

ارزیابی نیروهای بین سطحی در حین تزریق مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی به مخازن کربناته

سپیده ضیغم و اصغر گندم‌کار*

گروه مهندسی شیمی و نفت، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۲/۰۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۱۸

چکیده

در این مطالعه به بررسی تأثیر مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی بر روی افزایش برداشت نفت از طریق تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و کاهش کشش بین سطحی پرداخته شده است. برای این منظور از ماده فعال سطحی AOS، آلفا اولفین سولفونات، به‌عنوان یک ماده فعال سطحی آنیونی و از CTAB، برمید ستریمونیوم، به‌عنوان یک ماده فعال سطحی کاتیونی استفاده شده است. در ابتدا پایداری محلول‌های شیمیایی با استفاده از آزمایش پتانسیل زتا بررسی گردید و محلول‌های پایدار جهت انجام آزمایش‌های کشش بین سطحی، ترشوندگی، سیلاب‌زنی، و جذب سطحی مواد فعال سطحی مورد استفاده قرار گرفتند. علاوه‌برآن، تحلیل نیروهای بین سطحی به منظور تعیین نقطه ایزوالکتریک و نقش آن در میزان جذب ماده فعال سطحی، مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد که مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی میزان کشش بین سطحی را در حد قابل توجهی کاهش می‌دهند. همچنین بیشترین تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن مربوط به ماده فعال سطحی آنیونی است که ترشوندگی سنگ مخزن را از حالت به‌شدت نفت‌دوست (159°) به شرایط آب‌دوست (37°) تغییر می‌دهد. با توجه به تعیین نقطه ایزوالکتریک، میزان جذب برای ماده فعال سطحی آنیونی به مراتب بیشتر از ماده فعال سطحی کاتیونی خواهد بود. در مجموع آب دریا حاوی ماده فعال سطحی کاتیونی به‌دلیل عدم وجود پدیده Snap-off، میزان ضریب بازیافت نفت را در حدود ۱۹٪، نسبت به تزریق آب دریا بهبود می‌بخشد.

کلمات کلیدی: مواد فعال سطحی، ترشوندگی، پایداری محلول شیمیایی، نقطه ایزوالکتریک، نیروهای بین سطحی

مقدمه

کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی سنگ مخزن گردد. همچنین، نحوه انتخاب مواد فعال سطحی، با توجه به احتمال جذب این مواد بر روی سطح سنگ مخزن، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. برای این منظور می‌بایست در حین تزریق مواد شیمیایی، نیروهای بین سطحی مورد ارزیابی قرار

تزریق مواد فعال سطحی، به‌عنوان یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت، می‌تواند موجب کاهش میزان نفت به دام افتاده، از طریق مکانیزم‌های کاهش

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4121.2868)
agandomkar@shirazu.ac.ir

و کاتیونی به منظور ازدیاد برداشت نفت از مخازن انجام گرفته است که در ادامه آورده شده است. حیدری تأثیر دما و زمان بر روی تغییر ترشوندگی نمونه سنگ میدان بنگستان با استفاده ماده فعال سطحی CTAB را مورد ارزیابی قرار داده است. نتایج آنها نشان داد که میزان غلظت بحرانی ماده فعال سطحی مذکور در دمای مخزن حدود ۰/۰۵٪ وزنی است که می‌تواند موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوست گردد [۱۲]. کومار و همکاران مواد فعال سطحی کاتیونی $C_{12} D_m CB$ و $C_{14} D_m CB$ ، $C_{16} D_m CB$ و $C_{18} D_m CB$ را سنتز کرده و تأثیر آنها را بر روی کشش بین سطحی محلول شیمیایی و نفت مورد ارزیابی قرار دادند. براساس نتایج آنها، میزان کشش بین سطحی با افزایش طول شاخه کربنی کاهش می‌یابد [۱۳]. در مطالعه دیگری، چگینی‌زاده و همکاران شرایط دما و شوری بالا را بر روی عملکرد مواد فعال سطحی کاتیونی مورد ارزیابی قرار داده و نتیجه گرفتند که استفاده از کمک حلال می‌تواند موجب بهبود پایداری مواد فعال سطحی در شرایط دما و شوری بالا گردد [۱۴]. همچنین، عباس و همکاران، فرآیند سیلاب‌زنی مواد فعال سطحی کاتیونی را در شبیه‌ساز تجاری CMG مورد ارزیابی قرار داده و نتیجه گرفتند که میزان ضریب بازیافت نفت در حین تزریق مواد فعال سطحی در حدود ۲ برابر بیشتر از فرآیند تزریق آب خواهد بود [۱۵]. مطالعه دیگری توسط کان و همکاران از طریق ترکیب دو ماده فعال سطحی کاتیونی و آمفوتری برای تغییرات ترشوندگی سنگ کربناته انجام گرفته است. نتایج آنها نشان می‌دهد که حضور مواد اسیدی در محیط موجب کاهش عملکرد مواد فعال سطحی می‌گردد. همچنین، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کربناته از حالت نفت‌دوست به آب‌دوست، در غلظت بحرانی مایسل، موجب بهبود میزان نفت تولیدی می‌گردد [۱۶]. براساس مطالعات صورت گرفته، مواد فعال سطحی کاتیونی از نوع $R-N^+(CH_3)_3$ در محدوده C_{15} تا

گیرد تا بدین‌وسیله میزان جذب مواد فعال سطحی بر روی سطح سنگ مخزن کاهش یابد [۲-۱]. مولکول‌های مواد فعال سطحی خصلتی دوگانه دارند، به نحوی که از یک قسمت قطبی و آب‌دوست (که سر نامیده می‌شود) و یک زنجیره هیدروکربنی بلند که غیرقطبی و آب‌گریز است (که دم نامیده می‌شود) تشکیل شده‌اند. وجود دو قسمت با خصلت‌های متضاد موجب می‌شود که ویژگی‌هایی مانند کاهش کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن، و تشکیل مایسل در حین تزریق مواد فعال سطحی در مخزن ایجاد شود. همچنین، تغییر شرایط سیستم از قبیل قدرت یونی، دما، و pH، به دلیل آنکه میزان آب‌گریزی را تغییر می‌دهند، می‌تواند موجب تغییر در عملکرد مواد فعال‌کننده سطحی شوند [۷-۳]. این مواد مادامی که در فصل مشترک بین دو سیال قرار می‌گیرند موجب تغییر در انرژی آزاد سطحی می‌گردند، لذا به این دلیل آنها را عامل فعال سطحی می‌نامند. مواد فعال‌کننده سطحی را می‌توان براساس ساختمان و طبیعت گروه سر زنجیره در آنها به چهار دسته: ۱- مواد فعال‌کننده سطحی آنیونی، که قسمت قطبی مولکول را یک آنیون تشکیل می‌دهد، ۲- مواد فعال‌کننده سطحی کاتیونی، که قسمت قطبی مولکول را یک کاتیون تشکیل می‌دهد، ۳- مواد فعال‌کننده سطحی غیر یونی، که گروه سر زنجیره در آنها فاقد بار الکتریکی بوده و اغلب از مشتقات پلی اکسی اتیلن و پلی پروپیلینی هستند، و ۴- مواد فعال‌کننده سطحی دو یونی، که بخش قطبی مولکول شامل هر دو بار الکتریکی مثبت و منفی است؛ تقسیم‌بندی نمود [۹-۸]. در این بین، مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی عملکرد مناسبی در زمینه بهبود میزان نفت تولیدی از مخزن داشته و سایر مواد فعال سطحی (مواد فعال‌کننده سطحی غیر یونی و دو یونی) به‌عنوان کمک حلال در برخی فرآیندها استفاده می‌گردند [۱۱-۱۰]. مطالعات متعددی در زمینه کاربرد مواد فعال سطحی آنیونی

