

メキシコ湾原油流出事故の影響

計量分析ユニット

森田裕二

要旨

米国南部ルイジアナ州沖で 4 月 20 日に発生した原油流出事故による被害は 5 月 31 日現在も拡大を続けており、流出量は 1989 年にアラスカ沖でタンカーが座礁し流出した量を上回ることが確実となった。掘削作業を行っていた BP はさまざまな方法で原油の流出を止めることを試みているが、完全に流出を止めるためには 5 月 2 日から開始されたリリーフ井（救助井）の掘削完了を待たねばならず、これには 3 ヶ月を要すると見られている。

オバマ政権は本年 4 月 1 日、環境への影響を懸念する民主党内の反対を押し切って米国沖合における石油・天然ガスの探鉱開発を促進する施策を打ち出したばかりであったが、5 月 27 日にはこの政策の修正を余儀なくされた。国産原油の生産拡大によるエネルギー自給率の向上を狙ったオバマ政権は、今後は石油代替エネルギーの更なる導入拡大に向けて大きく方針転換を図るものと見られる。

一方、BP も今後の賠償負担額次第では上流部門拡大戦略の見直しが必須であり、沖合油田の開発作業に伴う安全策が強化された場合、他の石油会社にも影響が及ぶことは避けられない。同じく沖合油田の開発に力を入れていたカナダ、ブラジルなどの各国にも波紋が広がっており、事故の原因を早期に解明することが求められている。

1. 事故の経緯

米国ルイジアナ州 Venice の南東 80km の海上 Mississippi Canyon Block 252 で、BP がオペレーターとなって掘削作業中の Transocean 社が保有する半潜水型掘削リグ（semisubmersible drilling rig）“Deepwater Horizon” は、2010 年 4 月 20 日午後 10 時に火災が発生、作業員 126 名のうち 11 名が行方不明となった。翌日の 4 月 22 日午前 10 時半、Deepwater Horizon は水深 4,992 フィート¹（約 1,500m）、坑井から約 1,300 フィート離れた海底に沈んだ。

Deepwater Horizon は、2010 年 2 月 3 日に同鉱区の Macondo 構造の試掘を開始、計画の掘削深度 20,000 フィートに対し 18,000 フィート（垂直深度 11,500 フィート）まで掘削を行なった。BP は 4 月 16 日、この井戸を一時的に放棄する旨の許可を内務省傘下の鉱物資源管理局（Minerals Management Service、MMS）に届け出していた。油井はすでに生産に向けた仕上げが行なわれており、BP は掘削の結果を検討するのに要する時間を考慮して、Deepwater Horizon を他の鉱区の掘削に使おうとしたものと見られる²。

Macondo 構造は、2009 年 10 月 21 日に BP がチャーターした “Transocean Marianas” により掘削作業が開始されたが、同年 11 月 28 日にリグがハリケーン Ida により損傷したことから作業を中断していた。

事故は海底の油井上端部に設置されている BOP (blowout preventer、暴噴防止装置) と、

¹ 1 フィート=30.48cm

² BP は週内にも Macondo の商業的発見（埋蔵量 5 千~1 億バレル）を発表する予定であった。同鉱区は BP 65%（オペレーター）、Anadarko 25%、MOEX Offshore 2007 LLC（三井石油開発の 100% 子会社である MOEX USA Corporation の 100% 子会社）10% の権益比率により探鉱が進められており、数千万バレルの埋蔵量が見込まれると期待されていた。

掘削リグから BOP に至るライザーを坑井から切り離すべく、ライザーパイプ内の比重の重い泥水（マッド）を海水に入れ替えた後に起きた。事故の 20 時間前には契約会社の Halliburton 社が坑底のケーシングにセメントを注入し、井戸の仕上げを行っていた。その後、坑口を封止するために閉鎖していた BOP を開けたところ、下部から大量のガスが石油とともに噴出した³。ガスはライザーパイプを経由して掘削船に達し船上で引火、爆発した。爆発後に掘削リグは停電し、緊急時の切り離しシステムが作動したものの BOP は何らかの原因により作動せず、ライザーパイプ下部の装置部分は BOP から切り離せなかった⁴。

Deepwater Horizon は韓国・現代重工の建造によるもので、建造費は約 365 百万ドル、2001 年竣工、水深 10,000 フィート（約 3,000m）、掘削深度 30,000 フィート（約 9,000m）の掘削能力を有し、2013 年 9 月まで、502 千ドル/日の契約で BP がチャーターしていた⁵。

2. 事故への対応

BP はこの海域で Transocean 社の GSF Development Driller III と Discoverer Enterprise の 2 基の掘削リグを長期契約し掘削作業を行っていたことから、これらを救助井（リリーフ井、relief well）の掘削と流出箇所の修復作業に転用した。5 月 3 日には 3 基目の掘削リグ GSF Development Driller II を投入した。

GSF Development Driller III は 5 月 2 日にリリーフ井の掘削を開始しており、18,000 フィート（水深の部分 4,933 フィートを含む総掘削深度）まで掘削、Deepwater Horizon が掘削した油井に接続してセメント等を注入し油の流出を防ぐ計画である⁶。GSF Development Driller II は 5 月 17 日に掘削作業を開始した。掘削に要する期間は 3 ヶ月、費用はそれぞれ 1.5 億ドルが見込まれている⁷。

BP は国防総省（Department of Defense）に対し、より高性能の ROV（remotely operated vehicles、遠隔操作の水中作業船）の貸与を要請、水中における画像の取得技術についても支援を求めた。Chevron、Exxon Mobil、Royal Dutch Shell などが専門家の派遣や技術的支援を表明しており、Exxon Mobil は自社の掘削リグや中和剤の提供も申し出ている。

5 月 3 日の時点における油の漏洩は、ライザーパイプの端、ライザーパイプから突き出たドリルパイプの先端部分、BOP の損傷部分の 3 ヶ所であった。このうちドリルパイプについては端部を切ってバルブを取り付ける作業が 5 月 5 日に完了し、流出箇所は 2 ヶ所となった。

³ 比重の軽い海水ではマッドに比較して坑井にかかる圧力が 38%程度低下し、ガスの噴出圧力を抑え切れなかったものと考えられている。

⁴ BOP の作動確認は Mineral Management Service によって義務付けられており、掘削作業中にトラブルが発生した場合には直ちに作業を中止、坑井を閉鎖後に BOP を海底から回収し修理することが定められている。BOP は通常掘削リグの建造中に購入されることから、メーカーの保証期限は過ぎていたが Transocean により定期的に点検が行なわれており 4 月 10 日に作動が確認されていた。ガスの爆発により BOP が損傷を受け、作動しなかった可能性も指摘されている。事故当時、BOP を手で操作できる持場にいた作業員は爆発により死亡したものと見られている。

