

بررسی آزمایشگاهی تأثیر نانو ذره سیلیکا بر تغییر ترشوندگی و ازدیاد برداشت نفت از مخازن کربناته با استفاده از آب کم نمک

امیرمسعود ماه‌پیشانیان^۱، حمیدرضا شاهوردی^{۱*}، محمد سیم‌جو^۲ و محمدرضا زائری^۳

۱- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی اصفهان، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

۳- دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۳/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۸/۰۷

چکیده

با ورود میادین نفت به پایان مرحله تولید طبیعی، لازم است فن‌آوری‌های جدیدی جهت افزایش بازیابی هیدروکربن‌ها توسعه یابند. هدف این پژوهش بررسی اثر نانو ذرات سیلیکا بر تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته و یافتن غلظت بهینه نانو ذرات است. چهار غلظت مختلف از نانو ذرات سیلیکا شامل: ۰/۰۱، ۰/۰۲، ۰/۰۵ و ۰/۱٪ وزنی در آب دریای رقیق شده با غلظت یون‌های مثبت ۱۰۰۰ ppm انتخاب شده و آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی و زاویه تماس انجام گرفت. در این مقاله بدون استفاده از ماده فعال سطحی و فقط با استفاده از روش بر پایه اولتراسونیک، نانو سیال با پایداری قابل قبولی در طول مدت آزمایش حاصل شد. نتایج نشان داد که استفاده از نانو ذرات، تأثیر چشم‌گیری در میزان بازیابی نفت از سنگ‌های کربناته مخزنی دارد، به طوری که آشام خودبه‌خودی با آب دریای رقیق شده حاوی یون‌های مثبت با غلظتی در حدود ۱۰۰۰ ppm به‌عنوان سیال پایه، بازیابی برابر ۱۰/۴۵٪ داشت در حالی که در غلظت‌های ۰/۰۱، ۰/۰۲، ۰/۰۵٪ وزنی نانو ذره سیلیکا در سیال پایه، میزان بازیابی نفت به ترتیب در حدود ۱۱/۵٪، ۱۰/۸۳٪ و ۲۲/۱۶٪ حاصل شد. همچنین نتایج زاویه تماس نیز مؤید آن بود که نانو ذره سیلیکا تأثیر مثبتی بر تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته دارد. برای اطمینان از عدم رسوب نانو ذرات در سنگ، تراوایی سنگ قبل و بعد از آزمایش آشام اندازه‌گیری شد که تغییر قابل توجهی مشاهده نگردید. همچنین، تأثیر مقدار اشباع آب اولیه درون سنگ در آزمایش آشام خودبه‌خودی با استفاده از نانو سیال نیز مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج نشان داد که سنگ حاوی آب اولیه نسبت به مغزه کاملاً اشباع از نفت، میزان بازیابی نفت کمتری دارد.

کلمات کلیدی: نانو سیال سیلیکا، سنگ کربناته، آب کم نمک، ازدیاد برداشت نفت، تغییر ترشوندگی

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی hr_shahverdi@iut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4187.2897)

مقدمه

امروزه با توجه به پیشرفت صنعت و نیاز به انرژی در سراسر جهان، افزایش میزان تولید انرژی از منابع مختلف امری بسیار ضروری است. نیاز به نفت نیز به‌عنوان یک منبع انرژی فراگیر و پر کاربرد در اکثر جوامع بسیار افزایش یافته است. پیدا کردن مخازن نفتی جدید و افزایش بازیابی نفت از مخازن نفتی موجود، تنها روش‌های دستیابی به مقادیر بیشتر نفت هستند. این در حالی است که سرعت پیدا کردن میادین نفتی جدید به شدت در حال کاهش است. با توجه به اینکه در حال حاضر بسیاری از میادین نفتی به آخرین مرحله تولید نفت خود رسیده‌اند و حدود دو سوم نفت در جای آنها با روش‌های متداول قابل برداشت نیست [۱]، به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت نفت برای بالا نگه داشتن میزان تولید از این مخازن ضروری است. از آنجا که عامل ترشوندگی سنگ یکی از عوامل مهم در به دام افتادن نفت در سنگ مخزن است، لذا روش‌هایی که منجر به تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی می‌شوند، روشی بسیار مناسب و کارآمد به منظور استخراج نفت باقی‌مانده از مخازن است. تغییر در ترشوندگی سنگ ممکن است در مراحل مختلف تولید از مخزن اتفاق بیفتد. برهم‌کنش سیالات حفاری که عموماً پایه نفتی دارند با سطح سنگ و همچنین جذب آسفالتین بر روی سطح سنگ می‌تواند از دلایل عمده تغییر ترشوندگی سنگ به نفت‌دوستی باشد [۲]. تغییر ترشوندگی را می‌توان از طریق استفاده از مواد شیمیایی مانند حلال‌های آلی و مواد فعال سطحی ایجاد کرد. دو روش پیشنهادی برای بیان چگونگی تغییر ترشوندگی با مواد فعال سطحی وجود دارد. اول جذب مواد فعال سطحی بر روی سطح سنگ نفت دوست و ایجاد سطح جدیدی با ویژگی آب‌دوستی، دوم شستشوی (تمیز شدن) سطح سنگ توسط مواد فعال سطحی که باعث تغییر ترشوندگی سطح می‌شود.

آب کم نمک به‌عنوان روشی موثر جهت تغییر ترشوندگی سطح سنگ به آب‌دوست، توانایی خود را در بهبود ازدیاد برداشت نفت نشان داده است. تزریق آب کم نمک یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت است که در این روش، آب نقش اصلی را دارد. به همین دلیل این روش نسبتاً کم هزینه، کارآمد و سازگار با محیط است. همچنین تزریق آب کم نمک به لحاظ تجهیزات عملیاتی و شرایط اجرا نسبت به تزریق دیگر سیالات از پیچیدگی کمتری برخوردار است. دسترسی آسان و ارزان به آب رودخانه، دریاچه و دریا به‌عنوان منبع آب کم نمک نیز از دیگر مزیت‌های این روش است.

در کنار تأثیر یون‌ها در روش آب کم نمک جهت تغییر ترشوندگی سطح سنگ به آب‌دوستی با هدف افزایش ازدیاد برداشت نفت، نانو ذرات نیز به واسطه ویژگی‌های خاصی که دارند برای تغییر ترشوندگی سطح سنگ می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند. در واقع انرژی سطحی زیاد نانو ذرات باعث جذب سریع و راحت‌تر آنها بر روی سطح سنگ می‌شود. اگر نانو ذرات استفاده شده به منظور تغییر ترشوندگی سطح سنگ ذاتاً آب‌دوست باشند، جذب آنها روی سطح سنگ موجب پیدایش یک سطح آب‌دوست می‌شود [۳]. البته، اندازه کوچک نانو ذرات به آنها اجازه می‌دهد که از درون فضای متخلخل سنگ عبور کنند. ویژگی دست‌کاری خواص نانو ذرات هم اجازه بهبود ترشوندگی، کاهش کشش بین سطحی و انتشار کنترل شده در یک نقطه خاص از سازند را می‌دهد. این قابلیت نانو ذرات می‌تواند به کاهش هدر رفت آنها به هنگام تزریق کمک کند [۴]. نانو ذرات مختلفی برای بازیابی نفت وجود دارند. برای درک بهتر اثرات مثبت و منفی بعضی از نانو ذرات، اوگولو و همکاران فهرستی از انواع نانو ذرات که بر افزایش بازدهی نفت تأثیرگذار هستند را تهیه کردند. محققان نانو ذرات اکسید آلومینیوم، روی، منیزیم، آهن، زیرکونیوم، قلع و سیلیکا را در آزمایش‌های ازدیاد برداشت نفت مورد بررسی

ذره سیلیکا به‌طور قابل توجه بر کاهش کشش سطحی جهت ازدیاد برداشت نفت تأثیر گذار نیست [۱۹] پس بازیابی نفت تحت تأثیر نانو ذره سیلیکا به‌واسطه فشار انفصال ساختاری رخ می‌دهد. اندازه نانو ذره نیز بر راندمان عملکرد نانو ذره جهت ازدیاد برداشت نفت از سنگ مخزن تأثیر گذار است به‌طوری‌که با کوچکتر شدن اندازه نانو ذره، بازیابی نفت افزایش می‌یابد [۸، ۲۰ و ۲۱]. به‌علاوه، میزان شوری آب و غلظت نانو ذره در سیال آشام نیز بر نتایج بازیابی نفت تأثیر گذار است. افزایش یون به محلول نانو ذره موجب کاهش زتا پتانسیل بین نانو ذرات و سطح سنگ کربناته شده و باعث تقویت نیروی جاذبه سطح سنگ و نانو ذره می‌شود که به طبع آن، جذب سطحی نانو ذره بروی سطح سنگ کربناته افزایش می‌یابد. از آنجا که یون سدیم بر تغییر ترشوندگی در حضور نانو ذره سیلیکا نقش مثبتی در راستای ازدیاد برداشت نفت ایفا می‌کند، لذا انتخاب آب دریای رقیق شده را به‌عنوان گزینه کاربردی مطرح می‌سازد [۱۸]. افزایش غلظت نانو ذره سیلیکا نیز باعث تغییر زاویه تماس بیشتر می‌شود که در نتیجه، ترشوندگی سطح سنگ به سمت آب‌دوست میل می‌کند [۲۲]. دما نیز از جمله پارامترهای دارای تأثیر مثبت بر تغییر ترشوندگی سنگ کربناته توسط آشام نانو ذره سیلیکا محسوب می‌شود [۲۳]. کیخسروی و همکاران با بررسی پایداری محلول نانو ذره سیلیکا در حضور یون‌های NaCl و $MgCl_2$ در غلظت‌های مختلف نمک‌ها دریافتند که یون‌های دو ظرفیتی مانند Mg^{2+} نسبت به یون تک ظرفیتی مانند Na^+ پایداری نانو سیال سیلیکا را بیشتر تحت شعاع قرار می‌دهند به‌طوری‌که نانو ذره سیلیکا در غلظت‌های بالاتر NaCl نسبت به $MgCl_2$ پایدار می‌ماند.

