報 告

タイ湾でのガス田開発*

瀬 川 清**

(Received September 29, 2003; accepted November 7, 2003)

Gas field's development in the Gulf of Thailand

Kiyoshi Segawa

Abstract: It has been over 30 years since MOECO was awarded exploration rights in the Gulf of Thailand. MOECO has been carrying out exploration for oil and gas in this area since 1971. During that period, the Erawan gas field was discovered in Thailand in 1973 and its production started in 1981. In turn, other gas fields were discovered. Currently, the average gas production is 740 mmcf per day produced by 13 offshore gas fields. In 1999 the Pailin gas field, Block B 12/27, in the gulf of Thailand began production. The current gas production of the Pailin field is approximately 330 mmcf per day. In order to achieve long term financial success in the gulf of Thailand, where geological structures are extremely complex and reservoir extents are marginal, an operator has been required to drill many wells at an absolute minimum cost.

Throughout the last 20 years of these field's productive lives, important initiatives have been undertaken by UNOCAL, as an operator, to meet numerous technical and economic challenges. I will introduce an overview of some of technical challenges in the fields, such as 3D seismic, drilling innovation including simplified and slimhole well design, PDC bit, mud system, unitized wellhead, installation of top drives, steerable system and adjustable gauge stabilizer, completion design, MWD etc.

Key words: Thailand, gas fields, technical innovation, complex structure, marginal, slim hole well design, PDC bit, mud system, MWD

1. はじめに

当社が事業を展開しているタイ国タイ湾の第10～13鉱区およびその南に隣接する第12/27鉱区(当社関連会社であるタイ沖石油開発㈱により事業推進)は、首都バンコクの南南東530 km、タイ国南部の町カノムから東に161 km、水深60～80 m のタイ湾の略中央に位置してい

る(図1)。

1970年9月、当社が初めて探鉱権益を取得して以来、今年で33年が経過する。いくたの試練を乗り越えてきたタイ湾でのガス田開発について、これまでの技術的変遷を振り返りながら当社プロジェクトの成功を語ることにする。

2. 生産・販売実績

現在、5つの鉱区内には14のガス田が商業生産中であり、天然ガスは日量平均1,070百万立方フィート、コンデンセートは日量平均40,000バレル、原油は日量平均20,000バレルを生産・販売中である(今回、原油については記述しない)。坑井から生産されたガスは、坑井プラットフォームからインフィールドパイプラインを経由し、中央処理プラットフォームに集められガス・コンデ

* 平成15年6月25日、平成15年度石油技術協会春季講演会開発・生産部門シンポジウム「ガス開発ビジネスと技術課題」で講演 This paper was presented at the 2003 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Gas Development Business and Technical Challenges" held in Makuhari, Chiba, Japan, June 25, 2003.

** 三井石油開発㈱ Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.

図1 鉱区位置

ンセート・水に分離される。ガスは中央処理施設上の引き渡し点でタイ石油公社 (Petroleum Authority of Thailand: PTT, 2001年10月より民営化され PTTPlc となる。以下 PTT という) へ販売され、主に発電用燃料としてタイ電力公社へ供給されている。コンデンセートは洋上浮遊式貯油設備エラワン号 (Floating Storage Unit: FSU, 貯油能力66万バレル) にいったん貯蔵された後、同 FSU 渡りで PTT へ販売している。

1981年10月のエラワンガス田の商業生産開始以来、2003年3月末までの累計販売ガス量は5兆立方フィートを超え、コンデンセートの累計販売量は1億7千万バレルに達している。図2に商業生産開始からのガスとコン

デンセートの販売量推移を示す。

3. ガス田概要と開発の歴史

1971年6月、タイ湾における記念すべき試掘1号井を掘削以来、探鉱活動は活発に行われ、1981年10月にはエラワンガス田からタイ国初の天然ガスの商業生産が開始された。その後も積極的に探鉱活動を継続した結果、次々に新しいガス田を発見し、今日では5鉱区内14ガス田から天然ガスを順調に生産中である。

しかし、ここに至るまでは決して順風満帆ではなく、いろいろな問題が我々を悩ませてきた。開発の初期段階ではフィールドのサイズがどのくらい大きいものか、どのくらいの数のプラットフォームを設置すればいいのか、どのくらいの坑井を掘削すればいいのか、正しい坑井スペーシングはどのくらいかなどを知る必要があった。これらの疑問に答えるべくオペレータである Unocal 社はそれまでの二次元 (2D) 地震探査に替え、1979年三次元 (3D) 地震探査を初めて本地域で実施した。これにより、今までイメージされなかった数多くの断層が確認され、構造の複雑さも把握され、リザーバーもかなり小さいことが分かり、計画していた坑井数よりも多くの坑井を掘削しなければ開発できないことを知ることになった。

このことは当初見積もっていたよりも1坑井当たりのガスの回収量は少なくなり、当時の高い掘削費や高いプラットフォームコストなどにより、全体のプロジェクトの経済性に与える影響はかなり大きいことが予想された。いかにしてよりコストを低減し、より低い資本投下によりプロジェクトの経済性を高めていくかが大きな課題となったのである。しかし一方で、我々は積極的に3D地震探査や探鉱活動を実施し、並行して種々の技術革新を追求しつつフィールドの拡大に力を注いでいった。

