

مطالعه آزمایشگاهی اثر تزریق آب با شوری کم همراه با پلیمر بر تولید نفت سنگین

سید مهدی غنی‌زاده، الناز خدایانه* و سید علیرضا طباطبائی نژاد

دانشکده مهندسی نفت و گاز، پژوهشکده نفت و گاز سهند، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۲/۱۳

چکیده

تزریق آب با شوری کم به‌عنوان یکی از روش‌های ازدیاد برداشت، در طول سال‌های اخیر مورد توجه محققان قرار گرفته است. استفاده از روش‌های دیگر همراه با تزریق آب با شوری کم نیز مورد بررسی و تحقیق قرار گرفته و روش‌هایی مانند تزریق آب با شوری کم همراه با مواد فعال سطحی یا پلیمر کارایی خود را در هرچه بیشتر کردن ضریب بازیافت نفت نشان داده است. در این مطالعه، با تزریق آب با شوری کم همراه با پلیمر به پنج نوع مدل شن فشرده میزان تولید نفت و اثرات تزریق پلیمر و آب با شوری کم بر تولید نفت مورد بررسی قرار گرفته است. به همین منظور، سه آزمایش تزریق پلیمر به‌صورت مرحله سوم و دو آزمایش به‌صورت مرحله دوم انجام شده است. نتایج تزریق پلیمر به‌صورت مرحله دوم و مرحله سوم همراه با آب با شوری کم نشان می‌دهد که تزریق پلیمر در مرحله سوم، عملکرد بهتری را نسبت به تزریق مرحله دوم دارد و میزان بازیافت نفت تولیدی در نقطه شکست حدود ۱۱٪ بیشتر است. در حالت تزریق مرحله سوم با افزایش غلظت پلیمر تزریقی، بازیافت نفت با فعالیت سازوکارهای کاهش تحرک‌پذیری سیال جابه‌جاکننده نفت و افزایش بازدهی میکروسکوپی، بیشتر می‌شود. در تزریق پلیمر به‌صورت مرحله دوم به‌دلیل تماس با آب بسیار شور سازند، میزان جذب سطحی پلیمر افزایش یافته و موجب کاهش تراوایی محیط متخلخل شده و بازیافت نفت کمتر می‌شود. آنالیز pH آب‌های تولیدی نیز نشان می‌دهند که در طول تزریق آب با شوری کم سازوکار افزایش pH فعال بوده و تغییر ترشوندگی به‌سمت آب‌دوستی، موجب افزایش بازیافت نفت می‌شود. در این مطالعه با استفاده از اندازه‌گیری ضریب انکسار نوری آب‌های تولیدی که بیانگر چگونگی تغییر شوری آب می‌باشد، نحوه جابه‌جایی پلیمر و آب با شوری کم نیز مورد بررسی و تحلیل قرار گرفته است.

کلمات کلیدی: آب با شوری کم، ازدیاد برداشت نفت، تزریق پلیمر، ضریب بازیافت، نفت سنگین

مقدمه

سال پیش مورد بررسی و تحقیق قرار گرفته است و سازوکارهای آن در منابع مختلف بررسی شده است و مشاهده شده است زمانی که آبی که شوری آن بسیار کمتر از شوری آب سازند است.

تأثیر آب با شوری کم بر ماسه سنگ از حدود ۵۰

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2023.4877.3179) khodapanah@sut.ac.ir

که پشت جبهه آب باقی مانده است، مورد استفاده قرار می‌گیرد. تزریق پلیمر موجب کاهش نسبت پویایی آب و نفت شده و پدیده انگشتی شدن به تأخیر می‌افتد [۱۴]. پلیمرهای نوع پلی اکریل آمید هیدرولیز شده (HPAM) نیز به جهت هزینه اندک و گرانی کمتر نسبت به سایر پلیمرها دارای استفاده گسترده تری می‌باشند [۱۵]. مقاومت در برابر گرما، خاصیت ایجاد گرانیرو بالا، نداشتن اکسیژن در ساختار شیمیایی، دارای گروه آب دوستی یونی به منظور جذب حداقلی در سطح سنگ و پایداری شیمیایی بالا از جمله ویژگی‌های پلیمرهای HPAM است و آن را به عنوان ماده مناسبی جهت کاهش نفت باقی مانده مخزن کاندیدا می‌کند [۱۴]. در این مطالعه با تزریق آب با شوری کم همراه با پلیمر HPAM 3630S به ۲ نوع مدل شن فشرده^۱، میزان تولید نفت و اثرات تزریق پلیمر و آب با شوری کم بر تولید نفت سنگین مورد بررسی قرار گرفته است.

مروری بر تحقیقات گذشته

برای اولین بار، برنارد اثر تزریق آب دریا و آب معمولی را بر میزان بازیافت تولید نفت بررسی کرد. وی مشاهده کرد که بازیافت نفت در آب با شوری کمتر نسبت به آب دریا هم در مرحله دوم و هم در مرحله سوم افزایش می‌یابد. وی آزمایش‌های خود را با شوری‌های مختلفی انجام داد و نتیجه گرفت که در شوری‌های کمتر از ۱٪ وزنی نمک، افزایش تولید مشاهده می‌شود. وی همچنین مشاهده کرد که تزریق آب مقطر نفت بیشتری را از آب‌های شور دارای NaCl تولید می‌کند. وی مشاهده کرد که در زمان تزریق آب مقطر اختلاف فشار بیشتری مشاهده می‌شود که وی آن را به متورم شدن رس و بسته شدن خلل و فرج نسبت داد [۱]. شارما و فلیکو با اجرای آزمایش‌هایی به این نتیجه رسید که در اشباع آب همزاد ۳٪ وزنی NaCl میزان بازیافت

به مخزن تزریق شود، موجب افزایش میزان بازیافت نفت می‌شود [۱]. سازوکارهای مختلفی برای افزایش بازیافت نفت ارائه شده است. تغییر ترشوندگی، مهاجرت ذرات، حل شدن کانی‌ها [۲]، تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی [۲]، امولسیون شدن، افزایش pH و کاهش IFT، صابونی شدن [۳]، تبادل یونی چند جزئی [۴]، اثر لایه دوگانه [۵]، اثرات خروج نمک [۶]، افزایش کشش سطحی بین فاز آب و نفت [۷] از جمله مهم‌ترین این سازوکارها هستند. البته توافقی کلی در مورد اینکه کدام سازوکار نقش اساسی را ایفا می‌کند وجود ندارد. هرچند که در سال‌های اخیر تغییر ترشوندگی بیشتر مورد توجه مولفین بوده است [۸-۱۰]. برای موثر بودن تزریق آب با شوری کم، آستاد و همکارانش شرایطی زیر را لازم دانستند [۱۱]:

- حضور رس در سنگ (البته سهرابی و همکارانش حضور رس را شرط ندانستند [۱۲])،
- حضور رس در سنگ (البته سهرابی و همکارانش حضور رس را شرط ندانستند [۱۲])،
- حضور اجزای قطبی در نفت،
- حضور یون‌های کاتیونی دوظرفیتی در آب شور سازند (Ca^{2+} و Mg^{2+})،
- اشباع آب اولیه در محیط متخلخل،
- شوری آب تزریقی بین ۱۰۰۰ ppm و ۲۰۰۰ ppm باشد البته تا ۵۰۰۰ ppm هم می‌تواند مؤثر باشد (جرالد و همکارانش شوری بین ۱۰۰۰ ppm تا ۷۰۰۰ را مؤثر دانستند [۱۳]). تزریق آب با شوری کم همراه با مواد دیگر نیز مورد بررسی و تحقیق قرار گرفته و روش‌هایی مانند تزریق آب با شوری کم همراه با مواد فعال سطحی یا پلیمر کارایی خود را در هرچه بیشتر کردن ضریب بازیافت نفت نشان داده است.

استفاده از پلیمر همراه با آب با شوری کم، به دلیل افزایش بازدهی جاروب و کاستن مقدار نفت باقی مانده در محیط متخلخل، مزیت‌های فزاینده‌ای را به همراه دارد. از پلیمر به منظور تولید مقدار نفتی

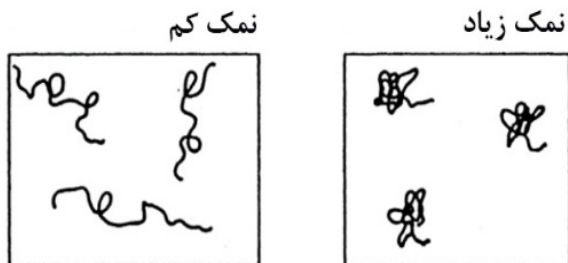
که جذب اجزاء قطبی نفت به سطح سنگ به شوری ارتباطی ندارد. آنها غلظت Ca^{2+} را در جذب مواد قطبی به سنگ موثر دانستند. آنها تغییر ترشوندگی را مهم‌ترین سازوکاری دانستند که با شکستن پل‌های Ca^{2+} بین نفت و آب شور و سطح سنگ ایجاد می‌شود. از نظر آنان، افزایش pH و مهاجرت ذرات سازوکار اصلی نیستند [۲۱]. دلامید نتایج تزریق پلیمر به صورت مرحله دوم و مرحله سوم را در میدان پلیکان لیک^۲ بررسی کرده است. نتایج به دست آمده حاصل از تزریق پلیمر به شرح زیر می‌باشد [۲۲]: در حالت تزریق پلیمر به صورت مرحله دوم، فشار مخزن و دبی نفت افزایش قابل ملاحظه یافت و برش نفتی^۳ بالای ۵۰٪ بود. افزایش فشار مخزن یکی از نکات مهم در این حالت بود. در حالت تزریق پلیمر در مرحله سوم، در زمان تزریق آب، دبی نفت و فشار تزریق افزایش یافت. از طرفی مقدار برش آب تولیدی نیز سریع‌تر افزایش یافت و این مقدار آب تولیدی با تزریق پلیمر کاهش نیافت و تولید در برش آب بالایی ادامه یافت. در مطالعه دلامید، میزان بازدهی برداشت نهایی در تزریق پلیمر به صورت مرحله دوم بیشتر از مرحله سوم بود. آیت‌اللهی و همکاران در مطالعه‌ای به بررسی تأثیر نمک NaCl بر تغییر ترشوندگی سنگ مخزن پرداختند. آنها با استفاده از شبیه‌سازی دینامیک مولکولی مشاهده کردند که یون‌های Na و Cl نقش مهمی را در تغییر ترشوندگی سطح کلسیت ایفا می‌کنند [۲۳]. ژائو و همکاران با انجام تست‌های آزمایشگاهی و میدانی تزریق پلیمر HPAM 3630S به مدل‌شن‌های فشرده شده نشان دادند که تزریق پلیمر به صورت مرحله سوم موجب تولید بیشتر نفت می‌گردد. آنها این افزایش تولید را به افزایش قدرت جاروب‌زنی نفت توسط پلیمر نسبت دادند [۲۴].

