

بررسی آزمایشگاهی مکانیسم جابه‌جایی میکروسکوپی سیلاب‌زنی مواد فعال سطحی در شرایط شوری و دمای بالا

سپیده ویس‌کرمی^۱، خلیل شهبازی^{۱*} و سعادت محمدحسین‌زاده^۲

۱- دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۲/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۵/۱۲

چکیده

میزان حجم بالای نفت غیرقابل استحصال مخازن کربناته به روش‌های اولیه هدفی مهم برای به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی نفت است. اما شرایط خاص این‌گونه مخازن نظیر دمای بالا، تجانس ناپذیری نمک‌های موجود در آب سازند و آب دریا و همچنین، ترشوندگی نفت‌دوست این مخازن از جمله عواملی هستند که تولید مطلوب از آنها را با چالش جدی مواجه می‌کنند. لذا در این پژوهش به بررسی پایداری، روند کاهش کشش سطحی و تغییر ترشوندگی لایه نفتی در اثر سیلاب‌زنی با استفاده از دو نوع ماده فعال سطحی آنیونی DSS و SDBS و دو نوع ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB و CPC پرداخته شده است. ضریب بازیافت حاصل در اثر استفاده از این مواد به ترتیب ۶۳، ۴۸، ۴۴ و ۳۵٪ مشاهده گردید که بیشترین ضریب بازیافت در اثر اعمال ماده فعال سطحی DSS به‌دست آمد. همچنین، به منظور بررسی تغییر ترشوندگی در اثر حضور ماده فعال سطحی در محیط متخلخل، نمونه سنگ مخزن به مدت دو هفته نفت‌دوست گردید و با اندازه‌گیری زاویه تماس 160° شرایط نفت‌دوستی به اثبات رسید. روند تغییر ترشوندگی در اثر زمان‌دهی با استفاده از دو نوع ماده فعال سطحی آنیونی DSS و SDBS و دو نوع ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB و CPC بررسی شد. زوایای تماس به‌دست آمده به ترتیب 100° ، 90° ، 60° و $48/7^\circ$ بوده است. بیشترین تغییر ترشوندگی در اثر استفاده از CPC مشاهده گردید. این ماده توانسته است زاویه تماس را از 160° به $48/7^\circ$ تغییر دهد.

کلمات کلیدی: سیلاب‌زنی میکرومدل، ماده فعال سطحی، رئولوژی، تغییر ترشوندگی، زاویه تماس

مقدمه

مطالعه قرار گرفته‌اند. این نوع مواد فعال سطحی قادر به ایجاد کشش‌های سطحی فوق‌العاده پایین هستند. در سال‌های اخیر، بررسی‌های متفاوتی در زمینه اثر ازدیاد برداشتی این مواد صورت گرفته است [۱-۳].

مواد فعال سطحی یونی در زمینه بهبود بازیافت نفت در مخازن نفت در پژوهش‌های متعددی مورد

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: shahbazi@put.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3670.2675)

شده میان سیالات و یک سطح جامد مسطح و یا زاویه تماسی که بین سطح مشترک سیالات و یک لوله موئین تشکیل شده بیان شود. سیالی که نسبت به محیط متخلخل خاصیت ترشوندگی دارد، خلل و فرج کوچک سنگ را اشغال کرده و به صورت چسبیده به سنگ در منافذ بزرگ قرار می‌گیرد و برای تولید آن، نیاز به صرف نیروی زیادی است. در مقابل، سیال غیر تر درون خلل و فرج بزرگ (در وسط منافذ بزرگ) جای گرفته و تولید آن آسان تر خواهد بود [۶، ۱۱ و ۱۲]. لذا، با روش‌های تغییر ترشوندگی مانند استفاده از مواد فعال سطحی می‌توان به بهبود بازیافت نفت کمک کرد.

Masalmehr [۱۳] در پژوهشی جامع به ارزیابی عوامل تأثیرگذار بر اشباع نفت باقی‌مانده در بیش از ۱۰۰ سنگ کربناته با ویژگی‌های مختلف پرداخت. در این بررسی مشخص شد که پدیده موئینگی انتهای محیط متخلخل تأثیر زیادی بر نتایج آزمایش‌ها دارد به طوری که تزریق در نرخ‌های متداول حرکت سیال در مخزن باعث تخمین اشتباه پارامترهای اشباع نفت باقی‌مانده و همچنین، نقطه انتهایی منحنی نفوذپذیری نسبی آب و نفت می‌گردد. همچنین، به منظور درک برهم‌کنش بین نفت و سطح سنگ، توماس و همکاران [۱۴] انواع مختلف برهم‌کنش بین نفت خام و سطوح کلسیتی، دولومیتی و منیزومی را بررسی و دسته‌بندی کردند. Alagic و همکاران [۱۵ و ۱۶] یک روش هیبریدی ارائه کردند که در آن اثرات تزریق آب کم‌شور و ماده فعال سطحی در فرآیند هم‌زمان تزریق این دو بررسی شد. ایده کلی به این صورت بود که می‌توان با ترکیب اثر ناپایداری لایه‌های مختلف نفت در طول تزریق آب کم‌شور و اثر کاهش کشش سطحی که باعث جلوگیری از گیر افتادن مجدد لایه‌های نفت می‌شود به کارآیی بهتری دست یافت.

Kumer و همکاران از میکروسکوپ‌های نیروی اتمی^۱ برای درک چگونگی تغییر ترشوندگی سطوح نفت‌دوست میکا با استفاده از مواد فعال سطحی استفاده کردند. آن‌ها مشاهده کردند که بعد از استفاده از مواد فعال سطحی روی سطوح نفت‌دوست، نیروی چسبندگی سطوح شبیه به نیروی چسبندگی سطوح آب‌دوست می‌شود. همچنین، آن‌ها نتیجه گرفتند که مواد فعال سطحی در اصل مولکول‌های نفتی را از سطوح پاک می‌کنند، اما مکانیسمی برای این دفع ارائه نکردند [۴]. Salehi و همکاران و Standnes و همکاران فرض کردند که مولکول‌های مواد فعال سطحی روی سطوح نفت‌دوست، از طریق سر آب‌گریز جذب می‌شوند [۵ و ۶]. برهم‌کنش سر آب‌گریز ماده فعال سطحی و سطح نفت‌دوست ضعیف و بازگشت‌پذیر است. جذب مولکول‌های مواد فعال سطحی به گونه‌ای است که سر آب‌دوست آن‌ها به سمت بیرون است و باعث تغییر ترشوندگی به حالت آب‌دوست می‌شود. Gupta و همکاران [۷] تأثیر ساختار ماده فعال سطحی روی تغییر ترشوندگی سطوح کلسیتی نفت‌دوست را بررسی کردند. آن‌ها از مواد فعال سطحی سولفوناتی مختلف با دنباله‌های هیدروکربنی در طول‌های مختلف استفاده کرده و گزارش کردند که کیفیت تغییر ترشوندگی به سمت حالت آب‌دوست با افزایش عدد اتیلن اکسید بهبود می‌یابد. این نتیجه را می‌توان با نقش دم آب‌گریز ماده فعال سطحی در تغییر ترشوندگی توجیه کرد.

