講演
 Lecture

貯留層内ブロッキングによる掃攻率改善効果の検討*

村田 澄彦**・芦田 彬久***・高橋 悟****・岡部 博****

(Received September 9, 2013 ; accepted November 6, 2013)

Study on sweep efficiency improvement by in-depth profile modification

Sumihiko Murata, Akihisa Ashida, Satoru Takahashi and Hiroshi Okabe

Abstract : In-depth profile modification, that is blocking the already swept high permeable zones in a reservoir with a gelling agent, would be one of the most effective sweep efficiency improvement (SEI) methods.

Firstly, in this paper, gelling agents developed for the in-depth profile modification are reviewed in order to understand their present situation and problems. Then, it is shown that TAP (thermally active polymer), PPG (preformed particle gel), CDG (colloidal dispersion gel) are suitable for the in-depth profile modification and overcome the difficulties of in-situ gelation, but they still have limitations in the applicable range of pH, temperature, pore throat diameter, and so on.

Secondly, a visualization experiment of the in-depth profile modification performed to a multilayered reservoir model, in which high permeable formations and low permeable formations are alternate, is shown to confirm the effect of in-depth profile modification on SEI and oil recovery. Moreover, the problem that the injected water bypasses the blocked zones in high permeable formation from the low permeable formations and the 100% of sweep efficiency is quite difficult to be achieved is shown.

Finally, following results of the numerical simulations conducted to thirty-two heterogeneous reservoir models under the several blocking conditions are shown. The effect of in-depth profile modification on SEI increases with the increase in the volume of gelling agent and the decrease in the volume of chase water. But, in this case, the bottom-hole pressure increases and the risk to cause a severe formation damage or to make a fracture increases. Furthermore, the effect of in-depth profile modification on SEI increases with the increase in the vertical heterogeneity, and the horizontal heterogeneity is less correlated to the effect than the vertical heterogeneity when the heterogeneity indexes, Dykstra-Parsons coefficient and correlation length, are in the range set for this study.

Keywords : in-depth profile modification, sweep efficiency, EOR, reservoir heterogeneity, gelling agent

1. はじめに

近年、シェールガスやシェールオイルなどの非在来型炭化水素資源の開発が脚光を浴びている中で、在来型炭化水素資源に対する増進回収法（以下 EOR、なお本論では天然ガスの増進回収法も含める）も原油価格の高止まりの追い風を受けて積極的に実施されるようになってきている。EOR には、図 1 に示すようにケミカル攻法、ガスミ

シブル攻法、熱攻法などの方法があるが、いずれの方法もスリムチューブ試験などの実験室における理想的な状態では 90% を超える原油回収率を記録している（例えば、(Randall *et al.*, 1988; Thomas *et al.*, 1994)）。しかし、フィールドでは、図 1 に示されているように原油が圧入された EOR 流体によってきれいに掃攻されることはなく、原油の回収率も高々 60% 程度である。この掃攻率低下の主な原因として、フィールドではフラクチャーなどの高浸透率領域が存在することや、マトリックス部の浸透率分布にも不均質性があることが挙げられる。また、圧入流体と原油のモビリティの違いによるフィンガリング現象や流体の比重差によるトンギング現象の発生も原因として挙げられる。

このフィールドにおける掃攻率低下問題はこれまでも十分に認識されており、モビリティコントロール法としてのポリマー攻法や泡状炭酸ガス攻法、WAG 法などさまざ

* 平成 25 年 6 月 27 日、平成 25 年度石油技術協会春季講演会開発・生産シンポジウム「生産性・回収率向上に向けた産学の挑戦」で講演

This paper was presented at the 2013 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Challenges to improve productivity/recovery factor by Industry and Academia" held in Tokyo, Japan, June 27, 2013.

** 京都大学大学院工学研究科社会基盤工学専攻 Department of Civil and Earth Resources Engineering, Graduate school of Engineering, Kyoto University

*** 石油資源開発株式会社技術研究所 JAPEx Research Center, Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

**** 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation

図1 各種EORの概念図 (NETL Web ページ : http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ExplorationTechnologies/eordraw.html より転載)

図3 貯留層内ブロッキングの可視化実験における油掃攻挙動

まな掃攻率改善方法が提案され、フィールドでも試されてきた。しかし、これらの方法を用いても圧入流体がフラクチャーなどの高浸透率領域を選択的に流れる傾向は十分に抑制できず、貯留層内に卓越流路が形成され、その結果として油が多く取り残されている。したがって、フィールドにおいて効率的にEORを実施するには、油やガスが残留している卓越流路以外の低浸透率領域にもEOR流体を浸入させることで掃攻率を高める技術が必要であり、その技術の一つとして、形成された卓越流路をゲル化剤で人工的に閉塞する方法（以下、ブロッキング）が提案されている。特に坑井から離れた貯留層内の適切な位置におけるブロッキング（以下、貯留層内ブロッキング）が効果的であり、このためのゲル化剤の開発が進み、フィールドでの適用も進んでいる。

そこで、本稿では貯留層内ブロッキングの現状と課題について、現在主に用いられているゲル化剤に着目してレビューした後、著者らが行った水平多層構造モデルに対する貯留層内ブロッキングの可視化実験と不均質貯留層モデルに対する貯留層内ブロッキングの数値シミュレーション（芦田ほか、2012）について紹介し、油回収率および掃攻率改善に対する貯留層内ブロッキングの効果とその効果に及ぼす貯留層の不均質性について得られた知見をまとめる。

