

بررسی تأثیر ذرات رسوب سولفات‌ها در تشکیل امولسیون آب-نفت در هنگام اختلاط آب هوشمند-آب سازند

امیرحسین سعیدی دهقانی* و سینا علیزاده

دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۱۱/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۰/۱۸

چکیده

مهاجرت ذرات رسوب در طول سیلاب‌زنی با آب هوشمند، نقش مهمی در بهبود بازیافت نفت دارد. این مطالعه نشان می‌دهد اختلاط دو آب ناسازگار باعث تشکیل رسوب‌های سولفات‌ها شده که افزایش نفت به این مخلوط منجر به تشکیل امولسیون نفت می‌شود. هدف از این مطالعه، بررسی نقش ذرات نامحلول در تشکیل امولسیون نفت و تأثیر آن در افزایش بازیافت نفت است. برای مطالعه این پدیده از سه نوع آب سازند با غلظت بالای یون‌های باریم، کلسیم و استرانسیم و نیز آب هوشمند با غلظت بالای یون سولفات استفاده شد. همچنین، برای بررسی شرایط تشکیل امولسیون از نفت خام و نفت مدل حاوی استئاریک اسید و هگزادسیل آمین استفاده شد. ترکیب نفت اولیه و شناور از طریق آنالیز طیف‌سنجی (UV) مورد بررسی قرار گرفت. در نهایت، تأثیر تشکیل امولسیون در محیط متخلخل مورد بررسی قرار گرفت. آزمایش‌ها نشان داد در اثر اختلاط آب‌های سازند و آب هوشمند رسوب‌های باریم سولفات، کلسیم سولفات و استرانسیم سولفات تشکیل می‌شوند. پس از افزایش نفت به آب‌نمک دارای ذرات رسوب مشاهده شد که میزان رسوب موجود در آب کاهش می‌یابد. همچنین، نتایج آنالیز طیف‌سنجی (UV) از نفت شناور نشان داد که میزان استئاریک اسید و هگزادسیل آمین موجود در فاز نفت کاهش یافته است. بنابراین این نتیجه حاصل شد که ذرات رسوب با اجزای قطبی نفت، امولسیون نفت در آب را تشکیل می‌دهند. مقایسه نتایج سیلاب‌زنی با آب‌های هوشمند بدون یون سولفات و حاوی یون سولفات نشان داد که ذرات رسوب با بستن برخی از منافذ و تشکیل امولسیون در محیط متخلخل باعث افزایش بازیافت نفت از ۱۴٪ به ۴۷٪ می‌شود.

کلمات کلیدی: آب سازند، آب هوشمند، رسوب سولفات‌ها، امولسیون، بازیافت نفت

مقدمه

اولیه (رانش طبیعی مخزن) قابل برداشت است و پمپ‌ها فقط برای راندن نفت به سطح مورد استفاده قرار می‌گیرند. هنگامی که فشار مخزن کاهش می‌یابد، امکان انتقال نفت با نیروی طبیعی مخزن به سطح وجود ندارد.

به‌طور کلی، تنها ۵ تا ۱۵٪ هیدروکربن موجود در یک مخزن نفت، با استفاده از تکنیک‌های بازیافت

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: asaeeedi@modares.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3157.2451)

دریا حاوی مقادیر بالا و پایین سولفات با آب سازند حاوی یون باریم محلول قبل از تزریق مخلوط شدند. کاهش سولفات باریم توسط اندازه‌گیری یون‌های سولفات و باریم مشاهده شد. نتایج نشان داد در آب دریا با سولفات پایین، پتانسیل رسوب سولفات باریم، کاهش می‌یابد که آن هم توسط آنالیز SEM تأیید شده است [۴]. مقدسی و همکاران تشکیل کلسیم سولفات و حرکت ذرات در محیط متخلخل را بررسی کردند. دو آب ناسازگار، آب خلیج فارس و آب سازند میشرف برای مطالعه تشکیل رسوب در محیط متخلخل استفاده شد. آنها به این نتیجه رسیدند که نفوذپذیری در اثر میزان ذرات جامد و سرعت جریان، کاهش می‌یابد. بیشترین آسیب نفوذپذیری تحت شرایط غلظت بالای ذرات جامد، نسبت بالای اندازه ذرات جامد به قطر متوسط منافذ و همچنین، نرخ جریان کم در نفوذپذیری کم محیط متخلخل در طول تزریق آب اتفاق می‌افتد. یکی از عوامل مهم در کاهش نفوذپذیری به دلیل حرکت ذرات جامد، عامل چسبندگی^۲ بود. علاوه بر این، نتایج مدل‌سازی برای درک مکانیسم‌های تغییر نفوذپذیری ناشی از تهاجم ذرات جامد در یک محیط متخلخل نشان داد که تشکیل رسوب مواد معدنی مرتبط با تولید هیدروکربن با توجه به ماهیت رسوب و ترکیب سیال می‌تواند در داخل مخزن باعث آسیب سازند و یا در تجهیزات تولید باعث انسداد و مشکلات جدی عملیاتی شود [۵]. مقدسی و همکاران کاهش نفوذپذیری محیط متخلخل در اثر تشکیل رسوب را مورد بررسی قرار دادند. هر محلول شامل دو نمک بود، یکی غنی از یون‌های کلسیم و دیگری غنی از یون‌های سولفات یا کربنات، که جداگانه نگهداری می‌شدند تا زمانی که وارد محیط متخلخل شوند زیرا اختلاط کلسیم نیترات و سدیم سولفات یا سدیم کربنات و کلسیم سولفات یا کلسیم کربنات باعث ایجاد کریستال در محیط متخلخل می‌شود.

بنابراین، از تکنیک‌های بازیابی ثانویه استفاده می‌شود. در تکنیک‌های بازیابی ثانویه سیالات مختلفی برای افزایش فشار به مخزن تزریق می‌شوند. بر این اساس، یک نیروی غیرطبیعی برای انتقال نفت به سطح مورد استفاده قرار می‌گیرد. این امر می‌تواند به وسیله تزریق آب (سیلاب‌زنی) یا تزریق مجدد گاز طبیعی به مخزن حاصل شود. به‌طور متوسط، تکنیک‌های بازیابی ثانویه می‌توانند باز یافت نفت را به میزان ۳۰٪ بهبود دهند [۱]. بایونا و همکارانش، با اختلاط دو آب ناسازگار به این نتیجه رسیدند که منبع اصلی رسوب میدان نفتی اختلاط دو آب ناسازگار است. زمانی دو آب، ناسازگار نامیده می‌شوند که بین آنها تعامل شیمیایی و رسوب مواد معدنی در اثر اختلاط به وجود آید. یک نمونه از آب ناسازگار، آب دریا با غلظت بالای یون SO_4^{2-} و غلظت‌های کم Ca^{+2} , Ba^{+2} و Sr^{+2} و آب سازند با غلظت‌های بسیار پایین SO_4^{2-} و غلظت بالای Ca^{+2} , Ba^{+2} و Sr^{+2} است. اختلاط این آب‌ها باعث رسوب‌های $CaSO_4$, $BaSO_4$ یا $SrSO_4$ می‌شود [۲].

جردن و همکاران آزمایشی برای بهبود برداشت از چاه تولیدی در شمال آلاسکا انجام دادند که در آن پمپ‌های شناور الکتریکی (ESP) در اثر رسوب کربنات دچار مشکل شده بودند. در طول تزریق، آب سازند غنی از کاتیون‌های Ca^{+2} , Ba^{+2} و Sr^{+2} است و آب تزریقی غنی از آنیون SO_4^{2-} در محیط متخلخل است. علاوه بر این، در آب تولیدی با شوری بسیار کم (کمتر از ۰.۱٪)، تشکیل رسوب می‌تواند باعث مشکلات عملیاتی در تجهیزات چاه شود. همچنین علاوه بر رسوب کلسیم کربنات معمولی این رسوبات می‌تواند حاوی رسوب کربنات آهن (ترکیبی از آهن آب سازند و محصولات خوردگی) باشد [۳]. ملهینی و همکاران مشکل رسوب سولفات باریم در مخزن دریایی غرب آفریقا را بررسی کردند. آزمایش سیلاب‌زنی مغزه در سرعت‌های بالاتر از ۰/۳۱ m/day در مغزه ماسه سنگی بریا^۱ برای ارزیابی رسوب سولفات باریم در دمای محیط (۷۰ °F) و فشار اتمسفر انجام شد. ترکیب آب

