講 演

ベトナムにおける石油探鉱・開発事業*

飯 田 信 康**

(Received January 4, 2000 ; accepted March 13, 2000)

Exploration and development of Rang Dong oil field
in Block 15-2, offshore Vietnam

Nobuyasu Iida

Abstract: In October 1992, production sharing contract for Block 15-2, offshore Vietnam was concluded between Mitsubishi Oil Co., Ltd. and Vietnam Oil and Gas Corporation (Petrovietnam), and the license was assigned to Japan Vietnam Petroleum Co., Ltd. (JVPC) for the implementation of exploration and development. Block 15-2 locates in Mekong Basin, which has a granite basement overlaid mainly with thick Tertiary clastics and includes Back Ho field, the largest oil field in Vietnam producing since 1986.

Based on the geological and geophysical studies, first exploration well was drilled in Rang Dong prospect and confirmed the significant oil flow over 14,000 bbl/day from the granite basement and Lower Miocene sandstone reservoirs in June and July 1994. After appraisal wells drilling, "Commercial Discovery Declaration" was made in June 1996.

Target reservoir is the granitic basement fractured reservoir, with very unique features mainly developed by tectonic. Detection of the fracture distribution in the basement and evaluation of its static and dynamic properties were not so easy, but could be accomplished to a considerable extent. Meanwhile there still exist lots of uncertainty in quantitative evaluation of the fracture. Due to such uncertainty, the northern part of the field was decided to develop as first phase development, prior to entering into full-field development.

Being high pour point about 30°C, produced oil is separated to liquid and associated gas on Wellhead Platform, and the separated fluid is then transported to a tanker converted FPSO (floating, process, storage and offloading system) for exporting oil to shuttle tanker, instead of to onshore via pipeline.

18 months after commencement of the fabrication of production facilities, first oil production was achieved on August 30, 1998, with six pre-drilled production wells. As of December 1999, total nine production wells are on stream. JVPC is planning to conduct further appraisal works in the remaining southern part of the Rang Dong field for future development.

Key words: basement, granite, fractured reservoir, FPSO, Rang Dong field, Vietnam

1. はじめに

* 平成11年10月26日, 平成11年度石油技術協会秋季講演会で講演 This lecture was delivered at the 1999 JAPT Autumn Meeting held in Tokyo, Japan, October 26, 1999.

** 日石三菱株式会社石油開発部 Exploration and Production Department, Nippon Mitsubishi Oil Corporation

1992年10月6日, 旧三菱石油㈱(現在: 日石三菱㈱)は, ベトナム国営石油公社(ペトロベトナム)との間で, ベトナム沖合鉱区15-2の生産分与契約 (production sharing contract: PSC)を締結し, 同年10月7日子会社の日本ベトナム石油㈱に権益が譲渡された。その後, 日本ベトナム石油㈱はオペレータとして, 石油公団, 三菱商事㈱および三菱石油開発㈱の資金的・技術的な支援

図1 ベトナムの位置

の元、探鉱・開発事業を実施し、ランドン構造北部において試掘1号井(RD-1X)を掘削した。そして1994年6～7月主目的とした花崗岩質基盤岩フラクチャー貯留層(granitic basement fractured reservoir)および下部中新統砂岩貯留層(Lower Miocene sandstone reservoir)から日産量14,000 bbl以上の軽質原油の出油に成功した。その後のランドン構造北部を中心とした評価作業の結果、PSCにのっとり1996年6月ランドン油田の商業発見宣言を行い、第1段階として同油田北部を対象に、生産井の掘削、生産プラットフォーム(WHFP)および浮遊式生産・貯蔵・出荷設備(FPSO: floating pro-

図2 ベトナムプロジェクト事業形態

duction, storage, and offloading system)の建設を行い、1998年8月30日原油の試験生産を開始した。1999年12月現在、日量約35,000 bblの原油を生産している。

ランドン油田の主要油層は花崗岩質基盤岩フラクチャー貯留層であり、主に造構運動によって形成されたフラクチャー(割れ目)が油の胚胎および流動経路となっており、世界的にも例が極めて少なく特殊な油層である。このことから、必ずしも油層評価技術が十分に確立されているとは言えず、基盤岩内のフラクチャー分布、連続性、定量評価手法などに不確定要素が残っているため、リスクの軽減および早期のキャッシュフロー実現を目的とする、段階的な油田の開発を行うこととした。第1段階として油田北部の開発を試験的にに行い、この生産実績を踏まえ油田全体の最適な開発・生産計画を立てることとしている。

2. ランドン油田第1期開発事業推進体制

現在のベトナム社会主義共和国が建国されたのは、ベトナム戦争終結の翌年1976年である。その国土はインドシナ半島の東側に位置し、南北に約1,650 kmと細長く南シナ海に面し、北は中国、西は山岳地帯でラオスおよびカンボジアに接している。面積は約33万 km²(日本の0.9倍)、人口約7,000万人である(図1)。

図3 日本ベトナム石油(株)組織図(1999年9月30日現在)