مواد، تجهیزات و روش کار

در این مطالعه، از آب دریا با شوری ppm ۴۵۰۰۰ به منظور تزریق به مغزه آهکی و همچنین، تهیه محلول شیمیایی حاوی مواد فعال سطحی استفاده شده است. همچنین به منظور بررسی میزان شوری آب بر روی خواص سنگ و سیال مخزن، آب دریا با افزودن آب مقطر به غلظت‌های ۲۵۰۰۰، ۱۰۰۰۰، و ۱۰۰۰ ppm رقیق شد. علاوه بر آن، نفت خام با درجه API حدود ۲۵/۷ جهت اندازه‌گیری کشش بین سطحی، ترشوندگی سنگ مخزن، و آزمایش‌های سیلاب‌زنی به مغزه مورد استفاده قرار گرفته است. تحلیل آزمایش سارا نشان می‌دهد که نفت خام مورد نظر دارای ترکیبات قطبی آسفالتین در حدود ۳/۱٪ است که می‌تواند در ادامه بر روی کشش بین سطحی محلول شیمیایی و نفت تأثیرگذار باشد. همچنین، جهت اندازه‌گیری میزان ترشوندگی سنگ مخزن و آزمایش سیلاب‌زنی به مغزه به ترتیب از مقاطع نازک و مغزه‌های آهکی استفاده شد. میزان تخلخل سنگ مخزن در حدود ۱۳-۱۱٪ است که با استفاده از تخلخل سنج هلیوم اندازه‌گیری شد. میزان تراوایی مغزه‌های مورد استفاده در حدود ۱۰-۱۳ mD است که در حین آزمایش سیلاب‌زنی اندازه‌گیری شده است. جزییات روش سیلاب‌زنی به مغزه در مطالعه قبلی که توسط تیم تحقیقاتی ما صورت گرفته، آورده شده است [۲۰]. علاوه بر آن، از آلفا اولفین سولفونات با فرمول شیمیایی $(\text{AOS})_n \text{C}_n\text{H}_{2n-1}\text{SO}_3$ ($n=16-18$)، به عنوان ماده فعال سطحی آنیونی و برمید ستریمونیوم با فرمول شیمیایی $(\text{CTAB})_n \text{C}_{19}\text{H}_{42}\text{BrN}$ ، به عنوان ماده فعال سطحی کاتیونی استفاده شده است.

بحث و نتایج

در این مطالعه به بررسی تأثیر مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی بر روی میزان نفت تولیدی از طریق تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و کاهش کشش بین سطحی پرداخته شده است.

C_{28} عملکرد مناسبی جهت افزایش نفت تولیدی، از طریق مکانیزم‌های کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی سنگ مخزن خواهند داشت [۱۷]. سیدی و همکاران، از ماده فعال سطحی آنیونی اکتیل پلی سولفون (Triton X-100) جهت بررسی تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن از جنس میکا استفاده نمودند. نتایج زاویه تماس نشان می‌دهد که ترشوندگی سنگ مخزن در حضور مواد فعال سطحی از نفت‌دوست به آب‌دوست تغییر می‌یابد [۱۸]. علاوه بر آن، امینیان و همکاران به بررسی تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن ماسه سنگی و کربناته و همچنین، کشش بین سطحی در حین تزریق مواد فعال سطحی پرداختند. نتایج آنها نشان داد که ساختار مواد فعال سطحی و غلظت آنها بر روی میزان ترشوندگی و کشش بین سطحی تأثیرگذار خواهد بود. به علاوه، وجود انیدرایت در سنگ مخزن می‌تواند در تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوست مؤثر باشد [۱۹]. با توجه به مطالعات صورت گرفته می‌توان نتیجه گرفت که اغلب محققین به بررسی یکی از مکانیزم‌های کاهش کشش بین سطحی و یا تغییرات ترشوندگی به منظور بهبود بازیافت نفت پرداخته‌اند. همچنین، در زمینه پایداری مواد فعال سطحی و بررسی میزان جذب مواد فعال سطحی از طریق تحلیل نیروهای بین سطحی با استفاده از پتانسیل زتا، مطالعات چندانی صورت نگرفته است. در این مطالعه، عملکرد مواد فعال سطحی آنیونی آلفا اولفین سولفونات (AOS) و کاتیونی برمید ستریمونیوم (CTAB)؛ بر روی میزان کشش بین سطحی، تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن و همچنین، میزان نفت تولیدی مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. علاوه بر آن، میزان پایداری مواد فعال سطحی در شرایط دما و شوری بالا و میزان جذب آنها بر روی سنگ مخزن کربناته از طریق تحلیل نیروهای بین سطحی با اندازه‌گیری نقطه ایزوالکتریک بررسی خواهد شد.

شوری کمتر از ۴۵۰۰۰ ppm نیز پایدار خواهد بود. محلول‌های پایدار جهت سایر آزمایش‌ها از قبیل اندازه‌گیری کشش بین سطحی، ترشوندگی سنگ مخزن، و سیلاب‌زنی به مغزه مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

تأثیر مواد فعال سطحی بر روی میزان کشش بین سطحی

• تأثیر ماده فعال سطحی آنیونی آلفا اولفین سولفونات بر روی میزان کشش بین سطحی

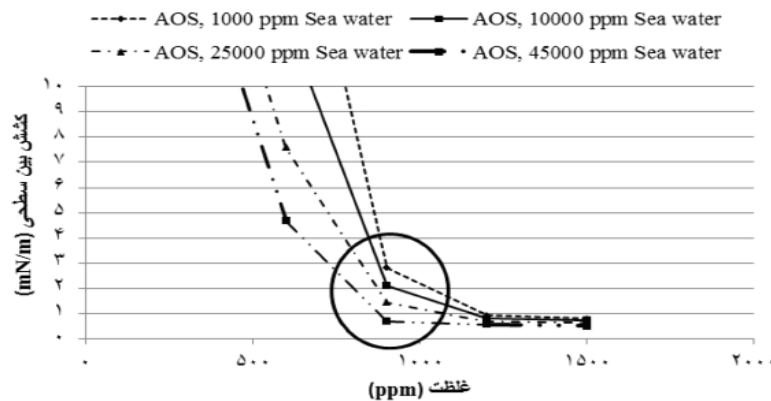
مواد فعال سطحی^۱ به واسطه تغییر در نیروهای بین سطحی، می‌توانند موجب بهبود مکانیزم‌های موجود در فصل مشترک سنگ و سیال گردند. لذا در این بخش به بررسی تغییرات کشش بین سطحی در حضور مواد فعال سطحی پرداخته خواهد شد. نتایج مربوط به محلول شیمیایی حاوی ماده فعال سطحی آنیونی آلفا اولفین سولفونات بر روی کشش بین سطحی آب و نفت مخزن در شکل‌های ۱ و ۲ آورده شده است. برای این منظور از آب دریا بدون ماده فعال سطحی آنیونی و آب دریا حاوی ۳۰۰، ۶۰۰، ۹۰۰، ۱۲۰۰، و ۱۵۰۰ ppm ماده فعال سطحی آنیونی استفاده شده است. علاوه بر آن، میزان شوری آب دریا با افزودن آب مقطر به ۲۵۰۰۰، ۱۰۰۰۰ و ۱۰۰۰ ppm کاهش یافته است. نتایج نشان می‌دهد که با افزایش میزان غلظت ماده فعال سطحی آنیونی در محلول، میزان کشش بین سطحی آب و نفت مخزن کاهش می‌یابد. این مقادیر برای آب دریا با شوری ۴۵۰۰۰ ppm حاوی صفر و ۱۵۰۰ ppm ماده فعال سطحی آنیونی به ترتیب حدود ۲۲/۴ و ۰/۵ mN/m هستند. همچنین، با افزایش غلظت مواد فعال سطحی در سیستم میزان کشش بین سطحی کاهش بسیار ناچیزی خواهد داشت. به عنوان مثال در شوری آب دریا ۱۰۰۰۰ ppm، میزان کشش بین سطحی برای غلظت ماده فعال سطحی آنیونی ۱۵۰۰ ppm حدود ۰/۸ mN/m است و این مقدار برای غلظت ۱۵۰۰ ppm، حدود ۰/۷۲ mN/m خواهد بود.

