

## بررسی آزمایشگاهی عملکرد تزریق آب کم‌شور، پلیمر و ترکیب پلیمر و آب کم‌شور جهت بهبود بازیافت نفت در برداشت ثانویه با استفاده از میکرومدل

مینا کلاته آقامحمدی<sup>۱</sup>، کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه شیراز<sup>۲</sup>، رضا منصوریان، کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه شیراز<sup>۳</sup>، پدram کیانی، کارشناسی دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه شیراز<sup>۴</sup>، فریدون اسماعیل‌زاده، هیات علمی بخش مهندسی شیمی دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه شیراز<sup>۵</sup>

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۱۱/۲۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۱۱/۲۶

تاریخ پذیرش داور: ۹۹/۰۱/۰۹

### چکیده

روش سیلاب‌زنی آب چندین دهه نقش مهمی در بهبود بازیافت نفت ایفا کرده است. زمانی که محققان دریافتند که قدرت یونی آب می‌تواند بر عملکرد سیلاب‌زنی و میزان بازیافت نفت موثر باشد، مطالعات زیادی روی شوری آب تزریقی انجام شد. نهایتاً تزریق آب کم‌شور به‌عنوان روشی جهت بهبود برداشت نفت معرفی شد. تزریق آب کم‌شور در دهه‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته و مطالعات زیادی بر عملکرد آب کم‌شور برای ازدیاد برداشت نفت انجام شده است. بر اساس کارهای آزمایشگاهی انجام شده مشخص شده است که مکانیزم‌های زیادی در بهبود بازیافت نفت مشارکت دارند، در این میان تغییرات ترشوندگی برجسته‌ترین مکانیزم است که می‌تواند ناشی از انبساط لایه الکترونی و تبادل یونی، باشد. ترکیب این روش با روش‌های دیگر ازدیاد برداشت مانند پلیمرزنی به‌علت استفاده همزمان از چندین مکانیزم می‌تواند بسیار مفید باشد. پلیمرزنی یک روش ازدیاد برداشت پایه آبی است که هدف آن افزایش ویسکوزیته سیال تزریق به‌منظور بهبود بازده جابه‌جایی سیال تزریقی است. بنابراین در این مقاله به بررسی عملکرد تزریق آب کم‌شور-پلیمر و مقایسه عملکرد آن با روش‌های تزریق پلیمر و آب کم‌شور پرداخته شد. ابتدا تست‌های زاویه تماس جهت بررسی عملکرد هر کدام از روش‌ها بر تغییر ترشوندگی انجام شد. نتایج نشان داد که ترکیب آب کم‌شور و پلیمر با غلظت ۱۰۰۰ ppm، بیشترین کاهش زاویه تماس را داشته و سنگ را از حالت شدیداً نفت‌دوست به حالت شدیداً آب‌دوست تغییر داد. سپس آب کم‌شور، پلیمر و ترکیب پلیمر و آب کم‌شور (۱۰۰۰ ppm) جهت بررسی میزان بازیافت و مشاهده مکانیزم‌ها داخل میکرومدل تزریق شدند. نتایج نشان داد ترکیب پلیمر و آب کم‌شور با حدود ۷۰ درصد بازیافت عملکرد بهتری در بهبود تولید نفت در تولید ثانویه دارد و تغییر ترشوندگی یکی از مکانیزم‌های اصلی بهبود بازیافت نفت است.

### واژگان کلیدی:

آب کم‌شور، زاویه تماس، تغییر ترشوندگی، پلیمر، میکرومدل، بهبود بازیافت نفت.

### مقدمه

مکانیزم‌های مختلفی از جمله: کاهش کشش بین سطحی بین آب و نفت (IFT)، تغییر ترشوندگی سطوح، استفاده از افزایشنده‌هایی<sup>۱</sup> با ویسکوزیته بالا برای کنترل تحرک‌پذیری، کاربرد روش‌های حرارتی (به این صورت که با افزایش دما ویسکوزیته نفت کاهش می‌یابد) و استفاده از میکرومدل‌ها برای بازیافت نفت از مخازن است. فرآیندهای ازدیاد برداشت می‌توانند شامل یک یا چند مکانیزم از موارد ذکر شده، باشند. کاربرد هر روش به شرایط مخزن مانند: ویسکوزیته نفت خام، شوری آب، تراوایی سنگ و همین‌طور دمای مخزن بستگی دارد. استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت منجر به افزایش تولید ۲۰-۵ درصد از نفت در جای مخزن می‌شود. بنابراین بازیافت نهایی نفت بسته به شرایط خاص هر مخزن می‌تواند به بیش از ۷۰-۵۰ درصد افزایش یابد.<sup>[۳]</sup>

زمانی که برای اولین بار مشخص شد که تغییر ترکیب آب شور یا

انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ مصرف انرژی در جهان ۵۰ درصد افزایش یابد. بعید به نظر می‌رسد که این میزان توسط منابع تجدیدپذیر قابل جبران باشد و بنابراین تقاضای شدید و رو به رشد نفت به‌عنوان یک انرژی غالب وجود دارد. روش‌های اولیه<sup>۱</sup> و ثانویه<sup>۲</sup> برداشت نفت بسته به شرایط مخزن از قبیل: فشار اولیه مخزن، تراکم‌پذیری<sup>۳</sup> سیالات و ناهمگنی مخزن، به‌طور معمول بین ۳۵-۳۰ درصد از نفت در جای اولیه را تولید می‌کنند. به این ترتیب مقادیر زیادی از نفت در مخزن به دام می‌افتد که در برخی موارد مناسب برای به‌کارگیری روش‌های تولید ثالثیه<sup>۴</sup> (فرآیندهای ازدیاد برداشت) می‌باشند.<sup>[۱]</sup> در مرحله برداشت ثانویه نفت، تزریق آب به‌عنوان یکی از روش‌های رایج برای حفظ فشار مخزن بالای نقطه حباب نفت و بهبود بازده جابه‌جایی نفت توسط آب استفاده می‌شود.<sup>[۲،۳]</sup> فرآیندهای شیمیایی ازدیاد برداشت<sup>۵</sup> (EOR) شامل

\* نویسنده عهد‌دار مکاتبات (kalateh\_mina@yahoo.com)

