

مطالعه آزمایشگاهی سیلاب‌زنی با نانوسیالات و مکانیزم‌های مؤثر بر افزایش بازیافت نفت با استفاده از میکرومدل شیشه‌ای

نصرت ایزدی^{۱*}، مهران مرادی کوچی^۱، علی‌اکبر دهقان^۲، مصطفی گنجه قزوینی^۲ و ابوالفضل مرادی^۴

۱- گروه پژوهشی توسعه فناوری نانو و کربن، پردیس توسعه صنایع پایین دستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- اداره پژوهش و فناوری، شرکت نفت فلات قاره ایران

۳- پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران

۴- شرکت ملی نفت ایران، مدیریت پژوهش و فناوری

تاریخ دریافت: ۹۶/۶/۱ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۲/۲۳

چکیده

این مقاله بخشی از نتایج یک مطالعه جامع با هدف دستیابی به نانوسیالات پایدار و مؤثر جهت استفاده به عنوان سیال تزریقی غیرامتزاجی در یکی از مخازن نفتی کربناته ایران است. در این مطالعه کارایی سه نانو سیال گاما-آلومینا، اکسید آهن (III) و سیلیکا در سه غلظت ۲۰۰، ۵۰۰ و ۶۰۰ ppm و در دو نسبت ترکیب متفاوت آب سازندی و آب تزریقی این مخزن، با شوری‌های ۱۰۶۰۰۰ و ۲۳۴۰۰۰ ppm جهت ازدیاد برداشت از این مخزن مورد مطالعه قرار گرفته است. در این بخش از مطالعه، با انجام آزمایشات جریان دو بعدی در بستر میکرومدل شیشه‌ای در دمای محیط و فشار اتمسفریک جابه‌جایی نفت توسط سیال تزریقی مطالعه گردید و مکانیزم‌های عملکرد نانوسیالات در افزایش بازیافت مورد بررسی قرار گرفتند. قبل از تزریق با اندازه‌گیری پتانسیل زتا برای این سیالات در بازه دمایی و فشاری تا دما و فشار مخزن (۹۰°C و ۲۷۰۰ psi) و در هر دو شوری، از پایداری این نانوسیالات اطمینان حاصل شد. نتایج این آزمایشات نشان داد که تزریق هر سه نانو سیال در هر دو شوری می‌تواند بازیافت نفت را نسبت به بازیافت ناشی از تزریق آب نمک با شوری مشابه تا ۲۵٪ افزایش دهد. در هر دو شوری بیشترین بازیافت برای نانو سیال آلومینا و سپس به ترتیب برای اکسید آهن (III) و سیلیکا ثبت گردید. با توجه به تفاوت ناچیز گرانیوی نانوسیالات و گرانیوی آب نمک با شوری مشابه و همچنین عدم تغییر قابل توجه در کشش بین سطحی فاز آبی-نفت برای نانو سیالات آلومینا و سیلیکا و نتایج تست های استاتیک تعیین زاویه تماس، مکانیزم تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی را می‌توان به عنوان مکانیزم غالب در افزایش بازیافت نانوسیالات آلومینا و سیلیکا در این افزایش بازیافت در نظر گرفت. با توجه به تغییر کمتر زاویه تماس توسط نانو سیال اکسید آهن (III) و نتایج تست قطره‌ی آویزان جهت اندازه‌گیری کشش بین سطحی برای این نانوسیال، می‌توان مکانیزم کاهش کشش بین سطحی فاز آبی-نفت برای نانو سیال اکسید آهن (III) را به عنوان مکانیزم غالب در این افزایش بازیافت در نظر گرفت. فرایند تشکیل امولسیون با نانو سیال اکسید آهن (III) و نفت تاییدی بر این مکانیزم برای نانو سیال اکسید آهن (III) است.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، تزریق غیرامتزاجی، نانوسیال، میکرومدل، زاویه تماس

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی izadiyn@ripi.com

شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2018.3061.2417)

مقدمه

امروزه درصد بالایی از نفت تولید شده در جهان با روش‌های اولیه و ثانویه بازیافت می‌شود. طی بازیافت اولیه به طور میانگین تنها ۱۰٪ از نفت درجا تولید می‌شود [۱]. در بازیافت ثانویه که شامل تزریق غیرامتزاجی آب یا گاز جهت تأمین فشار و یا جابه‌جایی نفت به سمت چاه‌های تولیدی است مجموع بازیافت می‌تواند به ۱۵ تا ۴۰٪ برسد [۲]. افزایش تقاضای جهانی برای انرژی محققین را به مطالعه بر روی روش‌های ثالثیه بازیافت نفت سوق داده است [۳]. رویکردهای متنوعی از جمله تزریق امتزاجی گاز، بازیافت‌های حرارتی و تزریق‌های شیمیایی و میکروبی جهت بازیافت ثالثیه نفت مورد مطالعه قرار گرفته‌اند [۴]. اخیراً با توسعه تکنولوژی نانو و شناخت بیشتر ویژگی‌های این مواد، استفاده از نانوذرات در بخش‌های مختلف صنعت نفت نیز مورد توجه و مطالعه قرار گرفته است [۵ و ۶]. در این میان استفاده از نانوذرات به عنوان عامل ازدیاد برداشت نیز برای محققین این عرصه از جذابیت بالایی برخوردار بوده است [۷]. از دلایل این امر می‌توان به خواص منحصر به فرد این مواد از جمله سینتیک جذب بالا، خواص سطحی قابل اصلاح، قابلیت هدایت گرمایی، مساحت سطح ویژه بالا و اندازه بسیار کوچک نسبت به ابعاد حفرات سنگ مخزن نام برد که می‌توانند با ایجاد خواص بین‌سطحی، رئولوژیکی و گرمایی دلخواه باعث آزاد شدن نفت به دام افتاده در محیط متخلخل شوند [۸-۴]. بیشتر مطالعاتی که به بررسی تاثیر تزریق نانوسیالات بر ازدیاد برداشت در بسترهای متخلخل مختلف از جمله میکرومدل‌های شیشه‌ای پرداخته‌اند، افزایش بازیافت قابل توجهی را در اثر تزریق این سیالات تحت مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی، کاهش کشش بین‌سطحی و ایجاد فشار جدایش با ایجاد فیلم گوه ای گزارش کرده‌اند [۹-۱۱]. در این مطالعه جهت مشاهده الگوی جابجایی نفت توسط نانوسیالات و

تغییر ترشوندگی بالقوه، از یک میکرومدل شیشه‌ای با الگوی تزریق خط مستقیم^۱ به عنوان محیط متخلخل در کنار تست‌های استاتیک زاویه تماس و قطره آویزان استفاده شد. سه نوع نانوسیال گاما-آلومینا، اکسید آهن (III) و سیلیکا که پایداری آنها در شوری‌های ppm ۱۰۶۰۰۰ (ترکیب ۳۰ به ۷۰ آب سازندی به آب تزریقی به مخزن) و ppm ۲۳۴۶۰۰ (ترکیب ۹۰ به ۱۰ آب سازندی به آب تزریقی به مخزن) و دماهای تا ۹۰°C توسط اندازه‌گیری پتانسیل زتا تأیید شده بود جهت جابه‌جایی نفت مورد استفاده قرار گرفتند. در این آزمایشات یک دوربین با لنز ماکرو جهت ثبت لحظه به لحظه الگوی حرکت فازها و تأثیر عوامل مؤثر بر آن و نهایتاً میزان بازیافت نهایی سیالات استفاده گردید. مجموعاً ۲۰ دسته تست تزریق شامل ۱۸ تست برای سه نانوسیال در سه غلظت نانوذره و دو شوری، به علاوه ۲ تست تزریق برای آب نمک در دو شوری طراحی گردید. تست‌های مشابه دیگری نیز جهت تایید تکرارپذیری نتایج انجام شدند. نتایج این آزمایشات امکان بررسی تاثیر پارامترهای غلظت نانوذره و شوری در کنار امکان مقایسه عملکرد نانوذرات با یکدیگر جهت انتخاب نانوذره مناسب برای ازدیاد برداشت را فراهم می‌کنند.