قرار دادند. براساس تحقیقات آنها، اکسید آلومنیوم و اکسید سیلیکا بیشترین تأثیر را برروی افزایش بازیابی نفت دارند. همچنین آنها دریافتند نانو ذرات آلومنیوم، گرانیروی نفت را کاهش می‌دهند و نانو ذرات سیلیکا ترشوندگی سطح را تغییر می‌دهند [۵]. نانو ذرات اکسید تیتانیوم از دیگر نانو ذرات مورد علاقه در مطالعات نفتی است. محققان دریافتند که ذرات اکسید تیتانیوم قابلیت بالایی در تغییر ترشوندگی سطح کوارتز نسبت به نانو ذرات سیلیکا و آلومنیوم دارد. البته یک جنبه منفی نانو ذرات فلزی نسبت به نانو سیلیکا، پایداری کمتر و کلوخه شدن سریع‌تر در محلول‌های نمکی است که تشکیل توده ذرات، منجر به انسداد منافذ می‌گردد [۶]. نانو ذرات سیلیکا به دلیل قیمت مناسب و سهولت در دسترسی و کارایی بالا مورد تاکید ویژه‌ای برای هدف ازدیاد برداشت نفت قرار گرفته‌اند. به‌طوری‌که، نتایج آزمایشگاهی افزایش بازیابی نفت را به هنگام استفاده از نانو سیال سیلیکا نشان می‌دهد [۷]. عملکرد نانو ذره سیلیکا تا آنجا قابل قبول است که در گستره وسیعی از شوری آب توانسته بازیابی نفت را از سنگ کربناته در آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی و سیلاب‌زنی ارتقا بخشد [۸]. اسفندیاری بیات و همکاران با بررسی تأثیر سه نوع نانو ذره اکسید آلومینیوم، اکسید تیتانیوم و سیلیکا بر بازیابی نفت از سنگ کربناته، مشاهده کردند که نانو ذره سیلیکا توانایی خیلی خوبی در تغییر ترشوندگی سطح سنگ به آب‌دوست در مقایسه با دو نانو ذره قبلی را دارد [۹]. به‌علاوه، نانو ذره سیلیکا توانایی خوبی در تغییر ترشوندگی سنگ‌هایی با تراوایی خیلی کم به سمت آب‌دوستی دارد [۱۰]. در مورد بازیابی نفت توسط آشام با نانو ذره، سه مکانیسم کاهش کشش سطحی [۱۱-۱۴]، تغییر ویسکوزیته [۱۵] و تغییر فشار انفصال ساختاری [۱۶ و ۱۷] مطرح شده است که فشار انفصال ساختاری موجب تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی می‌شود [۱۸]. اما نانو

(یا هر ماده شیمیایی دیگر) همواره مورد چالش و نگرانی بوده است [۱۸، ۲۵ و ۲۶]. در این پژوهش، کارآیی نانو ذرات در غلظت‌های بسیار کم جهت بهبود عملکرد آب کم نمک در تغییر ترشوندگی سنگ کربناته مورد ارزیابی قرار گرفت. آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی و زاویه تماس نشان داد نانو ذره عملکرد خوبی در تغییر ترشوندگی سنگ کربناته با استفاده از آب کم نمک دارد، به طوری که آب کم نمک (با غلظت یون‌های مثبت برابر ppm ۱۰۰۰) در حضور نانو ذره سیلیکا (۰/۰۵٪ وزنی) عملکرد بسیار بهتری نسبت به آب کم نمک دارد. در این تحقیق بدون استفاده از هیچ ماده شیمیایی، پایداری نانو ذره در آب نمک با استفاده از رویه‌های مکانیکی صورت گرفت. جهت اطمینان از عدم رسوب نانو ذره درون سنگ، تراوایی سنگ قبل و بعد از آزمایش آشام اندازه‌گیری شد که نتایج نشان داد تراوایی سنگ تغییر قابل توجهی نداشته است. همچنین مقدار اشباع آب اولیه درون سنگ در عملکرد آشام خودبه‌خودی مورد ارزیابی قرار گرفت.

مواد و تجهیزات مورد استفاده برای انجام

آزمایش‌های

نمونه سنگ

به منظور انجام آزمایش‌ها از نمونه سنگ مخزن کربناته (مغزه آزمایشگاهی) با ابعاد بین ۴ الی ۶ cm طول و ۱/۵ اینچ قطر که اندازه متداول مغزه در انجام آزمایش‌های آشام است، استفاده شد. طبق جدول ۱، نتیجه آزمایش XRF^۱ از نمونه سنگ کربناته نشان داد که سنگ‌های کربناته مورد استفاده حاوی ۶٪ دولومیت و ۹۴٪ کلسیم کربنات هستند. مغزه‌های مورد استفاده مربوط به یکی از مخازن کربناته جنوب ایران است. تراوایی این مغزه‌ها حدود ۰/۵ تا ۴ mD و تخلخل آنها تقریباً ۱۵ تا ۲۰٪ است. مشخصات فیزیکی هر مغزه به تفکیک شماره آن در جدول ۲ قابل مشاهده است.

لذا چگالی بارالکتریکی منفی سطح نانو ذره سیلیکا به سمت خنثی پیش رفته و موجب کلوخه شدن نانو ذرات می‌شود و در نتیجه بازیابی نفت در حضور یون‌های دو ظرفیتی مثبت که در مقایسه با یون‌های تک ظرفیتی مثبت است کاهش می‌یابد [۲۴]. اما برای ماسه سنگ‌ها، نانو ذره اکسید آلومینیوم بر تغییر ترشوندگی از نفت‌دوست به آب‌دوست بسیار مؤثر واقع شد [۳].

نقی زاده و همکاران به بررسی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کربناته از آب‌دوستی به گاز دوستی با استفاده از نانو ذرات سیلیکا اصلاح شده با گروه‌های فلور پرداختند. نتایج آزمایش‌های آنها نشان داد سنگ‌های کربناته که حاوی مقادیر کمتری دولومیت هستند وقتی با نانو ذرات سیلیکا (فلور دار) در تماس قرار می‌گیرند، بیشتر خاصیت گاز دوستی پیدا می‌کنند. همچنین آزمایش EDX نشان داد که نانو ذرات اصلاح شده بر روی سنگ‌هایی که حاوی کلسیت هستند، بیشتر جذب می‌شوند. آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی و تزریق مغزه نیز نشان از تغییر ترشوندگی مؤثر سنگ از آب‌دوستی به گاز دوستی داشت [۵۲]. احمدی و همکاران با استفاده از نانو ذرات طبیعی CaCO_3 ، تغییر ترشوندگی سیستم گاز-نفت به سمت گاز دوستی را مورد بررسی قرار دادند. آنها اثر چهار پارامتر غلظت نانو ذره، نوع نفت، نوع نانو ذره و دبی جریان گاز بر روی میزان گاز تولیدی و تراوایی نسبی گاز نفت مورد بررسی قرار دادند. آزمایش‌ها نشان داد غلظت ۰/۰۵٪ وزنی نانو ذره طبیعی CaCO_3 منجر به تغییر زاویه تماس از ۰ به ۱۰۵ درجه به سمت گاز دوستی سنگ مخزن می‌شود که علت این تغییر ترشوندگی به افزایش زبری سطح نسبت داده شد که منجر به افزایش انرژی آزاد سطح سنگ و مکانیسم فشار انفصال می‌شود [۵۳]. در مقالات و پژوهش‌های گذشته استفاده از آب کم نمک در حضور نانو ذرات جهت تغییر ترشوندگی سنگ کربناته به ندرت بررسی شده است. همچنین پایداری نانو ذرات در حضور نمک و بدون استفاده از ماده فعال سطحی

1. X-Ray Fluorescence

جدول ۱ نتایج آزمایش XRF از نمونه سنگ مخزن کربناته

کانی	کلسیت ^۱	دولومیت ^۲	ژپس ^۳	کوارتز ^۴	پیریت ^۵	کائولینیت ^۶
در صد جرمی (%)	۹۴	۶	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰

جدول ۲ مشخصات فیزیکی مغزه‌ها

شماره مغزه	جنس	قطر (mm)	طول (mm)	تراوایی (mD)	نخلخل موثر (%)
۱	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۴/۹۰	۱/۶۵	۱۸/۸۹
۲	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۹/۷۲	۳/۰۶	۱۹/۲۸
۳	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۵/۹۰	۰/۴۰	۱۶/۸۴
۴	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۵۱/۶۰	۱/۶۵	۲۰/۸۲
۵	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۴/۹۲	۱/۶۰	۱۸/۴۷
۶	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۵۱/۶۰	۱/۶۰	۱۸/۳۰
۷	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۹/۷۰	۳/۲۰	۱۶/۷۲
۸	آهکی (مخزنی)	۳۸/۰۰	۴۵/۹۰	۰/۵۰	۱۶/۳۶
۹	ماسه سنگ	۳۸/۰۰	۵۷/۱۰	۲۰/۵۳	۸/۳۸

از خواص فیزیکی نفت در جدول ۳ ذکر شده است.

جدول ۳ مشخصات نفت خام

ویژگی	مقدار	یکا
چگالی	۰/۸۶۱	g/cm ³
گرانروی	۱۸/۶۶	cP(10 °C)
	۱۰/۸۶	cP(20 °C)
	۵/۷۹	cP(۴۰ °C)
واکس	۷/۵	%wt
آسفالتین	۰/۴	%wt
عدد اسیدی	۰/۱	mgKOH/g

نکته قابل توجه اینکه تمام این مغزه‌ها از یک مغزه کامل^۷ نمونه‌گیری شده‌اند و لذا همگی تقریباً از یک جنس می‌باشند که تخلخل و تراوایی آنها این امر را نیز تأیید می‌کند.

مواد شیمیایی

به منظور بررسی میزان تأثیر نانو ذره سیلیکا بر ازدیاد برداشت نفت به روش آشام خودبه‌خودی، از نانو ذره سیلیکای دارای سطح ویژه تقریباً ۲۰۰ m²/g و قطر ذرات آن حدود ۱۲ nm استفاده شد. نانو ذره مورد استفاده با نام تجاری AEROSIL 200 یکی از محصولات تولیدی شرکت EVOBIC آمریکا است.

نمونه نفت خام

نفت خام (مرده) ورودی پالایشگاه اصفهان برای اشباع‌سازی و ایجاد شرایط نفت‌دوستی در تمامی آزمایش‌های این پژوهش مورد استفاده قرار گرفت. این نفت مربوط به میدان نفتی مارون واقع در جنوب غرب ایران است. نفت مورد استفاده فاقد ترکیبات فوق سبک و گاز است، به طوری که برخی

در حقیقت، برای انجام آزمایش‌های آشام از نفت خام استفاده شد تا نتایج واقع بینانه‌تری تحصیل گردد.

1. Calcite
2. Dolomite
3. Gypsum
4. Quartz
5. Pyrite
6. Kaolinite
7. Whole Core

آب کم نمک

سه روز و با تعویض روزانه حلال ادامه یافت. پس از اتمام عملیات شستشو، با هدف خشک کردن مغزه‌ها، مغزه‌های آزمایشگاهی در آون تحت دمای 75°C به مدت زمان ۶ h قرار گرفتند تا حلال‌ها شامل تولوئن و اتانول از مغزه خارج شوند.