1. Surfactant

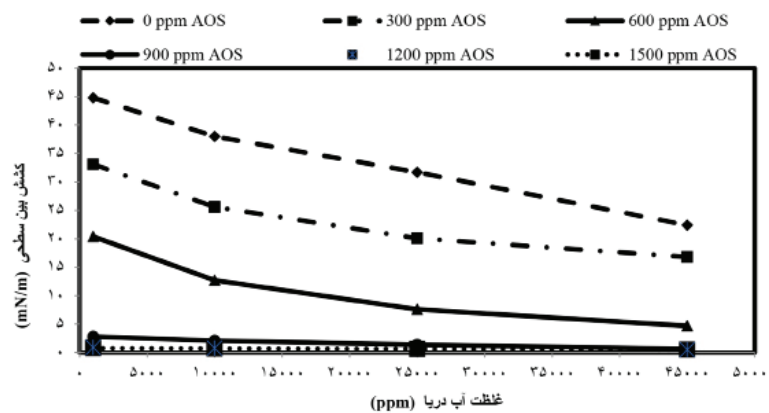
برای این منظور از ماده فعال سطحی AOS، آلفا اولفین سولفونات به عنوان یک ماده فعال سطحی آنیونی و از CTAB، برمید ستریمونیوم به عنوان یک ماده فعال سطحی کاتیونی استفاده شده است. غلظت‌های ماده فعال سطحی آنیونی ۳۰۰، ۶۰۰، ۹۰۰، ۱۲۰۰ و ۱۵۰۰ ppm و کاتیونی شامل ۱۰۰، ۲۰۰، ۳۰۰، ۴۰۰ و ۵۰۰ ppm هستند. در ادامه با توجه به نتایج آزمایش‌های کشش بین سطحی و تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن، آزمایش‌های سیلاب‌زنی به مغزه به منظور بهبود بازیافت نفت تولیدی در حین تزریق مواد فعال سطحی انجام شده است. علاوه بر آن، تحلیل نیروهای بین سطحی به منظور بررسی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و جذب مواد فعال سطحی با اندازه‌گیری پتانسیل زتا مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج کلیه آزمایش‌های مذکور در ادامه آورده شده است.

پایداری مواد فعال سطحی در شرایط شوری بالا

با توجه به اینکه عملکرد مواد شیمیایی در شوری بالای آب ممکن است از بین برود، لذا برای این منظور نیاز به بررسی پایداری محلول شیمیایی از طریق دستگاه پتانسیل زتا است. نتایج پتانسیل زتا برای نمونه‌های محلول شیمیایی ساخته شده از دو ماده فعال سطحی آنیونی و کاتیونی در ۴۵۰۰۰ ppm نمک محلول در آب دریا نشان می‌دهد که مقدار مطلق پتانسیل زتا برای دو محلول شیمیایی حاوی ۳۰۰ ppm ماده فعال سطحی آنیونی و کاتیونی به ترتیب ۸۴ و ۷۳ mV است. با توجه به الگوی پیشنهادی توسط قدیمی و همکاران [۲۱]، از آنجایی که مقادیر پتانسیل زتا برای این محلول‌ها بیشتر از ۴۵ mV هستند، لذا محلول شیمیایی مورد نظر از پایداری خوبی برخوردار بوده و انتظار می‌رود محلول شیمیایی در حضور ۴۵۰۰۰ ppm شوری آب دریا، عملکرد مناسبی داشته باشد. با توجه به اینکه محلول شیمیایی با حداکثر شوری آب پایدار است، لذا محلول شیمیایی حاوی میزان



شکل ۱ غلظت بحرانی مایسل برای ماده فعال سطحی آنیونی



شکل ۲ تأثیر شوری آب دریا بر روی کشش بین سطحی در حضور و عدم حضور ماده فعال سطحی آنیونی

مخزن (ترکیبات سنگین شامل آسفالتین و رزین که برای این نمونه نفت حدود ۲۱٪ است) بیشتر باشند موجب می‌شود در تماس با سیال تزریقی این ترکیبات لایه‌ای را در سطح نفت ایجاد کرده و در تماس با مواد فعال سطحی موجب افزایش سطح تماس بین آب و نفت مخزن شده و در نتیجه موجب کاهش کشش بین سطحی می‌گردد. شکل ۲ تأثیر میزان شوری آب بر روی کشش بین سطحی در حضور و عدم حضور ماده فعال سطحی آنیونی را نشان می‌دهد. با توجه به نتایج، افزایش شوری آب باعث کاهش میزان کشش بین سطحی می‌شود. با توجه به اینکه قدرت یونی با افزایش میزان شوری افزایش می‌یابد لذا می‌تواند موجب کاهش کشش بین سطحی گردد. به‌عنوان مثال میزان کشش بین سطحی آب دریا با شوری ۴۵۰۰۰ ppm و ۱۰۰۰ ppm به ترتیب ۲۲/۴ و ۴۴/۸ mN/m است.

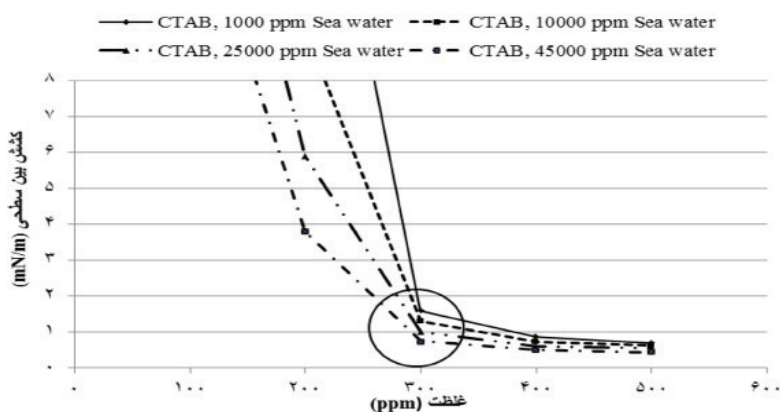
لذا نتایج نشان می‌دهد که میزان غلظت مواد فعال سطحی نباید از یک مقدار مشخص افزایش یابد که به آن غلظت بحرانی مایسل گفته می‌شود. شکل ۱ میزان غلظت بحرانی مایسل برای ماده فعال سطحی آلفا اولفین سولفونات را نشان می‌دهد که در حدود ۹۲۰ ppm است. با توجه به شکل میزان تغییرات کشش بین سطحی در غلظت‌های بیشتر از آن بسیار ناچیز است. لذا با توجه به توجیه اقتصادی روش‌های شیمیایی این پارامتر می‌تواند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و مانع از صرف هزینه اضافی برای تزریق مواد شیمیایی گردد. علاوه بر آن، میزان شوری آب دریا تأثیر چندانی بر روی میزان غلظت بحرانی مایسل نخواهد داشت. در واقع کاهش کشش بین سطحی به ترکیبات قطبی موجود در نفت مخزن بر می‌گردد که در آزمایش سارا مشخص شده است. هر اندازه که میزان ترکیبات قطبی موجود در نفت