図4 原油出荷風景

鉦区15-2はベトナム南部沖合、ブンタウ (Vung Tau) の東方 (返還後の現在の鉦区は) 95~160 km に位置している。ブンタウはフランスの植民地時代にリゾート地であったが、現在ベトナムで油を生産しているほとんどの油田は同南部沖合に位置することから、資機材の供給基地となっている。当社の現地操業事務所 (ベトナム事務所) もここに位置している。ランドン油田へは、ヘリコプターで約45分、船で約半日要する。

本プロジェクトを推進するために、旧三菱石油 (現在：日三三菱株式会社) が主体となり1992年日本ベトナム石油株式会社 (JVPC) を設立し、石油公団の出融資を受け事業を遂行している。ベトナム側とは国営石油会社の PetroVietnam と PSC を締結し、この契約に沿って事業を進めている。

PSC 期間は25年間であり、権益比率は当初日本ベトナム石油側の100%保有であったが、プロジェクトが開発段階へ移行することを受け、同契約にのっとり1997年12月に PetroVietnam が本プロジェクトへ参加する権利を行使した結果、現在ではオペレータである日本ベトナム石油側が82.5%、PetroVietnam 側が12.5%となっている。PetroVietnam 側の権益比率は、PetroVietnam の子会社である PetroVietnam Exploration and Production に移され、同社が新たにパートナーとなった。パートナー間では共同操業契約書 (joint operation agreement: JOA) を締結し、この JOA に沿って事業を進めている (図2)。

日本ベトナム石油の事業を行う体制は、東京本社および現地ベトナム事務所から成っており、現在ベトナム事務所には所長以下日本人23名、現地人47名、また外国人13名の計83名が勤務している (図3)。このほか、FPSO の操業には約55名の要員 (SBM 雇用スタッフ) が12時間シフトの勤務を行っている。オフショアの WHPF の生産操業は FPSO に常駐する生産部のスタッフが

行っており、原油の出荷は月平均2回ほどある。Business Coordination 部は共同販売を行っている PetroVietnam 子会社の Petechim と定期的に会合を持ち、売り先、出荷ウインドウ、販売量、価格などについて決定している (図4原油出荷風景)。

3. 探 鉦

3.1 ベトナムにおける石油探鉱開発の歴史

ベトナムにおける石油探鉱は陸域では1930年代にさかのぼるが、沖合の調査が始められたのは1968年、さらに鉦区が本格的に外国石油会社に開放されたのは1973年であった。1974年にはバクホーの試掘1号井で下部中新統砂岩層に油が発見された。しかしベトナム戦争は激化し、1975年に南ベトナムが臨時革命政府の手に落ちるに及んで外国石油会社は探鉱活動を中断し、ベトナムから撤退することとなった。南北統一後1977年には外資法が制定され西独、イタリア、カナダ、イギリスの各企業が再度参入したが、ベトナムのカンボジア介入のため1979年に再び中断した。その後1981年からはソ連との合弁会社である Vietsovetropet 社が探鉱開発を実施し、1986年にはバクホー油田より生産を開始し、また1988年にはダイフン油田の発見が伝えられた。

外国石油会社に再び鉦区が開放されたのは1988年のことであり、1994年には米国の対ベトナム通商閉鎖が解除され、米国系石油会社も参入してきている。ベトナムでは1999年末現在、メコン堆積盆地に位置するバクホー (White Tiger)、ロン (Dragon)、ダイフン (Big Bear)、ルビー (Ruby)、当社のランドン (Rang Dong)、マレー堆積盆地に位置するブンガケクワ (Bunga Kekwa) の6油田から約30万 bbl/d の原油を生産中である。これは東南アジアではインドネシア、マレーシアに次ぎ、ブルネイを抜いて第3位の生産量である。また、南コンソン堆積盆地で発見されたランテイ (Lan Tay)、ロンDOI (Rang Doi) の2ガス田が開発に向けて現在検討中である。

3.2 ベトナムの石油地質

ベトナム南部沖合にはメコン堆積盆地と南コンソン堆積盆地という2つの堆積盆地が形成されている。両堆積盆地とも、中生代のインドシナ造山運動により形成されたインドシニア陸塊の周縁部に、白亜紀中期～後期に起こった南シナ海の拡張に伴って形成されたリフト型堆積盆地である。当社の鉦区15-2が位置するメコン堆積盆地は、先第三紀の花崗岩質基盤岩の上に主に湖成から河川成の非海成碎屑岩を中心とした古第三系と海浜成～海成の新第三系とが厚く堆積し、また局所的に玄武岩などの火山岩が分布している。地質構造は正断層による地層、