⁵ Deepwater Horizon は BP が 2009 年にメキシコ湾の水深 4,132 フィート（1,259m）、掘削深度 35,055 フィート（10,685m）で発見した巨大油田 Tiber の掘削にも使用された。2010 年 3 月末現在、Transocean 社は 140 基の掘削リグを所有、うち 46 基が大水深用で更に 3 基を建造中である。同社の掘削リグのうち 14 基はメキシコ湾で活動しており、売上の 25%はメキシコ湾での活動によるもの。

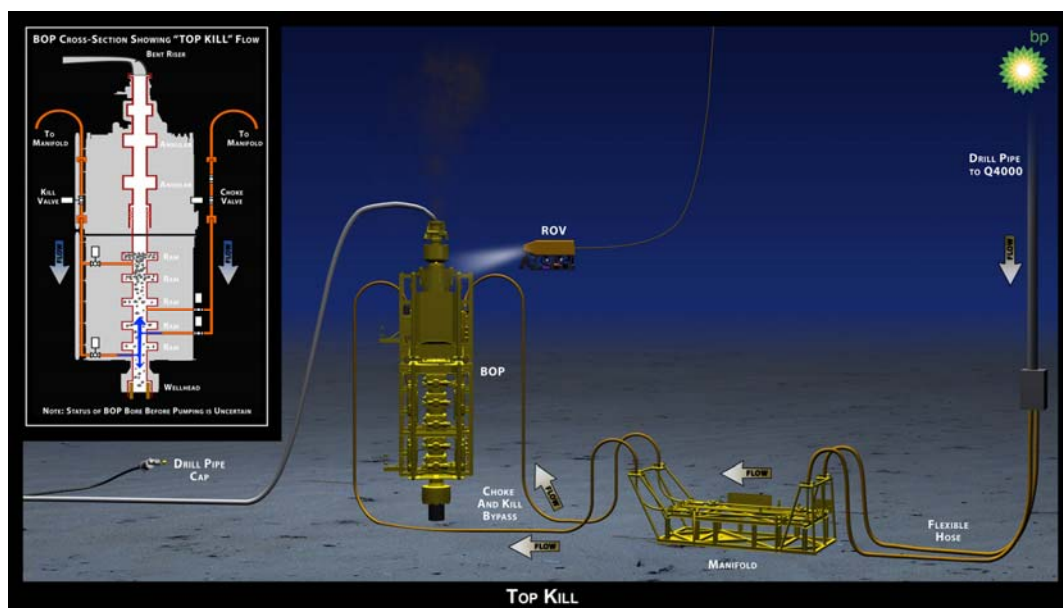
⁶ BP は当初、救助井を 1 本だけ掘削する予定であったが、政府の強い要請により 2 本掘削することを決定したとされる。

⁷ 5 月 29 日現在、Transocean's Development Driller III の掘削深度は目標の 18,000 フィートに対し 12,090 フィートに達している。GSF Development Driller II は、BOP の top kill 作業中は掘削作業を中断し退避していたが早期に復帰する見通しであり、掘削深度はこれまでに 8,576 フィートに達している。

当初、油の流出量は1,000B/D程度と推定されたことから、BPはROVを操作してBOPの作動を回復させることを試みたが失敗に終わった。次に、油が漏洩しているライザーパイプの端部に屋根状のキャップを被せ、油を収集する方法が試されたが、これも上手く機能しなかった⁸。

最終的にBPは、損傷して21インチ径(当初19½インチ)程度に拡大したライザーパイプの端部から4インチの小径のパイプを中に5フィートほど差し込み、油を吸い上げる方式(riser insertion tube tool、RITT)を実施した⁹。作業は5月13日に開始され、5月17日には1,000B/Dの油が回収された。回収量は18日に2,000B/D、20日には3,000B/Dに増加した¹⁰。

図-1 top kill の概要



(出所) BP ホームページ

5月6日、BPはBOPの内部に比重の重い泥水を圧入し、次いでセメントを注入することにより隙間を塞ぐ“top kill”を検討すると発表した。この方法は1990年の湾岸戦争の際に、破壊された陸上の油田の漏油を止める方法として採用されたことがある。BPは成功の確率は70%としているが、泥水が坑井の圧力に負けて海水中に流出することを懸念しており、これが上手く行かない場合にはゴムタイヤの破片などの異物を投入する“junk shot”

⁸ BPは14×24×40フィート、重量125トンの囲い(cofferdam)を製作し、これを油井から約600フィート離れたライザーパイプの最大漏洩箇所に被せて油を捕捉、回収する作業を行なった。囲いの上部はDeepwater Enterpriseから下ろされた長さ5,000フィート、径5/8インチのライザーに接続されており、船上で油とガス、海水に分離される。Deepwater Enterpriseは15,000B/Dの油を処理し、137,000バレルの油を貯蔵できる。これが成功すれば、漏洩している油の85%が回収できる見込みであった。この囲いはBPがハリケーンKatrinaによる被害を修復する目的で浅海用に製作したもので、5月8日から9日にかけて漏洩箇所に設置されたが、噴出するガスが海水と混合してハイドレートを形成し、船上へのライザーを閉塞させたことから使用を断念した。

BPは次いで、より小型の囲い(Top Hats)の設置を計画、径4フィート、高さ5フィートのドームを最大の漏洩箇所に被せる方式も検討した。小型であることから海水が入り込む余地が少なく、ハイドレートは形成しにくいものと期待されたが、使用は断念された。