است. هدف اصلی پلیمرزنی افزایش ویسکوزیته آب تزریقی جهت بهبود نسبت تحرک پذیری نفت و آب است. که این با افزودن پلیمرهای محلول در آب، به آب تزریقی حاصل می‌شود. [۱۴] در اکثر موارد، تحرک پذیری غیرمطلوب در مخازن وجود دارد که ناشی از ویسکوزیته‌ی بالای نفت در مقایسه با آب می‌باشد. در نتیجه، تولید آب افزایش می‌یابد در حالی که قسمت قابل توجهی از نفت، درون حفرات باقی می‌ماند. [۱۵] مطالعات پیشین نشان داده است که روش پلیمرزنی می‌تواند بازیافت نفت را به میزان ۱۵-۱۰ درصد نفت باقی‌مانده را افزایش دهد. [۱۶] عملکرد پلیمرزنی به‌طور عمده به ناهمگنی مخزن، شوری، دما، تراوایی و سازگاری آن با مواد شیمیایی دیگر مورد استفاده برای ازدیاد برداشت بستگی دارد. [۱۶-۱۸] به‌طور کلی دو نوع پلیمر برای ازدیاد برداشت وجود دارد: پلیمر مصنوعی (سنتزی) پلی‌آکریل‌آمید هیدرولیز شده (HPAM) و پلیمرهای طبیعی مثل زانتان. [۲۰] پلیمر پلی‌آکریل‌آمید هیدرولیز شده رایج‌ترین پلیمر مورد استفاده به‌منظور IOR است. خاصیت ویسکوزکنندگی پلیمرهای بر پایه‌ی HPAM شدیداً به شوری آب مورد استفاده بستگی دارد. این پلیمرها در شوری‌های بالا تمایل به تجزیه و هیدرولیز دارند. [۱۳، ۲۰] بنابراین ویسکوزیته پلیمرهای HPAM با کاهش شوری آب افزایش می‌یابد زیرا باعث افزایش نیروهای دافعه و در نتیجه افزایش حجم پلیمرها می‌شود. همچنین این به این معنی است که در شوری‌های پایین با غلظت کمتری از پلیمر می‌توان به ویسکوزیته موردنظر دست یافت. از طرفی روش‌های ازدیاد برداشت هرچه زودتر به کار برده شوند عملکرد بهتری داشته و میزان نفت باقی‌مانده (Sor) کم‌تر خواهد بود.

بنابراین در این پژوهش به بررسی و مقایسه عملکرد تزریق آب کم‌شور، پلیمر و ترکیب آب کم‌شور با پلیمر جهت افزایش تولید نفت در مرحله بازیافت ثانویه با استفاده از میکرومدل پرداخته شده است و مکانیزم‌های موثر در تولید و به‌ویژه تغییر ترشوندگی در هر

کاهش شوری آب تزریقی به مقدار کمتر از شوری آب سازند، می‌تواند موجب افزایش بازیافت نفت در ماسه سنگ‌های بر<sup>۱</sup> شود، [۴، ۵] کمپانی‌های نفت و گاز بسیاری از قبیل: British Petroleum، Shell، Exxon Mobil، Schlumberger، Total و Statoil را بر آن داشت که به بررسی و جست‌وجوی بیشتر پتانسیل و قابلیت تزریق آب کم‌شور<sup>۱</sup> برای بهبود بازیافت نفت بپردازند. [۶] فرمول ساخته شده، تعادل سیستم اولیه آب شور-سنگ نفت را بر هم می‌زند، که منجر به تغییر شرایط ترشوندگی اولیه و تراوایی نسبی می‌شود. حین تزریق آب کم‌شور (LSW)، مواد شیمیایی گران قیمتی اضافه نمی‌شود و به این ترتیب این روش ارزان و سازگار با محیط‌زیست است و هیچ مشکلی برای تزریق ندارد. به‌علاوه، از لحاظ اقتصادی استفاده از تزریق آب کم‌شور (LSW) برای بهبود بازیافت از همان ابتدای فرآیند سیلاب‌زنی کارآمدتر می‌باشد. [۳] مزایای این روش هزینه عملیاتی و سرمایه‌پایین در مقایسه با دیگر روش‌های ازدیاد برداشت است. [۷-۱۰] همچنین تزریق آب کم‌شور (LSW) می‌تواند همراه با فرآیندهای شیمیایی و حرارتی ازدیاد برداشت به کار برده شود. آب کم‌شور کارایی خوبی برای بهبود بازیافت نفت نشان داده است. با این حال نتایج ضد و نقیضی در مورد بازدهی این روش در تاریخچه کاربرد آن آمده است. به‌علاوه مکانیزم‌های اصلی این تکنیک هنوز به‌طور کامل درک نشده‌اند.

نصرت‌الله و همکارانش با انجام مشاهدات تزریق آب مقطر و آب دریا نشان دادند که تزریق آب مقطر نسبت به آب شور باعث بهبود بازیافت نفت شده است. [۱۱] در مطالعه دیگری آب کم‌شور با هدف افزایش بازیافت نفت با ترکیب و شوری مناسب به مخزن تزریق شد که موفق به تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به‌سمت مطلوب برای تولید نفت شد. [۵، ۷] لاغر و همکارانش در مطالعاتشان نشان دادند که تاثیر آب کم‌شور به‌طور خطی با مینرال‌های رسی درون سنگ متناسب است. تنوری‌های مختلفی برای مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی در حضور آب کم‌شور وجود دارد. [۱۲] لیگهلم و همکارانش اثر لایه دوتایی را مطرح کردند. آنها بیان کردند که آب کم‌شور باعث گسترش لایه‌ی الکتریکی یونی بین سطح رس و نفت می‌شود که این امر موجب جدا شدن نفت و در نتیجه افزایش آب‌دوستی می‌شود. [۱۳] مکانیزم دیگری که توسط تانگ و همکارانش پیشنهاد شد، تغییر ترشوندگی در اثر کاهش پیوند یونی بود. [۶]

یکی دیگر از روش‌هایی که برای بهبود تولید نفت استفاده می‌شود تزریق پلیمر است. پلیمرزنی یکی از موفق‌ترین روش‌های IOR در طول ۴۰ سال کاربردش چه در آزمایشگاه و چه در میدان بوده

۱ | مشخصات آب دریا (سنتزی) و آب کم‌شور

نوع تمک	آب کم‌شور (LSW)	آب دریا سنتزی (SSW)	غلظت (ppm)
NaCl	۲۸۴۰	۲۸۴۰۰	
KCl	۸۰	۸۰۰	
CaCl <sub>2</sub>	۱۳۸	۱۳۸۰	
MgCl <sub>2</sub>	۶۴۳	۶۴۳۰	
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	۴۴۹	۴۴۹۰	
NaHCO <sub>3</sub>	۱۰	۱۰۰	
TDS	۴۱۶۰	۴۱۶۰۰	

کدام از روش‌ها بررسی شده است.