2. 貯留層内ブロッキングの現状と課題

貯留層内ブロッキングのアイデアは既に1970年代から提案されていた（Routson *et al.*, 1972）。しかし、1980年代に開発されたブロッキング用ゲル化剤の多くはポリアクリルアミドを加水分解したHPAM（Hydrolyzed Polyacrylamide）やバイオポリマーであるキサンタンガムに Cr^{3+} や Al^{3+} などの3価の金属イオン溶液をクロスリンカーとして添加することでゲル化させるものであった。実際には、ポリマー圧入後にクロスリンカーを圧入して貯留層内でゲル化させるもので、ブロッキング位置が坑井から離れるほど地層への吸着や拡散によってクロスリンカーが計画どおりにポリマーに到達することが困難になることや、クロスリンカーがポリマーに到達してからのゲル化時間が短いことから、ブロッキング位置を制御することが困難であった。このため、1990年代半ばまでのブロッキングは、圧入プロファイルあるいは生産プロファイルの改善を目的として坑井近傍を対象に実施されることが多かった（Vossoughi, 2000）。

このような状況の中で、1992年にFletcherほかは高温の貯留層に低温の水を圧入したときに生じる低温前線が熱フィンガリングを起こさず水の圧入前線よりも遅れて進行することに着目して、坑井から離れた貯留層内でもブロッキング位置を制御できることを示した。具体的には、低温の水を圧入したあと、低濃度のポリマーとクロスリンカーを混合してできる流動性ゲル（下で述べるCDG）を圧入すると、高浸透率層を流動して低温前線を追い越した流動性ゲルが温度上昇にともなってゲル化を進行させ、高浸透率層をブロックするというものである（Fletcher *et*

al., 1992）。これにより、1990年代後半からTAP（thermally active polymer）と呼ばれる温度上昇によりゲル化するポリマーが開発されてきた。BP社のBright WaterTMはその代表であり、BP、ChevronTexaco、Nalcoの共同研究プロジェクトにより開発されたものである。それは、 $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$ の微粒子が鉱物油中に懸濁したもので、特定の温度になると懸濁微粒子が $1 \sim 10 \mu\text{m}$ に膨張して貯留層内部の卓越流路をブロックするものである。これまで世界各地のフィールドで貯留層内ブロッキングに使用されている（Pritchett *et al.*, 2003；Frampton *et al.*, 2004；Garmeh *et al.*, 2011；Izgec and Shook, 2012）。微粒子はポアスロットサイズより小さく、懸濁状態では水と同程度の粘性で、圧入中のせん断によるダメージもなく貯留層内部に圧入することができる。温度は 50°C から 150°C 、pHは6以上、塩分濃度は120,000 ppm以下の地層に適用でき、地層水の組成に影響され難いが、炭酸塩岩層やカルシウムイオン濃度が高い条件には適合しない。

後からクロスリンカーを圧入してゲル化する必要がないゲル化剤として、TAPの他にもPPG（preformed particle gel）やCDG（colloidal dispersion gel）と呼ばれているものが開発され、フィールドでも適用されている。PPGは、SAPs（super adsorbent polymers）に対してゲル化時間を長く、ゲル強度を強く、高温にも強くして貯留層内ブロッキングに適用できるように改良したものである。寸法は $\mu\text{m} \sim \text{mm}$ の範囲で調整でき、地層水を吸収して30～200倍に膨張する。また、地層水の組成に影響され難く、300,000 ppmの塩分濃度にも耐えることができる。さらに、圧力下でも吸収した流体を放出せずに強固なゲルを形成し、 120°C の高温でも安定している（Bai *et al.*, 2007a, 2007b, 2008；Muhammed *et al.*, 2012）。サイズの大きいPPGは、普通の空隙や開口幅の小さいフラクチャーには圧入できないが、Bright WaterTMが苦手とする開口幅の大きいフラクチャーやバグのブロッキングにも適用することができる（Bai *et al.*, 2008）。しかし、圧入した空隙やフラクチャーにPPGよりも小さな空隙や開口幅の部分があると、そこにトラップされやすいことに注意が必要である。

CDGは、100～1,000 ppmの低濃度のポリマー（主としてHPAM）に $1/20 \sim 1/30$ のクロスリンカー（主としてクエン酸アルミニウム）を加えてゲル化したもので、ゲル強度も通常濃度のゲルに比べて小さい。粘性もHPAMポリマーと通常濃度のゲルの中間の状態となり、流動遷移圧力を有するのが特徴の1つである。流動遷移圧力は、CDGが流動性を示すようになるときの圧力勾配であり、CDGはある流動遷移圧力以上ではポリマー溶液と同様に流動性を有するが、それ以下ではほとんど流動しない。また、ゲル化時間が長く、温度が上昇するとゲル化が早く進行し、ゲル強度も強くなる。このため、CDGはモビリティコントロールにも貯留層内ブロッキングにも適用することが可能である（Mack and Smith, 1994；Chang *et al.*, 2006）。しかし、コア流動実験結果からCDGがコア入り口に滞留するため貯留層内ブロッキングに適用するのは間

違いだとする研究もある (Seright, 2006)。また、ゲルの架橋構造がポリマーの種類と濃度、ポリマーとクロスリンカーの濃度比、塩分濃度や温度に依存して分子内架橋構造と分子間架橋構造の間で変化するため、CDGの貯留層内での挙動は複雑で、その評価も単純ではない (Spildo *et al.*, 2009, 2010)。

その他、ポリアクリル酸のマイクロゲルで pH が 4 以上になると、水を吸収して 1000 倍程度まで膨張するものがある。貯留層の pH はほぼ中性であることから、貯留層に圧入するだけでゲル化が進行するが、ゲル化時間が 1 日程度と短い。また、PPG と同様にマイクロゲルの寸法が孔隙径より大きい場合、開口幅の大きいフラクチャーのブロッキングに用いられている (Lalehrokh *et al.*, 2008, 2009)。

