講 演
 Lecture

申川油田における炭酸ガス攻法実証試験研究*

大 野 剛 正**

(Received August 31, 2011 : accepted November 4, 2011)

Pilot test of CO₂ flooding at Sarukawa oil field

Takamasa Ohno

Abstract : JAPEX (Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.) executed a pilot test of CO₂ flooding in Sarukawa oil field from 1993 to 2000 collaborating with JNOC (Japan National Oil Corporation). Although CO₂ flooding is a wellknown and well understood EOR technology, it is important to realize how and where injected fluid flows and sweep in subsurface reservoir. Depending on information that suggests the fluid flow in situ, injection and production operation must be adjusted and optimized. A five spot pattern was employed for the pilot test.

In order to realize how and where injected fluid flows and sweep in subsurface reservoir, several measurements, studies, analyses must be conducted. In laboratory, reservoir core analyses, reservoir fluid analyses, PVT of reservoir oil and CO₂ mixtures are typical. Combining those laboratory data with well logging data and well flow test data, numerical simulation models were constructed. Such numerical models were initially utilized for designing pilot test. Before injecting CO₂, water flooding was conducted to obtain history data. After water flooding, CO₂ injection and WAG followed. During and after pilot test, tremendous amount of data, not only history data but also well test data that indicates heterogeneity of target reservoir, were collected and analyzed. Based on those results, original numerical models were modified and tuned to match history data. After history matching, case studies were conducted to understand what was happening in the reservoir, and to predict how the performance should be if operation scheme was varied.

Performance of EOR such as CO₂ flooding is dominated by fluid flow in target reservoir. It cannot be overstressed that the heterogeneity of target reservoir should be well recognized before commercial scale EOR technology is applied.

Keywords : CO₂ flooding, numerical simulation, reservoir heterogeneity, operation scheme, history matching, case study, WAG (water alternating gas), five spot pattern

1. はじめに

本実証研究は、EORの中でも広範な適用範囲を持つ炭酸ガス攻法を実油田に適用し、炭酸ガス攻法に関する設計および操業、評価など、総合的な技術を修得することを目的として、石油公団（当時、現在の独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC））と石油資源開発株式会社との共同研究として、平成5年度から7.5年間にわたり実施された。本研究の目標は炭酸ガス攻法による油回収率を定量的に評価すること、そしてWAG（ガス水交互圧入法）を適用し、その評価を行うことであった。

炭酸ガス攻法に限らず、水攻法をはじめとするすべての

floodingにおいて重要なことは、油層内に圧入された流体がどのように油層を掃攻しているかを把握し、その結果に基づき操業（各圧入井および、生産井のコントロール等）を最適化することにより、油回収率をより一層高めることである。そのためには、ラボテスト、フィールドテスト、そして油層シミュレーションなどすべての技術情報を総合して油層内でのパフォーマンスを推定し、ケーススタディも含めた将来予測を行い、操業の最適化を行うことが必要である。

2. 対象油層

本実証試験は秋田県の申川油田で実施した。油田ABブロックの構造図および坑井配置を図1に示す。油田の構造は北北東－南南西方向に伸びる西急東緩の非対称背斜で、数本の東西性の胴切り断層により分断され、南側からA～Eブロックと呼ばれている。実証試験はAブロックのIIa層下部（便宜的にIIaL層と呼ぶ）を対象として行っており、IIa層は申川油田の主要油層を形成する天徳寺層に発達す

*平成23年6月9日、平成23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「CO₂関連技術への取り組み－その実績と展望」で講演 This lecture was presented at 2011 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled “The past and future of our technology for CO₂” held in Tokyo, Japan on June 9, 2011.

**石油資源開発株式会社技術研究所（現、株式会社物理計測コンサルタント） JAPEX Research Center, Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (Geophysical Surveying Co., Ltd.)

図1 申川油田IIa層topの構造図および坑井配置

表1 対象油層の概要

油層深度	垂直深度 660 ~ 710 m
油層層厚	9 ~ 10 m (有効層厚 6 ~ 7 m)
油層圧力	85 ~ 95 kscg
油層温度	48 ~ 51 °C
岩層	砂岩、泥岩の薄互層
油層傾斜	東落ち 30°
孔隙率	20 ~ 30 %
浸透率	0.1 ~ 30 md (水平方向)
原油比重 (標準状態)	0.86
原油飽和圧力	79.4 kscg
原油容積係数 (油層状態)	1.16
溶解ガス油比 (油層状態)	60 Sm ³ /kl
原油粘度 (油層状態)	1.5 cP
油層水の塩分濃度	25,000 ppm

る凝灰質砂岩と暗灰色シルト質泥岩の互層の中にある。対象油層の概要を表1に示す。

申川油田は昭和33年に発見され、平成4年末までに約188万klの原油を産出した。また昭和45年よりAブロックとBブロックのIIa層とIIb層において水攻法を実施し、平成4年までに水攻法実施前と実施後を合わせて40%を超える良好な油回収率を得ている。

3. ラボ試験

本実証試験で実施したラボ試験では、油層データの収集として詳細なコア分析と流体分析を行い、油層内での炭酸ガスの挙動を予測するために、リコンバインド原油と炭酸ガスを使用して、相挙動試験、スリムチューブ試験、コアフラッド試験を実施した。