図2 ガス・コンデンセートの販売量推移

3D地震探査はタイ湾でのガス田を開発していくための重要な鍵となり、試掘・探掘・開発井の掘削およびプラットフォームの設置には必須のものとなった。

当初、ガス井のスペーシングは1,000mであったが、現在は1坑井当たりの回収量が小規模になっていることもあり500mと狭まっている。一方、エラワンガス田では予想を超える高い坑内温度による坑井内機器の損傷（パッカーラバーの損傷）や、ガス層が予想外に小規模だったことにより、販売契約上の供給義務未達という問題の発生などで、新規開発井の追加投資をしなければならない事態になった。また埋蔵量の不確定、将来性の不透明、契約不履行問題の未解決などにより銀行からの借入も困難になるなどの不測事態も発生した。一方で将来の国内のガス需要に対応するため、1982年5月、それまでの探鉱活動で発見した鉱区内の5ガス田を対象として新たなガス販売契約をPTTとの間に締結し、1983年7月から徐々に生産を開始した。

その後、ガスの販売量は伸びたものの1985年～1986年の円高と油価の急落により、かつ1986年にはタイ電力公社がガスより安い重油の使用割合を高めたこともあり、ガス需要は一時低迷し、当社は創立以来の危機に直面した。しかし、1987年になりタイ国経済は好転し、その波に乗って電力需要も伸び、ガスの需要は徐々に増加した。1988年にはガスの販売量は日量平均532百万立方フィートとなり、1989年には鉱区内の7ガス田を対象にガス販売契約をPTTと締結し1992年から生産を開始、翌年にはガス販売量は日量平均747百万立方フィートと増加した。

一方で傷ましい事故も経験した。それは1989年11月に発生した台風による掘削船 Seacrest 号の転覆事故であった。乗組員97名のうち、91名が行方不明という大惨事であった。これを契機に操業の安全管理および危機管理に対する意識が高まり、より一層の安全対策が施されていったのである。1996年には直径36"の第2海底幹線パイプラインが完成し、陸上のパイプライン網も整備され、それまでの日量740百万立方フィートの販売量から、97年・98年には一気に日量1,000百万立方フィートを突破、さらに1999年8月には、第12/27鉱区のバイリンガス田からも商業生産が開始された。

現在、当社周辺ガス田からの商業生産の開始や隣国ミャンマーからの天然ガス供給もあり、やや抑え気味ではあるが、14ガス田から日量平均1,070百万立方フィートのガスと日量平均40,000バレルのコンデンセートをタイ国内へ販売している。送ガスは陸上ガス分離プラントのある町ラヨンまで、2本の海底幹線パイプライン（直径34"と直径36"×425km）とマレー半島のタイ南部の

図3 海上主要施設

町カノムまでの海底パイプライン（直径24"×161km）により行われており、いずれのパイプラインもPTTが所有し、操業・管理している。

今日、当社が操業しているガス田には海上施設として中央処理プラットフォームが7基、坑井プラットフォームが91基、稼働中の坑井数は806坑となっている（図3）。

4. 地質概況

タイ湾での多くのガス田は、バタニトラフと称される南北に長さ450km、幅100kmの第三系堆積盆地に位置している。当社鉱区内のガス田は第三系の堆積盆地バタニトラフの略中央部に存在し、集油・ガス構造は東落ちおよび西落ちの正断層群によって形成された南北性の地溝型背斜構造と基盤の高まりを反映したドーム状背斜構造からなっている。主要なガス・コンデンセート鉱床は海面下4,000～9,000ftの中部中新統～漸新統の砂岩層に胚胎している。ガス層はfluvio-deltaicのレンズ状砂岩からなり、一般的に薄く（平均12ftの層厚）多数の断層により分断されていることから、面積的な広がりには限られており（例えばエラワンガス田では平均60エーカー：500m四方の正方形の面積）、かつ1坑当たりのガスの回収量も小規模である。ガスは石炭および石炭質頁岩起源であり、それらは砂岩層に胚胎する。重要なトラップは断層トラップである。

埋蔵量の計算には容積法というよりはむしろ、経験に基づいた確率統計的手法を用いた単位鉱量法を用いてい

図4 タイ沖ガス田の集ガス構造と開発井の坑跡概念図

る。試掘井の全体の成功率は驚くほど高く50%であり、評価井では平均88%、開発井に至っては96%の成功率である。最新技術の3D地震探査と傾斜掘りを用い、ガス層の位置を推定し、最適な構造位置でそれらを通る。図4にガス田の集ガス構造と開発井の坑跡概念図を示す。

5. 地温勾配

本地域のガス田の地温勾配は高く、深度9,000ft True Vertical Depth (TVD) 以深での坑底温度は350~400°F (177~204°C) を超える。このことが開発の初期段階で掘削泥水の劣化や仕上げ時のバッカラバーの損傷につながった。地温勾配はエラワン：2.70°F/100ft, バンボット：2.89°F/100ft, グラ：3.08°F/100ft, サッ：1.92°F/100ft, プラトン：2.56°F/100ft, カボン：2.09°F/100ft となっている。

6. 地震探査

1960年代後半の2D実地震探査ではほとんどの断層をイメージできなかった。探鉱初期のエラワン構造も単純な背斜構造のように考えられていた。発見井の掘削、およびその後の2D地震探査後に我々の解釈も熟成し始め、多くの断層の存在と形態が確認されていった。1970年代後半までは2D地震探査を実施していたが、オペレータの地質担当者はガス田の堆積物層序を相関づけるため、ガス田全体を横切る矛盾のない検層マーカーを見つけ出していった。そのことは坑井と地震データの結合を容易にし、より質の高い解釈が可能となり、当初我々が描いていた構造よりもっと複雑であることを認識させられたのである。1979年にはタイ湾で初めて2D地震探査に替わり3D地震探査が実施された。それはガス田の開発における2Dから3D地震探査への飛躍させる時期でもあった。