地溝および地塁上のドレープ構造などによって特徴づけられる。

メコン堆積盆地での炭化水素の胚胎は下部中新統砂岩層、上部および下部漸新統砂岩層および花崗岩質基盤岩で確認されているが、この花崗岩質の基盤岩を貯留岩とする油ガス田は同堆積盆地での主要な探鉱開発対象の1つである。炭化水素は一部を除きパラフィン基原油が大半を占め、油指向型の堆積盆地である。これは堆積盆地中央部を中心に厚く堆積した湖成頁岩層が炭化水素の生成の元となる、いわゆる根源岩の役割を果たしているためと考えられている。図5に堆積盆地と鉱区および油田の位置を、図6にメコン堆積盆地の一般地質層序を示す。

3.3 当社の石油探鉱開発

3.3.1 鉱区の概要

鉱区15-2は、ブンタウ (Vung Tau) から東南東に約95～160 km のベトナム南部沖合に位置する。鉱区面積は当初約3,370 km²であったが、探鉱フェーズ1期、2期終了後鉱区の約半分を返還し現在では約1,615 km²となっている。水深は鉱区西部で約30 m、東部で約60 mである(図7)。

3.3.2 過去の探鉱経緯

当鉱区の探鉱活動は1973年にさかのぼる。当時のオペレーターである Shell 社は約1,550 kmの地震探査を実施したが、試掘を実施する前に1975年4月のサイゴン陥落を迎え、権益を失った。続いて1978年から Deminex 社(ドイツ)が同鉱区に参加し、約1,600 kmの地震探査を実施した後、1979年には試掘井を3坑掘削した。これらの坑井ではいずれも中新統および漸新統砂岩層に油

ガス徴を確認したものの、出油には至らなかった。Deminex 社の探鉱が成功しなかった理由としては、当時は隣接するバクホー油田はまだ探鉱段階であり、さらには同油田の主要産油層である基盤岩はまだ探鉱の対象となっていなかったという技術的な点が挙げられる。当時の記録を振り返ると、ベトナムのカンボジア侵攻により同社もベトナムからの撤退を迫られており、3坑井を掘削したもののその評価が十分に実施できなかったことも大きく影響したと考えられる。その後 Vietsovetropetro 社が約500 km 弱の追加地震探査を行ったが、試掘は実施されなかった。

3.3.3 鉱区取得

鉱区15-2が1992年2月に公開され、探鉱価値を調査するためハノイにおいてデータレビューを行った。当社が1991年1回目の公開入札に参加し、南コンソン堆積盆地内の鉱区を入札したが落選した後で、本データレビューは2回めにあたる。当社内では、現地調査に先立った評価は決して高くはなかった。その理由は Deminex 社がすでに3坑井を掘削しており、その坑井位置から鉱区東部では有望構造は評価済みであると推察されたからであった。しかし現地にてデータを閲覧した結果、当鉱区の評価は高まっていった。

まず最初の調査として、隣の鉱区で生産中のバクホー油田の情報を入手し、どのようなプレイ(油田形成のメカニズム)が成立しているのかを把握することに努めた。その結果、バクホー油田には次の3つのタイプの貯留層が存在することが分かった(図8)。

(1) 花崗岩質基盤岩の高まりの内部に発達したフラク

図5 鉱区および油田位置図

年代	地層	層厚	岩相	シーケンス	貯留岩	帽岩	根源岩
更新世							
鮮新世	BIEN DONG	600 - 700 m					
中新世	後期			A			
	中期			BII			
	前期			BI	●	■	
漸新世	後期			C	●	■	◆
	中期			D	●	■	
	前期			E	●	■	◆
白亜紀	基盤岩				●	■	

図6 メコン堆積盆地一般地質層序

図8 プレイ概念図

坑井データよりランドン構造の基盤岩直上に分布する漸新統砂岩層には油が移動してきていることも示唆され、油の生成、移動に関するリスクは現地調査にて大きく低減された。ただし、主要探鉱対象が世界的にも開発された事例が少ない基盤岩フラクチャー貯留層となるため、貯留層に対するリスクは依然として残される結果となった。

結論として、構造の規模から期待される埋蔵量と貯留層に対するリスクを比較検討した結果、リスクマネーを投じて探鉱する価値は十分あるとの経営判断がなされ、入札参加が決定された。

3.3.4 試探掘井掘削および評価作業

鉦区取得後、スタディによって描かれた有望構造はそれぞれランドン構造 (Rang Dong, 曙の意)、ブンドン構造 (Vung Dong, 日の出の意)、フンドン構造 (Phuong Dong, オリエンの意) と名づけられた (図7)。これらの構造のうちランドン構造が最も構造規模が大きく、さらにバクホー油田の北東約 30 km に位置し、同一の基盤岩の高まりのトレンド上にあることから、試掘1号井掘削の対象と決定された。主要な探鉱対象は花崗岩質基盤岩のフラクチャー貯留層である。

ここで問題になったのは、いかにして試掘位置を選定するかであった。通常砂岩層の背斜構造などでは1号井は構造頂部に掘削するのがいわば定石だが、基盤岩フラクチャー貯留層の場合、そのフラクチャーのネットワークは広域にわたって均一に発達することは考えにくく、むしろ造構運動による断層群などに規制されて偏在することが予想された。