- سپس ابعاد مغزه با کولیس (دقت 0.1 mm) و وزن خشک آن با ترازوی دیجیتال (دقت 0.1 g) اندازه‌گیری و ثبت گردید. در ادامه برای اشباع‌سازی مغزه از دسیکاتور خلأ استفاده شد. پمپ خلأ با ایجاد خلأ در دسیکاتور هوای درون مغزه را خارج می‌نماید. به منظور خروج کامل هوا، مغزه حدود ۲ h تحت فشار 0.6 bar قرار گرفت. به منظور ایجاد اشباع آب اولیه در مغزه، بعد از خلأ‌سازی، آب دریا (با غلظت یون‌های مثبت برابر 29260 ppm) به درون دسیکاتور جریان یافت. بعد از گذشت ۱ h، مغزه کاملاً با آب دریا اشباع گردید و وزن مغزه اشباع شده جهت محاسبه تخلخل اندازه‌گیری شد. برای اطمینان از اشباع‌سازی کامل، مغزه درون دستگاه سیلاب‌زنی در چندین حجم حفره^۲ سیلاب‌زنی با آب دریا صورت گرفت و تخلخل سنگ مجدداً اندازه‌گیری شد. همچنین با اندازه‌گیری افت فشار و دبی تزریقی، تراوایی سنگ نیز اندازه‌گیری شد. سپس مغزه اشباع شده از آب دریا با نفت خام تا زمانی مورد سیلاب‌زنی قرار گرفت که هیچ آبی از سنگ تولید نشود و آب غیر قابل کاهش^۳ در سنگ ایجاد شود.

- مغزه‌ها بعد از شستشو، آب‌دوست می‌شوند. به منظور بازگردانی ترشوندگی سنگ به شرایط مخزن، مغزه اشباع شده با نفت خام به مدت ۱۴ روز درون نفت تحت دمای 75°C قرار گرفت. جذب آسفالتین و دیگر مواد آلی قطبی موجود در نفت می‌تواند موجب نفت‌دوستی حفرات سنگ حاوی نفت گردد [۲].

برای تهیه آب کم نمک به‌عنوان سیال پایه نانو سیال از آب دریای خلیج فارس (تنگه هرمز، ایران) دارای غلظت یون‌های مثبت برابر 29260 ppm با رقیق‌سازی آن به غلظت یون‌های مثبت 975 ppm بهره برده شد که رقیق‌سازی آب دریا با اضافه کردن آب دیونیزه به آب دریا انجام شد. از آب دریا نیز برای ایجاد آب اولیه درون مغزه استفاده گردید. در جدول ۴ برخی ویژگی‌های فیزیکی آب دریا به همراه میزان غلظت یون‌های مثبت موجود در آن که توسط آزمایش جذب اتمی با دستگاه طیف سنج جذب اتمی^۱ (VGP-210, Buck Scientific Com-pany, USA) مشخص شد، ذکر شده است.

جدول ۴ مشخصات آب دریا

ویژگی	مقدار	یکا
چگالی	۱/۰۳	g/cm^3
گرانروی	۱/۰۰	$\text{cP}(25^{\circ}\text{C})$
pH	۷/۳۵	
یون Na^+	۲۷۰۰۰	ppm
یون K^+	۴۴۵	ppm
یون Ca^{2+}	۵۱۰	ppm
یون Mg^{2+}	۱۳۰۵	ppm
غلظت کل یون‌های مثبت (TDS^+)	۲۹۲۶۰	ppm

آزمایش‌های

آماده‌سازی مغزه‌ها

جهت خارج‌سازی ترکیبات آلی، مغزه‌ها با حلال تولوئن توسط دستگاه سوکساله به مدت تقریباً ۱۰ روز شستشو داده شدند. عدم تغییر رنگ حلال درون مخزن سوکساله نشانگر نقطه پایانی شستشوی مغزه‌ها است. سپس به منظور حذف ترکیبات قطبی درون مغزه‌ها از حلال متانول در دستگاه سوکساله استفاده شد که شستشو با متانول به مدت

1. Atomic Absorption Spectroscopy
2. Pore Volume (PV)
3. Irreducible Water

آزمایش آشام و زاویه تماس

از سل- آموت که یکی از ابزارهای متداول جهت ارزیابی ترشوندگی سنگ مخزن در فرآیند آشام خودبه‌خودی است، استفاده شد. تغییر خاصیت ترشوندگی سنگ نه تنها از طریق داده‌های بازیابی نفت توسط آشام خودبه‌خودی مورد بررسی قرار گرفت، بلکه با اندازه‌گیری زاویه تماس با بهره‌گیری از روش عکس‌برداری نیز انجام پذیرفت. از نمودارهای بازیابی نفت از مغزه‌ها برحسب زمان بی‌بُعد برای مقایسه نتایج و تفسیر داده‌های آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی استفاده شد. در این پژوهش جهت یافتن غلظت بهینه نانو سیال بر افزایش بازیابی نفت، مشاهده اثر آب اولیه درون سنگ و مشاهده اثر جنس سنگ، ۹ آزمایش آشام انجام شده است. جزییات این آزمایش‌ها در

جدول ۵ بیان گردیده است. برای بررسی بیشتر صحت نتایج به‌دست آمده از آزمایش‌های آشام، آزمایش اندازه‌گیری زاویه تماس نیز انجام گرفت. آزمایش‌های انجام گرفته در این تحقیق در ادامه دو مطالعه قبلی که یکی توسط پاشایی و همکاران و دیگری توسط زائری و همکاران انجام شده، صورت گرفته است. در مطالعه اول اثر نانو ذرات سیلیکا در تغییر ترشوندگی سنگ مخزن با استفاده از آب مقطر مورد بررسی قرار گرفت و در مطالعه دوم اثر آب کم نمک بر تغییر ترشوندگی و بازیابی آشام خودبه‌خودی سنگ مخزن مطالعه شد [۵۱ و ۳۴]. لذا طراحی آزمایش‌های و انتخاب غلظت‌ها در این مقاله براساس مطالعات پیشین است. آزمایش زاویه تماس در هر زمان سه بار انجام گرفته و مقدار میانگین در هر زمان گزارش شده است.

جدول ۵ طرح آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی و زاویه تماس

شماره آزمایش	جنس (شماره مغزه)	میزان رقیق شدگی آب دریا	غلظت نانو ذره (%wt)	میزان اشباع آب اولیه (%)
آشام خودبه‌خودی				
۱	کربناته (۱)	۳۰ برابر	۰/۰۰	۰/۰۰
۲	کربناته (۲)	۳۰ برابر	۰/۰۱	۰/۰۰
۳	کربناته (۳)	۳۰ برابر	۰/۰۲	۰/۰۰
۴	کربناته (۴)	۳۰ برابر	۰/۰۵	۰/۰۰
۵	کربناته (۵)	۳۰ برابر	۰/۱۰	۰/۰۰
۶	کربناته (۶)	۳۰ برابر	۰/۰۵	۱۳/۱۶
۷	کربناته (۷)	۳۰ برابر	۰/۰۵	۱۶/۳۵
۸	کربناته (۸)	۳۰ برابر	۰/۰۵	۱۸/۹۶
۹	ماسه سنگ (۹)	۳۰ برابر	۰/۰۵	۰/۰۰
زاویه تماس				
۱۰	قرص سنگ کربناته	۳۰ برابر	۰/۰۰	۰/۰۰
۱۱	قرص سنگ کربناته	۳۰ برابر	۰/۰۲	۰/۰۰
۱۲	قرص سنگ کربناته	۳۰ برابر	۰/۰۵	۰/۰۰

استفاده از مواد ضد انعقاد ذرات و اعمال ارتعاش استفاده کرد [۲۷]. عموماً دو روش جهت تهیه نانو سیال وجود دارد که شامل: تک مرحله ای و دو مرحله ای هستند. در روش تک مرحله ای که برای جلوگیری از کلوخه شدن نانو سیال (کاهش ناپایداری) استفاده می شود، با استفاده از میعان فیزیکی بخار فلزی به درون سیال پایه، تولید و پخش شدن نانو ذرات در سیال پایه به طور همزمان اتفاق می افتد. در این روش به دلیل حذف فرآیندهای خشک کردن، نگهداری، انتقال و پخش نانو ذرات، کلوخه شدن به حداقل رسیده و پایداری نانو سیال افزایش می یابد [۲۷ و ۲۸]. اما روش دو مرحله ای پرکاربردترین و متداول ترین روش برای تهیه نانو سیالات است. در این روش، نانو ذرات ابتدا با روش های فیزیکی یا شیمیایی به صورت پودر خشک تولید شده و سپس در مرحله دوم، نانو ذرات پس از افزودن شدن به سیال پایه به کمک همزن های مکانیکی و یا همزن های فراصوتی در سیال پایه پخش می شوند. با توجه به این که تولید نانو ذرات در مقیاس صنعتی انجام می شود، این روش اقتصادی ترین روش جهت تهیه نانو سیالات است. با این حال به علت سطح ویژه زیاد و فعالیت سطحی نانو ذرات، این ذرات تمایل زیادی به کلوخه شدن در این روش دارند [۲۷]. در بسیاری از این پژوهش ها، روش تهیه نانو ذره پایدار به صورت ناقص بیان گردیده است و در برخی موارد نیز سخنی از روش تهیه نانو سیال به میان نیامده است. به علاوه وجود انواع یون های یک و دو ظرفیتی با بار مثبت و منفی در آب دریا رقیق شده، موجب پیچیدگی بیشتر پایدار سازی نانو سیال می شود. در این مطالعه، با انجام آزمایش های مختلف و با تغییر پارامترهای توان دستگاه التراسونیک، مدت زمان استفاده از همزن مغناطیسی و دستگاه التراسونیک و همچنین ترتیب اضافه نمودن اجزا، ساخت نانو سیال پایدار با موفقیت همراه شد به طوری که تکرارپذیری قابل قبولی در تهیه نانو سیال پایدار حاصل شد.