نفت با تغییر شوری آب تزریقی از ۰/۳٪ تا ۲۰٪ وزنی NaCl تغییری نمی‌کند. البته آنها مشاهده کردند که اگر شوری آب‌شور همزاد^۱ کاهش یابد، میزان بازیافت نفت افزایش می‌یابد. آنها این پدیده را به تغییر در ترشوندگی از آب‌دوستی به شرایط ترشوندگی متوسط که باعث کاهش اشباع نفت باقی‌مانده می‌شوند، مربوط دانستند [۱۶]. آیرالا و همکاران روش استفاده از پلیمر همراه با آب با شوری کم را ارائه کردند. در این روش می‌توان با بهبود بازدهی جابه‌جایی میکروسکوپی و بهبود جابه‌جایی ماکروسکوپی توسط پلیمر به میزان بالایی از بازیافت نهایی نفت رسید [۱۷].

فجلد و همکاران اثر ترکیب نفت را بر تزریق آب با شوری کم بررسی کردند. آنها نشان دادند که ترکیب یونی آب تزریقی و ترکیب نفت خام در ترشوندگی سیستم و میزان بازیافت نهایی موثر هستند [۱۸]. شیران با انجام آزمایش‌های خود بر روی مغزه‌های ماسه سنگی اثر تزریق آب با شوری کم و پلیمر را بررسی کردند. نتایج آنها نشان می‌دهد که آب با شوری کم بازدهی بهتری نسبت به تزریق آب با شوری بالا دارد. آنها همچنین با بررسی میزان بازیافت نفت در تزریق پلیمر در مرحله سوم، مشاهده کردند که پلیمر با غلظت کم که تنها مقدار اندکی بر نسبت تحرک‌پذیری تأثیر دارد، نیز می‌تواند میزان بازیافت نفت را به مقدار زیادی افزایش دهد. آنها رابطه‌ای بین حضور رس در مغزه و میزان افزایش بازیافت نفت مشاهده نکردند [۱۹]. کاتین و همکارانش با تزریق پلیمر در مرحله دوم و مرحله سوم با بررسی عکس‌های سی‌تی اسکن که میزان اشباع نفت باقی‌مانده در مرحله دوم کمتر از مرحله سوم است [۲۰]. یانگ و همکارانش با تزریق آب با شوری کم به مغزه‌های مختلف، تأثیر آب با شوری کم را بر باقی‌ماندن ترکیبات قطبی نفت در مغزه ماسه سنگی را بررسی کردند. آنها با تزریق آب با شوری کم به مغزه و اندازه‌گیری pH آب‌های تولیدی نتیجه گرفتند

1. Connate Water
2. Pelican Lake
3. Oil Cut

باعث ازهم گسیختگی زنجیره مستقیم می‌شوند. هرچه این شوری بیشتر باشد، کاهش گرانیروی بیشتر خواهد بود [۲۷-۲۹].



شکل ۱ تأثیر آب با شوری بالا (آب سازند) بر کاهش گرانیروی پلی‌اکریل‌آمید [۳۱]

از آنجا که محلول پلیمر آب شور مخزن را به صورت امتزاجی جابه‌جا می‌نماید، هنگام جابه‌جایی پلیمر در محیط متخلخل گرانیروی محلول پلیمر کاهش می‌یابد [۳۲]. در مطالعه‌ای آزمایشگاهی توسط قلعه گلاب و همکاران نیز نشان داده شده است که افزایش شوری باعث کاهش گرانیروی دفعی محلول پلیمری می‌شود. آنها همچنین برای جلوگیری از کاهش گرانیروی بر تولید نفت، نوعی پلیمر را سنتز کردند که می‌تواند در برابر شوری مقاومت بیشتری از خود نشان دهد و حتی موجب افزایش گرانیروی محلول گردد [۳۳]. از بین نمک‌ها، یون‌های دو ظرفیتی در مقایسه با یون‌های تک‌ظرفیتی مانند Na^+ اثر بیشتری در کاهش گرانیروی محلول پلیمر دارند. زیرا بار اتمی آنها بیشتر از کاتیون‌های تک‌ظرفیتی است. در این حالت، در حضور کاتیون‌های دو ظرفیتی زنجیره‌های مستقیم به صورت کروی در می‌آیند [۳۴].

• دما

به‌طور کلی افزایش دمای پلیمر موجب کاهش گرانیروی آن می‌شود. پلیمر 3630S در دماهای بیشتر از ۸۰ پایداری خود را از دست می‌دهد [۳۵]. شکل ۲ تأثیر دما را بر کاهش گرانیروی پلیمر HPAM نشان می‌دهد.

فرهادی و همکاران با بررسی آزمایشگاهی اثر تزریق آب با شوری کم بر تولید نفت مشاهده کردند که با تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی، وضعیت ترشوندگی اولیه سنگ نقش مهمی در اثر بخشی و میزان نفت تولید شده از سنگ دارد [۲۵]. درویش و همکاران در مطالعه‌ای آزمایشگاهی و با استفاده از شبیه‌سازی عددی به بررسی اثر تزریق آب شور و پلیمر HPAM پرداختند. آنها مشاهده کردند که با افزودن ۲۰۰ ppm پلیمر به آب شور تزریقی، مقدار پخش‌کنندگی^۱ تا ۷۰٪ کاهش می‌یابد. غلظت پلیمر و غلظت آب شور سازندی تأثیر مستقیمی بر پخش‌کنندگی دارند [۲۶].

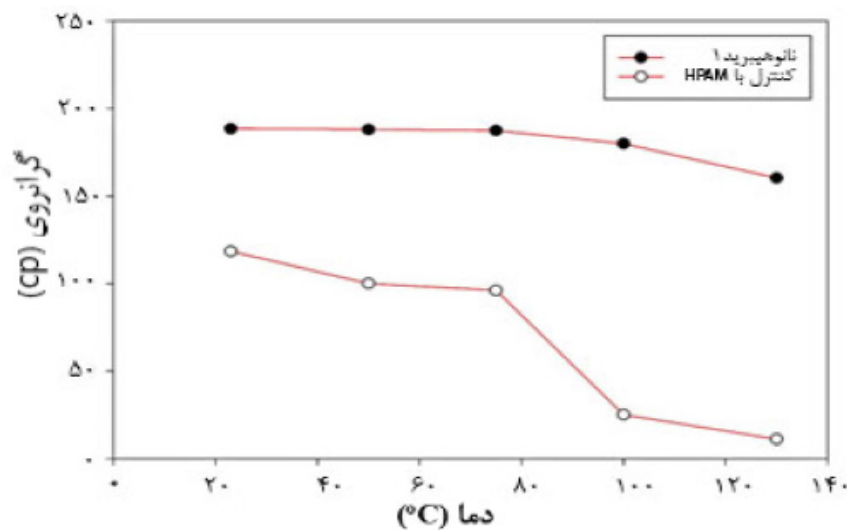
مکانسیم‌های مؤثر بر گرانیروی و جذب سطحی پلیمر HPAM

زمانی که پلیمر به داخل شن فشرده تزریق می‌شود، عوامل مختلفی باعث کاهش گرانیروی محلول پلیمری و همچنین جذب سطحی آن می‌شوند. عواملی مانند دما، فشار، عبور محلول پلیمر از خطوط لوله نازک، نرخ برشی وارد شده در داخل محیط متخلخل، شوری آب سازند، تبادل یونی و مدت زمان تزریق و حرکت پلیمر (به عبارت دیگر، مدت زمان قرار گرفتن در معرض دما)، از جمله عوامل کاهش‌دهنده گرانیروی پلیمر و افزایش جذب سطحی آن هستند [۲۷-۳۰]. در ادامه مهم‌ترین این عوامل بررسی می‌شود.

عوامل مؤثر بر گرانیروی

• شوری

شرایط مخزن از جمله دما، شوری و مقادیر زیاد کلسیم می‌تواند باعث کاهش اثرگذاری و بازدهی تزریق پلیمر شود. گرانیروی ظاهری حاصل از افزودن پلیمر به آب، به دلیل زنجیره‌های بلند حاصل از دفع الکترواستاتیکی می‌باشد. بدون این دافعه، زنجیره‌ها بسته شده و گرانیروی کاهش می‌یابد (شکل ۱). کاتیون‌هایی که در آب شور وجود دارند، در اثر واکنش با بار منفی اطراف گروه کربوکسیلیت،



شکل ۲ تغییر گرانروی محلول پلیمر با تغییر دما [۳۶]

باقی‌مانده در مدل شن فشرده بررسی کردند. آنها نتیجه گرفتند که مقدار جذب HPAM با افزایش مقدار نمک و یون‌های دو ظرفیتی مانند Ca^{2+} افزایش می‌یابد. یون Ca^{2+} تأثیر بیشتری بر جذب پلیمر نسبت به یون Na^+ دارد. همچنین مشاهده شده است که تأثیر Ca^{2+} بر جذب HPAM بیشتر از PAM می‌باشد [۳۱-۴۱]. حضور مقادیر بالای یون‌های دو ظرفیتی به‌ویژه Ca^{2+} باعث عدم پایداری پلیمر شده و در اثر واکنش گروه کربوکسیلیت با Ca^{2+} ، گروه اکریلیت^۱ تشکیل می‌شود. در صورتی که مقدار هیدرولیز پلیمر بالا باشد، پلیمر ممکن است در حضور یون‌های دو ظرفیتی رسوب کند [۴۲]. این اثر توسط محققان دیگری نیز تأیید شده است [۴۱، ۴۳، ۴۶]. شکل‌های ۵ و ۶ نشان می‌دهند که به ترتیب با افزایش مقدار شوری نمک سدیم کلرید و کلسیم کلرید، جذب سطحی نیز افزایش می‌یابد.

• دما

با افزایش دمای مخزن مقدار پلیمر جذب شده به سطح سنگ مخزن افزایش می‌یابد. قلعه گلاب و ریاحی در مطالعه‌ای آزمایشگاهی دریافتند که با افزایش دمای محیط متخلخل، مقدار جذب سطحی پلیمر HPAM افزایش می‌یابد [۴۸].