そこでランドン構造に対して試掘を実施する前に三次元地震探査を実施し、より正確に構造を把握し、断層群の発達する地域をつかむこととなった。1993年の地震探査収録、処理、解釈作業を経て試掘1号井の掘削位置が選定され、1994年4月によりやく 15-2-RD-1X が掘削された。

図7 鉦区および有望構造図

チャー貯留層

- (2) 基盤岩の高まりの翼部に層序トラップを形成した下部漸新統砂岩層
- (3) 基盤岩の高まりの上位に背斜構造を形成した下部中新統砂岩層および上部漸新統砂岩層

これら3つの貯留層と Deminex 社のデータを照らし合わせることで、Deminex 社は(3)のタイプの貯留層を対象に探鉱作業を進めており、(1)と(2)のタイプの評価はほとんど手付かずであることが読み取れた。また、

15-2-RD-1 X の掘削の結果、当初の主要目的層の花崗岩質基盤岩から 10,000 bbl/d 以上の出油が確認されたが、さらに当初はあまり注目していなかった下部中新統砂岩層にも油の胚胎が確認された。この層は1979年に Deminex 社によりすでに掘削されており、同社が当時の不安定な情勢下になく、時間をかけて同層のテストを実施していたら当社の発見もなかったわけで、技術を超

えた運命的なものを感じざるをえない。

以降、基盤岩フラクチャー油層および下部中新統砂岩油層を主要目的層とした探鉱、評価作業が続けられている。その結果、ランドン構造は商業生産に足る埋蔵量があると判断され、構造の北部を対象とした第一期開発への移行が決定された。当社がこれまで実施した主な探鉱活動は図 7、表 1 および表 2 に示すとおりである。

表 1 地震探鉱活動概要

作 業	期 間	コントラクター	作 業 量	対 象 構 造
再 処 理 テ ス ト	1992年11月 ～12月	GECO	二次元 78 km	Rang Dong 構造を通る 2 測線
再 処 理	1993年 1 月 ～ 3 月	GECO	二次元 1,334 km	鉦区東部 (Deminex 収録)
新 規 収 録	1993年 2 月 ～ 4 月	GECO	三次元 9,839 km	Rang Dong 構造
			二次元 429 km	鉦区東部 Vung Dong 構造付近および周辺鉦区との Tie-line
新 規 処 理	1993年 4 月 ～ 9 月	GECO	三次元 9,839 km	Rang Dong 構造
			二次元 429 km	鉦区東部 Vung Dong 構造付近および周辺鉦区との Tie-line
再 処 理	1994年12月 ～1995年11月	Western Geophysical	三次元 9,839 km	Rang Dong 構造
新 規 収 録	1995年 6 月 ～ 7 月	Western Geophysical	三次元 4,988 km	Vung Dong 構造
			二次元 109 km	Vung Dong 構造北東延長部
	1995年 7 月 ～ 8 月		三次元 4,377 km	Phuong Dong 構造
新 規 処 理	1995年 6 月 ～ 7 月	Western Geophysical	二次元 109 km	Vung Dong 構造北東延長部
	1995年 8 月 ～1996年 6 月		三次元 4,988 km	Vung Dong 構造
	1995年10月 ～1996年 5 月		三次元 4,377 km	Phuong Dong 構造
特殊処理 (テスト)	1996年 8 月 ～10月	Coherence Technology Company	三次元 9 km ²	Rang Dong 構造、試掘 1 号井周辺 (Coherence 処理)
特殊処理 (テスト)	1997年 6 月 ～ 8 月	PGPC	三次元 90 km	Vung Dong 構造 (重合後深度マイグレーション)
特 殊 処 理	1998年 8 月 ～12月	PGPC	三次元 4,988 km	Vung Dong 構造 (重合前時間マイグレーション)
特殊処理 (テスト)	1999年 4 月 ～ 5 月	Veritas Geco	二次元 18 km	Rang Dong 構造 (重合後時間・深度マイグレーション)
特 殊 処 理	1999年 7 月 ～12月	Veritas	三次元 9,839 km	Rang Dong 構造 (重合前時間マイグレーション)

