

بررسی تأثیر نانوذرات کربنی عامل دار بر پایداری فوم دی اکسید کربن پایدار شده با سورفکتانت ویسکوالاستیک

محمد امین امامی^۱، جلال فهیم پور^{۱*}، یوسف رفیعی^۱ و علیمراد رشیدی^۲

۱- گروه مهندسی مخزن، دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲- مرکز توسعه علوم و فن آوری های نانوکربن، پردیس پژوهشی و توسعه صنایع پایین دستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۱۱/۱۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۳/۰۹

چکیده

با توجه به اینکه عمر بیشتر مخازن نفتی دنیا از جمله ایران به نیمه دوم خود رسیده و میزان برداشت نفت از آنها به مقدار قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت را امری اجتناب‌ناپذیر می‌نماید. در این میان تزریق گاز دی‌اکسید کربن در چند دهه گذشته مورد توجه خاصی قرار داشته است. اما از طرفی تحرک پذیری بالای گازها در مقایسه با نفت، باعث شده است از سورفکتانت‌ها و تزریق گاز به صورت فوم استفاده شود که تحرک پذیری گاز را تا حد قابل قبولی کاهش می‌دهد. در این مطالعه از ترکیب دو نوع سورفکتانت آنیونی و زویتریونیک استفاده شده است. با انجام آزمون رفتار فازی، ترکیب بهینه دو سورفکتانت پیدا شده به نحوی که بیشترین میزان میکرومولسیون نفت در آب تشکیل شود. ترکیب به دست آمده باعث ایجاد فوم نیتروژن و CO₂ پایدار در شوری آب دریای خلیج فارس و در تماس با نفت شده است. به دلیل استفاده از سورفکتانت زویتریونیک، پایداری فوم CO₂ به میزان ۲۰/۹٪ از فوم نیتروژن بیشتر بوده است. با بررسی نیمه عمر فوم CO₂ توسط آزمون ستون فوم، نیمه عمر فوم در غلظت بهینه به میزان ۱۴۵ min مشاهده شد. تأثیر نانوذرات کربنی عامل دار بر میزان میکرومولسیون نفت در آب و پایداری فوم CO₂ مورد مطالعه قرار گرفته است و نانوذرات کربنی دارای گروه عاملی آمین-کربوکسیل-هیدروکسیل بهترین عملکرد را داشته و پایداری فوم تا ۷۵٪ بهبود یافته است. همچنین جهت اطمینان از عملکرد فوم در شرایط دینامیکی، تزریق فوم CO₂ در میکرومدل انجام پذیرفت و با تزریق فوم CO₂ مقدار ۸۶/۴٪ از نفت اولیه بازیابی شد. استفاده از نانوذرات کربنی دارای گروه عاملی آمین-کربوکسیل-هیدروکسیل باعث بهبود بازیابی نفت اولیه به میزان ۱۳/۵٪ شده و ۹۹/۵٪ از نفت اولیه بازیابی شد.

کلمات کلیدی: فوم دی‌اکسید کربن، میکرومولسیون، فوم با کشش بین سطحی پایین، نانوذرات کربنی، میکرومدل

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی fahimpour@aut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2023.5010.3243)

مقدمه

در طول تولید نفت از مخازن تحت‌الارضی، تقریباً ۶۵٪ از نفت اولیه درجا (OIIP)^۱ در مخزن باقی می‌ماند. این نفت باقی‌مانده هدفی برای روش‌های ازدیاد برداشت نفت (EOR)^۲ است که در حال حاضر شامل سیلاب‌زنی گاز یا حلال، سیلاب‌زنی مواد شیمیایی، بازیابی حرارتی یا ترکیبی از این روش‌ها می‌شود [۱]. از طرفی در دهه‌های اخیر مدفون‌سازی یا ذخیره‌سازی CO₂ در مقیاس بزرگ در سازندهای زمین‌شناسی تحت‌الارضی، با هدف محدود کردن انتشار گرمایش جهانی به ۱/۵ °C، مورد توجه و تأکید جوامع بین‌المللی قرار گرفته است [۲]. تمام پروژه‌های بزرگ ازدیاد برداشت عمدتاً به‌صورت سیستم‌های حلقه بسته طراحی شده‌اند. بدین‌صورت که سیال تزریق شده مثلاً آب یا CO₂، پس از تولید مجدداً جداسازی و فشرده شده و به چرخه تزریق به داخل لایه نفتی بازگردانده می‌شود. این بازیابی و بازگردانی سیال تزریقی، از رها شدن آن در محیط زیست جلوگیری می‌کند و صرفه‌جویی قابل توجهی نیز از جهت تأمین سیال تزریقی برای کارور میدان نفتی فراهم می‌کند [۳]. عابدینی و همکاران با بررسی فرآیندهای مختلف تزریق متناوب CO₂ (تزریق و بازیابی CO₂ تولید شده و تزریق مجدد) از جنبه ازدیاد برداشت و مسائل زیست‌محیطی، به این نتیجه رسیدند که ۴۰ تا ۵۰٪ CO₂ تزریق شده در نهایت در مخزن حبس می‌شود [۴]. روفز و همکاران نیز با بررسی فرآیندهای مختلف ذخیره‌سازی CO₂ نشان دادند که با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت می‌توان پتانسیل گرمایش جهانی را در طی ۱۵ سال ازدیاد برداشت توسط CO₂ از ۱۱ Mt CO₂ eq. به ۳/۴ Mt CO₂ eq. کاهش داد [۵]. در نتیجه استفاده از CO₂ جهت عملیات ازدیاد برداشت می‌تواند یک روش مقرون به‌صرفه برای ایجاد زیرساخت‌های لازم برای پروژه‌های بزرگ در صورت بهینه‌سازی مشترک، برای تولید نفت و ذخیره CO₂ ارائه