مورد نیاز برای تزریق به مخزن برای این ماده فعال سطحی کاتیونی در حدود ۲۹۰ ppm است. در مطالعه‌ای که توسط حیدری انجام شده است، غلظت بحرانی ماده فعال سطحی CTAB برای نفت میدان بنگستان را حدود ۵۰۰ ppm گزارش نموده است که می‌تواند موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوست گردد [۱۲]. همچنین، کومار و همکاران مواد فعال سطحی مختلفی از گروه CTAB را سنتز کرده و نشان دادند که میزان کشش بین سطحی با افزایش طول شاخه کربنی کاهش می‌یابد [۱۴]. در ادامه تغییرات شکل قطرات نفت در اثر تغییر کشش بین سطحی آب و نفت در حضور مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی در شکل ۴ آورده شده است. با توجه به شکل با کاهش میزان کشش بین سطحی، سطح تماس بین آب و نفت مخزن افزایش می‌یابد.

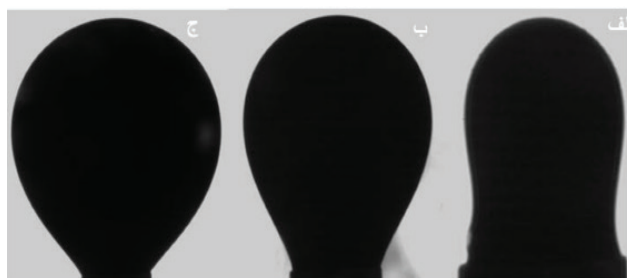
• تأثیر ماده فعال سطحی کاتیونی برمید ستریمونیوم بر روی میزان کشش بین سطحی

در ادامه تأثیر برمید ستریمونیوم به‌عنوان یک ماده فعال سطحی کاتیونی بر روی میزان کشش بین سطحی آب و نفت مخزن مورد بررسی قرار گرفته است. برای این منظور از غلظت‌های ۱۰۰، ۲۰۰، ۳۰۰، ۴۰۰ و ۵۰۰ ppm به‌عنوان غلظت ماده فعال سطحی کاتیونی استفاده شده است.

همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد، با افزایش میزان غلظت ماده فعال سطحی کاتیونی میزان کشش بین سطحی کاهش می‌یابد. با توجه به شکل ۳ میزان غلظت بحرانی مایسل برای ماده فعال سطحی کاتیونی حدود ۲۹۰ ppm است. میزان کشش بین سطحی در این غلظت حدود ۱ mN/m برای شوری آب ۲۵۰۰۰ ppm است. همچنین، میزان کشش بین سطحی برای غلظت‌های بالاتر از آن تغییرات بسیار ناچیزی به همراه داشته است. لذا حداکثر غلظت



شکل ۳ غلظت بحرانی مایسل برای ماده فعال سطحی کاتیونی



IFT= ۲۸ mN/m

IFT= ۱۲/۷ mN/m

IFT= ۱/۳ mN/m

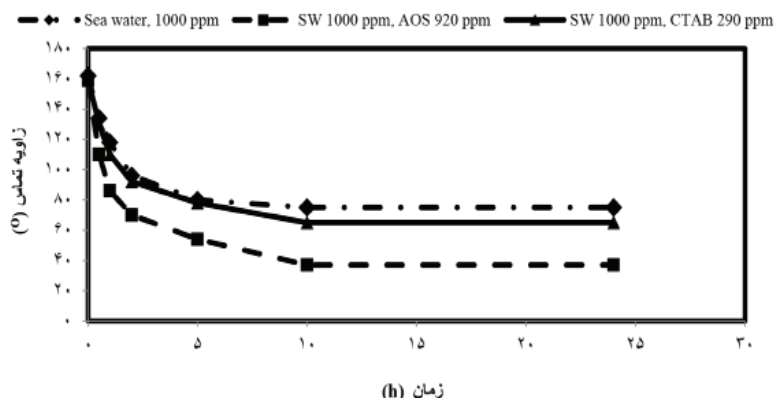
شکل ۴ تصویر قطرات نفت در محلول حاوی؛ الف) ماده فعال سطحی کاتیونی با غلظت ۳۰۰ ppm، ب) آب دریا ۱۰۰۰۰ ppm، ج) ماده فعال سطحی آنیونی با غلظت ۶۰۰ ppm

یک روز را نشان می‌دهد. همان‌طور که از شکل مشخص است بیشترین تغییرات زاویه تماس در ۲ ساعت اول اتفاق افتاده و بعد از آن میزان تغییرات زاویه تماس ناچیز است. این نشان می‌دهد که مکانیزم جابه‌جایی یون‌های چند ظرفیتی بلافاصله بعد از در تماس قرار گرفتن سنگ مخزن با آب دریا فعال می‌شوند و باعث تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوست می‌شود. تغییرات میانگین زاویه تماس در حضور ماده فعال سطحی آنیونی نسبت به آب دریا شدیدتر است، به طوری که سنگ مخزن بعد از گذشت یک روز تماس با محلول شیمیایی با شوری آب ۱۰۰۰ ppm، از حالت به شدت نفت‌دوست (۱۵۹°) به حالت آب‌دوست (۳۷°) تغییر می‌کند. این تغییرات به حضور مواد فعال سطحی بر می‌گردد که موجب افزایش قدرت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از طریق جابه‌جایی یون‌های چند ظرفیتی می‌شود. با توجه به نتایج، قدرت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن برای ماده فعال سطحی کاتیونی کمتر از ماده فعال سطحی آنیونی و بیشتر از آب دریا است. ترشوندگی سنگ مخزن برای آب دریا با شوری ppm ۱۰۰۰ حاوی ۲۹۰ ماده فعال سطحی کاتیونی، از به شدت نفت‌دوست (۱۶۰°) به حالت میانی (۶۵°) تغییر می‌یابد. از آنجایی که بهترین نوع ترشوندگی، ترشوندگی میانی است، لذا می‌توان نتیجه گرفت که ماده فعال سطحی کاتیونی گزینه مناسب‌تری برای تزریق به مخزن است.

کاهش کشش بین سطحی موجب افزایش سطح تماس بین آب و نفت مخزن شده و لذا نفت می‌تواند تغییر شکل داده و از حفره سنگ مخزن خارج شود. مکانیزم کاهش کشش بین سطحی که در فرآیندهای شیمیایی مطرح می‌شود، می‌تواند موجب کاهش نفت به دام افتاده و در نتیجه افزایش نفت تولیدی گردد.

