

بررسی اثر اشباع آب اولیه و دما بر روی بازیابی نفت در طی آشام خودبه خودی و تزریق آب کم‌شور و هوشمند در سنگ مخزن کربناته

سیاوش عاشوری^{۱*}، مهدی کاوسی حیدری^۲، محمد آبدیده^۲، مهدی شریفی^۲ و سپیده ویس کرمی^۱

۱- گروه مهندسی نفت، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- گروه مهندسی نفت، واحد امیدیه، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران

۳- مرکز تحقیقات نفت، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۲/۰۳

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۰۹

چکیده

تزریق آب کم‌شور به‌عنوان یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت به‌دلیل ارزانی و محدودیت‌های کم عملیاتی مورد توجه شایانی قرار گرفته است. دست‌کاری ترکیب و غلظت یون‌های نمک در آب تزریقی می‌تواند بر بازیافت حاصل از فرآیند آشام خودبه‌خودی در مخازن شکاف‌دار و جابه‌جایی اجباری نفت تأثیر به‌سزایی داشته باشد. از این‌رو، تحقیقات آزمایشگاهی و میدانی فراوانی برای درک سازوکارها و عوامل مؤثر بر تزریق آب کم‌شور و هوشمند صورت پذیرفته است. علی‌رغم این تحقیقات، برخی از سازوکارهای فعال و فاکتورهای تعیین‌کننده در مخازن کربناته از جمله میزان اشباع اولیه آب در حاله‌های از ابهام و به‌صورت کامل شناخته نشده است. بر همین اساس، در مطالعه پیش رو به ارزیابی اثر اشباع آب اولیه در مقادیر بالا و کم در آشام خودبه‌خودی توسط آب کم‌شور و آب هوشمند حاوی یون‌های دوگانه فعال سولفات و منیزیم در مغزه‌های کربناته پرداخته شده است. در ادامه، با تزریق آب‌های مورد نظر به درون سنگ در طی عملیات سیلاب‌زنی تأثیر دماهای مختلف از جمله دمای معادل و دمای کمتر مخزن بررسی می‌گردد. در بخش آخر با کمک اندازه‌گیری نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موینگی، سازوکار فعال در آزمایشات مورد توجه قرار می‌گیرد. نتایج حاکی از آن بود که افزایش اشباع آب اولیه در سنگ‌های کربناته موجب ازدیاد برداشت نفت در طی آشام خودبه‌خودی آب کم‌شور و آب هوشمند در دمای محیط می‌شود. همچنین، مشاهده شد که افزایش دمای سیستم باعث افزایش میزان تولید نفت در طی تزریق ثانویه توسط آب کم‌شور می‌گردد. کاهش نفت باقی‌مانده در نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موینگی در اثر وجود یون‌های سولفات و منیزیم تأییدی بر تغییر ترشوندگی سیستم بود.

کلمات کلیدی: تزریق آب کم‌شور، یون‌های دوگانه، تراوایی نسبی، تبادل یونی، تغییر ترشوندگی

*مسئول مکاتبات

ashoori@put.ac.ir

آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2022.4615.3107)

مقدمه

در مقالات متعددی به بررسی یون‌های دوگانه موجود در آب نمک همچون Ca^{+2} ، SO_4^{-2} و Mg^{+2} پرداخته شده است [۸-۱۲]. نقش یون سولفات در آب تزریقی به دلیل تمایل بسیار قوی آن به سمت سطح کربناته و رقابت با اسیدهای کربوسلیک نفت بسیار پر اهمیت است [۱۳-۱۵]. ژنگ و استاد آزمایشات آشام خودبه‌خودی زیادی را بر روی سنگ‌های گچی به منظور ارزیابی میزان بازیافت نفت و تأثیرات هر کدام از یون‌های دو گانه SO_4^{-2} و Ca^{+2} انجام دادند. نتایج آنها نشان داد که افزایش یون‌های سولفات و کلسیم در آب دریا موجب تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر و در نتیجه آن، افزایش اجباری نیروی موئینگی فرآیند آشام و نفوذ آب به درون بلوک‌های ماتریس شد [۱۶]. گندمکار و رحیمی پور با اندازه‌گیری زاویه تماس و کشش سطحی در طی تماس آب کم‌شور با سنگ‌های کربناته به این نتیجه رسیدند که حضور یون‌های سولفات در کنار یون‌های دو گانه کلسیم و منیزیم در عملکرد تزریق آب هوشمند بسیار مناسب است [۱۷]. در خصوص تأثیر اشباع آب اولیه بر روی بازیابی نفت در سنگ‌های کربناته مطالعه منسجمی صورت نپذیرفته است و نتایج مقالات موجود نیز در یک راستا نیستند. ژنگ و همکاران آزمایشات آشام خودبه‌خودی را بر روی مغزه‌های گچی بدون اشباع آب اولیه انجام دادند که به موجب افزایش یون کلسیم در آب نمک میزان برداشت آنها به ۶۷٪ نفت درجا رسید [۱۸]. زائری و همکاران به این نتیجه رسیدند که اثر اشباع آب اولیه بسته به میزان آن و تراوایی سنگ می‌تواند تأثیری مثبت و یا حتی منفی بر تغییر ترشوندگی داشته باشد [۱۹]. حال آنکه تنگ و فیروزآبادی اثر اشباع آب اولیه بر تولید نفت را به ترشوندگی اولیه سنگ نسبت داده‌اند [۲۰]. ویکسوند و همکاران در طی آزمایشات آشام بر روی نمونه‌های گچی نشان دادند که سرعت تولید نفت با افزایش اشباع آب اولیه زیاد می‌گردد.

مخازن کربناته در حدود نیمی از مخازن دنیا را تشکیل می‌دهند که تخمین زده می‌شود که بیش از ۶۰٪ نفت کل دنیا را پوشش دهند. دو ویژگی اصلی شکافدار بودن و نفت‌دوستی این مخازن باعث گردیده است که تزریق سیالاتی از جمله آب نتوانند در تولید بهینه نفت کمک شایانی در پی داشته باشند [۱]. بالاتر بودن تراوایی شکافها نسبت به ماتریس بلاکها موجب می‌گردد که بیشتر سیال تزریقی از طریق شکافها به سمت چاه تولیدی حرکت کرده و نفت زیادی را در درون این بلاکها به تله بی‌اندازد. جدا از مسئله هدایت‌پذیری شکافها، ترشوندگی مخلوط و ترجیحاً نفت‌دوستی سنگ‌های کربناته نیز از عملکرد آشام خودبه‌خودی آب تزریقی به درون ماتریس بلوک‌های می‌کاهد [۲]. در مطالعات متعددی نشان داده شده است که تزریق آب کم‌شور و حتی آب هوشمند در تولید نفت به دام افتاده شده از سنگ‌های کربناته ثمربخش است. سطح سنگ‌های کربناته به دلیل حضور یون کلسیم دارای بار مثبت هستند که به موجب آن سبب می‌گردند که سطح تماس آب همزاد-سنگ نیز حامل بار مثبت باشد [۳ و ۴]. از سوی دیگر اسیدهای کربوکسیلیک موجود در نفت بار منفی را در سطح تماس نفت-آب همزاد القا می‌کنند. در نتیجه جاذبه الکترواستاتیک بین این سطوح تماس آب همزاد-سنگ و نفت-آب همزاد، فیلم آب بر روی سطح سنگ ناپایدار خواهد شد که در انتها به موجب شکست این فیلم آبی، نفت در تماس مستقیم با سنگ قرار می‌گیرد. در طی میلیون‌ها سال تعادل شیمیایی بین سنگ-آب همزاد-نفت پدید خواهد آمد که تزریق آب کم‌شور با برهم زدن تعادل از پیش بنا شده قبلی ترشوندگی جدیدی را در سیستم ایجاد خواهد کرد [۶ و ۷]. تغییر ترشوندگی به سمت حالت آب‌دوستی بیشتر و حتی ترشوندگی مخلوط عامل اصلی بهبود تولید نفت در طی فرآیند تزریق آب کم‌شور بیان شده است.

با بررسی نمودارهای تراوایی نسبی برای آب کارون به‌عنوان کم‌شور و آب خلیج‌فارس با شوری بالاتر در مغزه‌های کربناته به این نتیجه رسیدند که سازوکار تغییر ترشوندگی در سنگ‌های آب‌دوست نسبت به سنگ‌های با ترشوندگی مخلوط بسیار چشم‌گیرتر است [۳۴]. همچنین، سو و همکاران با مطالعه تغییرات نمودارهای تراوایی نسبی در اثر تزریق آب کم‌شور در مغزه‌های با ترکیبات مختلف مواد معدنی مشاهده کردند که هر چه میزان کلسیت در سنگ بالاتر باشد میزان تراوایی نسبی نفت بیشتر و تراوایی نسبی آب کمتر خواهد شد [۳۵]. با توجه به کربناته بودن بیشتر مخازن ایران و داشتن مشکلاتی همچون شکاف‌های با تراوایی بالا و نفت‌تر بودن آنها بررسی کارآیی تزریق آب کم‌شور و هوشمند از اهمیت بسیاری برخوردار است. آب کم‌شور به‌عنوان یک اصلاح‌کننده ترشوندگی سنگ‌های کربناته به نسبت سورفکتانت‌ها دارای هزینه و محدودیت‌های عملیاتی بسیار پایین‌تری است. در نتیجه در این پژوهش، به بررسی اثر اشباع آب اولیه، دما و حضور یون‌های دو گانه SO_4^{2-} و Mg^{2+} بر روی بازیابی نفت در طی فرآیند تزریق آب کم‌شور به درون سنگ‌های کربناته می‌پردازد. همچنین، از آب رودخانه کارون به‌عنوان یکی از دسترس‌ترین و عملیاتی‌ترین منابع آب در حوزه جنوب غرب کشور، به‌عنوان آب کم‌شور استفاده شده است. بر همین اساس آزمایشات آشام خودبه‌خودی آب کم‌شور و آب هوشمند در اشباع‌های کم و زیاد سنگ و سیلاب‌زنی در دماهای متفاوت مورد بررسی قرار می‌گیرد. با کمک نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی عملکرد تغییر ترشوندگی سنگ ارزیابی شده است.