7. 掘削技術の革新

商業生産開始以来の過去20年間、多数の掘削上の技術

革新が継続的に行われてきた。中でも開発コストの約6割を占める掘削コストの削減にかかわる技術革新については眼を見張るものがあり、そのことは本プロジェクトでより多くの埋蔵量を継続的に追加し、タイ国内への安定したガス供給につながってきた。

これまでの掘削技術の革新についてその変遷を時系列的に示し、そのいくつかの内容を紹介する。

- ① 1982年：Polycrystalline Diamond Compact (PDC) ビットの使用
- ② 1982年：オイルベースマッドの使用
- ③ 1983年：仕上げ層の単純化
- ④ 1984~1987年：ユニタイズド坑口装置の使用
- ⑤ 1985年：Measurement While Drilling (MWD) ツールの使用
- ⑥ 1985年：トップドライブロータリーシステムの採用
- ⑦ 1985年：ステアラブルドリリングシステムの採用
- ⑧ 1985年：スーパーコンボログの採用
- ⑨ 1988年：ステアリングツールの採用
- ⑩ 1991年：アジャスタブルスタビライザーの使用
- ⑪ 1993年：Tubing Conveyed Perforation (TCP) による仕上げ
- ⑫ 1995年：スリムホール井の掘削
- ⑬ 1996年：スプリッター坑口装置の採用
- ⑭ 1997年：トライポッド坑井プラットフォームの建造
- ⑮ 1997年：ブースターコンプレッサーの設置
- ⑯ 1998年：Lime-Free Mud の使用
- ⑰ 1999年：ケーシングドリリングの採用
- ⑱ 1999年：ウルTRASリムホール井の掘削
- ⑲ 2002年：Logging While Drilling (LWD) ツールの使用

7.1 改良した PDC ビットの使用

掘削ビットはタイ沖ガス田における掘削技術成功の大きな key factor の1つである。1983年以来、トリコンビットはPDCビットに置き換えられ、8-1/2" 坑の掘削に使用されオイルベースマッドとの併用で掘削パフォーマンスは劇的に改善されてきた。

過去10年間にわたるビットの耐久性および掘進率の継続的な改善は、8-1/2" 坑や6-1/8" 坑の2つのサイズに対し、実施された。特にビットのプロファイルやボディ、ブレードデザイン、カッターサイズ、カッター密度、ハイドロリクスによるゲージプロテクションなどのデザインの改良に力が注ぎ込まれてきた。1995年にスリムホール井の掘削が開始され、12-1/4" 坑と8-1/2" 坑の掘進でPDCビットが使用された。12-1/4" では海水

泥水が、また 8-1/2" 坑ではオイルベースマッドが使用されこの区間での掘進率は以前より大きく増加した。しかし、掘止め深度までの 6-1/8" 坑区間での掘進率は思ったほど芳しくなく、ビットの再設計をしなければいけないことが分かった。それは、同じ銘柄でも 8-1/2" ビットから 6-1/8" ビットに替えたとき、同じ地質区間でも、予想した挙動をしないことが分かったからである。

例えば、あるタイプのビットは右に回りやすい傾向があり、あるタイプのビットは真っ直ぐ進む傾向があり、またあるビットは左に曲がる傾向があるなどの特徴が明らかになってきたのである。しかし、このことは複雑なターゲットを狙っている場合、特に深度が深くなると坑底温度が高くなり、Steerable System の効果的使用に制限を受けるときなどにはこれらのビットの特性を活かして使用すれば有効であることも分かったのである。掘止め深度までの 6-1/8" ビットのデザイン変更や 8-1/2" 坑の掘進率向上には 1 年間費やした。その結果、8-1/2" 坑の PDC ビットの掘削では平均掘進率は 400~500 ft/hr であったが、中には 800 ft/hr~900 ft/hr という抜群の記録を実現したものもある。また今日の 6-1/8" PDC ビットの平均掘進率は 175 ft/hr となっている。

今後もより早くより長く使用できるビットの開発を目指す研究は継続されることだろう。

7.2 泥水システムの改良

タイ湾では初期の試掘井や評価井で、単純な分散系ウォーターベース泥水が使用されていた。その後傾斜井が掘削されるようになり、多数の開発井の掘削が行われるようになって掘削がより難しくなり、頻繁にパイプの抑留が発生するようになった。この問題は、極端な water sensitive shale に由来し、水にさらされると膨潤し、特に高温度でその傾向が顕著であった。種々のウォーターベースの inhibitive system (KCL ポリマーや飽和塩水

ポリマーシステム) が試みられたが解決には至らなかった。最初の高温低毒性オイルベースマッドがラボテスト (Unocal の Brea Research Center) の後、1983 年試用された。坑内問題や、パイプの抑留発生問題は劇的に減少し、ジャーリングやバックオフ作業も減り作業の安全性は改善されたのである。PDC ビットとのコンビネーションはさらに掘削日数および掘削コストを大きく削減した。その後、Mentor-26 や HDF-2000 などのベースオイルの改良を進めた結果、1996 年にはさらなる大きな改善をみたのである。それはオペレータの Unocal によって開発された天然ガスから生産され、ほとんど芳香族を含まない synthetic base の流体で Saraline 200 というものであった。環境への影響を劇的に削減し、現在まで成功裡に使用されている。しかし、完全に抑留事故を封じ込めることはできず、180 度方位転換する 3 D 坑井の坑跡 (turning well という) やドグレッグ、高い坑底温度と CO₂ などの酸性ガス濃度の高い環境に対しては、抑留事故が途絶えることはなかった。この原因は Lime を含む泥水と酸性ガスが反応して泥水中のゲル化を促進し、高脱水量となり泥壁を劣化させることによるものであった。このため、特に開発された Lime Free の泥水システムが 1998 年に第 12/27 鉱区のパイリングガス田において使用され、電気検層ツールのトラブルは激減し、飛躍的成功を収めている。掘削泥水の改善は掘削オペレーションの成功にとって Key factor の 1 つとなっている。

