

مطالعه آزمایشگاهی فرآیند آشام در روش ازدیاد برداشت هیبریدی آب کم‌شور - ماده فعال سطحی

سپیده ویس کرمی^۱، آرزو جعفری^{۲*} و ابوذر سلیمان‌زاده^۲

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

۲- گروه مهندسی نفت، دانشکده نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۹/۱۷ تاریخ پذیرش: ۹۷/۴/۲

چکیده

بیش از ۶۰٪ از نفت کشف‌شده دنیا در سنگ‌های کربناته ذخیره شده‌اند. نفت‌دوست بودن اکثر این مخازن، باعث شده است که در بیشتر موارد کارایی سیلاب‌زنی آبی در آن‌ها، بسیار پایین باشد. به‌دلیل تاثیر منفی نیروهای موئینگی، آب تزریقی نمی‌تواند به‌سادگی در ماتریس‌های نفت‌دوست نفوذ کند و نفت را وادار به خروج از ماتریس کند. تغییر ترشوندگی سطح سنگ، در مخازن نفت‌دوست، به‌سمت حالات نسبتاً آب‌دوست، به‌عنوان یکی از روش‌های بهبود بازیافت نفت مطرح شده است. روش‌های گوناگونی برای تغییر ترشوندگی مخازن وجود دارد که از بین آن‌ها می‌توان به استفاده از مواد فعال سطحی و آب‌های کم‌شور اشاره کرد. هر دو این روش‌ها در مطالعات گسترده‌ای و به‌طور جداگانه مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در این پژوهش به بررسی اثر هیبریدی ماده فعال سطحی در محیط‌های کم‌شور پرداخته شد. بدین منظور، نمونه‌های نفت و سنگ مخزن از یکی از میادین جنوب ایران تهیه و مشخصات آن‌ها اندازه‌گیری شد. سپس آزمایش‌های آشام آب سازند، آب کم‌شور و ماده فعال سطحی AOT در حضور آب کم‌شور انجام شد. نتایج بهبود ضریب بازیافت نفت در حضور ماده فعال سطحی و آب کم‌شور را نشان داد. آشام ماده فعال سطحی آنیونی در محیط کم‌شور منجر به دست‌یابی به بازیافت ۵۶٪ از نفت خام C1 و ۳۷٪ از نفت خام C2 شد.

کلمات کلیدی: فرآیند آشام، تغییر ترشوندگی، ضریب بازیافت، مواد فعال سطحی، آب کم‌شور

مقدمه

قطبی با وزن مولکولی بالای موجود در نفت خام، می‌توانند به سطح سنگ بچسبند و سطح سنگ را متمایل به نفت‌دوست کنند [۱-۳]. دامنه تغییر ترشوندگی می‌تواند به عوامل مختلفی مانند دما و فشار مخزن، نوع مواد معدنی موجود در سنگ و ترکیب نفت، بستگی داشته باشد [۴-۶].

سنگ‌های کربناته و ماسه‌سنگ‌ها در ابتدا آب‌دوست هستند و پیش از مهاجرت نفت، با آب پر شده‌اند. مطالعات نشان می‌دهد که پس از مهاجرت نفت به این سازندها، ترکیبات سنگین نفتی و گونه‌های

خام استفاده شده در فرآیند نفت دوست کردن سطح سنگ است. عوامل متعددی در کنترل سرعت پدیده آشام مؤثر هستند که از جمله آن‌ها می‌توان به تراوایی سنگ، ساختار حفرات، ناهمگنی سنگ، گرانیوزی فاز نفتی و فاز آبی، همچنین کشش بین سطحی فاز آب و نفت اشاره کرد. حمیدپور و همکاران [۱۳]، به بررسی اثر این عوامل در سرعت و میزان بازیافت نفت تولیدی در فرآیند آشام پرداختند. آن‌ها دریافتند که با افزایش گرانیوزی فاز آبی، فرآیند آهسته‌تر می‌شود اما میزان بازیافت نهایی تغییر نمی‌کند. همچنین دریافتند که با افزایش تراوایی سیستم در سنگ‌هایی با لیتولوژی یکسان، سرعت و میزان بازیافت نفت زیاد می‌شود. آن‌ها همچنین با بررسی اثر شرایط مرزی یک‌بعدی و دوبعدی پرداخته و دریافتند که سطح تماس سنگ و آب نمک در کنترل سرعت بازیافت نفت اثرگذار است. در سال‌های اخیر روش ازدیاد برداشت هیبریدی به نام تزریق هم‌زمان آب کم‌شور و ماده فعال سطحی^۱، مطرح و توسط تعدادی از محققین بررسی شده است. این روش نیز بر پایه اصولی مشابه با روش سنتی تزریق ماده فعال سطحی است در حالی که وجود آب کم‌شور و سختی کم آب باعث کاهش نگهداشت ماده فعال سطحی در مخزن می‌شود [۱۴ و ۱۵]. در واقع اهمیت شوری آب، نقطه مشترکی بین هر دو روش تزریق ماده فعال سطحی و آب کم‌شور است. بر این اساس Alagic و همکاران [۱۴ و ۱۵]، یک روش هیبریدی ارائه کردند که در آن اثرات تزریق آب کم‌شور و ماده فعال سطحی در فرآیند هم‌زمان تزریق این دو بررسی شود. ایده کلی به این صورت است که می‌توان با ترکیب اثر ناپایداری لایه‌های مختلف نفت در طول تزریق آب کم‌شور و اثر کاهش کشش سطحی که باعث جلوگیری از گرفتادن مجدد لایه‌های نفت می‌شود به کارایی بهتری دست یافت.

برای بررسی ترشوندگی مغزه‌های نفت دوست، این مغزه‌ها در آموت سل قرار می‌گیرند و توسط ماده فعال سطحی احاطه می‌شوند. محلول به آهستگی به درون مغزه نفوذ می‌کند و نفت خارج شده در بالای ستون سلول آشام جمع می‌شود. نمودارهای ضریب بازیافت بر حسب زمان، برای مقایسه عملکرد فرمولاسیون‌های مختلف و همچنین درک قوانینی برای افزایش مقیاس^۱ مطالعات آزمایشگاهی به کار می‌روند. از آنالیز شیب نمودارهای آشام در ارائه شاخص‌هایی برای تعیین ترشوندگی، استفاده شده است [۷ و ۸]. همچنین این نمودارها برای به دست آوردن فشار موئینگی و تراوایی نسبی کاربرد دارند [۹]. Wu و همکاران [۱۰] مشاهده کردند که دامنه تغییر ترشوندگی، تابع ساختار مولکول‌های نفتیک اسید است. آن‌ها مشاهده کردند که جذب بیشتر یک ترکیب لزوماً باعث تغییر ترشوندگی در سنگ نمی‌شود. بر اساس نتایج این مطالعات، می‌توان نتیجه گرفت که جاذبه الکترواستاتیکی بین ماده جذب شده و مواد معدنی سطوح، توانایی تشکیل یک لایه فشرده روی سطح، انحلال‌پذیری اندک جاذب و نقاط اتصال چندگانه روی جاذب، می‌تواند باعث افزایش جذب روی سطوح کربناته شود [۱۱]. مطالعات متعددی در زمینه درک رابطه بین اسیدیته نفت خام و برهم‌کنش نفت خام و سطح سنگ، انجام شده است. Standnes و همکاران [۶]، مغزه‌هایی را با استفاده از نفت خام با اسیدیته و میزان آسفالتین مختلف نفت دوست کردند و میزان نفت تولیدی در اثر آشام خودبه‌خودی آب به این مغزه‌ها را اندازه‌گیری کردند. پایین‌ترین ضریب بازیافت در مغزه حاوی نفت با بیشترین عدد اسیدیته یا به عبارتی بیشترین غلظت اجزای اسیدی، مشاهده شد. این رفتار، ظرفیت نفت خام با عدد اسیدیته بالا را در تغییر ترشوندگی به حالات نفت دوست‌تر نشان می‌دهد. Zhang و همکاران [۱۲] نیز تأیید کردند که میزان برهم‌کنش نفت خام و سطح سنگ، قویاً تابع عدد اسیدیته نفت