مفهوم ترشوندگی در محیط متخلخل

ترشوندگی به عنوان تمایل یک سیال به پخش شدن روی/چسبیدن به یک سطح جامد در حضور یک سیال امتزاج‌ناپذیر دیگر تعریف می‌شود [۸]. نوع ترشوندگی دیواره‌های محیط متخلخل عامل اصلی کنترل جریان و نحوه توزیع سیالات حاضر در محیط است. ترشوندگی مستقیماً بر نتایج تزریق غیرامتزاجی فاز آبی و تراوایی‌های نسبی مؤثر است [۱۲]. مطالعات نشان می‌دهد که سیلابزنی با آب در محیط‌های نفت دوست به دلیل بازدهی

1. Direct Line Drive

تزریق کمینه ۵/۰۰۰ cc در ساعت انجام گرفت و یک دور بین دیجیتال متصل به رایانه با لنز ماکرو در بازه‌های زمانی مشخص عکس‌هایی از مدل تهیه می‌کرد. جهت دستیابی به وضوح بیشتر تصاویر از یک منبع نور سفید رنگ در طرف دیگر میکرومدل استفاده گردید. شماتیک این تجهیزات در شکل ۲ قابل مشاهده است. در این مطالعه از تجهیزات قطره آویزان جهت تعیین کشش بین سطحی و زاویه تماس استفاده گردید.

مواد مورد استفاده

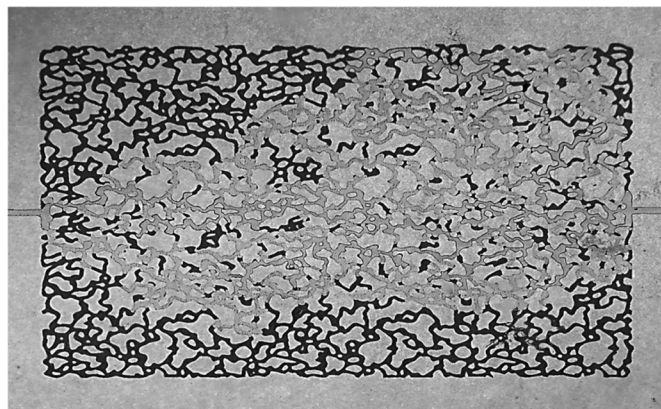
در این مطالعه آزمایشگاهی از نانو ذرات گاما-آلومینا، اکسید آهن (III) و سیلیکا جهت ایجاد نانوسیالات استفاده گردید. مشخصات فیزیکی این نانوذرات در جدول ۱ آمده است. فاز آبی مورد استفاده جهت تهیه نانو سیالات دو ترکیب متفاوت از آب سازندی و آب خلیج فارس با شوری مجموع حدود ۱۰۶۰۰۰ psi و ۲۳۴۰۰۰ بود. از هر نوع نانوذره سه نانوسیال با غلظت‌های ۲۰۰، ۵۰۰ و ۶۰۰ ppm در هر دو شوری تهیه شد. با توجه به شوری‌های بالای فاز آبی و با در نظر گرفتن استرس‌های جریان در محیط متخلخل، از یکسری گروه‌های عاملی ویژه جهت پایدارسازی نانو ذرات در آب نمک تزریقی در دماهایی تا دمای مخزن (۹۰°C) استفاده گردید.

جاروب^۱ پایین و میان‌شکنی^۲ سریع، نتایج قابل قبولی را به همراه نخواهد داشت [۱۳ و ۱۴]. تغییر ترشوندگی از نفت‌دوستی به سمت آب‌دوستی می‌تواند باعث افزایش بازدهی تزریق باشد. افزودن سورفکتانت‌ها به آب تزریقی از گذشته به عنوان یکی از روش‌های تغییر ترشوندگی مطرح بوده است اما اخیراً نانوذرات نیز به عنوان عامل تغییر دهنده ترشوندگی مورد مطالعه قرار گرفته‌اند [۳]. در این مطالعه از روش کمی زاویه تماس و مشاهدات ثبت شده از میکرومدل شیشه‌ای جهت بررسی تغییر ترشوندگی ناشی از تزریق این نانوسیالات استفاده گردید.

مواد و روش‌های مورد استفاده

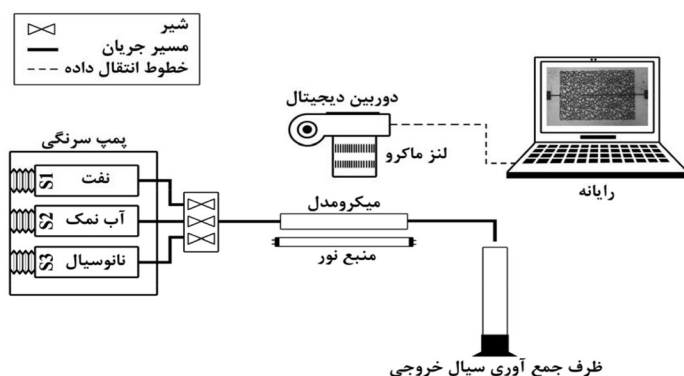
تجهیزات مورد استفاده

در این مطالعه جهت انجام تست‌های تزریق از یک میکرومدل شیشه‌ای به عرض ۳ و طول ۶ cm با الگوی جریانی تزریق خط مستقیم و با الگوی شبکه حفرات مشابه سنگ کربناته، همانند آنچه در شکل ۱ مشاهده می‌شود، استفاده شد. میکرومدل شیشه‌ای یک محیط متخلخل شفاف است که برای بررسی و مطالعه رفتار حرکت سیال و همچنین مکانیزم جایجایی فازها در مقیاس حفره استفاده می‌شود. تزریق توسط یک پمپ سرنگی با دبی



شکل ۱ میکرومدل استفاده شده در تست‌های تزریق

1. Sweep Efficiency
2. Break Through



شکل ۲ شماتیک تجهیزات استفاده شده در تست‌های میکرو مدل

جدول ۱ خواص نانوذرات استفاده شده جهت تهیه نانوسیالات

نام ذره	اندازه متوسط ذرات (nm)	سطح ویژه (m ² /g)	چگالی توده (g/cm ³)
گاما-آلومینا	۱۰-۲۰	۱۳۰	۰/۳
اکسید آهن (III)	۲۰-۲۵	۹۵	۰/۴
سیلیکا	۱۰-۱۵	۲۳۰	۰/۱

شده از یک سیال رنگی در یکی از نرم‌افزارهای تجاری با قابلیت تشخیص رنگ محاسبه گردید. در این روش تخلخل برابر با نسبت مساحت سطح رنگی به مساحت کل مدل است. نتایج اندازه‌گیری‌های ذکر شده در جدول ۴ خلاصه شده‌اند.

نفت دوست کردن میکرومدل جهت شبیه‌سازی شرایط اولیه مخزنی

جهت نفت دوست کردن میکرومدل در هر تست مراحل زیر به ترتیب انجام شدند [۱۵]: (۱) تزریق تولوئن به میکرومدل تا زمانی که تولوئن خروجی کاملاً شفاف شده و اثری از باقی مانده‌های روغنی و نفتی در مدل دیده نشود، (۲) تزریق متانول به میزان بیشتر از ۱۰ برابر فضای خالی میکرومدل برای حصول اطمینان از خروج باقی مانده آب نمک، (۳) تزریق آب مقطر به میزان بیشتر از ۱۰ برابر فضای خالی میکرومدل برای حصول اطمینان از خروج باقی مانده متانول، (۴) تزریق نیتروژن جهت تخلیه آب مقطر (۵) تزریق محلول ۰/۲٪ وزنی کلرو سیلان به میزان بیشتر از ۱۰ برابر فضای خالی میکرومدل جهت نفت دوست کردن آن (۶) خشک کردن میکرومدل به مدت ۲۴ hr در دمای ۹۰°C (۷) اشباع کامل میکرو مدل با نفت مرده جهت انجام تست‌های تزریق.

اندازه‌گیری پتانسیل زتا برای این سیالات در چند نوبت پایداری قابل قبول آنها را تأیید می‌کند. مقادیر پتانسیل زتا در جدول ۲ آمده‌اند. pH نانوسیالات تقریباً خنثی و برابر ۷ بود. دیگر خواص سیالات تزریقی از جمله غلظت نانوذرات در آنها، گرانش و چگالی آنها نیز در جدول ۲ خلاصه شده است. از نفت سبک مرده یکی از میداین ایران نیز به عنوان فاز نفتی استفاده گردید. خواص این نفت در جدول ۳ قابل مشاهده است.