ترشوندگی در مخزن با تأثیر بر توزیع اشباع سیالات، نفوذپذیری نسبی، فشار موئینگی و عملکرد تزریق سیالات مختلف از جمله آب در مخزن، نقش مهمی در برآورد ذخیره، برنامه‌ریزی جهت توسعه مخزن و رفتار برداشت نفت را دارد [۸-۱۰]. پژوهش‌ها در مورد زاویه تماس و ترشوندگی نشان می‌دهد که بیشتر مخازن در نفت‌دوست بودن خنثی هستند. یعنی نه قویا آب‌دوست و نه نفت‌دوست هستند. ترشوندگی ممکن است توسط زاویه تماس ایجاد

1. Atomic Force Microscopy Test AFM

اندازه‌گیری گرانشی، کشش بین سطحی، رئولوژی و اندازه‌گیری زاویه تماس صورت پذیرفت. پژوهش‌های اندکی به بررسی مکانیسم کارایی این مواد در ابعاد میکروسکوپی پرداخته‌اند و این مکانیسم‌ها همچنان نامشخص است. لذا، بررسی بصری این مکانیسم‌ها با استفاده از میکرومدل شیشه‌ای انجام شد تا بتوان پدیده‌های مختلفی نظیر تغییر ترشوندگی سطوح و روند تغییر اشباع نفت باقی‌مانده را مشاهده کرد. همچنین، پتانسیل ازدیاد برداشتی این فرمولاسیون‌ها از طریق انجام محاسبه ضریب بازیافت سیلاب‌زنی در میکرومدل شیشه‌ای اندازه‌گیری و مقایسه شد.

روش و مراحل تحقیق

در این پژوهش از نفت یکی از مخازن جنوب ایران با مشخصات ذیل استفاده شده است. ویژگی‌های نفت مورد استفاده در جدول ۱ ذکر شده است. مواد فعال سطحی مورد استفاده عبارتند از: CTAB، SDBS، DSS و CPC که غلظت مورد استفاده هر کدام غلظت CMC آن‌ها بوده است. همچنین، گرانشی و کشش سطحی این مواد در غلظت‌های مورد استفاده به ترتیب توسط دستگاه Brookfield و دستگاه Kruss K10 اندازه‌گیری و در جدول ۲ ذکر شده است. سیال پایه مورد استفاده در این آزمایش‌ها، آب سازند^۲ با میزان شوری ۱۶۰۰۰ ppm بوده است. لازم به ذکر است که کلیه آزمایش‌ها در دمای ۷۵ °C (دمای مخزن بی بی حکیمه) انجام شد.

به‌طور کلی، آن‌ها بازیافت ثانویه بالایی را در تزریق ماده فعال سطحی بعد از فراهم آوردن محیطی با شوری پایین توسط تزریق آب کم شور در آزمایش‌های سیلاب‌زنی گزارش دادند درحالی‌که بازیافت ثانویه برای تزریق مواد فعال سطحی بدون پیش تزریق با آب کم شور مقدار کم‌تری بود [۱۵].

پس از آن Guillen و همکاران [۱۷ و ۱۸] آزمایش‌های آشکارسازی در ابعاد حفره و سیلاب‌زنی در مغزه را در ماسه‌سنگ‌های با الگوی تزریق موازی با نفوذپذیری‌های مختلف ارزیابی نمودند تا به درک بهتر سازوکار افزایش تولید نفت هنگام مواد شیمیایی پرداخته شود. نتایج پژوهش‌های آن‌ها نشان داد که سازوکار به صورت چندبعدی است که شامل بهبود خاصیت جاروبی میکروسکوپی و ماکروسکوپی بوده است. کارایی مناسب سیلاب‌زنی به منظور ازدیاد برداشت شیمیایی نفت در تحقیقات منتشر شده به اثبات رسیده است. اما تاکنون فرمولاسیونی مشخص برای استفاده در مخازن کربناته با دما و شوری بالا ارائه نشده است. شرایط دما و شوری بالا^۱ در بسیاری از موارد باعث ناپایداری مواد فعال سطحی شده است. لذا، پژوهش‌هایی که به بررسی اثر این مواد در دمای محیط می‌پردازند قابل تعمیم به شرایط HSHT نخواهند بود. با در نظر داشتن این خلأ در پیشینه پژوهش، در مقاله پیش‌رو، به بررسی کارایی این مواد در شرایط HSHT پرداخته خواهد شد. بدین منظور، ابتدا به بررسی پایداری دمایی چهار نوع ماده فعال سطحی در شرایط HSHT پرداخته شد. سپس آزمایش‌های

جدول ۱ ویژگی‌های فیزیکی و ترکیب درصد اجزاء نفت مورد استفاده

خواص فیزیکی							
چگالی (g/cm ³)	API	گرانشی (@25°C) cP	عدد اسیدیته (mg KOH/g oil)	اشباع (%)	آروماتیک (%)	رزین (%)	آسفالتین (%)
۰/۹۲	۲۲	۸۹	۱/۲۴	۵۲	۱۱/۵	۲۶/۸	۹/۷

1. High Salinity High Temperature (HSHT)
2. Formation Brine

جدول ۲ ویژگی‌ها و خواص مواد فعال سطحی مورد بررسی

ردیف	ماده فعال سطحی	علامت اختصاری	میزان CMC (mM)	گرانروی (cP@75°C)	IFT (mN/m @75°C)
۱	Diocetyl Sodium Sulfosuccinate	DSS	۲/۵۵ [۲۰ و ۱۹]	۱/۶۵	۱/۷
۲	Sodium dodecylbenzenesulfonate	SDBS	۱/۶۹ [۱۹]	۱/۳۶	۲/۶
۳	HRexadecyltrimethylammonium bromide	CTAB	۱ [۲۲ و ۲۱]	۱/۱	۸/۱
۴	Cetyl pyridinium chloride	CPC	۰/۹۲ [۲۳ و ۲۰]	۲/۱	۱۰/۶

تهیه محلول‌ها و بررسی پایداری

پس از تهیه محلول‌ها به منظور بررسی پایداری آن‌ها، از روش عکس‌برداری با دوربین Nikon D4 در بازه‌های زمانی مشخص و یکسان استفاده شد. همچنین به منظور آنالیز کمی پایداری نمونه‌ها، میزان جذب نور توسط محلول‌ها، با استفاده از دستگاه اسپکتروفوتومتر مدل SPECORD 210 PLUS اندازه‌گیری شد. با این توضیح که میزان جذب نور برای آب مقطر در تمامی طول موج‌ها صفر است. هرچه محلول ناپایدارتر بوده و رسوب بیشتری ایجاد کند، میزان جذب نور آن کمتر شده و در حقیقت به آب مقطر نزدیک می‌شود. با توجه به اندازه‌گیری‌های انجام‌شده، بیشینه جذب نور برای مواد فعال سطحی به کار رفته در طول موج ۲۵۰ nm رخ می‌دهد. لذا، سایر اندازه‌گیری‌ها در این طول موج صورت گرفته است. لازم به ذکر است که pH محلول‌ها نیز به منظور بررسی محدوده پایداری آن‌ها ثبت شد.