上に示したものを含め、ほとんどのゲル化剤は pH が低くなるとゲル化しないため、貯留層流体の pH が酸性に傾く炭酸ガス攻法にこれらのゲル化剤を適用することは困難である。この問題に対応するため、カンザス大学の研究グループは KUSP1 と命名したバイオポリマーを開発した。しかし、KUSP1 は pH が 10.8 より低くなるとゲル化するものであるため、これを貯留層内ブロッキングに適用するには貯留層の pH をあらかじめ 12 程度にしておく必要がある (Vossoughi, 2000)。また、この場合も、クロスリンカーを後から圧入してゲル化させるタイプのゲル化剤と同様、ブロッキング位置の制御が困難である。

以上のように、貯留層内ブロッキングを目的としたさまざまなゲル化剤が開発され、フィールドでも実績を挙げているものもあるが、それぞれに問題点もあることが分かる。特に、複雑な貯留層内部において計画どおりにブロッキングを実施することは、貯留層内の流動が十分に把握できていない限り不可能である。また、貯留層内ブロッキングの効果は貯留層の不均質性や高浸透率領域と低浸透率領域の浸透率比、油ガスの残留状態によっても大きく影響される。さらに、ゲル化時間やゲル強度およびゲルの劣化は、ゲル化剤濃度、貯留層水の塩分濃度および組成、温度、pH、貯留層の空隙構造、貯留層内の微生物などに影響されるため、事前のラボ実験が欠かせない。したがって、貯留層内ブロッキングの実施に当たっては、油ガス田開発の早い段階から、貯留層内流体の流動挙動の把握、ブロッキング剤の適切な選択と調整、ブロッキングのタイミングの検討を開始しておくことが重要である。

3. 貯留層内ブロッキングの可視化実験

3.1 貯留層モデル

貯留層内ブロッキングの効果と問題点を実際に確認するため、以下に述べる水平多層構造の二次元可視化モデルを作製し、水攻法における卓越流路となる高浸透率層をブロッキングする可視化実験を行った。

作製した二次元可視化貯留層モデルは、図 2 に示すような透明アクリル容器に入った幅 350 mm、高さ 200 mm、奥行き 40 mm のもので、高浸透率層と低浸透率層がそれ

図 2 可視化実験に用いた水平多層構造の貯留層モデル

ぞれ 50 mm の高さで交互に重なった水平多層構造モデルである。高浸透率層には粒径 1.0 mm のガラスビーズをパッキングし、低浸透率層には粒径 0.2 mm のガラスビーズをパッキングした。なお、この貯留層モデル全体の空隙体積は 1047 cm³ である。また、貯留層モデルの高浸透率層および低浸透率層に用いたガラスビーズをそれぞれ内径 30 mm、外径 38 mm、高さ 60 mm の円筒容器に詰めて空隙率と浸透率を測定した。その結果、高浸透率層ではそれぞれ 39.5%、101D、低浸透率層では 35.4%、11D であった。これより高浸透率層は低浸透率層の 9 倍以上の浸透率であることが分かる。

圧入井と生産井を両端の奥行き方向の中央部に配置した。坑井は外径 6.35 mm、内径 3.18 mm のパイプで、高さ 200 mm の貯留層区間全体に均等にスロットを開けている。また、そのパイプに外径 3.18 mm のパイプを挿入することで圧入区間および生産区間を任意に変更できるようにしている。

3.2 実験方法および手順

パッキングしたガラスビーズの表面を水に濡らした状態から油飽和した後、以下の手順で水攻法とブロッキングおよびブロッキング後の水攻法を実施し、油の掃攻挙動を観察した。なお、油として *n*-ドデカン (ナカライ規格特級 GR) を用い、ブロッキングを行うためのゲル化剤には実験後の処理と取り扱いの容易さから、粉末寒天を 80℃ の精製水に 15 mg/cm³ の濃度で溶かし、流動性を確保するため 40℃ 以上に保った寒天溶液を用いた。圧入水には精製水をそのまま用い、水攻法およびブロッキングの状態が可視化できるように圧入水と寒天溶液はそれぞれ水性インクで青色と黄色に着色した。

圧入水および寒天溶液はシリンジポンプを用いて 5 cm³/min の一定流量で圧入し、流出流体はフラクションコレクターを用いて 1 分ごとに油と水の生産量を計量した。なお、実験時の室温 (約 20℃) では寒天溶液が急速にゲル化するため、ブロッキング前の水攻法と寒天溶液および後押し水の圧入、ブロッキング後の水攻法は 40℃ に設定した恒温槽内で行い、ブロッキングのためのゲル化は、寒天溶液と後押し水を圧入した後、いったん恒温槽の温度を室温まで下げることで行った。このため、ゲル化前後で 1 日程度の時間差がある。なお、一度ゲル化した寒天は、恒温槽の