تعیین ویژگی‌های میکرومدل

قبل از شروع تست‌های تزریق، خواص فیزیکی و هیدرولیکی میکرومدل محاسبه گردید. قبل از چسباندن صفحه شیشه‌ای روی عمق حفرات ایجاد شده با حکاکی لیزری در صفحه دیگر به وسیله ساعت اندازه‌گیری محاسبه گردید. سپس تراوایی مطلق میکرومدل با اندازه‌گیری دقیق افت فشار در طول میکرومدل در دبی‌های مختلف تزریق آب مقطر اندازه‌گیری شد. استفاده از لیزر با توان پایین و سرعت بالا باعث ایجاد حفرات با عمق کم شده که به تراوایی نسبتاً پایین مدل منجر شده است. درصد تخلخل مدل با پردازش عکس مدل اشباع

جدول ۲ خواص سیالات تزریقی به عنوان فاز جابه‌جا کننده

پتانسیل زتا ۱۲ hr بعد از تهیه نانوسیال	گرانروی در ۲۵°C (cP)	چگالی در ۲۵°C (g/cc)	غلظت نانوذره (ppm)	شوری (ppm)	نوع نانوذره	برچسب اختصاری نانوسیال در منحنی ها و نتایج	
-	۰/۹۸۴	۱/۰۲۵	-	۱۰۶۰۰۰	-	S106E3-N0	۱
-	۱/۲۸۹	۱/۱۸۶	-	۲۳۴۰۰۰	-	S234E3-N0	۲
-۱۸/۹	۰/۹۸۷	۱/۰۲۸	۲۰۰	۱۰۶۰۰۰	گاما-آلومینا	S106E3-NA200	۳
-۱۶/۲	۰/۹۸۹	۱/۰۳۵	۵۰۰	۱۰۶۰۰۰	گاما-آلومینا	S106E3-NA500	۴
-۱۵/۱	۰/۹۹۶	۱/۰۴۵	۶۰۰	۱۰۶۰۰۰	گاما-آلومینا	S106E3-NA1000	۵
-۱۷/۳	۱/۲۹۶	۱/۱۹	۲۰۰	۲۳۴۰۰۰	گاما-آلومینا	S234E3-NA200	۶
-۱۵/۲	۱/۳۳	۱/۲۰	۵۰۰	۲۳۴۰۰۰	گاما-آلومینا	S234E3-NA500	۷
-۱۳/۷	۱/۳۷	۱/۲۹	۶۰۰	۲۳۴۰۰۰	گاما-آلومینا	S234E3-NA1000	۸
-۱۳/۰	۰/۹۹۴	۱/۰۳۲	۲۰۰	۱۰۶۰۰۰	اکسید آهن(III)	S106E3-NF200	۹
-۱۱/۱	۱/۰۰۱	۱/۰۴۸	۵۰۰	۱۰۶۰۰۰	اکسید آهن(III)	S106E3-NF500	۱۰
-۱۰/۸	۱/۰۳۱	۱/۰۵۴	۶۰۰	۱۰۶۰۰۰	اکسید آهن(III)	S106E3-NF1000	۱۱
-۱۲/۴	۱/۲۹۶	۱/۱۹۹	۲۰۰	۲۳۴۰۰۰	اکسید آهن(III)	S234E3-NF200	۱۲
-۱۰/۹	۱/۳۳۸	۱/۲۴	۵۰۰	۲۳۴۰۰۰	اکسید آهن(III)	S234E3-NF500	۱۳
-۱۰/۷	۱/۳۸	۱/۲۷۳	۶۰۰	۲۳۴۰۰۰	اکسید آهن(III)	S234E3-NF1000	۱۴
-۲۲/۲	۰/۹۷۷	۱/۰۲۲	۲۰۰	۱۰۶۰۰۰	سیلیکا	S106E3-NS200	۱۵
-۱۹/۳	۰/۹۸۲	۱/۰۲۸	۵۰۰	۱۰۶۰۰۰	سیلیکا	S106E3-NS500	۱۶
-۱۸/۰	۰/۹۹۷	۱/۰۳۱	۶۰۰	۱۰۶۰۰۰	سیلیکا	S106E3-NS1000	۱۷
-۱۸/۹	۱/۲۹۹	۱/۱۸	۲۰۰	۲۳۴۰۰۰	سیلیکا	S234E3-NS200	۱۸
-۱۸/۰	۱/۳۳۹	۱/۲۰	۵۰۰	۲۳۴۰۰۰	سیلیکا	S234E3-NS500	۱۹
-۱۶/۶	۱/۳۸۱	۱/۳	۶۰۰	۲۳۴۰۰۰	سیلیکا	S234E3-NS1000	۲۰

جدول ۳ خواص نفت سبک مرده

نتایج تست SARA (%)					گرانروی در ۲۵°C (cP)	چگالی در ۲۵°C (g/cc)	درجه API	نوع نفت
واکس	آسفالتین‌ها	رزین‌ها	آروماتیک‌ها	هیدروکربن‌های اشباع				
۶/۸	۰/۲	۶/۸	۲۹/۲	۶۳/۸	۵/۷	۰/۸۲	۴۰	نفت سبک مرده

جدول ۴ ویژگی‌های فیزیکی میکرومدل

عمق حفرات (μm)	تخلخل (%)	تراوایی مطلق میکرومدل (mD)
۱۰۰-۳۱	۰/۳۷	۱۱

مراحل انجام تزریق

و در شوری ppm ۱۰۶۰۰۰ انجام گرفتند. تشکیل امولسیون در هنگام اختلاط نانوسیالات با نفت مؤید نتایج تست‌های قطره آیزان بود. آزمایشات تشکیل امولسیون به این صورت انجام شد که مخلوط‌هایی از نفت و نانو سیال در راکتورهای ریخته شد که به مدت ۲۴ hr در دماها و فشارهایی تا ۹۰°C و ۲۵۰۰ psi نگه داشته شد. سپس محتویات آن با سرعت گردش ۳۰۰۰ rpm به مدت ۱۰ min سانترفیوژ شد. از امولسیون تشکیل شده بین فاز نفت و فاز آبی توسط میکروسکوپ تصویربرداری شد.

بررسی نتایج

مقایسه میزان بازیافت نفت در سیلابزنی توسط نانو سیالات، تاثیر شوری و غلظت نانوذرات

با تحلیل عکس‌های گرفته شده از میکرومدل حین تزریق در زمان‌های مختلف توسط نرم‌افزارهای تجاری تشخیص رنگ، منحنی‌های کسر بازیافت شده نفت بر حسب حجم تزریق برای هر بیست تست رسم شد؛ بدین صورت که میزان کاهش مساحت سطح رنگ تیره (نفت) در هر عکس نسبت به مساحت سطح رنگ تیره در حالت اولیه (اشباع صد در صدی نفت) کسر بازیافت شده نفت را نشان می‌دهد. شکل‌های ۳ تا ۵ تصاویر مختلفی را در حین تزریق آب نمک و نانو سیالات نشان می‌دهند. منحنی‌های درصد بازیافت در شکل‌های ۵ تا ۸ جهت تبیین تاثیر پارامترهای مختلف دسته‌بندی شده‌اند. برچسب هر منحنی، غلظت نانو و شوری مربوطه را طبق جدول ۲ بیان می‌کند.

همان‌گونه که در شکل‌های ۶ تا ۸ مشاهده می‌شود، تزریق نانوسیالات در هر سه غلظت و سه شوری بازیافت نفت را نسبت به تزریق آب تزریقی بدون نانوذرات افزایش داده است. همچنین این واقعیت مشهود است که افزایش غلظت نانوذرات برای هر سه نانوسیال در هر دو شوری باعث افزایش بازیافت نفت شده است.