روش کار

نمونه سنگ و آماده‌سازی

یک مغزه کامل کربناته از سازند آسماری از یکی از مخازن جنوب غربی ایران به‌دست آورده شد.

و بعد از مدتی این سرعت کاهش می‌یابد. درحالی‌که در مشاهدات دیگران این سرعت در شروع فرآیند در برخی موارد آرام و برخی دیگر به‌تندی رخ داده است [۲۱ و ۲۲]. در مطالعات بسیاری دیده شده است که دما نقش بسیار مهمی در بازیابی نفت دارد [۲۳-۲۵]. در واقع، افزایش دما با فعال کردن بیشتر یون‌های دو گانه در فرآیند تزریق آب کم‌شور موجب تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته می‌گردد. فعالیت یون‌های سولفات با بالاتر رفتن دما بیشتر خواهد شد [۲۴]. در این راستا، در اثر تبادل یونی در سیستم آب کم‌شور-نفت-سطح سنگ، یون‌های سولفات میزان نیروهای دافعه الکترواستاتیک موجود را کاهش و به یون‌های منیزیم و کلسیم اجازه نزدیک شدن به سطح کربناته و جدا کردن اسیدهای کربوکسیلیک نفت را می‌دهند [۲۶]. با افزایش دما از $25^{\circ}C$ به $70^{\circ}C$ ، منتظری و همکاران با انجام آزمایشات آشام خودبه‌خودی توسط آب دریا، آب هوشمند و آب سازند نشان دادند که افزایش غلظت سولفات باعث تولید نفت اضافه بیشتری از مغزه‌های کربناته می‌گردد [۲۷]. از سویی دیگر، در نتایج سوها و همکاران مشاهده شده است که با افزایش دما تا بازه $100^{\circ}C$ افزایش یون سولفات سبب نفت‌دوستی بیشتر سنگ گچی شده است [۲۸].

تغییر ترشوندگی در اثر تزریق سیال به درون سنگ می‌تواند بر روی توزیع اشباع سیالات، میزان نفت باقی‌مانده، نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی تأثیر بگذارد [۲۹ و ۳۰]. اخیراً از تغییرات نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی در اثر تزریق آب کم‌شور به‌عنوان وسیله‌ای جهت ارزیابی رخ دادن تغییر ترشوندگی در سیستم استفاده شده است [۳۱-۳۳]. فلدمن و همکاران با ارزیابی نمودارهای تراوایی نسبی در اثر تزریق آب رقیق شده به سنگ‌های کربناته میزان ترشوندگی به‌سمت آب‌دوستی بیشتر را برای آب رقیق شده دریا و سپس آب دریا مشاهده کرده‌اند [۳۳]. همت‌پور و همکاران

جهت دستیابی به اشباع آب اولیه، نمونه مغزه را که کاملاً با آب سازند اشباع شده است با دبی تزریق پایین و به میزان معادل ۲ برابر حجم فضای خالی هر مغزه تحت تزریق نفت قرار گرفت. خروجی از مغزه وارد ظرف سانتریفیوژ شده و پس جداسازی آب تولیدی از نفت توسط دستگاه سانتریفیوژ مقدار اشباع آب همزاد در هر مغزه محاسبه گردید. مغزه‌های اشباع شده از نفت به منظور ایجاد تعادل بین نفت، آب همزاد و سطح سنگ به مدت ۳۰ روز در دمای مخزن 105°C و فشار مخزن 4000 lb/in^2 نگهداری شدند. در عمل فرآیند پیرسازی مغزه‌ها تلاش برای شبیه‌سازی هر چه بیشتر شرایط مخزن از لحاظ تعادل سیالات موجود در محیط متخلخل و سطح سنگ است و همچنین، این کار معمولاً باعث تغییر شرایط ترشوندگی به سمت ترشوندگی مخلوط و نفت تر می‌گردد.

نفت

نمونه نفت مرده مورد آزمایش در دمای 48°C و فشار 270 lb/in^2 تحویل گرفته شد. پس از جداسازی آب و مواد همراه، میزان گرانیروی، چگالی و عدد اسیدی نفت خام در دماهای مختلف اندازه‌گیری شد (جدول ۲). مقدار چگالی نفت خام با استفاده از دستگاه پیکنومتر تعیین گردید.

از این مغزه بزرگ تعداد ۱۰ مغزه جدا گردید که از میان آنها دو نمونه سنگی عمودی با برچسب ۶S و ۷۲S برای انجام آزمایشات انتخاب شد. آنالیز پراش اشعه ایکس نشان داد که لیتولوژی غالب این سنگ‌ها ماده معدنی کلسیت است که خلاصه نتایج این آزمایش در جدول ۱ آورده شده است. همچنین، خصوصیات فیزیکی، تخلخل، تراوایی و اشباع اولیه این مغزه‌ها در جدول ۱ ارائه شده است. مغزه‌ها با کمک دستگاه سوکسله، ابتدا در حلال تولوئن و سپس در حلال متانول به منظور از بین بردن نفت باقی‌مانده، آب و نمک‌های موجود در سنگ‌ها به مدت دو ماه شستشو شدند. پس از بیرون آوردن از دستگاه سوکسله، مغزه‌ها در دستگاه آون در دمای 100°C گذاشته شدند تا رطوبت درون سنگ‌ها از بین رود. پس از اطمینان از ثابت ماندن وزن خشک آنها با استفاده از ترازوی دیجیتال، وزن خشک نهایی مغزه‌ها تعیین گردید و ابعادشان با کمک کولیس دیجیتالی اندازه‌گیری شد. جهت اندازه‌گیری تخلخل، اطلاعات مورد نیاز از جمله ابعاد و وزن خشک به دستگاه تخلخل سنج هلیومی داده شد که براساس قانون بویل میزان تخلخل برای هر نمونه اندازه‌گیری شود. نفوذپذیری مطلق مایع مغزه‌ها براساس قانون دارسی با کمک تزریق آب سازند در دبی‌های تزریق متفاوت تعیین گردید.

جدول ۱ خصوصیات فیزیکی دو نمونه سنگ کربناته

شماره مغزه	طول (mm)	قطر (mm)	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	اشباع آب اولیه (%)
۶S	۵۰/۷۲	۳۷/۴۵	۲۳/۸۸	۲/۹۵۱	۴۰
۷۲S	۵۰/۹۰	۳۷/۵۸	۱۷/۰۹	۷/۵۴۵	۱۵
نوع کانی	CaCO ₃		CaMgCl ₂		FeCO ₃
درصد وزنی	۹۹/۹۴		۰/۰۳۵		۰/۰۱۷

جدول ۲ خصوصیات نفت خام در دماهای 25°C ، 80°C و 105°C

عدد اسیدی کل (mg of KOH/g)	چگالی در دمای 25°C (g/cc)	چگالی در دمای 80°C (g/cc)	چگالی در دمای 105°C (g/cc)	گرانروی در دمای 25°C (cp)	گرانروی در دمای 80°C (cp)	گرانروی در دمای 105°C (cp)
۲/۶۶	۰/۹۵۲۴	۰/۹۲۶۷	۰/۹۱۲۹	۱۹۳/۸	۳۳/۷۴	۱۷/۵۰

از دستگاه Cannon Fenske گرانروی سینماتیک نفت در دماهای 25°C ، 80°C و 105°C به دست آمد. با ضرب مقدار گرانروی سینماتیک در چگالی نفت در همان دما مقدار گرانروی دینامیک محاسبه گردید. عدد اسیدی کل نفت براساس استاندارد ASTM D664 توسط دستگاه Mettler TOLEDO DL50 اندازه گیری شد. عدد اسیدی کل بیانگر خاصیت اسیدی است که طبق تعریف به میزان میلی اکی والان بر هر گرم ماده قلیایی مصرفی به منظور خنثی کردن خاصیت اسیدی نمونه نفت اطلاق می گردد [۳۶]. اساساً عدد اسیدی نفت میزان ترش‌دندگی سنگ کربناته را تعیین می کند آنچنان که هرچه میزان آن بالاتر باشد میزان نفت‌دوستی سنگ بیشتر می گردد [۳۷]. با توجه به بالا بودن میزان عدد اسیدی نفت مورد استفاده در آزمایشات می توان انتظار داشت که نمونه سنگی نفت دوست گردد. در این مطالعه، از نفت خام مصنوعی متشکل از دکان نرمال و پارافین جهت انجام آزمایشات تراوایی نسبی استفاده شد. با داشتن نسبت گرانروی نفت به گرانروی آب در شرایط مخزن، گرانروی نفت مصنوعی با همان نسبت در دمای محیط به دست

آورده شد (رابطه ۱).

$$\mu_o / (\mu_w)_{res} = \mu_o / (\mu_w)_{Lab} \quad (1)$$

آب نمک

در این پژوهش، در مجموع از سه نمونه آب نمک شامل آب سازند، آب کارون و آب هوشمند استفاده گردید که غلظت یون‌های موجود درون آنها در جدول ۳ مشخص شده است. براساس نمونه‌گیری از آب سازندی مخزن و به دست آوردن ترکیب دقیق آن، آب دیونیزه با نمک‌های مورد نیاز با مقدار و نسبت مناسب مخلوط گردید تا آب سازندی مصنوعی ایجاد گردد. مقدار چگالی آب سازند در دمای 20°C با استفاده از دستگاه Anton Paar DMA 4500 به مقدار $1/3849 \text{ g/cm}^3$ اندازه‌گیری شد. گرانروی آب سازند با استفاده از دستگاه Cannon Fenske اندازه 25 در دو دما اندازه‌گیری شد و سپس براساس رابطه به دست آمده در دمای 25°C 25 میزان آن $1/65 \text{ cp}$ محاسبه شد. با برداشت آب از رودخانه کارون و به دست آوردن ترکیبات دقیق آن از این آب به‌عنوان آب کم‌شور در انجام آزمایشات استفاده گردید. مشخصات فیزیکی آب کارون در جدول ۴ ارائه شده است.