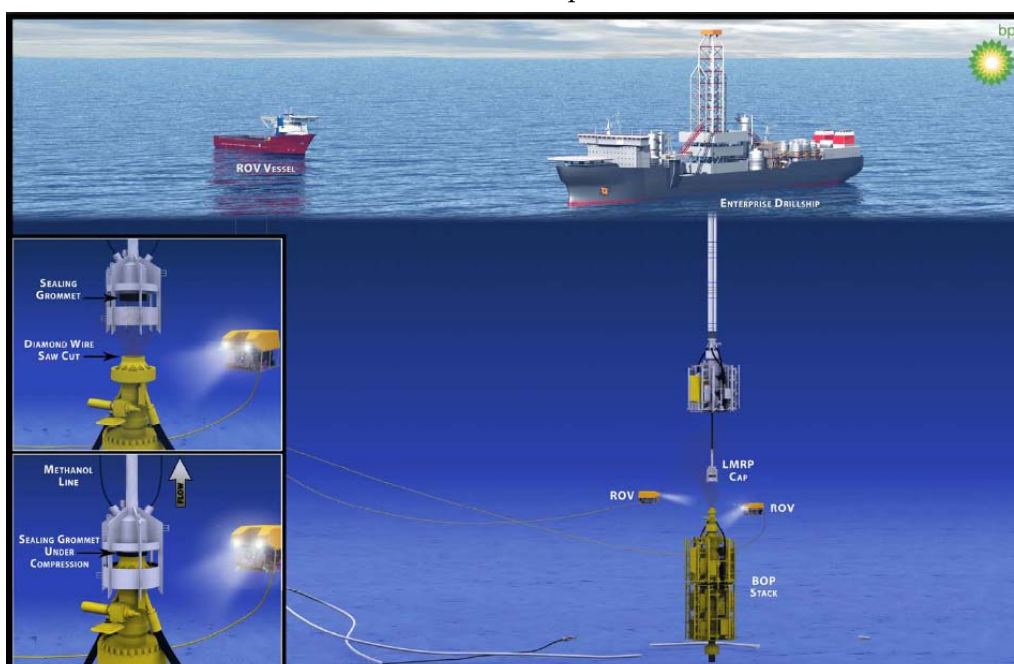
⁹ パイプからは、ハイドレートの形成を防止する目的からメタノールが注入されている。

¹⁰ 5月17日から23日の間の回収量は1,360B/Dから3,000B/Dの間を変動しており、ガスについても4百万ft³/Dから17百万ft³/Dの範囲となっている(平均では油2,010B/D、ガス10百万ft³/D)。BPは5月23日、回収量が一時5,000B/Dを超えたことから油の流出量は現実には5,000B/Dを超えている可能性があることを認めた。

も試みるとしていた。

5 月 26 日午後 13 時（日本時間 27 日午前 3 時）、BP は US Coast Guard の認可を受けて top kill に着手、一分間に 65～80 バレルの泥水を BOP に注入、27 日午前 0 時（日本時間 28 日午後 2 時）に一旦終了し状況の確認を行なった。測定では油・ガスの噴出圧力が低下しており、ある程度の成果が現れ始めた。しかし、注入した泥水の多くが坑井外に排出されていることから、28 日には BOP 内の隙間を詰まらせるためにタイヤの破片などの異物を投入する"junk shot"も数度にわたり実施された。ただ、29 日までに 3 万バレルの泥水が投入されたものの、油の流出は止まらなかった。このため、今後 BP は破損したライザーパイプの端を切断し、閉鎖のための装置を取り付ける方法（Lower Marine Riser Package (LMRP) Cap Containment System）を試みるとしている¹¹。

図-2 LMRP Cap の概要



（出所）BP ホームページ

3. 被害の状況

事故発生後、BP は直ちに同海域の油回収船（総回収能力 17 万 B/D）を動員し、6 時間以内に 50 万フィート、12 時間以内に 100 万フィートのオイルフェンスを展開すると発表した。ただ、4 月 29 日に米国海洋大気局（US National Oceanic & Atmospheric Administration、NOAA）が発表したところによると、油の流出量は当初の予想を大きく上回る 5,000B/D に達しており、油膜は長さ 150 マイル、幅 30 マイルの範囲に広がっていることが確認された。4 月 30 日、Bobby Jindal ルイジアナ州知事は油濁が海岸線に迫っていることを受けて非常事態を宣言、国土安全保障長官（Homeland Security Secretary）の Janet Napolitano は、この事態を国家的重大性（national significance）として政府が油濁対策にあらゆる支援を行なうことを明らかにした。

¹¹ 既存の BOP の上部に新たに BOP を設置することも検討されている。

4 月 28 日には漏洩した油 (API35 度の低硫黄軽質油) が海岸に漂着するのを防ぐため、油に着火し燃焼させる方法も採用され、4 月 28 日までに油中和剤 56,000 ガロンを投入、約 26 万ガロンの油が回収された。また、ROV を用いて水中で中和剤を漏洩箇所へ注入する試みも開始された。5 月 2 日にはミシシッピ川河口付近における漁獲を禁止する措置が取られたが、流出した油は 5 月 6 日にルイジアナ州の Chandeleur Islands に漂着した。

5 月 18 日、国立海洋大気圏局 (National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA) は油井から流出した油がメキシコ湾の暖流であるループ・カレント (Loop Current) に乗って 8 日から 10 日以内にフロリダ海峡に達する可能性を示唆した¹²。

5 月 27 日、政府が組織する石油流出量の計測チーム Flow Rate Technical Group (FRTG) は、石油の流出量は当初の 5,000B/D を大きく上回る 12,000~19,000B/D、最大では 25,000B/D と見込まれると発表した。メンバーの USGS (米国地質調査所、U.S. Geological Survey) の試算では、5 月 17 日の時点で海面上の石油量は少なくとも 13 万バレルで、ほぼ同量が揮発あるいは回収されたと仮定すると、5 月 17 日までに流出した油の量は少なくとも 26 万バレル、最大では 54 万バレルに達する。これは、1989 年にアラスカでタンカー Exxon Valdez の座礁により流出した 25.7 万バレルを上回る米国史上最大の流出量となった¹³。

5 月 27 日現在、ルイジアナ州の海岸線約 160km にわたり油の漂着が確認されており、うち 48km は除染作業の必要がある。29 日までに船舶 1,400 隻以上が油の回収に動員され、累計 1,210 万ガロン (288,000 バレル) の油が回収された。設置されたオイルフェンスは総延長 183 万フィートに及んでいる。

一方、EPA (米国環境保護庁) は中和剤のような化学物質の大量投入による今後の生態系への影響にも目を向け始めた。5 月 20 日、EPA は BP が現在使用している Nalco 社の中和剤 Corexit 9500 の使用を中止し、他の中和剤を用いるよう指示を出した。BP は Corexit 9500 にはスキนครリームやシャワー用石鹼にも用いられている 6 種類の化学品が使用されているだけで、最も生態系への影響が低いとして使用継続を表明した。5 月 25 日、EPA は BP の決定に不満を表明しつつも使用している中和剤の継続使用を認め、散布量を 50~75% に減らすように指示した。これを受けて 5 月 28 日、BP は中和剤の散布量を日量 70,000 ガロンから 12,000 ガロンに削減したが、29 日までの使用量は 91 万ガロン (海上 72 万ガロン、海中 18 万ガロン) に及んでいる。

4. 事故の原因

この事故の原因として、セメンチングによる坑井と坑底の油層部分との分離 (封止) が不十分であったこと、ケーシングあるいは坑口のいずれかが損傷したこと、5 段の BOP が坑井を遮断できなかったこと、の 3 つのトラブルが重なったことが挙げられている。

