green Canyon 244 unit-150 miles offshore Louisiana	2,700 ft		8 slot subsea manifold with tie back to Bullwinkle platform		http://www.offshore-technology.com/projects/troika/	N.A.
Typhoon	1998	2000	V	Green Canyon blocks 236 and 237-100 miles offshore Louisiana	2,000 ft	40,000 bopd and 60 million cfpd of gas (estimated peak production)	Mini Tension Leg Platform	Chevron	http://www.offshore-technology.com/projects/typhoon/	N.A.

Field name	Year of Discovery (Field)	First Oil	Reserve Group	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)
Asia Pacific										
Australia										
Enfield	1999	2006	IV	Permit Block WA-28-L in Offshore Northwestern Australia		74,000 bopd (Sept. 2006)	FPSO vessel	Woodside Energy Ltd.	http://www.mitsui.co.jp/en/release/2006/1175500_1210.html	http://www.mitsui.co.jp/en/release/2007/1176465_1769.html
Stybarrow + Eskdale	2003	2008	IV	Block WA-32-L, Exmouth sub-basin - 65km from Exmouth offshore north-western Australia	825m	72,900 bpd (Sept. 2008)	FPSO vessel	BHP Billiton	http://www.offshore-technology.com/projects/stybarrow/	
Indonesia										
Janaka North	1999	2009	V	Offshore East Kalimantan, Indonesia	4,319 ft N.A.	N.A.		Chevron	http://www.gasandoil.com/qoc/discover/dix93068.htm	
Merah Besar	1996	2011	V	Northeast of Balikpapan - Makassar Strait	2,000 feet (609.47 meters)	N.A.		Chevron	http://www.atimes.com/atimes/Southeast_Asia/G20Ae03.html	
West Seno	1998	2003	IV	Mahakam Delta, Makassar Strait PSC off Kalimantan	2,400ft to 3,400ft	40,000b/d	Combination of 2 TLPs and 1 FPU	Chevron	http://www.offshore-technology.com/projects/west_seno/	http://www.pennenergy.com/index/petroleum/international/petroleum-encyclopedia/display/113949/pes/online-research-center/volume-2000/issue-1/encyclopedia/asia-pacific/indonesia.html
Malaysia										
Kikeh	2002	2008	IV	120km northwest of the island of Labuan, offshore Sabah	1,341m (4,425 ft)	120,000 bpd (2008)	Combination of FPSO vessel and truss spar (Dry Tree Unit (DTU))	Murphy	http://www.offshore-technology.com/projects/kikeh/	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=283
Gumusut+Kakap	2003	2010	IV	Blocks J and K - offshore Sabah	1,220m	135,000 bpd (production capacity)	Semi submersible	Shell	http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategies/major_projects_zigumusunur	http://www.berden-shamber.no.uio.no/docs/240407DeepWaterMalaysia.pdf

Remarks:

- This list is not exhaustive.
- This list of oil and gas fields is based on the tables first published in "Giant Oil Fields - The Highway to Oil", written by Fredrick Robelius, and published by Uppsala Universitet. The source web link is: <http://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:169774>
- The list is based on the following tables published in "Giant Oil Fields - The Highway to Oil":
 - Table 2: Deepwater projects in Angola (OFN) (page 150)
 - Table 3: Deepwater projects in Nigeria (OFN) (page 150)
 - Table 4: Deepwater projects in other Africa (OFN) (page 151)
 - Table 5: Deepwater projects in Asia-Pacific (OFN) (page 151)
 - Table 6: Deepwater projects in Brazil (OFN, GF) (page 152)
 - Table 7: Deepwater projects in the US Gulf of Mexico (page 153)
 - Table 8: Deepwater projects in the US Gulf of Mexico (pages 154 to 155)

2.3. The list of oil and gas fields listed are picked based on their "Reserve Group" i.e their Ultimate Recoverable Reserves (URR), defined as follows:

Reserve Group	URR Range
I	>2Gb
II	1<URR<2Gb
III	0.5<URR<1Gb
IV	0.1<URR<0.5Gb
V	<0.1 Gb

Source: page 149, Appendix A - Projects Included in Deepwater Oil Production Forecast, "Giant Oil Fields - The Highway to Oil", Fredrick Robelius, Uppsala Universitet

3. All information are gathered from publicly available sources only.

Field name	Year of Discovery (Year)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	WebLink	Additional Reference (if any)	Remarks
Middle East											
Qatar											
North Field (also known as North Dome field or Dolphin Project)	1971	2007	239 billion cubic feet (bcf) of natural gas and 18 billion barrels of condensate (2002 estimate)	80 km offshore Qatar northeast coast - Khuff Zone - Persian Gulf	N/A	1.3 billion cubic feet per day (bcfd) of natural gas; expected to increase to 20 bcfd by 2012	Combination of 2 fixed platform	Dolphin Energy Ltd.	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=612	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Center/NaturalGas.html	
Iran											
North Pars	1967	N/A - Field under development	47.2 tcf of natural gas (2002 estimate)	120 kilometers south east of Bushehr - Persian Gulf	2 to 30 meters	3.6 bcfd of gas (estimated)	N/A - Field under development	N/A - Field under development	http://www.eia.doe.gov/cabs/psu/2.html	http://www.ocsoc.in/NorthParsGasField.html	
South Pars Project (consist of 24 phases of development detailed below)	1990	From 2003 onwards (various phases - refer below)	14 trillion cubic meters of natural gas and 18 billion barrels of condensates (whole field)	62 miles offshore Iran - Persian Gulf	70m / 231 ft	820 MMcfd (estimated total natural gas production for whole field - refer below)	Fixed platforms (various phases - refer below)	Pars Oil and Gas Company - owner, developer and operator for whole field	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran/NaturalGas.html	
South Pars Phase 1	N/A	2004	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	28 MMcfd (2004) of gas	Combination of 3 fixed production platform, 1 x processing platform and 1 x residential platform	Petronas	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 2 & 3	N/A	2001	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	2 bcfd of natural gas and 80,000 barrels of condensate per day	Combination of 2 fixed offshore gas production platforms	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 4 & 5	N/A	2004	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	14 MMcfd of natural gas	Combination of 2 fixed offshore gas production platforms	ENI	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 6, 7 & 8	N/A	2008	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	104 MMcfd of natural gas	Combination of 3 fixed offshore gas production platforms	Statoil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 9 & 10	N/A	2008	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	50 MMcfd of natural gas and 80,000 barrels of gas condensate	Combination of 2 fixed offshore gas production platforms	JV - CS Group, Oil Industries Engineering and Construction (OIEC) and Iranian Offshore Engineering and Construction Company (IOECC)	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phase 11	N/A	Estimated first gas 2008, delayed	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	2,000 MMcfd of gas (estimated)	Combination of 2 fixed offshore gas production platforms	Petronas, project now owned by the National Petroleum Corp. (CNPC), awarded in 2009	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.igzone.com/news/article.asp?a_id=67312	
South Pars Phase 12	N/A	2010 (estimated)	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	78 MMcfd of natural gas (estimated)	Combination of 3 fixed offshore gas production platforms	Petropars	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.astrobars.com/tabid/64/Default.aspx	
South Pars Phases 13 & 14	N/A	2012 (estimated)	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	N/A	Combination of 4 fixed offshore gas production platforms (planned)	JV - Shell and Repsol	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 15 & 16	N/A	2012 (estimated)	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	50 MMcfd of natural gas and 80,000 bbl of condensate (estimated)	Combination of 2 fixed offshore gas production platforms	Gharagh Khalam-ol Anbia	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 17 & 18	N/A	2012 (estimated)	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	50 MMcfd of natural gas and 80,000 bbl of condensate (estimated)	Under development phases 4, drilling platforms	Industrial Development and Renovation Organization of Iran (IDRO), Oil Industries Engineering and Construction (OIEC) and Iranian Offshore Engineering and Construction Company (IOECC)	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 19, 20 & 21	N/A	2019 (estimated) - project still at bidding stage	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	80 MMcfd of treated gas (planned)	Combination of 5 fixed offshore gas production platforms (planned)	Still at bidding stage	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
South Pars Phases 22, 23 & 24	N/A	2019 (estimated) - project still at bidding stage	N/A	Persian Gulf	70m / 231 ft	75 MMcfd of treated gas (planned)	Combination of 3 fixed offshore gas production platforms (planned)	Still at bidding stage	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=294	http://www.offshore-technology.com/projects/southpars/	
Khuff (Dolan)	N/A	N/A	6.4 Tcf of gas	Persian Gulf	N/A	500 MMcfd of non-associated gas, along with the 120,000 bbl/d of condensate (estimated)			http://www.eia.doe.gov/cabs/psu/2.html		

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	WebLink	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Golden	N.A	N.A	N.A	70 KM offshore Iran - Persian Gulf	N.A	2,000 MMcfd of gas (targeted production)	2 platforms (type not mentioned)	SKS Oil & Gas International (SKSOG, a wholly-owned subsidiary of Petrolfield)	http://www.pocg.ir/Default.aspx?tabid=198			
Ferdowsi	N.A	N.A	N.A	70 KM offshore Iran - Persian Gulf	N.A	500 MMcfd of gas (targeted production)	1 platform (type not mentioned)	SKS Oil & Gas International (SKSOG, a wholly-owned subsidiary of Petrolfield)	http://www.pocg.ir/Default.aspx?tabid=198			
Oman												
Bukha (part of Block 8 project)	1979	2008	N.A	Offshore Oman - Persian Gulf	90 m / 297 ft	28 MMcfd (79 MMc/d) and 5,000 to 10,000 bopd of condensate	Subsea tie back to Bukha fixed platform	RAK Petroleum	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=582			
UAE												
Zakum	1963	1968	N.A	50 miles (80 kilometers) northwest of Abu Dhabi, the oil field spans more than 280,000 acres (450 square miles).	24 m / 79 ft	600,000 bopd	Installing two compressors and debottlenecking the GTP	ADOC (NOC)	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=592			
Egypt												
Taurt	2004	2008 (Phase 1, Phase 2 under development)	N.A	Red El Bar concession - 44 miles (70 kilometers) offshore in the north east of Port Said, East Nile Delta - Mediterranean sea	100 m / 330 ft	N.A	Subsea tie back	Gulf of Suez Petroleum Company (Gupco)	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=491			
North Bardawi	2003	2009	N.A	North Bardawi Concession - Nile Delta offshore Egypt - Mediterranean sea	350 m / 1,155 ft	95 MMcfd (2.7 MMc/d) and 750 MMcfd (21.23 MMc/d) and roughly 3,000 barrels per day of condensate (production capacity)	Subsea tie back to Bardawi platform	Petrolbel	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=512	http://www.upzone.com/news/article.asp?id=726605		
West Delta Deep Marine Concession (Scarab and Saffron fields)	1998	2003	4 tcf of gas	Block WDMC - 66 miles (100 kilometers) from the Nile Delta shoreline - Mediterranean sea	850 m / 2,805 ft		Subsea tie back to Idku onshore terminal	Burullus Gas Co.	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=602			
Saudi Arabia												
Safaniya (oil)	N.A	N.A	19 billion barrels of oil	265 km north of Saudi Aramco headquarters, Dhahran - Persian Gulf	N.A	1.4 million bopd (2007)	N.A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.saudiaramco.com/field/development.asp?field=216		
Zuluf (oil)	N.A	N.A	N.A	Persian Gulf	N.A	>500,000 bopd (2002) (production capacity)	N.A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Margan (oil)	N.A	N.A	N.A	Persian Gulf	N.A	270,000 bopd (2002) (production capacity)	N.A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Keran	2006	2012 (estimated)	N.A	Persian Gulf	N.A	1.8 Bcfd (estimated)	N.A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Arabyah	N.A	2014 (estimated)	N.A	Persian Gulf	N.A	1.0 Bcfd (estimated)	N.A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Hesbah	N.A	2014 (estimated)	N.A	Persian Gulf	N.A	0.8 Bcfd (estimated)	N.A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/Nef/ur/Gas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Middle East Multi Country												
Dorra		2017 (estimated)	13 tcf of natural gas	Saudi Arabia Neutral Zone, Kuwait - Persian Gulf		800 mmpd (production capacity)		Al-Khaffi Joint Operations (KJO)	http://www.zawa.com/middle-gas/projects/project.cfm?id=240210013526	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Al - Khaffi	N.A	N.A	N.A	Saudi Arabia & Kuwait - Neutral Zone	N.A	600,000 bopd	N.A	Al-Khaffi Joint Operations (KJO)	http://www.zawa.com/middle-gas/projects/project.cfm?id=133307120568	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/ur/PZ.html		
Central Asia Azerbaijan												
Shah Deniz	1999	2006	30 Tcf (1 Tcm) of gas and 1.5 billion barrels of condensates	Caspian Sea	154 and 1,989 feet (60 and 600 meters)	110 Bcf (3 Bcm) and 9 tons (0.8 tonnes) of waste (2007)	Fixed platform	BP	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=412			
Kazakhstan												
Kashagan	2001	Under Construction since 2007	16 billion (potential recoverable reserves)	North Caspian Sea (60 kilometers offshore Atyrau)	3 m / 10 ft	N.A	A shallow draft barge rig was contracted to drill five exploration wells	Eni	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=412			
Russia												
Shokman (Shokmanovskoye)	1988	2013 (estimated)	19 billion barrels of oil equivalent (boe) (3.8 trillion cubic meters of gas and 53.3 million tons of gas condensate)	Offshore Sakhalin Island - Barents Sea	320 - 340 m	70 bcm of natural gas and 0.6 million tonnes of gas (estimated annual production)	Combination of 2 semi submersibles	Shokman Development AG	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=412	http://www.gazprom.com/projects/projects/deposits.html		
Sakhalin II (consist of Pillun-Ashokshoye and Lunskeye fields)	1984 (Lunskeye), 1986 (Pillun-Ashokshoye)	1999 (Pillun-Ashokshoye), 2008 (Lunskeye)	1 billion barrels of oil and 17.6 trillion cubic meters of natural gas (total both fields)	Offshore Sakhalin Island - Sea of Okhotsk	30m / 96ft	395,000 boepd (estimated peak production)	Combination of 3 fixed platform and 1 FSO	Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (Sakhalin Energy)	http://www.gazprom.com/projects/projects/deposit/sakhalin2/	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=283		
Sakhalin III (Krinsky, Ayashsky, Vostochno-Odopinsky and Krinskye fields)	N.A	N.A	1.4 trillion cubic meters	Offshore Sakhalin Island - Sea of Okhotsk	N.A	N.A - field under development	N.A - field under development - Exploration works estimated to last until year 2020	Gazprom	http://www.gazprom.com/projects/projects/deposit/sakhalin3/			

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Weblink	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Krinskoye field (Part of Sakhalin III Project)	1992	2014 (estimated)	75.4 billion cubic meters of gas and 0.6 million tons of gas condensate	Offshore Sakhalin Island - Sea of Okhotsk	N/A	N/A - field under development	N/A - field under development - Experimental drilling started in July 2009 via semi submersible drilling platform	Gazprom	http://www.gazprom.com/production/projects/deposit/sakhalin3/			
Rusanovsky (Rusanovskoe)	N/A	N/A	N/A	Kara Sea	N/A	N/A	N/A	N/A	http://www.offshore-environment.com/usianol.html			
Leningradskiy (Leningradskoe)	N/A	N/A	N/A	Kara Sea	N/A	N/A	N/A	N/A	http://www.offshore-environment.com/usianol.html			
Safaniya (oil)	N/A	N/A	19 billion barrels of oil	285 km north of Saudi Aramco headquarters, Dhahran - Persian Gulf	N/A	1.4 million bopd (2007)	N/A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html	http://www.saudiaramco.com/operational/operations/216-yuker-SaudiAramcoPublicDocs/Our-Business/Oil-Operations/Oil-Fields-%26-Reserves/Safaniya.html		
Zuhuf (oil)	N/A	N/A	N/A	Persian Gulf	N/A	>500,000 bopd (2002) (production capacity)	N/A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/uf2.html		
Murjan (oil)	N/A	N/A	N/A	Persian Gulf	N/A	270,000 bopd (2002) (production capacity)	N/A	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/uf2.html		
Karam	2006	2012 (estimated)	N/A	Persian Gulf	N/A	1.8 Bbbl (estimated)	N/A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html			
Arabiyyah	N/A	2014 (estimated)	N/A	Persian Gulf	N/A	1.0 Bbbl (estimated)	N/A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html			
Hesbah	N/A	2014 (estimated)	N/A	Persian Gulf	N/A	0.8 Bbbl (estimated)	N/A - Field under development	Saudi Aramco	http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/NatProdGas.html			
Al-Khaffji	N/A	N/A	N/A	I	N/A	600 mmpd (production capacity)	N/A	Al-Khaffji Joint Operations (KJO)	http://www.zawa.com/middle-east/projects/project.cfm?id=13030712085	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/uf2.html		
Dorra	2017 (estimated)	N/A	13 tcf of natural gas	Saudi Arabia Neutral Zone, Kuwait - Persian Gulf	N/A	800 mmpd (production capacity)	N/A	Al-Khaffji Joint Operations (KJO)	http://www.zawa.com/middle-east/projects/project.cfm?id=249210013526	http://www.eia.doe.gov/cabs/pa/uf2.html		
North America												
Canada												
SABLE OFFSHORE ENERGY PROJECT (SOEP)												
Stable Offshore Energy Project (SOEP) consists of 6 fields, detailed as follows:	Refer below	Refer below	85 billion cubic meters of recoverable gas reserves (total for all fields)	99 to 186 miles (160 to 300 kilometers) of the east coast of Nova Scotia - Canadian Atlantic	66 to 262 feet (20 to 80 meters)	400 MMcf/d (11 Mtpcd) (2009 total production for all fields)	Combination of 5 fixed platforms (refer below)	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
Thebaud	1998	1999	N/A	Canadian Atlantic	30m / 98ft	N/A	Fixed platform	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
Venture	1979	1999	N/A	Canadian Atlantic	22m / 73ft	N/A	Fixed platform	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
North Triumph	N/A	1999	N/A	Canadian Atlantic	76m / 251ft	N/A	Fixed platform	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
South Venture	N/A	2004	N/A	Canadian Atlantic	23m / 76ft	N/A	Fixed platform	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
Alma (Sable Project)	N/A	2003	N/A	Canadian Atlantic	67 m / 221 ft	N/A	Fixed platform	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
Gleneag (Sable Project)	N/A	N/A - Field under development	N/A	Canadian Atlantic	N/A	N/A	N/A - Field under development	Exxonmobil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=492			
USA												
Independence project (consist of Atlas, Atlas North West, Spideman, O Field, Spideman, Jubilee, Vortex, Mondo North West, San Jacinto, Vortex, Cheyenne, Callisto fields, detailed below)	Refer below	2007	N/A	Mississippi Canyon Block 920 - Mississippi Canyon 110 - 110 (160 meters) for the US Gulf of Mexico Delta - US Gulf of Mexico	8,000 feet (2,439 meters)	500 MMcf/d (2008 total production for all fields)	Subsea tie back from all wells to independence Hub semi submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Atlas and Atlas North West	2003	2007	N/A	Blocks 5, 6 & 55 - Lloyd Ridge Blocks - US Gulf of Mexico	2,700 m / 8,910 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Spideman	2003	2007	N/A	Blocks 620 & 621 - De-Soto Canyon - US Gulf of Mexico	2,700 m / 8,910 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
O Field	2005	2007	N/A	Block of Mexico Canyon - US Gulf of Mexico	2,419 m / 7,973 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Merganser	2002	2007	N/A	Blocks 36 & 37 - Anwater Valley	2,409 m / 7,946 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Jubilee	2003	2007	N/A	Blocks 305 & 349 - Awatere Valley & Blocks 265 & 309 - Lloyd Ridge - US Gulf of Mexico	2,682 m / 8,851 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Mondo North West	2005	2007	N/A	Blocks 1 & 2 - Lloyd Ridge	2,549 m / 8,412 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
San Jacinto	2004	2007	N/A	Blocks 618 & 619 - De-Soto Canyon - US Gulf of Mexico	2,392 m / 7,869 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Vortex	2002	2007	N/A	Blocks 217 & 261 - Awatere Valley & Blocks 179 & 200 - Lloyd Ridge - US Gulf of Mexico	2,543 m / 8,362 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Cheyenne	2005	2008	N/A	Block 399 - Lloyd Ridge - US Gulf of Mexico	2,739 m / 9,039 ft	N/A	Subsea tie back to submersible	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		
Callisto	2001	N/A - Field under development	N/A	Block 676 - Mississippi Canyon - US Gulf of Mexico	2,406 m / 7,940 ft	N/A - Field under development	N/A - Field under development	Anadarko	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=121	http://www.offshore-technology.com/projects/independence/segments.html		