در این شکل دمای منحنی‌های ویسکوزیته محلول پلیمر از $20^{\circ}C$ تا $130^{\circ}C$ تغییر می‌کند.

• نرخ برشی

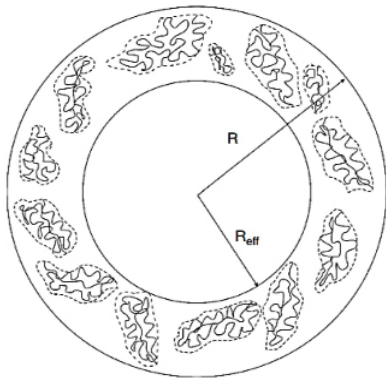
پلیمر S ۳۶۳۰ دارای زنجیره‌های مستقیم و انعطاف‌پذیر است. هرچه مجرای عبور پلیمر باریک‌تر باشد، احتمال بریده شدن این زنجیره‌ها بیشتر شده و گرانروی کاهش خواهد یافت [۳۷]. این کاهش در غلظت‌های بالاتر بیشتر محسوس می‌شود. شکل ۳ بیانگر حرکت پلیمر S ۳۶۳۰ از میان لوله‌ای با قطر ۰/۸۷۵ mm است [۳۵]. عوامل دیگری نیز مانند قرار گرفتن در معرض اکسیژن و یون‌های آهن در کاهش گرانروی پلیمر مورد استفاده مؤثر هستند [۳۵-۳۸].

عوامل مؤثر بر جذب سطحی

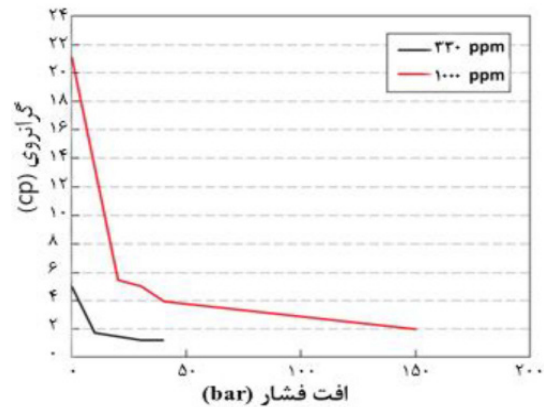
جذب سطحی پلیمر باعث کاهش شعاع حفرات می‌شود شکل ۴ و بنابراین، سرعت جریان و نرخ برشی افزایش یافته و میران نفت باقی‌مانده در حفرات بیشتر می‌شود [۳۹]. عوامل مختلفی بر روی جذب سطحی پلیمر مؤثر هستند که در ادامه به چند نمونه از آن‌ها اشاره می‌شود.

• شوری

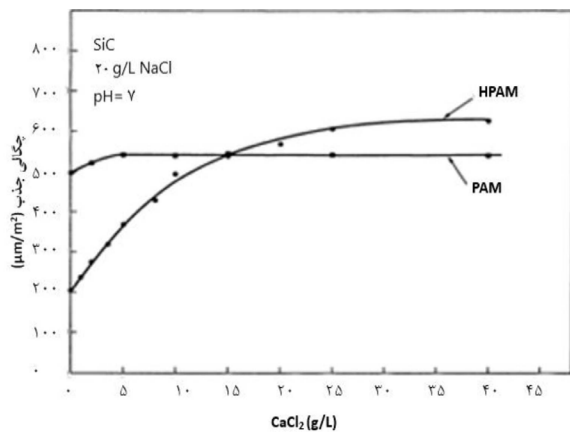
به‌طور کلی با افزایش شوری محیط میزان جذب پلیمر افزایش می‌یابد [۳۳]. لاکاتوس و همکاران [۴۰] تأثیر الکترولیت‌های غیر آلی را بر مقدار پلیمر



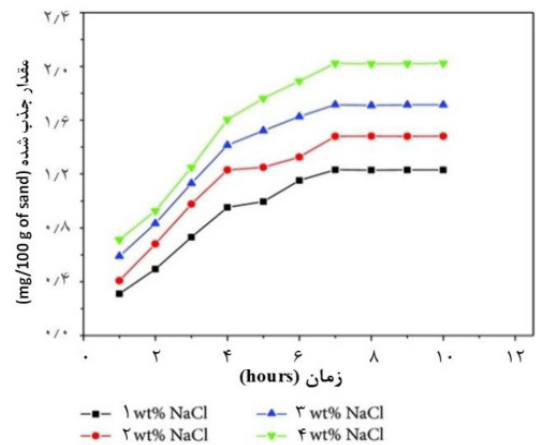
شکل ۴ نمایشی از شعاع مؤثر خلل و فرج هنگامی که جذب سطحی پلیمر اتفاق افتاده است [۳۹]



شکل ۳ تجزیه برشی پلیمر با وزن ۲۰ میلیون g/mol از میان لوله ۰/۸۷۵ mm [۳۵]



شکل ۶ افزایش جذب سطحی HPAM در مقایسه با PAM بر روی سیلیس با افزایش شوری نمک CaCl₂ [۴۱]



شکل ۵ اثر افزایش شوری ماسه بر میزان جذب HPAM [۴۷]

یک لایه روی سطح را می‌پوشاند و تماس بین محلول پلیمر و سطح سنگ کمتر می‌شود [۴۹].

• غلظت پلیمر

با افزایش غلظت پلیمر امکان جذب پلیمر به سطح نیز افزایش می‌یابد [۵۰]. تأثیر مستقیم غلظت پلیمر بر افزایش جذب سطحی توسط محققان دیگر نیز مشاهده شده است [۴۵].

• مقدار رس

وجود خاک رس باعث افزایش جذب سطحی پلیمر می‌شود [۵۱].

مواد و تجهیزات

آزمایش‌ها در پژوهشکده نفت و گاز دانشگاه صنعتی سهند انجام شده است. مواد و تجهیزات مختلفی در

• دما

با افزایش دمای مخزن مقدار پلیمر جذب شده به سطح سنگ مخزن افزایش می‌یابد. قلعه گلاب و ریاحی در مطالعه‌ای آزمایشگاهی دریافتند که با افزایش دمای محیط متخلخل، مقدار جذب سطحی پلیمر HPAM افزایش می‌یابد [۴۸].

• تراوایی سنگ

هرچه میزان تراوایی کم باشد، احتمال گیر افتادن پلیمر و جذب سطحی افزایش می‌یابد. بنابراین، برای محیط‌های با تراوایی کم باید از پلیمرهای با وزن مولکولی پایین استفاده کرد [۳۱].

• ترشوندگی سنگ

اگر محیط متخلخل نفت دوست باشد، مقدار کمتری از پلیمر جذب می‌شود؛ زیرا نفت به صورت

نفث در نرخ‌های برشی مختلف با استفاده از دستگاه ویسکومتر بروکفیلد پژوهشکده نفث و گاز دانشگاه صنعتی سهند، اندازه گرفته شد. رئوگرام این نفث در **شکل ۸** نشان داده شده است.

• پلیمر

پلیمر استفاده در این مطالعه پلیمر از نوع HPAM با نام تجاری S ۳۶۳۰ FLOPAAM محصول شرکت SNF FLOERGER فرانسه می‌باشد. مولکول‌های این پلیمر به صورت زنجیر مستقیم بوده و وزن مولکولی آن برابر با حدود ۲۰ میلیون دالتون می‌باشد. این پلیمر از نوع پلیمرهای آنیونی بوده و درجه هیدرولیز آن ۳۰٪ است [۳۵]. پلیمر تهیه شده از شرکت SNF به صورت پودری بوده و دارای رنگ سفید می‌باشد. طبق مکاتبه انجام گرفته با شرکت تولید کننده، مقدار خلوص این پلیمر ۸۸٪ می‌باشد. **شکل ۹** نمایی از پلیمر ارسال شده به پژوهشکده نفث و گاز سهند می‌باشد. این پلیمرها در آب کاملاً قابل حل هستند و در صنعت نفث کاربرد گسترده‌ای دارند. طبق اطلاعات ارائه شده توسط شرکت SNF، پلیمر پلی آکریل آمید فقط در آب حل می‌شود و در هنگام تولید خالی از ذرات شن فشرده است [۳۵]. این پلیمر دارای بار منفی بر روی سطح خود است که ناشی از گروه کربوکسیلیست (COO⁻) است.

• آب شور

برای تهیه آب سازند، محلول سدیم کلرید (به‌عنوان آب با شوری کم) و آب نمک حلال پلیمر، از نمک‌های ذکر شده در **جدول ۱** استفاده شده است.



شکل ۹ پلیمر HPAM تهیه شده توسط شرکت SNF

این مطالعه استفاده شده است که در ادامه به‌طور خلاصه معرفی شده‌اند.

• انباشت‌گر

به‌منظور تزریق انواع سیالات به داخل مدل شن فشرده، از انباشت‌گرهای مختلفی استفاده گردید که قابلیت تحمل فشار ۱۵۰۰۰ psi را دارند. تزریق سیالات به کمک پیستون موجود در داخل انباشت‌گر صورت می‌گیرد. بدین صورت که آب مقطر با استفاده از پمپ به پشت پیستون تزریق شده و پیستون با حرکت به سمت بالا، موجب تزریق سیال جلوی پیستون می‌شود (**شکل ۷**).

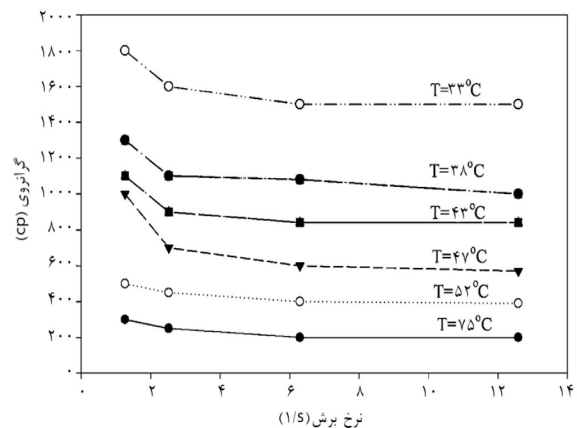


شکل ۷ انباشت‌گر جهت تزریق سیالات درون شن فشرده

به‌منظور شبیه‌سازی دمای مخزن، این انباشت‌گرها در داخل حمام هوا قرار گرفتند.

