講 演
 Lecture

Low Salinity 水攻法の現状の取り組み*

高 橋 悟**、†

(Received February 28, 2016 ; accepted March 14, 2016)

Activities on Low Salinity Water Flooding

Satoru Takahashi

Abstract : Low Salinity Water Flooding (LSWF) is one of the attractive EOR technologies due to a low cost and environment friendly method. Because the operational configuration in LSWF is similar to that in conventional water flooding and no chemical components that are not present in reservoirs are added to injection water. LSWF has been focused on since 1990's and researchers have proposed some potential mechanisms of how low salinity water works for improving oil recovery. However, the mechanisms have not been sufficiently elucidated.

Recently JOGMEC started a joint study to understand effects of LSWF on oil recovery through laboratory experiment, simulation work and field applications with Waseda University, Kyoto University and PetroVietnam / Vietnam Petroleum Institute. In the laboratory experiment, the effects of LSWF on oil recovery were observed using Berea sandstone cores containing about 1.5% of kaolinite that is considered to be one of the key factors. The mechanism to improve oil recovery suggested the multi component ion exchange. In the simulation work, we are developing in-house simulator to predict not only oil recovery but also ion and pH changes that are typically observed during LSWF based on the mechanism of multi component ion exchange. In addition, we are exploring an opportunity to apply LSWF to oil fields through a comprehensive study involving laboratory, simulation, field pilot and economic evaluation.

Keywords : Low salinity water flooding, EOR, brine composition, core flooding, simulator, molecular dynamics

1. はじめに

最近の油価下落により従来よりもコスト削減の要求が強まっている。EOR (Enhanced oil recovery) は、コストをかけて回収率を向上させる方法なので、最近の石油開発業界を取り巻く経済環境では逆風であることは間違いない。しかしながら、そのような状況の中でも回収率向上は石油開発業界の使命であり、コスト削減と同様にその重要性は失われていないと考える。

EOR 技術が二次回収 (水攻法, ガス圧入法) と大きく違う点は、流体圧入によって油層内流体、油層岩の物理化学的な性状の変化により、(置換効率×容積掃攻率) で表される回収効率を向上させることである。油層岩の多相流動や毛細管圧力は原油の回収に及ぼす重要な因子であり、

ミシブル攻法や界面活性剤攻法は置換効率を向上させる代表的な方法である。その一方、容積掃攻率を向上させるためには、易動度比を下げる、つまりは圧入流体と油の粘性比を近づけること、および圧入流体と油の密度差が小さいことが重要であり、熱攻法やポリマー攻法が代表的な方法である。圧入流体の種類によって、熱攻法、ガス攻法、ケミカル攻法と呼ばれ、前述の置換効率や掃攻率、またはその両者を向上させて回収率向上を目指す。

これらの EOR 技術に加え、近年、低塩分濃度水を油層に圧入し増産を目指す Low Salinity Water Flooding (以下、LSWF) が注目されている。これは、油層水よりも低塩分の水を圧入し、岩石に付着した原油を剥がし置換効率が改善され回収率が向上すると一般的に言われている。原油や岩石の性状により全ての油田で効果があるとは限らないが、ほぼ水攻法と同様なのでその適用の容易さ、他の EOR と比較して経済的とみなされることが環境への負荷が少ない点で魅力的な方法である。昨今の低油価時代ではその重要性が増すと考えられる。本稿では、LSWF のフィールドへの適用に向けた取り組みについて紹介する。

* 平成 27 年 11 月 4 日、平成 27 年度秋季講演会「低油価時代の石油天然ガス開発」にて講演 This paper was presented at the 2015 JAPT Autumn Meeting entitled "E&P Business in Low Oil Price Period" held in Tokyo, Japan, on November 4, 2015.