کند [۶]. استفاده از CO₂ به‌عنوان یک روش مؤثر ازدیاد برداشت نفت اثبات شده و به‌طور گسترده در میدین نفتی مختلف در سراسر جهان استفاده می‌شود [۷]. تزریق CO₂ به‌طور عمده از طریق روش‌های رانش گاز، تورم نفت، کاهش کشش بین‌سطحی (IFT)^۳ و کاهش گرانشی نفت، به افزایش بازیابی نفت کمک می‌کند [۸]. روش ازدیاد برداشت CO₂ دارای محدودیت‌های ذاتی است که عمدتاً به‌دلیل گرانشی بسیار پایین آن (۰/۰۷ cp - ۰/۰۲ در ۲۵ °C و ۱۴۵۰-۹۵۰ psi) در مقایسه با بیشتر نفت‌های خام موجود در سازندهای تحت‌الارضی است [۹]. گرانشی و چگالی کم CO₂ می‌تواند باعث مشکلات شدید کنترل تحرک‌پذیری مانند پدیده انگشتی‌شدن [۱۰]، جدایش ثقلی [۱۱]، عبور گاز از طریق کانال‌های با نفوذپذیری بالا و جبهه جابه‌جایی ناپایدار گردد. در نتیجه این عوامل باعث میان‌شکن شدن سریع جبهه گاز می‌شوند و در نهایت باعث شکست پروژه ازدیاد برداشت، به‌ویژه در مخازن با درجه ناهم‌گونی بالا و همچنین مخازن حاوی نفت نسبتاً سنگین می‌شود [۱۲]. محققین مختلفی در سال‌های گذشته، روش‌های ازدیاد برداشت هیبریدی (ترکیبی) مبتنی بر CO₂ را برای غلبه بر مشکلات تحرک‌پذیری مرتبط با تزریق CO₂ و بهبود بازیابی نفت باقی‌مانده با روش‌های مختلف مانند تولید فوم، بهبود ضریب جابه‌جایی، کاهش کشش بین‌سطحی و امولسیون‌سازی نفت خام طراحی و اجرا کرده‌اند [۱۳-۱۶]. فوم در حقیقت با پراکنده شدن یک فاز گسسته گاز در فاز پیوسته مایع با استفاده از سورفکتانت‌ها تولید و پایدار می‌شود. به‌عبارتی فاز مایع حاوی حباب‌های گاز است که توسط لاملا^۴ (لایه‌های نازک مایع) از هم جدا می‌شوند [۱۷].

1. Oil Initially in Place
2. Enhanced Oil Recovery
3. Inter-Facial Tension
4. Lamella

در دماهای نسبتاً پایین توصیه می‌شوند، در حالی که سورفکتانت‌هایی با دم‌های آب‌گریز مستقیم جهت تشکیل فوم پایدار ترجیح داده می‌شوند، زیرا در این حالت سورفکتانت‌ها در سطح مشترک آب و گاز به‌صورت فشرده قرار می‌گیرند که منجر به فشار جدایش بالا و درنهایت پایداری فوم می‌شوند [۲۷-۳۰]. جذب رقابتی سورفکتانت‌ها در سطح تماس آب-گاز و آب-نفت اثرات نامطلوبی بر روی پایداری فوم و کاهش کشش بین‌سطحی دارد. علاوه بر این، برای یک سیستم سورفکتانت/نفت خاص، فوم قوی معمولاً در ناحیه Winsor I تولید می‌شود، در حالی که کشش بین‌سطحی کم به احتمال زیاد در منطقه Winsor III به دست می‌آید [۳۱]. بنابراین، این عوامل باعث می‌شوند که فرمول سورفکتانتی که می‌تواند به مقادیر بسیار پایین کشش بین‌سطحی برسد، عامل کف‌کننده خوبی نباشد و بالعکس. به‌عنوان مثال، زنجیره آلکیل شاخه‌دار و دم آب‌گریز طولانی برای فوم‌های N_2 مخرب هستند اما برای کشش بین‌سطحی کم، مفید هستند [۳۲ و ۳۳]. از طرفی استفاده از یک سورفکتانت، مقاومت ماده شیمیایی در شرایط سخت مخزنی را پایین می‌آورد و باعث تخریب سورفکتانت و درنهایت ناپایداری فوم در مخزن می‌شود [۳۴]. از این‌رو، اختلاط دو فرمول، یکی برای کاهش کشش بین‌سطحی و دیگری برای تقویت پایداری فوم، به‌عنوان روش پیشرو برای به‌دست آوردن فوم‌های با کشش بین‌سطحی بسیار پایین^۱ مطرح گردیده است [۳۵]. مطالعات بسیار محدودی وجود دارد که در آن خواص کشش بین‌سطحی کم و فوم قوی به‌طور هم‌زمان با یک فرمول به‌دست آمده است. برخی از محققان یک فرآیند آلکالین/سورفکتانت/فوم (ASF)^۲ را پیشنهاد کردند که در آن فوم به‌جای پلیمر به‌عنوان یک عامل کنترل تحرک در فرمول‌های آلکالین/سورفکتانت/پلیمر (ASP)^۳ استفاده می‌شود [۳۱ و ۳۶].