جدول ۳ غلظت یون‌های آب سازند مصنوعی، آب کارون و آب هوشمند

یون	آب سازند (ppm)	آب رودخانه کارون (ppm)	آب هوشمند (ppm)
Na^+	۷۶۵۳۸/۴	۱۱۹/۹	۲۴۸/۵۹
K^+	۱۶۷۰	۵۵	۵۵
Ca^{+2}	۸۰۰۰	۴۶	۴۶
Mg^{+2}	۴۸۶	۴۷/۳۹	۹۴/۷۸
Fe	۸۹/۶	۰/۰۷	۰/۰۷
Cl^-	۱۳۴۹۰۰	۱۹۵/۳۵	۰
SO_4^{-2}	۴۷۰	۲۴۰	۹۶۰
HCO_3^-	۲۴۴	۱۴۱/۵	۱۴۱/۵
کل املاح محلول (ppm)	۲۲۳۰۰۰	۹۶۰	۱۵۴۵/۹

جدول ۴ خصوصیات آب رودخانه کارون در دمای 25°C

آب نمک	چگالی (g/cc)	گرانروی (cp)	هدایت‌پذیری (ms/cm)	pH
آب رودخانه کارون	۰/۹۹۷۷	۱/۰۴	۱/۲۳۵	۶/۷۳

کمتر و معادل دمای مخزن به ترتیب توسط تزریق آب کم‌شور و آب هوشمند صورت پذیرفت. دستگاه سیلاب‌زنی متشکل از یک پمپ تزریق از نوع رفت و برگشتی با دقت تزریق $0.1/0.1$ cc/min، دو سیلندر جابه‌جا کننده سیال تزریقی، نگهدارنده مغزه، سیستم گرمایشی (آون)، پمپ اعمال کننده فشار خارجی در اطراف مغزه، ترانسدیوسر اختلاف فشار و رگلاتور تثبیت کننده فشار و جمع‌آوری کننده سیال خروجی بود. در ابتدا مغزه مورد نظر در نگهدارنده مغزه قرار داده شد و فشار خارجی توسط پمپ بر روی لاستیک احاطه کننده مغزه اعمال گردید. اعمال این فشار در واقع به منظور شبیه‌سازی فشار طبقات فوقانی مخزن است. مغزه در درون آون در دمای تعیین شده آزمایش به مدت ۱۲ h نگهداری شد. بعد از سپری کردن این زمان تعادل دمایی سیستم، آب کارون با دبی 0.1 cc/min به درون مغزه تزریق گردید. بعد از اینکه نفت اضافی در طی فرآیند تزریق ثانویه از مغزه تولید نگردید، آب هوشمند در همان دمای آزمایش به درون مغزه با دبی ثابت تزریق شد. قابل ذکر است که میزان حجم نفت تولیدی بعد از عبور از رگلاتور تثبیت کننده فشار و افت فشار در امتداد مغزه در طی تزریق ثانویه و ثالثیه برحسب حجم فضای خالی مکرراً ثبت گردید.

تراوایی نسبی و فشار موینگی

اندازه‌گیری تراوایی نسبی اساساً به دو روش حالت پایدار و حالت ناپایدار صورت می‌پذیرد [۳۸]. در این مطالعه، از روش حالت ناپایدار به‌عنوان مؤثرترین روش اندازه‌گیری تراوایی نسبی و سرعت عمل به‌دست آوردن نتایج استفاده شد [۳۸ و ۳۹]. در آزمایشگاه به منظور اندازه‌گیری تراوایی نسبی، مغزه در ابتدا توسط دکالین شستشو داده شد تا سطح آب‌دوستی مغزه تغییر نکند. دکالین با دبی تزریقی 0.1 cc/min در دمای 60°C تزریق شد تا از کامل شسته شدن آن اطمینان حاصل شود.

میزان گرانیروی آب کارون با استفاده از دستگاه Cannon-Fenske اندازه 50 در دمای 25°C اندازه‌گیری شد. به منظور دستیابی به آب هوشمند با ترکیبات دلخواه، آب دیونیزه با نمک‌های منیزیم سولفات هفت آب (MgSO₄.7H₂O) و سدیم تیوسولفات (Na₂S₂O₃.5H₂O) ترکیب گردید. به این صورت که با استفاده از یون منیزیم سولفات هفت آب، میزان منیزیم و سولفات آب هوشمند به ترتیب نسبت به آب کارون به 2 و $1/98$ برابر افزایش پیدا کرد. سپس با ترکیب نمک سدیم تیوسولفات به آب قبلی میزان سولفات آب هوشمند به 4 برابر آب کارون افزایش داده شد. همچنین با اضافه کردن این نمک، میزان یون کلر به صفر تغییر کرد. گرانیروی و چگالی آب هوشمند در دمای 25°C به ترتیب برابر با 0.99 cp و 0.9987 g/cm³ اندازه‌گیری شده بود.

آشام خودبه‌خودی

آشام به‌عنوان یکی از سازوکارهای مهم مخازن شکاف‌دار فرآیندی است که در آن فاز غیر تر موجود در محیط متخلخل توسط فاز تر در شکاف با کمک نیروی موئینگی جابه‌جا می‌گردد [۶]. آشام خودبه‌خودی به‌مدت طولانی برای ارزیابی میزان تغییر ترشوندگی مورد استفاده قرار گرفته است. برای انجام این آزمایش از دستگاه آموت سل در دمای محیط و فشار اتمسفری استفاده گردید. در ابتدا مغزه را در درون آموت سل حاوی آب کارون قرار داده و حجم باز یافت نفت تولیدی نسبت به زمان به‌طور مکرر ثبت شد. این مرحله از آزمایش تا آنجایی ادامه پیدا کرد که دیگر نفتی از مغزه خارج نشود. سپس مغزه را به آموت سل حاوی آب هوشمند انتقال و دوباره تغییرات باز یافت نفت نسبت به زمان در اثر نفوذ آب هوشمند در درون مغزه مورد نظر اندازه‌گیری گردید.

سیلاب‌زنی

در این مطالعه، تزریق آب کم‌شور در اشباع آب اولیه مغزه به‌عنوان تزریق ثانویه و تزریق آب هوشمند پس از آب کم‌شور به‌عنوان تزریق ثالثیه در نظر گرفته شده است. فرآیند سیلاب‌زنی در دو دمای

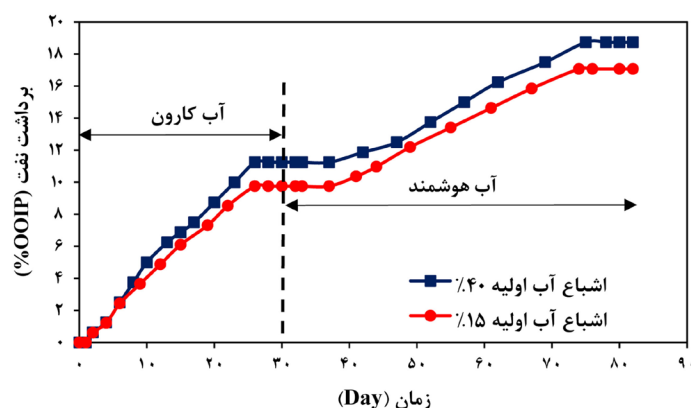
دمای محیط صورت پذیرفت، انباشتگر به مدت ۲۴ h در دمای محیط گذاشته شد که با محیط هم دم گردید تا به اشتباه نفت خارج شده از مغزه‌ها در درون آموت سل در اثر کاهش دما به‌عنوان بازیافت نفت ثبت نشود. نتایج این آزمایشات نشان می‌دهد که با افزایش اشباع آب اولیه میزان نفت بیشتری از مغزه در اثر تماس با آب کارون و آب هوشمند تولید می‌گردد (شکل ۱). بر همین اساس، میزان اختلاف بازیابی نهایی نفت در مغزه با اشباع آب اولیه بالاتر نسبت به مغزه با اشباع آب کمتر برای تماس با آب کارون و آب هوشمند به ترتیب به مقدار ۱/۴۹ و ۱/۶۷٪ بوده است. اثر مثبت وجود اشباع آب اولیه بر بازیابی نفت در این مطالعه با مشاهدات مقالات دیگران هم‌خوانی خوبی دارد [۱۹ و ۴۰]. به نظر می‌رسد که آب اولیه موجود در سنگ به‌صورت پلی عمل کرده باشد که به موجب آن تماس حفره‌های حاوی نفت با آب کم‌شور بیشتر شده و در نتیجه آن تولید نفت را افزایش داده باشد و هر چه که این اشباع بیشتر شده است، فعل و انفعالات بین یون‌ها و سنگ افزایش یافته است. در مورد تماس سنگ با آب هوشمند، این ارتباط بیشتر احتمالاً سبب تقویت سازوکار تبادل یون‌های دوگانه سولفات و منیزیم در سیستم شده که به‌واسطه آن میزان جذب یون سولفات افزایش و میزان تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی و در نتیجه، تولید نفت بیشتر سوق پیدا کرده است [۴۰].