### ۱- مواد و روش‌ها

در این بخش خصوصیات مواد مورد استفاده اعم از آب شور و آب کم‌شور، پلیمر، نفت، سنگ‌های مورد استفاده و همچنین محیط متخلخل مورد استفاده و روش انجام تست‌ها شرح داده خواهد شد.

#### ۱-۱- خواص آب شور و آب کم‌شور

آب دریا به صورت سنتزی به عنوان آب با شوری بالا استفاده شد. آب شور سنتزی از انحلال نمک‌های مختلف در آب مقطر تهیه شد به طوری که مقدار جامد کلی حل شده (TDS) حدود ۴۱۶۰۰ ppm بود. برای تهیه آب کم‌شور (LSW)، آب دریا (SSW) تا ۱۰ برابر با آب مقطر رقیق شد. کلیه نمک‌های مورد استفاده ساخت شرکت مرک بودند. جدول ۱ ترکیب آب دریا سنتز شده و آب کم‌شور در این مطالعه را نشان می‌دهد.

#### ۱-۲- محلول پلیمر

پلیمر مورد استفاده پلی‌آکریل‌امید هیدرولیز شده ۲۰-۱۵ درصد (HPAM) ساخت شرکت آلدریچ با وزن مولکولی ۵ MD بود. برای تهیه محلول‌های پلیمری با غلظت‌های مختلف، پلیمر و آب با نسبت‌های مشخصی در یکدیگر حل شده و به مدت ۵ ساعت روی همزن قرار گرفت تا کامل در آن حل شود. جدول ۲ مشخصات محلول‌های تهیه شده را نشان می‌دهد. از ترازو با دقت ۰/۰۰۰۱ گرم برای اندازه‌گیری‌ها استفاده شد.

#### ۱-۳- نفت

نفت مورد استفاده در انجام تست‌ها مربوط به مخزن اهواز با

جدول ۲ | غلظت محلول‌های پلیمری مورد استفاده برای انجام تست‌ها

نسبت پلیمر در آب (آب مقطر - آب کم‌شور)	غلظت پلیمر
۰/۰۵ گرم پلیمر + ۹۹/۹۵ گرم آب	۵۰۰ ppm
۰/۱ گرم پلیمر + ۹۹/۹۰ گرم آب	۱۰۰۰ ppm
۰/۲ گرم پلیمر + ۹۹/۸۰ گرم آب	۲۰۰۰ ppm
۰/۵ گرم پلیمر + ۹۹/۵۰ گرم آب	۵۰۰۰ ppm

جدول ۳ | مشخصات میکرومدل

حجم فضای خالی (PV) (cc)	قطر گلوله‌ها (μm)	قطر متوسط حفرات (μm)	عمق متوسط حفرات (μm)	ابعاد میکرومدل (cm)
۰/۱۲۸	۲۰۰	۶۰۰	۴۰۰	۳×۸

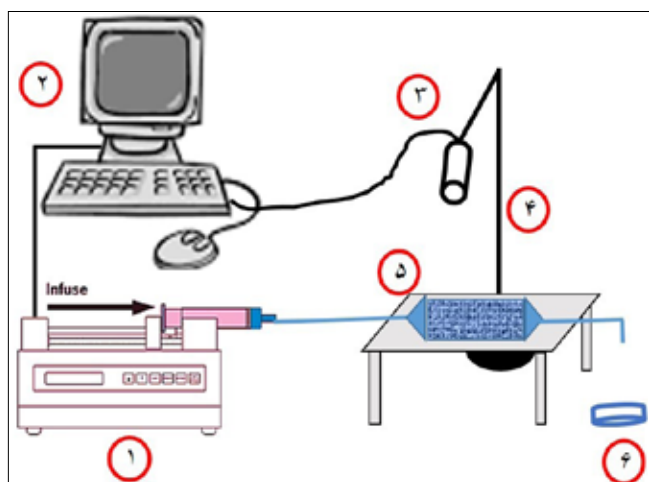
دانسیتته  $0.88 \text{ g/cm}^3$  و ویسکوزیته  $15 \text{ cp}$  در دمای  $25/6$  درجه سانتی‌گراد بود.

#### ۱-۴- تست‌های ترشوندگی

جهت انجام تست‌های ترشوندگی از مغزه‌های ماسه‌سنگی مربوط به سازند آغاچاری استفاده شد. مقاطع نازک از این مغزه‌ها به تعداد کافی بریده و صیقل داده شدند. سپس نمونه‌ها شسته و در گرم‌کننده خشک شدند و نهایتاً به مدت یک هفته به منظور رسیدن سیستم به تعادل کامل و تماس تمامی نقاط مختلف سنگ با نفت تا حد امکان در نفت قرار داده شدند. زاویه تماس مربوط به یک قطره نفت روی نمونه‌ها قبل و بعد از غوطه‌وری در نفت اندازه‌گیری شد. سپس نمونه‌ها از نفت خارج و در محلول‌های پلیمر، آب کم‌شور و مخلوط پلیمر-آب کم‌شور قرار داده شدند و زاویه تماس آنها در زمان‌های مختلف اندازه‌گیری شد. تمام زاویه‌ها در فاز سنگین‌تر یعنی آب، اندازه‌گیری شده‌اند. در این مطالعه از روش زاویه تماس برای اندازه‌گیری تغییرات ترشوندگی استفاده شده است. در روش زاویه تماس، زاویه بین صفر درجه (شدیدا آب‌دوست) تا  $180$  درجه (شدیدا نفت‌دوست) تغییر می‌کند. طبق دسته‌بندی اندرسون، زاویه تماس بین  $0-55$  درجه، شدیدا آب‌دوست،  $55-75$  درجه آب‌دوست،  $75-115$  درجه خنثی،  $115-135$  درجه نفت‌دوست و  $135-180$  درجه شدیدا نفت‌دوست تعریف می‌شود. [۲۲]

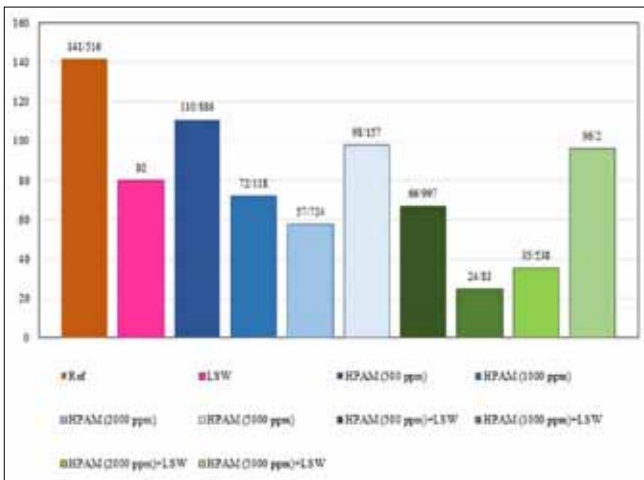
#### ۱-۵- محیط متخلخل

در این تحقیق از میکرومدل شیشه‌ای به عنوان محیط متخلخل استفاده شده است. جهت طراحی میکرومدل ابتدا به یک طرح از



