報 告

ベ ト ナ ム・ラ ン ド ン 油 田

海上油田開発・生産拡大への挑戦*

吉 良 仁 秀**

(Received September 8, 2004; accepted November 5, 2004)

**Rang Dong Oil Field in Vietnam —Offshore Development,
Challenges to enhance oil production—**

Yoshihide Kira

Abstract: In October 1992, a Production Sharing Contract of Block 15-02, offshore southern Vietnam, was signed between PetroVietnam (Vietnam State Oil Company) and ex-Mitsubishi Oil Company (present- Nippon Oil Company Ltd.).

Following exploration activities, Rang Dong oil field has been tracking the phased development steps of increasing oil production level. A fractured reservoir in Granite basement is one of this field's characteristics, which shows severe uncertainty in the fracture distribution and connectivity. To mitigate the risk of these uncertainties, phased development, where reserve has been confirmed by pre-drilling, has been adopted. Also, extended reach horizontal drilling has become common for development well planning to penetrate multiple fractures to enhance well productivity.

History of development of Rang Dong oil field to cope with its reservoir uncertainties and difficulties in increasing its production levels with increasing production facilities, is presented in this paper.

Key words: Vietnam, Rang Dong, fractured reservoir, Horizontal drilling, phased development

1. はじめに

ベトナム南部沖合い15-02鉱区の生産分与契約 (PSC 契約) が、1992年10月、旧三菱石油株式会社 (現新日本石油株式会社) とベトナム国営石油公社 (ペトロベトナム) との間で締結された。新日本石油株式会社の子会社、日本ベトナム石油株式会社 (JVPC: Japan Viet-

nam Petroleum Company Ltd.) がその権益を譲り受け、オペレータとして探鉱・開発事業を実施している。1994年6月ランドン (Rang Dong) 構造北部において試掘第1号井 (RD-1 X) を掘削し、花崗岩質基盤岩フラクチャー貯留層 (Basement Fractured Reservoir, 以下基盤岩油層と呼ぶ) および下部中新統砂岩貯留層 (Lower Miocene Sandstone Reservoir, 以下下部中新統砂岩油層と呼ぶ) から、合計日産量14,000バレル以上の軽質原油の出油に成功した。

その後、ランドン油田は以下の経緯をたどって生産を拡大してきた。

- ・第一期開発として、同油田北部に7坑の生産井 (内基盤岩油層は5坑) の掘削、坑井プラットフォーム (WHF-N 1) の建設、および、浮遊式生産・貯蔵・出荷設備 (FPSO: Floating Production, Storage

* 平成16年 6 月17日、平成16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「油ガス田資産価値最大化のためのとりくみ」で講演 This presentation was delivered at 2004 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Challenge for Maximizing Oil and Gas Assets" held in Sapporo, Hokkaido, Japan, June 17, 2004.

** 新日本石油開発技術部技術グループ Production Group, Production Department, Nippon Oil Exploration Limited

and Offloading Unit) の設置を行い、1998年8月より生産を開始。その後、生産井を14坑（内基盤岩油層は7坑）まで追加した。

- ・第二期開発として、油田東部地域および南部地域の開発のため、坑井プラットフォーム（WHP-E 1, および WHP-S 1）を設置し、2002年9月に生産を開始した。生産坑井も追加されこの時点で20坑となり、掘削される坑井の軌跡も基盤岩油層内部をより長く貫通できるように高傾斜もしくは水平化が進んだ。さらに水圧入設備、ガスリフト設備を追加建設し、2003年末から操業を開始した。
- ・第三期開発として、油田中央地域およびその他残された地域の開発を検討し、計画実施の段階に入っている。

ランドン油田の主要油層はフラクチャーが発達した花崗岩質基盤岩である。最大の特徴は、堆積岩が有する粒子間孔隙などの一次孔隙は皆無で、基盤岩内の油の胚胎および流動経路は主に構造運動や続成作用の過程で二次的に形成されたフラクチャーであり、その例は世界的にも極めて少ない特殊な油層である。このため、基盤岩内のフラクチャー分布や、連続性の評価に不確定要素が残る、埋蔵量、生産挙動予測等の定量評価技術が十分に確立できていない。したがって、油田の開発を進めて行く上で最適な開発計画の立案、開発移行の決断には大きなリスクが伴うと考えられた。そこで、開発リスクの低減を図るため、坑井掘削結果に基づく貯留層の地質データと生産データを評価し開発計画を立案、実施するというサイクルを繰り返す、段階的油田開発方法（Phased

