

مرور جامع تزریق آب هوشمند در مخازن نفتی با نگاه ویژه به مخازن کربناته جنوب غربی ایران

پویان بازوند*، کامیار احمدپور، محمدرضا نیک نام، بهنام نصرت پناه و امین دریاسفر
شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۲/۱۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۰/۱۵

چکیده

در طول سال‌های اخیر، فعالیت‌های تحقیقاتی در خصوص تزریق آب هوشمند در میادین نفتی افزایش یافته است. تزریق آب هوشمند با بهینه نمودن ترکیب یونی و میزان شوری آب تزریقی یک روش امید بخش برای افزایش ضریب بازیافت نفت است. مطالعات انجام شده طی دو دهه اخیر نشان داده است که تزریق آب هوشمند نسبت به آب دریا می‌تواند منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت گردد. تاکنون سازوکارهای متعددی به منظور توصیف عملکرد تزریق آب هوشمند در ازدیاد برداشت نفت ارائه شده است. با این حال به دلیل واکنش‌های پیچیده شیمیایی و فیزیکی، سهم هر کدام از سازوکارها در افزایش ضریب بازیافت نفت مشخص نشده است و به همین خاطر پیش بینی عملکرد مخازن تحت تزریق آب هوشمند دشوار است. در این مقاله تزریق آب هوشمند در مخازن کربناته و ماسه‌ای بطور جامع مورد بررسی قرار گرفته است. این مطالعه شامل مرور سازوکارهای مؤثر، سوابق فعالیت‌های آزمایشگاهی و میدانی و چالش‌های مربوطه در سنگ‌های کربناته و ماسه‌ای می‌باشد. در انتها معیارهای غربالگری مخازن کاندید تزریق آب هوشمند ارائه و بر اساس آن تزریق آب هوشمند در مخازن کربناته بنگستانی جنوب غربی ایران امکان‌سنجی شده است.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، تزریق آب کم شور، سازوکار مخازن ماسه‌ای و کربناته، مطالعات آزمایشگاهی و میدانی، مخازن کربناته ایران.

مقدمه

تولید ثانویه تزریق آب و گاز به منظور تثبیت فشار مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. تزریق آب در مرحله تولید ثانویه با توجه به سهولت تزریق، سازگاری با محیط زیست، میزان هزینه، منبع و بازدهی طی سال‌های متمادی به عنوان یکی از روش‌های رایج و کاربردی تثبیت فشار شناخته شده است. پس از مراحل اولیه و ثانویه برداشت از مخزن، هنوز میزان نفت زیادی در مخزن باقی می‌ماند.

مراحل تولید نفت از مخزن به سه دوره تولید اولیه، تولید ثانویه و تولید ثالثیه یا ازدیاد برداشت تقسیم می‌شود. در مرحله تولید اولیه هیچ‌گونه سیالی در مخزن تزریق نمی‌شود و فقط از انرژی طبیعی مخزن برای تولید نفت استفاده می‌شود. در مرحله

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: bazvand.p@nisoc.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2022.4460.3027)

کربناته را بررسی کردند و سازوکار دفع گروه‌های آلی قطبی به واسطه تغییر شیمی سطح کربناته، به نام تبادل یونی چندگانه را ارائه کردند [۴-۹]. موضوعات مهمی که در فعالیت‌های تحقیقاتی بعدی مورد بررسی قرار گرفت شامل انحلال کلسیت و ایندرید [۱۰-۱۲]، انبساط لایه دوگانه الکتریکی [۱۳-۱۶] و فعل و انفعالات الکترواستاتیک (که به عنوان پتانسیل زتا اندازه گیری می‌شود) بود [۱۷-۲۱]. لازم به ذکر است سازوکار اصلی ارائه شده توسط اوستاد و همکاران هر دو اثر الکترواستاتیک و تبادل یونی چندگانه را در سطح کلسیت پیش بینی و گزارش کرده‌اند. سازوکار اثر ویسکوالاستیک [۲۲، ۲۳]، فشار اسمزی [۲۴-۲۷]، تشکیل میکرو-انتشار [۲۸-۳۱] و بهم آمیختگی^۱ سیال [۳۲-۳۴] سازوکارهای پیشنهادی دیگری هستند که بر فعل و انفعالات مایع-مایع تأکید دارند: بر اساس مطالعات انجام شده، سازوکارهای متعددی برای توصیف عملکرد تزریق آب کم‌شور بیان شده است. با این حال هنوز در خصوص سازوکار غالب، سهم هر سازوکار در میزان تولید و اینکه چگونه آب کم‌شور منجر به افزایش تولید در مقیاس مغزه و میدان خواهد شد، اتفاق نظر وجود ندارد [۳۵].

بررسی‌های اخیر در مورد تزریق آب کم‌شور عوامل دیگری را نیز مورد بررسی قرار داده‌اند [۳۵-۴۰]. بارتلز و همکاران [۳۵] بر لزوم در نظر گرفتن مقیاس‌های طولی مختلف تأکید کردند. دایو و همکاران [۳۸] اهمیت ارتباط فعل و انفعال ژئوشیمیایی با نفوذ پذیری نسبی را در شبیه سازهای مخزن نشان دادند. آیرالا و همکاران [۳۹] تکنیک‌های آزمایشگاهی که ممکن است در کمیت و پیاده سازی تزریق آب کم‌شور مؤثر باشند را نشان دادند.

اخیراً تعدادی از محققین از جنبه‌های مختلف به مرور مطالعات انجام شده در رابطه با تزریق آب

در مرحله ازدیاد برداشت تزریق سیالات مختلف با هدف کاهش اشباع نفت در مخزن تزریق می‌شود. اخیراً بهینه نمودن ترکیبات یونی و شوری آب تزریقی به عنوان یک روش ازدیاد برداشت جهت کاهش میزان نفت باقیمانده مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج مطالعات آزمایشگاهی انجام شده توسط محققین نشان داده است در صورتیکه ترکیب یونی و یا شوری آب تزریقی نسبت به آب سازند متفاوت باشد، می‌تواند تعادل شیمیایی میان سیستم نفت، آب نمک و سطح سنگ را بر هم بزند. در طول این فرآیند که منجر به تغییر تعادل شیمیایی می‌شود، ترشوندگی سنگ نیز تغییر می‌کند که منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت خواهد شد. برخی از محققین به این نوع آب که ترکیب یونی و میزان شوری آن با آب سازند متفاوت است، آب هوشمند اطلاق کرده‌اند. در صورتیکه شوری آب تزریقی کمتر از ۵۰۰۰ ppm باشد، آب کم‌شور نامیده می‌شود. در اثر تزریق آب هوشمند افزایش ضریب بازیافت به میزان حداکثر تا ۳۰٪ در مقیاس آزمایشگاهی و کاهش نفت باقیمانده بین ۲ الی ۵۰٪ در مقیاس میدانی نسبت به تزریق معمولی آب مشاهده شده است.

ایده اولیه تزریق آب کم‌شور در اواخر دهه ۱۹۵۰ مطرح شد [۱]. برنارد افزایش بازیافت نفت را با تزریق آب کم‌شور در ماسه سنگ حاوی رس مشاهده کرد و آن را به تورم رس نسبت داد [۲]. با وجود کارهای انجام شده در گذشته اولین بار در اواخر دهه ۱۹۹۰ زمانی که مارو و همکاران نتایج آزمایشات تزریق آب کم‌شور در مغزه‌های ماسه‌ای را منتشر نمودند، این روش مورد توجه و علاقه محققین قرار گرفت [۳]. از طرف دیگر، افزایش قابل ملاحظه ضریب برداشت نفت به وسیله تزریق آب دریا در مخزن کربناته شکافدار اکوفیسک با تراوایی متوسط (در دریای شمال بخش نروژ) نیز باب جدیدی را در حوزه ازدیاد برداشت در مخازن کربناته باز نمود. اوستاد و همکاران اثر تزریق آب کم‌شور در سنگ

1. Coalescence

آب زده می‌شود که موجب افزایش بازده جاروبی میکروسکوپی خواهد شد. بسته‌شدن حفرات می‌تواند موجب کاهش تراوایی سنگ و آسیب سازند شود، اما بیشتر موجب کاهش تراوایی نسبی آب و افزایش جریان نسبی نفت می‌شود.

زینی جهرمی و همکاران نشان دادند جابه‌جایی ذرات ریز و کاهش تراوایی در اثر تزریق آب کم‌شور منجر به افزایش بهبود تولید نفت خواهد شد [۵۳].

گرادیان pH

رس در شرایط طبیعی مخزن بار منفی دارد و هنگامی که در معرض محلول آب‌نمک با شوری بالا قرار می‌گیرد، کاتیون‌های دو ظرفیتی (Ca^{2+}) را به خود جذب می‌کند. اوستاد و همکاران [۵۴، ۵۶] گزارش کردند، یک رابطه معکوس بین pH و جذب مواد اسیدی و بازی بر روی سطح رس وجود دارد. برای مثال، در pH پایین، جذب سطحی افزایش می‌یابد. زمانی که آب کم‌شور تزریق می‌شود، به دلیل تبادل کاتیون‌های دو ظرفیتی جذب شده بر سطح سنگ، تعادل موجود به هم می‌ریزد. این فرآیند تبدالی با تجزیه مولکول‌های آب مجاور به یون‌های H^+ و OH^- آسان می‌شود. یون‌های H^+ نسبت به سایر کاتیون‌ها، به دلیل اینکه تمایل بیشتری برای جذب به رس دارند، جذب سطح رس می‌شوند. همچنین، یون‌های OH^- موجود در محلول باعث افزایش pH در نزدیکی سطح رس می‌شوند. مواد قطبی موجود در نفت خام نسبت به pH حساس بوده و یون‌های OH^- می‌توانند با مواد قطبی (اسیدی/بازی) جذب شده، واکنش دهند و موجب رهاسازی آن‌ها از سطح و تغییر ترشوندگی شوند. برقراری این سازوکار منوط به وجود رس در سازند، وجود مواد قطبی موجود در نفت و حضور کاتیون‌های مؤثر (نظیر Ca^{2+}) در آب سازند می‌باشد.

تبادل یونی چندگانه

رقابت کلیه یون‌های موجود در آب جهت جابجایی در سطح سنگ، تبادل یونی چندگانه (MIE) گفته

هوشمند در مخازن کربناته و ماسه سنگی پرداخته‌اند [۳۵، ۳۶، ۴۷ و ۵۱]. در این مقاله، سازوکارهای مؤثر بر تزریق آب هوشمند و تأثیر پارامترهای مهم بر این روش ازدیادبرداشت، بصورت جداگانه در سنگ‌های کربناته و ماسه سنگ جمع‌بندی و تجزیه و تحلیل شده است. همچنین بر اساس نتایج مطالعات انجام شده، معیارهای غربالگری تزریق آب هوشمند در مخازن ماسه‌ای و کربناته ارائه و امکان‌سنجی اولیه این روش ازدیادبرداشت در مخازن بنگستانی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب مورد بررسی قرار گرفته است.

سازوکارهای تزریق آب هوشمند در مخازن ماسه سنگ و کربناته

در این بخش کلیه سازوکارهای ارائه شده در خصوص تزریق آب هوشمند و در سنگ‌های ماسه‌ای و کربناته مرور شده است. برخی از این سازوکارها وجه اشتراک دارند و کاملاً مستقل نیستند.

سازوکارهای پیشنهادی در ماسه سنگ‌ها

هیدراسیون رس

برنارد نشان داد با تزریق آب کم‌شور، آب جذب رس شده و موجب متورم شدن رس و کاهش تراوایی سنگ می‌شود. این پدیده موجب کاهش حجم فضای متخلخل مؤثر شده و به خروج نفت از سنگ کمک می‌کند [۲]. با این وجود، برخی از محققین افزایش تولید نفت را در اثر تزریق آب کم‌شور در سنگ‌های بدون رس گزارش نموده‌اند [۳۵، ۵۲].

مهاجرت ذرات ریز

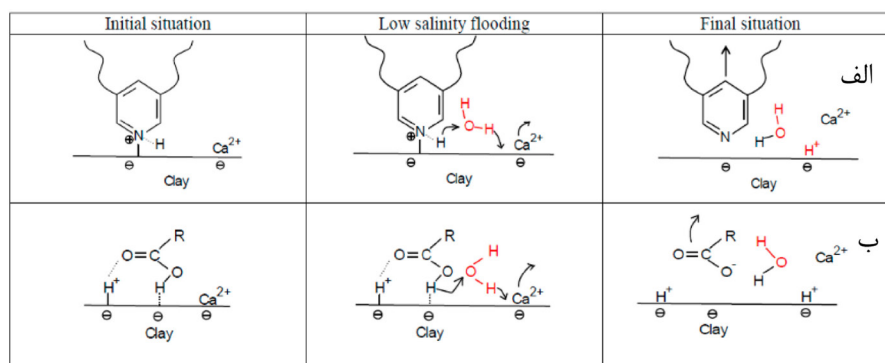
تانگ و مارو نشان دادند کاهش شوری آب تزریقی موجب جدا شدن ذرات رس از سطح سنگ خواهد شد. ذرات مذکور نفت‌دوست بوده و حاوی نفت می‌باشند و به این ترتیب تحرک نفت افزایش می‌یابد [۳]. از طرفی، مهاجرت ذرات ریز مشابه تزریق پلیمر موجب مسدود شدن گلوگاه حفره‌های آب‌زده و کاهش تراوایی سنگ خواهد شد و باعث منحرف شدن جریان آب به سمت نواحی غیر

انبساط EDL اطراف رس و نفت می‌شود. در نتیجه با انبساط EDL نیروی دافعه بین سطح منفی رس و مواد قطبی نفت افزایش می‌یابد زیرا در این حالت تعداد کاتیون‌های دو ظرفیتی که نقش مؤثری در نزدیک کردن مواد قطبی با بار منفی به سطح رس را دارند، کاهش می‌یابد. فیروزآبادی و همکاران [۵۹] بیان کردند با کاهش کاتیون‌های دو ظرفیتی قدر مطلق پتانسیل زتا در دو سطح سنگ-آب و آب-نفت افزایش و در نتیجه با انبساط EDL نیروی دافعه بین سطح منفی رس و مواد قطبی نفت افزایش می‌یابد (شکل ۲). هنگامیکه دافعه بر جاذبه حاصل از پل کاتیونی غلبه کند، مواد قطبی از سطح سنگ جدا شده و به تبع آن ترشوندگی به سمت آب‌دوستی تغییر می‌یابد. در واقع، سازوکار انبساط EDL در مخازن ماسه سنگی، سبب جلوگیری از پل شدن کاتیون‌های دو ظرفیتی برای اتصال دو سطح با بار مشابه منفی می‌گردد [۶۰].