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Weblink	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Canyon Express (consist of Aconcaque, Camden Hills and King's Peak fields)	1993 (King's Peak), 1995 (Aconcaque & Camden Hills)	2002	900 Bcf (25 Bcm) (total reserves for all fields)	Blocks 173, 217, 305 & 348 - Mississippi Canyon and Blocks 777 & 133 - De Soto Canyon - US Gulf of Mexico	1,890 m / 6,237 ft to 7,939 ft	500 MMcfd (14 MMcM/d) (estimated peak production)	Combination of subsea tie back from all fields to Canyon Station fixed platform	ATP	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=1112			
Clauser	2008	2009	100 Bcf (3 Bcm) of gas	Block 482 - Garden Banks - US Gulf of Mexico	823 m / 2,716 ft	115 MMcfd (3 MMcM/d) (2009)	Subsea tie back to Shearwater Platform A	Manner	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=414			
Red Hawk	2001	2004	250 bcf of natural gas	Block 877 Garden Banks southeast of Sabine Pass, Texas - US Gulf of Mexico	1,615 m / 5,330 ft	120 MMcfd (3 MMcM/d) (estimated peak production)	SPAR platform	Anadarko	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=172			
Falcon Condor (consist of Falcon, Harrier Raptor and Tomahawk fields)	2001 (Falcon), 2001 (Harrier Raptor), 2001 (Tomahawk)	2005 (Falcon), 2005 (Harrier Raptor & Tomahawk)	175 to 240 Bcf (5 to 7 Bcm) in gas and condensate reserves (Falcon), 55 to 80 Bcf (1.6 to 2.3 Bcm) of natural gas reserves (Harrier)	Blocks 579, 580, 623, 668 & 759 - East Breaks - US Gulf of Mexico	1,052 m / 3,450 ft to 1,268 m / 4,188 ft	175 MMcfd (5 MMcM/d) (estimated peak production)	Fixed platform	Enterprise	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=183			
Lost Ark	2001	2002	N.A.	Block 464 - East Breaks - US Gulf of Mexico	823 m / 2,716 ft	40 MMcfd (1.1 MMcM/d)	Subsea tie back to East Breaks 110 fixed platform	Samedan Oil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=110			
Devil's Tower (consist of Devil's Tower, Goldfinger, Bassette and Triton fields)	2000 (Devil's Tower), 2001 (Goldfinger), 2004 (Bassette), 2008 (Goldfinger & Triton)	2004 (Devil's Tower), 2005 (Goldfinger & Triton), 2008 (Bassette)	80 to 150 Mboe	Blocks 771, 772 & 773 - Mississippi Canyon and Blocks 350, 351, 425 & 426 - Avator Valley - US Gulf of Mexico	1,653 m / 5,455 ft to 2,028 m / 6,682 ft	5,000 bopd and 5 MMcfd (0.14 MMcM/d) (2005)	SPAR platform	ENI	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=152			
Duchner	1998	1999	N.A.	Block 367 - Garden Banks - US Gulf of Mexico	329 m / 1,086 ft	60 MMcfd (1.7 MMcM/d) of natural gas	Tie back to GB 236 Platform	Manner	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=169			
Central and South America												
Mexico												
Cantrell	1976	1979	35 billion	62 miles (100 kilometers) off the coast of the Yucatan Peninsula in the Gulf of Mexico	35 m / 116 ft	N.A. (estimated that Concept well continue to decline roughly 10% a year)	led to a total of 36 wellhead platforms	Petlex	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=535			
Brazil												
Belém	N.A.	N.A.	Drilling is still in progress	53 miles (85 kilometers) off the coast of Block BIL-5-56	135 m / 446 ft	Drilling is still in progress	Drilling is still in progress	OCX	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=827			
Chuchupa	1972	1979	more than 800 million cfd	N.A.	N.A.	350 and 400 million cfd	N.A.	Chevron	http://www.enr.com/resources/stories/2006/01/02/colombia_natural_gas.html	http://www.burmesec.com/news/landgas/Low_Demand_Keeps_Chuchupa_Gas_Field_Output_Low.html#factSheet.pdf		
Europe												
SLIPNER PROJECT												
Slipner East (part of Sleipner project)	1981	1988		Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	82 m / 271 ft	40,000 barrels of condensate daily and 777 MMcfd (22 MMcM/d) of condensate daily	Combination of 3 fixed platforms	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=374			
Slipner West (part of Sleipner project)	1974	1996		Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	110 m / 363 ft	50,000 barrels of condensate daily and 777 MMcfd (22 MMcM/d)	Combination of 3 fixed platforms	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=374			
Gungne (part of Sleipner project)	1982	1996		Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	83 m / 274 ft	N.A.	Subsea tie back to Sleipner A platform	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=374			
Loke (part of Sleipner project)	N.A.	1993		Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	N.A.	N.A.	Subsea tie back to Sleipner A platform	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=374			
Alpha North (part of Sleipner project)	N.A.	2004	45 Bcf (13 Bcm) of gas and 32 million barrels of condensate	Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	N.A.	N.A.	Subsea tie back to Sleipner T platform	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=374			
Omen Lange	1997	2007	14 Tcf (397 Bcm) of natural gas	Block 6305/4, 6305/5, 6305/7, 6305/6 - 75 miles northwest of Kristiansund - Norwegian Sea	1,100 m / 3,630 ft	2.5 Bcf/d (70 MMcM/d) of natural gas and 50,000 barrels of condensate a day	Subsea tie back	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=222			
Shohit	1994	2007	6.8 Tcf (193 Bcm) of natural gas and 133 million barrels of condensate	Block 159 - 149 miles (240 kilometers) west of Stavanger - North Sea	340 m / 1,122 ft	201 Bcf (5.7 Bcm) of LNG (estimated total annual production)	Subsea tie back	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=223			
OSBERG CENTRE PROJECT												
Tune (part of Osberg Centre project)	1996	2002	N.A.	Block 304, 306, 308 - 6 miles (10 kilometers) west of the Osberg Center - North Sea	312 feet (95 meters)	N.A.	Subsea tie back to Osberg D platform	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=472			
Tune South (Tune Sør) (part of Osberg Centre project)	1995	2009	N.A.	Block 308, PL 190 - 10 miles (16 kilometers) southwest of the Osberg field - North Sea	N.A.	1.5 MMcfd (estimated peak production)	Subsea tie back to Tune subsea system	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=472	http://www.igpc.com/news/article.asp?a_id=78363		
Yttergryda	2007	2009	11 Mmboe of gas	Hallebank area - Norwegian Sea	297 m / 980 ft	125.6 MMcfd (3.5 MMcM/d) (peak production)	Subsea tie back to Asgard B semi submersible	Statoil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=352			
Sjøyn	1982 (east), 1997 (west)	2002	N.A.	Block 167 - North Sea	70 m / 231 ft	64 MMcfd (1.8 MMcM/d) and 21,000 barrels of condensate per day	Subsea tie back to Sleipner A platform	Exxonmobil	http://www.subseah.com/data/Project.aspx?project_id=202			

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	WebLink	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Mikkal	1987	2003	985 Bcf (28 Bcm) of dry gas and 40 million barrels of condensate	Haltenbanken area - Norwegian Sea	722 feet (220 meters)	205 MMcfd (5.8 MMcfd) of natural gas (peak production)	Subsea tie back to Asgard B semi submersible	Statoil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=358			
Troll (consist of Troll East and Troll West fields)	1979	1995 (Troll West - first oil), 1996 (Troll East)	1.8 trillion cubic metres of natural gas and 2 billion barrels of oil	Blocks 3172, 3173, 3175, 3176 - 65km west of Kollnesviken - North Sea	316-345m	138,000 bopd and 120MMcfd of gas (2008)	Combination of 1 condeep platform and 2 semi submersibles	Statoil	http://www.offshore-technology.com/projects/troll/			
Kristin	1997	2005	43 billion cubic meters	southwestern part of the Halten Bank in the Norwegian Sea	370 m / 1,221 ft	10 MMcfd (353 MMcfd)	semi submersible production platform which is fully equipped with processing facilities for gas and condensate	Statoil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=202			
Greater Gullfaks Area	1978	1986	N.A. (estimated that roughly 80% of the reserves have been produced)	Blocks 3447, 3448, 3410 and 3312 (Norwegian North Sea)	138 m / 455 ft	N.A.	Three gravity-base concrete and steel topside production platforms	Statoil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=198			
Shohvit	1984	2007	N.A.	87 miles (140 kilometers) northwest of Hammerfest, Norway, in the Hammerfest Basin	340 m / 1,122 ft	N.A.	six remotely operated subsea manifolds	Statoil	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=223			
Netherlands												
UK												
MT-A	1996	2009	32 Bcf (1 Bcm) of gas	Offshore Netherlands - North Sea	30 m / 99 ft	21.7 MMcfd (average production 2009)	Fixed platform	Cirrus Energy	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=391			
Goldensye	1996	2004	500 billion cubic feet of gas (equivalent to 17 million barrels of gas) and 17 million barrels of condensate	UKCS Blocks 14/29a, 20/4b, 20/3c - 65 miles (105 kilometers) from the North Sea coast of Orkney Fifth - North Sea	122 m / 403 ft	100 MMcfd (2.8 MMcfd), and more than 10,000 barrels of gas condensate a day (estimated)	?? Platform	Shell	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=338			
GREATER ALWYN PROJECT												
Elon (part of Greater Alwyn project)	1973	1994	N.A.	Blocks 3/15 and 3/14A - 6 miles (9 kilometers) south of Dunbar - North Sea	135 m / 446 ft	N.A.	Subsea tie back to Dunbar platform	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=222			
Nuggets (part of Greater Alwyn project)	1972	2001	N.A.	Blocks 3/19a, 3/20a, 3/24a, 3/25a, 3/18, 3/19b, 3/24c - 12 miles (20 kilometers) south of Dunbar - North Sea	125 m / 413 ft	153 MMcfd (4.3 MMcfd)	Subsea tie back to Alwyn B platform	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=222			
Jura (part of Greater Alwyn project)	2006	2008	170 Mmboe of gas	Block 3/15 - 6 miles (10 kilometers) east of the Dunbar field - North Sea	113 m / 373 ft	50,000 bopd (estimated)	Subsea tie back to Alwyn B platform	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=222			
Elgin / Franklin (Elgin & Franklin fields)	1986 (Franklin), 1991 (Elgin), 2003 (West Franklin)	2001 (Elgin & Franklin fields), 2007 (West Franklin)	800 Mmboe (total reserves for all fields)	Blocks 3/9b, 22/30c and 22/30c - 149 miles (240 kilometers) east of Aberdeen - North Sea	93 m / 307 ft	175,000 bopd of condensate and 547.4 MMcfd (15.5 MMcfd) of gas	Combination of 3 fixed platforms	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=292			
South East Asia												
Indonesia												
Kambuna	1986	2009	30 Mmboe of gas	Gilgah Kambuna Technical Assistance Center - offshore North Sumatra	40 m / 132 ft	40 MMcfd and roughly 4,000 bopd of condensate (estimated peak production)	Fixed platform	Salamander Energy	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=486			
Tangguh	1990s	2009	14.4 trillion cubic feet	centered on the Bintuni Bay area of Papua	N.A.	N.A.	collecting gas from the well through a 11" through sub-sea pipelines to an LNG processing facility on the south shore	BP	http://www.bps.org/attachments/calendarevents/90/abtsmact_tangguh.pdf	http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=7054378&contentId=7068759	http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=7054378	
Gilgah Baru	2000	Under Development	325 Bcf (9 Bcm)	West Natuna Block A in the West Natuna Sea	82 m / 271 ft	N.A.	Subsea tie back to the existing platform and a wellhead platform that are connected by a bridge, and gas being exported via a 16-inch-diameter measuring 2 miles (3 kilometers) long	Premier	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=403			
Arun	1971	N.A.	N.A. (estimated that it has depleted 90 percent of the recoverable reserves)	N.A.	N.A.	10 MMcfd (487 Bcf/d)	N.A.	Pertamina	http://www.sia.sie.go.id/ptasah/indonesia/NaturalGas.html	http://www.thejakartapost.com/news/2011/01/10/11ann-11cases-conditions-survive-after-encore-gas.html	http://www.thejakartapost.com/news/2011/01/10/11ann-11cases-conditions-survive-after-encore-gas.html	Operation will be ceased in 2014
Bekapai	1972	1974	N.A.	15 km off the Mahakam delta	1,900 to 1,600 m	26 kb/d	N.A.	Total	http://www.totals.com/en/about-total/our-businesses/upstream/exploration-production/asia-pacific-92929.html	http://search.datapages.com/data/bp/00/offer_db/2tag_ofc-se-secubus.html?2tag_ofc=6012&e12000104560045	http://search.datapages.com/data/bp/00/offer_db/2tag_ofc-se-secubus.html?2tag_ofc=6012&e12000104560045	
Kuala Langsa	1992	Under Development	Under Development	N.A.	2,500m	Under Development	N.A.	Premier	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=403	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=403	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=403	

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	Web link	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Terengganu	N.A.	2001	N.A.	N.A.	150-300 m	N.A.	N.A.	BP	http://www.sildestreamselfrestandsubmarineplatformreviewoftheareaandoffshoregasmarket	http://www.sildestreamselfrestandsubmarineplatformreviewoftheareaandoffshoregasmarket		
Malaysia												
Jenneh B	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	150 MMcfd	production from the unnamed facility will be transported by a 16-in. pipeline to the main mainline at Jenneh A platform	ExxonMobil	http://www.exxonmobil.com/Malaysia/English/PANewsroom/MY_NR_20070503_Jenneh-B-Award-Contract.asp			
Lawit	N.A.	N.A.	N.A.	150 miles (240 kilometers) offshore Terengganu	N.A.	900 million cubic feet	N.A.	Exxon	http://www.2mnews.com.sg/business/17/ACCT=104&STORY=www/04/04/30/1&EDATE=			
Belatung	N.A.	2003	1 Tcf	N.A.	N.A.	335 MMcfd	N.A.	ExxonMobil	http://www.2mnews.com.sg/business/20/00/02/14/105053.pdf			
Resak	N.A.	2000	N.A.	N.A.	N.A.	120.0 mmscfd	N.A.	Petronas	http://www.2mnews.com.sg/business/20/00/02/14/105053.pdf			
Duyong	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	Petronas	http://www.2mnews.com.sg/business/20/00/02/14/105053.pdf			
Belumut area consists of four fields: East Belumut, West Belumut, Lenek and Chemunging in the Malay Basin	N.A.	2008	20 to 25 MMbbl (East Belumut); 7 MMbbl (Chemunging); 4 MMbbl (West Belumut)	335,000 acres about 185 miles (298 kilometers) offshore Kemaman, Terengganu	61 m / 201 ft	N.A.	N.A.	Serving as operator of the field, the company is owning a 60% interest. Carigali owns 40%.	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=785&subArea=BelumutCookSupport1			
Brunei												
Maharaja Lela / Jamalulalam field	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	18,953 feet (5,664 meters)	10 MMcfd	N.A.	Total	http://www.igzone.com/news/article.asp?a_id=9992			
Thailand												
Arhit	N.A.	2008	N.A.	Blocks B1A, B1EA and B1EA - 143 miles (230 kilometers) offshore Songkhla - Gulf of Thailand	80 m / 264 ft	370 MMcfd (10.5 MMcm/d) of natural gas and 19,800 bopd of condensate (2008)	Combination of 1 fixed platform and 1 FPSO	PTT Exploration & Production (PTTEP)	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=282			
South Asia												
India												
Gujarat State Petroleum	2005	Under Development	Under Development	KG-OSN-2007/3 Block in the Krishna Godavari basin off the coast of Andhra Pradesh in the Bay of Bengal is 159 feet (48.4 meters) deep.	109 m / 360 ft	Under Development	Under Development	Gujarat State Petroleum	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=444			
North Asia												
China												
Peng Lai	1999	2002	N.A.	1.6 million-acre (6.475 square kilometers) basin, approximately 75 feet (23 meters) of water.	23 m / 76 ft	28,200 bopd	subsea pipeline is connected to the facilities	ConocoPhillips	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=336			
QHD 32-6	1995	2001	N.A.	central to northern part of the Bohai Bay, 91 miles (130 kilometers) from the city of Tianjin	91 m / 102 ft	N.A.	46 production wells feed-back to six producing wellhead platforms with production transported to the Bohai Shu Ji FPSO	CNOOC China Limited	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=417			
JinZhou (JZ 20-2N)	2009	N.A.	N.A.	East China's Bohai Bay	16 m / 53 ft	N.A.	N.A.	CNOOC China Limited	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=503			
QHD 35-4	2009	N.A.	N.A.	north central Bohai Bay	26 m / 86 ft	N.A.	N.A.	CNOOC (NOC)	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=503			
Yecheng 13-1	N.A.	N.A.	10.6 Tcf	N.A.	N.A.	124 Bcf/y	N.A.	CNOOC	http://www.aria.gov/energy/cases/China/NaturalGas.html			
Oceania												
Australia												
Basgas (Yella gas field)	1995	2006	28 million barrels of condensate and LPG liquids	TL1 and TRL1 - 91 miles (147 kilometers) from Klauria - Bass Strait	80 m / 264 ft	17.6 petacubes (PJ) of sales gas, 726,000 barrels of associated condensate and 50,000 tonnes of CO ₂	Fixed platform	Origin Energy	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=591	http://www.igzone.com/news/article.asp?a_id=5232		
Casino Henry (Casino, Henry and Netherby fields)	2005 (Casino), 2005 (Henry)	2006 (Casino), Henry & Netherby under development	N.A.	VICIP 44 and VICI 24 - 19 miles (30 kilometers) off the coast of Victoria	194 to 226 feet (59 to 72 meters)	10 Bcf (annual production only)	SPAR platform	Santos Ltd.	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=554			
Bayu Undan	1995	2004	400 million barrels of condensate and 3.4 Tcf of gas	Tmor Gas PSC 03-12, 03-13 - 310 miles (499 kilometers) off the coast of Darwin - East Timor Sea	80 m / 264 ft	11 Bcf (2 gas and combined condensate)	Combination of 2 fixed platforms and 1 FPSO (production capability)	ConocoPhillips	http://www.subsea.com/data/Project.aspx?project_id=562			

