Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۳، خرداد و تیر ۱۴۰۱، صفحه ۱۵۲-۱۴۲

بررسی ماکروسکوپیک اثر نوع آب تزریقی بر رفتار تولیدی مخازن نفت امولسیونی با تأکید بر شوری

مهدی نظری صارم* و پوریا مالمیر

گروه آموزشی مهندسی نفت، مواد و معدن، دانشکده عمران و منابع زمین، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۱/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۲۱

چکیده

تولید نفت از مخازن نفت امولسیونی همواره با مشکلاتی همراه بوده است. از جمله این مشکلات می‌توان به افزایش گرانروی نفت و بسته‌شدن گلوگاه‌ها و متعاقب آن، افزایش افت فشار و کاهش نرخ تولید اشاره کرد. بررسی رفتار حرکتی این نوع نفت در محیط متخلخل که نمونه‌ای از سنگ مخزن است، می‌تواند به شناخت بیشتر موضوع و پارامترهای مؤثر بر آن کمک نماید. شوری و ترکیب یونی از جمله عوامل مؤثر بر رفتار امولسیون آب در نفت در محیط متخلخل می‌باشند که کم‌تر مورد بررسی قرار گرفته‌اند. بدین منظور، اثر شوری آب‌های مختلف برروی رفتار اختلاف فشار دو سر مغزه در حین سیلاب‌زنی بررسی شده است. آزمایش‌های سیلاب‌زنی در دمای ۶۰ °C، فشار اتمسفر و در بسته شنی صورت گرفت. بدین صورت که شورآب‌هایی شامل آب کم شور، آب دریای خلیج‌فارس و آب سازند پارس جنوبی به محفظه ماسه‌ای اشباع از امولسیون تزریق و رفتار فشاری و بازیافت نهایی نفت آن ثبت شد. نتایج گویای آن است که آب خلیج‌فارس نوسان فشاری بیشتری نشان داده و موجب بسته‌شدن مسیرهای بیشتری به نسبت دو آب نمک دیگر می‌شود. نتایج میکروسکوپی نشان می‌دهد که این پدیده می‌تواند به‌علت به دام افتادن قطرات آب پخش شده در امولسیون در گلوگاه‌ها حین تزریق و مهتر از آن، تشکیل امولسیون درجای ثانویه در محیط باشد که موجب بسته‌شدن بخش‌هایی از محیط متخلخل می‌شود. این پدیده در تزریق آب خلیج‌فارس، به‌دلیل تشکیل امولسیون با قطرات درشت‌تر با افزایش فشار و کاهش بازدهی نهایی نفت، بیشتر خود را نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: امولسیون آب در نفت طبیعی، شوری، امولسیون درجا، نوسان فشار، بازدهی نهایی

مقدمه

امولسیون به‌صورت پراکندگی یک سیال (مایع) درون مایع دیگر تعریف می‌شود. پایداری امولسیون به‌دلیل حضور مواد فعال‌سطحی است که در سطح میان دو مایع قرار گرفته‌اند و تمایل دو سیال به جداشدن را به‌تعویق می‌اندازند. همچنین فاز پراکنده معمولاً به‌صورت قطرات کروی در امولسیون حضور دارد [۱]. میزان مواد فعال‌سطحی نفت به‌خصوص مقادیر آسفالتین، نفتنات و رزین‌ها برروی پایداری امولسیون بسیار مهم است. ساختار

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی mah.nazari_sarem@iauctb.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2021.4393.2994)

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

شیمیایی آسفالتین، تمایل آن را جهت جذب در سطح بین آب و نفت تحت تأثیر قرار داده و در نتیجه منجر به پایداری امولسیون می‌شود. در صنعت نفت امولسیون‌ها شامل نفت، آب و ذرات امولسیفایر هستند و در حالت شبه پایا[1] قرار دارند. این نوع امولسیون‌ها پتانسیل سد کنندگی بالایی داشته که از بهم پیوستن قطرات جلوگیری می‌کند [۲]. مشخصه‌سازی امولسیون‌ها در قالب اندازه ذرات بسیار رایج است. ساختار امولسیون معمولاً با توزیع اندازه ذرات آماری آن مشخص می‌شود. آگاهی از توزیع اندازه ذرات اطلاعات خوبی از بازدهی فرآیند امولسیون‌سازی را در اختیار قرار می‌دهد. همچنین مشاهده هرگونه تغییر در توزیع اندازه ذرات، به تحلیل پایداری سیستم کمک خواهد کرد. از آنجایی که اندازه قطرات امولسیون برروی خصوصیات دیگر امولسیون از جمله پایداری و رئولوژی تأثیر دارد، اطلاعات ارزشمندی از این مطالعات توزیع اندازه ذرات به‌دست می‌آید و در واقع توزیع اندازه ذرات می‌تواند به‌عنوان اثر انگشتی از خصوصیات امولسیون در نظر گرفته شود [۳ و ۴]. اکثر امولسیون‌ها به‌صورت طبیعی از لحاظ ترمودینامیکی ناپایدار هستند به این معنی که تمایل دارند در طی زمان به‌علت کشش بین سطحی و همچنین انرژی آزاد سطحی بالا به دو فاز مجزا جدا شوند [۵ و ۶]. بنابراین مشخصه‌های امولسیون از جمله توزیع اندازه ذرات، متوسط اندازه ذرات با زمان تغییر می‌کند. جریان امولسیون در محیط متخلخل بعد از کار مک علیفا[2] روی امولسیون‌های نفت در آب برای بهبود برداشت نفت به‌وسیله سیلاب‌زنی، در صنعت نفت مورد توجه قرار گرفت [۷].

جریان امولسیون در محیط متخلخل در فرآیندهای سیلاب‌زنی آب، سورفکتانت، آلکالین و بخار و همچنین اسیدزنی، به‌دلیل به‌وجود آمدن امولسیون در این فرآیندها اهمیت فراوانی پیدا می‌کند. مثلاً در مورد سورفکتانت‌ها با افزودن سورفکتانت به‌راحتی می‌توان امولسیون نفت در آب یا آب در نفت ساخت.