همچنین جهت اطمینان از نتایج آزمایش آشام، این آزمایش یک بار برای غلظت اول تکرار شد که بیانگر ۹۰٪ تطابق در نتایج بود. تمامی آزمایش های آشام خودبه خودی و همچنین زاویه تماس در دمای 75°C و فشار اتمسفری انجام گرفتند. برای انجام آزمایش های زاویه تماس ابتدا سطح مقطع های نازکی از سنگ تهیه گردید و پس از شستشو و اشباع سازی با نفت، زاویه تماس قطره نفت در حضور آب مقطر اندازه گیری شد و سپس مقطع نازک در نفت خام به مدت ۱۴ روز در دمای 75°C جهت پیرسازی^۱ قرار گرفت و زاویه تماس آن مجدداً اندازه گیری شد. که نتایج نشان از نفت دوست شدن سنگ به خاطر جذب ترکیبات آلی قطبی و آسفالتین موجود در نفت بر روی سطح حفرات سنگ داشت [۲]. بعد از آن سطح مقطع سنگ در حضور سیالات مختلف (با غلظت های مختلف نانو ذرات) قرار گرفت و زاویه تماس آن در زمان های مختلف ثبت گردید که نتایج آن در بخش بعدی ارائه خواهد شد. از آنجا که پایداری نانو سیال به طور مستقیم بر نتایج آزمایش های آشام خودبه خودی تأثیرگذار است و عدم پایدار بودن نانو سیال موجب آسیب شدید به سازند از طریق انسداد حفرات می شود، پایداری نانو سیال در غلظت های مختلف نانو ذره و نمک در دماهای ۲۵ و 75°C در ابتدای کار مورد بررسی قرار گرفت.

تهیه نانو سیال پایدار

طرز تهیه نانو سیال، نخستین و مهم ترین قدم در کاربردی کردن آن برای تغییر ترشوندگی سطح است. تهیه نانو سیال برخلاف سایر اختلاط های جامد-مایع، باید شرایط و خواص ویژه ای داشته باشد. خواصی مانند یکنواختی در سوسپانسیون، پایداری سوسپانسیون و عدم تغییر ماهیت شیمیایی سیال پایه که در تهیه و کاربرد نانو سیال مهم و تأثیرگذار می باشند. برای داشتن نانو سیالی با خواص ذکر شده، می توان از راه های مختلفی مانند تغییر pH محلول سوسپانسیون، استفاده از مواد فعال سطحی،

شکل ۱ نیز نحوه تغییرات اندازه نانو ذرات سیلیکا برحسب زمان مربوط به نانو سیال با غلظت ۰/۵٪ وزنی در آب مقطر و آب نمک با دو غلظت 2000 ppm NaCl و 10000 ppm NaCl که از تست Dynamic Light Scattering به دست آمده است را نشان می‌دهد. نتایج این تست نیز هم‌راستا با موارد حاصله از آنالیز کدورت‌سنجی نور فرابنفش می‌باشد که طی آن اندازه نانو ذرات سیلیکا در گذر زمان با افزایش غلظت یون در سیال، افزایش یافته است.

بحث و تحلیل نتایج

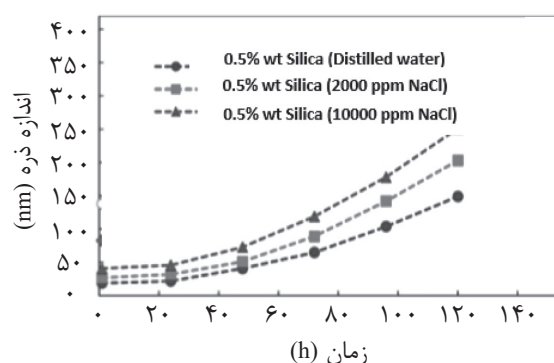
بررسی تأثیر نانو ذره سیلیکا بر بازیابی نفت از سنگ کربناته

نتایج زاویه تماس نفت در حضور آب کم نمک (1000 ppm) و غلظت‌های مختلف نانو ذرات در دمای 75 °C برحسب زمان در شکل ۲ ارائه شده است. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد زاویه تماس اولیه تمام نمونه‌ها حدود 145° نشان‌دهنده نفت دوست بودن سنگ دارد که پس از تماس با نانو سیال به صورت قابل توجهی کاهش یافته است. این کاهش برای نانو سیال با غلظت 0/05 بیشترین بوده است و برای سیال بدون نانو ذره (آب کم نمک) و 0/02٪ وزنی نانو ذره تقریباً یکسان می‌باشد. بنابراین مطابق نتایج حاصله، نانو سیال حاوی 0/05٪ وزنی سیلیکا توانایی بیشتری جهت تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی دارد.

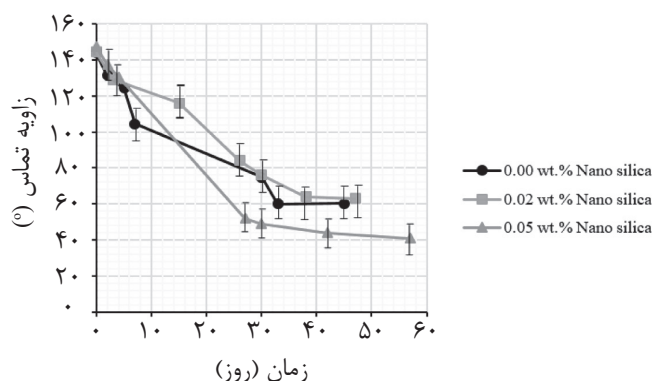
در این روش ابتدا مقدار مشخصی از نانو ذره به حجم مشخصی از آب مقطر اضافه شد. سپس نمونه حاصله به مدت 18 h به وسیله همزن مغناطیسی با سرعت 1000-1200 دور بر min مخلوط گردید. سپس ظرف حاوی نانو سیال به مدت 90 min (3 بار، هر بار 30 min با فاصله 10 min) در دستگاه التراسونیک پروبی با توان 120 W قرار داده شد. سپس مقدار مشخصی آب دریا جهت رسیدن به غلظت مورد نظر نمک و نانو ذره به نانو سیال افزوده شد. بعد از این مرحله، ظرف حاوی نانو سیال دوباره به مدت 90 min (3 بار، هر بار 30 min با فاصله 10 min) در دستگاه التراسونیک با توان 100 W قرار گرفت. جهت بررسی پایداری نانو سیالات، آزمایش کدورت‌سنجی نور فرابنفش با استفاده از دستگاه UV/Visible Spectrophotometer (مدل UV-2601، Rayleigh Company، ساخت کشور چین) انجام گرفت. بدین منظور، غلظت‌های مختلفی از نانو ذره با رقت‌های متفاوت از آب دریا در قالب نمونه‌هایی با حجم 15 ml تهیه شدند. سپس نمونه‌ها در دو دمای 25 و 75 °C قرار داده شدند. نتایج مربوط به نانو سیال با غلظت‌های 0/02 و 0/05٪ وزنی از نانو ذره سیلیکا در جدول ۶ قابل مشاهده است. مطابق نتایج حاصله، زمان پایداری نانو سیال با افزایش غلظت یون در سیال (کاهش رقت) کمتر می‌شود زیرا که حضور یون‌ها بر ناپایداری نانو سیال نقش بسیار مهم و اساسی دارند [29-32].

جدول ۶ نتایج مربوط به زمان پایداری نانو سیال با غلظت‌های 0/02 و 0/05٪ وزنی نانو ذره سیلیکا در آب دریا با رقت‌های مختلف

میزان رقت آب دریا	۱۰ برابر	۲۰ برابر	۳۰ برابر	۵۰ برابر	۱۰۰ برابر	آب مقطر
نانو سیال با غلظت 0/05٪ وزنی نانو ذره سیلیکا						
زمان پایداری در 75 °C (روز)	۱۵	۱۷	۲۵	۲۷	۳۱	۳۶
زمان پایداری در 25 °C (روز)	۷	۹	۱۱	۱۵	۱۶	۱۹
نانو سیال با غلظت 0/02٪ وزنی نانو ذره سیلیکا						
زمان پایداری در 75 °C (روز)	۱۸	۲۱	۲۸	۳۲	۳۵	۳۹
زمان پایداری در 25 °C (روز)	۱۰	۱۲	۱۵	۱۸	۲۳	۲۶



شکل ۱ نحوه تغییرات سایز ذرات نانو سیلیکا با غلظت ۰/۰۵٪ وزنی در حضور غلظت‌های مختلف نمک



شکل ۲ زاویه تماس قطره نفت برحسب زمان در تماس با آب دریای رقیق شده حاوی غلظت یون‌های مثبت برابر ۱۰۰۰ ppm با غلظت‌های متفاوت نانو ذره سیلیکا در دمای ۷۵ °C.

از ۰/۰۵ می‌باشد. آب نمک بدون نانو ذره تولید بسیار کمتری از سیال حاوی ۰/۰۵ نانو دارد و این نشان می‌دهد نانو ذرات موفقیت قابل توجهی در تغییر ترشوندگی سنگ داشته‌اند. نانو ذره ۰/۰۱٪ وزنی تولید بسیار کمتری از آب نمک بدون نانو ذره دارد که دلیل آن عدم پایداری قابل قبول نانو ذره در این غلظت و در نتیجه ناموفق بودن تغییر ترشوندگی دارد. سیال با غلظت ۰/۰۱ نانو ذره نیز تولید نهایی هم عرض آب نمک بدون نانو ذره دارد. مقایسه نمودارهای مختلف در شکل ۳ نشان می‌دهد که سیال حاوی ۰/۰۵٪ وزنی نانو ذره، غلظت بهینه در تغییر ترشوندگی سنگ کربناته به کار رفته و ازدیاد برداشت موفق‌تر می‌باشد. این نتایج همچنین هم‌راستا با نتایج حاصله از تست تغییرات زاویه تماس در شکل ۲ می‌باشند. سرعت تولید نفت از مغزه با سرعت نفوذ آب به درون مغزه برابر است.