بررسی تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن در حضور مواد فعال سطحی

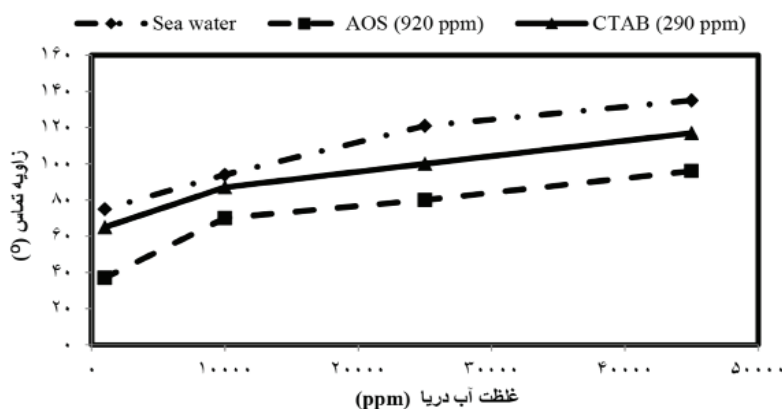
از دیگر مکانیزم‌هایی که در حین تزریق مواد فعال سطحی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، ترشوندگی سنگ مخزن خواهد بود. به منظور بررسی تأثیر مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی بر روی میزان تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن، ابتدا سنگ مخزن آهکی را به صورت مقاطع نازک درآورده و جهت ایجاد شرایط نفت‌دوستی درون نفت مخزن به مدت ۲۰ روز قرار داده شد. در ادامه، مقاطع نازک را در تماس با آب دریا حاوی مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی (در غلظت بحرانی مایسل) قرار داده و تغییرات میانگین زاویه تماس با گذشت زمان برای نمونه‌های مورد نظر ثبت شده است. نتایج تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن در حضور آب دریا، آب دریا حاوی ۹۲۰ ppm ماده فعال سطحی آنیونی، و آب دریا حاوی ۲۹۰ ppm ماده فعال سطحی کاتیونی در ادامه آورده شده است. شکل ۵ میزان تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن با گذشت زمان در طول



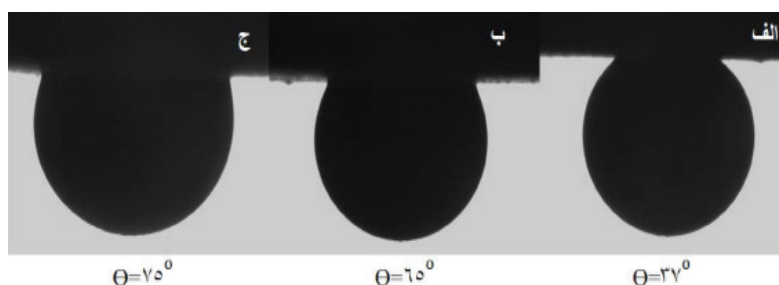
شکل ۵ میزان تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن با گذشت زمان

به سمت آب دوست داشته باشد موجب جداشدن فیلم نفت از روی سطح سنگ شده و در نتیجه نفت به واسطه کاهش نیروی مویبندی آزادانه تر در محیط متخلخل حرکت می کند. در ادامه با اندازه گیری مقادیر پتانسیل زتا به منظور تحلیل نیروهای بین سطحی برای نمونه های آب دریا خالص و آب دریا حاوی مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی، می توان نتیجه گرفت که مقادیر پتانسیل زتا با کاهش میزان شوری آب، روندی کاهشی خواهد داشت. این مقادیر برای آب دریا با شوری ۱۰۰۰ ppm که حاوی ۲۹۰ ppm ماده فعال سطحی کاتیونی، ۹۲۰ ppm ماده فعال سطحی آنیونی و فاقد مواد فعال سطحی است به ترتیب 2 mV ، -146 mV و 17 mV است که با نتایج ترشوندگی هم خوانی بسیاری دارد. با توجه به اینکه پایداری فیلم نفت بر روی سطح سنگ مخزن متأثر از نیروی الکتریکی لایه دوتایی^۱ می باشد.

در ادامه به بررسی تأثیر میزان شوری آب دریا بر روی قدرت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن در حضور مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی پرداخته شده است. با توجه به نتایج شکل ۶، آب دریا با شوری پایین قدرت تغییر ترشوندگی بیشتری نسبت به آب با شوری بالا دارد. به عنوان مثال، میزان ترشوندگی سنگ مخزن پس از گذشت یک روز در تماس با آب دریا با شوری بالا، و آب دریا با شوری بالا حاوی مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی؛ به حالت نفت دوست باقی مانده و زاویه تماس به ترتیب 135° ، 96° و 117° خواهد بود. در نتیجه لزوم استفاده از آب با شوری پایین جهت بهبود بازیافت نفت از طریق تغییر ترشوندگی سنگ مخزن پیشنهاد می شود. شکل ۷ قطرات نفت بر روی سنگ مخزن در حضور آب دریا را نشان می دهد که بیانگر نحوه قرارگیری سیالات در سیستم های دوفازی آب و نفت است. با توجه به شکل در صورتی که سنگ تغییر ترشوندگی



شکل ۶ تأثیر میزان شوری آب دریا بر روی قدرت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن



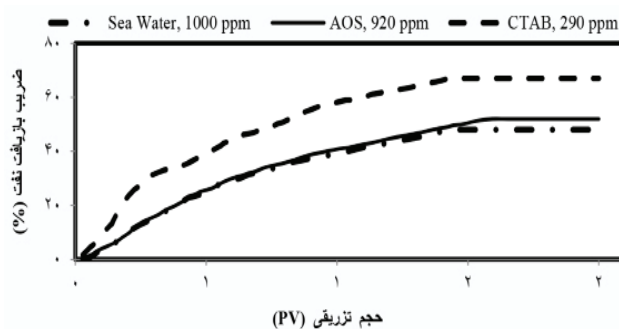
شکل ۷ نحوه قرارگیری آب و نفت در سیستم های با ترشوندگی میانی و آب دوست بر روی سطح سنگ مخزن

که عملکرد بهتری در تغییر ترشوندگی سنگ مخزن داشت، است. روش دوم وسوم مربوط به تزریق آب با شوری پایین حاوی مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی هستند. میزان غلظت مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی برابر با غلظت بحرانی مایسل در نظر گرفته شده است. میزان ضریب بازیافت نفت برای آب دریا، ماده فعال سطحی آنیونی و کاتیونی به ترتیب ۴۸، ۵۲ و ۶۷٪ از نفت درجا است که نشان می‌دهد ماده فعال سطحی کاتیونی عملکرد بهتری داشته است (شکل ۸). با توجه به مقادیر کشش بین سطحی (۴۴/۸ mN/m برای آب دریا، ۲/۸ mN/m برای ماده فعال سطحی آنیونی و ۱/۶ mN/m برای ماده فعال سطحی کاتیونی) عملکرد بهتر مواد فعال سطحی نسبت به آب دریا در بازیافت نفت مخزن قابل توجیه است. اما سوالی که در اینجا مطرح می‌شود این است که چرا با توجه به شرایط یکسان مقادیر کشش بین سطحی برای هر دو ماده فعال سطحی، با وجود اینکه شدت آب‌دوستی سنگ مخزن برای ماده فعال سطحی آنیونی نسبت به کاتیونی بیشتر است (ترشوندگی آب‌دوست برای ماده فعال سطحی آنیونی ° ۳۷ و ترشوندگی میانی برای ماده فعال سطحی کاتیونی ° ۶۵)، میزان بازیافت نفت در حین تزریق ماده فعال سطحی کاتیونی که ترشوندگی میانی را ایجاد کرده است بهتر است؟

لذا با کاهش میزان پتانسیل زتا، فیلم نفت بر روی سطح سنگ ناپایدار شده و موجب تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوست می‌گردد. امیری و گندم کار پایداری فیلم نفت بر روی سنگ آهکی را برای ترکیبات مختلف آب دریا مورد بررسی قرار داده و به این نتیجه رسیدند که فشار انفصال^۱ که متاثر از نیروهای ساختاری، الکتریکی لایه دوتایی و واندروالس می‌باشد، می‌تواند پایداری فیلم نفت بر روی سطح سنگ آهکی را کنترل نماید. آنها همچنین تأثیر نیروی الکتریکی لایه دوتایی را از بقیه نیروها بیشتر دانسته و آنرا عامل اصلی کنترل‌کننده پایداری فیلم نفت بر روی سطح سنگ آهکی نشان داده که با نتایج این مطالعه همخوانی دارد [۲۲].