در این مطالعه ۲۰ تست تزریق فاز آبی در میکرومدل جهت جابه‌جایی نفت انجام گرفتند. دبی تزریق در تمام تست‌ها مقدار ثابت ۰/۰۰۰۵ cc در ساعت و دمای ۲۵°C در نظر گرفته شد. اطلاعات مربوط به مشخصات فاز آبی تزریق شده در هریک از این ۲۰ تست در جدول ۲ خلاصه شده‌اند. تکرارپذیری نتایج این تست‌ها نیز با انجام مجدد ۱۰ تست به صورت تصادفی تایید شد. در تمام این تست‌ها در بازه‌های زمانی ۶۰ S عکس‌هایی از مدل تهیه و ثبت گردید. از تحلیل این تصاویر اطلاعاتی مانند الگوی حرکت فازها، الگوی توزیع فازها در حفرات، حجم تزریق شده در زمان میانشکنی، اشباع سیالات موجود در هر زمان و میزان بازیافت نهایی و اشباع نهایی حاصل شدند. میزان سیال خروجی نیز در تمام زمان‌ها ثبت گردید.

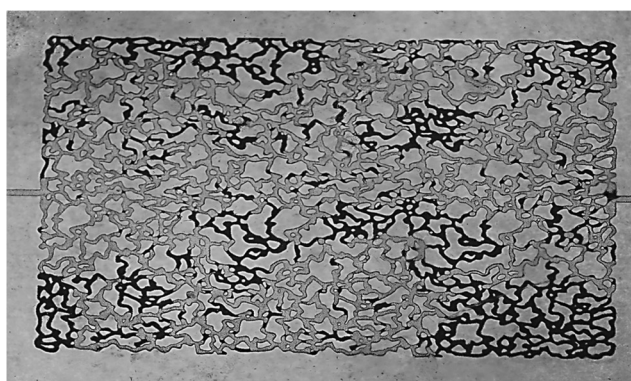
اندازه‌گیری زاویه تماس و کشش بین سطحی

اندازه‌گیری زاویه تماس

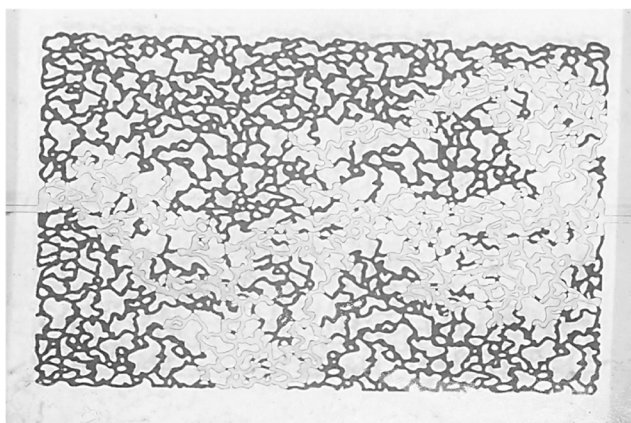
جهت بررسی تأثیر نانو سیالات مورد مطالعه بر ترشوندگی سطح میکرومدل از شصت قطعه شیشه‌ای مربعی به اندازه ضلع ۲ cm و با جنس مشابه میکرومدل استفاده گردید. روند نفت دوست کردن میکرومدل که در بخش «نفت دوست کردن میکرومدل جهت شبیه‌سازی شرایط اولیه مخزنی» ذکر شد، برای این قطعات شیشه‌ای نیز عیناً تکرار شد. سپس هر سه قطعه در سیالات مشابه سیالات تزریقی طبق جدول ۲ قرار گرفت. پس از گذشتن زمان‌های مشخص (۶، ۱۲ و ۲۴ hr)، زاویه تماس با ایجاد قطره نفت بر سطح شیشه در حضور فاز آبی به وسیله تجهیزات تعیین زاویه تماس اندازه‌گیری شد.

اندازه‌گیری کشش سطحی بین نفت و فاز آبی

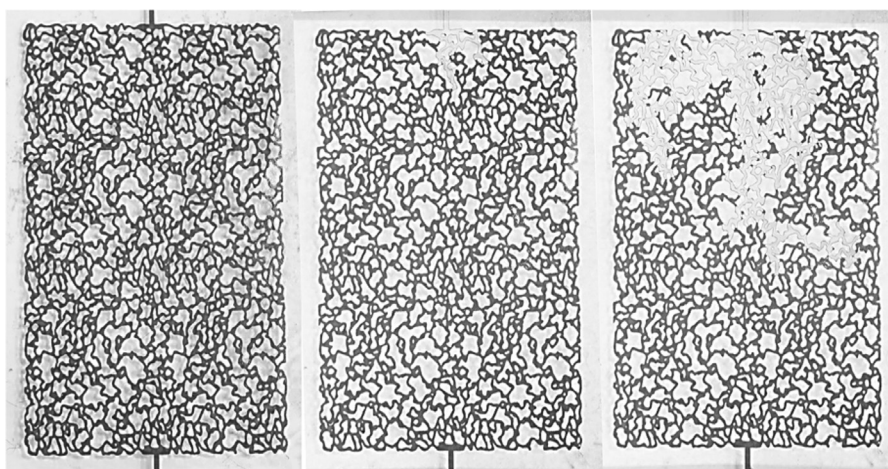
جهت بررسی کشش بین سطحی فاز آبی-نفت و تاثیر نانوذرات بر آن از تست قطره آویزان استفاده گردید. این آزمایشات برای سه نوع نانوسیال در غلظت ppm ۵۰۰



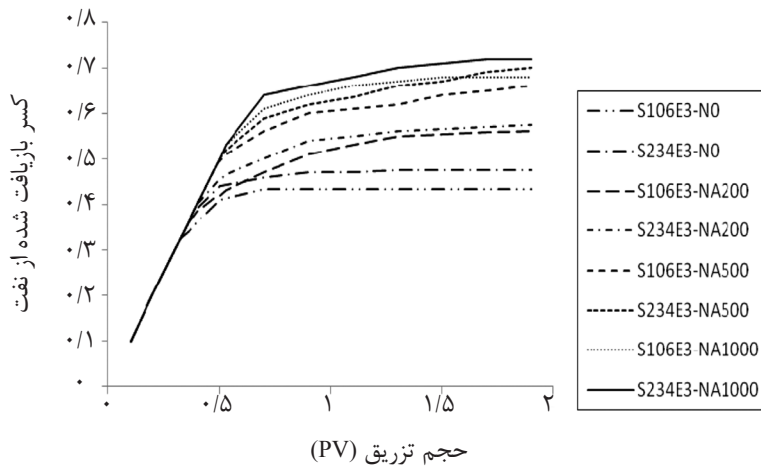
شکل ۳ مشاهده الگوی حرکت فازها در سیستم میکرومدل بعد از اتمام تزریق گاما-آلومینا با غلظت ۶۰۰ ppm در شوری ۲۳۴۰۰۰ ppm



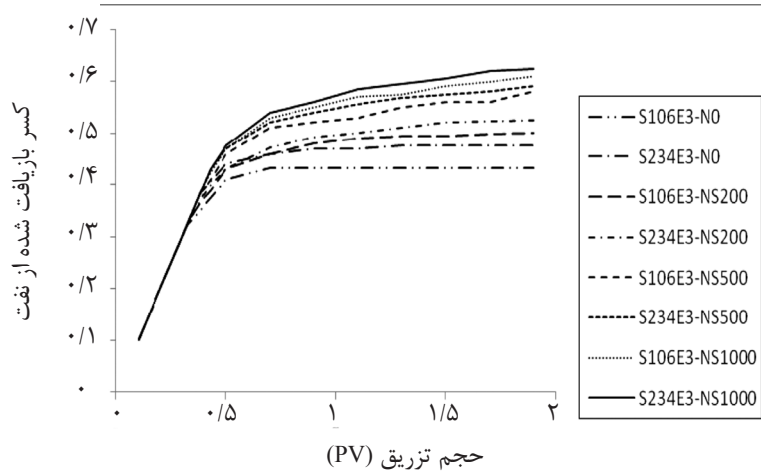
شکل ۴ مشاهده حرکت فازها در سیستم میکرومدل بعد از تزریق PV ۰/۴ سیلیکا با غلظت ۶۰۰ ppm در شوری ۲۳۴۰۰۰ ppm