از آنجایی که فوم دارای گرانیروی موثر بسیار بالاتری نسبت به گاز است، توانایی آن برای بهبود راندمان جاروب CO_2 تزریقی یا گازهای دیگر مورد توجه قرار گرفته است. فوم می‌تواند پدیده‌های جدایش‌ثقلی و انگشتی‌شدن مرتبط با چگالی و گرانیروی کم گازهای تزریق شده برای بازیابی نفت را کاهش دهد. علاوه بر این، با کنترل مقاومت جریان موضعی فوم، انحراف سیالات تزریق شده از لایه‌های با نفوذپذیری بالا به لایه‌های با نفوذپذیری کم اتفاق می‌افتد [۱۸ و ۱۹]. همچنین، تزریق CO_2 به‌صورت فوم باعث افزایش میزان ذخیره‌سازی گاز در مخازن تحت‌الارضی می‌شود [۲۰]. در گذشته، فرمول سورفکتانت انتخاب شده برای فرآیند ازدیادبرداشت فوم عمدتاً بر روی بهینه‌سازی قابلیت کف‌سازی، پایداری کف و فرآیند جذب سطحی متمرکز بوده و کشش بین‌سطحی فاز آبی و نفتی کنترل نمی‌شد [۲۱-۲۴]. از طرفی این فوم‌های پایدار با وجود قابلیت کنترل تحرک‌پذیری بالا، فقط می‌توانند اندکی کشش بین‌سطحی نفت-آب (O-W) را کاهش دهند و در نتیجه نفت مانعی در جهت حرکت فوم خواهد بود و منجر به فشار مویبگی بالا می‌شود. در مخازن شکاف‌دار، فوم‌های ضعیفی که از طریق سازوکار محدود Snapp-off به‌وجود می‌آیند، قادر به ایجاد این فشار مویبگی بالای ماتریس نخواهند بود [۲۵]. همچنین در مخازن کم‌تراوا، فشار مویبگی بالا باعث کاهش پایداری فوم و عدم جاروب نفت می‌شود [۲۶]. بنابراین، کاهش کشش بین‌سطحی فوم به‌طور بالقوه می‌تواند کارایی فرآیند تزریق فوم را افزایش دهد. با این حال، کاهش زیاد کشش بین‌سطحی از طرفی باعث کاهش پایداری فوم نیز می‌شود. دستیابی به کشش بین‌سطحی کم و فوم پایدار به‌طور هم‌زمان چالش برانگیز است. برای دستیابی به این دو ویژگی به سورفکتانت‌هایی با ساختار متفاوت نیاز است: سورفکتانت‌هایی با دم‌های آب‌گریز شاخه‌دار معمولاً جهت دستیابی به میکروامولسیون با گرانیروی کم در فرآیندهای ازدیادبرداشت با کشش سطحی کم و

1. Ultra-low IFT
2. Alkaline Surfactant Foam
3. Alkaline Surfactant Polymer

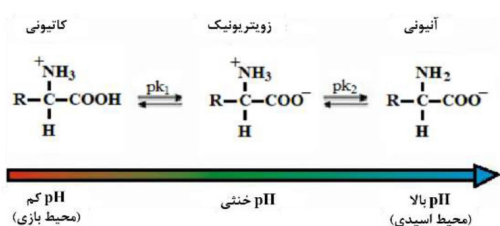
کاهش می‌یابد [۴۸]. این به نوبه خود به افزایش حداکثر آستانه فشارمویینگی کمک می‌کند و بیشتر منجر به کاهش زه‌کشی^۴ مایع و نفوذ گاز می‌شود و در نتیجه باعث کاهش پارگی حباب (درشت شدن^۵) و ادغام^۶ می‌شود [۴۹]. یو و همکاران آزمایش‌های جذب را بر روی نمونه مغزه‌های مخزن ماسه سنگ و کربناته انجام دادند و به این نتیجه رسیدند که نانوذراتی که به درستی عامل‌دار شده‌اند نسبت به بسیاری از انواع سورفکتانت‌ها جذب کمتری دارند. آنها همچنین مشاهده کردند که نانوذرات عامل‌دار شده هیچ‌گونه رسوب، تغییر نفوذپذیری و مسدود شدن مخزن ایجاد نکردند [۵۰]. با این حال، بهبود قابل توجهی در پایداری کف به دلیل هم‌افزایی سورفکتانت با نانوذرات مشاهده شد [۴۶]. سختیول و همکاران اثر نانوکربن‌دات (CND)^۷، نانوکربن‌دات سدیم (NaCND) و نانوکربن‌دات آمونیوم (NH₄CND) را بر پایداری فوم شش نوع سورفکتانت در غیاب نفت را بررسی کردند. آنها نشان دادند که ذرات نانوکربن، پایداری فوم را تا ۷۰٪ حتی در غلظت‌های بسیار کم حدود ۵ تا ۱۰۰ ppm بهبود می‌بخشند [۵۱]. همچنین عرب و همکاران مطالعه مروری جامعی بر روی تأثیر نانوذرات سیلیکا بر روی افزایش پایداری امولسیون نفت در آب و فعل و انفعال بین نانوذرات با بار سطحی متفاوت و انواع سورفکتانت‌ها انجام دادند [۵۲].

در مطالعات قبلی از نانوذراتی (عمدتاً غیرآلی) استفاده شده است که در شرایط دما و فشار و شوری بالا، ناپایدار (یا حداقل آزمایش نشده) هستند. این را می‌توان به خواص سطحی، ناپایداری مواد، اندازه بزرگتر، چگالی بیشتر و عملکرد نامناسب سطحی این ذرات برای شرایط مخزن هدف نسبت داد.