بازیافت نفت از مخزن در حین تزریق مواد فعال سطحی

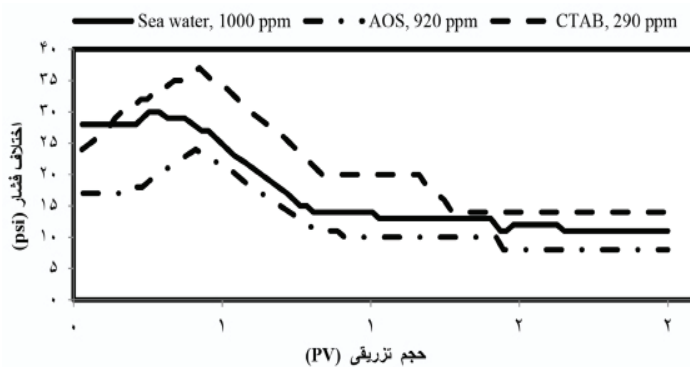
در ادامه، از فرآیند سیلاب‌زنی به مغزه به منظور تأثیر مواد فعال سطحی بر روی ضریب بازیافت نفت و همچنین میزان جذب ماده فعال سطحی به روش دینامیک استفاده شده است. سپس، این نتایج با استفاده از تحلیل نیروهای بین سطحی که توسط آزمایش پتانسیل زتا محاسبه شده است، مورد ارزیابی قرار خواهند گرفت. با توجه به نتایج کشش بین سطحی و تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن در انتها سه روش تزریق جهت انجام آزمایش سیلاب‌زنی به مغزه در نظر گرفته شد. روش اول مربوط به تزریق آب دریا با شوری پایین (۱۰۰۰ ppm)



شکل ۸ میزان ضریب بازیافت نفت در حین تزریق مواد فعال سطحی

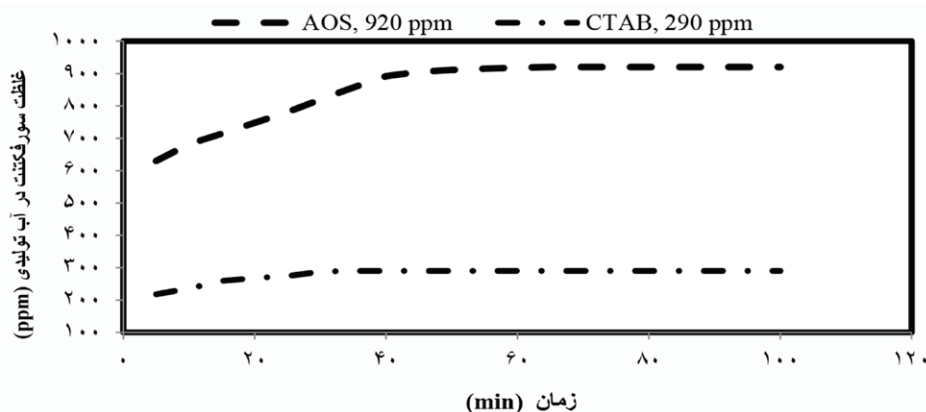
ماده فعال سطحی موجود در نمونه‌های خروجی با استفاده از دستگاه اسپکتروفتومتر اندازه‌گیری گردید. برای این منظور فرآیند سیلاب‌زنی به مغزه تا زمانی که میزان جذب بر روی سطح سنگ آهکی کامل گردید ادامه پیدا کرد که در حدود ۳ برابر حجم فضای خالی تزریق صورت گرفت [۲۴]. با توجه به این نتایج که در شکل ۱۰ آورده شده است، میزان غلظت ماده فعال سطحی خروجی در ابتدا کمتر از غلظت اولیه است و نشان می‌دهد که ماده فعال سطحی بر روی سطح سنگ جذب شده است. در ادامه پس از اینکه میزان جذب ماده فعال سطحی بر روی سطح سنگ به حداکثر مقدار خود رسید، میزان غلظت ماده فعال سطحی خروجی برابر با غلظت اولیه می‌گردد. با توجه به این نتایج، میزان جذب ماده فعال سطحی آنیونی به مراتب بیشتر از ماده فعال سطحی کاتیونی است که پس تزریق در حدود ۲ برابر حجم فضای خالی اتفاق می‌افتد. میزان جذب ماده فعال سطحی بر روی سطح سنگ مخزن متاثر نیروهای بین سطحی است. جهت تحلیل بارهای سطحی سنگ آهکی، تغییرات مقادیر پتانسیل زتا در pHهای مختلف مورد بررسی قرار گرفت. شکل ۱۱ نشان می‌دهد که بار سطحی سنگ در pH حدود ۸، برابر با صفر است که به آن نقطه ایزوالکتریک یا نقطه بار صفر^۲ گفته می‌شود.

با توجه به اینکه در شرایط ترشوندگی آبدوست پدیده Snap-off فعال می‌شود، لذا باعث افزایش میزان نفت به دام افتاده شده و تولید نفت را کاهش می‌دهد. در نتیجه میزان ضریب بازیافت نفت در حین تزریق ماده فعال سطحی کاتیونی که شرایط ترشوندگی میانی را ایجاد می‌کند بیشتر خواهد بود [۲۰]. همچنین، در مطالعه مشابهی که توسط الاماری و همکاران انجام شده است نشان دادند که میزان نفت تولیدی در مخازن کربناته در حین تزریق ماده فعال سطحی آنیونی نسبت به تزریق آب دریا افزایش می‌یابد که به دلیل تغییر ترشوندگی سنگ مخزن است [۲۳]. همچنین، نتایج مربوط به تغییرات فشار در طول سنگ مخزن در شکل ۹ نشان داده شده است. در ابتدا تغییرات فشار یک روند افزایشی خواهد داشت که بعد از میان‌شکنی^۱ سیال تزریقی (حدود ۰/۳۵ PV)، فشار کاهش می‌یابد و در انتها بعد از اینکه میزان نفت تولیدی به پایان رسید (حدود ۱/۴ PV) روند ثابتی را خواهد داشت. علاوه بر این، با تطابق نمودار اختلاف فشار با نمودار ضریب بازیافت می‌توان نتیجه گرفت که میزان نفت تولیدی بعد از زمان میان‌شکنی کاهش یافته است. علاوه بر آن، به منظور بررسی میزان جذب مواد فعال سطحی آنیونی و کاتیونی بر روی سطح سنگ آهکی، از محلول شیمیایی تولیدی در حین آزمایش‌های سیلاب‌زنی نمونه‌گیری کرده و غلظت