Field name	Year of Discovery (field)	First Gas	Estimated Reserve	Sea Area	Water depth	Production Volume	Production Type	Developer	WebLink	Additional Reference (if any)	Additional Reference (if any)	Remarks
Blacktip	2001	2009	933 billion standard cubic feet of gas and 5.7 million barrels of condensate	WA-279-P - Bonaparte Basin - offshore Australia - Timor Sea	50 m / 165 ft	22 Bb/d (650 MMcfd) (estimated initial production)	Fixed platform	ENI	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=445			
Longtom	1995	2009	N.A.	VIC/P54 - Cappsland Basin	56 m / 185 ft	30 terajoules per day and 420 bopd of condensates	Subsea tie back	Nexus	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=454			
Gorgan	1981	Under Development	N.A.	43 to 67 miles (70 to 140 kilometers) northwestern coast of Western Australia	1,300 m / 4,290 ft	N.A.	subsea developments will be tied-back to the onshore Barrow Island LNG plant via pipelines and control umbilicals	Chevron	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=271			
New Zealand												
Kupe	1986	2009	14.7 million barrels of light oil/condensate and 1.1 million tonnes of LPG	PML 38146 - Kupe Central Field Area (CFA) - Taranaki Basin - offshore New Zealand	35 m / 116 ft	254 petajoules (PJ) of natural gas, 1.1 million tonnes of LPG and 14.7 million barrels of light crude oil	Fixed platform	Origin Energy	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=448			
Africa												
Equatorial Guinea												
Celba	1999	2000	N.A.	22 miles (35 kilometers) offshore Equatorial Guinea, 150 miles (241 kilometers) south of Malabo	2,200 m / 7,260 ft	100,000 bopd	subsea pipeline connecting the buoy to the floating production, storage and offloading (FPSO) and the subsea flexible hoses linking the FPSO and buoy to each end of the subline.	Hess	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=295			
Akom	1999	2000	N.A.	34 miles (55 kilometers) southwest of Bata and 155 miles (250 kilometers) south of Malabo. Blocks C and F are located in the Rio del Norte Basin.	500 m / 1,650 ft	60,000 bopd	The FPSO platform is a T-shaped platform on the shallow water Elon field and, then, through a 15-mile (24-kilometer) subsea pipeline to the already existing FPSO on the FPSO nearby.	Hess Corp	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=295			
Nigeria												
Ameriam Kpono	1960	2003	N.A.	131 feet (40 meters) of water 19 miles (30 kilometers) offshore Nigeria	40 m / 132 ft	125,000 bopd (Phase I), additional 50,000 bopd of gas (Phase II)	transporting natural gas via pipeline to shore	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=318			
Egina	2003	expected to commence in 2015	N.A.	roughly 500 square miles in the Niger Delta in Block OML 139	1,550 m / 5,115 ft	N.A.	N.A.	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=692			
Agbami	1998	2008	900 million barrels	45.99 square miles located some 70 miles (113 kilometers) offshore the Niger River Delta	1,482 m / 4,825 ft	250,000 barrels	N.A.	Chevron	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=249			
Angola												
Grassol	1996	2001	725 million barrels	Block 17, Grassolis located 83 miles (150 kilometers) offshore	1,365 m / 4,455 ft	200,000 bopd	subsea wells are connected to these riser towers which deliver recovered hydrocarbons to the FPSO, then, oil is exported via two rigid midwater pipelines to an	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=326			
Kicomba Block 15	1999	2003	100 million barrels	Block 15 (4,000 square kilometers)	1,203 m / 3,970 ft	80,000 bopd	wells tie-back to the leased Kikomba FPSO	Esso	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=639			
Puzifor	2000	N.A.	N.A.	90 miles (150 kilometers) offshore Angola	762 m / 2,515 ft	N.A.	N.A.	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=326			
CLOV	1998	N.A.	N.A.	Angola's offshore Block 17	1,365 m / 4,505 ft	N.A.	N.A.	Total	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=324			
Cabaca Norte	2009	N.A.	N.A.	Block 15/06 in 1,640 feet (500 meters) of water, 217 miles (350 kilometers) North of Luanda, Angola	500 m / 1,650 ft	N.A.	N.A.	Eni	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=681			
Sangos	2008	N.A.	N.A.	Block 15/06, which is located 217 miles (350 kilometers) north of Luanda, Angola	1,349 m / 4,452 ft	N.A.	N.A.	Eni	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=333			
Manganes	2009	N.A.	N.A.	Block 15/06, deep waters offshore Angola, roughly 124 miles (200 kilometers) away from the city of Luanda	N.A.	N.A.	N.A.	Petrobras	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=591			
PSM	2002	N.A.	N.A.	located about 249 miles (400 kilometers) from Luanda and in waters measuring 6,562 feet (2,000 meters).	2,000 m / 6,600 ft	N.A.	N.A.	BP	http://www.subseaah.com/data/Project.aspx?project_id=253			

Remarks:
1. This list is not exhaustive.
2. The names of the fields are compiled from Energy Information Administration of the US government (www.eia.gov) and other information is supplemented with desk research.

別添 2. 石油ガス開発企業の主な試掘開発案件

ExxonMobil

Project Name	Operator	Owners/Interests	Field	Block	Place	Country	Proven Reserve	Status	Start of Development	Water Depth/(m)
Angola — Block 15	Esso Angola	Agip Angola Production BV (30%) BP Angola (26.67%) ExxonMobil Corporation (40%) Mavuka Engineering (Pty) Ltd Statoil (13.33%)	Xikomba field, Kizomba A, Kizomba B, and Kizomba C *The development of two of the remaining fields is progressing		Angola coast	Angola	5 billion oil equivalent barrels	Production / Development	1994	Kizomba B - 3,300 to 4,200 ft (1,006 to 1,280 m)
Russia — Sakhalin-1	Exxon Neftegaz Limited (ENL), a subsidiary of Exxon Mobil Corporation, is operator of the Sakhalin-1 Project	Exxon Neftegaz Ltd. (30% interest) Partners - Japan's Sakhalin Oil and Gas Development Co. Ltd.-principal shareholders INOC, JAPEX, Itochu, and Marubeni (30%); Russia's Rosneft affiliates: RN-Asira (8.5%) and Sakhalinmorneftegas (SA4NG)Shelf (11.5%); and National Oil Co. of India, ONGC Videsh Ltd. (20%)	Chayvo, Odoptu, and Arkutun Dagi. Future phases: Arkutun-Dagi fields and Chayvo Phase 2		offshore eastern Russia	Russia		Production / Development	1995	10 to 60 meters
U.S. Gulf of Mexico	Exxon Mobil	ExxonMobil holding 100 percent equity interest.	Rockefeller Field		160 miles off the coast of Texas	USA	5.4 million barrels of oil-equivalent designed to recover over 600 million barrels of oil	Development	2007	NA
Hebron	ExxonMobil	ExxonMobile 36%, Chevron Canada Resources (26.7%), Petro-Canada (22.7%), StatoilHydro (9.7%) and the public-sector Energy Corporation of Newfoundland and Labrador (4.9%)	Hebron Field		offshore Newfoundland	Canada		Development	Originally 2002 by Chevron, then shelved. Restarting 2009	92m

<http://www.sakhalin1.ru/Sakhalin/Russian/English/Upstream/about.aspx>

Other info : ExxonMobil has many fields in GOM. Six miles from the company's Hoover Diana development in the Gulf of Mexico, a new well is expected to more than triple existing natural gas production. The gas pockets are in a field called Rockefeller, one of several surrounding the Hoover Diana offshore platform, which began production in 2000.

Shell

Project Name	Operator	Owners/Interests	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Gumusut	Shell	Shell 33% (operator), ConocoPhillips Sabah 33%, Petronas Carigali 20%, Murphy Sabah Oil 14%	Gumusut		offshore Malaysia	Malaysia		Development	Development drilling commenced in January 2008	1,220m
Prelude and Concerto gas fields	Shell	Shell 100%	Prelude and Concerto gas fields	WA-371-P	Browse Basin, 475km north-northeast of Broome, Western Australia.	Australia	Containing an estimated 2 to 3 Tcf of recoverable gas,	Development	In July 2009, Shell awarded a consortium of Technip and Samsung Heavy Industries the contract for the design, construction and installation of multiple FLNG facilities over a period of up to 15 years, based upon Shell's proprietary design.	
Beaufort Sea	Shell				Alaska	USA	The Beaufort Sea is estimated to contain 8.22 billion barrels of oil and 27.64 trillion cubic feet of natural gas, according to MMS.	Exploration approved		
Chukchi Sea	Shell				Alaska	USA		Exploration approved		
Walker Ridge 508		Shell 35% Marathon and Petrobras 25% ENI 15%	Stones	N.A.	Gulf of Mexico	USA	N.A.	Exploration	N.A.	2,300 m

Shell is planning to develop its Prelude and Concerto gas fields off the northwest coast of Western Australia using its exciting Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) technology.

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Liberty	BP	100%	Liberty (light oil field)	N.A.	some five miles offshore in the Beaufort Sea, Alaska	USA	N.A.	Development	2011 (Scheduled)	N.A.
Pazflor	Total	16.67%	Perpetua, Hortensia and Zinia (Upper Miocene), and Acacia (Oligocene)	17	Lower Congo Basin -150 kilometres off the coast of Angola	Angola	N.A.	Development	2011 (Scheduled)	up to 1200
CLOV	Total	16.67%	Cravo and Lirio (Oligocene), and Orquidea and Violeta (Miocene)	17	Lower Congo Basin -150 kilometres off the coast of Angola	Angola	N.A.	Development	2014 (Scheduled)	up to 1400
Clochas Mavacola	ExxonMobile	26.67%	N.A.	15	north of the Congo basin -150 kilometres off the coast of Angola	Angola	N.A.	Development	2012 (Scheduled)	up to 1400
Kizomba Satellites Phase 2	ExxonMobile	26.67%	N.A.	15	north of the Congo basin	Angola	N.A.	Exploration	N.A.	N.A.
Block 18 West	BP	N.A.	Platina, Chumbo and Cesio fields	18	Lower Congo Basin	Angola	N.A.	Evaluation for development	NA	up to 1700
PSVM	BP	26.67%	Plutão, Saturno, Vênus and Marte (PSVM) fields	31	offshore Angola	Angola	N.A.	Development	2011 (Scheduled)	approximately 2000
WND Gas	BP	60% (North Alexandria), 80% (West Med Deepwater Concession)	North Alexandria and West Med Deepwater Concession	N.A.	West Nile Delta	Egypt	estimated 5 trillion cubic feet of gas	Development	Agreement with Egypt government in 2010	N.A.

In July 2010 BP announced a major agreement with the Egyptian Ministry of Petroleum and Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) to develop an estimated 5 trillion cubic feet of gas at an estimated \$9 billion of investment in the two deepwater concessions

BP

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Nile Delta	BP		Satis	N.A.	N.A.	Egypt	N.A.	Development	90m	N.A.
Tangguh Expansion	BP	37.16%	N.A.	N.A.	Berau-Bintuni Bay, West Papua	Indonesia	N.A.	Production / Development	The project commenced LNG production in June 2009. BP and its partners are reviewing options to expand Tangguh operations.	N.A.
Sanga Sanga CBM	VICO	37.80%	N.A.	Sanga Sanga block	N.A.	Indonesia	N.A.	Exploration	The first step towards CBM production at Sanga-Sanga is an appraisal programme commenced in 2010 to determine the CBM production capacity of the block.	N.A.
Chirag Oil Project (COP)	BP	37.43%	the Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli field	N.A.	Chirag - Deep Water Gunashli (DWG) area	Azerbaijan	N.A.	Development	COP was sanctioned in February 2010.	approximately 170
Galapagos	BP (Isabela), Noble (MC519/563)	67% (Isabela); 46.5% (MC519/563)	N.A.	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Na Kika Phase 3	BP	50%	Kepler and Ariel fields, Fourier field	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Mad Dog Phase 2	BP	60.50%	Mad Dog field	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Na Kika Phase 4	BP	50%	Fourier field	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Kaskida	BP	100%	N.A.	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.

BP

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Horn Mountain Phase 2	BP	100%	N.A.	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Atlantis Phase 3	BP	56%	N.A.	N.A.	the Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Mississippi Canyon 771	BP		Kodiak	N.A.	Gulf of Mexico	USA	N.A.	Exploration	NA	1,500 m
Skarv	BP	30%	Skarv and Idun fields	N.A.	North Sea	UK	120 mmbbl oil/condensate and 1.4 tcf wet gas	Development	2011 (Scheduled)	N.A.
Valhall Redevelopment	BP	35.95%	N.A.	N.A.	North Sea	UK	N.A.	Development	2011 (Scheduled)	N.A.
Devenick	BP	88.70%	N.A.	9/29a and 9/24b	North Sea	UK	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Kinnoull	BP	77%	N.A.	N.A.	North Sea	UK	N.A.	Development	2012 (Scheduled)	N.A.
Clair Ridge	BP	28.60%	N.A.	N.A.	North Sea	UK	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Q204	BP	36%	N.A.	N.A.	North Sea	UK	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Serrette	BPTT	70%	N.A.	N.A.	Northern Area of the Columbus Basin	Trinidad and Tobago	N.A.	Development	N.A.	285 feet
Juniper	N.A.	N.A.	Corallita and Lantana fields	N.A.	N.A.	Trinidad and Tobago	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

Chevron

Project Name	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Mafumeira Sul	N.A.	N.A.	Block 1	31 km off the Angolan coast	Angola	N.A.	Front-end engineering and design	N.A.	less than 61
Gorgon Project	47.3	N.A.	N.A.	130 kilometres off the north-west coast of Western Australia	Australia	N.A.	Development	2014	N.A.
Wheatstone natural gas project	75	Wheatstone	N.A.	offshore northwest Australia	Australia	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Papa-Terra Field	37.5	Papa-Terra	N.A.	offshore northeast of Rio de Janeiro	Brazil	N.A.	Development	2013	1,189
Maromba	30	N.A.	N.A.	offshore northeast of Rio de Janeiro	Brazil	N.A.	Evaluation	N.A.	N.A.
Atlanta and Oliva	20	Atlanta and Oliva	N.A.	off the southeastern shore of Brazil	Brazil	N.A.	Evaluation	N.A.	N.A.
Buckskin	55	Buckskin	N.A.	Gulf of Mexico	USA	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Usan Project	30	Usan	N.A.	100 km off the coast in the eastern Niger Delta region	Nigeria	N.A.	Development	late 2011	750
Aparo Field and the Bonga SW Field	20	Aparo and Bonga SW	N.A.	113 km off the coast of the western Niger Delta region	Nigeria	N.A.	A preliminary unitization agreement was extended	N.A.	1,131
Nsiko	95	N.A.	N.A.	145 km off the coast of the western Niger Delta region	Nigeria	N.A.	exploration	N.A.	1,768
Alder	70	N.A.	N.A.	27 km to the west of the Britannia Field, North Sea	UK	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Rosebank/Lochnagar	40	N.A.	N.A.	130 km northwest of the Shetland Islands	UK	N.A.	Feasibility studies	N.A.	1,115

Eni

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Marine XII	Eni	90%	N.A.	N.A.	N.A.	Congo	N.A.	Exploration	N.A.	N.A.
Block 15/06	Eni	35%	Cabaça Norte-1; Nzanza-1 and Cinguvu-1	15-Jun	N.A.	Angola	N.A.	Exploration	2012	1,400 m (Nzanza-1 and Cinguvu-1)
Area 4	Eni	70%	N.A.	Area 4	N.A.	Mozambique	N.A.	Exploration	N.A.	2,600 m
North Port Said	Eni	100%	Faryouz deposits	N.A.	N.A.	Egypt	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Mississippi Canyon 459 Block	Eni	100%	Appalcosa	N.A.	Gulf of Mexico	US	N.A.	Exploration	N.A.	863m
Walker Ridge 508	Eni	N.A.	Stones-3	N.A.	Gulf of Mexico	US	N.A.	Exploration	N.A.	NA
Keathley Canyon Block 1008	Eni	100%	Hadrian South prospect	N.A.	Gulf of Mexico	US	N.A.	Exploration	N.A.	2419m
Appalcosa	Eni	100%	Appalcosa	blocks MC 459 and 460 and a part of blocks MC 503 and 504	Gulf of Mexico	US	N.A.	Development	2008	850 m
Alaska	Eni	100%	Nikaichuq	N.A.	Beaufort Sea	US	180 million barrels	Development	N.A.	N.A.
Cardón IV	Operator Cardón IV S.A., a joint operating company formed by Eni and Repsol	50%	Cardón IV	N.A.	Gulf of Paria	Venezuela	N.A.	Exploration and appraisal	N.A.	N.A.
Block BM-S-4	Eni	100%	Belmonte Gas Field etc	N.A.	offshore area of the Santos basin	Brazil	N.A.	Development / Exploration	N.A.	N.A.
Block BM-CAL-14	Eni	100%	N.A.	N.A.	offshore area of the Camamu-Almada basin	Brazil	N.A.	Development	N.A.	N.A.
Marulic project	Eni	20%	Marulic	Nor	Nor	Norway	80 and 120 million toe	Development	2010	365m
Goliat Project	Eni	65%	Goliat		Barents Sea	Norway	estimated reserves of 174 Mmbo	Development	2009	400m
Nonwegian North Sea	Eni	45%	Afroditte gas and condensate deposit	N.A.	165 kilometres from the town of Bergen	Norway	N.A.	Development	N.A.	373 m
Shetland Islands	Total	Total E&P UL Ltd (operator, 80%), Dong E&P UK Ltd (20%),	Laggen- Tormore		1,989 feet (600 meters), roughly 87 miles (140 kilometers), northwest of the Shetland Islands			Development	2010	600 m / 1,980 ft
Abruzzo offshore area	Eni	N.A.	Colle Sciarra 1	N.A.	Abruzzo offshore area	Italy	N.A.	Exploration	N.A.	N.A.
Cassiopea 1	Eni	N.A.	Cassiopea 1	N.A.	approximately 22 kilometres off the Agrigento coast	Italy	N.A.	Exploration	N.A.	560 m

600,000 cubic metres (equal to 3,700 boe) and 500 barrels

Eni

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)
Argo 2 well	Eni	60%	Argo 2	N.A.	20 kilometres off the coast of Agrigento	Italy	N.A.	Exploration	N.A.	N.A.
JFDA 06-105	Eni	41%	Kilian 1 & Kilian 2		Timor Sea	Australia	N.A.	Development	2009	Discovery at 3,656 metres
Area C	Eni	50%	N.A.	N.A.	N.A.	Saudi Arabia	N.A.	Exploration	N.A.	N.A.

Petrobras

Project Name	Operator	Working Interest	Field	Block	Place	Country	Reserve	Status	Start of Development	Water Depth(m)	海底深さ(m)
Santos Basin	Petrobras		Varius fields			Brazil		Production / Development		300-1,500	7,500
Campos Basin	Petrobras		Garoupa, Nomorado, Enchova, Albacora, Marlim, Roncador, Barracuba, Caratinga, Jabarte and Cachalote fields		off the northern coast of Rio de Janeiro	Brazil		Production / Development		100(Garoupa); greater than 2000(Albacora)	
Santos Basin Southern Pole Discoveries	Petrobras		Tiro e Sidon, Cavalo Marinho, Caravela, Estrela do Mar	block BM-S-4		Brazil		Development		2,100 m (6,889 ft), 250 m (820 ft) from the water line.	
Cascade and Chinook development	Petrobras	50% and 66.67%	Cascade Field Chinook Field	Walker Ridge block	300km (180 miles) south of the Louisiana coast	USA		Development	Development / Started production in Dec2010	2,690 m / 8,877 ft	27,000ft
Tupi Oilfield	Petrobras	Petrobras 65% BG Group 25%, Galp Energia 10%	Tupi Field		offshore province crossing the Espirito Santo, Campos and Santos basins	Brazil	14 billion barrels	Development	NA	2,170 m / 7,161 ft	
Sergipe-Alagoas Basin	Petrobras		Piranema Field and surrounding areas other discoveries	NA	28 km off the coast of the State of Sergipe, Northeastern Brazil	Brazil	15 million barrels	Exploration, Development, Production	NA	800m	
Guara	Petrobras	Petrobras, 45%; BG Group 30%; Repsol 25%.	Guara	Block BM-S-9	Santos basin pre-salt offshore Brazil in B	Brazil	NA	Development	2010	2,141 m / 7,065 ft	
Raukumara Basin	Petrobras	NA	NA		East Coast of NZ	NZ	NA	Exploration	NA	NA	

別添 3. 主な試掘企業の概要

Drilling Companies

Transocean	2
Noble Corporation.....	4
Nabors Industries.....	5
Seadrill Ltd.....	6
EnSCO Plc.....	7
KCA Deutag Drilling	9
Diamond Offshore.....	12

Transocean_Fleet_Directory_January.2010.pdf
Noble Corporation_FleetStatus.xls
Nabors Industries marketed_rigcount3Q_2010.xls
SEADRILL FLEET STATUS REPORT.pdf
EnSCO Fleet Status Report 15Dec2010.pdf
KCA rig list.xls
Diamond offshore rig report.xls

Transocean

We are the world's largest offshore drilling contractor and leading provider of drilling management services worldwide. With a fleet of 140 mobile offshore drilling units, plus three announced ultra-deepwater newbuild units, our fleet is considered one of the most modern and versatile in the world due to its emphasis on technically demanding sectors of the offshore drilling business. We have approximately 19,300 personnel worldwide.