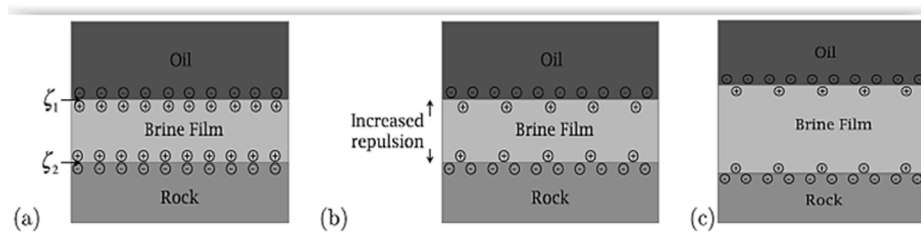
می‌شود. در غلظت یکسان، تمایل یون‌ها جهت جذب بر سطح سنگ به ترتیب شامل $H^+ > Ca^{+2} > Mg^{+2} > K^+ > Na^+ > Li^+$ می‌باشد. تزریق آب با ترکیب متفاوت و شوری کمتر از آب سازندی سبب تبادل یونی بین سطح کانی و سیال تزریقی می‌شود و کاتیون‌های غیر کمپلکس موجود در سیال تزریقی جایگزین کمپلکس‌های آلی-فلزی و یا مواد آلی-بازی جذب شده بر سطح رس می‌شوند (شکل ۱). در نتیجه مواد هیدروکربنی از سطح سنگ جدا شده و با آب‌دوست شدن سطح سنگ، بازیافت نفت افزایش می‌یابد [۵۷].

اثر لایه دوگانه الکتریکی

لایه دوگانه الکتریکی (EDL) ساختاری از یون‌ها با دو لایه باردار موازی است که در قسمت‌هایی از سطح سنگ یا نفت که در تماس با آب‌نمک می‌باشند، ظاهر می‌شود. لیختلم و همکاران [۵۸] پیشنهاد کردند کاهش درجه شوری آب باعث



شکل ۱ سازوکار پیشنهادی تغییر ترشوندگی در اثر «گرادیان pH» برای ترکیب نفت بازی (الف) و اسیدی (ب) [۵۶].



شکل ۲ شماتیکی از اثر تزریق آب کم‌شور بر ضخامت لایه دوگانه الکتریکی (الف) قبل و (ب و ج) بعد از تزریق [۵۹].

رفتار مشابه تزریق آلكالین

مک‌گوایر پیشنهاد داد با تزریق آب کم‌شور، یون هیدروکسیل (OH⁻) در اثر حل شدن کانی‌های بومی^۱ تولید شده و موجب افزایش pH می‌شود [۶۱]. در اثر این پدیده، اسیدهای موجود در نفت خام، سورفکتانت تولید می‌نمایند. این حالت شبیه تزریق آلكالین، منجر به کاهش کشش سطحی بین نفت و آب گردیده و منجر به افزایش خاصیت آب‌دوستی سنگ مخزن می‌شود.

سازوکارهای پیشنهادی در سنگ‌های کربناته انحلال سنگ

تئوری انحلال سنگ بیان می‌کند، کاهش غلظت یون‌های تعیین کننده بالقوه^۲ (مانند Ca^{2+} ، Mg^{2+} و SO_4^{2-}) در آب نمک تزریقی موجب انحلال PDI‌های موجود در کانی‌های سنگ منشأ مانند $CaCO_3$ ، $CaMg(CO_3)_2$ ، Ca می‌شوند. این فرآیند فرآیند موجب آزادسازی اجزای قطبی چسبیده به کانی‌های حل شده می‌شود و در نتیجه، موجب افزایش آب‌دوستی سنگ می‌شود [۶۲].

تبادل یونی سطحی

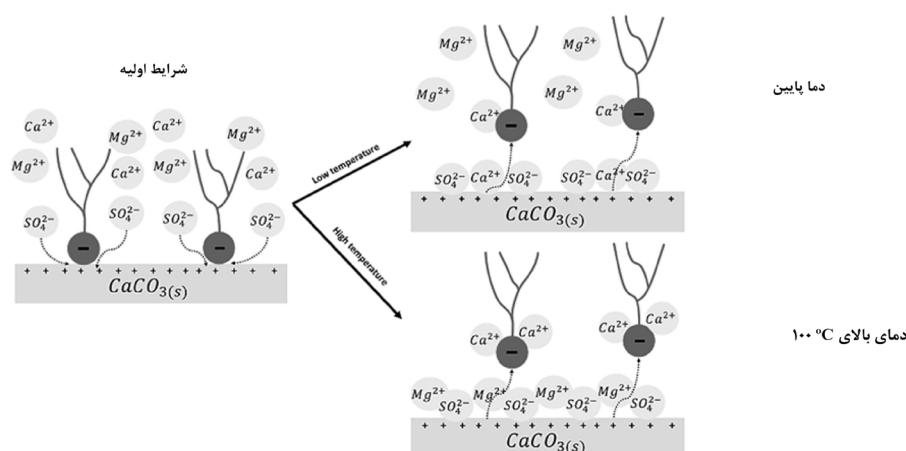
بار الکتریکی سنگ‌های کربناته در حالت اولیه به دلیل غلظت بالای یون‌های Ca^{2+} و Mg^{2+} در آب سازند مثبت و اجزای قطبی نفت بار منفی دارند. در نتیجه، یک انرژی پیوندی قوی بین مواد

کربوکسیلیک و سنگ کربناته ایجاد می‌شود. در سنگ‌های کربناته یون‌های تعیین کننده بالقوه مانند Mg ، Ca^{2+} و SO_4^{2-} یون‌های پیشرو در تغییر ترشوندگی می‌باشند (شکل ۳).

با تزریق آب دریا در سنگ‌های کربناته، یون SO_4^{2-} که غلظت آن در آب دریا بیشتر از آب سازند است، بر روی سطح سنگ جذب و موجب کاهش بار مثبت سطح سنگ می‌شود. با جذب یون SO_4^{2-} از شدت بار مثبت سنگ کاسته شده و جدا شدن مواد کربوکسیلیک از سطح سنگ، در اثر واکنش کاتیون‌های دو ظرفیتی با مواد قطبی موجود در نفت امکان پذیر می‌شود. همچنین به نظر می‌رسد دما بر فعالیت PDI‌ها مؤثر باشد و یون‌های Mg^{2+} که با افزایش دما فعالیت آن‌ها افزایش پیدا می‌کند، می‌توانند جایگزین یون‌های Ca^{2+} در سطح سنگ و موجب آزادسازی مواد کربوکسیلیک شوند [۵].

اثر لایه دوگانه الکتریکی (EDL)

آزمایشات انجام شده با آب نمک تخلیه شده از NaCl نشان داده است که با کاهش غلظت یون‌های غیرفعال در این لایه، یون‌های فعال (PDI‌ها) می‌توانند به راحتی جذب سطح سنگ شوند. در نتیجه بار مثبت سطح سنگ کاهش می‌یابد و یا حتی منفی می‌شود.



شکل ۳ تصویری از سازوکار پیشنهادی تغییر ترشوندگی در اثر «MIE» در کربناته‌ها [۵].

1. Minerals Native
2. Potential Determining Ions

انتشارها موجب مهاجرت مواد فعال سطحی نفت از سطح سنگ به داخل فاز نفت شده و به تغییر ترشوندگی سنگ منجر خواهد شد (شکل ۵). بر اساس این سازوکار، برهمکنش سیال-سیال از برهمکنش سنگ-سیال مهم‌تر است.

فشار اسمزی

در این فرضیه که توسط ساندرگن و همکاران مطرح شده است، رس در دهانه حفره‌ها مانند غشاء عمل کرده و فشار اسمزی بین آب کم‌شور تزریقی و آب شور موجود در حفره‌ها موجب تخلیه نفت باقیمانده داخل حفره‌ها خواهد شد [۲۷].

خاصیت ویسکوالاستیسیته

آلوارادو و همکاران ادعا کردند با کاهش شوری آب، مساحت قطره نفت و خاصیت الاستیسیته لایه نازک بین نفت و آب افزایش می‌یابد [۲۲]. با افزایش خاصیت الاستیسیته، پیوستگی فاز نفت-آب افزایش می‌یابد. به این ترتیب، میزان نفت باقیمانده کمتر و ضریب بازیافت نفت افزایش می‌یابد. در شکل ۶ سازوکارها بر اساس نوع سنگ (کربناته/ماسه سنگ) و برهمکنش‌های رخ داده (سیال-سیال/سنگ-سیال) دسته‌بندی شده‌اند.

چنین برهم‌کنشی می‌تواند اجزای اسیدی نفت جذب شده بر روی سطح سنگ را آزاد کند [۹]. شکل ۴ نشان‌دهنده عبور از حالت نفت‌دوست (بالا چپ) با اجتماع یون‌های غیرفعال در لایه دوگانه (بالا راست) به حالت آب‌دوست (پایین چپ) با تخلیه یون‌های غیرفعال از لایه دوگانه می‌باشد (پایین راست).

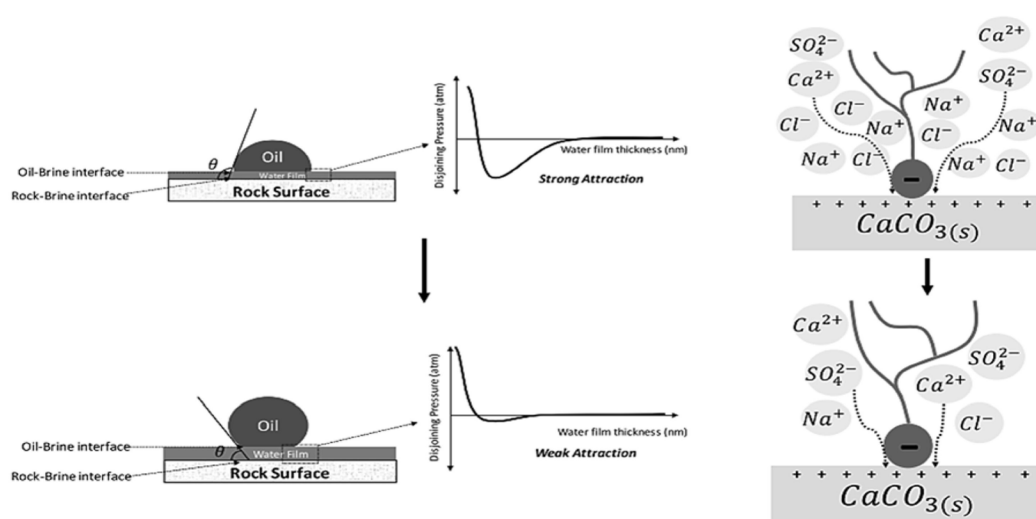
سازوکارهای مشترک

اثر ورود نمک^۱

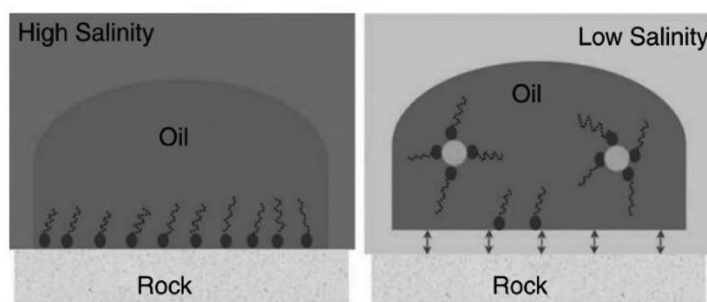
رضائی‌دوست و همکاران [۷] پیشنهاد کردند با کمتر شدن میزان شوری آب تزریقی از یک مقدار مشخص، قابلیت انحلال ترکیبات آلی در آب افزایش می‌یابد که به جدا شدن بعضی از مواد آلی که به طور ضعیفی به سطح رس چسبیده‌اند، کمک می‌کند. به این پدیده اثر ورود نمک گفته می‌شود. که موجب آب‌دوست شدن سطح سنگ می‌شود.

میکرو-انتشار آب در نفت

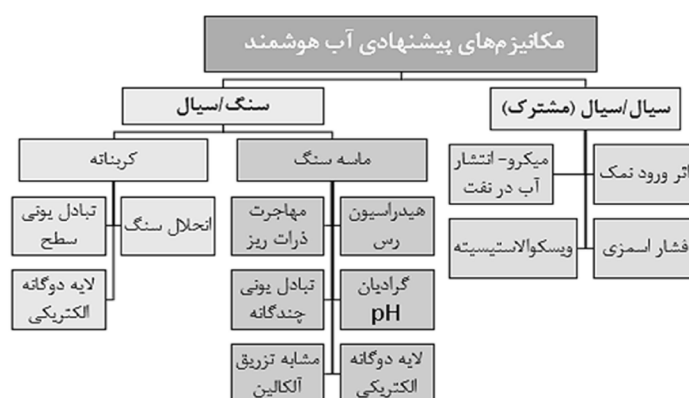
عمادی و سهرابی بیان کردند وقتی آب کم‌شور در مجاورت نفت خاصی قرار می‌گیرد، میکرو-انتشارهای آب در مرز بین آب-نفت و در فاز نفت تشکیل می‌شود [۳۰، ۶۳]. تشکیل این میکرو-



شکل ۴ تصویری از سازوکار پیشنهادی برای تغییر ترشوندگی در اثر «EDL» [۹].



شکل ۵ شماتیکی از (الف) مواد فعال سطحی نفت در مجاورت آب پرشور و (ب) تشکیل میکرو-انتشار آب در نفت در اثر تماس با آب کم شور و همچنین جدا شدن مواد فعال سطحی نفت از سطح سنگ و جمع شدن در اطراف آن [۳۰].



شکل ۶ سازوکارها بر اساس نوع سنگ و برهمکنش‌های رخ داده.

سازند حدود ۱۰ برابر غلظت Mg^{2+} است. در نقطه مقابل غلظت یون SO_4^{2-} در آب دریا بیشتر از آب سازند است. میزان اشباع اولیه آب، ترکیب یونی و pH آب سازند بر ترشوندگی اولیه سنگ و بازدهی آب تزریقی مؤثر است.

سنگ‌های ماسه‌ای

تانگ و مارو گزارش نمودند حضور آب همزاد در مخزن جهت تزریق آب کم‌شور ضروری است. آنها مشاهده کردند در صورتیکه مغزه حاوی آب همزاد نباشد، تغییر شوری آب تزریقی بر ضریب باز یافت نفت تأثیری ندارد [۳]. لاگر و همکاران با حذف کاتیون‌های دو ظرفیتی از آب سازند مشاهده کردند، وجود کاتیون‌های دو ظرفیتی جهت تزریق آب کم‌شور ضروری است [۵۷]. وجود کاتیون‌های دو ظرفیتی در آب اولیه سازند موجب افزایش خاصیت نفت‌دوستی رس‌های سطحی سنگ از طریق تشکیل پل کاتیونی بین مواد قطبی نفت و سنگ خواهد شد.

جهت جمع بندی و مقایسه بهتر سازوکارهای مختلف مطرح شده، خلاصه‌ای از کلیه سازوکارهای مؤثر در تزریق آب هوشمند در جدول ۱ آورده شده است.

مطالعات آزمایشگاهی تزریق آب هوشمند در مخازن کربناته و ماسه سنگ

بر اساس مطالعات آزمایشگاهی انجام شده مهمترین پارامترهای مؤثر بر تزریق آب هوشمند و آب کم‌شور در مخازن شامل ترکیب یونی و شوری آب سازند، ترکیب یونی و شوری آب تزریقی، جنس سنگ، دما، فشار و ترکیب نفت می‌باشد. در ادامه، پارامترهای فوق‌الذکر مورد بررسی قرار گرفته است.