温度を 40℃に戻してもゲル状態を維持している。具体的な実験手順は以下のとおりである。

- 1) 初期油飽和状態（油飽和率 96.3%）から圧入区間と生産区間を全層として油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-1, 水圧入量：1.19 PV）。
- 2) 圧入区間を下側の高浸透率層のみ、生産区間を全層として寒天溶液 0.05 PV, 後押し水 0.05 PV の圧入を実施（ブロッキング-1）。
- 3) 圧入区間を上側の高浸透率層のみ、生産区間を全層として寒天溶液 0.05PV, 後押し水 0.05PV の圧入を実施（ブロッキング-2）。
- 4) 恒温槽温度を室温（約 20℃）まで冷却して寒天溶液のゲル化を実施。
- 5) 恒温槽温度を 40℃に戻した後、圧入区間と生産区間の両方を全層として油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-2, 水圧入量：0.47 PV）。
- 6) 上側の高浸透率層のブロッキングが不十分であったため、寒天溶液 0.03 PV と後押し水 0.005 PV の追加圧入（ブロッキング-3）。
- 7) 恒温槽温度を室温（約 20℃）まで再冷却して寒天溶液のゲル化を実施。
- 8) 恒温槽温度を 40℃に戻した後、圧入区間と生産区間の両方を全層として油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-3, 水圧入量：0.43 PV）。
- 9) 圧入区間を 2 つの低浸透率層のみに限定し、生産区間を全層として油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-4, 水圧入量：0.47 PV）。
- 10) 圧入区間と生産区間の両方を低浸透率層に限定して油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-5, 水圧入量：0.43 PV）。
- 11) 水の流動状態を確認するため、圧入水の色を濃青色に変更して水攻法を実施（水攻法-6, 水圧入量：0.24 PV）。
- 12) 圧入区間と生産区間の両方を下側の低浸透率層に限定して油が生産しなくなるまで水攻法を実施（水攻法-7, 水圧入量：0.24 PV）。

3.3 実験結果および考察

上に示した可視化実験手順の終了時点における油掃攻状況および寒天溶液によるブロッキング状況を図 3 に示す。図 3 の各図の説明では水攻法を“WF”でブロッキングを“BL”で示している。図 3(a) に示す油飽和状態から水攻法-1 を行った。水攻法-1 での水圧入量は 1.19 PV であった。水攻法-1 終了時の油掃攻状況を図 3(b) に示す。この図より、水攻法-1 では低浸透率層の油は掃攻されず、上下の高浸透率層のみが掃攻されていることが分かる。次に、上で述べた順番に 2 つの高浸透率層に寒天溶液と後押し水をそれぞれ 0.05 PV ずつ圧入してブロッキング-1 とブロッキング-2 を行った。ブロッキング-2 終了時点での寒天溶液の配置状態を図 3(c) に示す。図 3(c) では寒天溶液と水の混合領域が緑色に変色した領域として確認できる。また、その変色の程度により寒天濃度の変化を推定することができ

る。これより、下側の高浸透率層では寒天溶液が後押し水により前方に押されている様子が確認できる。しかし、上側の高浸透率層では下側の高浸透率層ほど明確に寒天溶液が後押しされている様子は確認できない。この状態で、寒天溶液をゲル化させブロッキングを行った。

次に、全層に対して水攻法-2 を行った。圧入した水の量は 0.47 PV であった。水攻法-2 終了時の油掃攻状況を図 3(d) に示す。この図より、上下の低浸透率層にも水が圧入されている様子が分かる。また、圧入水の先端の位置は、下側の低浸透率層では直上の高浸透率層のブロッキング領域の背面にほぼ一致し、上側の低浸透率層の上部は直上の高浸透率層のブロッキング領域の前面、下部は直下の高浸透率層のブロッキング領域の前面、それぞれの位置にほぼ一致することが分かる。ここで、上側の高浸透率層の上部で圧入水が移動する様子が観察されたため、上側の高浸透率層に対してブロッキング-3 を追加した。図 3(e) にブロッキング-3 終了時の状態を示す。また、引き続いて水攻法-3 を行った。圧入した水の量は 0.43 PV であった。水攻法-3 終了時の油掃攻状況を図 3(f) に示す。この図より、追加のブロッキングを行い、ブロッキングを確実にしたにも関わらず低浸透率層の水のフロントは前進していないことが確認できる。

次に、圧入区間を上下 2 層の低浸透率層に限定し、生産区間を全層にして水攻法-4 を行った。この時の水の圧入量は 0.48 PV である。水攻法-4 終了時の油掃攻状況を図 3(g) に示す。図 3(g) に示すように圧入区間を低浸透率層に限定しても低浸透率層の水のフロントはほとんど前進しなかった。そこで、生産区間も上下 2 層の低浸透率層に限定して水攻法-5 を行った。圧入した水の量は 0.43 PV である。水攻法-5 終了時の油掃攻状況を図 3(h) に示す。図 3(h) に示すように圧入区間と生産区間ともに低浸透率層に限定して水攻法を行っても低浸透率層の水のフロントはほとんど前進しなかった。

次に、圧入水の流路を確認するため、圧入水の色を濃青色に変更して水攻法-6 を行った。水攻法-6 での圧入区間と生産区間は、水攻法-5 と同様、低浸透率層のみである。また、圧入した水の量は 0.24 PV である。水攻法-6 終了時の状態を図 3(i) に示す。この図から、圧入水は上側の低浸透率層に圧入され、上下の高浸透率層のブロッキング領域の前面の位置から高浸透率層に流れ込んでいることが確認できる。

最後に、下側の低浸透率層に水が圧入されていないことから、圧入区間、生産区間ともに下側の低浸透率層に限定して水攻法-7 を行った。圧入した水の量は 0.24 PV である。水攻法-7 終了時の油掃攻状況を図 3(j) に示す。この図からわかるように、圧入水は下側の低浸透率層に圧入されているが、生産区間が下側の低浸透率層に限定されているにもかかわらず途中で直上の高浸透率層に流れ込んでいることが確認できる。

この可視化実験における油と水の生産ヒストリーと油の累積回収率をそれぞれ図 4 と図 5 に示す。これらの図から、

図4 可視化実験における油と水の生産ヒストリー

図5 可視化実験における油の累積回収率

高浸透率層のブロッキングを行った直後の水攻法-2、水攻法-3と最後に下側の低浸透率層のみを対象とした水攻法-7で増油がみられたが、その他の水攻法ではほとんど増油がみられなかったことが分かる。図5より、水攻法-1終了時点での油回収率は46.5%であり、水攻法-2終了時点での油回収率は55.3%、水攻法-7終了時点での油回収率は67.6%であった。このことから、油回収率は、ブロッキングにより約9%増加し、圧入区間を掃攻が進んでいなかった低浸透率層に限定することで約12%増加したことが分かる。