Since launching the offshore industry's first jackup drilling rig in 1954, we have achieved a long history of "firsts." These innovations include the first dynamically positioned drillship, the first rig to drill year-round in the North Sea, the first semisubmersible rig for Sub-Arctic, year-round operations and the latest generations of ultra-deepwater drillships and semisubmersibles.

(AR 2009)

The company's ordinary shares are traded on the New York Stock Exchange under the symbol "RIG" and on the SIX Swiss Exchange under the symbol "RIGN."

(web site)

Transocean Ltd. (together with its subsidiaries and predecessors, unless the context requires otherwise, "Transocean," the "Company," "we," "us" or "our") is a leading international provider of offshore contract drilling services for oil and gas wells. As of February 2, 2010, we owned, had partial ownership interests in or operated 138 mobile offshore drilling units. As of this date, our fleet consisted of 44 High-Specification Floaters (Ultra-Deepwater, Deepwater and Harsh Environment semisubmersibles and drillships), 26 Midwater Floaters, 10 High-Specification Jackups, 55 Standard Jackups and three Other Rigs. In addition, we had five Ultra-Deepwater Floaters under construction. We believe our mobile offshore drilling fleet is one of the most modern and versatile fleets in the world. Our primary business is to contract our drilling rigs, related equipment and work crews predominantly on a dayrate basis to drill oil and gas wells. We specialize in technically demanding segments of the offshore drilling business with a particular focus on deepwater and harsh environment drilling services. We also provide oil and gas drilling management services on either a dayrate basis or a completed-project, fixed-price (or "turnkey") basis, as well as drilling engineering and drilling project management services, and we participate in oil and gas exploration and production activities.

Transocean Ltd. is a Swiss corporation with principal executive offices located at Blandonnet International Business Center, Chemin de Blandonnet 2, Building F, 7th Floor, 1214 Vernier, Switzerland. Our telephone number at that address is +41 22 930-9000. Our shares are listed on the New York Stock Exchange ("NYSE") under the symbol "RIG." On February 16, 2010, we announced our intention to list our shares on the SIX in the second quarter of 2010, subject to the approval of the SIX. Our shares will continue to be listed on the NYSE. For information about the revenues, operating income, assets and other information related to our business, our segments and the geographic areas in which we operate, see "Item 7.

Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations" and Notes to Consolidated Financial Statements—Note 23—Segments, Geographical Analysis and Major Customers.

(AR 2009)

Sales

Operating Revenues and Long-Lived Assets by Country

Operating revenues and long-lived assets by country are as follows (in millions):

	Years ended December 31,		
	2009	2008	2007
Operating revenues			
U.S.	\$ 2,239	\$ 2,578	\$ 1,259
U.K.	1,563	2,012	848
India	1,084	890	761
Other countries (a)	6,670	7,194	3,509
Total operating revenues	\$ 11,556	\$ 12,674	\$ 6,377

Please refer to
Transocean_Fleet_Directory_January.2010.pdf
For the details of rig fleet of Transocean.

Noble Corporation

Noble Corporation begins its 90th year in 2010. Very few companies, and even fewer drilling contractors, can claim this milestone. The Company's proactive style of management has guided it from a one rig operation in 1921 to one of the largest offshore drilling contractors in the world today. The Company's growth since the time of its spin-off from Noble Affiliates in 1985 has come about through a series of strategic acquisitions of offshore drilling assets and ancillary, non-capital intensive businesses around the world.

Noble is a leading offshore drilling contractor for the oil and gas industry. Noble performs, through its subsidiaries, contract drilling services with a fleet of 69 offshore drilling units (including five drilling rigs currently under construction or to be constructed), located worldwide, including in the Middle East, India, the U.S. Gulf of Mexico, Mexico, the Mediterranean, the North Sea, Brazil, West Africa and Asian Pacific. Noble also owns and operates a dynamically positioned floating production, storage, offloading vessel. Noble's shares are traded on the New York Stock Exchange under the symbol "NE".

(In thousands, except per share amounts and percentages)

	Year Ended December 31,		
	2009	2008	2007
Operating revenues	\$3,640,784	\$3,446,501	\$2,995,311
Operating income	2,010,744	1,908,403	1,490,862
Income before income taxes	2,015,902	1,912,458	1,488,902
Net income	1,678,642	1,560,995	1,206,011

Please refer to
 Noble Corporation_FleetStatus.xls
 For the company's rig fleet

Nabors Industries

http://www.nabors.com/Public/Index.asp?Page_ID=3

The Nabors companies own and operate approximately 554 land drilling and approximately 728 land workover and well-servicing rigs in North America. Nabors' actively marketed offshore fleet consists of 38 platform rigs, 13 jack-up units and 3 barge rigs in the United States and multiple international markets. In addition, Nabors manufactures top drives and drilling instrumentation systems and provides comprehensive oilfield hauling, engineering, civil construction, logistics and facilities maintenance, and project management services. Nabors participates in most of the significant oil, gas and geothermal markets in the world.

Please refer to
Nabors Industries marketed_rigcount3Q_2010.xls
For the company's rig fleet

Seadrill Ltd

<http://www.seadrill.com/>

The company operates a versatile fleet of 54 units for operations in shallow to ultra-deepwater areas in harsh environment and benign environments,

- Semi-submersibles
- Deepwater drillships
- Jack-ups
- Semi-tender rigs
- Tender rigs

Seadrill has some 9,300 skilled and highly competent employees, representing some 50 nationalities, operating in 15 countries on four continents.

Seadrill is listed on the New York Stock Exchange and the Oslo Stock Exchange.

Sales

	Year ended December 31,				Period from
	2009	2008	2007	2006	May 10, 2005 (inception) to December 31, 2005
	<i>(in millions of U.S. dollars except common share and per share data)</i>				
Statement of Operations Data:					
Total operating revenues	3,254	2,106	1,552	1,155	27
Net operating income	1,372	649	489	226	(15)
Net income (loss)	1,353	(123)	515	245	(8)
Earnings per share, basic	\$ 3.16	\$ (0.41)	\$ 1.28	\$ 0.62	\$ (0.04)
Earnings per share, diluted	\$ 3.00	\$ (0.41)	\$ 1.20	\$ 0.61	\$ (0.04)
Dividends declared	199	688	-	-	-
Dividends declared per share	\$ 0.50	\$ 1.75	-	-	-

Fleet activities

Please refer to the attached fleet status report
SEADRILL FLEET STATUS REPORT.pdf

EnSCO Plc

<http://www.enscos.com>

EnSCO plc (NYSE: ESV) brings energy to the world as a global provider of offshore drilling services to the petroleum industry. Our fleet of eight ultra-deepwater semisubmersible rigs (including three under construction) and 40 premium jackup rigs are strategically located in the most prolific oil and gas markets around the world and are managed through four major business units: Deepwater, Asia & Pacific Rim, Europe & Africa and North & South America. Nearly 4,000 EnSCO employees work around the clock for our customers.

Highlights

We recently achieved important milestones in its ultra-deepwater expansion. In 2009, ENSCO 8500 and ENSCO 8501, the first two of seven ultra-deepwater semisubmersibles in the \$3 Billion+ ENSCO 8500 Series® newbuild program, commenced drilling operations in the Gulf of Mexico.

The proprietary design of the ENSCO 8500 Series® ultra-deepwater semisubmersibles was developed with extensive input from customers to address the drilling requirements of virtually all deepwater fields around the world. Rated for work in 8,500' of water, the new ultra-deepwater semisubmersible rigs may be modified to operate in water depths up to 10,000'. The uniform design streamlines operations across all of the 8500 Series rigs to control costs and enhance reliability for our customers.

EnSCO's 40-rig premium jackup fleet is one of the world's largest and most capable. Ten new jackup rigs were added over the past decade and more than \$1.3 billion has been invested to upgrade the capability of the jackup fleet.

In December 2009, EnSCO redomesticated to the UK and, in March 2010, we changed our name to EnSCO plc to commemorate the opening of our new global headquarters in London.

Summary Financial Information
(in millions, except per share data)

Income Statement	Three Months Ended 30 Sep 2010	Three Months Ended 30 Sep 2009
Revenues	\$428	\$409
Operating Income	158	171
Net Income	131	150
Diluted EPS	0.91	1.05
Diluted EPS - Continuing Operations	\$0.92	\$1.01

Please refer to
EnSCO Fleet Status Report 15Dec2010.pdf
For the company's rig fleet.

KCA Deutag Drilling

<http://www.kcadeutag.com/>

Head Office Country: Scotland

KCA DEUTAG is a wholly-owned subsidiary of Abbot Group. In March 2008, Abbot Group plc was acquired by First Reserve Corporation, a US-based private equity firm. As a consequence, Abbot Group plc was re-registered as a private company and changed its name to Abbot Group Limited.

First Reserve is the largest, most experienced energy industry focused private equity company in the world. The company is committed to investing in KCA DEUTAG and its sister company, Bentec, to ensure that we continue to grow in our key markets worldwide. This will give us the opportunity to expand our portfolio of rigs to meet client demand, and to further enhance our performance improvements systems and key support functions to the benefit of our clients.

KCA DEUTAG's headquarters are in Aberdeen, Scotland. We have a major hub office in Bad Bentheim, Germany, where our central technical support function is located, and regional offices in all of our key operational areas - Russia, the Middle East, the Caspian region and Norway.

History

The company has a history of over 100 years of drilling and engineering activities across the globe, and undertakes projects in some of the most harsh and demanding environments in the world, including the deserts of the Middle East and North Africa, arctic conditions in Siberia and Kazakhstan, tropical regions, and the challenging offshore conditions in the North Sea and offshore Sakhalin Island, far Eastern Russia.

Services

KCA DEUTAG is one of the few contractors with its own facilities and engineering services group, RDS, which has a workforce of 500 with a track record spanning 30 years, making it one of the leading providers of greenfield and brownfield rig design engineering for platforms and mobile units.

KCA DEUTAG currently manages more than 100 drilling and workover rigs.

KCA DEUTAG is responsible for over 30 managed offshore platforms in the North Sea, Caspian, Angola, and Sakhalin. We also own and operate the North Sea's only modular drilling and well workover rig, and have 10 mobile offshore drilling units (MODU) under management, including three wholly-owned jack-up rigs, and four part-owned and three managed self-erect tender assist rigs.

KCA DEUTAG owns a fleet of more than 60 land rigs.

Operations

MODUs

KCA DEUTAG has 10 mobile offshore drilling units (MODUs) under management. The company wholly owns three cantilever jack-up rigs - the Ben Avon, Ben Loyal and Ben Rinnes, rated at 250ft, 300ft and 350ft water depth respectively.

The Ben Loyal is currently contracted to PEMEX in the Gulf of Mexico for two years.

The Ben Rinnes is contracted to CABGOC for three years offshore Angola until September 2010, and the Ben Avon commenced a three-year contract with CNR on the Olowi field, offshore Gabon, in 2008.

Self-erect tender rigs

We are also a part owner with Marlin Offshore of the Charley Graves, WD Kent, Searex IX and Searex X tender assist rigs; and with Global Tender Barges of three more tender rigs, Global Sapphire (ex. Alligator), Global Jade (ex. Barracuda), Global Emerald (ex. Al Baraka - 1). KCA DEUTAG provides management services for each of these rigs.

Petronas has awarded a contract for the Searex IX and Global Sapphire (ex. Alligator) tender assist rigs to work offshore Malaysia, commencing Q1 2009 and Q3 2009 respectively. The Charley Graves is in Thailand under contract to Chevron, and in Indonesia, the Global Jade (ex. Barracuda) commenced a two-year contract with Total E&P Indonesia in April 2008. The Global Emerald (ex. Al Baraka -1) started a three-year contract with Brunei Shell Petroleum in Q4 2008 and the Searex X is working under a two-year contract to Sonangol in Angola from April 2008.

Offshore Platforms

KCA DEUTAG has a long history of offshore operations. The company has been operating platform rigs in the North Sea for more than 30 years and in the BP/AIOC Azeri Field in the Caspian Sea, since 1998.

KCA DEUTAG is the largest platform drilling contractor in the North Sea and Caspian Sea.

Currently, KCA DEUTAG is responsible for more than 30 managed offshore platforms in the North Sea, Caspian, Angola, and Sakhalin. Many of these platforms have been designed by our engineering division RDS, which continues to support our clients with rig refurbishment and upgrade projects ranging from minor modifications to large detailed design projects.

North Sea clients

We work for a wide range of North Sea clients including BP, CNR International, ExxonMobil, Nexen, StatoilHydro, Talisman, Lundin and Total; other international clients include Agip KCO, AIOC/BP, Chevron and Sakhalin Energy Investment Company.

KCA DEUTAG also owns and operates the North Sea's only modular drilling and well workover rig, the Rubicon 2000, which is currently under contract to Talisman for its Montrose platform.

Please refer to the
KCA rig list.xls
for details of rigs and its operation area.

Diamong Offshore

<http://www.diamondoffshore.com/>

Diamond Offshore Drilling, Inc., a leading deepwater drilling contractor, owns and operates one of the largest fleets of offshore drilling units in the world. The company's diverse fleet consists of 32 semisubmersibles, 13 jack-ups and one dynamically positioned drillship.

Diamond Offshore provides contract drilling services to the energy industry around the globe and is a leader in deepwater drilling. Configured to achieve the optimum balance of flexibility and performance, Diamond Offshore's fleet has built its reputation on more than four decades of real-world global drilling experience. Its crews have honed their skills in the harshest environments. From the North Sea, the Gulf of Alaska, the Straits of Magellan, the south China Sea and Australia's Bass Strait, Diamond Offshore's industry veterans know how to meet the most formidable challenges.

Diamond Offshore employs approximately 5,500 men and women worldwide to offer a complete spectrum of offshore drilling services tailored to our customers' needs. Headquartered in Houston, Texas, the Company also maintains primary regional offices in Australia, Brazil, and Scotland, with local offices in other countries as required to support operations.

Our History

Diamond Offshore traces its beginnings to the earliest days of the offshore drilling industry. Today, after decades of innovation and multiple company and rig acquisitions, Diamond Offshore provides contract drilling services to the energy industry around the globe and is a leader in deepwater drilling.

The predecessor companies: ODECO, Zapata, and Diamond M

ODECO

Diamond Offshore's roots date back to May 1953, when Alden J. (Doc) Laborde founded Ocean Drilling and Exploration Co. (ODECO) in New Orleans. Laborde had designed what was probably the first submersible drilling rig. After finding a financial backer in Charlie Murphy of Murphy Oil Co., a grateful Laborde built the rig in 1954 and named the unit Mr. Charlie in honor of his benefactor. Today, the Mr. Charlie is a museum and training facility in Morgan City, La.

After noticing the stability of submersible rigs when they were only partially submerged for relocation, Laborde designed and constructed the first purpose-built semisubmersible rig, Ocean Driller, in 1964.

ODECO rigs continued to rack up "firsts" in the industry in the 1970s, with Ocean Viking discovering the giant Ecofisk Field for Phillips Petroleum in the North Sea, and Ocean Victory discovering the Piper and Claymore fields, also in the North Sea, for Occidental Petroleum.

Zapata Petroleum Corp.

Zapata Petroleum Corp. was an oil exploration company formed in West Texas in the early 1950s by a partnership of young entrepreneurs, including George H.W. Bush (the 41st U.S. President), John Overbey, J. Hugh Liedtke, and his brother William (Bill) Liedtke.

The fledgling company formed an offshore exploration company, Zapata Off-Shore Co., in 1954, with Bush as its president. The company split in 1959 into Zapata Petroleum (headed by the Liedtke brothers and later to become a part of Pennzoil) and Zapata Off-Shore (headed by Bush). The offshore company's name was changed to Zapata Corp. in 1982, and it was purchased by Arethusa (Offshore) Ltd. in the early 1990s.

Diamond M Drilling Co.

In the early 1960s, an onshore drilling company, Brewster-Bartle, went bankrupt. The banks that had become the owners of the company's rigs contacted Don McMahon, a Texas rancher and oil man, and asked him to take over the failed company. McMahon accepted the challenge and formed Diamond M Drilling Co. in 1964. He named the company after Diamond M Acres, his ranch near Simonton, Texas.

McMahon took his company public in 1970 and expanded into offshore waters with the building and purchase of jack-up, barge, and semisubmersible rigs. In the early 1970s, Diamond M was one of the largest owners of barge rigs in the energy industry. The company continued to drill both on land and offshore.

In the late 1970s, Western Oceanic tendered an offer to buy Diamond M. Unwilling to be purchased, Diamond sought and found a "white knight" in Kaneb Services, Inc.

Putting together the pieces

After the oil collapse of the 1980s, Kaneb was fighting bankruptcy. Jim Tisch of Loews Corp., New York, (a diversified holding company) had been buying drilling rigs at distress prices. He approached Diamond M's president, Bob Rose, in 1989 with an offer to buy a rig. Rose instead suggested that Tisch buy substantially all of the company's assets, which Tisch did.

In an opportunistic transaction in 1992, Diamond M Corporation, under Loews' ownership, purchased all of the outstanding stock of ODECO Drilling Inc. from ODECO Oil and Gas Co., a subsidiary of Murphy Oil. Through the transaction, Diamond M acquired a total of 39 rigs – almost half of which remain in our fleet today. Among the 39 rigs were 19 semisubmersibles, 14 jack-ups, one drillship, three platform units and two submersibles. [Note: Diamond acquired only a 50 percent leasehold interest in the Ocean Alliance] The total price was approximately \$372 million, roughly half the cost of a single new-build deepwater semisubmersible today. Shortly thereafter, Diamond M Corp. briefly changed its name to Diamond M-ODECO Drilling Inc. before becoming Diamond Offshore Drilling, Inc., in 1993.

Until October 1995, Diamond Offshore remained a wholly owned subsidiary of Loews Corp. Then Loews sold 30 percent of the company in an initial public offering, and Diamond Offshore began trading on the New York Stock Exchange under the ticker symbol "DO."

In April 1996, Diamond Offshore acquired Arethusa (Offshore) Ltd. (including eight semisubmersibles and three jack-up rigs) with stock, reducing Loews' ownership in the

company to 54 percent. Since that time, Loews' share in the company has remained constant, and the remaining public shares have been reduced through stock buybacks. In December 1996, Diamond Offshore sold its land division, Diamond M Onshore, to DI Industries, Inc.

Diamond Offshore Drilling, Inc.:

A world leader in offshore drilling

All of the barge, platform, and land rigs acquired in earlier transactions have been sold, and additional semisubmersibles have been acquired. As a result, our fleet stands today at 46 rigs, including 32 semis, one drillship and 13 jack-up rigs, making Diamond Offshore one of the largest drilling contractors in the world.