スリムチューブ試験および油層シミュレーションに

図2 炭酸ガス圧入による油の体積膨張：swelling factor

図3 炭酸ガス圧入による油の粘度の低下

よるスリムチューブ試験結果のマッチングから、MMP (Minimum Miscibility Pressure) は1,550 psig 付近と推定された。対象油層の初期油層圧力は1,300 psig であり、初期油層圧力以下で炭酸ガスを圧入した場合、インミシブルな置換になるが、図2のswelling factorに示されるように、炭酸ガスを圧入することにより油の体積は約40%増加し、図3に示されるように油の粘度も約30%低下することから、炭酸ガス圧入による増油効果は充分に得られると判断した。

研究井掘削時に得られた油層コアとリコンバインド原油を使用し、油層条件の圧力、温度下でコアフラッド試験を行った。コアフラッド試験中のコア内の流動状況を、石油公団所有のX線CTで観察し(図4)、重力の影響よりもコアの不均質性の影響の方が大きいことや、浸透率の異なる多層油層にWAGを実施することにより、低浸透率層においても置換フロントが進むことを確認した。

またコアフラッド試験において、油の生産が止まるまで炭酸ガス連続圧入を行い、その後に続けて水圧入を行うことにより、再び油が回収されることを確認した。すなわち実油田の坑井間スケールでの掃攻率改善ではなく、コラスケールでもWAGにより油の置換効率が改善されることが示された。

図4 X線CTによるコアフラッド実験の観察

4. 実証試験坑井

4.1 坑井配置 / フラッドパターン

炭酸ガス攻法による油回収率の定量評価を行うために、1辺が約100mの正5点法のパターンとなるように、4坑の圧入井(CO-1;CO-3;CO4;CO-5)と1坑の生産井(CO-2)を新規に掘削し、さらに検層による経時モニタリングを目的として観測井1坑(CO-6)を掘削した。それぞれの坑井で実施した物理検層および、採取したコアを用いた解析等から貯留層の詳細データを取得した。

正5点法パターンの1辺はほぼ背斜軸上に位置し、パターン全体はほぼ30度の傾斜面上に位置している。試験に供した坑井の一覧を表2に、各坑井の配置を図5に示すが、CO-1~CO-6の6坑井以外は、使用目的に合わせ、既存坑井を改修したものである。

生産井のSK-15およびSK-66は、いずれも5点法パターンの外にあるが、パターン外の流体がCO-2に向かって流れることを防ぐために生産を行った。しかしSK-66は早期に炭酸ガスの産出を見たため密閉し、適宜フローテストを行って流体サンプルを採取した。本実証試験を行った地域

図5 実証試験坑井の配置

表2 実証試験に供した坑井一覧

使用目的	坑井数	坑井名
炭酸ガス圧入井	4	CO-1; CO-3; CO4; CO-5
生産井	3	CO-2; SK-15; SK-66
比抵抗調査井	1	CO-6
観測井	3	SK-8; SK-14; SK-41
水圧入井	1	W-3

の北側では、まだ油田操業を行っており、本実証試験で圧入する炭酸ガスが混入すると操業に支障を来すため、炭酸ガスの流入を防ぐ目的で、5点法パターンと操業地域の中間に位置するW-3(図1参照)から水圧入を行った。

4.2 坑井試験 / 坑井作業

申川の油層は砂岩と泥岩の薄互層で形成されており、各層の掃攻状況により、油回収率は大きく左右される。したがって、各薄層の掃攻状況の把握が本実証試験評価のキーとなると考えられることから、RST (Reservoir Saturation Tool), Log-Inject-Log, Water Flow Log, PLT (Production Logging Tool) などにより圧入プロファイルを調査した。しかし、本実証試験の対象油層は浸透率が低く、フラクチャーを生じさせないで流体を圧入すると、そのレートは非常に低いものになり、いずれの手法を用いても圧入プロファイルを定量的に得ることはできなかった。ただし、Log-Inject-Logにより圧入ゾーンの把握は可能であった。図6にCO-4号井におけるLog-Inject-Logの結果を示すが、どこに水が圧入されているかを明確に示している。しかし、この測定結果は、仕上げ部分(実証試験の対象層)

図6 CO-4号井におけるLog-Inject-Log (TDT 検層) の結果

よりも深い位置にあるIib層にも水が圧入されていることを示唆している。CO-5号井でも同様に仕上げ部分以深に水が圧入されていることが示唆されたためWater Flow Logにより、仕上げ部分以深への水圧入量を調査したところ、CO-5号井では仕上げ部分直下のスクイズ孔から、Iib層にかなりの量の水が圧入されていることが判明し、このスクイズ孔を塞ぐ改修作業を実施した。CO-4号井に関しては、Iib層へ圧入されている水量は小さかったことから、改修作業は実施していない。

申川の油層は平面的にもかなり不均質であり、平面方向の掃攻状況の把握も本実証試験評価のキーとなることから、坑井間のトランスミシビリティの異方性を調査するためにPulse Testを実施した。Pulse Testから得られた結果のまとめを図7に示す。

5. 圧入 / 生産施設

圧入 / 生産施設は以下の概念に従い設計、建設された：

- (1) 圧入する炭酸ガスは、液化炭酸ガスをローリー運搬し、いったんストレージタンクに受け入れ、必要量を気化させてコンプレッサーで圧入する。
- (2) 圧入井では、必要に応じて、炭酸ガス圧入と水圧入の切り替えを行う。
- (3) 生産された流体は3相セパレーターでガス、油、水に分離する。
- (4) ガスは状況（炭酸ガス濃度）に応じて放散、もしくはリサイクル圧入を行う。
- (5) 水はいったんピットに落とし、必要に応じて中和を行い、申川鉱場の他の坑井の水と一緒に坑水圧入井に圧入する。