Macondo の掘削には Transocean (掘削リグ)、Halliburton (セメンチング)、Cameron International Corp. (BOP のメーカー)、Smith International Inc. (泥水、ドリルビット等資機材の提供) の 4 社がコントラクターとして設備、資機材、技術、作業員の提供など

¹² 5 月 27 日、南フロリダ大学 (University of South Florida) が調査船により計測した結果によると、海水中に分散した油の層は油井から 22 マイル (約 35km) 北に幅 6 マイル (約 10km) の帯となって広がっており、厚さは海面下 3,300 フィート、最も濃度の濃い部分は 1,300 フィートに位置している。

¹³ 1989 年にアラスカ州 Prince William Sound で起きたタンカー Exxon Valdez の座礁事故による被害を上回る。このときの Exxon の賠償額は 43 億ドルに達した。

により掘削作業に関わっていた。

5月11日に行なわれた上院の2つの公聴会にはBP、Transocean、Halliburtonの幹部が出席、資源エネルギー委員会（Energy and Natural Resources Committee）ではBOPが作動しなかったことに注目が集まった¹⁴。5月12日に行なわれた下院のエネルギー商業委員会（House Energy and Commerce Committee、委員長Henry Waxman、民主党）公聴会で、BPは坑井の圧力テストのいくつかに不十分な点があったことを認めた¹⁵。ただ、このような事態には未だかつて至ったことが無く、Transocean側に安全確保の責任があると主張、BOPの誤作動の責任についても言及した¹⁶。

またBPは、Halliburton社が実施した坑井のセメント仕上げについて、事故の5時間前に行ったテストの結果、仕上げが不十分で、二度目のテストでは坑井内部の圧力が上昇していたことを指摘した。

一方、Halliburtonは坑口を最後にセメントで塞ぐ作業は自社では行わなかったと主張した。通常、比重の重い泥水を比重の軽い海水に置換する際には、ライザーパイプを通じてガスが上昇しないように坑口を塞ぐ作業が行われる。事故当時、同社の作業員はこの作業の準備に取り掛かっていたが、その前にBPは海水への置換を始めたという。また、坑井の最下段である9-7/8インチのケーシングをセメントで仕上げた後に行われるテストも実施されなかったが、これらの作業を実施するか否かは油井の所有者（BP）の指示に従うと主張した。

Transoceanは、掘削作業はオペレーターであるBPの指揮下で行われており、BPが掘削計画を立案した責任者であるとしている。最後に坑口をセメントで塞ぐ前に海水でパイプを置換する決定を下したのはBPであり、この結果下方からの圧力を抑える力が軽減されたと主張している。このようにBPとTransocean、Halliburtonの3社は互いに責任を押し付ける形となっている。

この坑井の掘削は当初の51日間の予定がトラブルによりサイドトラック（枝掘り）を行ったことなどから6週間に延びており、BPは掘削リグの撤収を急いだ可能性も指摘されている¹⁷。

BPは今回の事故はさまざまな要因が複合して発生したと考えており、次の7つに焦点を当てて自社での調査を行っている。

- ・ 坑井と油層との間を遮断するシールとして用いられたセメント

¹⁴ 委員会ではBOPが油の流出を防止する唯一の手段であったことが問題視されている。なお、Deepwater Horizonは、いわば便宜置籍船に近い形で船籍をマーシャル諸島（Marshall Islands）に置いており、設備の検査はTransocean社自身が行っていた。5月10日、Transoceanは自社の掘削リグに装備されているBOPを緊急点検したところ、インド洋Krishna-Godavari (KG) BasinでOil & Natural Gas Corp.により掘削作業中のDiscoverer Seven SeasのBOPにも不具合が見つかったと発表している。

¹⁵ 5月26日に下院エネルギー商業委員会US House Energy and Commerce Committeeが受けた中間報告書によると、爆発の51分前の時点で油井からの戻りの流量が泥水の投入流量よりも増加していた。チェックのためポンプを一旦停止した10分後も戻りの泥水が止まらず、ドリルパイプの圧力が上昇、爆発の18分前に圧力が異常値に達しポンプが突然停止した。また、この5時間前にはライザーパイプ内から泥水の流出が発生しており、BOPから漏洩した可能性が指摘されている。さらに爆発の2時間前に行われた油井の負圧テストでは、BPが想定した5バレルの3倍の15バレルの油が回収されており、セメントで封止したはずの坑底から油が噴出している可能性が示唆されていた。専門家によると、負圧テストは通常BOPのkill lineを用いて実施されるのに、BPはドリルパイプを用いて実施した点も不可解と指摘されている。

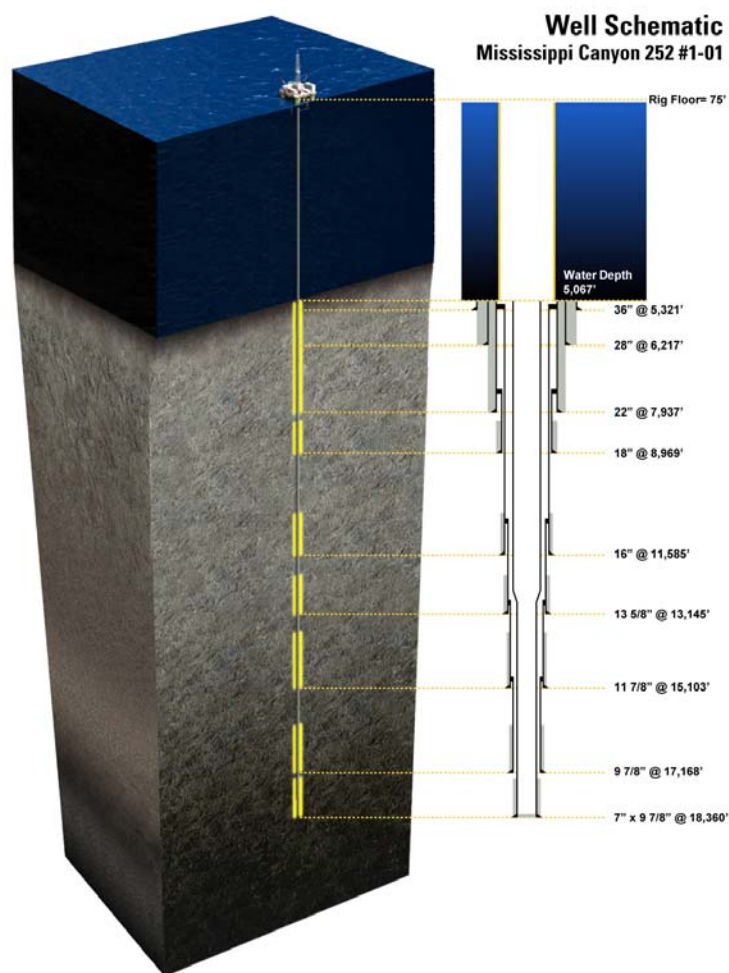
¹⁶ TransoceanはBPに掘削リグを貸与する前にBOPの改造を行っていたことが判明した。ただ、Transocean側は、この改造は5年前にBPとの合意のもとでBPの費用負担により実施したとしている。