یک فرمول فوم با کشش بین‌سطحی کم بدون آلکالین با افزودن تقویت‌کننده‌های کف به فرمولاسیون‌های کم IFT توسط شوالیر و همکاران گزارش شده است [۳۷]. با این حال، فرمول‌های ارائه شده نسبت به یون‌های دو ظرفیتی ناپایدار هستند و آنها را در مخازن کربناته که حاوی مقادیر قابل توجهی یون‌های دو ظرفیتی هستند نامناسب می‌سازد. اخیراً یک فرآیند گاز کم‌تنش (LTG)^۱ پیشنهاد شده است [۳۸]. فرمول‌های گزارش شده شامل یک جزء سوم اضافه شده به مخلوط سورفکتانت آنیونی برای بهبود حلالیت آبی با یون‌های دو ظرفیتی است. با این حال، فوم‌پذیری فرمول به وضوح نشان داده نشد، و هیچ شواهد واضحی مبنی بر وجود فوم قوی در نتایج آزمایش سیلاب‌زنی وجود نداشت. دانگ و همکاران استفاده از ترکیب یک سورفکتانت آنیونی و زویتریونیک را به عنوان فوم با کشش بین‌سطحی بسیار کم پیشنهاد دادند. آنها از ترکیب IOS^۲ و LB^۳ با نسبت ترکیب وزنی ۴:۶ استفاده کردند. اما فرمولاسیون پیشنهادی آنها در تماس با یون‌های دو ظرفیتی ناپایدار بود. از این رو آنها سورفکتانت car-boxylate L38 را به عنوان ماده سوم به فرمولاسیون خود اضافه کردند [۳۹]. در سال‌های اخیر نانوذرات به عنوان عاملی برای تثبیت فوم‌های مورد استفاده در عملیات تولید نفت به طور گسترده مورد بررسی قرار گرفته‌اند [۴۰-۴۶]. نانوذرات به طور کلی از طریق روش‌هایی مانند تغییر ترشوندگی، کاهش IFT، مسدود کردن منافذ و با اعمال فشار جداکننده به بهبود بازبایی نفت کمک می‌کنند. علاوه بر این، نانوذرات با تغییر نسبت تحرک و با افزایش پایداری فوم CO₂ باعث بهبود عملیات ازدیادبرداشت می‌شوند [۴۷]. اخیراً نانوذرات عامل‌دار به عنوان جایگزین عوامل تقویت‌کننده فوم شناخته شده‌اند. این ذرات تمایل دارند خود را در سطح مشترک گاز-مایع و در مرز فوم قرار دهند و به این ترتیب، تماس مستقیم بین گاز و مایع

1. Low-Tension Gas
2. Internal olefin sulfonate
3. Lauryl betaine
4. Drainage
5. Coarsening
6. Coalescence
7. Carbon Nanodot

محیط با pH های مختلف تغییر رفتار می دهد.



شکل ۱ وابستگی بار سورفکتانت زویتریونیک به pH محیط [۵۳]

در این مقاله از ۴ نانوذره کربنی با گروه های عاملی مختلف استفاده شده است. نانوذره کربنی با گروه عاملی کربوکسیل، هیدروکسید و آمین (A-C-H)، نانوذره کربنی با گروه عاملی آمین (Amine)، نانولوله های کربنی چندجداره با گروه عاملی هیدروکسید (MW)، و نانوذره های هیبریدی کربن-آهن (Fe-c) می باشند. نانوذرات در پژوهشکده نانو پژوهشگاه صنعت نفت سنتز و تهیه شده است. خصوصیات نفت سبک یکی از میداین جنوب ایران و آب دریای خلیج فارس مورد استفاده در مقاله به ترتیب در **جدول های ۱ و ۲** آمده است.

آزمون رفتار فازی

در ابتدا با هدف یافتن مناسب ترین ترکیب از دو سورفکتانت، که کمترین تنش بین سطحی با نفت را داشته و پایدارترین میکرومولسیون نفت در فاز آب را تشکیل داده باشند، آزمون رفتار فازی انجام می شود. در این آزمون فاز آبی متشکل از آب دریا و غلظت ۱۰۰۰ ppm سورفکتانت می باشد. تعداد ۱۱ لوله آزمایش با نسبت های متفاوت دو سورفکتانت CAPB و سورفکتانت ALES با تغییر ۱۰٪ ترکیبی از آنها آماده می شوند. پس از ساخت محلول فاز آبی، با کمک HCl رقیق، pH محیط به ۴ رسانده می شود. دلیل این کار شبیه سازی وجود CO₂ در محیط و به دنبال آن تغییر رفتار سورفکتانت CAPB می باشد. حجم آب و نفت موجود در لوله ها با نسبت برابر ۷/۵ cc می باشد.

علاوه بر این، بیشتر این ذرات به عنوان عوامل فعال سطحی پوشش داده می شوند و یا عامل دار می شوند که این روش باعث مقرون به صرفه نبودن عملیات می شود. همین مطالعات همچنین از نانوذرات در غلظت های بسیار بالا بیش از ۱۰۰۰۰ ppm یا ۱٪ وزنی و معمولاً در مرتبه ۱۰۰۰۰ ppm یا ۱٪ وزنی استفاده کردند. این مسئله استفاده از آن را در عملیات در مقیاس میدانی غیرقابل توجیه می کند. در این مطالعه، هدف ما پیشنهاد یک فرمولاسیون سورفکتانت ثابت عاری از آکالین، جهت تولید فوم با پایداری مناسب در تماس با نفت و کشش بین سطحی کم می باشد. از این رو تأثیرات نانوذرات کربنی عامل دار شده با گروه های متفاوت با غلظت ۱۰۰ ppm بر روی پایداری فوم به صورت استاتیک و دینامیک مورد بررسی قرار گرفته است. نانوذرات کربنی دارای خواص ویژه ای از جمله حلالیت بالا در آب، زیست تخریب پذیری، غیرسمی بودن، پایداری شیمیایی و حرارتی بالا، تحرک پذیری مناسب در محیط مخزن، پایداری کلونیدی مناسب در شرایط سخت مخزنی و قابلیت تولید و اجرا در مقیاس مخزن می باشند. به این منظور مطالعات استاتیک شامل بررسی رفتار فازی سورفکتانت در تماس با نفت، پایداری فوم از طریق آزمون ستون فوم انجام شده است و در نهایت بررسی رفتار دینامیک فوم در میکرومدل مورد بررسی قرار گرفته است.