炭酸ガスは2年間、連続的に圧入されたが、運転上のト

図7 パルステスト結果

ラブルはほとんどなく、メンテナンスなど、計画的な運転停止を除外すれば、稼働率は94%であった。圧入を停止した具体的な理由はコンプレッサーのベアリング損傷と、冷却水の循環不良、そして雷による停電であった。

6. 実証試験概要

平成7年9月以降、各研究井の生産 / 水圧入を順次開始し、水攻法、炭酸ガス攻法、WAGを表3に示す日程で実施した。4坑の圧入井に対する炭酸ガス圧入は、平成11年9月に終了、CO-2における生産は平成11年11月に終了した。圧入井はいずれも流体圧入開始前にステップレート圧入テストを実施し、フラクチャリング（ブレイクダウン）圧力 / レートを把握し、流体圧入時にフラクチャーを発生させないように、細心の注意を払った。

実証試験期間中のCO-2の生産ヒストリーを図8に示す。炭酸ガスがブレイクスルーした後も、CO-2のガス油比および、ガス中に含まれる炭酸ガス量の上昇は緩やかであった。炭酸ガスがブレイクスルーした1年半後の実証試験終了時には、ガス油比は700 m³/kl、ガス中の炭酸ガス濃度は85 vol.%であった。実証試験期間中の累計生産量および累計圧入量を表4に示す。

(1) 水攻法（水圧入）

本実証試験の対象油層の生産井は水量率が90%を超えており、水攻法により油層内の油飽和率はすでに残留飽和率に近くなっていると考えられていたが、新規に掘削した生産井（CO-2）の水量率は5%以下という低い値であった。そのままでは炭酸ガス攻法の定量評価は困難と判断し、炭酸ガス攻法実施に先立ち約2年間水攻法を実施し、水攻法で回収可能な油を回収するとともに、水攻法の生産ヒストリーデータを取得した。

(2) 炭酸ガス攻法（炭酸ガス連続圧入）

表 3 水攻法, 炭酸ガス攻法, WAG の実施時期

	平成 5 年度 1993	平成 6 年度 1994	平成 7 年度 1995	平成 8 年度 1996	平成 9 年度 1997	平成 10 年度 1998	平成 11 年度 1999	平成 12 年度 2000
	4月 10月	4月 10月	4月 10月	4月 10月	4月 10月	4月 10月	4月 10月	4月 10月
CO-1 (圧入井)	掘削 仕上げ			水圧入		炭酸ガス圧入		
CO-3 (圧入井)		掘削 仕上げ		水圧入		炭酸ガス圧入		
CO-4 (圧入井)		掘削 仕上げ		水圧入		炭酸ガス圧入	水圧入	炭酸ガス圧入
CO-5 (圧入井)		掘削 仕上げ		水圧入		炭酸ガス圧入		
CO-2 (生産井)	掘削 仕上げ		生産	生産				
その他 作業			施設建設				廃坑 施設撤去 坑井間サイスマック

図 8 CO-2 の生産ヒストリー

平成 9 年 9 月末から炭酸ガスの連続圧入を開始した。炭酸ガスを圧入する各坑井では、ステップレート圧入テストを実施し、圧入中にフラクチャーを生じない圧入レートを

表 4 実証試験期間中の累計生産量および累計圧入量

累計生産量 (平成 9 年 9 月 29 日～平成 11 年 11 月 1 日)

坑井名	累計油生産量 (kl)	累計水生産量 (kl)
CO-2	2,802	885
SK-15	1,680	1,108
SK-66	114	258

累計炭酸ガス圧入量 (平成 9 年 9 月 29 日～平成 11 年 9 月 29 日) および
累計水圧入量 (平成 10 年 11 月 11 日～平成 11 年 6 月 20 日)

坑井名	累計 CO ₂ 圧入量 (ton)	累計 CO ₂ 圧入量 (千 Sm ³)	累計水圧入量 (kl)
CO-1	3,720	1,990	0
CO-3	3,663	1,959	0
CO-4	1,585	848	836
CO-5	980	533	0
合計	9,948	5,330	836

決定した。炭酸ガスの連続圧入を開始した時点で、CO-2 の水量率は約 40% であった。

炭酸ガスの連続圧入を開始した約 3 ヶ月後の平成 10 年 1 月中旬に、一時的にパターン中央の生産井 CO-2 の生産ガス中に炭酸ガスが混じるようになり、ガスリフト採油から自噴採油に切替えた。このときの炭酸ガスの産出は 2 週間で止まり、その後平成 10 年 3 月末から、CO-2 の生産ガス中に炭酸ガスが連続的に混じるようになった。油の生産レートはガスリフト採取から自噴採取に切替えた際に一時的に低下したが、その後次第に上昇し、水攻法実施時の減退傾向と比較して明確な増油傾向を示しており、炭酸ガスがブレイクスルーした後も、実証試験終了までの約 1 年半の間、安定した油の生産が続いていた。

(3) WAG

CO-2 では、炭酸ガスがブレイクスルーした後もガス油比の上昇は緩やかで、安定した油の生産が続いていた。シミュレーションスタディの結果から、CO-2 にブレイクスルーした炭酸ガスは、CO-4 に圧入されたものと推測され、CO-2 に炭酸ガスがブレイクスルーした約 7 ヶ月後の平成 10 年 11 月に、CO-4 を炭酸ガス圧入から水圧入に切替えた。