1. Berea
2. Sticking

نتایج نشان داد که افزایش نرخ رسوب CaSO_4 در دماهای بالاتر، سرعت سیلاب پایین تر و فوق اشباع آب نمک اتفاق می افتد درحالی که فشار تأثیر کمی بر رسوب CaSO_4 دارد [۹]. در همان سال، مقدسی و همکاران رسوب های نفتی رایج در میدان های نفتی همراه با متغیرهای اصلی که قابلیت حل آنها را تحت تأثیر قرار می دهد را معرفی کردند که این رسوبات شامل رسوب های کلسیم سولفات (انیدریت، ژپس)، باریت سولفات (باریت) و استرانسیم سولفات (کلسیت) و کلسیم کربنات بود. دیگر رسوب هایی که کمتر رایج اند مانند اکسیدهای آهن، آهن سولفید و آهن کربنات نیز گزارش شده است [۱۰]. ژانگ و همکاران با بررسی اثر یون های Ca^{+2} ، Mg^{+2} و SO_4^{-2} در سیلاب زنی با آب هوشمند به این نتیجه رسیدند که افزایش غلظت این یون ها باعث ایجاد رسوب شده و همچنین، ذرات رسوب به افزایش بازیافت نفت کمک می کنند [۱۱]. مطالعات متعددی برای درک مکانیزم افزایش بازیافت نفت با استفاده از آب هوشمند انجام شده است. مکانیزم تغییر ترشوندگی با افزایش دما موجب افزایش بازیافت نفت در سنگ های آهک می شود [۱۲-۱۴]. علاوه بر این، تشکیل امولسیون نفت در آب نیز به عنوان دلیل احتمالی برای حرکت نفت به دام افتاده و افزایش جاروب نفت گزارش شده است [۱۵]. امولسیون نفت محلول در آب در اثر واکنش میان ذرات نامحلول نمک با نفت تشکیل می شود. مکانیسم این واکنش هنوز مشخص نیست ولی تشکیل امولسیون با بررسی های آزمایشگاهی نشان داده شده است [۱۶ و ۱۷]. سوال این است که آیا این امولسیون ها می توانند تحت شرایط مخزن شکل بگیرند؟ مهاجرت ذرات موجود در منافذ مخزن به دلیل اندازه منافذ کوچک، بسیار کم است. دمای مخزن نیز می تواند بر شکل گیری امولسیون تأثیر بگذارد [۱۸].

کاهش نفوذپذیری ناشی از تشکیل رسوب در محیط متخلخل بین ۳۰ تا ۹۰٪ از نفوذپذیری اولیه بود که این کاهش به ترکیب محلول، میزان نفوذپذیری اولیه، درجه حرارت، سرعت جریان و دوره تزریق محلول بستگی دارد [۶]. ولوشین و همکاران مغزه های از میدان های نفت سیبری غربی را مورد مطالعه قرار دادند. آنها نتیجه گرفتند که شوری آب تزریقی و ترکیب کانی سنگ سازند نقش مهمی در روند رسوب در مخازن و چاه ایفا می کند. در طول واکنش آب با سنگ، ترکیب یونی آب تزریق شده تغییر کرده و غنی از کربنات یا سولفات و یا هر دو می شد. علاوه بر این، تجزیه و تحلیل رسوب داخل پمپ شناور الکتریکی نشان داد که کربنات ها (کلسیم و منیزیم)، کوارتز، کلریت و گچ در ترکیب رسوب مواد معدنی وجود دارد درحالی که کربنات ها از اجزای اصلی رسوب بوده، کلرید و گچ به مقادیر ناچیزی در هر نمونه وجود داشت. در برخی از رسوبات سیدریت^۱ و اکسید آهن بیش از حد وجود داشتند [۷]. نصر الدین و همکاران یک مطالعه آزمایشگاهی با استفاده از آب نمک با سولفات بالا و محلول کلسیم کلرید به عنوان ابزاری برای نفوذپذیری از مناطق تولید آب انجام دادند. دو آب ناسازگار یکی شامل یون های کلسیم با غلظت بالا و دیگری حاوی سولفات بالا به مغزه کربنات از مخازن کربناته در عربستان سعودی تزریق شد. نتایج نشان داد در اثر اختلاط این دو آب رسوب کلسیم سولفات تشکیل می شود. با این وجود، آزمایش سیلاب زنی مغزه نشان داد که حداکثر رسوب زمانی اتفاق می افتد که مغزه با آب نمک تولیدی اشباع شده و آب نمک کلسیم کلرید تزریق شود. میزان آسیب اصلی به دبی تزریق بستگی داشت [۸].

بدریکوتسکی و همکاران کاهش نفوذپذیری محیط متخلخل ناشی از تشکیل رسوب را مورد بررسی قرار دادند. دو محلول ناسازگار حاوی یون های Ca^{+2} و SO_4^{-2} که تا ورود به محیط متخلخل جداگانه نگهداری می شدند به مغزه ماسه سنگ بریا تزریق شدند.

تشکیل امولسیون بین نرمال دکان و آب دیونیزه در حضور ذرات سیلیکا با استفاده از روش‌های هم‌زدن را مورد بررسی قرار دادند. آنها تشکیل مقدار قابل توجهی امولسیون را با استفاده از روش‌های هم‌زدن بدون استفاده از نفت با اسید پایه گزارش دادند [۲۱]. روزبهانی و همکاران نیز در پایداری امولسیون تشکیل‌شده هنگام استفاده از مواد فعال سطحی و نمک‌های کلسیم کلرید، سدیم سولفات، منیزیم کلرید و سدیم کلرید پرداختند و مشاهده کردند که نمک کلسیم کلرید بهتر از نمک‌های دیگر می‌تواند مواد فعال سطحی نفت را بر روی سطح سنگ جذب کند و پایداری امولسیون‌ها را افزایش دهد [۲۳].

تجهیزات آزمایشگاهی و روش انجام

نمک‌ها

برای ساخت آب سازند و آب هوشمند از نمک‌های مختلفی استفاده شد که همه نمک‌ها از شرکت آلمانی مرک با خلوص بالای ۹۹٪ تهیه شد و در جدول ۱ قابل مشاهده است.

نفت مدل

از تولوئن به‌علت خاصیت قطبی و هزینه کم به‌عنوان حلال و از استتاریک اسید و هگزادسیل آمین با غلظت ۰/۰۱ M به‌ترتیب به‌عنوان جز اسیدی و بازی نفت مدل استفاده شده است. این مواد با خلوص ۹۹/۹٪ از شرکت مرک آلمان تهیه شده‌اند. ترکیب نفت‌های مدل در جدول ۲ گزارش شده است.

نفت خام

نفت خام از چاه‌های مخزن بنگستان، از میدان اهواز لایه ایلام- سروک که دانسیته نفت مرده ۰/۸۹۳ g/mL و درصد آسفالتین آن ۵/۷۲۵ بود استفاده شد.

هنگامی که آب و نفت در حضور ذرات نامحلول مخلوط شوند، کشش بین دو فاز مایع کاهش می‌یابد و یک فاز ممکن است به شکل قطرات کوچک (به نام فاز پراکنده) در فاز دیگری (فاز پیوسته) پراکنده شود. این قطرات کوچک از فاز پراکنده توسط ذرات جامد احاطه شده‌اند. ذرات جامد نیز ممکن است به پایداری امولسیون کمک کنند. امولسیون‌هایی که در آن ذرات جامد به‌جای سورفکتانت استفاده می‌شود، امولسیون پیکرینگ^۱ نام دارند. تشکیل و پایداری امولسیون‌های پیکرینگ می‌تواند توسط اندازه ذرات، شکل، غلظت و مرطوب بودن تحت تأثیر قرار گیرد [۱۹]. مطالعات کمی در رابطه با تشکیل امولسیون در مخلوط نفت و آب‌نمک با استفاده از ذرات CaCO_3 و CaSO_4 انجام شده است [۲۰].