شکل ۱ | شماتیک سیستم سیلاب‌زنی میکرومدل

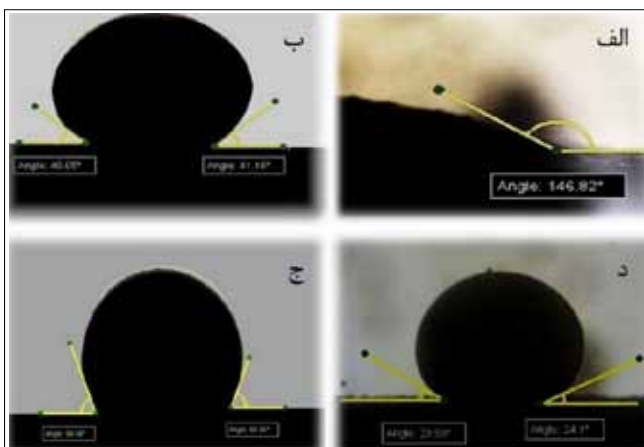
مقادیر زاویه تماس برای غلظت‌های مختلف محلول پلیمر متفاوت است. در غلظت پایین پلیمر، ۵۰۰ ppm و در بیشترین غلظت پلیمر



شکل ۲ | ترشوندگی نمونه‌ها بعد از غوطه‌وری در محلول‌های مختلف (بعد از ۴۸ ساعت)



شکل ۳ | ترشوندگی نمونه‌ها بعد از غوطه‌وری در محلول‌های مختلف (بعد از ۹۶ ساعت)



شکل ۴ | زاویه تماس نهایی مربوط به ماسه‌سنگ غوطه‌ور شده الف- در نفت ب- در محلول پلیمر با غلظت ۱۰۰۰ ppm ج- آب کم‌شور د- در ترکیب پلیمر و آب کم‌شوری

محیط متخلخل نیاز است که با استفاده از نرم‌افزار corel draw ترسیم می‌شود. دو شیشه مسطح با ابعاد موردنظر و یکسان را آماده کرده و یکی از آنها چسب مککال زده می‌شود. سپس طرح موردنظر با لیزر روی شیشه حک می‌شود. در ادامه باید شیشه را اسیدکاری کرد تا قسمت طراحی شده خورده شود و فرورفتگی ایجاد شود. نهایتاً شیشه مسطح دوم روی شیشه حکاکی شده قرار گرفته و برای مدت مشخص در کوره قرار می‌گیرد. در این تحقیق از یک میکرومدل با طرح منظم برای انجام تست‌ها استفاده شده است. مشخصات میکرومدل مورد استفاده در جدول ۳ آورده شده است. شماتیک سیستم مورد نیاز جهت سیلاب‌زنی با میکرومدل نیز در شکل ۱ آورده شده است. قسمت‌های ۱ تا ۶ به ترتیب مربوط به: پمپ سرنگی، کامپیوتر متصل به پمپ و دوربین، دوربین، پایه‌ی دوربین، میکرومدل شیشه‌ای و ظرف جمع‌آوری نمونه هستند.

#### ۱-۶- آزمایشات سیلاب‌زنی میکرومدل

ابتدا میکرومدل را کاملاً با آب دریا اشباع کرده و سپس نفت داخل آن تزریق شد تا زمانی که اشباع آب داخل میکرومدل به حداقل برسد. سپس ورودی و خروجی میکرومدل بسته شد و میکرومدل به مدت ۹۶ ساعت در تماس با نفت قرار گرفت که در این زمان مولکول‌های نفت زمان کافی را جهت تماس با دیواره داخلی محیط متخلخل میکرومدل و به تعادل رسیدن سیستم را داشته باشند و سطح داخلی میکرومدل نفت‌دوست شود. سپس تست‌های سیلاب‌زنی آغاز شد. تست‌های سیلاب‌زنی در میکرومدل به‌منظور مشاهده مکانیزم‌ها، نحوه عملکرد و مقایسه کمی میزان بازیافت نفت در ازدیاد برداشت ثانویه درون محیط متخلخل با سه سیال مختلف (پلیمر، آب کم‌شور و ترکیب آب کم‌شور-پلیمر) انجام شد. در مراحل مختلف و زمان‌های مختلف از شروع سیلاب‌زنی از میکرومدل تصویربرداری شده و در نهایت با استفاده از کدنویسی با نرم‌افزار متلب، میزان بازیافت نفت در مراحل مختلف محاسبه شد.

#### ۲- نتایج (بحث و بررسی)

##### ۲-۱- ترشوندگی

نتایج بررسی ترشوندگی با زمان در شکل ۲ و ۳ آورده شده است. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد، نمونه‌های مرجع (مانده در نفت) با زاویه تماس حدود ۱۴۶ درجه به حالت شدیداً نفت‌دوست بوده‌اند. پس از قرار گرفتن نمونه نفت‌دوست در آب کم‌شور، زاویه تماس به حالت خنثی (زاویه تماس ۸۰ درجه) کاهش یافته است.

با زاویه تماس ۶۸ درجه بود. از مقایسه شکل‌ها می‌توان دریافت که سرعت تغییر ترشوندگی برای محلول ترکیبی پلیمر و آب کم‌شور بیشتر است. شکل ۴ تصویر گرفته شده از قطره نفت بعد از ۴ روز (۹۶ ساعت) قبل و بعد از غوطه‌وری در سه محلول را نشان می‌دهد.