1. Up Scale

2. Low Salinity Surfactant (LSS)

بنزن سولفانات‌ها استفاده کردند، ابتدا پایداری هیدروترمال سیستم مواد فعال سطحی بررسی شد. سپس آزمایش‌های جذب سطحی مواد فعال سطحی روی ماسه‌سنگ نفت‌دوست شده انجام شد تا اثر یون‌های دو بار مثبت بررسی شود. اگرچه در سال‌های اخیر پژوهش‌ها در زمینه سیلاب‌زنی با آب کم‌شور و سیلاب‌زنی با مواد فعال سطحی روبه افزایش بوده است، اما همچنان جنبه‌های مختلفی در این زمینه نیازمند بررسی‌های بیشتر است. در این راستا برای اولین بار در این تحقیق به بررسی فرآیند آشام ماده فعال سطحی آنیونی در حضور آب کم‌شور پرداخته شد. همچنین در این پژوهش با بررسی نوع نفت و ویژگی‌های مختلف آن از جمله گرانیروی، دانسیته و میزان آسفالتین در فرآیند استفاده ماده فعال سطحی در محیط‌های کم‌شور سعی شده است تا تاثیر این خواص با دقت بیشتری مورد مطالعه قرار گیرد.

روش کار

مواد مورد استفاده در پژوهش

در این پژوهش به منظور شبیه‌سازی مخزن در ابعاد آزمایشگاهی از دو مغزه کربناته مشابه، مربوط به یکی از مخازن جنوب ایران استفاده شده است. خواص فیزیکی این مغزه‌ها اندازه‌گیری و در جدول ۱ گردآوری شده است. همچنین برای شناسایی ساختار کانی شناسی مغزه‌های مورد استفاده، آنالیز XRD انجام شد. این روش از آن جهت که روش مستقیمی برای تعیین نوع فازها و ساختار بلورین مواد است، دارای اهمیت ویژه است. به این منظور ساختار بلوری سنگ‌ها با استفاده از تابش Cu-K α و با شدت پراش در محدوده $20 < \theta < 90$ و با اندازه گام 0.02 درجه و زمان 2 sec در هر گام اندازه‌گیری شده است. طیف حاصله با مقایسه با داده‌های موجود در JCPDS^۳ شناسایی شد [۲۴].

Johannessen و Spildo [۱۶] مشاهده کردند که کاهش میزان اشباع باقی‌مانده نفت توسط روش تزریق آب کم‌شور - ماده فعال سطحی از تزریق ماده فعال سطحی به‌روش معمول، بیشتر است. نتایج مشابهی نیز گزارش شد [۱۷ و ۱۸]. این نتایج نشان می‌دهد که برهم‌کنش بین سنگ و سیال در روش LSS بیشتر از تزریق ماده فعال سطحی در شوری بهینه است که موجب زدایش بیشتر ترکیبات نفت‌دوست از سطح خواهد شد. این تغییر ترشوندگی، بیشتر بودن میزان کشش سطحی در روش LSS به نسبت تزریق در شوری بهینه را جبران می‌کند.

پیچیدگی فرآیند LSS باعث شده است که مطالعات و اندازه‌گیری‌های بنیادی برای درک بهتر برهم‌کنش‌های بین سیال - سیال و سنگ - سیال انجام شود. Spildo و همکاران نشان دادند که اگرچه مقادیر بسیار کوچک کشش سطحی (کمتر از 0.1 mN/m) در شوری بهینه رخ می‌دهد، محلول LSS در کشش سطحی‌های بالاتر باعث نگه‌داشتی^۱ ده برابر کوچک‌تر می‌شود [۱۹]. علاوه‌بر آن Tichelkamp و همکاران بیان کردند که در محلول‌های LSS، مقادیر بسیار کوچک کشش سطحی (کمتر از 0.1 mN/m) را می‌توان با جایگزینی مقدار اندکی سدیم به‌جای کلسیم به‌دست آورد. در واقع این امر بدان دلیل است که وجود مقادیر اندکی کلسیم باعث افزایش فعالیت در سطح به نسبت سدیم می‌شود [۲۰ و ۲۱]. نورانی و همکاران [۲۲]، مطالعه‌ای در زمینه جریان LSS توسط آلومینیوم سیلیکات‌های پوشیده شده با نفت در یک سیستم کریستال کوارتز میکرو تعادلی^۲ به‌منظور بررسی تغییر ترشوندگی انجام دادند. نتایج آن‌ها نشان داد که آب‌دوستی سطح بعد از قرار گرفتن سطح در معرض LSS بیشتر می‌شود. خوان‌امیری و همکاران [۲۳]، اثر یون‌های دو بار مثبت را روی بازیافت نفت در فرآیند LSS بررسی کردند و در مطالعاتشان از ترکیبی جدید از آلکیل

1. Retention

2. Quartz Crystal Microbalance

3. Joint Committee on Powder Diffraction Standards (JCPDS)

جدول ۱ خواص مغزه‌های مورد استفاده

خاصیت	سنگ A1	سنگ A2
طول (cm)	۷/۵۳	۷/۵۳
قطر (cm)	۳/۸	۳/۸
حجم توده سنگ (cm ³)	۸۵/۰۱	۸۵/۰۱
حجم فضای خالی (cm ³)	۷/۸۴	۱۷/۸۱
تخلخل (/.)	۹/۲۲	۲۰/۹۵
درصد اشباع آب باقی مانده (/.)	۲۷/۳	۳۸/۸
تراوایی (D)	۰/۰۲۳	۰/۰۷۹

آنالیز آب خلیج فارس انجام شد. ترکیب آب سازند در جدول ۳ ذکر شده است.

روش انجام آزمایش‌ها

در این پژوهش از یک دستگاه ساکسوله و حلال‌های تولوئن و متانول به منظور حل کردن و استخراج نفت و آب نمک موجود در نمونه‌های سنگ استفاده شده است [۲۵]. به منظور اندازه‌گیری تخلخل و تراوایی، همچنین اشباع نمونه‌های سنگ، در این پژوهش از مغزه نگه‌دار استاندارد هاسلر^۵ استفاده شده است. این دستگاه شامل پمپ با توانایی تزریق در دبی و فشار ثابت، پمپ روغن هیدرولیکی جهت تأمین فشار روباره، سیلندرهای حاوی نفت و سیال آبی، خطوط لوله با توانایی تحمل فشار بالا و سیستم ثبت فشار است. پس از شستشو، تخلخل نمونه‌های سنگ با استفاده از روش غوطه‌وری محاسبه شد. همچنین، تراوایی مغزه‌ها با استفاده از روش سیلاب‌زنی پایدار تک فازی مایع و به کمک قانون دارسی به دست می‌آید. به منظور اشباع مغزه‌ها با نفت خام، بعد از اندازه‌گیری تراوایی و تخلخل آنها، در دستگاه سیلاب‌زنی هاسلر قرار می‌گیرند و فشار روباره با استفاده از روغن‌های معدنی در حدود ۵۰۰-۱۰۰۰ psi بیشتر از فشار تزریق تأمین می‌شود.