بنیسک و همکاران اثر ذرات نامحلول در تشکیل امولسیون مخلوط آب‌نمک و نفت را بررسی کردند. 2 g CaCO_3 با ۲۵ mL نرمال دکان و ۲۵ mL آب دریای مصنوعی (مخلوط ترکیب آب دریای شمال) در یک لوله فالکون در بسته مخلوط شد. نمونه به‌مدت ۱ h با دور ۴۰۰ rpm در دمای اتاق همزده شد. ذرات CaCO_3 هیچ امولسیون با مخلوط نفت و آب‌نمک ایجاد نکردند [۲۱]. چاکراواری و همکاران اثر ذرات کربنات و سولفات (از جمله CaCO_3 و CaSO_4) را بر تشکیل امولسیون در مخلوط آب دیونیزه و نفت مورد بررسی قرار دادند. همچنین، نفت‌های مدل مختلف (مخلوط هگزان- هگزادکان و نفت خام دریای شمال) را بررسی کردند. ۲ g ذرات نامحلول (نمک کربنات و سولفات) با ۵۰ mL آب دیونیزه و ۱۰ mL نفت مخلوط شدند. نمونه‌ها به‌مدت ۱ h در دمای اتاق برای تشکیل امولسیون قرار داده شد. آزمایشات نشان دادند ذرات CaCO_3 و CaSO_4 هیچ امولسیونی تشکیل نمی‌دهند. با این حال، امولسیون تنها زمانی ایجاد می‌شود که نفت‌های مدل و نفت خام با یک اسید یا کریستال پایه مورد استفاده قرار گیرد [۲۲]. کیم و همکاران،

جدول ۱ جدول نمک‌های مورد استفاده

نمک	فرمول شیمیایی	وزن مولکولی (g mol ⁻¹)	حلالیت در آب دمای ۲۵ °C (g/L)
سدیم کلراید	NaCl	۵۸/۴۴	۳۵۹
پتاسیم کلراید	KCl	۷۴/۵۵	۵۲۹
کلسیم کلراید	CaCl ₂	۱۱۰/۹۹	۷۴۵
باریم کلراید	BaCl ₂ .2H ₂ O	۲۴۴/۲۶	۳۵۸
استرانسیوم کلراید	SrCl ₂	۱۵۸/۵۳	۵۳۸
منیزیم کلراید ۶آبه	MgCl ₂ 6H ₂ O	۲۰۳/۳۱	۱۵۷۰
سدیم بی کربنات	NaHCO ₃	۸۴/۰۰	۹۶
سدیم سولفات	Na ₂ SO ₄	۱۴۲/۰۴	۹۴

جدول ۲ ترکیب نفت‌های مدل

شماره نفت مدل	جزء اول	جزء دوم
۱	تولوئن	هگزادسیل آمین
۲	تولوئن	استتاریک اسید

میکرومدل شیشه‌ای

یک نوع میکرومدل با طرح خطی، نامنظم و پیچیده با حجم cc ۰/۱ با هدف بررسی تأثیر تشکیل امولسیون بر میزان تولید نفت ساخته شد. حجم سیال تزریقی به میکرومدل cc ۰/۳ (در مدت ۳ h) است.

آزمایش‌های سیلاب‌زنی میکرومدل

تمامی آزمایش‌های سیلاب‌زنی میکرومدل در فشار اتمسفر انجام گرفته است. از پمپ سرنگی برای تزریق سیالات در مدل استفاده شده است. شکل ۱ کل سیستم تزریق و تحلیل را نشان می‌دهد. یک دوربین فیلم‌برداری یا عکاسی با وضوح بسیار بالا در زمان‌های مقتضی از مدل عکس‌برداری می‌کند. عکس‌ها تحلیل شده و نتایج استخراج می‌شود.

بررسی تشکیل رسوب

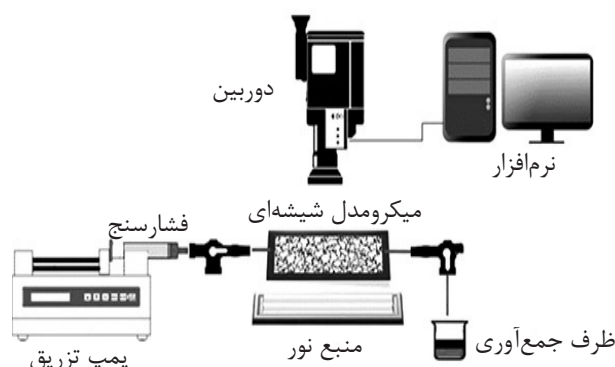
اختلاط آب سازند (ترکیب متغیر) و آب دریا (ترکیب ثابت)

به منظور بررسی میزان رسوب در اثر اختلاط

دو آب ناسازگار، سه نوع آب سازند با غلظت‌های مختلف طبق جدول‌های ۳، ۴ و ۵ ساخته شدند. همچنین، ترکیب آب هوشمند مطابق با آب خلیج فارس ثابت در نظر گرفته شد که مقدار نمک‌ها در جدول ۶ گزارش شده است. منظور از آب‌نمک با غلظت بالا، متوسط و پایین مربوط به غلظت نمک‌های باریم کلرید، کلسیم کلرید و استرانسیوم کلرید است. برای این کار آب‌های سازند را با آب هوشمند در یک بطری تحت دمای ۲۵ °C و فشار محیط مخلوط کرده و میزان رسوب را با فیلترهای $0.45 \mu\text{m}$ اندازه‌گیری می‌شود.

اختلاط آب سازند با ترکیب ثابت و آب دریا با ترکیب متغیر

در این قسمت تأثیر تغییر یون سولفات موجود در آب هوشمند بر تشکیل رسوب در اثر اختلاط با ترکیب‌های ثابت آب سازند را بررسی می‌کنیم. برای این کار غلظتی از هر آب سازند که بیشترین میزان رسوب در آن تشکیل شد انتخاب شده و در ادامه تأثیر افزایش یون سولفات به آب هوشمند و اختلاط آن با آب سازند مورد بررسی قرار گرفت.



شکل ۱ شماتیک دستگاه سیلاب‌زنی میکرومدل

جدول ۳ ترکیب آب سازند حاوی باریم کلراید

نمک‌ها	ترکیب آب سازند با غلظت کم (ppm)	ترکیب آب سازند با غلظت متوسط (ppm)	ترکیب آب سازند با غلظت زیاد (ppm)
NaCl	۱۱۳۸۴۰	۱۰۱۷۵۲	۲۱۸۷۲۴
BaCl ₂	۳۱۸	۱۱۵۲	۳۰۳۰

جدول ۴ ترکیب آب سازند حاوی کلسیم کلراید

ترکیب	ترکیب آب سازند با غلظت کم (ppm)	ترکیب آب سازند با غلظت متوسط (ppm)	ترکیب آب سازند با غلظت زیاد (ppm)
NaCl	۱۱۳۸۴۰	۱۰۱۷۵۲	۲۱۸۷۲۴
CaCl ₂	۲۵۶۰	۱۲۵۳۰	۲۷۶۹۲

جدول ۵ ترکیب آب سازند حاوی استرانسیم کلراید

ترکیب	ترکیب آب سازند با غلظت کم جدول ۵ ترکیب آب سازند حاوی استرانسیم کلراید	ترکیب آب سازند با غلظت متوسط (ppm)	ترکیب آب سازند با غلظت زیاد (ppm)
NaCl	۱۱۳۸۴	۱۰۱۷۵۲	۲۱۸۷۲۴
SrCl ₂	۴۱۶	۱۳۷۴	۲۷۱۲

جدول ۶ ترکیب آب دریای خلیج فارس

نمک‌ها جدول ۵ ترکیب آب سازند حاوی استرانسیم کلراید	NaCl	KCl	MgCl ₂ .6H ₂ O	Na ₂ SO ₄	CaCl ₂	NaHCO ₃
ترکیب آب هوشمند	۲۷۳۵۰	۸۹۴	۱۴۸۴۰	۱۸۷۴۴	۱۳۳۰	۱۶/۸

بررسی تشکیل امولسیون در شرایط استاتیک

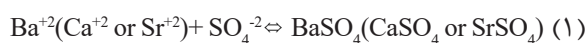
برای انجام این آزمایش ۵ cc از سه نوع آب سازندی که بیشترین میزان رسوب را تشکیل دادند انتخاب گردید و هر کدام به‌صورت جداگانه با ۵ cc آب هوشمند با بیشترین غلظت سولفات مخلوط شد. در اثر این اختلاط، رسوب‌های سولفات تشکیل می‌شوند.

مراحل این آزمایش‌ها همانند آزمایش‌های مرحله قبل بوده و در نهایت، میزان رسوب حاصل از افزایش نمک‌های آب دریا گزارش گردید. ترکیب سه نوع آب هوشمند که با تغییر میزان یون سولفات در حالت‌های آب دریای بدون غلظت یون سولفات، یک برابر غلظت یون سولفات و چهار برابر غلظت یون سولفات مورد استفاده قرار گرفته است در جدول ۷ آورده شده است.

