

مطالعه تجربی اثرات ترکیبات فعال نفت در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده

سمانه بوردا^۱، محمدتقی صادقی^{۱*}، عزت اله کاظمزاده^۲ و روحالدین میری^۱

۱- دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت، تهران، ایران

۲- پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۰/۱۴

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۶/۱۷

چکیده

باز یافت نفت و ثمر بخشی پروژه‌های ازدیاد برداشت، از جمله تزریق آب مهندسی شده، تحت تأثیر گروهی از عوامل مانند ترکیبات نفت، ترکیبات آب تزریقی، درصد تخلخل، قابلیت عبوردهی، ترکیب مینرالوژی سنگ، توزیع فضای متخلخل، اندازه منافذ و درصد اشباع آب و نفت است. نحوه عملکرد و سازوکار تزریق آب مهندسی شده به مخزن کربناته همواره با ابهامات فراوانی روبرو بوده است. در این مطالعه با بررسی یکی از عوامل مؤثر نظیر ترکیبات قطبی نفت و اثرات متقابل فیزیکی-شیمیایی آن در طول فرآیند تولید، این دسته ابهامات بیشتر مورد بررسی و تحلیل قرار گرفته است. وجود اجزای قطبی در نفت خام بر فعل و انفعالات اتفاق افتاده در سه فاز و در نتیجه تغییر ترشوندگی اثر می‌گذارد. در این مطالعه، آزمایش‌های اندازه‌گیری زاویه تماس، کشش بین سطحی و فرآیند آشام خودبه‌خودی روی نمونه‌هایی از مغزه آهکی انجام شده است. بدین منظور مغزه‌ها با شرایط یکسان، در نفت‌های متفاوت از نظر درصد ترکیبات قطبی اشباع شده است. و در مجاورت ترکیبات مشخصی از یون‌های فعال در آب مهندسی شده قرار گرفته‌اند. در این خصوص با استفاده از نتایج گردآوری شده می‌توان نحوه شرکت در واکنش و میزان اثرگذاری ترکیبات قطبی نفت را تفسیر و بررسی نمود. نتایج حاصل بیانگر این است که میزان تولید نفت در اثر تزریق آب و سرعت تغییر ترشوندگی، وابسته به نوع ترکیبات قطبی نفت، اثرات متقابل آنان با آب شور و سطح سنگ و غلظت بهینه این نوع ترکیبات است. بنابراین با شناسایی دقیق عوامل مؤثر بر ثمر بخشی فرآیند تزریق آب مهندسی شده، می‌توان مخازن بالقوه را پیش‌گزینی کرد.

کلمات کلیدی: آب مهندسی شده، ازدیاد برداشت، ترکیبات اسیدی نفت، درصد آسفالتین نفت، ترکیبات

یونی

مقدمه

و بررسی فنی و اقتصادی به‌کارگیری فن‌آوری‌های مختلف در طول عمر یک میدان است. لذا، شناخت صحیح نسبت به فرآیندهایی که موجب افزایش تولید می‌گردند از اهداف اساسی پژوهش‌گران فعال در این حوزه است.

پیش‌بینی میزان تولید نفت یکی از مهم‌ترین شاخص‌ها در تدوین طرح‌های توسعه یک میدان

هستند. مطالعات و بررسی‌ها نشان می‌دهد که پارامترهایی مانند عدد اسیدی، برش‌های نفت و همچنین کشش بین سطحی نفت و آب شور مخزن جهت مطالعه روند تولید و پیش‌بینی عملکرد آن ضرورت دارد. در حقیقت، سرعت جریان سیالات، فشار مؤئنه، پدیده ترشوندگی سنگ مخزن نسبت به نفت یا آب، کشش بین سطحی فازهای مختلف، تشکیل امولسیون، لخته شدن ذرات سنگین آسفالتین و رسوب آنها در محیط متخلخل طبیعی سنگ مخزن، شدیداً تحت تأثیر ترکیبات نفت و آب و تأثیر متقابل آنها است [۴ و ۵]. یکی از اثرات برهم‌کنش میان فاز نفت و آب در حضور سنگ کربناته را می‌توان در فاکتوری نظیر ترشوندگی اولیه مشاهده نمود. میزان ترشوندگی اولیه سنگ مخزن یکی از فاکتورهای کلیدی بر عملکرد فرآیند تزریق آب مهندسی شده می‌باشد، هرچه میزان ترشوندگی اولیه سنگ کربناته خنثی و یا مایل به نفت‌دوستی باشد، این مخزن جهت اجرای یک فرآیند موفق تزریق آب مهندسی شده کاندیدای بهتری می‌باشد [۶]. قطبیت ترکیبات نفت خام مربوط به وجود هترواتم‌هایی مانند گوگرد، نیتروژن و اکسیژن است که در گروه‌های عامل‌دار موجود در نفت خام مانند آسفالتین و رزین‌ها (ترکیبات اسیدی و بازی) یافت می‌شود. این ترکیبات می‌توانند تأثیر قابل ملاحظه‌ایی در میزان ترشوندگی اولیه داشته باشند [۷]. در واقع ارزیابی مناسب از ترکیبات نفت خام یک پیش نیاز برای هر فرآیند موفق تزریق آب کم شور و یا مهندسی شده می‌باشد.

یانگ و همکارانش مطابق با یک پژوهش آماری بر روی ۲۵ نوع نفت مخزن، تأثیر پارامترهای نفت را بر روی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن در سیستم نفت-آب-سنگ مطالعه کردند [۸]. در این تحلیل آماری، ارتباط پارامترهای نفت همچون چگالی API، عدد اسیدی و بازی، درصد اشباع، آسفالتین، رزین و آروماتیک‌ها بررسی شده است.

یکی از سازوکار اصلی افزایش ضریب بازیافت در مخازن نفت کربناته تغییر ترشوندگی است. درک اساسی تغییر ترشوندگی در سیستم‌های سه فازی نفت-آب شور-سنگ و تأثیرات آن بر میزان ضریب بازیافت نفت پیچیده است و نیازمند توصیف دقیق‌تری از عوامل مؤثر بر آن است [۱ و ۲]. مخازن کربناته در طول فرآیند برداشت با چالش‌های فراوانی روبرو هستند، بنابراین افزایش میزان برداشت از این‌گونه مخازن ملزم به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت مطابق با ساختار و شرایط ویژه هر مخزن کربناته می‌باشد. استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت پایه آبی یکی از پرکاربردترین این روش‌ها بوده که با به‌کارگیری روش‌های شیمیایی و یا تغییر در ترکیب یونی آب به آزاد سازی سیالات محبوس شده در فضای متخلخل سنگ کمک می‌کند. بازدهی و عملکرد فرآیند تزریق آب مهندسی شده به یک مخزن نفتی می‌تواند وابسته به مشخصات ذاتی سنگ مانند جنس، ترشوندگی اولیه، تخلخل و نحوه توزیع اندازه حفرات و نیز شرایط فیزیکی مخزن باشد. ایجاد یک واکنش سطحی بر روی سطح واکنش‌پذیر سنگ می‌تواند موجب بهبود ترشوندگی سنگ مخزن کربناته به سمت آبدوستی و در نتیجه تغییر نحوه توزیع فازها در مقیاس حفرات و افزایش تحرک‌پذیری و بهبود بازیافت نفت شود. شرایط لازم مانند دما، درجه ترشوندگی اولیه و نیز وجود ترکیبات قطبی در نفت و ترکیبات یونی فعال در آب سازند جهت عملکرد تزریق آب مهندسی شده به‌منظور افزایش ضریب بازیافت نفت بسیار حائز اهمیت می‌باشد [۳]. میزان تولید نفت در اثر تزریق آب، بستگی به ترکیب شیمیایی نفت و اثرات متقابل آب و نفت دارد و غیر از مقدار آسفالتین موجود در نفت، تحت تأثیر مقدار اسیدهای کربوکسیلیک آلی موجود در نفت خام نیز است. همچنین نیروهای موجود بین سطوح آب و نفت، یعنی نیروهای جذب و دفع بر روی حجم آب تزریقی جهت تولید حداکثر نفت تأثیرگذار

زیادای دارد و درصد آروماتیک و رزین آن نیز بالا است. همچنین باکلی و فن نشان دادند که درصد آسفالتین و درصد اجزای اشباع در نفت، عامل اصلی رسوب آسفالتین در سطح سنگ است. بالا بودن درصد اجزای اشباع، شرایط رسوب آسفالتین بر روی سطح سنگ را فراهم می‌کند. وجود حلال آسفالتین نفت، مانند رزین، تأثیر معکوسی دارد و شرایط پراکندگی آسفالتین در درون نفت را تأمین می‌کند. همچنین، تحلیل آماری یانگ و همکارانش نشان داد که معمولاً نفت با درصد آسفالتین بالا، اجزا یا درصد اشباع کمتری دارد [۱۴]. در مطالعه‌ای دیگر، اکسی و همکارانش به این نتیجه رسیدند که نفت مخزن با درصد آسفالتین متوسط تا بالا (بین ۲ تا ۹٪) می‌تواند یک لایه مقاوم تشکیل داده و تولید نفت را کاهش دهد [۱۵]. سانگ و همکارانش با انجام آزمایشاتی نظیر اندازه‌گیری اسیدیت، پتانسیل زتا، کشش بین سطحی و تمایل میکروپراکندگی^۱، اثر ترکیبات آسفالتین، رزین، آروماتیک و ترکیبات اشباع را با استفاده از هفت نوع نفت خام مورد بررسی قرار داده‌اند. آنان یافتند که نفت‌هایی با فعالیت سطحی بالا نسبت به فرآیند تزریق آب کم شور پاسخ بهتری نشان می‌دهند. همچنین مشخص شد، تغییرات کشش بین سطحی نفت در آب کم شور قابل توجه بوده و بر فرآیند تغییر ترشوندگی ناشی از تزریق آب کم شور اثرگذار می‌باشد. تشکیل میکروپراکندگی به میزان درصد آسفالتین در نفت وابسته است و می‌تواند نشانه مهمی از تغییر ترشوندگی در این فرآیند باشد. اساساً تشکیل ماکرومولسیون یک شاخص مؤثر است اما علت اصلی تغییر ترشوندگی نمی‌باشد [۱۶]. در این رابطه در مطالعه‌ای دیگر، پژوهش‌گران یافتند که کاتیون‌ها می‌توانند در فعل و انفعالات بین نفت خام و آب بر روی سطح سنگ عملکرد بهتری نسبت به یون سولفات داشته باشند.

این تحلیل آماری نشان می‌دهد که API نفت با درصد آسفالتین ارتباط معکوس دارد، ولی بین عدد اسیدی و عدد بازی با آسفالتین ارتباط مستقیم برقرار است.

استندنس و استود [۹ و ۱۰] طی انجام مطالعاتی نشان دادند که بازیافت نفت و میزان تغییر ترشوندگی با کاهش عدد اسیدی نفت افزایش پیدا می‌کند. اگر چه عدد بازی نفت خام اثر کمی روی تغییر ترشوندگی دارند ولی تحقیقات پنتروود و همکاران [۱۱] اثر افزایش آب‌دوستی سنگ چالک با افزایش عدد بازی را نشان داده است. این موضوع نشان‌دهنده این مسئله است که تشکیل کمپلکس اسید و باز در نفت خام می‌تواند فعالیت مواد اسیدی را روی سطح کربناته کم کند. همچنین، در مطالعه‌ای دیگر استاد و همکارانش [۱۲] پیشنهاد می‌کنند که اثر تزریق آب کم شور وابسته به میزان ترشوندگی مختلط است و این تغییرات مرتبط با میزان عدد اسیدی نفت خام می‌باشد. با این وجود نمی‌توان رابطه مستقیمی بین افزایش عدد اسیدی و افزایش ضریب بازیافت نفت یافت. همچنین در مطالعه‌ای دیگر اثر ترکیبات آمفی‌فیلک^۱ در نفت خام و فعل و انفعالات آن با ترکیبات یونی آب تزریقی در تغییر ترشوندگی مطالعه شده است. وجود اجزای اسیدی محلول در آب راندمان تغییر ترشوندگی آن را به‌طور قابل توجهی در مقایسه با آب تازه کم شور کاهش می‌دهد. ترکیبات آمفی‌فیلک جذب شده باعث گسترش لایه دوگانه الکتریکی و جفت شدن منیزیم با ترکیبات جذب شده در سطح و برهم‌کنش اجزای کاتیونی با ترکیبات اسیدی جذب شده می‌شود [۱۳]. باکلی و فن بر روی ترکیبات نفت خام ۴۰ حلقه چاه از مخازن آمریکا مطالعاتی انجام داده‌اند و نقش مقدار آسفالتین، عدد اسیدی و عدد بازی بر جابه‌جایی سیالات درون مخزنی را بررسی کرده‌اند. از نظر باکلی و فن نفت پارامتر مهمی در تعیین حلالیت آسفالتین است، چرا که نفت با API پایین معمولاً آسفالتین