روش کار

مواد

در این مقاله دو سورفکتانت مورد مطالعه قرار گرفته است. آمونیوم لوریل اتر سولفات (ALES)^۱ یک سورفکتانت آنیونی با ۷۰٪ ماده فعال سطحی و کوکامیدو پروپیل بتائین (CAPB)^۲ یک سورفکتانت زویتریونیک با ۳۰٪ ماده فعال سطحی می باشند. سورفکتانت های مورد استفاده از شرکت پدیده شیمی جم تهیه و مورد استفاده قرار گرفته است. سورفکتانت زویتریونیک مطابق **شکل ۱** در

1. Ammonium lauryl Ether Sulfate
2. Cocamidopropyl Betaine

جدول ۱ خصوصیات نفت میدان کوشک

خصوصیات	واحد	مقدار	روش آزمون
وزن مخصوص	-	۰/۸۵۸۲	ASTM D-4052
وزن مولکولی	g/mol	۱۹۴	OSMOMETRIC
میزان سولفور	%wt	۱/۱۷	ASTM D-2622
گرانروی حرکتی در دمای ۴۰ °C	.c.St	۶/۵۹۲	ASTM D-445
نقطه ریزش	°C	<۳۰	ASTM D-5853
میزان واکس	%wt	۱۲/۲	BP-237
میزان اسیدیته	mgKOH/g	۰/۱۶	UOP-565

جدول ۲ ترکیب آب دریای خلیج فارس

نمک	NaCl	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	MgCl ₂	CaCl ₂	TDS
غلظت (g/L)	۳۰/۷۴	۴/۶۱	۰/۲۳	۵/۵۸	۱/۰۶	۴۲/۲۲

ثابت و در طی زمان ثابت ۱۵ به محفظه تزریق می‌شود و نتایج تحلیل می‌شود. در آزمون بعدی جهت بررسی دقیق‌تر سازوکار، با بررسی نیمه‌عمر ستون فوم تشکیل شده توسط CO₂ و N₂ از نظر پایداری با هم مقایسه می‌شوند. همچنین جهت بررسی تأثیر غلظت سورفکتانت و تعیین غلظت بهینه، محلول سورفکتانت با غلظت‌های مختلف در آب دریا ساخته شده و در ستون به حجم ۷/۵ cc در آب دریا ساخته شده و در ستون به حجم ۷/۵ cc ۵۰ فوم ریخته می‌شود. گاز CO₂ در فشار ثابت به ستون فوم تزریق می‌شود و این تزریق تا جایی ادامه پیدا میکند که ستون فوم به ۲۴ cm برسد و پس از آن کاهش ارتفاع ستون فوم نسبت به زمان بررسی و زمان لازم جهت رسیدن ارتفاع فوم به ۵۰٪ ارتفاع اولیه به‌عنوان نیمه‌عمر فوم گزارش می‌شود. در نهایت محلول ۱۰۰ ppm نانوذرات در حضور ترکیب سورفکتانت با غلظت بهینه و در آب دریا ساخته و با نسبت ۲:۱ با نفت در ستون فوم وارد می‌شود. مقدار ۵۰ cc محلول فاز آبی و ۲۵ cc نفت استفاده می‌شود. سپس گاز با فشار ثابت تا زمان رسیدن ستون فوم به ۲۴ cm ادامه پیدا میکند و در نهایت کاهش ارتفاع ستون فوم بررسی و مورد مطالعه قرار گرفته و تحلیل می‌شود.

تمامی لوله‌های آزمایش هم‌زمان به مدت ۲ min هم زده می‌شوند. پس از هم زدن لوله‌ها در محل ساکن شده و ۷ روز جهت پایداری در دمای ۶۰ °C زمان داده می‌شود. همچنین با کمک این آزمون میتوان نانوذرات موجود را غربال‌گری کرد. محلول ۱۰۰ ppm از محلول نانو به همراه سورفکتانت با غلظت بهینه در آب دریا ساخته شده و با اسید HCl، pH را به ۴ می‌رسانیم. میزان حجم ۷/۵ cc از فاز آبی و نفت را با نسبت ۱:۱ در لوله‌های آزمایش ریخته و به مدت ۲ min با دست هم‌زده و در دمای ۶۰ °C به مدت ۱۵ روز زمان داده می‌شود.