さらに平成 11 年 6 月には再度炭酸ガス圧入に切替えた。他の炭酸ガス圧入井 3 坑については、最後まで炭酸ガス連続圧入を継続した。

7. 評価のための調査：モニタリング

7.1 坑底圧力測定

CO-1, CO-2, CO-3, CO-4 および SK-15, SK-66 は、ヘリウムガスを充填したキャピラリー・チューブを坑内のチューピング・パイプに坑底まで添わせ、坑底圧力を連続的に記録した。それ以外の研究井はスリックラインにより、坑底圧力を測定しその変化を調査した。

生産状況の評価においては、単に生産レートだけでなく、流動坑底圧力を把握し、ドロダウンとの関連において評価しなければならない。CO-2 においては、炭酸ガスがブレイクスルーした直後、ガスリフトを停止して自噴採取としたため、一時的に流動坑底圧力が高くなり、産油レートも低下したが、次第にガスリフト停止前の状況に復帰した。パターン外の坑井も含めた密閉坑底圧力の測定結果は、実証試験期間中、油層圧力を維持できていたことを示している。

圧入井においては、圧入中にフラクチャーを発生させないよう注意が必要であり、圧入坑底圧力を連続的にモニターすることにより、フラクチャーが発生していないことを確認しながら圧入を継続することができた。

7.2 産出流体分析

実証試験の間、生産可能な坑井から産出流体（ガス、原油、水）を採取し、分析を行った。

CO-2 から産出されたガスでは、ガス中の炭酸ガス濃度の上昇に伴い、炭化水素中のメタンおよびエタンの濃度は低下し、プロパン以上の濃度は上昇していた。産出原油では、動粘度と密度が上昇しており、オクタン以下の軽い炭化水素成分が低下していた。これらの変化は、産出ガス中の炭酸ガス濃度が 60% に達した頃から明確になっており、原油中の軽質分が炭酸ガスにより抽出されたことを示唆していた。

水分析値の変化では、産出ガス中の炭酸ガス濃度上昇とともに、 Ca^{2+} 濃度および HCO_3^- 濃度もしくは全炭酸量が上昇していたが、その他のイオンについては炭酸ガスとの関連を伺わせるような変化は見られなかった。

7.3 物理検層

実証試験中、物理検層を適宜実施して油層内の飽和率の経時変化を調査した。

(1) 観測井：CO-6

CO-1 と CO-2 の中間に掘削された観測井 CO-6 は、比抵抗を測定するためにグラスファイバー製のケーシングを使用し、坑内状況の変化を防ぐためにパーフォレーションは実施していない。

実証試験の全期間中インダクション（AIT）検層および中性子（CNL）検層を実施したが明確な変化は認められなかった。密度（SLDT）検層および RST-B 検層を追加実施したが、炭酸ガスによる掃攻を明確に示す結果は得られなかった。

検層結果に明確な変化が見られなかった原因として、CO-6 では生産を行っておらず圧力シンクになっていないため、検層の探査深度内の坑井近傍で飽和率の変化を生じる流動が起きていなかったと推測された。

(2) 生産井

正 5 点法パターン中央に位置する生産井 CO-2 は、通常の鋼鉄製のケーシングで仕上げており、比抵抗検層ができないため、放射性検層の一種である RST 検層を PLT とともに実施した。RST 結果は、IIaL 層の上部以浅の油層内で時間とともに水が減少していることを、また PLT は IIaL 層の上部におけるガスの産出を示唆していた。

CO-2 の PLT の結果から、坑内の仕上げ部分の流体は水であることが確認されたので、Down Hole Video（光学式坑底カメラ）により、どのパーフォレーション部分から、どの流体（ガス / 油 / 水）が産出されているかを調査し、視認することができた。また、坑内仕上げ部分に多量のスケールの付着が確認されたので、コイルドチューピングを用いたハイドロブラストによりスケールの除去を行った。作業前後の生産試験から、スケールが坑井の産出状況に影響を及ぼしていなかったことを確認した。

SK-15 では、Down Hole Video による坑底調査を行った結果、実証試験対象層とその下の層との間にセットしてあったブリッジプラグが脱落して、下層と導通していることが確認され、試験対象層の生産量の見直しを行った。

(3) 圧入井

圧入井における圧入プロファイルの測定には通常 PLT のスピナーが用いられるが、本実証試験において、油層にフラクチャーを生じさせない圧入レートではスピナーの測定限界以下であったため、別な手段が必要であった。炭酸ガス圧入開始後、各圧入井で PLT 検層と RST 検層の Sigma Mode を実施した。PLT 検層の流体密度カーブから、坑井内の湛液面すなわち、炭酸ガス圧入ゾーンの下限が、また RST 検層では、上部の仕上げ部分において水の減少すなわち、炭酸ガスの圧入ゾーンが示された。

7.4 ガストレーサーテスト

油層内での炭酸ガスの流動状況を把握するために、ガストレーサーテストを実施した。アルゴンおよび窒素の 2 種類のガストレーサーを、時期を変え、異なる圧入井の圧入炭酸ガスに混入させ、生産井である CO-2 の産出ガス中の