1. Amphiphilic Water-Soluble
2. Micro Dispersion

برش‌ها و ترکیبات فعال نفت بر الکتروشیمیایی بین فعل و انفعالات در حالت سه فاز بسیار مؤثر می‌باشند و در حقیقت الکتروشیمیایی ایجاد شده بر ضریب نفوذ تأثیرگذار بوده و در نهایت مقیاس زمانی تغییر ترشوندگی را تعیین می‌کند [۲۱]. طاهری و همکارانش در پژوهشی با ترکیب مدل‌های ریاضی برای جریان دو فاز نفت-آب و آزمایشات سیلاب‌زنی به یک مدل کمپلکس تنظیم شده رسیدند که می‌تواند به‌دقت جذب یون‌ها را پیش‌بینی کند. مشاهدات مهم در این مطالعه این است که تأخیر بین شروع تزریق آب اصلاح شده و زمان جدایش نفت را می‌توان به‌دلیل تغییر ترشوندگی حاصل از جذب یون‌های تعیین کننده بالقوه در سطح کربناته دانست [۲۲]. رفتار الکتریکی بین نفت/آب شور و سنگ/آب شور و هندسه لایه آب، فشار هیدرودینامیکی گذرا و مقیاس زمانی انتقال یونی در فیلم بین سطح مشترک عامل کنترل کننده سنتیک و درجه ترشوندگی می‌باشند. قدرت یونی آب درون محیط متخلخل تأثیر نسبتاً کمتری بر مقیاس زمانی فعل و انفعالات و همین‌طور سنتیک تغییر ترشوندگی دارد [۲۳]. همچنین مطابق با مطالعات جدید پژوهش‌گران مشاهده کردند، تغییر ترشوندگی تابعی از زمان است و افزایش نیروی ویسکوز اعمال شده جهت تولید نفت کافی نمی‌باشد. این امر در طول دوره زمانی بر اساس میزان جذب و آشام خودبخودی به‌دست می‌آید. مقیاس زمانی تغییر ترشوندگی توسط جذب-دفع ترکیبات فعال آب، ضخامت لایه، و طول تماس نفت و جامد کنترل می‌شود. تغییر ترشوندگی به‌طور ذاتی ایجاد می‌شود و سنتیک آن با اندازه محیط متخلخل قیاس نمی‌شود [۲۴]. به جهت روشن شدن سازوکارهای فرآیند تزریق آب کم شور و رابطه آن با مشخصات نفت خام زوایای تماس بین سنگ/نفت/آب شور و ویسکوالاستیسیته سطحی بین نفت خام و آب نمک اندازه‌گیری شد. در این پژوهش، افزایش باز یافت تنها در حالت ثانویه

در این مطالعه، تأیید می‌شود که هر چه عدد اسیدی یک نفت بالاتر باشد تعداد سایت‌های فعال گروه کربوکسلیک بیشتری جهت جذب با کاتیون‌ها در لایه نفوذ وارد واکنش شده که منجر به جدایش از روی سطح سنگ می‌شود. همچنین در این پژوهش یادآور می‌شود که افزایش درصد رزین‌های موجود در نفت موجب افزایش چگالی سایت‌های کربوکسلیک شده و پتانسیل منفی سطح و انبساط لایه نفوذ را تشدید می‌کنند [۱۷]. مطابق با تحقیقات انجام شده، تزریق آب کم شور می‌تواند موجب برهم خوردن تعادل ترمودینامیکی ایجاد شده بین سنگ، آب سازند و ترکیبات قطبی متصل به سطح سنگ شود. در حقیقت، تغییر در شرایط ترمودینامیکی بین سه فاز نفت-آب شور و سنگ موجب می‌شود که ترشوندگی سطح سنگ را به سمت شرایط مطلوب‌تری در جهت بهبود باز یافت نفت تغییر کند. این میزان تغییر در نوع ترشوندگی تحت تأثیر دما، فشار، آب همزاد درون منافذ و ترکیبات شیمیایی نفت خام می‌باشد [۱۸]. همچنین، ترکیبات فعال نفت می‌توانند در فاکتوری دیگر به نام مقیاس زمانی تأثیرگذار باشند. ماهانی و همکارانش در مطالعه‌ای به‌طور ویژه سنتیک جدایش نفت در یک فرآیند تزریق آب کم شور را با اندازه‌گیری زاویه تماس و مقیاس زمانی بررسی کرده‌اند. آنان دریافتند که زمان تعادل طولانی‌تر از میزان متصور برای زمان نفوذ منطبق با مدل انتقال یونی در لایه فیلم بین سطح مشترک بین نفت و سطح سنگ می‌باشد. در حقیقت، سنتیک تغییر ترشوندگی فرآیندی کند می‌باشد [۱۹]. در مطالعه‌ای دیگر، مقیاس زمانی به‌عنوان یکی دیگر از عوامل کنترل‌کننده تغییر ترشوندگی معرفی شد. در این پژوهش، مشاهده شد که تغییر ترشوندگی به برش‌های سنگین نفت حساس است و همچنین دفع ترکیبات قطبی از روی سطح سنگ فرآیندی است که وابسته به فاکتور زمان می‌باشد [۲۰]. محققان در مطالعه‌ای دیگر دریافتند که

روش انجام کار

در این مطالعه، از دو نوع نفت خام از میدین ایران با مشخصات ذیل استفاده شده است. انتخاب نفت با هدف بررسی اثر ترکیبات اسیدی و ترکیبات آسفالتین نفت بوده است. مشخصات فیزیکی نفت‌های استفاده شده در **جدول ۱ و ۲** آمده است. آب‌های مورد استفاده در این مطالعه به صورت مصنوعی در آزمایشگاه تهیه می‌شوند و با توجه به آنالیزهای موجود از نمونه آب خلیج فارس به عنوان آب دریا، آب سازند و دیگر نمونه آب‌های طراحی شده، ساخته می‌شوند. همچنین، سعی بر آن بوده است که دو فاکتور قدرت یونی و pH ثابت نگه داشته شود. مشخصات فیزیکی و شیمیایی آب مصنوعی استفاده شده در این مطالعه در **جدول ۳** آمده است. پلاگ‌های مغزه‌گیری شده از سنگ مخزن کربناته با اندازه‌های یکسان و لیتولوژی مشابه از جنس آهکی تهیه شده است. جهت بررسی اثرات خواص سنگ‌ها پارامترهایی مانند نفوذپذیری مطلق و میزان تخلخل آنان اندازه‌گیری می‌شود. مشخصات مغزه‌های استفاده شده در **جدول ۴** آمده است. همچنین، مشخصات لیتولوژی سنگ‌ها در **جدول ۵** نمایش داده شده است. به جهت اطمینان از عدم وجود شکاف و بررسی میکروشکاف‌های سنگ از آنان سی‌تی‌اسکن گرفته شده است.

مشاهده شده و افزایش بازیافت در حالت ثالثیه وجود ندارد. همچنین از نتایج این مطالعه می‌توان دریافت که هیچ رابطه قوی بین تغییر ترشوندگی به واسطه تزریق آب کم شور وجود ندارد. همچنین، pH آب تولید شده در آزمایشات به شوری آب نمک تزریقی بستگی ندارد و در تمام زمان‌ها ثابت باقی می‌ماند. اما در این مطالعه تأکید می‌شود که بازیافت نفت حاصل به واسطه این روش در حالت ثانویه با ترکیبات فعال موجود در نفت خام ارتباط دارد. در حقیقت، اجزای بازی نفت خام در سطح مشترک نفت خام و آب جذب می‌شوند که منجر به تشکیل یک رابط الاستیک‌تر می‌شود [۲۵]. اگرچه در اغلب مطالعات صورت گرفته نتایج حاکی از بهبود بازیافت نفت در مخازنی با سطوح کربناته با استفاده از تزریق آب کم شور یا آب مهندسی شده گزارش شده است [۲۶ و ۲۷]، اما نمی‌توان گزارش عدم موفقیت این روش را در چند مطالعه در نظر گرفت [۲۸ و ۲۹]. بنابراین، مطالعه دقیق فاکتورهای مؤثر در این روش الزامی و مهم می‌باشد. در این مطالعه، سعی بر آن است نگاه دقیق‌تری به برهم‌کنش‌ها در سیستم سنگ-نفت و آب شور-نفت داشته باشیم. در این خصوص در این مطالعه، با بررسی آنالیز دقیق ترکیبات قطبی نفت اثر هر کدام در حضور کانی‌های مؤثر سطح کلسیت و ترکیبات فعال آب در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده به صورت مجزا بررسی و تحلیل شده است.

جدول ۱ مشخصات فیزیکی نفت‌های مورد مطالعه

Oil type	$\mu(\text{mm}^2/\text{s}) @40^\circ\text{C}$	$\rho(\text{g}/\text{cm}^3)$	AN (mg of KOH/g oil)	BN (mg of KOH/g oil)
Oil.A	۴/۸۹	۰/۸۳	۰/۱۸	۰/۳۶
Oil.B	۱۰۷/۸	۰/۹۳	۱/۲	۳/۴

جدول ۲ مشخصات آزمون SARA نفت مورد مطالعه

Oil type	saturation (wt.%)	Aromatic (wt.%)	Resin (wt.%)	Asphaltenes (wt.%)	Wax content (wt.%)	API
Oil.A	۶۳/۸	۲۶/۳	۶/۸	۰/۲	۲/۹	۴۱
Oil.B	۴۸/۸	۲۸/۵	۶/۶	۱۲/۴	۳/۷	۲۰/۴

جدول ۳ مشخصات آب‌های مصنوعی مورد استفاده در این مطالعه

Brines	Component (ppm)							pH	TDS (g/L)
	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	HCO ⁻³	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺	K ⁺		
Formation Water	۰/۴۷	۱۴۴/۳۴	۱۲۶/۰	۱۹/۳	۲/۷۳	۶۴/۴۲	۳/۶۴	۶/۶	۲۳۱/۳۹
Sea water	۳/۰۷	۲۳/۳۸	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۲/۷۱	۰/۴۶	۷/۸	۴۱/۳۹
Sea water twice Ca ⁺²	۳/۰۷	۲۸/۲۸	۰/۰۸۷	۱	۱/۶۴	۱۲/۰۷	۰/۴۶	۷/۸	۴۱/۱۵
Sea Water twice Mg ⁺²	۳/۰۷	۲۴	۰/۰۸۷	۰/۵	۳/۲۸	۱۰	۰/۴۶	۷/۷۳	۴۱/۴
Sea Water twice SO ₄ ⁻²	۶/۱۴	۲۰/۶۳	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۲/۳۹	۰/۴۶	۷/۷۰	۴۱/۴
Sea Water quadruple SO ₄ ⁻²	۱۲/۲۸	۱۵/۱۸	۰/۰۸۷	۰/۵	۱/۶۴	۱۱/۱۱۷۸	۰/۴۶	۷/۷۲	۴۱/۴۷

جدول ۴ خواص مغزه‌های مورد استفاده در این مطالعه

Core ID	Porosity (%)	Gas Permeability (mD)	Liquid Permeability (mD)	Residual oil (%)	Oil	Lithology
۱	۱۹/۰۷	۸۴/۰۹	۴۲	۶۵	Oil.A.S	Limestone
۲	۱۹/۷	۹۰	۴۹	۶۷	Oil.A	Limestone
۳	۲۲	۹۵	۵۰	۷۰	Oil .B	Limestone
۴	۲۴	۸۳	۴۰	۶۸	Oil.B.S	Limestone

جدول ۵ مشخصات کانی شناسی مغزها

Mineral	۱ (wt. %)	۲ (wt. %)	۳ (wt. %)	۴ (wt. %)	Out crop (wt. %)
Quartz	۰	۰	۰	۰	۰
Ankerite	۰	۱	۲	۱	۰
Anhydrite	۴	۵	۳	۳	۲
Calcite	۹۳	۹۰	۹۰	۹۲	۹۰
Dolomite	۳	۴	۵	۴	۸

مغزه‌های عاری از ترکیبات نفت را خلاء و سپس از آب سازند مصنوعی اشباع می‌کنیم. جهت حصول اطمینان از اشباع کامل، مغزه را به مدت ۲۴ h در فشار ۳۰۰ psi قرار می‌دهیم. سپس مغزه با استفاده از دستگاه سیلابزنی تحت تزریق نفت قرار می‌گیرد و به واسطه کنترل دبی و فشار به میزان کمترین اشباع اولیه از آب سازند می‌رسد. مغزه‌های استفاده شده در این مطالعه به مدت ۴۰ روز در دمای ۸۵ °C تحت شرایط پیرشدگی قرار می‌گیرند. نوع نفت استفاده شده و میزان درصد نفت اولیه در **جدول ۴** نشان داده شده است. در این مطالعه به منظور بررسی اثر ترکیبات اسیدی، نفتی با عدد اسیدی