آزمون ستون فوم

هدف از این آزمون بررسی پایداری ستون فوم و مقایسه نیمه‌عمر فوم در حالت‌های مختلف می‌باشد. طرحواره ستون فوم در شکل ۲ مشاهده می‌شود. حال به تشریح آزمون‌های مختلف انجام شده با ستون فوم پرداخته می‌شود [۵۴]. در ابتدا با کمک ستون فوم، تأثیر ترکیب سورفکتانت‌ها در حضور نفت بررسی می‌گردد. برای انجام تست محلول ۱۰۰۰ ppm از سورفکتانت در آب دریا ساخته می‌شود. مقدار ۵۰ cc محلول سورفکتانت و ۲۵ cc نفت در محفظه ستون فوم وارد می‌شود که نسبت ۲:۱ فاز آبی و نفت ایجاد شود. گاز CO₂ با فشار

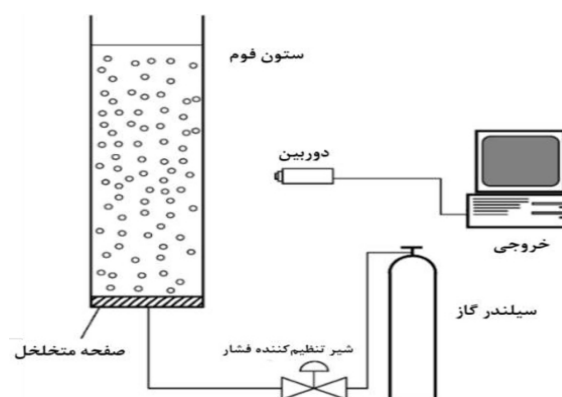
۰/۸۰٪ و با نرخ تزریق کل ۰/۶۲۵ cc/min تزریق شده و داده‌های فشاری ثبت می‌شوند. جریان گاز توسط کنترل‌کننده جریان گاز تنظیم شده و محلول آبی با پمپ با دقت ۰/۰۰۱ cc/min تزریق می‌شود. کیفیت فوم براساس مقالات ارائه شده انتخاب شده است و در این کیفیت، فوم تزریقی بیشترین گرانیروی ظاهری را دارا می‌باشد [۵۵-۵۷]. تزریق تا پایداری کامل و ثابت شدن فشار ادامه پیدا کرده و تصویر نهایی میکرومدل پس از پایداری، توسط کد نوشته شده در متلب، آنالیز شده و درصد اشباع باقی‌مانده نفت اندازه‌گیری می‌شود. این کد براساس تعداد پیکسل‌های مشکی نفت عمل کرده و تعداد آن‌ها را محاسبه می‌کند. در نهایت نتایج آزمون‌ها با هم مقایسه و بررسی می‌شوند. در شکل ۳ مدل اشباع از نفت با اشباع اولیه آب‌سازندی مشاهده می‌شود. تمام آزمون‌ها با نرخ جریان ثابت و در فشار و دمای محیط انجام شده و داده‌های فشاری جمع‌آوری شده و عکس از میکرومدل گرفته شده است. لیست تست‌های انجام شده در جدول ۴ آمده است. یک فضای متخلخل در ورودی میکرومدل تعبیه شده است که با تزریق هم‌زمان گاز و محلول سورفکتانت به آن، باعث تشکیل فوم قبل از ورود به محیط متخلخل اصلی می‌شود. طرح‌واره ورودی میکرومدل در شکل ۴ و طرح‌واره کلی سیستم تزریق میکرومدل در شکل ۵ نشان داده شده است.

نتایج و بحث

ترکیب بهینه دو سورفکتانت

رفتار فازی

در شکل ۶ نتایج آزمون رفتار فازی قابل مشاهده می‌باشد.



شکل ۲ طرح‌واره سیستم ستون فوم

آزمون پراکندگی نور دینامیکی (DLS)

این دستگاه براساس حرکت هیدرودینامیکی نانوذرات، شعاع مربوط به آنها را در حالت محلولی با توجه به نوع حلال مربوطه تخمین می‌زند. نانوذرات برای پاسخ صحیح بایستی در حالت پایدار در محلول باشند. این دستگاه با حجم بسیار کمی از نمونه (حتی ۱ cc) می‌تواند پاسخ‌های صحیح را ارائه دهد. محلول حاوی غلظت و ترکیب بهینه سورفکتانت در شوری آب دریا و ۱۰۰ ppm نانوذره جهت انجام آزمون استفاده شده است. پس از آماده‌سازی، pH محلول با استفاده از اسید HCl رقیق به ۴ رسیده و نمونه‌ها توسط اولتراسونیک پایدار شدند.

آزمون میکرومدل

پس از تست‌های استاتیک، برای بررسی پارامترهای دینامیکی و در نهایت تأثیر نوع سورفکتانت و تأثیر نانو مواد بر بازدهی نهایی تولید نفت، از میکرومدل کمک گرفته می‌شود. مشخصات میکرومدل استفاده شده در این آزمون در جدول ۳ مشاهده می‌شود. در ابتدا میکرومدل خلأ شده و سپس از آب دریا اشباع می‌شود. پس از اشباع کامل از آب دریا، مدل با نفت اشباع شده و تا رسیدن به اشباع آب اولیه ادامه داده می‌شود. سپس فوم با کیفیت

جدول ۳ خصوصیات میکرومدل

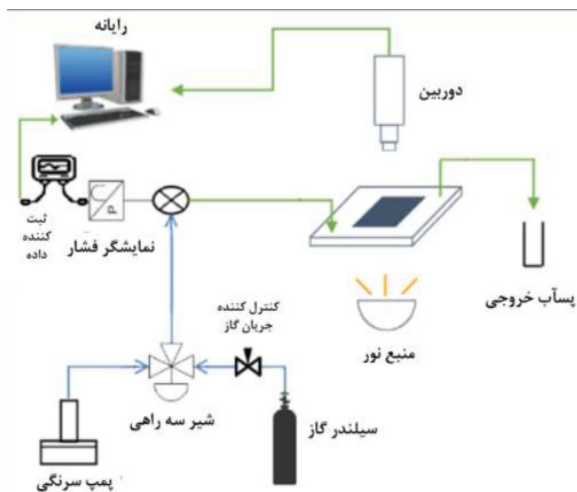
اندازه بزرگ‌ترین حفره (μm)	اندازه کوچک‌ترین حفره (μm)	تخلخل	میانگین عمق حفرات (μm)	طول مدل (cm)	عرض مدل (cm)
۳۰۰	۳۰	۸/۳۳	۳۰۰	۱۶	۱۱