ترکیب و شوری آب سازند

اغلب مخازن نفتی حاوی آب اولیه با شوری زیاد هستند که غلظت یونهای دو ظرفیتی نظیر Ca^{2+} در آن بیشتر از آب دریا است. غلظت یون Ca^{2+} در آب

جدول ۱ خلاصه‌ای از سازوکارهای ارائه شده

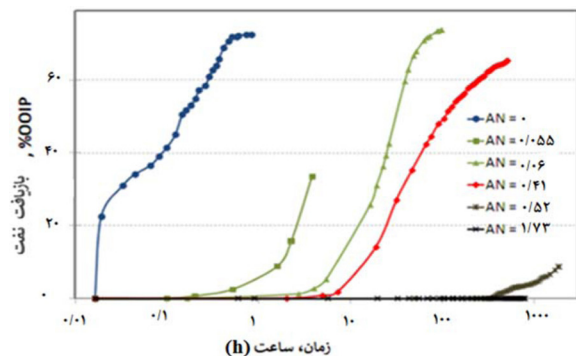
ردیف	سازوکار	نوع سنگ	محقق	توضیحات
۱	هیدراسیون رس	ماسه سنگی	برنارد [۲]	جذب آب توسط رس متورم شدن رس کاهش حجم فضای متخلخل خروج نفت از سنگ
۲	مهاجرت ذرات ریز	ماسه سنگی	تانگ و مارو [۳]	انبساط EDL جابه‌جایی ذرات رس نفت‌دوست که به سطح سنگ چسبیده‌اند مهاجرت ذرات ریز ← مسدود شدن گلوگاه حفره‌های آب‌زده ← منحرف شدن جریان آب به سمت نواحی غیر آب‌زده ← افزایش بازده جاروبی میکروسکوپی
۳	گرادیان pH	ماسه سنگی و کربناته	اوستاد و رضایی دوست [۷]	ابتدا pH محیط برابر ۵-۶ ← Ca^{+2} به سطح سنگ می‌چسبد و تعادل ترمودینامیکی ایجاد می‌کند تزریق آب کمشور و به هم خوردن تعادل تبادل کاتیونی H^+ و Ca^{+2} ← زیاد شدن pH به دلیل افزایش یون‌های OH- در محلول ← واکنش OH- با مواد قطبی جذب شده به سطح سنگ ← جدا شدن مواد قطبی و تغییر ترشوندگی
۴	تبادل یونی چندگانه	ماسه سنگی	لاگر و همکاران [۵۷]	تزریق سیال آبی با ترکیب متفاوت و شوری کمتر از آب سازندی ← تبادل یونی بین سطح کانی و سیال تزریقی ← جایگزینی کاتیون‌های غیر کمپلکس با کمپلکس‌های آلی-فلزی و یا مواد آلی-بازی جذب شده بر سطح رس ← جدا شدن مواد قطبی و تغییر ترشوندگی
۵	اثر لایه دوگانه الکتریکی	ماسه سنگی و کربناته	لیختم و همکاران [۵۸]	کاهش درجه شوری آب ← کاهش کاتیون‌های دو ظرفیتی که باعث جذب مواد آلی در لایه دوگانه می‌شوند ← افزایش قدر مطلق پتانسیل زتا در دو سطح سنگ-آب و آب-نفت ← انبساط لایه دو گانه الکتریکی ← افزایش نیروی دافعه بین سطح منفی رس و مواد قطبی نفت جدا شدن مواد قطبی و تغییر ترشوندگی
۶	رفتار مشابه تزریق آکالین	ماسه سنگی	مکگوایر [۶۱]	تزریق آب کم‌شور ← تشکیل یون هیدروکسید (OH-) در اثر حل شدن کانی‌های بومی ← افزایش pH ← تشکیل سورفکتانت و کف توسط اسیدهای موجود در نفت خام ← کاهش کشش سطحی بین نفت و آب ← افزایش آب‌دوستی سنگ مخزن ← افزایش ضریب بازیافت نفت
۷	انحلال سنگ	کربناته	هیورس و همکاران [۶۲]	کاهش غلظت PDI (مانند Ca^{+2} ، Mg^{+2} و SO_4^{-2}) در آب نمک تزریقی ← برهم زدن تعادل انحلال PDI های موجود در کانی‌های سنگ منشأ آزادسازی اجزای قطبی چسبیده به کانی‌های حل شده افزایش آب‌دوستی سنگ بهبود بازیافت نفت
۸	تبادل یونی سطحی	کربناته	ژانگ و همکاران [۵]	تزریق آب دریا ← افزایش غلظت یون SO_4^{-2} ← جذب بر روی سطح کربناته و کاهش بار مثبت سطح سنگ ← افزایش غلظت یون‌های Ca^{+2} و Mg^{+2} در نزدیکی سطح سنگ ← واکنش کاتیون‌های دو ظرفیتی با مواد قطبی موجود در نفت و تشکیل کمپلکس با این یون‌ها ← جدا شدن مواد کربوکسیلیک از سطح سنگ
۹	میکروانتشار آب در نفت	ماسه سنگی و کربناته	عمادی و سهرابی [۶۳]	برهمکنش بین آب نمک و نفت / تشکیل میکرو انتشارهای آب در نفت / جذب مواد قطبی داخل نفت توسط این میکرو انتشارها / جدا شدن نفت از سطح سنگ
۱۰	فشار اسمزی	ماسه سنگی و کربناته	ساندنگ و همکاران [۲۷]	ذرات رس در دهانه حفره‌ها مانند غشاء عمل کرده/ فشار اسمزی بین آب کم‌شور تزریقی و آب شور موجود در حفره‌ها موجب تخلیه نفت باقیمانده داخل حفره‌ها خواهد شد
۱۱	اثر ورود نمک	ماسه سنگی و کربناته	رضایی دوست و همکاران [۷]	کمتر شدن میزان شوری آب تزریقی از یک مقدار مشخص / افزایش قابلیت انحلال ترکیبات آلی در آب / جدا شدن بعضی از مواد آلی که به طور ضعیفی به سطح رس چسبیده‌اند
۱۲	خاصیت ویسکوالاستیسیته	ماسه سنگی و کربناته	آلوارادو و همکاران [۲۲]	کاهش شوری آب / افزایش مساحت قطره نفت و خاصیت الاستیسیته نفت / افزایش پیوستگی فاز نفت در طول تزریق آب / افزایش ضریب بازیافت نفت

سنگ‌های کربناته

شریعت پناهی و همکاران [۶۵] با انجام آزمایشات مختلفی نشان دادند، با افزایش غلظت یون SO_4^{-2} در آب سازند تا یک مقدار مشخص، شرایط ترشوندگی

رضایی‌دوست و همکاران [۶۴] اظهار کردند با کاهش pH آب سازند جذب مواد آلی نفت بر سطح سنگ افزایش می‌یابد و اثر گذاری تزریق آب کم شور در این حالت بیشتر می‌شود.

خام، خاصیت نفت دوستی سنگ افزایش می‌یابد، در حالی که عدد بازی تأثیر زیادی ترشوندگی اولیه سنگ ندارد [۷۰].



شکل ۷ اثر AN نفت خام بر آشام خودبه‌خودی آب نمک به داخل مغزه‌های چالکی اشباع شده از نفت‌های متفاوت [۷۰].

جنس سنگ

انواع مختلف سنگ دارای کانی‌های متنوعی هستند. در نتیجه سطح سنگ، ساختار دانه‌ها، بافت کریستالی و واکنش‌پذیری انواع مختلف سنگ نسبت به یون‌های متنوع در آب نمک‌ها متفاوت می‌باشد.

ماسه سنگ

سنگ‌های ماسه‌ای از کانی‌های مختلفی نظیر کوارتز، فلدسپار و رس تشکیل شده‌اند که در pH مخزن حاوی بار منفی می‌باشند. رس به دلیل دارا بودن خواص ویژه‌ای از جمله ظرفیت تبادل کاتیونی (CEC)، مساحت سطحی زیاد و متورم شدن در بازدهی تزریق آب کم‌شور نقش مهمی دارد. تانگ و مارو [۳] هیچ‌گونه افزایش تولید نفت در مغزه‌های بدون رس در اثر تزریق آب کم‌شور مشاهده نکردند. نوع و میزان رس موجود در سنگ بر بازدهی تزریق اثر گذار است. اوستاد و همکاران [۵۶] نشان دادند افزایش ضریب بازیافت نفت به خاصیت تبادل کاتیونی رس (CEC) که به ترتیب مونتموریلونیت < کلریت/میکا/ایلیت < کائولونیت می‌باشد، وابسته است. به‌طوریکه با افزایش خاصیت تبادل کاتیونی رس، ضریب بازیافت نفت افزایش می‌یابد. با این وجود برخی از محققان [۷۱ و ۷۲] افزایش ضریب

اولیه سنگ به سمت آب‌دوستی تغییر می‌یابد. شریعت‌پناهی و همکاران [۶۶] نقش یون‌های Ca^{+2} و Mg^{+2} را در آب اولیه سازند در سنگ‌های چالکی و در دمای $25^{\circ}C$ مورد بررسی قرار دادند. نتایج آزمایشات نشان داد افزایش غلظت یون Mg^{+2} در آب اولیه سازند به علت جذب بر سطح سنگ، آب‌دوستی سنگ را افزایش می‌دهد در حالی که افزایش غلظت Ca^{+2} در آب سازند موجب کاهش آب‌دوستی سنگ می‌شود. ترکیب نفت

خاصیت قطبی نفت خام به وجود عناصری مانند نیتروژن، اکسیژن و گوگرد بستگی دارد که در مولکول‌های اسیدی یا بازی نظیر آسفالتین و رزین قرار دارند و وجود این مولکول‌ها بر ترشوندگی اولیه سنگ تأثیر دارد [۶۷]. میزان مواد اسیدی موجود در نفت خام را با AN و میزان مواد بازی موجود در نفت خام را با BN نشان می‌دهند.

ماسه سنگ

از نظر اکثر محققین وجود مواد قطبی داخل نفت خام جهت تزریق آب کم‌شور ضروری است. با این وجود هنوز رابطه مشخصی بین ترکیب نفت خام و میزان اثر بخش بودن آب کم‌شور گزارش نشده است. تانگ و مارو [۳] گزارش نمودند تغییر شوری آب تزریقی بر نفت‌هایی که حاوی مواد قطبی نیستند، تأثیری ندارد. محضری و سهرابی [۶۸] با انجام آنالیزهای اتمی گزارش کردند اجزائی از نفت خام که حاوی گوگرد، اکسیژن و نیتروژن هستند، بیشترین برهمکنش را با آب کم‌شور دارند.

سنگ‌های کربناته

میزان و نوع مواد کربوکسیلیک نفت خام (AN) مهم ترین عامل ترشوندگی سیستم نفت خام، محلول آب نمک و سنگ کربناته می‌باشد [۶۹]. در شرایط مخزن، بار سطح سنگ‌های کربناته مثبت است. پیوند بین گروه کربوکسیلیک با بار منفی و سطح سنگ کربناته قوی است و مولکول‌های بزرگی سطح سنگ را می‌پوشانند. همان‌طور که در شکل ۷ نشان داده شده است با افزایش عدد اسیدی نفت

افزایش دمای تزریق، نسبت ویسکوزیته نفت به آب کاهش یافته و مقاومت در برابر حرکت نفت کاهش می یابد که منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت خواهد شد. در نقطه مقابل در دمای پیرسازی بالا یون های Ca^{+2} و Mg^{+2} فعالیت بیشتری دارند و سبب تشکیل پیوند یونی بین مواد قطبی داخل نفت و سطح رس می شوند. به همین دلیل با افزایش دمای پیرسازی خاصیت نفت دوستی سنگ افزایش می یابد [۷۶].

سنگ های کربناته

در مخازن کربناته با دمای بالا میزان AN کمتر و در نتیجه، خاصیت آب دوستی بیشتر است. افزایش دما موجب افزایش جذب PDIs بر سطح شده و در نتیجه منجر به آب دوست شدن سنگ می شود [۷۷]. ژانگ و همکاران [۵] نشان دادند با افزایش دما میزان افزایش فعالیت یون Mg^{+2} نسبت به Ca^{+2} بیشتر است. فتحی و همکاران [۹] مشاهده کردند با افزایش دما، نرخ تولید نفت با استفاده از تزریق آب دریا افزایش می یابد. شریعت پناهی و همکاران [۶۵] مشاهده کردند با افزایش دمای پیرسازی غلظت یون سولفات محلول در آب سازند $(SO_4^{-2} (aq))$ کاهش و در نتیجه، ضریب بازیافت نفت نیز کاهش می یابد.

آب تزریقی

تأثیر شوری و ترکیب آب نمک تزریقی بر تغییر ترشوندگی و افزایش ضریب بازیافت نفت با استفاده از هر دو روش بهینه نمودن ترکیب یونی و رقیق کردن آب سازند یا آب دریا توسط محققین زیادی مورد بررسی قرار گرفته است.

ماسه سنگ

تحقیقات آزمایشگاهی نشان داده است که تزریق آب دریا بعد از آب سازند در سنگ های ماسه ای تنها در حالتی منجر به بهبود بازیافت نفت می شود که شوری آب تزریقی کمتر از ۵۰۰۰ ppm باشد [۵۷]. مک گوایر و همکاران [۶۱] با بررسی نتایج عملیات میدانی گزارش نمودند در صورتی که غلظت آب تزریقی بالاتر از ۷۰۰۰ ppm باشد، تزریق آب کم شور

بازیافت را در سنگ های بدون رس نیز گزارش نموده اند.

سنگ های کربناته

سنگ های کربناته شامل سه دسته چالکی، آهک و دولومیت می باشند. سنگ های چالکی نسبت به دو نوع دیگر سنگ هموزن تر هستند و مساحت سطحی بیشتری دارند. میزان فعالیت PDIs بر سطح سنگ های چالکی از دو نوع دیگر بیشتر و در سنگ های دولومیت از دو نوع دیگر کمتر است [۷۳]. با توجه به اینکه میزان بار سطحی سنگ های دولومیت از کلسیت بیشتر است، جذب مواد قطبی بر سطح دولومیت بیشتر است. همچنین، میزان فعالیت PDIs بر سنگ های رخنمون آهکی ناچیز است [۷۴].

دما و فشار

تأثیر دما از یک طرف از طریق برهمکنش مواد قطبی داخل نفت با سطح سنگ و از طرف دیگر تغییر شدت فعالیت یون های موجود در آب نمک، ترشوندگی سنگ را تحت تأثیر قرار می دهد. علاوه بر این، عدد اسیدی و دما پارامترهای مستقل از هم نیستند. با افزایش دما به علت دی کربوکسیل شدن مواد اسیدی، عدد اسیدی کاهش می یابد. لازم به ذکر است مطابق برخی از مطالعات انجام شده، دمای آب تزریقی نیز مهم است. لیکن در این زمینه نیاز به مطالعات تکمیلی وجود دارد. تغییر فشار نیز به دلیل تغییر در حلالیت محتوای آسفالتین نفت خام بر برهمکنش مواد قطبی داخل نفت و سطح سنگ اثرگذار است. با نزدیک شدن فشار مخزن به سمت فشار نقطه حباب، حلالیت آسفالتین کاهش می یابد و منجر به تشکیل رسوب بر سطح سنگ خواهد شد [۷۵].