جدول ۷ ترکیب آب هوشمند بدون غلظت یون سولفات، یک برابر غلظت یون سولفات و چهار برابر غلظت یون سولفات

نمک‌ها	ترکیب آب دریا (ppm) (بدون نمک Na_2SO_4)	ترکیب آب دریا (ppm)	ترکیب آب دریا (ppm) (چهار برابر Na_2SO_4)
NaCl	۲۷۳۵۰	۲۷۳۵۰	۲۷۳۵۰
KCl	۸۹۴	۸۹۴	۸۹۴
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	۱۴۸۴۰	۱۴۸۴۰	۱۴۸۴۰
Na_2SO_4	۰	۴۶۸۶	۱۸۷۴۴
CaCl_2	۱۳۳۰	۱۳۳۰	۱۳۳۰
NaHCO_3	۱۶/۸	۱۶/۸	۱۶/۸

واکنش زیر را انجام می‌دهند:



در اثر این واکنش‌ها رسوب‌های سولفات باریتم، کلسیم و استرانسیم تشکیل می‌شوند. همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود با افزایش میزان کاتیون‌های Ca^{+2} ، Ba^{+2} و Sr^{+2} موجود در آب سازند (محور افقی نمودار) و اختلاط آن با آب هوشمند میزان رسوب‌های سولفات افزایش می‌یابد. افزایش میزان رسوب در آب سازند حاوی کلسیم بسیار محسوس است زیرا رسوب کلسیم سولفات بسیار وابسته به دما است و با افزایش دما میزان آن افزایش می‌یابد. باتوجه به اینکه آزمایش‌ها در دمای محیط انجام شده است، این افزایش محسوس است.

بررسی اثر سدیم سولفات بر روی تشکیل رسوب

همان‌طور که در آزمایش‌های قبل مشاهده کردیم، یون SO_4^{-2} به‌صورت مشترک در همه واکنش‌ها حضور داشته و یکی از یون‌های مؤثر در تشکیل رسوب است. از این رو، می‌بایست مورد بررسی قرار گیرد. برای این کار ابتدا یون سولفات را از ترکیب آب هوشمند حذف کرده و سپس با آب سازند مخلوط کرده و پس از فیلتر کردن مخلوط مشاهده می‌کنیم که رسوبی تشکیل نمی‌شود. همان‌طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود، با افزایش یون سولفات در ترکیب آب هوشمند و اختلاط آن با آب سازند میزان رسوب‌های CaSO_4 ، BaSO_4 و SrSO_4 افزایش می‌یابد.

سپس ۵ cc نفت مدل شماره ۱ با غلظت ۰/۰۱ M استتاریک اسید و همچنین، ۵ cc نفت مدل شماره ۲ با غلظت ۰/۰۱ M هگزادسیل آمین به محلول‌های آب‌نمک که به‌صورت جداگانه حاوی رسوب‌های باریتم، استرانسیم و کلسیم سولفات هستند اضافه گردید. این محلول‌ها را به‌مدت ۱ h بر روی همزن قرار داده تا خوب مخلوط شوند و در ادامه به‌مدت ۱۸ h ایزوله کرده تا امولسیون‌های تشکیل‌شده، پایدار شوند. در نهایت نفت شناور بالای امولسیون را جدا کرده و با استفاده از تست اسپکتروفتومتر میزان جذب اجزای نفت را به‌دست می‌آوریم. در ادامه، همین آزمایش‌ها را با نفت خام تکرار می‌کنیم شکل ۲.

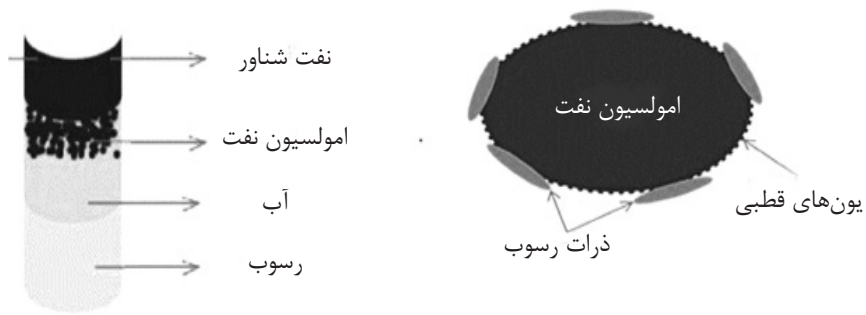
بررسی تشکیل امولسیون در شرایط دینامیک

به منظور بررسی تأثیر تشکیل امولسیون بین ذرات رسوب و نفت بر بازیافت نفت، میکرومدل را از آب سازند اشباع کرده سپس آن را از نفت اشباع می‌کنیم در ادامه آب هوشمند را به آن تزریق کرده و میزان بازیافت را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

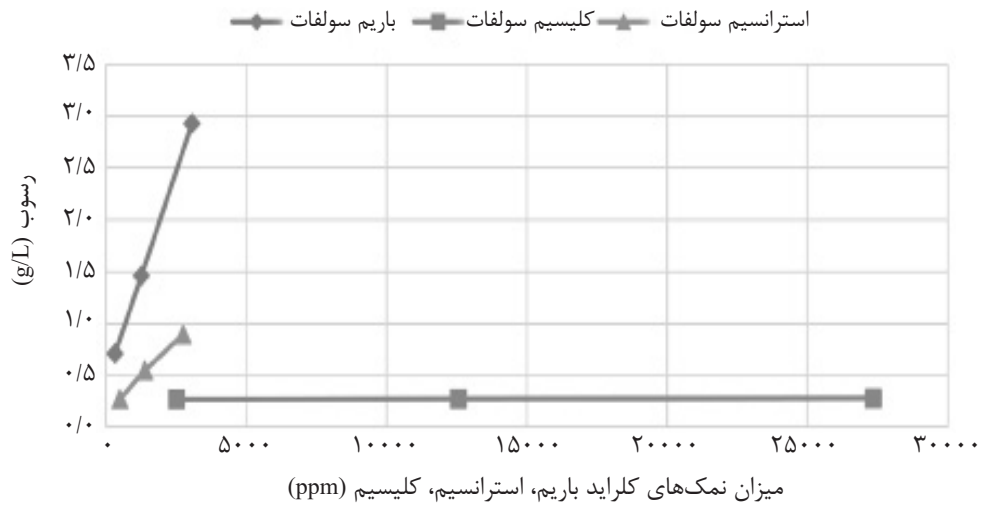
بحث و نتایج

بررسی اثر تغییر غلظت آب سازند بر روی رسوب

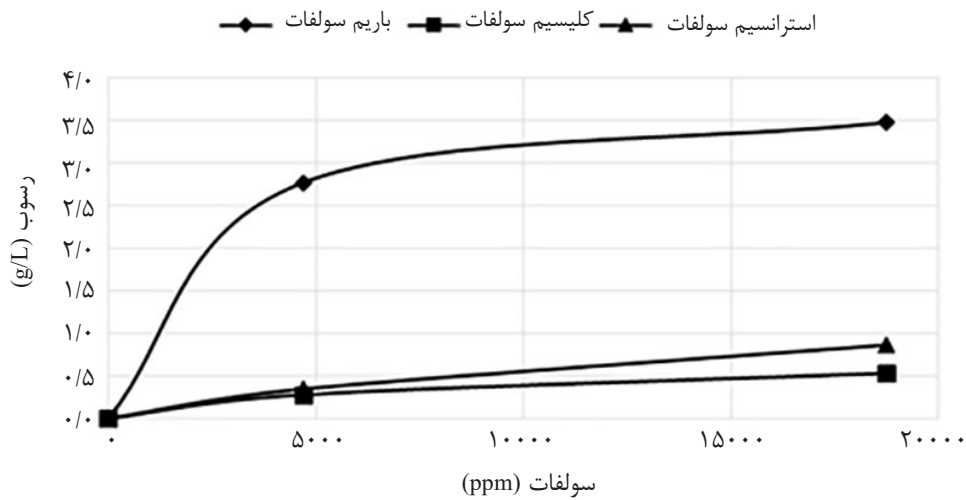
با بررسی اثر غلظت نمک‌های موجود در آب سازند به این نتیجه می‌توان رسید که با افزایش مقدار غلظت این نمک‌ها میزان رسوب افزایش می‌یابد. در آب سازند کاتیون‌های Ca^{+2} ، Ba^{+2} و Sr^{+2} و همچنین در آب دریا آنیون SO_4^{-2} وجود دارد که در اثر اختلاط



شکل ۲ شماتیک نحوه تشکیل امولسیون



شکل ۳ بررسی رسوب‌های حاصل تغییر غلظت آب سازند



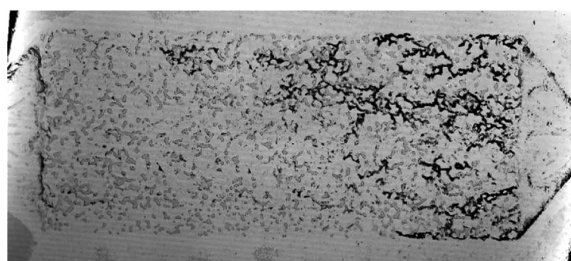
شکل ۴ بررسی رسوب حاصل از تغییر غلظت یون سولفات موجود در آب هوشمند

مختلف را با آب هوشمند مخلوط می‌کنیم. پس از تشکیل رسوب، محلول ۰/۰۱ وزنی هگزادسیل آمین را به آن می‌افزاییم. همان‌طور که در شکل ۶ (الف) قابل مشاهده است هنوز نفت مدل و آب‌نمک حاوی ذرات رسوب مخلوط نشده‌اند و در پایین ظرف ذرات رسوب در آب‌نمک محلول هستند و در بالای ظرف نفت مدل حاوی تولوئن و هگزا دسیل آمین وجود دارد. پس از اختلاط نفت مدل و آب‌نمک حاوی ذرات رسوب و پایدار شدن امولسیون همان‌طور که در شکل ۶ (ب) مشاهده می‌شود، رسوب موجود در آب‌نمک کاهش یافته و به سمت بالا حرکت کرده است. در ادامه، از نفت شناور تست طیف‌سنجی گرفته شد تا غلظت هگزا دسیل آمین موجود در نفت شناور به دست آید.