• نفث

نفث مورد استفاده در این پژوهش از نوع نفث سنگین با درجه API ۱۸/۵ می‌باشد. ویسکوزیته



شکل ۸ رئوگرام نفث مورد استفاده در آزمایش‌ها

جدول ۱ نمک‌های مورد استفاده در تهیه آب سازند، آب با شوری کم و آب نمک حلال پلیمر

شرکت سازنده	وزن مولکولی (g/gmol)	نوع نمک
شرکت فخر شیمیایی رازی	۵۸/۵	NaCl
دکتر مجللی	۱۴۷/۰۲	CaCl ₂
دکتر مجللی	۲۰۳/۳۱	MgCl ₂
دکتر مجللی	۳۲۲/۱۹	Na ₂ SO ₄
دکتر مجللی	۱۰۵/۹۹	NaHCO ₃

توجه به اینکه دبی‌های انتخاب شده بسیار پایین هستند، تا حد زیادی می‌توان اطمینان حاصل کرد که از دبی بحرانی کمتر هستند. دما و فشار نیز به ترتیب ۷۵ °C و ۲۰۰۰ psi بود.

تزریق پلیمر در مرحله سوم

در تزریق پلیمر به صورت مرحله سوم، ابتدا آب با شوری کم در مرحله دوم به اندازه ۲ برابر حجم فضای خالی (۲ PV) تزریق شد تا نمک‌های آب سازند به ویژه یون‌های دو ظرفیتی، تقریباً به طور کامل از داخل شن خارج شوند تا کمترین اثر منفی را بر گرانیوی پلیمر بگذارد و جذب سطحی پلیمر نیز کاهش یابد. در آزمایش‌های ۱ تا ۳، محلول پلیمر با سازوکار کاهش تحرک‌پذیری و افزایش بازدهی جاروب موجب افزایش تولید نفت می‌شود. آزمایش شماره ۱

بعد از اشباع کردن شن فشرده با نفت فیلترشده، آب با شوری کم (۱۵۰۰ ppm) در فشار برگشتی ۱ psi و دمای ۷۵ °C داخل مدل شن فشرده ۱.۰۲ تزریق شد. در آزمایش ۱، محلول پلیمر در مرحله سوم با غلظت ۵۰۰ ppm تزریق شد. طبق شکل ۱۲ تزریق محلول پلیمر باعث افزایش بازیافت نفت به میزان ۲٪ شد. طبق منحنی تولید، در نقطه شکست بازیافت نفت حدود ۶۵٪ است که بعد از تزریق مقدار بیشتری از آب با شوری کم، این مقدار به ۷۸٪ رسید. در ادامه تزریق، با تزریق محلول پلیمر، نفت باقی‌مانده در محیط متخلخل جاروب شد و مقدار نفت باقی‌مانده کاهش یافت و مقدار بازیافت کل به ۸۰٪ نفت اولیه افزایش یافت.

برای تهیه آب شور سازند از تمامی نمک‌های جدول ۱ و برای تهیه آب با شوری کم و آب شور حلال پلیمر فقط از نمک NaCl استفاده گردید. جدول ۲ بیانگر غلظت نمک‌های استفاده شده در حلال‌های مختلف است.

• شن

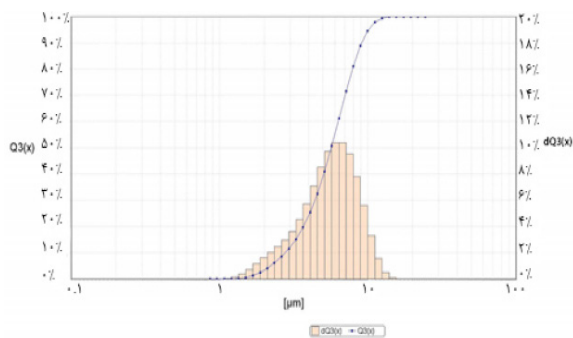
شن مورد استفاده بیشتر دارای کوارتز و مقدار کمی رس بود. این شن توسط دستگاه لیزری آنالیز توزیع اندازه ذرات ساخت شرکت طیف گستر ایران که در شکل ۱۰ مشاهده می‌شود، آنالیز شد. نتایج این آزمایش در شکل ۱۱ آمده است. ترکیب تقریبی شن نیز با استفاده از آنالیز XRD در جدول ۳ آورده شده است. از شن با مشخصات جدول ۳، نمونه شن فشرده برای انجام آزمایش‌ها آماده شد. مشخصات این شن‌های فشرده در جدول ۴ آمده است.

تست‌های تزریق

مجموعه آزمایش‌های ازدیاد برداشت نفت در این مطالعه، شامل تزریق پلیمر در مراحل دوم و سوم همراه با آب با شوری کم است. در سه آزمایش اول، تأثیر غلظت پلیمر بر ضریب بازیافت نفت در مرحله سوم و در دو آزمایش بعدی تأثیر غلظت پلیمر در فرآیند تزریق در مرحله دوم، مورد بررسی قرار گرفته است. در تمامی آزمایش‌ها، آب با شوری کم همراه با پلیمر به صورت مرحله دوم یا مرحله سوم تزریق شد و دبی تزریق آب با شوری کم ۱ cc/min و دبی تزریق پلیمر ۰/۰۵ cc/min بود. با

جدول ۲ غلظت نمک‌های استفاده شده در تهیه آب شور سازند، آب با شوری کم و آب حلال پلیمر

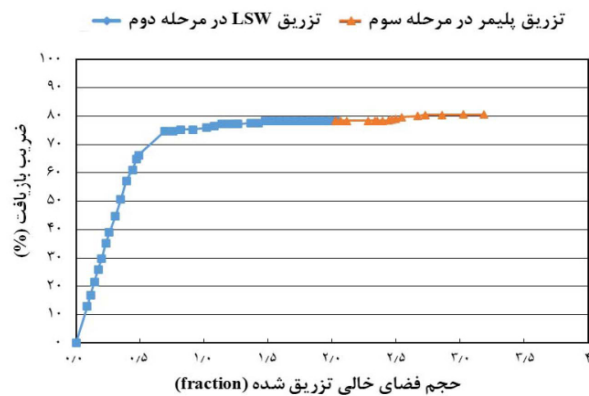
نمک	غلظت (ppm) در آب سازندی	غلظت (ppm) در آب با شوری کم	غلظت (ppm) نمک در آب حلال پلیمر
NaCl	۱۲۷۰۰۰	۱۵۰۰	۱۵۰۰
CaC	۲۶۰۰۰	.	.
MgC	۳۴۰۰	.	.
NS	۳۰۰	.	.
NC	۳۰۰	.	.



شکل ۱۱ نمودار توزیع اندازه ذرات شن



شکل ۱۰ دستگاه آنالیز توزیع اندازه ذرات، پژوهشکده نانوفناوری دانشگاه صنعتی سهند



شکل ۱۲ باز یافت نفت در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۱

جدول ۳ ترکیب کانی‌شناسی ماسه مورد استفاده در تهیه مدل شن فشرده

درصد	نوع کانی
۸۵	کوارتز
۸	کائولونیت
۶	کلسیت
۱	دیگر ترکیبات

جدول ۴ خواص مدل‌های شن فشرده آماده شده

نمونه شن فشرده	D ¹ (cm)	L ² (cm)	φ ³ (%)	K _w (Darcy)	PV (cc) ⁴	IOIP (cc) ⁵	S _{wi}
۱. آ	۵	۱۶	۳۷/۸۷۹	۲/۰۷۱	۱۱۶	۷۷	۰/۳۳
۲. آ	۵	۱۶	۳۹/۱۵۲	۲/۵۵۵	۱۲۳	۷۷	۰/۳۷
۳. آ	۵	۱۶	۳۹/۷۸	۲/۳۱۸	۱۲۵	۷۶	۰/۳۹
۴. آ	۵	۱۶	۳۸/۱۹	۲/۱۸۲	۱۲۰	۸۰	۰/۳۳
۵. آ	۵	۱۶	۳۷/۸۳	۲/۰۴۶	۱۲۲	۷۴	۰/۳۷

آزمایش شماره ۲

برای بررسی تأثیر غلظت‌های بالاتر پلیمر بر افزایش بازدهی جاروب نفت باقی‌مانده، پلیمر با غلظت ۱۰۰۰ ppm بعد از تزریق آب با شوری کم، به مدل شن فشرده آ.۲ تزریق شد. شکل ۱۳ بیانگر روند افزایش تولید و بازیافت نفت در این حالت می‌باشد. براساس شکل ۱۳، در نقطه شکست که برای اولین بار آب تولید می‌شود، تزریق آب با شوری کم موجب تولید نفت تا ۶۳٪ شد و در ادامه تزریق در نهایت میزان بازیافت نفت حاصل از تزریق آب با شوری کم به ۷۷٪ نفت اولیه رسید. با تزریق پلیمر بازیافت نفت ۵٪ افزایش یافت و میزان بازیافت نهایی نفت به ۸۲٪ مقدار نفت اولیه رسید.

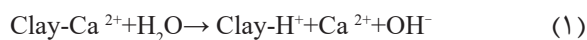
آزمایش شماره ۳

با افزایش غلظت پلیمر و حفظ شرایط دیگر، آزمایش دیگری روی شن فشرده شماره آ.۳ انجام شد. ابتدا مانند آزمایش‌های قبل، آب با شوری کم و سپس محلول پلیمر با غلظت ۲۰۰۰ تزریق شد. شکل ۱۴ مقدار بازیافت نفت را در تزریق‌های مراحل دوم و سوم نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱۴ مشاهده می‌شود، ضریب بازیافت نفت در نقطه شکست حدود ۶۰٪ نفت اولیه می‌باشد و مقدار نهایی آن ۷۳٪ می‌باشد. با تزریق پلیمر ضریب بازیافت نفت به ۸۷/۵٪ رسید.

