

# 海洋資源開発プロジェクト調査

## 2011年度JSC特別調査事業-02

2012年3月

日本船舶輸出組合  
ジャパン・シップ・センター  
財団法人 日本船舶技術研究協会



はじめに

2008年のリーマンショック以降、世界経済不況とともに海運市況が悪化したことに加え、好況期に受注した船舶が大量に市場に投入されたため、新造船意欲は大きく低下していった。また、中国等の造船設備増強により世界の造船供給能力が増大していることから、世界の造船業は構造的な著しい需給ギャップに直面しており、この解消にはかなり時間がかかると見込まれている。

さらに、2007年秋以降加速した超円高基調は、近來なく長期化し、輸出産業である我が国造船業・船用工業を直撃しており、我が国業界は非常に厳しい経営環境におかれている。

一方、発展途上国の人口増加や産業化の進展に伴い、世界のエネルギー需要は増加の一途をたどっている。また、エネルギー源に関しても、地球温暖化防止を図る観点から、二酸化炭素を排出する化石燃料からの脱却が叫ばれてはいるが、依然として世界の使用エネルギーに占める石油・ガスの割合は大きい。そうした中、北海やブラジル、メキシコ湾、西アフリカなど、海底掘削により新たな埋蔵石油・ガス資源を生産するオフショア開発が急速に発展してきており、その掘削・生産・輸送にあたっては、造船・船用技術の利用が図られている。

本調査では、厳しい事業環境にある我が国造船事業者及び船用機器事業者の新規事業分野開拓という観点で、世界のオフショア市場の構成や主要システム、プレイヤーなどについて調査することにより、我が国造船業及び船用工業の発展に資することを目的としている。

ジャパン・シップ・センター



## 目 次

1. 基本的な市場成長要因.....	1
2. 浮体式生産システム.....	9
2.1 浮体式生産システムの概観 .....	10
2.2 FPSO（浮体式生産貯蔵積出設備） .....	15
2.3 セミサブ型生産設備 .....	32
2.4 スパー型生産設備 .....	41
2.5 テンションレグプラットフォーム（TLP） .....	47
2.6 バージ型生産設備 .....	54
2.7 FLNG（浮体式天然ガス液化設備） .....	59
2.8 FSRU（浮体式貯蔵再ガス化設備） .....	63
2.9 FSO（浮体式貯蔵積出設備） .....	68
3. ドリルシップとセミサブ型掘削リグ.....	75
4. オフショア支援船.....	96



## 1. 基本的な市場成長要因

浮体式生産設備、大水深掘削リグ、及び大型オフショア支援船の需要は、(1)枯渇する既存油ガス田に代わる新たなエネルギー資源にアクセスし、成長する世界のエネルギー需要を満たす必要があること、(2)大水深オフショア海域で大型石油ガス埋蔵層の発見が続いていること、(3)技術の進歩に伴ってより深い水深での探鉱開発が可能となっていること、(4)石油価格の上昇により大水深オフショア開発プロジェクトの採算性が上がっていること、により牽引されている。

### 新たなエネルギー資源開発の必要性

世界の人口が増加し、産業化が進むに従って世界のエネルギー消費量は増加してきた。2000年～2010年の間に世界の一次エネルギー消費量は28%増加し、石油換算で94億トンから120億トンとなった。2010年だけでも一次エネルギー消費量は前年比で5.6%増加している。

今後もエネルギー需要の成長は継続すると考えられている。エクソンモービルによる最新の長期エネルギー予測では、世界のエネルギー需要は2040年には2010年比で30%増に達するとされている。今後30年間に世界の経済生産高が倍増し、人口が70億人から90億人に増加するとされていることが世界のエネルギー需要を押し上げる要因となっている。エネルギー需要増の大部分はOECD非加盟国におけるものである。OECD非加盟国では生活水準の向上によりエネルギー消費量が増加すると考えられている<sup>1</sup>。

現在、化石燃料は第一次エネルギーの最大の供給源である。2010年には石油が第一次エネルギー源の33.5%、天然ガスが23.8%、石炭が29.6%を占めた。残る13.1%の内訳は原子力発電(5.2%)、水力発電(6.5%)、再生可能エネルギー(1.4%)となっている<sup>2</sup>。

エネルギー源多様化への取組みにもかかわらず、予測しうる限りにおいて化石燃料への依存度は極めて高い水準を保つと考えられている。国際エネルギー機関(International Energy Agency: IEA)は2011年の年次エネルギー予測において、2035年の世界の一次エネルギー需要の75%が化石燃料で賄われると予測している。同様に、エクソンモービルは2012年エネルギー予測において、2040年のエネルギー需要の80%が石油、天然ガス、石炭で賄われるとしている。

---

<sup>1</sup> ExxonMobil, *The Outlook for Energy; A View to 2040*, 2012

<sup>2</sup> BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011

IEA は、石油生産量が 2010 年の日量 8,700 万バレルから 2035 年には日量 9,900 万バレルに増加すると予測している。年間ベースに換算すると 2035 年の石油生産量は 2010 年に比べ 44 億バレル増となる。

将来の需要を満たし、既存油ガス田の生産量の低下を補うためには日量 4,700 万バレルの石油増産が必要となる。IEA が指摘するように、この数字は「中東の OPEC 諸国すべての現在の総生産量の 2 倍」である。

IEA は、将来のエネルギー需要を満たすための生産能力を確保するためには石油・天然ガスインフラに 20 兆ドルの投資が必要となると推算している。また、IEA は、既存油田の減衰する生産能力を代替し、かつ、需要増に対応するためには、より開発困難でコスト高な油ガス田の開発に向かわざるをえなくなり、それに伴って石油価格が上昇すると予測している<sup>3</sup>。

### **加速するオフショア石油・ガス埋蔵層の発見**

2005 年までにオフショアで発見された石油埋蔵量は 5,030 億バレル、うち約 3,000 億バレルは生産に至っていないと推定されていた<sup>4</sup>。それ以来、1,000~1,500 億バレルがブラジル、西アフリカ、その他のオフショア海域で発見された。ブラジルに限っても、新たに発見されたプレソルト層の石油埋蔵量は「少なくとも 1,230 億バレル」と推定されている<sup>5</sup>。過去 6 年間に発見された埋蔵量と生産量を考慮すると、未開発の世界のオフショア石油埋蔵量は 3,500~4,500 億バレルと考えられ、実際の数字はこれを大幅に上回る可能性もある<sup>6</sup>。

ある業界アナリストは、「2010 年代末には、ブラジルは生産量でイランと肩を並べる石油大国になっているだろう」と述べている。同アナリストは、ブラジルの石油生産量が 2020 年には日量 550 万バレルに達すると見ている<sup>7</sup>。

同様に西アフリカ沖でも大型油田の発見が続いており、資源供給のポテンシャルは膨大である。アンゴラ/ナイジェリア沖の原油埋蔵量は北海の原油埋蔵量の 4 倍を超えると推定

---

<sup>3</sup> IEA, *World Energy Outlook*, 2011

<sup>4</sup> I. Sandrea and R. Sandrea, Exploration Trends Show Continued Progress in World's Offshore Basins, *Oil and Gas Journal*, March 2007

<sup>5</sup> Bloomberg, Brazil Oil Fields May Hold More Than Twice Estimates, Jan 2011

<sup>6</sup> 陸上とオフショア石油の生産量及び埋蔵量の内訳を示す政府及び業界のデータは存在しない。

<sup>7</sup> The New York Times, New Fields May Propel Americas to Top of Oil Companies' Lists, Sep 19, 2011

されている<sup>8</sup>。アンゴラとナイジェリアをあわせたオフショア原油生産量はイランの原油生産量を6%上回っており、北海における現在の生産量を35%上回る。西アフリカのオフショア石油・ガス資源探鉱は初期段階にあり、今後さらに埋蔵層が発見されるにつれて埋蔵量が拡大することは確実である。

オフショア原油生産の発展には興味深い歴史がある。100年以上前にカリフォルニア州とルイジアナ州で長い木製の栈橋を使用して海岸から数百フィート沖で油井が掘削されたのがそのはじまりである。陸上から視認できない沖合に設置された初めての洋上プラットフォームは、1947年に水深50フィート（約15メートル）の洋上で運転を開始した。1960年代には、主としてメキシコ湾の浅水域で固定式プラットフォームを利用して日量100万バレル前後が生産されていた。

以来、オフショア原油生産は飛躍的に成長した。北海、メキシコ湾、西アフリカ沖、ブラジル、オーストラリア他のオフショア原油生産量は、現在日量約2,400万バレルと推定されている。ある業界アナリストは「陸上の原油生産量は基本的に横ばいであり、過去20年間はオフショアが世界の原油生産の成長を担ってきた」と指摘している<sup>9</sup>。

エクソンモービルは、2040年には、大水深油田からの原油供給量は現在の2倍以上に増加すると予測している。エクソンモービルによれば、「わずか10年前は、大水深生産は黎明期にあった。2025年には、世界の液体燃料の10%が大水深生産により供給されると考えられる<sup>10</sup>」。

大水深生産の潜在的可能性に関してさらに強気の分析もある。業界アナリスト会社であるダグラス・ウエストウッド社（Douglas Westwood）は、大水深生産量が世界石油生産量に占める割合は2002年に3%、2007年に6%であったと推定し、2012年には10%に達すると予測している<sup>11</sup>。

### **大水深探鉱・生産を可能にしている技術革新**

数々の技術革新により探鉱・生産が可能な海域の大水深化が進んでいる。例えば、探査技術やイメージング技術の進歩、水深3,000メートルを超える海域で運転可能な掘削リグ設計の開発、極めて厳しい海象で生産可能な浮体式生産設備の建造、超大水深油田の開発

---

<sup>8</sup> BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011

<sup>9</sup> R. Sandra, *Future Offshore/Onshore Crude Oil Production Capacities*, 2009

<sup>10</sup> ExxonMobile, *The Outlook for Energy*, 2012

<sup>11</sup> Douglas Westwood, *Global Offshore Prospect*, Oct 2010

を可能にするサブシーシステム（海底生産システム）設計、低温下で海底パイプラインにより粘性の高い原油を輸送するための技術革新等があげられる。

大水深探鉱は膨大なコストのかかる事業である。大水深探鉱井の掘削費用は1井あたり1億ドルを超える可能性がある。三次元地震探査（3D震探）技術の利用により、このような巨額の投資を必要とする掘削の意思決定が容易になっている。当該技術により掘削前に埋蔵層の規模と構造の情報を収集することが可能となり、石油もガスも産出しない空井戸を掘ってしまうリスクが低減される。

物理探査学会（Society of Exploration Geophysicists）は、「3D震探の出現により、複雑な地層下に所在する複雑な構造の埋蔵層の探査が可能となり、石油上流産業が様変わりした」としている。3D震探により、ブラジル沖超大水深海域で発見されたような岩塩層下の埋蔵層のイメージングが可能となった。係る条件下で二次元イメージングを使用した場合、伝搬波動場(propagating wavefield)に極度の歪みが発生する<sup>12</sup>。

ここ15年間で導入されたドリルシップ及びセミサブ型掘削リグは旧世代のものよりも大幅に性能が向上している。オフショア掘削装置は旧式设计に比べ大型化しており、搭載可能重量（バリアブル・デッキロード）も大きく、運転可能水深は3,000メートルを超えている。掘削リグには自動船位保持(DP)システムが搭載され、係留索を使用することなく掘削作業現場で定点を保持することが可能である<sup>13</sup>。掘削効率を最大限に高めるため、高度にコンピューター化された監視・制御装置、自動化されたパイプ操作、大容量の掘削泥水キャパシティ、大出力のポンプ等が導入されている。

図表 1.1 は第2世代、第5世代、第6世代のドリルシップ及びセミサブ型掘削リグを比較したものである。近代的な掘削リグは旧式の掘削リグに比べて著しく大型化し、運転能力も向上していることがわかる。

---

<sup>12</sup> Society of Exploration Geophysicists, 3-D Seismic Imaging, 未出版

<sup>13</sup> 大水深セミサブ掘削リグには、船上搭載係留索鎖及び/又はポリエステルロープのプリセット係留システムを使用するものもある。

図表 1.1 新世代と旧世代のドリルシップ型/セミサブ型掘削リグの比較

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

Source: Transocean

浮体式生産設備（FPU）により、これまで開発が不可能であった水深における生産が可能となり、開発可能な最大水深は常に更新されている。現在水深2,000メートルを超える海域に設置されているFPUは9基であり、最大稼働水深がさらに大きいFPUが4基発注されている。稼働中のFPUにおける最大稼働水深は、メキシコ湾に設置されている Cascade FPSO の2,600メートルである。

FPU といっても、小規模なものから生産能力が日量25万バレルを超える大型のユニットまで幅広い。フル稼働時の大型ユニットは現在の原油価格で一日あたり2,500万ドルの収入を生むことになる。

大水深油田で繰錨作業を行い、遠隔海域で運転される掘削リグや浮体式生産設備へ補給品を輸送するために必要なオフショア支援船(OSV)は、浅水深油田で使用されている従来の船舶とは大きく異なる。図表 1.2 に示すように、大水深向けアンカーハンドリングタグサプライ船(AHTS)とオフショア支援船(OSV)は、浅水域向けの従来の船舶よりも大型かつ強力であり、操縦性も高いものとなっている。

図表 1.2 AHTS 及び OSV の主要目

	<u>Traditional Shallow Water</u>	<u>Medium Size Deepwater</u>	<u>Large Deepwater</u>
<b><u>AHTSs</u></b>			
Length	58m	70m	90m
Power	4,000 bhp	15,600 bhp	21,400 bhp
Bollard Pull	50 t	170 t	237 t
Winchpull	70 t	400 t	500 t
Liquid Mud	None	400 m <sup>3</sup>	560 m <sup>3</sup>
Maneuvering	1 Bow Thruster	2 Bow Thrusters	3 Bow Thrusters
Dynamic Positioning	None	DP II	DP II
<b><u>OSVs</u></b>			
Length	60m	73m	89m
Deadweight	1,000 t	3,100 t	4,450 t
Liquid Mud	100 m <sup>3</sup>	1,092 m <sup>3</sup>	1,200 m <sup>3</sup>
Methanol	None	171 m <sup>3</sup>	290 m <sup>3</sup>
Deck Space	334 m <sup>2</sup>	689 m <sup>2</sup>	1,017 m <sup>2</sup>
Maneuvering	1 Bow Thruster	2 Bow Thrusters	3 Bow Thrusters
Dynamic Positioning	None	DP II	DP II

Source: Bourbon Offshore. Note: OSVs include Platform Supply Vessels

高機能のサブシーシステムの開発が進み、超大水深の厳しい運転環境での原油及び天然ガスの生産が可能となっている。サブシーシステムは浮体式生産設備上から複数の海底坑井を監視・制御するとともに、フローラインやライザー、アンビリカルを通じて海底から産出された原油を FPU に流送するために使用される。

産出流体に混じった水と砂を海面上に流送して FPU 上で分離するかわりに、サブシーシステムを利用して海底で分離する技術も開発されている。海底で水分を分離、再圧入することによりフローラインとライザー内のスペースが確保できる上、分離処理に必要なトップサイド設備を減らすこともできる。

大水深は低水温環境であるため産出原油の粘性が極めて高くなる可能性があり、パイプラインから FPU までの生産流体の動きが妨げられる可能性があることから、様々な流路保全技術の開発が導入されている。例えば、坑井からフローラインとライザーを介して FSU に送られる生産流体の流路を保全するために、海底または坑井内に電気サブマージドポンプを使用することや、あるいは、坑井と FPU 間を流れる生産流体の断熱のために内側のパ

イプで流体を送り、保温のために外側のパイプと内側のパイプの間に防熱または加熱媒体を使用する二重管（パイプ・イン・パイプ）をフローラインとして利用することも考えられている。

大水深部門における技術革新は急速に進んでいる。例えば、大水深掘削においては、間欠的レーザービーム放射により岩盤を破碎してドリルビットによる掘削作業を加速するという、レーザー掘削技術の開発が進行している。また、油層からの原油回収率を最大化するため、時系列的比較を取り入れた 4D 震探がブラジル沖の大水深生産管理で初めて使用された。さらに、ナノテクノロジー塗料でコーティングした鋼管は、腐食に強い鋼管としてだけでなく、自己修復能力のある鋼管の開発を目指しているという点で、フローラインとライザー用として評価されている。

エクソンモービルはテクノロジーが大水深事業に及ぼす影響についての考察において、「大水深における新技術の多くは航空宇宙の遠隔測定技術と通信産業の技術を大水深用に適応させたものである」との見解を示している。さらに同社は「我々は急速に進化し、より効率的かつ効果的になっている」<sup>14</sup>とした。

### **堅調な原油価格が支える大水深事業**

原油価格は過去 3 年間で 3 倍以上に上昇した。図表 1.3 に示すように、WTI（ウエスト・テキサス・インターメディアート）原油スポット価格は 2008 年 12 月に 30 ドルで底を打った後、2011 年 12 月半ばには 94 ドル前後で取引されていた。ブレント原油は 2011 年 12 月半ばに 103 ドル前後で取引されていた。

今後、世界のエネルギー需要拡大に伴い、原油価格は比較的高値で推移すると見られている。エネルギー情報局（EIA）は最新の *International Energy Outlook*（国際エネルギー予測）の原油需要予測において、2020 年の原油価格を 1 バレル当たり 108 ドル、2025 年には 125 ドルと想定している<sup>15</sup>。同様に、IEA は 2011 年の *World Energy Outlook*（世界エネルギー予測）において、2035 年の原油価格を 1 バレル当たり 120 ドルと想定している。

現在及び予測される原油価格水準は、大水深プロジェクト開発を支えうるレベルである。例えば、ペトロブラスはブラジル沖超大水深プレソルト油田の生産コストを 1 バレルあた