#### ۱-۱-۲- مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی

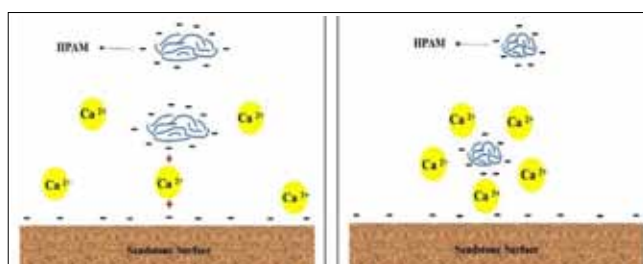
هنگامی که نمونه‌های ماسه‌سنگی نفت‌دوست درون محلول HPAM قرار می‌گیرند، شاخه‌های پلیمر با بار منفی با ترکیبات قطبی جذب شده روی سطح ماسه‌ای، برهم‌کنش الکترواستاتیک برقرار کرده و چون پلیمر و نفت که ترکیبات هیدروکربنی هستند جاذبه واندروالسی دارند، جذب یکدیگر می‌شوند و از طرفی پلیمر با سطح کوارتز دافعه الکترواستاتیکی دارند و با فاصله گرفتن پلیمر از سطح سنگ باعث جدایی نفت از سطح می‌شود. به این ترتیب ترشوندگی سطح از حالت نفت‌دوست به آب‌دوست تغییر می‌یابد. پس از جدا شدن نفت خود پلیمر می‌تواند جذب سطح شود. البته میزان جذب پلیمر به غلظت و نوع ترشوندگی سطح بستگی دارد و هرچه سطح، آب‌دوست‌تر باشد میزان جذب بالاتر خواهد بود. با افزایش غلظت پلیمر تا حدی، میزان جذب پلیمر افزایش می‌یابد که باعث افزایش خاصیت تغییر ترشوندگی و کاهش زاویه تماس می‌شود اما وقتی غلظت پلیمر خیلی زیاد شود، تراکم زنجیره‌های پلیمری زیاد شده و دافعه‌ی بین بارهای منفی زیاد می‌شود، به این ترتیب جذب پلیمر روی سطح کاهش می‌یابد. زمانی که سنگ نفت‌دوست در آب کم‌شور قرار می‌گیرد جاذبه الکترواستاتیکی بین آب یونی با بارهای مثبت و سطح کوارتز وجود دارد که باعث نزدیک شدن مولکول‌های آب حاوی یون به سطح می‌شود در نتیجه زاویه تماس، کاهش می‌یابد و ترشوندگی از شدیداً نفت‌دوست به آب‌دوست تغییر می‌کند. اما اثر آن در مقایسه با اثر پلیمر کم‌تر است. زیرا پلیمر روی سطح می‌نشیند و چون خاصیت آب‌دوستی دارد نفت را شدیداً دور می‌کند و یک فیلم آب اطراف سنگ تشکیل می‌دهد. اما آب کم‌شور با تغییر تعادل یون‌ها در سطح تماس نفت و سنگ منجر به جدایش نفت از سنگ می‌شود. حضور آب کم‌شور، هم باعث افزایش بار منفی سطحی در سطح تماس آب کم‌شور/نفت می‌شود و هم بار منفی سطحی سنگ/آب کم‌شور را افزایش می‌دهد. در نتیجه نیروهای دافعه میان نفت و سنگ افزایش یافته و باعث جدایش نفت از سطح آن و تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست می‌شود. شکل ۵ مکانیزم تغییر ترشوندگی با آب کم‌شور را نشان می‌دهد. [۲۳-۲۷]

نهایتاً زمانی که ترکیب پلیمر و آب کم‌شور برای تغییر ترشوندگی

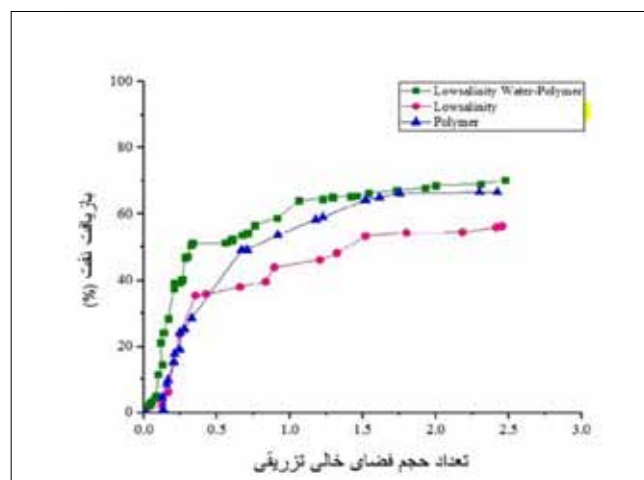
ترشوندگی به ترتیب با زاویه تماس‌های ۱۱۰ و ۹۸ درجه در حالت خنثی قرار گرفته اما در دو غلظت ۲۰۰۰ و ۱۰۰۰ ppm حالت آب‌دوست ایجاد شده است. برای محلول ترکیب آب کم‌شور و پلیمر نیز در غلظت‌های ۲۰۰۰ و ۱۰۰۰ ppm از پلیمر کمترین زاویه تماس حاصل شد و نمونه‌ها به حالت آب‌دوست رسیدند. تغییرات زاویه تماس تا زمان ثابت ماندن نتایج زاویه تماس ادامه یافت و پس از ۴ روز نتایج ثابت شد. همان‌طور که شکل ۳ نشان می‌دهد پس از ۴ روز تمام نمونه‌ها به حالت آب‌دوست رسیدند. اما در این میان کم‌ترین زاویه تماس به ترتیب مربوط به ترکیب پلیمر و آب کم‌شور در غلظت ۱۰۰۰ ppm از پلیمر با زاویه تماس ۲۴ درجه، محلول پلیمر با غلظت ۱۰۰۰ ppm با زاویه تماس ۴۱ درجه و آب کم‌شور



شکل ۵ | مکانیزم تغییر ترشوندگی با استفاده از آب کم‌شور



شکل ۶ | مکانیزم افزایش جذب پلیمر در حضور آب کم‌شور: الف- در اثر تراکم شاخه‌های پلیمری ب- ایجاد پل بین پلیمر و ماسه‌سنگ توسط کاتیون‌های دو ظرفیتی



شکل ۷ | میزان بازیافت نفت بر حسب تعداد حجم فضای خالی

نتیجه زاویه تماس شدیداً کاهش می‌یابد. (شکل ۶)

### ۲-۲- سیلاب‌زنی میکرومدل

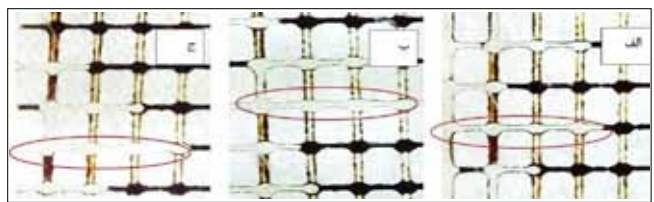
جهت بررسی اثر آب کم‌شور بر میزان بازیابی نفت، آب کم‌شور با دبی  $0.3 \text{ cc/hr}$  به میزان  $2/5 \text{ PV}$  داخل میکرومدل تزریق شد. تزریق تا زمانی که تولید نفت متوقف شد، ادامه یافت. سپس میکرومدل با تولون شسته شد و به منظور بررسی اثر تزریق پلیمر داخل میکرومدل به منظور تولید نفت، غلظت بهینه پلیمر ( $1000 \text{ ppm}$ ) از تست تغییر ترشوندگی انتخاب شد و با دبی  $0.3 \text{ cc/hr}$  داخل میکرومدل تزریق شد. در آخرین مرحله نیز پس از شست‌وشوی میکرومدل، اثر تزریق ترکیبی آب کم‌شور و پلیمر ( $1000 \text{ ppm}$ ) جهت تولید نفت با دبی مشابه مراحل قبل مورد بررسی قرار گرفت. در هر مرحله تزریق تا جایی ادامه یافت که دیگر هیچ نفتی تولید نشود. در مراحل مختلف از میکرومدل عکس برداری شد و با استفاده از کد متلب، میزان بازیافت نفت محاسبه شد.