پس از آن با استفاده از دستگاه هلیم‌سنج، مقدار حجم فضای خالی مغزه اندازه‌گیری شد. مغزه را در درون دسیکاتور قرار داده و با استفاده از پمپ خلاء آب سازند وارد مغزه شد. جهت رساندن اشباع مغزه به اشباع آب اولیه، نفت با دبی تزریقی ۰/۱ cc/min و به‌میزان دو برابر حجم فضای خالی تزریق گردید. با داشتن حجم آب خروجی و حجم فضای خالی مغزه مقدار اشباع آب همزاد برای آزمایشات محاسبه شد. سپس، تراوایی نسبی برای تزریق آب کم‌شور و آب هوشمند با استفاده از دستگاه تراوایی سنج مایع در دمای محیط اندازه‌گیری شد. بعد از به‌دست آوردن داده‌های آزمایشگاهی از روابط Corey و Johnson-Bossler-Naumann به منظور آنالیز و شبیه‌سازی استفاده گردید.

نتایج و بحث

اثر اشباع آب اولیه بر روی آشام خودبه‌خودی

اشباع آب اولیه به‌عنوان یکی از فاکتورهای بنیادی در مخزن، در ظاهر بر میزان تولید نفت در طی فرآیند آشام و یا تزریق آب کم‌شور نقشی مهم را ایفا می‌کند. بر همین اساس در این مطالعه، آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی آب رودخانه و آب هوشمند در مغزه‌های با اشباع آب اولیه متفاوت در فشار اتمسفر و دمای محیط ۲۵ °C صورت پذیرفت. نکته قابل ذکر در شروع این آزمایش این است که به‌دلیل اینکه مغزه‌ها در دما و فشار مخزن پیر شده و آزمایش در



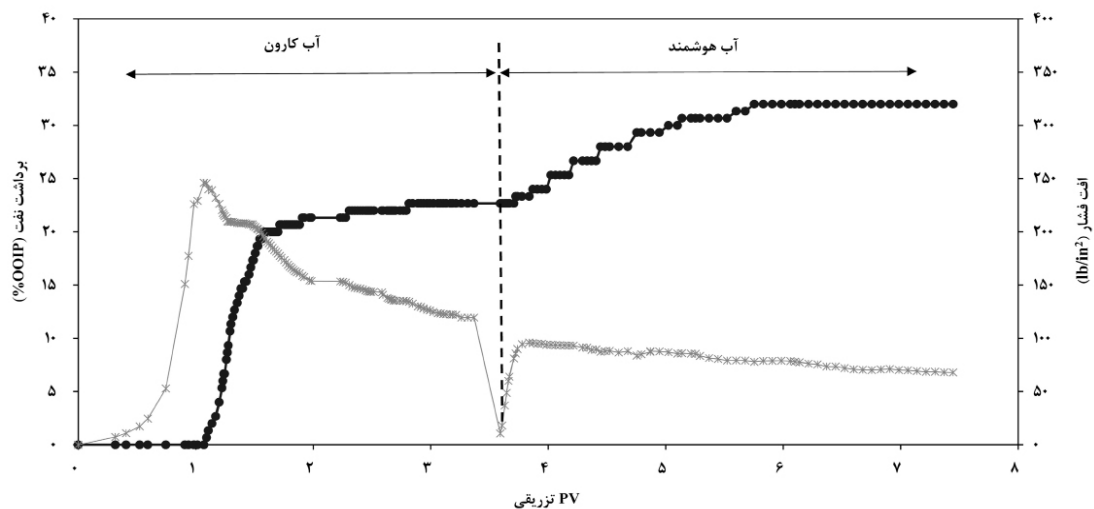
شکل ۱ برداشت نفت در طی فرآیند آشام خودبه‌خودی با آب کارون و آب هوشمند در اشباع آب اولیه متفاوت (دمای ۲۵ °C)

است. بدین معنا که هر چه سنگ آب‌دوستی ضعیف‌تری داشته باشد اشباع آب اولیه بیشتر در سنگ گچی، موجب تولید نفت بیشتر در فرآیند آشام می‌گردد [۲۰ و ۲۱].

اثر دما بر روی میزان بازیابی نفت

جهت بررسی میزان اثر بخشی دما در فرآیند جابه‌جایی اجباری نفت، مغزه‌ای که بالاترین میزان بازیابی نفت در طی آزمایشات آشام خودبه‌خودی را داشت به‌عنوان مغزه اصلی در طی عملیات سیلاب‌زنی انتخاب گردید. در مجموع، دو آزمایش سیلاب‌زنی بر روی مغزه ۶S در دو دمای 80°C و 105°C انجام شد. در این آزمایشات، در ابتدا آب کم‌شور کارون با میزان TDS خیلی کمتر نسبت به آب سازند به درون مغزه در دمای 80°C تزریق شد. متعاقباً، بعد از رسیدن به‌میزان بازیافت نهایی در مرحله قبل، با تغییر سیال تزریقی به آب هوشمند به‌عنوان سیلاب‌زنی ثالثیه میزان حجم نفت تولیدی و افت فشار بررسی گردید. در شکل ۲ میزان بازیابی نفت و افت فشار طی تزریق ثانویه و ثالثیه توسط آب کم‌شور و آب هوشمند در دمای 80°C نشان داده شده است. با تزریق آب کارون به‌میزان $3/36$ برابر حجم فضای خالی منافذ، حدود $22/66\%$ بازیافت نفت نسبت به نفت اولیه درجا به‌دست آمد.

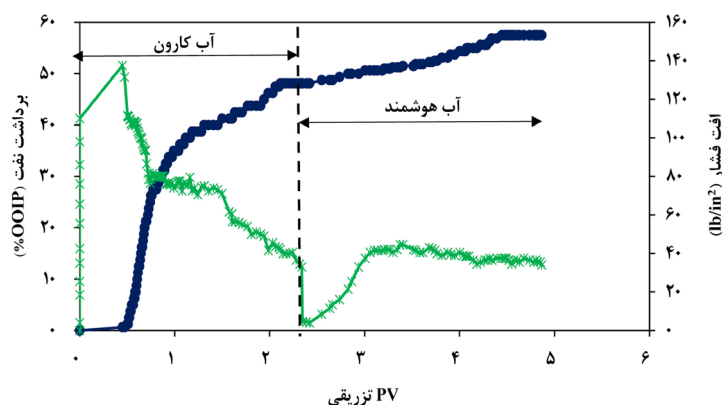
جدا از مسئله تقویت تبادل یونی، نبود نمک غیرفعال سدیم کلرید در آب هوشمند به خاطر صفر بودن غلظت یون کلر نیز می‌تواند باعث تقویت اثر لایه دوگانه در سطح کلسیت و تغییر ترشوندگی آن شود [۴۱]. همان‌طور که در شکل ۱ قابل مشاهده است مدت زمان تأخیر در تولید نفت از هر دو مغزه با اشباع‌های کم و زیاد دقیقاً یکسان و به‌مدت یک روز بود و پس از آن تا روز ششم اختلاف بازیابی نفت در حدود مقدار اندک $0/02\%$ برای مغزه با اشباع $0/4$ بیشتر بود. این تأخیر نشان می‌دهد که فرآیند تبادل یونی بین نفت/آب کم‌شور/سنگ فرآیندی زمان‌بر بوده است که وجود اشباع‌های متفاوت تأثیری در تسریع این فرآیند و همچنین آشام خودبه‌خودی، حداقل در زمان‌های آغازین آن نداشته است. مشاهدات این مطالعه در ارتباط با تأخیر در شروع تولید نفت در اشباع‌های آب اولیه بالای صفر در مسئله سنگ‌های با ترشوندگی مخلوط و نفت دوست توسط دیگران نیز دیده شده است [۲۰ و ۴۲]. در حالی که در مطالعه یو و همکاران در آزمایشات آشام خودبه‌خودی در اشباع‌های بالای صفر در نمونه‌های گچی چنین زمان تأخیری در شروع فرآیند دیده نشده است [۴۳]. در واقع، اثر اشباع اولیه آب بر تولید نفت در فرآیند آشام و همچنین، زمان تأخیری به ترشوندگی سنگ وابسته



شکل ۲ برداشت نفت و افت فشار نسبت به حجم فضای خالی در دمای 80°C

نیز تأیید شده است [۴۷ و ۴۸]. با این وجود، افزایش آب‌دوستی سنگ‌های گچی با افزایش دما همواره رخ نداده است و حتی در برخی موارد موجب کاهش تولید نفت شده است [۴۹]. آنچه که مبرم است این اختلاف در نتایج می‌تواند به علت وجود سیستم‌های مختلف نفت خام-آب نمک-سنگ استفاده شده در آزمایشات باشد. همچنین، در فاز تزریق آب هوشمند با افزایش دما میزان بازیابی نهایی نفت به $57/47\%$ می‌رسد که در نتیجه آن به میزان $9/37\%$ نفت اضافی تولید شد. یون سولفات در مواقعی که غلظت آن در آب نمک بالا است به سنگ کلسیت حامل بار مثبت متصل خواهد شد و عملکرد تغییر ترشوندگی با جدا شدن اسیدهای کربوکسیلیک توسط یون‌های منیزیم و یون‌های سولفات صورت خواهد پذیرفت [۵۰]. در واقع براساس مطالعات رضایی دوست و همکاران این احتمال وجود دارد که در این مطالعه نیز افزایش دما موجب گردیده است که یون‌های سولفات با قدرت بیشتری به سنگ‌های کلسیتی متصل شوند و یون‌های منیزیم در مقابل یون‌های کلسیم فعال تر گردند [۴۵]. ارزشمند است که بیان گردد میزان برداشت بالای نفت در طی تزریق ثانویه در هر دو آزمایش سیلاب‌زنی احتمالاً به دلیل عملکرد بهتر تزریق آب کم‌شور در جابه‌جایی نفت با عدد اسیدی بالاست که این مسئله نیز در مشاهدات یوتانی و همکاران بیان شده است [۵۱].