---

<sup>14</sup> ExxonMobil, *Technology Leads the Way to Deepwater Success*, 2011

<sup>15</sup> IEA, *International Energy Outlook*, 2011

り 35～40 ドルと推算している。技術革新により、プレソルト油田における原油の発見、生産、採油コストが軽減することが予測されており、この数字はさらに下方修正されている<sup>16</sup>。

このコストは、現在の、及び予測される原油価格よりも本質的に低く、それが大水深開発の収益性を示している。また、以前はペトロブラスがプレソルト油田における予想コストを 1 バレル当たり 40 ドル～45 ドルとしていたことも特筆すべきである。

図表 1.3 WTI 原油スポット価格の推移



Source: EIA

<sup>16</sup> Rigzone, *Petrobras Trims Pre-Salt Breakeven Costs*, May 2011

## 2. 浮体式生産システム

第2章では、浮体式生産部門について概説する。

セクション2.1では各種浮体式生産システムを概観し、現在稼働中ユニットの構成、設置場所、浮体式生産システム需要の推移、浮体式生産システムの現在の受注残、浮体式生産システムが必要とされる、計画段階にある新プロジェクトについて概説する。

セクション2.2から2.9では、浮体式生産システム部門の主要8設備について詳説する。

セクション2.2	浮体式生産貯蔵積出設備 (FPSO)
セクション2.3	セミサブ型生産設備
セクション2.4	スパー型生産設備
セクション2.5	テンションレグプラットフォーム (TLP)
セクション2.6	バージ型生産設備
セクション2.7	浮体式LNG生産設備 (FLNG)
セクション2.8	浮体式天然ガス貯蔵再ガス化設備 (FSRU)
セクション2.9	浮体式貯蔵積出設備 (FSO)

それぞれのセクションにおいて、当該浮体式システムの長所と短所、現在稼働中ユニットの構成、所有者、受注残、発注数の推移、主要機器のサプライヤー、購入意思決定要因、規則及び指針、需要見通し、技術開発の動向、そして日本の造船事業者と船用機器事業者にとっての参入機会を考察する。

## 2.1 浮体式生産システムの概観

2011年11月現在、世界の浮体式生産システムは257基である。内訳はFPSOが62%、セミサブ型生産設備が17%、TLPが9%、スパー型生産設備が7%、バージ型生産設備とFSRUが5%である。当該時点で稼働しているFLNGは存在しない。

浮体式生産システム総数のうち11基は当初の設置油田を離れて待機中であり、新たな油ガス田での転用に対応できる状態にある。再配備可能状態で待機中の浮体式生産システムは全てFPSOである。2011年11月現在、既存の浮体式生産システムの稼働率は95.7%であり、さらに98基のFSOが稼働中又は再配備可能である。FSOはFPSOと似ているが、生産設備を持たない。

### 世界で稼働中の浮体式生産/貯蔵システム

- TLP 22 基
- セミサブ型生産設備 43 基
- FPSO 160 基
- スパー型生産設備 18 基
- バージ型生産設備 8 基
- FSRU 6 基
- FSO 98 基

図表 2.1 は、2011年11月時点で稼働中もしくは再配備可能である浮体式生産/貯蔵設備の内訳を運転海域別にまとめたものである。現在稼働しているFLNGは存在しないため、この表には含まれていない。

図表 2.1 種類及び運転海域別浮体式生産/貯蔵設備の内訳

Region	Production Floaters						Storage Units			
	FPSO	Prod Semi	TLP	Spar	Barge	FSRU	All units	% of Total	FSO	% of Total
Brazil	32	18				2	52	21%	3	3%
SEA	20	1	1	1	2		25	10%	44	44%
W Africa	37	1	4		5		47	19%	18	18%
N Europe	22	13	2				37	15%	7	7%
GOM	5	8	15	17	1		46	19%	1	1%
Australia/NZ	13						13	5%	3	3%
Mediterranean	3						3	1%	9	9%
SWAMEast	1	1				2	4	2%	10	10%
Other SAmer						2	2	1%	2	2%
Canada	2						2	1%		
China	14	1					15	6%	1	1%
Total in Service	149	43	22	18	8	6	246	100%	98	100%
% of Total	60%	18%	9%	7%	3%	2%	100%			
Available Units	11									
Total Inventory	160	43	22	18	8	6	257		98	

Source: IMA

International Maritime Associates, Inc. — 1250 24<sup>th</sup> Street NW Suite 350, Washington DC — Website: [www.imastudies.com](http://www.imastudies.com)

2011年11月時点で発注済みの浮体式生産/貯蔵設備は浮体式生産設備(FPU)が57基、生産機能を持たないFSOが5基である。発注済みの浮体式生産システムのうち、船体を新造するものが29基、既存の船体を改造するものが27基、1基については未定であり、22基がFPSOのリースサービス事業者向け、35基が油ガス田オペレーター向けに建造されている。

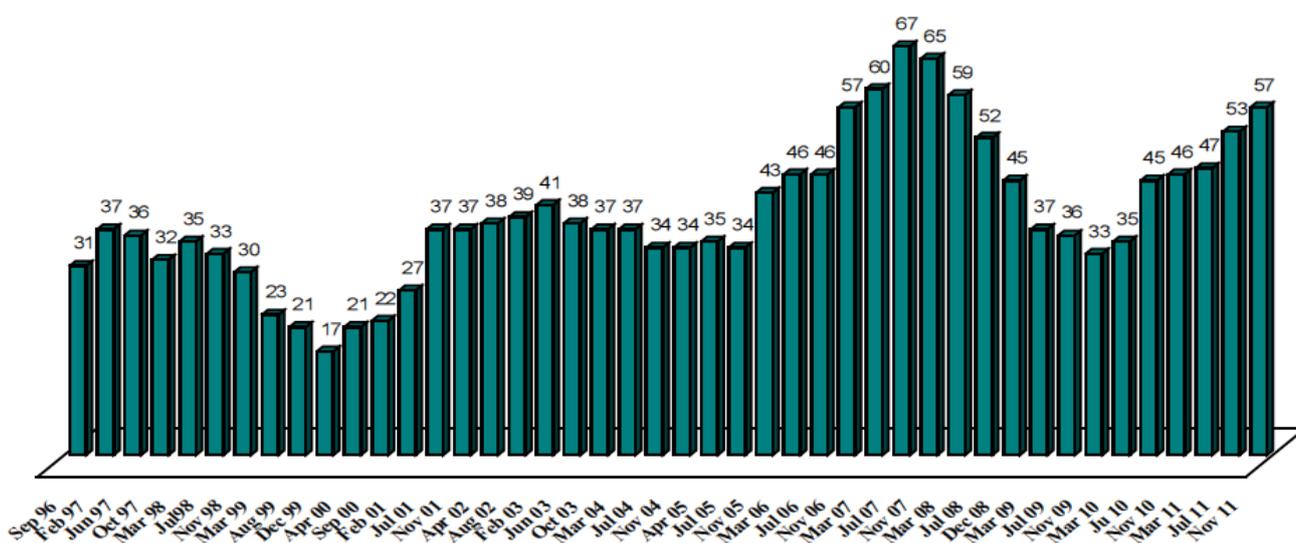
#### 発注済みの浮体式生産/貯蔵システム

- FPSO 40隻 (新造16基、改造24基)
- セミサブ型生産設備 4基 (新造3基、改造1基)
- TLP 3基 (新造)
- スパー型生産設備 3基 (新造)
- FLNG 1基 (新造)
- FSRU 6基 (新造3基、改造2基、未定1基)
- FSO 5基 (新造2基、改造3基)

現在、浮体式生産システムの発注数ではブラジルが突出している。2011年11月時点の発注済み浮体式生産システム57基のうち、全体の42%にあたる24基はブラジル向けである。残りは北欧向けが7基、メキシコ湾向けが6基、東南アジア向けが5基、西アフリカと地中海向けがそれぞれ4基、オーストラリア向けが3基、インド向けが1基である。残り3基は、油ガス田オペレーターからのリース契約を確保しないまま発注されたものである。

図表 2.2 に示すように、発注済みのFPUの数は過去2年間に増加している。これは2009年半ばに市況が好転したことを反映したものであるが、それでもなお、発注済みユニット数がピークに達した2007年半ばを大きく下回っている。

図表 2.2 浮体式生産システム受注残の推移 (FPSO、セミサブ、スパー、TLP、FSRU)



Source: IMA

2011年11月現在、世界35ヵ所の施設で浮体式生産/貯蔵システムの建造または組立工事が行われている。これは主要な船体建造またはトップサイドの建設を行っている施設のみ数である。図表 2.3 に示すように、浮体式生産システムの建造及び改造を行っている施設は圧倒的にアジアに集中しており、本部門で事業を行っている施設の約半数を占める。しかし、現地調達を国策とするブラジルも市場で頭角を現しており、浮体式システムの建造/改造を手がけている施設の約30%を占めている。

図表 2.3 浮体式生産/貯蔵システムの建造地域

Asia		Europe	No. America	Brazil	Africa	Middle East
<b>Daewoo</b>	<b>Jurong</b>	<b>Nymo</b>	<b>GIFI</b>	<b>Rio Grande Sul</b>	<b>Paenal</b>	<b>Dubai DD</b>
• Bigfoot TLP hull (n)	• OSX 3 FPSO (c)	• Voyageur FPSO (mod)	• Bigfoot TLP top	• 8 FPSO serial hulls	• CLOV FPSO portion	• Aquila FPSO (c)
• CLOV FPSO (n)	• P62 FPSO (c)		• Cheviot Octabuoy top	• P55 Semi hull assembly	• Ngoma FPSO portion	• Athena FPSO (c)
• VT3 FSRU (n)	• Sidon/Tiro FPSO (c)	<b>Technip</b>	• Tub Bells Spar (n)			• Livorno FSRU (c)
	• West Java FSRU (c)	• Lucius Spar hull (n)		<b>Brasfels</b>		
<b>Samsung</b>		• Mad Dog Spar hull (n)	<b>Kiewit</b>	• P61 TLP (n)		<b>Lamprell</b>
• Knarr FPSO (n)	<b>MMHE</b>		• Olympus TLP top	• Guara P FPSO top integ		• Aquila FPSO modules
• Olympus TLP hull (n)	• Gumusut semi (n)			• Lula-N FPSO top integ		
• Prelude FLNG (n)						<b>DPS</b>
	<b>Qingdao Wuchuan</b>			<b>Atlantico Sul</b>		• Athena FPSO modules
<b>Hyundai</b>	• Crux Liquids FPSO (c)			• P 55 Semi hull blocks		
• Goliat FPSO (n)	• Balnaves FPSO (c)					
• Quad 204 FPSO (n)				<b>Maua</b>		
• Triton 1 FSRU (n)	<b>COSCO</b>			• Guara-N FPSO top integ		
• Triton 2 FSRU (n)	• Cernambi FPSO (c)					
• Usan FPSO (n)				<b>OSX Acu</b>		
	<b>CSSC</b>			• OSX 4 top integ		
<b>Sungdong</b>	• Guara-Norte FPSO (c)			• OSX 5 top integ		
• Hai Thach FSO (n)						
	<b>COSCO Dalian</b>			<b>Quip Rio Grande</b>		
<b>IHI</b>	• Guara Pilot FPSO (c)			• P63 FPSO top integ		
• Erawan FSO (n)	• P63 FPSO (c)			• P 55 Semi top integ		
<b>Keppel</b>	<b>COSCO Nantong</b>			<b>Quieroz Galvao</b>		
• Balnaves FPSO (c)	• Cheviot Octab. hull (n)			• P58 FPSO top integ		
• B. Azul FPSO (mod)						
• Berantai FPSO (c)	<b>Dyna-Mac</b>			<b>Carmago Correa – IESA</b>		
• D1 FPSO (c)	• B. Azul FPSO modules			• P62 FPSO top integ		
• Lula-N FPSO (c)	• OSX 2 FPSO modules			•		
• OSX 2 FPSO (c)				<b>UTC/EBE</b>		
• P58 FPSO (c)	<b>VME</b>			• P58 FPSO modules		
• Cameroon FSO (c)	• TSB FPSO modules			• P62 FPSO modules		
• Melaka LNG FSO (c)						
<b>Sembawang</b>						
• Banyu Urip FSO (c)						
• TSB FPSO (c)						

Source: IMA

2011年11月現在、入札、設計、又は計画段階にある開発案件（油層が発見された、又は開発契約が公表された案件）のうち、浮体式生産/貯蔵システムを採用する可能性のあるプロジェクトは210件存在している。

図表 2.4 に示すように、ブラジルは浮体式システム利用に最も積極的な地域であり、計画段階にある48件のプロジェクトにおいて浮体式生産/貯蔵システムの採用が検討されている。以下、東南アジアが42件、西アフリカが39件、北欧23件、メキシコ湾が20件、オーストラリアが12件である。

図表 2.4 計画中または調査中の浮体式生産/貯蔵システム

Region	Water Depth at Site			Total
	<1000m	1000-1500m	>1500m	
<b>Brazil</b>	<b>21</b>	<b>4</b>	<b>23</b>	<b>48</b>
<b>SEA</b>	<b>36</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>42</b>
<b>W Africa</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>39</b>
<b>N. Europe</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>23</b>
<b>GOM</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>20</b>
<b>Australia/NZ</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>12</b>
<b>Mediterranean</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>
<b>SWA/MEast</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>8</b>
<b>Other SAmer</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
<b>Canada</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
<b>China</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>Total</b>	<b>128</b>	<b>32</b>	<b>50</b>	<b>210</b>
<b>% of Total</b>	<b>61%</b>	<b>15%</b>	<b>24%</b>	<b>100%</b>

Source: IMA

水深の点では、世界で 50 件のプロジェクト（24%）が超大水深プロジェクトであり、32 件（15%）が水深 1,000～1,500 メートルにおけるプロジェクト、128 件（61%）が水深 1,000 メートル未満のプロジェクトである。超大水深プロジェクトの 90%以上はブラジル、メキシコ湾、西アフリカにおけるものである。

また 54 件が入札または最終設計段階にあり、これらプロジェクトの主要構造（船体、トップサイド設備、係留システム等）の契約は今後 1 年から 1 年半の間に発注される公算が大きく、その 3 分の 2 は東南アジア、ブラジル、西アフリカの 3 地域である。

さらに、浮体式システムを採用する可能性のあるプロジェクト 156 件が計画又は調査段階にあり、これらプロジェクトについては 2013 年～2018 年の期間に主要構造の契約が発注されると考えられる。トップはブラジルの 40 件であり、西アフリカが 32 件、東南アジアが 21 件、北欧が 17 件、メキシコ湾が 16 件である。

## 2.2 FPSO（浮体式生産貯蔵積出設備）

FPSOの規模、形状、係留方式、そしてコストは千差万別である。処理プラントの生産能力が日量3万～5万バレルの比較的小型のユニットから、生産能力が日量25万バレルを超える超大型ユニットまでである。ほとんどのユニットは船型であるが、シリンダー型の船体を使用するFPSOも少数存在する。FPSOにはウェザーベーンニング（外力が最も小さくなるように回転する）ためのエクスターナル又はインターナルタレット係留装置が搭載されているものもあれば、スプレッドムアリング方式（多点係留方式）で係留されているものもある。油田上に恒久的に設置されるように設計されているものもあれば、速やかな離脱が可能なものもある。さらに、最近のFPSOには生産能力に加えて掘削機能を持つものもある。FPSOの資本支出は搭載される生産プラントの設備容量、運転環境等の要素に左右され、2億ドル弱から20億ドル強と大きな幅がある。

### FPSOの特性

FPSOは原油貯蔵能力を有しており、既存の輸送インフラまでのパイプライン敷設が経済的ではない場所で使用される。運転水深の制限はなく、浅水域油ガス田から超大水深油ガス田まで適用でき、また、静穏な海象から厳しい海象まで幅広い環境で運転可能である。FPSOは他のタイプの浮体式生産設備に比べて搭載重量の制約が少なく、大型タンカーを船体として利用していることからデッキ面積が広く、搭載する生産設備の配置にも自由が利く。余剰タンカーや高齢化したタンカーをFPSOの船体として利用することもできる。最初に設置された油田における生産が終了した場合、改造して別の油田に移動、再利用することが可能であるが、実際に再配備されたFPSOの数は比較的少なく、再配備の可能性が過大評価されていたことを示唆している。また、脱離の容易なタレットを搭載したFPSOの場合、台風/ハリケーン襲来時に安全な海域に退避することができる。FPSOの調達方法としては、油ガス田オペレーターが資金調達、建造、運転上のリスクをFPSOサービス事業者に転嫁することのできるリース契約が広く受け入れられている。

しかし、FPSOには短所もある。まず、FPSO利用に伴うサブシータイバックシステムでは、海底坑口装置が使用され、一般に保守費が大きい。FPSOのウェザーベーンニングに使用される複雑なタレット/スウェベル機構は高価であり、タレット/スウィベルの故障が大きな問題となる可能性もある。中古タンカーの船体を改造して利用することが可能であるが、最近の改造工事では想定外のコスト超過や遅延が発生した例もある。また、FPSOの再配備

については、油田の特性がそれぞれに異なり、処理設備や係留システムに必要とされる改造費が高額となることが考えられるなど、それほど簡単ではない。

### 稼働中の FPSO

2011年11月現在、稼働中または再配備可能な FPSO は 160 基であり、10年前の 67 基から 139%増加している。図表 2.5 に過去 10 年間に稼働していた FPSO 数を示す。稼働設備数の増加は、浮体式生産設備の市況が上昇基調であったことに加え、FPSO が生産ソリューションとして優れていたことを反映している。