• تغییرات pH

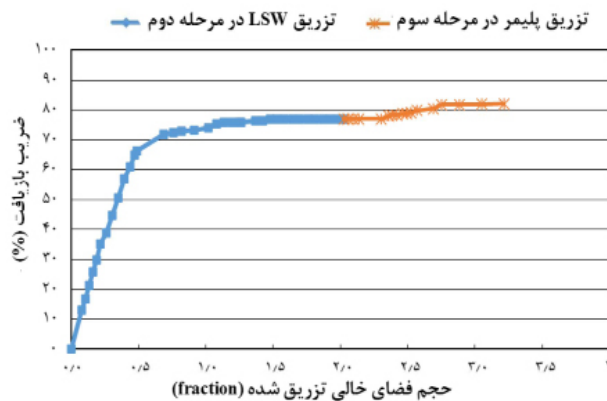
در آزمایش شماره ۳، بعد از جمع‌آوری آب و نفت در لوله‌های فالکن و جدا شدن آب و نفت از یکدیگر و ثبت مقادیر آب و نفت تولید شده در مراحل دوم و

سوم، pH نمونه‌ها اندازه‌گیری شد. همان‌طور که در شکل ۱۵ مشاهده می‌شود، با افزایش تولید نفت در زمان‌های بعد از نقطه شکست، pH آب تولیدی نیز تقریباً به‌صورت هماهنگ با افزایش تولید، بیشتر می‌شود. همان‌طور که در شکل ۱۵ نشان داده شده است، pH آب تولیدی ابتدا از حدود ۶/۶ تا ۸/۲۴ افزایش یافته و سپس هماهنگ با کاهش روند افزایشی تولید نفت، مقدار pH تا ۷/۹۲ کاهش می‌یابد. در ادامه با تزریق پلیمر نفت تولیدی افزایش یافته و pH نیز به مقدار کمی حداکثر تا ۸/۳۹ افزایش می‌یابد. طبق رابطه ۱ [۵۲]، سازوکار افزایش pH مربوط تبادل یونی واکنشی بین کاتیون‌های محلول و کاتیون‌های متصل به کانی‌های رسی است. با جابه‌جایی کاتیون‌ها در سطح رس با یون‌های H⁺ در محلول، pH افزایش می‌یابد و محیط بازی می‌شود.

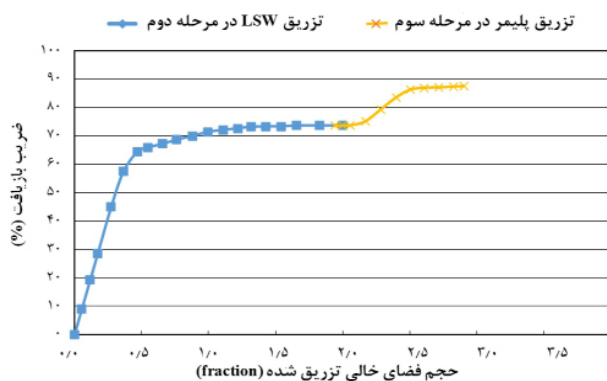


• تغییر ضریب انکسار نور

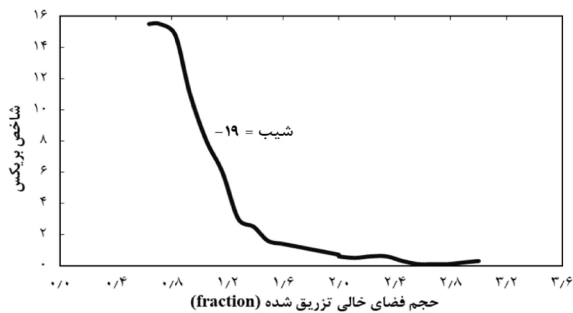
ضریب انکسار آب‌های تولیدشده در آزمایش ۳، با استفاده از دستگاه اندازه‌گیری ضریب انکسار نور به‌دست آمد. نمونه‌های آب تولیدی بعد از عبور دادن از فیلتر سرنگی در دستگاه اندازه‌گیری ضریب انکسار نوری قرار داده شد. شکل ۱۶ چگونگی تغییرات ضریب انکسار نور (Brix) را برحسب حجم آب‌شور و پلیمر تزریقی نشان می‌دهد. طبق شکل ۱۶ در ابتدا ضریب شکست نور آب تولیدی (که با شوری ارتباط مستقیم دارد) تا اندازه ۰/۷ PV تقریباً ثابت می‌ماند و بعد از آن تا ۲ PV کاهش می‌یابد.



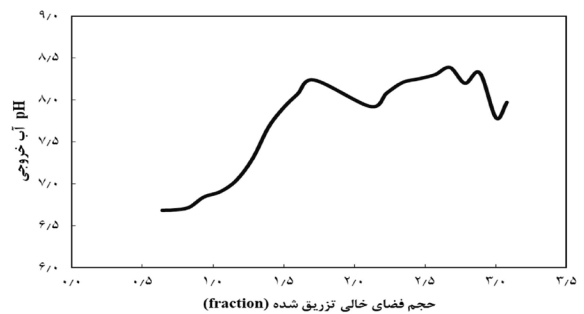
شکل ۱۳ بازیافت نفت در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۲



شکل ۱۴ بازیافت نفت در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۳



شکل ۱۶ کاهش ضریب انکسار نور در طول تولید در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۳



شکل ۱۵ تغییرات pH آب خروجی در آزمایش ۳

در دو آزمایش تزریق به صورت مرحله دوم، پلیمر با غلظت‌های ۵۰۰ ppm و ۲۰۰۰ ppm بعد از اشباع شدن با نفت، تزریق شد. در تزریق پلیمر در مرحله سوم، میزان جذب سطحی پلیمر به دلیل در تماس بودن آن با آب سازند بسیار شور، افزایش می‌یابد. افزایش جذب سطحی باعث کاهش حجم در دسترس پلیمر می‌شود و موجب افزایش سرعت حرکت پلیمر و نرخ برشی در خلل و فرج می‌شود. لذا می‌توان انتظار داشت که نقطه شکست زودتر اتفاق بی‌افتد.

بعد از تزریق پلیمر، شوری آب تولیدی نیز تا ۲/۳ PV تقریباً ثابت می‌ماند و سپس به حداقل مقدار ۰/۳ کاهش می‌یابد. رفتار افزایش مقدار شیب ضریب انکسار، متناسب با رفتار منحنی بازیافت نفت است. همان‌طور که در شکل ۱۶ مشاهده می‌شود، در ۱ PV از حجم تزریق شده از آب با شوری کم هنوز شوری آب حدود ۱۰۰۰۰۰ ppm است و در ۱ PV، شوری آب تولیدی به حدود ۶۰۰ ppm رسیده است. تزریق پلیمر در مرحله دوم

آزمایش شماره ۴

۴، حدود ۵٪ افزایش دارد. در آزمایش ۵، هر چند که با افزایش غلظت پلیمر جذب سطحی نیز افزایش می‌یابد، ولی میزان تأثیر منفی این جذب سطحی به اندازه‌ای نبوده است که بر تأثیر مثبت بهبود نسبت تحرک‌پذیری و بازدهی جاروب، غلبه کند. بنابراین، میزان نهایی تولید نفت افزایش یافته است.

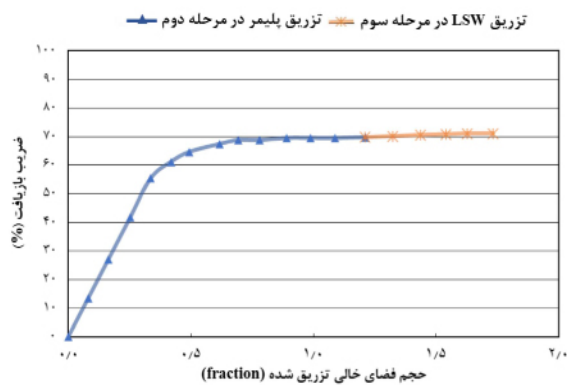
• تغییرات pH:

در طول تزریق پلیمر در مرحله دوم، pH آب خروجی آزمایش شماره ۵ با استفاده از pH سنج اندازه گرفته شد. شکل ۱۹ نشان می‌دهد که هم‌زمان با افزایش تولید نفت، pH نیز افزایش می‌یابد و با توقف روند افزایش تولید نفت pH نیز کم می‌شود. در نهایت با توقف تولید نفت، افزایش pH نیز متوقف می‌شود. با مقایسه منحنی‌های افزایش pH در شکل‌های ۱۵ و ۱۹ می‌توان مشاهده کرد که افزایش pH در آزمایش شماره ۳ بیشتر از آزمایش ۵ می‌باشد.

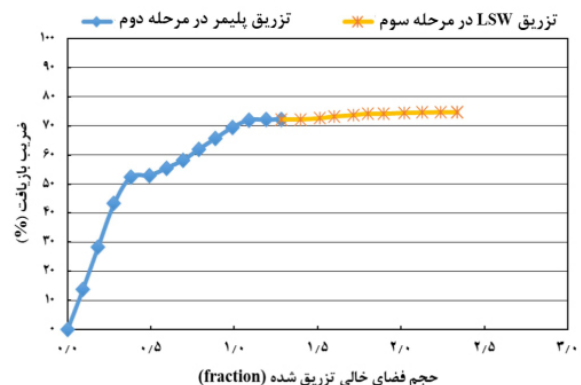
در این آزمایش پلیمر با غلظت ۵۰۰ ppm به داخل ماسه تزریق شد. شکل ۱۷ بیانگر روند تولید نفت و میزان بازیافت نفت می‌باشد. در آزمایش ۴ پلیمر به اندازه ۱/۳ PV و بعد از آن آب با شوری کم تزریق شده است. نمودار بازیافت نفت برحسب حجم سیال تزریقی در شکل ۱۷ نشان داده شده است. در شکل ۱۷، میزان بازیافت نفت در نقطه شکست، حدود ۵۲٪ است که نسبت به تزریق آب با شوری کم در مرحله دوم، حدود ۱۰٪ کمتر می‌باشد.