図 9 坑井間トレーサーテストの結果：CO-2 で産出されたトレーサー濃度

ガストレーサー濃度を調査した。

テスト結果を図9に示すが、CO-3から圧入されたアルゴンガスは、テスト開始の9日後にはCO-2に到達し、3週間後にはピーク濃度0.30 vol.%（圧入濃度の60%）に達した。また、トレーサー注入終了の2週間後には濃度の低下が始まり、注入開始後6週間で注入したアルゴンガスの30%をCO-2で回収した。この結果は、事前に行った油層シミュレーション結果とは大きく異なっており、油層モデルの再検討が必要となった。

いっぽう6月23日からCO-4に圧入された窒素ガス、7月13日から、CO-1に圧入されたアルゴンガスは、いずれも4ヶ月を経過してもCO-2に到達しておらず、CO-3とCO-2の間のような、特異なフローパスの存在は示唆されなかった。

7.5 坑井間サイズミットモグラフィ

申川プロジェクトの対象油層は、1～2mの厚さの砂岩と泥岩が交互に堆積している薄互層であり、各砂層の浸透率も異なっている。また面的にも非常に不均質な油層であり、炭酸ガスの油層掃攻状況を知ることは重要な課題であった。

炭酸ガス攻法において、炭酸ガスが掃攻している部分は流体密度が小さくなり、孔隙圧力は高くなる。この双方とも弾性波速度を小さくする方向に働くため、坑井間のサイズミットモグラフィにより炭酸ガスが掃攻している部分を推定することが可能になると考えられたが、実証試験開始当時の技術では、信号（弾性波）の到達距離が坑井間距離と比較して短すぎる状況であったため、実証試験終了時のみの測定しか行っておらず、実証試験開始前と終了後の結果の差を取ることはできなかった。

実証試験で実施した坑井間サイズミットモグラフィの分解能は、従来の地表反射法やVSPと比較すると約10倍の分解能であり、弾性波速度情報だけでなく、反射波情報も解析を行い、合わせて検討を行った。都合4セットの坑井間プロファイル（CO-2～CO-1、CO-3～CO-1、CO-3～CO-2、CO-4～CO-2）を測定したが、図10にCO-2～CO-1間の坑井間速度イメージと反射イメージを重ねた図を示

す。炭酸ガスにより掃攻されていると思われる層が示唆されている。

坑井間トモグラフィ解析結果から、申川IIaL層直上の、申川IIaU層も炭酸ガスにより掃攻されていることが示唆された。この結果を踏まえ、油層シミュレーションにおいては、申川IIaU層をも考慮した油層モデルを構築することとした。これは、本研究の目的である炭酸ガスの油層内での挙動把握および炭酸ガス攻法の評価に重大な影響を及ぼすものである。

8 油層シミュレーション

8.1 モデルの構築とパフォーマンス予測スタディ

坑井の検層データ、コアデータ、坑井テストデータなどに基づき油層モデルを構築した。油層シミュレーションの対象とする領域、グリidding、レイヤリングなどについてはセンシティビティ試験を行い、最適化を行った。背斜軸近傍を仕上げた坑井（CO-1およびCO-3）はコア分析結果とかけ離れた良い生産性を示しており、過去の知見から背斜軸近傍にはフラクチャーが発達した層の存在が推測されたためダミーゾーンをIIaLの頂部に設定した。

まずブラックオイル・モデルを使用し、水攻法のヒストリーマッチを行った。続いて、ラボで得られた原油と炭酸ガスの混合系での相挙動試験データに基づきPVTモデルを設定し、コン-positional・モデルにより、炭酸ガス攻法の挙動予測を行った。WAGに関する方針検討のためのケーススタディでは、炭酸ガス圧入に引き続き水圧入を実施することにより、炭酸ガスの影響で粘度が低下した原油がオイルバンクを形成し、油産出レートの増大（回収期間の短縮）につながることが示された。また、炭酸ガス圧入に続く水圧入を長期間継続した方が、オイルバンク形成には有利という結果を得た。

8.2 ヒストリーマッチ

炭酸ガス圧入開始後の各坑井の実際の挙動は事前の予測とは大きく異なっており、その後のテスト結果およびさらなるシミュレーションスタディから、指向性の強いフロー

図10 申川CO-2～申川CO-1坑井間サイズミットモグラフィ

パスの存在が示唆された。実証試験を終了し、坑井間トモグラフィの結果も含め、すべてのデータがそろった時点で、地質モデルの再検討も含め、シミュレーションモデルの根本的な再構築を行った。

ヒストリーマッチでは、実証試験エリア近傍では約 8 m × 8 m のグリッドを、遠隔エリアではそれよりも大きなグリッドを配置し、最終段階では実証試験エリア近傍のグリッドを 2 × 2 に細分割し、遠隔エリアでは複数のグリッドを統合したグリッドシステムを使用した。なお、油層レイヤーモデルは油層の不均質性を考慮し、ダミーレイヤーおよびフローパスを加えたものを使用した。ヒストリーマッチの結果および後述するケーススタディの結果、油層内の流動に関して、以下のことが示唆された：