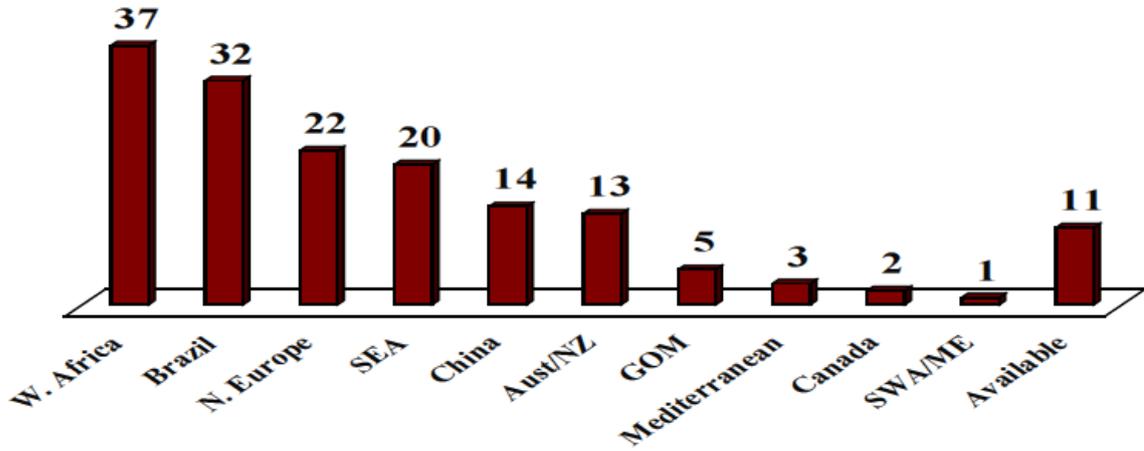
**図表 2.5 稼働中 FPSO 数の推移**

<u>As of November</u>	<u>Number of FPSOs Available</u>	<u>Growth Index (2001 = 100)</u>
2001	67	100
2002	85	127
2003	89	133
2004	97	145
2005	105	157
2006	111	166
2007	122	182
2008	144	215
2009	155	231
2010	155	231
2011	160	239

Source: IMA

FPSO が最も多く配置されている海域は西アフリカ沖であり、現在 37 基が稼働している。2 番目はブラジル沖の 32 基、北欧と東南アジアがそれぞれ 22 基と 23 基で 3 位と 4 位を占める。図表 2.6 に現在稼働中の FPSO 数の地域分布を示す。

図表 2.6 稼働中の FPSO の設置海域



Source: IMA

2011 年 11 月現在で稼働中または再配備に向けて待機中の FPSO のリスト（オーナー、油ガス田オペレーター、設置場所、設置年、生産能力、貯蔵能力、最大稼働水深、係留システム、所有形態（リース又は自社所有））を図表 2.7 に示す。

図表 2.7 稼働中または待機中の FPSO

FPSO Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling MMCF/D)	Mooring
Aker FP	MA-D6	India	Dhirubhai 1	Lease	Reliance	1,300	2008	1200	60,000	315	Disc Sub. Turret
Berlian Laju	Pagerungan	Indonesia	Brotojoyo	Lease	Kangean	400	2011	50	15,000		Spread
BHP	Pyrenees	Australia	Pyrenees Venture	Own	BHP	850	2010	200	96,000	60	Disc Turret
Blue Sky/Langsa	Langsa	Indonesia	Langsa Venture	Own	Blue Sky	270	2001	100	15,000		Spread
Bluewater	Kitan	Australia	Glas Dowr	Lease	ENI	657	2011	344	60,000	85	Int. Turret
Bluewater	Ettrick	North Sea	Aoka Mizu	Lease	Nexen	600	2009	115	30,000	20	Int. Turret
Bluewater	Pierce	North Sea	Hæwene Brim	Lease	Shell	595	1999	85	70,000	110	Sub. Turret
Bluewater	Ross/Blake	North Sea	Bleo Holm	Lease	Talisman	690	1999	110	100,000	58	Int. Turret
Bluewater	TBD (Alma?)	North Sea	Uisge Gorm	Lease	TBD	625	1995	TBD	57,000	20	Int. Turret
Bluewater	Available	Indonesia	Munin	Lease	TBD	595	TBD	TBD	60,000	n.a.	DP, STP
Bourbon	Campeche	Mexico	Bourbon Opale	Lease	Pemex	11	2004	<300	15,000	27	DP
BP	Plutonio	Angola	Greater Plutonio	Own	BP	2,000	2007	1350	220,000	330	Spread
BP	PSVM	Angola	PSVM FPSO	Own	BP	2,000	2011	1800	157,000		Sofec ext turret
BP	Skarv	Norway	Skarv	Own	BP	875	2011	370	80,000	525	
BP	Schiehallion	North Sea	Schiehallion	Own	BP	950	1998	425	220,000	140	Int. Turret
Bumi Armada	Okoro/Setu	Nigeria	Armada Perkasa	Lease	Afren/Amni	298	2008	50	30,000	20	Spread
Bumi Armada	Oyo	Nigeria	Armada Perdana	Lease	ENI	1,106	2009	305	40,000	66	Spread
Bumi Armada	TGT	Vietnam	Armada Perwira	Lease	Hoang Long	620	2011	43	55,000	60	Ext. Turret
BW Offshore	Okwori	Nigeria	Sendje Berge	Lease	Addax/Sinopec	2,000	2005	140	60,000	55	Spread
BW Offshore	Van Gogh	Australia New Zealand	Ningaloo Vision	Lease	Apache	620	2010	350	63,000	80	Disc Int Turret
BW Offshore	Tui	Zealand	Umuroa	Lease	AWE	775	2007	120	50,000	25	Int. Turret
BW Offshore	Polvo	Brazil	Polvo	Lease	BP	1,600	2007	100	90,000	8	Int. Turret
BW Offshore	Espoir	Cote d'Ivoire	Espoir Ivorien	Lease	CNR	1,100	2002	120	40,000	60	Int. Turret
BW Offshore	Abo	Nigeria	FPSO Abo	Lease	ENI	930	2003	550	44,000	44	Spread
BW Offshore	Azurite Marine	Congo	Azurite	Lease	Murphy	1,400	2009	1400	40,000	18	Spread
BW Offshore	KuMaZa	Mexico	Yuun Kak Naab	Lease	Pemex	2,500	2007	78	200,000	120	Sub. Turret
BW Offshore	Camarupim	Brazil	C. de Sao Mateus	Lease	Petrobras	700	2009	760	35,000	353	spread
BW Offshore	Lula Nordeste	Brazil	C. de Sao Vicente	Lease	Petrobras	1,000	2011	2120	40,000		Ext. Turret
BW Offshore	Cascade	GOM	BW Pioneer	Lease	Petrobras	600	2011	2600	80,000	16	Sub. Turret
BW Offshore	Chinguetti	Mauritania	Berge Helene	Lease	Petronas	2,000	2006	800	75,000	54	Ext. Turret
BW Offshore	Etame	Gabon	Petroleo Nautipa	Lease	Vaalco	1,080	2002	142	20,000	3	Spread
CACT	Huizhou	China	Nan Hai Fa Xian	Own	CACT	1,600	2011	115	80,000	6	Int. Disc. Turret
Chevron	Agbami	Nigeria	Agbami	Own	Chevron	2,000	2008	1433	250,000	450	Spread
Chevron	Frade	Brazil	Frade	Own	Chevron	1,500	2009	1065	100,000	106	Int. Turret
Chevron	Captain	North Sea	Captain	Own	Chevron	555	1997	105	60,000	14	Int. Turret
Chevron	Tantawan	Thailand	Tantawan Explorer	Own	Chevron	1,000	1997	74	50,000	150	Ext. Turret
CMS	Yombo	Congo	Conkouati	Own	CMS	1,420	1991	110	35,000	10	Spread
CNOOC	Liuhua	China	Nan Hai Sheng LI	Own	CNOOC	650	1996	305	65,000	5	Int. Turret
CNOOC	Qinhuangdao	China	Bohai Shi Ji	Own	CNOOC	1,000	2001	20	80,000		Tower Yoke
CNOOC	Bozhong 28-2S	China	Hai Yang Shi You 102	Own	CNOOC	390	1990	20	12,000	3	Jacket Soft Yoke

FPSO Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
CNOOC	Caofeidian	China	Hai Yang Shi You 112	Own	CNOOC	1,400	2004	24	50,000		SAL Yoke
CNOOC	Bozhong 28-1	China	Bohai You Yi Hao	Own	CNOOC	390	1990	25	12,000	3	Jacket Soft Yoke
CNOOC	Weizhou	China	Nan Hai XI Wang	Own	CNOOC	600	1986	40	30,000	28	Ext. Turret
CNOOC	Xijiang	China	Haiyang Shiyou 115	Own	CNOOC	700	2007	90	67,000		Sub. Turret
CNOOC	Panyu	China	Hai Yang Shi You 111	Own	CNOOC	1,000	2003	94	70,000		Sub. Turret
CNOOC	Wenchang	China	Nan Hai Fen Jin	Own	CNOOC	1,000	2002	120	60,000		Sub. Turret
CNOOC	Wenchang	China	Haiyang Shiyou 116	Own	CNOOC	1,000	2008	125	106,000		Sub. Turret
CNOOC	TBD	China	Hai Yang Shi You 113	Own	CNOOC	1,400	TBD	TBD	70,000		SAL Yoke
CNOOC/CP	Peng Lai	China	Hai Yang Shi You 117	Own	CNOOC/CP	1,800	2008	27	190,000		Tower Yoke
CNOOC/CP	Bozhong 25-1	China	Bohai Ming Zhu	Own	CNOOC	1,400	2010	18	40,000		SAL Yoke
ConocoPhillips	Belanak	Indonesia	Belanak Natuna	Own	ConocoPhillips	1,000	2004	100	100,000	350	Spread
ConocoPhillips	TBD	China	Nan Hai Kai Tuo	Own	TBD (scrap?)	1,000	TBD	TBD	90,000		Int. Disc. Turret
Cuu Long JOC	Su Tu Den	Vietnam	Cuulong MV9	Own	Cuu Long JOC	1,000	2003	48	65,000	19.5	Ext. Turret
ENI	Okono	Nigeria	Mystras	Own	ENI	1,040	2004	72	80,000	50	Spread
ExxonMobil	Zafiro	Eq. Guinea	Zafiro Producer	Own	ExxonMobil	1,900	1996	180	100,000	60	Spread
ExxonMobil	Zafiro	Eq. Guinea	Serpentina	Own	ExxonMobil	1,900	2003	515	110,000	50	Ext. Turret
ExxonMobil	Erha	Nigeria	Erha	Own	ExxonMobil	2,200	2006	1180	200,000	n.a.	Spread
ExxonMobil	Kizomba	Angola	Kizomba B	Own	ExxonMobil	2,200	2005	1250	250,000	400	Spread
ExxonMobil	Kizomba	Nigeria	Kizomba A	Own	ExxonMobil	2,200	2004	1250	250,000	400	Spread
ExxonMobil	Balder	North Sea	Balder/Ringhorne	Own	ExxonMobil	380	1999	125	83,000	45	Int. Turret
ExxonMobil	Jotun	North Sea	Jotun	Own	ExxonMobil	585	1999	125	90,000	84	Int. Turret
Ezra/EOC	Arthit	Thailand	Lewek Arunothai	Lease	PTTEP	725	2008	80	10,000	175	n.a.
Ezra	Chim Sao	Vietnam	Lewek Emas	Lease	Premier	680	2011	100	50,000	89	Int. Turret
Fred Olsen	Olowi	Gabon	Knock Allan	Lease	CNR	1,040	2009	100	35,000	80	Spread
Fred Olsen	Antan	Nigeria	Knock Adoon	Lease	Addax	1,700	2006	37	60,000		Buoy Bow Mounted Int. Turret
Gemsa	Zaafarana	Egypt	Al Zaafarana	Own	Gemsa	800	1994	57	30,000		
Hess	Ceiba	Eq. Guinea	Sendje Ceiba	Own	Hess	2,000	2002	100	160,000	45	Spread
Hess	Triton	North Sea	Triton	Own	Hess	630	2000	90	105,000	140	Int. Turret
Husky	White Rose	Canada	Sea Rose	Own	Husky	940	2005	120	100,000	150	Int. Turret
Lundin	Oudna	Tunisia	Ikdam	Own	Lundin	665	2006	260	30,000	3	Ext. Turret
M3energy	Masa	Malaysia	Perintis	Lease	Petronas	650	1999	75	35,000	100	Ext. Turret
Maersk FPSOs	MacCulloch	North Sea	North Sea Producer	Lease	ConocoPhillips	630	1997	150	76,000	29	Int. Turret
Maersk FPSOs	Curlew	North Sea	Maersk Curlew	Lease	Shell	560	1997	90	45,000	110	Int. Turret
Maersk FPSOs	Peregrino	Brazil	Maersk Peregrino	Lease	Statoil	1,600	2010	100	100,000	7.5	Sub. Turret
Maersk FPSOs	Vincent	Australia	Maersk Ngujima Yin	Lease	Woodside	2,030	2008	340	120,000	100	Sub. Turret
Maersk O&G	Dumbarton	U.K.	Global Producer III	Own	Maersk O&G	510	2007	100	100,000	28	Int. Turret
Maersk O&G	Gryphon	North Sea	Gryphon A	Own	Maersk O&G	525	1993	100	60,000	26	Int. Turret
Marathon	Alvheim	North Sea	Alvheim	Own	Marathon	560	2007	125	120,000	125	Sub. Turret
MISC/FPSO	Penara	Malaysia	Bunga Kertas	Lease	Petronas	500	2004	62	30,000	40	Ext. Turret
Modcc	Jubilee	Ghana	Kwame Nkrumah	Lease	Anadarko	1,600	2010	1100	120,000	160	Sofec Ext turret

FPSO Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Modec	Stybarrow	Australia	Stybarrow Venture	Lease	BHP	900	2007	825	80,000	45	Int. Turret
Modec	Baobab	Co. d'Ivoire	Baobab Ivorien	Lease	CNR	2,000	2005	970	70,000	75	Ext. Turret
Modec	Urugua	Brazil	C. de Santos	Lease	Petrobras	700	2010	1300	35,000	350	spread
Modec	Espadarte Sul	Brazil	C. do Rio de Janiero	Lease	Petrobras	1,600	2007	1350	100,000	87	Spread
Modec	Jabutí	Brazil	C. de Niteroi	Lease	Petrobras	1,600	2009	1400	100,000	124	Spread
Modec	Lula Pilot	Brazil	C. Angra dos Reis	Lease	Petrobras	1,600	2010	2149	100,000	150	spread
Modec	Mutineer	Australia	Modec Venture 11	Lease	Santos	930	2005	156	100,000	3	Disc Int. Turret
Modec	Song Doc	Vietnam	Song Doc Pride	Lease	Truong Son	360	2009	55	30,000		Spread
Noble	TBD	GOM	Noble Seillean	Lease	TBD	300	TBD	TBD	24,000	12	DP
OSX	Waimea	Brazil	Waimea OSX 1	Own	OGX	950	2011	130	80,000	53	Sub. Turret
Petrobras	Marlim Leste	Brazil	P 53	Own	Petrobras	2,000	2008	1100	180,000	210	Turret
Petrobras	Marlim	Brazil	P 32	Own	Petrobras	1,774	1997	160	116,000		Int. Turret
Petrobras	Marlim	Brazil	P 47	Own	Petrobras	280	2005	190	151,000		Int. Turret
Petrobras	Albacora	Brazil	P 31	Own	Petrobras	1,760	1998	330	200,000	102	Int. Turret
Petrobras	Marlim	Brazil	P 33	Own	Petrobras	2,000	1998	780	63,000	53	Int. Turret
Petrobras	Barracuda	Brazil	P 43	Own	Petrobras	2,000	2004	800	150,000	210	DICAS
Petrobras	Marlim	Brazil	P 35	Own	Petrobras	1,500	1999	850	130,000	105	Int. Turret
Petrobras	Marlim	Brazil	P 37	Own	Petrobras	1,600	2000	905	180,000	161	Int. Turret
Petrobras	Caratinga	Brazil	P 48	Own	Petrobras	2,000	2005	1040	150,000	210	DICAS
Petrobras	Albacora Leste	Brazil	P 50	Own	Petrobras	1700	2006	1240	180,000	210	DICAS
Petrobras	Jubarte	Brazil	P 34	Own	Petrobras	340	2006	1250	60,000	21	Int. Turret
Petrobras	Roncador	Brazil	P 54	Own	Petrobras	2,000	2007	1315	180,000	210	DICAS
Petrobras	Jubarte	Brazil	P 57	Own	Petrobras	1,600	2011	1300	180,000	71	Spread
Petrofac	Jasmine	Thailand	FPF3	Lease	Pearl Energy	800	2005	60	20,000	8	Ext. Turret
Petrofac	TBD	Australia	Cossack Pioneer	Lease	TBD	1,150	TBD	TBD	150,000	115	Ext. Turret
Petroserv	Carioca	Brazil	Dynamic Producer	Lease	Petrobras	300	2011	2100	30,000		DP
PetroVietnam	TBD	TBD	Ruby Princess	Own	TBD	850	TBD	TBD	30,000	nonc	Bow Mounted In Turret
Equinox	Bonny River	Nigeria	Symphony	Lease	Global Gas	75,000 M3	2005	20	10,000	0	Spread
Premier	Anoa	Indonesia	Anoa Natuna	Own	Premier	570	1990	80	32,000	10	Ext. Turret
Premuda	Woollybutt	Australia	Four Vanguard	Lease	ENI	600	2003	100	40000		Disc SPM in moonpool
PTSC/MISC	Ruby	Vietnam	Ruby 2	Own	Petronas	609	2009	50	30,000		Ext. Turret
PTTEP	Montara	Australia	Montara Venture	Own	PTTEP	1,023	2011 (start-up)	79	40,000	n.a.	Sub. Turret
PTTEP	Jabiru	Australia	Jabiru Venture	Own	TBD	1,055	TBD	TBD	60,000	14	Ext. Turret
Rubicon	Galoc	Philippines	Rubicon Intrepid	Lease	Otto	450	2008	290	24,000		SPM + DP
Rubicon	Bualuang	Thailand	Rubicon Vantage	Lease	Salamander	570	2008	45	24,000		SPM-DP
Salpem	Canapu	Brazil	C. de Vitoria	Lease	Petrobras	1,900	2010	1600	100,700	122	Spread
Salpem	Gimboa	Angola	Gimboa	Lease	Sonangol	1,800	2008	710	60,000	20	Spread
SBM	Marlim Sul	Brazil	Marlim Sul	Lease	Petrobras	1,600	2004	1180	100,000	80	Int. Turret
SBM	TBD	Far East	Falcon	Lease	TBD	2,200	TBD	TBD	165,800	118	Ext. Turret
SBM	Kizomba C	Angola	Saxi-Batuque	Lease	ExxonMobil	2,000	2008	653	100,000	150	Ext. Turret