表2 試掘井／評価井掘削結果概要

坑井名	期間	深度	結果概要
15-2-RD-1X 試掘井	1994年4月 ～7月	3,400m	基盤岩で掘り止め。基盤岩から 10,346 bbl/d の出油。下部中新統砂岩から 4,043 bbl/d の出油。仮廃坑。
15-2-VD-1X/1XR 試掘井	1994年7月 ～10月	3,410m	基盤岩で掘り止め。基盤岩，上部漸新統，下部中新統にて油・ガス徴確認。廃坑。
15-2-PD-1X 試掘井	1995年4月 ～7月	3,722m	基盤岩で掘り止め。基盤岩および直上の砂岩より計 975 bbl/d の出油。上部漸新統，下部中新統にて油・ガス徴確認。廃坑。
15-2-RD-2X 評価井	1995年7月 ～1996年1月	4,188m	基盤岩で掘り止め。基盤岩より 7,159 bbl/d の出油。上部漸新統，下部中新統にて油・ガス徴確認。仮廃坑。
15-2-RD-3X 評価井	1996年1月 ～4月	4,200m	基盤岩で掘り止め。下部漸新統にて約 320 bbl/d，下部中新統にて 5,953 bbl/d の出油。基盤岩にて油・ガス徴確認。廃坑。
15-2-RD-4X 評価井	1996年4月 ～6月	3,580m	基盤岩で掘り止め。基盤岩より約 300 bbl/d の断続的な出油。上部漸新統，下部中新統にて油・ガス徴確認。廃坑。
15-2-RD-5X 評価井	1996年6月 ～8月	3,400m	基盤岩で掘り止め。基盤岩より 1,018 bbl/d の出油。上部漸新統より 2,026 bbl/d の出油。下部中新統より 1,492 bbl/d の出油。廃坑。
15-2-GD-1X 試掘井	1996年11月 ～1997年1月	3,728m	上部漸新統で掘り止め。下部中新統砂岩より地層水と少量の油を回収。廃坑。
15-2-RD-6X/6XST 評価井	1997年1月 ～5月	3,730m 3,914m	基盤岩で掘り止め，基盤岩より 320 bbl/d の出油。その後，より生産性が高いと思われる東北東に向けサイドトラックを実施，基盤岩で掘り止め，基盤岩より断続的な微量の出油にとどまった。下部中新統では 4,932 bbl/d の出油。廃坑。
15-2-RD-7X 評価井	1998年2月 ～1998年4月	4,195m	基盤岩で掘り止め。基盤岩より 512 bbl/d の出油。廃坑。
15-2-VD-2X 試掘井	1999年8月 ～10月	4,000m	基盤岩で掘り止め。基盤岩より少量の油を回収。廃坑。

4. 貯留層の特性

ランドン構造の貯留層は，前述したように下部中新統砂岩層と花崗岩質基盤岩フラクチャー油層である。下部中新統砂岩層は海浜成～海成の薄い砂泥互層であり，砂の分布および連続性に関し構造全域で不均質性の問題があるものの，いわゆる一般的な砂岩貯留層でありその油層評価技術，手法はすでに確立されていると言える。貯留層の砂の分布を再現するキャラクタライゼーションとして，ストカスティックモデリングによる地質モデル，アップスケールした油層モデルでのヒストリーマッチングを行い，生産挙動予測を実施している。

一方，バクホー油田やランドン油田の主要産油層である基盤岩フラクチャー油層は，欧州，中東，日本などにわずかに報告されているのみで例は非常に少ない。その探鉱の歴史は浅く，まだ石油地質学や油層工学の点から

解明されるべき問題は数多く残されている。

ここでは，基盤岩フラクチャー油層についてその特性，問題点について述べることにする。また，両貯留層特性の概要を参考までに表3に示す。

4.1 基盤岩フラクチャー油層の特徴と問題点

バクホー油田やランドン油田でこれまでの探鉱，開発により得られたデータから，基盤岩貯留層の特徴として以下のような点が挙げられる。

- (1) 貯留岩は花崗岩質で，その有効孔隙はほとんどがいわゆるフラクチャーであること。
- (2) 基盤岩の高まりを直接覆い，翼部から地溝部にかけて厚く堆積する頁岩層が帽岩と根源岩の両方の役割を果たしていること。
- (3) 油ガス田の規模は基盤岩の高まりの大きさや上位の頁岩の分布範囲などに左右されるが，大規模なケースでは 1,000 m 以上の油柱が存在し，孔隙率

表 3 ランドン油田貯留層特性

	Lower Miocene (Zone I)	Basement (Area A)
貯 留 層 タ イ プ 深 度 (構造頂部) 層 厚 初 期 圧 力 温 度 油 水 界 面	砂岩 (砂泥互層) 2,100 mss 60-70 m 3,105 psia (@2,159 mss) 91°C 2,154 mss	花崗岩フラクチャー 3,000 mss >1,000 m 5,322 psia (@3,500 mss) 129°C 4,000 mss
岩 石 特 性 孔 隙 タ イ プ 孔 隙 率	マトリックス 20%	ミクロ/マイクロフラクチャー 1 %
流 体 特 性 飽 和 圧 力 油 粘 性 溶 解 ガ ス 油 比 油 容 積 係 数 比 重	2,575 psia 0.88 cp (@飽和圧力) 599 ft ³ /bbl (@飽和圧力) 1.35 (@初期圧力) 38° API	4,776 psia 0.32 cp (@飽和圧力) 1,331 ft ³ /bbl (@飽和圧力) 1.796 (@初期圧力) 39° API
排 油 機 構	溶解ガス押し 水押し (?)	溶解ガス押し, ガスキャップ押し 重力押し, 水押し (?)