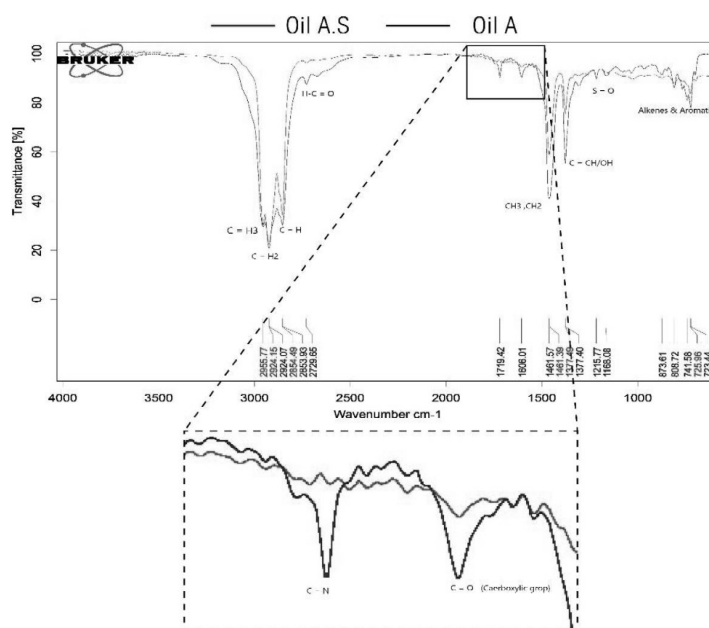
همچنین به دلیل محدودیت در نمونه سنگ‌های مخزنی جهت انجام آزمایش‌های تعیین ترشوندگی و تأثیر سیالات تزریقی بر آنان با روش اندازه‌گیری زاویه تماس از نمونه‌های به دست آمده از رخنمون کلیست با خواص نزدیک به مغزه‌های اصلی استفاده شده است. رخنمون‌های استفاده شده دارای مشخصات متوسط تخلخل ۰/۳۰٪، متوسط نفوذپذیری ۱ mD و متوسط حجم حفره ۵ cc می‌باشند. به منظور بررسی اهداف این مطالعه، لازم است پیش از انجام آزمون‌های ازدیاد برداشت، عملیات آماده سازی جهت رسیدن به شرایط واقعی بر روی مغزه‌ها صورت پذیرد. در این خصوص ابتدا

یک نفت با عدد اسیدی و درصد آسفالتین بالا انتخاب شده است. سپس جهت کاهش ترکیبات آسفالتین نفت مطابق با استاندارد IP143 نفت را به میزان ۳۰ به ۷۰ در معرض نرمال هپتان قرار می‌دهیم. سپس نفت را سانتریفیوژ کرده و ترکیبات رسوب کرده را جدا می‌کنیم. پس از آن اجازه می‌دهیم که نرمال هپتان تبخیر شود. در نهایت، میزان آسفالتین باقی‌مانده اندازه‌گیری می‌شود. مشخصات نفت اصلاح شده در **جدول ۶** نشان داده شده است. همچنین به منظور تعیین کیفی ترکیبات قطبی نفت‌های استفاده شده در این مطالعه و نیز بررسی تغییرات ترکیبات نفت حاصل از تغییر در میزان کل عدد اسیدی، بازی از آنالیز FTIR استفاده شده است. نتایج حاصل در خصوص تغییرات اعمال شده در **شکل ۱** آورده شده است. همچنین در این مطالعه، اثر ترکیبات آسفالتین بر میزان درجه ترشوندگی اولیه و نیز تأثیر آن بر نحوه عملکرد فرآیند تزریق آب مهندسی شده بررسی شده است. در این خصوص،

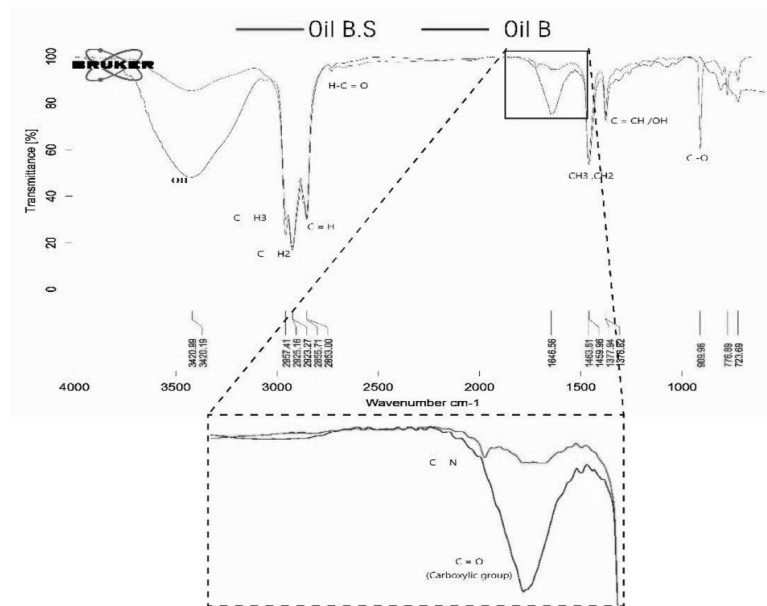
متوسط از مخازن ایران انتخاب شده است. سپس جهت کاهش و یا حذف ترکیبات اسیدی و بازی نفت، آن را به مدت ۶ روز در معرض ۱۰٪ وزنی سلیکا ژل قرار می‌دهیم. عدد اسیدی و عدد بازی نمونه‌های نفت از طریق تیتراسیون به روش پتانسیومتری مطابق با استانداردهای ASTM D664 و ASTM D2896 اندازه‌گیری شده است. مشخصات نفت اصلاح شده در **جدول ۶** نشان داده شده است. همچنین به منظور تعیین کیفی ترکیبات قطبی نفت‌های استفاده شده در این مطالعه و نیز بررسی تغییرات ترکیبات نفت حاصل از تغییر در میزان کل عدد اسیدی، بازی از آنالیز FTIR استفاده شده است. نتایج حاصل در خصوص تغییرات اعمال شده در **شکل ۱** آورده شده است. همچنین در این مطالعه، اثر ترکیبات آسفالتین بر میزان درجه ترشوندگی اولیه و نیز تأثیر آن بر نحوه عملکرد فرآیند تزریق آب مهندسی شده بررسی شده است. در این خصوص،

جدول ۶ مشخصات نفت اصلاح شده

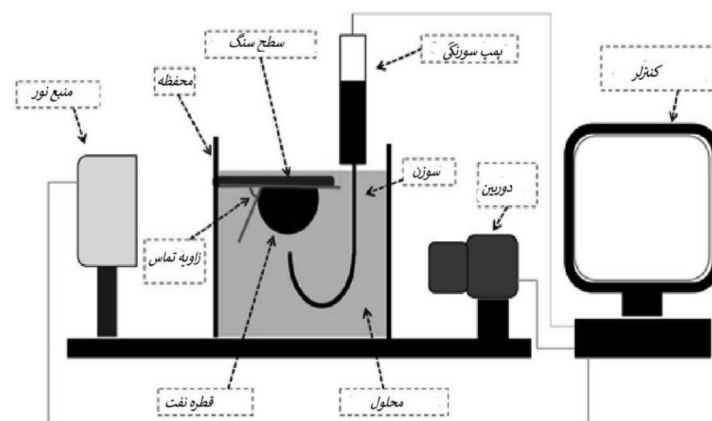
Oil type	AN (mgKOH/g oil)	BN (mgKOH/g oil)	Asphaltenes (wt.%)
Oil.A. S	<۰/۰۵	۰/۱۶	<۰/۱
Oil.B. S	۶۵/۰	۰/۹۵	۴



شکل ۱ آنالیز FTIR دو نفت با عدد اسیدی متفاوت



شکل ۲ آنالیز FTIR دو نفت با درصد وزنی آسفالتین متفاوت



شکل ۳ تصویر سامانه اندازه‌گیری زاویه تماس

اندازه‌گیری شده است. اندازه زاویه تماس به تدریج تغییر یافته و در نهایت پایدار می‌شود. به منظور افزایش دقت نتایج، تعداد صفحات کربناته را افزایش داده و آزمایش با شرایط یکسان در دو بازه زمانی تکرار می‌شود. همچنین برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی نمونه‌ها از روش قطره آویزان در شرایط فشار و دمای آزمایشگاه استفاده شد. در این روش با تشکیل قطره نفت در آب‌های مهندسی شده مختلف به صورت معلق و با استفاده از تصویربرداری از پروفایل شکل قطره تا زمان رسیدن به مقدار تعادلی، مقدار کشش بین سطحی اندازه‌گیری شد. همچنین جهت انجام آزمون‌های

جهت انجام این آزمایش، صفحات کربناته با تولوئن و متانول پاک‌سازی و سپس خشک می‌شوند. به‌منظور انجام فرآیند اشباع، نمونه‌ها را در محفظه‌ای به مدت ۴ h تحت شرایط خلاء قرار داده و با آب سازند اشباع می‌کنیم. جهت اطمینان از اشباع صد درصدی، نمونه‌ها را به مدت یک روز تحت فشار ۳۰۰ psi از آب سازند قرار می‌دهیم. صفحات کربناته سنگ به مدت ۲۵ روز در دمای ۸۵ °C در نفت نگهداری می‌شوند. در انتها، نمونه‌ها در محفظه‌ای که با آب مهندسی شده منتخب پر شده است، غوطه‌ور گردیده و در بازه‌های زمانی مشخص زاویه تماس نفت با سطح سنگ

تزریق آب مهندسی شده را مشاهده نمود. بدین صورت که آزمایش‌ها در دو فاز به گونه‌ایی که هدف هر بخش را به‌طور مجزا پوشش دهد طراحی شده است. در یک بخش اثر ترکیبات اسیدی و در بخش دیگر اثر ترکیبات آسفالتین بررسی می‌شود. از آنجائی که سطوح کربناته قبل از مهاجرت نفت به این سطوح، آب‌دوست بوده و سپس در تماس با ترکیبات نفت در طی مدت زمان بسیار طولانی نفت‌دوست می‌شوند، لذا می‌توان در نظر داشت این سطوح می‌توانند ترشوندگی اولیه متفاوتی داشته باشند. همچنین، این سطوح می‌توانند در شرایط مخزن و دیگر فاکتورهای مؤثر عملکرد متفاوتی در تماس با آب که حاوی یون‌های فعال و غیر فعال دارند، داشته باشند. این مهم می‌تواند راهنمای خوبی در رابطه با استفاده از روش تزریق آب مهندسی شده باشد.

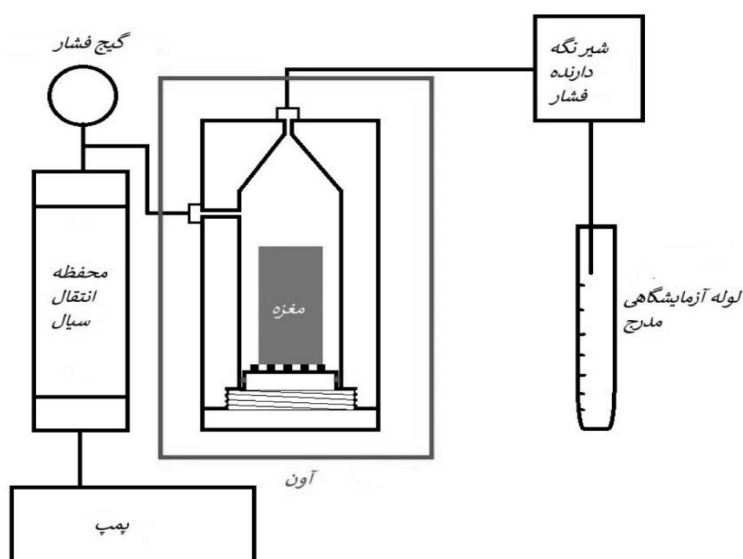
اندازه‌گیری زاویه تماس

در شکل مربوط به قطره‌ها، تصاویر با وضوح بالا از سطح تماس نفت روی سطح کربناته به منظور تعیین اندازه زاویه تماس مشاهده می‌شود. زاویه تماس با توجه به پروتکل استاندارد از طریق غوطه‌وری در فاز سیال با دانسیته بیشتر انجام شده است.

آشام خودبه‌خودی در شرایط واقعی‌تر مخزن، مطابق شکل ۴ سامانه آزمایشگاهی طراحی شد که بتواند دما و فشار را طی انجام این فرآیند به‌مدت طولانی کنترل کرده و نیز قابلیت تزریق آب مهندسی شده را به‌طور پیوسته داشته باشد. این سامانه آزمایشگاهی از یک سلول جهت نگهداری مغزه در طول فرآیند با تحمل فشاری ۴۰۰۰ psi طراحی شده است. جهت حفظ یکنواختی دما در بلند مدت از آون استفاده می‌شود. پس از اتمام دوره پیرشدگی مغزه را در یک سل آموت در دمای 85°C و فشار ۳۰۰ psi قرار داده و سیال منتخب را تزریق می‌کنیم. نفت تولید شده به‌طور دائم رؤیت می‌شود. در این سلول، مغزه به‌صورت عمودی قرار گرفته و به‌واسطه آب مهندسی شده محصور شده است. تولید نفت نسبت به زمان سنجیده می‌شود. در این آزمایش‌ها ابتدا آب سازند سپس آب دریا پشت سر هم تزریق شده و به هر کدام تا زمان عدم تولید نفت زمان داده شده است.