- (1) 水攻法で圧入された水はIIaL層のみに圧入されていたが、その後圧入された炭酸ガスは、IIaL層とIIaU層の両方に圧入されていた。CO-2ではIIaL層とIIaU層の両方から生産されていた。
- (2) 水攻法で圧入された水は、ガストレーサーテストで確認されたフローパスを中心とした、高浸透率部分のみを掃攻していた。掃攻された領域の水飽和率は比較的高くなっていたが、その他の領域ではCO-2近傍に相当の油が残っていた。
- (3) フローパスはIIaL層の上位にある層の一部とも考えられる。
- (4) IIaL層とIIaU層のコミュニケーションはあるが、それは油層の一部に限られており、その度合いも小さい（平均垂直浸透率 0.1 md 程度）
- (5) 圧入した炭酸ガスのうち、パターン内のIIa層に圧入されたのは、全圧入量の 31% である。
- (6) 実証試験期間中に生産された油（水攻時 2,914 kJ 炭酸ガス圧入時 2,685 kJ 合計 5,599 kJ）はIIaL層とIIaU層合計の初期鉱量の 27% に相当する。
- (7) 炭酸ガス攻法を実施しないで水攻法を継続した場合、実証試験と同じ期間中に回収される累計油生産量は

表 5 油層シミュレーション ケーススタディ設定ケース

他の攻法との比較

ケース番号	ケース概要	目 的
1-1	炭酸ガス圧入期間延長	炭酸ガスの圧入期間を延長した場合の油層挙動を調べる。
1-2	水圧入	水攻法と炭酸ガス圧入法の効果を比較する。
1-3	アルゴン圧入	不活性ガス圧入と炭酸ガス圧入の効果を比較する。
1-4	WAG (2 ヶ月水：2 ヶ月 CO ₂)	WAG 攻法によるガスの易動度制御効果を検証する。
1-5	WAG (6 ヶ月水：6 ヶ月 CO ₂)	WAG 攻法によるガスの易動度制御効果・スラグサイズの影響を検証する。
1-6	WAG (8 ヶ月水：4 ヶ月 CO ₂)	WAG 攻法によるガスの易動度制御効果・WAG 比の影響を検証する。
1-7	CO-4 での連続炭酸ガス圧入	CO-4 における水への切り替えの効果を検証する。
1-8	ミシブル炭酸ガス圧入	油層圧力、操業圧力共に実測値よりも 20 bar 高くし、ミシブル攻法の効果を検証する。
1-9	初期からの炭酸ガス圧入	テスト開始時から炭酸ガスを圧入した時の効果を、水＋炭酸ガス圧入と比較する。
1-10a	水量率 90% 以上まで水攻を継続	CO-2 の水量率が 90% に達した後に更に 2 年間水圧入を続ける。
1-10b	水量率が上昇した後に炭酸ガス圧入	CO-2 の水量率が 90% に達した後に炭酸ガスを圧入し、水攻法と比較する。

パイロットテスト挙動説明

ケース番号	ケース概要	目 的
2-1	IIaU 層、IIaL 層間の Kv が 0 md	両層間の導通の程度が油層挙動に与える影響について調べる。
2-2	IIaU 層、IIaL 層間の Kv が 10 md	両層間の導通の程度が油層挙動に与える影響について調べる。
2-3	IIaL 層のみで生産・圧入	IIaU 層が生産・圧入に貢献していないと仮定した場合の油層挙動について調べる。
2-4	IIaU 層にも水圧入	水攻の段階でも IIaU 層に水が相当量浸入していたと仮定した場合の挙動を調べる。

炭酸ガス圧入効果の分析

ケース番号	ケース概要	目 的
3-1	スーパー水攻法	Pf を低く維持し、IIaU 層、IIaL 層両層に水を圧入した場合の油回収量を計算する。
3-2	ガスリフト＋水圧入	Pf を低く維持し、IIaL 層に水を圧入した場合の油回収量を計算する。
3-3	ガスリフト＋水圧入量増加	水攻法において油層圧力をパイロットテスト時と等しくし、油層圧力上昇の効果を検証する。
3-4	ガスリフト＋油－水相対浸透率	油－水系の残留油飽和率をガス－液体系のそれと等しくした場合の影響を検証する。
3-5	炭酸ガス圧入量 1/2 倍	炭酸ガス圧入量を 1/2 倍に設定した場合の油回収量を調べる。
3-6	炭酸ガス圧入量 2 倍	炭酸ガス圧入量を 2 倍に設定した場合の油回収量を調べる。
3-7	比較ベース水攻法	パイロットテストの実績水圧入量を見直し、最大流動坑底圧力の制限内で水圧入を行い、他のケース（ケース 3-2, 3-8 など）との比較のベースを提供する。
3-8a	単一坑井炭酸ガス圧入	圧入井 1 坑井のみに炭酸ガスを圧入した場合の効果を検証する（CO-1 より炭酸ガス圧入）。
3-8b	単一坑井炭酸ガス圧入	同（CO-3 より炭酸ガス圧入）
3-8c	単一坑井炭酸ガス圧入	同（CO-4 より炭酸ガス圧入）
3-8d	単一坑井炭酸ガス圧入	同（CO-5 より炭酸ガス圧入）

4,788 kl と計算された。

8.3 ケーススタディ

ヒストリーマッチの結果に基づき、表 5 に示す合計 22 のケーススタディを行った。

8.3.1 炭酸ガス攻法と他攻法の比較

本実証試験の終了時点において、CO₂ の油の生産はまだ続いていたため、テスト期間を 3 年間 (2002 年 11 月まで) 延長させた場合を想定して以下の 4 ケースの比較を行った：

- (1) 実証試験を延長して炭酸ガスを連続圧入したケース
- (2) 1999 年 10 月に炭酸ガスから水圧入に切り替えたケース
- (3) 実証試験開始時から水攻法のみを実施したケース
- (4) 炭酸ガスの代わりに不活性ガスを圧入したケース

結果の比較を図 11 に示す。不活性ガス圧入の油回収量は水攻法とほとんど変わらないことから、炭酸ガス圧入では油の粘度低下および swelling の効果は大きいと考えられる。