が非常に小さいにもかかわらず比較的大きな埋蔵量が期待できること。

上記(1)のようにバクホー油田やランドン油田で貯留岩となっているのは主に花崗岩, 花崗閃緑岩などである。これらの深成岩類はもともと粒子間孔隙などの一次孔隙をほとんど持っており、油ガスを貯留している孔隙はすべて造構運動や続成作用の過程で形成されたフラクチャーと考えられる。フラクチャーは、最も良好に発達したゾーンでも孔隙率は最大で約2%, 平均では1%程度と低い値を示すが、非常に高い浸透率を持ち、基盤岩油層の主要な貯留層となっている。もちろん良好な貯留層となるためにはフラクチャーはオープンなまま保たれていなければならないが、いったん形成されたフラクチャーもその後圧縮応力場におかれたり、種々の続成作用によって作り出された粘土鉱物や方解石、沸石などにより埋められてしまっているケースも多い。フラクチャーがオープンなまま保たれ有効孔隙となるための地質条件として、坑井データなどから推測されるものには次のような要素が挙げられる。

- ・フラクチャーが比較的高角度あるいは垂直に近く、地下の岩圧により閉じにくいこと。
- ・熱水作用によりフラクチャー内に部分的に石英や黄鉄鉱などの自形鉱物が発達し、開口部を保持していること。
- ・フラクチャーの形成後に比較的早いタイミングで油

の移動集積が起り、熱水作用による孔隙の劣化が妨げられること。

探鉱の面から見た基盤岩フラクチャー貯留層の最大の特徴は、その不均一な分布と定量化の難しさである。フラクチャーの不均一な分布はさまざまな規模で探鉱の手法に影響を与える。通常埋蔵量の計算のためには孔隙率、水飽和率などの各油層パラメータを坑井データから求め、これらを地震探査データや地質学的な考察と合わせてフィールド全体に対し内挿、外挿していく。しかし基盤岩フラクチャー貯留層の場合、これらのパラメータ自体が非常に不均質であり、いくつかの問題が生じる。

まずコアや物理検層で得られる値はどこまで信頼できるかという点である。例えば砂岩の孔隙率の場合コアのサイズでは均質な物質として扱えるので、測定値をその地点の代表値として用いることができるが、フラクチャーの場合はコアや物理検層の測定範囲のスケールでも不均質なので、測定値自体に不確実性が残る。またすでに述べたように構造全体におけるフラクチャー帯の分布自体は非常に偏っているため、この井戸データから構造全体への油層パラメータの内挿、外挿における不確実性も大きな問題である。これを可能な限り現実的なモデルに近づけるためには、三次元地震探査データを最大限に活用することが不可欠である。

現段階ではこれらの不均質性に対しては、モンテカルロシミュレーションなどによって各パラメータの値に幅

と確度を与えた確率論的アプローチと、内挿、外挿において不均質性を考慮できる、いわゆるストカスティックモデリングが最も適した手法と思われ、将来多くの坑井データなどから統計的にモデルを検証していくのが最善の方法と考えられている。

また、フラクチャーの分布予測で有効と思われる手法として、フラクチャー形成の主要因である断層の動きを再現し、どの地域に歪みが生じているのかを考察するテクトニクススタディが挙げられる。ただし本スタディではフラクチャータイプの分類までは行えず、最適な評価方法を探しながら評価を行っているのが現状である。

4.2 油層工学上の問題点

油層工学上の問題点としては、適切な油層生産管理および最適な油田開発を行うために、いかに貯留層内での流体の流れをより正確にシミュレーション上で再現できるかという点に尽きる。まずこのためには、貯留層内の流体の胚胎および流動経路となっているフラクチャーの特性（浸透率、孔隙率、圧縮係数など）を把握することが求められる。フラクチャーはその形状、開口幅、長さなどから大きくマクロおよびミクロフラクチャーに分けることができるが、油層評価を行う上で、これらを1つの孔隙として取り扱うか、二重孔隙モデルとして取り扱うか選択をしなければならない。次に、油層評価を行う上でフラクチャー特性の定量化が必要であるが、特に流体の主流動経路と考えられるマクロフラクチャー特性については、実コアを用いて直接測定することが困難であるため、経験値や理論値によるところが大きく、不確実性が残るため、今後どのように適切な物性値を与えるか（得ることができるか）検討しなければならない。浸透率に関しては、坑井テスト解析によって得られる坑井近傍の浸透率は、ある程度マクロフラクチャーの浸透率を反映していると考えられることから、フラクチャーの浸透率設定の元となっている。

さらに、シミュレーション技術においても課題は残っている。フラクチャーの発達は、造構運動による断層群に規制され偏在していると考えられており、三次元地震探査データおよびテクトニクススタディなどからフラクチャー分布状況、密集地域およびフラクチャー卓越方向が特定されるが、市販の油層シミュレータではこの地質モデル（フラクチャー分布モデル）を油層モデル上で必ずしも正確に再現できるとは言いがたく、今後フラクチャー特性を取扱うことができるシミュレーターの開発なども含め、検討を要する問題である。