** 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

† Corresponding author : E-Mail : takahashi-satoru@jogmec.go.jp

2. Low Salinity EOR の概要

2.1 LSWF の適用

1900 年初頭に水攻法による回収率の増加が確認されて以来、多くの油田で実施されてきた。圧入水の成分が、粘土鉱物の膨潤を引き起こし油層に悪影響を与えることはよく知られていたが、回収率の増加に寄与する場合はあまり注目されていなかった。圧入水の成分により回収率が異なる報告は、Bernard (1967) により粘土鉱物を含む岩石を使用して塩水と淡水の比較研究まで遡ることができる。これによると、淡水を圧入することにより塩水よりも回収率が増加すること、浸透率の低下による水圧入圧の増加が確認され、圧入圧が増加しないと回収率も増加しないと報告された。さらに時代は下り、Jadhunandan (1990) がベレア砂岩を用い、圧入水成分が回収率に与える影響に関する研究を行い、LSWF による回収率が向上することが報告された。この経緯から、回収率に与える水の成分の影響について圧入圧の上昇という負の側面に注意が向けられていたが、回収率向上にはあまり着目されていなかったことが伺える。この報告を発端として、Tang and Morrow (1999) は体系的な砂岩を用いたコア試験を実施し、LSWF が回収率増加に寄与することを報告した。さらに、回収率の増加は、孔壁に付着している微粒子が低塩分水 (Low salinity water, LSW) を圧入することで電気二重層が拡大し、壁面と微粒子の吸着エネルギーの低下により脱着し、同時に微粒子に付着していた油が生産される増油メカニズムを提唱した。Webb ほか (2004) は碎屑層における最初の Log-inject-Log によるフィールドテストを実施し、坑井周辺の残留油が減少することを確認し、LSW の効果を確認した。その他、Robertson (2007) は砂岩層でのフィールド生産データを用いて回収率と圧入水の希釈率の関係を示し、Lager ほか (2008) は Alaskan reservoir でのパイロットテストを実施し、低塩分水 (LSW) の効果を確認した。また、Austad ほか (2005) は石灰岩で LSW による回収率改善効果について報告し、Yousef ほか (2010)

は中東の炭酸塩岩を用いた LSWF の効果を実験室レベルで確認し、さらに Yousef ほか (2012) は炭酸塩岩油層で SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) によるパイロットを実施し、増油効果を確認した。

2.2 LSWF の回収メカニズム

LSWF は、低塩分濃度水 (例えば 2,000~5,000 ppm) を圧入することを除くと、通常の水攻法と同じであるため、適用範囲が広く、他の EOR と比較して生産設備の変更など最小限で済むため安価で導入でき、さらに特別な化学薬品などを添加することなくほぼ油層水に含有するイオンを調整するだけなので圧入環境への負荷が小さいと考えられる。しかしながら、LSWF は、下記のように、さまざまな回収メカニズムが提案されており、岩石に付着した原油が剥離する共通認識があるものの、広く受け入れられるメカニズムは解明されていない。また、砂岩や炭酸塩岩といった岩石の種類により、メカニズムが異なると言われており、どのような油田 (原油・油層水・岩石の特性) で効果があるのか、どの程度効果 (回収率増加) があるのかといった評価が難しく、フィールドへ適用するためにはいくつかの解決すべき課題がある。

[提唱されているメカニズムの一部]

- ・微粒子とともに付着していた原油が岩石壁面から脱着する (Tang and Morrow, 1999)。
- ・pH 上昇に伴う界面張力の低下やエマルジョン生成により、置換効率が改善される (McGuire ほか, 2005; Lager ほか, 2006)。
- ・MIE (Multi Component Ionic Exchange) : 油層内でのイオン交換に伴い、粘土鉱物から陽イオンとともに原油極性成分が脱着する (Lager ほか, 2006)。
- ・電気二重層膨張に伴う粘土鉱物-原油間の吸着力低下により、原油成分が粘土鉱物から脱着する (Ligthelm ほか, 2009; Lee ほか, 2010)。
- ・局所的な pH 上昇に起因する油層内でのイオン交換および化学反応により、粘土鉱物からの原油極性成分が脱着する (Austad ほか, 2010)。

ベトナムでの LSWF 適用性評価

- VPI との共同研究 (2015 年~)
- ベトナム特定油田を対象とした適用性評価。

LSWF の効果の定量的な実証およびそのメカニズムの解明

- 早稲田大学との共同研究 (2013 年~)
- コア掃攻実験による LSWF 効果の定量的評価
- LSWF 挙動予測及び関連シミュレータの開発並びに補足実験を通じたメカニズムの解明。