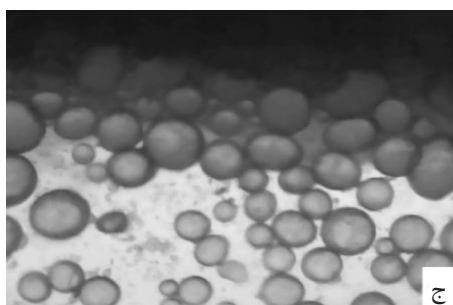
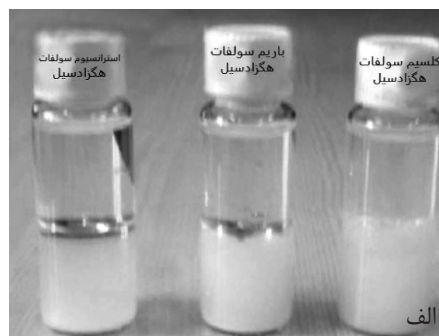
در ادامه برای بررسی رسوب در اثر اختلاط آب سازند و آب هوشمند، میکرومدل را از آب سازند اشباع نموده و به آن آب هوشمند تزریق شد. همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، خطوط تیره نشان‌دهنده تشکیل رسوب در اثر اختلاط این دو آب است.

تشکیل امولسیون بین رسوب‌های سولفات و هگزادسیل آمین

ذرات سولفات با هگزا دسیل آمین موجود در نفت خام واکنش می‌دهند و امولسیون نفت در آب را تشکیل می‌دهند. این نشان می‌دهد که هگزا دسیل آمین قطبی، ذرات رسوب سولفات را جذب می‌نماید [۲۲]. برای بررسی تشکیل امولسیون بین ذرات سولفات و نفت مدل شماره ۱، ابتدا آب سازندهای



شکل ۵ بررسی اختلاط آب سازند و هوشمند در میکرومدل



شکل ۶ امولسیون تشکیل شده بین ذرات رسوب و هگزادسیل آمین (الف) آب‌نمک حاوی ذرات رسوب سولفات و نفت حاوی هگزادسیل آمین قبل از اختلاط. (ب) اختلاط آب‌نمک و نفت و تشکیل امولسیون. (ج) امولسیون‌های تشکیل شده

این حالت در شکل ۸ (ب) قابل مشاهده است. از طرف دیگر باتوجه به نمودار جذب نور در شکل ۹، مشاهده می‌شود که میزان استتاریک اسید موجود در نفت شناور نسبت به نفت اولیه کاهش یافته است. بنابراین می‌توان دریافت که استتاریک اسید با ذرات رسوب امولسیون نفت در آب را تشکیل می‌دهد. این امولسیون تشکیل شده باعث می‌شود تا میزان نور عبوری از طیف‌سنج کاهش پیدا کند. هم‌اطوری که در نمودار طیف‌سنجی مشخص است، میزان نور عبوری در حالت‌های دارای رسوب (شکل ۸ (ج))، کمتر است.

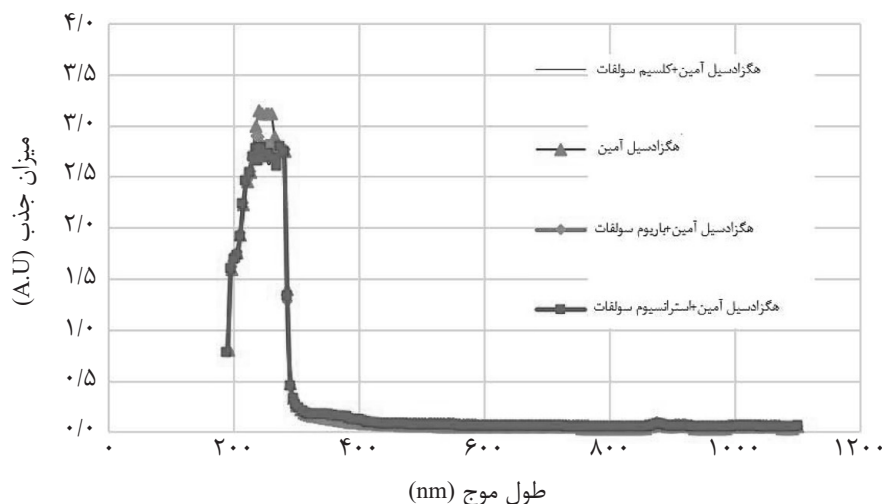
بررسی تشکیل امولسیون رسوب سولفات و نفت خام

برای بررسی اثر ذرات رسوب بر تشکیل امولسیون با نفت خام، آب‌نمک حاوی ذرات رسوب را به نفت خام اضافه می‌کنیم. شکل ۱۰ (الف) نفت خام در مجاورت آب‌نمک حاوی ذرات رسوب را نشان می‌دهد. پس از اختلاط آب‌نمک و نفت خام همان‌طور که در شکل ۱۰ (ب) مشاهده می‌شود میزان رسوب در پایین ظرف کاهش می‌یابد. در نهایت ذرات رسوب سولفات موجود در آب‌نمک با اجزای قطبی نفت خام امولسیون نفت در آب را تشکیل می‌دهد. این تشکیل امولسیون در شکل ۱۰ (ج) قابل مشاهده است.

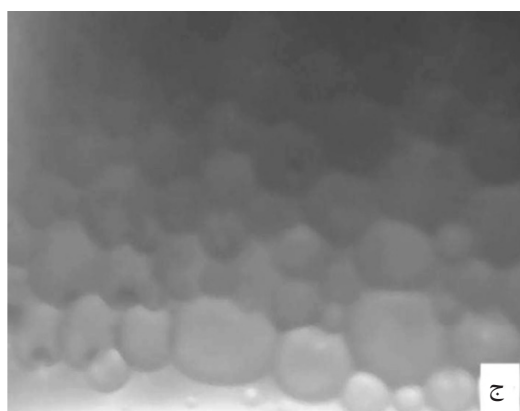
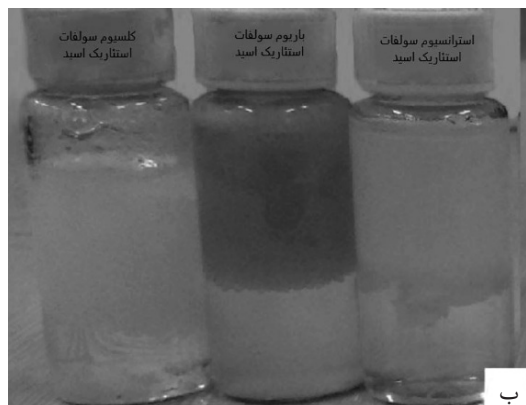
با توجه به نمودار شکل ۷ نتایج طیف‌سنجی نشان می‌دهد که مقدار هگزادسیل آمین موجود در نفت شناور نسبت به نفت اولیه کاهش یافته است. بنابراین باتوجه به کاهش رسوب در کف ظرف و همچنین کاهش هگزادسیل آمین موجود در نفت نهایی می‌توان نتیجه گرفت که ذرات رسوب با هگزادسیل آمین موجود در نفت (به‌عنوان جزء بازی) امولسیون نفت در آب را تشکیل می‌دهند. این امولسیون تشکیل شده باعث می‌شود تا میزان نور عبوری از طیف‌سنج کاهش پیدا کند. هم‌اطوری که در نمودار طیف‌سنجی مشخص است میزان نور عبوری در حالت‌های دارای رسوب (شکل ۶ (ج))، کمتر است.