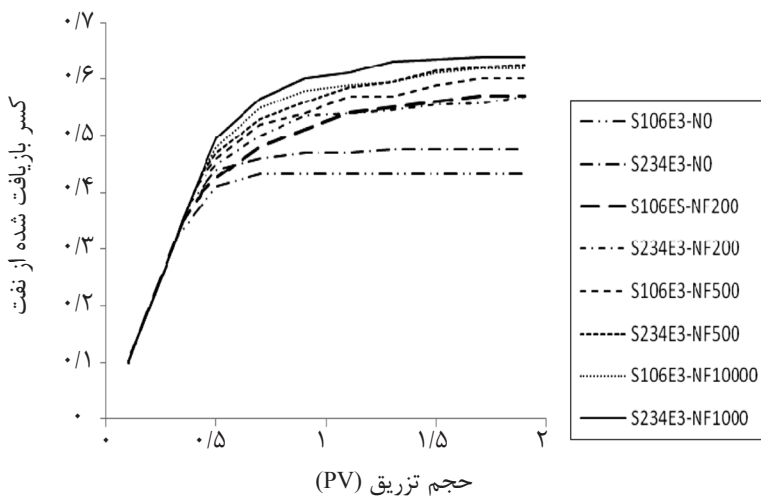
شکل ۵ مشاهده حرکت و رفتار توزیع فازها در سیستم میکرومدل در آغاز تزریق آب نمک با شوری ۲۳۴۰۰۰ ppm



شکل ۶ منحنی‌های بازیافت نانوسیالات گاما-آلومینا در دو شوری و سه غلظت و مقایسه آنها با بازیافت آب نمک در دو شوری



شکل ۷ منحنی‌های بازیافت نانوسیالات سیلیکا در دو شوری و سه غلظت و مقایسه آنها با بازیافت آب نمک در دو شوری



شکل ۸ منحنی‌های بازیافت نانوسیالات اکسید آهن (III) در دو شوری و سه غلظت و مقایسه آنها با بازیافت آب نمک در دو شوری

پایدار بین فاز نفت و فاز آبی طبق توضیحات بخش اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی بین نفت و فاز آبی برای نانو سیال اکسید آهن و آب نمک به‌طور جداگانه در شرایط دمایی و فشاری تا دمای 90°C و فشار ۵۰ بار در راکتور تحت فشار انجام شد. در عموم شرایط دمایی و فشاری تشکیل امولسیون بین نفت و نانوسیال اکسید آهن (III) مشهود بود. شکل ۱۰ تشکیل امولسیون‌های پایدار بین نانو سیال اکسید آهن (III) و نفت را به خوبی نشان می‌دهد در حالی که تشکیل امولسیون در شرایط یکسان برای آب نمک میسر نبود. با در نظر گرفتن این نتایج و نتایج تغییر زاویه تماس می‌توان گفت که مکانیزم غالب در افزایش بازیافت نفت توسط نانو ذره اکسید آهن (III) می‌تواند کاهش کشش بین سطحی نفت و فاز آبی باشد.

تغییر ترشوندگی از نفت دوستی به سمت آب دوستی

نحوه توزیع فازها در حفرات میکرومدل از دیگر مشاهداتی است که می‌تواند به درک بهتر مکانیزم غالب در این افزایش بازیافت کمک کند. همان‌طور که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود نفت‌های چسبیده به دیواره حفرات و به دام افتاده در حفرات بسته در زمان تزریق آب نمک (شکل ۱۱-الف) بسیار بیشتر از زمان تزریق نانوسیال آلومینا (شکل ۱۱-ب) است. با توجه به گراندروی تقریباً مشابه نانو سیالات تزریقی، این توزیع فازها را می‌توان مستقیماً به نوع ترشوندگی دیواره حفرات مرتبط دانست بدین‌گونه که در تزریق آب نمک دیواره حفرات نفت دوست مانده و فاز نفتی به آن می‌چسبد در حالی که آب نمک (فاز غیرتر) از وسط حفرات حرکت می‌کند. این در حالیست که در تزریق نانوسیالات مخصوصاً نانو سیالات گاما-آلومینا و سیلیکا با جذب ذرات نانو بر دیواره شیشه در کنار تشکیل فیلم گوه‌ای نفت چسبیده به دیواره‌ها جدا شده و ترشوندگی دیواره از نفت دوست به سمت آب دوستی تغییر می‌کند. در شکل ۱۲ تصاویر میکروسکوپی دیواره نفت دوست حفرات بعد از تزریق آب نمک نشان داده شده است.

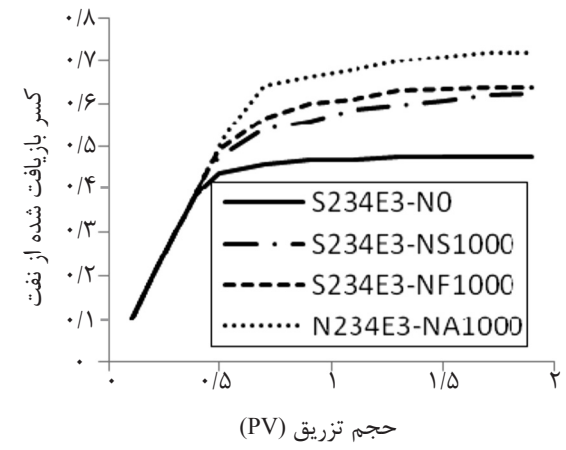
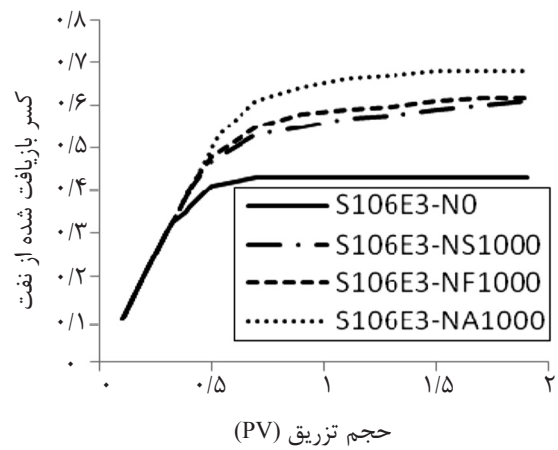
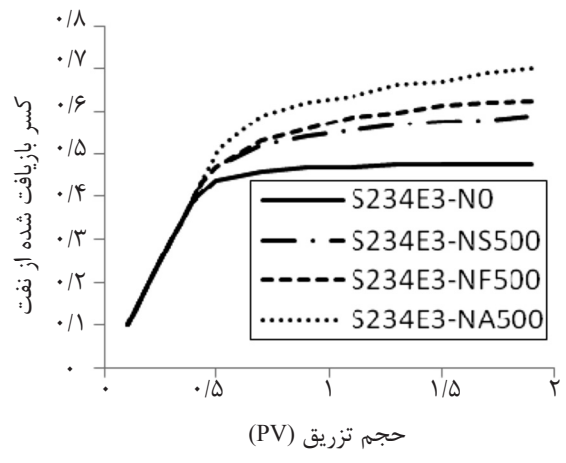
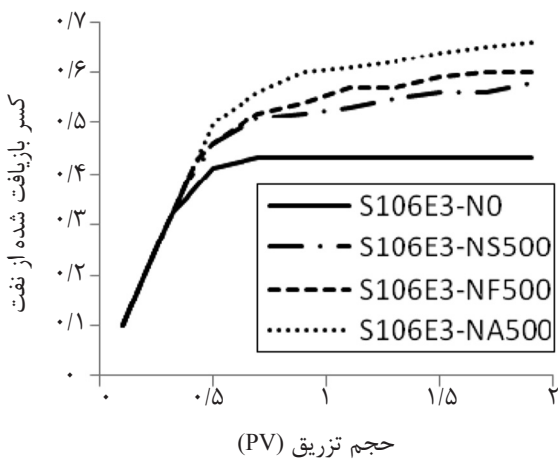
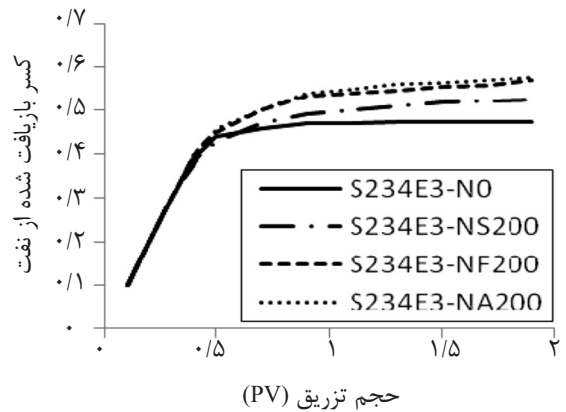
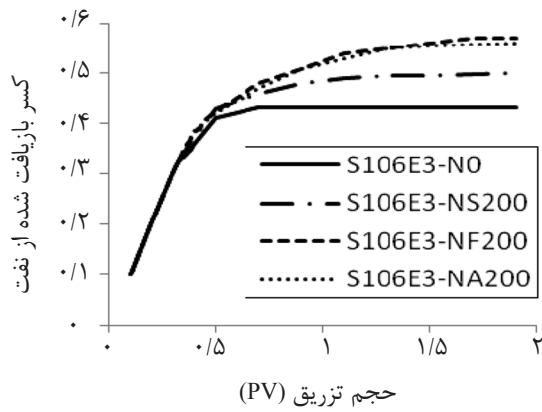
از سوی دیگر سیالات با شوری بالاتر در بستر میکرومدل عملکرد بهتری را داشته‌اند که گراندروی بالاتر سیال شورتر (طبق جدول ۲) و در نتیجه بازدهی جاروب بهتر حین جابه‌جایی می‌تواند این پدیده را توضیح دهد. از دیگر نکات قابل تأمل تفاوت در حجم تزریقی در زمان میان‌شکنی است. همان‌گونه که در شکل‌های ۶ تا ۸ مشهود است، با تزریق نانوسیالات میان‌شکنی در زمان‌هایی بیشتر از تزریق آب نمک بدون نانو ذرات رخ داده است. همچنین این زمان برای هر نوع نانوسیال با افزایش غلظت نانوذره و شوری افزایش یافته است.