اندازه‌گیری رئولوژی

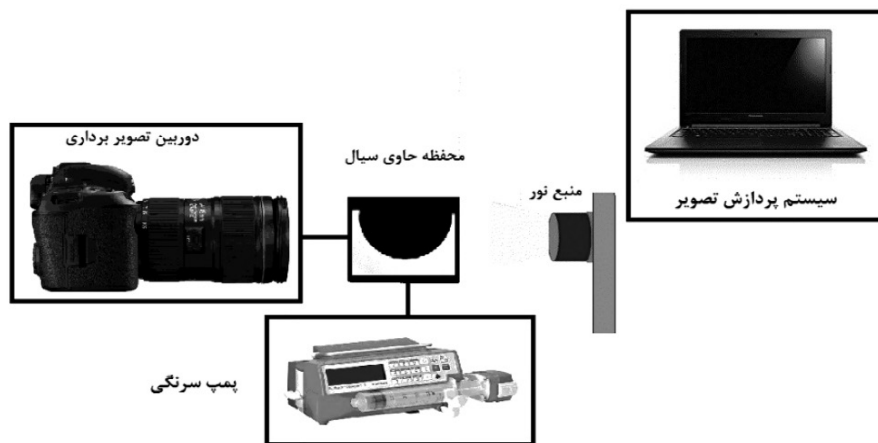
در این پژوهش، از رئومتر دینامیکی صفحه-صفحه MCR 501 ساخته‌شده توسط شرکت Anton Paar، با صفحات موازی به قطر ۲۵ mm و فاصله ۱ mm استفاده شده و خواص رئولوژی محلول‌های تهیه شده اندازه‌گیری شد.

اندازه‌گیری زاویه تماس

یکی از زوایای اهمیت طراحی سیلاب‌زنی آبی، تغییر

ترشوندگی سنگ است. نفت‌دوست بودن سطح سنگ، موجب کاهش توانایی تولید از مخزن خواهد شد. بدین منظور، اثر هر کدام از فرمولاسیون‌های پیشنهادی بر تغییر ترشوندگی سطح نمونه‌های برش سنگ اندازه‌گیری شد. روش آماده‌سازی نمونه‌ها برای آزمون زاویه تماس به ترتیب شامل مراحل زیر است:

- ۱- تهیه مقاطع نازک از مغزه‌ها با ضخامت تقریبی ۲ mm شستشوی برش‌ها با تولوئن و متانول به منظور حذف آلودگی‌ها و ناخالصی‌های جذب‌شده در مرحله برش ۳- قرار دادن برش‌ها در کوره به منظور تبخیر حلال مرحله شستشو ۴- (خیساندن برش‌های سنگ به مدت ۲۴ hr با آب سازند ۵- (زمان‌دهی برش‌های سنگ با نمونه نفت مخزن در دمای ۷۵°C به مدت دو هفته ۶- (شستشوی سریع برش‌های سنگ با تولوئن به منظور حذف مواد نفتی اضافه در سطح سنگ ۷- (اندازه‌گیری مرحله اول زاویه تماس ۸ (زمان‌دهی برش‌های سنگ در دمای ۷۵°C به مدت دو هفته با محلول‌های مورد استفاده در تغییر ترشوندگی در زمان‌های پیش‌بینی‌شده ۹ (اندازه‌گیری مرحله دوم زاویه تماس در زمان به منظور اندازه‌گیری زاویه تماس، نمونه آماده‌شده در محفظه اندازه‌گیری که حاوی آب مقطر است قرار داده می‌شود. نحوه قرارگیری سنگ همانند شکل ۱ به گونه‌ای است که سطح تماس سنگ و محلول مورد نظر به سمت پایین باشد.



شکل ۱ شماتیک دستگاه اندازه‌گیری زاویه تماس

استفاده در جدول ۳ ذکر شده است. لازم به ذکر است که از یک حمام روغن گرم برای انجام آزمایش‌های میکرومدل در دمای مخزن معادل 75°C استفاده شد. به منظور بررسی تغییر ترشوندگی و جریان ماده فعال سطحی در میکرومدل شیشه‌ای ابتدا میکرومدل نفت‌دوست شد [۲۴ و ۲۵]. بدین منظور، محلول‌های ماده فعال سطحی در غلظت‌های CMC هر کدام تهیه شد و هر یک با نرخ تزریق 0.05 mL/h توسط پمپ سرنگی به درون محیط متخلخل تزریق شد. ثبت تصاویر با کیفیت بالا در هر دقیقه انجام شد و محاسبه ضریب بازیافت توسط آنالیز تصاویر ثبت شده انجام گردید.

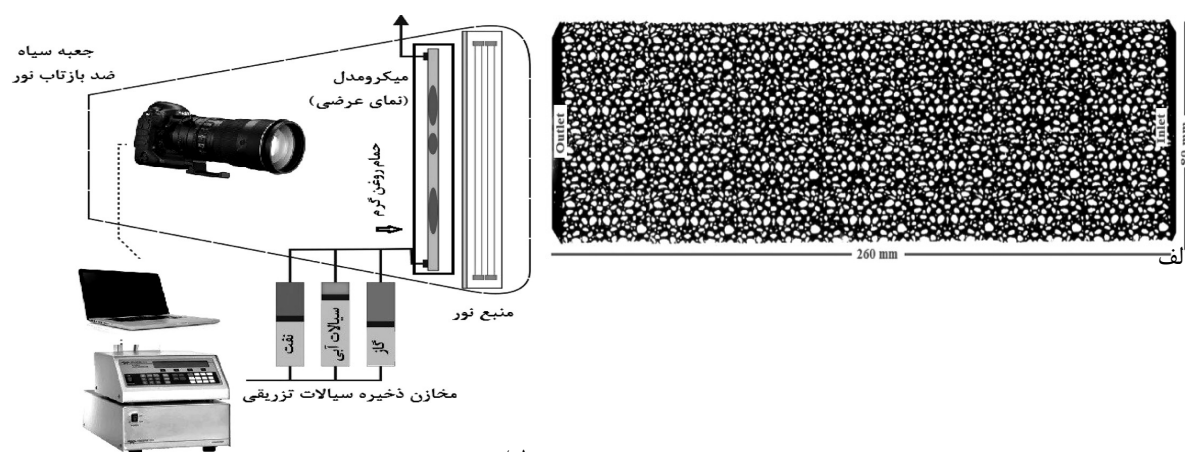
ارائه و تحلیل نتایج

شکل ۳ نمودار میزان جذب و pH اندازه‌گیری شده برای محلول‌های با غلظت CMC ۱ را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، انواع آنیونی از پایداری بالاتری برخوردار بوده‌اند. حال آنکه انواع کاتیونی به مرور زمان پایداری خود را از دست داده و باعث تغییر pH محلول خواهند شد. بررسی گرانیروی محلول‌های مورد استفاده در آزمایش‌های سیلابزنی، در دمای 75°C در جدول ۲ ارائه شده است. همان‌طور که در جدول مشاهده می‌شود افزودن ماده فعال سطحی موجب افزایش گرانیروی محلول می‌شود.

قطره نفت به آرامی از پایین تزریق شده و به سطح سنگ می‌چسبد. تصاویر با وضوح بالا توسط دوربین تصویربرداری پس از به تعادل رسیدن قطره نفت در محیط آبی ثبت می‌شود. زاویه تماس با آنالیز این تصاویر به دست خواهد آمد.