以上、本実験により、卓越流路となった高浸透率層の一部をブロッキングすることで低浸透率層にも掃攻領域が広がり、油の回収率が増加することが確認された。また、掃攻が不十分な低浸透率層に圧入区間および生産区間を限定することでもその低浸透率層の掃攻が進み、油の回収率が増加することが確認された。しかし、ブロッキング領域の下流域で圧入した水が低浸透率層から高浸透率層に流れ込む流路が形成されてしまうと、それより下流の低浸透率層の油は掃攻されずに残留してしまうことも明らかとなった。このことから、水平多層構造の高浸透率層の一部をブロッキングすることで低浸透率層全体を掃攻することは極めて困難と考えられる。したがって、貯留層内ブロッキングを行う場合はシミュレーションを実施して最適なブロッキング計画を練ることが重要である。

4. 不均質貯留層モデルに対する貯留層内ブロッキングの数値シミュレーション

4.1 数値シミュレーションの目的

第2章で述べたように、貯留層内ブロッキングを目的としたさまざまなゲル化剤が開発されているが、複雑な貯留層内部において計画どおりにブロッキングを実施することは困難である。貯留層内ブロッキングを効果的に実施するには、ゲル化剤の調整のためのラボ実験の他に、貯留層内の流動を十分に把握することが必要であり、貯留層内ブロッキングの効果に及ぼす貯留層の不均質性や高浸透率領域と低浸透率領域の浸透率比、油ガスの残留状態などの影響について検討しておくことが有効である。

これまで、比較的単純な水平多層構造の貯留層モデルを用いた数値シミュレーションが実施され、高浸透率層と低浸透率層間のクロスフローの発生の有無に関連して貯留層内ブロッキングが有効なそれらの浸透率比や水平方向と鉛直方向の浸透率比について検討されている (Garmeh *et al.*, 2011; Seright *et al.*, 2011)。しかし、より一般的で複雑な不均質貯留層に対する貯留層内ブロッキングについて、ブロッキング効果に及ぼす貯留層の不均質性の影響やブロッキング位置について検討した研究は進んでいない。

そこで、1)粘性が低く圧入性が良い、2)ゲル化開始時間を制御できる、3)目的位置に到達するまでに吸着などによる消失がない(極めて少ない)、の3つの条件を満たす理想的なゲル化剤が開発されたと仮定し、貯留層の不均質性を考慮した効果的なブロッキング手法について検討した。具体的には、鉛直方向の不均質性指標の V_{DP} (Dykstra-Parsons coefficient) と水平方向の不均質性指標の相関距離 λ_L が異なる32個の二次元貯留層モデルを作製し、それらに対して、ゲル化剤の圧入量および後押し量を変えて貯留層内ブロッキングを実施した場合の水攻法シミュレーションを行い、その結果から、ブロッキング効果に及ぼす貯留層の不均質性およびゲル化剤および後押し水の圧入量の影響について検討した。この内容はすでに本誌に発表しているので(芦田ほか, 2012, 2013)、ここではその概要を紹介することとする。

4.2 不均質貯留層モデル

シミュレーションを実施した貯留層モデルは、図6に示すような坑井間距離120 m、貯留層厚さ40 mの二次元モ

図6 不均質貯留層モデルの一例

図7 32個の不均質貯留層モデルの V_{DP} および λ_L の分布

デルである。2点相関法 (Adler *et al.*, 1990, 1998) を用いて V_{DP} と λ_L が異なる 32 個の二次元貯留層モデルを作成した。

V_{DP} は鉛直方向の測線 (坑井) に沿った不均質性の指標であり、1本の測線ごとに以下の式 (1) で評価される。

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (1)$$

ここで、 k_{50} 、 $k_{84.1}$ はそれぞれ、測線ごとに評価される累積確率 50% と 84.1% の浸透率である。ここでは図 6 に示す A～E の 5 測線に沿って V_{DP} の値を求め、その平均値を貯留層モデルの V_{DP} とした。 V_{DP} は 0～1 の値となり、1 に近づくほど鉛直方向に不均質であることを示す。一方、 λ_L は浸透率の水平方向の連続性を表す指標であり、貯留層モデルの浸透率分布に対する水平方向の相関関数 $R(u)$ を式 (2) で近似し、そのときの相関距離 λ を式 (3) に示すように坑井間距離 L で正規化したものである。なお、式 (2) で u は相関をとる 2 点の水平方向の距離、 m はカーブフィッティングによって決定される任意の指数である。

$$R(u) = \exp \left[- \left(\frac{|u|}{\lambda} \right)^m \right] \quad (2)$$

$$\lambda_L = \frac{\lambda}{L} \quad (3)$$

λ_L の値は 0 に近づくほど同レベルの浸透率が水平方向に

表1 主な油層パラメータおよび流体物性値

Initial reservoir pressure		25.0	(MPa)
Permeability	maximum	767.0～1520.0	(mD)
	minimum	1.0	(mD)
	average	52.0～225.5	(mD)
	kV/kH	0.1	
Porosity		20.0	(%)
Initial oil saturation		65.0	(%)
Density	Oil	830.0	(kg/m ³)
	Water	1,153.0	(kg/m ³)
Viscosity	Oil	1.5	(mPa·s)
	Water	0.5	(mPa·s)
	Gelling agent	1.0	(mPa·s)

連続し難く、水平方向に不均質であることを示す。

32 個の不均質貯留層モデルの V_{DP} および λ_L の分布を図 7 に示す。また、初期油層圧力、初期油飽和率、浸透率、空隙率、流体の密度および粘度は表 1 に示すとおりとした。相対浸透率曲線と毛細管圧力曲線については芦田ほか (2012) を参照されたい。