分子レベルでの挙動解析

- 京都大学との共同研究 (2014 年~)
- 分子動力学法を用いた油/水/岩石(粘土)等の界面現象把握。

図 1 LSWF に関する JOGMEC の取り組み概要

3. LSWF に関する JOGMEC の取り組み

JOGMEC は、前述のような適用範囲が広く、操業コストが他の EOR により安価で環境への負荷も少ないと考えられる LSWF の研究に取り組んでいる。さらに、通常の水攻法だけでなく、CO₂EOR の WAG (Water Alternating Gas) のように水を圧入する EOR 技術はさまざまあるので、応用範囲が広がる波及効果も期待している。2013 年からコアスケールでの LSWF の効果およびメカニズムの評価として早稲田大学と共同研究を開始した。2014 年から回収メカニズムを理解するため、原油-水-岩石の界面現象をナノスケールで再現できる分子動力学を用いた共同研究を京都大学と開始した。2015 年にはベトナム国営石油会社 (PetroVietnam) 傘下の Vietnam Petroleum Institute (VPI) と特定の油田を対象にした LSWF の適用性評価の共同研究を開始し、ナノスケールからフィールドスケールまで包括的な研究に着手した (図 1)。

3.1 コア掃攻実験

はじめに、LSWF による増油効果を確認するため、ベレア砂岩を用いコア掃攻実験を行った。表 1 に示すように孔隙率が約 18%、水の浸透率が約 100md、LSWF の効果

表 1 コア試料の物性

試料名	G01	G03
孔隙率 (%)	18.7	18.7
空気浸透率 (md)	153	152
水浸透率 (md)	97	126
カオリナイト含有量 (%)	1.4	1.5

に影響を与えていると考えられているカオリナイトを約 1.5% 含むベレア砂岩を使用した。成分が異なる 2 種類の原油 A および原油 B を用いた。原油 A および原油 B はそれぞれレジン を 9.2 wt%, 17.9%, アスファルテンを 5.8 wt%, 1.5 wt% を含む。レジンおよびアスファルテンは原油の極性成分とみなすことができ、極性成分の割合が LSWF による回収率の影響を確認することを目的とした。圧入する塩水は、高塩分濃度と低塩分濃度の対比として、塩分濃度が 250,000 ppm の高塩水 (HSW) と 2,500 ppm の低塩分水 (LSW) を使用した。さらに、既往の研究から Ca²⁺ が影響を与えるイオンと言われているため、Ca²⁺ を除いた低塩分水 (Adjusted Low Salinity Water, ALSW) も LSW との比較のために用いた。表 2 に圧入水の性質を示す。

コア掃攻実験装置の概要を図 2 に示す。実験装置はシリンジポンプ、アキュムレーター、コアホルダー、背圧弁 (BPR)、差圧計、および分集器 (フラクションコレクター) で構成される。コアホルダーの下流にはチューブ内の流動を観察するため内径が既知であるサイトチューブを設け、実験期間中はカメラで撮影した。これにより、LSW によるわずかな増油もより正確に定量可能とした。コアホルダーおよび原油と塩分水を充填したアキュムレーターは加熱テープおよび保温材で加熱保温し、それらをつなぐ配管も加熱保温し、温度を一定に保った。ベレア砂岩のコンポジットコア 3 本を連結させ表面をシールテープで固定させて、両端に接続するエンドプラグとともにゴムスリーブで周りを覆いコアホルダーに設置した。

コア掃攻実験の実験圧力および温度はそれぞれ 147 psig および 40℃とした。HSW をコアに圧入し、数日間馴染ま

表 2 水の成分・物性

圧入水	塩分濃度 (ppm)	密度 (g/cm ³) *2	粘度 (mPa・s) *2
高塩分濃度水 (HSW)	250,000	1.158	1.16
低塩分濃度水 (LSW)	2,500	0.995	0.73
低塩分濃度水 (ALSW) *1	1,900	0.986	0.61

*1 LSW から Ca²⁺ を除去

*2 40℃, 147psig で測定

図 2 コア実験装置概略

表 3 コア掃攻実験

実験	圧入順序*	原油	コア	実験目的
Run1	HSW → LSW	A 原油	G01	LSW の影響
Run2	LSW → HSW	A 原油	G03	増油における粘性力の影響
Run3	HSW → ALSW	A 原油	G01	圧入水中の Ca^{2+} の影響
Run4	HSW → LSW	B 原油	G01	原油中の極性成分の影響