ماسه سنگ

محدودیت دمایی جهت مؤثر بودن تزریق آب کم شور در مخازن ماسه ای گزارش نشده است، با این حال، بیشتر مطالعات انجام شده در دمای کمتر از $100^{\circ}C$ انجام شده است. به طور کلی با

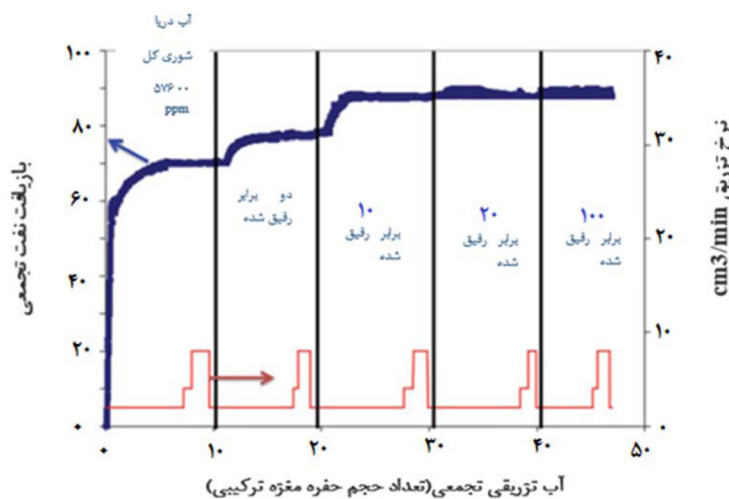
انیدرید باشند، باعث افزایش ریکواری نفت خواهد شد. با کاهش شوری آب تزریقی، انیدرید موجود در سنگ حل شده و یون سولفات تشکیل می‌شود. حضور یون سولفات در کنار کاتیون‌های دوظرفیتی موجب تغییر ترشوندگی سنگ خواهد شد. یوسف و همکاران [۱۱۲] با تزریق آب در مغزه های کربناته اشباع شده از نفت زنده که حاوی انیدرید می‌باشند، مشاهده کردند با کاهش شوری آب تزریقی ضریب بازیافت نفت افزایش می‌یابد (شکل ۸). آنها افزایش ضریب بازیافت نفت را به اتصال بین حفره‌های ریز و بزرگ سنگ در اثر حل شدن سنگ و در نتیجه تغییر ترشوندگی سنگ ربط دادند.

سوابق مطالعات میدانی

در سالیان اخیر سیلاب‌زنی آب کم‌شور به عنوان یک روش کارآمد، کم‌هزینه و سازگار با محیط زیست جهت ازدیاد برداشت در میدانی نفتی مورد توجه قرار گرفته است. شرکت‌ها و موسسات بزرگ نفتی در سرتاسر دنیا، در این خصوص علاوه بر انجام فعالیت‌های مطالعاتی و تحقیقاتی، تعدادی تست میدانی انجام داده‌اند. در جدول ۲ آزمایشات میدانی سیلاب‌زنی آب کم‌شور در مخازن مختلف دنیا اعم از ماسه سنگ و کربناته مرور و نتایج حاصل شده به اختصار ذکر شده است.

منجر به افزایش ضریب بازیافت نمی‌شود. بر اساس نتایج حاصل از آزمایشات میدانی، وب و همکاران [۷۸] نشان دادند در صورتیکه شوری آب تزریقی در محدوده ۴۰۰۰-۱۰۰۰ ppm باشد، ضریب بازیافت نفت به میزان قابل توجهی افزایش خواهد یافت. سنگ‌های کربناته

مطالعات انجام شده نشان می‌دهد افزایش غلظت PDI در آب تزریقی منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت خواهد شد. ژانگ و همکاران [۷۹ و ۸۰] مشاهده کردند، با افزایش غلظت یون Ca^{+2} و SO_4^{-2} در آب دریا به میزان چهار برابر، ضریب بازیافت نفت در سنگ‌های چالکی به ترتیب به میزان ۴۰ و ۳۲٪ افزایش یافت. فتحی و همکاران [۹] مشاهده کردند حذف نمک NaCl از آب دریا موجب افزایش میزان برداشت نهایی به میزان ۱۰٪ در مغزه های چالکی گردید. گوپتا و همکاران [۸۱] مشاهده کردند جایگزین کردن $SO_{4,2}$ با BO_4^{-3} و PO_4^{-3} منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت در مغزه‌های آهکی و دولومیتی می‌شود، به طوری که تأثیر PO_4^{-3} بیشتر از BO_4^{-3} است. نتایج آزمایشات نشان داد، کاهش سختی آب تزریقی (کاهش غلظت یون‌های کلسیم و منیزیم) موجب افزایش ضریب بازیافت نفت بیشتر می‌شود. اوستاد و همکاران [۸۲] نشان دادند، تزریق شوراب رقیق تنها در مغزه‌های آهکی که حاوی



شکل ۸ تزریق ثالثیه آب کم شور در مغزه‌های ترکیبی کربناته با استفاده از نفت زنده و سنگ مخزن [۱۱۲].

جدول ۲ خلاصه نتایج آزمایشات میدانی سیلاب‌زنی آب کم‌شور در مخازن ماسه سنگ و کربناته.

ردیف	محقق	نام و مشخصات میدان	سال	دما (°C)	ارزیابی	توضیحات
مخازن ماسه سنگی						
۱	McGuire [۶۱]	Alaska North Slope Prudhoe Bay field Oil Viscosity: 0.8 cP Endicott Field Clay: 7%	۲۰۰۵	۶۶-۱۰۳	موفق	میزان اشباع نفت باقیمانده پس از سیلاب‌زنی با آب کم شور در محدوده ۹-۸٪ کاهش پیدا کرد. میزان شوری آب تزریق بایستی کمتر از ۵۰۰۰ ppm باشد.
۲	Secombe [۸۳]	Endicott Field Clay: 7%-14%	۲۰۱۰	۹۹	موفق	میزان اشباع نفت باقیمانده در حالت سیلاب‌زنی با آب شور ۴۱٪ بود که این میزان در زمان تزریق آب کم شور به ۲۸٪ کاهش پیدا کرد.
۳	Lager [۵۷]	Alaskan Oil Field	۲۰۰۸	-	موفق	نتایج ارایه شده ثابت کرد که هرگاه کاتیون‌های چند ظرفیتی در آب نمک همزاد وجود داشته باشند سیلاب‌زنی با آب کم شور منجر به افزایش ضریب برداشت نفت می‌شود.
۴	Robertson [۸۴]	Minnelusa field Oil Viscosity: 15.2 cP West Semlek (WS) North Semlek (NS) Moran (M)	۲۰۰۷	۶۲ ۶۰ ۹۳	موفق	سیلاب‌زنی در دو مخزن NS و M بهتر از مخزن WS بر باز یافت نفت آنها اثر داشته است. مشاهده شد با کاهش نسبت غلظت آب تزریقی به آب سازند، ضریب باز یافت زیاد می‌شود. کاهش اشباع نفت باقیمانده در سه مخزن به ترتیب عبارت است از: ۳۲٪، ۳۱٪ و ۲۷٪.
۵	Thyne [۸۵]	Wyoming Minnelusa fields	۲۰۱۱	۹۰	ناموفق	با توجه به داده‌های میدانی و آزمایشات مغزه نتیجه گرفته شد تزریق آب کم شور فایده‌ای در برداشته و بهبودی در تولید ایجاد نکرده است.
۶	Webb [۷۸]	Giant Middle Eastern clastic Clay: <5% Oil Viscosity: 0.46-50 cP	۲۰۰۴	۷۷	موفق	تزریق آب کم شور باعث افزایش عمده تولید نفت و کاهش اشباع نفت باقیمانده به میزان ۲۵-۵۰٪ گردید. تغییر ترشوندگی و مهاجرت ذرات ریز از عوامل مؤثر شناخته شدند.
۷	Vledder [۸۶]	Omar Oil Field (Isba) Clay: 0.5-4% Oil Viscosity: 0.3 cP	۲۰۱۱	-	موفق	نتایج تجزیه و تحلیل داده‌ها بیانگر افزایش باز یافت نفت در مقایسه با تزریق آب شور، در حدود ۱۵-۱۰٪ است.
۸	Skrettingland [۸۷]	Snorre field (Upper Staffjord formation) Clay: 10-20%	۲۰۱۱	۹۰	ناموفق	شرایط ترشوندگی به طور طبیعی نزدیک به بهینه بود به گونه‌ای که تزریق آب دریا از قبل مؤثر بوده است ولی تزریق آب کم شور ناموفق بود.
۹	Abdulla [۸۸]	Burgan Oil field	۲۰۱۳	-	موفق	سیلاب‌زنی آب کم شور در این میدان باعث کاهش اشباع نفت باقیمانده، به میزان حداقل ۳ واحد گردید.
۱۰	Al-Qattan [۸۹]	Burgan Oil field (Wara formation)	۲۰۱۸	۵۴-۵۷	موفق	نتایج آزمایش میدانی نشان داد که کاهش اشباع نفت باقی مانده به میزان ۳٪ و ۴٪ به ترتیب پس از تزریق آب کم شور و پلیمر کم شور بوده که مطابق با نتایج آزمایشگاهی بود.

ادامه جدول ۲

به دلیل محتوای کم رس و پایین بودن میزان اشباع نفت باقیمانده، سیلابزنی آب کم شور در غرب آفریقا تأثیری در افزایش ضریب بازیافت نداشت، اما آنها در یک میدان بزرگ در شمال آفریقا، با انجام آزمایشات ردیاب ماده شیمیایی، کاهش در حدود ۵-۱۱٪ در میزان اشباع نفت باقی مانده مشاهده نمودند.	-	۸۸ ۷۶	۲۰۱۴	West African Oil Field Oil Viscosity: 0.6 cP North African Brown Field Oil Viscosity: 6-8 cP	Callegaro [۹۰]	۱۱
نتایج حاکی از افزایش ناچیز بازیافت نفت (کمتر از ۰/۱٪) بود. نتیجه گیری شد محللهای تزریق آب کم شور می تواند تأثیر زیادی در بهبود افزایش بازیافت نفت داشته باشد. سیلابزنی آب کم شور در سفره آبدی باعث کاهش ضریب بازیافت نفت نسبت به تزریق آب در لایه نفتی می شود.	ناموفق	۲۵	۲۰۱۵	Zichebashkoe Bastrykskoye	Zeinijahromi [۹۱]	۱۲
نتایج پابلوت میدانی بیانگر افزایش بازیافت نفت در حدود ۵-۹٪ نفت اولیه در جا بود.	موفق	-	۲۰۱۵	Pervomaiskoye Oil Viscosity: 5.8 cP	Akhmetgareev [۹۲]	۱۳
مخازن کربناته						
درصد بازیافت نفت کمی بیشتر از ۵۰٪ نفت اولیه در جا تخمین زده شد.	موفق	۱۳۰	۲۰۱۳	Ekofisk reservoir, North Sea	Austad [۹۳]	۱۴
-	-	۹۰	۲۰۰۷	Valhall field, North Sea	Barkved, Griffin [۹۴]	۱۵
نتایج بیانگر این است که اگر آب دریا به نسبت دو برابر رقیق گردد ۷ تا ۸/۵٪ و اگر ده برابر رقیق شود ۹ تا ۱۰٪ به نفت بازیافتی افزوده می شود.	موفق	۱۰۰	۲۰۱۲	Saudi Arabia Upper Jurassic Oil Viscosity: 0.691 cP	Yousef [۹۵]	۱۶

و یا خنثی بودن سنگ و غلظت بالای مواد قطبی نفت از شرایط ضروری تزریق آب کم شور در مخازن ماسه ای است. همچنین، وجود رگه های انیدرید، نفت دوست و یا خنثی بودن سنگ و دمای بالا از شرایط ضروری تزریق آب کم شور در مخازن کربناته می باشد. با این وجود بخاطر پیچیدگی زیاد و ناشناخته بودن برخی از سازوکارها، وجود این معیارها هنوز تضمینی جهت مؤثر بودن تزریق آب کم شور نمی باشد. در جدول ۴ معیارهای غربالگری مخازن مناسب برای تزریق آب کم شور به صورت یکپارچه جمع بندی و ارائه شده است. با توجه به جدول زیر و با عنایت به اینکه کلیه مخازن نفتی دارای آب همزاد می باشند و pH مخزن معمولاً کمتر از ۶ است، فاکتورهای اولیه که در مخازن نفتی قبل از تزریق آب کم شور بایستی مورد بررسی قرار بگیرد، ترشوندگی اولیه سنگ، ترکیب نفت و جنس سنگ می باشد.

چالش های تزریق آب هوشمند در مخازن و راه حل های پیشنهادی

تزریق آب کم شور در مخزن ریسک ها و چالش هایی به همراه دارد که بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد. این چالش ها شامل تأثیر آب کم شور بر خواص سنگ و سیال مخزن و تغییر الگوی تولید از چاه ها در فواصل مختلف مخزنی می باشد. در **جدول ۳** لیست چالش ها، علت بروز آن ها و برخی از راهکارهای موجود جهت رفع مشکل پیشنهاد شده است.