نتایج و بحث

در این مطالعه، آزمایش‌ها به گونه‌ایی طراحی شده است که بتوانیم اثر ترکیبات قطبی نفت در تغییر ترشوندگی و تغییر کشش بین سطحی طی فرآیند



شکل ۴ تصویر سامانه آزمایشگاهی آشام خودبخودی تحت دما و فشار

پلاگ‌های کربناته از یک نوع نفت A با عدد اسیدی متفاوت استفاده شده است. سپس پلاگ‌ها در دو ظرف مجزا در مجاورت یک نوع آب مهندسی شده قرار می‌گیرند. نتایج حاصل از انجام این آزمایش در **شکل ۵** نمایش داده شده است. در ابتدا قبل از قرارگیری پلاگ‌های کربناته در مجاورت آب مهندسی شده زاویه ترشوندگی اولیه سطح پلاگ‌ها اندازه‌گیری شده است. پس از مجاورت در زمان‌های مشخصی زاویه تماس اندازه‌گیری می‌شود، که نشان از تغییر زاویه تماس به سمت آب‌دوستی یا محدوده خنثی را دارد. نتایج حاصل نشان می‌دهد که نفت عاری از ترکیبات اسیدی نسبت به عوامل مؤثر در تغییر ترشوندگی پاسخ خوبی نمی‌دهد در صورتی که میزان ترشوندگی اولیه پلاگ‌ها نیز نزدیک‌تر به محدوده خنثی بوده است. همچنین، می‌توان تفاوت در نحوه تغییر زاویه تماس را طی مدت زمان مشخص در تصویر **۶ و ۷** مشاهده کرد. اسیدهای کربوکسیلیک به شدت به سطح کربنات جذب می‌شوند و جذب آنها توسط زنجیره‌های مستقیم مستقیم به دلیل تعاملات بین لایه بسته آب‌گریز یا ساختارهای پلیمری موجود در نفت تثبیت می‌شود. این امر باعث تشکیل لایه آلی اضافی بر روی سطح سنگ کربناته می‌شود. بنابراین، ترشوندگی سطح سنگ حاصل از این تعاملات وابسته به میزان درصد آنان در نفت، نفت دوست می‌باشد. این ترکیبات به سبب تعاملات یونی با آب سازند در مجاورت سطح سنگ می‌توانند ترکیب پیچیده‌ایی از ترکیبات اسیدی و بازی تشکیل دهند، ترکیبات اسیدی میزان فعالیت بیشتری در مجاورت سطوح کربناته به نسبت ترکیبات بازی دارند و اثرات بیشتر این نوع ترکیبات مشاهده می‌شود. شبکه واکنش شامل برهم‌کنش در فاز آبی و واکنش‌های کمپلکس سطحی در سطح مشترک بین نفت-آب و سطح جامد-نفت و سطح جامد-نفت و سطح جامد-آب می‌باشد. دو گروه اسید کربوکسیلیک و سولفو اکسیدها بیشترین درصد ترکیبات قطبی هستند.

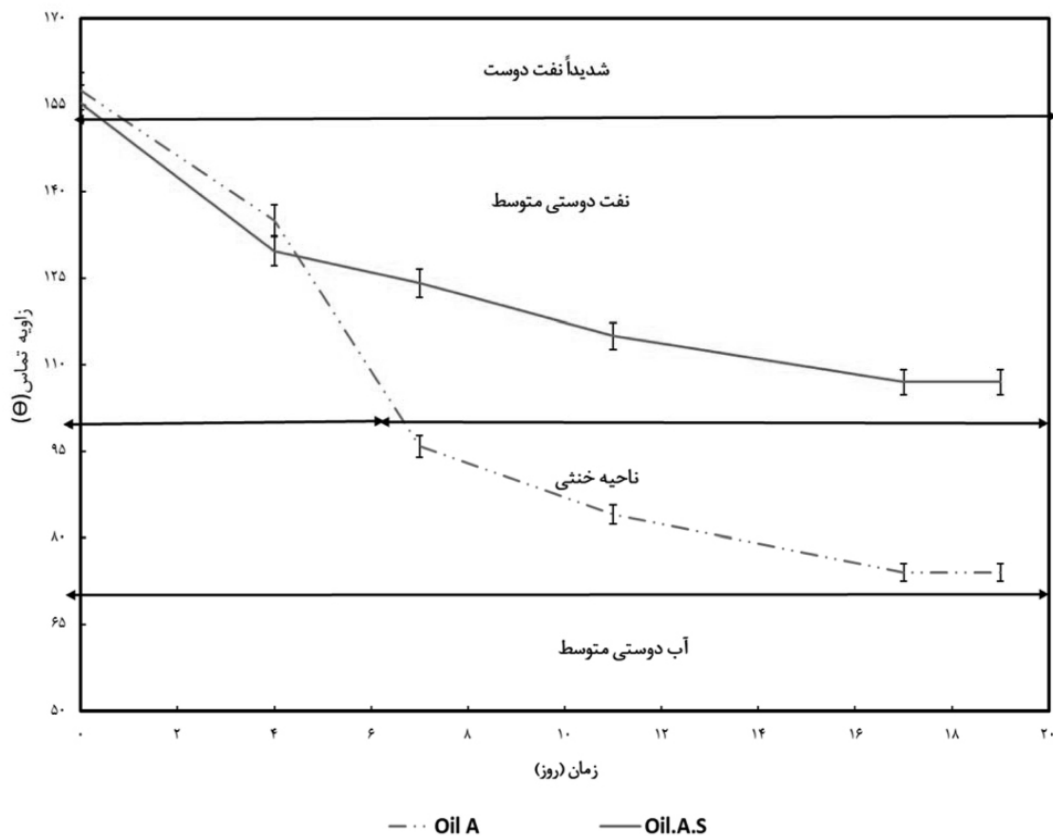
نتایج حاصل به صورت اندازه زاویه تماس از طریق تطبیق پروفایل نفت-آب شور و تعیین خط پایه در سطح سنگ کربناته و سپس مشخص کردن خط مماس روی قطره نفت انجام گردید. زاویه تماس حاصل، از طریق میانگین حسابی زاویه سمت راست و چپ قطره نفت پایدار روی سطح پلاگ کربناته اندازه‌گیری می‌شود. در این آزمایش، از روش ینگ لاپلاس استفاده شده است. خطای اندازه‌گیری به دلیل داشتن تصاویر با وضوح بالا، تعداد پلاگ‌های بالا و نیز تکرار آزمایشات در دو دوره زمانی در حدود $\pm 2\%$ درصد می‌باشد. به منظور اندازه‌گیری شاخص WAI، زاویه تماس بر روی پلاگ‌های کربناته در مجاورت آب سازند اندازه‌گیری می‌شود که نتایج آن به عنوان ترشوندگی آغازین سنگ (θ_0) در نظر گرفته می‌شود. در مرحله دوم، زاویه تماس بر روی پلاگ‌های کربناته پیر شده در نفت اندازه‌گیری می‌شود که مقادیر ترشوندگی اولیه (θ_1) را فراهم می‌کند. در مرحله سوم، مقادیر زاویه تماس نهایی (θ_f) پس از گذشت یک بازه زمانی به صورتی که تغییر زاویه تماس نسبت به زمان وجود نداشته باشد، اندازه‌گیری می‌شود. در نتیجه شاخص تغییرپذیری ترشوندگی WAI به شرح زیر برای نمونه‌ها تعریف و محاسبه می‌شود [۳۰]. در این محاسبه، مقدار WAI نزدیک به صفر هیچ تغییری در ترشوندگی نشان نمی‌دهد در حالی که مقدار WAI نزدیک به واحد، نشان از تغییر ترشوندگی مطلوب دارد.

$$WAI = \frac{(\theta_0 - \theta_f)}{(\theta_0 - \theta_1)} \quad (1)$$

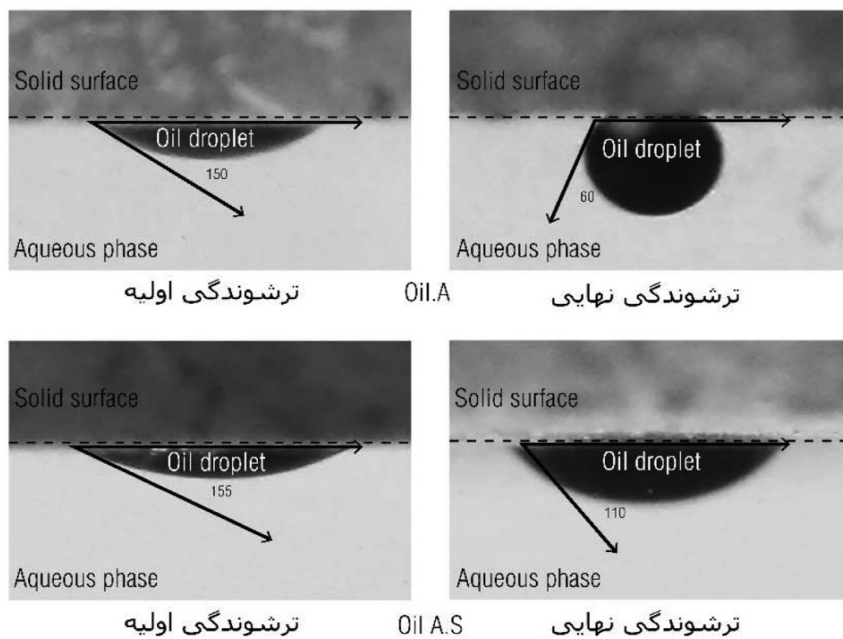
نتایج حاصل از انجام آزمایش‌ها نشان می‌دهد که زاویه قطره نفت با سطح سنگ‌هایی که در معرض آب مهندسی شده قرار گرفته بودند با گذشت زمان کاهش یافته است. در نتیجه، ترشوندگی سطح کربناته در مجاورت آب‌های مهندسی شده به سمت آب‌دوستی تمایل نشان داده است.

تغییر در ترکیبات اسیدی نفت

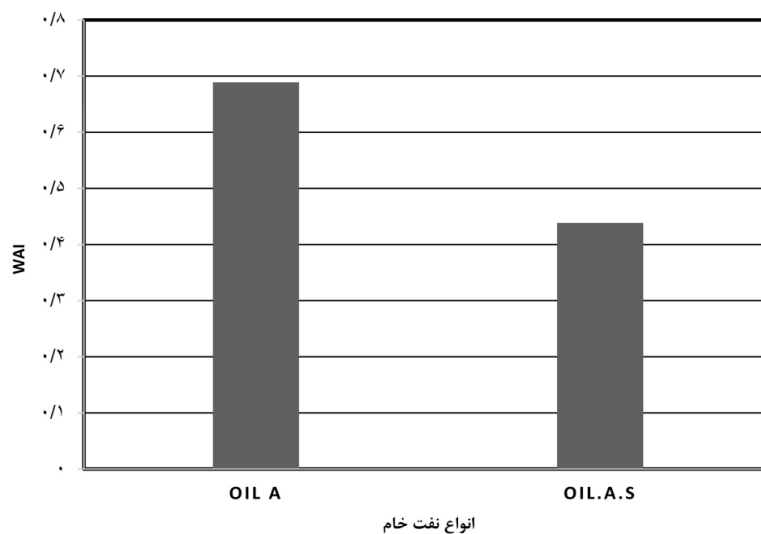
در این آزمایش به جهت انجام فرآیند پیرشدگی



شکل ۵ تغییرات اندازه زاویه تماس در مجاورت نفت با ترکیبات اسیدی متفاوت



شکل ۶ تغییرات زاویه تماس اولیه و زاویه تماس نهایی در مجاورت نفت با ترکیبات اسیدی متفاوت