¹⁷ BPはこの油井の掘削に78日、9,620万ドルの予算を計上し、目標として51日以内の完了を目指していた。実際には4月20日時点で80日が経過していた。追加の1日あたり100万ドルのコストがかかるとされ、掘削期間中には泥水が坑壁から逸泥、約15百万ドルと見られる損失も発生していた。

- ・ 坑井の坑壁を保護するケーシング
- ・ 坑井が確実に遮断されていることを確認する圧力テスト
- ・ 坑井内に炭化水素が存在しないことを確認するための BOP の使用を含めた試験の手順
- ・ BOP の緊急切り離しシステム（これは掘削リグ上の数箇所に取り付けられているボタンを押すことによって作動する）
- ・ 掘削リグとの接続が絶たれたときに自動的に遮断を行う BOP の作動状況
- ・ 暴噴の後、海底に於いて遠隔操作作業船（ROV）により BOP を閉め、油井を遮断する作業を行うための BOP 内部の状況

この報告は 5 月 26 日から 29 日にかけて米国沿岸警備隊（US Coast Guard） と MMS が合同で行う公聴会で発表される予定である。

図-3 油井ケーシングの概要



(出所) Halliburton、下院公聴会資料（2010 年 5 月 12 日）

5. 政府の対応

この事故はオバマ大統領が 4 月 1 日に発表した海洋油ガス田の開発促進に関する新しい政策の 3 週間後に発生、オバマ政権の新法案に賛成していたフロリダ州の Charlie Crist 知事は 4 月 28 日に現場を上空から視察し、再考を検討すると発表した。

4 月 30 日、政府は今回の事故の原因が明らかになるまで、新規の掘削を許可しない方針を打ち出した。5 月 2 日に現地を視察したオバマ大統領は、事故の責任は BP にあると非難し、下院は賠償金の上限額を 75 百万ドルから 100 億ドルに引き上げる法案の検討を開始した。

5 月 7 日、ナンシー・P・ペロシ米国下院議長 (House Speaker) は、油濁汚染に伴う企業の賠償金の上限を 1990 年の法 (federal oil pollution act、OPA) に定めた 75 百万ドルから 100 億ドルに引き上げる方針を固めた¹⁸。ただ、共和党は、独立系の掘削会社はこのような巨額の保障に応じることは難しく、実質的に市場から排除されてしまうとして反対の意向を示している。反対に、民主党内部には上限額そのものの廃止を求める動きもある。

一方、BP は、政府が OPA に基づいて積み立てた 16 億ドルの石油流出責任信託基金 (Oil Spill Liability Trust Fund) を用いて、今回の事故に伴う賠償金を手当しようとしているのではないかとの疑問も浮上しており、内務長官の Ken Salazar、国土安全保障長官の Janet Napolitano は 5 月 14 日、BP の CEO Tony Hayward に書面による回答を求めた。

基金積み立てのための税額 8 セント/バレルを 32 セント/バレルに増額することを求める動きもある。オバマ大統領は、油濁汚染対策のため流出油対策税 (oil spill tax) をバレルあたり 9 セントに増税する法案の成立を求めるとともに、今回の事態に対応して石油流出責任信託基金 (Oil Spill Liability Trust Fund) から 1 億 29 百万ドルの拠出を要望している。

所管官庁である内務省 (US Interior Department) 傘下の MMS は、海上鉦区の油ガス田開発にかかる申請書類の審査期間を従来の 30 日から 90 日に延長し、同時に現在の掘削許可の見直しとメキシコ湾深海で掘削作業中の全てについて立ち入り検査を開始した¹⁹。ただ、オバマ大統領は 5 月 14 日、石油会社と MMS との間に癒着があり、許可は石油会社の自己承認に近い状況であったことを指摘した²⁰。そして、公聴会で BP、Transocean、Halliburton の 3 社が互いに責任を擦り付け合ったことに対して厳しく批判した。5 月 19 日、内務省長官の Ken Salazar は MMS を、鉦区権の売却を行なう鉦区を選別する Bureau of Ocean Energy Management、作業の安全と環境の確保を図る Bureau of Safety and Environmental Enforcement、採掘料 (ロイヤリティ) の徴収に当たる Office of Natural Resources Revenue の 3 つに分割、いずれも内務省が所管することを正式に発表した²¹。

オバマ大統領は 5 月 22 日、事故の原因究明と再発防止を検討するための大統領委員会の設置を発表、前上院議員の Bob Graham と前 EPA 長官の William K. Reilly を共同議長に指名した。5 月 27 日、オバマ大統領は再び現地を視察し、アラスカ沖における石油開発

¹⁸ 民主党議員の中には BP が 2010 年第 1 四半期に 55 億ドルの利益を上げており、75 百万ドルの上限額はあまりにも低すぎるとの指摘もあった。

¹⁹ 5 月 12 日、International Association of Drilling Contractors (IADC) は、政府が停止している新規の掘削作業の認可について、水深 1,000 フィート以下の掘削については早急に許可を再開するよう求めた。IADC によると水深 1,000 フィート以下の掘削作業では BOP は海底ではなく海面上に設置されており、採掘の対象も天然ガスが主体となっている。石油の殆どが既に採掘されており、油層内は負圧になっていることから外部に流出する可能性は低い。ジャッキアップリグによる掘削作業も 15~40 日程度と短いことから、現在の規制が 7 月 1 日まで続くと、約 60% のリグの稼働が停止し、エネルギーの供給に支障が出るのみならず、5 千人の雇用と 135 百万ドルの収入が失われるとしている。メキシコ湾の浅海では 57 基の掘削リグが活動しており、このうち 50 基が活動停止に追い込まれることになる。

²⁰ 内務省副長官 (Deputy US Interior Secretary) David J. Hayes によると、BP は MMS から探鉱計画の承認を得るにあたり、1990 年の Oil Pollution Act に基づいて 25 万 B/D、30 日以上のおの流出に対処し得る能力を示すことが求められており、申請に虚偽があったとも指摘されている。

²¹ MMS は 1982 年に設立され、2010 年度の予算 342 百万ドルのほぼ 1/2 が石油会社からの手数料やレンタル料等の収入で賄われている。また徴収するロイヤリティは年間 130 億ドルにのぼる。