البته نفت‌های خاصی وجود دارند که امولسیون به‌صورت خود به‌خودی در آنها ساخته می‌شود [۸] که نمونه این نوع امولسیون خودبه‌خودی طبق تحقیقاتی که روی نفت میدان الشاهین قطر انجام شده است وجود دارد. علت ایجاد خودبه‌خودی امولسیون در این نفت‌ها می‌تواند واکنش بین بخش اسیدی و آلکالی اجزای نفت باشد که در سطح بین آب و نفت تولید سورفکتانت می‌کنند. این سورفکتانت ایجاد شده می‌تواند به تشکیل و پایدار شدن امولسیون با محصور کردن فاز پخش شده توسط یک فیلم بین سطحی قوی، کمک کند. علاوه‌بر سورفکتانت‌ها، ذرات جامد ریز مانند رس، ماسه، آسفالتین، تولیدات حاصل از خوردگی و گل حفاری می‌توانند روی میان‌رویه[3] نفت و آب جذب شده و امولسیون را پایدار کنند [۹]. البته به شرطی که آنها بسیار کوچکتر از قطرات امولسیون باشند و همچنین، نسبت به هر دو فاز ترشونده باشند [۱۰]. علاوه‌بر امولسیون نفت در آب، امولسیون آب در نفت هم قابلیت تشکیل شدن دارد که در سیلاب‌زنی‌های سورفکتانت با نفت سنگین این نوع امولسیون نیز دیده شده است. این نوع امولسیون بیشتر در حالت‌های با آب سازند با غلظت نمک بالا و با حضور کاتیون‌های چند ظرفیتی مانند Ca^{+2} و Mg^{+2} دیده شده‌اند [۱۱-۱۳].گرانروی ی این نوع امولسیون به مقدار زیاد و معنی‌داری از نفت غیر امولسیونی بیشتر است، در نتیجه می‌توان انتظار یک افت فشار شدید در حین تزریق یا تولید از چاه را داشت. بنابراین تشکیل امولسیون آب در نفت در حین سیلاب‌زنی سورفکتانت برای مهندسان نفت مطلوب نیست؛ خصوصاً برای نفت‌های گرانرو تر، چراکه فرآیند تولید یا تزریق را دچار اختلال می‌کند [۱۵ و ۱۴]. در کل جریان امولسیون در محیط متخلخل خیلی پیچیده است.

1. Meta Stable
2. Mc Auliffe
3. Interface

Archive of SID.ir

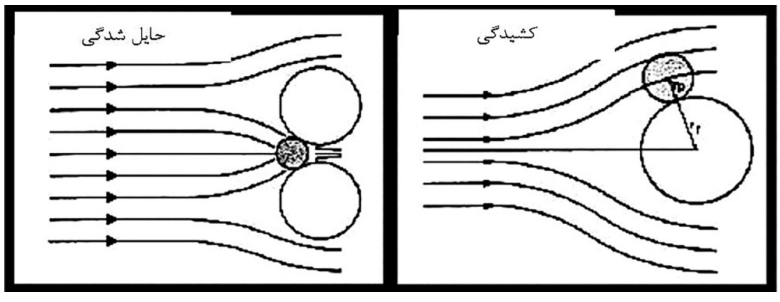
Archive of SID.ir

این فرآیند اغلب از ۲ دیدگاه مختلف مطالعه می‌شود:

۱- تئوری جریان سیال پیوسته[1] [۱۶]

۲- تئوری فیلتراسیون بستر عمیق[2] [۱۷ و ۱۸]

در دیدگاه اول امولسیون یک سیال تک فاز پیوسته با ویسکوزیته بالاتر در نظر گرفته می‌شود و اثر دبی تزریق روی جریان امولسیون به‌وسیله رئولوژی فاز امولسیون در نظر گرفته می‌شود. در تئوری دوم دو سازوکار کشیدگی و حایل‌شدگی[3] (شکل ۱) برای تشریح وابستگی سرعت جریان امولسیون استفاده می‌شود. در سازوکارهایی که موجب بسته‌شدن کامل مسیرها می‌شوند نه تنها قطرات بزرگتر می‌توانند به‌وسیله چسبیدن به دیواره حفره موجب بسته‌شدن حفره شوند (کشیدگی) بلکه قطرات کوچکتر هم با چسبیدن به سطح حفرات سنگ یا قرار گرفتن در فضاهای منحنی بین دانه‌ها (حایل‌شدگی) می‌توانند موجب بسته‌شدن حفرات و جلوگیری از جریان شوند [۱۹]. قطرات کشیده شده می‌توانند در سرعت‌های تزریق بالا فشرده[4] و جابه‌جا شوند یا اینکه به‌وسیله قطع شدگی[5] یا مکانیزم برش ویسکوز[6] شکسته شوند. همچنین در سرعت تزریق بالا قطراتی که به‌وسیله حایل‌شدگی به دام افتاده‌اند می‌توانند به سیلان اصلی جریان مجدد[7] شوند. در واقع، دو فرآیند به دام افتادن قطرات و جریان مجدد در اختلالات و تغییرات دینامیک فشار باهم در رقابت هستند [۱۶]. وجود یا عدم وجود اشباع آب اولیه در محیط متخلخل پارامتری اثرگذاری در مکانیزم‌های انسداد حفرات توسط نفت امولسیونی است. مطالعات نشان می‌دهند که وجود اشباع آب اولیه می‌تواند به‌طور قابل ملاحظه‌ای زمان میان‌شکنی را به تأخیر بی‌اندازند [۲۰]. این تأخیر به‌خاطر بدام افتادن[8] و جریان مجدد قطرات است که در تئوری فیلتراسیون بستر عمیق توسط سو و ردکه[9] ارائه شده است [۲۱]. با بررسی کامل تحقیقات انجام شده می‌توان دریافت ایجاد امولسیون آب در نفت به‌صورت طبیعی و بدون استفاده از سورفکتانت چندان مورد توجه قرار نگرفته است، درحالی‌که در اکثر موارد در شرایط مخزن امولسیون‌ها به‌صورت طبیعی به‌وجود می‌آیند. به همین منظور در بخش اول این مقاله به‌ساخت امولسیون طبیعی با پایداری مناسب تمرکز شده است و روشی جدید برای ساخت امولسیون آب در نفت بدون استفاده از سورفکتانت ارائه می‌شود. در بخش دوم کار، به‌دلیل وجود خلاء تحقیقاتی برروی اثر شوری و انرژی یون‌ها بر رفتار امولسیون‌های آب در نفت در محیط متخلخل سعی شده است.



شکل ۱ شماتیک پدیده‌های کشیدگی و حایل شدگی. مکانیزم کشیدگی: قطرات بزرگی که با چسبیدن به سطح حفرات

1. Continuum Liquid Flow
2. Deep-bed Filtration
3. Straining & Interception
4. Squeeze
5. Snap off
6. Viscous Shear
7. Re-entertainment
8. Capturing
9. Soo and Radke

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

این پارامتر با انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی به‌صورت دقیق مورد بررسی قرار گیرد. به همین منظور سه نوع آب با شوری‌های مختلف جهت سیلاب‌زنی انتخاب شد و رفتار تولیدی و فشاری نفت امولسیونی در این شرایط مورد بررسی قرار گرفت.