سیلابزنی در میکرومدل

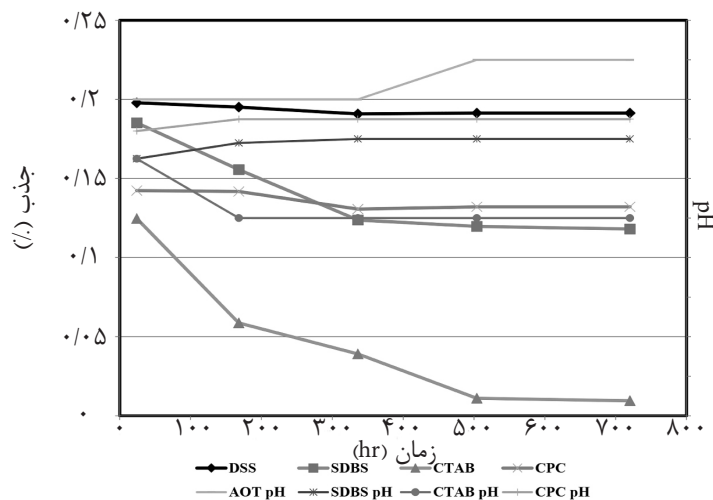
در این تحقیق، به منظور آشکارسازی فرآیندهای رخ داده در مقیاس حفره، بررسی مکانیسم‌های جابه‌جایی و اندازه‌گیری میزان بازیافت نفت از میکرومدل شیشه‌ای یک‌بعدی و طرح ناهمگن با میزان تخلخل ۲۸٪ و الگوی تزریق خطی استفاده شده است تا روند نفوذ فاز آبی در مخزن به خوبی به تصویر کشیده شود. الگوی میکرومدل از تصاویر مقاطع نازک تهیه شده از مغزه‌های کربناته الهام گرفته و با استفاده از نرم‌افزار CoreIDRAW ترسیم شد. با توجه به الگوی تهیه شده، با استفاده از روش ترکیبی لیزر-شیمیایی میکرومدل ساخته شد. همچنین به منظور شبیه‌سازی هرچه بیشتر مخازن کربناته از شیشه‌های حاوی ذرات کربناته استفاده شد. الگوی جریان میکرومدل استفاده شده در قسمت الف شکل ۲ قابل مشاهده است. تمامی آزمایش‌های سیلابزنی در میکرومدل توسط دستگاهی با شماتیک نشان داده شده در قسمت ب شکل ۲ انجام شده است. ویژگی‌های طرح مورد



شکل ۲ شماتیک دستگاه سیلاب‌زنی میکرومدل

جدول ۳ مشخصات و ویژگی‌های طرح میکرومدل مورد استفاده

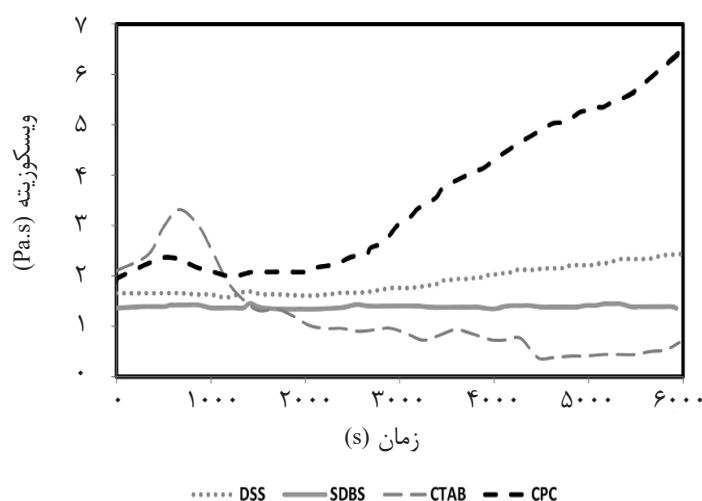
نسبت کوردیناسیون	حجم فضای خالی (cc)	بیشینه پهنای کانال‌ها (mm)	تخلخل (%)	عمق میانگین (μm)	ابعاد (mm^2)	نوع الگو
۲-۶	۰/۶	۴۰۰	۲۸	۷۵	۸۰*۲۶۰	ناهمگن



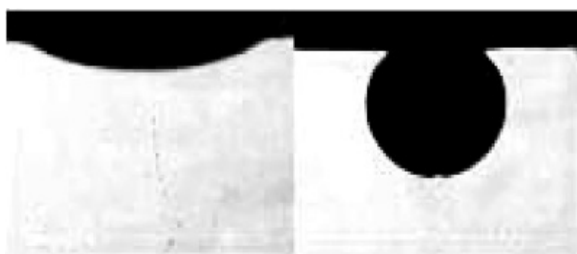
شکل ۳ نمودار پایداری و pHR برای محلول‌ها

داده شده است. همان‌طور که از این شکل نتیجه می‌شود، مواد فعال سطحی آنیونی دارای گرانروی ثابتی برحسب زمان هستند و رفتار پایداری از خود نشان می‌دهند. این در حالی است که ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB در شرایط دما و شوری بالا ناپایدار بوده است این امر در شکل ۳ نیز نشان داده شده است.

همچنین افزایش غلظت ماده فعال سطحی، برهم‌کنش و تمایل مولکول‌های ماده فعال سطحی برای تشکیل شبکه‌های مایسلی بیشتر شده که موجب افزایش گرانروی سیال می‌شود. عامل دیگر در افزایش گرانروی افزایش تعداد مایسل است به‌طوری‌که با افزایش تعداد مایسل‌ها در محلول، گرانروی زیاد می‌شود. نتایج آزمایش‌های اندازه‌گیری گرانروی دینامیک در شکل ۴ نشان



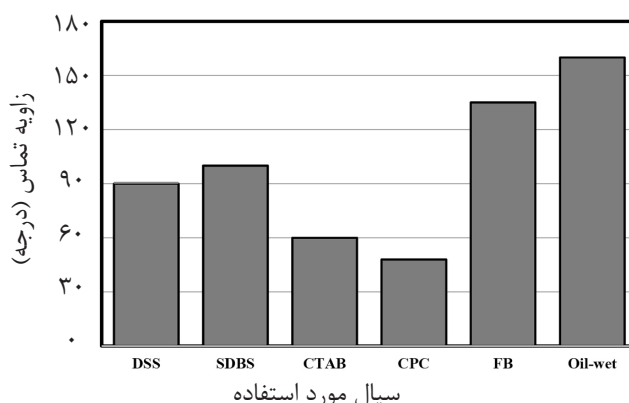
شکل ۴ نمودار تغییر گرانیوی بر حسب زمان در تنش برشی ۱/s



شکل ۵ زاویه تماس الف) در حالت نفت دوست با زاویه تماس 160° ب) در اثر تماس CPC با زاویه تماس $48/7^\circ$

در ادامه به اندازه‌گیری زاویه تماس مواد فعال سطحی پرداخته می‌شود. شکل ۶ زوایای تماس را نشان می‌دهد. در اثر اعمال ماده فعال سطحی کاتیونی، ضخامت لایه نفتی برجای مانده بر دیواره‌ها نازک‌تر شده است که به دلیل توانایی تشکیل زوج یون‌ها توسط سر مثبت ماده فعال سطحی با سر منفی اجزای کربوکسیلاتی نفت خام و ایجاد جاذبه الکترواستاتیک است. همان‌طور که در نمودار شکل ۶ دیده می‌شود، تغییر زاویه تماس برای مواد فعال سطحی آنیونی کمتر بوده است که این امر می‌تواند به تفاوت در نوع برهم‌کنش‌های مواد فعال سطحی آنیونی باشد. این دسته از مواد از طریق ایجاد برهم‌کنش‌های نفت دوست از طریق دم‌هیدروکربنی به اجزاء کربوکسیلیکی چسبیده و موجب زدایش آن‌ها از سطح می‌شوند.