آزمایش شماره ۵

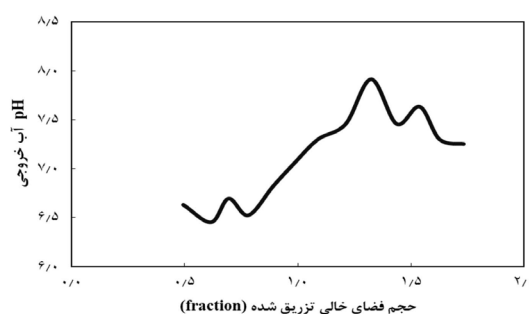
در آزمایش شماره ۵، محلول پلیمر با غلظت ۲۰۰۰ ppm به داخل شن فشرده در مرحله دوم تزریق شد. شکل ۱۸ بیانگر روند تولید نفت و میزان بازیافت می‌باشد. در آزمایش ۵ پلیمر به اندازه ۱/۳ PV و بعد از آن آب با شوری کم تزریق شده است. طبق شکل ۱۸، میزان بازیافت نفت در نقطه شکست، حدود ۵۷٪ می‌باشد که نسبت به آزمایش



شکل ۱۸ بازیافت نفت در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۴



شکل ۱۷ بازیافت نفت در مقابل حجم فضای خالی سیال تزریق شده، آزمایش ۵



شکل ۱۹ تغییرات pH آب خروجی در آزمایش شماره ۵

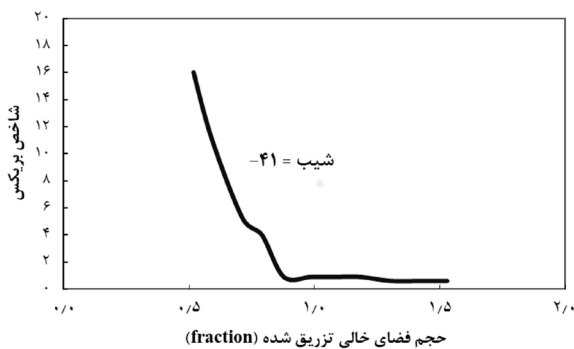
• تغییر ضریب انکسار نور

ضریب انکسار آب‌های تولیدشده‌ی آزمایش‌های ۴ و ۵، به ترتیب در شکل‌های ۲۰ و ۲۱ نشان داده شده است. در شکل ۲۰ شیب کاهش شوری نسبت به شکل ۲۱ کمتر است. دلیل این تفاوت ناشی از تمایل بیشتر پلیمر با غلظت ۵۰۰ ppm برای امتزاج‌پذیری نسبت به غلظت ۲۰۰۰ ppm است. دلیل دیگر می‌تواند ناشی حرکت پیستون‌وار بیشتر سیال جابه‌جا کننده در شکل ۱۷ باشد. همان‌طور که در شکل ۲۱ مشاهده می‌شود، در ۱ PV تزریق شده از پلیمر، شوری آب تولیدی به حدود ۹۰۰۰ ppm رسیده است که در مقایسه با آزمایش ۳ به سرعت توانسته است آب‌شور سازند را خارج نماید. با توجه به اینکه گراندروی پلیمر تزریق شده بیشتر از آب با شوری کم است و پلیمر به صورت امتزاجی آب‌شور سازند را جابه‌جا می‌کند، لذا آب شور سازند به صورت پیستونی از شن فشرده خارج شده است. با مقایسه ضریب انکسار نوری و ضریب بازیافت نفت در تزریق پلیمر و آب با شوری کم در مرحله دوم می‌توان به این نتیجه رسید که هر چند با توجه

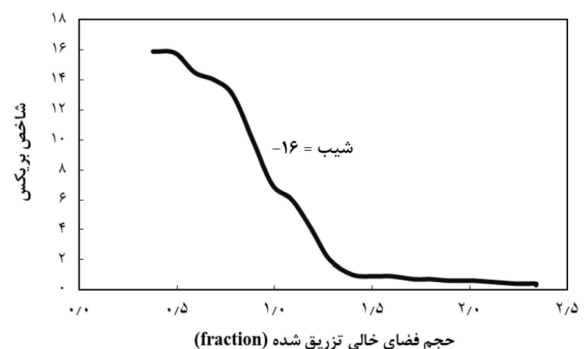
شکل ۱۸ حرکت پیستونی در آزمایش ۵ بیشتر بوده است؛ اما پلیمر به دلیل اثر جذب سطحی پلیمر و باقی ماندن آن در محیط متخلخل، نتوانسته است تمام خلل و فرج را جاروب نماید و برخی از خلل و فرج از دسترس پلیمر دور مانده است.

• آزمایش تعیین ضریب کاهش تراوایی

برای بررسی تأثیر تزریق پلیمر بر تراوایی محیط متخلخل، آزمایش تعیین ضریب کاهش باقی مانده کاهش تراوایی در یک نمونه شن فشرده انجام شد. برای تعیین این ضریب، بعد از اشباع مدل شن فشرده با آب شور سازند و تعیین تراوایی آن، بلافاصله پلیمر با غلظت ۵۰۰ ppm تزریق شد و تراوایی پلیمر نیز اندازه‌گیری شد. تراوایی آب در حضور ۱۰۰٪ آب سازند $\frac{2}{3}$ و تراوایی پلیمر برابر با 0.124 Da محاسبه گردید. لذا طبق رابطه $RF = k_w/k_p$ ، F_{kr} برابر با $18/54$ می‌شود. عامل کاهش تراوایی توسط جذب سطحی پلیمر و بسته شدن خلل و فرج محیط متخلخل را می‌توان دلیلی بر کاهش بازیافت نفت در حالت تزریق مرحله دوم در آزمایش‌های ۴ و ۵ نسبت به آزمایش‌های ۱ تا ۳ دانست.



شکل ۲۱ کاهش ضریب انکسار نور در طول تولید برحسب حجم فضای خالی تزریق شده (fraction) ۵ آزمایش



شکل ۲۰ کاهش ضریب انکسار نور در طول تولید برحسب حجم فضای خالی تزریق شده، آزمایش ۴

نتیجه‌گیری

تزریق آب با شوری کم می‌تواند ضریب تولید نفت سنگین را با سازوکارهای مختلفی افزایش دهد. تزریق آب با شوری کم از روش‌های کم هزینه می‌باشد که می‌توان با کنترل شرایط و ایجاد شرایط برای فعالیت سازوکارهای مربوط به تزریق آب با شوری کم، ضریب بازیافت نفت را افزایش داد. تزریق پلیمر با افزایش بازدهی جابه‌جایی میکروسکوپی با استفاده از کاهش دادن نسبت تحرک‌پذیری سیال جابه‌جا کننده، در کاهش دادن نفت باقی‌مانده در محیط متخلخل موثر است. به‌طور کلی نتایج زیر را می‌توان از آزمایش‌های انجام شده به دست آورد:

۱- همان‌طور که در نمودارهای تولید تزریق پلیمر به‌صورت مرحله سوم دیده شد، با افزایش غلظت پلیمر از ۵۰۰ ppm به ۲۰۰۰ ppm، میزان افزایش بازیافت نفت از ۲٪ به ۱۵٪ افزایش یافت. با افزایش غلظت پلیمر گرانیروی پلیمر افزایش‌یافته و نسبت تحرک‌پذیری کاهش می‌یابد. در نتیجه با افزایش بازدهی جابه‌جایی میکروسکوپی نفت بیشتری جابه‌جا شده و مقدار کمتری از آن در محیط متخلخل باقی می‌ماند.

۲- در تزریق محلول پلیمر به‌صورت مرحله دوم، یون‌های دو ظرفیتی که با غلظت بالا هم در آب نمک مخزن و هم در سنگ مخزن وجود دارد، سبب کروی شدن زنجیره‌های مستقیم پلیمر شده و منجر به رسوب و جذب سطحی پلیمر می‌شوند. بنابراین، میزان بازیافت نفت در آزمایش‌های ۴ و ۵ نسبت به آزمایش‌های ۱ تا ۳ کمتر شده است. در آزمایش‌های ۱ تا ۳، حضور یون‌های دو ظرفیتی

در محیط متخلخل به‌دلیل تزریق محلول آب نمک قبل از تزریق محلول پلیمر، کاهش یافته است. ۳- در تزریق پلیمر به‌صورت مرحله دوم (آزمایش‌های ۴ و ۵) با توجه به در تماس بودن مستقیم پلیمر با آب‌شور سازند حاوی یون‌های دو ظرفیتی، گرانیروی محلول کاهش یافته و نتوانسته است نفت بیشتری را جاروب نماید.

۴- در تزریق مرحله دوم آب‌شور و تزریق مرحله سوم پلیمر، سازوکار افزایش pH که خود عاملی برای تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی است، مشاهده می‌گردد. بنابراین، همان‌طور که در شکل‌های بازیافت نفت مشاهده می‌شود، میزان نفت بازیافت شده در آزمایش‌های ۱ تا ۳ نسبت به آزمایش‌های ۴ و ۵ بیشتر می‌باشد.

۵- با توجه به نتایج به‌دست آمده از تزریق پلیمر در مرحله سوم، برای افزایش بازیافت نفت از محیط، لازم نیست گرانیروی پلیمر به گرانیروی نفت نزدیک باشد. البته با افزایش غلظت (و گرانیروی) پلیمر، میزان بازیافت نفت افزایش می‌یابد.

۶- آنالیز انکسار نوری آب‌های تولیدی نشان می‌دهد که در تزریق آب با شوری کم به‌صورت مرحله دوم، به دلیل امتزاج‌پذیری بالای بین آب با شوری کم و آب سازند، تغییرات شوری به‌صورت تدریجی و در ۲ PV تزریق، به حدود ۰/۶ می‌رسد درحالی‌که در تزریق پلیمر به‌صورت مرحله دوم، مخصوصاً در آزمایش شماره ۵ این تغییرات سریع‌تر بوده و در کمتر از ۱ PV مقدار ضریب انکسار به ۰/۹ می‌رسد. تغییرات تدریجی نشانگر امتزاج‌پذیری بالا با آب سازند است.

مراجع

- [1]. Bernard, G.G. (1967). Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays, In SPE California Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/1725-MS.
- [2]. Buckley, J., Morrow, N. (2010). Improved oil recovery by low salinity waterflooding: a mechanistic review, In 11th international symposium on evaluation of wettability and its effect on oil recovery, Calgary, 63(5),106-112 doi:10.2118/129421-MS.
- [3]. McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005). Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope, In SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/93903-MS.