روش کار

سیالات مورد استفاده

در تمامی آزمایش‌ها از نمونه نفت امولسیونی شده مخزنی در جنوب غربی ایران استفاده شده است. این امولسیون دارای ۲۰٪ آب توزیع شده در نفت بود. شور آبی که بالاترین میزان پایداری امولسیون را جهت انجام تست سیلاب‌زنی داشت، ساخته شده است. ترکیب درصد شورآب مورد استفاده جهت اشباع محفظه شنی[1] و ساخت امولسیون در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱ ترکیب یونی و غلظت شورآب‌های مورد استفاده جهت اشباع محیط متخلخل و ساخت امولسیون

کابرد	غلظت نمک (ppm)	نوع نمک
جهت اشباع محفظه شنی	۶۰۰۰۰	NaCl
جهت ساخت امولسیون	۱۰۰۰۰	Na_2SO_4

در آزمایش‌های سیلاب‌زنی از تولوئن و الکل شرکت مرک آلمان و آب مقطر خالص‌سازی شده و نمک‌های با خلوص ۹۹٪ شرکت مرک استفاده شده است. در جدول ۲ مقادیر ویسکوزیته، چگالی، کشش سطحی و pH آب و نفت مورد استفاده نشان داده شده‌اند. در این جدول ρ، μ و σ به‌ترتیب بیانگر ویسکوزیته، چگالی و کشش سطحی هستند.

خواص نفت موجود در جدول بیانگر خواص نفت در حالت نفت مرده است چرا که قبل از اندازه‌گیری خواص نفت، گازهای حل شده در نفت خارج شده و همچنین با عبور از صافی ناخالصی‌های آن مانند شن‌های آن جدا شده است. میزان درصد آسفالتین موجود در نفت برروی پایداری امولسیون تشکیل شده اثرگذار است. دلیل این اتفاق وجود هتروات‌مها در مولکول‌های آسفالتین است که به پایداری بیشتر امولسیون کمک می‌کنند. نفت مورد استفاده براساس آزمایش IP143 دارای ۵٪ آسفالتین است. این میزان آسفالتین بسته به شرایط دما و فشار مخزنی اگر به رسوب آسفالتین منجر شود می‌تواند تولید نفت را دچار اختلال کند. جهت شست و شوی محفظه شنی از حلال تولوئن و متانول (۹۹٪) استفاده شده است. نمونه نفت اولیه دریافت شده بدون امولسیون بود. اما دارای مقداری آب همراه بود که به‌وسیله سانتریفیوژ با دور ۵۰۰۰ rpm به‌مدت ۳۰ min آب همره آن به‌طور کامل جدا شد. برای جدا کردن شن همراه با نفت هم از کاغذ صافی استفاده شده است. همچنین برای اطمینان از خروج کامل گازهای همراه، نفت مدت زمانی تحت دمای ۵۰ °C قرار گرفته است تا تمامی گازهای همراه آن خارج شوند.

محیط متخلخل

جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی از محفظه شنی استفاده شده است. مشخصات این محیط متخلخل در جدول ۳ آورده شده است. تلاش شده است که ویژگی‌های محفظه شنی مورد استفاده برای تمامی آزمایش‌ها یکسان باشد و این شاخصه‌ها برروی نتایج نهایی آزمایش اثرگذار نباشند.

جدول ۲ خواص امولسیون و نفت استفاده شده جهت انجام آزمایش‌ها

سیال	کشش بین سطحی (mN/m)	ویسکوزیته (cP)	دانسیته (g/cc)	PH
نفت	۲۴	۲۹	۰/۹۰	n/a
امولسیون	۱۹	۱۰۰	۰/۹۳	n/a

1. Sand Pack

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

جدول ۳ مشخصات محیط متخلخل مورد استفاده و نوع آزمایش های سیلاب‌زنی انجام گرفته

غلظت آب تزریقی (ppm)	دبی تزریقی (cc/min)	تراوایی (D)	تخلخل (٪)	قطر (cm)	طول (cm)	آزمایش سیلاب‌زنی ثانویه	شماره آزمایش
۲۰۰۰	۰/۲	۳/۵	۴۰/۸۵	۳/۶۷۵	۱۲	آب کم شور	۱
۴۰۰۰۰	۰/۲	۳/۶	۴۱/۲۰	۳/۶۷۵	۱۲	آب خلیج‌فارس	۲
۱۴۰۰۰۰	۰/۲	۳/۶	۴۳	۳/۶۷۵	۱۲	آب سازند پارس جنوبی	۳

به همین منظور برای پر کردن فضای محیط متخلخل از دانه‌های شن سیلیسی با خلوص ۹۹٪ که اندازه ذرات آن کمتر از ۱۰۰ µm است استفاده شد. این ذرات کاملاً آب‌دوست بوده و مجموعه آنها کنار هم معمولاً تراوایی در حد ۳ D را می‌دهد. جنس بدنه این محفظه از جنس استیل است تا بتواند دماهای بالا را تحمل کند. در دوسر این محفظه شنی پخش‌کننده نصب گردید. برروی آن هم توری استیل با اندازه مش ۱۸۰ قرار داده شد تا اجازه عبور دانه‌های شن را ندهد. برای جلوگیری از ایجاد اثر دیواره، روی دیواره درونی محفظه حلقه‌هایی با فاصله ۱ mm در راستای عمود بر جهت جریان تراش داده شده است. با این کار از سر خوردن سیالات از روی دیواره تا حد مناسبی جلوگیری شده است.

پایداری امولسیون

امولسیون آب در نفت به‌صورت طبیعی و بدون استفاده از سورفکتانت‌ها ساخته و پایدار شده است. شورآب موجود در جدول ۱ قادر به ایجاد امولسیون نفت در آب یا پایداری بالا است. ۳ معیار مد نظر جهت پایداری بالای امولسیون عبارتند از:

۱- ذرات آب پخش شده در امولسیون را بتوان توسط میکروسکوپ آنالیز کرد و به‌وسیله تصویر میکروسکوپ بتوان پایداری ذرات را مورد بررسی قرار داد.

۲- امولسیون ساخته شده زمان زیادی پایدار باشد تا بتوان تست‌های سیلاب‌زنی را انجام داد.

۳- حجم امولسیون ساخته شده به حداکثر مقدار برسد.

به‌منظور ساخت امولسیون نیاز است تا انرژی خارجی مناسبی بر مخلوط آب و نفت وارد شود. این انرژی توسط همزن مغناطیسی به این مخلوط وارد شد.