*各流体を 5PV ずつ圧入

図 3 Run1 の回収率曲線，差圧，排出水の pH および陽イオン濃度の推移

表 4 コア掃攻実験結果のまとめ

実験	回収率の増加量 (%)	結 果
Run1	7.5	LSW の効果を確認。イオン交換により増油している可能性を示唆。
Run2	0.9	顕著な増加が認められず。粘性力の違いは Run1 の回収率向上の直接的な要因ではないと考えられる。
Run3	2.9	Run1 ほど回収率の増加が認められず、LSW の Ca^{2+} イオンの削減が必ずしも増油につながるとは限らないと考えられる。
Run4	16.0	回収率が顕著に増加し、原油の極性成分（レジンやアスファルテン）が影響を与える可能性が高いことを示唆。

せた後、デカンで初期水飽和率に調整した。その後、原油でデカンを置換し 14 日間のエイジングを行った。エイジング期間中は、岩石壁面に原油を接触させるために定期的に 1PV (Pore Volume) 程度の原油を流動させた。掃攻実験では、FW を 5PV 圧入した後、LSW を 5PV 圧入した。回収される原油および塩水を収集し、原油の回収量および排出される塩水の pH 測定、ICP 発光分析による陽イオンを定量分析した。

コア掃攻実験は表 3 に示すように 4 回実施した。Run1 は LSW の増油効果を確認するため、HSW を圧入した後、LSW を圧入した。Run2 は HSW と LSW の粘度が異なるため、粘性力による増油であるかどうか確認するため LSW を圧入した後 HSW を圧入した。Run3 は回収率に影響を与えると言われる Ca^{2+} イオンの効果を確認するため、HSW の後に ALSW を圧入した。Run1 ~ Run3 は原油 A を使用したが、Run4 は原油の極性成分の影響を調べるため

に原油 B を使用し、Run1 と同様に HSW を圧入した後、LSW を圧入した。

図 3 に Run1 の回収率曲線，差圧，排出水の pH および陽イオン濃度の推移を示す。HSW を 5PV 圧入した場合、回収率は約 52% となり、その後、LSW を圧入すると、1PV 程度圧入したところで原油の回収率が上昇しはじめ、5PV を圧入したところで約 60% の回収率になった。差圧については、圧入開始から 0.3PV 付近で最大値に到達した。圧入流体を HSW から LSW に切り替えた後、再び差圧が上昇し LSW を 1PV 圧入したところで最大値に到達した後、差圧が減少した。LSW を圧入した後、しばらくして各陽イオン濃度が減少しはじめ、pH は上昇しはじめた。約 7PV 以降、各陽イオンおよび pH ともにほぼ一定となった。

LSW は FW と比較して、7.5% の原油回収率の上昇が認められ、既往の研究でも報告されているように LSW に切

図4 LSWFの蓋然性の高い増油メカニズム

図5 シミュレーターで取り扱う相と成分

り替えた時のコア両端の差圧の上昇およびpHの上昇が確認された。

表4に4回のコア掃攻実験結果のまとめを示す。Run1では、前述のとおり、LSWの効果を確認し、各陽イオンの濃度変化からイオン交換により増油する可能性が示唆された。Run2では0.9%の回収率が増加したが、顕著な回収率増加が認められず、粘性力の違いは回収率増加の直接的要因ではないと言える。Run3では2.9%の回収率が増加したが、Run1ほどの増加が認められず、 Ca^{2+} イオンを除去することが必ずしも増油につながるとは限らないと考えられる。Run4では16.0%の増油が確認され、原油中に含まれる極性物質の量が回収率に影響を与えることを示唆した。

今後はコア、原油、水の成分などの条件を変化させて実験を繰り返すことで知見を積み重ねていく予定である。

3.2 生産予測のためのシミュレータ開発

一般の商用シミュレータ（Eclipseなど）では、塩分濃度やイオン濃度に応じた2種類の相対浸透率を使用して、LSWFによる増油現象を再現している。したがって、LSWFに特徴的で図3で見られるようなpHやイオン濃度などの変化を再現することはできない。そこで、pHやイオン濃度の変化などを予測可能なLSWFのシミュレータを開発することとした。前述のとおり、LSWFのメカニズムはさまざま提案されているが、今回のコア掃攻実験で得られた結果から蓋然性が高いと考えられるイオン交換による増油メカニズムを採用した。貯留岩の粘土鉱物は負に帯

電しており、その表面に Ca^{2+} が付着している。塩分濃度が低下すると水中の Ca^{2+} も低下し、水中の H^+ とイオン交換を起こす。その時、 Ca^{2+} に付着している極性油も遊離し回収率が向上する（図4）。この現象を再現するために、以下に示すこと考慮した（図5）。