7.3 単純化した坑井設計

初期の開発井掘削におけるケーシングデザインを見ると、1983 年頃までは 26" コンダクターをあらかじめ ±500 ft まで打ち込み、20" ケーシング、13-3/8" ケーシング、9-5/8" ケーシングをそれぞれ垂直深度 ±1,000 ft、±4,500 ft、8,000~9,000 ft 間に設置していた。そして必要時には 7" ライナーを設置し、坑井は Dual Tubing+Multi Packer 方式で仕上げられていた。しか

図 5 単純化した坑井設計

し、チュービングの降下作業に時間がかかること、回収作業が困難を極めること、さらにバッカーラバーの損傷などから、その後は26" コンダクター、13-3/8" ケーシング、9-5/8" ケーシング、7" ケーシングというデザインに替え Single Tubing+Multi Packer による仕上げ方式に変更した。すなわち、ワイアーラインでバッカーとシールボアエクステンションをセットしてからチュービングを差し込む方式にし、下部層から生産、枯渇したらプラグバックして上の層の生産に切り替えていくという方法の採用である。しかし、生産層の切り替え作業が頻繁になり、コストもかかることから、ケーシングサイズを縮小し、仕上げストリングスもより小さいサイズのものにしようということになり、モノボア仕上げによるスリムホールの開発が1995年から実施された。そして、1995年4月にはスリムホールデザインが恒久的に従来の坑井デザインと置き換えられたのである。スリムホールデザインは12-1/4"×8-1/2"×6-1/8" 坑径に対し、9-5/8"×7"×2-7/8" ケーシングを挿入するものである(図5)。鉋区内には、今日まで計860坑のスリムホール井が掘削されている。

7.4 ユニタイズした坑口装置

1985年に導入されたユニット化した坑口装置は相当な作業時間の節約をもたらした。それは各ケーシングストリングが坑口装置の新しいセクションが設置された後で、BOPを必ずしも取り除くという必要がなくなったからである。すなわち坑井は常に安全となり、かつ重いBOPやクランプの取り扱い量が削減されたからに他ならない。

従来の坑井デザインである13-5/8"×5,000 psi のユニット化した坑口装置は、1995年にスリムホールデザインの11"×5,000 psi に切り替わるまでの10年間にわたり、標準機器として使用されてきた。これに加え9"×5,000 psi のユニット化した坑口装置が新しく開発されている。13-5/8" から11" までのユニット化した坑口装置の変化は46%のコスト削減につながり、9" までの縮小サイズは別途23%の費用の節約につながった。このことは1995年に9" のスプリッター坑口装置を利用したことで、従来のプラットフォームから数多くの坑井が掘削されることとなり、さらにウルTRASリムホール掘削により8" のトリプルスプリッター坑口装置の設計にもつながっている。

7.5 SuperCombo Log, MWD および LWD の採用

タイ湾での過去の電気検層の歴史を振り返ると、1970年代は各ケーシングの挿入区間に単独の検層ツールが降下され地層のデータを収集してくるという時間のかかる作業を実施していた。スムーズに作業が運べばいいのだ

が、坑内状況も悪く頻繁にツールが坑内に遺留したりすることもあり、電気検層の時間だけでも1坑井(深度10,000 ft の坑井)合計7日間程度要していた。1980年に入ってコンビネーションでの検層ツール使用ができるようになり、同じ深度で同じ検層種目を実施しても以前の約2/3(合計4.5日)の検層時間に減少した。さらに1985年には Supercombo Log (Schlumberger のトレードマーク)と称して栄養土種類の検層ツールを組み合わせて坑内に降下・収録可能となり、それぞれの特徴を持った地層データを計画した区間で1回で取得できるようになり、開発井では検層に要する合計時間が0.3日と飛躍的に削減され、掘削コスト削減の一要因となったのである。さらにタイ湾での高温環境での掘削におけるその年のMWDの開発は傾斜掘りの成功にかかわる重要なkey factorの1つとしても認識されはじめた。

開発当初はMWDツールの信頼性は坑内温度が高温のため極端に乏しかったが、信頼性の向上のため、過去10年間にわたり継続的な改善を行ってきた結果、現在では成功裡に導かれている。ツールスには、早い掘削作業と高度に曲がりくねった坑井に対し、耐久力がありかつ機械的に信頼性のあるものが必要とされていたが、現在その点は改良されており、多くの坑井でトリップ時にMWDを交換する必要がなくなっている。6-1/8" のスリムホール井や4-3/4" のウルTRASリムホール井に対しても信頼性のあるツールスの開発を進めている。2002年には高温用のTriple ComboやLWDも試されており、今日まで、選択された坑井でのみ(坑底温度がツールスの限界より低いパイリガス田の一部)試験されており、実績を上げつつある。