FPSO Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
SBM	Kizomba C	Angola	Mondo	Lease	ExxonMobil	1,600	2007	728	100,000	95	Ext. Turret
SBM	Kuito	Angola	Kuito	Lease	Chevron	1,400	1999	373	100,000	28	Spread
SBM	Sanha/ Bomboco	Angola	Sanha	Lease	Chevron	135000 M3	2005	58	37,370		Ext. Turret
SBM	Cachalote	Brazil	Capixaba	Lease	Petrobras	1,600	2010	1200	100,000	112	Int. Turret
SBM	Aseng	Eq. Guinea	Aseng FPSO	Lease	Noble Energy	1,600	2012	1000	80,000	170	
SBM	Kikeh	Malaysia	Kikeh	Lease	Murphy	2,000	2008	1,320	120,000	135	Ext. Turret
SBM	Roncador	Brazil	Brasil	Lease	Petrobras	1,700	2002	1360	90,000	106	Int. Turret
SBM	Parque das Conchas	Brazil	Espirito Santo	Lease	Shell	2,000	2008	1780	100,000	30	Int. Turret
Sea Production	TBD	Australia	Front Puffin	Lease	AED	730	2007	TBD	40,000		Disc Sub. Turret
Sea Production	TBD	TBD	Crystal Ocean	Lease	TBD	42	TBD	TBD	37,700	32	3 leg turret + DP
SeaLion	Campeche	Mexico	Toisa Pisces	Lease	Pemex	24	2003	<300	20,000	36	DP
Shebah	Ukpokiti	Nigeria	Trinity Spirit	Own	Shebah	2,000	1997	27	22,000	25	Spread
Shell	EA	Nigeria	Sea Eagle	Own	Shell	1,400	2002	26	170,000	100	Jacket Soft Yoke
Shell	Bonga	Nigeria	Bonga	Own	Shell	2,000	2005	1250	225,000	65	Spread
Shell	Bijupira/Salema	Brazil	Fluminense	Own	Shell	1,300	2003	740	81,000	75	Ext. Turret
Shell	Guillemot/Teal	North Sea	Anasuria	Own	Shell	850	1996	90	70,000	36	Int. Turret
Star Energy	Kakap	Indonesia	Kakap Natuna	Own	Star Energy	760	1986	88	25,000	25	CALM rigid yoke
Statoil	Asgard	North Sea	Asgard A	Own	Statoil	920	1999	300	200,000	600	Int. Turret
Statoil	Norne	North Sea	Norne	Own	Statoil	720	1997	380	220,000	250	Int. Turret
Suncor Energy	Terra Nova	Canada	Terra Nova	Own	Suncor Energy	960	2001	90	150,000	150	Int. Disc. Turret
Teekay	Piranema	Brazil	SSP Piranema	Lease	Petrobras Centrica Energy	250	2007	1000	30,000	125	Spread
Teekay	Chestnut	North Sea	Hummingbird	Lease		270	2008	120	30,000		Spread
Teekay	Foinaven	North Sea	Petrojarl Foinaven	Lease	BP	280	1997	520	140,000	100	Int. Turret
Teekay	Banff	North Sea	Petrojarl Banff	Lease	CNR	120	1999	100	95,000	83	Int. Turret
Teekay	Aruana	Brazil	C. Rio das Ostras	Lease	Petrobras	2,000	2011	980	15,000		Spread
Teekay	Glitne	North Sea	Petrojarl 1	Lease	Statoil	180	2001	110	46,000	20	Int. Turret
Teekay	Varg	North Sea	Petrojarl Varg	Lease	Talisman	420	1999	85	57,000	53	Int. Turret
TMM	Campeche	Mexico	ECO III	Lease	Pemex	55	2010	<300	15,000	32	DP2
Total	Pazflor	Angola	Pazflor	Own	Total	1,900	2011	1200	220,000	150	
Total	Akpo	Nigeria	Akpo	Own	Total	2,000	2008	1325	185,000	530	Spread
Total	Dalla	Angola	Dalla	Own	Total	2,000	2006	1360	240,000	282	Spread
Total	Girassol	Angola	Girassol	Own	Total	2,000	2001	1400	200,000	105	Spread
Total	Al Jurf	Libya	Farwah	Own	Total	900	2003	90	35,000		Ext. Turret
TPOI	Maari	N Zealand	Rarua	Lease	OMV	550	2008	104	40,000		Sub. Turret
Unknown	TBD	Australia	Challis Venture	Own	TBD	880	TBD	TBD	55,000	14	SALM
Vietsovetro	Dragon	Vietnam	BA VI	Own	Vietsovetro	1,000	1994	50	60,000		CALM Soft Yoke
Vietsovetro	White Tiger	Vietnam	Chi Linh	Own	Vietsovetro	975	1984	50	70,000		CALM Soft Yoke
Woodside	Cossack	Australia	Okha	Own	Woodside	1,000	2011	80	60,000		Disc. Turret
Woodside	Laminaria	Australia	Northern Endeavor	Own	Woodside	1,400	1999	385	170,000	80	Int. Turret
Woodside	Enfield	Australia	Nganhurra	Own	Woodside	900	2006	500	100,000	80	Ext. Turret

Source: IMA

## FPSO のオーナー

FPSO の主要オーナーは BW Offshore、ペトロブラス（ブラジル石油公社）、CNOOC（中国海洋石油）、SBM、Modec（三井海洋開発）、ExxonMobile、Teekay、Bluewater、Total である。これらの 9 社はそれぞれ 5 基以上の FPSO を保有しており、うち 5 社は油ガス田オペレーターに FPSO をリースする FPSO 供給サービス事業者であり、4 社は自社ユニットを保有する油ガス田オペレーターである。

その他の主要オーナーとしては BP、Chevron、Maersk FPSOs、Shell、Bumi Armada、Woodside が挙げられる。これらの 6 社はそれぞれ 3～4 基の FPSO を保有している。

図表 2.8 に FPSO オーナーのリストを示す。

図表 2.8 FPSO の所有形態 (2011 年 11 月現在)

<u>Company Name</u>	<u>Type Company</u>	<u>No. of FPSOs</u>	<u>Company Name</u>	<u>Type Company</u>	<u>No. of FPSOs</u>
<b><i>Top 15 FPSO Owners</i></b>			<b><i>Owners with 1 FPSO</i></b>		
BW Offshore	LC	13	Aker FP	LC	1
CNOOC	FO	13	Berlian Laju	LC	1
Petrobras	FO	13	BHP	FO	1
SBM	LC	11	Bourbon	LC	1
Modec	LC	9	CACT	FO	1
ExxonMobil	FO	7	CMS	FO	1
Teekay	LC	7	Cuu Long JOC	FO	1
Bluewater	LC	6	ENI	FO	1
Total	FO	5	Gemsa	FO	1
BP	FO	4	Husky	FO	1
Chevron	FO	4	Lundin	FO	1
Maersk FPSOs	LC	4	M3Energy	LC	1
Shell	FO	4	Marathon	FO	1
Bumi Armada	LC	3	MISC/FPSO Vent.	LC	1
Woodside	FO	3	Noble	LC	1
			OSX/OGX	FO	1
			Petroserve	LC	1
			PetroVietnam	FO	1
			PK Marsym	LC	1
			Premier	FO	1
			Premuda	LC	1
			PTSC/MISC	FO	1
			Sea Lion	LC	1
			Shebah	FO	1
			Star Energy	FO	1
			Suncor	FO	1
			TMM	LC	1
			TPOT	LC	1
			Blue Sky/Langsa	FO	1
			Unknown	LC	1
<b><i>Other FPSO Owners With More than 1 Unit</i></b>					
ConocoPhillips	FO	2			
Ezra	LC	2			
Fred Olsen	LC	2			
Hess	FO	2			
Maersk O&G	FO	2			
Petrofac	LC	2			
PTTEP	FO	2			
Rubicon	LC	2			
Saipem	LC	2			
Sea Production	LC	2			
Statoil	FO	2			
Vietsovetro	FO	2			

**Legend:** LC=Leasing Contractor, FO=Field Operator

**Source:** IMA

**Note:** Some units are jointly owned with other companies

## 受注残

2011年11月現在、40基のFPSOが発注済みであり、今後数年にわたって引渡しが予定されている。うち16基のFPSOは船体を新造するものであり、24基は中古タンカーの船体をFPSO用に改造するものであった。

プロジェクト数はシンガポールの造船所が最も多く、40基のFPSOのうち11基—Keppel（7基）、Jurong（3基）、Sembawang（1基）—を受注している。これらのFPSOはすべて既存タンカーの船体をFPSOへ改造するプロジェクトである。ブラジルの造船所は10基のFPSOを受注しており、その内訳は、Rio Grande Sul（8基分の船体の連続建造）、Açu造船所（親会社のOSX向けに2基の改造）となっている。韓国の造船所は5基の大型新造FPSOを受注しており、内訳は現代（3基）、大宇（1基）、サムスン（1基）である。中国造船所は5基のFPSO改造工事を受注しており、内訳はCOSCO（3基）、CSSC（1基）、Qingdao Wuchuan（青島武晶）（1基）である。加えて、新造シリンダー式FPSO 2基がHantong造船所で建造されていたが、未完成のままCOSCO南通造船所に移されている。また、Dubai Drydocksは4基の改造契約を受注している。ノルウェーのNymo造船所ではFPSO 1基が改造されている。アフリカ向けの2基のFPSO改造プロジェクトの建造造船所は、まだ決定していない。

図表 2.9 に発注済みのFPSOの詳細を示す。リストは建造者別に構成されており、新造/改造、オーナー、設置予定の油ガス田、ユニット名、リース/自社所有、設置予定年、最大稼働水深、生産能力を示している。

図表 2.9 発注済みの FPSO

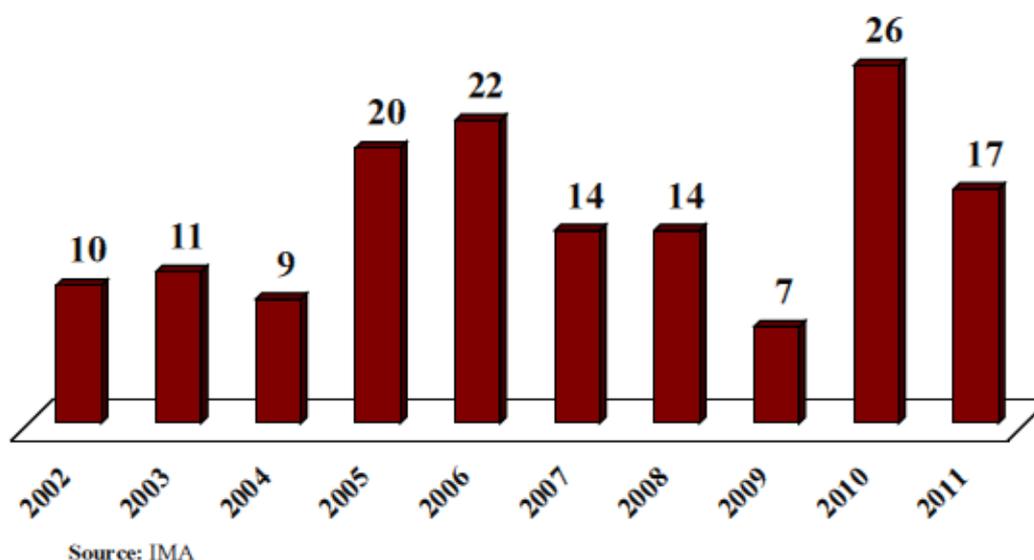
Shipyard	New Hull/ Conversion	Floater Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Field Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)
Acu	Conv	OSX	Campos Basin	Brazil	OSX 5	Own	OGX	1,300	2015	TBD	100,000	
Acu	Conv	OSX	Campos Basin	Brazil	OSX 4	Own	OGX	1,300	2014	TBD	100,000	
COSCO	Conv	Modec	Cernambi	Brazil	C. de Mangaratiba	Lease	Petrobras	1,600	2014	2300	150,000	280
COSCO	Conv	Petrobras	Papa Terra	Brazil	P 63	Own	Petrobras	2,200	2013	1200	130,000	35
COSCO	Conv	Modec	Guara Pilot	Brazil	C. de Sao Paulo	Lease	Petrobras	1,600	2013	2140	120,000	180
CSSC	Conv	SBM	Guara-Norte	Brazil	C. de Ilha Bela	Lease	Petrobras	TBD	2013	2300	150,000	280
Daewoo	New	Total	CLOV	Angola	CLOV FPSO	Own	Total	1,780	2014	1290	160,000	230
Dubai DD	Conv	BW Offshore	Athena	U.K.	BW Athena	Lease	Ithaca	50	2011	130	28,000	50
Dubai DD	New/Mod	MWCC	Spill Capture	GOM	Eagle Texas	Own	MWCC	700	2012	TBD	100,000	200
Dubai DD	Conv	Ramunia	TBD	TBD	FPSO DP1	Lease	TBD	320	TBD	TBD	40,000	
Dubai DD	Conv	Saipem	Aquila	Italy	Firenze	Lease	ENI	750	2011	815	12,000	
Hantong	New	Sevan	TBD	TBD	Sevan #4	Lease	TBD	270	2013+	TBD	30,000	
Hantong	New	Sevan	TBD	TBD	Sevan #5	Lease	TBD	270	2013+	TBD	30,000	
Hyundai	New	BP	Schiehallion	North Sea	Quad 204	Own	BP	1,080	2016	424	130,000	125
Hyundai	New	ENI	Gollat	Norway	Gollat FPSO	Own	ENI	1,000	2013	340	110,000	135
Hyundai	New	Total	Usan	Nigeria	Usan	Own	Total	2,000	2011	750	160,000	175
Jurong	Conv	OSX	Waikiki	Brazil	OSX 3	Own	OGX	1,300	2013	110	100,000	
Jurong	Conv	Petrobras	Roncador	Brazil	P 62	Own	Petrobras	1,800	2013	1600	180,000	210
Jurong	Conv	Teekay	Sidon/Tiro	Brazil	Sidon FPSO	Lease	Petrobras	650	2012	277	80,000	70
Keppel	Conv	Bumi Armada	Baluaves	Australia	Armada Prima	Lease	Apache	800	2014	150	80,000	
Keppel	Conv	Bumi Armada	D1	India	D1 FPSO	Lease	ONGC	700	2012	85	~50,000	
Keppel	Conv	OSX	Waimea 2	Brazil	OSX 2	Own	OGX	1,300	2013	130	100,000	
Keppel	Conv	Petrobras	Par. das Baleias	Brazil	P 58	Own	Petrobras	1,800	2013	1400	180,000	210
Keppel	Conv	Petrofac	Berantai	Malaysia	FPSO Berantai	Lease	Petronas	360	2012	75	30,000	10
Keppel	Conv	SBM	Lula Nordeste	Brazil	C. de Paraty	Lease	Petrobras	1,600	2013	2100	150,000	175
Keppel	Conv	SBM	Baleia Azul	Brazil	C. de Anchieta	Lease	Petrobras	1,900	2012	1200	100,000	87
Nymo	Conv	Teekay	Huntington	U.K.	Voyageur	Lease	E.ON Ruhrgas Nexus Energy	270	2012	120	30,000	
Qingdao W.	Conv	Nexus Energy	Crux Liquids	Australia		Own			2013	170		1100
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #8	Own	Petrobras	1,600	2017	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #5	Own	Petrobras	1,600	2016	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #6	Own	Petrobras	1,600	2016	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #7	Own	Petrobras	1,600	2016	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #2	Own	Petrobras	1,600	2015	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #3	Own	Petrobras	1,600	2015	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #4	Own	Petrobras	1,600	2015	1500	150,000	200
Rio Grande S	New	Petrobras	Pre-salt	Brazil	Serial FPSO #1	Own	Petrobras	1,600	2014	1500	150,000	200
Samsung	New	Teekay	Knarr	North Sea	Knarr FPSO	Lease	BG	828	2014	410	63,000	
Sembawang	Conv	BW Offshore	TSB	Indonesia	BW Joko Tole	Lease	Kangean	200	2012	100	7,000	340
TBD	Conv	BP	PAJ BLK 31	Angola	PAJ FPSO	Own	BP	2,000	2014	1800	160,000	175
TBD	Conv	SBM	Ngoma	Angola	Xikomba	Lease	ENI	1,700	2013	1421	90,000	95

Source: IMA

## 発注のトレンド

図表 2.10 に過去 10 年間の FPSO 発注トレンドを示す。発注のペースは年間平均 20 基である。しかし、過去 10 年間の年間発注数は最低 7 隻、最高 26 隻と大きな幅がある。発注数が最も少なかったのは 2009 年であるが、これは 2008 年～2009 年の世界金融危機により、すべての種類の浮体式生産設備の発注にブレーキがかかったことによるものである。