لذا مکانیسم پیشنهادی برای روند تغییر گرانیوی بدین صورت است که در زمان‌های اولیه شبکه‌ای از مولکول‌های CTAB در محیط تشکیل شده که این امر باعث افزایش گرانیوی خواهد شد اما به مرور زمان، ناپایداری این ماده باعث ته‌نشین شدن آن در رئومتر و ایجاد دو فاز مجزا خواهد شد. لذا، گرانیوی توده فاز آبی به گرانیوی آب نزدیک‌تر خواهد شد و در ادامه با روند کاهشی گرانیوی مواجه خواهیم بود. همچنین، در مورد ماده فعال سطحی CPC با گذشت زمان افزایش گرانیوی و رفتار پیش‌رونده مشاهده می‌شود که این امر می‌تواند سبب بروز مشکلات عملیاتی در حین تزریق و آسیب سازند شود. زاویه تماس پس از زمان دهی سنگ‌ها با نفت به مدت دو هفته در دمای 75°C اندازه‌گیری شد که بعد از مرحله نهم آماده‌سازی نمونه‌ها انجام شده است. شکل ۵-الف مقدار زاویه تماس را 160° نشان می‌دهد که حکایت از نفت دوست بودن نمونه‌ها دارد. ابتدا محلول اصلاح‌گر ترشوندگی غلظت صفر محلول‌ها یا همان آب مقطر انتخاب شد که مقدار زاویه تماس پس از یک هفته زمان دهی با آب مقطر 135° است و نشان‌دهنده این است که آب مقطر تأثیر چندانی بر روی تغییر ترشوندگی سنگ کربناته نداشته و مقدار کمی از نفت دوست بودن سطح کاسته شده است که احتمالاً به دلیل زمان و دمای بالا بوده است.



شکل ۶ مقایسه زاویه تماس در اثر استفاده از مواد فعال سطحی و آب مقطر پس از گذشت ۶ ساعت

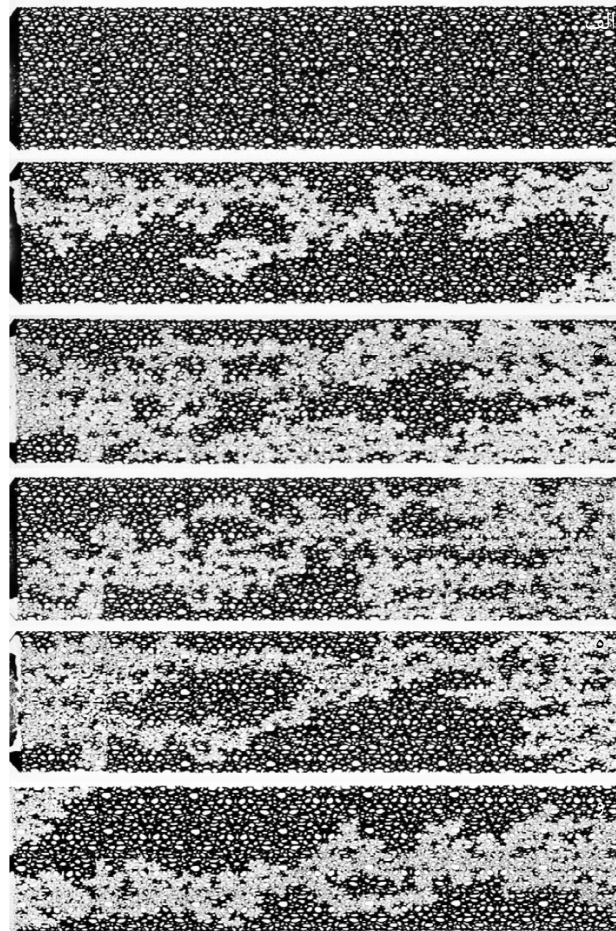
اما به دلیل متفاوت بودن ساختار آن‌ها، شکل تجمعات تشکیل شده متفاوت خواهد بود. اثر این عامل با ساختار آن‌ها که با پارامتر تجمع بحرانی^۱ بیان می‌شود که در مورد ماده فعال سطحی DSS به دلیل داشتن دو دنباله هیدروکربنی، از CPP بالاتری نسبت به SDBS برخوردار است. به همین دلیل تمایل بیشتری به جذب در سطح تماس آب و نفت و ایجاد کشش سطحی پایین‌تر دارد. اما در اثر استفاده از مواد فعال سطحی کاتیونی، ضخامت لایه نفتی برجای مانده بر دیواره‌ها نازک‌تر شده است که به دلیل توانایی تشکیل زوج یون‌ها توسط سر مثبت ماده فعال سطحی با سر منفی اجزای کربوکسیلاتی نفت خام و ایجاد جاذبه الکترواستاتیک است. مکانیسم تغییر ترشوندگی عموماً مکانیسمی زمان‌بر است. نظر به کوتاه بودن مدت زمان انجام آزمایش‌ها (در حدود ۳ hr) این مکانیسم نمی‌تواند مکانیسم غالب در تولید نفت باشد. به منظور جمع‌بندی، به مدل‌سازی تقابل نیروهای گرانشی و موئینگی در محیط متخلخل با استفاده از عدد بدون بعد موئینگی پرداخته می‌شود:

$$N_c = \nu \mu / \sigma \cos \theta \quad (1)$$

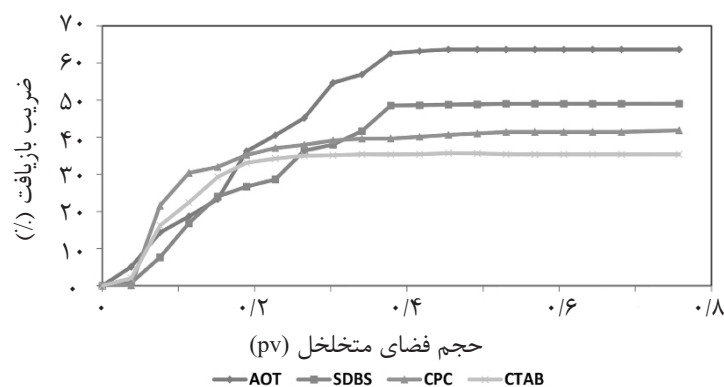
که در آن ν سرعت سیال جابه‌جا کننده، μ گرانشی آن، σ کشش بین سطحی آب نفت و همچنین، θ زاویه تماس آب با سطح جامد سنگ خواهد بود.