- ① 二相流（油・水）・10成分の流動
- ② 各種イオンは水相のみに溶解し、水相の流動の影響を受ける
- ③ 油を非極性油と極性油に分割
- ④ 各塩種の電離
- ⑤ 特定の陽イオンの粘土鉱物への付着
- ⑥ 極性油の Ca^{2+} への付着
- ⑦ 水相内における陽イオンと陰イオンの電荷収支
- ⑧ 粘土鉱物表面の Ca^{2+} と水相中の H^+ とのイオン交換
- ⑨ 水相のpH変化

上記の現象を再現するため、シミュレータの支配方程式および構成式として以下を導出した。

- ① 各成分の流動方程式（吸着および化学反応を考慮した物質収支式）
- ② 各種塩・イオンの収支式
- ③ 特定の陽イオンの粘土鉱物表面への吸着式
- ④ 極性油の油中の含有量と特定イオンへの吸着量の分配式
- ⑤ 水相内における塩の電離を再現する化学反応式
- ⑥ 水相のpH式

図6 ラングミュアの吸着等温式、イオン平衡、陽イオン吸着量および極性油の吸着量の関係

図7 シミュレーション結果

これらの式を組み合わせ得られる支配方程式を x 方向の一次元で差分し、各グリッドに対して10の主要未知変数で Jacobian 行列を構築し、完全陰解法で解いた。

その他の補助式として、陽イオンの粘土鉱物への吸着はラングミュアの吸着等温式に従うと仮定した。また、水相中の自由イオンと粘土鉱物への吸着イオンはある定数で平衡すると仮定し、吸着イオンはラングミュアの吸着等温式による吸着量と平衡による吸着量の少ない方を採用した。さらに、極性油の二価イオンの吸着量は Ca^{2+} の吸着量に比例するとした。図6にシミュレーションモデル上のラングミュアの吸着等温式、イオン平衡、陽イオン吸着量および極性油の吸着量の関係を示す。

さらに、本研究では、水、 NaCl および CaCl_2 の電離式を考慮し、各成分のモル濃度から活量を計算し、順反応・逆反応を決定した後、化学反応速度論に基づき、濃度の変化を計算することとした。

作成したシミュレータが正しく動作するか二相流動、移流拡散および化学反応項を個別に検証した。二相流動では、油水の二相のみが存在し拡散の影響を無視すると Buckley-Leverett 問題に帰着するので二相流の解析解と数値解を比較した。移流拡散方程式は化学反応を無視し、 x 方向に無限の空間とし初期値および境界条件をそれぞれ $C(x, 0) = 0$ および $C(0, t) = 1$ に設定すると余誤差関数で解析解が求められるので、数値解と比較した。化学反応については、あらかじめ平衡状態の濃度が分かっている化学反応に

図8 分子動力学のシミュレーションシステム

ついて、計算結果と比較した。その結果、電離の化学反応の速度について、改善の余地があるものの、数値計算と解析解がおおむね一致し、正常に計算できていることを確認した。さらに、仮定の条件でシミュレーションした結果、定性的にコア実験で確認された原油回収および pH の挙動を再現できた (図7)。

3.3 分子レベルでの挙動解析

分子動力学法は分子レベルのスケールにおける物理化学的な現象を把握するために有用な方法で、原子・分子の分布や配置および熱力学的パラメータを推算することができる。ここでは、分子動力学法を用いて塩分濃度の違いによるナノスケールの粘土鉱物-油-水の界面現象を解析した。粘土鉱物としてカオリナイト、油相としてフェナントレン、水相として純水または NaCl 溶解水を使用した。フェナントレンを使用した理由は研究データが公表されており計算結果との比較検討が容易なためである。図8に分子動力学法の計算システムおよび図9にフェナントレン周辺のイオン分布の計算結果の例を示す。今後、このような系でフェナントレンと粘土鉱物の吸着状態を塩分濃度の違いによる吸着自由エネルギーにより推定し定量評価する予定である。

3.4 LSWF の適用性評価共同スタディ

LSWF を実在の油田に適用し増産に寄与することが最終的な目標である。このため、JOGMEC は産油国営石油会社などに共同スタディの打診を行ったところベトナム国営石油会社 (PetroVietnam) が興味を示した。幾回か協