معیارهای غربالگری تزریق آب کم شور در مخازن ماسه سنگ و کربناته

بر اساس نتایج مطالعات آزمایشگاهی، برخی از محققین معیارهایی جهت موفقیت آمیز بودن تزریق آب کم شور ارائه داده اند. حضور رس، نفت دوست

جدول ۳ چالش‌های تزریق آب هوشمند در مخازن و راه‌حل‌های پیشنهادی

ردیف	عنوان چالش	توضیحات	برخی از راه‌حل‌های پیشنهادی
۱	تشکیل رسوبات معدنی و آلی	به دلیل حضور سولفات در آب دریا و یون‌های دوظرفیتی در آب سازند امکان تشکیل سولفات باریوم و سولفات استرانسیم در سنگ‌های ماسه‌ای و سولفات کلسیم (انیدرید) در سنگ‌های کربناته وجود دارد. همچنین احتمال تشکیل رسوبات آلی نیز بایستی بررسی شود.	رسوبات نزدیک دیواره چاه با اسیدکاری شسته می‌شوند. همچنین میزان سولفات آب تزریقی بایستی بهینه باشد
۲	ترش شدن نفت	باکتریهای کاهنده سولفات (SRB)، منابع سولفات را تبدیل به گاز ترش تبدیل می‌کنند. گاز ترش تولیدی، سمی و خورنده است و در نفت و آب حل می‌شود و موجب ترش شدن نفت می‌شود.	خارج کردن باکتری‌های آب تزریقی، کاهش غلظت یون سولفات در آب تزریقی
۳	مهاجرت ذرات ریز و تورم رس	در سنگ‌های ماسه‌ای حاوی رس مهاجرت ذرات ریز و تورم رس موجب تولید ماسه و کاهش تراوایی سنگ می‌شود.	تزریق در مناطقی از مخزن که حاوی میزان رس کمتری باشد
۴	تولید آب اضافی	بعد از میان شکنی آب تزریقی احتمال تولید آب اضافی وجود دارد.	تزریق مخلوط آب تولیدی و آب دریا در مخزن، بهینه یابی محل چاه تزریقی
۵	نشست مخزن	در اثر جایگزینی یون‌های کلسیم یا منیزیم موجود در آب تزریق در دمای بالا در سنگ‌های چالکی استحکام مکانیکی سنگ کاهش می‌یابد	کاهش غلظت یون منیزیم در آب تزریقی

جدول ۴ معیارهای غربالگری روش تزریق آب هوشمند

ردیف	نوع سنگ	متغیر	مناسب
۱	ماسه و کربناته	نوع تزریق	ثانویه
		ترشوندگی اولیه سنگ	نفت دوست
		ترکیب نفت	دارای مواد قطبی
۲	ماسه سنگ	حضور رس در سنگ و نوع آن	بله
		آب همزاد در مخزن	حاوی یونهای دو ظرفیتی
		اولیه محیط تزریق pH	pH < ۶
		شوری آب نمک تزریقی	۵۰۰۰-۱۰۰۰ ppm
۳	کربناته	مقدار و نوع رس در سنگ	بالا (دارای خاصیت تبادل کاتیونی)
		حضور PDIs در آب تزریقی	بله
		دمای مخزن	بیشتر از ۹۰ °C
		حضور Na, Cl	کم
		حضور انیدرید در سنگ	بله (تزریق آب کم شور)

در این مخازن کمتر از ۱ mD می‌باشد. جنس سنگ این مخازن، آهکی و شیل آهکی می‌باشد. میزان دولومیت و انیدرید در این مخازن بسیار کم است. با این حال، بررسی وجود رگه‌های انیدرید که در تزریق آب کم شور از اهمیت زیادی برخوردار است، نیازمند بررسی بیشتر و انجام تست‌های آزمایشگاهی ویژه‌ای است. عمق مخازن کربناته بنگستانی جنوب

امکان‌سنجی اولیه تزریق آب کم شور در مخازن کربناته بنگستانی جنوب غربی ایران
ضریب بازیافت میانگین نفت در مخازن کربناته بنگستانی جنوب غربی ایران حدود ۱۰٪ می‌باشد. به همین دلیل، به‌کارگیری روش مناسب ازدیادبرداشت در این مخازن ضرورت دارد. سنگ این مخازن، نفت دوست و فشرده است به‌طوری‌که متوسط تراوایی

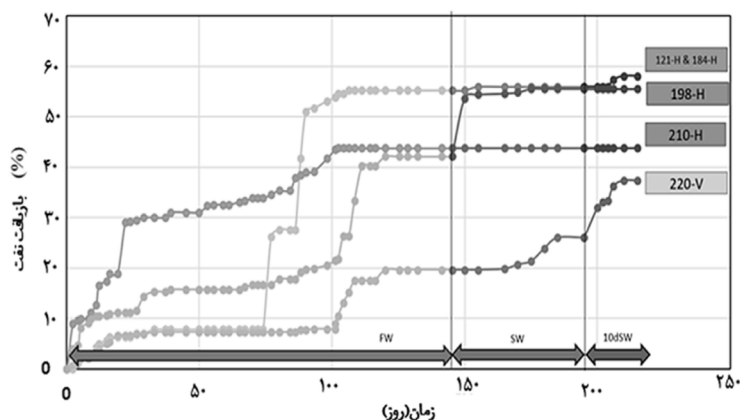
که بایستی مد نظر قرار گیرد. لازم به ذکر است همان‌طور که در بخش‌های قبلی مقاله نیز توضیح داده شد، تزریق آب کم شور در مخازن ماسه‌ای جنوب غربی ایران نیز یکی از روش‌های مطرح است که باید مورد بررسی بیشتر قرار بگیرد و در این زمینه مطالعاتی نیز انجام شده است ولیکن با توجه به چالش‌های تولید از مخازن کربناته و ضریب بازیافت پایین این مخازن، تمرکز این مقاله بر روی مخازن کربناته می‌باشد.

در ادامه، تعدادی از مطالعات آزمایشگاهی مرتبط بر روی مخازن کربناته ایران ارائه شده است. فاضل نصب و همکاران [۹۷] با انجام آزمایشات آشام خودبخودی، تزریق آب کم شور را در یکی از مخازن کربناته جنوب غربی کشور مورد بررسی قرار دادند. جنس پلاگ‌های مورد استفاده عمدتاً کربنات کلسیم بوده است که در برخی از پلاگ‌ها رگه‌هایی از دولومیت، انیدرید و رس مشاهده شده است. میزان آسفالتین نفت ۴/۱٪ بوده است. با این حال که عدد اسید نفت ۰/۰۸ اندازه‌گیری شده که میزان کمی است. آزمایشات در دمای مخزن (۱۲۰ °C) انجام شده است. نتایج آزمایشات آشام خودبخودی نشان داد که ضریب بازیافت نفت در اثر تزریق آب خلیج فارس و آب ۱۰ بار رقیق شده خلیج فارس، حداکثر تا ۱۲٪ افزایش خواهد داشت (شکل ۹).

غربی ایران بین ۲۱۰۰ تا ۴۵۵۰ m زیر سطح دریا و ضخامت سنگ مخزن در آن‌ها بین ۳۰۰ تا ۱۲۰۰ m می‌باشد. دمای اکثر این مخازن بیشتر از ۹۰ °C است. بسیاری از چاه‌های مخازن بنگستانی با مشکل تشکیل رسوب آسفالتین مواجه هستند که نشان‌دهنده حضور مواد قطبی در نفت این مخازن می‌باشد [۹۶].

به دلیل خصوصیات ذکر شده فوق، این مخازن کاندید مناسبی جهت تزریق آب نیستند. تزریق گازهای غیر هیدروکربنی نیز در این مخازن نیز به دلیل امکان تشکیل رسوب آسفالتین، ریسک بالایی دارد. با این وجود و با توجه به معیارهای غربالگری ذکر شده در جدول ۴، در صورتی که نفت حاوی مواد قطبی باشد، تزریق آب هوشمند منجر به تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست شدن و افزایش ضریب بازیافت نفت در این مخازن خواهد شد. از طرف دیگر، حضور رگه‌های انیدرید در سنگ این مخازن، شانس موفقیت تزریق آب کم شور را نیز به دلیل تولید یون سولفات بالا می‌برد.

لازم به ذکر است به دلیل پیچیدگی‌های زیاد و ناشناخته بودن برخی از سازوکارها، انجام آزمایشات غربالگری و افزایش مقیاس نتایج آزمایشگاهی به مقیاس مخزن جهت ارزیابی دقیق این روش الزامی می‌باشد. ضمناً باید به این نکته توجه داشت که ریسک تشکیل رسوبات آلی و معدنی و ارزیابی اقتصادی دو موضوع مهم در تزریق آب هوشمند است



شکل ۹ بازیافت نفت در آشام خودبخودی در دمای مخزن برای ۴ پلاگ با آب سازنده، آب دریا و آب ۱۰ بار رقیق شده دریا [۹۷].

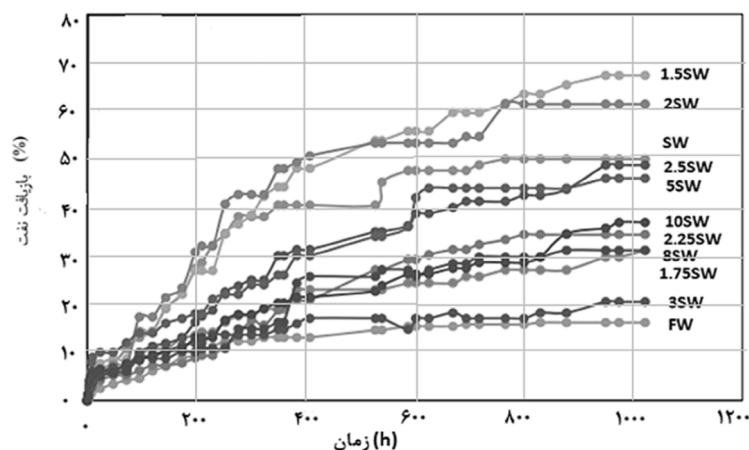
قرار دادند. آن‌ها عنوان کردند که مؤثرترین روش مقابله با این مشکل، به کارگیری بازدارنده‌های رسوب مناسب به منظور جلوگیری و یا به تأخیر انداختن فرآیند تشکیل رسوب است. در این پژوهش در دو حالت بدون حضور و در حضور بازدارنده‌ها، فرآیند اختلاط نمونه‌های مختلف آب هوشمند با آب سازند به کمک شبیه‌سازی و تست‌های آزمایشگاهی انجام پذیرفت و میزان رسوبات تشکیل شده، تأثیر ترکیب آب تزریقی و نیز کارایی بازدارنده‌های مختلف مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج آزمایشات محققین نشان داد که تزریق آب هوشمند با ترکیب بهینه‌سازی شده و حاوی بازدارنده‌های مناسب نه تنها خطر تشکیل رسوب در فرآیند اختلاط آب‌ها را کاهش می‌دهد بلکه با تغییر ترشوندگی مقاطع کربناته به سمت آبدوستی بیشتر، اثر مثبتی بر میزان بازیافت نفت از این مخازن دارد.

پیشنهاد مسیر پژوهش‌های آتی در زمینه تزریق آب هوشمند

با وجود اینکه اخیراً مطالعات زیادی در خصوص برهمکنش بین سنگ و سیال در اثر تزریق آب هوشمند انجام شده است، ولی هنوز ابهامات زیادی در این رابطه وجود دارد که نیازمند بررسی بیشتر می‌باشد. در ادامه برخی از ابهامات موجود و موضوعات پژوهشی ذکر شده است.

مختاری و آیت‌اللهی [۹۸] با انجام آزمایشات مختلف، تزریق آب کم شور را در یکی از مخازن کربناته جنوب غربی ایران مورد بررسی قرار دادند. جنس پلاگ‌های مورد استفاده عمدتاً کربنات کلسیم بوده است که در برخی از پلاگ‌ها دانه‌هایی از جنس دولومیت و رگه‌هایی از رس و انیدرید مشاهده شده است. میزان آسفالتین نفت ۰/۰۶٪ و عدد اسیدی نفت ۰/۱۴ می‌باشد. آزمایشات در دمای مخزن (۱۳۰ °C) انجام شده است. نتایج آزمایشات آشام خودبخودی نشان داد که تغییر شوری آب تزریقی بطور قابل ملاحظه‌ای سبب افزایش ضریب بازیافت نفت خواهد شد. به طوری که ضریب بازیافت نفت برای آب سازند در حدود ۱۶٪ و برای آب خلیج فارس ۵۰٪ خواهد شد. همچنین با کاهش شوری آب خلیج فارس، ضریب بازیافت نفت به ۶۱٪ افزایش می‌یابد (شکل ۱۰).

منتظری و همکاران [۹۹] تأثیر تزریق آب هوشمند بر تغییر ترشوندگی سنگ را در یکی از مخازن کربناته غرب کشور مورد بررسی قرار دادند. بر اساس نتایج حاصل آزمایشات زاویه تماس و پتانسیل زتا، آب خلیج فارس با چهار برابر غلظت یون سولفات و آب دریا با دو برابر غلظت یون سولفات به ترتیب مؤثرترین آب‌ها در تغییر ترشوندگی شناخته شدند. محمدی و ریاحی [۱۰۰] مشکل رسوب مواد معدنی در اثر تزریق آب هوشمند، که به دلیل ناسازگاری آب تزریقی و آب سازند رخ می‌دهد، را مورد بررسی



شکل ۱۰ بازیافت نفت در آشام خودبخودی در غلظت‌های مختلف آب نمک [۹۸].

نیستند. با افزایش دما به علت دی کربوکسیل شدن مواد اسیدی، عدد اسیدی کاهش می‌یابد. در همین راستا دمای آب تزریقی نیز بسیار مهم است. لیکن در این زمینه نیاز به مطالعات تکمیلی وجود دارد.

نتیجه‌گیری

در این مقاله سازوکارهای مؤثر بر تزریق آب هوشمند در سنگ‌های ماسه‌ای و کربناته، مرور و نقش پارامترهای مختلف بر برهمکنش سنگ و سیال و افزایش ضریب بازیافت مورد بررسی قرار گرفته است. بر اساس مطالعات انجام شده، تزریق آب هوشمند حاوی PDI و تخلیه شده از NaCl در سنگ‌های کربناته و در دمای بالا منجر به تغییر ترشوندگی سنگ و افزایش ضریب بازیافت نفت می‌شود. در صورت وجود رگه‌های انیدرید در سنگ مخزن، تزریق آب کم شور با حل کردن سنگ و تولید سولفات باعث افزایش ضریب بازیافت نفت خواهد شد. از طرف دیگر، در صورتی که غلظت آب تزریقی در سنگ‌های ماسه‌ای کمتر از میزان مشخصی باشد، تزریق آب کم شور، افزایش ضریب بازیافت نفت را به دنبال دارد. بطور کلی بازدهی تزریق آب هوشمند به ترکیب یونی و شوری آب سازند، ترکیب یونی و شوری آب تزریقی، جنس سنگ، دما و فشار مخزن و ترکیب نفت بستگی دارد. به طور کلی چالش اصلی در تحقیقات مربوط به تزریق آب با شوری کم، شامل ماهیت چند مقیاسی بودن مسئله نسبت به زمان و اندازه سیستم مورد مطالعه و همچنین عدم وجود یک چارچوب یکپارچه برای توضیح مشاهدات اصلی است. در حال حاضر چارچوبی دارای قابلیت پیش بینی قوی وجود ندارد که نشان دهد این روش از دید برداشت در یک مخزن با ویژگی‌های مشخص می‌تواند منجر به بهبود ضریب بازیافت با لحاظ نمودن توجیه اقتصادی شود. با در نظر گرفتن این چالش اساسی، نتایج زیر از این مطالعه به دست می‌آید:

۱- یکی از موضوعات ناشناخته در این زمینه، بررسی نقش ترکیبات مختلف نفت بر واکنش‌های رخ داده است. تأثیر میزان مواد اسیدی (AN) و بازی (BN) بر ترشوندگی سنگ مورد بررسی قرار گرفته است. لیکن نیاز است ترکیبات مختلف نفت نظیر گروه‌های مختلف آمینی بصورت مجزا مورد مطالعه قرار گیرند.

۲- از دیگر موضوعاتی که نیازمند تحقیق بیشتری می‌باشد، تشکیل میکروانتشارهای آب در نفت است که برخی از محققین آن را یکی از دلایل تغییر ترشوندگی سنگ بر شمرده‌اند. با این وجود انجام آزمایشات تکمیلی جهت مشخص نمودن نحوه تشکیل میکروانتشارهای آب در نفت و میزان مشارکت آن در افزایش تولید ضرورت دارد.

۳- بررسی دقیقتر و همه جانبه نقش MIE در تغییر ترشوندگی سنگ با اندازه‌گیری و آنالیز یونی آب تزریقی و تولیدی از دیگر موضوعات تکمیلی جهت فهم عمیق تزریق آب هوشمند می‌باشد. بررسی سازگاری آب تزریقی با آب سازند و سنگ مخزن در دهانه چاه از موضوعات مهم و کلیدی می‌باشد که هنوز ابهامات زیادی در این رابطه وجود دارد.