نفت مورد استفاده در این پژوهش، از نمونه نفت C1 و C2 متعلق به یکی از میادین نفتی جنوب ایران استفاده شده است. برای اندازه‌گیری چگالی نمونه‌های نفت از دستگاه DMA-45 استفاده شد. همچنین به منظور اندازه‌گیری گرانشی از گرانش سنج‌های کنون فنسک^۱ و برای اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی از دستگاه قطره آویزان^۲ استفاده شد. اندازه‌گیری میزان آسفالتین موجود در نمونه از طریق استاندارد IP-143 و عدد اسیدیته توسط روش تیتراسیون KOH اندازه‌گیری شد. نتایج اندازه‌گیری خواص نفت در جدول ۲ ارائه شده است.

ماده فعال سطحی مورد استفاده در این پژوهش، Diocetyl Sulfosuccinate Sodium Salt (AOT) شرکت سیگما با درجه خلوص این ماده بیشتر از ۹۷٪ و از انواع سولفوناته و آنیونی با ساختار $C_{20}H_{37}NaO_7S$ است. این ماده فعال سطحی یک نمک اسید سولفونیک^۳ است که در آن گروه هیدروکسی سولفونیل^۴ با حرارت و پیوند شیمیایی قوی بین اتم گوگرد و کربن به زنجیره هیدروکربنی آب‌گریز متصل شده است. از ویژگی‌های مطلوب آن می‌توان به قابلیت انحلال در آب، تجزیه زیستی، همچنین سمیت پایین آن اشاره کرد. وزن اتمی این ماده فعال سطحی برابر با ۴۴۴/۵۶ g/mol و CMC آن ۲/۵۵ mmol/L است. سنتز آب نمک دریا با استفاده از نمک‌های تهیه شده از شرکت مرک و مطابق با

1. Cannon Fenske Viscometer
2. Pendant Drop
3. Sulfonic Acid
4. Hydroxy Sulfonyl
5. Hassler

جدول ۲ خواص نمونه‌های نفت مورد استفاده در پژوهش

خاصیت	نفت C1	نفت C2
درصد آسفالتین	۲/۹	۹/۷۲
عدد اسیدیته (mg KOH/g oil)	۰/۹۱	۱/۲۴
چگالی (g/cm ³)	۰/۸۹۹	۰/۹۲۰
API	۲۵/۸۹	۲۲/۳
گرانروی دینامیک (cP)	۱۴/۵۲	۸۷/۰۵
کشش سطحی در حضور آب سازند (mN/m)	۳۸	۲۸
کشش سطحی در حضور آب کم‌شور (mN/m)	۱۰	۸

جدول ۳ فرمولاسیون آب سازند

نام محلول	NaCl (g/L)	MgCl ₂ (g/L)	CaCl ₂ (g/L)	Na ₂ SO ₄ (g/L)	شوری (ppm)	چگالی (g/cm ³)	گرانروی (cP)
آب سازند FB	۳۷/۱۴۱	۷۶۸/۰	۳۵۶/۱۴	۹۸/۰	۱۵۷۴۸۴	۱۱۷/۱	۲/۱

شدن ناخواسته فازها جلوگیری شود. به‌دنبال آن، انتهای پیپت توسط چسب سیلیکونی مسدود گردید. در ادامه، پیپت به‌مدت ۱ hr در دمای آزمایش قرار گرفت تا سیالات درون آن به تعادل حرارتی برسند. سپس با استفاده از هم‌زدن فازها مخلوط شدند. سپس فرصت کافی فراهم آمد تا سیالات درون پیپت به‌دلیل جدایش فازی در اثر اختلاف جرم حجمی مایعات به پایداری برسند. در نهایت حجم هر فاز و نوع امولسیون تولیدی ثبت گردید. بدین ترتیب، بهترین فرمولاسیون‌ها و شوری بهینه تعیین گردید. فرمولاسیون مورد استفاده در جدول ۴ قابل مشاهده است.

محاسبه ضریب بازیافت

محاسبه ضریب بازیافت نفت در آموت سل با پیچیدگی‌های خاص خود از جمله عدم تولید نفت در مغزه‌های با تراوایی پایین‌تر و یا طول کوتاه‌تر و تشکیل امولسیون نفت در آب در قسمت مدرج بورت مانند آموت سل همراه است.

پس از تزریق آب سازند، تزریق نفت شروع می‌شود تا اشباع آب به اشباع غیرقابل کاهش برسد. سپس مغزه‌های اشباع‌شده با نفت در دمای ۷۵°C به‌مدت دو هفته زمان‌دهی^۱ می‌شود تا نفت‌دوست شوند. این مدت زمان، به نوع نفت بستگی دارد. لازم به‌ذکر است که دمای بالا برای جبران زمان زمین‌شناسی اعمال می‌شود. پس از فرآیند زمان‌دهی، مغزه‌ها به آموت سل منتقل می‌شوند. در مرحله اول سلول‌ها حاوی آب سازند بودند پس از پایان یافتن فرآیند آشام آب سازند، مرحله دوم آزمایش‌ها با اشباع آب کم‌شور انجام شد. در مرحله سوم آشام از سیال آب کم‌شور در حضور ماده فعال سطحی استفاده شد. لازم به ذکر است که فرمولاسیون این سیال از طریق انجام آزمایش‌های رفتار فازی هر کدام از نمونه‌های نفت و تشکیل وینسور نوع سوم انتخاب شده است. دستورالعمل انجام آزمایشات به این ترتیب بود که ابتدا پیپت‌های شیشه‌ای ۱۰ cc از قسمت نازل توسط شعله اکسیژن-استیلن مسدود شدند. سپس حجم آب و هیدروکربن با نسبت‌های معین، به ترتیب، وارد پیپت‌های شیشه‌ای گردید. در ریختن فاز آلی بر روی فاز آبی دقت گردید که این کار به آرامی انجام پذیرد تا از هر گونه مخلوط

1. Aging

جدول ۴ سیالات آشام مورد استفاده

نام آزمایش	مغزه مورد استفاده	نفت مورد استفاده	فرمولاسیون سیال آشام	گرانروی سیال آشام (cP)
C1-FB	A	C1	آب سازند (FB)	۱/۲
C2-FB	B	C2	آب سازند (FB)	۱/۲
C1-LS	A	C1	آب کم شور ۰/۰۲۵ M NaCl	۰/۸
C2-LS	B	C2	آب کم شور ۰/۰۲۵ M NaCl	۰/۸
C1-LSS	A	C1	آب کم شور و ماده فعال سطحی (LLS) ۳/۷ CMC AOT+۰/۰۲۵ M NaCl	۵
C2-LSS	B	C2	آب کم شور و ماده فعال سطحی (LLS) ۲/۱ CMC AOT+۰/۰۲۵ M NaCl	۴/۵