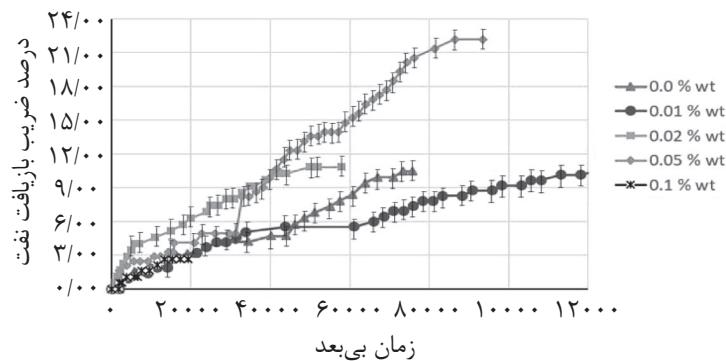
به منظور مقایسه بهتر نتایج آزمایش‌های آشام با یکدیگر، استفاده از مزایای بی بعدسازی و حذف اثر تراوایی سنگ‌ها بر تحلیل نتایج [۴۰] از نمودارهای بازیابی نرمال برحسب زمان بی‌بعد طبق تعریف روابط ۱ الی ۳ استفاده شد [۴۱].

$$R_{\text{ن}} = (R(t))/R_{\infty} \quad (۱)$$

$$t_{\text{D}} = \sqrt{(k/\phi) \sigma / L_c^2} \sqrt{(\mu_w \mu_o) t} \quad (۲)$$

$$L_c^2 = D^2 L^2 / 4(D^2 + L^2) \quad (۳)$$

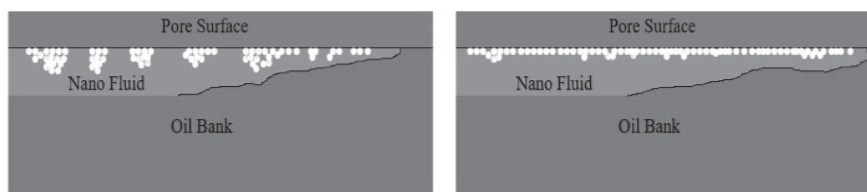
شکل ۳ نمودار بازیابی نفت برحسب زمان بی بعد مربوط به آزمایش آشام در حضور آب نمک (۱۰۰۰ ppm) با غلظت مختلف نانو ذرات را نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود سیال با غلظت ۰/۰۵ نانو ذره بیشترین بازیابی نفت را دارد و بعد از آن غلظت ۰/۰۲ بیشترین بازیابی نفت را دارد. البته با توجه به اینکه شیب نمودار ۰/۰۲ بیشتر از نمودار ۰/۰۵ است لذا سرعت آشام و تغییر ترشوندگی در سیال ۰/۰۲ غلظت بیشتر



شکل ۳ نمودار بازبایی نفت بر حسب زمان بی بُعد مربوط به آزمایش‌های آشام توسط نانو سیال با غلظت‌های مختلف از نانو ذره سیلیکا در آب دریای رقیق شده حاوی غلظت یون‌های مثبت ۱۰۰۰ ppm در دمای ۷۵ °C

رسوب کلوخه‌ای به خاطر انرژی سطحی زیاد نانو ذرات که عامل ایجاد نیروهای جاذبه قوی بین نانو ذرات شده مانند نیروی واندروالس [۴۶]، در نتیجه نانو ذرات ابتدا به هم می‌چسبند و سپس بر روی سطح سنگ به خاطر افزایش وزن رسوب می‌کنند. اما مکانیسم جذب سطحی نانو ذرات جهت بهبود ازدیاد برداشت نفت به کمک آشام مطلوب تر است، زیرا در این حالت نانو ذرات مستقل از شکل و موقعیت حفرات بر روی سطح سنگ جذب سطحی می‌شوند و بیشترین کارایی در تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی را دارند. اما رسوب کلوخه‌ای نانو ذرات می‌تواند موجب انسداد حفرات و یا ایجاد لایه ای از نانو ذرات بر روی سطح خارجی سنگ شده و یا در مقیاس عملیاتی، سبب نشست نانو ذرات در اطراف چاه تزریقی شود [۴۷-۵۰] که نتیجه آن رخداد آسیب سازند در نواحی اطراف چاه تزریقی خواهد بود. در نتیجه، به همراه نفوذ آب به داخل مغزه، نانو ذرات سیلیکا و یون‌های موجود در آب نیز به درون سنگ وارد می‌شوند. در این حالت طبق شکل ۳، جذب یون‌ها و نیز جذب نانو ذرات سیلیکا تماماً در تغییر ترشوندگی سطح مؤثر خواهند بود. در آزمایش آشام خودبه خودی با غلظت ۰/۱٪ وزنی نانو ذره سیلیکا تولید نفت کمتر از آزمایش‌های دیگر (با غلظت کمتر نانو ذره) است زیرا با افزایش غلظت نانو ذرات، میانگین فاصله نانو ذرات در محیط آبی نسبت به یکدیگر کمتر می‌شود.

بنابراین هرچه سرعت نفوذ آب به داخل مغزه بیشتر باشد در نتیجه سرعت بازبایی نفت از سنگ بیشتر خواهد بود. با افزایش غلظت نانو ذرات سیلیکا، تراکم نانو ذرات در سیال بیشتر شده که از نقطه نظر انتقال جرمی، سرعت نفوذ نانو ذره زیادتر می‌گردد پس میزان جذب سطحی آنها بر روی سطح حفرات سنگ بیشتر می‌شود. با جذب بیشتر نانو ذرات سیلیکا روی سطح حفرات مغزه، ترشوندگی سنگ بیشتر تغییر کرده که حاصل آن، بازبایی بیشتر نفت از مغزه خواهد بود. شکل ۴، شماتیک مکانیسم اثر نانو ذرات در تغییر ترشوندگی را نشان می‌دهد که طی آن نانو سیال به صورت یک لایه نازک با مقاومت کمتر وارد حفرات شده و در تماس با سطح سنگ قرار می‌گیرد. عمدتاً در آشام خودبه خودی توسط نانو سیال با پایه آب کم نمک، دو عامل عمده می‌تواند موجب تغییر ترشوندگی سطح سنگ شوند که عبارتند از: ۱- جذب یون‌ها و ۲- جذب نانو ذرات موجود در سیال روی سطح سنگ. جذب نانو ذرات بر روی سطح سنگ نیز می‌تواند از طریق جذب سطحی هر نانو ذره و یا رسوب کلوخه‌ای نانو ذرات بر روی سطح باشد. وجود نیروهای قوی (نیروی کولمبی [۴۴ و ۴۵] بین بارهای منفی اکسیژن موجود در نانو ذرات سیلیکا و بار مثبت یون کلسیم و حتی منیزیم موجود در ساختار سطح سنگ کربناته) بین سطح سنگ و نانو ذرات عامل پدیده جذب سطحی است. اما، در مکانیسم



شکل ۴ نفوذ نانو ذرات سیلیکا به درون حفرات مغزه و جذب آنها روی سطح

مقادیر تراوایی سنگ قبل و بعد از فرآیند آشام عملاً مشابه یکدیگر هستند. بر این اساس، از آنجا که حضور نانو ذره سیلیکا توانسته است بازیابی نفت از مغزه را بهبود بخشد، پس می‌توان دریافت که نانو ذرات سیلیکا به صورت جذب سطحی بروی سطح حفرات مغزه کربناته جذب شده‌اند. شکل ۵ مقایسه درصد تغییرات زاویه تماس قطره نفتی (زاویه اولیه 140°) و میزان بازیابی نهایی نفت (از آشام خودبه خودی) در تماس با نانو سیال سیلیکا با غلظت‌های متفاوت (بدون اشباع آب اولیه) در آب دریای حاوی یون‌های مثبت 1000 ppm تحت دمای 75°C را نشان می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود سیال با غلظت 0.05% وزنی نانو ذره بیشترین موفقیت در تغییر زاویه تماس (به سمت آب‌دوستی) و بیشترین بازیابی نفت را داشته است، به طوری که بازیابی نهایی نفت نسبت به آب کم نمک (بدون نانو ذره) تقریباً دو برابر شده است. ولی سیال حاوی 0.02% وزنی نانو ذره بهبود قابل توجهی در مقدار بازیافت نهایی نفت نسبت به آب کم نمک نداشته است.

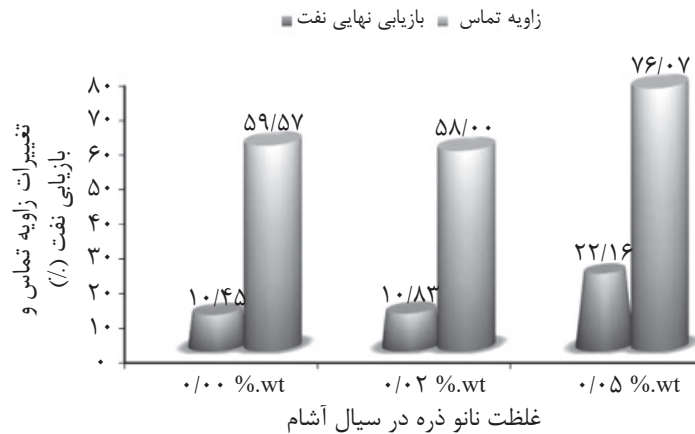
بررسی تأثیر اشباع آب اولیه درون مغزه کربناته بر بازیابی نفت توسط آشام نانو سیال سیلیکا با غلظت 0.05% وزنی

شکل ۶ درصد بازیابی نرمال (بازیابی در هر زمان تقسیم بر بازیابی نهایی در همان تست، رابطه شماره ۱) نفت از مغزه بر حسب زمان بی‌بعد توسط آشام خودبه‌خودی آب دریای حاوی غلظت یون‌های مثبت برابر 1000 ppm در غلظت 0.05% وزنی نانو ذره سیلیکا تحت دمای 75°C در شرایط سنگ با اشباع آب اولیه متفاوت را نشان می‌دهد.

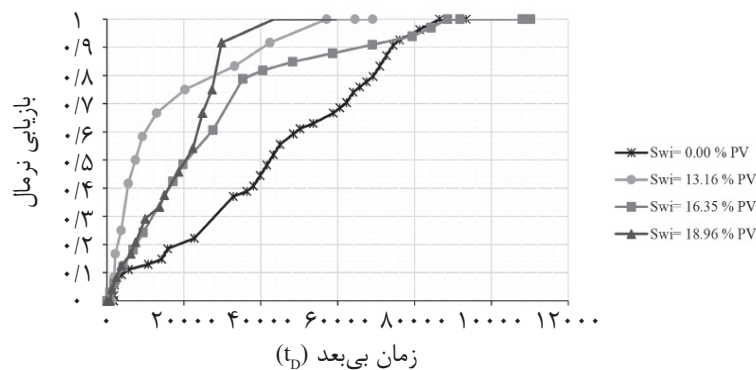
این کاهش فاصله احتمال برخورد نانو ذرات به یکدیگر را زیاد می‌کند و به خاطر وجود نیروی جاذبه بین نانو ذرات سیلیکا، نانو ذرات رسوب می‌کنند. از طرفی، افزایش تماس بین یونها و نانو ذرات بر اثر افزایش غلظت نانو ذرات سیلیکا می‌تواند سبب رسوبدهی بیشتر نانو ذرات شود. بنابراین در آزمایش آشام خودبه‌خودی با غلظت 0.01% وزنی نانو ذره سیلیکا، اندرکنش نانو ذره با سطح سنگ کربناته به صورت جذب سطحی نبوده بلکه بخش زیادی از نانو ذرات که به درون سنگ نفوذ نکرده‌اند، کلوخه شده و رسوب تشکیل شده بر روی سطح خارجی سنگ می‌نشینند و مانع نفوذ آب به درون سنگ می‌گردد که در نتیجه، بازیابی نفت از مغزه را متوقف می‌سازد. در پژوهشی که توسط پاشایی و همکاران نیز انجام پذیرفت، مشابه همین روند به واسطه افزایش غلظت نانوذرات مشاهده شده است [۵۱]. جدول ۷ اندازه‌گیری تراوایی مغزه‌های به کار رفته در آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی با آب دریای حاوی غلظت یون‌های مثبت برابر 1000 ppm در غلظت‌های مختلف نانو ذره سیلیکا، قبل و بعد از انجام آزمایش که تمیزشدگی مغزه‌ها به روش معمول با تولوئن بوده است را نشان می‌دهد. نتایج حاصله تأییدی بر عدم رسوبدهی کلوخه‌ای نانو ذرات سیلیکا بر روی سطح حفرات سنگ است، زیرا در صورت رسوبدهی کلوخه‌ای نانو ذرات سیلیکا بر روی سطح حفرات مغزه، رسوب نانو ذرات با شستشوی معمول توسط تولوئن از روی سطح حفرات سنگ جدا نمی‌شوند و متعاقباً می‌بایست کاهش در میزان تراوایی سنگ مشاهده شود. با این حال، مطابق نتایج جدول ۷