۴- بررسی جامع اثر کانی‌های مختلف سنگ بر افزایش ضریب بازیافت نفت و برهمکنش با یون‌های مختلف، از دیگر موضوعاتی است که هم در سنگ‌های کربناته و هم در سنگ‌های ماسه‌ای نیاز به مطالعه بیشتری دارد.

۵- یکی از برتری‌های روش تزریق آب هوشمند، امکان ترکیب آن با دیگر روش‌های ازدیاد برداشت مانند روش‌های شیمیایی، آب کربناته، مایعات یونی و ... است. در این زمینه مطالعاتی اخیراً انجام شده است که نیاز به تکمیل دارد.

۶- تأثیر دما از یک طرف از طریق برهمکنش مواد قطبی داخل نفت با سطح سنگ و از طرف دیگر تغییر شدت فعالیت یون‌های موجود در آب نمک، ترشوندگی سنگ را تحت تأثیر قرار می‌دهد. علاوه بر این، عدد اسیدی و دما پارامترهای مستقل از هم

آمیز بودن تزریق آب کم شور تأثیرگذار است.
۶- شرایط ضروری جهت موفقیت آمیز بودن تزریق آب کم شور در سنگهای ماسه‌ای شامل شوری آب تزریقی کمتر از ۵۰۰۰ ppm، ترشوندگی میانه سنگ، حضور رس در سنگ و وجود مواد قطبی در نفت می‌باشد.

۷- تزریق آب هوشمند/کم‌شور در مخازن ریسک‌ها و چالش‌هایی به همراه دارد که بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد. این ریسک‌ها شامل تشکیل رسوب، ترش شدن نفت، متورم شدن رس و کاهش تراوایی، تولید آب اضافی و نشست مخزن می‌باشد.

۸- مخازن کربناته ایران به جهت شرایط دمایی، ترشوندگی، pH و حضور مواد قطبی در داخل نفت کاندید مناسبی جهت تزریق آب هوشمند می‌باشند. همچنین حضور رگه‌های انیدرید و رس در این مخازن، شانس موفقیت تزریق آب کم شور در این مخازن را افزایش می‌دهد.

۹- با توجه به مطالعات آزمایشگاهی قبلی انجام شده، مخازن کربناته ایران، کاندید مناسبی جهت تزریق آب هوشمند می‌باشند. تزریق آب خلیج فارس در یکی از مخازن کربناته در حالت ثالثیه منجر به افزایش ۱۲٪ ضریب بازیافت نفت شده است. همچنین تزریق آب خلیج فارس در حالت تزریق ثانویه منجر به افزایش ۳۴٪ بازیافت نفت شده است. همچنین حضور رگه‌های انیدرید و رس در این مخازن، شانس موفقیت تزریق آب کم شور در این مخازن را افزایش می‌دهد.

۱- سازوکارهای متعددی بر افزایش بازیافت نفت از طریق تزریق آب هوشمند و آب کم‌شور مؤثر می‌باشند. با این وجود سازوکار اصلی این روش تغییر ترشوندگی از حالت نفت‌دوست به حالت آب‌دوست است. لازم به ذکر است به دلیل واکنشهای پیچیده شیمیایی و فیزیکی، پیش بینی عملکرد مخازن تحت تزریق آب هوشمند دشوار است.

۲- در اثر تزریق آب هوشمند افزایش ضریب بازیافت به میزان حداکثر تا ۳۰٪ در مقیاس آزمایشگاهی و کاهش نفت باقیمانده بین ۲ الی ۵۰٪ در مقیاس میدانی نسبت به تزریق معمولی آب مشاهده شده است.

۳- به منظور اینکه بتوان از آب هوشمند به عنوان یک فناوری در جهت افزایش ضریب بازیافت نفت استفاده کرد، باید برهمکنش بین سنگ-نفت-آب و سازوکارهای مؤثر بر تزریق آب هوشمند، با انجام آزمایشات مربوطه به خوبی مطالعه شود.

۴- بر اساس مطالعات آزمایشگاهی انجام شده مهمترین پارامترهای مؤثر بر تزریق آب هوشمند و آب کم‌شور در مخازن شامل ترکیب یونی و شوری آب سازند، ترکیب یونی و شوری آب تزریقی، جنس سنگ، دما و فشار مخزن و ترکیب نفت می‌باشد.

۵- شرایط ضروری جهت موفقیت آمیز بودن تزریق آب هوشمند در سنگ‌های کربناته شامل دمای بالا، حضور PDIs در آب تزریقی، ترشوندگی میانه سنگ و وجود مواد قطبی در نفت می‌باشد. همچنین وجود رگه‌های انیدرید در سنگ کربناته جهت موفقیت

مراجع

- [1]. Baptist O C, Sweeney S A (1954) The effect of clays on the permeability of reservoir sands to waters of different saline contents, *Clays and Clay Minerals*, 3, 1: 505-515.
- [2]. Bernard G G, Bernard G G (1967) Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays, in SPE California Regional Meeting.
- [3]. Tang G G Q, Morrow N R, Morrow N R (1999) Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24, 2-4: 99-111.
- [4]. Wang W L, Wang Y Y, Wan C C, Lee C L (2006) Self-assembly of Pd nanoparticles in dodecanol in situ generated from sodium dodecyl sulfate and its potential applications, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 275, 1-3: 11-16.
- [5]. Zhang P, Tweheyo M T, Auštađ T (2007) Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{-2} , *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301, 1-3: 199-208.
- [6]. Zhang P, Auštađ T (2006) Wettability and oil recovery from carbonates: effects of temperature and potential

- determining ions, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 279, 1–3: 179–187.
- [7]. Rezaeidoust A, Puntervold T, Strand S, Austad T (2009) Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms, *Energy and Fuels*, 23, 9: 4479–4485.
- [8]. Austad T, Strand S, Høgenesen E J, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk, in *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*.
- [9]. Fathi S J, Austad T, Strand S (2010) ‘Smart Water’ as a wettability modifier in chalk: the effect of salinity and ionic composition, *Energy and Fuels*, 24, 4: 2514–2519.
- [10]. Den L, Ouden R, Nasralla A, Guo H, Bruining H, Van Kruijsdijk C (2015) Calcite dissolution behaviour during low salinity water flooding in carbonate rock, in *IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery*, cp-445.
- [11]. Hiorth A, Cathles L M, Kolnes J, Vikane O, Lohne A, Madland M V (2008) A chemical model for the seawater-CO₂-carbonate system-aqueous and surface chemistry, in presentation at the Wettability Conference held in Abu Dhabi, UAE, 27–28.
- [12]. Yousef A, Al-Saleh S A A K (2011) Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs, *SPE Res Eval and Eng* 14, 5: 578–593.
- [13]. H. Mahani, Menezes R, Berg S, Fadili A, Nasralla R, Voskov D, Joekar-Niasar V (2017) Insights into the impact of temperature on the wettability alteration by low salinity in carbonate rocks, *Energy and Fuels*, 31, 8: 7839–7853.
- [14]. Mahani H, Keya A L, Berg S, Bartels W B, Nasralla R, Rossen W R, (2015) Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates, *Energy and Fuels*, 29, 3: 1352–1367.
- [15]. Alshakhs M J, Kovscek A R (2016) Understanding the role of brine ionic composition on oil recovery by assessment of wettability from colloidal forces, *Advances in Colloid and Interface Science*, 233. Elsevier, 126–138, 01.
- [16]. Nasralla R A, Sergienko E, van der Linde H A, Brussee N J, Mahani H, Suijkerbuijk B M, Al-Qarshubi I S, Masalmeh S K (2014) Demonstrating the potential of low-salinity waterflood to improve oil recovery in carbonate reservoirs by qualitative coreflood. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, OnePetro*.
- [17]. Brady P V, Thyne G (2016) Functional wettability in carbonate reservoirs, *Energy and Fuels*, 30, 11: 9217–9225.
- [18]. Xie Q, Brady P V, Pooryousefy E, Zhou D, Liu Y, Saeedi A (2017) The low salinity effect at high temperatures, *Fuel*, 200: 419-426.
- [19]. Tetteh J T, Alimoradi S, Brady P V, Barati Ghahfarokhi R (2020) Electrokinetics at calcite-rich limestone surface: Understanding the role of ions in modified salinity waterflooding, *Journal of Molecular Liquids*, 297: 111868.
- [20]. Chen Y, Xie Q, Sari A, Brady P V, Saeedi A (2018) Oil/water/rock wettability: Influencing factors and implications for low salinity water flooding in carbonate reservoirs, *Fuel*, 215: 171–177.
- [21]. Mahani H, Keya A L, Berg S, Nasralla R (2016) Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on θ -potential and a surface-complexation model, *SPE Journal*, 22, 01: 53–68.
- [22]. Alvarado V, Bidhendi M M, Garcia-Olvera G, Morin B, Oakey J S (2014) Interfacial visco-elasticity of crude oil-brine: An alternative EOR mechanism in smart waterflooding, In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, OnePetro*.
- [23]. Garcia-Olvera G, Alvarado V (2017) Interfacial rheological insights of sulfate-enriched smart-water at low and high-salinity in carbonates, *Fuel*, 207: 402–412.
- [24]. Fredriksen S B, Rognmo A U, Fernø M A (2018) Pore-scale mechanisms during low salinity waterflooding: Oil mobilization by diffusion and osmosis, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163: 650–660.
- [25]. Fredriksen S B, Rognmo A U, Fernø M A (2016) Pore-Scale mechanisms during low salinity waterflooding: water diffusion and osmosis for oil mobilization, In *SPE Bergen One Day Seminar, OnePetro*.
- [26]. Bartels W B, Mahani H, Berg S, Menezes R, van der Hoeven J A, Fadili A (2017) Oil configuration under high-salinity and low-salinity conditions at pore scale: a parametric investigation by use of a single-channel micromodel, *SPE Journal*, 22, 05: 1–362.
- [27]. Sandengen K, Kristoffersen A, Melhuus K, Jøsang L O (2016) Osmosis as mechanism for low-salinity enhanced oil recovery, *SPE Journal*.
- [28]. Alhammadi M, Mahzari P, Sohrabi M (2017) New experimental evidence on the dominant mechanism of oil recovery by low salinity water injection in carbonate rocks, 1–12.
- [29]. Tetteh J T, Rankey E, Barati R (2017) Low salinity waterflooding effect: crude oil/brine interactions as a

- recovery mechanism in carbonate rocks, In OTC Brasil, OnePetro.
- [30]. Sohrabi M, Mahzari P, Farzaneh S A, Mills J R, Tsolis P, Ireland S (2017) Novel insights into mechanisms of oil recovery by use of low-salinity-water injection, *SPE Journal*, 22, 2: 407–416.
- [31]. Mahzari P, Sohrabi M (2014) Crude oil/brine interactions and spontaneous formation of microdispersions in low salinity water injection, *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2, (April), 731–745.
- [32]. Ayirala S C, Al-Saleh S H, Al-Yousef A A (2018) Microscopic scale interactions of water ions at crude oil/water interface and their impact on oil mobilization in advanced water flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163: 640–649.
- [33]. Ayirala S, Saleh S, Enezi S, Yousef A (2020) Multiscale aqueous-ion interactions at interfaces for enhanced understanding of controlled-ionic-composition-waterflooding processes in carbonates, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 23, 03: 1118–1132.
- [34]. Ayirala S C, Yousef A A, Li Z, Xu Z (2018) Coalescence of crude oil droplets in brine systems: effect of individual electrolytes, *Energy and Fuels*, 32, 5: 5763–5771.
- [35]. Bartels W B, Mahani H, Berg S, Hassanizadeh S M (2019) Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective, *Fuel*, 236: 338–353.
- [36]. Katende A, Sagala F (2019) A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application, *Journal of Molecular Liquids*, 278: 627–649.
- [37]. Jackson M D, Vinogradov J, Hamon G, Chamerois M (2016) Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones, *Fuel*, 185: 772–793.
- [38]. Afekare D A, Radonjic M (2017) From mineral surfaces and coreflood experiments to reservoir implementations: comprehensive review of low-salinity water flooding (LSWF), *Energy and Fuels*, 31, 12: 13043–13062.
- [39]. Ayirala S C, Al-Enezi S M, Al-Yousef A A (2017) A state of the art review to develop novel workflow for microscopic scale understanding of advanced water flooding mechanisms in carbonates, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157: 530–546.
- [40]. Purswani P, Tawfik M S, Karpyn Z T (2017) Factors and mechanisms governing wettability alteration by chemically tuned waterflooding: a review, *Energy and Fuels*, 31, 8: 7734–7745.
- [41]. Al-Shalabi E W, Sepehrnoori K (2016) A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139: 137–161.
- [42]. Awolayo A N, Sarma H K, Nghiem L X (2018) Brine-dependent recovery processes in carbonate and sandstone petroleum reservoirs: review of laboratory-field studies, interfacial mechanisms and modeling attempts, *Energies*, 11: 11.
- [43]. Sohal M A, Thyne G, Søgaard E G (2016) Review of recovery mechanisms of ionically modified waterflood in carbonate reservoirs, *Energy and Fuels*, 30, 3: 1904–1914.
- [44]. Hao J, Mohammadkhani S, Shahverdi H, Esfahany M N, Shapiro A (2019) Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs - A review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179: 276–291.
- [45]. Liu F, Wang M (2020) Review of low salinity waterflooding mechanisms: Wettability alteration and its impact on oil recovery, *Fuel*, 267: 117112.
- [46]. Tian H, Wang M (2017) Electrokinetic mechanism of wettability alternation at oil-water-rock interface, *Surface Science Reports*, 72, 6: 369–391.
- [47]. Wang L, Fu X (2018) Data-driven analyses of low salinity water flooding in sandstones, *Fuel*, 234: 674–686.
- [48]. Snosy M F, El Ela M A, El-Banbi A, Sayyoub H (2020) Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 5: 2019–2034.
- [49]. Derkani M H, Fletcher A J, Abdallah W, Sauerer B, Anderson J, Zhang Z J (2018) Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: Review of interfacial mechanisms, *Colloids and Interfaces*, 2, 2: 20.
- [50]. Bassir S M, Zargar G, Moghadasi J, Roghanian R (2016) A Comprehensive review of low salinity waterflooding in sandstone/carbonate reservoirs: from theory to practice, In *Conference Paper: The Fourth International Conference on Oil, Gas, Refining and Petrochemical With Focus Relationship Between Government, University and Industry*, 10.
- [51]. Tetteh J T, Brady P V, Ghahfaorkhi R B (2020) Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions, *Advances in Colloid and Interface Science*, 102253.
- [52]. Farzaneh S, Carnegie A, M S (2017) A case study of oil recovery improvement by low salinity water injection, In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- [53]. Al-Sarihi A, Zeinijahromi A, Genolet L, Behr A, Kowollik P, Bedrikovetsky P (2018) Effects of fines migration on residual oil during low-salinity waterflooding, *Energy and Fuels*, 32, 8: 8296–8309.
- [54]. Doust A R, Puntervold T, Austad T (2011) Chemical verification of the EOR mechanism by using low salinity/smart water in sandstone, *Energy and Fuels*, 25, 5: 2151–2162.