Development) を採用することとなった。

また、本油田開発の技術的特徴としては、フラクチャー油層からの生産性向上を目指した結果、より長い区間の基盤岩セクションの掘削が可能となったことや、油生産性向上のためガスリフトの採用や水攻法実施といったことが挙げらる。ガスリフトのためコンプレッサーを設置したことで、従来はフレアーしていた随伴ガスを近隣のバクホー油田へ圧送し販売するという副次的なメリットも得ている。

本稿では、油層評価に大きな不確実性を抱えたランドン油田が、どのようにその不確実性に対処し、生産拡大を目指して開発されてきたかを紹介する。

2. 鉦区概要およびランドン油田発見経緯

ランドン油田が位置するベトナム海上15-2 鉦区は、ベトナム南部沖合いのメコンベーズン北東部に位置し、資材基地などがある沿岸のブンタウ市（Vung Tau）から、東南東へ85～160 km の海上にある（図-1）。水深は、鉦区内では30～60 m であり、ランドン油田の位置では約60 m となる。

取得当初の探鉦鉦区面積は3,295 km² であったが、その後数次にわたって鉦区放棄を実施し、現在では469 km² となっている。

近傍には、メコン・ベーズン区に位置するバクホー（White Tiger）油田、ロン（Dragon）油田や、ナムコンソン・ベーズン区に位置するルビー（Ruby）油田、スツデン（Black Lion）油田といった油田が存在している。

図1 ベトナム海上15-2 鉦区図

以下にこれまでの探鉱活動経緯を示す。

- ・1992年10月：旧三菱石油株式会社とペトロベトナムが15-2 鉱区 PSC 契約に調印。
- ・1994年6月：物理探査地質評価作業を経て試掘。第一号井 Rang Dong-1 X にて、基盤岩フラクチャー層と下部中新統砂岩層にて油を発見。
1995年6月：試掘井 Phuon Dong-1 X にて油・ガス/コンデンセート発見。
- ・1996年6月：ランドン油田商業化宣言・第一次開発 EPC (Engineering, Procurement and Construction) 作業開始。
- ・1997年12月：ペトロベトナムおよび PVEP (Petro Vietnam Exploration and Production) 社参加。
- ・1998年8月：試験油生産という形で油田北部地域より生産を開始。
- ・2000年2月：コノコ社（現コノコ・フィリップ社）ファームイン参加。
- ・2001年2月：石油公団より恒常的生産認定を受け、生産を拡大継続し現在に至る。

3. ランドン油田概要

ランドン油田は、深度 2,000 m 程度の下部中新統砂岩油層と深度 3,000~4,000 m 程度の花崗岩基盤岩油層の2つの油層で構成されている。特に、花崗岩基盤岩油層は、油の貯留や流動経路は構造運動や続成作用の過程で形成された二次フラクチャーが主体であり、世界的には例の少ないタイプの油層といえよう。(図2)

図3にランドン油田の生産実績を示す。棒グラフの濃色(棒グラフ下部)が基盤岩油層から、淡色(棒グラフ

上部)が下部中新統砂岩油層からの生産量を示す。現在までの油生産量比率は、下部中新統砂岩油層からが4割、基盤岩油層からが6割程度となる。

これまでの開發生産過程をみると第一期と第二期に大別でき、これらの期間において、生産量が増加しては減退するというサイクルを繰り返しながら油田全体の生産規模を拡大させてきたことが見て取れる。

世界的にも例の少ない、基盤岩フラクチャー油層における油層性状分布評価や生産挙動評価には不確定要素があり、埋蔵量、生産量予測などの定量的評価技術は現在まで確立されたとはいえない。したがって、油層データの限られた開発初期の段階で、油田全体の開発計画立案には大きなリスクが伴うと判断され、試探掘坑井で確認できたエリアより開発を実施し、開発エリアや規模を徐々に拡大する段階の開発方法が採用された。本手法のメリットとしては、

