講 演

中国における陸豊 13-1 海洋油田開発の紹介*

今里 博教**・猪岡 春喜***

(Received August 19, 2003; accepted September 12, 2003)

Introduction of Lufeng13-1 Oil field development in China

Hironori Imazato and Haruki Inooka

Abstract: Lufeng13-1 Oil Field is operated by JHN Oil Operating Company (JHN). It is located about 250km the east south east of Hong Kong in a water depth of 145m and has been producing oil for about 10 years since October 1993. The current production rate is 12,000 bopd.

The field forms a dome shape anticline structure with gentle flanks and produces oil from high permeable sandstone reservoirs with low gas oil ratio and strong bottom water drive.

The 20th production well is drilled under the 5th drilling campaign. Wells are developed from structurally high to flank positions with successive drilling campaigns. Horizontal wells (11 wells out of all 19 wells) and Electrical Submersible Pumps (ESP) are adopted to maintain high productivity and control water production.

The outline of the field and its development history are briefly reviewed and presented.

Key words: Lufeng 13-1 oil field, China, JHN, horizontal well, ESP

1. はじめに

香港沖合い約250 km, 水深145 m に位置する陸豊 (Lufeng, LF と略称) 13-1 油田は1993年10月に生産開始して約10年になる。本油田は緩いドーム状背斜構造をしており, 高浸透率, 底水押しの強い低ガス油比油層で日量12千 bbl で生産中である。現在第5次開発として20坑目の開発井を追加掘削中であるが, 構造頂部から縁部へ向かって順次掘削・仕上げされ, 水量の増加を抑えながら高生産性を維持するために, 水平井 (全19坑中11坑), ESP が採用されている。

以下, LF1 3-1 油田の開発状況および回収率増加と生

産維持への取り組み, Field Growth への期待について紹介する。

2. 会社概要

2.1 会社設立の経緯

1984年11月, 中国海洋石油総公司 (CNOOC) は, 鶯歌海東部, 珠江口沖合, 南黄海の3海域を対象に「中国海洋第2次国際入札」の開始を告示した。このうち, 珠江口沖合鉅区について1985年1月 CNOOC より第2号通知が発表され, これに基づきデータの購入を行い, 日本側各社はそれぞれ検討を行ってきた。1985年6月, 石油資源開発(株), 華南石油開発(株), 日本鉅業(株)の3社は日本連合として珠江口16/06鉅区へ共同入札, 交渉の結果, 1985年11月に3社-CNOOC 間で同鉅区に関する石油契約 (PS 契約) に調印した。

そして, 上記3社は, 本事業推進のために1985年12月, 石油公団投融资および民間各社の出資を得て, 新南海石油開発(株), 新華南石油開発(株), 日鉅珠江口石油開発(株)をそれぞれ設立した。

2.2 事業推進体制

* 平成15年6月24日, 平成15年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「海洋石油・天然ガス開発-大水深の現状と見通し」で講演 This paper was presented at the 2003 JAPT Drilling Symposium entitled "Offshore Oil and Gas Field Development-The Trends toward Deepwater" held in Makuhari, Chiba, Japan, June 24, 2003.

** 新南海石油開発(株) Japex New Nanhai Ltd.

*** 石油資源開発(株) Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

本事業を推進するために、1985年12月に新南海石油開発(株)、新華南石油開発(株)、日鉱珠江口石油開発(株)は3社間で共同操業協定を締結。共同操業の実施にあたって、中国国内における諸手続上の便宜のために、共同操業会社「JHN 石油作業公司 (JHN Oil Operating Company, 略称 JHN)」を中国-蛇口に設立、JHN がオペレーターとなって作業を遂行する体制を整えた。なお、JHN とは、3 社 (Japex, Huanan, Nikko) の頭文字を取って名付けられた。

石油契約および共同操業協定に基づき探鉱段階 (1986 年～1990 年) では 3 社が 100% 費用負担したが、開発段階 (1991 年以降) で CNOOC が参加したことから、4 社の権益比率は、新南海石油開発(株) (探鉱段階 40% → 開発・生産段階 30%)、新華南石油開発(株) 40% → 30%)、日鉱珠江口石油開発(株) 20% → 15%)、CNOOC (0% → 25%) となって現在にいたっている。