تشکیل امولسیون بین رسوب‌های سولفات و استتاریک اسید

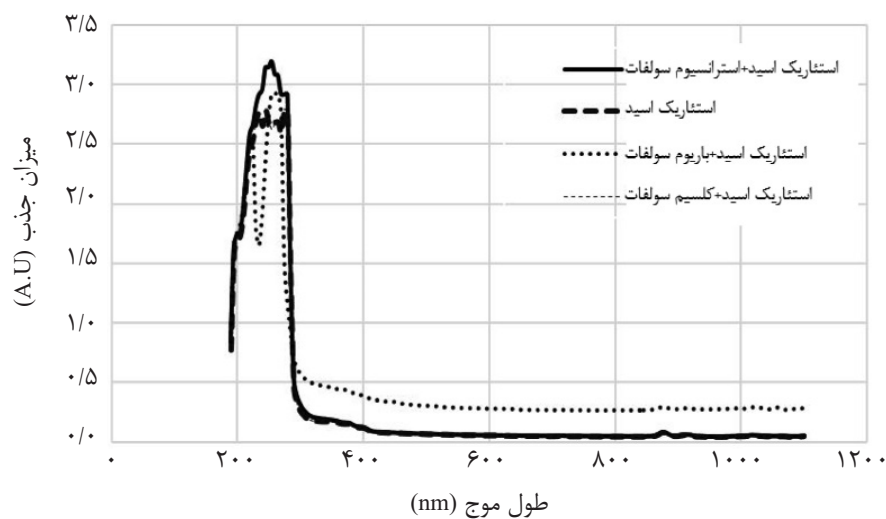
افزایش استتاریک اسید به نفت خام باعث افزایش امولسیون تشکیل شده بین ذرات سولفات و نفت خام می‌شود [۲۲]. حال می‌خواهیم اثر افزایش استتاریک اسید به تولوئن را بررسی کنیم. با افزایش استتاریک اسید به تولوئن قطبیت نفت مدل افزایش می‌یابد و همان‌طور که در شکل ۸ (الف) مشاهده می‌شود فاز نفت و آب‌نمک حاوی ذرات رسوب به ترتیب در بالا و پایین ظرف قرار دارند. پس از اختلاط آب‌نمک و نفت، ذرات رسوب از کف ظرف جدا می‌شوند که



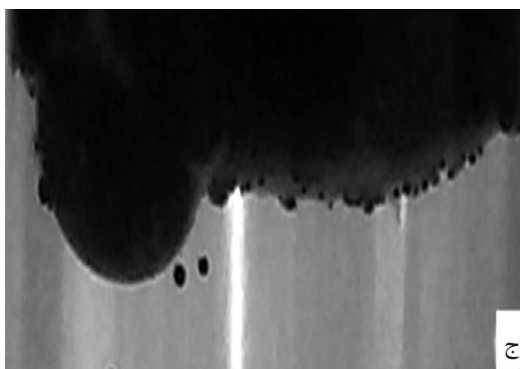
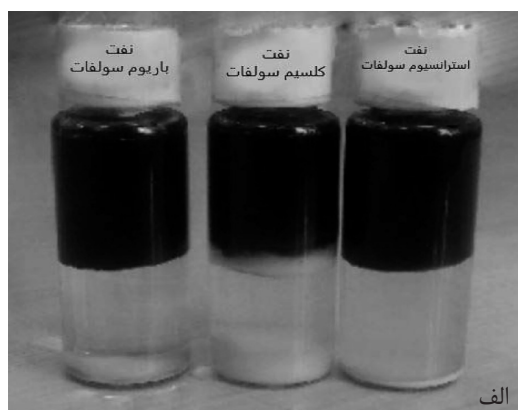
شکل ۷ نمودار جذب نور هگزادسیل آمین به صورت خالص و نمونه‌های دارای رسوبات سولفات



شکل ۸ امولسیون تشکیل شده بین ذرات رسوب و استتاریک اسید الف) آب نمک حاوی ذرات رسوب سولفات و نفت حاوی استتاریک اسید قبل از اختلاط. ب) اختلاط آب نمک و نفت و تشکیل امولسیون. ج) امولسیون تشکیل شده



شکل ۹ نمودار جذب نور استتاریک اسید

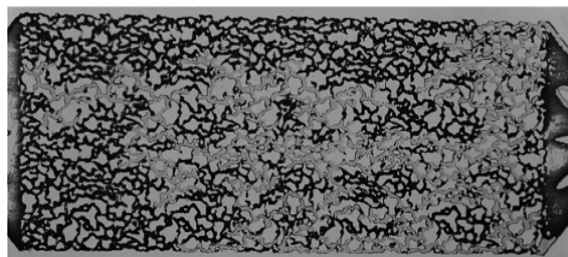


شکل ۱۰ امولسیون بین ذرات رسوب و نفت خام (الف) آب‌نمک حاوی ذرات رسوب و نفت قبل از اختلاط. (ب) اختلاط آب‌نمک و نفت خام و تشکیل امولسیون. (ج) امولسیون تشکیل شده

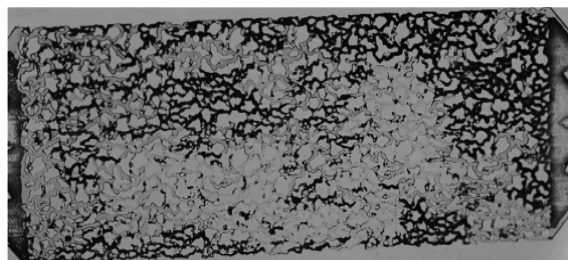
در مرحله بعد به ترکیب آب دریا نمک سدیم سولفات (Na_2SO_4) را می‌افزاییم و همین آزمایش را تکرار می‌کنیم. همان‌طور که در شکل ۱۲ مشاهده می‌شود تزریق آب که در اثر اختلاط آب سازند و آب هوشمند رسوب سولفات را تشکیل داده است بازیافت نفت را افزایش داده است. بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت که ذرات رسوب با بستن برخی از منافذ در طول تزریق آب باعث کاهش تراوایی در قسمت‌های با تراوایی بالاتر شده و در نتیجه سیال تزریقی به سمت نفت‌های بازیافت نشده تغییر مسیر می‌دهد. بنابراین بازیافت نفت افزایش یافته و نفت بیشتری تولید می‌شود. میزان افزایش بازیافت نفت در این حالت ۴۷٪ بوده است.

تأثیر تشکیل امولسیون بر افزایش بازیافت نفت

همان‌طور که گفته شد اختلاط آب‌نمک حاوی ذرات رسوب و نفت باعث تشکیل امولسیون نفت در آب می‌شود. حال می‌خواهیم اثر تشکیل امولسیون بر روی افزایش برداشت نفت را مورد بررسی قرار دهیم. برای این کار ابتدا نمک سدیم سولفات (Na_2SO_4) را از ترکیب آب دریا حذف کرده و به همان مقدار سدیم کلراید (NaCl) به آن می‌افزاییم و به‌عنوان آب تزریقی استفاده می‌کنیم. در ادامه میکرومدل را از نفت خام اشباع کرده و ۳ PV آب‌نمک به آن تزریق می‌کنیم، نرخ تزریق ۰/۱ cc/h است. نتایج تزریق آب بدون رسوب در شکل ۱۱ نشان داد که میزان افزایش بازیافت نفت ۱۴٪ است.



شکل ۱۱ میزان افزایش بازیافت نفت در اثر آب نمک بدون رسوب



شکل ۱۲ میزان افزایش بازیافت نفت در اثر تزریق آب نمک حاوی ذرات رسوب

بررسی تشکیل امولسیون در میکرومدل نشان داد که ذرات رسوب موجود در آب نمک با نفت تشکیل امولسیون می دهند. با مقایسه میزان بازیافت نفت در اثر تزریق آب هوشمند بدون یون سولفات و آب هوشمند با یون سولفات مشاهده گردید که تزریق آب دریا حاوی یون سولفات با آب سازند تشکیل رسوب داد و میزان افزایش بازیافت نفت آن بیشتر از آب دریای بدون یون سولفات بوده است. تشکیل امولسیون های محلول در آب می تواند به طور قابل توجهی تحرک نفت را افزایش دهد [۲۲]. بنابراین، ذرات رسوب باعث تشکیل امولسیون نفت در آب می شوند و بازیافت نفت را افزایش می دهند.

نتیجه گیری

با بررسی تشکیل رسوب مشاهده شد که افزایش غلظت یون های باریوم، کلسیم و استرانسیم موجود در آب سازند و اختلاط آن با آب دریا باعث تشکیل رسوب سولفات باریوم، کلسیم و استرانسیم می شود. همچنین افزایش آنیون سولفات به آب دریا و ترکیب آن با آب سازند حاوی باریوم کلراید، کلسیم کلراید و استرانسیم کلراید به ترتیب باعث افزایش رسوب سولفات باریوم، کلسیم و استرانسیم می شود. در بررسی تشکیل امولسیون مشاهده گردید که ذرات رسوب که در اثر اختلاط آب سازند و آب هوشمند تشکیل شده بودند در مجاورت نفت باعث تشکیل امولسیون نفت در آب می شوند. همچنین، نتایج

مراجع

- [1]. Tzimas E., Georgakaki A., Garcia Cortes C. and Peteves S. D., "Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system," Report EUR 21895, No. 6, 2005.
- [2]. Bayona H. J., "A review of well injectivity performance in Saudi Arabia's ghawar field seawater injection program," In Middle East Oil Show, Society of Petroleum Engineers, 1993.
- [3]. Jordan M. M., Graff C. J. and K. Cooper N., "Deployment of a scale squeeze enhancer and oil-soluble scale inhibitor to avoid oil production losses in low water-cut well," SPE Production & Facilities, Vol. 16, Issue. 04, pp. 267-276, 2001.