### ۲-۲-۱- مقایسه میزان بازیافت نفت در میکرومدل

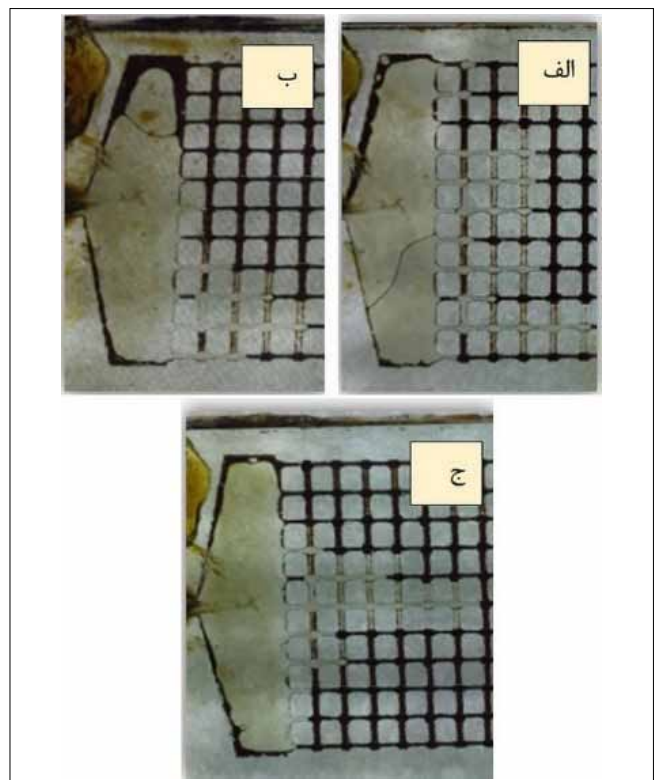
نتایج میزان بازیافت نفت در میکرومدل با استفاده از روش‌های مختلف تولید در شکل ۷ رسم شده است. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد بازیافت نفت هنگام استفاده از آب کم‌شور در مرحله برداشت ثانویه تقریباً ۵۶ درصد نفت درجا است. با تزریق محلول پلیمر (HPAM) با غلظت  $1000 \text{ ppm}$ ، میزان بازیافت نفت به ۶۶ درصد افزایش یافته است. اما زمانی که از ترکیب پلیمر و آب کم‌شور جهت برداشت ثانویه استفاده شده است، بازیافت نفت به بالاترین مقدار خود یعنی ۷۰ درصد رسیده است.

مهم‌ترین عامل موثر در افزایش بازیافت حین تزریق پلیمر، افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی در نتیجه بهبود نسبت تحرک و جلوگیری از پدیده انگشتی است. در نتیجه سیال جابه‌جاکننده با حرکت پیستونی منجر به جاروب‌زنی بهتر محیط متخلخل و افزایش بازیافت نفت می‌شود. از طرف دیگر در مقیاس میکروسکوپی، همان‌طور که نتایج تست‌های ترشوندگی نشان داد خود پلیمر با جذب روی سطح می‌تواند منجر به تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست و در نتیجه افزایش تولید نفت شود. مکانیزم‌های مختلفی برای افزایش تولید نفت با تزریق آب کم‌شور وجود دارد. یکی از مهم‌ترین مکانیزم‌ها در این روش، تغییر ترشوندگی است. اما همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد این روش بازیافت کمتری نسبت به دو روش دیگر داشته است. زیرا حین تزریق آب کم‌شور به علت ویسکوزیته پایین آب، پدیده انگشتی اتفاق افتاده و میان‌شکنی آب (BT) سریع‌تر

مورد استفاده قرار می‌گیرد، بیشترین تغییر در ترشوندگی به سمت آب‌دوستی مشاهده می‌شود زیرا آب کم‌شور به تنهایی ترشوندگی را به سمت آب‌دوست تغییر می‌دهد و هرچه ترشوندگی سنگ از شدیداً نفت‌دوست دورتر باشد، میزان جذب پلیمر افزایش می‌یابد که خود باعث افزایش خاصیت آب‌دوستی می‌شود. از طرف دیگر حضور نمک‌ها در محلول، نسبت محلول پلیمر که در آب مقطر تهیه شده است، خود موجب کاهش طول زنجیره پلیمرها می‌شود. در این حالت پلیمرها به سطح کمتری برای جذب نیاز دارند و به این ترتیب پلیمرهای بیشتری امکان جذب روی سطح را خواهند داشت و در



شکل ۸ | تغییرات ترشوندگی در مقیاس میکرومدل الف- حین تزریق پلیمر ب- تزریق ترکیب آب کم‌شور و پلیمر ج- تزریق آب کم‌شور (مناطق تیره بیانگر نفت خام و مناطق بی‌رنگ بیانگر محلول‌های آب و پلیمر تزریقی هستند. همچنین مناطق قهوه‌ای مربوط به قسمت‌هایی است که سیال تزریقی نفوذ کرده اما نفت کاملاً جابه‌جا نشده است)



شکل ۹ | نحوه حرکت محلول‌های مختلف در زمان‌های اولیه الف- پلیمر ب- آب کم‌شور ج- ترکیب پلیمر و آب کم‌شور