اینچ است. همچنین، به منظور شمارش پیکسل‌ها نیز از نرم‌افزار Photoshop CS6 استفاده شده است. بدین ترتیب دقت قرائت حجم‌ها به نسبت مقادیر قرائت شده در قسمت مدرج شده بورت بهبود پیدا کرده است و مقادیر کمتر از ۰/۱ cc نیز قابل‌سنجش خواهند بود. همان‌طور که پیش از این نیز ذکر شد، ماده فعال سطحی استفاده شده در این پژوهش از نسبت حلالیت بالایی برخوردار است، به همین دلیل عمده نفت تولید شده، توسط ماده فعال سطحی که مغزه را احاطه کرده، به امولسیون تبدیل می‌شود. در نتیجه ضریب بازیافت نفت که از طریق مشاهده سطح تماس فاز آبی و نفت محاسبه می‌شود با مقداری خطا همراه است و باید تصحیح شود. بدین منظور در روش چهارم، که در این پژوهش، از آن به‌عنوان روش چگالی یاد می‌کنیم، مورد استفاده قرار می‌گیرد. این روش، بر مبنای خطی بودن رابطه بین چگالی امولسیون و چگالی سیال آبی و نفتی استوار است:

$$\rho_e = C_o \rho_o + (1 - C_o) \rho_w \quad (1)$$

که در آن ρ چگالی هر کدام از فازها و C_o کسر حجمی نفت است. چگالی فاز امولسیون، فاز نفت و فاز آب محاسبه شده و برای تعیین کسر حجمی نفت در هر امولسیون استفاده شده است. بدین منظور، حجم‌های مشخصی از نفت و سیال آشام مخلوط شده، سپس حجم و چگالی امولسیون تولیدی، محاسبه می‌شود.

در این پژوهش، از روشی ابتکاری به‌منظور بهبود محاسبه ضریب بازیافت و حجم نفت تولیدی به‌دلیل تشکیل امولسیون استفاده شده است. محاسبه ضریب بازیافت توسط چند روش انجام شد: در روش اول وزن مغزه‌ها قبل و بعد از آشام اندازه‌گیری شد و با استفاده از تفاضل این دو مقدار، ضریب بازیافت محاسبه شد. مزیت این روش دقت بالای آن (g/۰۰۰۱) است. این روش آسان و قابل اعتماد است اما تنها می‌توان ضریب بازیافت نهایی را توسط آن محاسبه کرد. این آزمایش‌ها در دمای محیط انجام شده است؛ به همین دلیل خطای از دست رفتن سیالات بر اثر پدیده تبخیر و کاهش وزن وجود ندارد، تنها خطای اندک به وجود آمده در هنگام خارج کردن مغزه‌ها از سلول‌های آشام است. در روش دوم حجم سیال خروجی از قسمت بورت سلول آشام خوانده می‌شود. اندازه‌گیری حجمی از روش اندازه‌گیری وزنی غیر دقیق‌تر است و خطای آن ۰/۱ cc است. به‌علاوه اینکه حجم ستون نفت ممکن است ناشی از حضور امولسیون‌های نفت در آب باشد. همچنین در روش سوم از عکس‌برداری در هر روز و شمارش پیکسل‌ها استفاده شده است. برای عکس‌برداری از دوربین CANON_5D با کیفیت بسیار بالا و لنز ماکرو استفاده شده است که امکان تمرکز در فاصله‌های کم و قابلیت بزرگ‌نمایی ویژه را در اختیار پژوهشگر قرار می‌دهد. دقت تصاویر ثبت شده با این دوربین برابر با ۳۰۰ پیکسل در هر

وزنی تعیین و با این مقدار مقایسه شد. با توجه به اینکه روش وزنی از دقت بیشتری برخوردار است و روش حجمی توام با محاسبه چگالی نمونه‌های مختلف با حجم‌های اندک است، لذا مقدار ضریب بازیافت نهایی به‌دست آمده از روش چگالی با استفاده از روش وزنی تصحیح و گزارش شده است.

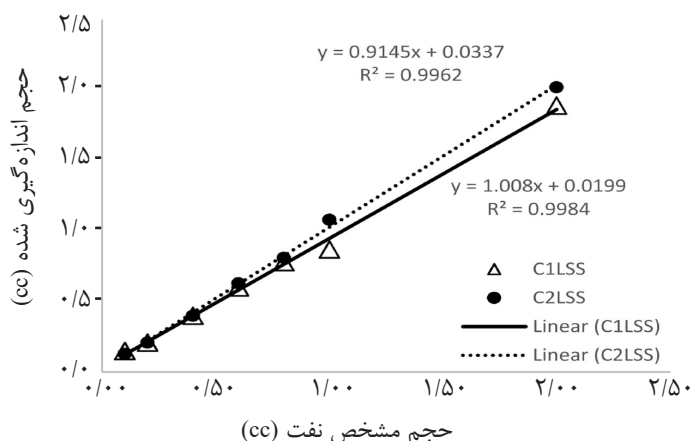
بحث و نتایج

به‌منظور شناسایی کانی‌های موجود در نمونه‌های سنگ، نتایج آنالیز XRD در شکل ۲ نشان داده شده است، عمده‌ترین پیک، در 34° رخ می‌دهد، همچنین تطابق بسیار خوب نمونه سنگ (خطوط توپر) با نمونه کلسیت (خطوط صاف)، بدین معناست که از لحاظ ترکیب کانی‌شناسی این سنگ‌ها عمدتاً از کلسیت (CaCO_3) تشکیل شده‌اند و ساختار سنگ کربناته است. به‌منظور بررسی پدیده آشام، در ابتدا از آب سازند (FB) به‌عنوان سیال آشام استفاده و میزان تولید نفت برحسب زمان اندازه‌گیری شد.

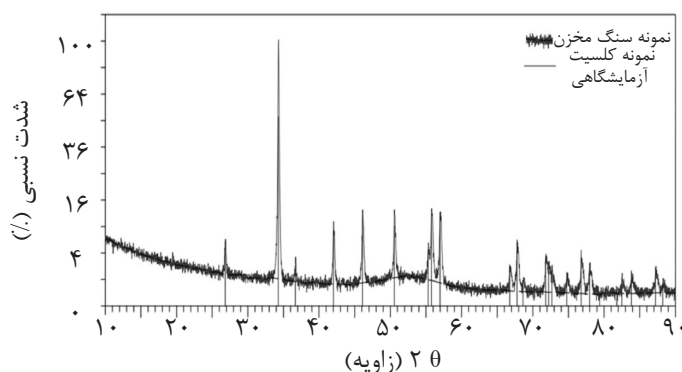
در حین فرآیند آشام نیز، امولسیون تولیدی در بازه‌های زمانی مناسب، با استفاده از سرنگ‌های بلند اسپینال خارج و چگالی آن محاسبه می‌شود. سپس با استفاده از چگالی امولسیون، حجم نفت تولیدی، تخمین زده می‌شود. نتایج این محاسبات در جدول ۵ ذکر شده است. از داده‌های جدول ۵ برای اندازه‌گیری حجم نفت موجود در امولسیون استفاده شد، سپس حجم نفت اندازه‌گیری شده با حجم نفت معلوم مقایسه و خطای نسبی رخ داده در قرائت حجم‌ها محاسبه شد. میزان اختلاف حجم اندازه‌گیری شده از ۰ تا $0/13$ cc متغیر است. به‌طور میانگین قدرمطلق اختلاف حجم قرائت شده برابر با $0/03$ cc است. در شکل ۱ نیز با مقایسه حجم نفت اندازه‌گیری شده بر حسب حجم نفت معلوم، نشان داده شده است که روش چگالی از دقت بالایی برخوردار است. از این روش برای محاسبه ضریب بازیافت برای سیال آشام LSS استفاده شده است، سپس ضریب بازیافت نهایی نیز با استفاده از روش