تزریق آب کم‌شور در واقع با بهم زدن تعادل یونی سیستم موجب می‌گردد که گروه‌های اسید کربوکسیلیک بیشتری در آب حل شوند و در نتیجه، احتمال اتصال این گروه‌ها را با سطح کلسیت کاهش می‌دهد [۴۴]. پس از تغییر آب کارون به آب هوشمند با تزریق $4/08$ برابر حجم فضای خالی منافذ به میزان $9/33\%$ نفت اضافی نسبت به نفت اولیه درجا تولید گردید. در مجموع بازیافت نهایی نفت نسبت به نفت اولیه درجا در دو سیلاب‌زنی با آب کارون و آب هوشمند در دمای 80 برابر $31/99\%$ بود. آنچه که دارای اهمیت است این است بر خلاف نظر رضایی دوست و همکاران که دمای مورد نیاز برای افزایش ازدیاد نفت در اثر افزایش یون سولفات را بالای 90°C می‌دانستند در این تحقیق دمای زیر این حد نیز باعث تولید نفت اضافی شده است که دقیقاً با نتیجه پروژه دیگران هم راستا است [۴۵، ۲۵ و ۴۶]. در آزمایش دوم، سناریوی تزریق مشابه آزمایش اول منتهی در دمای 105°C انجام شد که نتایج آن در شکل ۳ قابل مشاهده است. نتایج نشان می‌دهد که در طی تزریق ثانویه با آب کارون در اثر افزایش دما به میزان 25% نفت بیشتری نسبت به دمای 80°C تولید شده است. این افزایش قابل ملاحظه نفت احتمالاً می‌تواند حاکی از تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر باشد. افزایش آب‌دوستی سنگ‌های کربناته با بالاتر رفتن دما در مشاهدات بقیه

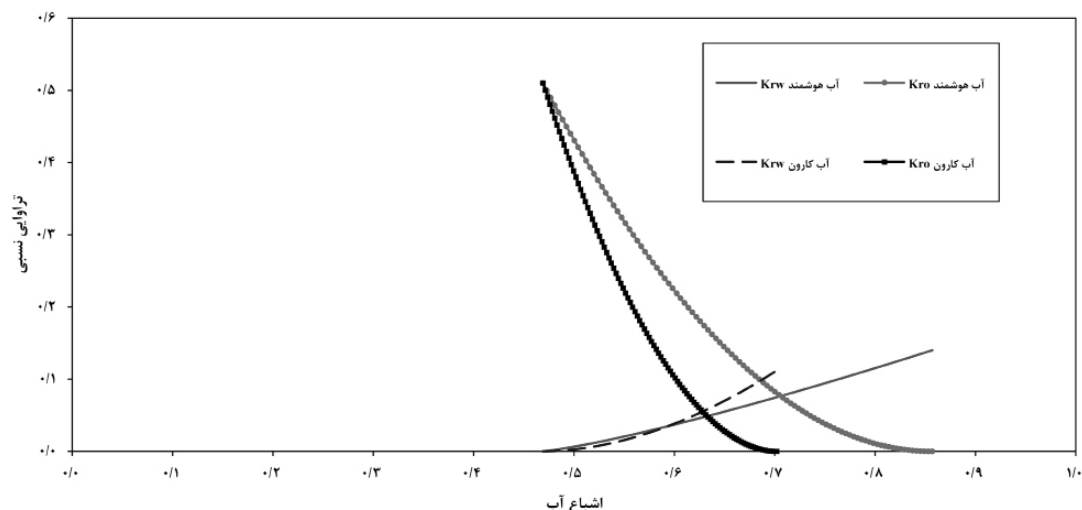


شکل ۳ برداشت نفت و افت فشار نسبت به حجم فضای خالی در دمای 105°C

سنگ- نفت خام حاکی از آن است که تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی بیشتر سوق پیدا کرده است. زمانی که خصوصیات سنگ کربناته از نفت دوستی به آب دوستی تغییر می کند، در واقع شرایط برای جریان آب نامطلوب خواهد شد و در نتیجه آن، توانایی جریان نفت بهبود می یابد [۵۲]. اساساً سازوکار تغییر ترشوندگی در نمودارهای تراوایی نسبی را توسط دو فاکتور تغییر میزان اشباع نفت باقی مانده و همچنین، مقایسه جابه جایی نقطه تقاطع نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت می توان مورد ارزیابی قرار داد. همان طور که در شکل ۴ نمایش داده شده است، میزان اشباع نفت باقی مانده در مغزه در اثر تزریق با آب کارون نسبت به آب هوشمند از حدود ۰/۳ به ۰/۱۴۳ کاهش پیدا کرده است. قابل ذکر است که نقطه تقاطع نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت اغلب نمایشگر نوع ترشوندگی محیط متخلخل است که در آنها نقاط تقاطع در اشباع های کمتر ۰/۵ را به عنوان سیستم نفت دوست و بیشتر از آن را به عنوان سیستم آب دوست در نظر می گیرند [۵۳]. همان طور که در شکل ۴ نشان داده شده است، محل برخورد دو نمودار تراوایی نسبی آب و نفت در سیستم کارون-نفت مصنوعی و آب هوشمند-نفت مصنوعی به ترتیب اشباع ۰/۶۲ و ۰/۷ را نشان می دهد.

اثر آب کم شور و هوشمند بر تراوایی نسبی و فشار موئینگی

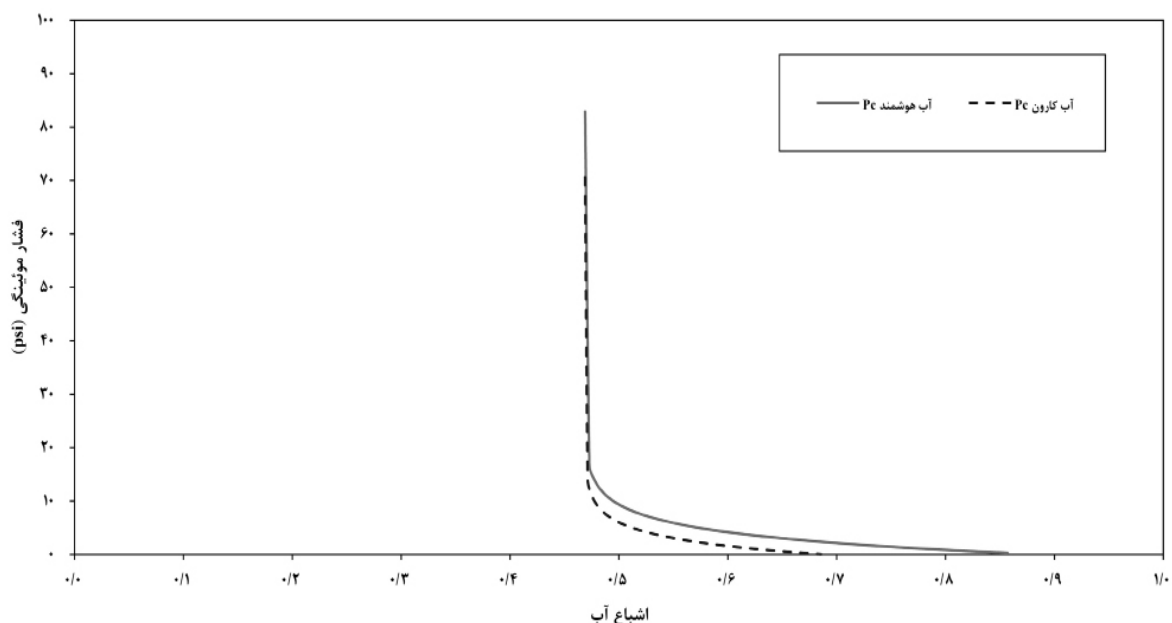
در ابتدا با اندازه گیری مقادیر حجم آب خروجی و حجم فضای خالی، مقدار اشباع آب اولیه برای مغزه ۶S معادل ۰/۴۶/۹۲٪ محاسبه گردید. سپس با داشتن مقدار نسبت گرانیوی نفت به آب در دما و فشار مخزن برابر ۴ cp و میزان گرانیوی آب سازند در دمای محیط ۲۵ °C مقدار گرانیوی نفت مصنوعی در دمای محیط با کمک رابطه ۱ به دست آورده شد. در انتها، با آنالیز داده ها آزمایشگاهی و استفاده از نرم افزار Cydar نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی رسم گردیدند. در مجموع، دو تست اندازه گیری تراوایی نسبی بر روی مغزه مذکور توسط آب کارون و آب هوشمند صورت پذیرفت. همان طور که از شکل ۴ می توان مشاهده کرد میزان تراوایی نسبی نفت و آب بعد از تزریق آب هوشمند نسبت به تزریق آب کارون تغییر کرده است. با تزریق آب هوشمند نمودار تراوایی نسبی نفت به سمت راست جابه جا شده است. بدین معنا که میزان تراوایی نسبی نفت در اثر تزریق آب هوشمند نسبت به تزریق آب کارون افزایش یافته است. افزایش تراوایی نسبی نفت و کاهش تراوایی نسبی آب در اثر تزریق آب هوشمند در واقع به دلیل عملکرد تبادل یونی بین یون های سولفات و منیزیم موجود در آب هوشمند و سیستم



شکل ۴ نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت برای آب کارون و آب هوشمند

۵ مشاهده می‌گردد در اثر تغییر ترشوندگی توسط آب هوشمند میزان فشار موینگی افزایش و میزان اشباع نفت باقی‌مانده کاهش یافته است. به‌طور کلی، تغییر ترشوندگی اعمال شده در اثر تزریق آب کم‌شور به سمت آب‌دوستی، با جابه‌جایی به سمت بالا در نمودارهای فشار موینگی قابل مشاهده است [۵۴].