از آنجایی که برهم‌کنش‌ها از نوع دوقطبی دوقطبی بوده و اندازه آن از نوع یون-دوقطبی تشکیل شده توسط مواد فعال سطحی کاتیونی ضعیف‌تر هستند، لذا زاویه تماس‌های به دست آمده در اثر استفاده از این مواد بزرگ‌تر هستند که نشان از نفت دوستی بیشتر سطوح دارد. تغییر زاویه تماس در اثر اعمال ماده فعال سطحی CPC در شکل ۵-ب دیده می‌شود. میزان ضریب بازیافت نفت در حین تزریق، توسط آنالیز تصاویر به دست می‌آید. تصویر بازیافت نهایی محیط متخلخل و میزان بازیافت برحسب زمان پس از تزریق به اندازه حجم فضای متخلخل در شکل‌های ۷ و ۸ آورده شده است. همان‌طور که در شکل ۸ قابل مشاهده است ضریب بازیافت نهایی در اثر اعمال مواد فعال سطحی آنیونی بیشتر بوده است که این به دلیل اثر احتمالی این مواد در کاهش کشش سطحی و تشکیل میکرومولسیون‌های نفت در آب است. با پایین آمدن میزان کشش سطحی، عدد موئینگی بالاتر رفته و ضریب بازیافت بیشتر خواهد شد. همچنین، کاهش کشش سطحی موجب تشکیل میکرومولسیون‌های نفت در آب و به حرکت درآمدن بخش بیشتری از نفت می‌شود که خود منجر به افزایش تولید نفت خواهد شد. در مورد مواد فعال سطحی آنیونی ضریب بازیافت DSS بیش از SDBS بوده است که این امر می‌تواند به ساختار این دو ماده فعال سطحی برگردد. این دو ماده فعال سطحی از انواع سولفوناته هستند

1. Critical Packing Parameter-CPP



شکل ۷ تصاویر میکرومدل در حالت الف) اشباع صد در صد با نفت، ب) میزان نفوذ فرمولاسیون‌های تزریقی در اثر استفاده از آب شیرین به میزان ۱۶٪، ج) ضریب بازیافت در اثر استفاده از ماده فعال سطحی DSS به میزان ۶۳٪، د) ماده فعال سطحی SDBS به میزان ۴۸٪، ه) ماده فعال سطحی CTAB به میزان ۴۱٪، و) ماده فعال سطحی CPC به میزان ۳۵٪



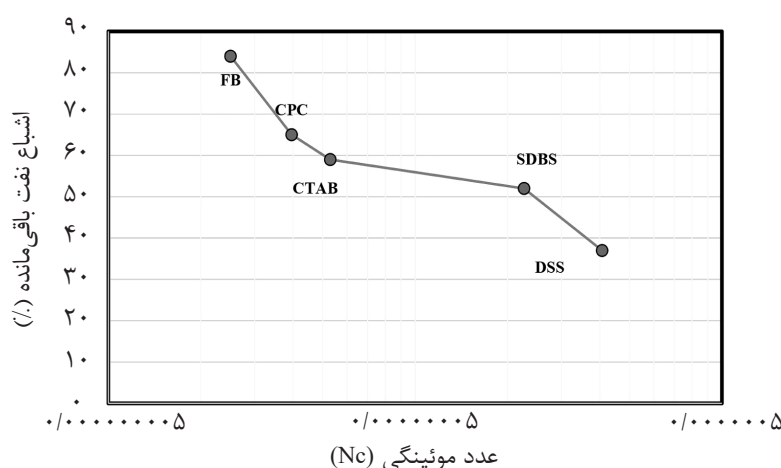
شکل ۸ مقایسه ضریب بازیافت در تزریق مواد فعال سطحی و آب مقطر برحسب زمان

سیال تزریقی با حضور مواد فعال سطحی افزایش و کشش بین سطحی آب و نفت کاهش یافته است. همچنین، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن با استفاده از اندازه‌گیری زاویه تماس محاسبه شده است.

برای آزادسازی قطرات نفت به دام افتاده در اثر نیروی موئینگی، لازم است عدد موئینگی افزایش یابد. مقدار و مرتبه مورد نیاز این افزایش به عوامل مختلفی ارتباط دارد. در این شرایط، گراندروی

موئینگی لازم است. هنگامی که میکرومدل اشباع شده از نفت خام با مواد فعال سطحی سیلاب زنی شد، جابه‌جایی نفت خام و آزادسازی آن در حفرات در هنگام تزریق به نسبت سیلاب زنی آب سازند مشاهده گردید که در تصویر ۷ ارائه شده است. در واقع، در فرمولاسیون‌های به‌کار رفته، کاهش قابل ملاحظه کشش بین سطحی و همچنین، بهبود خاصیت تحرک‌پذیری محلول‌ها نسبت به آب سازند را می‌توان بر مبنای عدد موئینگی به‌عنوان سازوکار عملکرد مواد فعال سطحی در نظر گرفت که در اثر آنها عدد موئینگی به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد و باعث آزادسازی نفت به دام افتاده در میکرومدل می‌گردد.

در اینجا برای توصیف مقدار نیروی مورد نیاز جهت غلبه بر نیروهای موئینه‌ای که قطرات نفت را به دام انداخته‌اند، منحنی موسوم به CDC^۱ به‌کار رفته است که در آن عدد موئینگی نسبت به اشباع نفت باقی‌مانده ترسیم می‌گردد. بر مبنای تعریف عدد موئینگی تعریف شده در معادله [۱]، عدد موئینه بحرانی مشخص می‌نماید که گرانیروی سیال تزریقی و یا کشش بین سطح آب و نفت به ترتیب چقدر باید افزایش یابند تا جبهه پیش‌روی بتواند قطرات نفت به دام افتاده را آزاد نموده و باعث افزایش تولید نفت گردد. این منحنی برای فرمولاسیون‌های به‌کار رفته در شکل ۹ ارائه شده است. همان‌طور که ذکر شد برای جابه‌جایی نفت خام به دام افتاده، افزایش قابل ملاحظه در عدد



شکل ۹ مقایسه درصد اشباع نفت باقی‌مانده برحسب عدد بدون بعد موئینگی

مواد فعال در سطح موجب زدایش این اجزاء از سطح سنگ می‌شود. زاویه تماس اولیه سنگ نفت‌دوست 160° بوده است که میزان زاویه تماس در اثر زمان‌دهی با استفاده از دو نوع ماده فعال سطحی آنیونی DSS و SDBS و دو نوع کاتیونی CTAB و CPC به ترتیب به 90° ، 100° ، $48/7^\circ$ و 60° تغییر می‌کند. مواد فعال سطحی کاتیونی باعث تغییر ترشوندگی سطوح نفت‌دوست از طریق زدودن لایه نفت از طریق تشکیل زوج یون‌ها و تشکیل تک

نتیجه‌گیری

در این پژوهش، عملکرد دو نوع ماده فعال سطحی آنیونی و دو نوع ماده فعال سطحی کاتیونی با یکدیگر مقایسه شد. در همین راستا، به بررسی پایداری و روند تغییر ترشوندگی در اثر حضور مواد فعال سطحی در برخورد با برش‌های سنگ کربناته در دو نوع ماده فعال سطحی کاتیونی و آنیونی پرداخته شد. مشاهده گردید که میزان تغییر ترشوندگی در اثر استفاده از مواد کاتیونی به دلیل تشکیل پیوندهای یون دوقطبی بین اجزای کربوکسیلیکی نفت و یون‌های کاتیونی

1. Capillary Desaturation Curve

باشد. از این‌رو، ماده فعال سطحی DSS با داشتن CPP بالاتر، توانایی ایجاد کمترین کشش سطحی و بیشترین ضریب بازیافت را دارد. بنابراین، با بررسی عملکرد این مواد فعال سطحی و مکانیسم‌های تأثیرگذار هر کدام، بهبود روند تغییر ترشوندگی و تولید نفت بیشتر حاصل می‌گردد.