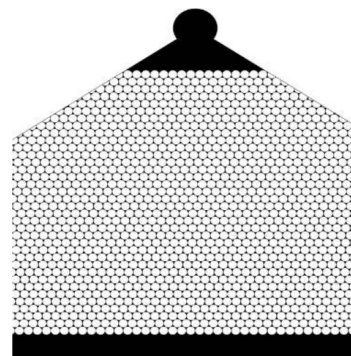
شکل ۳ میکرومدل اشباع از نفت

جدول ۴ لیست آزمون‌های میکرومدل

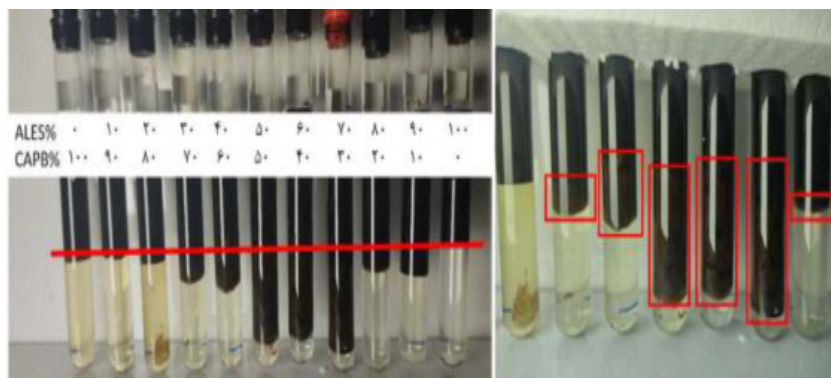
شمار آزمون	گاز تزریقی	نرخ جریان گاز (cc/min)	نرخ جریان فاز آبی (cc/min)	کیفیت تزریق	نانو
۱	٪۸۰	۰/۱۲۵	۰/۵	CO ₂	-
۲	٪۸۰	۰/۱۲۵	۰/۵	N ₂	-
۳	٪۸۰	۰/۱۲۵	۰/۵	CO ₂	A-C-H CNP



شکل ۵ طرح‌واره سیستم تزریق فوم در میکرومدل



شکل ۴ طرح‌واره ورودی میکرومدل



شکل ۶ لوله‌های آزمون رفتار فازی و میکروامولسیون تشکیل شده

با نگاه دقیق تر به ساختار فوم از طریق دوربین ماکرو در شکل ۹، کاملاً می توان این پدیده را توجیه کرد. در شکل ۸-ج، میکروامولسیون های تشکیل شده به وضوح قابل مشاهده می باشد. در حالی که در حالت های دیگر این میکروامولسیون ها وجود ندارند. همین موضوع اثباتی بر نتیجه آزمون رفتار فازی مبنی بر پایداری ترکیب بهینه نسبت به ترکیب جداگانه دو سورفکتانت می باشد.

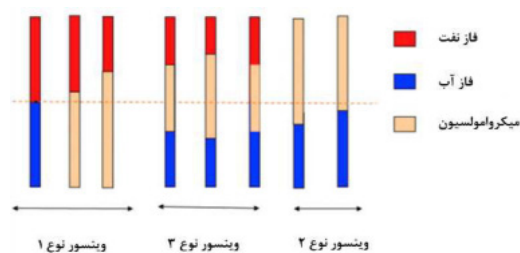
تأثیر گاز CO₂

همان طور که از نتایج کاهش ارتفاع ستون فوم پیدا است، فوم N₂ نیز در تماس با نفت پایدار می باشد و فوم نسبتاً با کیفیتی تشکیل می دهد. نیمه عمر فوم N₂ و CO₂ به ترتیب حدود ۶۲ و ۷۵ min می باشد (شکل ۱۰). وجود سورفکتانت زویتریونیک باعث افزایش پایداری فوم در تماس با نفت شده و از شکست سریع فوم جلوگیری می کند [۵۹]. همچنین در فوم CO₂ با تبدیل CAPB به یک سورفکتانت کاتیونی، پایداری فوم در تماس با نفت بسیار افزایش می یابد [۶۰]. در نتیجه با نگاه دقیق تر به ساختار فوم می توان مشاهده کرد که میکروامولسیون در لاملای فوم N₂ تشکیل نشده است (شکل ۱۱). نفت موجود در لاملای هر دو فوم را در شکل ۱۱ می بینیم که در حضور CO₂ نفت ها به صورت میکروامولسیون هایی در فضای لاملا محبوس شده اند، لیکن در فوم N₂ نفت به صورت توده ای در فضای لاملا قرار گرفته است. با حضور گاز CO₂ و تبدیل سورفکتانت CAPB به یک سورفکتانت کاتیونی، اتصال قوی با سورفکتانت ALES ایجاد کرده و این فعل و انفعال بین دو سورفکتانت را می توان دلیل افزایش پایداری فوم CO₂ دانست.

غلظت بهینه سورفکتانت

پایداری فوم تشکیل شده توسط ترکیب بهینه ۷۰٪ ALES و ۳۰٪ CAPB در غلظت های مختلف (۵۰۰-۳۰۰۰ ppm) مورد مطالعه قرار گرفته و با توجه به نتایج نیمه عمر فوم شکل ۱۲، غلظت ۱۳۰۰ ppm دارای بالاترین میزان پایداری و نیمه عمر می باشد.