جدول ۷ مقادیر تراوایی مغزه‌های درگیر در آزمایش‌های آشام خودبه خودی با آب دریای حاوی غلظت یون‌های مثبت ۹۷۵ ppm در غلظت‌های مختلف نانو ذره سیلیکا قبل و بعد از انجام آزمایش

شماره آزمایش (شماره مغزه)	تراوایی قبل از آشام (mD)	تراوایی بعد از آشام (mD)
۲ (۲)	۳/۰۴	۳/۰۱
۳ (۳)	۰/۴	۰/۵
۴ (۴)	۱/۶۵	۱/۶



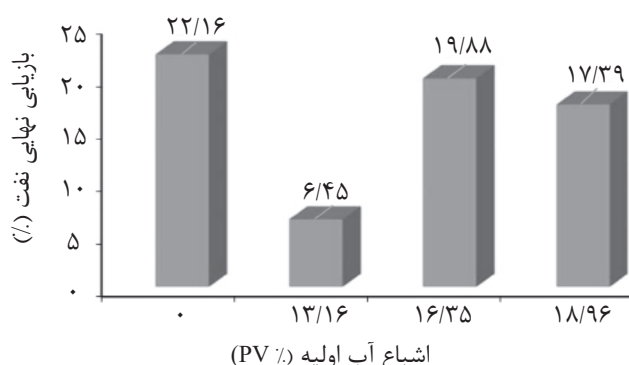
شکل ۵ مقایسه درصد تغییرات زاویه تماس قطره نفتی (زاویه اولیه °۱۴۰) و میزان بازایی نهایی نفت (از آشام خودبه خودی) در تماس با نانو سیال سیلیکا با غلظت‌های متفاوت (بدون اشباع آب اولیه) در آب دریای رقیق شده حاوی یون‌های مثبت ۹۷۵ ppm در دمای °C ۷۵



شکل ۶ نمودار بازایی نرمال نفت برحسب زمان بی بعد مربوط به آزمایش‌های آشام در اشباع‌های آب اولیه مختلف توسط نانو سیال با غلظت ۰/۰۵٪ وزنی در آب دریای رقیق شده حاوی غلظت یون‌های مثبت برابر ۹۷۵ ppm در دمای °C ۷۵

به درون سنگ حاوی آب اولیه با سرعت بیشتری نسبت به سنگ بدون آب اولیه صورت می‌گیرد. به عبارت دیگر شیب نمودار آشام در شکل ۷ نشان می‌دهد که سرعت تولید نفت در سنگ‌های حاوی آب اولیه بیشتر از سنگ بدون آب اولیه می‌باشد. با توجه به روش و شرایط ایجاد اشباع اولیه آب در مغزه، ترشوندگی حفرات سنگ از نوع آمیخته است.

شکل ۷ نتایج بازایی نهایی نفت در اشباع‌های آب اولیه مختلف توسط آشام خودبه خودی نانو سیال با غلظت ۰/۰۵٪ وزنی در آب دریای حاوی غلظت یون‌های مثبت ۹۷۵ ppm تحت دمای °C ۷۵ را نشان می‌دهد. از مقایسه این دو شکل می‌توان دریافت که هرچند حضور آب اولیه در سنگ اثر منفی در بازایی نهایی نفت دارد ولی جذب آب

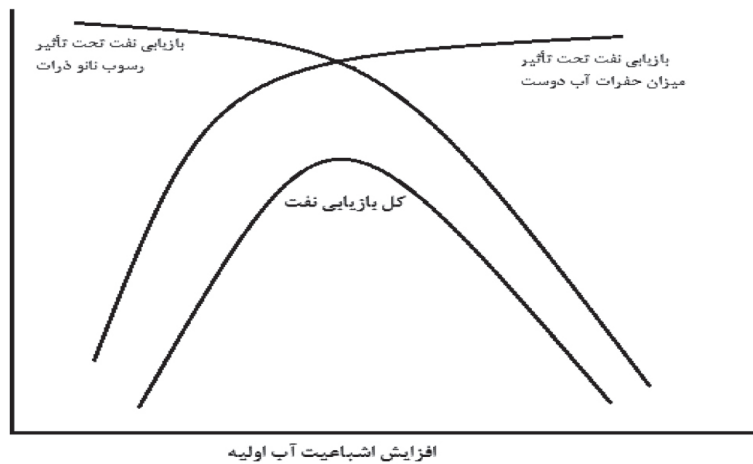


شکل ۷ نتایج بازیابی نهایی نفت در اشباع‌های آب اولیه مختلف توسط آشام خودبه‌خودی نانو سیال با غلظت ۰/۰۵٪ وزنی در آب دریای رقیق‌شده حاوی غلظت یون‌های مثبت ۹۷۵ ppm در دمای ۷۵ °C

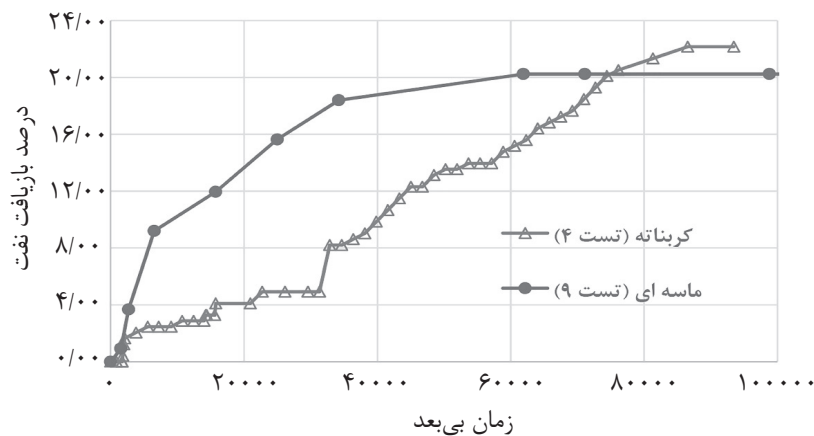
اشباع آب اولیه درون مغزه، سهم حفرات آب‌دوست زیاد می‌شود ولی احتمال برهم زدن تعادل در نتیجه رسوب نانو ذرات به هنگام تماس آب آشام با آب اولیه درون سنگ، افزایش می‌یابد. بنابراین، مانند آنچه که در شکل ۸ به‌طور شماتیک نشان شده است یک اشباعی از آب اولیه درون مغزه وجود دارد که متناظر با بیشترین بازیابی نفت خواهد بود. **بررسی تأثیر جنس سنگ بر بازیابی نفت توسط آشام نانو سیال سیلیکا با غلظت ۰/۰۵٪ وزنی**

علی‌رغم اینکه مغزه ماسه سنگی دارای تراوایی بیشتری نسبت به مغزه کربناته است اما بازیابی نفت از مغزه کربناته توسط آشام خودبه‌خودی آب دریای رقیق‌شده حاوی غلظت یون‌های مثبت ۱۰۰۰ ppm با غلظت نانو ذره سیلیکا ۰/۰۵٪ وزنی در دمای ۷۵ °C به مقدار تقریباً ۱/۹۲٪ بیشتر از ماسه سنگ است (شکل ۹). در حالی که بازیابی نفت از مغزه ماسه‌سنگی توسط آشام خودبه‌خودی با آب دریای رقیق شده (غلظت یون‌های مثبت ۱۴۶۳ ppm بدون نانو ذره) توسط زائری و همکاران به مقدار ۲۲/۹۴٪ و بازیابی نفت از مغزه کربناته در همان شرایط ۱۰/۴۵٪ گزارش شد [۳۴]. درست است که مغزه‌های کربناته به‌خاطر تراوایی پایین، بازیابی نفت خوبی نسبت به ماسه سنگ‌ها ندارند ولی استفاده از نانو ذرات سیلیکا توانسته این عیب را جبران کرده و بازیابی نفت را از مغزه‌های کربناته ارتقا بخشد.

بدین معنی که در برخی حفرات، سطح دارای ترشوندگی آب‌دوست و در برخی دیگر نفت دوست است. در ابتدای کار، آب آشام به واسطه تغییر ترشوندگی سطح حفرات به آب‌دوست، به درون حفرات سنگ نفوذ می‌کند که به طبع آن، مقداری نفت از مغزه خارج می‌شود. از طرفی به‌دلیل تماس آب آشام (با غلظت نمک ۱۰۰۰ ppm و ۰/۰۵ نانو ذره) با آب اولیه درون سنگ (آب نمک ۳۰۰۰۰ ppm) که غلظت‌های متفاوتی از یون و نانو ذره دارند به نوعی اختلاط و تبادل جرمی (جهت رسیدن به تعادل ترمودینامیکی) بین دو سیال آبی صورت می‌گیرد. امکان رسوب بخشی از نانو ذرات سیلیکا در فضای حفرات می‌تواند وجود داشته باشد که به‌واسطه آن بخشی از شعاع موثر حفرات کاهش یافته و بدین گونه میزان تولید نفت را کاهش می‌دهد. لذا تولید نهایی نفت کاهش می‌یابد. ولی از آنجایی که وجود آب اولیه در سنگ می‌تواند مشابه یک لایه هادی در درون حفرات سنگ عمل کند به‌طوری که ورود آب به سنگ را تسهیل نماید، لذا سرعت آشام افزایش می‌یابد. در بازیابی نفت از مغزه کربناته دارای اشباع آب اولیه توسط آشام خودبه‌خودی با محلول نانو، دو پارامتر، میزان سهم حفرات آب‌دوست و رسوب نانو ذرات نقش اساسی را ایفا می‌کنند. در حقیقت پارامتر مقدار سهم حفرات آب‌دوست سنگ نقش مثبت و پارامتر رسوب نانو ذرات نقش منفی را بر بازیابی نفت دارند. با افزایش