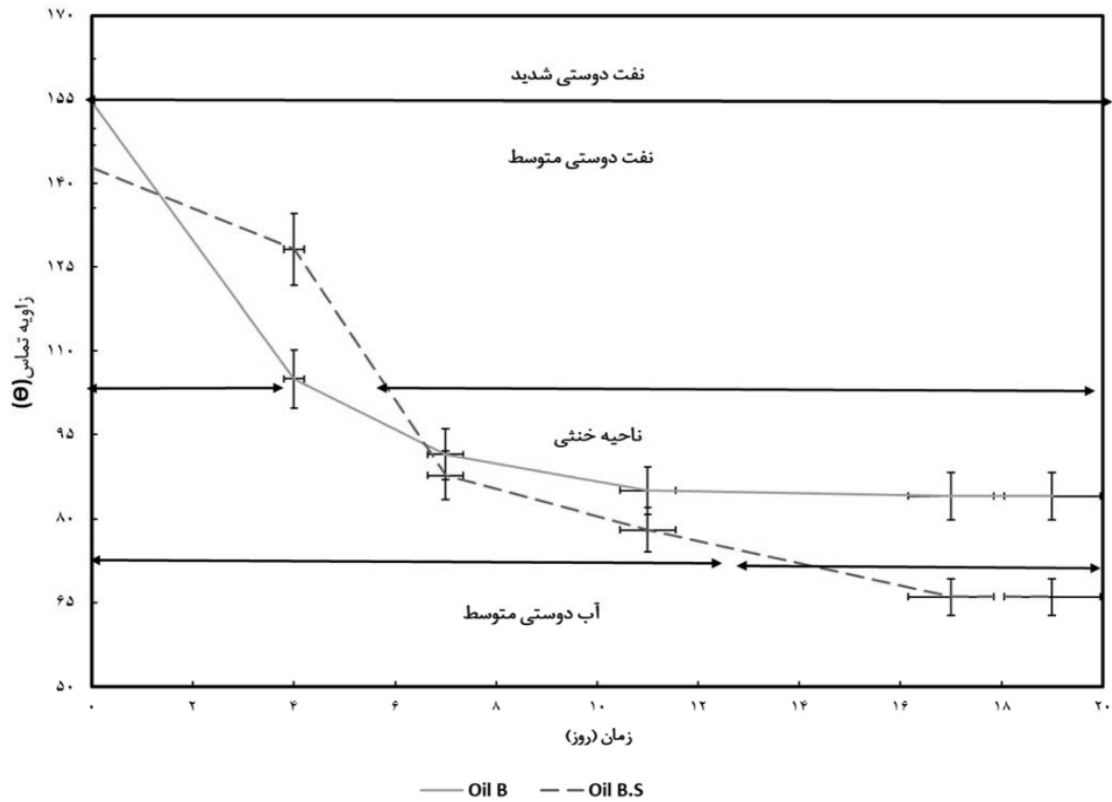
شکل ۷ تغییرات ضریب WAI و در مجاورت نفت با ترکیبات اسیدی متفاوت

گوگرد، نیتروژن و اکسیژن بوده، بنابراین نمی تواند به راحتی با کاتیون های آب مهندسی شده وارد واکنش دفع گروه های کربوکسیلیک بشود. این امر منجر به عدم تغییر ترشوندگی سطوح پیر شده با این نوع نفت شده است.

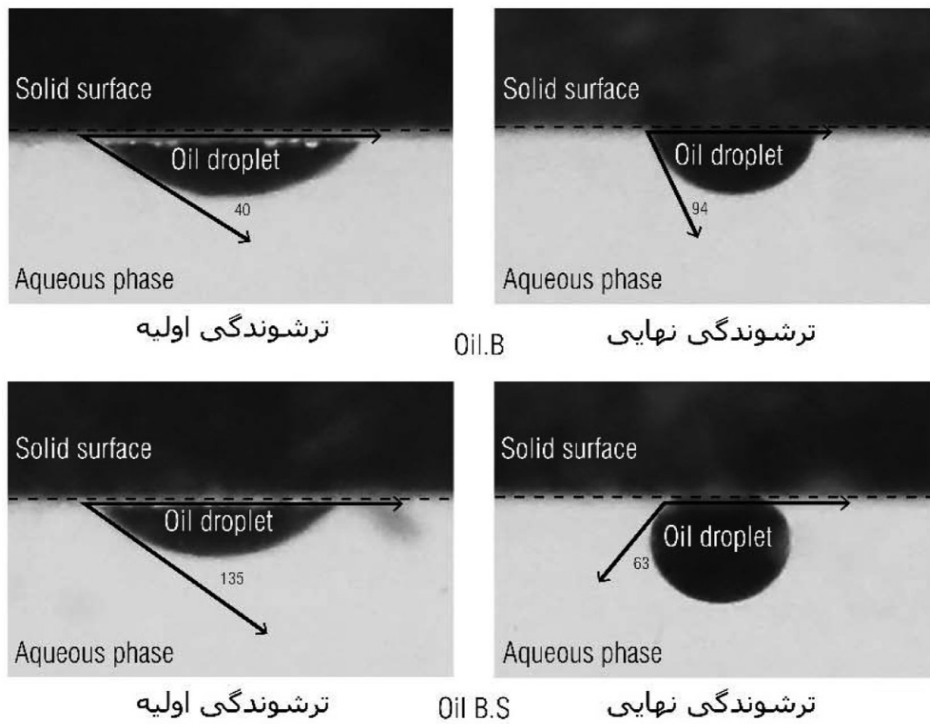
تغییر در میزان درصد آسفالتین

در این آزمایش به جهت انجام فرآیند پیرشدگی پلاگ های کربناته از یک نوع نفت B با میزان درصد آسفالتین متفاوت استفاده شده است. در ابتدا زاویه ترشوندگی اولیه سطح پلاگ ها اندازه گیری شده است. سپس مطابق با آزمون قبل پلاگ ها در دو ظرف مجزا در مجاورت آب مهندسی شده جهت تغییر ترشوندگی قرار گرفته اند که نشان از تغییر ترشوندگی به سمت محدوده آب دوستی و یا خنثی دارد. نتایج حاصله در شکل ۸ نمایش داده شده است. نتایج نشان می دهد که نفتی که میزان درصد آسفالتین آن کمتر بوده است در مواجهه با آب مهندسی شده تغییر ترشوندگی بیشتری داشته است. مولکول های بزرگ تر در نفت در مقایسه با مولکول های کوچک تر عملکرد متفاوتی در نحوه تعادل با سطح کربناته دارند. می توان تفاوت در نحوه تغییر زاویه تماس را طی مدت زمان مشخص در تصویر ۹ و ۱۰ مشاهده کرد.

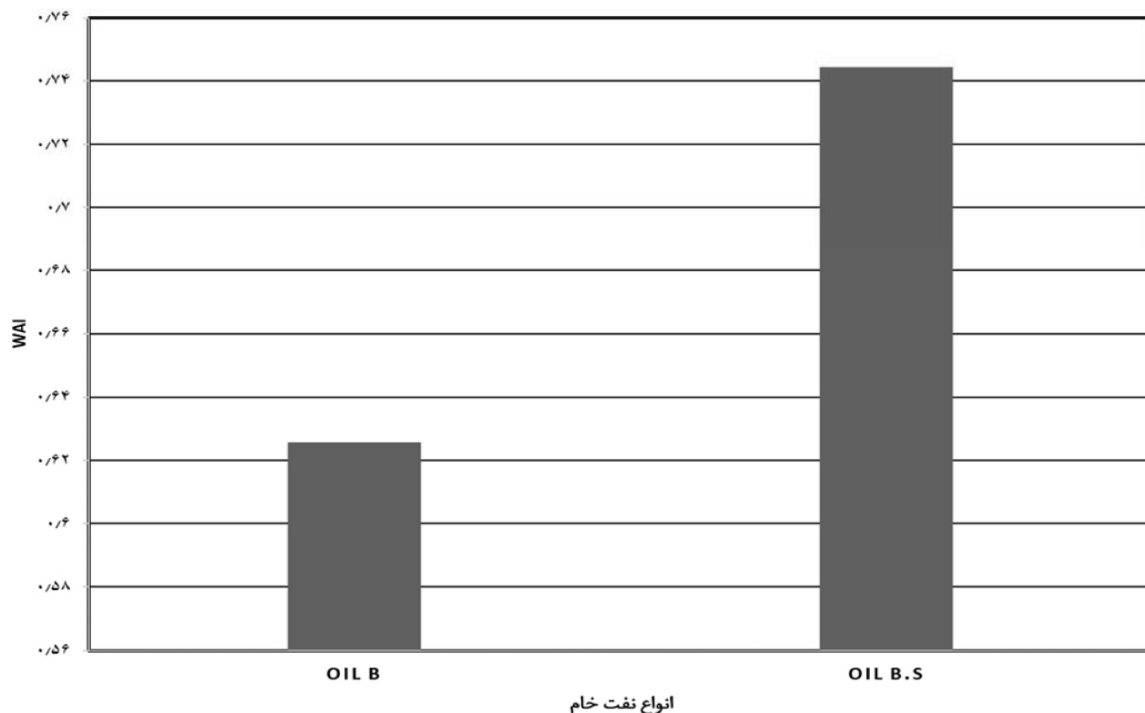
که در واکنش بین سطح جامد- نفت شرکت می کنند [۳۱]. در حقیقت، اسید کربوکسیلیک ها با از دست دادن هیدروژن خود و جایگزینی یک پروتون دیگر تحت تاثیر میزان قدرت شاخه کربونیل (C=O) خود با کاتیون های آزاد سطح سنگ کربناته وارد واکنش شده که منجر به ایجاد ترشوندگی اولیه می شود. مطابق با تصویر ۱ نتایج حاصل از آزمون FTIR مشخص است که در دو نفت تفاوت قابل ملاحظه ای در ترکیبات قطبی، نظیر اسید کربوکسیلیک ها و گروه های قطبی که هیدروژن آزاد دارند وجود دارد. بنابراین، می توان در نظر داشت مشابه آنچه که در دیگر مطالعات مشاهده شده است [۳۲] ترکیبات قطبی لازم جهت شرکت در واکنش کمپلکس سطحی به اندازه کافی برای نفت عاری از ترکیبات اسیدی وجود ندارد. همچنین در ادامه بررسی شبکه واکنش ها، برهم کنش های موجود در سطح مشترک نفت و آب بررسی شده است. این واکنش ها شامل برهم کنش بین گروه های اسید کربوکسیلیک و فنل ها با کاتیون های آب می باشد که منجر به تجزیه و دفع گروه های کربوکسیلیک اسیدی می شود. مطابق با نتایج گزارش از آزمون FTIR می توان دریافت که نفت عاری از ترکیبات اسیدی دارای هترواتم های کمتری مانند



شکل ۸ تغییرات اندازه زاویه تماس در مجاورت نفت با ترکیبات آسفالتین متفاوت



شکل ۹ تغییرات زاویه تماس اولیه و زاویه تماس نهایی در مجاورت نفت با ترکیبات آسفالتین متفاوت



شکل ۱۰ تغییرات ضریب WAI و تغییرات زاویه تماس اولیه و زاویه تماس نهایی در مجاورت نفت با ترکیبات آسفالتین متفاوت

خام می‌شود که می‌تواند ترشوندگی سطح کربناته را به نفت دوستی شدید یا ترشوندگی مختلط^۱ تبدیل کنند. مطابق با تصویر ۲ حاصل از نتایج آزمون FTIR مشخص است که در دو نفت تفاوت قابل ملاحظه‌ایی در ترکیبات قطبی، نظیر کربونیل‌ها (کربوکسیل اسید) و گروه‌های اسیدی با داشتن (OH) آزاد وجود دارد. همچنین در خصوص هترواتم‌های گوگرد، نیتروژن و اکسیژن که نشانه‌های برش‌های آسفالتین‌دار محسوب می‌شوند تفاوت‌هایی در عرض پیک‌ها مشاهده می‌شود که مشخص می‌کند میزان غلظت آنان در هر دو نفت متفاوت است. بنابراین در واکنش‌های کمپلکس بین نفت و آب و برهم‌کنش با کاتیون‌های آب عملکرد متفاوتی خواهند داشت. البته این نکته را نیز می‌توان در نظر داشت که آسفالتین‌ها دارای ساختار پیچیده‌ای هستند و ساختارهای مولکولی و اثرگذاری آنان به‌خوبی شناخته نشده است.

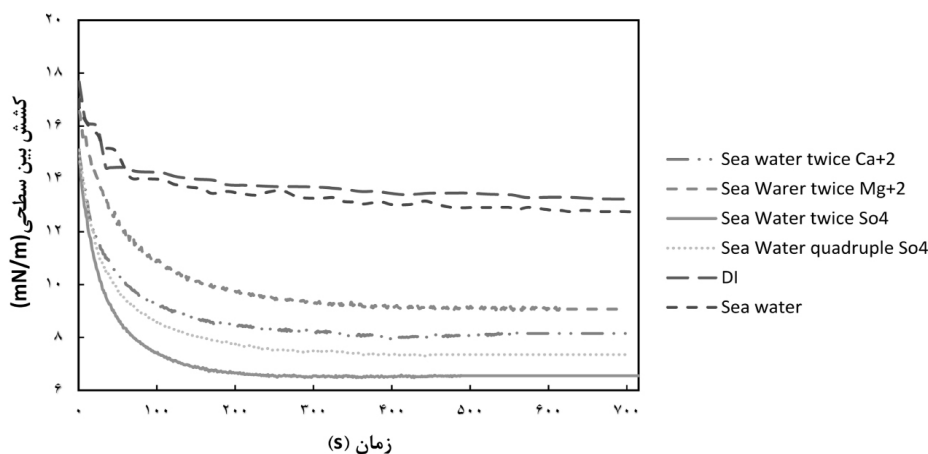
در حقیقت، قدرت اتصال مولکول‌های بزرگ‌تر به سطح کربناته بیشتر می‌باشد. این مولکول‌ها می‌توانند سطوح کربناته را به ترشوندگی مختلط و یا ترشوندگی نفت دوست با میزان درجه قدرت متفاوت برسانند. در مقابل، نفت با میزان درصد آسفالتین کمتر در مدت زمان بیشتری می‌تواند این تغییر را ایجاد کند. همچنین، نفت دوستی حاصل از ترکیبات این نفت میزان قدرت یونی کمتری دارد. ترکیبات موجود در بخش انتهایی برش‌های سنگین نفت خام مانند رزین و برش‌های آسفالتین دارای ترکیبات قطبی با قابلیت انحلال و عدم انحلال در آب هستند. دو گروه اسید کربوکسیلیک و سولفو اکسیدهای موجود در این برش‌ها به‌دلیل پیوند اسیدی (OH) توانایی حل شدن در آب و تبدیل به ترکیبات یونی آنیونی با قابلیت اتصال به کاتیون‌های آزاد سطح کربناته را دارند. برهم‌کنش این ترکیبات با سطح جامد منجر به پوشش سطح کربناته با ترکیبات بلند مولکولی نفت

کاهش کشش بین سطحی محسوسی مشاهده نمی‌شود اما در خصوص نفت دوم، میزان کاهش IFT محسوس‌تر بوده به علاوه نقطه تعادلی این نوع نفت در مواجهه با آب‌های مهندسی شده به سختی و در زمان طولانی‌تری رخ می‌دهد. آب دریا رفتاری همانند آب دیونیزه داشته و کاهش کشش بین سطحی قابل ملاحظه‌ایی در آن مشاهده نمی‌شود. کشش بین سطحی تعادلی نفت خام B و نفت B.S در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ مشاهده می‌شود. با گذشت زمان کاهش کشش بین سطحی برای هر دو نفت در مواجهه با آب‌های مهندسی شده مشاهده می‌شود اما در خصوص نفت دوم، نقطه تعادلی این نوع نفت در مواجهه با آب‌های مهندسی شده در زمان طولانی‌تری رخ می‌دهد.