۱- ذرات آب پخش شده در امولسیون را بتوان توسط میکروسکوپ آنالیز کرد و به‌وسیله تصویر میکروسکوپ بتوان پایداری ذرات را مورد بررسی قرار داد.

۲- امولسیون ساخته شده زمان زیادی پایدار باشد تا بتوان تست‌های سیلاب‌زنی را انجام داد.

۳- حجم امولسیون ساخته شده به حداکثر مقدار برسد.

به‌منظور ساخت امولسیون نیاز است تا انرژی خارجی مناسبی بر مخلوط آب و نفت وارد شود. این انرژی توسط همزن مغناطیسی به این مخلوط وارد شد. بسته به اینکه امولسیون با چه درصد آب پخش شده‌ای قرار است ساخته شود، میزان مشخصی آب با شوری مشخص در یک سرنگ با سایز سوزن میکرونی ریخته می‌شود. نفت مورد نظر را در بشری پلاستیکی با حجم خاص ریخته و پس از بهم خوردن به اندازه ۲۰ min به آرامی آب به‌صورت قطره قطره به نفت اضافه می‌شود. این فرآیند ۳۰ min ادامه پیدا کرده و پس از پایان تزریق آب به نفت کل سیال به‌مدت ۱۵ min با هم توسط همزن مغناطیسی مخلوط می‌شوند. امولسیون طبیعی ساخته شده با این روش بیش از ۲ ماه کاملاً پایدار بود و با اطمینان می‌توان تست‌های سیلاب‌زنی را با آن انجام داد. قابل ذکر است، پس از ۶ ماه نیز این امولسیون از بین نرفته بود.

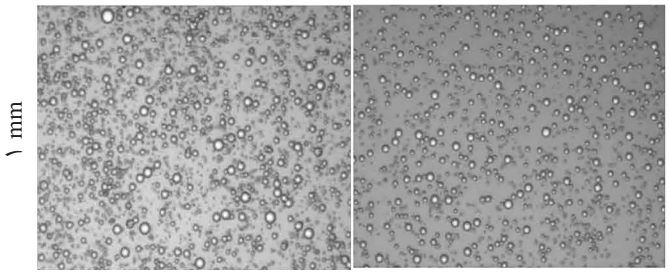
Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

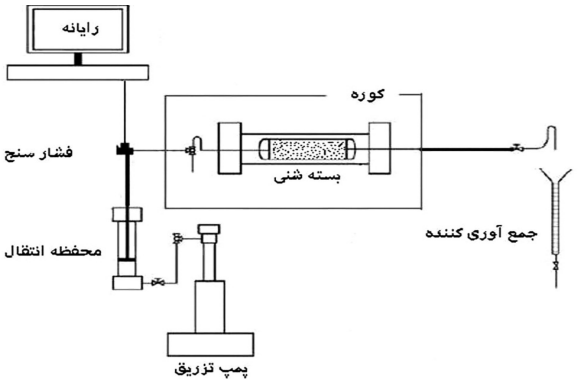
شکل ۲ پایداری امولسیون‌ها را بعد از ۲ ماه نشان می‌دهد. قطرات سفید رنگ در شکل آب و محیط کرمی رنگ نفت است.

آزمایش‌های سیلاب‌زنی

در ابتدا محفظه شنی را به‌صورت عمودی قرار داده و دانه‌های شن درون آن ریخته می‌شود. محفظه به‌صورت یکنواخت توسط لرزاننده تازمانی‌که دانه‌های شن به‌صورت یکنواخت و هموژن قرار گیرند، تکانده می‌شود. زمانی‌که محفظه کاملاً پر شود، لرزش متوقف شده و درپوش بالایی آن بسته می‌شود. سپس جهت اشباع محیط از آب سازند، بخش بالایی را به پمپ خلاء و بخش پایینی به ظرف حاوی آب سازند متصل می‌شوند. ابتدا، به‌مدت ۱۰ h محفظه را با فشار ۳ Pa کاملاً خلاء کرده و سپس با باز کردن شیر پایین، محفظه را کاملاً از آب سازند اشباع می‌کنیم. میزان تخلخل و حجم فضای خالی هم در این مرحله به‌دست می‌آید. میزان دقت این روش بالای ۹۵٪ است. برای اطمینان از اشباع کامل محفظه شنی و همچنین برای محاسبه تراوایی مطلق محیط متخلخل آب سازند را با دبی‌های مختلف به محفظه تزریق کرده و میزان افت فشار متناسب با آن ثبت می‌شود. با رسم نمودار افت فشار برحسب دبی تزریقی و محاسبه شیب نمودار و با استفاده از رابطه دارسی میزان تراوایی مطلق محاسبه می‌شود. پس از این مراحل، جهت انجام آزمایش اصلی محفظه شنی را به‌صورت افقی در آون حرارتی قرار داده و دمای آن روی ۶۰ °C تنظیم می‌شود. خروجی محفظه حین آزمایش در فشار اتمسفر قرار دارد و فشار ورودی و خروجی آن حین آزمایش ثبت می‌شود. شماتیک ساده دستگاه مورد استفاده در شکل ۳ آورده شده است. جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی ابتدا محفظه شنی را از شورآب NaCl اشباع کرده و میزان حجم خالی و تراوایی مطلق اندازه‌گیری می‌شود. سپس محفظه از نفت غیرامولسیونی و سپس از نفت امولسیونی با ۲۰٪ آب پخش شده اشباع می‌شود و میزان آب غیرقابل کاهش محاسبه می‌شود. میزان آب غیرقابل کاهش ۶٪ به‌دست آمد که بیانگر توانایی جاروب بالای امولسیون با ویسکوزیته بالا است.



شکل ۲ تصویر امولسیون در ساعت اول ساخت (سمت چپ) و تصویر امولسیون پس از ۲ ماه (سمت راست)



شکل ۳ شماتیک دستگاه مورد استفاده جهت انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

سپس برای بررسی اثر شوری آب تزریقی برروی رفتار امولسیون‌های آب در نفت، سه آزمایش سیلاب‌زنی طراحی شد. سیلاب‌زنی با آب کم شور با غلظت ppm ۲۰۰۰، آب خلیج‌فارس با غلظت ppm ۴۰۰۰۰ و آب سازند پارس جنوبی با غلظت ppm ۱۴۰۰۰۰ در ۳ آزمایش جداگانه صورت گرفت.