- [4]. Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery-an experimental investigation1. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, Petrophysics*, 49(01).
- [5]. 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*, doi.org/10.2118/119835-MS.
- [6]. RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Austad, T. (2009). Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms, *Energy & fuels*, 23(9). 4479-4485, doi.org/10.1021/ef900185q.
- [7]. Bahaloo Horeh, M., Ghorbanizadeh, S., & Roštami, B. (2020). The effect of water-soluble compounds of acidic crude oil on surface and inter facial tension in low salinity water injection, *Journal of Petroleum Research*, 29(109). 52-63.
- [8]. Alotaibi, M. B., Azmy, R. M., & Nasr-El-Din, H. A. (2010). A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs, In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers*, doi.org/10.2118/129976-MS.
- [9]. Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding, *Journal of Petroleum Technology*, 63(05). 106-112, doi.org/10.2118/129421-JPT.
- [10]. Han, P., Geng, J., Ding, H., Zhang, Y., & Bai, B. (2020). Experimental study on the synergistic effect of nanogel and low salinity water on enhanced oil recovery for carbonate reservoirs, *Fuel*, 265, 116971, doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116971.
- [11]. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs, In *Improved Oil Recovery Symposium, SPE 129767*, 1-17, doi.org/10.2118/129767-MS.
- [12]. Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S. A., Mills, J. R., Tsolis, P., & Ireland, S. (2017). Novel insights into mechanisms of oil recovery by low salinity water injection, In *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Society of Petroleum Engineers*, 22 (02). 407-416, doi.org/10.2118/172778-PA.
- [13]. Jerauld, G. R., Lin, C. Y., Webb, K. J., & Secombe, J. C. (2008). Modeling low-salinity waterflooding, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(06), 1000-1012, doi.org/10.2118/102239-PA.
- [14]. Malmir, P., Hashemi, A., & Soltani Solgani, B. (2019). Experimental study of polymer injection on enhanced oil recovery from heavy oil reservoirs and determination of optimum injection concentration, *Journal of Petroleum Research*, 29(98-3). 120-130, doi: 10.22078/PR.2019.3503.2602.
- [15]. Kyani, A., & Hashemizadeh, A. (2022). Successful case studies on the use of polymers to EOR by polymer flooding, *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-1). 24-50, doi: 10.22078/PR.2022.4508.3033.
- [16]. Sharma, M. M., & Filoco, P. R. (2000). Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations, *SPE Journal*, 5 (03): 293-300, doi.org/10.2118/65402-PA.
- [17]. Ayirala, S., Boqmi, A., Alghamdi, A., & AlSofi, A. (2019). A designer water process for offshore low salinity and polymer flooding applications, In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers*, 2019, 1 - 15 doi.org/10.3997/2214-4609.201900094.
- [18]. Fjelde, I., Omekeh, A. V., & Sokama-Neuyam, Y. A. (2014). Low salinity water flooding: Effect of crude oil composition, In *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers*, doi.org/10.2118/169090-MS.
- [19]. Shaker Shiran, B., & Skauge, A. (2013). Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding, *Energy & Fuels*, 27(3). 1223-1235, doi.org/10.1021/ef301538e.
- [20]. Cottin, C., Bourgeois, M., Bursaux, R., Jimenez, J., & Lassalle, S. (2014) Secondary and tertiary polymer flooding on highly permeable reservoir cores: experimental results, In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers*, doi.org/10.2118/169692-MS.
- [21]. Yang, J., Dong, Z., & Lin, M. (2015). The Impact of brine composition and salinity on the wettability of sandstone, *Petroleum Science and Technology*, 33(4). 430-436, doi.org/10.1080/10916466.2014.990093.
- [22]. Delamaide, E. (2016). Comparison of primary, secondary and tertiary polymer flood in heavy oil-field results, In *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers*, doi.org/10.2118/180852-MS.
- [23]. Mokhtari, R., & Ayatollahi, S. (2019). Dissociation of polar oil components in low salinity water and its impact on crude oil-brine interfacial interactions and physical properties. *Petroleum Science*, 16(2). 328-343.
- [24]. Zhao, Y., Yin, S., Seright, R. S., Ning, S., Zhang, Y., & Bai, B. (2021). Enhancing heavy-oil-recovery efficiency by combining low-salinity-water and polymer flooding, *SPE Journal*, 26(03). 1535-1551, doi.org/10.2118/204220-PA.
- [25]. Farhadi, H., Fatemi, M., & Ayatollahi, S. (2021). Experimental investigation on the dominating fluid-fluid and rock-fluid interactions during low salinity water flooding in water-wet and oil-wet calcites, *Journal of Petro*

- leum Science and Engineering, 204, 108697, doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108697.
- [26]. Darvish Sarvestani, A., Rostami, B., & Mahani, H. (2021). Polymer-enhanced low-salinity brine to control in situ mixing and salt dispersion in low-salinity waterflooding, *Energy & Fuels*, 35(13). 10540-10550, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00871.
- [27]. Hashmet, M. R., Onur, M., & Tan, I. M. (2014). Empirical correlations for viscosity of polyacrylamide solutions with the effects of salinity and hardness, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 35(4). 510-517, doi.org/10.1080/01932691.2013.797908.
- [28]. Lee, S., Kim, D. H., Huh, C., & Pope, G. A. (2009). Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers, In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, SPE-124798-MS, doi.org/10.2118/124798-MS.
- [29]. Atthawutthisin, N. (2012). Numerical simulation of low salinity water flooding assisted with chemical flooding for enhanced oil recovery, *NTNU Open*, hdl.handle.net/11250/239817.
- [30]. Gao, C. (2013). Viscosity of partially hydrolyzed polyacrylamide under shearing and heat, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3(3). 203-206.
- [31]. Sorbie, K.S. (2013). *Polymer-improved oil recovery*, Springer Science & Business Media.
- [32]. Lotsch, T., Muller, T., & Pusch, G. (1985). The effect of inaccessible pore volume on polymer coreflood experiments, In *SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium*, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/13590-MS.
- [33]. Ghaleh Golab, E., Riahi, S., Vatankhah-Varnosfaderani, M., & Nakhaee, A. (2019). Synthesis, introduction and study of the rheological properties of a novel polymeric surfactant and its effect on interfacial tension in different salinity, *Journal of Petroleum Research*, 29(98-4). 74-88, doi: 10.22078/pr.2019.3659.2670.
- [34]. Al-Hamairi, A., & AlAmeri, W. (2020). Development of a novel model to predict HPAM viscosity with the effects of concentration, salinity and divalent content, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(5). 1949-1963.
- [35]. Thomas, A., Gaillard, N., & Favero, C. (2012). Some key features to consider when studying acrylamide-based polymers for chemical enhanced oil recovery, *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 67(6). 887-902, doi.org/10.2516/ogst/2012065.
- [36]. Kumar, S., Tiwari, R., Husein, M., Kumar, N., & Yadav, U. (2020). Enhancing the performance of HPAM polymer flooding using nano CuO/Nanoclay blend, *Processes*, 8(8). 907, doi.org/10.3390/pr8080907.
- [37]. Almansour, A. O., AlQuraishi, A. A., AlHussinan, S. N., & AlYami, H. Q. (2017). Efficiency of enhanced oil recovery using polymer-augmented low salinity flooding, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4). 1149-1158, doi: 10.1007/s13202-017-0331-5.
- [38]. Sheng, J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*, Gulf Professional Publishing.
- [39]. Chhabra, R. P. (2006). *Bubbles, drops, and particles in non-Newtonian fluids*. CRC press.
- [40]. Lakatos, I., Lakatos-Szabo, J., & Toth, J. (1981). Factors influencing polyacrylamide adsorption in porous media and their effect on flow behavior, *Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery*, Springer, 821-842.
- [41]. Lee, L. T., Lecourtier, J., & Chauveteau, G. (1989). Influence of calcium on adsorption properties of enhanced oil recovery polymers, *oil-field chemistry*, American Chemical Society, 224-240, doi: 10.1021/bk-1989-0396.ch011.
- [42]. Seright, R. S., Campbell, A. R., Mozley, P. S., & Han, P. (2010). Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations, *SPE Journal*, 15(02). 341-348, doi.org/10.2118/121460-PA.
- [43]. Rashidi, M., Sandvik, S., Blokhus, A. M., & Skauge, A. (2009). Static and dynamic adsorption of salt tolerant polymers, In *European Symposium on Improved Oil Recovery*, Frances, doi.org/10.3997/2214-4609.201404862.
- [44]. Moradi-Araghi, A., & Doe, P. H. (1987). Hydrolysis and precipitation of polyacrylamides in hard brines at elevated temperatures, *SPE Reservoir Engineering*, 2(02). 189-198, doi.org/10.2118/13033-PA.
- [45]. Davison, P., & Mentzer, E. (1982). Polymer flooding in North Sea reservoirs, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(03). 353-362, doi.org/10.2118/9300-PA.
- [46]. Toulhoat, H., & Lecourtier, J. (Eds.). (1992). *Physical chemistry of colloids and interfaces in oil production: proceedings of the 6th IFP exploration and production research conference*, Held in Saint-Raphaël, September 4-6, 1991, Gulf Publishing Company.
- [47]. Mishra, S., Bera, A., & Mandal, A. (2014). Effect of polymer adsorption on permeability reduction in enhanced oil recovery, *Journal of Petroleum Engineering*, 2014, 1-10, doi.org/10.1155/2014/395857.
- [48]. Ghaleh Golab, E., & Riahi, S. (2022). Evaluation of adsorption of a polymeric surfactant on reservoir rock in different conditions and its comparison with HPAM, *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-1). 95-107, doi:10.22078/PR.2021.4383.2988.

- [49]. Broseta, D., Medjahed, F., Lecourtier, J., & Robin, M. (1995). Polymer adsorption/retention in porous media: Effects of core wettability on residual oil, SPE Advanced Technology Series, 3 (01). 103–112, doi.org/10.2118/24149-PA.
- [50]. Needham, R. B., & Doe, P. H. (1987). Polymer flooding review, Journal of Petroleum Technology, 39(12). 1503-1507, doi.org/10.2118/17140-PA.
- [51]. Lyons, W. (2009). Working guide to reservoir engineering, Gulf Professional Publishing.
- [52]. Piñerez T, I. D., Austad, T., Strand, S., Puntervold, T., Wrobel, S., & Hamon, G. (2016). Linking low salinity EOR effects in sandstone to pH, mineral properties and water composition, In SPE Improved Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/179625-MS.



Experimental Study of the Effect of Combined Low Salinity Water and Polymer Injection on Heavy Oil Recovery

Seyed Mahdi Ghanizadeh, Elnaz Khodapanah* and Seyed Alireza Tabatabaei-Nezhad

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand Oil and Gas Research Institute (SOGRI), Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

khodapanah@sut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2023.4877.3179

Received: August/07/2022

Accepted: May/03/2023

Introduction

The effect of low salinity water (LSW) injection on sandstone has been investigated and researched since about 50 years ago, and its mechanisms have been investigated in different literatures. It has been observed that when water with the salinity of much lower than the salinity of formation water is injected into a reservoir, the amount of oil recovery increases [1].

Various mechanisms have been proposed to increase oil recovery: wettability alteration, particle migration, mineral dissolution [2], wettability change towards hydrophilicity [2], emulsification, pH increase and IFT reduction, saponification [3], ion exchange, Multi-components [4], double layer effect [5], salt withdrawal effects [6], and visco-elastic increase in water-oil contact surface [7] are amongst the most important of these mechanisms. Of course, there is no general agreement about which mechanism plays the main role. Although, in recent years, the change of wettability has been drawn more attention by authors [8-9].