جدول ۵ مقایسه حجم نفت به‌دست آمده از طریق روش چگالی و حجم نفت معلوم

سیال آشام	نمونه کنترلی	حجم مشخص نفت (cc)	چگالی نفت (g/cm^3)	چگالی سیال آبی (g/cm^3)	چگالی امولسیون (g/cm^3)	حجم نفت اندازه‌گیری شده (cc)	قدر مطلق اختلاف حجم (cc)
C1-LSS	۱	۰/۱۰	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۷	۰/۱۵	۰/۰۵
	۲	۰/۲	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۷	۰/۲۱	۰/۰۱
	۳	۰/۴	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۷	۰/۴	۰
	۴	۰/۶	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۶	۰/۶	۰
	۵	۰/۸	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۵	۰/۷۸	۰/۰۲
	۶	۱	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۵	۰/۸۷	۰/۱۳
	۷	۲	۰/۸۹۹	۱/۰۲۸	۱/۰۲۲	۱/۸۹	۰/۱۱
C2-LSS	۱	۰/۱۰	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۳۰	۰/۱۳	۰/۰۳
	۲	۰/۲	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۳۰	۰/۲۱	۰/۰۱
	۳	۰/۴	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۲۹	۰/۴	۰
	۴	۰/۶	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۲۹	۰/۶۳	۰/۰۳
	۵	۰/۸	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۲۸	۰/۸۱	۰/۰۱
	۶	۱	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۲۸	۱/۰۸	۰/۰۸
	۷	۲	۰/۹۲	۱/۳۰۴	۱/۰۲۶	۲/۰۲	۰/۰۲



شکل ۱ حجم اندازه گیری شده به روش میانگین گیری از چگالی بر حسب حجم معلوم از نفت



شکل ۲ آنالیز XRD نمونه سنگ

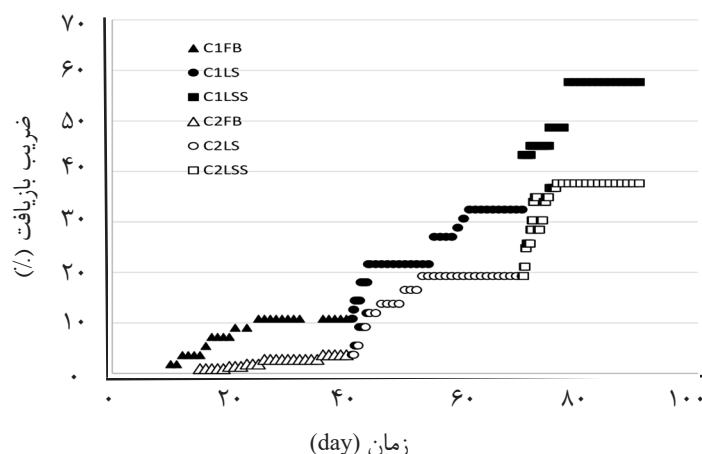
افزایش می یابد لازم به ذکر است که به دلیل استفاده از ماده فعال سطحی در این مرحله و توانایی کاهش کشش سطحی تا حد فوق العاده پایین، در این حالت نیروی موئینگی بسیار کم شده و ماده فعال سطحی به توده سنگ نفوذ می کند. با نفوذ ماده فعال سطحی، ترشوندگی سنگ آب دوست تر شده است و کشش بین سطحی، کاهش می یابد این دو سازوکار باعث افزایش نفوذ پذیری نسبی نفت می شوند. این بدان معناست که در ابتدا سطح سنگ بر اثر تماس با مواد آلی موجود در نفت و گروه های کربوکسیلیک دارای بار منفی شده و نفت دوست است. بر اثر تماس سنگ با ماده فعال سطحی و نفوذ آن به درون ساختار سنگ، به مرور زمان ترشوندگی سنگ آب دوست تر شده است.

تولید نفت در این مرحله به دلیل غلبه نیروهای موئینگی به طول انجامید. در نفت C2 به دلیل گرانشی بیشتر تأخیر بیشتری مشاهده شد. در این مرحله تولید نفت در یک مدت زمان ۴۰ روزه تحت نظر قرار گرفته شد. ضریب بازیافت آب سازند برای نمونه نفت C1 در حدود ۱۰٪ و برای نفت C2، ۴٪ است. در مرحله بعدی از سیال آب کم شور (LS: ۰/۰۲۵ M NaCl) استفاده شد. در این مرحله در دو روز اول سرعت آشام^۱ بیشتر بوده است، سپس نرخ تولید افت می کند. تولید نفت در این مرحله تا ۳۰ روز ثبت شد و در نهایت با رسیدن به ضریب بازیافت ۳۷٪ برای نفت C1 و ۲۰٪ برای نفت C2 به پایان می رسد. در مرحله سوم از سیال های آشام آب کم شور و ماده فعال سطحی استفاده شد. در این مرحله نیز در چند روز ابتدایی سرعت آشام اندک بوده و به مرور با اثر گذاری ماده فعال سطحی،

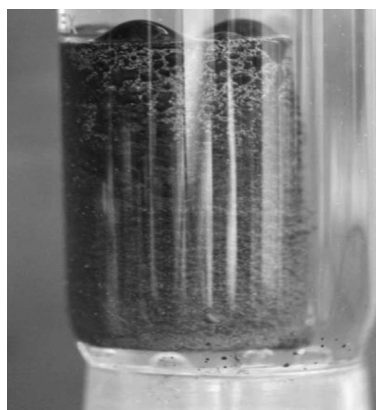
1. Imbibition Rate

یکی از بارزترین سازوکارهای رخ داده است. این اثر را می‌توان در شکل ۴ مشاهده کرد. با توجه به آنچه گفته شد به‌نظر می‌رسد سازوکار عمده در تولید نفت توسط آشام، نیروی شناوری و تغییر ترشوندگی باشد. همان‌طور که ذکر شد به‌طور کلی ضریب بازیافت در مغزه حاوی نفت C2، میزان کم‌تری بوده است. این امر به‌علت ظرفیت نفت خام با عدد اسیدیتته بالاتر و غلظت بالاتر اجزای اسیدی، در تغییر ترشوندگی به حالات نفت دوست‌تر می‌باشد. به‌عبارتی برهم‌کنش نفت خام C2 و سطح سنگ، قویاً تابع عدد اسیدیتته و میزان آسفالتین نفت خام است. قطبیت بیشتر ذرات آسفالتین در این نوع نفت موجب برهم‌کنش قوی‌تر سطح سنگ و نفت‌دوستی بیشتر خواهد بود.