در نتیجه، کاهش میزان اشباع نفت باقی‌مانده و همچنین افزایش میزان اشباع آب نقطه تقاطع، هر دو تأییدی بر تغییر ترشوندگی سیستم به سمت آب‌دوستی بیشتر در اثر تزریق آب هوشمند است. شکل ۵ نمودارهای فشار موینگی برحسب تابعی از اشباع آب را در سیستم آب-نفت برای آب کارون و آب هوشمند نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل



شکل ۵ نمودارهای فشار موینگی در طی تزریق آب کارون و آب هوشمند

اثر حرکت آسان تر آب در اثر بالاتر رفتن اشباع آب اولیه را احتمالاً می‌توان دلیل این افزایش برداشت نفت دانست. اگر چه سنگ‌ها دارای اشباع اولیه با میزان کم و زیاد بودند، اما همچنان مدت زمان تأخیر در تولید نفت در ابتدای فرآیند آشام برای هر دو حالت وجود داشت. در همین راستا، در زمان‌های آغازین میزان تبادل یونی در بین نفت/آب کم‌شور/سنگ به کندی پیش می‌رود.

- با افزایش دما در طی تزریق ثانویه و ثالثیه توسط آب کم‌شور و آب هوشمند میزان برداشت نفت افزایش یافته است. به‌طوری‌که با افزایش دمایی در حدود 25°C میزان نفت در تزریق ثانویه به‌میزان

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، میزان برداشت نفت از سنگ کربناته در طی فرآیند تماس با آب کم‌شور و آب هوشمند با انجام آزمایشات آشام خودبه‌خودی و سیلاب‌زنی مورد بررسی قرار گرفت. تغییر ترشوندگی سنگ در حضور اشباع آب اولیه توسط نمودارهای تروایی نسبی و فشار موینگی مورد تأیید قرار می‌گیرد. نتایج کلی زیر براساس آزمایشات به‌دست آمده است:

- با افزایش اشباع آب اولیه در سنگ کربناته میزان تولید نفت در طی تماس با آب کم‌شور و آب هوشمند حاوی چهار برابر یون سولفات و دو برابر یون منیزیم افزایش می‌یابد. تقویت تبادل یونی در

الکترواستاتیک سیستم را کاهش داده و به یون‌های منیزیم اجازه نزدیک شدن به سطح سنگ و تشکیل کمپلکس منیزیم-اسید کربوکسیلیک نفت را می‌دهد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله تمایل دارند که کمال تشکر و قدردانی خود را در خصوص تخصیص حمایت مالی از طرف مناطق نفت‌خیز جنوب و همچنین فراهم کردن تجهیزات آزمایشگاهی توسط آزمایشگاه مرکزی شیمیایی شرکت نفت اذعان دارند.

۲۵٪ نفت درجا افزایش تولید داشته است. عملکرد بهینه با آب کم‌شور را می‌توان به بالا بودن عدد اسیدی نفت نسبت داد.

- نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موئینگی پتانسیل بهبود بازیابی نفت در طی تزریق آب هوشمند در اثر تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی بیشتر را تأیید می‌کنند به گونه‌ای که تراوایی نسبی نفت افزایش و تراوایی نسبی آب کاهش یافته است.

- به نظر می‌رسد که تغییرات ترشوندگی سطح کلسیت سنگ را می‌توان به حضور یون سولفات نسبت داد که با وجود آن میزان نیروی دافعه

مراجع

- [1]. Chilingar G V, Yen T F (1983) Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate reservoir rocks, II, Energy Sources, 7, 1: 67-75.
 - [2]. Auštd T, Strand S, Høgenesen E J, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk, SPE international symposium on oilfield chemistry, Society of Petroleum Engineers.
 - [3]. 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.
 - [4]. Rashid S, Mousapour M S, Ayatollahi S, Vossoughi M, Beigy A H (2015) Wettability alteration in carbonates during "Smart Waterflood": Underlying mechanisms and the effect of individual ions, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 487: 142-153.
 - [5]. Derkani M H, Fletcher A J, Fedorov M, Abdallah W, Sauerer B, Anderson J, Zhang Z J (2019) Mechanisms of surface charge modification of carbonates in aqueous electrolyte solutions, Colloids and Interfaces, 3, 4: 62.
 - [6]. 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.
 - [7]. 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.
 - [8]. Karimi M, Al-Maamari R S, Ayatollahi S, Mehranbod N (2016) Impact of sulfate ions on wettability alteration of oil-wet calcite in the absence and presence of cationic surfactant, Energy and Fuels, 30, 2: 819-829.
 - [9]. Purswani P, Karpyn Z T (2019) Laboratory investigation of chemical mechanisms driving oil recovery from oil-wet carbonate rocks, Fuel, 235: 406-415.
 - [10]. Boumedjane M, Karimi M, Al-Maamari R S, Aoudia M (2019) Experimental investigation of the concomitant effect of potential determining ions Mg^{+2}/SO_4^{-2} and Ca^{+2}/SO_4^{-2} on the wettability alteration of oil-wet calcite surfaces, Journal of Petroleum Science and Engineering, 179: 574-585.
 - [11]. Saram M N (2021) The effect of low-salinity water on wettability and oil recovery by core flooding test: a case study in the shadegan oil field, Journal of Petroleum Science and Technology, 11, 30: 53-62.
- [۱۲]. بهالو هوره م، قربانی‌زاده س، رستمی ب (۱۳۹۸) بررسی اثر حلالیت ترکیبات نفت خام در آب بر ترشوندگی سطح نفت دوست کلسیت در فرآیند تزریق آب کم‌شور، پژوهش نفت، ۲۹، ۱۰۷: ۹۹-۱۱۰.
- [13]. Auštd T, Strand S, Puntervold T (2009) Is wettability alteration of carbonates by seawater caused by rock dissolution, the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Noordwijk, The Netherlands, 27-30.
 - [14]. Strand S, Høgenesen E J, Auštd T (2006) Wettability alteration of carbonates—Effects of potential determining ions (Ca^{+2} and SO_4^{-2}) and temperature, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 275, 1-3: 1-10.
 - [15]. Fathi S J, Auštd T, Strand S (2012) Water-based enhanced oil recovery (EOR) by "smart water": Optimal ionic composition for EOR in carbonates, Energy and fuels, 25, 11: 5173-5179.