図表 2.10 過去 10 年間の FPSO 年間発注数



## 主要な機器サプライヤー

FPSO の基幹構成物はトップサイド（FPSO 上に搭載される石油・ガスの生産設備）、船体、係留システムである。

トップサイドのサプライヤーとしては Dyna-Mac（シンガポール）、Lamprell（アラブ首長国連邦）、UTC（ブラジル）等が挙げられる。これらの企業は処理設備コンポーネントや発電機セット等をパッケージ化し、FPSO の船体上に搭載するためのモジュールを構築する。トップサイド・インテグレーターとしては Technip（仏）、KBR（米）、Queiroz Galvão（ブラジル）が挙げられる。トップサイド・インテグレーターは生産設備モジュールの据付け・統合（インテグレーション）を行い、運転可能なトップサイド設備として完成させる作業を行う。大型 FPSO に搭載されるトップサイドのコストは 5 億ドルを超えることもある。

FPSO 船体コンポーネントのサプライヤーとしては FRAMO（サブマージドポンプ）、Macgregor（巻上げウィンチ）、NOV/AmClyde（デッキクレーン）等が挙げられる。FPSO に使用

される船体コンポーネント及び舶用機器はアフラマックス型新造タンカーに使用されるものときほど変わりはないが、FPSOは推進装置を必要としない。大型FPSO契約の船体部分のコストは、船体の規模と機器により1億5,000万ドルから2億5,000万ドルとなると考えられる。

係留装置サプライヤーとしてはSBM（オランダ）、SOFEC（米国）、Bluewater（オランダ）、NOV/APL（米国）が挙げられる。これらの企業はFPSOを係留するためのタレット/スウィベル装置を設計、製造している。SOFECはMODECの子会社である。NOVは最近APLを買収した。APLはBW Offshoreが経営権を握っていたノルウェー企業であり、独自のサブマージド・タレット設計を保有している。タレット係留装置のコストは、設置水深、ライザーの本数、スウィベルの複雑さにより5,000万ドルから1億ドルとなる。

図表2.11はFPSO改造プロジェクトの作業内訳を例示したものである。改造用タンカーの装置と機器をアップグレードし、FPSOとして使用するための追加の設備・機器を調達し、トップサイドのモジュールを製作/据付するため、多岐にわたる工事が行われる。

**図表 2.11 FPSO 改造プロジェクトの作業内訳の例**

<u>Life extension (repair works)</u>	<u>FPSO Conversion (new equipment)</u>
Docking/undocking/general service	Helideck
Hull work	Metering skid
Deck piping work	Crane
Tank work (piping/valves)	New accommodations
Deck machinery repair/overhaul	Loading system
Heating coil repair	Offloading system
Hydraulic system - pressure test & repair	Laboratory
Pump room work [machinery/piping]	Flare tower
Engine room work [machinery/piping]	Mooring system (turret or spread)
Accommodation upgrade	
Electrical work	<u>Topside process modules</u>
IG system test/repair	Gas compression
Fire & foam fighting system test/repair	Water injection
Lifesaving appliances test/repair	Separation
Navigation & communication test/repair	Chemical injection
Tank cleaning	Power generation

**延命工事（修繕）**

入出渠/一般サービス

船体工事

甲板配管工事

タンク工事（配管/バルブ）

甲板機械の修理/総点検

加熱コイル修理

油圧システム（圧力試験と修理）

ポンプ室工事（機械/配管）

機関室工事（機械/配管）

宿泊設備のアップグレード

電気工事

IG システムの試験/修理

防火、泡消火設備の試験/修理

救命器具の試験/修理

タンククリーニング

### **FPSO 改造工事（増設）**

ヘリデッキ

計量スキッド

クレーン

居住区の新設

ローディングシステム

アンローディングシステム

実験施設

フレアタワー

係留装置（タレット又はスプレッド方式）

### **トップサイド処理モジュール**

ガス加圧装置

水圧入装置

分離装置

ケミカル圧入装置

発電装置

FPSO 改造及び建造契約は、一般に小数の指名業者による競争入札にかけられる。油ガス田オペレーター又は FPSO 供給事業者は指名業者として 4～5 カ所の造船所を選び、入札資格を得た造船所が建造又は改造契約の入札に招かれ、最低船価を提示した造船所と契約確定に向けての交渉が行われる。特にペトロブラスは、契約価格を引き下げさせるためにこの交渉プロセスを利用している。しかし、一般的に船主は品質の劣るシステムや機器を受け入れないため、入札業者は高品質のシステムや機器のコストを反映した船価を提示する。

FPSO 部門では船主と造船所の間につながりができている。FPSO 改造契約では SBM が Keppel と比較的強力な関係を築いており、MODEC は Jurong と比較的強力な関係を持っている。しかし、最近このような船主と受注造船所との関係が弱まる傾向も見られる。

最近、FPSO の建造・改造を設置国で行うことを義務づける傾向が高まっている。特にブラジルは、FPSO を始めとするオフショア設備の工事をブラジルの造船所で行うことを義務づける国策を取っている。ブラジル以外でも現地調達政策が広がることが予測される。

## **規則及び指針**

多くの船級協会が FPSO 設計及び建造規則及びガイドラインを作成している。例えば、米国船級協会 (ABS) は「オフショア設置施設の建造及び船級検査ガイド」(*Guide for Building and Classing Facilities on Offshore Installations*) (2009 年)、「浮体式生産設備の建造及び船級検査規則」(*Rules for Building and Classing Floating Production Installations*) (2009 年)、「FPSO 設備向け動的ローディングアプローチの指針」(*Guide for Dynamic Loading Approach for FPSO Installations*) (2010 年)、「FPSO 施設向け光学的疲労分析」(*Guide for Spectral-Based Fatigue Analysis for FPSO Installations*) (2010 年) といった指針及び規則を作成している。DNV は「DNV-OSS-102 浮体式生産貯蔵積出設備船級規則」(*DNV-OSS-102 Rules for Classification of Floating Production Storage and Loading Units*) (2010 年)を作成している。

FPSO 設計及び構造要件に関する業界指針も存在する。例えば、英国オフショアオペレーター協会は「英国大陸棚サービス向け FPSO 設計ガイダンスノート」(*Design Guidance Notes for FPSOs for UKCS Service*)を作成している。

### FPSO 需要予測

FPSO は今後 5～10 年間に年間平均 20～28 基、最も可能性が高いのは年間 24 基発注されると予想される。この予測は、International Maritime Associates (IMA)が 2011 年 3 月に行った将来の浮体式生産設備市場の分析に基づいたものである。

発注数予測は以下の 3 つのシナリオに基づくものである。

- 基本シナリオ—短中期的原油価格が 1 バレル 90～110 ドルで推移する。これは基本的に原油先物取引価格の水準である。
- 下方シナリオ—短中期的原油価格が 70～90 ドルで推移する。これは石油会社が投資決定に使用する控えめな原油価格予測を反映したものである。
- 上方シナリオ—短中期的原油価格が 110～150 ドルで推移する。これは中東及び北アフリカの政情不安と原油供給の乱れが長期的にわたる可能性を反映したものである。

基本シナリオでは、今後 10 年間の FPSO の年間平均発注数は過去 10 年間の年間平均発注数 15 基の 60%増となる。上方シナリオでは過去 10 年間の 87%増となり、下方シナリオでは過去 10 年間 33%増となる。

### FPSO 技術開発の動向

設置海域の大水深化が進むにつれて、浮体式生産設備の係留装置の重要性が高まっている。FPSO 業界は、超大水深用係留索として新世代の高剛性ロープの開発に取り組んでいる。ペトロブラスは他社に先駆けて合成繊維係留索を採用し、同分野の研究開発をリードしている。

現在のところ、FPSO は専ら特定の油ガス田の要件にあわせて設計・建造されている。別の油ガス田に移動して再利用することも可能であるが、トップサイド設備やその他のシステムを新たな設置先となる油ガス田の特性に合わせて改造するためには巨額の投資が必要となる。最初に設置された油ガス田における生産作業が終了した後、比較的容易に別の油ガス田に移動することが可能な汎用 FPSO の設計には大きな関心が持たれているが、実際のところ、エクソンモービル向けリース用に建造された最初の汎用 FPSO である Falcon FPSO は、アフリカ沖の油ガス田で短期間使用された後に係船されたままとなっている。しかし、

業界は汎用 FPSO に依然として関心を持っており、市場性のある汎用 FPSO 設計開発への取り組みは今後も継続すると見込まれる。

また、早期生産設備への自動船位保持システム（DP）の搭載に業界の関心が高まっている。ペトロブラスは現在 DP 搭載 FPSO 1 基を運転しており、近い将来さらに 1 基の DP 搭載 FPSO を調達することを検討している。ブラジル以外の海域でも、原油の早期生産開始に向けて初期生産システムとして DP 搭載 FPSO が調達されることが考えられる。特に、原油価格が 1 バレルあたり 120～150 ドルに上昇した場合はその可能性が高い。

新しい設計の FPSO を開発する取り組みも続いている。SSP Offshore は、底部に重心を置いて復原性を保つカップ状の船体（SSP）を使用した円形 FPSO の開発を進めている。同社は、日量 8 万バレルの処理能力を有するプラント搭載能力と 200 万バレルの原油貯蔵能力を有する SSP ユニットの設計を開発した。同設計は造船所以外の環境でも浮体部分の建造が可能であることを売り物としている。

FPSO 分野において新型設計に顧客の支持を得るのは難しい。新型設計の導入に失敗した例として、MPF 社が開発した生産/掘削ハイブリッド設計の FPSO が挙げられる。MPF-01 の建造コストは 10 億ドルに達し、開発会社は倒産した。最近ではノルウェー企業である Sevan Marine の事例がある。世界初のシリンダー型 FPSO を導入した Sevan Marine は、別会社との合併によりかろうじて倒産を免れた。このように、新型設計の FPSO 導入は不首尾に終わっていることから、業界は消極的である。

### 日本の造船所及び船用機器サプライヤーにとっての参入機会

推進装置を除き、FPSO 市場にはタンカー市場と共通の船用機器を供給する機会がある。FPSO はデッキ上に原油処理プラントを搭載したタンカーと言える。FPSO にはポンプ、発電機、ウィンチ等日本企業が供給能力を有する船用機器が必要とされる。

日本の造船所が将来の FPSO 建造プロジェクトに入札することは可能であるが、FPSO 建造契約の厳しい競争環境が新規参入の障壁となっている。韓国造船所は高性能 FPSO 建造分野で、中国は小型～中型の FPSO 船体の建造分野で、シンガポール造船所は FPSO 改造分野で確固たる地位を築いている。設置先国で FPSO の建造・改造を義務づける現地調達要件が拡大していることが日本の造船所の同市場への参入にとってさらに大きな障壁となっている。

## 2.3 セミサブ型生産設備

セミサブ型生産設備は規模と複雑さの点で多様であり、インド沖に設置されている日量2万バレルの生産能力を有する Tahara のような比較的シンプルなユニットから、メキシコ湾に設置されている石油生産能力日量25万バレル、天然ガス生産能力日量2億立方フィートの Thunder Hawk に至るまで幅広い。セミサブ型生産設備は、主にブラジル、北海、メキシコ湾のオフショアに設置されている。

### セミサブ型生産設備の特性

セミサブ型生産設備はデッキ面積が比較的広く、デッキ上に搭載される処理設備の配置の点で柔軟性がある。また、セミサブ型生産設備は多数のライザーを受け入れることが可能であり、喫水が深いため比較的海面の挙動の影響を受けにくい。このため、特に広範囲の海底に多数の坑井が設置されている複雑な大水深油ガス田における利用に適している。稼働水深には比較的制限がなく、現在1基（Independence Hub）が水深2,440メートルの海域に設置されおり、水深3,600メートルを超える海域に設置可能な設計も存在する。セミサブ型生産設備を最初の設置場所から別の油ガス田に移動して再利用することは可能であるが、再配備された事例は比較的少ない。

セミサブ型生産設備の短所としては、貯蔵機能を持たないことがあげられる。生産された石油はパイプラインで輸送するか、FPSO（浮体式貯蔵積出設備）を併用して貯蔵/積出しを行う必要がある。また、大水深における係留荷重により、セミサブ式生産施設の搭載可能重量は限られたものとなる。さらに、ドライツリー（海上坑口装置）用の設計も開発されているが、これまでのところセミサブ型生産設備を利用したプロジェクトではウェットツリー（海底坑口装置）しか採用されていない。

### 稼働中のセミサブ型生産設備

2011年11月現在、稼働中のセミサブ型生産設備は43基である。10年前の稼働ユニット36基に比べ19%増加している。過去10年間のセミサブ型生産設備数には、FPSOほどの成長は見られなかった。セミサブ型生産設備数の増加の大部分は1980年代から1990年代初期に見られるが、これは、この時期に多くの余剰掘削リグが発生し、生産プラットフォームに改造されたことによるものである。なお、過去10年間にセミサブ型生産設備1基が事故で沈没している。

図表 2.12 に稼働しているセミサブ型生産設備数の推移を示す。

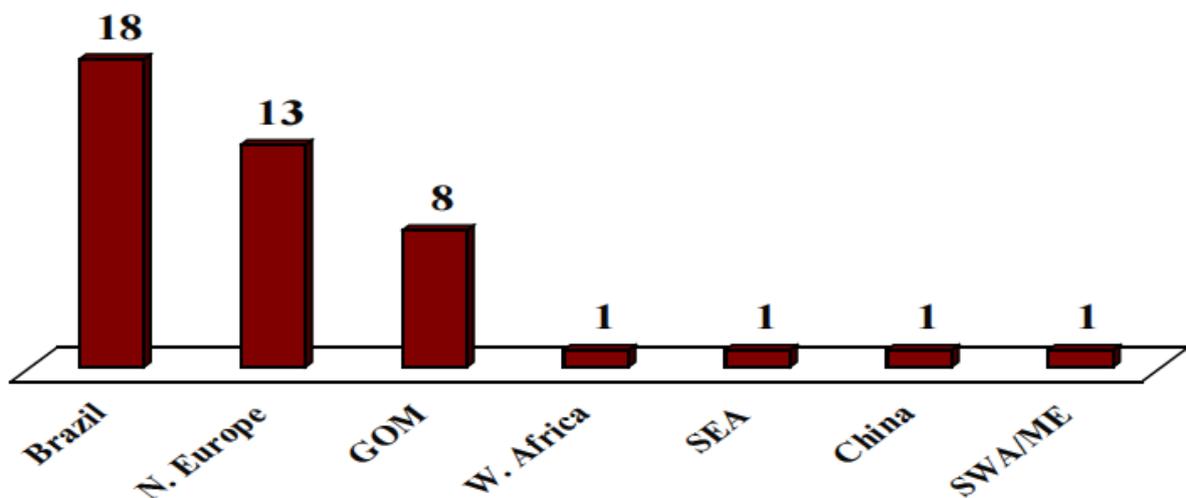
図表 2.12 稼働セミサブ型生産設備数の推移

<u>As of November</u>	<u>Number of Prod Semis Available</u>	<u>Growth Index</u> <i>(2001 = 100)</i>
2001	36	100
2002	37	103
2003	38	106
2004	38	106
2005	37	103
2006	39	108
2007	40	111
2008	42	117
2009	43	119
2010	42	117
2011	43	119

Source: IMA

現在稼働しているセミサブ型生産設備の多くがブラジル沖に設置されている。ブラジル沖では現在 18 基のセミサブ型生産設備が稼働している。2 位は北欧で、現在 13 基が北海で稼働している。3 位はメキシコ湾で、8 基が稼働している。図表 2.13 にセミサブ型生産設備が設置されている海域を示す。

図表 2.13 稼働中のセミサブ型生産設備の設置海域



Source: IMA

現在稼働中または再配備可能なセミサブ型生産設備について、それぞれのオーナー、油ガス田オペレーター、セミサブ設置場所、設置年、生産能力、最大稼働水深、所有形態（リース又は自社所有）を図表 2.14 に示す。

図表 2.14 稼働中のセミサブ型生産設備

Semi Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Field Operator	Storage (000s BBL)	Instal Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Aban	PY-3	India	Tahara	Lease	Hardy	None	1997	200	20,000	12	Spread
Anadarko	Liuhua	China	Nan Hai Tiao Zhan	Own	Anadarko	None	1995	300	65,000	1	Spread
ATP	Gomez	MC 711/755	Innovator	Own	ATP	None	2006	905	20,000	100	Spread
BP	Thunder Horse	MC 778	Thunder Horse	Own	BP	None	2006	1830	250,000	200	Spread
BP	Atlantis	GC 743	Atlantis	Own	BP	None	2007	2145	200,000	180	Spread
Chevron	Blind Faith	MC 696	Froya	Own	Chevron	None	2008	2130	45,000	45	Spread
EPP/Helix	Independence	MC 920	Independence	Lease	AVP	None	2007	2440		850	Spread
GDF/Statoll	Gjoa	Norway	Gjoa	Own	GDF Suez	None	2010	380	50,000	350	Spread
LLOG	Who Dat	MC 547/503	Opti-Ex	Own	LLOG	None	2011	900	60,000	150	Spread
Maersk O&G	Janice	U.K.	Janice A	Own	Maersk O&G	None	1999	80	55,000	100	Spread
Petrobras	Linguado	Brazil	P 12	Own	Petrobras	None	1984	100	35,000	32	Spread
Petrobras	Norte	Brazil	PCH 1	Own	Petrobras	None	2001	117	44,000	71	Spread
Petrobras	Moreia	Brazil	PNA 1	Own	Petrobras	None	1986	145	40,000	106	Spreas
Petrobras	Bicudo	Brazil	P 7	Own	Petrobras	None	1988	207	56,000	32	Spread
Petrobras	Corvina	Brazil	P 9	Own	Petrobras	None	1983	220	38,000	19	Spread
Petrobras	Pirauna/Marimba	Brazil	P 15	Own	Petrobras	None	1983	243	37,000	37	Spread
Petrobras	Marimba	Brazil	P 8	Own	Petrobras	None	1993	423	60,000	56	Spread
Petrobras	Voador	Brazil	P 27	Own	Petrobras	None	1998	523	50,000	64	Spread
Petrobras	Albacora	Brazil	P 25	Own	Petrobras	None	1996	575	100,000	106	Spread
Petrobras	Marlim Pilot	Brazil	P 20	Own	Petrobras	None	1992	620	60,000	35	Spread
Petrobras	Marlim	Brazil	P 19	Own	Petrobras	None	1998	770	100,000	99	Spread
Petrobras	Marlim	Brazil	P 18	Own	Petrobras	None	1994	910	100,000	69	Spread
Petrobras	Marlim	Brazil	P 26	Own	Petrobras	None	1997	990	100,000	99	Spread
Petrobras	Marlim Sul	Brazil	P 40	Own	Petrobras	None	2001	1080	150,000	85	Anchor
Petrobras	Marlim Sul	Brazil	P 51	Own	Petrobras	None	2008	1250	180,000	210	Spread
Petrobras	Marlim Sul 3	Brazil	P 56	Own	Petrobras	None	2011	1670	100,000	210	Spread