また、珠江口 16/06 鉱区の鉱区面積は当初 5,100 km² であったが、石油契約にしたがい 3 回の鉱区放棄がなされ現在 104.4 km² となっている。

3. LF13-1 油田概要

3.1 油田位置と立地条件

珠江口 16/06 鉱区内に存在する LF13-1 油田は、南シナ海の中国珠江口沖合、香港の東南東約 250 km の海上、水深 145 m に位置している (図 1)。

周辺鉱区では、CACT の惠州 (Huizhou) 油田群、

BP の流花 (Liuhua) 11-1 油田、Phillips の西江 (Xijiang) 24-3, 30-2 油田、Statoil の陸豊 (Lufeng) 22-1 油田が生産中であり、Devon が番禺 (Panyu) 5-1, 4-2 油田の施設建設中である。

当該海域は北回歸線以南、台風エリアに存在しており、次の値を LF13-1 油田の海洋構造物設計条件として使用している、

気象・海象再現期待値 100 年

- ・最高波高 24 m
- ・潮流速 2.5 knot
- ・風速 (2 sec) 100 knot

気温

- ・最高～最低 36.1℃～7.2℃

地震

API RP 2 A Zone 1

3.2 油層岩・流体性状

LF13-1 油田は珠江口堆積盆地内に発見された東西に長い 8 km × 5 km の広がりを持つ緩傾斜の背斜型油田で、漸新統-中新統下部の珠海層中に、上位から 2,370 m 層、2,500 m 層と呼ばれる 2 枚の底水型砂岩油層が存在する。

主要油層の浸透率は 1～5 darcy と高く、強い底水押し排油メカニズムによって生産されている。油質は、原油成分のうち C7+ が 95～96 モル% を占め軽～中間成分がほとんど存在しない API 比重 30.5° の中質油であるが、曇り点 55℃、高流動点 34～38℃ である。また、油層圧力約 3,600 psia、沸点圧力 65～140 psia、低ガス油比

図 1 LF13-1 油田位置

8~11 scf/bbl であり不飽和状態となっている。

4. 油田開発概念と開発状況

4.1 油田開発概念

油田開発施設は、Shell から購入して改造した全搭載型プラットフォーム（名称：JULIUS、概算重量27千トン）、海底パイプライン（6"×1.8km）および一点係留装置（SPM）付き FSOU（浮遊式貯油・出荷施設、名称：南海盛開号）から構成される、生産から処理・貯蔵およびタンカーへの出荷まで一貫した操業が可能な開発システムを採用した（図2）。FSOU は中古タンカー（船齢15年）を改造したもので、貯油量は88万 bbl である。

4.2 油田開発状況

油田開発は、次のステップで展開されてきた。

4.2.1 探鉱段階（1986年～1990年）

二次元地震探鉱（4,176km）および試探掘（6坑）の作業を実施、この間に1987年1月 LF 13-1 油田を発見、開発可能性評価を行い1990年9月に中国エネルギー省の承認を得て開発段階に移行した。

4.2.2 開発・生産段階（1991年以降）

開発段階に入ったことから、石油契約にしたがい CNOOC が参加した（権益25%）。

第1次開発（1991年～1993年）は、基本設計、 tender、詳細設計を経て、1992年2月に施設建設工事に着手、1993年2月に生産井（6坑）の掘削を開始し、同年10月に原油生産を開始した。

第2次開発（1994年～1995年）は生産量維持・確保のために生産井6坑（うち3坑が水平井）の新掘を行い計12坑となる。

第3次開発（1998年）は水平井3坑の新掘と2坑のリエントリー（うち1坑が水平井）を行い、計15坑（うち7坑が水平井）となる。

第4次開発（2001年）は水平井4坑の新掘で計19坑（うち11坑が水平井）となる。

第5次開発（2003年）として水平井3～4坑の新掘および1坑のリエントリーを予定しており、計22～23坑（うち14～15坑が水平井）になる予定である。また、鉦区内のサテライト構造に焦点をあてた三次元震探も予定している。

この間、FSOU の2回のドライドック工事を実施（1997年、2002年）、原油焚き発電機の導入（2002年）、ESP交換のための数回/年の改修実施、水処理施設の増強工事などを実施している。

5. 回収率増加と生産維持への取り組み

5.1 生産状況と排油メカニズム

1993年10月から2002年4月末までの9年半の累計生産量は49百万bbl、同末日現在で12千 bbl/d の生産を継続している、その生産実績を図3に示す。

開発当初は、弱い水押しを想定して水圧入井を掘削する計画でいたが、第1次開発井の生産挙動から水押しが予想以上に強く水攻法の必要性がないことが判明した。さらにその後の生産実績とそれを用いた油層スタディの

図2 油田開発概念図 (Platform-FSOU-Tanker)

図3 LF13-1 油田の生産実績

結果、排油メカニズムは強い底水押しと評価されている。また、高浸透率油層のために端水面が上昇し、水平井でも水付きを抑えることが難しいことも判明しているが、強い底水押しの効果で油層圧力の減退はわずかであり、水量率の増加を抑えながら開発井を増やして生産量を維持してきたことから油田全体の減退率は緩やかになっている。

5.2 水平井掘削

傾斜井による生産を前提に開発計画を策定したが、第1次開発井の生産開始後、予想以上に水付きが早くかつ含水率の上昇が急で生産量の減退が始まったため、水平井掘削が検討された。生産挙動から一部エリアでは浸透率バリエーションが存在すると予想され、配置位置を考慮の上、水付きと水量増加抑制、生産性を高めかつドロダウンを抑える目的で第2次開発の途中から水平井を掘削

することとした。

第2次開発から水平井の掘削が始まったが、開発が進むにつれて、残存油を回収するための追加掘削位置が構造頂部から次第に構造縁部へと展開されてきた。また、開発計画時想定していた12坑を大きく超えて坑井を追加掘削したことから坑跡が複雑になっている。その状況を、試探掘削（3坑）を含む2,500 m 層の坑井配置（図4）、プラットフォームから掘削/仕上げされている全19坑（坑井 No：#4～#22）の坑跡図（図5）に示す。

また、第4次開発までに11坑の水平井が掘削/仕上げされた。代表的な坑内仕上図を図6に示す。水平長は300～500 m で、水平部には坑内崩壊を防ぎ、出砂時には砂澁いを容易にする目的でパーフォレーティド・ライナーを挿入している。なお、第4次開発井の一部から将来の枝掘りの可能性などを考慮して裸坑仕上としている。

掘削/仕上日数は、台風退避によりプラットフォームから離れる日数を除くと新掘削（パイロット坑を含む）で約43日前後でありほぼ計画どおりである。

5.3 ESP 仕上と改修

低ガス油比、高浸透率油層であることから、開発当初から早期の水付きと含水率の上昇を予測し、高生産性を維持する目的で人工採油として ESP（電動ポンプ）が採用された。

これまでの操業実績から平均すると ESP の寿命は約2年程度であるが（図7）、油層圧力減退が小さく水量が増加してもあまり大きくないドロダウんで操業可能

図4 2,500 m 層の坑井配置

図5 坑跡図

であることから、第3次開発以降約1,500 m から約850 m に ESP 深度を浅くして、使用電力を抑え（操業費削減）かつ改修作業も容易化してダウンタイムを抑えている。

生産量確保と改修費発生を抑えるために ESP の寿命

を延ばすことが今後の課題の1つである。現在、ケーブル接続部の絶縁不良防止、防食材質使用などの努力により ESP 交換の改修頻度は少なくなっているが、ESP 寿命をさらに延ばす何らかの工夫が必要と考えている。

6. Field Growth へ

1985年9月の珠江口16/06鉱区権益取得から18年、1993年10月の生産開始から10年の経過を振り返ると、LF 13-1 油田の探鉱・開発・生産の道程は平坦なものではなかった。本油田の2003年4月末現在の累計生産量は49百万 bbl, 12千 bbl/d で生産を継続しているが、これは開発計画時の想定を大きく上回る嬉しい誤算である。

6.1 苦しい船出

探鉱段階の試探掘井は大成であったが、開発可能性

図6 坑内仕上図

図7 ESP 寿命

評価結果は厳しいものであった。LF 13-1 構造の広がり
は大きなものでなく、平均油価20\$/bblとみて1993年か
ら生産開始しても経済限界は2000年程度と計算された。
試探掘費、開発費、高額な生産操業費が賄えるのか、海
洋油田にありがちな採算性に樂觀が許されないいわゆる
限界油田であった。

開発移行に当たり、探鉱費が要らない CNOOC は石
油契約上最大51%の權益で参加可能であったが、その半
分の25%参加を回答してきた。多額の資金を要する開発
費を輸銀（現・国際協力銀行）と市中銀行による協調融
資団から調達し、石油公団と民間株主の債務保証を得て
開発段階へ移行することとなった。

しかし、1990年9月の中国エネルギー省の開発移行承
認を得る直前の8月イラクがクウェートに侵攻、年明け
に湾岸戦争が勃発した。戦争相場ともいえるようにブ
ラットフォーム、貯油出荷船など建設コストが急騰した。
施設新造の応札価格で折り合わず、Shell の新古ブ
ラットフォームの購入・改造を行い、施設の仕様等を若
干修正の上、施設建設および掘削を開始したが建設費は
予想以上に膨らみ採算限界に近づいていった。

6.2 追加掘削の効果

1993年10月6坑井2万 bbl/d で生産開始したが、開
発費の増加に加え、油価の伸び悩みにより採算割れの恐
れが現実化してきた。1995年3月の特別金融措置による
救済と、当初計画どおり追加6坑井の掘削（第2次開
発）を成功裏に達成して期待どおりの生産性を確保した
ことから、事業の終結という事態を免れた。

さらに収支改善のために第3次開発（1998年）が実施
されたが、その承認を得た1997年末に20 \$/bbl あった
油価がつるべおとして1998年秋には10 \$/bbl 前後まで
低下した。低油価の中で実施した第3次開発掘削は成功
裏に終了、2万 bbl/d まで生産量が回復し、また1999年
以降の油価の回復によって2001年4月輸協融資を、同10
月には石油公団融資を完済した。もし承認時期が遅れて
いたら第3次開発は実施されなかった可能性があり、そ
の後の事業展開は異なったものとなったであろう。その
年の2001年に第4次開発を行い、生産井の数は19坑に増
え、現在第5次開発井の掘削中である。（図8）

6.3 今後の展望-Field Growth への期待

油価の追い風があったとはいえ、追加開発費および操
業費削減努力による経済性の向上があり、かつ10年間の
生産履歴と掘削坑井の地質データによる油層スタディの
予測精度の向上で選定した掘削位置が妥当であったと考
えるが、図9に示すように、可採鉱量が追加掘削の効果

図8 油価の変遷と開発状況

図9 可採鉱量の増加

により増加、油田寿命が延びてきている。

本油田の追加開発余地をスタディ後、可採鉱量増加の
ために第5次開発が始まった。さらに可採鉱量の増加を
目指して、本油田の延長部に存在する鉱区内のサテライト
構造への三次元震探を本年度実施予定であり、2004年
には同構造への ERD による追加開発の可能性を追求し
て行きたいと考えている。

謝 辞

本稿の公表を快く許可された新南海石油開発(株)、新華
南石油開発(株)、日鉦珠江口石油開発(株)、CCLS(CNOOC
China Limited-Shenzhen)に深く感謝の意を表する。

SI 単位換算係数

inch×2.54	E-02=m
darcy×9.86923	E-01=μm ²
bbl×1.589874	E-01=m ³
ft×3.048	E-01=m
psi×6.894757	E+03=Pa
knot×5.144444	E-01=m/s