مجموعه منحنی‌های شکل ۹، مقایسه عملکرد سه نوع نانوسیال را در غلظت‌ها و شوری‌های مشابه نشان می‌دهند. طبق این نتایج در غلظت نانوذرات 200 ppm ، نانوسیال گاما-آلومینا و اکسید آهن (III) عملکرد مشابهی داشتند و هردو نانوسیال عملکرد بهتری را نسبت به نانوسیال سیلیکا در این شرایط از خود نشان می‌دهند. این در حالیست که با افزایش غلظت نانوذرات، نانوسیال گاما-آلومینا با افزایش بازیافت شاخص‌تر، عملکرد بهتری داشته و دو نانوسیال اکسید آهن (III) و سیلیکا عملکردهای نزدیکی داشتند.

مکانیزم‌های موثر در افزایش میزان بازیافت توسط نانو سیالات

کاهش کشش بین سطحی بین نفت و فاز آبی

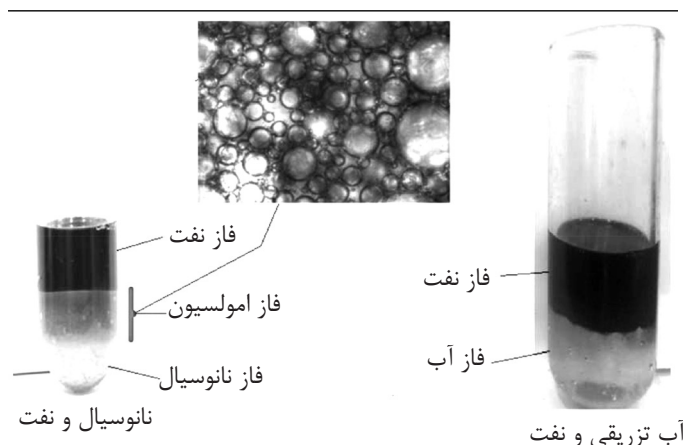
نتایج اندازه‌گیری کشش بین سطحی نفت و فاز آبی شامل آب نمک و نانو سیالات با شوری 106000 و غلظت نانوذره 500 ppm در جدول ۵ گزارش شده است. کشش سطحی به روش قطره آویزان و در دمای 25°C و فشار اتمسفریک گرفته شده است. نتایج جدول ۵ نشان می‌دهد که کشش بین سطحی نانو سیال اکسید آهن (III) و نفت نسبت به کشش سطحی آب نمک و نفت، ۲۱٪ کمتر است. در حالی که کاهش کشش سطحی در حضور نانو سیالات گاما-آلومینا و سیلیکا در مقایسه با نانو سیال اکسید آهن (III) بسیار کمتر و قابل اغماض است. جهت تایید این نتیجه، امکان تشکیل امولسیون‌های



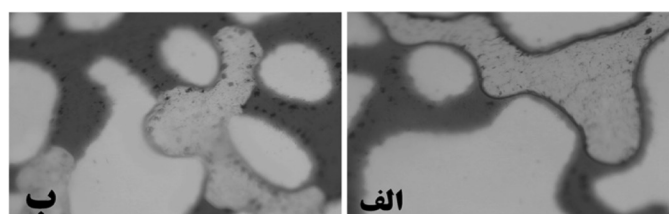
شکل ۹ مقایسه بازیافت سه نانوسیال با غلظت‌ها و شوری‌های مشابه و آب نمک با شوری مشابه

جدول ۵ نتایج آزمایشات تعیین کشش بین سطحی فاز آبی (شوری ۱۰۶۰۰۰ و غلظت نانو ۵۰۰ ppm) و نفت

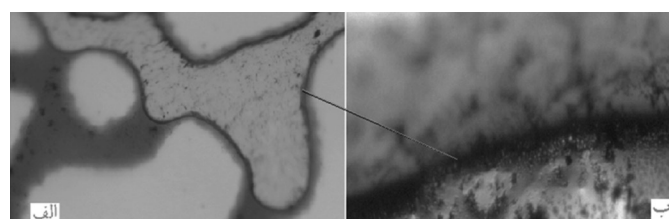
سیلیکا	اکسید آهن(III)	گاما-آلومینا	آب نمک	نوع سیال
۳۶/۴	۲۹/۳	۳۵/۶	۳۷/۲	کشش بین سطحی با نفت مرده (dyne/cm)



شکل ۱۰ بررسی امکان تشکیل امولسیون پایدار بین نفت و فاز آبی شامل نانو سیال اکسید آهن (III) و آب نمک



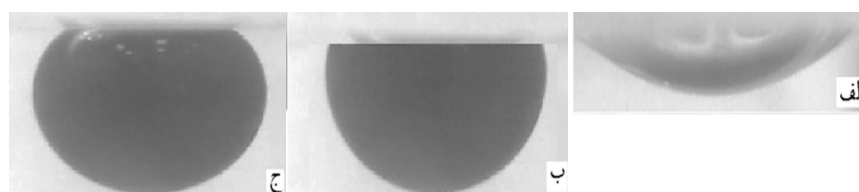
شکل ۱۱ تصاویر گرفته شده از نحوه توزیع فازها حین تزریق (الف) آب نمک و (ب) نانو سیال-آلومینا



شکل ۱۲ تصویر میکروسکوپی از نفت دوست بودن حفرات بعد از تزریق آب نمک (الف) تصویر حفرات بعد از تزریق آب نمک (ب) تصویر میکروسکوپی دیواره حفرات

از نتایج به دست آمده در شکل ۱۰ قابل مشاهده می‌باشد. نتایج تست‌های زاویه تماس در شکل ۱۳ تاثیر نانوسیالات گاما- آلومینا و سیلیکا را بر تغییر ترشوندگی سطح شیشه به سمت آب دوستی تایید می‌کنند. نتایج مربوط به میزان تغییر زاویه تماس برای شصت نمونه معرفی شده در بخش "اندازه‌گیری زاویه تماس" در جدول ۶ آمده است.