4.3 シミュレーション条件および手順

シミュレーションには商用コードである CMG (Computer Modelling Group) 社のブラックオイル油層シミュレータ IMEX を用いた。なお、このシミュレーションでは、ゲル化剤の吸着などによる濃度低下がない (極めて少ない) 理想的なゲル化剤を用いた場合の貯留層内ブロッキングに及ぼす貯留層の不均質性の影響を検討するため、ゲル化剤の吸着や物理拡散については考慮しなかった。また、簡単のため、ガス流動も考慮していない。

二次元貯留層モデルを 0.5 m の等間隔で水平方向 240 格子、鉛直方向 80 格子に区切った直角格子を用い、貯留層を取り囲む 4 つの境界は全て不透水境界とした。また、圧入井と生産井は貯留層両端のセル内に配置し、鉛直方向 80 格子全てを圧入区間および生産区間とした。水およびゲル化剤の圧入レートは 5 m³/day で一定とし、圧入井の最大坑底圧力を 70 MPa とする制限を与えた。なお、圧入井の坑底圧力が 70 MPa を超えた場合は、それを超えないように圧入レートを減らして圧入を継続し、圧入レートを 1 m³/day まで減らしても 70 MPa を上回る場合は、その時点でシミュレーションを停止した。

シミュレーションでは、ウォーターカット (以下、WCUT) が 70% に達した時点でブロッキングを行い、その後、WCUT=80% まで水攻法を行った場合の油回収率と、ブロッキングを行わずに WCUT=80% まで水攻法を行った場合の油回収率を比較することによりブロッキング効果を検討した。なお、ブロッキングの手順は以下のとおりである。

- 1) 初期油飽和率の状態から WCUT=70% に達するまで水攻法を行う。
- 2) WCUT=70% に達した時点で、濃度 15 kg/m³ のゲル化剤を所定量圧入し、つづいて後押し水を所定量圧入する。
- 3) 後押し水圧入後のゲル化剤濃度分布から、次の式 (4) に従って浸透率を低下させブロッキング後の浸透率分布を決定する。

$$k_n = (-0.139C_p + 1.0)k \quad (0.0 \leq C_p < 7.2)$$

$$k_n = 0 \quad (7.2 \leq C_p) \quad (4)$$

ここで、 k_n はゲル化後浸透率、 k はゲル化前浸透率、 C_p はゲル化剤濃度である。

- 4) 後押し水圧入直後の圧力分布と油飽和率分布をそれぞれの初期値とし、手順 3 で決定したブロッキング後の浸透率分布を用いて WCUT=80% に達するまで水攻法を行う。

ここでは、ゲル化剤と後押し水の圧入量をそれぞれ 0.01 PV, 0.03 PV, 0.05 PV の 3 パターンとし、1 つの貯留層モデルにつき、それらの組み合わせによってできる 9 ケースのブロッキングと水攻法のための 1 ケースを加えた 10 ケースのシミュレーションを行った。

4.4 シミュレーション結果

4.4.1 ブロッキング効果に及ぼすゲル化剤および後押し水の圧入量の影響

シミュレーションの結果、高浸透率領域に卓越流路が生じると、水攻法を続けても掃攻領域があまり拡大しないのに対し、卓越流路のブロッキングを行うことで掃攻領域が大幅に拡大することが確認できた。また、ブロッ

図8 ゲル化剤および後押し水の圧入量とブロッキング効果の関係

図9 ゲル化剤および後押し水の圧入量と坑底圧力の関係

ングを行った場合と行わなかった場合の WCUT=80%での油回収率の差をブロッキング効果として定義し、シミュレーションが圧入井での制限によって停止することなく WCUT=80%まで計算できたケースの平均値を比較することで、ゲル化剤および後押し水の圧入量とブロッキング効果および圧入井の坑底圧力の関係を調べた。その結果、図8に示すように、後押し水の圧入量が同じであればゲル化剤の圧入量が多くなるほど、ゲル化剤の圧入量が同じであれば後押し水の圧入量が少なくなるほど、それぞれブロッキング効果が高くなることが分かった。これは、ゲル化剤の圧入量が多いほど広範囲をブロックでき、後押し水の圧入量が少ないほどゲル化剤の高濃度領域の分散を抑えることができるためだと考えられる。つまり、高いブロッキング効果を得るには卓越流路を確実にブロッキングすることが重要である。しかし、図9に示すように、ゲル化剤の圧入量が多くなるにしたがって、また、後押し水の圧入量が少なくなるにしたがって圧入井の坑底圧力が高くなるため、貯留層障害およびフラクチャー発生リスクも考慮する必要がある。

Garmeh *et al.* (2011) は、Bright Water™ を用いた場合のシミュレーションスタディーにより、Bright Water™ の圧入量が多い場合ほど回収率増加量が多くなるが、坑底圧も大きくなることを示した。以上の結果は、この Garmeh *et al.* の結果と一致している。

4.4.2 ブロッキング効果に及ぼす貯留層の不均質性の影響

貯留層の不均質性とブロッキング効果の関係について検討するため、32 個の貯留層モデルを不均質性の違いにより 8 個ずつ以下の 4 グループに分け、ブロッキング効果がどのように異なっているのか検討した。

- ① $\lambda_L < 0.3$, $V_{DP} \geq 0.8$ (不均質性：水平方向に大、鉛直方向に大)
- ② $\lambda_L \geq 0.3$, $V_{DP} \geq 0.8$ (不均質性：水平方向に小、鉛直方向に大)
- ③ $\lambda_L \geq 0.3$, $V_{DP} < 0.8$ (不均質性：水平方向に小、鉛直方向に小)