の2011年までの延期を発表²²、メキシコ湾ならびに東部バージニア州沖合鉦区の鉦区権を入札にかける計画を中止すると同時に新規の沖合油田開発の許可を6ヶ月間停止する方針を打ち出した²³。メキシコ湾では既に33ヶ所で深海油田の試掘申請が行なわれているが、これらについても審査が停止されることになった。オバマ大統領は同時に議会に対し、再生可能エネルギー、石油代替エネルギーの開発、導入促進を支援する法案の支持を強く訴えた。

6. 今後の影響

6.1 米国の石油開発への影響

通常、水深1,000フィートを超す海域が深海に区分されている。2008年末におけるメキシコ湾の深海生産は141プロジェクト、2006年の122から大幅に増加した。2008年末の時点で、メキシコ湾の水深1,000フィート以深の海域には193本の開発井が存在する(表-1)。

表-1 メキシコ湾における深海、大水深油井掘削数

年	探鉱井			開発井		
	深海 1,000-4,999 フィート	大水深 5,000+ フィート	Total	深海 1,000-4,999 フィート	大水深 5,000+ フィート	合計
2004	54	36	90	29	30	59
2005	68	25	93	26	1	27
2006	65	35	100	27	7	34
2007	66	29	95	21	29	50
2008	53	32	85	21	2	23
合計	306	157	463	124	69	193

(出所) DOE

2009年におけるメキシコ湾の石油の生産量は国産原油総生産量の29%、天然ガスは11%に達しているが、うち石油の80%、天然ガスの45%が深海油田によるものである(表-2)。

表-2 メキシコ湾の石油・ガス生産量(2009年)

水深(フィート)	区分	石油 百万バレル	シェア%	対全米 シェア%	天然ガス (BCF)	シェア%	対全米 シェア%
0~999	浅海	112	19.8%	5.8%	1,340	54.9%	6.1%
1,000~4,999	深海	273	48.1%	14.1%	531	21.7%	2.4%
5,000+	大水深	182	32.1%	9.4%	571	23.4%	2.6%
合計	メキシコ湾計	567	100.0%	29.3%	2,442	100.0%	11.2%

(出所) DOE

5月19日現在、影響を受けたのは洋上生産の1%程度で、直近の5月11日に発表されたEIAのShort-Term Energy Outlookでも大きな影響は見込まれていない。これは短期的に

²² Shellは環境保護団体の反対を押し切って2010年の夏期(7~10月)にアラスカ北部のChukchi海ならびにボーフォート海(Beaufort Sea)で3本の探掘井の掘削を予定していたが、作業の延期を余儀なくされた。MMSの推定によるとChukchi海には可採埋蔵量150億バレルの石油と77tcfの天然ガスが、ボーフォート海には82億バレルの石油と27.6tcfの天然ガスの賦存が見込まれ、Shellは2008年に21億ドルを投じて調査を行っていた。

²³ 水深500フィート以下の浅海については対象から除外された。

は、原油在庫量が比較的多いことと SPR からの供給も期待されることによる。ただ漏洩した油が 1 ヶ所に集まった場合には、大気中の臭気や火災の危険性などにより船舶の航行が困難になる可能性がある。船体に付着した油膜が他の海域や河川の汚染につながることも懸念される。

5月27日のオバマ大統領の指示を受けて、28日には ExxonMobil と Marathon Oil がメキシコ湾深海での掘削作業を停止した²⁴。Shell、Statoil、Eni Spa、Anadarko Petroleum なども作業を中断する見通しである。Chevron は沖合油田の掘削停止が長期にわたる場合、米国の経済に悪影響を及ぼし、エネルギーの安全保障も懸念されると警告している。

ちなみに、全米の石油埋蔵量の 18%、天然ガスの 5% がメキシコ湾に賦存しており、このうち深海、大水深の埋蔵量は石油の 81%、天然ガスの 46% を占めている。メジャーズを中心とする石油会社の多くが、メキシコ湾の深海をフロンティア地域として投資を集中させる動きを見せていただけに、長期的に見れば世界的な石油需給に影響を及ぼすことは避けがたいものと見られる。

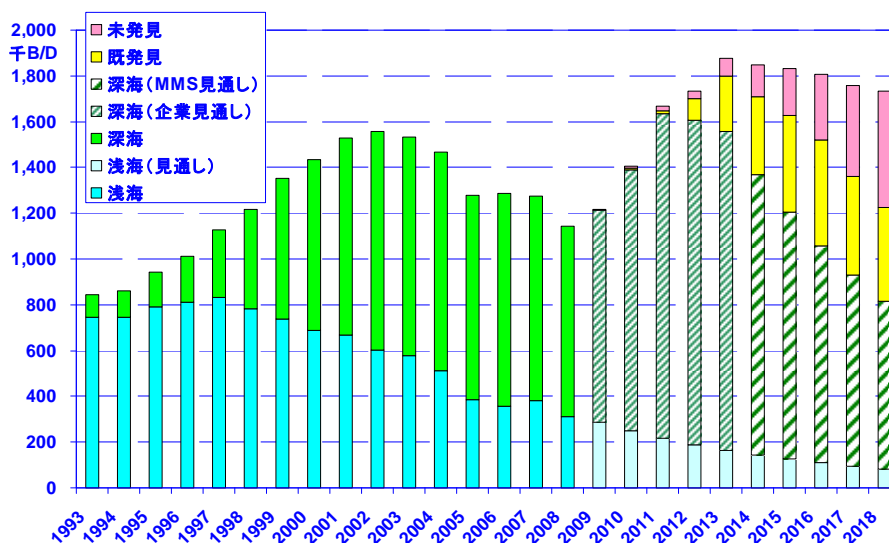
表-3 メキシコ湾の石油、天然ガス埋蔵量 (2008年)

水深(フィート)	区分	石油 百万バレル	シェア%	対全米 シェア%	天然ガス (BCF)	シェア%	対全米 シェア%
0~999	浅海	719	19.1%	3.5%	7,112	53.9%	2.8%
1,000~4,999	深海	1,538	40.8%	7.5%	3,881	29.4%	1.5%
5,000+	大水深	1,516	40.2%	7.4%	2,194	16.6%	0.9%
合計	メキシコ湾計	3,773	100.0%	18.4%	13,187	100.0%	5.2%

(出所) DOE

MMS は 2009年5月、メキシコ湾における石油の生産量は 2008年の 114万 B/D から 2013年には未発見の資源量も含めると 188万 B/D に増加するとの見通しを発表していたが、この目算は大きく崩れることになった (図-4)。