شکل ۸ شمایی از تأثیر اشباع آب اولیه بر رسوب نانو ذرات و میزان سهم حفرات دارای آب



شکل ۹ نمودار بازیابی نفت برحسب زمان بی بعد مربوط به آزمایش‌های آشام با جنس سنگ‌های متفاوت توسط نانو سیال با غلظت ۰.۵٪ وزنی در آب دریای رقیق شده حاوی یون‌های مثبت برابر ۱۰۰۰ ppm در دمای ۷۵ °C

نتیجه‌گیری

با توجه به قابلیت آب کم نمک در ازدیاد برداشت نفت از سنگ‌های کربناته، در این پژوهش سعی شد تأثیر نانو ذره سیلیکا با پایه آب دریای رقیق شده (غلظت یون‌های مثبت برابر ۱۰۰۰ ppm) بر بازیابی نفت از سنگ‌های کربناته توسط آشام خودبه خودی با هدف تغییر ترشوندگی سطح سنگ کربناته به آب‌دوست بررسی گردد. در ابتدای کار، روشی جهت تهیه محلول پایدار از نانو ذره سیلیکا در آب کم نمک ارائه شد. آزمایش‌های بررسی پایداری نانو سیال نشان داد که افزایش غلظت یون‌های موجود در سیال پایه منجر به کاهش زمان پایداری نانو سیال می‌گردد و همچنین افزایش غلظت نانو ذره

نیز می‌تواند موجب کاهش زمان پایداری شود. افزایش غلظت نانو ذره سیلیکا باعث افزایش بازیابی نفت به واسطه تغییر ترشوندگی مغزه به‌خاطر جذب سطحی نانو ذرات بروی سطح حفرات سنگ کربناته شد. اما افزایش غلظت نانو ذره سیلیکا در آب دریای ۳۰ برابر رقیق شده (دارای غلظت یون‌های مثبت برابر ۱۰۰۰ ppm) به بیش از ۰.۵٪ وزنی به خاطر رسوب نانو ذرات سیلیکا در دمای ۷۵ °C باعث توقف بازیابی نفت از مغزه کربناته شد، به‌طوری‌که نتایج آزمایش‌های اندازه‌گیری زاویه تماس نیز مؤید آن است. نتایج حاصل از آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی نشان داد استفاده از نانو سیال با پایه آب دریای رقیق شده نتایج بهتری بر روی بازیابی

علائم و نشانه‌ها

k : تراوایی مطلق

ϕ : تخلخل

$R(t)$: درصد بازیابی نفت در هر زمان

∞_R : درصد بازیابی نهایی نفت

R_n : درصد بازیابی نرمال

t : زمان

t_D : زمان بی بعد

L_c : طول مشخصه

L : طول مغزه

σ : کشش سطحی بین دو فاز

D : قطر مغزه

μ_w : ویسکوزیته آب

μ_o : ویسکوزیته نفت

نفت از سنگ کربناته نسبت به استفاده نانو سیال و آب دریای رقیق شده به صورت مجزا دارد. اما حضور هم‌زمان نانو ذرات و یون در کنار یکدیگر، منجر به جذب رقابتی بر روی سطح حفرات سنگ می‌شود. بررسی اثر وجود آب اولیه درون سنگ بر بازیابی نفت در فرآیند آشام خودبه خودی با نانو سیال نشان داد که به دلیل ایجاد وضعیت تعادلی جدید به هنگام تماس آب آشام با آب اولیه درون مغزه کربناته که می‌تواند منجر به رسوب نانو ذرات سیلیکا درون حفرات سنگ شود، سنگ کاملاً اشباع شده از نفت نسبت به مغزه با اشباع‌های مختلف از آب اولیه بیشترین میزان بازیابی نفت را داشت. نانو ذره سیلیکا بر بازیابی نفت از مغزه ماسه‌سنگی در مقایسه با سنگ کربناته تأثیر کمتری داشت.

مراجع

- [1]. Kong X, Ohadi M (2010) Applications of micro and nano technologies in the oil and gas industry-overview of the recent progress Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, UAE.
- [2]. Karimi A, Fakhroueian Z, Bahramian A, Pour Khiabani N, Darabad JB, Azin R, Arya S (2012) Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications, Energy and Fuels, 26, 2: 1028-1036.
- [3]. Giraldo J, Benjumea P, Lopera S, Cortés FB, Ruiz MA (2013) Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids, Energy and Fuels, 27, 7: 3659-3665 .
- [4]. Kapušta S, Balzano L, Te Riele P (2012) Nanotechnology applications in oil and gas exploration and production IPTC 2012: International Petroleum Technology Conference.
- [5]. Ogolo NA, Olafuyi OA, Onyekonwu MO (2012) Enhanced oil recovery using nanoparticles, SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium And Exhibition, Saudi Arabia.
- [6]. Hendraningrat L, Torsaeter O (2014) Unlocking the potential of metal oxides nanoparticles to enhance the oil recovery offshore technology conference-Asia, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [7]. Torsater O, Engeset B, Hendraningrat L, Suwarno S (2012) Improved oil recovery by nanofluids flooding: an experimental study, SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait.
- [8]. Nazari Moghaddam R, Bahramian A, Fakhroueian Z, Karimi A, Arya S (2015) Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: wettability alteration of carbonate rocks Energy and Fuels, 29, 4: 2111-2119.
- [9]. Esfandyari Bayat A, Junin R, Samsuri A, Piroozian A, Hokmabadi M (2014) Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures, Energy and Fuels, 28, 10: 6255-6266.
- [10]. Lu T, Li Z, Zhou Y, Zhang C (2017) Enhanced oil recovery of low-permeability cores by SiO₂ nanofluid, Energy and Fuels, 31, 5: 5612-5621.
- [11]. Li S, Hendraningrat L, Torsaeter O (2013) Improved oil recovery by hydrophilic silica nanoparticles suspension: 2 phase flow experimental studies, IPTC International Petroleum Technology Conference.
- [12]. Hendraningrat L, Li S, Torsæter O (2013) A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery, Journal of Petroleum Science and Engineering, 111, 128-138.
- [13]. Jalil RR, Hussein H (2019) Influence of nano fluid on interfacial tension oil/water and wettability alteration of limestone IOP conference series, Materials Science and Engineering.
- [14]. Hendraningrat L, Shidong L, Torsaeter O (2012) A glass micromodel experimental study of hydrophilic nanoparticles retention for EOR project, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical

Conference and Exhibition, Moscow, Russia.

- [15] Li K, Wang D, Jiang S (2018) Review on enhanced oil recovery by nanofluids, *Oil and Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 73: 7.
- [16]. Wasan DT, Nikolov AD (2003) Spreading of nanofluids on solids *Nature*, 423, 6936: 156-159.
- [17]. Zhang H, Nikolov A, Wasan D (2014) Enhanced oil recovery (EOR) using nanoparticle dispersions: underlying mechanism and imbibition experiments, *Energy and Fuels*, 28, 5, 3002-3009.
- [18]. Aghajanzadeh MR, Ahmadi P, Sharifi M, Riazi M (2019) Wettability modification of oil-wet carbonate reservoirs using silica-based nanofluid: An experimental approach, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178: 700-710.
- [19]. Hendraningrat L, Torsæter O (2014) Effects of the initial rock wettability on silica-based nanofluid-enhanced oil recovery processes at reservoir temperatures, *Energy and Fuels*, 28, 10: 6228-6241.
- [20]. Hendraningrat L, Li S, Torsater O (2013) Effect of some parameters influencing enhanced oil recovery process using silica nanoparticles: an experimental investigation, *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE*.
- [21]. Salem Ragab AM, Hannora AE (2015) A Comparative investigation of nano particle effects for improved oil recovery—experimental work *SPE Kuwait oil and gas show and conference, Mishref, Kuwait*.
- [22]. Sadatshojaei E, Jamialahmadi M, Esmailzadeh F, Ghazanfari MH (2016) Effects of low-salinity water coupled with silica nanoparticles on wettability alteration of dolomite at reservoir temperature, *Petroleum Science and Technology*, 34, 15: 1345-1351.
- [23]. Al-Anssari S, Wang S, Barifcani A, Lebedev M, Iglauer S (2017) Effect of temperature and SiO₂ nanoparticle size on wettability alteration of oil-wet calcite, *Fuel*, 206: 34-42.
- [24] Keykhosravi A, Simjoo M (2019) Insights into stability of silica nanofluids in brine solution coupled with rock wettability alteration: An enhanced oil recovery study in oil-wet carbonates, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 583: 124008.
- [25]. Yekeen N, Padmanabhan E, Idris AK, Chauhan PS (2019) Nanoparticles applications for hydraulic fracturing of unconventional reservoirs: A comprehensive review of recent advances and prospects, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178: 41-73.
- [26]. Soleimani HM, Dehaghani AHS (2016) The effect of smart water and silica nanoparticles injection on wettability of limestone, *Int. J. Bio-Inorg. Hybr. Nanomater*, 5, 4: 257-265.
- [27]. Yu W, Xie H (2012) A review on nanofluids: preparation, stability mechanisms, and applications, *Journal of nanomaterials*, 1-17.
- [28] Li Y, Tung S, Schneider E, Xi S (2009) A review on development of nanofluid preparation and characterization, *Powder Technology*, 196, 2: 89-101.
- [29]. Esmaeeli Azadgoleh J, Kharrat R, Barati N, Sobhani A (2014) Stability of silica nanoparticle dispersion in brine solution: an experimental study Iranian, *Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 3, 4: 26-40.
- [30]. Kallay N, Žalac S (2002) Stability of nanodispersions: a model for kinetics of aggregation of nanoparticles, *Journal of Colloid and Interface Science*, 253, 1: 70-76.
- [31]. Kobayashi M, Juillerat F, Galletto P, Bowen P, Borkovec M (2005) Aggregation and charging of colloidal silica particles: effect of particle size, *Langmuir*, 21, 13: 5761-5769.
- [32]. Saleh N, Kim HJ, Phenrat T, Matyjaszewski K, Tilton RD, Lowry GV (2008) Ionic strength and composition affect the mobility of surface-modified Fe₀ nanoparticles in water-saturated sand columns, *Environmental Science and Technology*, 42, 9: 3349-3355.
- [33]. Zaeri MR, Hashemi R, Shahverdi H, Sadeghi M (2018) Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water, *Petroleum Science*, 15, 3: 564-576.
- [34]. Zaeri MR, Shahverdi H, Hashemi R, Mohammadi M (2019) Impact of water saturation and cation concentrations on wettability alteration and oil recovery of carbonate rocks using low-salinity water, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, 2: 1185-1196.
- [35]. Romanuka J, Hofman J, Ligthelm DJ, Suijkerbuijk B, Marcelis F, Oedai S, Brussee N, van der Linde H, Aksulu H, Austad T (2012) Low salinity EOR in carbonates, *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA*.
- [36]. Austad T, Shariatpanahi SF, Strand S, Black CJJ, Webb KJ (2012) Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs, *Energy and Fuels*, 26, 1: 569-575.
- [37]. Mahani H, Keya AL, Berg S, Bartels WB, Nasralla R, Rossen WR (2015) Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates, *Energy and Fuels*, 29, 3: 1352-1367.
- [38]. Al-Attar HH, Mahmoud MY, Zekri AY, Almehaideb R, Ghannam M (2013) Low-salinity flooding in a selected carbonate reservoir: experimental approach, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3, 2: 139-149.