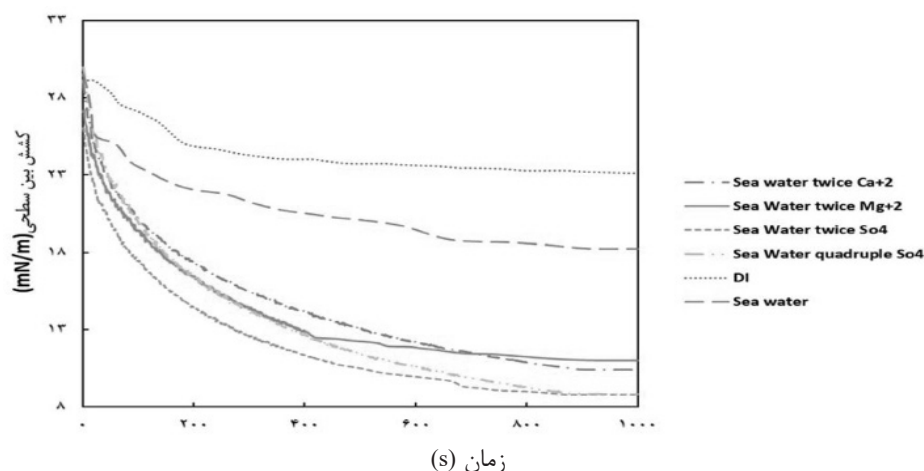
نکته‌ای دیگر که می‌توان در نظر داشت، این ساختار علاوه بر اثرات قابل توجه بر ترشوندگی اولیه سطح سنگ دارای اثر منفی انسداد در حفرات سنگ نیز هستند که موجب کاهش میزان ضریب بازیافت نفت می‌شود. بنابراین، بررسی همه جانبه‌تری نیاز دارند.

بررسی برهم‌کنش‌های فاز آبی و نفتی با اندازه‌گیری کشش بین سطحی

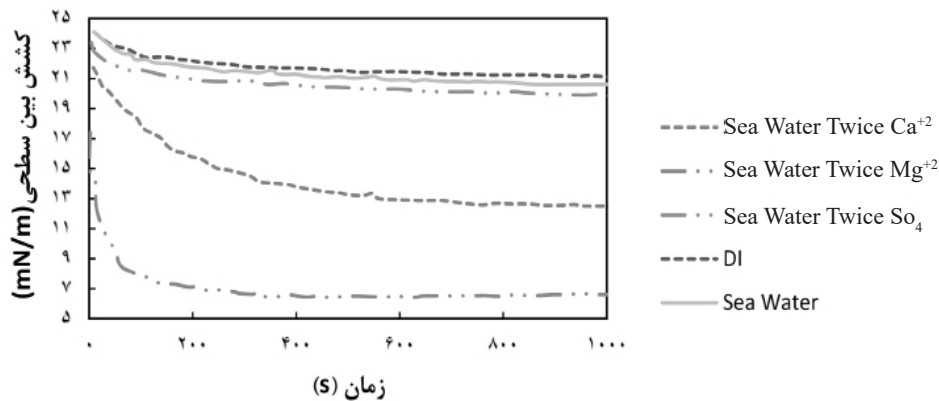
جهت بررسی اثر ترکیبات اسیدی و حضور ترکیبات آسفالتین نفت در اندازه کشش بین سطحی، آزمون IFT در شرایط محیط انجام شده است. کشش بین سطحی تعادلی نفت خام A و نفت عاری از ترکیبات اسیدی در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ مشاهده می‌شود. در خصوص نفت خام با گذشت زمان



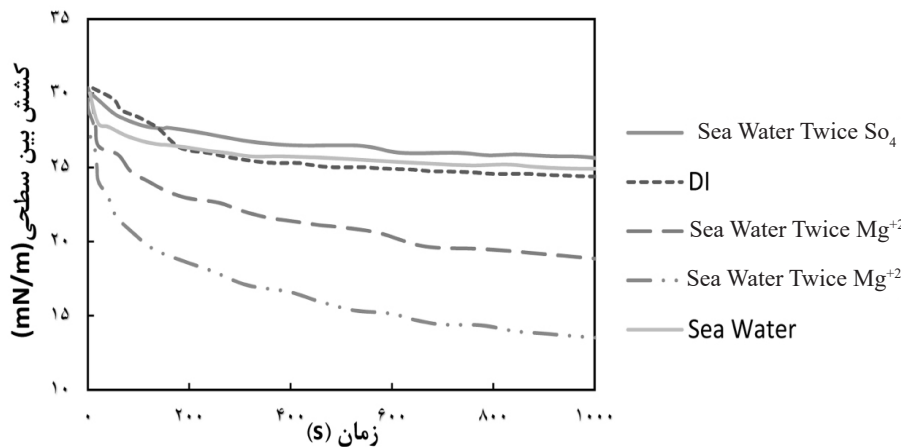
شکل ۱۱ اندازه‌گیری کشش بین سطحی آب مهندسی شده و نفت A



شکل ۱۲ اندازه‌گیری کشش بین سطحی آب مهندسی شده و نفت A.S



شکل ۱۳ اندازه‌گیری کشش بین سطحی آب مهندسی شده و نفت B



شکل ۱۴ اندازه‌گیری کشش بین سطحی آب مهندسی شده و نفت B.S

و فنل‌ها مشابه آنچه در تحقیقات دیگر مشاهده شده است [۳۳] به دلیل اینکه دارای هیدروژن آزاد هستند و می‌توانند یونیزه شوند بیشتر می‌باشد. با توجه به نشانه‌های کاهش کشش بین سطحی در این مطالعه، نمی‌توان از آن به‌عنوان سازوکار اصلی بهبود بازیافت نفت در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده نام برد.

آزمون آشام خودبه‌خودی

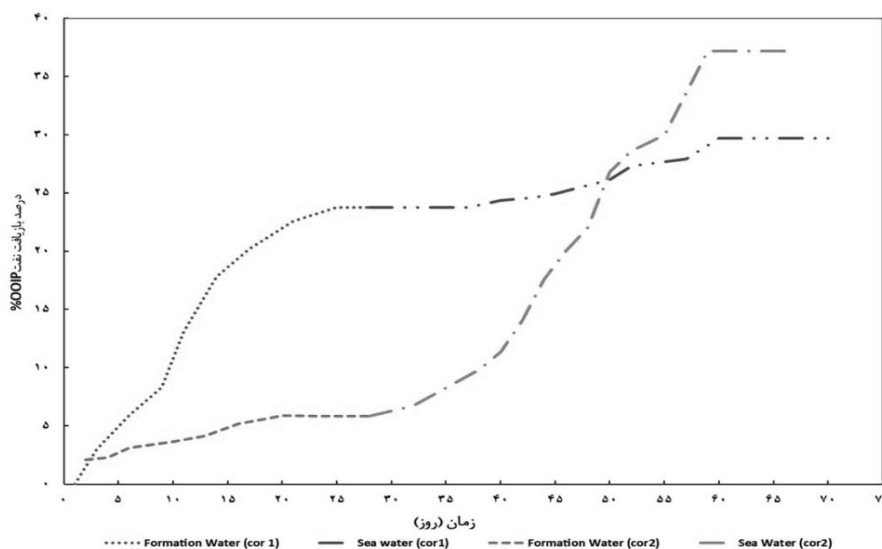
تغییر در ترکیبات اسیدی نفت

جهت بررسی اثر ترکیبات اسیدی نفت در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده، دو آزمون آشام خودبه‌خودی طراحی و انجام گردیده است. در این بخش، تأثیر اجزای ترکیبات اسیدی نفت بر تغییر ترشوندگی در سنگ کربناته بررسی شده است.

که می‌توان آن را به کاهش محسوس غلظت ترکیبات فعال نفت نسبت داد. آب دریا و آب دریا با غلظت چهار برابری یون سولفات رفتاری همانند آب دیونیزه داشته و کاهش کشش بین سطحی قابل ملاحظه‌ای مشاهده نمی‌شود. بنابراین می‌توان دریافت که کاتیون‌های کلسیم و منیزیم در برهم‌کنش بین آب شور و نفت حضور مؤثرتری دارند. در حقیقت از ترکیبات شیمیایی نفت، هترواتم‌های گوگرد، نیتروژن و اکسیژن در برهم‌کنش بین آب شور و نفت به‌طور مؤثر شرکت می‌کنند. در این خصوص، ارزش و میزان اثرگذاری اتم اکسیژن بیشتر از مابقی می‌باشد. واکنش کاتیون‌ها با اجزای قطبی نفت می‌تواند از طریق برهم‌کنش‌های یون-یون و یون‌های دو قطبی باشد. با این حال اثرگذاری ترکیبات کربوکسیلیک

اسیدی قرار گرفته است، از نظر پیوند گروه‌های کربوکسیلیکی بسیار ضعیف‌تر باشد و در مواجهه با آب سازند ضریب بازیافت بیشتری از خود نشان بدهد. مغزه ۱ پس از ۱۰ روز با آب دریا واکنش می‌دهد و با تأخیر قابل توجهی شروع به تولید نفت می‌کند. در حقیقت، لایه آلی چسبیده به سطح سنگ که در دوره پیرشدگی سطح کربناته غنی از ترکیبات فعال نفت می‌شود عامل ایجاد نیروی چسبندگی نفت بین سه فاز نفت/سنگ/آب شور شده که خود عامل کنترل زمانی تغییر ترشوندگی می‌باشد. این میزان درصد بازیافت نهایی نفت در این نمونه حدود ۲۹٪ گزارش شده است. با این حال، همان ضریب بازیافت در مغزه ۲ تحت شرایط مشابه حدود ۳۷٪ گزارش شده است. نتایج این آزمایش با نتایج حاصل از اندازه‌گیری زاویه تماس مطابقت دارد. بر این اساس، کاهش ترکیبات قطبی در نفت خام، به‌ویژه گروه‌های اسیدی بسیار مؤثر می‌باشد و عملکرد فرآیند تزریق آب مهندسی شده را با وجود درجه ترشوندگی اولیه پایین‌تر (منطقه خنثی) تضعیف می‌کند. نتایج این آزمایش مشخص می‌کند وجود ترکیبات اسیدی و یا همان ترکیبات فعال در نفت خام برای شرکت در واکنش‌های بین سه فاز نفت، سنگ و آب تزریقی ضروری می‌باشد.