- ① 生産開始までの開発期間短縮
 - ② 生産実績や追加坑井掘削を通して油層地質データなどを追加取得し、油層への知見を深め、油田全体の開発計画立案に役立てられる
- ということが挙げられよう。

4. 段階的开发

4.1 第一期開發生産期間一前期一

試探掘井掘削作業とそれに続く地質油層評価作業の結果、基盤岩貯油層北部地域および下部中新統砂岩油層西部エリアが第一期開発対象エリアとして選択された。

開発計画策定にあたっては、①本油田に面する陸上側では製油所設備や出荷設備も無いこと。②原油性状が軽

図2 ランドン油田油層概要

図3 ランドン油田生産実績

質で硫黄分が少ない一方、ワックス含有分が17%と高く、高流動点（摂氏約30度）であるため、パイプラインによる陸上への輸送が困難と判断されたこと、などの理由から FPSO を使用した開発方式が採用された。本方式では、生産された原油は、生産プラットフォームで随伴ガスを分離され、加熱システムを有する FPSO に送られ、製品処理・貯蔵をへて輸出用タンカーへ洋上出荷される。

生産坑井掘削、生産プラットフォーム建設設置、FPSO 建造設置完了まで約18ヶ月という短期間で作業を

完了し、生産開始を可能にした。

図4に第一期開発概念図を示す。一基の FPSO と一基の坑井プラットフォーム、その間に油を輸送するインフィールドパイプラインを有する比較的単純な開発スキームといえる。

以下に第一期開発で設置された設備および坑井の概要を述べる。

WHP-N 1：生産設備である坑井プラットフォーム（WHP-N 1）は坑井掘削用スロットを12基有しており（後に4スロット追加して合計16スロットとなる）、水深

図4 第一期開発概念図

図5 FPSO (Rang Dong-1) とシャトルタンカー

58 m の位置に設置された。ジャケットとトップサイドを合わせた総重量は約2,000トンとなり、生産流体の処理能力は油45,000バレル/日、水11,000バレル/日、ガス80百万立方フィート/日（生産開始当初、ガスは全量フレアー）である。

また、プラットフォームは普段は無人であり、FPSOからの遠隔操作によって通常の生産操業が可能となっている。

FPSO (Rang Dong-1) : FPSO は DWT (Dead Weight Tonne) 15万トンの中古タンカーをシンガポールで改修した10年間ドライドック不要タイプである。WHP-N 1 より北西約 2 km に設置され、パーマネントのカテナリー係留方式を採用している。全長290 m、全幅46 m のサイズを持ち、WHP-N 1 から送られた生産流体は、最終的に FPSO にて油・水・ガスに分離・計

量され、製品原油として貯蔵され、定期的にはエクスポートタンカーにて出荷される（図5）。FPSOは、貯蔵量900,000バレル、出荷量600,000バレル/24時間の能力を有する。

インフィールドパイプライン : FPSO-WHP-N 間に設置され、10インチ、全長約 2 km のサイズを持ち、パイプラインエンドマニフォールド (PLEM)、マリンライザーを経由して FPSO に接続する。

生産井掘削 : 第一期開発当初の生産井掘削は、基盤岩貯油層にたいして5坑井、下部中新統砂岩油層には3坑井（うち2坑は油層区間約 1,000 m の水平坑井）を計画した。生産開始までの期間短縮のため、生産設備建造期間中に掘削用テンプレートを設置し5坑井の pre-drilling を実施した。さらに生産プラットフォーム設置後、カンチレバertype・ジャッキアップリグにて追加3坑井の掘削作業を実施した。基盤岩油層では、北部エリアの試探掘結果より、このエリアでは生産性の高いフラクチャーが満遍なく分布していると解釈できたため、均一なスペーシングで当初生産坑井を配置した。下部中新統砂岩油層は、試探掘結果から連続性のよくない砂岩層と解釈され、副次的ターゲットと認識されていた。そのため、WHP-N 1 プラットフォームは基盤岩油層開発を最適化するように計画設置され、それに合わせて下部中新統砂岩油層への掘削位置が決定された。図6に第一期開発生産期間に掘削された坑井配置図を示す。