7.6 Top Drive System の採用

1983年後期にテンダーリグの作業に東南アジアで最初のトップドライブが設置された。この採用は掘削効率および安全性の見地から多くの利益を生み出した。パイプハンドリングに起因する多くのコネクションの削減、ポンプ能力、坑内リーミングやバックリーミング能力などにも優れている。またドリルパイプをスタンドで掘削でき、生産井の掘削時には掘管を倒管せずに、全坑井を掘削でき、キック時には掘管にすぐスタブインし循環できるなどである。今日ではさらなる改良を加え、掘削効率向上を図っている。

7.7 Steerable System および Adjustable Gauge Stabilizer の採用

1988年初期にturning wellを掘削するために、Steerable System が導入された。

これは3D地震探査により発見されたトラップを最適に開発する上で取られた措置で、従来の坑井の8-1/2"

坑の区間でのターゲットを掘り抜くために必要な Bottom Hole Assembly (BHA) の編成替え回数を削減した。また7,000 ft TVD 以深になると坑内温度が高くなり、坑底モーターや Steerable System の使用を妨げていたことも事実であった。1991年々央に導入された Adjustable Gauge Stabilizer (ポンプ圧のサイクルを替えることでスタビライザーの外径を full と under に替えることが可能で、BHA を替えずにビット加重との組み合わせで増減角および坑井方位をコントロールできる) は 8-1/2" 坑の掘削区間での BHA 編成替え回数の削減に大きく貢献し、Adjustable Gauge Stabilizer は 8-1/2" 坑の区間を掘削する一般的な編成となった。この掘削概念は現在、成功裡にスリムホール井で適用され、ウルTRASリムホール井にも試用されている。

7.8. スリムホール井の設計

スリムホール坑井のデザインは、1995年以来タイ湾での唯一のスタンダードな坑井設計となっている。2002年6月までに860坑のスリムホール坑井が掘削されており、掘削コストの削減に大いに寄与している。つまり仕上げ方法の単純化が可能となり、廃坑コストの削減につながり、経済的にペイする埋蔵量も小さくでき、さらに坑井プラットフォーム (Wellhead Platform: WHP) の軽量化による操作性の向上などが実行されたからである。また従来使用していた26" コンダクターを二分割し、口元から 9-5/8" ケーシングを挿入したスプリッターウェルの掘削も実施されている。

1999年には、さらなるコスト削減に向けてウルTRASリムホール井の掘削がトライアルとして実施されている。ケーシングデザインはスリムホール井よりも小さい 9-7/8" × 6-3/4" × 4-3/4" の坑径に対し、7-5/8" × 5-1/8" × 2-7/8" のケーシングを挿入するものである。すなわち、さらなる掘進率の増加、資機材コストの削減、消耗品の削減、ロジスティクスの支援削減によるさらなる坑井コストの削減を狙ったものである。

1999年5月、タイ湾での最初のウルTRASリムホール掘削が行われた。11,382ft Measured Depth (MD) (9,159ft TVD) の掘削・仕上げ終了まで9日間を要し、思ったほどの成果は得られなかった。揚降管やショートトリップに時間がかかり、高 Equivalent Circulating Density (ECD) による逸泥、6-3/4" や 4-3/4" 坑での低掘進率、傾斜コントロール、検層ツールの降下、セメンチングの難しさなどが影響し、今日まで18坑のウルTRASリム井が掘削されているが当初の狙いどおりには必ずしも達しておらず、まだまだ開発途上であるといえる。今後は4" 掘管、モーター、坑内編成具、MWD、ビット、掘削流体の流動特性などを改善し、さらなる開

発が進められであろう。

7.9 ケーシングドリリング

ケーシングドリリングは1998年後期以来、タイ湾でのサーフェスホールの掘削に使用されている。この考えは、サーフェスケーシング (外径 9-5/8") が試掘・探掘井で前もって掘削したパイロットホールに、悪天候の場合挿入できないリスクを省くということと作業時間の短縮という観点からスタートしたものである。現在サーフェスホールの掘削に適用されている 9-5/8" ケーシングドリリングには2つのシステムがある。1つは傾斜掘りに対する Drill-in Motor システムであり、1つは垂直井のための Drill-in Shoe システムである。2つのシステムはこれまで合計52回実施されている。それによると従来の方法でサーフェスホール区間を掘削する時間よりもケーシングドリリングで掘削する方が、約40%のスピードアップにつながり、平均掘削時間は17時間となっている。しかし、これまで効率の改善、信頼性の増加、作業時間の短縮のために多くの改良が行われてきた。それはケーシングスピアシステム、リリースメカニズム、Drill-in Shoe の新しいデザインなどについてである。

両システムにおける主要な選択の基準は井戸の傾斜と深度である。唯一 Drill-in Motor システムは1,000ft で30度までの坑井傾斜に使用される。また Drill-in Shoe システムでは試掘・探掘時の垂直井に対してのみ利用されている。