- [39]. Alameri W, Teklu TW, Graves RM, Kazemi H, AlSumaiti AM (2014) Wettability alteration during low-salinity waterflooding in carbonate reservoir cores, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia.
- [40]. Zaeri M R (2017) Experimental study of low salinity spontaneous imbibition for enhanced oil recovery of carbonate reservoirs, Master of Science, Chemical Engineering, Isfahan University of Technology.
- [41]. Shouxiang M, Morrow N R, Zhang X (1997) Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems Journal of Petroleum Science and Engineering, 18, 3-4: 165-178.
- [42]. Hosseini M, Ghader S (2010) A model for temperature and particle Vol fraction effect on nanofluid viscosity Journal of Molecular Liquids, 153, 2-3: 139-145.
- [43]. Nguyen C T, Desgranges F, Roy G, Galanis N, Maré T, Boucher S, Mintsa H A (2007) Temperature and particle-size dependent viscosity data for water-based nanofluids—hysteresis phenomenon International, Journal of Heat and Fluid Flow, 28, 6, 1492-1506.
- [44]. Ehtesabi H, Ahadian M M, Taghikhani V (2015) Enhanced heavy oil recovery using TiO_2 nanoparticles: investigation of deposition during transport in core plug, Energy and Fuels, 29, 1: 1-8.
- [45]. McElfresh P M, Holcomb D L, Ector D (2012) Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells, SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Noordwijk, Netherlands.
- [46]. Caldelas F M, Murphy M, Huh C, Bryant S L (2011) Factors governing distance of nanoparticle propagation in porous media, SPE Production And Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA.
- [47]. Ju B, Dai S, Luan Z, Zhu T, Su X, Qiu X (2002) A study of wettability and permeability change caused by adsorption of nanometer structured polysilicon on the surface of porous media, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia.
- [48]. Ju B, Fan T, Ma M (2006) Enhanced oil recovery by flooding with hydrophilic nanoparticles China Particuology, 4, 1: 41-46.
- [49]. Parvazdavani M, Masihi M, Ghazanfari M H, Sherafati M, Mashayekhi L (2012) Investigation of the effect of water based nano-particles addition on hysteresis of oil-water relative permeability curves, SPE international Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands.
- [50]. Onyekonwu M O, Ogolo N A (2010) Investigating the use of nanoparticles in enhancing oil recovery Nigeria Annual international conference and exhibition, Tinapa - Calabar, Nigeria.
- [51]. Pashaie H (2014) Experimental study of spontaneous imbibition imposed by nanoparticle, Master of Science Thesis, Faculty of Chemical Engineering, Sahand University of Technology.
- [52]. Naghizadeh R, Azin R, Osfouri S, Fatehi R (2020) Wettability alteration of calcite and dolomite carbonates using silica nanoparticles coated with fluorine groups, Journal of Petroleum Science and Engineering, 188.
- [53]. Ahmadi A, Farmanib Z, Osfouri S, Azin R (2019) Condensate blockage remediation in a gas reservoir through wettability alteration using natural $CaCO_3$ nanoparticles Colloids and Surfaces A, 579.



Experimental Investigation of Nano Silica on Wettability Alteration and Enhanced Oil Recovery from Carbonate Reservoir Using Low Salinity Water

Amir Masoud Mahpishanian¹, Hamidreza Shahverdi^{*1}, Mohammad Simjoo², Mohammadreza Zaeri³

1. Department of Chemical Engineering, Isfahan University of Technology

2. Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology

3. School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran

hr_shahverdi@iut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4187.2897

Received: June/06/2020

Accepted: October/28/2020

Introduction

The low salinity water is an effective method for wettability alteration of rock toward water-wet conditions. Using nano particle in low salinity water can increase the efficiency of oil recovery. The high surface energy of nano particles leads to the further adsorption of nano substance on the rock surface and subsequently further wettability alteration occurs [1]. Some experimental study showed 8% additional oil recovery while using nano silica [2]. The presence of some ions in the water can decrease Zetta potential and then enhance the attractive force between rock and nano particles. The previous studies have shown the significant change of contact angle toward water-wet conditions [3].

In this study, the capability of nano silica in low salinity water for wettability alteration of carbonate rock is evaluated. The contact angle and spontaneous imbibition tests have depicted acceptable results. The brine with salinity of 1000 ppm NaCl and 0.05% (weight %) nano silica revealed best choice for EOR.

Materials and Methods

In this study, the low permeable carbonate rocks taken from an Iranian oil reservoir were used. The XRD and XRF tests showed that composition of carbonate samples are 6% dolomite and 94% calcium carbonate. The porosity and permeability of all samples are reasonable close to each other confirming that the

results of tests are comparable.

The nano silica with specific area of 200 m² and diameter of 12 nm (nano meter) were used for preparation of nano fluid. The crude dead oil taken from Isfahan Refinery was employed for aging process as well as rock saturation. The oil has 0.4% (weight) asphaltene content, 0.1 mg KOH/g acid number and viscosity of 11 cP (at 20 C).

The low salinity water (1000 ppm cationic ions) was prepared by dilution of brine of Persian Gulf (concentration of 29260 ppm cationic ions). The initial water saturation in the cores were established using high salinity water (Persian Gulf water). Table 1 demonstrates the specification of Persian Gulf water. The spontaneous imbibition test as well as contact angle measurements were used for evaluation of wettability alteration of cores while using various nano fluids with different concentrations.

Results and Discussion

Figure 1 demonstrates the oil recovery versus dimensionless time using low salinity water (1000 ppm) with various concentration of nano silica. As it can be seen, the concentration of 0.05% nano resulted to the highest oil production. However, the slope of oil recovery in 0.02% nano is steeper than that in 0.05 which depicts the wettability alteration takes place faster in 0.02% compared to the case of 0.05%.

Table 1 Specification of Persian Gulf Brine

Property	Density, g/cc	Density Viscosity, cP	PH	Na ⁺ , ppm	K ⁺ , ppm	Ca ²⁺ , ppm	Mg ²⁺ , ppm	Total cations (TDS), ppm
Value	1.03	1	7.35	27000	445	510	1305	29260

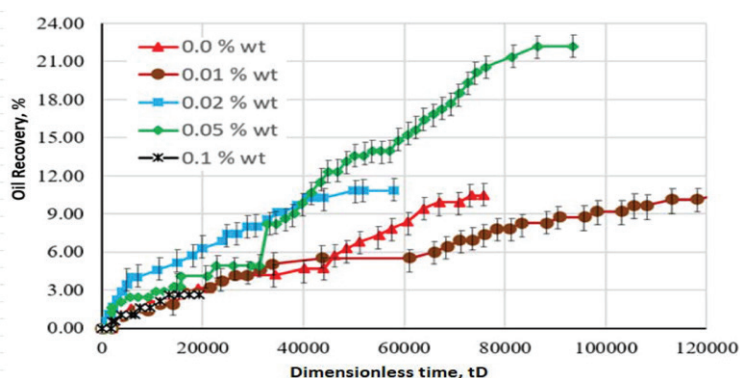


Fig. 1 Oil recovery versus dimensionless time obtained from spontaneous imbibition test using various concentration of nano fluid at low salinity (1000 ppm).

The concentration of 0.1 is less efficient than the low salinity without nano which can be attributed to the instability of 0.1% nano fluid.

Figure 2 depicts the ultimate oil recovery resulted from spontaneous imbibition test while using low salinity brine (1000 ppm) and 0.05% nano silica in cores with different initial water saturation. This figure shows that the presence of initial water in core adversely affects the oil recovery. Since, the salinity of initial water in the core is much more than that of imbibition brine, the contact of these two brine (with different salinity) would lead to instability of nano particles in the pores.

Conclusions

This research has depicted that nano fluid positively affects the oil recovery of spontaneous imbibition process and increases the efficiency of low salinity water injection. However, the instability of nano particles at elevated concentration causes pore blocking which adversely affects the wettability alteration process. The further salinity concentration resulted into more instability of nano fluid. The most optimum nano concentration obtained at 0.05% (weight) in presence of 1000 ppm brine. The presence of initial water in the core adversely affect the performance of nano fluid in oil recovery.

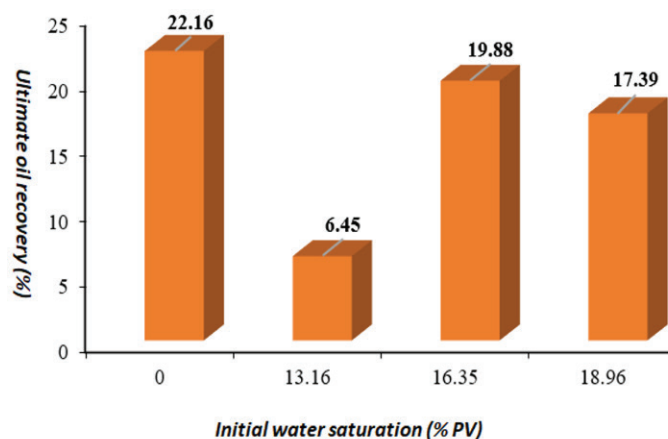


Fig. 2 Ultimate oil recovery resulted from spontaneous imbibition test using low salinity brine (1000 ppm) and 0.05% nano silica in cores with different initial water saturation.

References

1. Giraldo J, Benjumea P, Lopera S, Cortés F B, Ruiz M A (2013) Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids, *Energy and Fuels*, 27, 7: 3659-3665.
2. Torsater O, Engeset B, Hendraningrat L, Suwarno, S (2012), Improved oil recovery by nanofluids flooding: an experimental study, SPE Kuwait International Petroleum Conference And Exhibition, Kuwait.
3. Adatshojaei E, Jamialahmadi M, Esmailzadeh, F, Ghazanfari, M H (2016) Effects of low-salinity water coupled with silica nanoparticles on wettability alteration of dolomite at reservoir temperature, *Petroleum Science and Technology*, 34, 15, 1345-1351.