8.3.2 WAG

WAG 比および WAG サイズを変えた 3 種の異なる WAG を比較した。また実証試験で CO₄ の水圧入を行わなかったケースとの比較も行った。いずれのケースも WAG の油回収量は炭酸ガス連続圧入よりも小さくなった。WAG 比

および WAG サイズの影響を見ると、必ずしも炭酸ガス圧入量が多い方が油回収量も多いという結果にはなっていない。今回のケーススタディでは水の圧入期間を長くした方が油の回収率は良くなっている。これは今回の実証試験では、油の粘性低下と swelling が主要な増油メカニズムであることから、フラッディングにおけるモビリティレイショが大きき要因になっていると考えられる。

8.3.3 本実証試験における増油の要因とその評価

今回の実証試験は、インミシブルな炭酸ガス攻法であるにもかかわらず、水攻法と比較して良好な増油を得ることができた。しかしヒストリーマッチで述べたように、圧入された炭酸ガスは水攻圧入水が掃攻していない層にも侵入していると推測され、今回の増油は純粋に炭酸ガスの効果だけとは言い難い。そこで、炭酸ガスの効果およびその他考えられる各要因の概要と、厳密ではないがケーススタディを通じて得られた各要因の半定量的評価を以下に述べる。

(1) 原油特性改善効果

炭酸ガス圧入により、油が swelling したり粘度が減少したりすることにより油回収量が増加する。炭酸ガス圧入に伴う油回収量と、アルゴン圧入による油回収量の差 (約

図 11 油層シミュレーションケーススタディ結果の比較炭

表 6 本実証試験における増油の要因とその貢献度

効 果	増油への貢献度 (%)
原油特性改善効果	47 (アルゴン圧入との比較)
流動坑底圧低下効果	22 (最小流動坑底圧力を変えた水攻法の比較)
垂直掃攻効率改善効果	21 (IIaU 層への圧入の有無による比較)
油層圧力維持効果	10 (水圧入量を増加させ油層圧力を約 0.4 MPa 高めた水攻法の増油量)
合 計	100

699 kl) は、そのような原油特性改善効果を示していると考えられる。

(2) 生産井における流動坑底圧低下効果

ガスリフト採取時の流動坑底圧力は 3 MPa であったが、炭酸ガスがブレイクスルーした後は、1.5 MPa の流動坑底圧力で自噴していた。最小流動坑底圧力を 3 MPa に設定した水攻法と、1.5 MPa に設定した水攻法の油回収量の差 (約 331 kl) は、生産井の流動坑底圧低下効果を示していると考えられる。

(3) 垂直掃攻効率改善効果

水攻法では IIaL 層の油しか掃攻されていないが、炭酸ガス圧入では IIaU 層の油も掃攻されたと推測される。そこで IIaL 層と IIaU 層の両層に水を圧入した水攻法と、IIaL 層のみに水を圧入した水攻法を比較した。その結果、推定された垂直掃攻効率改善の影響は約 318 kl であった。

(4) 油層圧力維持効果

炭酸ガスは水と比較して圧入性が高く、水攻時に比べ約 0.4 MPa 油層圧力が高かった。水圧入量を増加させ油層圧力を約 0.4 MPa 高めることにより増えた油 (約 147 kl) は、油層圧力上昇の効果と考えられる。

これら各要因の増油の合計は、実際の増油 811 kl を大きく上回っているため、各要因の増油への貢献度合を比例配分した結果を表 6 に示す。炭酸ガス圧入により油特性が改善されたことが最も増油に貢献している。

9. 最 後 に

(1) 水攻法と炭酸ガス攻法

今回の炭酸ガス攻法実証試験はインミシブルな置換ではあったが、水攻法と比較して明確な増油を確認できた。しかし、実証試験終了時点で CO-2 号井の油の生産能力は充分に残っていたので、テスト期間を 3 年間 (2002 年 11 月まで) 延長させ、水圧入に切り替えた油層シミュレーションを行ったところ、2,696 kl の累計増油量が得られ、Utilization Ratio すなわち 1 bbl の増油を得るために必要とされた炭酸ガス圧入量は 3.5 MScf/bbl となった。なお、実証試験パターン内に入って増油に貢献した炭酸ガス量は、全圧入量の 31% と仮定している。

3.5 MScf/bbl という Utilization Ratio はミシブル炭酸ガス攻法に勝るともいえる値である。このように良好な Utilization ratio が得られた理由として、生産井の水量率が 40% という、水攻法の減退中期に炭酸ガス圧入を開始した

ため、油層内には多量の movable oil が残っていたことが考えられる。炭酸ガス圧入の後に連続的に水圧入を行った場合、水攻法の場合と比較して油の生産が大幅に加速された大きな理由は、試験対象油層の不均質な油層特性から、水攻法の効率が悪かったことも一因と思われるが、炭酸ガスによる油の swelling と合わせ、油層内の油の粘性が大きく低下し、mobility ratio が改善されたことが大きいと思われる。

このように、水攻法の比較的早い時期に炭酸ガス攻法を実施し、一般的にいわれる WAG とは異なるが、生産井における炭酸ガス濃度がある程度上昇した段階で水の連続圧入に切り替えることも、経済的に有効な方法と思われる。水攻法末期に炭酸ガス攻法を実施した場合、増油が遅れると経済的に厳しい状況になってしまう。しかし、キャッシュフローに余裕がある早い時期、水攻法の減退中期に炭酸ガス圧入を開始することは、リスクが軽減され、増油も大きく、油田操業期間を短縮するという意味でも、経済的に魅力あるオプションと考えられる。