Please refer to the Diamond offshore rig report.xls for the details of the rig and operation area.

Please refer to

Diamond offshore rig report.xls

For the details of the rig fleet by the company.

別添 4. 主な生産プラットフォーム運営会社の概要

Production Platform Operators

SBM Offshore	2
BW Offshore	6
APL	7
Maresk FPSOs.....	9
Prosafe.....	10
Bluewater	12
MODEC	13
SOFEC	18

SBM Offshore

<http://www.sbmoffshore.com/>
Headquarter country : Holland

SBM Offshore N.V. is a pioneer in the offshore oil and gas industry. Worldwide, we have over 5,000 employees representing 47 nationalities, and are present in 15 countries. Our activities include the engineering, supply, and offshore installation of most types of offshore terminals or related equipment. In addition, SBM Offshore owns and operates its own fleet of Floating (Production) Storage and Offloading units. SBM Offshore has a track record of developing innovative, cost-effective solutions for the ever-changing needs of its Clients. Each company of the group contributes its technical expertise, making SBM Offshore a market leader.

SBM Offshore N.V.

All of the following companies are 100% owned by SBM Offshore N.V.



[Gusto BV](#)
[Marine Structure Consultants \(MSC\) BV](#)

**Schiedam,
Netherlands**

[SBM Atlantia Inc](#)

Houston, USA

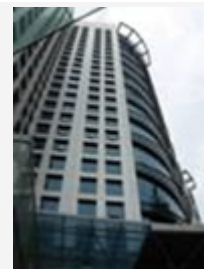


[Single Buoy Moorings Inc](#)

**Marly, Switzerland
Principality of
Monaco**

[SBM Malaysia Sdn Bhd](#)

**Kuala Lumpur,
Malaysia**



Turnkey Supply

Since 1959, SBM Offshore has been involved in the supply of a great number of tanker loading and offloading mooring points. Over the years SBM Offshore supplied various types of mooring systems but the most common mooring point is the Catenary Anchor Leg Mooring (CALM) system. In 1972, SBM Offshore provided the first system to permanently moor a tanker based Floating Storage and Offloading System. Since that date the company has been involved in the supply of numerous FSOs and FPSOs. SBM Offshore also supplies seabed pre-tensioned Tension Leg Production (TLP) units, Semi-submersible Production Units and seabed fixed Mobile Offshore Production Units (MOPU). These systems are supplied on a turnkey basis.

Lease and Operate

SBM Offshore provides the offshore oil and gas industry with high quality production services through the leasing and operation of Floating Production Storage Offloading (FPSO) units, Floating Storage and Offloading (FSO) units, Mobile Production Units (MOPU) and Semi-Submersible Production units (Semi-sub).

Capitalising on the resources of the Group, the Company provides safe, reliable, and cost-effective solutions for offshore oil field development needs, minimizing capital and operational expenditure for its clients.

SBM Offshore provides tailor-made solutions for both short term and life-of-field needs based on:

- cumulative vessel operating experience of more than 145 years, during which in excess of 2,200,000,000 barrels of oil were exported;
- financial strength enabling attractive financing of large capital intensive units;
- a large pool of experienced project managers;
- in-house availability of all engineering disciplines required for the design of total integrated production and storage facilities;

SBM Offshore manages the fleet operations from its Monaco office and through shore bases in the countries where the units are located.

This specific approach to leasing and operating fit-for-purpose production and storage facilities has proved to be most successful in addressing the needs of the industry throughout the world.

List of Floating Structure Leased and Operated

a. Leased units 19

- Nkossa II
- Kuito
- Yetagun FSO
- Espadarte FPSO
- FPSO Brasil
- FPSO XIKOMBA
- FPSO Marlim Sul
- Sanha LPG FPS
- FPSO Kikeh
- FPSO Mondo
- FPSO Saxi Batuque
- Thunder Haw
- FPSO Espirito Santo
- FPSO Capixaba
- YME MOPUstor
- Deep Panuke
- FPSO Aseng
- FPSO Cidade de Paraty
- FPSO Falcon

- b. Operating units 4
 - FSO Unity
 - FPSO Serpentina
 - FPSO Frade

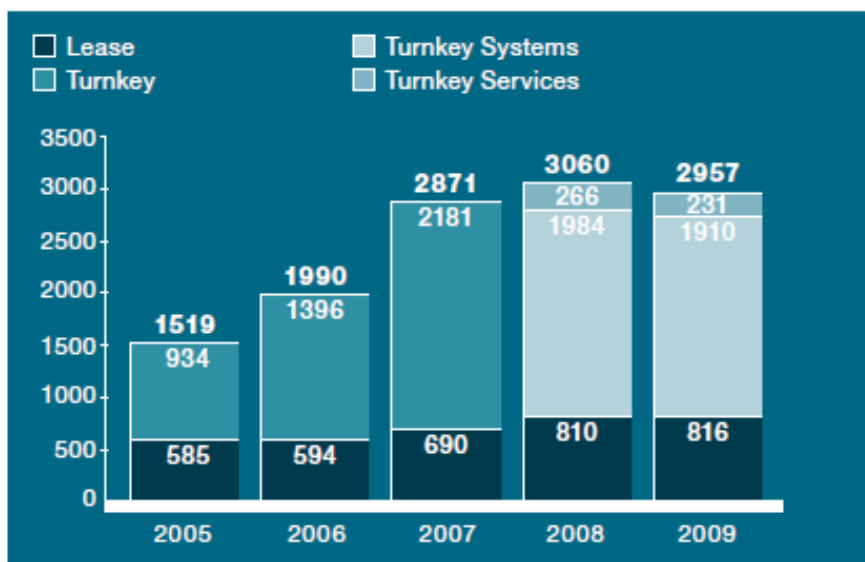
- c. Previously leased units 12
 - FPSO VI
 - FSO XV Domy
 - Nkossa I
 - Tantawan Explore
 - FPSO II
 - FPSO Firenze
 - FPSO Rang Dong I
 - Okha
 - Jamestown
 - FPSO Mystras
 - MOPU Saparmyrat Türkmenbaş
 - FSO Oguzhan

- d. Future operated units
 - P-57

Others

TLP, FPSO, MODU, DeepDraft Semi-submersible Floating Production Unit, FSO, Mooring System などのターンキーも手がける

Turnover
In millions of US\$



Period ending 31 December 2009

	Lease and Operate	Turnkey Systems	Turnkey Services	Other	Eliminations and adjustments	Consolidated
In thousands of US\$						
REVENUES						
Third party	815,995	1,909,679	230,871	-	-	2,956,545
Inter-segment	-	14,817	30,704	-	(45,521)	0
Total revenues	815,995	1,924,496	261,575	-	(45,521)	2,956,545
PROFIT						
Gross margin	195,344	187,255	69,735	-	0	452,334
Other operating income	207	688	-	185	-	1,080
Selling and marketing	(9,046)	(38,924)	(9,132)	-	-	(57,102)
General and administrative	(8,201)	(36,330)	(4,099)	(31,442)	-	(80,072)
Other operating expenses	(3,473)	(15,855)	(3,473)	-	-	(22,801)
EBIT	174,831	96,834	53,031	(31,257)	0	293,439
Net financing costs						(59,970)
Income tax expense						(3,673)
Share of profit of associates						185
Profit						229,981

BW Offshore

<http://www.bwoffshore.com>
 Headquarter country : Norway

BW Offshore is one of the world's leading FPSO contractors and a market leader within advanced offshore loading and production systems to the oil and gas industry. BW Offshore has 25 years' experience and has successfully delivered 14 FPSO projects and more than 50 turrets and offshore terminals.

BW Offshore's technology division APL is a market leader and has delivered solutions for production vessels, storage vessels and tankers in a wide range of field developments. Adapting through competence, in-house technology, solid project execution and operational excellence, BW Offshore ensures that customer needs are met through versatile solutions for offshore oil and gas projects. BW Offshore has as a global network with offices in Europe, Asia Pacific, West Africa and the Americas. The company has app. 1,100 employees and is listed on the Oslo Stock Exchange with ticker code BWO. BW Offshore is part of the BW Group, one of the world's largest maritime groups.

Our business

BW Offshore is one of the world's leading Floating Production Storage and Offloading (FPSO) contractors and a market leader within advanced offshore loading and production systems to the oil and gas industry. BW Offshore has more than 25 years' experience and has successfully delivered 14 FPSO projects and more than 50 turrets and offshore terminals.

Adapting through competence, in-house technology, solid project execution and operational excellence, BW Offshore ensures that customer needs are met through versatile solutions for offshore oil and gas projects. BW Offshore's technology division APL delivers solutions for production units, storage vessels and tankers in a wide range of field developments. The APL STP technology is the world's leading disconnectable turret system with an unparalleled track record of more than 1,700 disconnect/connect operations.



(Annual Report 2009)

FINANCIAL INFORMATION

2009

2008

P&L

Operating revenue	408.8	474.3
Operating expenses	(274.6)	(433.8)
Transactions related to associates	(45.6)	(84.7)
EBITDA	88.6	(44.2)
Depreciation	(42.2)	(29.8)
Amortisation, gains/loss and write downs	(23.2)	(355.5)
Operating profit (EBIT)	23.2	(429.5)
Net financial items	(20.6)	(87.9)
Profit before tax	2.6	(517.4)
Income tax expense	(11.4)	(15.2)
Net profit	(8.8)	(532.6)

List of Floating Structure Leased and Operated
Leased

- Sendje Berge
- Berge Helene
- YUUM K'AK'NÀAB
- BW Cidade De São Vicente
- Belokamenka
- BW Pioneer

Operated

- BW Nisa
- BW Athena (former BW Carmen)

Note: BW Ara is currently a conversion candidate. It is a VLCC vessel type with a storage capacity of 2m barrels.

関連会社の APL は、オフショア石油ガス生産向けのテクノロジープロバイダー

APL

<http://www.apl.no/Our-Business/>

Our Business

APL is a world class provider of technology to offshore oil and gas production developments. Based on its cost efficient and innovative cutting edge technology APL has become a leading player within the growing market for system development for offshore production and transfer of oil and gas. APL is showing a substantial growth, with deliveries of more than 50 production and terminal systems and close to 130 shipboard and vessel systems.

Industry know-how

For more than two decades, APL has been envisioning the possibilities and capabilities of technology relative to the needs and aspirations of our clients and the industries in which they compete – from system development, design and engineering, fabrication, marketing and sales.

Maersk FPSOs

<http://www.maersk-fpsos.com/>
Headquarter country : Denmark

Maersk FPSOs owns and operates mobile oil and gas production units for oil companies around the world.

We develop, build, install and operate systems that match the needs of each field, thus reducing investment costs for our customers before production begins.

Maersk FPSOs – formerly named Maersk Contractors – was established in 1995.

Fleet

Maersk FPSOs owns and operates a fleet 4 Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) and Floating Gas Storage and Offloading (FGSO) vessels around the world. One additional FPSO is currently under construction for delivery in 2009.

We work closely with customers to build solutions and vessels for specific fields and environments. As an example of our creative solutions our fleet also includes a combined drilling and production unit.

Maersk FPSOs are also experienced in management of operator-owned vessels. Our latest project included assisting Marathon Petroleum in Norway in converting the tanker ODIN into an FPSO, and we are now operating the vessel.

List of platforms owned and operated by Maersk FPSO are
3 FPSOs

- MAERSK Curlew
- North Sea Producer
- MAERSK NGUJIMA-YIN

1 FGSO

- NKOSSA II

1 Production Jackup

- MAERSK Inspirer

Financials not available

Prosafe

<http://www.prosafeproduction.com/>

Headquarter country : Singapore

Prosafe Production is a leading owner and operator of Floating Production, Storage and Offloading vessels (FPSOs). Prosafe Production has 25 years of operational experience from several of the world's largest oil and gas provinces. The company has a good operational uptime track record and possesses a range of proprietary FPSO-related technologies. Prosafe Production operates globally and employs approximately 1,000 employees from more than 40 countries. Headquartered in Limassol, Cyprus, Prosafe Production is listed on the Oslo Stock Exchange with ticker code PROD.

Prosafe Production's core business lies in the design, engineering, conversion and operation of FPSO/FSO vessels. The company currently operates a fleet comprising eight FPSOs and two FSO units.

Fleet

	Oil production capacity (in bbl/d)	Gas compression capacity (in mmscfd)	Storage capacity (bbl)	Water depth (m)	First oil	Contract Period	Operator	Country
FPSO Cidade de Sao Mateus	35,000	353	700,000	763	2009	9+6	Petrobras	Brazil
FPSO Espoir Ivoires	40,000	60	1,100,000	120	2002	10+10	CNR	Cote d'Ivoire
FDPSO Azurite	40,000	18	1,400,000	1,400	2009	7+8	Murphy	Congo
FPSO Petroleo Nautipa	20,000	3	1,080,000	142	2002	13+2	Vaalco	Gabon
FPSO Ningaloo Vision	63,000	80	650,000	350	2010	7+8	Apache	Australia
FSO Madura Jaya	n/a	n/a	633,000	n/a	2000	11	Kodeco	Indonesia
FPSO Polvo	90,000	7,5	1,600,000	100	2007	7+8	Devon	Brazil
FSO Endeavor	n/a	n/a	550,000	n/a	1997	14	Aban	India
FPSO Umuroa	50,000	25	773,245	120	2,007	8+7	AWE	New Zealand
VLCC M/T Takama	n/a	n/a	1,939,983	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
FPSO Abo	44000	44	930,000	550	2003	8+2	Agip	Nigeria

Key financial figures

		Note	2009	2008	2007	2006
Income statement						
Operating revenues	USD million		315.0	264.7	150.4	92.6
EBITDA	USD million	1	184.9	142.6	92.8	53.5
EBIT	USD million		54.5	-111.8	59.2	37.8
Net profit	USD million		-10.3	-203.6	53.0	43.0
Net profit adjusted	USD million	2	36.4	49.0	53.0	43.0
EPS*	USD	3	-0.04	-0.80	0.21	0.17
EPS adjusted	USD	2	0.14	0.19	0.21	0.17

Bluewater

<http://www.bluewater-offshore.com/>

Headquarter country : the Netherlands

Company Profile

Since its foundation in 1978, Bluewater has built a technological lead specialising in design, development, lease and operation of tanker-based production and storage systems, and has become a leading provider of innovative Single Point Mooring systems.

Bluewater currently owns and operates a number of Floating Production Storage and Offloading Systems (FPSOs): the Glas Dowr, the Uisge Gorm, the Bleo Holm, the Hæwene Brim, the Munin and the Aoka Mizu, which are producing in the UK, Norwegian Sector, South Africa and China.

Bluewater also designs and supplies innovative Mooring and Transfer Systems for clients worldwide including:

Single Point Mooring (SPM) Systems such as Catenary Anchor Leg Mooring (CALM) Buoys
External and Internal Turret Mooring Systems complete with their fluid Swivel Assemblies
Tower Mooring Systems
Conventional Buoy Mooring Systems (CBMs)

Fleet list

- Bleo Holm FPSO
- Glas Dowr FPSO
- Haewene Brim FPSO
- Munin FPSO
- Uisge Gorm FPSO
- Aoka Mizu FPSO

No financial available

MODEC

<http://www.modec.com/>

Head Office Country : Japan

Founded in 1968, MODEC is a general contractor specializing in engineering, procurement, construction and installation of floating production systems including Floating Production Storage and Offloading (FPSO) vessels, Floating Storage and Offloading (FSO) vessels, Tension Leg Platforms (TLPs), Production Semi-Submersibles, Mobile Offshore Production Units (MOPUs) and other new technologies which will meet the challenges of various types of gas production floaters.

MODEC provides Floating Production System operation and maintenance services around the world.

MODEC is headquartered in Tokyo, Japan and three main offices are located in Tokyo, Houston and Singapore. MODEC has regional offices in Angola, Australia, Brazil, Belgium, China, Cote d'Ivoire, Ghana, Indonesia, Mexico, Nigeria, Thailand and Vietnam.

MODEC has some 2,000 employees with citizenship from more than 25 countries.

MODEC holds 51% of the shares in SOFEC, Inc and 20% of the shares in Cameron Japan Ltd.

MODEC, Inc. is traded on the Tokyo stock exchange under the symbol 6269.

Floating Production Storage and Offloading (FPSO)

MODEC FPSO/FSO Projects

MODEC has delivered more than 20 FPSO/FSOs – quite a track record in the industry – and more are under construction.

TLP

MODEC is a leader in TLP Technology.

MODEC has designed and delivered five TLPs.

Semisubmersibles

The MODEC CP Semi (Central Pontoon Semi-submersible) is a cost-efficient new generation design for deep and ultra deepwater oil and gas production. This low-cost platform is designed to operate in hurricane, cyclonic or mild environments.

The CP Semi is easily scalable for the desired payload and can be used for a stand-alone or a hub facility. It can be used with wet and/or dry trees.

The CP Semi consists of a continuous octagonal central pontoon structure and four radially oriented columns outboard of the pontoon. The radial orientation of the columns enhances the stability of the platform during quayside integration of the topsides while minimizing the displacement needed. Because the pontoon structure is inboard of the columns, the compartmentation requirement is less onerous, which allows the hull steel weight to be substantially reduced.

A box girder system at the top connects the four columns, which in turn support a conventional truss deck. The box girders enhance the fatigue strength at the connections between the column and the deck as well as columns and pontoon.

The MODEC CP Semi design is a result of a continued working relationship between MODEC and WorleyParsons Sea.

.Hull Advantages

Optimal displacement/payload ratio:

For the same payload, the CP Semi requires less displacement than conventional production semis.

Optimal mooring design:

For the same payload and environment, the CP Semi requires smaller-sized moorings.

Cost savings:

The CP Semi is less expensive than comparable conventional designs due to efficient displacement/steel weight ratio and optimal mooring. The pontoon structure is inboard of the columns, which makes the compartmentation requirement less onerous, thereby resulting in a substantial reduction of lower hull steel weight.

Optimal stability:

The radial orientation of the columns enhances the stability of the platform during quayside integration of the topsides while minimizing the displacement needed.

High SCR fatigue lives:

The deep draft during operation provides for Steel Catenary Risers (SCR) friendly motions.

Topsides Advantages

Efficient deck structure:

Optimal deck supports minimize deck steel weight.

Efficient design process:

The deck and hull designs can be performed independently of each other resulting in a more efficient design process. This is due to a box girder system employed at the top of the columns which sustains the pry and squeeze loads.

Deck design:

Can be modular or integrated.

Schedule/Construction Advantages

Construction-friendly design:

Maximizes schedule efficiencies.

Flexibility:

Payload changes can occur during the project without impacting hull design/topsides design and ultimately, the construction schedule. Talk to us about the unique advantages that the CP Semi design has in this area.

Flat panel fabrication:

Ideal for the shipyard panel line and results in better quality/faster construction schedule.

Conventional truss deck

Installation/Operation Advantages

Flexibility:

Topsides can be mated to column tops by lifting or float-over methods.

Inboard or outboard:

SCR's or flexible risers can be supported inboard or outboard of the pontoon structure.

Central moonpool:

Allows for SCR pull-in and CT interface.

Wet trees and/or dry trees:

The CP Semi can be used with either or both.

No seachests:

This eliminates the possibility of inadvertent and uncontrolled flooding.

Constant draft:

The CP Semi constant draft provides sufficient air gap and eliminates the need for de-ballasting to a storm draft.