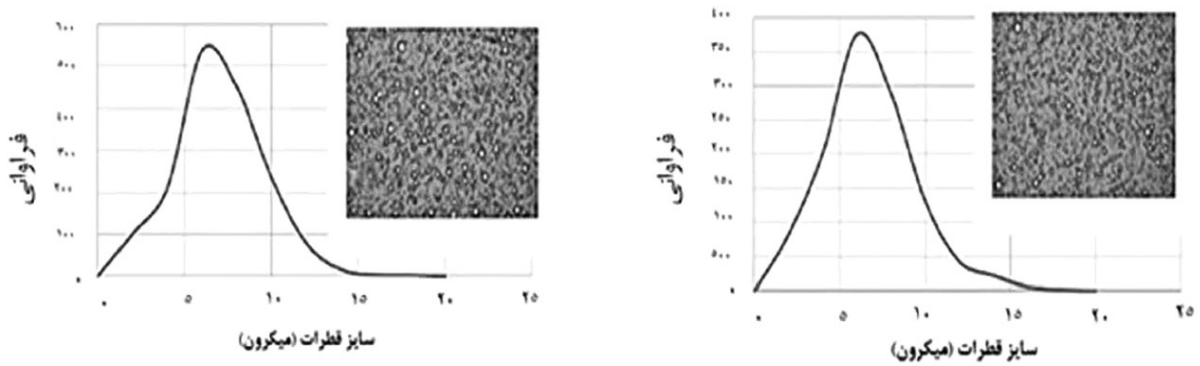
بررسی پایداری امولسیون ساخته شده

همان‌طور که گفته شد در این پژوهش با استفاده از تغییر شوری آب مورد استفاده، به امولسیون آب در نفت با پایداری بسیار بالا حاصل شد که تا بیش از ۲ ماه به‌همان حالت باقی می‌مانند. پس از بررسی فراوان و رسیدن به شوری بهینه با بالاترین درصد پایداری امولسیون، این امولسیون در آزمایش‌های سیلاب‌زنی مورد استفاده قرار گرفت. جهت تعیین پایداری، در زمان‌های مختلف (۳، ۶، ۱۲، ۲۴ و ... h) از ظرف حاوی امولسیون از سه قسمت بالا، وسط و پایین ظرف به‌وسیله نمونه‌گیر نمونه گرفته می‌شد. نمونه را بین لام و لامل قرار داده و توسط میکروسکوپ Dino با زوم ۶۰۰ از آن عکس‌برداری می‌شد. با این روش امکان مشاهده و آنالیز قطرات تا قطر ۵ µm امکان‌پذیر است. آنالیز تصاویر و تعیین قطر قطرات آب پخش شده در نفت در زمان‌های مختلف معیاری برای تعیین پایداری امولسیون ساخته شده است و هر چقدر تغییرات قطر قطرات با زمان کمتر باشد آن امولسیون پایدارتر بوده و جهت استفاده در آزمایش‌ها مناسب‌تر است. جهت آنالیز تصاویر با استفاده از نرم‌افزار Image J، عکس‌های مختلف به نرم‌افزار داده و آن‌ها را به تصاویر ۸ بیت تبدیل می‌کند. جهت مقیاس‌بندی تصویر از یک سوزن با قطر ۰/۰۱۹ µm استفاده شده است. سپس با استفاده از این قطر مرجع نرم‌افزار قطرات آب را به‌صورت از هم گسیخته از یکدیگر شناسایی کرده و در نهایت یک فایل مساحت تمامی قطرات شناسایی شده را گزارش می‌کند. با توجه به توزیع سایز قطرات آب در زمان اولیه ساخت امولسیون و ۴۸ h پس از ساخت امولسیون که در شکل ۴ مشاهده می‌شود، امولسیون با شوری آب ppm ۶۰۰۰ NaCl و ppm ۱۰۰۰۰ Na_2SO_4 بالاترین پایداری را جهت استفاده برای آزمایش‌های سیلاب‌زنی دارد. همان‌طور که در نمودار مشخص است ماکزیمم توزیع قطرات بین ۵ تا ۱۰ µm هستند. بنابراین، امولسیون در دسته ماکروامولسیون‌ها قرار می‌گیرد. با گذشت زمان توزیع قطر قطرات تغییر محسوسی نکرده است. پس می‌توان با اطمینان از پایداری این امولسیون از آن در آزمایش‌ها کرد. همچنین ترکیب آب‌های تزریقی در تزریق ثانویه، یعنی ترکیب آب دریا و آب سازند در جدول ۴ آمده است.

نتایج و بحث

آزمایش‌های سیلاب‌زنی

نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی در شکل‌های ۵ و ۶ به‌ترتیب برای قبل و بعد از میان‌شکنی آورده شده است.



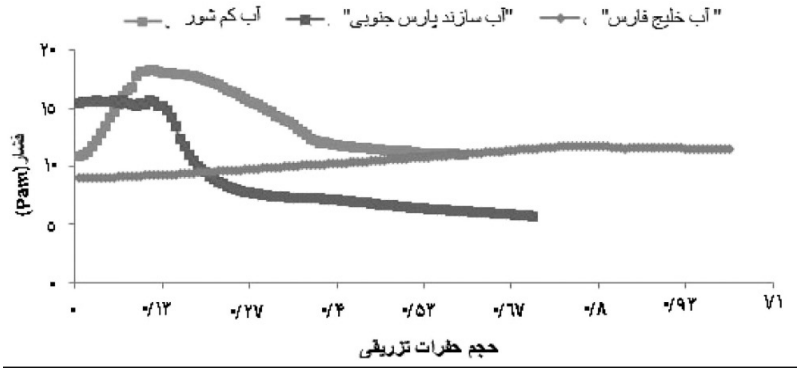
شکل ۴ توزیع سایز قطرات آب پخش شده در امولسیون یک ساعت (سمت چپ) و ۲ روز (سمت راست) پس از ساخت

Archive of SID.ir

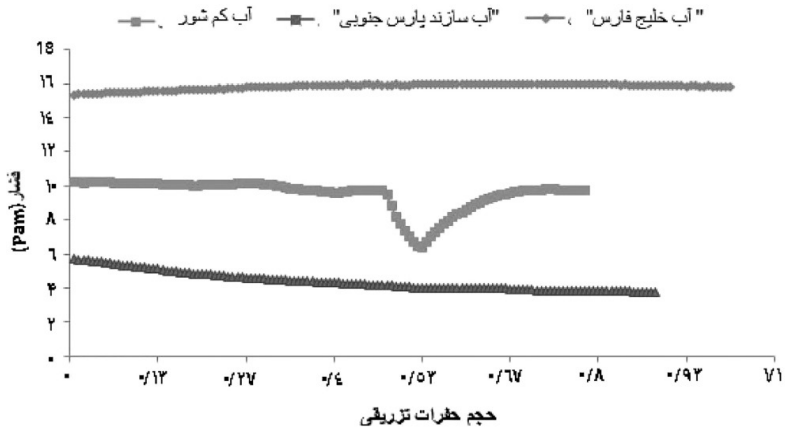
Archive of SID.ir

جدول ۴ ترکیب آب سازندی و آب دریای خلیج‌فارس.