- [16]. 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.
- [17]. Gandomkar A, Rahimpour M R (2017) The impact of monovalent and divalent ions on wettability alteration in oil/low salinity brine/limestone systems, *Journal of Molecular Liquids*, 248: 1003-1013.
- [18]. Zhang P, Tweheyo M T, Auštađ 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.
- [19]. Zaeri M R, Hashemi R, Shahverdi H, Sadeghi M (2018) Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water, *Petroleum Science*, 15, 3: 564-576.
- [20]. Tang G Q, Firoozabadi A (2001) Effect of pressure gradient and initial water saturation on water injection in water-wet and mixed-wet fractured porous media, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 4, 6: 516-524.
- [21]. Karimaie H, Torsæter O (2007) Effect of injection rate, initial water saturation and gravity on water injection in slightly water-wet fractured porous media, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58, 1-2: 293-308.
- [22]. Viksund B G, Morrow N R, Ma S, Wang W, Graue A (1998) Initial water saturation and oil recovery from chalk and sandstone by spontaneous imbibition, *International Symposium of Society of Core Analysts*, The Hague.
- [23]. Hognesen E J, Strand S, Auštađ T (2005) Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: oil recovery related to reservoir temperature and brine composition, *SPE Europe/EAGE annual conference*, Spain.
- [24]. Tweheyo M T, Zhang P, Auštađ T (2006) The effects of temperature and potential determining ions present in seawater on oil recovery from fractured carbonates, *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, USA.
- [25]. Zhang Y, Sarma H K (2012) Improving waterflood recovery efficiency in carbonate reservoirs through salinity variations and ionic exchanges: A promising low-cost Smart-Waterflood approach, *International Petroleum Conference and Exhibition*, Abu Dhabi.
- [26]. 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.
- [27]. Montazeri M, Fazlabdolabadi B, Shahrabadi A, Nouralishahi A, HallajiSani A, Moosavian S M A (2020) An experimental investigation of smart-water wettability alteration in carbonate rocks—oil recovery and temperature effects, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-13.
- [28]. Sohal, M. A., Thyne, G., and Sogaard, E. G. (2017) Effect of the temperature on wettability and optimum wetting conditions for maximum oil recovery in a carbonate reservoir system, *Energy and Fuels*, 31, 4: 3557-3566.
- [29]. Anderson W G (1987) Wettability literature survey part 5: The effects of wettability on relative permeability, *Journal of Petroleum Technology*, 39, 11: 1453-1468.
- [30]. Rao N D, Girard M, Sayegh S G (1992) Impact of miscible flooding on wettability, relative permeability, and oil recovery, *SPE Reservoir Engineering Journal*, 7, 2: 204-212.
- [31]. Shaker Shiran B, Skauge A (2013) Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding, *Energy and Fuels*, 27, 3: 1223-1235.
- [32]. Shojaei M J, Ghazanfari M H, Masihi M (2015) Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25: 30-38.
- [33]. Feldmann F, Strobel G J, Masalmeh S K, AlSumaiti A M (2020) An experimental and numerical study of low salinity effects on the oil recovery of carbonate rocks combining spontaneous imbibition, Centrifuge Method and Coreflooding Experiments, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190: 107045.
- [34]. Hematpour H, Parvazdavani M, Abbasi S, Mahmood S M (2016) Investigation of low saline water's effects on relative permeability in carbonate reservoir, *Jurnal Teknologi*, 78: 10.
- [35]. Su W, Liu Y, Gao Z, Yang L, Yang R, Mcharo W, Tang R (2019) Relative permeability variations during low salinity water flooding in carbonate rocks with different mineral compositions, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 41, 2: 227-234.
- [36]. Speight J (2014) *The chemistry and technology of petroleum*, 5th Edition, Boca Raton, CRC Press.
- [37]. Zhang P, Auštađ T (2005) The relative effects of acid number and temperature on chalk wettability, *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, the Woodlands, Texas.
- [38]. Honarpour M, Mahmood S M (1988) Relative-permeability measurements: An overview, *Journal of Petroleum Technology*, 40, 8: 963-966.
- [39]. Kim C, Lee J (2017) Experimental study on the variation of relative permeability due to clay minerals in low salinity water-flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151: 292-304.
- [40]. Safavi M S, Masihi M, Safekordi A A, Ayatollahi S, Sadeghnejad S (2020) Effect of SO_4^{2-} ion exchanges and initial water saturation on low salinity water flooding (LSWF) in the dolomite reservoir rocks, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 41, 6: 841-855.
- [41]. Fathi S J, Auštađ 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.

[42]. Zaeri M R, Shahverdi H, Hashemi R, Mohammadi M (2019) Impact of water saturation and cation concentrations on wettability alteration and oil recovery of carbonate rocks using low-salinity water, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, 2: 1185-1196.

[43]. Yu L, Evje S, Kleppe H, Karstad T, Fjelde I, Skjaeveland S M (2008) Analysis of the wettability alteration process during seawater imbibition into preferentially oil-wet chalk cores, *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Oklahoma, USA.

[44]. Lashkarbolooki M, Ayatollahi S, Riazi M (2017) Mechanistical study of effect of ions in smart water injection into carbonate oil reservoir, *Process Safety and Environmental Protection*, 105: 361-372.

[45]. 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.

[46]. Gupta R, Smith G G, Hu L, Willingham T, Lo Cascio M, Shyeh J J, Harris C R (2011) Enhanced waterflood for carbonate reservoirs-impact of injection water composition, *SPE Middle East oil and gas show and conference*, Bahrain.

[47]. Thomas M M, Clouse J A, Longo J M (1993) Adsorption of organic compounds on carbonate minerals: 1, Model compounds and their influence on mineral wettability, *Chemical geology*, 109, 1-4: 201-213.

[48]. Hjelmeland O S, Larrondo L E (1986) Experimental investigation of the effects of temperature, pressure, and crude oil composition on interfacial properties, *SPE Reservoir Engineering*, 1, 4: 321-328.

[49]. Hamouda A A, Karoussi O (2008) Effect of temperature, wettability and relative permeability on oil recovery from oil-wet chalk, *Energies*, 1, 1: 19-34.

[50]. Boumedjane M, Karimi M, Al-Maamari R S, Aoudia M (2019) Experimental investigation of the concomitant effect of potential determining ions Mg^{+2}/SO_4^{-2} and Ca^{2+}/SO_4^{2-} on the wettability alteration of oil-wet calcite surfaces, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179: 574-585.

[51]. Uetani T, Kaido H, Yonebayashi H (2020) Effect of total acid number and recovery mode on low-salinity EOR in carbonates, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 25, 2: 331-348

[52]. Park H, Park Y, Lee Y, Sung W (2018) Efficiency of enhanced oil recovery by injection of low-salinity water in barium-containing carbonate reservoirs, *Petroleum Science*, 15, 4: 772-782.

[53]. Wheaton R (2016) *Fundamentals of applied reservoir engineering: appraisal, economics and optimization*, Gulf Professional Publishing.

[54]. Andersen P (2018) Capillary Pressure Effects on Estimating the EOR Potential during Low Salinity and Smart Water Flooding, *SPE Journal*, 25, 1: 481-496



The Impact of Initial Water Saturation and Temperature on Oil Recovery during Spontaneous Imbibition and Injection of Low Salinity Water and Smart Water in Carbonate Reservoir Rocks

Siavash Ashoori^{1*}, Mehdi Kavosy Heidary², Mohammad Abdideh², Mehdi Sharifi³ and Sepideh Veiskarami¹

1. Department of Petroleum Engineering, Ahwaz Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Iran

2. Department of Petroleum Engineering, Omidyeh Branch, Islamic Azad University, Iran

3. Ahwaz Center for Petroleum Research, Ahwaz Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Iran

Ashoori@put.ac.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4615.3107

Received: December/30/2021

Accepted: May/05/2021

Introduction

Carbonate rocks are one of the main formations of petroleum reservoirs worldwide [1]. These reservoirs are often characterized by high fracture and oil-wet matrix. Unfortunately, in such reservoirs, the recovery rate does not exceed 30%. The injection of water through such reservoirs passes through the fracture network and pushes the oil inside the fracture due to their higher permeability [1,2]. Low salinity water-flooding is a new way to increase the recovery of carbonate reservoirs by modifying capillary pressure and surface wettability [3].

Regarding the initial water saturation, there are not any systematic studies to investigate its impact on the oil recovery in carbonate rocks, and even in some literature, no consistency can be observed. Zaeri et al concluded that the connate water saturation might have a positive and negative effect on oil recovery based on its amount and rock permeability [4]. In contrast, Tang and Firoozabadi have shown that the impact of initial water saturation on oil recovery depends on wettability [5]. Many studies have shown that temperature also has a crucial role in improving oil recovery from carbonate reservoirs during low salinity water injection [6,7]. In fact, by elevating the temperature, the system wettability shifts toward water-wetness through increasing the activity of divalent ions. In

other words, the sulfate ions become more active as the temperature rises, lowering the negative charge for Mg^{+2} and Ca^{+2} to come closer to the carbonate surface and establish complex with carboxylic groups in oil [7]. Wettability alteration mechanism can affect the distribution of fluid saturations, residual oil saturation, relative permeability and capillary pressure curves [8]. Therefore, by observing the changes in these curves as a tool, this mechanism can be investigated during low salinity water flooding [9-11].

In this paper, the effects of initial water saturation and temperature on oil recovery from carbonate cores were investigated. To evaluate the capability of low salinity and smart water in the imbibition process, the spontaneous imbibition experiments were examined at the ambient conditions, and then core flooding experiments were conducted at different temperatures to investigate the forced displacement process. In the final stage, relative permeability and capillary pressure curves were measured to confirm the potential of smart water to modify the system's wettability.

Materials and Methods

One limestone whole core was taken from Asmari formation from one of the southwest Iranian oil reservoirs and two core plugs, labeled S6 and S72, were drilled from the whole core for conducting experiments.

The basic properties, porosity, permeability, and initial water saturation of these core plugs are listed in Table 1. X-ray diffraction (XRD) analysis revealed that the dominated lithology of the whole core is calcite. The total acid number (TAN) was determined by the Mettler Toledo DL50 apparatus using the ASTM D664 method. The TAN of the oil sample was measured to

be 2.66 mg of KOH/g. In this study, three different brines, including synthetic formation water (FW), Karun River water (KRW), and smart water (SW) were used as aqueous phases. Table 2 presents the ion concentration of these brines. For preparing the SW, KRW ion concentration was adjusted by adding two salts of $MgSO_4 \cdot 7H_2O$ and $Na_2S_2O_3 \cdot 5H_2O$.

Table 1 Properties of two limestone cores.

Core Number	Length(mm)	Diameter(mm)	Porosity(%)	Permeability(mD)	S_{wi} (%)
S6	50.72	37.45	23.88	2.951	40
S72	50.90	37.58	17.09	7.545	15

Table 2 Ion concentration of synthetic formation water (FW), Karun River water (KRW), and smart water (SW).

ions	FW (ppm)	KRW (ppm)	SW (ppm)
Na^+	76538.4	119.9	248.59
K^+	1670	55	55
Ca^{+2}	8000	46	46
Mg^{+2}	486	47.39	94.78
Fe	89.6	0.07	0.07
Cl^-	134900	195.35	0
SO_4^{-2}	470	240	960
HCO_3^-	244	141.5	141.5
TDS	223000	960	1545.9

Results and Discussion

Effect of S_{wi}

The result shows that more oil is produced from the core with the higher initial water saturation after contacting KRW and SW (Figure 1). It seems that the initial water in the rock acts as a bridge, thereby increasing the more contact of oil-containing pores with the brines. When initial water saturation increases, the interactions between ions in brines and rock rise, causing the absorption of sulfate ions to increase. This leads to the rock wettability alteration towards water-wetness, resulting in more oil production.