لایه روی سطوح می‌شوند. در حالی که مواد فعال سطحی آنیونی باعث کاهش کشش سطحی و تشکیل میکرومولسیون شده و در نتیجه، بهبود ضریب بازیافت از میکرومدل‌های نفت‌دوست می‌شوند. فاکتور ساختار ماده فعال سطحی می‌تواند روی دامنه تغییر ترشوندگی و ضریب بازیافت تأثیرگذار

مراجع

- [1]. Adibhatia B., Sun X. and Mohanty K., "Numerical studies of oil production from initially oil-wet fracture blocks by surfactant brine imbibition," SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific; 2005: Society of Petroleum Engineers.
- [2]. Wang Y., Liu H. R., Wang J., Dong X. and Chen F., "Formulation development and visualized investigation of temperature-resistant and salt-tolerant surfactant-polymer flooding to enhance oil recovery," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 174, 584-98, 2019.
- [3]. Riswati S. S., Bae W., Park C., Permadi A. K., Efriza I. and Min B., "Experimental analysis to design optimum phrase type and salinity gradient of alkaline surfactant polymer flooding at low saline reservoir," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 173, pp. 1005-1019, 2019.
- [4]. Kumar K., Dao E. K. and Mohanty K. K., "Atomic force microscopy study of wettability alteration by surfactants," SPE Journal, Vol. 13, No. 02, pp. 137-45, 2008.
- [5]. Salehi M., Johnson S. J. and Liang J. T., "Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs," Langmuir, Vol. 24, No. 24, pp. 14099-14107, 2008.
- [6]. Standnes D. C. and Austad T., "Wettability alteration in chalk: 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 28, No. 3, pp. 123-43, 2000.
- [7]. Gupta R., Mohran K. and Mohranty K. K., "Surfactant screening for wettability alteration," in oil-wet fractured carbonates, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2009.
- [8]. Tie H. R., "Oil Recovery by spontaneous imbibition and viscous displacement from mixed-wet carbonates," University of Wyoming, May 2006.
- [9]. Edery Y., Weitz D. and Berg S., "Surfactant variations in porous media localize capillary instabilities during Haines jumps," Physical Review Letters, Published, Vol. 120, Issue 2, 12 January 2018.
- [10]. Shahrzad M., Ibelwaleed A. and Abdullahr S., "Review on surfactant flooding: phase behavior, retention, IFT, and Field Applications," Energy & Fuels, Vol. 31, No. 8, pp. 7701-7720, 2017.
- [11]. Salehi M., "Enhancing the spontaneous imbibition process in naturally fractured reservoirs through wettability alteration using surfactants: Mechanistic study and feasibility of using biosurfactants produced from agriculture waste streams," University of Kansas, 2009.
- [12]. Standnes DC. "Enhanced oil recovery from oil-wet carbonate rock by spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions," Fakultet for Naturvitenskap og Teknologi, 2001.

- [13]. Masalmeh S. K., "Impact of capillary forces on residual oil saturation and flooding experiments for mixed to oil-wet carbonate reservoirs," Proceedings of Society of Core Analysts Held in Aberdeen, Scotland, UK, SCA2012-11, 2012.
- [14]. Thomas M. M., Clouse J. A., Longo J. M., "Adsorption of organic compounds on carbonate minerals: 1. Model compounds and their influence on mineral," wettability, Chemical geology, Vol. 109, Issue 1-4, pp. 201-213, October 1993.
- [15]. Alagic E. and Skauge A., "Combined low salinity brine injection and surfactant flooding in mixed- wet sandstone cores," Energy & Fuels. Vol. 24, No. 6, pp. 3551-3559, 2010.
- [16]. Alagic E., Spildo K., Skauge A. and Solbakken J., "Effect of crude oil ageing on low salinity and low salinity surfactant flooding," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 78, No. 2, pp. 220-227, 2011.
- [17]. Guillen V., Carvalho M. and Alvarado V., "Pore scale and macroscopic displacement mechanisms in emulsion flooding," Transport in Porous Media. Vol. 94, Issue 1, pp. 197-206, April 2012.
- [18]. Guillen V. R., Romero M. I., da Silveira Carvalho M. and Alvarado V., "Capillary-driven mobility control in macro emulsion flow in porous media," International Journal of Multiphase Flow, Vol. 43, pp. 62-65, July 2012.
- [19]. Tichelkamp T., Vu Y., Nourani M. and Øye G., "Interfacial tension between low salinity solutions of sulfonate surfactants and crude and model oils," Energy & Fuels. Vol. 28, No. 4, pp. 2408-2414, 2014.
- [20]. Chatterjee A., Moulik S., Sanyal S., Mishra B. and Puri P., "Thermodynamics of micelle formation of ionic surfactants: a critical assessment for sodium dodecyl sulfate, cetyl pyridinium chloride and dioctyl sulfosuccinate (Na salt) by microcalorimetric, conductometric, and tensiometric measurements," The Journal of Physical Chemistry B., Vol. 105, No. 51, pp. 12823-12831, 2001.
- [21]. Neugebauer J. M., "Detergents: an overview," Methods in Enzymology, Vol. 182, pp. 239-253, 1990.
- [22]. Harris E. and Angal S., "Protein purification application: a practical approach," Oxford IRL Press, UK, Vol. 71, 1990.
- [23]. Ray A., "Micelle formation in pure ethylene glycol," Journal of the American Chemical Society, Vol. 91, No. 23, pp. 6511-6512, 1969.
- [24]. Maghzi A, Mohebbi A, Kharrat R, Ghazanfari MH., "Pore-scale monitoring of wettability alteration by silica nanoparticles during polymer flooding to heavy oil in a five-spot glass micromodel," Transport in porous media, Vol. 87, No. 3, pp. 653-664, 2011.
- [25]. Romero Zeron L. B., "The role of porous media wettability on foamed gel propagation and fluid diverting performance," PhD thesis, pp. 3926-3926, 2005.



Experimental Investigation of the Microscopic Displacement Mechanisms of Surfactant Flooding in High Salinity and High Temperature Conditions

Sepideh Veiskarami¹, Khalil Shahbazi^{1*} and Saadat Mohammadosseinzadeh²

1. Ahwaz Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Ahwaz, Iran

2. National Iranian South Oil Company, Ahwaz, Iran

shahbazi@put.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3670.2675

Received: March/04/2019

Accepted: July/24/2019

INTRODUCTION

In the recent years, various studies have been carried out on the effects of surfactants flooding in porous media. In this regard, ionic surfactants showed promising results on improving oil recovery due to their capability of producing extremely low surface tensions and altering wettability [1-3]. Therefore, in this study, the microscopic displacement Mechanisms of surfactant flooding in high salinity and high

temperature conditions have been investigated.