- [4]. McElhiney, E. J., D. R. Sydansk, M. W. Benzel and B. K. Davidson. "Determination of in-situ precipitation of barium sulfate during core-flooding," Paper Presented at The SPE third International Symposium on Oilfield scale," *Society of Petroleum Engineers*, 2001.
- [5]. Moghadasi J., M. Jamialahmadi H. Müller-Steinhagen A. Sharif M. R. Izadpanah E. Motaei and R. Barati, "Formation damage in Iranian oil fields," In International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [6]. Moghadasi J., M. Jamialahmadi H. Müller-Steinhagen and Sharif A., "Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection (kinetics of CaSO_4 and CaCO_3 crystal growth and effect on formation damage)," In SPE European formation damage conference. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [7]. Voloshin A. I., V. V. Ragulin N. E. Tyabayeva I. I. Diakonov and Mackay E. J., "Scaling problems in western Siberia," In International Symposium on Oilfield Scale. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [8]. Nasr-El-Din H. A., Raju K. U., Hilab V. V. and Esmail O. J., "Injection of incompatible water as a means of water shut-off," In SPE International Symposium on Oilfield Scale. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [9]. Bedrikovetsky P., Mackay E. J., Moraes G. P., Rosario F. F. and Monteiro R. P., "Laboratory-based prediction of sulphate scaling damage," In SPE International Oilfield Scale Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [10]. Moghadasi J., Müller-Steinhagen H., Jamialahmadi M. and Sharif A., "Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 43, Issue 3-4, pp. 201-217, 2004.
- [11]. Zhang P., Tweheyo M. T. and Austad T., "Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{+2} , Mg^{+2} , and SO_4^{-2} ," *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 301, Issue. 1-3, pp. 199-208, 2007.
- [12]. Puntervold T., Strand S., Ellouz R. and Austad T., "Modified seawater as a smart EOR fluid in chalk," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 133, pp. 440-443, 2015.
- [13]. Strand S., Høgnesen E. J., Austad - Colloids T. and Surfaces A., "Wettability alteration of carbonates—Effects of potential determining ions (Ca^{+2} and SO_4^{-2}) and temperature," *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 275, Issue. 1-3, pp. 1-10, 2006.
- [14]. Webb K. J., Black C. J. J. and Tjetland G., "A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates," In International petroleum technology conference. International Petroleum Technology Conference, 2005.
- [15]. Chakravarty K. H., Fosbøl P. L. and Thomsen K., "Interactions of fines with oil and its implication in smart water flooding," In SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [16]. Zahid A., Sandersen S. B. and Stenby E. H., "Advanced waterflooding in chalk reservoirs: Understanding of underlying mechanisms," *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 389, Issue. 1-3, pp. 281-290, 2011.
- [17]. Pickering S. U., Emulsions. *J. Chem. Soc. Trans.* 91, 2001-2021, 1907.

- [18]. Binks Bernard P., "Particles as surfactants—similarities and differences," Current opinion in colloid & interface science, Vol. 7, Issue 1-2, pp. 21-41, 2002.
- [19]. Benicek J., "Application of emulsion-forming enzymes for enhanced oil recovery," M.Sc. Thesis, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby, Denmark, 2015.
- [20]. Chakravarty K. H., Fosbøl P. L., Thomsen K., "Interactions of fines with base fractions of oil and its implication in smart water flooding," In EUROPEC 2015. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [21]. Kim I., Worthen A. J., Johnston K. P. and DiCarlo D. A., "Size-dependent properties of silica nanoparticles for Pickering stabilization of emulsions and foams," Journal of Nanoparticle Research, Vol. 18, Issue 4, P. 82, 2016.
- [22]. Chakravarty K. H., Fosbøl P. L. and Thomsen K., "Fine formation during brine-crude oil-calcite interaction in smart water enhanced oil recovery for Caspian Carbonates (Russian)," In SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [23]. Roozbahani A. R., Saeedi Dehaghani A. H. and Ayatollahi Sh., "Experimental investigation of the effect of salinity and type of ion on the stability of water in oil emulsion," Petroleum Research, Vol. 29, Issue 108, pp. 1-5, 2019.



Petroleum Research

Petroleum Research 2020(February-March), Vol. 29, No. 105, 21-25

DOI: 10.22078/pr.2019.3157.2451

Investigation of the Effect of Sulfate Sediment Particles on Water-Oil Emulsion Formation when Mixing Smart Water-Formation Water

Amir Hossein Saeedi Dehaghani* and Sina Alizadeh

Petroleum Engineering Department, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

asaeeedi@modares.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3157.2451

Received: February/5/2018

Accepted: January/8/2019

INTRODUCTION

Generally, only 5 - 15 % of the hydrocarbon contained in an oil tank is available using primary recovery techniques, and pumps are used only to drive oil to the surface. When the reservoir pressure is reduced, it is not possible to transfer oil with the natural force of the reservoir to the surface. Therefore, secondary recovery techniques are used [1].

In 2005, Bedrikovetsky et al investigated the decrease in porous media permeability due to deposit formation. Two incompatible solutions containing Ca^{2+} and SO_4^{-2} ions, which were kept until they entered a separate porous medium, were injected into the core of sandstone. The results showed that the increase in the CaSO_4 precipitate rate at higher temperatures, the lower flooding speed and the super saturated of the brine, while the pressure has little effect on

the CaSO_4 deposition [2].

Oil - soluble emulsion formation is reported as a possible reason for trapped oil movement and an increase in oil broom [3]. Oil - soluble emulsion is formed due to the reaction between insoluble salt particles and oil. The mechanism of this reaction is not yet known, but the formation of emulsion was demonstrated by laboratory experiments [4, 5].

The formation of emulsion between decane and deionized water in the presence of silica particles using stirring methods was investigated by Kim et al in 2016. They reported the formation of an appreciable amount of emulsion by means of adding oil to the base acid [6].

In 2019, Roozbahani et al also studied emulsion stability during the use of surface active materials and calcium chloride, sodium sulfate, magnesium chloride and sodium chloride and

observed that calcium chloride could absorb surface active materials better than other salts on the rock surface and increase the stability of the emulsion [7]. In this study, an effort has been made to investigate the fine solids present in the water and their roles in emulsion formation and how they affect the oil recovery.

EXPERIMENTAL PROCEDURE

BRINES

In order to build water, smart water was used in a variety of salts which all salts from the German firm Merck were produced at a purity of 99 % and can be seen in Table 1.

MODEL OIL

From toluene due to the polar property and low cost as a solvent and from stearic acid and

hexadecyl amine with 0.01M is used as the acid component and the model oil base respectively. The materials were produced at 99.9 % of the German Merck Company. The oil composition of the model is reported in Table 2.

CRUDE OIL

Crude oil was used in Bangestan reservoir wells, from Ahwaz and Ilam layer whose dead oil density was 0.893 g/ml and its asphaltene precipitation of 5.725.

GLASS MICROMODEL

A micromodel type with a linear, irregular and complex design was constructed with the volume of 0.1 cc with the objective of investigating the effect of emulsion formation on oil production. Moreover, the volume of injection fluid is 3 pore volume (3 h).

Table 1: The used brines.

Brine	Chemical formula	Molecular weight (g/mol ⁻¹)	Solubility in water at 25 (g/L)
Sodium Chloride	NaCl	58.44	359
Potassium Chloride	KCl	74.55	529
Calcium Chloride	CaCl ₂	110.99	745
Barium Chloride	BaCl ₂ .2H ₂ O	244.26	358
Strontium Chloride	SrCl ₂	158.53	538
Magnesium chloride hexahydrate	MgCl ₂ .6H ₂ O	203.31	157
Sodium bicarbonate	NaHCO ₃	84.00	96
Sodium Sulfate	Na ₂ SO ₄	142.04	94

Table 2: Model oil properties.

Model oil number	First part	Second part
1	Toluene	Hexadecyl Amine
2	Toluene	Stearic Acid

Results and Discussion Investigation of the effect of water concentration change on precipitate yield

As shown in Fig. 1, the amount of sulfate precipitates increases with an increase in amount of Ba^{2+} , Ca^{2+} and Sr^{2+} cations in the formation water (horizontal axis of the graph) and its incorporation with smart water.