نوع نمک	آب سازندی (mg/L)	آب دریای خلیج‌فارس (mg/L)
NaCl	۱۲۲/۰	۲۸/۴
$CaCl_2.2H_2O$	۲۱/۰	۱/۸
$MgCl_2.6H_2O$	۹/۲	۱۳/۷
KCl	۰/۰	۰/۸
Na_2SO_4	۰/۵	۴/۵
$NaHCO_3$	۰/۵	۰/۱



شکل ۵ داده‌های فشار برحسب زمان سیلاب‌زنی با ۳ نوع آب با شوری متفاوت قبل از زمان میان‌شکنی



شکل ۶ داده‌های فشار برحسب زمان سیلاب‌زنی با ۳ نوع آب با شوری متفاوت بعد از زمان میان‌شکنی

شکل ۵ رفتار فشاری سیلاب‌زنی قبل و بعد از میان‌شکنی را نشان می‌دهد. براساس این نمودارها برای تمامی آزمایش‌ها در ابتدا فشار افزایش می‌یابد. علت آن تأمین نیروی ویسکوز لازم جهت جابه‌جایی امولسیون موجود در محیط متخلخل است. در واقع به‌دلیل ویسکوزیته بالای امولسیون و همچنین به دام افتادن قطرات آب در حفرات و مسیرها و بسته‌شدن آنها، آب تزریقی برای حرکت نیاز به غلبه بر مقاومت گرانرو و مویینه موجود در محیط را دارد. پس از تأمین فشار لازم برای غلبه بر نیروی ویسکوز فشار رو به کاهش می‌گذارد. شیب این کاهش فشار برای آب کم شور از بقیه بیشتر و

Archive of SID.ir

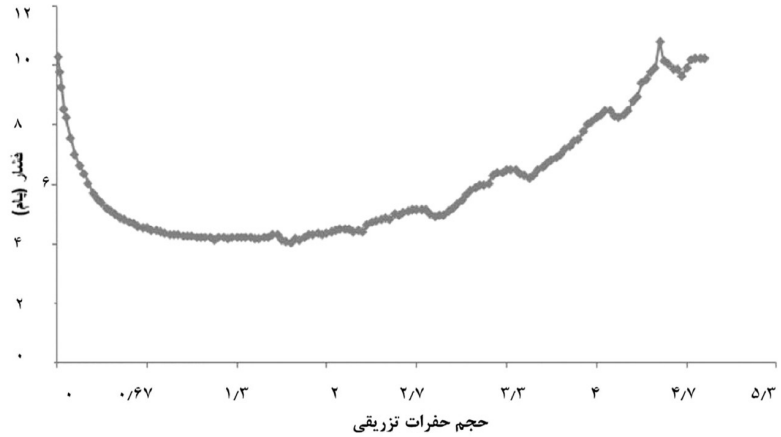
Archive of SID.ir

پژوهش نفت شماره ۱۲۳، خرداد و تیر ۱۴۰۱، صفحه ۱۵۲-۱۴۲

برای آب خلیج‌فارس از همه کمتر است. علت این اتفاق را می‌توان به توانایی بیشتر آب خلیج‌فارس به تشکیل امولسیون درجا در محیط نسبت داد. در واقع به‌دلیل شوری متفاوت آب خلیج‌فارس این آب توانسته است با نفت و امولسیون موجود تشکیل میکروامولسیون‌های درجا شود. شکل ۶ رفتار فشاری سیلاب‌زنی بعد از میان‌شکنی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود رفتار آب سازند پارس‌جنوبی کاملاً طبیعی بوده و پس از میان‌شکنی همچنان فشار رو به کاهش است. آب کم شور با شیب بسیار کمی کاهش فشار داشته و پس از مدتی فشار ثابت شده و تغییر خاصی در آن مشاهده نمی‌شود. تنها اتفاق غیر عادی در تزریق این آب کاهش ناگهانی و مجدداً افزایش فشار محفظه با ادامه دادن تزریق است. علت این اتفاق را می‌توان به آزاد شدن ناگهانی قطرات به دام افتاده در گلوگاه‌ها و به دام افتادن مجدد آنها در گلوگاه‌های پایین دست جریان دانست. این اتفاق موجب شوک فشاری و کاهش و افزایش ناگهانی فشار در محفظه شنی شده است. اما در آب خلیج‌فارس شاهد رفتار متفاوتی هستیم و فشار نه تنها ثابت نمی‌شود بلکه همچنان با شیب کمی درحال افزایش است. علت این اتفاق را می‌توان به تشکیل درجای امولسیون آب در نفت نسبت داد. قابل ذکر است که از آنجا که تست‌های تکمیلی انجام نشده است نمی‌توان این افزایش فشار را به‌صورت قطعی به تشکیل امولسیون نسبت داد. این افزایش فشار می‌تواند به‌دلیل ناسازگاری آب همزاد و آب دریا باشد. ولی از آنجا که یون کلسیم یا استرانسیوم در آب همزاد وجود ندارد امکان تشکیل رسوبات کلسیم سولفات یا استرانسیوم سولفات که رسوبات اصلی در تزریق آب دریا هستند وجود ندارد. بنابراین این‌گونه می‌توان نتیجه‌گیری کرد که با گذشت زمان بیشتر و در تماس بودن بیشتر آب و نفت و امولسیون، قطرات آب قادر خواهند بود در نفت پخش شده و تشکیل امولسیون درجای ثانویه دهند. تشکیل این امولسیون‌ها به معنی بالا رفتن ویسکوزیته ظاهری سیستم و بسته‌شدن مسیرهای بیشتر توسط قطرات و به تبع آن افزایش و نوسان فشار بیشتر است. با محاسبه بازدهی نهایی تولید نفت و امولسیون در هر سه آزمایش مشاهده شده که آب سازند با ۶/۴۵٪ بازدهی بالاترین و آب کم شور و خلیج‌فارس هم به‌ترتیب ۳/۴۱ و ۷/۳۲٪ بازدهی نفت داشتند. درواقع آب خلیج‌فارس با تشکیل امولسیون درجا باعث پایین آمدن بازدهی تولید نفت شده است. با بررسی تمام نتایج می‌توان دریافت که آب با شوری بسیار کم و شوری بسیار بالا قدرت تشکیل امولسیون درجای کمی دارند ولی بین این بازه توانایی تشکیل امولسیون ابتدا زیاد و سپس کاهش می‌یابد و بیشترین میزان تشکیل امولسیون درجای ثانویه را می‌توان در غلظت آب خلیج‌فارس مشاهده نمود. با توجه به نمودارهای رفتار فشاری و بازیافت نفت می‌توان نتیجه گرفت که آب دریا جهت تزریق در مخازن با نفت با توانایی امولسیونی شدن مناسب نبوده و بهتر است از آب کم شور جهت تزریق در این مخازن استفاده شود. با این حال بایستی آزمایش‌های بیشتری درخصوص بررسی ناسازگاری آب تزریقی و مقدار تغییر ترشوندگی آن انجام شود. در شکل ۷ نمودار تغییرات فشار حین تزریق امولسیون به محفظه شنی نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود به‌دلیل پدیده‌های حایل‌شدگی و کشیدگی قطرات آب پخش شده در گلوگاه‌ها و مسیرها نوسانات فشاری زیادی حین تزریق مشاهده می‌شود. همچنین به‌دلیل ویسکوزیته بالای امولسیون مقادیر فشاری نسبت به نفت غیر امولسیونی بالاتر هستند و پس از کاهش فشار و ثابت شدن نسبی آن با گذشت زمان فشار با شیب زیادی بالا می‌رود. علت این اتفاق بلوکه و مسدود شدن مسیرهای حرکتی سیال به‌وسیله امولسیون است.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir



شکل ۷ تغییرات فشار برحسب زمان حین تزریق امولسیون به محفظه شنی

نتیجه‌گیری

سه سری آزمایش سیلاب‌زنی ثانویه در بسته شنی حاوی نفت امولسیونی در فشار اتمسفر و دمای ۶۰ °C انجام شد. شورآب‌های تزریقی شامل آب سازند، آب دریا و آب کم‌شور بودند که به‌ترتیب از شوری بالا به سمت شوری پایین هستند. رفتار فشاری این سه تزریق و بازیافت نفت خروجی از جمله خروجی‌های این آزمایش‌ها بودند. ساخت امولسیون بدون استفاده از سورفکتانت و به‌صورت طبیعی با بهینه‌کردن میزان شوری آب برای ساخت امولسیون آب در نفت جهت شبیه‌سازی نفت‌های امولسیونی استفاده شد. تغییرات شوری آب تزریقی در رفتار تولیدی مخازن نفت امولسیونی بسیار اثرگذار هستند. با افزایش شوری میزان تشکیل امولسیون درجای ثانویه افزایش یافته و پس از رسیدن به یک نقطه بهینه با افزایش شوری میزان تشکیل کاهش می یابد. آب تزریقی با شوری خلیج‌فارس بیشترین میزان تشکیل امولسیون درجای ثانویه و کمترین میزان بازدهی نهایی را داشت. درواقع مناسب‌ترین غلظت جهت سیلاب‌زنی آب به مخازن نفت امولسیونی آب کم شور یا آب سازندی است چراکه کمترین پتانسیل تشکیل امولسیون درجای ثانویه را داشته و بازدهی نهایی نفت هم بیشتر خواهد بود.

مراجع

[1]. Peña A A (2004) Dynamic aspects of emulsion stability, Ph.D thesis, Houston: Rice University.
[2]. Schramm L L (1992) Petroleum emulsion: basic principles, in Emulsions Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, Advances in Chemistry Series-231: Washington DC, Chapter 1.
[3]. Pal R (1996) Effect of droplet size on the rheology of emulsions, AIChE Journal 42, 11: 3181-3190.
[4]. Weiss J, Canceliere C, McClements D J (2000) Mass transport phenomena in oil-in-water emulsions containing surfactant micelles: solubilization, Langmuir 16, 14: 5879-5883.
[5]. Nishimi T, Miller C A (2001) Spontaneous emulsification produced by chemical reactions, Journal of Colloid and Interface Science, 237, 2: 259-266.
[6]. Walstra P (1990) Emulsion stability, in Encyclopedia of Emulsion Technology Becher, Marcel Dekker, Inc.: New York, 4, 1-62.
[7]. McAuliffe C D (1973) Oil-in-Water Emulsions and Their Flow Properties in Porous Media, Journal of petroleum technology, 25, 06: 727-733.
[8]. DeZabala E F, Radke C J (1986) A nonequilibrium description of alkaline waterflooding, SPE 11213, SPE Reservoir Engineering, 1, 1: 27-43.
[9]. Kokal S (2005) Crude-oil emulsion: A state of the art review, SPE Production and facilities, 20, 01: 5-13.
[10]. Tambe D E, Sharma M M (1994) Factors controlling the stability of colloid-stabilized emulsions: II. A model for the rheological properties of colloid-laden interfaces, Journal of Colloid and Interface Science, 162, 1: 1-10.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

[11]. Bryan J L, Mai A T, Kantzas A (April) Investigation into the processes responsible for heavy oil recovery by alkali-surfactant flooding, In SPE Symposium on Improved Oil Recovery, OnePetro.
[12]. Kumar, Rahul, Eric Dao, and Kishore Mohanty. Heavy-oil recovery by in-situ emulsion formation. Spe Journal, 17, 02: 326-334.
[13]. Liu Q, Dong M, Yue X, Hou J (2006) Synergy of alkali and surfactant in emulsification of heavy oil in brine, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 273, 1-3: 219-228.
[14]. Kumar Sanjay T F, Yen George V (1989) Chilingarian, and Erle C. Donaldson, "Alkaline flooding" In Developments in Petroleum Science, 17: 219-254, Elsevier.
[15]. Green D W, Willhite G P (1998) Enhanced oil recovery; society of petroleum engineers, SPE: Richardson, TX, SPE Textbook Series, 6.
[16]. Alvarado D A, Marsden Jr S S (1979) Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media, Society of Petroleum Engineers Journal, 19, 06: 369-377.
[17]. Soo H, Radke C J (1984) Flow mechanism of dilute, stable emulsions in porous media, Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, 23, 3: 342-347.
[18]. Schmidt D P, Soo H, Radke CJ (1984) Linear oil displacement by the emulsion entrapment process, Society of Petroleum Engineers Journal, 24, 03: 351–360.
[19]. Soo H, Radke C J (1984) Flow mechanism of dilute, stable emulsions in porous media, Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, 23, 3: 342-347.
[20]. Rezaei N, firoozabadi A (2014) Macro- and micro scale waterflooding performances of crudes which form w/o emulsions upon mixing with brines, Energy and Fuels Journal, 28: 2092-2103.
[21]. Soo H, Radke C J (1986) A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media—I. Theory, Chemical Engineering Science, 41, 2: 263-272.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Petroleum Research
Petroleum Research, 2022(June-July), Vol. 32, No. 123, 29-30
DOI: 10.22078/pr.2021.4393.2994