基盤岩内に掘削された生産井の特徴として、生産井は基本的には数百 m の裸孔スロッチェッドライナー仕上げを行っているが、プロダクションログで確認された生産

区間は一部の限定されたフラクチャーゾーンであることが確認されている。油層生産管理上の問題として、将来ガス・水のブレイクスルーが起こった場合、どのようにゾーンアイソレーションやシャットオフを行うか、今後の検討課題である。

しかしながら、以上のようにフラクチャー分布状況の把握、フラクチャー特性定量化、シミュレーション技術、生産管理などに関し、多くの課題や問題点を抱えてはいるものの、1998年8月末の生産開始以来順調に生産が行われていて、生産圧力挙動データ履歴が得られている。現在のシミュレーションモデルは、上記のフラクチャー分布モデルと坑井テストに基づくストカスティックモデルによる浸透率分布モデルから成っている。このモデルを使ったシミュレーションスタディで、満足されるヒストリーマッチングができ、開発対象地域の原始埋蔵量の推定、生産挙動予測を行っている。今後は、基盤岩内のフラクチャー分布、連続性、定量評価手法などにかかわる不確定要素を最小化するとともに、生産実績に基づいて油田全体のパフォーマンスを再評価し、最適な開発・生産計画を立案していきたい。

4.3 原油性状の問題点

ランドン原油の性状は、軽質で硫黄分が少ないが、ワックス含有率が17%と高く、高流動点原油（30℃）であるため、パイプラインによる陸上基地までの原油輸送が難しいことから、原油は加熱システムが施されたFPSOへ送られ、出荷品質に処理後、貯蔵され、タンカーに洋上出荷される方式が採用された。

4.4 掘削上の問題点

掘削上の問題点を次に述べる。基盤岩が非常に固い花崗岩であるため、その掘進率は1ビット当たり数十 m と低く、この頑強な基盤岩での掘進率をいかにして上げるかが、掘削コストを削減しプロジェクトの経済性を高める上で重要である。また、特にフラクチャー帯の掘削中において逸泥（場合によっては全量逸泥）が起こるが、安全に計画深度・位置まで掘削するためには、細心のウェルコントロール技術が必要とされる。基盤岩内を掘進中の逸泥は、オープンなフラクチャーの存在、すなわち生産ゾーンの存在を表すインディケータであるが、油層障害の原因となることから、フラクチャー内への逸泥を最小限に食い止めることも大きな課題となっている。

フラクチャーの方向は垂直方向に卓越しているため、貯留層部分をより長く水平方向へ掘削すれば、生産性の高いフラクチャーに遭遇するチャンスも広がる。また、深度とともにフラクチャーの性状が低下する傾向があることから、油層生産管理上生産ゾーンを選択するため

に、一定の深度で水平坑井を掘削することが有効な手段であると期待される。このため現在、高傾斜または水平坑井掘削について具体的な検討を行っている。

5. ランドン油田第1期開発の経緯

1996年6月商業発見宣言したランドン油田の開発計画は、1997年2月ベトナム政府に承認され、生産設備の建設が開始された。第1期開発はランドン油田の北部、約15 km²を対象地域として基盤岩フラクチャーと下部中新統砂岩層からの生産を目指して進められた。その結果、鉱区取得からほぼ6年経った1998年8月に生産がスタートした。ランドン油田第1期開発の履歴は以下のとおりである(図9)。

(1) ランドン油田開発の経緯

1992年6月

ペトロベトナムとの間でベトナム沖合鉱区15-2権益取得基本合意締結

1992年10月

ペトロベトナムとの間で生産分与契約調印

1993年2月～3月

三次元地震探査実施

1994年4月～7月

試験掘1号井(RD-1X)掘削(2回のテストで合計14,400 bbl/d 出油)

1995年7月～1996年1月

評価井1号井(RD-2X)掘削(1回のテストで7,159 bbl/d 出油)

1996年6月

ランドン油田商業発見宣言

1998年8月30日

ランドン油田試験生産開始

(2) 生産井掘削

ランドン油田の第1期開発では、生産開始時期までのリードタイムの短縮を図るため、生産井1号井(RD-1P)を掘削後、掘削用テンプレートを設置し、合計5本のプレドリリングを大きなトラブルもなく実施することができた。その後、生産プラットフォーム(WHPF)を設置し、カンチレバージャッキアップリグによりタイバック仕上げを行い、さらに生産操業と同時に1998年には3坑井、1999年には2坑井の掘削を行った。図10および図11に、第1期開発の対象となった基盤岩フラクチャー(basement area A)と下部中新統砂岩層

図9 ランドン油田第1期開発全体スケジュール

図12 ランドン油田第1期開発生産設備

図13 プロセスフローダイアグラム

ルーが居住し、2交代で操業を行う。

ランドン原油はワックス分を13~17wt%も含み、流動点が30℃と高いため、パイプ、タンク、プロセス機器は保温されている。陸上基地との間のコミュニケーション

は、VSAT 経由で行われる。FPSO の主要設備仕様は以下のとおり。

- ・タンカーサイズ：全長 320m、幅 46m、高さ 24m
- ・総重量：約 150,000DWT (重量トン)