表2 各貯留層モデルグループのブロッキング効果の平均値および不均質パラメータ、WCUT=70%到達時間と到達時の油回収率の平均値

Blocking condition			Group 1	Group 2	Group 3	Group 4
Average blocking effect (%)	Gelling agent	Chase water : 0.01 PV	6.9	6.9	5.4	2.1
		Chase water : 0.03 PV	3.3	1.7	1.6	0.4
		Chase water : 0.05 PV	1.9	1.6	0.6	0.3
	Gelling agent	Chase water : 0.01 PV	11.1	12.7	8.7	3.9
		Chase water : 0.03 PV	10.5	8.1	5.9	3.5
		Chase water : 0.05 PV	7.4	6.4	5.4	1.1
	Gelling agent	Chase water : 0.01 PV	12.1	11.3	9.9	5.4
		Chase water : 0.03 PV	12.6	11.5	8.7	4.7
		Chase water : 0.05 PV	11.1	11.0	7.0	3.5
	Average λ_L		0.19	0.37	0.40	0.20
	Average V_{DP}		0.82	0.83	0.76	0.75
	Average time to reach the 70% of water cut (days)		35.5	28.8	41.1	48.9
	Average oil recovery at the 70% of water cut (%)		17.6	14.5	21.4	26.7

図 10 各グループ代表的モデルの WCUT = 70%時点での油飽和率分布

④ $\lambda_L < 0.3$, $V_{DP} < 0.8$ (不均質性：水平方向に大，鉛直方向に小)

これら 4 つのグループに対する各ブロッキングパターンのブロッキング効果の平均値， λ_L と V_{DP} の平均値，WCUT=70%到達時間とその時の油回収率の平均値を表 2 に示す。表 2 より，ほぼ全てのブロッキングパターンにおいて，グループ①，グループ②，グループ③，グループ④の順にブロッキング効果が大きくなっていることが分かる。また，鉛直方向の不均質性が大きいグループ①とグループ②のほうが，小さいグループ③とグループ④よりも高いブロッキング効果が見られる。これに対し，鉛直方向の不均質性が同程度で水平方向の不均質性が異なるグループ①とグループ②，グループ③とグループ④を比較してもブロッキング効果に大きな違いは見られない。

このような結果になった理由として卓越流路の形成のされやすさが考えられる。 V_{DP} が大きいモデルでは高浸透率領域と低浸透率領域の浸透率の差が大きく，高浸透率領域に卓越流路が形成されやすくなる。また， λ_L が大きい場合も水平方向に同じレベルの浸透率が連続して分布するため，卓越流路が形成されやすくなる。しかし，ここでの λ_L と V_{DP} の範囲では，卓越流路の形成が鉛直方向の異方性に左右されているものと考えられる。このことは，表 2 に示すようにグループ②，グループ①，グループ③，グループ④の順に WCUT=70%に到達するまでの時間が短く，その時の油回収率が低くなっていることから分かる。

以上のように卓越流路はグループ②のほうが形成しやすいと考えられる。しかし，ブロッキング効果はグループ①のほうが少し高くなっている。これについては，ブロッキング領域を迂回する流路の形成が原因であると考えられる。グループ②のように λ_L も V_{DP} も大きい場合，比較的薄い高浸透率領域が水平方向に連続的に分布すると同時に低浸透率領域も水平方向に連続的に分布し，水攻法において単純な卓越流路を形成しやすい。図 10 に各グループの代表的モデルの WCUT=70%時点での油飽和率分布を示す。灰色部分が掃攻領域，黒色部分が残油領域である。図 10 より，グループ②は他の 3 つのグループと比較して卓

越流路が単純であることが確認できる。卓越流路が単純な場合，第 3 章の可視化実験で確認されたようにブロッキング領域を迂回する流路が形成される可能性が高い。一方，複雑な流路形状であれば，ブロッキング領域を迂回する流路が発生しても他の流路と合流し掃攻領域を拡大する可能性が高い。これらのことから，グループ①のほうがグループ②よりもブロッキング効果が大きくなったと考えられる。

以上より，水平方向の不均質性と鉛直方向の不均質性がともに大きいモデルにおいて，最も高いブロッキング効果が得られることが分かった。また，ブロッキング効果に及ぼす影響は，ここで設定した不均質性の範囲では水平方向の不均質性と比べると鉛直方向の不均質性のほうが大きいことが分かった。

5. おわりに

本稿では貯留層内ブロッキングの現状と課題について，現在主に用いられているゲル化剤に着目してレビューした後，著者らが行った水平多層構造モデルに対する貯留層内ブロッキングの可視化実験と不均質貯留層モデルに対する貯留層内ブロッキングの数値シミュレーションについて紹介した。その中で得られた知見は以下のとおりである。

TAP や PPG, CDG など，ゲル化のためのクロスリンカーの圧入が必要なく，圧入性，ゲル化時間の制御，吸着やせん断による圧入中の劣化の点で貯留層内ブロッキングに有利なゲル化剤が開発されている。本稿で紹介した貯留層内ブロッキングの可視化実験やシミュレーションではこれら特定のゲル化剤を対象とした訳ではないが，貯留層内ブロッキングを行うことで掃攻領域が広がり，油の回収率が増加することが確認された。加えて，可視化実験から，水平多層構造の貯留層では掃攻が不十分な低浸透率層に圧入区間および生産区間を限定することでも低浸透率層の掃攻が進み，油の回収率が増加することが確認された。また，不均質貯留層モデルに対する貯留層内ブロッキングの数値シミュレーションから，ここで設定した不均質性の範囲では，水平方向の不均質性よりも鉛直方向の不均質性のほうがブロッキング効果に及ぼす影響が大きいことが分かった。