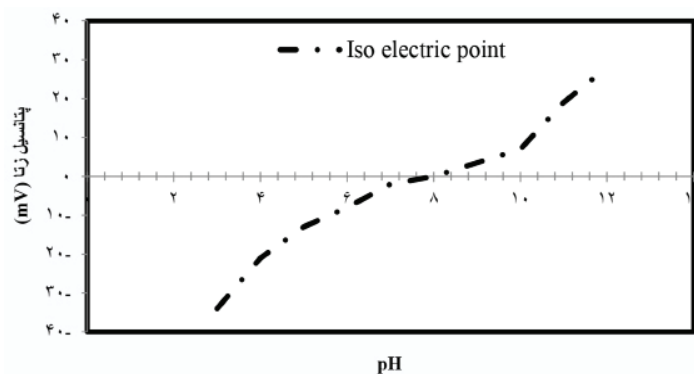


شکل ۹ تغییرات فشار در طول سنگ مخزن در حین تزریق مواد فعال سطحی

1. Breakthrough
2. Point of Zero Charge



شکل ۱۰ غلظت مواد فعال سطحی خروجی از فرآیند سیلاب زنی



شکل ۱۱ مقادیر پتانسیل زتا برای ذرات سنگ مخزن در حضور آب سازند

نتیجه گیری

برروی میزان نفت به دام افتاده می تواند موثر باشد. ۵- قدرت مکانیزم جابه جایی یون های چند ظرفیتی در لحظات اولیه فرآیند بیشتر بوده و باعث تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب دوست می شود. ۶- مقادیر پتانسیل زتا برای مواد فعال سطحی کاتیونی و آنیونی (در غلظت مایسل) به ترتیب برابر با 2 mV و -146 mV هستند که نشان می دهد میزان جذب برای ماده فعال سطحی آنیونی به مراتب بیشتر از ماده فعال سطحی کاتیونی است. ۷- در مجموع آب دریا با شوری پایین حاوی ماده فعال سطحی کاتیونی عملکرد بهتری به منظور بهبود بازیافت نفت مخزن خواهد داشت.

۱- میزان غلظت بحرانی مایسل برای مواد فعال سطحی CTAB و AOS به ترتیب در حدود 290 ppm و 920 ppm است که میزان کشش بین سطحی را در حد قابل توجهی کاهش می دهد. ۲- تغییرات میزان شوری آب دریا تأثیر چندانی برروی میزان غلظت بحرانی مایسل نخواهد داشت. ۳- با توجه به فعال شدن مکانیزم لایه دوتایی در شوری های پایین آب دریا، ترشوندگی سنگ مخزن به سمت میانی تغییر می یابد. ۴- ترشوندگی سنگ مخزن در حضور مواد فعال سطحی کاتیونی و آنیونی به ترتیب میانی و آب دوست است که بررسی تأثیر پدیده Snap-off

مراجع

- [1]. Mejia L, Tagavifar M, Xu K (2019) Surfactant flooding in oil-wet micromodels with high permeability fractures, *Fuel*, 241: 1117-1128.
- [2]. Schramm LL (2000) *Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry*, Cambridge University Press.
- [3]. Hirasaki G, Miller M, Puerto A (2011) Recent advances in surfactant EOR, *SPE Journal*, 16, 04: 889-907.
- [4]. HashimAbbas A, Moslemizadeh A, Jaafar MZ (2020) An insight into a di-chain surfactant adsorption onto sandstone minerals under different salinity-temperature conditions, *Chemical EOR applications, Chemical Engineering Research and Design*, 153: 657-665.
- [5]. Grigg RB, Mikhalin A (2007) Effects of flow conditions and surfactant availability on adsorption, In *International Symposium on Oilfield Chemistry*, Society of Petroleum Engineers.
- [6]. Thomas WJ, Crittenden B (1998) *Adsorption technology and design*, Elsevier Science and Technology Books.
- [7]. Gandomkar A, Kharrat R (2012) Anionic surfactant adsorption through porous media in carbonate cores: an experimental study, *Journal of Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, UESO 501368.
- [8]. Somasundaram P, Shrotri S, Huang L (1998) Thermodynamics of adsorption of surfactants at solid-liquid interface, *Pure and applied chemistry*, 70, 3: 621.
- [9]. Tabatabal A, Gonzalez MV, Scamehorn JF (1993) Reducing surfactant adsorption in carbonate reservoirs, *SPE Reservoir Engineering*, 8, 02: 117-122.
- [10]. Meyers KO, Salter SJ (1981) The effect of oil/brine ratio on surfactant adsorption from microemulsion, *SPEJ*, 500-12.
- [11]. Demirbas A, Alsulami HE, Hassanein WS (2015) Utilization of surfactant flooding processes for enhanced oil recovery (EOR), *Petroleum Science and Technology*, 33: 1331-1339.
- [12]. Heidari MA (2017) A novel method with dilute surfactant flooding by considering the effect of time and temperature on crude oil aging, experimental study on heavy oil of bangestan, *Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 51: 155-163.
- [13]. Kumar A, Mandal A (2018) Characterization of rock-fluid and fluid-fluid interactions in presence of a family of synthesized zwitterionic surfactants for application in enhanced oil recovery, *Colloids and Surfaces A*, 549: 1-12.
- [14]. Chegenizadeh N, Ali S, Xie Q (2017) Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery, *Petroleum*, 3: 197-211.
- [15]. Abbas AH, Sulaiman WR, Jaffar MZ, Olayink AA, Shafiei S (2018) Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir, *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 32, 1: 91-99.
- [16]. Kon W, Pitts MJ, Surkalo H (2002) Mature waterfloods renew oil production by alkaline-surfactant-polymer flooding, *SPE Eastern Regional Meeting*.
- [17]. Johannessen AM, Spildo K (2013) Enhanced oil recovery (EOR) by combining surfactant with low salinity injection, *Energy and Fuels*, 27: 5738-5749.
- [18]. Seiedi O (2011) Atomic force microscopy (AFM) investigation on the surfactant wettability alteration mechanism of aged mica mineral surfaces, *Energy and Fuels*, 25, 1: 183-188.
- [19]. Aminian A, Zarenezhad B (2019) Wettability alteration in carbonate and sandstone rocks due to low salinity surfactant flooding, *Journal of Molecular Liquids*, 275: 265-280.
- [20]. Gandomkar A, Rahimpour MR (2015) Investigation of low salinity waterflooding in secondary and tertiary enhanced oil recovery in limestone reservoirs, *Energy and Fuels Journal*, 29: 7781-7792.
- [21]. Ghadimi A, Saidur R (2011) A review of nanofluid stability properties and characterization in stationary conditions, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 54: 4051-4068.
- [22]. Amiri S, Gandomkar A (2019) Influence of electrical surface charges on thermodynamics of wettability during low salinity water flooding on limestone reservoirs, *Journal of Molecular Liquids*, 277: 132-141.
- [23]. Alamari FG, Miller CS, Mohanty K (2020) Wettability altering surfactants for high temperature tight carbonate reservoirs, *SPE Improved Oil Recovery Conference, USA*.
- [24]. KaabiMofrad Sh, Dehaghani A (2020) An experimental investigation into enhancing oil recovery using smart water combined with anionic and cationic surfactants in carbonate reservoir, *Energy Reports*, 6: 543-549.
- [25]. Mahani H, Berg S, Rossen W (2015) Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity-flooding (LSF) in carbonates, *Energy and Fuels*, 29, 3: 1352-1367.
- [26]. Li Y, Zhang W, Shen Z (2020) Pilot test of surfactant-polymer flood with mixtures of anionic-cationic surfactants for high temperature low permeability sandstone reservoir, *SPE Improved Oil Recovery Conference, USA*.