図6に Drill-in Shoe システムに使用されるビットの例を示す。ビットの外径は12" でアルミニウムの材質の

図6 ケーシングドリリング用ビット

noseとbladeを有し、blade面にはタングステンカーバイドのコーティングが施されており、drillableな材質である。

7.10 掘削リグのアップグレード

1980年来、掘削請負会社である Smedvig 社（以前の Robrey Company）は、タイ湾で我々とともに活動している。最近ではジャッキアップリグが主要になってきているが、開発当初はテンダーバージリグが主であった。テンダーリグを長期的に契約する中で、掘削効率を改善するためには高い生産性を有するリグであることが必要であった。例えば、リグの移動時間を30%削減することや掘削日数を10%削減することなどである。そのためには、オペレーションおよび貯蔵・供給のオンライン化でのスピーディな対応が要求された。2000年12月にスタートした掘削リグのアップグレードプロジェクトは、テンダーバージの改造とリグの搭載機器を変更するのに8ヶ月間を要した。すなわち、広いデッキスペースを確保するために30%ハルを拡張し、船上の人員を20%増やし、クレーン、貯蔵能力、泥水システムのアップグレード、多数のリグパッケージの削減、パイプハンドリングシステムの変更、新しいモニタリングシステムの設置、新規検層装置の設置、ソリッドコントロール機器のアップグレード、廃棄物処理機器の設置などである。アップグレード後の作業では、慣れないせいもあり、セットアップに時間はかかったが継続的に作業を進めていく間に、掘削時間、坑井コスト、リグの移動時間などを削減していった。2002年初期のテンダーバージ（T-7）はバイリングス田におけるプラットフォームの開発井12坑の掘削で、34.4日という短い期間で終了した実績につながっている。

7.11 Performance Measurement

パフォーマンスを効率的に改善するため、メジャーリングやモニタリングシステムは非常に重要なことである。オペレータの Unocal 社は操業効率、掘削時間、掘削コストを Key Performance Indicator（KPI という）と呼び、いかに早く、安く坑井が掘削されるかを示す重要な測定法と位置づけている。KPI は前年の実績に基づき設定され、年間の坑井コスト、インパクトコスト（\$/ft）、日数/坑、ft/d、などの異なる諸元の目標を設定している。KPI はしっかりとモニターされ、プラットフォームごとに吟味される。もし、時間やコストの効率が低下していると見なされれば直ちにアクションが取られる。この実績の追跡は1980年代の中頃から実行され改善されてきている。

7.12 競争する環境

1981年の商業生産開始以来、掘削作業における請負業

者の競争を促進させてきた。サービスカンパニーは本ガス田における競争環境を十分認識しており、いつでも自分達のパフォーマンスを維持し、改善しなければ交代させられることも知っている。そのため、掘削パフォーマンスを改善し、掘削時間やコストを削減するために新しい技術とツールがテストされてきた。トライアル期間中はオペレータのプロポーザルにチャレンジするというオファーを出した会社に定期的に与えられてきた。競争環境をはっきりと示す1つの例は、リグ上で2つのワイアーライン会社が同時に作業していることである。この競争の結果として、新しいツールの開発は我々に大きな利益をもたらしている。

7.13 作業実績に基づく契約

作業実績に基づく契約は1980年代の半ばに始まり長年にわたり継続されてきた。過去の作業実績に基づきコントラクターと契約目標を設定し、もし彼らが同意したパフォーマンスレベルに達することに失敗すればペナルティを、逆に彼らがパフォーマンスレベルを上回ればコントラクターに将来のコスト削減分の一部を与えるという組み立てである。しかし、パフォーマンスレベルを超える報奨金はそうでないペナルティよりも高くなっており、かつオペレータはコントラクターがパフォーマンスレベルを超えてもまた下回っても、多くの利益を生むようになっている。コントラクターへの動機付け、技術革新、および貢献はコントラクターを勇気づける要因であり、その結果としての利点は計り知れない。その意味では現在の掘削コントラクターである Smedvig 社はこの契約から大きく発展していったと思われる。

8. 掘削時間と掘削コストの改善

1980年代初期の試掘井・探掘井・開発井の掘削作業日数は、深度12,000 ft MD（9,000 ft TVD）の場合、平均して70日を越えるものであったが、オイルベースマッドやPDCビットの使用、さらに種々の掘削技術の革新により徐々に減少し、1984年には25日と当初の半分以下まで減少した。その後も徐々に減少し続け、1993年には作業日数は10日となり今日では5～6日で1坑の仕上げまでの作業を完了している。それに見合うように、掘削コストも1980年代の初期には5.3百万米ドル/坑であったのが、1984年には2.3百万米ドル/坑となり、1993年には1.3百万米ドル/坑、今日では当初の5分の1の1.0百万米ドル/坑を切る値となっている。このことはすでに述べたとおり、過去30数年にわたる技術革新の賜物であり、数多くの坑井を掘削しなければならない本地域のガス田開発にとって、大きなインパクトになっている。図7掘削日数の推移、図8に掘削コストの推移を示す。

図7 掘削日数の推移

図8 掘削コストの推移

図9 坑井プラットフォームコストの推移

9. 坑井プラットフォームのコスト

過去8年間の坑井プラットフォームの建造コストは徐々にではあるが下がってきている。基本的に坑井プラットフォームは4レグ Jacket と上部・下部のデッキ部構造からなる。当初は首都バンコクに近い新日鉄ヤードで建造していたが、オペレータである Unocal 社のコ

スト見直しの観点から2000年7月に UCU Alliance (オペレータである Unocal 社, 海上での構造物設置工事を受け持つ Clough 社, 建造を受け持つ Unithai 社の3社がアライアンスを組んだ。各会社の頭文字をとって UCU と名づけた。) を組み作業効率の向上, 資機材調達・建造コストの削減を旗印に活動を実施, 従来の建造コストであった約8.0百万米ドル/基を約6.8百万米ド

ル/1基にまで削減した。さらに最近の一坑当たりの埋蔵量の平均が小さくなって来ていることから、1997年には軽量で3レグ Jacket のトライポッドプラットフォームの建造（スロット数は12～14）を実施した。当初のキャッチフレイズは6.5百万米ドル/1基以下の建造コストというかなりのインパクトはあったが、構造上揺れが大きく不安定でかつ改修作業が困難であることが分かったため、本プラットフォームの建造は中止になった。今日では、4レグプラットフォームの建造が主体（スロット数は16）となっているが、将来的にはさらなるコスト削減を狙っている。図9に1995年以降のプラットフォームコストの推移を示す。