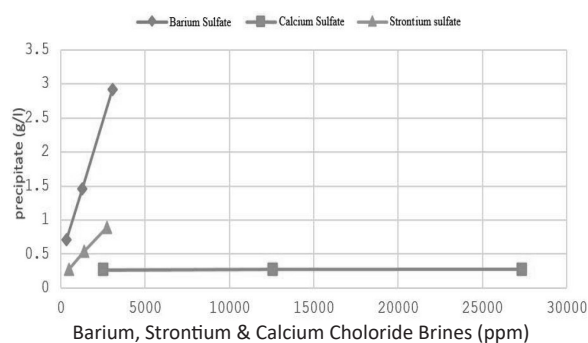


Figure 1: Investigation of deposition of sulfate ions in smart water.

Then, to investigate the precipitate in the effect of water mixing and the smart water, formation and injected into the smart water. As shown in Figure 2, the dark lines indicate the formation of precipitation due to the mixing of these two waters.

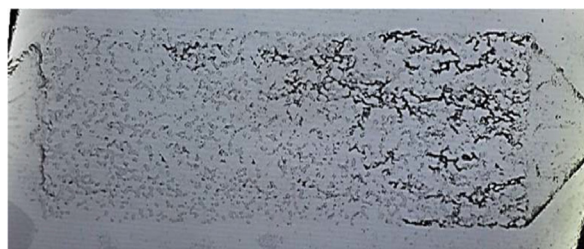


Figure 2: Investigation of mixing formation and smart waters in micromodels.

Emulsion formation between sulfate deposits and hexadecyl amine

According to Fig. 3, by increasing sulfate ion in smart water and its mixture with formation water, the amounts of $BaSO_4$, $CaSO_4$, and $SrSO_4$ precipitates are increased.

Moreover, the results of the spectra demonstrated

that the amount of amine present in the float oil is decreased relative to the initial oil. Therefore, considering the reduction of precipitation in the bottom of the container as well as the reduction of amine stability in the final oil, it can be concluded that the deposition of the amine with an amine present in oil (as part of the base) can form the oil in water.

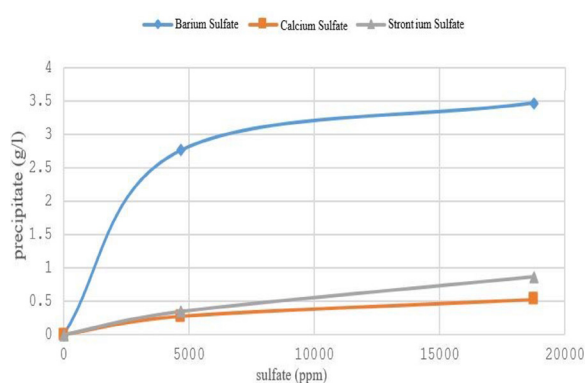


Figure 3: Considering the precipitates obtained from the change of sulfate ion in smart water.

Emulsion formation between sulfate deposits and stearic acid

As observed in Figure 4, the amount of stearic acid in the float oil is reduced in comparison with the initial oil. Therefore, it is possible to obtain stearic acid with particles of oil emulsion in water.

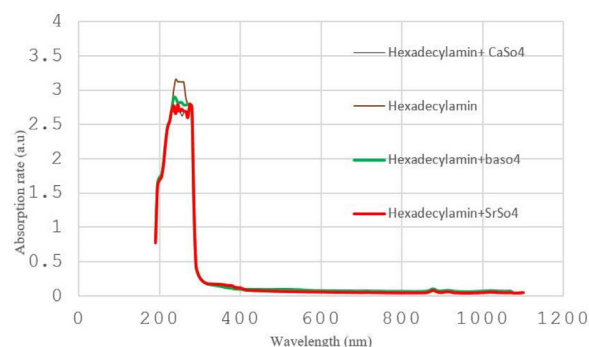


Figure 4: Light absorption diagram of stearic acid: The effect of emulsion formation on increasing oil recovery.

As mentioned, the mixing of brine containing precipitation and oil particles causes an oil emulsion formation. Now, it is desired to examine the

effect of emulsion formation on an increase in the oil recovery. For this purpose, we first remove the sodium sulfate brine from the seawater composition and use the same amount of sodium chloride as injection water. In the following, we saturated the micromodel from crude oil and injected 3 pore volume of the brine into it. The injection rate is 0.1 cc/h with 0.65 m³/day. The results of injection water without precipitates in According to Figure 5, it is obvious that the amount of oil recovery has increased by 14 %.

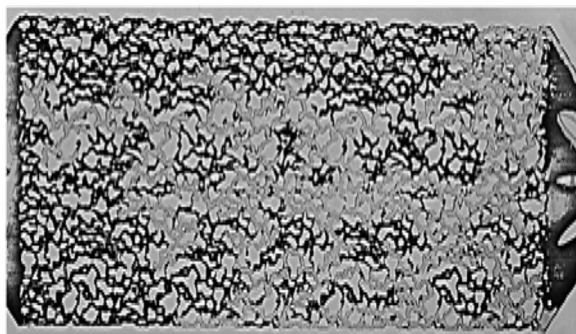


Figure 5: Increased rate of oil recovery due to brine without precipitate.

Now, in this stage, Na₂SO₄ which has been added to brine and the same experiment is repeated. After investigating this test, it has been found out that injection of water causes the formation of the deposition of sulfate because formation water and smart water have been mixed, and thereby, oil recovery is increased. In other words, the injection of water flowing through a mixture of water and smart water (i.e. injection of brine containing precipitate particles) has increased its deposits (Fig. 6), and thereby, the recovery of oil has been increased.

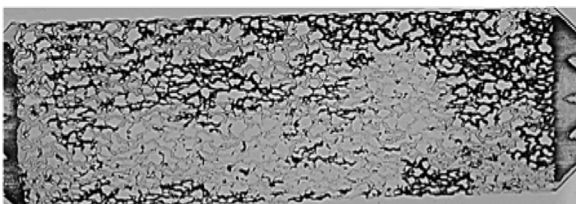


Figure 6: Increased rate of oil recovery due to injection of brine containing precipitate particles

CONCLUSIONS

By investigating the formation of precipitate, it was observed that increasing the concentration of barium, calcium and strontium in the formation and mixing with seawater causes formation of barium sulfate, calcium and strontium precipitate. Furthermore, the increase in sulfate ions to seawater and its composition with formation water containing barium chloride, calcium chloride and strontium chloride lead to an increase in precipitation of barium, calcium and strontium.

In the study of emulsion formation, it was observed that precipitate particles formed due to mixing formation and smart water caused formation of oil in water. Also, the results of emulsion formation in the micromodels show that the precipitate particles present in the salt water have an emulsion.

Finally, by comparing oil recovery by smart water injection without sulfate ion and smart water with sulfate ion, it was observed that the water injection of seawater contains sulfate ion with formation water, and the increase in oil recovery is more than that of seawater without sulfate ion. Formation of soluble emulsion in water can significantly increase oil mobility. Therefore, deposit particles cause oil emulsion formation and increase oil recovery.

References

- [1]. Tzimas, E., A. Georgakaki, C. Garcia Cortes, and S. D. Peteves. "Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system," Report EUR 21895, No. 6, 2005.
- [2]. Bedrikovetsky, Pavel, Eric James Mackay, Gladstone Peixoto Moraes, Francisca Ferreira Rosario, and Raphael P. Monteiro. "Laboratory-

based prediction of sulphate scaling damage,”

In SPE International Oilfield Scale Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2006.

[3]. Bedrikovetsky, Pavel, Eric James Mackay, Gladstone Peixoto Moraes, Francisca Ferreira Rosario, and Raphael P. Monteiro. *“Laboratory-based prediction of sulphate scaling damage,”* In SPE International Oilfield Scale Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2006.

[4]. Chakravarty, Krishna Hara, Philip Loldrup Fosbøl, and Kaj Thomsen. *“Interactions of fines with oil and its implication in smart water flooding,”* In SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers, 2015.

[5]. Zahid, Adeel, Sara Bülow Sandersen, Erling H. Stenby, Nicolas Von Solms, and Alexander Shapiro. *“Advanced waterflooding in chalk reservoirs: Understanding of underlying mechanisms,”* Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 389, No. 1-3, pp. 281-290, 2011.

[6]. Pickering, S. U., 1907. Emulsions. J. Chem. Soc. Trans. 91, 2001-2021.

[7]. Roozbahani A. R., Saeedi Dehaghani A. H. and Ayatollahi Sh., *“Experimental investigation of the Effect of Salinity and Type of Ion on the Stability of Water in Oil emulsion,”* Vol. 29, Issue 109, pp.1-5, 2019.