(2) WAG

WAG による油回収率改善メカニズムとして、掃攻率改善が一般的にいわれているが、本研究で行ったコアフラッド試験では、油の生産が止まるまで炭酸ガス連続圧入を行い、その後に、続けて水圧入を行うことにより、再び油が回収されることを確認した。すなわちメガスケールでの掃攻率改善ではなく、コアスケールでも油の置換効率が改善されることが確認された。

いっぽう、油層シミュレーションにおいても、炭酸ガス圧入の後に水圧入を行うことによりオイルバンクが形成され、油回収率が改善されることが確認された。申川の場合、圧入される炭酸ガスは油層中の油とはインミシブルであるが、炭酸ガスが油に溶け込むことにより油の粘度低下および、油の swelling による飽和率増加が起こり、油が流動しやすくなっている。ここに炭酸ガスよりも粘度の高い水を圧入すれば、炭酸ガス圧入と比較して mobility ratio が大きく改善され、置換効率も改善される。結果的に、炭酸ガスによる置換で取り残された油を、水を圧入することにより回収できることが示された。

実証試験では CO-4 において WAG を実施したが、CO-2 の油生産量に大きな変化は見られなかった。油層シミュレーションにより油層内の飽和率分布を見ると、オイルバンクは形成されていたが、CO-2 には到達しておらず、WAG の効果を確認するには、もっと時間が必要であった。

今回の実証試験結果と炭酸ガス連続圧入の油層シミュレーション結果を比較すると、WAG の方が油回収量は小さくなり、Utilization Ratio も悪くなっている。実際の操業で WAG を実施する場合には、WAG 実施中のデータを蓄積しながら、さらに油層シミュレーションのチューニングを繰り返し、ケーススタディを通して操業の最適化を行うことが必要である。

なお、申川のような低浸透率の油層においても WAG を実施できる、すなわち圧入性に問題がないことを確認でき

たことは非常に有意義な実績と考えられる。

(3) 油層の不均質性の把握

油層シミュレーションは多くの仮定、前提に基づいており、それらの仮定、前提が正しくない場合にはその予測も実際とは大きく異なるという危険を秘めている。この度の実証試験では、油層の不均質性を調査、把握することの重要性を強く再認識させられた。EORにおいては、油層の不均質性を把握するデータを取得し、得られたデータに基づき適切な油層シミュレーションを行って、操業の最適化を行うことが重要である。貯留層の不均質性は一次採収では大きな問題とならなくても、経済的にマージナルな二三次回収では、不均質性を把握して、その対応策を講じることはプロジェクトの成否を左右する重要なキーとなる。

(4) 坑井仕上げの健全性

今回の実証試験では、圧入井でのケーシング裏での他層との導通および生産井におけるブリッジプラグの脱落による他層との導通が明らかになった。坑井の仕上げは必ずしも設計、意図どおりにはなっておらず、状況によっては確認することも必要であろう。

(5) 参考資料

実証試験の詳細な内容は年度ごとに「原油二・三次回収技術に関する共同研究報告書「炭酸ガス攻法申川プロジェクト」」という報告書にとりまとめられ、JOGMEC 石油開発技術本部 (TRC) および石油資源開発株に保管されている。JOGMEC のウェブサイトには、以下のごとく各年度の要約が掲載されている：http://search.trc.jogmec.go.jp/pdf_year/1999/trc/1999/23c.pdf (cited 2011/08/24)

http://search.trc.jogmec.go.jp/pdf_year/2000/trc/2000/2-3.pdf (cited 2011/08/24)

また、2001 年 2 月に開催された石油技術協会第 1 回「ガ

ス攻法分科会」で当時の担当者が発表した資料が以下のサイトに掲載されている：

<http://www.japt.org/html/iinkai/seisan/bunkakai/gaskouhou/1st/ppframe.htm> (cited 2011/08/24)

X 線 CT を用いて WAG のコアフラッドを観察した結果は、1997 年の SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition において、「An Analysis of CO₂ WAG Coreflood by Use of X-ray CT」というタイトルで発表されている：<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00038068&soc=SPE> (cited 2011/08/24)

坑井間サイズミットモグラフィを実施した会社は会社名、組織が変わったが今もサービスを提供しており、以下のサイトに関連資料が掲載されている：

[http://www.co2captureandstorage.info/docs/monitoring/4thMtg/Day%203/Mark%20CO₂%20Sequestration.pdf](http://www.co2captureandstorage.info/docs/monitoring/4thMtg/Day%203/Mark%20CO2%20Sequestration.pdf) (cited 2011/08/24)

謝 辞

「申川油田における炭酸ガス攻法実証試験研究」を共同で実施しました、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（当時の石油公団）および石油資源開発株式会社に深く感謝いたします。また、実証研究の実施に際しましては、当時の石油公団石油開発技術センターおよび石油資源開発株式会社の多くの関係者の方々の協力をいただきました。ここに合わせて感謝させていただきます。

SI 単位換算係数

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

$$\text{md} \times 9.86923 \text{ E} - 16 = \text{m}^2$$

$$\text{cP} \times 1.0 \text{ E} - 03 = \text{Pa} \cdot \text{sec}$$

$$\text{ksc} \times 9.806650 \text{ E} + 04 = \text{Pa}$$