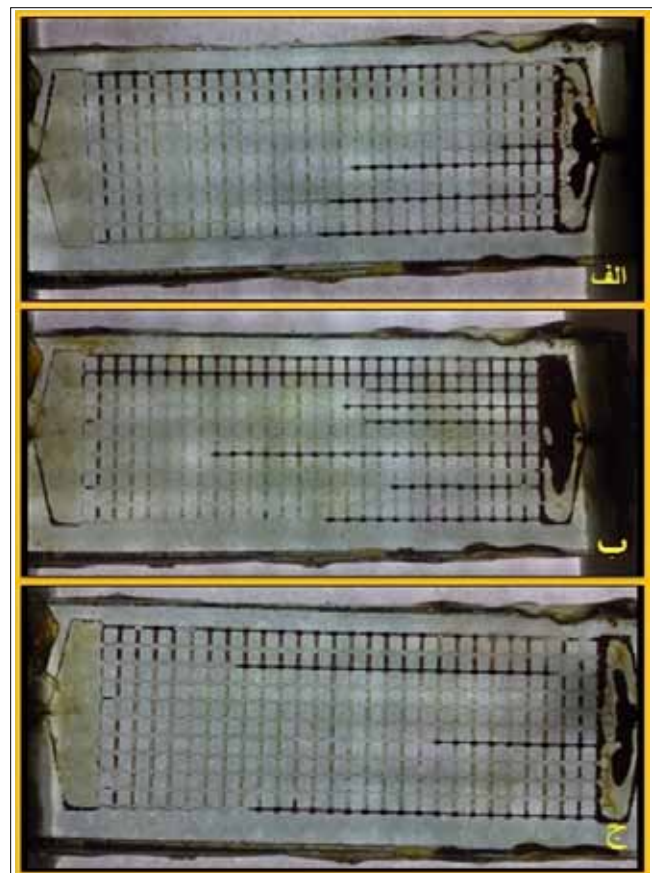
باز یافت نفت می‌شود، شکل ۸ تغییرات ترشوندگی ناشی از تزریق در قسمتی از میکرومدل برای محلول‌های مختلف را نشان می‌دهد. شکل ۹ نحوه حرکت پلیمر، آب کم‌شور و ترکیب پلیمر و آب کم‌شور درون میکرومدل را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است حرکت پلیمر پیستونی بوده و تقریباً یکنواخت محیط را جاروب می‌کند اما در آب کم‌شور پدیده انگشتی اتفاق افتاده و آب کم‌شور از یک مسیر، حرکت کرده و قسمت کم‌تری از محیط را جاروب می‌کند. اما وقتی آب کم‌شور همراه با پلیمر تزریق می‌شود برخلاف این که شوری کمی ویسکوزیته سیال تزریقی را کاهش می‌دهد اما حرکت آن نسبت به تزریق آب کم‌شور پیستون وارتر است ولی همچنان پدیده انگشتی مشاهده می‌شود. شکل ۱۰ نحوه جاروب‌زنی هر سیال بعد از ۰/۸ حجم فضای متخلخل تزریق را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است در قسمت الف، محلول پلیمر نیمه ابتدایی میکرومدل را به‌طور یکنواخت جاروب کرده است. در قسمت ب، پدیده انگشتی به وضوح مشخص است و آب کم‌شور از مسیرهای مشخصی حرکت کرده و نهایتاً به خروجی می‌رسد در نتیجه قسمت‌های زیادی جاروب نشده باقی مانده است. نهایتاً در قسمت ج، حین تزریق محلول پلیمر-آب کم‌شور نسبت به تزریق پلیمر پدیده انگشتی مشاهده می‌شود اما میزان انگشتی شدن در مقایسه با تزریق آب کم‌شور بسیار کمتر است.

### ۳- نتیجه‌گیری

۱- استفاده از هر کدام از سیالات آب کم‌شور، پلیمر (HPAM) و ترکیب پلیمر با آب کم‌شور می‌تواند زاویه تماس را کاهش داده و منجر به تغییر ترشوندگی (آب‌دوست) در جهت تولید نفت شوند. تفاوت روش‌ها به مکانیزم‌های موثر در باز یافت نفت و قدرت هر کدام از این سه روش در تغییر ترشوندگی بستگی دارد. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد باز یافت نفت هنگام استفاده از آب کم‌شور تقریباً ۵۶ درصد نفت درجا بوده است که با تزریق محلول پلیمر (HPAM) با غلظت ۱۰۰۰ ppm، میزان باز یافت نفت به ۶۶ درصد افزایش یافته است. اما زمانی که از ترکیب پلیمر و آب کم‌شور جهت برداشت ثانویه استفاده شده است، باز یافت نفت به بالاترین مقدار خود یعنی ۷۰ درصد رسیده است.

۲- در روش تزریق آب کم‌شور تغییراتی از قبیل تغییر ترشوندگی در مقیاس میکروسکوپی باعث افزایش تولید نسبت به آب شور خواهد شد اما همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد میزان باز یافت آب کم‌شور هم از پلیمر و هم از ترکیب پلیمر-آب کم‌شور کمتر است

اتفاق می‌افتد و آب تولید می‌شود، در نتیجه قسمتی از محیط متخلخل شسته نشده باقی می‌ماند. اما زمانی که از ترکیب پلیمر و آب کم‌شور استفاده می‌شود، از یک سو تغییر ترشوندگی توسط آب کم‌شور منجر به تغییر بارهای سطحی و جدا کردن نفت از سطح و متعاقباً تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست می‌شود و باز یافت را افزایش می‌دهد. از طرف دیگر جذب پلیمر روی سطح روی تغییر ترشوندگی موثر است و در حالی که آب کم‌شور ترشوندگی را به سمت آب‌دوست برده است میزان جذب پلیمر زیاد می‌شود. همچنین کاتیون‌های موجود در آب کم‌شور با خنثی کردن مقداری از بارهای منفی شاخه پلیمری باعث کوچک شدن حجم آن می‌شوند. در نتیجه پلیمرها به سطح کمتری برای اتصال به سطح سنگ نیاز دارند و تعداد بیشتری پلیمر می‌توانند به سنگ بچسبند. در نتیجه تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست افزایش یافته و باز یافت نفت زیاد می‌شود. با این حال افزایش بیش از حد جذب پلیمر می‌تواند اثر منفی بر باز یافت داشته باشد. همچنین پلیمر با افزایش ویسکوزیته آب کم‌شور منجر به افزایش بازده جاروب‌زنی و نهایتاً افزایش



شکل ۱۰ | نحوه حرکت سیالات مختلف در میکرومدل و پدیده انگشتی شدن بعد از تزریق ۰/۸ برابر حجم فضای حفرات الف- پلیمر ب- آب کم‌شور ج- ترکیب پلیمر و آب کم‌شور

بازیافت نسبت به روش تزریق پلیمر را نشان می دهد.

زیرا ویسکوزیته آن از هر دو محلول کمتر است.