Semi Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Field Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Petrobras	Roncador	Brazil	P 52	Own	Petrobras	None	2007	1850	180,000	330	Spread
Petrofac	West Don	U.K.	Northern Producer	Own	Petrofac	None	2009	150	25,000		Spread
PetroSA	Oribi	So Africa	Orca	Own	PetroSA	None	1997	275	25,000	15	Spread
Petroserve	Sidon	Brazil	Atlantic Zephyr	Lease	Petrobras	None	2010	152	20,000		Spread
PetroVietnam	Dai Hung	Vietnam	Dai Hung I	Own	PetroVietnam	None	1994	300	40,000	55	Spread
Premier	Balmoral	U.K.	Balmoral	Own	Premier	None	1986	140	65,000		Spread
SBM	Thunder Hawk	MC 736	Thunder Hawk	Lease	Murphy	None	2009	2000	60,000	70	Spread
Shell	NaKika	MC 429	NaKika	Own	Shell	None	2003	1920	100,000	325	Spread
Statoil	Veslefrikk	Norway	Veslefrikk B	Own	Statoil	None	1989	185	63,000	52	Spread
Statoil	Åsgard	Norway	Åsgard B	Own	Statoil	None	2000	300		1300	Spread
Statoil	Snorre B	Norway	Snorre B	Own	Norsk Hydro	None	2001	310	115,000		Spread
Statoil	Troll West	Norway	Troll B	Own	Norsk Hydro	None	1995	320	270,000	282	Spread
Statoil	Njord	Norway	Njord A	Own	Norsk Hydro	None	1997	330	70,000	350	Spread
Statoil	Visund	Norway	Visund	Own	Statoil	None	1999	335	113,000	350	Spread
Statoil	Troll C	Norway	Troll C	Own	Norsk Hydro	None	1999	340	190,000	320	Spread
Statoil	Kristin	Norway	Kristin	Own	Statoil	None	2005	370		635	Spread
Talisman	Buchan	U.K.	Buchan A	Own	Talisman	None	1980	115	25,000		Spread

Source: IMA

### セミサブ型生産設備のオーナー

図表 2.14 に示すように、セミサブ型生産設備のオーナーは大手 2 社に集中している。ペトロbras と Statoil の 2 社が現在稼働中の 43 基のセミサブ型生産設備のうち 25 基を所有しており、残りは各 1~2 基を保有する 17 社に分散している。

### 受注残

2011 年 11 月現在、セミサブ型生産設備 4 基が発注されている。このうち 3 基は設置される油ガス田の特性に合わせて新造されるものであり、1 基は新たな油ガス田で再利用するために中古のセミサブ型生産設備を改造するものである。新造はブラジル (Atlantico

Sul/Rio Grande)、中国 (COSCO 南通造船所)、マレーシア (MMHE)で行われているが、改造工事をを行う造船所は未定である。

図表 2.15 に現在発注済みのセミサブ型生産設備を示す。

図表 2.15 発注済みのセミサブ型生産設備

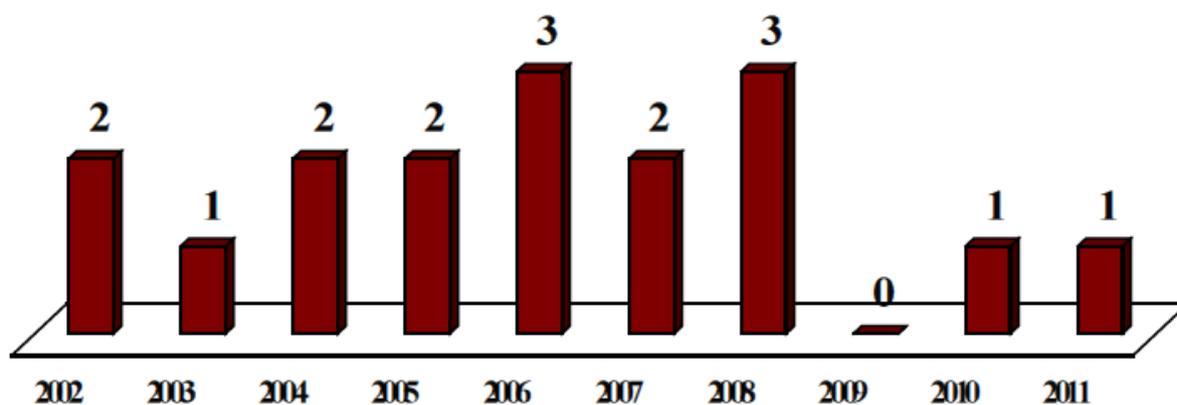
Shipyard	New Hull/ Conversion	Floater Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)
COSCO	New	ATP	Cheviot	U.K.	Cheviot Semi	Own	ATP	None	2014	167	25,000	50
Atlantico Sul	New	Petrobras	Roncador	Brazil	P 55	Own	Petrobras	None	2013	1800	180,000	210
TBD	Conv	Petrofac	Greater Stella	U.K.	FPF 1	Own	Ithaca	None	2013	85	70,000	
MMHE	New	Shell	Gumusut	Malaysia	Gumusut Semi	Own	Shell	None	2012	1200	150,000	300

Source: IMA

### 発注トレンド

図表 2.16 に過去 10 年間のセミサブ型生産設備の発注数の推移を示す。発注のペースは年間平均 1.7 基であり、年間発注数は 0～3 基である。FPSO と同様、世界金融危機の影響を受けた 2009 年はセミサブ型生産設備にとって凶年であった。

図表 2.16 過去 10 年間のセミサブ型生産設備の発注数の推移



Source: IMA

### 主要機器サプライヤー

セミサブ型生産設備の 3 つの基幹構成物はトップサイド、船体、係留装置である。

トップサイドには生産流体セパレーター、水分圧入システム、ケミカル圧入システム、ガス圧縮システム、発電モジュール等が含まれる。最近セミサブ式生産システム用トップサイドの納入実績を有する企業は Technip(仏)、Kiewit、GIF、McDermott(米国)、Aker Stord(ノルウェー)、Quip(ブラジル)である。これらの企業はトップサイド設備の供給とインテグレーションのターンキー契約(一括契約)を手がけている。大型のセミサブに搭載される生産設備のコストは6~10億ドルであり、Quipが受注したペトロブラス向けP 55セミサブ型生産設備のトップサイドの供給契約価格は8億5700万ドルとされている。

船体は船体ブロック、デッキ構造物、居住設備等で構成される。これらのコンポーネントは、建造ターンキー契約の一環として造船所が調達する。

セミサブ式生産装置の係留装置にはワイヤーロープまたはポリエステルロープ、サブシーアンカー、チェーン、ウィンチ等がある。一般的に、セミサブ式生産施設は各コーナで2本から4本の係留索を使用して海底に固定される。浅水深セミサブにはしばしば係留チェーンが使用され、チェーン長は水深のおよそ5倍である。大水深に設置されるセミサブではカテナリー式のワイヤー/チェーン係留装置が使用される。係留索の上部はワイヤーまたはポリエステルロープであり、下部にはアンカーチェーンが使用され、海底のアンカーに固定される。カテナリー係留索の長さは一般に水深の5倍から6倍である。ポリエステル係留索を使用した緊張脚(taut leg)係留方式も利用されている。緊張脚係留方式における係留索の長さは、一般に水深の1.4倍である。セミサブ型生産設備の係留索の主力サプライヤーとしては Bridon(英国)、Parker Scanrope(ノルウェー)、Lupatech CSL(ブラジル)が挙げられる。

### **購入決定要因**

セミサブ型生産設備は海洋工学技術と石油処理プラント技術を組合せた複雑な浮体式設備である。運転には危険が伴い、故障等により運転不能となった場合、収入が失われ巨額の損失が出ることから、一般にセミサブ型生産設備のオーナーは割高でも品質と信頼性の高い製品を求める。

図表 2.14 に示したセミサブ型生産設備のオーナーは、造船所と主要設備のサプライヤーにとって受注の鍵を握る重要な顧客である。セミサブ型生産設備を設置する特定の油ガス田の特性に基づいて、オーナーが生産プラントに必要とされる主要システムを特定する。

特に、稼働中及び計画中のセミサブ型生産設備の数が群を抜くペトロブラスの影響力は大きい。

セミサブ型生産設備の改造及び建造は、一般に少数の指名造船所による競争入札にかけられる。油ガス田オペレーターは、まず3～5カ所の造船所を入札の資格を持つ事業者として指名し、これら造船所が建造又は改造契約の入札に招かれ、一般に最低入札価格を提示した造船所と確定契約に向けての交渉が行われる。特に、ペトロブラスはこの過程を契約価格の引き下げ交渉に利用しているが、顧客は一般に品質の劣るシステムや機器を受け入れず、入札者はシステムや機器のコストを反映した価格を提示する。

ペトロブラスは Keppel FELS と比較的強力な顧客/サプライヤー関係を持っていたが、ブラジル国内に複雑な浮体式生産設備を建造する能力が成長しつつあることから、風向きが変わっている。

ブラジルでは、セミサブ型生産設備の国内完全建造に向けて現地調達要件が強化されつつある。最近までは、現地で実施することを義務づけられているのは主としてトップサイドモジュールの建造と統合工事に限られていた。現在では、トップサイドの建造・統合だけでなく、船体もブラジルで建造することが義務付けられている。

## **規則及び指針**

セミサブ型生産設備の設計及び建造の規則及び指針を様々な船級協会が作成している。例えば、ABS は「オフショア設置施設の建造及び船級検査ガイド」(2009年)及び「浮体式生産設備の建造及び船級検査規則」(2009年)でセミサブ型生産設備向けの指針及び規則を規定している。ロイズ船級協会は「定位置に設置された浮体式洋上設備の船級規則及び規定」(*Rules and Regulations for the Classification of a Floating Offshore Installation at a Fixed Location*) (2008年)でセミサブ式生産施設をカバーしている。

## **セミサブ型生産設備の需要予測**

前述の IMA が行った分析によれば、セミサブ型生産設備は、今後5～10年間に年間平均1.8～2.6基、最も可能性が高いところで年間2.2基が発注されると予想される。

セミサブ型生産設備の年間発注数は過去10年間の年間平均発注数よりも約30%増となる公算が最も高い。これは、浮体的生産部門が全般的に成長していることと、生産ユニットの発注が今後も加速するとの期待を反映したものである。

## 将来の技術トレンド

セミサブ型生産設備の大水深化が進み、係留索長が大きくなるにしたがって、剛性の高い係留索が要求されると考えられる。Kevlar のような引張り強度の高い繊維等、先進繊維技術を使った係留索の開発に相当な努力が払われている。Lupatech CSL は大水深プロジェクト向けの剛性の高い係留索の製造で業界をリードしている。

## 日本の造船所及び船用機器サプライヤーにとっての参入機会

前述したように、超大水深用の高剛性繊維係留索の開発に相当な関心が持たれており、東洋紡が開発した Zylon 技術など、先進的な係留索の設計と供給は日本企業にとって興味深いビジネス機会となる可能性がある。

## 2.4 スパー型生産設備

最初のスパー型生産設備の設計は全長 200 メートルを超えるシリンダー構造を基にしており、これを起立させてトップサイドを支えるものであった。1990 年代の後半にフルシリンダー構造スパー3 基が建造され、4 基目からはトラス構造のスパーが取って代わった。トラススパーは、上部の浮体構造体 (hard tank) と下部のトラス構造体で構成されている。小規模油ガス田向けのバリエーションとして、セルスパーや、3 本のシリンダーを用いたセミサブとスパーのハイブリッド式である MinDoc 設計が開発されている。

### スパー型生産設備の特性

スパーにはドライツリー (海上坑口装置) の設置が可能である。坑井保守が特に重要な課題となるメキシコ湾のオペレーターはドライツリーを好む。ドライツリーの採用により、海底での保守作業が軽減される。スパー型生産設備はテンションレグプラットフォーム (TLP) よりも水深の制限が少なく、Perdido Host スパーは水深 2,440 メートルの海域に設置されている。スパーは貯蔵設備としても利用できるが、これまで貯蔵設備として使用された前例はない。スパーには掘削機能を搭載することも可能である。

スパー型生産設備の難点は、設置サイトまで浮体を水平状態で曳航し、ヘビーリフトやフロートオーバーを使用して洋上で浮体部分とトップサイドを接合する必要がある点で、この作業には非常にコストがかかる可能性がある。また、搭載重量が大きいスパーは、係留システムに障害が発生した場合に不安定となることが考えられる。理論的にはスパーを別の油ガス田に移動して再利用することは可能であるが、これまで再配備されたスパーは存在しない。再配備する場合は洋上で改造し、新たな設置場所まで起立状態で曳航する必要がある。

### 稼働中のスパー型生産設備

2011 年 11 月現在、18 基のスパー型生産設備が稼働している。この数字は 10 年前に稼働していたスパー型生産設備の 6 倍である。図表 2.17 は過去 10 年間の稼働スパー型生産設備数の推移を示したものである。スパー型生産設備の需要を牽引しているのは、浮体式生産市場の一般的な成長と、産出される流体のパラフィン及びハイドレート含有率が高く、坑井保守コストを最小限に抑えるためにドライツリーを必要とするメキシコ湾の大水深油ガス田でスパーの需要が高いことである。

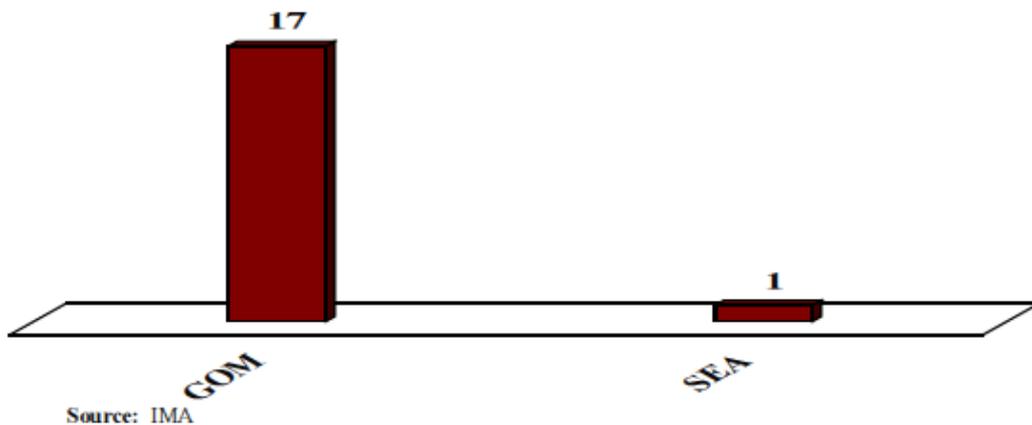
図表 2.17 稼働スパー型生産設備数の推移

<u>As of November</u>	<u>Number of Prod Spars Available</u>	<u>Growth Index</u> (2001 = 100)
2001	3	100
2002	6	200
2003	9	300
2004	12	400
2005	13	433
2006	14	467
2007	15	500
2008	16	533
2009	17	567
2010	18	600
2011	18	600

Source: IMA

これまでのスパー型生産設備はすべて設置先の油ガス田の特性に合わせて建造されたものである。図表 2.18 に示すように、稼働中のスパー型生産設備 18 基のうち 17 基がメキシコ湾に設置されている。現在マレーシア沖で稼働しているスパー型生産設備は FPSO と併用して運転されている。

図表 2.18 稼働中のスパー型生産設備の設置海域



現在稼働中または再配備可能なスパー型生産設備について、それぞれのオーナー、石油ガス田オペレーター、設置場所、設置年、生産能力、貯蔵能力、水深、係留システム、所有形態（リース又は自社所有）を図表 2.19 に示す。