掘削生産実績 : 試探掘坑井掘削で確認されていた範

図6 第一期開発生産坑井図

図7 第一期開發生産実績

図では、基盤岩油層はある程度均一なフラクチャーの分布をしていると開発当初は想定していた。しかしながら、開発井掘削結果から、予想以上にフラクチャー分布が不均一であり、掘削した坑井の中には生産性の高いフラクチャーを確認できないものもあった。この結果、坑井によって生産性が大きくばらつくという事態が発生することになった。

また、開発対象エリアは大きな断層ブロック内にありこのブロック内では油層の連続性が十分期待できるとしていた。しかし現実には、ブロック内でも複雑にコンパートメント化していることが判明し、坑井によっては早い圧力減退を示し予想以上に早い油生産の減退という現象にも遭遇することになった。このため、生産設備能力である平均45,000バレル/日を当初掘削坑井ではまかない切れないと判断し、直ちに追加坑井掘削を決定した。

図7に第一期開發生産期間の生産挙動を示す。下のグラフが月間の平均日量生産レート、上は稼動生産坑井数を示す。基盤岩油層は濃色、下部中新統砂岩油層は淡色で示す。グラフが示すように、第一期開發生産期間前期においては、生産設備能力を十分満たすレベルまでの生産量は達成できなかった。

4.2 第一期開發生産期間—中期—

前期の掘削結果を受けて計画された追加坑井掘削は、

下部中新統砂岩油層に3坑、基盤岩油層に1坑となった。開発計画立案時より予想以上の良好な砂の発達を確認されたことから、より確実な生産量増加のために下部中新統砂岩油層へ3坑井追加となった。集油エリアを広げるため、N1プラットフォームから大偏距生産井が掘削された。一方、基盤岩油層へは、坑井スペーシングが空いているエリアに1坑が掘削された。その結果、下部中新統砂岩油層に追加した生産坑井で生産量は増加したが、まだ、設備能力を100%生かす状態には至らなかった。さらに、この当時の原油価格の低迷と予想以上のフラクチャー油層の不確実性を認識したことから、開発リスクを分散する目的で、ランドン油田権益の一部をファームアウトすることが模索された。その結果、米国コノコ社への権益ファームアウトが実行された。

4.3 第一期開發生産期間—後期—

前期および中期に得られた知見より、この時期、基盤岩油層の坑井掘削方針が変更された。探鉱初期、北部基盤岩地域は、垂直井および傾斜井（傾斜角30～40度）で良好な生産性を示すフラクチャーに遭遇する確率が高かったため、生産性の高いフラクチャーは比較的均一に分布していると解釈されていた。しかしながら、掘削実績を重ねるにつれてフラクチャーの分布はより不均一であることが判明し、生産性の高い坑井として仕上げるには、フラクチャーが発達していると解釈される複数の

図8 大偏距・水平坑井掘削イメージ

ターゲットを効率よく掘りぬくことが重要であると認識されるようになった。地震探鉱記録にたいする PSDM (Pre-Stack Depth Migration) 処理作業の採用により、基盤内部のより明確なイメージ化が可能になり、掘削ターゲットであるフラクチャー帯の同定がより詳細に可能となった。その結果、一本の生産井に複数のターゲットを設定できより高い生産性を期待できるようになった。

また、開発費用低減のために、試探掘井を後に生産井へ転用することを視野に入れ、掘削位置をできるだけ一箇所にまとめて掘削することが必要だと考えられるようになった。このような必要性から、この時期以降に掘削された坑井は、試探掘井を含め高傾斜、大偏距・水平坑井となった。

図8に大偏距・水平生産井掘削のイメージを示す。右上図にターゲットである複数のフラクチャー帯を狙う坑井のイメージを示す。左下図が掘削結果の一例である。地震探鉱データのPSDM特殊処理から選択されたフラクチャーと解釈された8個のターゲットを掘削し、その結果、高い生産性のフラクチャーが3つ確認されたケースである。このように、掘削された坑井が良好な生産性を有するか否かは、最終的には掘削して確認する以外に方法がないのが現状である。

第一期開生産期間後期では、主に基盤岩油層に対して大偏距・水平坑井が生産井として追加掘削された。さらに、基盤岩南部地域に探掘井が掘削され、生産性のあ

るフラクチャー帯を確認した。これらの坑井は、高傾斜井であるばかりではなく、後に生産井に転用することを前提としており、まとまった箇所から掘削後、仮廃坑されたのである。この位置には第二期開生産期間においてプラットフォームが設置され、仮廃坑されていた坑井をタイバックし南部地域開発が実施されることになる。