た。さらに、可視化実験およびシミュレーションから、ブロッキング領域を迂回する流路が形成されてしまうと油の掃攻が進まなくなり、ブロッキング効果が低下することも示唆された。このように、複雑な貯留層内部において計画どおりにブロッキングを実施することは困難である。したがって、貯留層内ブロッキングの実施に当たっては、最適なブロッキング計画を練るため、油ガス田開発の早い段階から、貯留層内流体の流動挙動の把握、ゲル化剤の適切な選択と調整、ブロッキングのタイミングの検討を開始しておく必要があると考える。

参 考 文 献

- 芦田彬久, 村田澄彦, 高橋悟, 岡部博, 2012: 不均質性を考慮した掃攻率改善のための効果的貯留層内ブロッキングの検討, 石技誌, **77** (3), 206-215.
- 芦田彬久, 村田澄彦, 高橋悟, 岡部博, 2013: 「不均質性を考慮した掃攻率改善のための効果的貯留層内ブロッキングの検討」に対する質問への回答, 石技誌, **78** (3), 278-281.
- Adler, P.M., Jacquin, C.G. and Quiblier, J.A., 1990: Flow in simulated porous media, *Int. J. Multiphase flow*, **16**, 691-712.
- Adler, P.M. and Thovert, J.-F., 1998: Real porous media: local geometry and macroscopic properties, *Applied Mech. Rev.*, **51**, 537-585.
- Bai, B., Liu, Y., Coste, J.-p. and Li, L., 2007a: Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media, *SPE Res Eval & Eng*, **10** (2), 176-183.
- Bai, B., Li, L., Liu, Y., Liu, H., Wang, Z. and You, C., 2007b: Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications, *SPE Res Eval & Eng*, **10** (4), 415-422.
- Bai, B., Huang, F., Liu, Y., Seright, R.S. and Wang, Y., 2008: Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion, Paper SPE 113997 presented at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 19-23 Apr.
- Chang, H.L., Sui, X., Xiao, L., Guo, Z., Yao, Y., Xiao, Y. and Mack, J.C., 2006: Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field, *SPE Res Eval & Eng*, **9** (6), 664-673.
- Fletcher, A.J.P., Flew, S., Forsdyke, I.N., Morgan, J.C., Rogers, C. and Suttles, D., 1992: Deep diverting gels for very cost-effective waterflood control, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **7**, 33-43.
- Frampton, H., Morgan, J.C., Cheung, S.K., Munson, L., Chang, K.T. and Williams, D., 2004: Development of a novel waterflood conformance control system, Paper SPE 89391 presented at SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 17-21 Apr.
- Garmeh, R., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J.L., Thomas, C.P. and Manrique, E.J., 2011: Thermally active polymer to improve sweep efficiency of water floods: simulation and pilot design approaches, *SPE Res Eval & Eng*, **15** (1), 86-97.
- Izgec, O. and Shook, G. M., 2012: Design considerations of waterflood conformance control with temperature-triggered, low-viscosity submicron polymer, *SPE Res Eval & Eng*, **15** (5), 533-540.
- Lalehrokh, F., Bryant, S.L., Huh, C. and Sharma, M. M., 2008: Application of pH-triggered polymers in fractured reservoir to increase sweep efficiency, Paper SPE 113800 presented at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 19-23 Apr.
- Lalehrokh, F. and Bryant, S.L., 2009: Application of pH-triggered polymers for deep conformance control in fractured reservoirs, Paper SPE 124773 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 4-7 Oct.
- Mack, J.C. and Smith, J.E., 1994: In-depth colloidal dispersion gels improved oil recovery efficiency, Paper SPE/DOE 27780 presented at SPE/DOE 9th Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 17-20 Apr.
- Muhammed, F. A., Bai, B. and Tang, T., 2012: Experimental study of the interaction between surfactants and super absorbent polymer gel, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **90-91**, 159-164.
- Murata, S., Ashida, A., Okabe, H., Fukahori, D. and Ishida, T., 2010: Sweep efficiency improvement by blocking already swept high permeable zones in reservoir with biodegradable polymer gel, Paper presented at the IEA EOR 2010 31st Annual Workshop and Symposium held in Aberdeen, Scotland, 18-20 Oct.
- Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K.T., Williams, D. and Goodgame, J., 2003: Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool, Paper SPE 84897 presented at SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, 20-21 Oct.
- Randall, T.E. and Bennion, D.B., 1988: Recent developments in slim tube testing for hydrocarbon-miscible flood (HCMF) solvent design, *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, **27** (6), 33-44.
- Routson, W.G., Neel, M. and Penton, J. R., 1972: A new blocking agent for waterflooding channeling, Paper SPE 3992 presented at SPE 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, 8-11 Oct.
- Seright, R.S., 2006: Are colloidal dispersion gels really a viable technology?, Annual Scientific/Technical Progress Report, DOE Award Number (DE-FC26-04NT15519), <http://baervan.nmt.edu/randy/>
- Seright, R.S., Zhang, G., Akanni, O.O. and Wang, D., 2011: A comparison of polymer flooding with in-depth profile modification, Paper CSUG/SPE 146087 presented at the Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, 15-17 Nov.
- Spildo, K., Skauge, A., Aarra, M.G. and Tweheyo, M.T., 2009: A new polymer application for north sea reservoirs, *SPE Res Eval & Eng*, **12** (3), 427-432.
- Spildo, K., Skauge, A. and Skauge, T., 2010: Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods, Paper SPE 129927 presented at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 Apr.
- Thomas, F.B., Zhou, X.L., Bennion, D.B. and Bennion, D.W., 1994: A comparative study of RBA, P-x, multicontact and slim tube result, *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, **33** (2), 17-26.
- Vossoughi, S., 2000: Profile modification using in situ gelation technology - a review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **26**, 199-209.