که به عنوان اثر ترشوندگی اولیه در نظر گرفته می‌شود. در این آزمایش دو مغزه با مشخصات جدول ۴ با شرایط مشابه به مدت ۴۰ روز تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته‌اند. مغزه ۱ و مغزه ۲ به ترتیب با نمونه نفت عاری از ترکیبات اسیدی و نفت خام نمونه A پیر شده‌اند. میزان اشباع نفت در هر دو مغزه در حدود ۷۰٪ است. این مغزه‌ها به مدت ۷۰ روز تحت آزمایش آشام خودبه‌خودی قرار گرفته‌اند. نتیجه هر دو آزمایش در شکل ۱۵ نشان داده شده است. با توجه به روش‌های آزمون آشام خودبه‌خودی، مغزه‌ها ابتدا در محفظه‌ایی در مجاورت آب سازند قرار گرفته‌اند. سپس، آب سازند با آب دریا تعویض شده است. بازیافت نفت به‌طور منظم در مقایسه با زمان ثبت شده است. در تمام مراحل این آزمون، دمای محیط 85°C تنظیم شده است. مغزه ۱ ضریب بازیابی قابل توجهی را نشان می‌دهد که در تماس با آب سازند حدود ۲۳٪ است، در حالی که مغزه ۲ در همان شرایط ضریب بازیافتی در حدود ۶٪ را نشان داده است. این میزان تولید را می‌توان به روند جابه‌جایی نفت و آب تحت تأثیر دمای 85°C و همچنین درجه ترشوندگی اولیه متفاوت در هر دو مغزه نسبت داد. بدیهی است مغزه ۱ به سبب اینکه در مجاورت نفتی عاری از ترکیبات



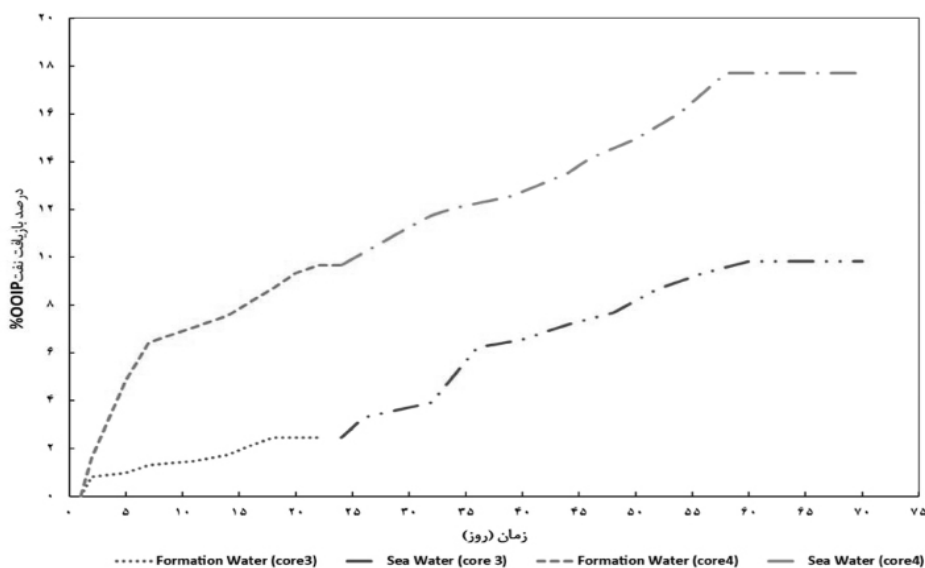
شکل ۱۵ نتایج آزمون آشام خودبه‌خودی در مجاورت نفت با ترکیبات اسیدی متفاوت

توجه به روش‌های آزمون آشام خودبخودی، مغزه‌ها ابتدا در محفظه‌ایی در مجاورت آب سازند قرار گرفته‌اند. سپس آب سازند با آب دریا تعویض شده است. بازیافت نفت به‌طور منظم در مقایسه با زمان ثبت گردیده است. در تمام مراحل این آزمون، دمای محیط 85°C تنظیم شده است. مغزه ۴ در تماس با آب سازند ضریب بازیافتی در حدود $9/6\%$ نشان داده است که میزانی قابل توجه می‌باشد. در حالی که مغزه ۳ در همان شرایط ضریب بازیافتی در حدود $2/5\%$ را نشان می‌دهد. این میزان تولید را می‌توان به روند جابه‌جایی نفت و آب تحت تأثیر دمای 85°C نسبت داد. واضح است مغزه ۳ نسبت به مغزه ۴ ترشوندگی اولیه با درجه نفت دوستی بیشتری دارد. بنابراین مغزه ۴ در مواجهه با آب سازند در دمای 85°C ضریب بازیافت بیشتری نشان داده است. در ادامه پس تعویض آب سازند با آب دریا مغزه ۴ ضریب بازیافتی در حدود 18% نشان داده است، در حالی که مغزه ۳ در همان شرایط ضریب بازیافتی در حدود 10% را نشان می‌دهد. هر دو مغزه نسبت به آب دریا که یک نوع آب مهندسی شده محسوب می‌شود، واکنش قابل توجه‌ایی داشته‌اند که نشان از تغییر ترشوندگی در هر دو مغزه است.

در واقع، میزان فعالیت این ترکیبات در فاز آبی و شرکت در واکنش‌های این فاز با ترکیبات یونی آب خصوصاً کاتیون‌ها باعث کاهش نیروی چسبندگی سطح شده که موجب شده شرایط برای تغییر حالت ترشوندگی سطح کربناته فراهم شده و جابه‌جایی نفت از منافذ سنگ تسهیل شود.

تغییر در میزان درصد آسفالتین

جهت بررسی اثر درصد آسفالتین نفت در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده، دو آزمون آشام خودبخودی طراحی و انجام گردیده است. در این بخش، تأثیر درصد آسفالتین نفت بر تغییر ترشوندگی در سنگ کربناته بررسی شده است که به‌عنوان اثر ترشوندگی اولیه در نظر گرفته می‌شود. در این آزمایش دو مغزه با مشخصات **جدول ۴** با شرایط مشابه به مدت ۴۰ روز تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته‌اند. مغزه ۳ با نفت خام نمونه B و مغزه ۴ با نمونه نفت با درصد کمتری از ترکیب آسفالتین تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته‌اند. میزان اشباع نفت در هر دو مغزه در حدود 70% است. این مغزه‌ها به مدت ۷۰ روز تحت آزمایش آشام خودبخودی قرار گرفته‌اند. نتایج این آزمون در **شکل ۱۶** نمایش داده شده است. با



شکل ۱۶ نتایج آزمون آشام خودبخودی در مجاورت نفت با ترکیبات آسفالتین متفاوت

نتیجه گیری

بررسی تاریخچه آزمایشات صورت گرفته نشان می‌دهد که آب مهندسی شده پتانسیل بسیار خوبی جهت تغییر ترشوندگی سطح به منظور بهبود بازیافت نفت از سطوح کربناته را دارد. با این حال این روش، یک روش بسیار پیچیده است که به متغیرهای مختلفی مانند شرایط مخزن و برهم‌کنش‌های رخ داده در بین نفت - آب، سطح جامد - نفت و سطح جامد-آب وابسته است. به نظر می‌رسد جهت رسیدن به فرمولاسیون مناسب آب مهندسی شده، درک سازوکار نحوه تغییر ترشوندگی در یک سیستم سه جزیی سنگ-آب شور^۱ و نفت ضروری می‌باشد. زیرا مشخص است که تغییر در هر کدام از پارامترهای مؤثر می‌تواند در سازوکار عملکردی رخ داده تغییر ایجاد کند. در کنار توجه به این پارامترها باید شرایط فیزیکی مخزن نیز در نظر گرفته شود. که این امر منجر می‌شود که برای هر مخزن خاص با توجه به پارامترهای مؤثر آن، آب تزریقی مختص به آن طراحی گردد.

به طور کلی می‌توان دریافت که:

- وجود سه شرط اساسی ترکیبات قطبی نفت، ترکیبات یونی فعال در آب تزریقی و نیز شرایط پایدار فیزیکی مخزن جهت انجام یک فرآیند سیلابزنی با آب مهندسی شده به منظور افزایش بازدهی مخزن ضروری می‌باشد.
- ترشوندگی اولیه به عنوان یک فاکتور مؤثر جهت پیش‌بینی رفتار مخزن در فرآیند تزریق آب مهندسی شده مطرح می‌باشد.
- با توجه به نتایج آزمایشگاهی می‌توان دریافت که، وجود ترکیبات اسیدی و یا همان ترکیبات فعال در نفت خام برای شرکت در واکنش‌های بین سه فاز نفت، سنگ و آب تزریقی ضروری می‌باشد. همچنین، برهم‌کنش بین ترکیبات فعال نفت و ترکیبات فعال در آب شور می‌تواند سرعت تغییر ترشوندگی را در یک فرآیند تزریق آب مهندسی شده کنترل نماید.

در این خصوص ضریب بازیافت مغزه ۴ به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش داشته است که آن را می‌توان به حضور مؤثر ترکیبات فعال نفت و ترکیبات فعال یونی در واکنش فاز آبی و واکنش‌های کمپلکس سطحی در سطح مشترک بین نفت-آب، سطح جامد-نفت و سطح جامد-آب نسبت داد. اگر چه ترکیبات قطبی در نفت خامی که مغزه ۳ با آن تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته است، به سبب درصد آسفالتین بالاتر، بیشتر می‌باشد اما درصد اجزای اشباع آن نیز بالا می‌باشد. به همین علت می‌توان در نظر داشت که رسوب ترکیبات آسفالتین در سطح مغزه ۳ سبب کاهش ضریب بازیافت نسبت به مغزه ۴ شده است. همچنین با توجه به نتایج حاصل از شکل ۱۶ می‌توان دریافت که سرعت تغییر ترشوندگی در مغزه ۴ نسبت به مغزه ۳ سریع‌تر صورت پذیرفته است. می‌توان آن را به نیروی چسبندگی حاصل از لایه آلی اضافی غنی از ترکیبات فعال نفت بر روی سطح سنگ کربناته نسبت داد. اگر چه هر دو مغزه در سطح قابل توجه‌ایی تحت تاثیر ترکیبات فعال نفت به جهت شرکت در واکنش فاز آبی و سپس جدایش لایه آلی اضافی بوده‌اند. اما می‌توان مشاهده نمود که بالاتر از یک غلظت حجم خاص از ترکیبات فعال نفت در سطح مشترک نفت و آب شور، میزان فعالیت سطحی این ترکیبات متناسب تغییر نکرده است.

در حقیقت مطابق با مطالعات جدید، ضریب بازیافت نفت در یک فرآیند تزریق آب اصلاح شده از نظر لگاریتمی با قطبیت نفت همبستگی دارد. این نشان می‌دهد که غلظت گروه‌های قطبی و غلظت آنان حاصل از فعل و انفعالات در سطح مشترک نفت/آب شور به صورت خطی مرتبط نیستند. بنابراین، عدد اسیدی خصوصاً در نفت‌های سنگین به تنهایی نمی‌تواند غلظت اجزای قطبی را در سطح مشترک پیش‌بینی کند [۳۴].

نفت، ترکیبات آب تزریقی، درصد تخلخل، قابلیت عبوردهی، ترکیب مینرالوژی سنگ، توزیع فضای متخلخل، اندازه منافذ و درصد اشباع آب و نفت، فاکتور زمان نیز یک عامل کنترل کننده دیگر در فرآیند تزریق آب مهندسی شده می باشد.

• مطابق با نتایج این مطالعه می توان دریافت که علی رغم کاهش کشش بین سطحی نفت در حضور آب مهندسی شده، سازوکار اصلی بهبود بازیافت نفت در فرآیند تزریق آب مهندسی شده، تغییر ترشوندگی می باشد.

• مطابق با نتایج این مطالعه می توان دریافت که، بالاتر از یک غلظت حجم خاص از ترکیبات فعال نفت در سطح مشترک نفت و آب شور، میزان فعالیت سطحی این ترکیبات متناسب تغییر نکرده است. بنابراین در این خصوص یک میزان غلظت بهینه وجود دارد.

• با توجه به نتایج آزمایشگاهی در این مطالعه می توان دریافت که تغییر ترشوندگی سطح تحت تاثیر تزریق آب مهندسی شده فرآیندی زمان بر می باشد. در نتیجه به جزء عواملی همچون ترکیبات

مراجع

- [1]. Lager A, Webb K J, Black C J J, Singleton M, Sorbie K S (2008) Low salinity oil recovery-an experimental investigation1, 49: 01.
- [2]. Seccombe J C, Lager A, Webb K J, Jerauld G, Fueg E (2008) Improving wateflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, in SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers.
- [3]. Fathi S J, Austad T, Strand S (2011) Water-based enhanced oil recovery (EOR) by smart water: Optimal ionic composition for EOR in carbonates, 25, 11: 5173-5179.
- [4]. Buckley J, Liu Y (1998) Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions, Journal of Petroleum Science and Engineering, 20, 3-4: 155-160.
- [5]. Buckley J S, Bousseau C, Liu Y (1996) Wetting alteration by brine and crude oil: from contact angles to cores, SPE Journal, 1, 03: 341-350.
- [6]. Mjos J E, Strand S, Puntervold T, Gaybaliyev H (2018) Effect of initial wetting on Smart Water potential in carbonates, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
- [7]. Denekas M, Mattax C, Davis G (1959) Effects of crude oil components on rock wettability.
- [8]. Yang S Y, Hirasaki G J, Basu S, Vaidya R (2002) Statistical analysis on parameters that affect wetting for the crude oil/brine/mica system, Journal of Petroleum Science and Engineering, 33, 1-3: 203-215.
- [9]. Standnes D C, Austad T (2000) Wettability alteration in chalk: 1. Preparation of core material and oil properties, Journal of Petroleum Science and Engineering, 28, 3: 111-121.
- [10]. Standnes D C, Austad T (2000) Wettability alteration in chalk: 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants, Journal of Petroleum Science and Engineering, 28, 3: 123-143.
- [11]. Puntervold T, Strand S, Austad T (2007) Water flooding of carbonate reservoirs: Effects of a model base and natural crude oil bases on chalk wettability, Energy and Fuels, 21, 3: 1606-1616.
- [12]. Austad T, Strand S, Høgenesen E J, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Society of Petroleum Engineers.
- [13]. Bahaloo Horeh M, Shokri Afra M J, Roštami B, Ghorbanizadeh S (2019) Role of brine composition and water-soluble components of crude oil on the wettability alteration of a carbonate surface, Energy and Fuels, 33, 5: 3979-3988.
- [14]. Buckley J S, Fan T (2007) Crude oil/brine interfacial tensions1. Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, 48: 03.
- [15]. Xie X, Morrow N R, Buckley J S (2002) Contact angle hysteresis and the stability of wetting changes induced by adsorption from crude oil, Journal of Petroleum Science and Engineering, 33, 1-3: 147-159.
- [16]. Song J, Rezaee S, Guo W, Hernandez B, Puerto M, Vargas F M, Biswal S L (2020) Evaluating physicochemical properties of crude oil as indicators of low-salinity-induced wettability alteration in carbonate minerals, Scientific reports, 10, 1: 1-16.
- [17]. Chai R, Liu Y, He Y, Cai M, Zhang J, Liu F, Xue L (2021) Effects and mechanisms of acidic crude oil-aqueous solution interaction in low-salinity waterflooding, Energy and Fuels, 35, 12: 9860-9872.
- [18]. Hiorth A, Cathles L, Madland M J T i p m (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, 85, 1: 1-21.