این امر باعث می‌شود که نیروهای موئینگی در جهت مثبت به تولید نفت کمک کنند. پس از غلبه قطرات نفت بر نیروهای موئینگی، این قطرات می‌توانند به‌علت شناوری^۱ به سمت بالا حرکت کرده و تولید شوند. در شکل ۳ روند تولید نفت و ضریب بازیافت برحسب زمان برای سیالات آشام مختلف در هر دو نمونه نفت ارائه شده است. ضریب بازیافت نهایی برای نفت C1، ۵۶٪ و برای نفت C2، ۳۷٪ به‌دست آمد. نکته جالب‌توجه دیگر، اثر شناوری در تولید نفت است، قطراتی که در سطح پایینی مغزه‌ها تشکیل می‌شوند کوچک‌تر بوده و به‌تدریج سایز قطرات بزرگ‌تر می‌شود تا بزرگ‌ترین قطره‌ها در سطح بالایی مغزه تشکیل شوند. بیشترین تولید نفت از سطح بالایی مغزه‌ها انجام می‌شود که نشان می‌دهد تولید نفت از طریق سازوکار شناوری



شکل ۳ ضریب بازیافت برحسب زمان در سیالات آشام مختلف



شکل ۴ اثر شناوری در تولید نفت

شده است [۲۶].

$$N_B^{-1} = c \frac{\sigma \sqrt{\phi/k}}{\Delta \rho g h} \quad (2)$$

که در آن C یک عدد ثابت است (برای مدل لوله‌های موئینه مساوی ۰/۴ است). σ و $\Delta \rho$ به ترتیب کشش بین سطحی و اختلاف چگالی بین سیال آشام و سیال موجود در ماتریس هستند، ϕ تخلخل و k تراوایی و g شتاب جاذبه زمین و h طول مغزه است. نتایج محاسبه عدد باند معکوس (N_B^{-1}) برای این آزمایش‌ها محاسبه و در جدول ۶ ارائه شده است. محاسبه عدد باند معکوس در سیالات آشام مختلف نشان می‌دهد که برای آزمایش‌های ۱ تا ۴، نیروهای موئینگی غالب هستند و آشام غیر هم‌سو رخ می‌دهد. زیرا $N_B^{-1} > 5$ است. در این آزمایش‌ها مغزه‌های کربناته با نفوذپذیری پایین تحت فرآیند زمان‌دهی نفت‌دوست نیز شده‌اند. اندازه کوچک حفرات و همچنین نفت‌دوست بودن آن‌ها باعث می‌شود که نیروی موئینگی در مقایسه با نیروی گرانشی بسیار قوی تر عمل کند. لذا در حالتی که از آب سازند و آب کم‌شور استفاده شده است، عدد باند معکوس مقدار بالایی دارد. در آزمایش‌های ۵ و ۶، $N_B^{-1} < 0.1$ در واقع در این حالت پدیده آشام توسط نیروهای گرانشی کنترل می‌شود و آشام هم‌سو رخ می‌دهد. در واقع در آشام ماده فعال سطحی، با نفوذ ماده فعال سطحی به درون ماتریس و کاهش کشش بین سطحی، نفت گیرافتاده در اثر نیروی موئینگی رها شده و تولید می‌شود. در واقع اثر نیروهای گرانشی بر نیروهای موئینگی چیرگی می‌یابد. در این حالت، عدد باند معکوس کمتر از ۰/۱ محاسبه شد و بنابراین سیال بیشتری به درون ماتریس نفوذ کرده و در نتیجه نفت بیشتری تولید می‌گردد. علاوه بر مقادیر نهایی تولید نفت، روند منحنی تولید نفت در گذر زمان نیز با نتایج پژوهش‌های گذشته هم‌خوانی داشت [۲۷ و ۲۸].

همچنین با مقایسه گراندرو دو نوع نفت به نظر می‌رسد که در نفت C2، به دلیل دارا بودن درصد بالاتر آسفالتین وقتی که این نفت‌ها در شرایط استاتیک قرار بگیرند، مولکول‌های آسفالتین می‌توانند از طریق سازوکارهای خود تجمعی و برهم‌کنش‌های فیزیکی با محیط متخلخل، ساختارهای ویسکوزی^۱ را تشکیل دهند. برای جابه‌جایی این ساختارها، مقدار مشخصی نیرو نیاز است تا آن‌ها را شکسته و نفت خام در محیط متخلخل جریان یابد، نیروی محرکه ایجاد شده توسط سیال آشام، که به تنهایی قادر به شکستن این ساختارها و جابه‌جایی نفت نیست. در شرایطی که سازوکار غالب، نیروی موئینگی است، در حالتی که نیروی موئینگی در جهت مثبت باشد (سیال آشام حاوی ماده فعال سطحی)، این نیروها می‌توانند باعث به وجود آمدن نیروی اولیه لازم برای شکسته شدن ساختارهای ویسکوز را فراهم آورند. همچنین همان طور که مشاهده می‌شود نفت C2 در تمامی محلول‌ها، کشش سطحی پایین تری ایجاد کرده است. در این نفت درصد آسفالتین بیشتری وجود دارد. حضور ذرات فعال در سطح آسفالتینی در سطح تماس بین دوفاز باعث به وجود آمدن کشش‌های سطحی پایین تر شده است. این آزمایش‌ها نیز با نتایج آزمایش‌های رفتار فازی از تطابق مطلوبی برخوردار است. لازم به ذکر است که، شوری کم آب موجب ایجاد کشش سطحی پایین تر در هر دو نوع نفت شده است که علت عمده این امر اثر خروج نمک^۲ است.

تفسیر سازوکار آشام از طریق اعداد بدون بعد

تفسیر عملکرد آشام آب سازند، آب کم‌شور و ماده فعال سطحی در حضور آب کم‌شور را می‌توان از طریق بررسی تعادل بین نیروهای گرانشی و موئینگی کنترل‌کننده سازوکار آشام انجام داد. در این تحقیق به منظور بررسی اهمیت نسبی نیروی موئینگی و گرانشی، از عدد باند معکوس^۳ استفاده

1. Structural Viscosity
2. Salting Out
3. Inverse Bond Number

جدول ۶ محاسبه عدد باند برای سیالات آشام مختلف

شماره آزمایش	سیال آشام	اختلاف چگالی (g/cm^3)	تخلخل (%)	تراوایی (D)	کشش سطحی (mN/m)	عدد باند معکوس (N_B^{-1})
۱	C1-FB	۰/۲۱۸	۹/۲۲	۰/۰۲۳	۳۸	۱۸/۹۹
۲	C2-FB	۰/۱۹۷	۲۰/۹۵	۰/۰۷۹	۲۸	۱۲/۵۹
۳	C1-LS	۰/۰۶۹	۹/۲۲	۰/۰۲۳	۱۰	۱۵/۷۹
۴	C2-LS	۰/۰۴۸	۲۰/۹۵	۰/۰۷۹	۸	۱۸/۴۹
۵	C1-LSS	۰/۱۲۹	۹/۲۲	۰/۰۲۳	۰/۰۰۱	۰/۰۰۰۸۴
۶	C2-LSS	۰/۳۸۴	۲۰/۹۵	۰/۰۷۹	۰/۰۰۱	۰/۰۰۰۲۳

نمونه‌های نفت پرداخته شد. ضریب بازیافت نهایی در آشام با آب سازند در هر دو نوع نمونه نفت مقادیر پایین‌تر از ۱۰٪ است. این مقدار به‌قدری اندک است که نمی‌توان آن را به‌عنوان یک روش ازدیاد برداشت در نظر گرفت. آب کم‌شور با غلظت ۰/۲۵ مولار، موجب تولید ۳۷٪ از نفت C1 و ۲۰٪ از نفت C2 می‌شود که به نسبت تزریق آب سازند افزایش داشته است. آشام ماده فعال سطحی آنیونی در محیط کم‌شور موجب دستیابی به بازیافت ۵۶٪ از نفت خام C1 و ۳۷٪ از نفت خام C2 می‌شود. این آزمایش‌ها اثر هم‌افزایی ماده فعال سطحی و آب کم‌شور را نشان داده و ضریب بازیافت نفت را افزایش می‌دهند.