図-4 メキシコ湾の石油生産見通し

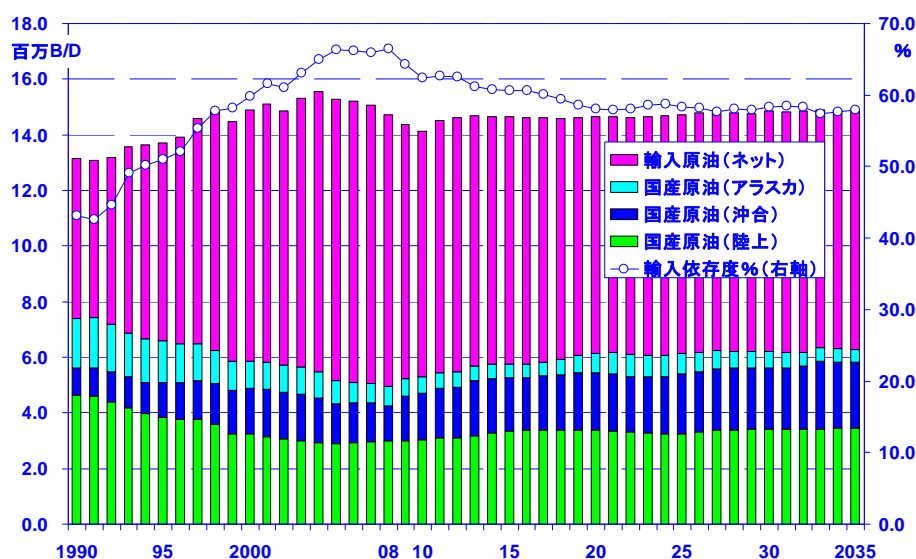


(出所) MMS、Gulf of Mexico Oil and Gas Production Forecast 2009 – 2018 より作成

²⁴ ExxonMobil の Hoover Diana 井、Marathon の Innsbruck 井が作業を停止、ExxonMobil は Hadrian 構造への探掘井の掘削を延期。

5月11日に発表されたDOE/EIAのAnnual Energy Outlook 2010は、オバマ政権の沖合油田開発促進政策を反映して、短期的にはメキシコ湾中央部の水深800m以深の開発プロジェクト²⁵からの生産が2009年以降増加、長期的にも他の油田の開発が促進されることにより国産原油の生産量は増加すると見込んでいる。この結果、米国の石油の輸入依存度は、石油需要の減少とも相俟って2008年の66.5%から2020年には58.1%に低下するものと期待されていたが、この見通しについても見直しが必要となろう(図-5)。

図-5 米国の石油需給の見通し



(出所) DOE/EIA、Annual Energy Outlook 2010 より作成

6.2 世界の石油開発への影響

メキシコ湾の石油流出事故を受けて、隣国のカナダ政府は厳格な安全確保策が確立されるまで、沖合油田の開発申請を認めない方針を打ち出した。石油企業やカナダ石油生産者協会(Canadian Association of Petroleum Producers、CAPP)は、原因が確定しない現在の段階で過剰な反応をすべきではないとして政府の自重を求めているが、政府は環境重視の立場を崩していない。国家エネルギー委員会(National Energy Board、NEB)は、緊急時にリリーフ井を短期間に掘削し得る能力を石油企業に求めているが、掘削が可能な期間が夏期に限られている極北では極めて困難な課題である²⁶。このため、掘削可能な融氷期が50日程度しかないポーフォート海やバレンツ海での探鉱開発作業は大きく遅れることが予想される²⁷。

一方、大水深の開発においては先駆者的な立場にあるブラジルも今回の事故を注視している。政府は緊急時の対応策の検討に着手し、石油部門を所管するANP(ブラジル石油監督庁)は、米国のMMSに対し、事故原因究明の際のANP担当者の参加を要請した。ブラ

²⁵ 具体的にはGreat White、Norman、Tahiti、Gomez、Cascade、Chinookの各油田の開発が見込まれている。

²⁶ same season relief well ruleと呼ばれている。

²⁷ 掘削期間に限られることから、1本の油井の掘削に3年程度かかるとされる。NEBは、探鉱作業の開始は2014年になるものと予想している。

ジルでは2001年3月に掘削リグ P-36 が爆発、沈没する事故を起こしており、リグの安全確保という点では米国にも参考になる部分が多いものと思われる²⁸。

現在、アフリカのアンゴラやガーナなどでも沖合油田の開発活動が活発化しているが、規制の強化は、いずれこのような国々にも波及するものと見られる。政府の規制強化は、探鉱開発の遅延をもたらすとともに、安全対策のための設備の増強、漏洩時の対策のための保険料の上昇等により、掘削コストが上昇する可能性も指摘されている。これは、掘削する企業の資金調達にも影響し、ひいては陸上油田も含めた探鉱開発活動そのものの減退につながる懸念される。

6.3 BP への影響

5月3日、BP は油濁の処理に必要なかつ適正なあらゆる費用 (all necessary and appropriate clean-up costs) と、油濁によりもたらされたものと合法的かつ客観的に検証し得る被害 (legitimate and objectively verifiable claims for other loss and damage caused by the spill) に対し支払いを行なうことを表明した。ただ、BP CEO の Tony Hayward は、油濁処理は BP が責任を持って行なうが、事故の責任は Deepwater Horizon の所有者である Transocean にあると主張している²⁹。

5月10日の時点で BP の株価は15%以上下落、時価総額は240億ドル程度減少した。事故に係る訴訟は80億ドルを超え、訴訟の範囲は事故で行方不明になった11人の作業員の家族によるものから、エビ漁を行なう漁民、旅行会社まで幅広い。5月17日、BP は4州の観光産業への影響を緩和するため、観光促進費用としてフロリダ州に25百万ドル、他の3州にそれぞれ15百万ドルを寄附した。

5月27日現在、汚濁によるクレームは26,000件、うち11,650件については支払が終了しており、BP の対策費は930百万ドルに達した。BP の賠償額は油濁汚染に係る部分だけで100億ドルを超す可能性があるとも報じられている。

BP の2009年の当期利益は168億ドル、2008年の217億ドルに対し▲23%減少した³⁰。このため、2010年にはナミビア、マラウイ、タンザニア、ザンビア、ボツワナの下流部門から撤退、アフリカではモザンビークと南アフリカ (Shell と Durban の SAPREF 製油所を運営) の事業に注力する計画であった。また、2007年12月以降、7,500名の人員削減、契約会社1,500社以上の削減等により直接費を400億ドル以上削減しており、効率向上、コスト削減により、今後2~3年は年間30億ドル (税前) (うち精製・販売部門20億ドル) の収益改善を見込んでいた。