図表 2.19 稼働中のスパー型生産設備

Spar Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Anadarko	Neptune	GOM	Neptune Spar	Own	Anadarko	None	1997	590	30,000	100	6 pt taut catenary
Anadarko	Constitution	GOM	Constitution	Own	Anadarko	None	2006	1515	70,000	200	Spread
Anadarko	Red Hawk	GOM	Red Hawk Spar	Own	Anadarko	None	2004	1615		120	Spread
Bank Trust	Gunnison	GOM	Gunnison Spar	Lease	Anadarko	None	2003	960	40,000	200	Spread
Bank Trust	Boomvang	GOM	Boomvang Spar	Lease	Anadarko	None	2002	1050	40,000	200	Spread
Bank Trust	Nansen	GOM	Nansen Spar	Lease	Anadarko	None	2002	1120	40,000	200	Spread
Bluewater	Telemark	GOM	ATP Titan	Own	ATP Oil	none	2010	1220	25,000	50	spread
BP	Holstein	GOM	Holstein	Own	BP	None	2004	1345	105,000	89	Spread
BP	Mad Dog	GOM	Mad Dog	Own	BP	None	2005	1370	80,000	40	Spread
BP	Horn Mountain	GOM	Horn Mt. Spar	Own	BP	None	2002	1645	65,000	68	Spread 14 pt taut catenary
Chevron	Genesis	GOM	Genesis Spar	Own	Chevron	None	1998	790	60,000	77	
Chevron	Tahiti	GOM	Tahiti Spar	Own	Chevron	None	2008	1280	125,000	70	spread
ExxonMobil	Hoover/Diana	GOM	Hoover/Diana Spar	Own	ExxonMobil Murphy/ Occochee	None	2000	1460	100,000	325	12 pt spread
Murphy	Medusa	GOM	Medusa Spar	Own	Murphy/ Occochee	None	2003	675	40,000	110	Spread
Murphy	Front Runner	GOM	Front Runner Spar	Own	Murphy	None	2004	1015	60,000	110	Spread
Murphy	Kikeh	Malaysia	Kikeh Spar	Own	Murphy	None	2007	1330	None		
Shell	Perdido Host	GOM	Perdido Spar	Own	Shell	None	2010	2440	100,000	200	Spread
Williams	Devil's Tower	GOM	Devil's Tower Spar	Lease	ENI	None	2003	1710	60,000	40	Spread

Source: IMA

### スパー型生産設備のオーナー

スパー型生産設備の主要オーナー/オペレーターは Anadarko である。同社は 3 基のスパー型生産設備を自社保有し、さらにキャピタル・リースにより 3 基のスパー型生産設備を支配している。BP と Murphy がそれぞれ 3 基でこれに続いている。残りは Chevron が 2 基、エクソンモービル、ATP/Bluewater、Shell、Williams がそれぞれ 1 基を所有している。

### 受注残

2011 年 11 月現在、発注済みのスパー型生産設備は 3 基である。3 基とも船体を新造し、特定の設置サイトに合わせて建造されているものである。2 基はフィンランドの Technip Pori ヤードで建造中であり、1 基はルイジアナ州の GIF (Gulf Island Fabrication, Inc) で建造されている。図表 2.20 に建造中の 3 基の詳細を示す。

図表 2.20 発注済みのスパー型生産設備

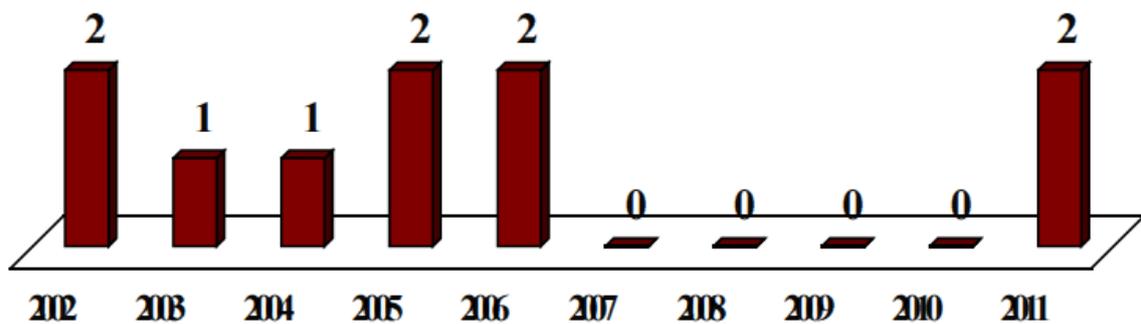
Shipyards	New Hull/ Conversion	Spar Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)
GIFI	New	Williams	Tubular Bells	GOM	Tubular Bells	Lease	Hess	None	2014	1310	TBD	
Technip Pori	New	BP	Mad Dog 2	GOM	Mad Dog 2	Own	BP	None	2014/15	1370	100,000	
Technip Pori	New	Anadarko	Lucius	GOM	kc875	Own	Anadarko	None	2014	2165	80,000	450

Source: IMA

### 発注トレンド

図表 2.21 は過去 10 年間のスパー型生産設備発注数の推移を示したものである。年間平均発注数は 1 基であり、2007～2010 年の発注数はゼロであった。

図表 2.21 過去 10 年間のスパー型生産設備発注数



Source: IMA

### 主要機器サプライヤー

スパー型生産設備のトップサイドには生産流体セパレーター、水分圧入システム、ケミカル圧入システム、発電モジュールが含まれる。最近スパー型生産設備トップサイドの納入実績を持つサプライヤーは Kiewit、GIFI、McDermott（米）である。これらの企業はトップサイド設備の供給と統合を一括して請負うターンキー契約を手がけている。スパー型生産設備に搭載されるトップサイドのコストは 2～3 億ドルとなる。

スパー船体は円筒形の浮体、トラス構造物、デッキ構造物、居住設備等で構成されている。フィンランドの Technip Pori ヤードがスパー船体の供給で最も強い存在感を示している。搭載される甲板機器は多様である。例えば、Logan Industries は Shell の Perdido スパー向けにソフトロープ・トラクションウィンチを納入している。

スパー型生産設備の係留索は没水したコラムの海面下3分の1に接続される。係留索としてはワイヤーロープ、ポリエステルロープのいずれの使用も可能であり、長さは設置場所の水深に左右される。例えば、メキシコ湾のPerdido Sparは係留システムに直径246ミリメートルのポリエステルロープ35,000メートルを使用している。スパー用の係留索の納入実績を有する企業としてBridon（英）とWhitehill（米）が挙げられる。

### **購入決定要因**

スパー建造事業者と主要システムサプライヤーの重要な顧客はBP、Anadarko、Shell等の油ガス田オペレーターである。最近これらのオペレーターは生産プラットフォームとしてスパー型設計採用に前向きであり、主要な搭載機器は設置先の油ガス田の特性に合わせてオペレーターが指定している。

スパー式生産設備の建造契約は一般に競争入札で発注されるが、競合する企業数は極めて限られており、TechnipとFloaTEC(McDermottとKeppel FELSの合弁事業)が主力2社である。FPSO等と同様、顧客は一般に品質の劣るシステムや機器を受け入れず、入札者はシステムや機器のコストを反映した価格を提示する。

### **規則及び指針**

スパー型生産設備の設計及び建造の規則及び指針を様々な船級協会が作成している。例えば、ABSの「オフショア設置施設の建造及び船級検査ガイド」(2009年)、「浮体式生産設備の建造及び船級検査規則」(2009年)、ロイズ船級協会の「定位置に設置された浮体式洋上設備の船級規則及び規定」(2008年)でスパー型生産設備をカバーしているほか、DNVは「大喫水浮体式生産設備/スパーの構造設計」(*DNV-OS-C106 Structural Design of Deep Draft Floating Production Units/Spars*) (2009年)でスパーを扱っている。

### **スパー型生産設備の需要予測**

前述のIMAの分析に基づくと、スパー型生産設備は今後5～10年間に年間2～4基の需要が発生すると考えられ、最も可能性が高いのは年間平均3基である。

### **スパー技術開発の動向**

船体建造に要する鋼材量を削減し、船体を大型化することなく可変搭載可能重量を増やすことを目標として、設計の改良により船体の浮力を増す研究が行われている。

### **日本の造船所及び船用機器サプライヤーにとっての参入機会**

日本の造船所の経験を利用して経済性の高いスパー船体を開発する可能性はあるが、スパー型生産設備市場は極めて小規模な成熟市場であり、新規参入するだけの価値があるかどうか疑問である。

## 2.5 テンションレグプラットフォーム (TLP)

現在稼働している TLP には、生産設備を搭載したプロダクション TLP と、坑口装置を海上に設置するためのプラットフォームとして使用されるウェルヘッド TLP の 2 種類がある。プロダクション TLP は原油処理・積出機能を備えた独立型ユニットであり、Shenzi TLP がその一例である。ウェルヘッド TLP は生産機能を持たないため、生産機能を持つ設備と併用される。Kizomba A 及び Kizomba B がウェルヘッド TLP の例として挙げられる。

### TLP 生産設備の特徴

TLP はテンドンと呼ばれる係留用鋼管の張力により、波浪中の動揺が極めて少なく、海上坑口装置（ドライツリー）を搭載するための安定したプラットフォームとなる。生産流体のハイドレド/ワックス含有率が高い油田では坑井保全コストを抑えることが大きな課題であり、海上仕上げを可能にする TLP には大きな利点がある。ドライツリーの採用により、海底保守作業に関連するコストの大部分を回避することができる。また、TLP には掘削機能を搭載することも可能である。さらに、TLP の係留に要する海底面積は小さい。

しかし、設置水深が大きくなるとテンドンの重量が飛躍的に大きくなるため、超大水深油ガス田ではデッキ搭載荷重が制限される。コンセプトとしては最大水深 2,700 メートルで運転可能な軽量デッキロード TLP の設計が存在するが、実際に発注された実績はない。現在、TLP の最大運転水深は Magnolia TLP の 1,430 メートルである。加えて、TLP には本質的に不安定なものもあり、テンドンに障害が発生した場合は転倒する危険性がある。Typhoon TLP はハリケーンにより係留装置にダメージを受けて転倒した。

### 稼働中の TLP

2011 年 11 月現在、世界で 22 基の TLP が稼働している。これは 10 年前の稼働数の 57%増である。図表 2.22 に過去 10 年間に稼働していた TLP 数を示す。

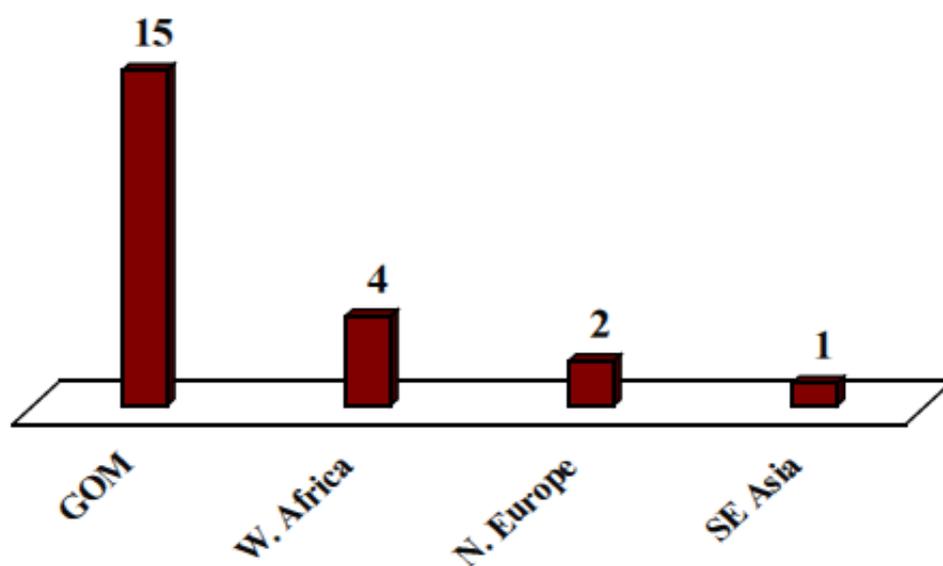
図表 2.22 稼働 TLP 数の推移

<u>As of November</u>	<u>Number of TLPs Available</u>	<u>Growth Index</u> (2001 = 100)
2001	14	100
2002	14	100
2003	15	107
2004	18	129
2005	19	136
2006	20	143
2007	20	143
2008	22	157
2009	22	157
2010	22	157
2011	22	157

Source: IMA

現在稼働中の TLP のうち 15 基がメキシコ湾に設置されている。TLP はドライツリーの搭載が可能であることから、メキシコ湾における生産システムとして好まれてきた。さらに西アフリカで 4 基、北欧で 2 基の TLP が稼働中である。東南アジアで稼働している TLP は 1 基である。西アフリカで稼働中の 4 基の TLP のうち 2 基と東南アジアで稼働している 1 基はウェルヘッド TLP であり浮体式生産システムと併用されている。

図表 2.23 稼働中の TLP の設置海域



Source: IMA

現在稼働中または再配備可能な TLP を図表 2.24 に挙げる。前述したように、TLP はすべて特定の油ガス田の特性に合わせて新造されたものであり、1 基を除いて全ての TLP を油ガス田のオペレーターが所有しており、いずれの TLP にも貯油機能はない。

図表 2.24 稼働中の TLP

TLP Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Agip	Morpeth	GOM	Morpeth	Own	Agip	None	1998	520	45,000	45	6 tendons
Agip	Allegheny	GOM	Allegheny	Own	Agip	None	1999	990	35,000	195	6 tendons
BHP	Neptune	GOM	Neptune	Own	BHP	None	2008	1300	50,000	50	6 Tendons
BHP	Shenzi	GOM	Shenzi	Own	BHP	None	2008	1335	100,000	100	8 tendons
BP	Marlin	GOM	Marlin	Own	BP	None	1999	990	40,000	350	12 tendons
Chevron	West Seno	Indonesia	Wellhead	Own	Chevron	None	2003	1020	n.a.	n.a.	8 tendons
ConocoPhillips	Joliet	GOM	Joliet	Own	ConocoPhillips	None	1989	540	35,000	50	12 tendons
ConocoPhillips	Magnolia	GOM	Magnolia	Own	ConocoPhillips	None	2004	1430	50,000	150	8 tendons
ExxonMobil	Kizomba A	Angola	Wellhead	Own	ExxonMobil	None	2004	1175	n.a.	n.a.	8Tendons
ExxonMobil	Kizomba B	Angola	Wellhead	Own	ExxonMobil	None	2005	1250	n.a.	n.a.	8Tendons
Helix/EPP	Marco Polo	GOM	Marco Polo	Lease	Anadarko	None	2004	1310	120,000	300	8 tendons
Hess	Oveng	Eq. Guinea	Oveng	Own	Hess	None	2006	280	25,000	30	8 Tendons
Hess	Okume/Ebano	Eq. Guinea	Okume	Own	Hess	None	2006	500	25,000	30	8 Tendons
Palm Energy	Prince	GOM	Prince	Own	Palm Energy	None	2001	440	50,000	80	8 tendons
Shell	Auger	GOM	Auger	Own	Shell	None	1994	870	105,000	420	12 tendons
Shell	Mars	GOM	Mars	Own	Shell	None	1996	890	200,000	185	12 tendons
Shell	Brutus	GOM	Brutus	Own	Shell	None	2001	910	130,000	150	12 tendons
Shell	Ram Powell	GOM	Ram Powell	Own	Shell	None	1997	990	160,000	200	12 tendons
Shell	Ursa	GOM	Ursa	Own	Shell	None	1999	1160	150,000	400	16 tendons
Statoil	Snorre	Norway	Snorre	Own	Norsk Hydro	None	1992	310	360,000		16 tendons
Statoil	Heidrun	Norway	Heidrun	Own	Statoil	None	1995	350	250,000		16 tendons
Total	Matterhorn	GOM	Matterhorn	Own	Total	None	2003	850	33,000	55	6 tendons

Source: IMA

## TLP のオーナーシップ

Shell はメキシコ湾で 5 基の TLP を運転しており、Statoil、Hess、ExxonMobile、ConocoPhillips、BHP、Agip がそれぞれ 2 基、Chevron、BP、Total、Helix (Anadarko にリース)、Palm Energy がそれぞれ 1 基を保有している。

## 受注残

2011 年 11 月現在、3 基の TLP が発注されており、全て設置油ガス田の特性に合わせた新造 TLP である。2 基は韓国において建造中で、サムスンが Shell 向けに、大宇が Chevron 向けに TLP 船体を建造している。これらはいずれもプロダクション TLP である。残り 1 基はブラジルの Brasfels で建造されている。この TLP はウェルヘッド TLP として FPSO と併用してブラジル沖に設置される。図表 2.25 に現在建造中の 3 基の詳細を示す。

図表 2.25 発注済みの TLP

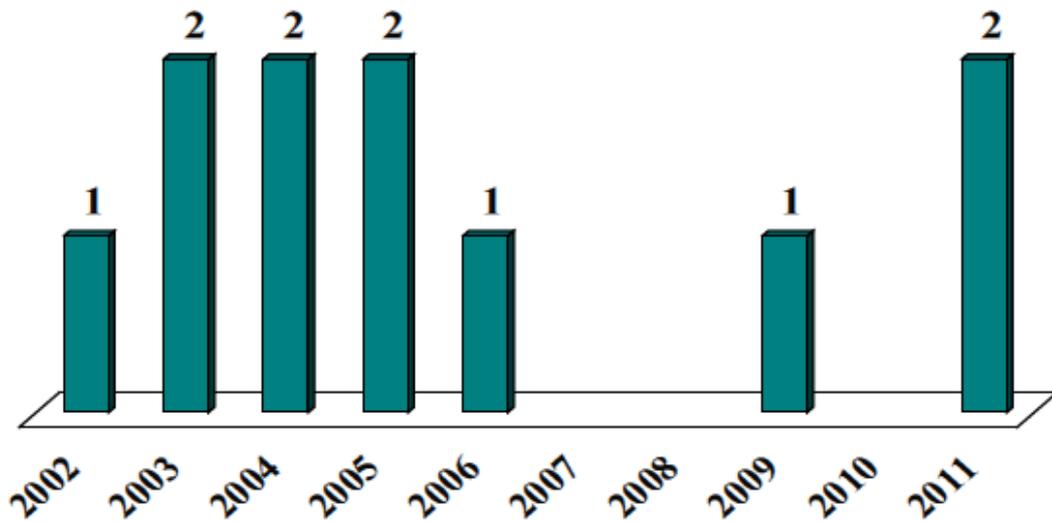
Shipyard	New Hull/ Conversion	Floater Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)
Brasfels	New	Petrobras	Papa Terra	Brazil	P 61	Own	Petrobras	None	2013	1200	100,000	35
Daewoo	New	Chevron	Big Foot	GOM	Big Foot	Own	Chevron	None	2014	1585	75,000	25
Samsung	New	Shell	Olympus	GOM	Olympus	Own	Shell	None	2015	900	100,000	100