- [55]. Aksulu H, Håmsø D, Strand S, Puntervold T, Auštd T (2012) Evaluation of low-salinity enhanced oil recovery effects in sandstone: Effects of the temperature and pH gradient, in *Energy and Fuels*, 26, 6: 3497–3503.
- [56]. Auštd T, RezaeiDouštd A, Puntervold T (2010) Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs, Scientific Research Publishing, Tulsa, SPE-129767, Onepetro.
- [57]. Lager A, Webb K J, Black C J J, Singleton M, Sorbie K S (2008) Low salinity oil recovery-an experimental investigation1, *Petrophysics*, 49: 01.
- [58]. Ligthelm D, Gronsveld J, J H, Brussee J, Marcelis N F, van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, EAGE conference.
- [59]. Myint P C, Firoozabadi A (2015) Thin liquid films in improved oil recovery from low-salinity brine, Elsevier.
- [60]. Awolayo A N, Sarma H K, Nghiem L X (2018) Modeling the characteristic thermodynamic interplay between potential determining ions during brine-dependent recovery process in carbonate rocks, *Fuel*, 224: 701–717.
- [61]. McGuire P L, Chatham J R, Paskvan F K, Sommer D M, Carini F H (2005) Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope, In *Proceedings of the SPEWestern Regional Meeting*, Irvine, CA, USA, 30: 1–15.
- [62]. Hiorth A, Cathles L M, Madland M V (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, *Transport in Porous Media*, 85, 1: 1–21.
- [63]. Emadi A, Sohrabi M (2013) Visual investigation of oil recovery by low salinity water injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration enhanced oil recovery (WAG) and characterization of three phase flow in porous media view project enhanced oil and gas recovery, Onepetro.
- [64]. RezaeiDouštd A, Puntervold T, Auštd T, Douštd A R, Puntervold T, Auštd T (2010) a discussion of the low salinity EOR potential for a north sea sandstone field, SPE, 134459.
- [65]. Shariatpanahi S F, Strand S, Auštd T (2011) Initial wetting properties of carbonate oil reservoirs: Effect of the temperature and presence of sulfate in formation water, in *Energy and Fuels*, 25, 7: 3021–3028.
- [66]. Shariatpanahi S F, Hopkins P, Aksulu H, Strand S, Puntervold T, Auštd T (2016) Water based EOR by wettability alteration in dolomite, *Energy and Fuels*, 30, 1: 180–187.
- [67]. Denekas M O, Mattax C C, Davis G T (1959) Effects of crude oil components on rock wettability, *Transactions of the AIME*, 216, 01: 330-333.
- [68]. Mahzari P, Sohrabi M, Facanha J M F (2019) The decisive role of microdispersion formation in improved oil recovery by low-salinity-water injection in sandstone formations, *SPE Journal*, 24, 06: 2859-2873.
- [69]. Speight J G, Press C R C (1999) *The chemistry and technology of petroleum*. CRC press, 298-300.
- [70]. Standnes D C, Auštd T (2000) Wettability alteration in chalk: 1. Preparation of core material and oil properties, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28, 3: 111-121.
- [71]. Hassenkam T, Pedersen C S, Dalby K, Auštd T, Stipp S L S (2011) Pore scale observation of low salinity effects on outcrop and oil reservoir sandstone, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 390, 1–3: 179–188.
- [72]. Lebedeva E, Senden T J, Knackstedt M, Morrow N (2009) Improved oil recovery from Tensleep sandstone—studies of brine-rock interactions by micro-CT and AFM, in *IOR 2009-15th European Symposium on Improved Oil Recovery*, cp-124.
- [73]. Mahani H, Keya A L, Berg S, Nasralla R (2017) Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on ζ -potential and a surface-complexation model, *SPE Journal*, 22, 01: 53–68.
- [74]. Ravari R R, Strand S, Auštd T (2010) Care must be taken to use outcrop limestone cores to mimic reservoir core material in SCAL linked to wettability alteration, in *Proceedings of the 11th International Symposium on Reservoir Wettability*, Calgary, CA, USA, 7–9.
- [75]. Zahid A, Shapiro A, Skauge A (2010) Experimental studies of low salinity water flooding in carbonate reservoirs: a new promising approach, Paper SPE, 155625.
- [76]. Zhou X, Torsaeter O, Xie X, Morrow N R (1995) The effect of crude-oil aging time and temperature on the rate of water imbibition and long-term recovery by imbibition, *SPE Formation Evaluation*, 10, 04: 259–266.
- [77]. Hognesen E J, Strand S, Auštd T (2005) Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition, in *SPE Europec/EAGE Annual Conference*.
- [78]. Webb K J, Black C J J, Edmonds I J (2005) Low salinity oil recovery—The role of reservoir condition core-floods, in *IOR 2005-13th European Symposium on Improved Oil Recovery*, cp-12.
- [79]. Zhang P, Tweheyo M T M, Auštd T, Jul T A A (2007) Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{-2} , *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301, 1–3: 199–208.

- [80]. Zhang P, Tweheyo M T, Austad T (2006) Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate, *Energy and Fuels*, 20, 5: 2056–2062.
- [81]. Gupta R, Smith P G, Hu L, Willingham T W, Cascio M L, Shyeh J J, Harris C R (2011) Enhanced waterflood for middle east carbonate cores—impact of injection water composition, In Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 25–28 September.
- [82]. Austad T, Shariatpanahi S, Strand S, Black C J J, Webb K J (2011) Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs, *Energy and Fuels*, 26, 1: 569-575.
- [83]. Seccombe J, Lager A, Webb K J, Jerauld G, Fueg E2008)) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium.
- [84]. Robertson E P (2007) Low-salinity waterflooding to improve oil recovery-historical field evidence, Idaho National Laboratory (INL).
- [85]. Gamage P, Thyne G (2011) Systematic investigation of the effect of temperature during aging and low salinity flooding of Berea sandstone and Minn, in IOR 2011-16th European Symposium on Improved Oil Recovery, cp-230.
- [86]. Vledder P, Gonzalez I, J C F (2010) Low salinity water flooding: proof of wettability alteration on a field wide scale, SPE improved recovery symposium, Tulsa, Oklahoma, 24–28 April.
- [87]. Skrettingland K, Holt T, Tweheyo M T, Skjevraak I (2011) Snorre low-salinity-water injection--coreflooding experiments and single-well field pilot, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14, 02: 182–192.
- [88]. Abdulla F, Hashem H S, Abdulraheem B. Al-Naqi M, Al-Qattan A, John H, Thawer R (2013) First EOR trial using low salinity water injection in the greater burgan field, Kuwait, in SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference.
- [89]. Al-Qattan A, Sanaseeri A, Al-Saleh Z, Singh B B, Al-Kaaoud H, Delshad M, Kumer K (2018) Low salinity waterflood and low salinity polymer injection in the Wara Reservoir of the Greater Burgan Field, in SPE EOR conference at oil and gas West Asia.
- [90]. Callegaro C, Masserano F, Bartosek M, Buscaglia R, Visintin R, Hartvig S K, Huseby O K (2014) Single well chemical tracer tests to assess low salinity water and surfactant EOR processes in West Africa, in International Petroleum Technology Conference.
- [91]. Zeinijahromi A, Ahmetgareev V, Bedrikovetsky P (2015) Case study of 25 years of low salinity water injection, in SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.
- [92]. Akhmetgareev V, Khisamov R (2015) 40 years of low-salinity waterflooding in pervomaiskoye field, russia: incremental oil, in SPE European Formation Damage Conference and Exhibition.
- [93]. Austad T (2013) Water-based EOR in carbonates and sandstones: New chemical understanding of the EOR potential using 'Smart Water, in Enhanced oil recovery Field case studies, Elsevier, 301–335.
- [94]. Griffin T A, Best K D, Thingvoll T T, Stockden I L, Tjetland G (2007) Monitoring waterflood performance in a depleted fractured chalk reservoir, In SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, OnePetro.
- [95]. Yousef A A, Liu J, Blanchard G, Al-Saleh S, Al-Zahrani T, Al-Zahrani R, Al-Mulhim N (2012) SmartWater Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs, SPE-159526 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 8–10.

[۹۶]. فتح الهی ص (۱۳۹۱) بررسی پتانسیل افزایش تولید در میادین نفتی جنوب غرب ایران، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۹۴: ۱۵.

[97]. Fazelnasab M, Akhlaghi Amiri H A, Jalali P, Daliri A (2020) Evaluation of Persian Gulf seawater as an EOR agent in an Iranian carbonate oil reservoir, 11th International Chemical Engineering Congress and Exhibition (IChEC 2020).

[۹۸]. مختاری ر، آیت الهی س (۱۳۹۸) بررسی آزمایشگاهی تأثیر یون‌های دو ظرفیتی آب هوشمند بر برهم کنش‌های سطحی سیستم آب-نفت خام. شیمی کاربردی، ۱۴، ۵۱: ۱۶۲-۱۴۷.

[۹۹]. منتظری م، شهرآبادی ع، نورعلیشاهی ع، موسویان س، حلاجی ثانی ا (۱۳۹۷) بررسی پدیده تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب هوشمند به مخازن کربناته با استفاده از آزمایش پتانسیل زتا و زاویه تماس. پژوهش نفت، ۲۸، ۱۰۱: ۲۹-۳۹.

[۱۰۰]. محمدی م، ریاحی س (۲۰۲۰) بررسی عملکرد و سازگاری نمونه آب‌های هوشمند حاوی بازدارنده‌های رسوب در مخازن کربناته، پژوهش نفت، ۲۹، ۱۲۹: ۴-۲۳.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2022(April-May), Vol. 32, No. 122, 24-29

DOI: 10.22078/pr.2020.4018.2829

A Comprehensive Review of Smart Water Injection in Carbonate and Sandstone Reservoirs with a Special Focus at Carbonate Reservoirs in South of Iran

Pouyan Bazvand*, Kamyar Ahmadpour, Mohammad Reza Niknam, Behnam NosratPanah and Amin Daryasafar

National Iranian South Oil Company, (NISOC), Ahvaz, Iran

Bazvand.p@nisoc.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4460.3027

Received: May/08/2021

Accepted: January/15/2022

Introduction

The life cycle of oil production from reservoir are divided into three periods: primary production, secondary production and tertiary production or enhanced oil production. In the initial production stage, no fluid is injected into the reservoir and only the natural energy of the reservoir is used to produce oil. In the secondary production stage, water and gas injection is used to stabilize the reservoir pressure. Water injection in the secondary production stage has been recognized as a common and practical method of pressure stabilization for many years due to its ease of injection, environmental friendliness, cost, source and efficiency. After the primary and secondary production stages, a large amount of oil still remains in the reservoir. Recently, optimization of ionic composition and salinity of injected water has been used as an EOR method to reduce the amount of residual oil. During this process, which leads to a change in the chemical balance, the wettability of the rock also changes, which will lead to an increase in the oil recovery factor. Some researchers have named this type of water, whose ionic composition and salinity are different from the formation water, as smart water. If the salinity of the injected water is less than 5000 ppm, it is called low salinity. Due to smart water injection, an increase in recovery factor of up to 30% on a laboratory scale and a reduction of residual oil saturation between 2 to 50% in the field scale compared to conventional water injection has been observed. Although the original idea

for low-salinity water injection was introduced in the late 1950s [1], but gained significant interest in the late 1990s [2] when Morrow published the results of low-salinity water injection experiments in sand cores. On the other hand, the significant increase in oil recovery factor by injecting seawater into the Ecofisk fractured carbonate reservoir (in the North Sea of Norway) which permeability is in medium range, opened a new chapter in the field of EOR in carbonate reservoirs. Based on studies, several mechanisms have been proposed to describe the performance of smart water injection: clay hydration, fine particles migration, pH gradient, alkaline flooding behavior, multiple ionic exchange, electrical double layer expansion, rock dissolution, salting-in effect, microdispersion of water in oil, osmotic pressure, and viscoelasticity between fluids. However, there is still no consensus on the dominant mechanism in smart and low-salinity water injection. Also the share of each mechanism and how they lead to increased oil recovery factors, in core and reservoir scales, are not properly identified [3].

Smart Water Injection Mechanisms in Sandstone and Carbonate Reservoirs

In this section, all the proposed mechanisms for smart water injection in sandstone and carbonate rocks are reviewed. Some of these mechanisms are not completely independent. The mechanisms are explained along with how to affect the rock and fluid properties and the increasing of oil recovery factor (Table 1).

Table 1 Smart Water Injection Mechanisms and laboratory experiments.

Mechanisms	Researcher	Formation Type	Description
Clay Hydration	Bernard [4]	Sandstone	Absorption of low-salinity water by clay → Clay Swelling → Porosity Reduction → Oil Production
Fine Particles Migration	Tang and Morrow [2]	Sandstone	Expansion of EDL → Detachment of oil-wet clay from rock surface
		Sandstone	Fine Particles Migration → block pores throats → redirect of water flow path from invaded area to upswept areas → Increasing microscopic sweep efficiency
pH Gradient	Austad, Rezaei-Doust [5]	Sandstone and Carbonate	At reservoir condition, the formation water pH is about 5 → absorb to the surface of the rock → Injecting Low-Salinity Water, disturbing the Equilibrium → Cationic Exchange between H^+ and → Increasing pH and → Reaction between OH^- Polar Substances Adsorbed on the rock surface → desorption of polar materials and change of wettability
Multiple ion-Exchange	Lager, Webb [6]	Sandstone	Injection of water base fluid with different composition and less salinity than formation water → Ion exchange between the mineral surface and the injected fluid → Replacement of non-complex cations with organic-metal complexes or organic-base materials adsorbed on the clay surface → desorption of polar materials and change in wettability
Electric Double Layer	Ligthelm [7]	Sandstone and Carbonate	Decreasing water salinity → Reduction of divalent cations that cause the adsorption of organic matter in the double layer → Increasing the absolute value of zeta potential in two levels of rock-water and water-oil → Expansion of the double electric layer → Increasing repulsive force between the negative surface of clay and oil polar materials → Removal of polar materials
Alkaline Flooding Behavior	McGuire [8]	Sandstone	Low salinity water injection → Formation of hydroxyl ions (OH^-) due to dissolution of native minerals → pH is increased → in-situ generation of Surfactant and foam from acids that is presented in crude oil → Reduction of surface tension between oil and water → Reservoir rock will be stronger water-wet → Increase in oil recovery factor
Rock Dissolution	Hiorth [9]	Carbonate	Reduction of PDIs (Ca^{+2} , Mg^{+2} , SO_4^{-2}) concentration in injected water → Changing the equilibrium condition → Dissolution of PDIs in source rock minerals → Release of adsorbed polar components accompanies the dissolved minerals → Reservoir rock will be stronger water-wet → Improve oil recovery
Surface ion-Exchange	Zhang [10]	Carbonate	Seawater injection → Increase ion concentration → Absorption on carbonate rock surface and decrease positive charge on rock surface → Increase in concentration of Ca^{+2} and Mg^{+2} ions near rock surface → Reaction of divalent cations with polar compound in oil and formation of complexes with these ions → removal of Carboxylic materials from the rock surface
Micro-Dispersion	Emadi, Sohrabi [11]	Sandstone and Carbonate	Interaction between brine and oil → Formation of microdispersion of water in oil → Adsorption of polar component in oil by these microdispersion → desorption of oil from the rock surface
Osmotic Pressur	Sandengen [12]	Sandstone	Clay particles act like membranes in the pore throats → Osmotic pressure between the low salinity injected water and the formation water will expell the remaining oil inside the pores
Salting-in Effect	Austad, Rezaei-doust [5]	Sandstone and Carbonate	Decreasing the salinity of injected water from a certain amount → Increasing the solubility of organic compounds in water → desorption of some organic matter that is weakly attached to the clay surface
Viscoelasticity Property	Alvarado [13]	Sandstone and Carbonate	Decreasing water salinity → Increasing oil droplet area and elasticity proprtity between oil and water interface → Increasing oil phase continuity during water injection → Increasing oil recovery factor

Field Application Study

In recent years, low-salinity water flooding has been considered as an efficient, low-cost and environmentally friendly method for increasing oil recovery in reservoirs. Table 2, introduces field

experiments on low-salinity water injection in different reservoirs, including sandstone and carbonate. The main results for each case are briefly mentioned.