BP は、これらの収益改善努力により得た資金を上流部門に投入し、資源の獲得に努力を注ぐ計画であった³¹。因みに BP の2009年における石油・天然ガス生産量は400万 BOE/D、

²⁸ Resolution No 43 of December 2007 に安全操業に関する規則が定められている。

²⁹ 一方、Transocean は5月7日、海洋汚染に係る費用あるいは訴訟の責任は負いかねると主張した。CEO の Steven Newman によると、同社は BP との契約上、このような訴えから守られた立場にある。沈没した掘削リグには5.6億ドルの保険がかけられており、同社は5月6日に4億100万ドルの支払いを受けた。同社は訴訟対策等に充当する資金として9.5億ドルを積み立てており、当面の事業活動には支障は発生しないとしている。

³⁰ 探鉱開発部門の税引前利益は248億ドル、前年比▲135億ドル (▲35%) の減少であった。一方、精製販売部門の利益は7億ドル、前年比▲34億ドルの減少となった。特に米国の精製販売部門は▲26億ドルと前年よりも赤字が拡大、欧州の利益も15億ドル減少したことから下流部門の不採算性が顕著なものになった。このため、2009年6月にギリシャの給油所1,200ヶ所と油槽所を505百万ドルで Hellenic Petroleum に売却し撤退するなど、上流部門に特化する動きが拡大した。

³¹ 2009年の資本投資額は203億ドル、前年の307億ドルから▲34%の減少であった。うち探鉱開発に149億ドル (前年222億ドル) を支出しており、2010年の資本投資は総額200億ドルを見込んでいた。

前年の 384 万 BOE/D に対し 16 万 BOE/D、4%増加した。このうち 65 万 BOE/D は深海油田の生産によるものであった (表-4)。

表-4 BP の石油生産量等の推移

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
売上高	百万ドル	168,508	194,919	245,486	274,316	291,438	367,053	246,138
当期利益	百万ドル	12,618	17,262	22,632	22,286	21,169	21,666	16,759
資本投資								
探鉱開発部門	百万ドル	15,430	11,412	10,398	13,252	14,207	22,227	14,896
うち米国	百万ドル	3,982	3,963	3,932	4,655	5,096	10,359	6,169
精製販売部門	百万ドル	3,077	2,983	2,845	3,127	5,495	6,634	4,114
うち米国	百万ドル	1,402	1,314	1,226	1,339	1,872	4,297	2,625
埋蔵量(各年末)								
原油・NGL	百万バレル	10,081	9,934	9,565	9,781	10,073	10,353	10,511
うち自社分	百万バレル	7,214	6,755	6,360	5,893	5,492	5,665	5,658
うち米国	百万バレル	3,401	3,252	3,413	3,208	3,147	2,990	3,073
天然ガス	10億ft ³	48,024	48,507	48,304	45,931	44,900	45,208	45,130
うち自社分	10億ft ³	45,155	45,650	44,448	42,168	41,130	40,005	40,388
うち米国	10億ft ³	14,819	14,081	15,382	15,098	15,375	14,532	15,216
石油・天然ガス生産量								
石油生産量	千B/D	2,121	2,531	2,562	2,475	2,414	2,401	2,535
うち米国	千B/D	726	666	612	547	513	538	665
天然ガス生産量	百万ft ³ /D	8,613	8,503	8,424	8,417	8,143	8,334	8,485
うち米国	百万ft ³ /D	3,128	2,749	2,546	2,376	2,174	2,157	2,316
石油換算生産量	千BOE/D	3,606	3,997	4,014	3,926	3,818	3,838	3,998
うち米国	千BOE/D	1,265	1,142	1,051	957	888	910	1,064
精製能力(各年末)	千B/D	2,983	2,823	2,832	2,823	2,769	2,678	2,666
うち米国	千B/D	1,537	1,522	1,527	1,532	1,535	1,535	1,459
原油処理量	千B/D	2,723	2,607	2,399	2,198	2,127	2,155	2,287
うち米国	千B/D	1,386	1,373	1,255	1,110	1,064	1,121	1,238

(出所) BP、各年の Annual Report より作成

BP は米国メキシコ湾における最大の生産者 (生産量 40 万 BOE/D) で Pompano (生産開始 1994 年)、Marlin (2000)、Horn Mountain (2002)、Na Kika (2003)、Holstein (2004)、Mad Dog (2005)、Atlantis (2007)、Thunder Horse (2008) が生産中である³²。この他に Atlantis Phase 2、Tubular Bells、Kodiak、Freedom、Kaskida、Isabela、Santa Cruz、Mad Dog、Great White の 9 プロジェクトを推進しており、2010 年は Great White が生産を開始、2011 年に Galapagos、Na Kika Phase 3 が生産を開始する予定であった³³。このため、2009 年の米国における探鉱開発投資額は 62 億ドル、前年の 104 億ドルには及ばないものの一貫して増加傾向にあった。BP は 2010 年に 6 プロジェクト (Tubular Bells、Mars B、Atlantis Phase 2 など)、2 年以内に 24 のプロジェクトについて開発移行の判断を行ない、2010 年～15 年の間に 42 のプロジェクトで生産を開始、2015 年までに 100 万 B/D の生産を目指すとしていた。今回の事故により、これらの計画は根本的に見直しを行なわざるを得ない状況に至っている。

また、BP は 34.1%出資の Azerbaijan International Operating Consortium (AIOC) に対し、2010 年に 21.7 億ドル (2009 年は 17 億ドル) を投じ Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) プ

³² Atlantis (2007 年 10 月生産開始、水深 7,070 フィート) (BP 56%、BHP 44%) については、MMS が定める操業記録を整備していなかったとして安全性の観点から操業停止を求める動きがある。

³³ 2006 年発見の Kaskida (水深 1,760m、掘削深度 9,750m) は埋蔵量を評価中であるが、30 億バレルと予想されている (BP 73.33%、Devon Energy Corp. 26.67%)。また、2009 年 9 月にはヒューストン南東 400km、水深 1,260m の Keathley Canyon 鉱区で 10,700m を掘削し、Tiber 油田を発見している。埋蔵量は Kaskida を上回る見込みである。(BP 62%、Petrobras 20%、ConocoPhillips 18%)

IEEJ: 2010 年 5 月掲載

プロジェクトの開発を進める計画であった。2009 年 11 月には中国 CNPC と組んでイラク Rumaila 油田の開発契約に調印（38%出資）するなど、米国外でもさまざまなプロジェクトで主導的な役割を担っており、今後 BP の資金調達力が低下すれば、これらのプロジェクトの進捗にも影響が及ぶことは避けられない。

以上

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp