講 演
 Lecture

フィールド単位での最適な人工採油法の検討^{*,‡}

山 口 裕 之^{**,†}

(Received July 17, 2019 ; accepted October 3, 2019)

Optimization of artificial lift installation for the field

Hiroyuki Yamaguchi

Abstract : What is important in artificial lift installations to the mature oil field is flexible operations and the appropriate installation schedule considering uncertainty of production forecasts. The reason is that it is expected to minimize the installation and operation costs, in addition to accelerate oil recovery. This paper introduces challenges and approaches for optimization of jet pump installations for the Ayukawa field in Japan.

Keywords : optimization, artificial lift, jet pump, Japan

1. はじめに

1.1 開発のプロセス

一般的な石油開発のプロセスは、図 1 に示すとおり開発対象の貯留層評価に基づき開発計画を策定し、その計画に基づき操業を実施する。貯留層評価においては、震探データや試掘井・評価井から得たデータをもとに、貯留層構造、岩石特性やその不均質性、流体特性などを考慮し、開発対象の貯留層ポテンシャルとその不確実性を見積もる。続く開発計画策定においては、マーケットや周辺のインフラの整備状況などを考慮し、坑井数と配置、坑井仕上げ方法、生産設備や輸送手段など、技術的・経済的に最適な方法を選定し開発計画に盛り込む。

このプロセスは一過性のものではない。操業を進めていく過程で得られる追加データを使って貯留層評価をアップデートし、油ガス価の変動などの外的環境変化なども加味して当初見積もった経済性が不確実性の幅の中に納まっていることを確認する。このようなプロセスを繰り返すことで、石油開発を技術的・経済的に最適化するのが通常である。

開発計画策定においては、特に、開発のステージに応じ

て、適切な原油回収法を適用することで回収率の最大化を図ることが重要となる。一般的な原油の回収法は、図 2 に示すように、単独坑井から複数坑井、単独貯留層、複数貯留層へと規模に応じたさまざまな回収法が存在するとら

図 1 石油開発のプロセス

図 2 原油の回収法（石油技術協会，2013）

* 令和元年 6 月 13 日，令和元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「油ガス田開発を新世代へ～進化するデジタル技術と開発計画の再構築～」で講演 This paper was presented at the 2019 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Explore the next stage ~ Apply digital transformation and re-visit E&P projects ~" held in Tokyo, Japan, June 13, 2019.

** 石油資源開発株式会社 Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

‡ 講演時タイトル「フィールド単位での最適な人工採油方法の検討」から改題

† Corresponding author : E-Mail : hiroyuki.yamaguchi@japex.co.jp

えることができる。本稿のテーマでもある人工採油法は、原油回収法の中では小規模な回収法であり、安価・短期間で導入可能な方法であると位置づけられる。

1.2 開発後期の状況と最適化のポイント

特に開発後期における状況を、追加開発のし易さ（収支上の利点, pros.）とし難さ（収支上の欠点, cons.）という観点で図3のようにまとめた。貯留層評価や生産予測など収入に関わる側面における利点としては、それまでの操業によって蓄積された生産データを活用することで、基本的には生産予測の精度は向上する。ただし、不確実性は通常ゼロにはならないため、過信しないよう注意が必要である。一方で、収入面の欠点としては、貯留層の減退が進んでいるため生産量が減少しており、すなわち収入が減少していることが挙げられる。

坑井や生産施設・操業など支出に関わる側面における利点としては、それまでの操業によって蓄積された操業・保守費データを活用することで、見積り精度が向上する。また、既存の操業環境を有効利用することで、コスト削減の可能性もある。一方、支出面の欠点としては、開発初期に策定したトータルコストの制約があるため、当初計画から

	Pros.	Cons.
貯留層評価 収入面	✓ 生産データの蓄積 → 将来予測精度向上 ※ 不確実性はゼロにはならない	✓ 減退による収入減少
その他環境 (坑井・設備・他) 支出面	✓ 操業・保守費データの蓄積 → 見積り精度向上 ✓ 既存の環境の有効利用 → コスト削減等	✓ 開発初期に策定したトータルコストの制約 ✓ 既存の環境の様々な制約

図3 開発後期の状況

図4 複数坑井の統合評価イメージ

大きく逸脱した追加投資が困難である。また、既存設備の仕様や既存の契約条件など、既存の操業環境のさまざまな制約を受けることも欠点になり得る。

上述のような開発後期の状況においては、坑井にはそれぞれ不確実性・制約が存在し、その程度はさまざまであることが通常である。そのような状況において開発のさらなる最適化を進めようとする場合、個々の坑井の不確実性・制約に個別に対応しようとするとコストが膨らみ、経済性を見いだせずにプロジェクトが成り立たないことも少なくない。そこで、開発後期における最適化のポイントとして、複数坑井を統合評価して追加開発することによって、プロジェクトの価値を向上させるという視点が重要と考える。図4は、このような視点のイメージを示したものである。次章では、このような視点で開発後期における最適化を進めた事例として、鮎川油ガス田での人工採油導入事例を紹介する。

2. 鮎川油ガス田での人工採油導入事例

鮎川油ガス田では、複数坑井を統合評価することによって、開発後期における最適化プロジェクトを実現した。本プロジェクトでは、結果として2系列の人工採油地上設備を3坑井で融通することによって、以下の点においてプロジェクトの価値を向上させた。

- ・導入コストの節約
- ・安定生産体制の強化
- ・生産予測の不確実性への柔軟な対応
- ・フィールドの回収率向上

2.1 人工採油導入対象フィールドおよび坑井

本プロジェクトの対象となった鮎川油ガス田の地下構造図および地質断面図を図5に示す（横井ほか, 2013）。対象層である女川層は、高い生産性を持つドレイトと比較的生産性の低い珪質岩と凝灰岩の互層が混在している不均質な貯留層である。さらに、断層などによって複数の圧力コンパートメントが存在し、コンパートメント間の導通性が極めて低いことから油の回収を妨げるものと解釈されている。

本プロジェクトの対象坑井は3坑井であり、すべて同一の坑井基地に位置している。本稿では、それぞれ Well A, Well B, Well C と呼ぶことにする。

Well A は対象フィールドの主力生産井であり、かりに自噴不調に陥った場合には収益に大きな悪影響を及ぼす重要な坑井である。ただし、開発後期のフィールドにおいてすでに坑口圧力が自噴線圧力まで低下してスラグフローの状態となっており、将来的な油層圧力低下やウォーターカット上昇によって自噴不調に陥ることが懸念されていた。したがって、Well A への人工採油導入による安定生産の確保が急務であり、これが本プロジェクトを立ち上げる最大の動機であった。

Well B は過去に酸処理を実施しており、その効果によって大幅な増油が見られていたが、酸処理の際に形成された坑井近傍の人工フラクチャーがドロダウニングに応じて

図5 鮎川油ガス田の地下構造図および地質断面図（横井ほか，2013）

開閉することで生産能力の指標となる inflow performance relationship (IPR) が複雑な形状を示すと考えていた。また、酸処理後ある程度の期間は自噴による連続生産は可能であったが、その後のウォーターカット上昇によって間欠自噴生産しかできない状態となっていたため、上述の IPR に関する追加データの取得も困難な状況となっていた。さらに Well B については他坑井との地質的な連続性についても不確実性が大きかった。したがって、Well B に人工採油を導入しようとした場合、その効果の見積りとなる生産予測は不確実性が大きく、単独坑井での人工採油導入はリスクが非常に高い状況であった。

Well C は Well A とは別の圧力コンパートメントから生産していると解釈されていたが、ウォーターカットがすでに 90% 程度まで上昇して自噴停止していたため、単独坑井での人工採油導入は経済性が成り立たず困難な状況であった。

2.2 複数坑井の統合評価

本プロジェクトの対象坑井に適用する人工採油法を検討するにあたって、ジェットポンプ、electric submersible pump (ESP), gas lift, sucker rod pump (SRP), progressive cavity pump (PCP) の 5 つの手法を図 6 に示す表にて比較した。その結果、適正な汲み上げ量を最も廉価に達成でき、かつ設備を他坑井に転用しやすいジェットポンプ採油を選択した。

本プロジェクトの対象 3 坑井にそれぞれジェットポンプ採油を導入する場合の生産予測を比較したところ、図 7 に示すような結果となった。どの坑井も操業コストに見合う