۳- روش تزریق پلیمر هم باعث افزایش برداشت در مقیاس میکروسکوپی از طریق تغییر ترشوندگی می شود و هم در مقیاس ماکروسکوپی باعث افزایش بازده جاروب زنی می شود. میزان بازیافت این روش حدود ۱۰ درصد بیشتر از روش تزریق آب کم شور است.

۴- نهایتاً استفاده از ترکیب پلیمر با آب کم شور بهترین نتیجه را خواهد داشت زیرا هم زمان مکانیزم های مربوط به آب کم شور و پلیمر مورد استفاده قرار گرفته و در نتیجه منجر به افزایش تولید در مرحله تولید ثانویه خواهد شد. این روش حدود ۴ درصد افزایش

#### ۴- اختصارات

HPAM: partial hydrolyzed polyacrylamides  
ppm: parts per million  
SSW: synthetic sea water  
LSW: low salinity water  
LSP: low salinity-polymer solution  
TDS: total solid dissolved  
IOR: improved oil recovery  
EOR: enhanced oil recovery  
Sor: residual oil saturation  
IFT: interfacial tension  
MD: million Dalton

#### پانویس ها

- |                          |                        |
|--------------------------|------------------------|
| 1. Primary recovery      | 6. Interfacial tension |
| 2. Secondary recovery    | 7. Agent               |
| 3. Compressibility       | 8. Berea               |
| 4. Tertiary              | 9. Low salinity water  |
| 5. Enhanced oil recovery |                        |

#### منابع

- [1]. S. Kokal and A. Al-Kaabi, "Enhanced oil recovery: challenges & opportunities," World Pet. Counc. Off. Publ., vol. 64, 2010.
- [2]. T. G. Bond and C. M. Fox, Applying the Rasch model: Fundamental measurement in the human sciences. Psychology Press, 2001.
- [3]. J. Sheng, Enhanced oil recovery field case studies. Gulf Professional Publishing, 2013.
- [4]. P. K. Reiter, "A water-sensitive sandstone flood using low salinity water." University of Oklahoma, 1961.
- [5]. G.-Q. Tang and N. R. Morrow, "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery," J. Pet. Sci. Eng., vol. 24, no. 2-4, pp. 99-111, 1999.
- [6]. G. Tang and N. R. Morrow, "Effect of Temperature," Salin. Oil Compos. Wetting Behav. Oil Recover. by Waterflooding, SPE, vol. 36680, pp. 269-276, 1996.
- [7]. P. L. McGuire, J. R. Chatham, F. K. Paskvan, D. M. Sommer, and F. H. Carini, "Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope," in SPE western regional meeting, 2005.
- [8]. N. Kazankapov, "Enhanced Oil Recovery in Caspian Carbonates with "Smart Water", in SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 2014.
- [9]. A. A. Yousef, S. Al-Saleh, and M. S. Al-Jawfi, "Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content," in SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012.
- [10]. A. A. Yousef, S. Al-Saleh, A. U. Al-Kaabi, and M. S. Al-Jawfi, "Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs," in Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 2010.
- [11]. R. A. Nasralla, M. B. Alotaibi, and H. A. Nasr-El-Din, "Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs," in SPE Western North American Region Meeting, 2011.
- [12]. A. Lager, K. J. Webb, and C. J. J. Black, "Impact of brine chemistry on oil recovery," in IOR 2007-14th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2007.
- [13]. D. J. Ligthelm, J. Gronsveld, J. Hofman, N. Brussee, F. Marcelis, and H. van der Linde, "Novel Waterflooding Strategy By Manipulation Of Injection Brine Composition., in EUROPEC/EAGE conference and exhibition, 2009.
- [14]. A. Samanta, A. Bera, K. Ojha, and A. Mandal, "Effects of alkali, salts, and surfactant on rheological behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions," J. Chem. Eng. Data, vol. 55, no. 10, pp. 4315-4322, 2010.
- [15]. S. Zhang, Y. She, and Y. Gu, "Evaluation of polymers as direct thickeners for CO2 enhanced oil recovery," J. Chem. Eng. Data, vol. 56, no. 4, pp. 1069-1079, 2011.
- [16]. M. Algharaib, A. Alajmi, and R. Gharbi, "Improving polymer flood performance in high salinity reservoirs," J. Pet. Sci. Eng., vol. 115, pp. 17-23, 2014.
- [17]. A. O. Almansour, A. A. AlQuraishi, S. N. AlHussinan, and H. Q. AlYami, "Efficiency of enhanced oil recovery using polymer-augmented low salinity flooding," J. Pet. Explor. Prod. Technol., vol. 7, no. 4, pp. 1149-1158, 2017.
- [18]. J. J. Sheng, "Critical review of alkaline-polymer flooding," J. Pet. Explor. Prod. Technol., vol. 7, no. 1, pp. 147-153, 2017.
- [19]. M. R. Hashmet, A. M. AlSumaiti, Y. Qaiser, and W. S. AlAmeri, "Laboratory investigation and simulation modeling of polymer flooding in high-temperature, high-salinity carbonate reservoirs," Energy & fuels, vol. 31, no. 12, pp. 13454-13465, 2017.
- [20]. J. J. Sheng, B. Leonhardt, and N. Azri, "Status of polymer-flooding technology," J. Can. Pet. Technol., vol. 54, no. 02, pp. 116-126, 2015.
- [21]. K. S. Sorbie, Polymer-improved oil recovery. Springer Science & Business Media, 2013.
- [22]. W. G. Anderson, "Wettability literature survey-part 1: rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability," J. Pet. Technol., vol. 38, no. 10, pp. 1-125, 1986.
- [23]. L. Chiappa, A. Mennella, T. P. Lockhart, and G. Burrafato, "Polymer adsorption at the brine/rock interface: the role of electrostatic interactions and wettability," J. Pet. Sci. Eng., vol. 24, no. 2-4, pp. 113-122, 1999.
- [24]. R. A. Nasralla, M. A. Bataweel, and H. A. Nasr-El-Din, "Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock," J. Can. Pet. Technol., vol. 52, no. 02, pp. 144-154, 2013.
- [25]. J. Zhao, H. Fan, Q. You, and Y. Jia, "Distribution and presence of polymers in porous media," Energies, vol. 10, no. 12, p. 2118, 2017.
- [26]. M. B. Alotaibi, R. A. Nasralla, and H. A. Nasr-El-Din, "Wettability studies using low-salinity water in sandstone reservoirs," SPE Reserv. Eval. Eng., vol. 14, no. 06, pp. 713-725, 2011.
- [27]. S. Al-Hajri, S. M. Mahmood, H. Abdulelah, and S. Akbari, "An overview on polymer retention in porous media," Energies, vol. 11, no. 10, p. 2751, 2018.