تشکر و قدردانی

نویسندگان قدردانی خود را از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و دانشگاه تربیت مدرس به‌جهت حمایت مالی و معنوی انجام‌شده در طول این پژوهش اعلام می‌دارند.

مقادیر بالای عدد باند معکوس در ابتدا نفت بیشتری تولید می‌کنند ولی در آزمایش‌های با عدد باند پایین، سرعت تولید نفت پس از مدتی افزایش می‌یابد (شکل ۳). این امر به‌دلیل زمان‌بر بودن نفوذ ماده فعال سطحی و تغییر ترشوندگی به سمت حالات آب‌دوست خواهد بود. این افزایش به‌گونه‌ای است که بازیافت نهایی مقدار بالاتری خواهد شد.

نتیجه‌گیری

حجم قابل توجه نفت باقی‌مانده در مخازن کربناته، یک هدف مهم برای بررسی روش‌های ازدیاد برداشت نفت در این مخازن است. اما شرایط عملی دشوار این‌گونه مخازن نظیر تراوایی پایین شبکه ماتریس، نفت‌دوستی سطح سنگ، دمای بالا، عدم تجانس‌پذیری نمک‌های موجود در آب سازند و آب دریا عواملی هستند که تولید از این مخازن را با چالش جدی مواجه می‌کنند. در این پژوهش سعی شد تا روشی کارآمد در ازدیاد برداشت شیمیایی این مخازن ارائه شود. در این قسمت ابتدا براساس مطالعات آزمایشگاهی، به بررسی فرآیند آشام در

مراجع

- [1]. Anderson W., "Wettability literature survey-part 1 to part 6," J. Pet. Technol, Vol. 39, Issue12, pp. 1125-1144, 1987.
- [2]. Donaldson E. C. and Alam W., "Wettability", Elsevier, 2013.
- [3]. Wang Y., Xu H., Yu W., Bai B., Song X. and Zhang J., "Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent

- theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery,* Petroleum Science, Vol. 8, No. 4, p. 463-476, 2011.
- [4]. Buckley J., Y. Liu and Monsterleet S., "*Mechanisms of wetting alteration by crude oils,*" SPE Journal, Vol. 3 No. 01, pp. 54-61, 1998.
- [5]. 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. 137-145, 2008.
- [6]. Standnes D. C. and Austad T., "*Wettability alteration in carbonates: Interaction between cationic surfactant and carboxylates as a key factor in wettability alteration from oil-wet to water-wet conditions,*" Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 216, No. 1, pp. 243-259, 2003.
- [7]. Mirzaei-Paiaman A. and Masihi M., "*Scaling of recovery by cocurrent spontaneous imbibition in fractured petroleum reservoirs,*" Energy Technology, Vol. 2(2): pp. 166-175, 2014.
- [8]. Mirzaei-Paiaman A., Masihi M. and Standnes D. C., "*Index for characterizing wettability of reservoir rocks based on spontaneous imbibition recovery data,*" Energy & Fuels, Vol 27, No. 12, pp. 7360-7368, 2013.
- [9]. Ghaedi M. and Masihi M., "*An efficient method for determining capillary pressure and relative permeability curves from spontaneous imbibition data,*" Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 4, No. 3, pp. 1-17, 2015.
- [10]. Wu Y., Shuler P. J., Blanco M., Tang Y. and Goddard W. A., "*An experimental study of wetting behavior and surfactant EOR in carbonates with model compounds,*" SPE Journal, Vol. 13, No. 01, pp. 26-34, 2008.
- [11]. Thomas M. M., Clouse J. A. and Longo J. M., "*Adsorption of organic compounds on carbonate minerals: 1. Model compounds and their influence on mineral wettability,*" Chemical Geology, Vol. 109, No. 1-4, pp. 201-213, 1993.
- [12]. Zhang P. and T. Austad., "*The relative effects of acid number and temperature on chalk wettability,*" in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [13]. Hamidpour E., Mirzaei-Paiaman A., Masihi M. and Harimi B., "*Experimental study of some important factors on nonwetting phase recovery by cocurrent spontaneous imbibition,*" Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 27, pp. 1213-1228, 2015.
- [14]. 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.
- [15]. 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.
- [16]. Johannessen A. M. and Spildo K., "*Can lowering the injection brine salinity further increase oil recovery by surfactant injection under otherwise similar conditions?,*" Energy & Fuels, Vol. 28, No. 11, pp. 6723-6734, 2014.
- [17]. Khanamiri H. H., O. Torsæter and Stensen J. Å., "*Experimental study of low salinity and optimal salinity surfactant injection,*" in EUROPEC, Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [18]. Johannessen A. M. and Spildo K., "*Enhanced oil recovery (EOR) by combining surfactant with low salinity injection,*" Energy & Fuels, Vol. 27, No. 10, pp. 5738-5749, 2013.

- [19]. Spildo K., Sun L., Djurhuus K. and Skauge A., "A strategy for low cost, effective surfactant injection," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 117, pp. 8-14, 2014.
- [20]. Tichelkamp, T., Teigen E., Nourani M. and Øye G., "Systematic study of the effect of electrolyte composition on interfacial tensions between surfactant solutions and crude oils," Chemical Engineering Science, Vol. 132, pp. 244-249, 2015.
- [21]. 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.
- [22]. Nourani M. and Gawel B., "Method for determining the amount of crude oil desorbed from silica and aluminosilica surfaces upon exposure to combined low-salinity water and surfactant solutions," Energy & Fuels, Vol. 28, No. 3, pp. 1884-1889, 2014.
- [23]. Khanamiri H. H., Nourani M., Tichelkamp Th. and Torsæter O., "Low salinity surfactant EOR with a new surfactant blend: effect of calcium cations," Energy & Fuels, Vol. 30, No. 2, pp. 984-991 January 2016.
- [24]. Clark J., "Joint committee on powder diffraction standards," JCPDS. Card, 1961.
- [25]. RP40 A., "Recommended practices for core analysis," Feb, 1998.
- [26]. Austad T., Matre B., Milner J., Sævareid A. and Øyno L., "Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil-and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions," Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 137, Vol. 1, pp. 117-129, 1998.
- [27]. Karambeigi M. S., Nasiri M., Haghighi Asl A. and Emadi M. A., "Enhanced oil recovery in high temperature carbonates using microemulsions formulated with a new hydrophobic component," Journal of Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 39, pp. 136-148, 2016.
- [28]. Schechter D., Zhou D. and Orr F., "Low IFT drainage and imbibition," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 11, No. 4, pp. 283-300, 1994.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (December-January), Vol. 28, No. 102. 33-36

DOI: 10.22078/pr.2018.3289.2512

Experimental Investigation of Imbibition Process in a Hybrid Low Salinity-Surfactant EOR Method

Sepideh Veiskarami¹, Arezou Jafari^{1*}, and Abouzar Soleymanzadeh²

1. Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering Department, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

2. Petroleum University of Technology, Ahwaz, Iran

ajafari@modares.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3289.2512

Received: May/07/2018

Accepted: June/23/2018

INTRODUCTION

In the recent years, many studies have been conducted on the application of low salinity water flooding and surfactant flooding, however, many aspects still require further research. For the first time in this study, the imbibition of anionic surfactant in the presence of low salinity water was investigated. In addition, the effect of different oil properties such as viscosity, density, and asphaltene content has been investigated more precisely by examining two different oil types.