基盤岩油層への追加水平坑井の貢献により生産量も増大し(図7)、この時期は設備能力もほぼ目一杯活用されるようになった。そして、この期間に掘削された試探掘坑井の結果に基づき、生産拡大の次のステップとして、第二期開発計画が立案・実施されることになった。

4.4 第二期開生産期間

2000年に、第二期開発として、下部中新統砂岩油層東部エリアおよび基盤岩油層南部エリアの追加開発が決定された。開発エリア拡大のほかに、基盤岩油層に対する水攻法および下部中新統砂岩層に対するガスリフト採油実施も合わせて決定された。具体的な開発作業内容は、

- ・下部中新統砂岩油層東部エリアおよび基盤岩油層南部エリアにたいしての追加生産坑井の掘削
- ・4基のプラットフォーム追加設置
追加生産井掘削生産用プラットフォーム2基(WHP-E1およびWHP-S1)
水圧入およびガス昇圧プラットフォームおよび居住設備用プラットフォームそれぞれ1基ずつ(ULQ-N, CWI-N)
- ・FPSOの原油生産処理能力を68,000バレル/日まで

図9 掘削生産用プラットフォーム WHP-E1, WHP-S1

增強

・インフィールドパイプラインの追加設置
が挙げられる。2002年第三四半期に、プラットフォーム WHP-E 1 と WHP-S 1 がほぼ同時期に設置された。そして、図 9 のごとく、下部中新統砂岩油層東部エリアに 7 坑の生産井が WHP-E 1 より掘削・仕上げられ、基盤岩油層南部エリアで仮廃坑されていた試探掘井が WHP-S 1 へタイバックされ生産井へと転用された。

また、それまでフレアされていた生産随伴ガスが、パイプライン経由にて近隣のバクホー油田に出荷されるようになった。

以下に、第二期開発生産期間で設置された設備の概要を述べる。

WHP-E 1：下部中新統砂岩油層東部エリアの開発用坑井プラットフォームであり、4 レグで15坑井スロットを有し、総重量は2,600トンである。生産流体の処理能力は

油45,000バレル/日, ガス50 百万立方フィート/日
水30,000バレル/日

である。2002年8月に設置完了しており、プロジェクト期間は12ヶ月と比較的短期間で完了している。

WHP-S 1: 基盤岩油層南部エリアの開発用坑井プ

図 10 第二期開発生産期間 開発概念図

プラットフォームであり、4 レグで12坑井スロットを有し、総重量は1,600トンである。生産流体の処理能力は油30,000バレル/日、ガス42百万立方フィート/日、水15,000バレル/日

である。WHP-E 1 と同時期の2002年 9 月に設置完了しており、こちらもプロジェクト期間は13ヶ月と短期間に完了している（図10）。

生産井とプラットフォームの追加により、図7のごとく生産量は増大し、増強した設備能力もほぼ目一杯活用されるようになった。しかしながら、特に基盤岩油層における油生産の減退は顕著であり、生産量維持のための作業の必要性が直ちに明確になった。

基盤岩油層にたいしての水攻法と下部中新統砂岩油層生産坑井へのガスリフト採油の実施設備建設作業は、追加プラットフォーム設置プロジェクトと同時に進行しており、追加プラットフォーム（WHP-E 1 & S 1）設置から約 1 年遅れて2003年10月にこれらの設備も設置された。既存 WHP-N 1 プラットフォームにブリッジで連結されるプラットフォーム CWI-N および ULQ-N を設置し、そこに水攻法のための水圧入設備、ガスリフトガスや随伴ガス販売のためのガス昇圧設備そしてユーティリティーおよび居住関連設備を上載設置した。図10に第二期開発生産期間の生産設備概念図を示す。

2003年末より下部中新統砂岩油層生産井へのガスリフト採油および基盤岩油層南部エリアおよび北部エリアに対して水圧入のパイロットテストが開始された。ガスリフト採油に関しては、当初計画よりも良好な結果を示す坑井もあり、リフト対象坑井を拡大している。また、水圧入に関しては、現在その効果を評価中である。