採算限界レートまで生産を継続することを前提として、Well B および Well C の採算限界レートに達するまでの期間は、Well A に比べて短いことが分かった。そこで、3 坑井すべてに対して同時に人工採油を導入するのではなく、Well B の人工採油終了後に地上設備を Well C に転用することで、地上設備を 3 系列から 2 系列に減らし、導入コストを節約した。

本プロジェクトにおけるジェットポンプ採油地上設備の概念図を図 8 に示す。このうち、追加で設置した設備は、ジェットポンプの駆動流体用高压ポンプ 2 基、駆動流体と地層流体を分離する二相セパレーター 2 基、および付帯する計装設備などである。このように Well A と Well B に同時に人工採油設備を導入することで、設備工事費の共通部分を節約した。また、2 系列の地上設備を 3 坑井いずれにも使用できる配管接続とすることで、主力生産井である

	Jet Pump	ESP	Gas Lift	SRP	PCP
傾斜	◎	○	◎	×	△
生産レート	◎	◎	◎	×	△
深度	△	○	○	○	△
温度	○	○	○	○	△
高GOR	○	△	○	×	△
メンテナンス頻度	○	×	×	○	△
オペレーション	○	○	○	○	○
コスト	○	×	×	△	△
設備の他坑井への転用	○	△	×	△	△

図6 人工採油法の比較

図7 ジェットポンプ採油導入時の生産予測

図9 Well Bの坑井近傍の貯留層イメージ（玉川，2018）

図8 ジェットポンプ採油地上設備の概念図

Well Aの地上設備にトラブルが発生した場合には、比較的油レートの低い他坑井（Well BもしくはWell C）の生産を一時停止し、他坑井で使用していた地上設備を用いて優先度の高いWell Aの生産を速やかに復旧できるようにした。これによってバックアップコストを節約し、安定生産体制を強化した。

Well Bは過去の酸処理によってIPRが複雑化していることが示唆されていることは前述のとおりであるが、坑井近傍の状況を図9のようにイメージしている（玉川，2018）。酸処理によって坑井周辺のある程度の範囲でドロマイトの鉱物脈が溶解したことによって大幅な増油が得られたと考えているが、加えて酸圧入時のポンプ圧力から坑井近傍に人工フラクチャーが形成されていたことが示唆されている。Well Bでは坑底圧を下げる（ドローダウンを大きくする）ほど生産性が悪化することを示唆するデータが得られており、この原因として人工フラクチャーがドロー

ダウンに応じて開閉している可能性があると考えている。このようなIPRの特異的な挙動からWell Bの生産予測の不確実性は大きかったが、Well Bに使用する地上設備をWell Cに転用することで、Well Bの生産挙動の不確実性に柔軟に対応することとした。

前述のとおりWell CはWell Aとは別の圧力コンパートメントから生産していると解釈しており、言い換えればWell Aからでは回収できない油が存在するということになる。本プロジェクトでは単独坑井での実施が困難なWell Cへの人工採油導入を、Well AおよびWell Bと組み合わせて価値を創出することで実現し、フィールド全体の回収率を向上できるようにした。

3. まとめ

開発後期の状況において更なる開発最適化を進めようとする場合には、複数坑井を統合評価することによってプロジェクトの価値を向上させるという視点が重要と考える。弊社では、このような視点から人工採油導入プロジェクトを進め、結果として2系列の人工採油地上設備を3坑井で融通することによって、以下の点においてプロジェクトの価値を向上させた。

- ・導入コストの節約
- ・安定生産体制の強化
- ・生産予測の不確実性への柔軟な対応
- ・フィールドの回収率向上

本プロジェクトの対象となった鮎川油ガス田の他にも、開発後期のフィールドに対して統合評価をすることによって今後も開発最適化を進めていきたい。

引用文献

- 石油技術協会，2013：石油鉱業便覧，p.701。
 玉川哲也，2018：珪質岩貯留層への坑井刺激事例と今後の展開。石技誌，83(6)，483-490。
 横井 悟・早稲田周・辻 隆司，2013：秋田地域における女川層タイトオイルの可能性。石技誌，78(1)，68-78。