Source: IMA

## 発注のトレンド

図表 2.26 に過去 10 年間の年間 TLP 発注数を示す。平均発注数は年間 1 基強であり、10 年間で合計 11 基が発注されたが、その大部分は最初の 5 年に発注されている。

図表 2.26 過去 10 年間の TLP 発注数



Source: IMA

### 主要機器サプライヤー

TLP の 3 つの基幹構成物はトップサイド、船体、テンドン係留装置である。

トップサイド設備には生産流体セパレーター、水分圧入システム、ケミカル圧入システム、ガス圧縮装置、発電モジュールが含まれる。最近 TLP のトップサイドの納入実績を持つサプライヤーは Kiewit、GIFI、McDermott（以上、米）、Brasfels（ブラジル）である。これらの企業はトップサイド設備の供給と統合を一括して請負うターンキー契約を手がけている。

Modec、SBM、FloaTEC（McDermott と Keppel FELS の合弁事業）が TLP 船体の標準設計を提供している。油ガス田オペレーターの中には、独自の TLP 設計を保有するものもある。例えば、Shell は Olympus プロジェクト向けに独自の TLP 設計を開発した。船体部分は船体ブロック、デッキ構造物、居住設備等で構成されている。これらの構造物はターンキー契約の一環として造船所が調達する。TLP 船体建造造船所としてはサムスンと大宇が主力である。TLP に搭載される甲板機械は多様であり、例えば Hochang は、Kizomba B TLP のペDESTAL クレーンの納入実績を持つ。

McDermott は、現在ペトロブラスがブラジル沖設置に向けて建造中の TLP にテンドンを供給している。同プロジェクトのテンドン係留装置は Oil States が供給する。

## 購入決定要因

Chevron、Petrobras、Shell のような油ガス田オペレーターが TLP 建造契約と主要機器サプライヤー決定の鍵を握っている。最近これらのオペレーターは生産プラットフォームとして TLP 設計採用に前向きであり、主要な搭載機器は設置先の油ガス田の特性に合わせてオペレーターが指定している。

厳しい運転環境と故障等により運転が停止した場合の損失を考慮して、一般に顧客は品質の低いシステムや機器を受け入れないため、入札に際して事業者は高品質のシステムや機器のコストを反映した入札価格を提示する。

## 規則及び指針

TLP の設計及び建造の規則及び指針を様々な船級協会が作成している。例えば、ABS の「オフショア設置施設の建造及び船級検査ガイド」(2009 年)や「浮体式生産設備の建造及び船級検査規則」(2009 年)、ロイズ船級協会の「定位置に設置された浮体式洋上設備の船級規則及び規定」(2008 年)で TLP をカバーしている。DNV は「TLP の構造設計」(*DNV-OS-C105 Structural Design of TLPs*) (2009 年)で TLP 建造の標準を規定している。

## TLP の需要予測

IMA の分析によれば、今後 5～10 年間の TLP 発注数は過去 10 年の平均発注数と同じ年間 1 基程度と考えられる。今後もオフショア油ガス田開発がさらに大水深化することを前提とすると、大水深生産設備のプラットフォームとして TLP が好まれないことから、TLP 発注数は横ばいとなると予測される。

## TLP 技術開発の動向

最近の技術開発では、TLP の採用限界水深を大きくすることに焦点が当てられている。前述したように、TLP の現在の最大設置水深は 1,430 メートルである。標準的な TLP サプライヤーである MODEC、SBM、FloaTEC の 3 社は既存システムに代わるテンドンシステムの可能性を評価している。水深が増加するとテンドンの重量は飛躍的に大きくなり、可変搭載可能重量が減るため、TLP の使用が適さなくなる。TLP が大水深に対応するためには、軽量のテンドンを使用した緊張係留システムを開発する必要がある。従来 TLP 設計は、現在開発段階を目前に控えている超大水深油ガス田における使用に適さないため、テンドンの軽量化が TLP の市場拡大の鍵を握っている。

### 日本の造船所及び舶用機器サプライヤーにとっての参入機会

日本の造船所のエンジニアリング経験を利用して TLP 向けに軽量化したテンドンを開発する可能性はあるが、TLP は極めて小規模な成熟市場であり、新規参入するだけの価値があるかどうか疑問である。

## 2.6 バージ型生産設備

バージ型生産設備はFPSOと似ているが貯蔵機能を持たない。生産された油・ガスは海底パイプラインにより、または近隣の油ガス田のパイプラインインフラを経由して陸上に送られる。バージ型生産設備は、インドネシア沖に設置されたSea Good 101のような小規模なものから、Totalがコンゴ沖で運転するN' Kossa FPUまで様々である。水深10メートル未満の浅水域で使用されているものもあれば、水深1,050メートルで運転されているものもある。

### 稼働中のバージ型生産設備

2011年11月現在、稼働中のバージ型生産設備は8基である。これは10年前の稼働数(2基)の4倍にあたる。図表2.27は過去10年間のバージ型生産設備数の推移を示したものである。

図表 2.27 稼働中バージ型生産設備数の推移

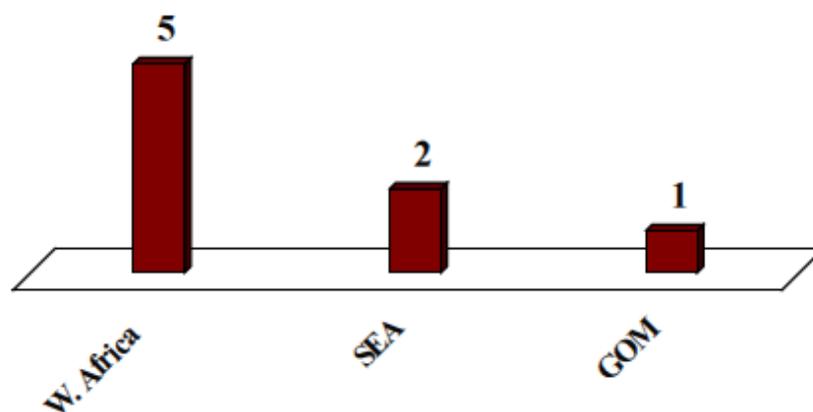
<u>As of November</u>	<u>Number of Prod Barges Available</u>	<u>Growth Index (2001 = 100)</u>
2001	2	100
2002	2	100
2003	3	150
2004	3	150
2005	3	150
2006	4	200
2007	5	250
2008	6	300
2009	6	300
2010	8	400
2011	8	400

Source: IMA

現在、バージ型生産設備は主として西アフリカで操業している。図表2.28に示すように5基が西アフリカ沖で操業しており、うち3基がナイジェリア沖、2基がコンゴ沖である。そのほか2基がインドネシア沖、1基がメキシコ湾で操業している。メキシコ湾で操業しているバージ型生産設備はハリケーンにより沈没したTyphoon TLPの代替設備として建造さ

れたものである。当該バージ型生産設備は、TLP が使用していた海底パイプラインインフラに接続されている。

図表 2.28 稼働中のバージ型生産設備の設置海域



Source: IMA

図表 2.29 は現在稼働しているバージ型生産設備のリストであり、生産設備のオーナー別にまとめられている。

図表 2.29 稼働中のバージ型生産設備

Barge Owner	Field	Location	Unit Name	Lease/ Own	Operator	Storage (000s BBL)	Install Date	Water Depth (meters)	Oil Process (B/D)	Gas Handling (MMCF/D)	Mooring
Apexindo	Oyong	Indonesia	Sea Good 101	Lease	Santos	40	2007	45	10,000	60	Spread
Brittania-U	Ajapa	Nigeria	Ajapa	Own	Panoro Energy	None	2010	9	12,000		Spread
Chevron	West Seno	Indonesia	West Seno	Own	Chevron	None	2003	1050	60,000	150	Spread
Exprotech	Abana	Nigeria	Agbani	Lease	Moni Pulo	None	1999	6	50,000	30	Spread
Exprotech	Dibi	Nigeria	Dibi EPS	Lease	Chevron	None	2006	20	50,000	55	Spread
Helix	Phoenix	GOM	Helix Prod I	Own	Helix	None	2010	640	30,000	70	Turret + DP
Total	Moho/Blondo	Congo	Allma	Own	Total	None	2008	600	90,000	60	Spread
Total	N'Kossa	Congo	N'Kossa	Own	Total	None	1996	170	120,000		Spread

Source: IMA

### バージ型生産設備のオーナーシップ

Total はコンゴ沖で日量 9 万～12 万バレルの原油処理能力を有する大型バージ型生産設備 2 基を保有、運転している。Exprotech は 2 基の小型ユニットを保有しており、これらはナイジェリア沖の油ガス田オペレーターにリースされている。Chevron はバージ型生産設備

1基を保有しており、同設備はインドネシア沖ガス田で複数のTLPと併用して運転されている。

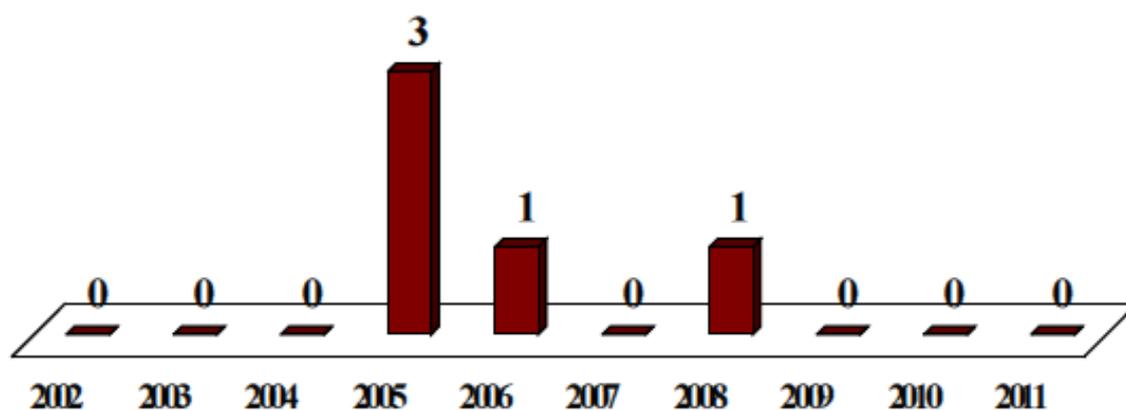
### バージ型生産設備の受注残

2011年11月現在、建造中のバージ型生産設備は存在しない。

### 発注のトレンド

過去10年間に発注されたバージ型生産設備は5基であった。これにはナイジェリア沖向け2基、インドネシア沖バージ1基、メキシコ湾向けバージ1基が含まれる。図表2.30に発注トレンドを示す。

図表 2.30 過去10年間のバージ型生産設備発注数



Source: IMA

### 主要機器サプライヤー

バージ型生産設備の3つの基幹構成物はトップサイド設備、船体、係留システムである。

トップサイドモジュールのサプライヤーは処理設備のコンポーネントや発電セット等をモジュール化し、バージ型生産設備の船体上に搭載する。大型のプロジェクトではTechnipのようなトップサイド・インテグレーターが関与することも考えられる。

船体コンポーネントはFPSOと同様であり、デッキクレーン、居住設備、HVAC（暖房、換気、及び空調）システム等が必要となるが、貯蔵機能を持たないためタンクポンプは必要とされない。基本的にバージ型生産設備の船体コンポーネントと船用機器は、推進装置を除いて、同様のサイズの新造タンカーに必要とされるものと変わらない。タンカー向けの船用機器サプライヤーの多くがバージ型生産設備でも船用機器の納入契約受注を競っている。

る。例えば、AC Marine は現代重工建造の Moho Bilondo バージの居住区の HVAC システムを納入した。

他の浮体式生産設備と比べて、バージ型生産設備の係留装置は比較的単純である。現在稼働中のユニットでタレット係留されているものはない。DP 搭載バージ 1 基を除き、全て比較的単純なワイヤーロープまたはチェーンを使った多点係留方式を採用している。

### **購入決定要因**

バージ型生産設備は海洋工学技術と石油処理プラント技術を組合せた複雑な浮体式設備である。バージ型生産設備の運転には潜在的な危険性が伴い、故障等により運転が停止した場合に経済的なロスが大きいことから、バージ型生産設備のオーナーは一般に高品質で信頼性の高い機器にプレミアムを支払うことを厭わない。

Chevron や Total などの油ガス田オペレーターがバージ型生産設備の購入の意思決定を行う。最近調達されたバージ型生産設備では、オペレーターが設置場所の油ガス田の特性に合わせて主要システムを指定した。

また、バージ型生産設備の改造・新造契約は、一般に少数の指名業者の競争入札にかけられる。

### **規則及び指針**

バージ型生産設備の設計及び建造の規則及び指針を様々な船級協会が作成している。例えば、ABS は「オフショア設置施設の建造及び船級検査ガイド」（2009 年）及び「浮体式生産設備の建造及び船級検査規則」（2009 年）でバージ型生産設備の規則・指針を規定している。

### **バージ型生産設備の需要予測**

今後 10 年間のバージ型生産設備の発注ペースは、過去 10 年間と同水準と予測される。小規模なバージ型生産設備を使用しうる浅水深プロジェクト、West Seno のように TLP と併用してバージ型生産設備を使用しうる大水深プロジェクトが時折発生すると考えられ、全体的に発注ペースは隔年に 1 基程度と予測される。

### **技術開発の動向**

Helix Producer は係留システムとして DP を用いた初めてのバージ型生産設備であった。タンカーを使った積出の代わりに、原油の送人にはパイプラインが使用されている。ただ

し、Helix Producer は異例であり、転覆した TLP の代替設備として既に敷設されていたパイプラインインフラに接続されたものである。業界では、DP 搭載バージ型生産設備と DP FSO (DP 搭載浮体式貯蔵積出設備) を併用して石油を積み出すコンセプト、または隣接する油ガス田へパイプラインで送出するコンセプトへの関心が見られる。

#### **日本の造船所と船用機器サプライヤーにとっての参入機会**

バージ型生産設備市場は極めて小規模である。しかし、今後のバージ式生産設備に搭載されるワイヤー係留索、チェーン、その他の様々な甲板機械は、日本の船用機器サプライヤーにとって潜在的な市場となる可能性がある。

## 2.7 FLNG(浮体式天然ガス液化設備)

FLNG は LNG サプライチェーンの最上流で使用されることを意図したもので、大規模な海底ガス田上またはその近傍に設置された浮かぶ天然ガス液化プラントと言える。

### FLNG の特性

FLNG には、年間 100 万トン～500 万トンの生産能力を有する混合冷媒方式または窒素エキスパンダー方式の液化設備が使用される。LNG 貯蔵タンク内蔵した大型の新造船体上にプラントが搭載される。海底坑井からのガスはパイプラインにより FLNG に移送され、液化される。液化された天然ガス (LNG) は FLNG 船上の極低温タンクに貯蔵され、LNG 船に積み出され、LNG 受入ターミナルへ輸送される。

FLNG にはいくつかの利点がある。まず、FLNG は離岸距離の大きいガス田から陸上まで産出ガスを輸送するためのパイプラインインフラを必要としない。また、造船所で連続建造することができる。さらに、海上に設置することから、LNG 生産プラントに対する「うちの裏庭にはお断り (NIMBY)」式的环境上の反対を避けることができる。FLNG はガス田が枯渇した後、移動して再利用することも可能であるが、新しい設置先のガス特性に合わせるために、搭載されている天然ガス前処理設備を大幅に変更する必要があると考えられる。

短所は、FLNG トップサイドプラントの重量と規模に関する技術的な問題が完全に解決されていない点である。また、LNG 生産における分離プロセスは船舶の動揺に敏感であり、外海環境での利用が制限される。FLNG の安全性及び保険付保が可能かどうかは、現時点では不明である。Shell が開発している FLNG のような大型の FLNG 船体を建造することのできる施設は極めて限られている。引渡し時の最終的な建造コストも未知数であり、実証が待たれる。

### 稼働中の FLNG

現在稼働中の FLNG は存在しない。

### 受注残

2011 年 5 月、Shell はオーストラリア沖の Prelude ガス田開発プロジェクトにおける FLNG の最終投資決定を行い、世界初の FLNG 建造に取り組むことを発表した。同 FLNG は離岸距離 200 キロメートル、水深 250 メートルの地点に設置され、世界最大の浮体式洋上設備となる。全長 488 メートル、鋼材重量 26 万トンで、年間 360 万トンの LNG、130 万トン

のコンデンセート、40万トンのLPGの生産能力を有する。設計仕様によれば、同FLNGは25年間恒久的に係留できるとされている。

Technip/サムスンがShell向けに複数のFLNGを設計・建造する長期契約の下でPrelude FLNGの建造契約を受注しており、建造契約額は3.275兆ウォン、建造契約期間は2011年6月～2016年9月である。



### 主要機器サプライヤー

FLNGの3つの基幹構成物はトップサイドプラント、船体、係留システムである。

FLNGのトップサイドプラントは極めて複雑で高価な設備である。不活性ガス生産、圧縮ガス前処理、LPG回収、液化、LNG/LPG積出しのための様々なコンポーネントとシステムを完備した、ガス処理/液化プラントが搭載される。Preludeのトップサイドについては、Air ProductsがLNG熱交換器を、GEがスチームタービン・コンプレッサを、FMC Technologiesが海底生産システム及び関連トップサイド機器を供給することになっている。

FLNGの船体はLNG船と似ているが、デッキは大重量のトップサイドプラントを支持できるように設計される。タレット係留装置が使用され、洋上でLNGを積み出すための様々なシステムが搭載される。LNG船向けのマリンシステムや機器を扱うメーカーはFLNGでも同様の製品を供給する機会がある。これらには格納システム、極低温サブマージドポンプ、極低温トランスファーシステム等が含まれる。