البته این صرفاً مشاهدات عینی است که از تصاویر گرفته شده از میکرومدل توسط دوربین قابل توضیح است. به همین دلیل جهت اثبات مکانیزم تغییر ترشوندگی توسط نانو سیالات اکسیدهای فلزی (آلومینا و سیلیکا) آزمایش زاویه تماس طبق توضیحات بخش "اندازه‌گیری زاویه تماس" روی نانو سیالات اکسیدهای فلزی انجام شد. یک نمونه



شکل ۱۳ اندازه‌گیری زاویه تماس با استفاده از فاز آبی و نفت مشابه (الف) شیشه نفت دوست بعد از ۲۴ hr مجاورت با آب نمک ۱۰۶۰۰۰ ppm (ب) شیشه نفت دوست بعد از ۲۴ hr مجاورت با نانو سیال ۵۰۰ ppm سیلیکا و شوری ۱۰۶۰۰۰ ppm (ج) شیشه نفت دوست بعد از ۲۴ hr مجاورت با نانو سیال ۵۰۰ ppm آلومینا و شوری ۱۰۶۰۰۰ ppm

جدول ۶ نتایج آزمایشات تعیین زاویه تماس برای قطعات شیشه‌ای قبل و بعد از قرار گرفتن در مجاورت نانوسیالات

زاویه ثانویه (درجه)	زاویه اولیه (درجه)	زمان مجاورت با نانوسیال/افاز آبی	برچسب نانوسیال طبق جدول ۲	زاویه ثانویه (درجه)	زاویه اولیه (درجه)	زمان مجاورت با نانوسیال/افاز آبی (hr)	برچسب نانوسیال طبق جدول ۲
۱۵۹	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NF1000	۱۵۷	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-N0
۱۵۵		۱۲		۱۵۵		۱۲	
۱۵۰		۲۴		۱۵۵		۲۴	
۱۶۳	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NF200	۱۶۱	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-N0
۱۵۹		۱۲		۱۵۸		۱۲	
۱۵۲		۲۴		۱۵۶		۲۴	
۱۶۱	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NF500	۱۳۶	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NA200
۱۵۸		۱۲		۱۱۶		۱۲	
۱۵۱		۲۴		۱۰۰		۲۴	
۱۶۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NF1000	۱۰۵	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NA500
۱۵۵		۱۲		۹۱		۱۲	
۱۵۱		۲۴		۸۱		۲۴	
۱۳۶	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NS200	۱۰۲	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NA1000
۱۱۸		۱۲		۹۰		۱۲	
۱۰۹		۲۴		۷۸		۲۴	
۱۰۸	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NS500	۱۴۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NA200
۱۰۰		۱۲		۱۳۳		۱۲	
۸۸		۲۴		۱۲۲		۲۴	
۱۱۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NS1000	۱۱۷	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NA500
۱۰۴		۱۲		۹۹		۱۲	
۹۰		۲۴		۸۵		۲۴	
۱۴۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NS200	۱۰۶	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NA1000
۱۳۳		۱۲		۹۲		۱۲	
۱۲۹		۲۴		۸۳		۲۴	
۱۲۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NS500	۱۶۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NF200
۹۹		۱۲		۱۵۷		۱۲	
۹۰		۲۴		۱۵۲		۲۴	
۱۰۶	۱۷۵-۱۶۵	۶	S234E3-NS1000	۱۶۰	۱۷۵-۱۶۵	۶	S106E3-NF500
۹۰		۱۲		۱۵۵		۱۲	
۸۸		۲۴		۱۵۱		۲۴	

نتیجه‌گیری

حفرات و کاهش کشش بین‌سطحی رخ می‌دهد در تست‌های میکرو مدل توانست باز یافت را تا بیشتر از ۲۵٪ افزایش دهد. علاوه بر این، بر مبنای نتایج این آزمایشات می‌توان موارد زیر را مطرح کرد: - با توجه به تغییر چشمگیر کشش بین‌سطحی نانو سیال اکسید آهن (III) و نفت، کاهش کشش سطحی عامل اصلی ازدیاد باز یافت نفت در تزریق نانو سیال

با توجه به نتایج مجموعه آزمایش‌های میکرو مدل و شواهد ذکر شده می‌توان نانو سیالات پایدار را به عنوان سیالات مناسبی جهت ازدیاد باز یافت نفت عنوان کرد. این ازدیاد باز یافت که عموماً تحت مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی ناشی از جذب نانوذرات (گاما-آلومینا و سیلیکا) به دیواره

- عکس‌های میکروسکوپی از حفرات میکرومدل تاثیر جریان نانوسیالات بر توزیع فازها را مشخص می‌کند و می‌تواند شهادی بر تغییر ترشوندگی سطوح ناشی از جذب نانوذرات باشد.

اکسید آهن (III) است.

-تست‌های زاویه تماس تاثیر نانو ذرات گاما آلومینا و سیلیکا را بر تغییر ترشوندگی سطوح جامد به سمت آبدوستی مشخص می‌کنند.

مراجع

- [1]. "http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/p/primary_recovery.aspx".
- [2]. "http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/secondary_recovery.aspx".
- [3]. Ayatollahi S., and Zerafat M. M., "*Nanotechnology-assisted EOR techniques: New solutions to old challenges*," In SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 12-14 June, Noordwijk, The Netherlands, 2012.
- [4]. Green D. W. and Willhite G. P., "*Enhanced oil recovery*," Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [5]. Cocuzza M., Pirri C., Rocca V. and Verga F., "*Current and future nanotech application in the oil industry*," American Journal of Applied Sciences, Vol. 9, No. 6, pp. 784-779, 2012.
- [6]. Tawfik Abdo S. and Saddam A. AL-Hammadi, "*Insights into the fundamentals and principles of the oil and gas industry: the impact of nanotechnology*," Nanotechnology in Oil and Gas Industries. Springer, Cham, pp. 1-35, 2018.
- [7]. Suleimanov B. A., Ismailov F. S. and Veliyev E. F., "*Nanofluid for enhanced oil recovery*," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 78, Issue 2, pp. 431-437, August 2011.
- [8]. Fletcher A., and Davis J., "*How EOR can be transformed by nanotechnology*," In SPE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [9]. Luky H., Shidong L. and Torsaeter O., "*A glass micromodel experimental study of hydrophilic nanoparticles retention for EOR project*," SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [10]. Li S., and Torsæter O., "*An experimental investigation of EOR mechanisms for nanoparticles fluid in glass micromodel*," Conference: Society of Core Analysts Annual Symposium 2014, At Avignon, France DOI: 10.13140/RG.2.1.4181.3604, pp. 8-11, 2014.
- [11]. Maghzi, Ali, Mohammadi S., Ghazanfari M. H., Kharrat R. and Masihi M., "*Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: A pore-level investigation*," Experimental Thermal and Fluid Science, Vol. 40, pp. 168-176, 2012.

- [12]. Craig F. F., "*The reservoir engineering aspects of waterflooding*," Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1993.
- [13]. Anderson W. G., "*Wettability literature survey-Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability*," J. Pet. Technol., United States, Vol. 38, No. 11, 1986.
- [14]. George C. J, and Stiles L. H., "*Improved techniques for evaluating carbonate waterfloods in West Texas*," Journal of Petroleum Technology, Vol. 30, Issue 11, 1978.
- [15]. Al-Mahrooqi S. H., Grattoni C. A., Muggeridge A. H. and Jing X. D., "*Wettability alteration during aging: the application of nmr to monitor fluid redistribution*," Presented at the Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, Canada, pp. 21–25 August, 2005.



Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (August-September), Vol. 28, No. 99. 12-15

DOI: 10.22078/pr.2018.2475.2146

An Experimental Investigation of Nanofluid Flooding and Mechanisms Affecting Enhanced Oil Recovery through Glass Micromodels

Nosrat Izadi^{1*}, Mehran Moradi Koochi¹, Aliakbar Dehghan², Mostafa Ganjeh-Ghazvini³ and Abolfazl Moradi⁴

1. Department of Carbon and Nanotechnology Development, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran
2. Research and Development Department, Iranian Offshore Oil Company (IOOC), Tehran, Iran
3. IOR-EOR Research Institute, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran
4. Research and Development Department, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran

izadiyazdanabadi@yahoo.com

DOI: 10.22078/pr.2018.3061.2417

Received: December/22/2017 Accepted: March/14/2018

Abstract

Injection of nanofluids in oil reservoirs is one of the new methods for increasing oil recovery. The stability of these fluids in reservoir conditions and negligible formation damage, along with the significant increase in oil recovery are the factors which influence the selection of suitable nanofluids for increasing oil recovery in harsh reservoir condition. In this study, the efficiency of three nanostructures: nano-gamma-alumina, iron(III) oxide and silica with concentrations of 200, 500 and 600 ppm and with two different mixture ratios of formation water and reservoir injected water in a brine with a salinity of 106000 ppm to 234000 ppm, and a temperature of 90°C in oil extraction from oil-wet, media has been studied. In this part of the study, by conducting two-dimensional flow experiments in a glass micromodel at ambient temperature and atmospheric pressure, the displacement of oil by injecting fluid was studied, and the mechanisms of the performance of nanofluids were investigated for enhancing oil recovery. Zeta potential of the fluids was measured for the reservoir pressure and temperature ($T=90^{\circ}\text{C}$, $p=2700$ psi) to insure stability of the fluids. The results of these experiments showed that injection of all three nanofluids can enhance oil recovery up to 20% in comparison to that for the injection of brine. The highest amount of recovery was recorded for alumina nanostructure and then for iron oxide and silica respectively. Due to the slight change in the viscosity of nanofluids compared to water injected, and also the negligible change in the interfacial tension of the aqueous-oil phase for alumina and silica nanofluids, and the results of static tests for determining the contact angle, the mechanism change of wettability to water wet condition seems to be the dominant mechanism for alumina and silica nanofluids for this increase in oil recovery. Considering the slight change of iron (III) oxide nanofluid and results of pendant drop test for interfacial tension measurement of the nanofluid, the reduction of interfacial tension of water-oil phase for iron (III) oxide nanofluid may be reported as the dominant mechanism of enhanced recovery. The formation process of emulsion with iron (III) oxide nanofluid and oil is a confirmation of this mechanism for iron (III) oxide nanofluid.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Immiscible Injection, Nanofluid, Micromodel, Contact Angle, IFT.

Introduction

Recently, with the development of nanotechnology and the revealing of the properties of these materials, the use of nanoparticles in various sectors of the oil industry has been studied [5, 6]. In this regard, the use of nanoparticles as an agent for enhanced oil recovery has also been of great interest to researchers in this field [7]. Most studies that investigate the effect of nanofluid injections on enhancement of oil recovery in different porous media, including glass micromodels, have resulted in a significant increase in recovery due to the injection of these fluids under the mechanisms of wettability alteration to more water-wet condition, reducing interfacial tension and creating disjoining pressure which leads to creation of a wedge film [9-11]. In this study, a glass micromodel with direct injection pattern was used as a porous medium to observe the oil displacement pattern by nanofluids alumina, silica and iron (III) oxide in three concentration and two salinities 106000 ppm and 234000 ppm. The potentially engaged mechanisms including wettability alteration and IFT reduction were conducted.

Experimental setups and Procedure

Materials and setups

In this study, a glass micromodel with direct flow pattern similar to the considered carbonate rock was used for injection tests. The injection was done with a syringe pump with a minimum injection rate of 0.0005 cc/hr. A digital camera with a macro lens which was connected to a computer was used to capture photographs of the model at specified time intervals. In this study, pendant drop equipment was used to determine interfacial tensions and contact angles.

In this experimental study, nanoparticles of gamma-alumina, iron (III) oxide, and silica were used to prepare nanofluids. The aqueous phases used to prepare nanofluids were two mixtures from seawater from the Persian Gulf and formation water of the studied reservoir with total salinities of about 106,000 and 234,000 ppm. Dead oil from one of the Iranian oil fields was used as the oil phase.

Methods

Before the start of the injection tests, the physical and hydraulic properties of the micromodel were calculated. In order to make the micromodel oil-wet 2% solution of chlorotrimethylsilane was injected into the model. The model was then saturated with oil. 20 injection tests were carried out in the micro model for oil displacement study. Moreover, the injection flow rate in all tests was fixed at 0.0005 cc /hr and 25°C. The contact angles were calculated by measuring the angle of contact by the formation of a drop of oil on the surface of the glass in the presence of an aqueous phase. The pendant drop test was also used to study the interfacial tension between the aqueous phase-oil and the effect of the nanoparticles on it. All the tests were carried out with 3 concentrations of 3 nanofluids in 2 salinities.

Results and Discussion

The results of these experiments showed that injection of all three nanofluids could increase oil recovery by up to 20% in comparison to that for the injection of brine. The highest amount of recovery was recorded for alumina nanostructure and then for iron oxide and silica, respectively. It was also observed that the more

the concentration of nanofluid the higher the recovery factor. Furthermore, the recovery was enhanced at higher salinity which may be due to the higher viscosity of more concentrated brine. The underlying mechanisms of these recovery enhancements were determined to be the

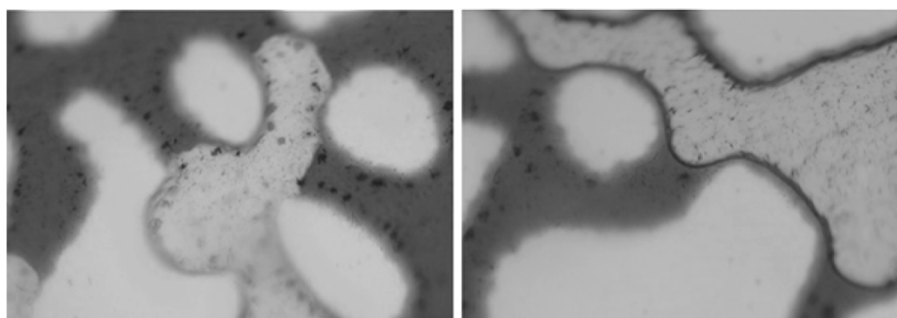


Figure 1: Phase distribution while injecting nanofluid (left) and brine (right).

Conclusions

According to the results of the micromodel tests and the mentioned pieces of evidence, stable nanoparticles are considered as suitable fluids for oil recovery. This enhancement in recovery, which generally occurs under the mechanisms wettability changes due to the adsorption of nanoparticles (for gamma-alumina and silica) into the wall of pores and the reduction of interfacial tension (for iron (III) Oxide), increased the recovery by up to 20% in micromodel tests. In addition, based on the results of these experiments, we can state the following:

- Due to the remarkable change in the interfacial tension of iron oxide and oil nanofluids, the reduction of interfacial tension is the main factor behind the recovery of oil in the injection of iron oxide nanofluid.
- Contact angles determine the effect of gamma alumina and silica nanoparticles on the change in wettability toward a more water-wet state.

wettability alteration toward more water-wet for alumina and silica and IFT reduction for Iron (III) oxide. The microscopic pictures also showed the effect of nanofluid injection on phase distribution and wettability of the surface as that shown in Figure 1.

- Microscopic photographs of micro-model pores determine the effect of nanofluid flow on phase distribution. Therefore it could be a sign of a change in the wettability of nanoparticle-treated surfaces.

References

- [5]. Cocuzza M., Pirri C., Rocca V. and Verga F., "Current and future nanotech application in the oil industry," American Journal of Applied Sciences, Vol. 9, No. 6, pp. 784-79, 2012.
- [6]. Tawfik Abdo S. and Saddam A. AL-Hammadi, "Insights into the fundamentals and principles of the oil and gas industry: the impact of nanotechnology," Nanotechnology in Oil and Gas Industries. Springer, Cham, pp. 1-35, 2018.
- [7]. Suleimanov B. A., Ismailov F. S. and Veliyev E. F., "Nanofluid for enhanced oil recovery," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 78, Issue 2, pp. 431-437, August 2011.

[9]. Luky H., Shidong L. and Torsaeter O., "*A glass micromodel experimental study of hydrophilic nanoparticles retention for EOR project,*" SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2012.

[10]. Li S., and Torsæter O., "*An experimental investigation of EOR mechanisms for nanoparticles fluid in glass micromodel,*" In Paper SCA2014-022 was prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Avignon, France, pp. 8-11, 2014.

[11]. Maghzi, Ali, Mohammadi S., Ghazanfari M. H., Kharrat R. and Masihi M., "*Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: A pore-level investigation,*" Experimental Thermal and Fluid Science, Vol. 40, pp. 168-176, 2012.