図14 FPSO ターレット取り付け工事

- ・プロセス処理能力：油：45,000bbl/d (年平均)
53,000bbl/d (ピーク)
ガス：10MMft³/d
水：11,000bbl/d
- ・貯油能力：製品原油：800,000bbl
オフスペック原油：100,000bbl
- ・出荷能力：600,000bbl/24h
- ・上載設備：2段3相セパレータ、ガスクラバー、フレアースタック、ピグレスーパー、発電機、緊急用発電機、デッキクレーン、その他ユーティリティ

6.2 生産プラットフォーム (WHPF)

生産プラットフォームの建造は、Brown & Roots 社がエンジニアリングと調達を担当し、製作はベトナム (Vung Tau) のバクホー油田のオペレータである Vietsovpetro のヤードで実施した。この生産プラットフォームは4本のパイルを持つ鋼製ジャケットの上にプロセスデッキを搭載したもので、水深 56 m に設置され、秒速約60 m の暴風雨、17 m の高波に耐えられる。メインデッキから海面までの高さは約 25 m である。坑井数としては、最大12本の生産井を掘削することができる。生産された原油は、高压セパレータで油・ガス・水に分離・計量後、直径 10inch 長さ 2km のパイプラインを経由して FPSO へ送られる。分離されたガスは、長さ 55m のフレアースタックで燃焼される (図15 WHPF および掘削中のカンチレバータイプリグ)。WHPF は無人で、搭載されているプロセス機器の運転状況、生産状況は FPSO 上でモニターされ、バルブの開閉などは FPSO から遠隔操作される。定期的に FPSO から、オペレータがヘリコプターもしくは船で乗り込み、各種装置の点検、フローテスト、シャットダウン後のスタートアップを行う。WHPF の主要設備仕様は以下のとおり。

- ・メインデッキ広さ：24m×23m

図15 WHPF および掘削中のリグ

- ・総重量約：2,000t
- ・プロセス処理能力：油：45,000bbl/d (年平均)
53,000bbl/d (ピーク)
ガス：80MMft³/d
水：11,000bbl/d
- ・上載設備：高压生産3相セパレータ、テストセパレータ、ガスクラバー、フレアースタック、太陽光発電機、緊急用発電機、デッキクレーン、ピグレスーパー

7. 今後の課題と計画

すでに述べたようにランドン油田の主要産油層である基盤岩フラクチャー油層にはまだ多くの不確定要素が残されており、また下部中新統砂岩油層もその砂岩の水平方向の連続性などに若干のリスクを残している。ランドン油田北部を対象とした第1期開発は、これらの不確定要素に対処するための、いわば試験生産の要素も含んでいる。当面は、地震探査データの再処理および再解釈や、テクトニクススタディなどによってフラクチャー分布予測技術の精度向上を図ることが必要である。

また、第1期開発の生産挙動をモニターし、油層シミュレーションモデルとの比較 (ヒストリーマッチング) を行い、地質および油層モデルの見直しを行っていくことも重要である。

さらに、回収率向上を目的とする油層圧力維持法としての水またはガス圧入などの二次回収法や、基盤岩フラクチャー油層のフラクチャー帯を貫く確率を高め、より高い生産性を追求するための水平坑井掘削などが今後の検討課題である。

こうした課題を解決して、ランドン油田の残された地域の評価と第2期以降の開発、さらにはブンドン、フンドンなどポテンシャルの残された有望構造への今後の探鉱、評価活動につなげていくことが求められる。

8. おわりに

ランドン油田の基盤岩フラクチャー貯留層の特異性、特にフラクチャー分布予測および定量評価が困難であることに起因するリスクを軽減するため、段階的な開発を決定し、油田発見から4年3か月、また商業発見宣言後2年3か月、さらには生産設備建設開始後18か月という比較的短期間で生産開始を実現することができた。このように、日本ベトナム石油㈱がオペレータとして実施しているベトナムにおける石油探鉱から開発・生産操業までの一環したプロジェクト事業の第1段階は、無事にスタートを切ることができた。本プロジェクトに直接、間接的に参画された多くの人の協力の賜物であり、この場を借りて感謝の意を表したい。また、鉱区15-2にはラ

ンドン油田を含め多くの探鉱開発のポテンシャルが残されており、今後の評価作業の結果に基づき、第2段、第3段の開発を安全に推進することが、オペレータの責務であると認識し、従前以上の安全対策、効率化を図っていくつもりである。

SI 単位換算係数

$$\text{ft}^3 \times 2.831685 \quad \text{E}-02 = \text{m}^3$$

$$\text{bbl} \times 1.589874 \quad \text{E}-01 = \text{m}^3$$

$$\text{inch} \times 2.54^* \quad \text{E}-02 = \text{m}$$

$$141.5 / (131.5 + ^\circ \text{API}) = \text{g/cm}^3$$

$$\text{psi} \times 6.894757 \quad \text{E}+03 = \text{Pa}$$

* は正確な値