Investigation of Surface Forces during Anionic and Cationic Surfactant Flooding in Carbonate Reservoirs

Sepideh Zeygham and Asghar Gandomkar*

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Iran

agandomkar@shirazu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4121.2868

Received: April/20/2020

Accepted: September/08/2020

Introduction

The surfactant flooding is one the enhanced oil recovery methods, which can improved residual oil by decreasing in interfacial tension and reservoir wettability alteration [1-2]. During this method, the surfactant type is the main parameter which can control the process. In addition, the surfactant adsorption in porous media decreases its performance so the analysis of electrical surface charge is very important. As the interface is created, the adsorption is limited by the diffusion of the surfactant to the interface, which it can result in the kinetics being limited. These energy barriers can be due to steric or electrostatic repulsions; steric repulsions form the basis of how dispersants function. There are four types of surfactants based upon the composition of the polarity of the head group: (1) nonionic, (2) anionic, (3) cationic, and (4) amphoteric. A non-ionic surfactant has no charge groups in its head. The head of an ionic surfactant carries a net charge. If the charge is negative, the surfactant is more specifically called anionic; if the charge is positive, it is called cationic. If a surfactant contains a head with two oppositely charged groups, it is termed zwitterionic [3]. From the previous investigations, the cationic surfactant, such as $R-N^+(CH_3)_3$ with C15 to C₂₈, can improve the oil recovery by decreasing the interfacial tension and wettability alteration compared to other cationic surfactants [4]. In addition, there are many researches about the surfactant flooding which only investigates one of the main mechanisms such as IFT reduction, wettability alteration. Also, there are a few investigations about the electrical

surface charges during surfactant flooding which can illustrate the surfactant adsorption. Therefore, in this study, alpha olefin sulfonate (AOS) and cetrimonium bromide (CTAB) was used to investigate the effect of electrical surface charges during surfactant flooding. Firstly, the surfactant stability investigates by zeta potential measurements. After that, the critical micellar concentration was calculated based on the IFTs measurements. Also, the reservoir wettability alteration was investigated by contact angle tests in presence of AOS and CTAB solutions. In addition, the oil recovery and dynamic surfactant adsorption was measured by core flooding tests. Moreover, the iso-electric point was calculated for this condition based on the zeta potential measurements.

Materials and Methods

In this study, the sea water with original salinity (45000 ppm) was considered to prepare the chemical solution. Also, the sea water was diluted to 25000, 10000, and 1000 ppm. The alpha olefin sulfonate (AOS) and cetrimonium bromide (CTAB) were considered as anionic and cationic surfactant, respectively. In addition, the reservoir crude oil has an API=25°. Also, the porosity and permeability of limestone reservoir rocks are between 11-13 percent and 10 to 13 mD, respectively. In this study, zeta potential tests, IFT measurements, contact angel, and core flooding tests were performed to investigate the effect of anionic and cationic surfactant on the oil recovery and electrical surface charges. The AOS concentrations were considered 300, 600, 900, and 1200 ppm, and the

CTAB concentrations were 100, 200, 300, 400, and 500 ppm. Full details of all experimental procedure are provided elsewhere [3,5,6].

Results and Discussion

The water salinity is one of the main parameters for stability of surfactant solutions. However, the absolute zeta potential values have been 84 and 73 mV for cases of original sea water contains 300 ppm AOS and CTAB, respectively. Therefore, from the zeta potential measurements, all the solutions are stable. In addition, based on the IFT measurements, the critical micellar concentration for AOS and CTAB surfactants has been 920 and 290 ppm, which it means these concentration are the maximum concentration that can improve the IFT economically. Also, the contact angle tests show that the wettability alters from oil wet to intermediate wet and water wet for CTAB and AOS surfactants, respectively. Moreover, the core flooding results illustrate that the oil recovery factor are 48, 52, and 67 percent for low salinity sea water, AOS, and CTAB flooding, respectively. The snap-off phenomenon leads to the oil recovery increase during intermediate wettability (CTAB flooding) case compared to water wet case (AOS flooding). In addition, the results of dynamic surfactant adsorption were presented in Figure 1. The effluent surfactant concentration during dynamic adsorption tests increases until the maximum surfactant adsorption occurs in porous media.

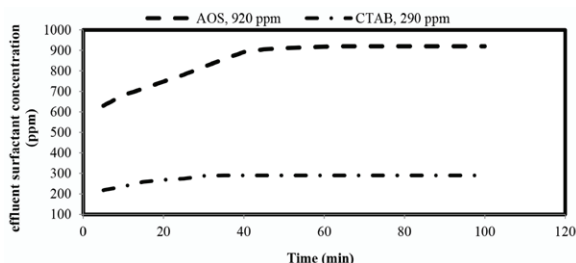


Fig. 1 The effluent surfactant concentration during dynamic adsorption tests.

Also, the amount of surfactant adsorption for AOS case is higher than that for CTAB surfactant. The zeta potential measurements show that the iso-electric point is at pH=8 (Figure 2). Therefore, it provides the positive limestone surface charge and the AOS’s monomers tend to adsorb in porous media due to attractive force compared to CTAB case.

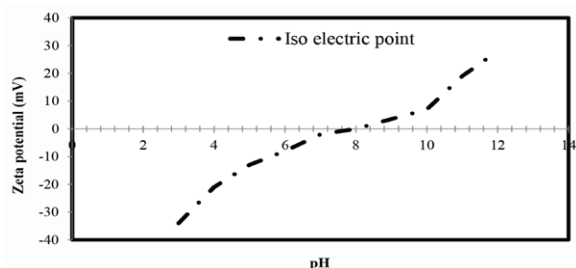


Fig. 2 The Iso-electric point for limestone reservoir rock.

Conclusions

1. The critical micellar concentrations for AOS and CTAB were 920 and 290 ppm which reduced the IFT considerably.
2. The water salinity cannot change the critical micellar concentration seriously.
3. The intermediate wettability was occurred during sea water injection due to electrical double layer force.
4. The snap-off phenomenon leads to change in oil recovery from water wet and intermediate wet wettability during anionic and cationic surfactant flooding, respectively.
5. The multicomponent ionic exchange provided the water wet condition at the early time.
6. From the zeta potential measurements, the surfactant adsorption for anionic type is more than that for cationic type.
7. Based on this results, the low salinity sea water which contains cationic surfactant has the best performance for oil recovery.

Nomenclatures

AOS: Alpha olefin sulfonate
 CTAB: Cetrimonium bromide

References

1. Mejia L, Tagavifar M, Xu K (2019) Surfactant flooding in oil-wet micromodels with high permeability fractures, *Fuel*, 241, 1117-1128.
2. Schramm LL (2000) *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Cambridge University Press.
3. Gandomkar A, Kharrat R (2012) Anionic Surfactant Adsorption through Porous Media in Carbonate Cores: an Experimental Study, *Journal of Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, UESO 501368.
4. Johannessen AM, Spildo K (2013) Enhanced oil recovery (EOR) by combining surfactant with low salinity injection, *Energy & Fuels*, 27, 5738-5749, 2013.
5. Gandomkar A, Rahimpour MR (2015) Investigation of low salinity waterflooding in secondary and tertiary enhanced oil recovery in limestone reservoirs, *Energy & Fuels journal*, 29: 7781–7792.
6. Amiri S, Gandomkar A (2019) Influence of electrical surface charges on thermodynamics of wettability during low salinity water flooding on limestone reservoirs, *Journal of Molecular Liquids*.