METHODOLOGY

In this work, a series of imbibition experiments were done using two Iranian carbonates reservoir core samples. Properties are mentioned in Table 1. XRD analysis of this core plugs shows that calcite is the most prominent component of the

samples. Furthermore, crude oil properties are listed in Table 2. The surfactant used in this study was Dioctyl Sulfosuccinate Sodium Salt (AOT, Sigma Corporation, purity > 97%). The atomic weight of this chemical is 444.56 g/mol, and CMC is 2.55 mmol/l. Also, it should be noted that the synthesis of formation brine was done according to Iranian reservoir salinity analysis.

Imbibition experiments have been carried out using glass imbibition cells. Formulation of imbibition fluids are listed in Table 3. First, each core was immersed in formation brine, oil recovery after 40 days was 10% OOIP of C1 oil and 4% OOIP of C2. After formation brine imbibition, cores were immersed in a low salinity aqueous solution of 0.025 M NaCl. The final step was imbibition of low salinity surfactant solution into the cores and the final oil recovery determined from the weighting of the cores after 90 days.

Table 1: core properties and specification.

Properties	Core A	Core B
Length (cm)	7.53	7.53
Diameter (cm)	3.8	3.8
Bulk volume (cm ³)	85.01	85.01
Pore volume (cm ³)	7.84	17.81
Porosity (%)	9.22	20.95
Residual water saturation (%)	27.3	38.8
Permeability (D)	0.023	0.079

Table 2: crude oil properties.

properties	Crude oil C1	Crude oil C2
Asphaltene content (%)	2.9	9.72
Acid number (mg KOH/g oil)	0.91	1.24
Density (g/cm ³)	0.899	0.92
API	25.89	22.3
Dynamic viscosity (cp)	14.52	87.05
IFT in presence of High salinity water (mN/m)	38	28
IFT in presence of High salinity water (mN/m)	10	8

Table 3: formulation of imbibition fluids.

Experiment Name	Used core	Used oil	Imbibition formulation	Viscosity of formulation (cP)
C1-FB	A	C1	Formation brine (FB)	1.2
C2-FB	B	C2	Formation Brine (FB)	1.2
C1-LS	A	C1	Low salinity brine 0.025 M NaCl	0.8
C2-LS	B	C2	Low Salinity brine 0.025 M NaCl	0.8
C1-LSS	A	C1	Low Salinity Brine + Surfactant (LSS) 0.025 M NaCl+3.7 CMC AOT	5
C2-LSS	B	C2	Low Salinity Brine + Surfactant (LSS) 0.025 M NaCl+2.1 CMC AOT	4.5

RESULTS AND DISCUSSION

In the case of LSS imbibition, practically all of the oil was expelled from the core as the emulsion. To increase the accuracy of measurements, a relationship was established between volume fraction of oil in emulsion and density of that emulsion formulation. Measured oil volume was

corrected using control samples with different oil volume fractions by mixing known volumes of oil and surfactant solution. Figure 1 depicts a comparison of measured oil volume of oil with known oil volume. Figure 2 presents the oil recovery results for the spontaneous imbibition experiments listed in Table 3.

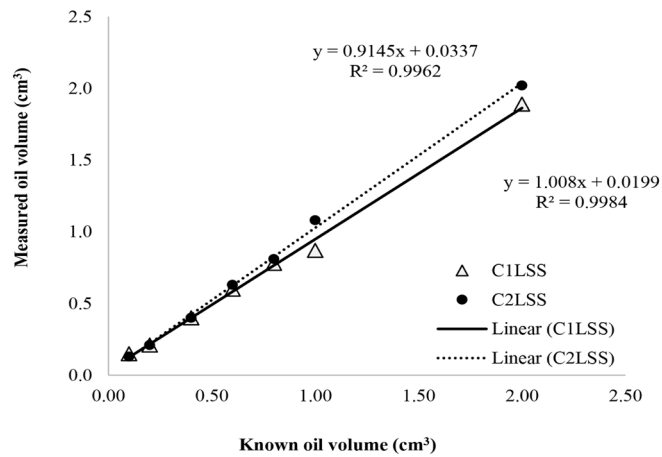


Figure 1: Comparison of measured oil volume with known oil volume.

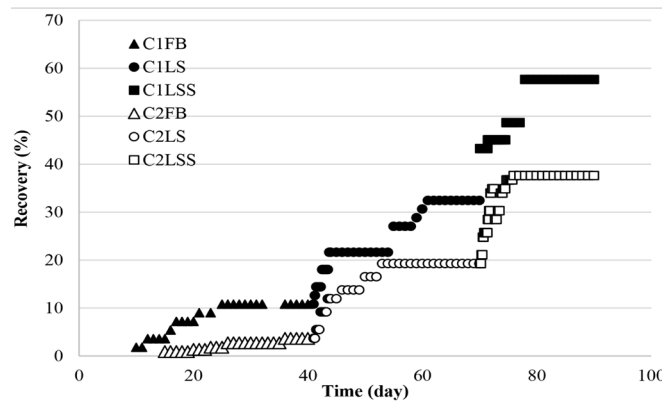


Figure 2: Recovery of different imbibition formulation versus time.

CONCLUSIONS

The remarkable remaining oil volume in carbonate reservoirs is an important objective for exploring new EOR methods. This research was tried to provide an effective way to increase the oil production of these reservoirs. For this purpose, imbibition process of different aqueous solution was studied in the presence of two different oil samples. The oil recovery for formation brine is less than 10% in both types of oil samples. In addition, low salinity water produces 37% of C1 and 20% of C2 oil. Moreover, anionic surfactant in low salinity environment with a low content yields 56% of crude oil C1 and 37% crude oil C2. Finally, these experiments show that the synergistic effect of the surfactant and the low salinity water could enhance the oil recovery.

REFERENC

- [1]. 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.
- [2]. 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.
- [3]. Johannessen A. M. and Spildo K., "Can lowering the injection brine salinity further increase oil recovery by surfactant injection under otherwise similar conditions?," Energy & Fuels, Vol. 28, No. 11, pp. 6723-6734, 2014.
- [4]. Johannessen A. M. and Spildo K., "Enhanced

oil recovery (EOR) by combining surfactant with low salinity injection, Energy & Fuels, Vol. 27, No. 10, pp. 5738-5749, 2013.

[5]. Tichelkamp, T., Teigen E., Nourani M. and Øye G., "Systematic study of the effect of electrolyte composition on interfacial tensions between surfactant solutions and crude oils," Chemical Engineering Science, Chemical Engineering Science, Vol. 132, 132, pp. 244-249, 18 August, 2015.

[6]. Clark J., "Joint committee on powder diffraction standards," JCPDS. Card, 1961.

[7]. 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.