5. ランドン油田における技術的特徴

以下に、ランドン油田開発における技術的特徴をまとめる。

基盤岩油層特性の不均一性：基盤岩油層のフラクチャー分布はかなり偏っており、砂岩油層のような様な分布として扱うことが困難である。フラクチャーの分布を同定するために、現在では、地震探鉱データの PSDM 処理を使用してより明瞭なイメージング化に成功している。図11に、PSDM 処理によってフラクチャー帯がより明瞭に確認できるようになった例をしめす。しかし、サブサイズミックなフラクチャーの同定の問題やフラクチャーネットワーク把握の問題といった解決しなければならない課題が残っている。

また、坑井生産性の定量評価も困難であり、実際に生産してみないと、個々のフラクチャーの生産性は把握できない。さらに、フラクチャー内の油の生産挙動予測も困難な状態である。特に、水攻法実施に伴い、水・油系二相流システムの油層モデル構築は大きな課題である。

生産に伴って異なった圧力挙動を示す坑井のグループが存在することより、油層内でのコンパートメント化が確認されているが、このコンパートメントの確認は今後の水攻法計画立案の重要な要素の 1 つと認識されている。

大偏距・水平坑井掘削：大きな掘削ターゲットとしてのフラクチャー帯の同定は震探データ解釈により高精度で可能になったため、これらターゲットを効率よく掘りぬくために大偏距水平坑井掘削が多用されるようになった。非常に硬い基盤岩を速く確実に掘りぬくために、

震探セクション：PSDM処理前

震探セクション：PSDM処理後

* 垂直方向のフラクチャー帯のイメージが明瞭になっている

図 11 PSDM 処理によるフラクチャーイメージング例

ビットやマッドシステムの改良・開発が掘削作業を通して継続的に行われた結果、掘削効率が飛躍的に向上した。

段階的開発方式：ランドン油田の基盤岩油層評価の不確実性のため、油田全体の規模を確認してから全体の開発計画を立案し実施するというステップを採用するにはリスクが大きかったため段階的開発という開発方式を採用した。これは、試探掘井掘削結果などから、当面の投資の経済性が確保できた部分から開発を実施するということである。世界に例の少ない基盤岩フラクチャー油層の全体像が解明できるまで評価作業を実施するには、膨大な費用と生産までの長いリードタイムがかかることが予想され、それに耐えうる体力の自信のない会社にとっては、段階的開発方式は妥当で現実的な選択肢といえよう。

6. 今後の作業計画

今後の油田開発の方向性として、現在計画の俎上に上がっている事項は大別して、基盤岩油層中央エリア開発および水攻法の実施である。

基盤岩油層中央エリア開発：2001年および2003年に掘削されたランドン基盤岩構造の中心部の評価井にて出油が確認されたエリアを対象としたものである。テンプレートから掘削された評価井は仮廃坑されており今後生産井に転用できる状態になっている。開発対象エリアには WHP-S 1 タイプのプラットフォームを設置し、2005 年中には生産を開始する計画である。

水攻法の実施：現在、基盤岩油層への水圧入パイロッ

トテストを継続中である。基盤岩油層のフラクチャーへの水圧入実施は油層の不確実性とあいまって評価が困難であろうと予想される。近傍のバクホー油田においては、水攻法が実施され成功していることからベトロベトナム側は水攻法実施に強い意欲を持っている。

また、下部中新統砂岩油層への水攻法実施も検討中である。油層の広がりや連続性が比較的確認されている砂岩層であるので水攻法実施による可採埋蔵量増加が期待できると思われる。

7. おわりに

以上、ベトナム南部沖合いにおけるランドン油田開発生産拡大の経緯を簡単に紹介した。本プロジェクトは本邦石油開発会社が、オペレータとして、探鉱鉆区権益取得から開発作業遂行を経て、生産を拡大してきた数少ない事例といえよう。フラクチャー油層という高度な評価技術が必要とする油田にたいして、生産量維持・拡大のためさらなる技術的挑戦を継続していく所存である。

最後に、本発表の許可を頂いたベトナム国営石油会社ベトロベトナム社に謝辞を申し上げます。

SI 単位換算係数

bbbl	×1.589873	E-01=m ³
ft	×3.048*	E-01=m
scf	×2.831685	E-02=m ³
psi	×6.894757	E+00=kPa

*は正確な値