Macroscopic Investigation of Injected water Salinity on the Production of Emulsion Oil Reservoirs

Mahdi Nazari Saram* and Pourya Malmir
Petroleum Engineering Department, Engineering Faculty, Islamic Azad University, Tehran, Iran
mah.nazari_sarem@iauctb.ac.ir
DOI: 10.22078/PR.2021.4393.2994

Received: February/11/2021 Accepted: September/12/2021

Introduction

Polymer flooding is one of distinguished EOR methods which enhances oil recovery through reduction of mobility ratio [1]. As polymer was added to the water, the displacing phase mobility is reduced, and thereafter, the displacing sweep efficiency is modified [2]. The results of recent researches showed that polymer flooding can reduce the residual oil saturation which is trapped after water flooding [3].
Hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) is one of polymers which is widely applied in as a chemical EOR agent [4- 6]. However, the recent researches are focused on new polymers which are tolerant at high salinity and high temperature conditions [7, 8]. The applicability of polymer EOR in heavy oil reservoirs is not well addressed. This research is aim to investigate the application of a new polymer to enhance oil recovery in heavy oil reservoir at high salinity-high temperature condition.

Materials and Methods

FLOPPAM3630 from SNF was used as the polymer in this study. The polymer makeup solution was the formation water with the TDS of 200000 ppm. The stability of polymer solutions was checked by rheology test for 7 days. The crude of one of Iranian oil reservoir with API of 200 and viscosity of 2100 cP was used. The applicability of FLOPPAM3630 as an EOR method was studied through sandpack flooding at 400 °C.

The sand pack is fabricated by quartz glass beads with the purity of 99%. The sand pack is firstly saturated with reservoir brine. Then, oil is injected to the sandpack to obtain the connate water saturation state. Reservoir brine is injected to the sandpack over 1.5 PV. Finally, polymer solution is injected as tertiary EOR agent to the sandpack for 2 PV.

Results and Discussion Stability Tests

The stability of polymer solutions with concentration of 500, 1000, 1500, 2000, 3000 and 4000 ppm were studied as a function of shear rate, temperature and time. The results showed that polymer solutions had good stability at high shear rate conditions. At the time of test, we increase temperature from 200 C to 700 C, but we did not see any significates in the solutions viscosity and thermal stability of samples, temperature increase from 200 C to 700 C did not affect on solutions viscosity which thermal stability of samples. The thermal stability of polymer solutions for 7 days is shown in Figure 1.

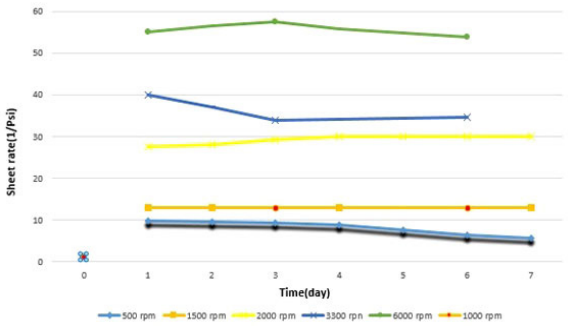


Fig. 1 Shear rate vs. time of polymer solutions.

Archive of SID.ir

Archive of SID.ir

Polymer Flooding Tests

Based on the results of rheology tests, solutions of 500, 1000 and 2000 ppm were selected for flooding tests. In Figure 2, the results of polymer flooding are shown. As it is shown in the figure, secondary water flooding had recovery of about 30-40%. Injection of polymer enhances oil recovery. Injection of 500 ppm polymer solution increased the recovery as 29%. The oil recovery increased about 40 and 43% for the case of 1000 ppm and 2000 ppm polymer solution injection, respectively.

This showed that 1000 ppm solution was the optimum concentration in both recovery and economical points of view. Also, the results of this study showed the potential of polymer to enhance oil recovery in samples saturated with 2100 cP oil.

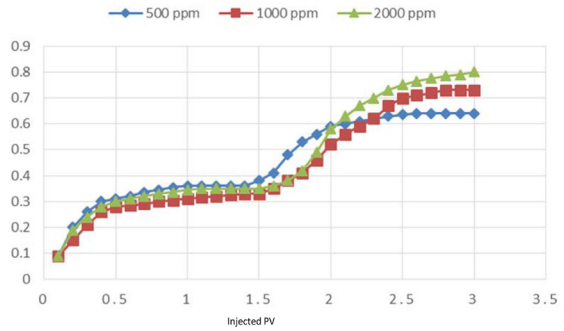


Fig. 2 Recovery factor as a function of polymer concentration.

Conclusions

Application of a new polymer to displace 2100 cP oil at high salinity condition was investigated in this study. The results showed that polymer solutions had stability versus temperature, shear rate and time. The results of polymer injection tests showed that tertiary injection of 1000 ppm polymer solution increases recovery of about 43% after water flooding. The results of this study approved the potential of polymer injection as an EOR method in heavy oil reservoirs.

References

1. Kharat R, Asadollahi M, Nemani M (2009) Enhanced oil recovery Nehare Danesh Press.
2. Lake L W (1989) Enhanced Oil Recovery, Englewood Cliffs, New Jersey: Patent Hall.
3. Du Y, Guan L (2004) Field-scale polymer flooding: lessons learnt and experiences gained during past 40 years, SPE 91787, International Petroleum Conference, Puebla, Mexico, 8-9 November 2004.
4. Shupe R D (1981) Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers, Journal of Petroleum Technology, 33, 8: 1513-1529.
5. Akstinat M H (1980) Polymers for Enhanced Oil Recovery in Reservoirs of Extremely High Salinities and High Temperatures, SPE 8979, Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, 28-30 May 1980.
6. Davison P, Mentzer E (1980) Polymer Flooding in North Sea Reservoirs". SPE 9300, 55th Annual Fall Conference, Dallas, TX, 21-24 September 1980.
7. Corredor, Laura M, Maen M. Husein, Brij B. Maini (2019) Effect of Hydrophobic and Hydrophilic Metal Oxide Nanoparticles on the Performance of Xanthan Gum Solutions for Heavy Oil Recovery, Nanomaterials 9, 1: 94.
8. Dukeran, Rajiv, Soroush M, David Alexander, Shahkarami Alireza, Donnie Boodlal (2018) Polymer Flooding Application in Trinidad Heavy Oil Reservoirs, In SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers.

Archive of SID.ir