図9 フェナントレン周辺のイオン空間分布の計算結果の例

議を行い、特定の油田を対象に同技術の適用性評価を行うため、ベトナム国営石油会社傘下の研究機関（Vietnam Petroleum Institute）と共同スタディを2015年9月から2年間の予定で開始した。対象油田の岩石や流体サンプルをベトナムから日本に持ち込み、JOGMECの技術センターにおいて、コア実験によるLSWFの効果を評価する。LSWFの効果を確認できた場合、コアスケールやフィールドスケールでシミュレーションによる生産挙動解析や予測、およびフィールド適用する時に必要な地表設備などを検討し経済性評価を行う予定である。

4. おわりに

LSWFは適用範囲が広く、安価かつ環境への負荷が少ないと考えられ注目されているEORの1つである。JOGMECではメカニズムの把握のため大学と共同研究を実施している。加えて、特定油田の適用性評価のため産油国国営石油傘下の研究機関と共同研究を開始した。将来的には油田でパイロットテストを行うことで知見を蓄積し、産油国に対して訴求力がある技術として活用していくとともに、最終的には国内企業による権益確保・維持の支援となれば幸いである。

謝 辞

LSWFの挙動解析を実施するにあたり、コア掃攻実験およびシミュレーションモデル構築に関して、早稲田大学栗原教授、松本健太郎氏、渡辺潤氏、分子動力学法を用いた分子レベルでの挙動解析に関して、京都大学村田准教授、梁云峰助教、小林和弥氏のご助言・ご協力に深く感謝いたします。また、LSWFの適用性評価について、コア岩石お

よび流体試料を提供と共同スタディへの助言についてベトナム国営石油会社およびVietnam Petroleum Instituteに感謝します。最後に、本プロジェクトを推進するに当たり、JOGMECの村井大助氏、下河原麻衣氏および本実験を担当された方々に感謝いたします。

SI単位系換算係数

md	×	9.86923	E - 16	=	m ²
psi	×	6.894757	E - 03	=	Pa

引用文献

- Austad, T., Strand, S., Hognesen E.J. and Phang P., 2005: Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk, *2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE93000.
- Austad, T., RezaeiDoust, A. and Puntervoil, T., 2010: Chemical Mechanism of low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs, *2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium*, SPE 129767
- Bernard, G.G., 1967: Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Cotaining Clays, *38th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, SPE 1725.
- Jadhunandan, P.P., 1990: *Effects of Brine Composition, Crude Oil and Aging Conditions on Wettability and Oil Recovery*, Ph.D. Thesis, Dept. of Petroleum Eng., New Mexico Institute of mining & Technology.
- Lager, A., Webb, K.J., Black C.J.J., Singleton, M. and Sorbie K.S., 2006: Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation, *Petrophysics*, **49**, 28–35.
- Lager, A., Webb, K.J. and Rickmond D.M., 2008: LoSalTM Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale, *2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, SPE 113976.
- Lee, S.Y., Webb, K.J., Collins, I.R., Lager, A., Clarke, S.M., O’ Sullivan, M., Rough, A.F. and Wang, X., 2010: Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms, *2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium*, SPE 129722.
- Ligthelm, D.J., Gronsveld, J., Hofman J.P., Brussee N.J., Marcelis, F. and van der Linde, H.A., 2009: Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition, *2009 SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*, SPE 119835
- McGuire, P.L., Chatham, J.R., Paskvan F.K., Sommer D.M. and Carini F.H., 2005: Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New OER Opportunity for Alaska’s North Slope, *2005 SPE Western Regional Meeting*, SPE 93903.
- Robertson, E., 2007: Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery – Historical Field Evidence, *2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 109965.
- Tang, G-Q. and Morrow, N.R., 1999: Influence of brine

- composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, **24**, 99–111.
- Webb, K.J., Black, C.J.J. and Al-Ajeel, H., 2004 : Low Salinity Oil Recovery – Log-Inject-Log, *2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, SPE 89379.
- Yousef, A.A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi A. and Al-Jawfi, M., 2010 : Laboratory Investigation of Novel Oil Recovery Method for Carbonate, *Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference*, CSUG/SPE 137634.
- Yousef, A.A., Al-Saleh, S. and Al-Jawfi, M., 2012 : Improved/Enhanced Oil Recovery from Carbonate Reservoir by Tuning Injection Water Salinity and Ionic Content, *Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium*, SPE 154076.