Gas Processing and Storage

With more than 20 years of experience in the FPSO industry, MODEC is capable of delivering floating facilities for gas processing and storage such as:

Floating LNG (FLNG) / LNG FPSO

Floating LPG (FLPG) / LPG FPSO

Floating Storage Regasification Unit (FSRU)

実績

Type	Unit Name	Field Name	Country	First Oil	Current Status	Owned by MODEC	Operated by MODEC
FPSO	<u>Anoa Natuna</u>	Anoa	Indonesia	1990	In Operation	O*999	O*999
FPSO	<u>Baobab Ivoirien MV10</u>	Baobab	Cote d'Ivoire	2005	In Operation	O	O
FPSO	<u>Buffalo Venture</u>	Buffalo	Australia	1999	Relocated	O*2	O*2
FPSO	<u>Cidade de Angra dos Reis MV22</u>	Tupi	Brazil	2010	In Operation	O	O
FPSO	<u>Cidade de Niteroi MV18</u>	Jabuti	Brazil	2009	In Operation	O	O
FPSO	<u>Cidade de Santos MV20</u>	Urugua /Tambau	Brazil	2010	In Operation	O	O
FPSO	<u>Cidade de Sao Paulo MV23</u>	Guara	Brazil	2012	Under Construction	O	O
FPSO	<u>Cidade do Rio de Janeiro MV14</u>	Espadarte Sul	Brazil	2007	In Operation	O	O
FPSO	<u>Cuulong MV9</u>	Su Tu Den	Vietnam	2003	In Operation	O*5	O*5
FPSO	<u>Fluminense</u>	Bijupira-Salema	Brazil	2003	In Operation	O*999	O
FPSO	<u>Jasmine</u>	Jasmine	Thailand	2005	In Operation	O	O

Type	Unit Name	Field Name	Country	First Oil	Current Status	Owned by MODEC	Operated by MODEC
	<u>Venture MV7</u>						
FPSO	<u>Kakap Natuna</u>	Kakap KH	Indonesia	1986	In Operation	O*6	O*999
FPSO	<u>Kwame Nkrumah MV21</u>	Jubilee	Ghana	2010	Under Construction	O*999	O
FPSO	<u>MODEC Venture 1</u>	Elang/Kakatu a	Australia	1998	Decommissioned	O*4	O*4
		/Kakatu North	/East Timor				
FPSO	<u>MODEC Venture 11</u>	Mutineer-Exeter	Australia	2005	In Operation	O	O
FPSO	<u>MV8 Langsa Venture</u>	Langsa	Indonesia	2001	In Operation	O	O
FPSO	<u>Nanghai Sheng Li</u>	Liu Hua 11-1	China	1996	In Operation	O*999	O*999
FPSO	<u>PSVM</u>	Plutão, Saturno, Vênus and Marte	Angola	2011	Under Construction	O*999	O*999
FPSO	<u>Pyrenees Venture</u>	Pyrenees	Australia	2010	In Operation	O*999	O
FPSO	<u>Ruby Princess</u>	Ruby	Vietnam	2002* 1	In Operation	O*999	O*1
FPSO	<u>Song Doc Pride MV19</u>	Song Doc	Vietnam	2008	In Operation	O	O
FPSO	<u>Stybarrow Venture MV16</u>	Stybarrow	Australia	2007	In Operation	O	O
FPSO	<u>Whakaaropai</u>	Maui B	New Zealand	1996	Relocated	O*999	O*999
FSO	<u>Cidade de Macae MV15</u>	Marlim Sul,	Brazil	2007	In Operation	O	O
		Roncador and Marlim Lestes					
FSO	<u>Escravos LPG FSO</u>	Escravos	Nigeria	1997	In Operation	O*999	O*999
FSO	<u>Kome Kribi 1</u>	Offshore Cameroon	Cameroon	2003	In Operation	O*999	O*999
FSO	<u>Madiela</u>	Tchatamba Marine-1	Gabon	1998	Decommissioned	O*3	O*999
FSO	<u>Nanghai Sheng Kai</u>	Lufeng 13-1	China	1993	In Operation	O*999	O*999

Type	Unit Name	Field Name	Country	First Oil	Current Status	Owned by MODE C	Operate d by MODE C
FSO	<u>Pathumabaha</u>	Bongkot	Thailand	2003	In Operation	O*999	O*999
FSO	<u>Rang Dong MV17</u>	Rang Dong	Vietnam	2008	In Operation	O	O
FSO	<u>Rong Doi MV12</u>	Rong Doi /Rong Doi Tays	Vietnam	2007	In Operation	O	O
FSO	<u>Ta'Kuntah</u>	Cantarell	Mexico	1998	In Operation	O	O
FSO	<u>Vietsovpetro 01</u>	White Tiger	Vietnam	2000	In Operation	O*999	O*999
MOP U	<u>Tchatamba A MOPU</u>	Tchatamba Marine-1	Gabon	1998	In Operation	O*999	O*999
TLP	<u>Marco Polo TLP</u>	Marco Polo	USA	2004	In Operation	O*999	O*999
TLP	<u>Okume/Ebano TLP</u>	Okume/Ebano	Equatorial Guinea	2006	In Operation	O*999	O*999
TLP	<u>Oveng TLP</u>	Oveng	Equatorial Guinea	2006	In Operation	O*999	O*999
TLP	<u>Prince TLP</u>	Prince	USA	2001	In Operation	O*999	O*999
TLP	<u>Shenzi TLP</u>	Shenzi	USA	2009	In Operation	O*999	O*999

*1 FPSO Ruby Princess

MODEC provided operation and maintenance services from 2002 to 2006.

*2 FPSO Buffalo Venture

MODEC provided time charter service from 1999 to 2004. The unit was renamed FPSO Jasmine Venture MV7.

*3 FPSO Madiela

Decommissioned in 2003.

*4 FPSO MODEC Venture 1

MODEC provided time charter service from 1998 to 2007.

*5 FPSO Cuulong MV9

MODEC provided time charter service from 2003 to 2008. The FPSO was purchased by the client in October 2008.

*6 FPSO Kakap Natuna

MODEC owned the unit until 2009.

SOFEC

Subsidiary

<http://www.sofec.com/>

SOFEC, Inc. is a leader in the development and supply of Single-Point Mooring (SPM) systems, and is engaged in research involving new and improved tanker mooring systems and associated components. Projects range from preliminary design studies to major engineering, fabrication, and procurement projects that include installation and commission.

Projects supplied by SOFEC include marine terminals for product import / export and turret and spread moorings for tanker based floating production, storage and offloading (FPSO / FSO) systems installed in water depths ranging from 30 feet to 5,000 ft.

SOFEC, Inc. (previously FMC Technologies Floating Systems Inc.) became part of the MODEC Group on January 1, 2007.

MODEC and SOFEC have enjoyed a 26-year relationship and look forward to future growth.

Products and Services

- Floating production systems for FSOs and FPSOs including:
- Permanent and disconnectable internal turret moorings
- External turret moorings
- Spread moorings
- Marine import/export terminals (CALM and SALM buoys)
- Riser systems
- Swivel systems
- Control and service buoys
- LNG transfer systems
- KIT (Keel Integrated Transfer) systems

Quality, Health, Safety, Environment

- ISO-9001 certified quality systems
 - Designed and executed in accordance with international quality standards
 - Committed to protecting the health and safety of employees as well as the environment
- ## Global Experience

- Wide range of world class projects, completed on time and on budget
- Systems in operation in most major oil and gas producing areas of the world
- Extensive project management experience, including design, fabrication, integration, installation and commissioning
- Unsurpassed commitment to customer service

別添 5. 主なエンジニアリング・設計会社の概要

Offshore Engineering and Design Companies

McDermott	2
Technip.....	6
Aker Solutions.....	15
Sevan Marine.....	18
FloaTEC LLC.....	20
IntecSea	23
SBM Atlantia.....	25
Friede & Goldman.....	27
LeTourneau Technologies.....	30

McDermott

<http://www.mcdermott.com/>
(エンジニアリング)

McDermott is a leading engineering, procurement, construction and installation (“EPCI”) company focused on executing complex offshore oil and gas projects worldwide.

Providing fully integrated EPCI services for upstream field developments, we deliver fixed and floating production facilities, pipelines and subsea systems from concept to commissioning.

Our customers include national and major energy companies.

Operating in more than 20 countries across the Atlantic, Middle East and Asia Pacific, our integrated resources include more than 16,000 employees and a diversified fleet of marine vessels, fabrication facilities and engineering offices.

McDermott has served the energy industry since 1923.

Turnkey Services

We have dedicated more than 85 years to engineering and constructing offshore production facilities in every oil and gas producing region of the world.

Through our integrated engineering, procurement, construction and installation services, we understand what it takes to deliver certainty for our clients’ complex and demanding offshore project requirements.

Our project management approach to project execution complements our strong commitment to a superior safety culture, proven processes and procedures, and a culture of strong business ethics.

This solid framework and our performance driven behavior ensures safe, efficient, cost-effective solutions for our clients.

Our engineering, procurement, construction and installation services; our comprehensive knowledge and experience, our assets, and shared lessons learned bring a depth and breadth to our project execution abilities that are unmatched in the industry.

Engineering Excellence

McDermott is well-versed in most every type and size of offshore project around the world. From shallow-water structures to floating facilities and subsea systems in waters thousands of feet deep, our engineers help bring offshore exploration into production.

We have pioneered many innovations that have become industry standards, and earned hundreds of U.S. and international patents. Our engineering capabilities cover the entire project life cycle: from Concept Studies to Commissioning.

Engineers experienced in all disciplines deliver solutions for fixed platforms, floating facilities and SURF projects. Our teams located in Houston, New Orleans, Singapore, Dubai and Chennai – closely coordinate with project management and our other EPCI resources throughout the company to ensure project success.

Our technical capabilities are strengthened by our engineers' inherent familiarity and close association with fabrication and installation practices.

Our project cost estimates are based on data from our years of offshore experience worldwide, and our designs reflect actual construction and installation practices to ensure reliable, efficient, quality project delivery.

Construction Capabilities

Strategically positioned in established oil and gas producing regions of the world, our facilities can fabricate or loadout nearly any size module or substructure. The capabilities of each facility are multiplied when combined across regions, enabling fast-track, complex project completion that may not otherwise be possible.

We are renowned for dependable fabrication capabilities and the ability to handle multiple, large-scale, fast-track projects worldwide.

Supporting our vast construction capability through pre-commissioning of multiple structures, large integrated topsides and subsea components are robust management systems, standardized fabrication processes and procedures, advanced welding technology, superior material handling and comprehensive craft training.

Our modern, fully equipped fabrication facilities promote an industry-leading project-centric culture, aggressive controls and consistent attention to quality and productivity.

Our commitment to continuous improvement of equipment and infrastructure, material flow and management of our existing facilities, provides the blueprint for new yards in our expanding market regions.

Throughout our operations, our exemplary safety performance is world class. It is accomplished through a relentless pursuit of excellence, comprehensive training and an in-depth, far-reaching culture dedicated to safety.

McDermott fabrication facilities are located throughout the Atlantic, Asia Pacific, the Middle East and Caspian:

■ Atlantic: Morgan City, Louisiana, USA and Altamira, Mexico

■ Asia Pacific: Batam Island, Indonesia and Qingdao, China

■ Middle East: Jebel Ali, Dubai, UAE and in the Caspian: Baku, Azerbaijan

Installation Fleet

Our fleets' capability to perform pipeline, subsea and above-surface facility installation, and to mobilize where needed, optimizes productivity, reduces costs and mitigates risks across our operations and our clients' projects.

Active in the shallow, coastal waters of the Gulf of Mexico during the 1950s, our offshore operations expanded to greater depths around the world, installing almost every structure in Qatar's North Field and setting pipelay records throughout the South China Sea. In the Caspian, our installation services have played a dynamic role supporting offshore field developments since the early 1990s.

Our versatile fleet of construction, pipelay, cargo and support vessels is growing. Plans are under way to further enhance our subsea and deepwater capabilities by upgrading our derrick/pipelay vessel DB50. Additionally, we have added the subsea specialty marine construction vessel North Ocean 102 (NO102) and are building a second specialty marine construction vessel North Ocean 105 (NO105). Our new pipelay vessel (LB32) supports shallow-water work that still dominates many areas of the world.

We perform installation, repair and salvage of substructures, topsides, pipelines and subsea systems, and our DB50 has a single lifting capacity of 4,400 tons. For structures above this weight, alternative, economically viable solutions from our installation engineers include dual lifts and float overs for large topsides. As a core technology with an 18-year history, our float-over capability has advanced through upgrades and customization of our I-650 installation barge.

Pipelay systems include S-Lay, J-Lay, Flex-Lay and Reel-Lay. Our high-quality welding and excellent production rates meet stringent welding criteria through our advanced Automatic Welding Systems (AWS), complemented by welding development centers worldwide and a dedicated Multi-Joint Welding facility.

A team of professional divers assists on worldwide projects. Three saturation diving systems are transferable to all our major construction vessels and dive support vessels are strategically based across our regions.

Today, our installation services are expanding to deeper waters of the Atlantic region, offshore Brazil and West Africa.

Construction Vessels in the Fleet:

■ DB50 - dynamically positioned, premier heavy-lift (up to 4,400 tons) and pipelay vessel; Reel-Lay and J-Lay installation up to 12-inch and 20-inch diameter, respectively.

■ DB16 - shallow and deep-water flexibility in installing structures or laying pipe with dynamic positioning, and S-Laying up to 48-inch diameter pipe.

■ DB30 - derrick/lay vessel with 3,080-ton lift and 60-inch diameter pipelay capability.

■ DB101 - semisubmersible structural installation vessel with 3,500-ton lift capacity.

■ DB27 - versatile, 2,400-ton lift capacity combination barge for S-Laying pipe up to 72 inches in diameter.

- DB26 - versatile, mid-size combination barge with a lift capacity up to 900 tons and 48-inch pipelay capability
- KP1 - medium water depth vessel for S-Laying pipe up to 60-inch diameter, and joints of 40 and 60 feet, with a 660 ton lift capacity.
- LB32 - new-build vessel designed to S-Lay pipe up to 60-inch diameter.
- NO102 - modern, high payload, dynamically positioned, fast transit, flexible-product, horizontal-reel (7,700-ton-capacity carousel) cable and pipelay vessel for subsea construction and installation, and deepwater moorings installation for floating facilities. Upgrades planned for 2011 will increase its deepwater capabilities.
- NO105 - high-capacity, rigid-reeled vertical pipelay vessel, with 2,976-ton payload reel capacity for subsea construction and installation, and deepwater moorings installation; expected to be available 2012.
- Agile, Bold Endurance, Emerald Sea and Thebaud Sea - dynamically positioned construction and dive support vessels for worldwide SURF activities.
- Fleet of harsh-weather, multifunctional support vessels, including standby, tow, ROV and supply through Secunda Marine Services, a McDermott company.
- Intermac 600 - ideally configured to launch heavy jackets (up to 17,472 tons) and transport large structures (up to 22,000 tons) worldwide.
- Intermac 650 - large float-over installation vessel, modified with rapid ballast system and capable of handling float over of large decks and deepwater jacket launch, typically up to 22,000 tons and 27,500 tons, respectively.

Technip

<http://www.technip.com/en>

(エンジニアリング、設計)

At a Glance

A world leader in engineering, technologies and project management for the oil and gas industry.

Backed by more than 50 years of experience and thanks to the expertise and know-how of its teams, Technip is a key contributor to the development of technologies and sustainable solutions for the exploitation of the world's energy resources.

Technip is listed on Euronext Paris (EURONEXT: FR0000131708).

Key Figures 2009

A workforce of 23,000 people in 48 countries

Industrial assets on five continents

A fleet of 19 vessels by 2011

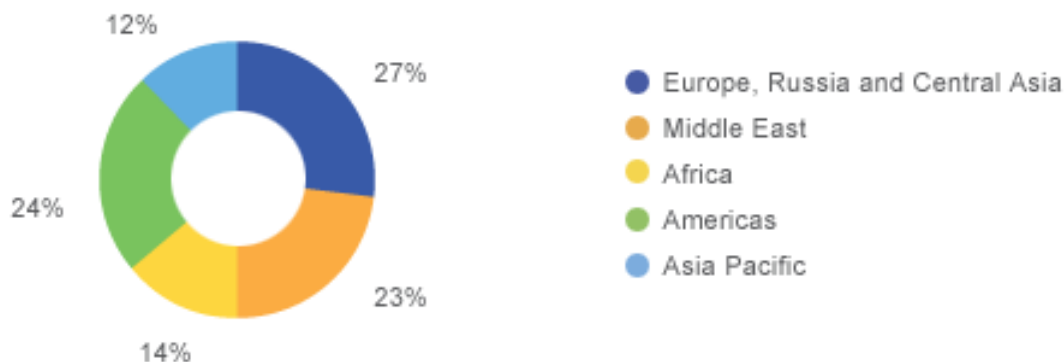
Operating income from recurring activities: €677 million

Revenues: €6.5 billion

A Worldwide Presence

Technip executes projects throughout the world.

Breakdown of 2009 revenues by region



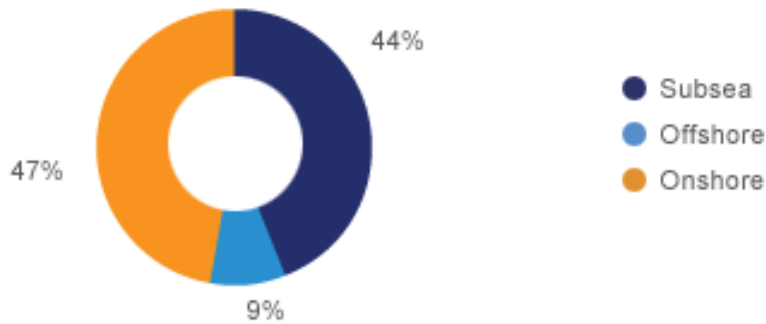
Our Sector: Oil and Gas

Technip operates in three segments of the world oil and gas market: Subsea, Offshore and Onshore.

This market represents 97% of the Group's revenues.

On behalf of its clients, for the most part international and national oil companies; Technip executes infrastructure projects that are increasingly ambitious, complex and demanding: ultra-deep waters, extreme climates, mega-sized projects, non-conventional resources and optimization of environmental performance.

Breakdown of 2009 revenues by activity



Broad Technological Expertise

The increasing complexity of the projects in which Technip is involved requires the implementation of state-of-the-art technologies. The Group's technological portfolio and its recognized expertise are strategic assets, essential to its competitiveness.

The Group has made a strong commitment to the development of innovative technologies and expertise, in each of its segments of activity.

In the Subsea segment, Technip engineers work to develop equipment capable of withstanding the extreme pressure and temperature conditions of hydrocarbon fields at water depths beyond 3,000 meters.

In the Offshore segment, the Group is developing platform installation methods that reduce installation time and cost, as well as new platform models adapted for the exploitation of hydrocarbon fields in extreme climates such as the Arctic Ocean.

In the Onshore segment, research and development efforts have enabled the capacity of mega-sized LNG complexes to be increased, the upgrade and refining of non-conventional resources and improvements in the environmental performance of industrial installations.

Fields of Activity

Subsea



- > Subsea field development
- > Subsea products
- > Pipelay and subsea construction
- > Subsea maintenance
- > Subsea field decommissioning
- > Special applications

Offshore



- > Offshore field development
- > Fixed platforms
- > Floating platforms
- > Technology
- > Mooring services

Onshore



- > Onshore field development
- > LNG / GTL - Gas monetization
- > Oil refining
- > Hydrogen - Syngas
- > Onshore pipelines
- > Refining and onshore applications
- > Ethylene
- > Petrochemicals / Fertilizers
- > Biofuels and Renewable Energies
- > Mining and Metals
- > Advanced systems engineering
- > Other industries

Range of Services

Full-range services from basic engineering to global solutions

Technip provides all or part of the services for basic and detail engineering, procurement, construction and project management, at optimized costs. The Group has a long track record in implementing large turnkey contracts and arranging related international financing on behalf of its clients. In particular, in the offshore segment, Technip is in a position to fulfill the expectations of operators wanting to entrust the largest possible range of services to a single contractor able to manage all aspects of a major field development.