Injection of LSW along with other materials has also been investigated and researched, and methods such as LSW injection along with surface active materials or polymer have shown their effectiveness in increasing the oil recovery rate.

The use of combined polymer and low salinity water, due to increasing the sweeping efficiency and reducing the amount of oil remaining in porous media, brings many advantages. The polymer is used to produce the amount of oil that remains behind the water front.

Polymer injection reduces the dynamic ratio of water and oil and the phenomenon of fingering is delayed [10]. Hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) polymers are also widely used due to their low cost and higher viscosity than other polymers [11]. Heat resistance, high viscosity, lack of oxygen in its chemical structure, minimal adsorption on the rock surface due to the presence of ionic hydrophilic groups and high chemical stability are among the important characteristics of HPAM polymers which makes it suitable for reducing residual oil [10].

In this study, according to the characteristics of the polymer, by injecting (LSW) along with HPAM polymer into five sandpack models, the synergistic effects of injecting polymer and LSW on heavy oil production have been investigated.

Materials and Methods

In this study, five tests were designed to study the effect of LSW and polymer on oil recovery. All the tests were performed at Sahand oil and gas research institute. In the first three experiments, polymer solution was injected in a tertiary mode after LSW injection, and in the next two experiments, polymer solution was injected in a secondary mode (before LSW injection). In both series of the experiments, the effect of polymer concentration on the oil recovery was investigated. In all the experiments, the LSW and polymer solution were injected into the sandpacks at the constant rates of 0.1 cc/min and 0.05 cc/min, respectively. Because of their low values, the injection rates were insured to be lower than the critical flow rate. The experiments were

conducted at the temperature and pressure of 75 °C and 2000 psi, respectively.

Results and Discussion

Tertiary Polymer Injection

In the tertiary injection of polymer, firstly, LSW was injected into the sandpack model in a secondary mode in the amount of two times the volume of the pores (2 PV). This injection amount was chosen to ensure that the salts of the formation water, especially divalent ions, were almost completely removed from the sands. This makes the least negative effect on the polymer viscosity and decreases the surface adsorption of the polymer as well. In first three experiments, oil production increases due to the decrease in the mobility ratio and hence, increase in the sweep efficiency. Figures 1-3 show the oil recovery versus pore volume injected during the first three tests.

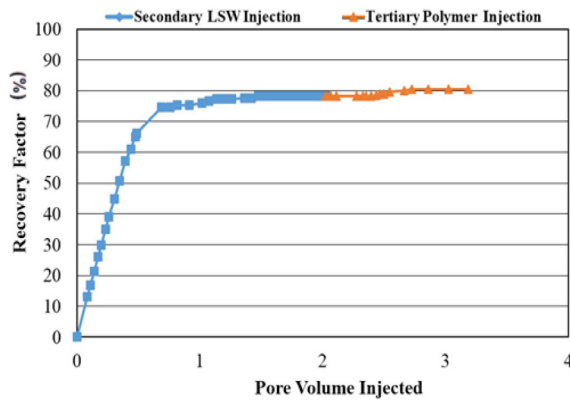


Fig. 1 oil recovery factor versus pore volume injected (LSW of 1500 ppm followed by HPAM 3630S of 500 ppm concentration) in Test #1.

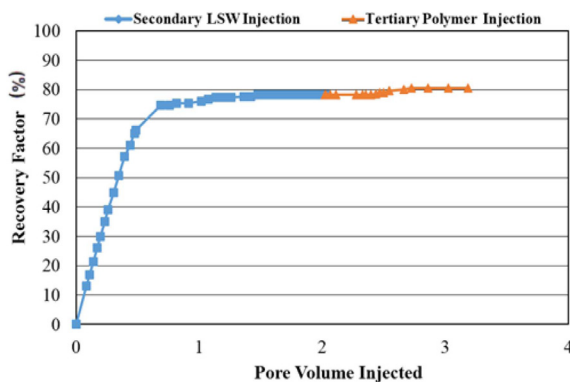


Fig. 2 oil recovery factor versus pore volume injected (LSW of 1500 ppm followed by HPAM 3630S of 1000 ppm concentration) in Test #2.

Secondary Polymer Injection

In the next two injection tests, polymer solutions with the concentrations of 500 and 2000 ppm, respectively, were injected into the sandpack models after they were saturated with the oil (Figures 4 and 5).

During the secondary polymer injection, the surface adsorption rate of the polymer increases because it is in contact with the highly saline formation water.

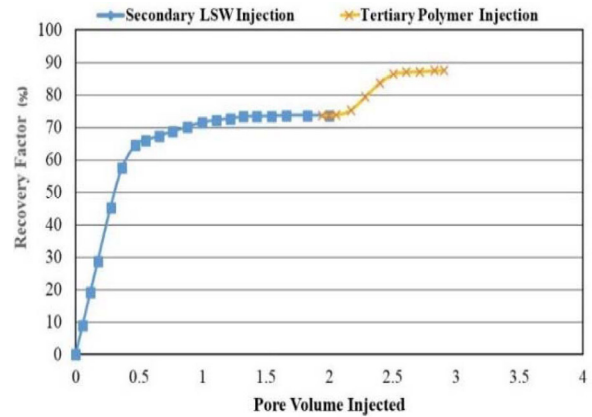


Fig. 3 oil recovery factor versus pore volume injected (LSW of 1500 ppm followed by HPAM 3630S of 2000 ppm concentration) in Test #3.

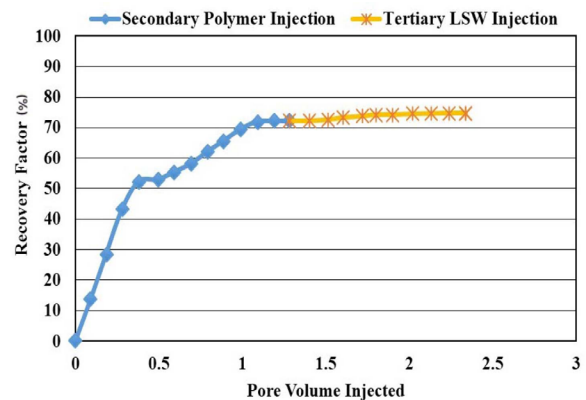


Fig. 4 oil recovery factor versus pore volume injected (HPAM 3630S of 500 ppm concentration followed by LSW of 1500 ppm).

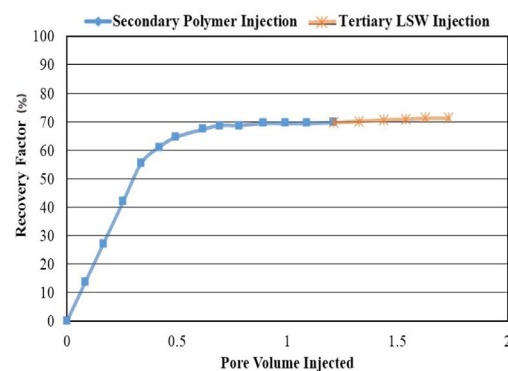


Fig. 5 oil recovery factor versus pore volume injected (HPAM 3630S of 2000 ppm concentration followed by LSW of 1500 ppm).

The increase in adsorption amount decreases the available volume of polymer and increases the speed of polymer movement and shear rate in pores. Therefore, the breakthrough time is expected to be earlier.

Conclusions

The injection of water with low salinity can increase the production rate of heavy oil by different mechanisms. Low-salinity water injection is one of the low-cost methods that can increase the oil recovery rate by controlling the conditions and creating a situation for the operation of mechanisms related to low-salinity water injection. Polymer injection is effective in reducing the residual oil in porous media by increasing the microscopic displacement efficiency and reducing the mobility ratio of the displacing fluid. In general, the following results can be obtained from the experiments:

1- As it can be seen in the production diagrams of tertiary polymer injection, with the increase in polymer concentration from 500 to 2000 ppm, the oil recovery increased from 2% to 15%. As the polymer concentration increases, the viscosity of polymer solution increases and its mobility ratio decreases. As a result, with the increase in microscopic sweep efficiency, more oil is produced and a smaller amount of oil remains in the porous medium.

2- According to the results obtained from tertiary polymer injection, in order to increase oil recovery from the model, it is not necessary that the viscosity of polymer solution be close to the oil viscosity. In fact, with the increase in the concentration and hence, the viscosity of the polymer solution, the amount of oil recovery increases.

3- In secondary polymer injection, due to the direct contact of the polymer with the saline water of the formation, the surface adsorption of the polymer increases and its viscosity decreases. Therefore, the efficiency of polymer injection is greatly reduced.

References

Bernard, G.G. (1967). Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays, In SPE California Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/1725-MS.
 [2]. Buckley, J., Morrow, N. (2010). Improved oil recovery by low salinity waterflooding: a mechanistic review, In 11th international symposium on evaluation of wettability and its effect on oil recovery, Calgary, 63(5),106-112 doi:10.2118/129421-MS.
 [3]. McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K.,

Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005). Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope, In SPE Western Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, doi.

org/10.2118/93903-MS.

[4] Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery-an experimental investigation1. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, Petrophysics, 49(01).

[5] 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, doi.org/10.2118/119835-MS.

[6] RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Austad, T. (2009). Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms, *Energy & fuels*, 23(9). 4479-4485, doi.org/10.1021/ef900185q.

[7] Bahaloo Horeh, M., Ghorbanizadeh, S., & Roštami, B. (2020). The Effect of Water-Soluble Compounds of Acidic Crude Oil on Surface and Inter facial Tension in Low Salinity Water Injection, *Journal of Petroleum Research*, 29(109). 52-63.

[8]. Alotaibi, M. B., Azmy, R. M., & Nasr-El-Din, H. A. (2010). A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs, In SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, doi.org/10.2118/129976-MS.

[9] Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding, *Journal of Petroleum Technology*, 63(05). 106-112, doi.org/10.2118/129421-JPT.

[10] Malmir, P., Hashemi, A., & Soltani Solgani, B. (2019). Experimental study of polymer injection on enhanced oil recovery from heavy oil reservoirs and determination of optimum injection concentration, *Journal of Petroleum Research*, 29(98-3). 120-130, doi: 10.22078/PR.2019.3503.2602.

[15].Kyani, A., & Hashemizadeh, A. (2022). Successful case studies on the use of polymers to EOR by polymer flooding, *Journal of Petroleum Research*, 32(1401-1). 24-50, doi: 10.22078/PR.2022.4508.3033.