10. Health/Environment/Safety (HES)

HES は常に操業の最優先課題であり、たとえ効率的なオペレーションやコスト削減を目標達成のためのゴールとしても、HES は決して犠牲にしてはならない。

図10は1991年から2001年までの約10年間のオペレータおよび請負業者の百万人・時間当たりの事故発生件数および事故死・負傷者数を表したグラフである。これで見ると、1990年代前半は作業時間数が6百万人・時間に満たなかったにもかかわらず、事故死や負傷者の発生件数は高かったことがうかがえる。90年代後半から2000年代初期にかけては、作業時間数が7百万人・時間を超えているにもかかわらず、事故死や負傷者の発生件数ならびに発生頻度がかなり少なくなっている。このことは従業員や請負業者の作業員の安全に対する意識ならびに安全に対する訓練・指導が浸透して来ているものと判断できる。

オペレーションの効率を改善するために実施されてきた新しい技術革新は、HES をもまた改善してきた。例えば、優れたビットパフォーマンスは数少ない揚降管作

業につながり、パイプを取り扱う事故の可能性をも少なくすることにつながっている。また、泥水システムの変更に掘削効率の改善だけではなく、芳香族を全く含まない Saraline-200 という環境にやさしい Synthetic base fluid を使用することによって、人的環境への影響を抑制している。ちなみにオペレータである Unocal 社は ISO 14001 を1997年に取得している。

11. 産出水の処理と圧入実績

現在、商業生産中の14ガス田から日量合計6万～7万バレルの水を産出している。タイ国には石油法は存在するが、水処理に関する環境規制を明記した法律はなく、操業する石油会社の自主規制によって処理されているのが現状である。ちなみに、オペレータである Unocal 社の海中への排水基準は Total Petroleum Hydrocarbon (TPH) が40ppm 以下、水銀が10ppb 以下、砒素が250ppb 以下となっている。水処理の方法としては、中央処理プラットフォーム上の水処理施設を通して処理した後に、海中に投棄する場合と枯渇井に圧入する方法がある。水圧入のこれまでの実績としては、エラワンガス田では1997年8月に全体の66%を圧入、2002年には全体の92%、2003年4月には99.4% (21,475 b/d) を達成している。またバイリングガス田の南部開発地域では2003年1月に水圧入を開始し、4月には100% (12,117 b/d) を達成している。

一方、水銀で汚染されたスラッジの処理も枯渇した坑井の水層に圧入している。対象としている水層は深度4,000～5,000 ft、孔隙率が20～30%、水飽和率が80～100%、層厚は40～50 ft である。圧入実績ではパンボットガス田に1995年と2001年にそれぞれ1,499ドラムと1,669ドラム分、エラワンガス田では2002年に2,852ドラム分のスラッジが圧入されている。

図10 過去10年間の HES パフォーマンスの推移

図 11 操業費の推移

12. 環境モニタリング

タイ湾のガス田操業において環境への影響を調査するために、今日、種々のモニタリングを実施している。ここではいくつかのモニタリングの内容を説明する。

(1) 坑井からの産出水のモニタリング

中央処理プラットフォーム上の水処理システムの出口からサンプルを16日ごとに採取し、ソングラベースにあるラボで分析している。

(2) 海水の水質のモニタリング

2000年以降、年に一度実施している。各フィールドの中央生産処理プラットフォーム周辺の数箇所にてサンプリングを行い、ラボで水質の分析を行っている。

(3) 魚類のモニタリング

各坑井プラットフォーム周辺で魚類を捕獲し、組織を分析している。

(4) 堆積物（シルト・クレイ・サンド）

中央処理プラットフォーム近くでサンプルを採取し、水銀、砒素、有機炭素、ハイドロカーボンなどを分析している。

(5) 空気のモニタリング

空気性状のモニタリングは中央処理プラットフォームの2つの放散源（タービン発電機とタービンガスコンプレッサー）と1つの放散源（ディーゼル発電機）で実施され、二酸化硫黄、一酸化窒素、二酸化窒素、一酸化炭素、二酸化炭素量などを測定している。

環境に対するモニタリングは環境保全の立場から欠かせないものとなっており、今後も継続した活動を実施していく方針である。

13. CO₂ 除去装置

現在、商業生産中の14ガス田の中でCO₂濃度の高いガス田は、バイリンガス田の南部開発地域（平均のCO₂濃度33%）とエラワンガス田の一部の地域（平均のCO₂濃度34%）となっている。ガス販売契約ではCO₂濃度をそれぞれ23%以下および18%以下にして送らなければならない、CO₂除去装置の設置は必須であった。このため、CO₂除去装置のパイロットテストを実施、初期性能、分離特性、耐久性のチェックなどを行い最終的にCynara社の膜（中空糸型…非常に細い管状の膜を大量に集めて圧力容器内に収めたもの）分離方式を採用した。一例としてバイリンガス田のCO₂除去装置について述べる。

バイリンガス田のCO₂除去装置は、一次と二次の2段階処理で実施している。一次処理では生産されたガスは膜を通過し、低濃度CO₂ガスと高濃度CO₂ガスに分離され、低濃度CO₂ガスはそのまま製品として出荷パイプラインへ、高濃度CO₂ガスは二次処理に送られ、さらに低濃度CO₂ガスと高濃度CO₂ガスに分離され、低濃度CO₂ガスは再度一次処理工程に戻され、高濃度CO₂ガスはフレアーされる。1999年10月から本格操業が行われており、CO₂除去装置は現在でも順調に稼動している。