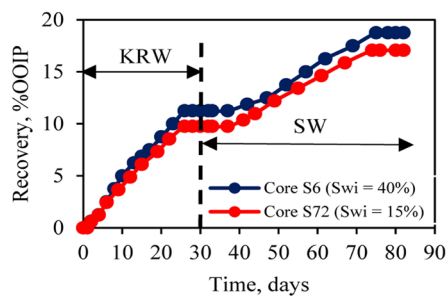


Fig. 1 Spontaneous imbibition recoveries at different initial water saturation.

It can also be observed that there is a delay in oil recovery (induction time) for both low and high initial water saturation. The oil production from the cores was equal to zero for one day, and then until the sixth day, the difference

in recovery was about a small amount of 0.02% for the core with $S_{wi}=0.4$. This induction time indicates that the multi-ion exchange between oil/brine/rock has been a time-consuming process. The presence of different initial water saturations has not had a considerable effect on accelerating this process and the spontaneous imbibition, at least during the early stages of production. The observations of this study regarding the delay in the onset of oil production in the case of mixed-wet and oil-wet rocks were in line with the reports by others [4,12]. However, such a delay at the start of the spontaneous imbibition experiments was not observed by Yu et al. for different initial water saturation in chalk samples [13].

Effect of Temperature

Figure 2 illustrates the oil recovery and pressure drop during secondary and tertiary injection by low salinity water (LSW) and smart water at temperatures of 80 °C and 105 °C. By injecting 3.36 PV of Karun water, about 22.66% original oil in place (OOIP) was obtained at a temperature of 80°C (Figure 2a). Injection of LSW disrupts the ionic balance of the system, which causes more carboxylic acid groups to dissolve in the water, thereby reducing the likelihood of adsorption of these groups to the calcite surface.

The results reveal that by increasing the temperature, 25% additional oil was produced from the core during the secondary injection with KRW (Figure 2b). This significant increase in oil could possibly indicate a change in rock wettability to more water-wetness.

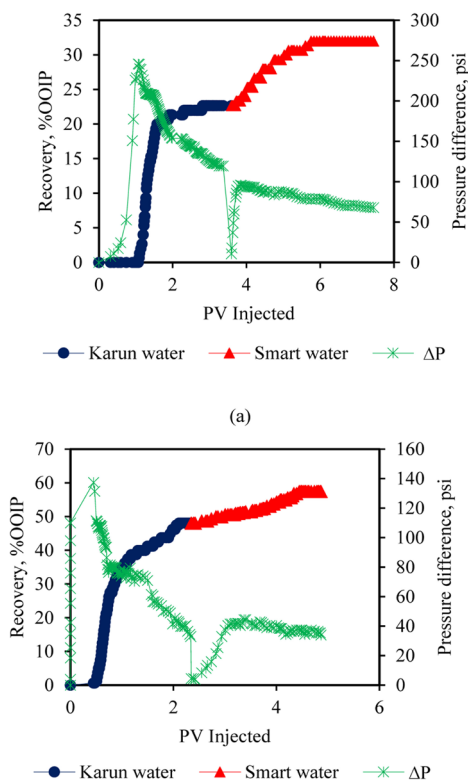


Fig. 2 Recovery factor versus pore volume injected at temperatures of (a) 80 °C and (b) 105 °C.

The wettability alteration in carbonate rocks toward water wet with increasing temperature has also been confirmed in other observations. It is worth noting that the high oil recovery during the secondary injection in both flooding experiments is probably due to the better performance of the LSW injection in displacing the oil phase with a high acid number, which is also proved in the observations of Yutani et al [14].

In the SW injection phase, 9.37% of additional oil was produced at the temperature of 105 °C, so the ultimate oil recovery reaches 57.47%. It seems that sulfate ions adhere to positively charged calcite ions when their concentrations are high in brine which leads to the wettability alteration occurring through the separation of carboxylic acids by magnesium ions and replacing them with sulfate ions.

Effect of SW on Relative Permeability and Capillary Pressure Curves

The relative permeability of each fluid had changed when the SW was injected at the ambient conditions (Figure 3). With the injection of SW, the oil relative permeability curve has shifted to the right, and its corresponding values in each specific water saturation have increased compared to oil relative permeability during KRW injection. The increase in relative oil permeability and the decrease in relative water permeability confirm that wettability alteration occurs due to ion exchange between sulfate and magnesium ions existing in SW and rock/crude oil system. As can

be seen in Figure 3, the amount of residual oil saturation has changed from 0.3 to 0.143 for the injection of SW. In addition, the crossover point of water and oil relative permeability curves in KRW/synthesized oil and SW/synthesized oil systems shows the water saturations of 0.62 and 0.7, respectively.

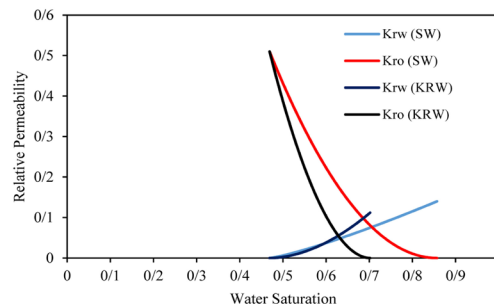


Fig. 3 Relative permeability curves for KRW and SW flooding.

Figure 4 shows the capillary pressure curves as a function of water saturation in the brine-oil system for both KRW and SW. The result shows that the capillary pressure increases and residual oil saturation decreases due to the change in wettability by SW. In general, on a macroscopic scale, the changes in wettability towards water wetness caused by LSW are represented through the upward shift in the capillary pressure curve, such that the capillary pressure disappears at higher saturations [15].

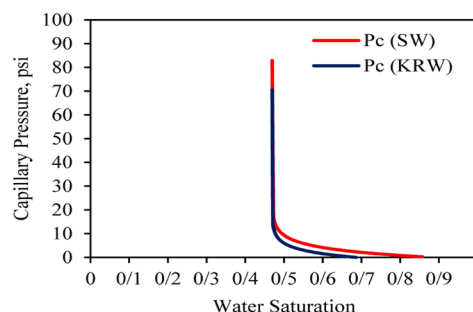


Fig. 4 Capillary pressure curves for KRW and SW flooding.

Conclusions

In the present study, the effects of initial water saturation on spontaneous imbibition, temperatures on forced displacement flooding, and relative permeability and capillary pressure curves were investigated. The main conclusions drawn from this work are as follow:

- Higher initial water saturation in the carbonate core causes the oil recovery enhancement through the imbibition process.
- The induction time was observed for both high and low initial water saturations during spontaneous imbibition of LSW.
- By Increasing the temperature, the oil recovery was improved significantly in the secondary flooding, which can be attributed to the high TAN of oil sample and also the ion exchange mechanism, leading to wettability alteration mechanism.

- The relative permeability and capillary pressure curves confirm the wettability alteration mechanism by SW injection.

References

1. Treiber L E, Owens W W (1972) A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs, *SPE Journal*, 12, 6: 531-540.
2. Cuiec L (1984) Rock/crude-oil interactions and wettability: An attempt to understand their interrelation, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas.
3. Bartels W B, Mahani H, Berg S, Hassanizadeh S M (2019) Literature review of low salinity water-flooding from a length and time scale perspective, *Fuel*, 236: 338-353.
4. Zaeri M R, Hashemi R, Shahverdi H, Sadeghi M (2018) Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water, *Petroleum Science*, 15, 3: 564-576.
5. Tang G Q, and Firoozabadi A (2001) Effect of pressure gradient and initial water saturation on water injection in water-wet and mixed-wet fractured porous media, *SPE reservoir evaluation and engineering*, 4, 6: 516-524.
6. Hognesen E J, Strand S, Auštad T (2005) Water-flooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition, *SPE Europec/EAGE annual conference*, Spain.
7. Tweheyo M T, Zhang P, Auštad T (2006) The effects of temperature and potential determining ions present in seawater on oil recovery from fractured carbonates, *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, USA.
8. Rao N D, Girard M, Sayegh S G (1992) Impact of miscible flooding on wettability, relative permeability, and oil recovery, *SPE Reservoir Engineering Journal*, 7, 2: 204-212.
9. Shaker Shiran B, Skauge A (2013) Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding, *Energy and Fuels*, 27, 3: 1223-1235.
10. Shojaei M J, Ghazanfari M H, Masihi M (2015) Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25: 30-38.
11. Feldmann F, Strobel G J, Masalmeh S K, AlSumaiti A M (2020) An experimental and numerical study of low salinity effects on the oil recovery of carbonate rocks combining spontaneous imbibition, centrifuge method and coreflooding experiments, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190: 107045.
12. Safavi M S, Masihi M, Safekordi A A, Ayatollahi S, Sadeghnejad S (2020) Effect of SO₄²⁻ ion exchanges and initial water saturation on low salinity water flooding (LSWF) in the dolomite reservoir rocks, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 41, 6: 841-855.
13. Yu L, Evje S, Kleppe H, Karstad T, Fjelde I, Skjaeveland S M (2008) Analysis of the wettability alteration process during seawater imbibition into preferentially oil-wet chalk cores, *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Oklahoma, USA.
14. Uetani T, Kaido H, Yonebayashi H (2020) Effect of total acid number and recovery mode on low-salinity EOR in carbonates, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 25, 2: 331-348
15. Andersen P (2018) Capillary pressure effects on estimating the EOR potential during low salinity and smart water flooding, *SPE Journal*, 25, 1: 481-496.