- [19]. Mahani H, Berg S, Ilic D, Bartels W B, Joekar-Niasar V (2015) Kinetics of low-salinity-flooding effect, *Spe. Journal*, 20, 01: 8-20.
- [20]. McMillan M D, Rahnema H, Romiluy J, Kitty F J (2016) Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding, *Fuel*, 185: 263-272.
- [21]. Mohammadi S, Mahani H, Ayatollahi S, Niasar V (2020) Impact of oil polarity on the mixing time at the pore scale in low salinity waterflooding, *Energy and Fuels*, 34, 10: 12247-12259.
- [22]. Taheriotaghsara M, Bonto M, Eftekhari A A, Nick H M (2020) Prediction of oil breakthrough time in modified salinity water flooding in carbonate cores, *Fuel*, 274: 117806.
- [23]. Pourakaberian A, Mahani H, Niasar V (2021) The impact of the electrical behavior of oil-brine-rock interfaces on the ionic transport rate in a thin film, hydrodynamic pressure, and low salinity waterflooding effect, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 620: 126543.
- [24]. Mohammadi M, Nikbin-Fashkacheh H, Mahani H (2022) Pore network-scale visualization of the effect of brine composition on sweep efficiency and speed of oil recovery from carbonates using a photolithography-based calcite microfluidic model, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109641.
- [25]. Chavez-Miyauch T E, Lu Y, Firoozabadi A (2020) Low salinity water injection in Berea sandstone: Effect of wettability, interface elasticity, and acid and base functionalities, *Fuel*, 263: 116572.
- [26]. Ligthelm D J, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, van der Linde H (2009) Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, in EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- [27]. 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} , 301, 1-3: 199-208.
- [28]. Winoto W, Loahardjo N, Xie X S, Yin P, Morrow N R (2012) Secondary and tertiary recovery of crude oil from outcrop and reservoir rocks by low salinity waterflooding, in SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [29]. Zahid A, Shapiro A A, Skauge A (2012) Experimental studies of low salinity water flooding carbonate: A new promising approach, in SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
- [30]. 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.
- [31]. Taheri-Shakib J, Shekarifard A, Naderi H (2018) The study of influence of electromagnetic waves on the wettability alteration of oil-wet calcite: Imprints in surface properties, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168: 1-7.
- [۳۲]. بهالو ه، قربانی‌زاده س، رستمی ب (۲۰۱۹) بررسی اثر حلالیت ترکیبات نفت خام در آب بر ترشوندگی سطح نفت‌دوست کلسیت در فرآیند تزریق آب کم شور، پژوهش نفت، ۲۹، ۴-۹۸: ۹۹-۱۱۰.
- [۳۳]. بهالو ه، قربانی‌زاده س، رستمی ب (۲۰۲۰) بررسی اثر حلالیت ترکیبات نفت خام اسیدی در آب بر کشش سطحی و بین سطحی در فرآیند تزریق آب کم شور، پژوهش نفت، ۲۹، ۶-۹۸: ۵۲-۶۳.
- [34]. Golmohammadi M, Mohammadi S, Mahani H, Ayatollahi S (2022) The non-linear effect of oil polarity on the efficiency of low salinity waterflooding: A pore-level investigation, *Journal of Molecular Liquids*, 117069.



Experimental Study of the Effects of Active Petroleum Compounds in Designed Water Flooding

Samaneh Bovard, Mohammad Taghi Sadeghi*, Ezatollah Kazemzadeh and Rohaldin Miri

1. Chemical Engineering Collage, Iran University of Science and Technology (IUST), Tehran, Iran

2. Center for Exploration and Production Studies and Research, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

sadeghi@iust.ac.ir

DOI: 10.22078/PR.2022.4600.3074

Received: September/08/2021

Accepted: January/04/2022

Introduction

Predicting the amount of oil production from an oil field is one of the most important indicators in the formulation of development plans and technical-economic study of the use of various technologies during the life of the field. Therefore, a complete understanding of the processes that increase production is one of the main goals of researchers active in this field. One of the main mechanisms for increasing oil production in carbonate reservoirs is the change in wettability. A basic understanding of the mechanism of wettability in three-phase oil-salt water-rock systems, and its effects on oil recovery coefficient is complex. It requires a more accurate description of the factors affecting it [1, 2].

The amount of excess oil produced by designed water injection depends on several factors, including the chemical composition of the oil and the interactions between water and oil, the amount of asphaltene in the oil, and the amount of organic carboxylic acids in the crude oil. Also, the interaction of the influential forces at the water-oil contact surface (i.e., attractive and repulsive forces) affects the volume of water injected for maximum oil production. A review of the literature in this regard shows that the physicochemical properties of the oil, such as acid number, its four main components, and the interfacial tension between oil and salt water, are necessary to predict the production process. Fluid flow velocity, capillary pressure, wetting of reservoir water relative to oil or water, the surface tension of different phases, emulsion formation, and

coagulation of heavy asphaltene particles are strongly influenced by the combination of oil and water and their interaction [3, 4]. Also, one of the effects of the interaction between the oil and water phase in the presence of carbonate rock can be observed in factors such as initial wettability. The initial wetting rate of the reservoir rock is one of the critical factors in the performance of the designed water injection process [5]. The polarity of crude oil compounds is due to heteroatoms such as sulfur, nitrogen, and oxygen, which are found in functional groups in crude oil such as asphaltene and resins (acidic and alkaline compounds). These compounds can significantly affect the initial wettability [6]. Proper assessment of crude oil composition is a prerequisite for any successful low-salt or designed water injection process.

Over the past decade, extensive studies have been conducted on how the low salinity water or smart water injection method works in a carbonate reservoir. In most of these studies, increased oil production from the studied carbonate plugs has been reported [7-12]. However, inadequate performance or failure of this method has also been observed in some cases [13-15]. Although numerous studies have been conducted to find the reasons for these conflicting results, ambiguities in this area remain unanswered. In this study, an attempt has been made to take a closer and deeper look at the rock-oil-salt water interactions. In this regard, the chemical composition of oil in the presence of effective calcite minerals in a designed water injection process has been studied and analyzed.

Materials and Methods

This study used contact angle tests and spontaneous imbibition experiments to investigate the effect of active ionic compounds in a designed water injection process. Also, a type of oil with average physical properties of Iranian reservoirs and two calcite cores have been used to perform the experiments designed in this study. This study used calcite outcrops with similar properties to real ones to test the contact angle measurement. Also, the water used in the experiments was synthetic prepared in the laboratory.

Results and Discussion

In this study, an experimental procedure has been designed by which the effect of different ions on the wettability alteration process can be analyzed considering the mechanism of ion exchange and crude oil constituents' structure.

Measurement of the Contact Angle

The contact angle measurements are performed through immersion of rock sample in the fluid phase with higher density, i.e., the aqueous phase, and placing an oil droplet on it. The contact angle measurement is made by matching the oil/brine profile and determining the baseline on the carbonate rock surface, and then specifying the tangent line on the three phases contact point. The arithmetic means of the right and left captured angles of the stable oil drop on the surface of the carbonate sample have been introduced as the final contact angle. The measurement approach in these experiments is based on the Young Laplace method. The results indicate that carbonate rock surface contact angle declines over time, especially at the exposed surface to the injected water. Thus, exposure of designed water to carbonate rock surface can influence initial wetting conditions considerably and alter it to a more water-wet state. Altogether, the designed water mechanism could be explained by the observed surface wettability alteration caused by the changes in surface charge or electrostatic forces

Spontaneous Imbibition (SI) Test

Two spontaneous imbibition tests were designed and conducted to examine and validate the results obtained from the contact angle measurement, representing wettability alteration induced by the designed water injection. The main goal of the tests was to investigate the effects of ionic compounds in designed water. The experiments' results confirm that any changes in electrostatic repulsion force between carbonate rock surface and brine/oil will affect the surface wettability and provide the conditions for the spontaneous imbibition process.

Conclusions

Experimental results show that designed water can potentially change the surface wettability to improve

oil recovery from carbonate reservoirs. However, this method is very complex, with multiple uncertainties that depend on variables such as reservoir conditions and reactions in the rock-brine-oil system interface. Small changes in any effective parameters can cause a difference in the functionality of the mechanism. Therefore, to achieve the proper formulation of designed water, a mechanistic understanding of how wettability changes in a three-component system of rock-brine-oil are essential. In addition to paying attention to these parameters, the physical condition of the reservoir must also be considered. This leads to the design of injection water for each specific reservoir according to its effective parameters. The results also indicate that the type of mechanism involved in the rock-brine-oil interaction is very effective on the wettability followed by the distribution of phases in the reservoir and the resulting recovery enhancement. Therefore, conditions must be provided such that they lead to the formation of a stable film layer on the surface, rich in positive ions. An increase in disjoining pressure leads to further desorption and deallocation of crude oil components.

In general, it can be concluded that:

- The results confirm that the three primary conditions of polar oil compositions, active ionic compounds in injected water, and stable physical needs of the reservoir are necessary to perform a flooding process with designed water to increase reservoir efficiency.
- Initially, wettability is an influential factor in predicting reservoir behavior in the designed water injection process.
- The predominant mechanism in this study in designed water injection is the ion exchange mechanism.

Author Information

Corresponding Author *E-mail: sadeghim_t@iust.ac.ir.

Notes The authors declare no competing financial interest.

Reference

1. Lager A, Webb K J, Black C, Singleton M, Sorbie K S J P (2008) Low salinity oil recovery-an experimental investigation1, 49.
2. Seccombe J C, Lager A, Webb K J, Jerauld G, and Fueg E (2008) Improving waterflood recovery: LoSalTM EOR field evaluation, In SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers.
3. Buckley J, Liu Y (1998) Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions, Journal of Petroleum Science and Engineering, 20: 155-160.
4. Buckley J S, Bousseau C, Liu Y (1996) Wetting alteration by brine and crude oil: from contact angles to cores, SPE Journal, 1: 341-350.
5. Mjos J E S, Strand S, Puntervold T, Gaybaliyev

- H (2018) Effect of initial wetting on Smart Water potential in carbonates, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
6. Denekas M, Mattax C, Davis G (1959) Effects of crude oil components on rock wettability.
 7. Austad T, Shariatpanahi S, Strand S, Black C, Webb K J Es (2011) Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs, 26: 569-575.
 8. Austad T, Strand S, Høgenesen E, Zhang P (2005) Seawater as IOR fluid in fractured chalk, In SPE international symposium on oilfield chemistry, Society of Petroleum Engineers.
 9. Buckley J S, Fan T (2007) Crude oil/brine interfacial tensions I, *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 48: 03.
 10. Hiorth A, Cathles L, Madland M J T i p m (2010) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability, 85: 1-21.
 11. Puntervold T, Strand S, Austad T (2007) Water flooding of carbonate reservoirs: Effects of a model base and natural crude oil bases on chalk wettability, *Energy and Fuels*, 21: 1606-1616.
 12. Xie X, Morrow N R, Buckley J S (2002) Contact angle hysteresis and the stability of wetting changes induced by adsorption from crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 33: 147-159.
 13. Awolayo A, Sarma H, AlSumaiti A M (2014) A laboratory study of ionic effect of smart water for enhancing oil recovery in carbonate reservoirs, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
 14. Ligthelm D J, Gronsveld J, Hofman J, Brussee N, Marcelis F, van der Linde H (2009) Novel Waterflooding Strategy by manipulation of injection brine composition, In EUROPEC/EAGE conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers.
 15. Yuan Y, T R Lee. (2013) Contact angle and wetting properties. In *Surface science techniques*, 3-34. Springer.