14. 操業費のコントロール

操業費の削減はある意味で我々の能力との戦いでもあった。労働者の人件費、資機材調達コスト、輸送経費などの高騰をいかに低く抑えるかが焦点だった。労働者の人件費は、フィールドの自動化（例：坑井プラットフォームの各坑井のAdjustable Chokeを自動的に変更可能にした）や通信手段の改善ならびに新しい技術の適用などによってコントロールされ、外国人に替えてロー

カルスタッフの雇用を促進するなどして抑えた。また、有効な予防策や予想されるメンテナンス計画を徹底することで予定にないシャットダウンをコントロールし、資材費や輸送費をより低く抑えてきた。さらに、資機材の効率的購入、調達および在庫コントロールシステムを取り入れ、材料費の管理やムダの省略などに役立てた。最近ではインターネットやeビジネスを採用し、購入改善を図っている。

参考までに5鉱区内14ガス田での最近7年間の操業費の推移を図11に示す。これを見ると2001年まではガス・コンデンセートの販売量は略一定で推移し、それに伴う操業費も略一定の支出(125百万米ドル/年)で推移していることが分かる。しかし、原油の商業生産(2002年から商業生産開始)が開始されると同時に操業費は上昇している。

15. 人的資源の開発

オペレータである Unocal 社は1980年に海洋での操業を円滑に進めるため、地方での力を活用しようという準備を始め、タイ国南部の町ソクラに Settapat Training Center を設立し(当社も応分の負担をしている)、地元生徒を募集し語学教育はもちろんのこと、現場のオペレーションや機器の維持管理技術などを教育・訓練し、最初の年には65人の卒業生を送り出した。訓練計画の中には現場での実習も組み入れ、海洋で働く訓練された人間を送り出す供給源となっている。開始以来、600名の卒業生を送り出しており、現在、海洋で働く人間はほとんどがタイ国民となっている。地域に密着した活動は評価されており、今後も継続されていくと思われる。

16. む す び

タイ湾での当社ガスプロジェクトの成功はタイミングと運はあったものの、オペレータ・パートナー・コントラクターの三位一体となつての総合力を発揮した結果であり、かつ、大きな技術的革新無しには起こり得なかった成功物語といえる。HES を決して犠牲にすることなく、多数の掘削上の技術革新が掘削時間の短縮とコスト削減を生み、本プロジェクトの経済性を大きく好転させた。それは、オペレータの高いパフォーマンスを有する全従業員とその請負業者、ならびにそのチームワーク、パートナーのタイムリーなアドバイスや提案、かつ解決を求めての組織の大きな力が働いたからこそ成し得たことでもある。一方で、天然ガスを発電用燃料に利用することを決断したタイ国発電公社、巨額の投資を決断したオペレータ・パートナー、パイプラインを敷設したタイ石油公社、そして政府機関(DMF など)との力強い関

係なくしては成功し得なかったことでもある。我々は、これからもタイ国への安定したエネルギー供給のために、努力を続けていく覚悟である。

謝 辞

最後に、今回の発表の機会を与えてくださったオペレータの Unocal 社、三井石油開発㈱のマネジメントに感謝する。

SI 単位換算係数

bbl	×1.589873	E-01=m ³
inch	×2.54	E-02=m
ft	×48	E-01=m
TCF	×2.831685	E+10=m ³
scf	×2.831685	E-02=m ³
acre	×4.04686	E+03=m ²
1°F/100ft=1.824°C/100m		

引 用 文 献

- Chaiwat Y., Lambert, S. P. Turner, J. and Jeeradete, S., 2002: Erawan Gas Field, Challenge and Victory, This paper was presented at the DMR Petroleum Conference 2002 Bangkok.
- Callahan III E. R. and Schut, G., 1997: Slimhole Development in the Gulf of Thailand, paper 38053 presented at the SPE Asia Pacific Conference Kuala Lumpur.
- 藤原昌史・前田純二・安原 清, 1986: 「三次元反射地震探査法によるタイ沖ガス田の含ガス砂岩層の解析」, 石技誌, 51 (1), 67-75.
- 藤原昌史, 1998: 世界の油・ガス田「タイ沖ガス田一何が商業化を可能にしたか」, PETROTEC (ペトロテック), 21 (8), 78-81.
- 石井延雄・斉藤容一・桑内祐介・松浦大介・田口みずは, 2001: 『タイにおける天然ガス開発状況』, 石油開発時報, No. 130, 28-36.
- Harrison, J. and Meepornsom, A., 2001: Lime-free oil-base mud proves effective in high temperature, CO₂ environments, *Oil & Gas Journal*, 59-65.
- 松村幸政・神谷章夫・桑内祐介, 1985: 「タイ沖におけるビットと掘進率の関係」, 石技誌, 50 (5), 52-59.
- Western P. G. and Davis, B., 1993: Erawan Field: A Young Elephant, The First Twenty Years, paper 5123 presented at the ASCOPE Conference Bangkok.
- Tessri R. M. (Bob) and Madell, G., 1999: Casing Drilling-a Revolutionary Approach to Reducing Well Costs, paper 52789 presented at SPE/IADC Drilling Conference Amsterdam.
- 瀬川 清, 1992: 海外の油田開発「タイ沖ガス田」, PETROTEC (ペトロテック), 15 (9), 43-44.