METHODOLOGY

In this work, a series of stability analysis, wettability alteration and microfluidic experiments were done using four types of anionic and cationic surfactants at their critical micellar concentrations (CMCs); which have been presented, in Table 1. Moreover, oil sample properties are listed in Table 2.

Table 1: Surfactants formulation and specification.

Number	Surfactant	Abbreviation	CMC (mM)	Viscosity (cP at 25 °C)	Interfacial Tension (IFT) (mN/m)
1	Dioctyl Sodium Sulfosuccinate	DSS	2.55 [4, 5]	1.65	1.7
2	Sodium dodecylbenzenesulfonate	SDBS	1.69 [4]	1.36	2.6
3	Hexadecyltrimethylammonium bromide	CTAB	1 [6, 7]	1.1	8.1
4	Cetyl pyridinium chloride	CPC	0.92 [4, 8]	2.1	10.6

Table 2: Crude oil properties.

Density (g/cm ³)	API	Viscosity (cP at 25 °C)	Acid Number (mg KOH/g oil)	Saturates (%)	Aromatics (%)	Resins (%)	Asphaltene (%)
0.92	22	89	1.24	52	11.5	26.8	9.7

In order to study the pore scale mechanisms of displacement and oil recovery measurement, a heterogeneous one-dimensional glass micromodel has been designed with the porosity of 28%. Other micromodel's specifications are presented in Table 3.

RESULTS AND DISCUSSION

In Figure 1 (a), the stability analysis and the measured pH values for surfactant solutions with the concentration of 1 CMC are shown. The figure

shows that anionic surfactant types are more stable. Unlike that, cationic types will lose their stability and cause some changes in the pH of the solutions. Moreover, the results of dynamic viscosity measurements are also depicted in Figure 1 (b).

The contact angle measurements of the aged carbonate rock samples were measured. In Figure 2, the initial contact angle of oil wet sample and also the contact angle of the samples after treating are shown

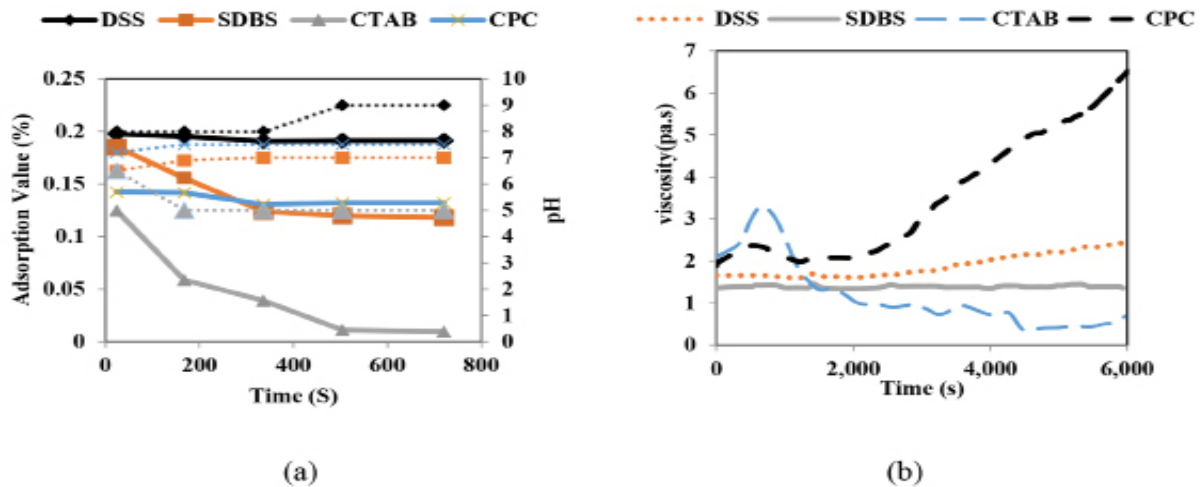


Figure 1: (a) Stability and pH variation of the surfactant solutions and (b) The results of dynamic viscosity measurements.

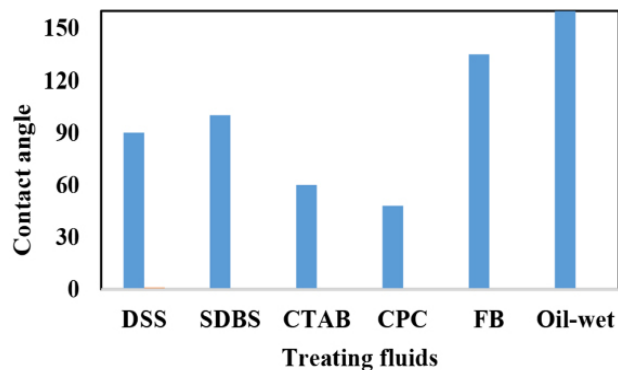


Figure 2: Contact angle measurements results.

The oil recovery during injection is obtained by images analyzing. The amount of oil recoveries versus time are shown in Figures 3. The final oil recovery coefficient of anionic surfactants is higher due to the potential effect of these materials on reducing surface tension and the formation of micro-emulsions of oil in water.

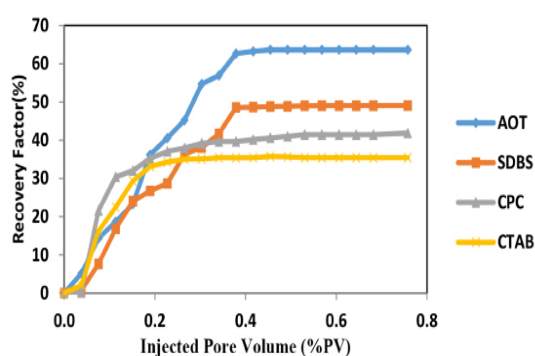


Figure 3: oil recovery versus pore volume of injected fluid.

Conclusions

In this research, the amount of recovered oil using DSS, SDBS, CTAB and CPC surfactants were obtained 63%, 48%, 44% and 35% respectively. In addition, the highest recovery factor was due to implementation of the DSS surfactant. Furthermore, obtaining results demonstrates contact angles of 100, 90, 60 and 48.7 respectively. Finally, the highest wettability alteration is due to the application of CPC which alters the contact angle from 160 degrees to 48.7.

References

- [1]. Tichelkamp T., Vu Y., Nourani M. and Øye G., "Interfacial tension between low salinity solutions of sulfonate surfactants and crude and model oils," *Energy & Fuels*. Vol. 28, No. 4, pp. 2408-2414, 2014.
- [2]. Chatterjee A., Moulik S., Sanyal S., Mishra B. and Puri P., "Thermodynamics of micelle formation of ionic surfactants: a critical assessment for sodium dodecyl

sulfate, cetyl pyridinium chloride and dioctyl sulfosuccinate (Na salt) by microcalorimetric, conductometric, and tensiometric measurements," *The Journal of Physical Chemistry B.*, Vol. 105, No. 51, pp. 12823-12831, 2001.

[3]. Neugebauer J. M., "Detergents: an overview," *Methods in Enzymology*, Vol. 182, pp. 239-253, 1990.

[4]. Harris E. and Angal S., "Protein purification application: a practical approach," Oxford IRL Press, UK, Vol. 71, 1990.