The Group frequently works with partners of various nationalities and has developed an international shopping around policy, notably through an e-procurement site which allows it to obtain the most competitive prices.

Feasibility studies and master plans

Process studies

Floaters, fixed platforms and topsides design and construction

Project management and execution

Basic and detailed engineering

Procurement

Fabrication and laying of subsea rigid and flexible pipelines and umbilicals

Construction

Installation works and maintenance of subsea equipment
 Start-up
 Personnel training
 Operation and maintenance
 Financial engineering

Area of Activity - Offshore

Offshore field development

Technip is one of the few groups able to provide at the lowest cost, either on an integrated or segmented basis, the near totality of services for offshore oil and gas production.

The Group is well positioned to carry out subsea construction works, it holds proprietary technologies for the fabrication of platforms, including the Spar, the type most commonly used in the Gulf of Mexico, and the TPG 500, a self-installed fixed platform suitable for shallow waters. In addition, Technip has the capabilities to design and construct FPSO units.

Areas of activity



Field architecture:

Development solutions screening/benchmarking.

Production facilities:

Design, fabrication, installation and commissioning of offshore platforms

Fixed platforms (jackets)

FPSOs

Dry completions units

Topsides

Thanks to this full suite of capabilities and global coverage, the Group is able to provide on any offshore field development the optimal solution to its clients anywhere in the world. Multi-disciplinary teams in a global project approach allow best management of critical interfaces, pipeline systems/platforms, topsides/structures, fabrication/offshore installation. Technip solutions are based on standard technologies but also supported by a suite of proprietary innovations, results of a sustained R&D effort combined with more than 25 years of operational experience in all regions of the world.

Proprietary technologies



Spar (Truss and Cell Spar)

TPG 500

MOSS

Unideck

EDP

IDV

Jackdeck

Fixed platforms

Technip designs, constructs and installs in shallow waters, fixed platforms for the production and processing of oil or gas.

The Group is well positioned on this market and holds outstanding proprietary technologies for shallow water environments.

Areas of activity

Production units

Design, fabrication, installation and commissioning of offshore platforms

Fixed platforms (jackets)

FPSO's

Dry completion units

Topsides

Technip solutions are based on standard technologies and are also supported by a suite of proprietary innovations, results of a sustained R&D effort combined with more than 25 years of operational experience in all regions of the world.

Proprietary technologies

TPG 500, self-installing platform

Unideck®, topsides installation method by floatover and jacking

IDV, floating installation unit for large topsides

Jackdeck, production deck self-installing system



TPG 500

The TPG 500 is a self-installing fixed platform which is constructed, equipped and tested onshore and then towed to site.

In 2006, Technip delivered its third operational TPG 500 platform, in the Caspian Sea.



Surface installations (Topsides)

With the Unideck® technology for the installation of topsides by floatover and hydraulic jacking, platform decks are completely assembled and tested onshore, thus reducing hook-up and commissioning operations at sea.

In the last 20 years, Technip has performed 13 floatover installations, including 4 by the Unideck® floatover method. At the end of 2005, Technip broke a world record with the floatover of an 18,000-tonne deck in the Gulf of Guinea.

Floating platforms

Technip designs, constructs and installs in deep or ultra deepwater, floating platforms for the production and processing of oil or gas. These floating platforms are anchored at the offshore

production site and are mainly of two types: those designed for developments with wet trees, and those using dry trees.

Technip holds proprietary technologies for the fabrication of platforms, including the Spar, the type most commonly used in the Gulf of Mexico. In addition, Technip has the capabilities to design and construct FPSO units.

Areas of activity

Production facilities

Design, fabrication, installation and commissioning of offshore platforms

Dry completion units

Topsides

Semi-submersible platforms

FPSO's

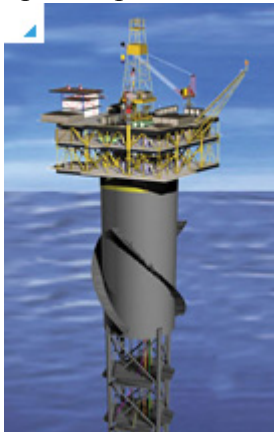
Technip solutions are based on standard technologies and are also supported by a suite of proprietary innovations, results of a sustained R&D effort combined with more than 25 years of operational experience in all regions of the world.

Proprietary technologies

Spar (Truss and Cell Spar)

EDP

Spar deep water floaters



The SPAR is a deepwater production and/or drilling platform. The structure comprises a hull with a circular cross-section that sits vertically in the water, stabilized by a midsection structure hanging from the hard tanks. If necessary, stability may be supplemented by solid ballast placed in compartments at the keel. The vessel is held in place by a taut catenary mooring system, providing lateral station keeping. The SPAR platform allows 'dry-tree' technology, where the wellhead equipment is principally located on the platform rather than on the seabed, reducing the cost and time involved in common maintenance work.

Technip has engineered 12 out of the 15 Spars installed in the Gulf of Mexico, and is currently building its thirteenth Spar.

Furthermore, Technip designed and installed the first-ever Spar platform outside the Gulf of Mexico, offshore Malaysia.

Semi-submersible floaters



Semi-submersible floating platforms were conceived as a response to the oil industry's interest in seeking potential oil resources in deep water. The main advantages of this type of platform compared to a more conventional floating platform (vessel) are that they are very stable during operations and the deck surfaces are adapted to receive the type of equipment required for drilling and or production operations.

One of the largest semi-submersible production platforms ever built, and the first assembled by Technip, has been installed off the coast of Brazil, for the development of the Roncador field in the Campos basin. The mating of the 17,500-tonne hull with the 25,000-tonne topsides was completed for the first time ever in open but protected seas close to Rio de Janeiro in June 2006. This operation, which was carried out

successfully, was one of the most delicate phases of the project. The platform is now installed at a water depth of 1,800 meters and went into production in the second half of 2007.

A contract for a second similar platform (P-51) was awarded to Technip in May 2004. It is installed offshore Brazil in 1,255 meters of water and started production during the first half of 2009.

Floating Production, Storage and Offloading Systems



In addition to the large fixed and semi-submersible platforms described above, Technip is also active in the design and installation of Floating Production, Storage and Offloading Systems (FPSO). These systems, in which production and storage facilities are housed in a ship hull, are appropriate for developing large deposits in deep or ultra deepwaters, in order to start early production for operators' needs, and also adapted to regions where few subsea export infrastructures exist such as in West Africa or offshore Canada, in Newfoundland.

Technology

The objective of Technip's Research and Development activities is to anticipate future client needs and to improve the Group's competitiveness. The Group draws up development and engineering programs in advanced technical domains related to oil and gas production and transformation, in particular deep offshore activities.

TPG 500: a fixed platform



The TPG 500 is a proprietary technology for a self-installing fixed platform. It is constructed, equipped and tested onshore and then towed to site.

Once on site, the platform's legs are jacked down to the seabed up to 500 feet below the surface (suitable for many North Sea fields) and the hull is subsequently raised into its final position. Although the TPG 500 is a fixed and not floating structure, the installation can be reversed and the platform re-installed at a new site.

Deepwater floaters



Spar platforms

The Spar is a drilling and production platform suitable for deepwater environments.

In May 2005, Technip and Kerr-McGee received the prestigious Offshore Technology Conference (OTC) award in Houston. The Distinguished Achievement Award rewards the partnership developed between Technip and Kerr-McGee for the development of three generations of Spar platforms for the deep waters of the Gulf of Mexico.

EDP: a semi-submersible floating unit

The EDP (Extendable Draft Platform) is a new concept in easily installed, high capacity, deep-draft, semi-submersible platforms designed for deep waters or the harsh environments of the North Sea. Wellheads can be placed on the surface. The seabed-to-surface liaisons developed for the Spar platform are directly applicable to this concept. This type of platform is designed for use in West Africa, the Gulf of Mexico, in the North Sea, in the Asia Pacific region or in Brazil. This new technology allows the onshore construction, assembly and preliminary commissioning of the platform and deck, thus minimizing the use of a crane barge at sea.

Floatover of surface installations (topsides)



Thanks to the vast technological expertise of its engineers and highly skilled technicians, Technip develops its own technologies, designs and builds its own products and associated equipment for shallow or deepwater applications.

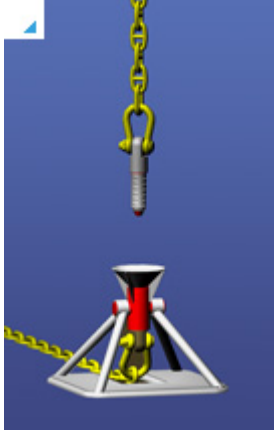
With the Unideck® technology engineered for the installation of topsides by floatover and hydraulic jacking, platform decks are completely assembled and tested onshore, thus reducing hook-up and commissioning operations at sea. The Unideck® technology is entirely reversible during installation and is particularly well suited to the African long swell.

In November 2006, Technip successfully completed the world's first open sea catamaran floatover topsides installation on the first-ever Spar outside the Gulf of Mexico, in the deepwater field of Kikeh, offshore Malaysia. The catamaran concept is based on 2 barges, with the topsides resting on top. The catamaran is centered above the submerged Spar hull which is anchored at its final production site. The Spar hull is ballasted, then deballasted as fast as possible. The hull can lift the deck up and separate the topsides from the catamaran barges.

Advantages of this installation method are several. It allows a high proportion of the hook-up and pre-commissioning work to be completed onshore prior to load-out, significantly reducing both the duration and cost of the offshore commissioning phase. The significance of Technip's success of this world first operation is that the technique can also be used for future large deck integrations well beyond lifting contractors' capacities.

The Floatover High Air Gap (FOHAG) concept is derived from the Unideck® and TPG 500 technologies. It allows deck floatover installation where a higher air gap is required, ie. when platforms are exposed to large wave amplitudes (Canada, Sakhalin island) or cyclonic conditions like in South East Asia. During installation, the deck is elevated well above the air gap, it is positioned above the jacket and lowered down in place.

Mooring services



Technip provides mooring installation services, mainly in the Gulf of Mexico.

These services include:

Pre-set mooring installation

Mooring design and installation engineering

Permanent moorings for floating production systems.

Technip has also developed a patented anchoring system : the Section Embedded Plate Anchor (SEPLA)

Aker Solutions

<http://www.akersolutions.com>

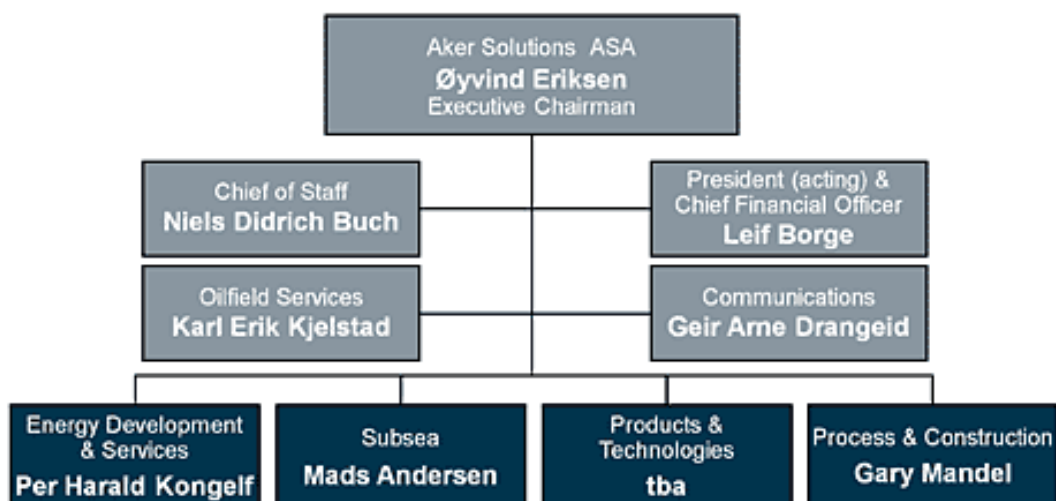
(エンジニアリング、設計)

Corporate structure

Aker Solutions ASA, through its subsidiaries and affiliates ("Aker Solutions"), is a leading global provider of engineering and construction services, technology products and integrated solutions. Aker Solutions' business serves several industries, including oil & gas, refining & chemicals, mining & metals and power generation. The Aker Solutions group is organised in a number of separate legal entities. Aker Solutions is used as the common brand/trademark for most of these entities.

Aker Solutions' parent company is Aker Solutions ASA. Aker Solutions has aggregated annual revenues of approximately NOK 54 billion and employs approximately 22 000 people in about 30 countries.

Aker Solutions is part of Aker (www.akerasa.com), a group of premier companies with a focus on energy, maritime and marine resource industries. The Aker companies share a common set of values and a long tradition of industrial innovation. As an industrial owner controlling 40.27 percent of the shares in Aker Solutions through Aker Holding AS, Aker ASA takes an active role in the development of Aker Solutions.



Products and Services

Drilling, offshore and marine equipment <ul style="list-style-type: none">Drilling equipmentDrilling lifecycle servicesDeck machinery, mooring and loading systemsLoading armsSteering gear	Mining and metals <ul style="list-style-type: none">Direct hire non-union construction - North AmericaDirect hire union constructionFoundation drilling and offshore miningHard rock tunnellingNon-ferrous metals and iron & steelSulphuric acid technologyTechnical papers
Energy and environmental <ul style="list-style-type: none"><u>Direct hire non-union construction - North America</u>Direct hire union constructionEnvironmentalNuclearPowerRenewable and sustainable energyVapour recovery units and systemsWater and wastewater management	Onshore, oil, gas and process <ul style="list-style-type: none">Coal chemicals and gasificationDirect hire non-union construction - North AmericaDirect hire union constructionInorganic chemicalsLNG regasification terminalsPetrochemicalsRefiningSurface trees and wellheadsUnderground gas storage and treatment
Field development <ul style="list-style-type: none">Studies & front end servicesFEED and EPC contractsOffshore topsides facilitiesFloating oil & gas facilitiesConcrete GBS for offshore platformsSteel jackets for offshore platformsOnshore receiving and processing facilitiesMarine operationsRiser systems	Subsea and subsurface <ul style="list-style-type: none">Reservoir evaluation servicesSubsea installation services (SURF)Subsea lifecycle servicesSubsea production systems and technologiesWell intervention technologies and services

Floating oil & gas facilities

Floating oil and gas exploration and production facilities developed and delivered by Aker Solutions are a central part of some of the largest offshore field developments projects taking place around the world today. This is no coincidence.

Aker Solutions has more than 40 years' experience from the design and construction of floating facilities, including some of the world's most advanced semi-submersible drilling and production platforms, floating production storage and offloading vessels and tension leg platforms

Aker Solutions has more than 40 years' experience from the design and construction of floating facilities, including some of the world's most advanced semi-submersible drilling and production platforms, floating production storage and offloading vessels and tension leg platforms.

We have delivered in deep and shallow waters, in harsh and benign environments. We have provided complete and integrated floating facilities, hulls, topside production and drilling systems, complemented by leading-edge in-field systems.

We are using this heritage as a basis for continuing to innovate and provide effective and safe products and services for the energy sector. Consequently we are able to meet the ever greater challenges posed by developments in deep waters and harsh environments.

Our customers show commitment and vision when they seek to reach and exploit hydrocarbon reserves in increasingly challenging conditions. We respond by demonstrating the same qualities and offering the proven solutions they seek.

Our portfolio of products and services is testimony to a proud track record of technological innovation. As a global company, we have a large network of offices and facilities in key locations. And we call on the expertise and resources of the wider Aker Solutions family to offer integrated solutions when needed.

Most importantly, we have the people. What we offer our customers is based first and foremost around our staff. Our expertise, experience and diligence are behind the success story that is Aker Solutions. All our people operate in a safe and healthy environment, as HSE is a core value in everything we do.

Our priority is to use all these resources at our disposal to sustain Aker Solutions as a leading provider of floating facilities worldwide. We offer value-added service to make sure operators have the best possible support throughout the entire lifecycle of these facilities.

Semisubmersible production platforms

Aker Solutions is a leading provider of semisubmersible production platforms. Our track record includes world-class projects such as Gjoa and Kristin in the North Sea, Blind Fai...



Semisubmersible drilling rigs

Over a period of more than 40 years, Aker Solutions has been responsible for the design and construction of a large number of the semi-submersible drilling rigs delivered for...



Tension-leg platforms (TLP)

Aker Solutions has broad experience from a number of installed tension leg platforms (TLP) and working with a number of prospects. The team can perform sizing, design and analys...



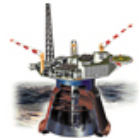
Floating production storage and offloading (FPSO)

Aker Solutions is a frontrunner in the development of purpose-built floating production, storage and offloading (FPSO) facilities for oil and gas. The company has a comprehensiv...



Buoy platform concepts

Aker Solutions has a long history in development of buoy concepts. One of the current concepts, the Tentech TM Buoyform, saw its first conceptualisation in the mid 1970's as the...



Sevan Marine

<http://www.sevanmarine.com/index.php/company>

(設計)

Business Model

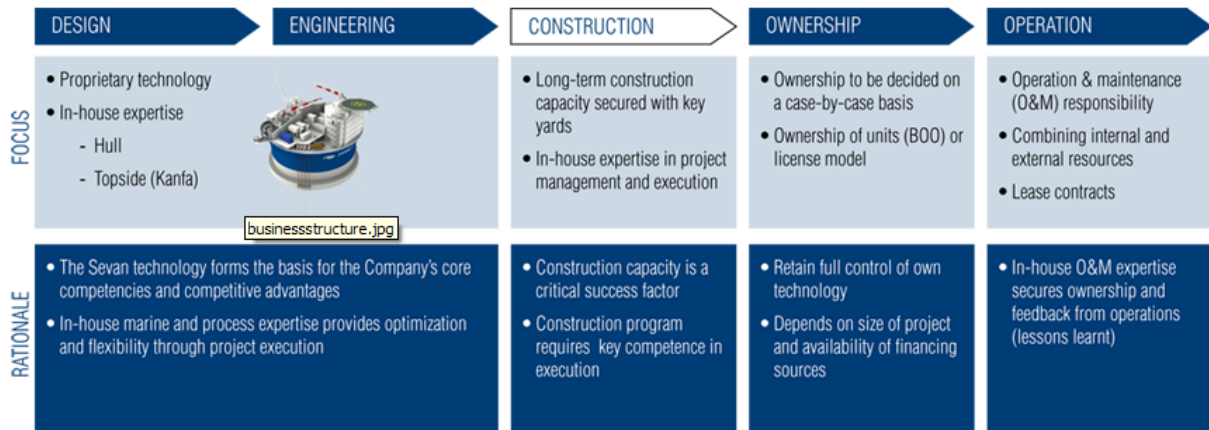
Sevan Marine ASA (the ‘Company’) is listed on Oslo Børs (ticker SEVAN) and has developed a cylinder shaped floater, suitable for all offshore environments. Presently, Sevan Marine has four FPSO contracts, including the Goliat Sevan 1000 FPSO, and three drilling contracts with clients.

The Company’s primary focus is to create value for its shareholders by delivering products and solutions to the offshore industry, utilizing its core competencies within the areas of design, engineering and project execution. The basis for the products and solutions is the Sevan technology.

So far, the Company has concentrated its efforts in utilizing the Sevan technology for floating production and drilling applications. However, due to its versatility, the Sevan design may also be used for other applications, including Gas to Wire (GTW), FDPSO (Floating Drilling & Production), floating LNG (FLNG) and accommodation. Going forward, the Company will evaluate the potential for such complementary uses of the Sevan technology.