Table 2 Summary of field experiments of low-sal water flooding in sandstone and carbonate reservoirs

Researcher	Field Name and Properties	T(°C)	Formation water salinity (ppm)	Injected brine salinity (ppm)	Benefits
Sandstone Reservoirs					
McGuire [8]	Alaska North Slope Prudhoe Bay field, Oil Viscosity: 0.8 cP, Endicott Field Clay: 7%	66	23000	3000	8% S_{or} reduction
		103	23000	3000	4% S_{or} reduction
		103	7000	2200	4% S_{or} reduction
		99	28000	1500	9% S_{or} reduction
Seccombe [14]	Endicott Field Clay: 7% Clay: 12% Clay: 14%	99	28000	1500	9% S_{or} reduction
			28000	10	11% S_{or} reduction
			28000	180	17% S_{or} reduction
Lager [6]	Alaskan Oil Field	2008	16640	2600	2% S_{or} reduction
Robertson [15]	Minnelusa field, Oil Viscosity: 15.2 cP West Semlek (WS) North Semlek (NS) Moran (M)	62	60000	10000	27.5% S_{or} reduction
		60	42000	3304	32.5% S_{or} reduction
		93	128000	7948	31.5% S_{or} reduction
Gamage, Thyne [16]	Wyoming Minnelusa fields	68-75	1134-261982	300-600	no significant benefit
Webb [17]	Giant Middle Eastern clastic, Clay: <5%, Oil Viscosity: 0.46–50 cP	77	220000	3000	25-50% S_{or} reduction
Vledder [18]	Omar Oil Field (Isba), Clay: 0.5–4%, Oil Viscosity: 0.3 cP		90000	500	10-15% incremental recovery
Skrettingland [19]	Snorre field, (Upper Statfjord formation), Clay: 10–20%	90	34020	440	No significant benefit
Abdulla [20]	Burgan Oil field		140000	5000	3% S_{or} reduction
Al-Qattan [21]	Burgan Oil field, (Wara formation)	54-57	148000	692	3% S_{or} reduction
Callegaro [22]	West African Oil Field, Oil Viscosity: 0.6 cP North African Brown Field, Oil Viscosity: 6–8 cP	88	27000-87000	200	No significant benefit Due to the low clay content and low S_{or} 5 to 11 % S_{or} reduction
		76	39000	1000	
Zeinijahromi [23]	Bastrykskoye Zichebashkoe	25	316489	1986	No significant benefit
			248529	848	No significant benefit
Akhmetgareev [24]	Pervomaiskoye, Oil Viscosity: 5.8 cP	-	252738	848	5-9% incremental recovery
Carbonate Reservoirs					
Austad [10]	Ekofisk reservoir, North Sea	130	68050	33498	34% incremental recovery
Griffin [25]	Valhall field, North Sea	90		-	increase in oil production, decrease in GOR and reduced water cut
Yousef [26]	Saudi Arabia Upper Jurassic, Oil Viscosity: 0.691 cP	100	57670	5767	7% S_{or} reduction
			57670	28835-5767	6% S_{or} reduction

Screening Criteria for Smart Water Flooding

The key parameters in smart water injection that improves oil recovery in sandstone and carbonate reservoirs, are the injection brine composition and ionic strength, connate water composition and saturation, rock type, clay content and type of clays present in the rock material, reservoir temperature, initial wettability

of reservoir rock, crude oil composition and its acid/base number and experiments conditions such as aging procedure and injection flowrate. Based on literature, several factors should be considered before smart water injection. A preliminary screening criteria are proposed in Table 3.

Table 3 Screening Criteria for Smart Water Injection Method.

Formation Type	Variable	Favorable
Sandstone and Carbonate	EOR mode	Secondary
	Original Wettability	Strongly Oil-Wet
	Oil composition	Containing Polar Materials
Sandstone	Presence of Clay in Rock	Yes
	Connate Water	Contain of Bivalent Ions
	Initial pH of formation water	pH<6
	Salinity of Injected Water	1000-5000 ppm
	Amount of Clay in Rock	High
Carbonate	Presence of PDIs in injected water	Yes
	Reservoir Temperature	More than 90 °C
	Presence of Na , Cl Ions	Low
	Presence of Anhydrate in Rock	Yes (Low-Sal injection)

Preliminary Feasibility Study of Low-Salinity Water Injection in Bangestan Carbonate Reservoirs

The average oil recovery factor of Bangestan formation in Iran is about 10%. Mostly, the rock of these reservoirs is oil-wet and the average permeability in these reservoirs is less than 1 mD. The amount of dolomite and anhydride in these reservoirs is very low. The depth of Bangestan carbonate reservoirs is 2100 to 4550 m below sea level and the thickness of the reservoir rock is 300 to 1200 m. The temperature of most of these reservoirs is higher than 90 oC. Many wells in Bangestan reservoirs face the problem of asphaltene deposition, which indicates the presence of polar materials in the oil of these reservoirs.

Fazel Nasab et al. [27] performed spontaneous imbibition experiments to investigate the injection of low-salinity water into a carbonate reservoir in the southwest of the Iran. The core plugs were mainly calcium carbonate and in some of them, dolomite, anhydride and clay were observed. The asphaltene content of oil was 4.1%. However, the acid-number was 0.08, which is very low. Experiments were performed at reservoir temperature (120 °C). The results of spontaneous imbibition experiments showed that the oil recovery factor due to the injection of Persian Gulf water and 10 times diluted Persian Gulf water will increase up to a maximum of 12% (Figure 1).

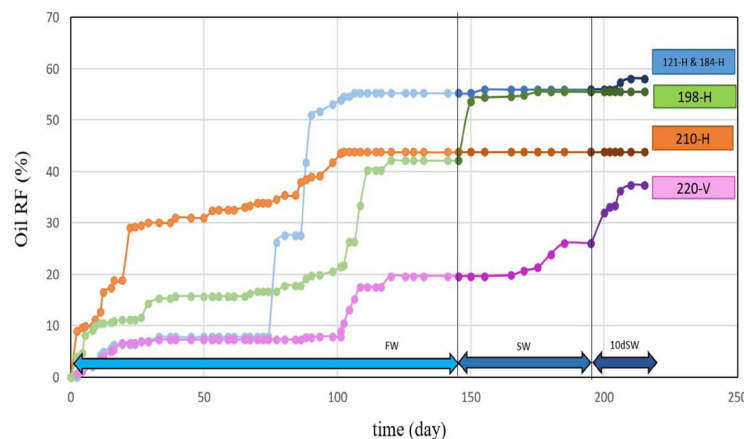


Fig. 1 oil recovery factor due to the Persian Gulf water and 10 times diluted Persian Gulf water injection [27]

Mokhtari and Ayatollahi [28] performed various experiments to investigate the injection of low-salinity water in one of the carbonate reservoirs in southwestern of the Iran. The core plugs used were mainly calcium carbonate, in some of which dolomite, clay and anhydride were observed. Oil asphaltene content was 0.6% and oil acid-number was 0.14. Experiments were performed at reservoir temperature (130 °C). The

results of spontaneous imbibition experiments showed that changing the salinity of injected water would significantly increase the oil recovery factor. So that the oil recovery factor for the formation water was about 16% and for the Persian Gulf water was 50%. Also, with the decrease salinity of the Persian Gulf water, the oil recovery coefficient was increased to 61% (Figure 2).

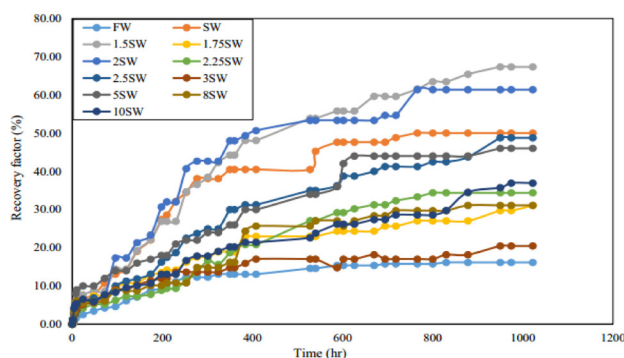


Fig. 2 Oil recovery factor for various water salinities in spontaneous imbibition experiments [28].

Conclusions

- Several mechanisms are effective in increasing oil recovery through injection of smart water and low salinity water. However, the main mechanism of this method is to change the wettability from oil-wet to water-wet. It should be noted that due to complex chemical and physical reactions, it is difficult to predict the performance of reservoirs under smart water injection.
- Due to smart water injection, an increase in recovery factor of up to 30% on laboratory scale and a reduction of residual oil between 2 to 50% in field scale compared to conventional water injection has been observed.
- In order to use smart water as a technology to increase oil recovery, the interaction between rock, oil and water and the mechanisms affecting the injection of smart water must be well studied by performing the relevant experiments.
- According to laboratory studies, the most important parameters affecting the injection of smart water and low salinity water in reservoirs include ionic composition and salinity of the formation water, ionic composition and salinity of injected water, rock material, reservoir temperature and oil composition.
- Prerequisites for successful injection of smart water into carbonate rocks are high reservoir temperatures, the presence of PDIs in the injected water, mixed wettability of the rock, and the presence of polar materials in the oil. Also, the presence of anhydride in the carbonate rock is necessary for the successful injection of low-salinity water.
- Prerequisites for successful injection of low-salinity water in sandstones include salinity of injected water less than 5000 ppm, mixed wettability of the rock, the presence of clay in the rock and the presence of polar materials in the oil.
- Iran's carbonate reservoirs are suitable candidates for smart water injection due to temperature, wettability, pH and the presence of polar materials in the oil. Also, the presence of anhydride and clay in these reservoirs increases the chances of successful injection of low-salinity water.
- Studies shows that injection of Persian Gulf water in one of the carbonate reservoirs has led to a 12%

increase in oil recovery factor. Also, the injection of Persian Gulf water in the mode of secondary injection has led to a 34% increase in oil recovery.

References

- Baptist O C, Sweeney S A (1954) The effect of clays on the permeability of reservoir sands to waters of different saline contents, *Clays and Clay Minerals*, 3:505–515.
- Tang G Q, Morrow N R (1999) Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24: 99–111.
- Bartels W, Mahani H, Berg S, Fuel S H, undefined (2019) Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective, Elsevier.
- Bernard G G (1967) Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays, SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California.
- Austad T RezaeiDoust A (2010) Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Lager A, Webb K J, Black C J J, Singleton M, Sorbie K S (2008) Low salinity oil recovery-An experimental investigation, *Petrophysics*, 49: 28–35.
- Ligthelm D, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, Van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy By manipulation of injection brine composition, Europec/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands.
- McGuire P L, Chatham J R, Paskvan F K, Sommer D M, Carini F H (2005) Low salinity oil recovery: an exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. In Proceedings of the SPE Western Regional Meeting, Irvine, CA, USA, 1–15.
- Hiorth A, Cathles L M, Madland M V (2010) The Impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, *Transport in Porous Media*, 85: 1–21.

10. Zhang P, Tweheyo M T, Austad T (2007) Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{-2} , *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 301: 199-208.
11. Emadi A, Sohrabi M (2013) Visual investigation of oil recovery by low salinity water injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration enhanced oil recovery (WAG) and characterization of three phase flow in porous media view project enhanced oil and gas reco, *Proceedings-SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
12. Sandengen K, Kristoffersen A, Melhuus K, Jøsang L O (2016) Osmosis as mechanism for low-salinity enhanced oil recovery, *SPE Journal*, 21: 1227-1235.
13. Alvarado V, Bidhendi M M, Garcia-Olvera G, Morin B, Oakey J S (2014) Interfacial viscoelasticity of crude oil-brine: An alternative EOR mechanism in smart waterflooding, *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA.
14. Seccombe J C, Lager A, Webb K J, Jerauld G, Fueg E (2008) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA.
15. Robertson E P (2007) Low-salinity waterflooding to improve oil recovery-historical field evidence, *Idaho National Laboratory (INL)*.
16. Gamage P, Thyne G (2011) Systematic investigation of the effect of temperature during aging and low salinity flooding of Berea sandstone and Minn, *In IOR European Symposium on Improved Oil Recovery*, 230.
17. Webb K J, Black C J J, Edmonds I, J (2005) Low salinity oil recovery-The role of reservoir condition corefloods, *In IOR 2005-13th European Symposium on Improved Oil Recovery*, 12.
18. Vledder P, Gonzalez I, Carrera Fonseca J, Wells T, Ligthelm D (2010) Low Salinity Water Flooding: Proof of Wettability Alteration On A Field Wide Scale, *In Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, OK, USA, 24-28.
19. Skrettingland K, Holt T, Tveheyo M T, Skjjevrak I (2011) Snorre low-salinity-water injection--coreflooding experiments and single-well field pilot, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 14: 182-192.
20. Abdulla F (2013) First EOR trial using low salinity water injection in the greater burgan field, Kuwait, *In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*.
21. Al-Qattan A (2018) Low salinity waterflood and low salinity polymer injection in the Wara Reservoir of the Greater Burgan Field. *In SPE EOR conference at oil and gas, West Asia*.
22. Callegaro C (2014) Single Well Chemical Tracer Tests to assess low salinity water and surfactant EOR processes in West Africa, *In International Petroleum Technology Conference*.
23. Zeinijahromi A, Ahmetgareev V, Bedrikovetsky P (2015) Case study of 25 years of low salinity water injection, *In SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*.
24. Akhmetgareev V, Khisamov R (2015) 40 Years of low-salinity waterflooding in pervomaiskoye field, Russia: Incremental Oil, *In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*.
25. Griffin T A, Best K D, Thingvoll T T, Stockden I L, Tjetland G (2007) Monitoring Waterflood Performance in a Depleted Fractured Chalk Reservoir. *In Offshore Europe, Oil and Gas Conference and Exhibition. OnePetro*.
26. Yousef A (2012) Smart water flooding: industry's first field test in carbonate reservoirs, SPE-159526, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA.
27. Fazelnasab M, Akhlaghi Amiri H A, Jalali P, Daliri A (2020) Evaluation of persian gulf seawater as an EOR agent in an Iranian carbonate oil reservoir, 11th International Chemical Engineering Congress and Exhibition, (IChEC).
28. Mokhtari R, Ayatollah S (2020) Laboratory study of the effect of intelligent water divalent ions on surface interactions of the crude oil-water system, *Applied Chemistry*, 14, 51: 147-162.