The business model has traditionally been based on a build-own-operate scheme, whereby the Company takes the responsibility for the construction, ownership and operation of the Sevan units. Co-ownership with third-party partners may be considered if deemed beneficiary. Operations may be carried out by in-house personnel or in cooperation with recognized operations and maintenance contractors. Under the build-own-operate scheme, the Sevan units will typically be leased to clients under multi-year contracts, under which the Sevan Marine Group undertakes to carry out the production or drilling activities on a specific offshore location. Under this model, the Company’s remuneration typically consists of an agreed day rate, which the client (i.e. the oil company) pays for the bareboat or time charter of the unit. Such day rate will typically consist of one operating element and one capital element. The Company aims at minimizing the amount of reservoir risk in the remuneration it receives.

The license model is an alternative business model which may be attractive for some projects. Should the client prefer to be the owner of a Sevan unit, the Company will evaluate this on a case-by-case basis, taking into consideration factors such as risk, profitability, availability of financing and construction and engineering capacity.



Business Areas

Floating Production

The activities within the Floating Production area relate to the design, engineering, construction, and operation of the Sevan platforms. This includes the project phase of the Sevan 1000 Goliat FPSO as well as FPSO Sevan Piranema which has been operating for Petrobras since October 2007; FPSO Sevan Hummingbird which has been operating for Centrica Energy Upstream since September 2008; FPSO Sevan Voyageur which is contracted to E.ON, and the FPSO hulls Sevan 300 no. 4 and 5.

Drilling


The activities within Drilling mainly relate to the design, engineering, construction and operation of the Sevan drilling units. This includes Sevan Driller which has been operating for Petrobras since June 2010 under a 6-year contract and Sevan Driller II which has been contracted to Petrobras on a 6-year contract. Topside and Process Technology

The Topside and Process Technology area consists of the activities of KANFA AS and its subsidiaries KANFA Mator AS, KANFA-TEC AS (49.9% owned by KANFA AS) and KANFA Aragon AS (50% owned by KANFA AS). The primary business activities of the Kanfa group relate to the provision of services and equipment to the processing plants of the Sevan FPSOs and external clients.

FloaTEC LLC


<http://www.floatec.com/>
(設計)

FloaTEC, LLC is a 50:50 joint venture company created by McDermott and Keppel FELS to design, build and deliver deepwater floating production systems (FPS). FloaTEC, LLC is the only company to offer a full complement of FPS solutions for its clients - encompassing Spar, Semi, and TLP technology solutions.




FloaTEC Portfolio of Wet & Dry Tree Solutions


Core Technology Solutions




ETLP® Truss Spar Deep Draft Semi



FloaTEC®

Keppel FELS  a JV of Keppel FELS & McDermott

Technology Development Initiatives



Dry Centerwell Truss Spar Single Column Floater (SCF®) Arctic-Class Disconnectable Spar Truss Semi™ (Dry Tree) E-Semi™ (Dry Tree) ETLP - 3

FloaTEC, LLC's Project Execution Philosophy

FloaTEC, LLC provides unbiased and concept-neutral engineering to support early decision making. Whether the field development dictates a TLP, Spar, or Semi FPS solution, FloaTEC, LLC can take an unbiased look at what works best. FloaTEC, LLC has built an industry recognized capability regarding the technology related to its products. The highly efficient tools and procedures for design and analysis of hulls, risers and moorings produce efficient fit-for-purpose floating system designs with optimum performance. The tools can assess the individual components, combinations of components or the fully integrated system.

After the facility selection process is complete, FloaTEC, LLC can transition a project seamlessly from Front-End Engineering Design (FEED) to actual EPC Project Execution and

Delivery. Through execution of technical feasibility studies, conceptual design and FEED, FloaTEC, LLC's objective is to ultimately capture EPC contracts and create pull through opportunities for its parents through a structured approach of developing a winning execution and contracting strategy, fully aligned with our client's goals and values. FloaTEC, LLC has the distinct advantage of having its parents' respective fabrication and shipyard facilities at its disposal, enabling FloaTEC, LLC to optimize execution planning and strategy. FloaTEC, LLC is unique in that it represents a partnership that enables the fabrication of any hull form to be executed in multiple locations.

Spar Project Deliveries



[Devils Tower](#)



[Front Runner](#)



[Medusa](#)

TLP Project Deliveries



[Kizomba A](#)



[Kizomba B](#)



[Magnolia](#)

Worldwide Shipyards & Fabrication Facilities

FloaTEC, LLC has the distinct advantage of having its parents' respective fabrication and shipyard facilities at its disposal. This enables FloaTEC, LLC to optimize execution planning and strategy. FloaTEC, LLC is unique in that it represents a partnership that enables the fabrication of any hull form hull to be executed in multiple locations. Click on the links below for an overview of these facilities.

New Deepwater Construction Capabilities in Mexico

McDermott and KOM both have firm plans to invest in and operate major new fabrication and shipbuilding facilities in Altamira. Both companies are investing substantial amounts of money and resources to develop world-class yards. They have identified the Port of Altamira, as the preferred site for the strategic expansion of their worldwide network of yards. The Port

provides export proximity to the global deepwater E&P customer base, good infrastructure, a skilled labor work force, and room for future expansion.

The Port of Altamira is the most modern port on the East coast of Mexico. With a total area of 9,695 hectares, it is the largest port development in the country. The port is also the site of a significant petrochemical industrial hub in Mexico. The airports and ports of Tamaulipas (specifically, the Port of Altamira) will provide the necessary logistical support for the yards.

IntecSea

<http://www.intecsea.com>

(エンジニアリング、設計)

About Us

INTECSEA is a global company within the WorleyParsons Group and offers all the Group's capabilities for floating systems, offshore pipelines and subsea production systems. Combined with WorleyParsons Group, we offer clients complete project expertise from subsea wellhead through onshore processing and distribution.

INTECSEA's diverse geographical locations and highly skilled professional staff of over 800 enables the company to execute multi-office international projects, providing clients with the highest level of technical excellence, execution efficiency and local content.

For over 25 years, INTECSEA has provided frontier technology leadership for the energy industry's most challenging offshore field development and pipeline projects. INTECSEA has designed pipelines and subsea production systems in water depths once thought impossible to reach and in locations as diverse as the Black Sea, the Arctic Ocean, the Gulf of Mexico, offshore West Africa and the South China Sea.

When the industry considered "deepwater" to be 600 ft (190 m), we were developing technologies for 3,000 ft (900 m). We designed the current world record depth for subsea production at the Atlas field in 9,200 ft (2,700 m).

INTECSEA's core areas of expertise include:

- Subsea Systems
- Offshore Pipelines
- Marine Riser Systems
- Floating Systems
- Arctic Development

Expertise

For 25 years, INTECSEA has provided frontier technology leadership for the energy industry's most challenging offshore field development and pipeline projects. INTECSEA brings innovative and cost effective solutions to clients around the world, from studies to full scope Engineering, Procurement, Project, and Construction Management (EPCM) services on major projects.

- Offshore Pipelines
- Subsea Systems
- Floating Systems
- Systems Engineering
- Flow Assurance
- Marine Production Riser Systems
- Tendon and Mooring Systems
- Arctic Development

- Marine and LNG Terminals
- Survey and GIS
- Pipeline Equipment Design
- Materials Engineering
- Interface Management
- Construction Management
- Project Management

INTECSEA is a global company within the WorleyParsons Group and combines all the group's capabilities for floating systems, offshore pipelines and subsea production. We offer our clients a full service solution for any offshore application.

Floating Systems

INTECSEA has more than 20 years of extensive experience on all types of floating systems—TLP, Spars, Monohulls, Semi-Submersibles, and Small Waterplane Area Twin Hull (SWATH). Key INTECSEA technical staff has 30+ years of experience on various types of floating systems and are considered to be industry leaders and pioneers in their respective field of expertise.

INTECSEA engineers were active participants in the design of sixteen (16) of the twenty-one (21) TLPs sanctioned to date. INTECSEA project experience includes project in all continents and the Arctic region. This experience puts INTECSEA in a unique position to handle projects in varying environmental conditions and provides the ability to handle issues arising out of varying cultural, economic and political situations. Our staff has extensive experience in working on projects with multiple stake holders and simultaneously interfacing with regulatory agencies without compromising our corporate commitment for quality and safety.

INTECSEA assists owners from the conceptual evaluation phase to installation of the floating system facility. This ability to serve our clients in all phases of the project provides a vital link for project knowledge, avoids unnecessary delays and saves project schedule and budget.

INTECSEA has worked with small oil companies to very large companies on projects with construction costs as small as \$5 million to more than \$2 billion. INTECSEA staff is required to follow internal processes (Quality Control and Quality Assurance Program) and tools (Computer Hardware and Software, including proprietary software) to achieve the desired project quality and results within the project schedule and budget.

SBM Atlantia

<http://www.sbmatlantia.com>

(設計)

SBM Atlantia is one of a group of multinational companies, known as SBM Offshore N.V., which sells systems and services to the global oil and gas industry. We provide mooring technology, process engineering, project management, after-sales services, design and supply of deepwater production systems, and the design and supply of deepwater semisubmersible drilling units. Our engineering, procurement, construction and installation services are offered primarily to customers with deepwater operations in the Gulf of Mexico and in the Atlantic offshore North and South America.

Products & Services

Capitalizing on the resources of our parent company, SBM Atlantia provides safe, reliable and cost-effective solutions for offshore oil and gas field development needs, minimizing capital and operational expenditure for our clients.

Floating Solutions

Whether the waters are shallow, ultra-deep, benign, harsh, or anywhere in between, SBM Atlantia offers the oil and gas industry floating solutions that feature project-specific technologies designed to meet the challenges encountered in the field.

SBM Atlantia has a long track record in the supply of floating production, storage and offloading (FPSO) facilities, tension leg platforms (TLP), semi-submersible platforms, mobile offshore production units (MOPU), and turrets and mooring systems. More than 100 of these various systems have been delivered to date, each engineered to suit client specifications and the meet the rigors of the offshore environment in which they operate.

Drilling Solutions

GustoMSC, a pioneer in the offshore industry, and a leading design and engineering company, is involved in all types of drilling units, both onshore and offshore, including the delivery of associated equipment. GustoMSC is an alliance of Gusto B.V., Gusto Projects B.V., Marine Structure Consultants (MSC) B.V. and GustoMSC Houston (a division of SBM Atlantia).

Our projects are aimed at the offshore exploration, construction and production markets. The innovative solutions are centered on all types of jackup units, semisubmersibles, mono-hull vessels as well as non-vessel based solutions.

GustoMSC is committed to building strong relationships with clients and developing solutions to meet Clients' requirements to provide high integrity, cost effective and safe answers to the toughest challenges. Successfully following this strategy has allowed GustoMSC to achieve an industry leading position.

Terminals

With more than 500 systems installed to date, the Catenary Anchor Leg Mooring or CALM is the most popular and widely used type of Offshore Loading Terminal. CALMs have been deployed worldwide for a variety of applications, water depths and vessel sizes ranging from small product carriers to Very Large Crude Carriers (VLCC). The CALM's safe and easy berthing and un-berthing operations have made it the preferred offshore terminal of Mooring Masters and Tanker Captains.

SBM Offshore pioneered the development of the CALM more than six decades ago. Since then, we have delivered over 400 CALM Offshore Terminals and remain the principle innovator and market leader in loading and offloading terminals in the oil and gas industry today.

...

Fluid Transfer Systems

Fluid Transfer Systems are integrated in all the SBM Offshore products. As exploration and production moved to deeper waters, we discovered there was a need to transfer both unstabilized and stabilized fluid products between deepwater systems near the surface. Based on in-house technology, two type of fluid transfer systems were developed: the Gravity Actuated Pipe or GAP™ for unsterilized crude, and Trelline™, an oil offloading line or OOL, for stabilized crude.

Services

SBM Atlantia has the knowledge, expertise, and experience to carry out a thorough FEED study, not only to ensure a more accurate estimate of project costs, but also identify and address potential problems early on, when potential impact to the project is less. SBM Atlantia's design and project execution team has unequalled experience and in-house capabilities including metocean, naval architecture, process facility, riser design and integration specialists, and fabrication and installation teams.

SBM Atlantia provides full-service, turnkey project capabilities. We manage, hold, and integrate the contracts for all subcontractors, so we can effectively manage project costs. Whether you're looking for a company to conduct a FEED study, EPC/EPCI services, operations services, or maintenance, parts, and repair, SBM Atlantia has the tools to get the job done.

Friede & Goldman

<http://www.fng.com/about-us>

(設計)

Building upon innovative spirit and experience, F&G has maintained its place as an engineering leader throughout Oil's dynamic evolution. Each new generation of Friede & Goldman drilling units was designed based upon the lessons learned from the operation of earlier units.

The small cooperation that began over 60 years ago between Vladimir M. Friede and Jerome L. Goldman is today a thriving company of over 90 employees. More than 100 mobile offshore drilling and production units have been built according to F&G designs for operation around the world. Currently, there are over 40 units under construction in shipyards that span the globe, from Singapore, India & China in the East, to Mexico and throughout the Middle East. The long and productive lives of these structures bear witness to F&G's commitment to quality.

Designs

Jack-up

Towards the end of the 1990's, F&G began designing the JU2000 class jack-up in order to meet the industry's requirement for jackups that could drill deeper and withstand harsher environments. While F&G's L-780 series, introduced during the 80's was a resounding success, these new requirements called for more than a simple upgrade to the design.

One of the first and most important enhancements designed by F&G for the JU-2000 was a result of trying to include a larger and farther-reaching cantilever. The task of keeping the rig to a minimum size for cost efficiency while at the same time making room for a larger cantilever on board required F&G to produce innovative solutions to numerous design challenges. The F&G engineers designed the deckhouse quarters, traditionally located amidship, to wrap around the forward leg. This concept made it possible to keep the rig at a minimum size and thereby reduced not only the initial cost of the rig, but the operating cost as well.

Enhanced Leg Design

- Reduced leg drag and storm loads
- Reduced leg weight that maintains a high stiffness to weight ratio
- Reduced number of welded connections in leg construction
- Increased strength to cost ratio

Extended Reach Cantilever

- Provides maximum reach of 75 feet aft of transom

- Accommodates maximum combined drilling load of 2600 kips on centerline at 75 feet extension
- Designed for 40' x 40' derrick to accommodate state-of-the-art drill string handling tools
- Drill floor can be skidded 15' either side of longitudinal center line of rig
- Increased pipe rack space allows for option of horizontal pipe handling system

Modular Hull Design

- Comprised of three basic modules
- Streamlines construction process
- Provides for cost effective construction.

Semisubmersibles

Friede & Goldman's presence in the category of semi-submersible design is long and well established in the offshore industry. During the 70's, 80's, and 90's, F&G's world-class Pacesetter and Trendsetter designs enjoyed unparalleled success with over 48 semi-submersibles of these types built.

With the approach of the new millennium, however, the operational requirements for semi-submersible designs were changing. Accommodating the increasing demands for rigs to drill deeper and in harsher environments, while keeping the exploration costs to a minimum, brought new challenges to the industry, and F&G undertook to design a new class of semi-submersibles.

One of the primary challenges for F&G in accommodating the demand for deeper drilling was the need to increase deck space to allow for additional riser storage and mud capacity. More deck space meant increased cost to build and operate, potentially making this an unaffordable option for the drilling contractors. However, the F&G engineers came up with the innovative idea of storing the risers vertically in the upper hull.

This major change in deck design was just the beginning of many new advancements F&G made to their new Millennium Class semi-submersible design.

DPS-3, DPS-3 Limited, or DPS-2 Classification – Enhanced riser and pipe handling:

- Vertical riser handling
- Dual load paths for enhanced open water operations
- HPPH System – three-way tubular handling and moonpool hand off capability
- Rotary table versatility – 120" and 60.5" with dedicated spider storage
- Riser fairing handling capability at rig floor or moonpool levels

- Enhanced moonpool functionality:
- Two way access to moonpool area

- Efficient completion tree staging, testing, and handling capability
- Tubular make-up and hand off capability
- FSR (free-standing riser) handling ready with secondary riser spider support facility
- In-line slip joint riser tensioning ready
- High capacity wire-line riser-tensioning system
- Centralized high capacity mud handling AC powered drilling equipment
- Centralized BOP and MOCOMP auxiliaries and controls
- Enhanced mud storage capabilities
- Dedicated brine and base oil storage
- Ergonomic quarters arrangement
- Pontoon shape optimized for low current drag thereby reducing station keeping loads

Floating Production Systems

During the mid to late 1990s, Friede & Goldman engineers recognized the focus on marginal field development was becoming an industry priority. The development of such discoveries would depend greatly on F&G's capability to develop new and better technology that allowed cost-effective field development with innovative solutions. To achieve this goal, F&G developed and designed the Floating Production Facility called the Centurion MVP.

The primary goal of the new F&G FPF design was to keep new-build construction costs and operating costs to a minimum, without sacrificing functionality, flexibility, or design life.

The Centurion was designed with most of the machinery and equipment located above deck so that the costs and time for construction would be significantly reduced. In addition, the modular production facilities can be installed and pre-commissioned alongside the construction pier. F&G's superior knowledge of fabrication gave them the ability to create hull designs with the most efficient construction and minimal costs.

In an effort to maintain F&G's hallmark design feature of flexibility, provisions have been included to facilitate the future addition of production modules and risers to meet specific needs of future fields. The Centurion was designed for ease of movement to different locations, but also has the ability to remain at an operating site for 20 years without drydocking.

LeTourneau Technologies

<http://www.letourneatechnologies.com/about/>
(設計)

LeTourneau Technologies, Inc. ("LeTourneau") is a global group of best-in-class organizations specializing in the design, manufacture, implementation, and effective use of advanced technologies for onshore and offshore oil and gas drilling, forestry, mining, and steel markets.

Although LeTourneau has evolved significantly throughout the past, the company's core values, customer focus, and dedication to leadership through innovation have not changed.

Today more than ever, LeTourneau represents a better way of doing business, and a dedication to progress. Supporting this vision, LeTourneau exemplifies advancements in technology, regardless of industry or application.

While the company is comprised of six distinct organizations, it is committed to one singular focus: to remain centered on its customers by ensuring its advanced products and systems meet their specific challenges day in and out.

Altogether, LeTourneau stands for innovation, commitment, product performance, and customer focus.

Businesses



Offshore Products

Strong Rigs. Stronger Company.

Since the fabrication of the first LeTourneau jack-up rig in 1955, LeTourneau has built rigs that lead the industry for strength and longevity. In fact, there are LeTourneau jack-up rigs that have been providing superior service for more than 30 years and are still going strong.

Whether it is design, engineering, fabrication, rig kits and licensing packages, or components and renovation, LeTourneau provides systems, products, and services that set the industry standard for performance and reliability. LeTourneau offers five distinct rig models designed to operate in even the harshest offshore environments, and drilling in depths that range from 300 feet to 550 feet of water.

Rig Design



Drilling Equipment

Reliable Drilling Equipment

LeTourneau Technologies Drilling Systems, Inc. possesses a strong dedication to building equipment and systems with advanced technology, high performance, strength and reliability for customers.

No matter how challenging the environment, you can count on equipment from LeTourneau Technologies Drilling Systems, Inc. ("LeTourneau Drilling Systems") which offers a range of drilling equipment designed for high-performance, high-reliability, and low-maintenance operation. From the direct-driven top drive designed without a gearbox, to advanced AC gear-driven drawworks, to the heavy duty mud pumps, LeTourneau Drilling Systems builds reliable drilling equipment to meet the challenges of today's drilling market.

LeTourneau Drilling Systems builds equipment and systems for one purpose: enhanced drilling performance. The main focus at LeTourneau Drilling Systems is to build advanced equipment for customers' drilling needs.



この報告書は競艇の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

オフショア産業向け舶用市場調査

2011年（平成23年）3月発行

発行 社団法人日本舶用工業会

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-15-16 海洋船舶ビル
TEL 03-3502-2041 FAX 03-3591-2206

財団法人日本船舶技術研究協会

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

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。