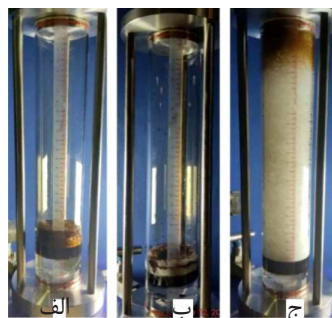
ترکیب ۷:۳ از سورفکتانت ALES (۷۰٪) و CAPB (۳۰٪) بیشترین حجم میکروامولسیون را تشکیل داده و به عنوان ترکیب پایدار انتخاب می شود. خط قرمز مشخص شده در شکل ۶ نشان گر فصل مشترک دو فاز قبل از هم زدن می باشد و مقادیر سیال زیر آن خط نشان گر میزان نفت امولسیون شده در فاز آب می باشد. با توجه به شکل ۶ و مقایسه با شکل ۷ می توان به این نتیجه رسید که ترکیبات سورفکتانت ها رفتار فازی Winsor type III دارند. هر چقدر اندازه فاز میانی (امولسیون) بیشتر باشد، تنش بین سطحی کمتر و در نتیجه پایداری بیشتر می باشد [۵۸]. از این رو ترکیب ۷۰٪ ALES و ۳۰٪ CAPB به عنوان ترکیب بهینه انتخاب گردید.



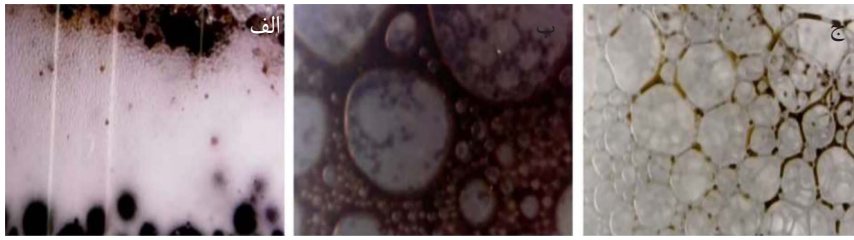
شکل ۷ انواع میکروامولسیون ها [۵۸]

آزمون ستون فوم

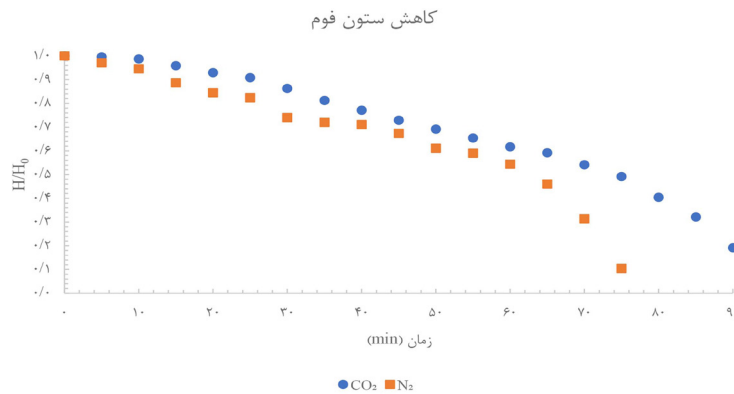
همان طور که در شکل ۸ مشخص است، پس از تزریق گاز CO₂، سورفکتانت های ALES و CAPB به تنهایی فوم ناچیزی تشکیل داده اند، در حالی که ترکیب دو سورفکتانت ستون فوم را پر کرده است.



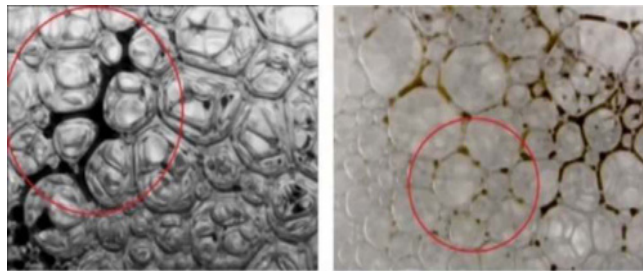
شکل ۸ الفزمون ستون فوم (الف) ALES (ب) CAPB (ج) ۷۰٪ ALES ۳۰٪ CAPB



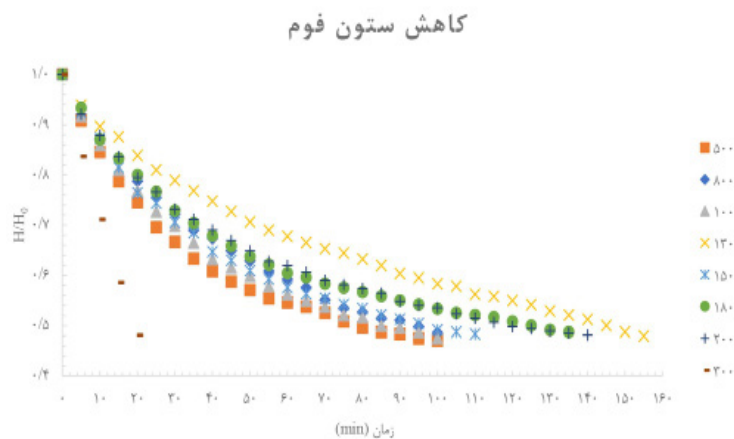
شکل ۹ نمای نزدیک از فوم الف (ALES ب) CAPB (ج) ۷۰٪ ALES ۳۰٪ CAPB



شکل ۱۰ نمودار مقایسه کاهش ارتفاع فوم CO₂ و N₂



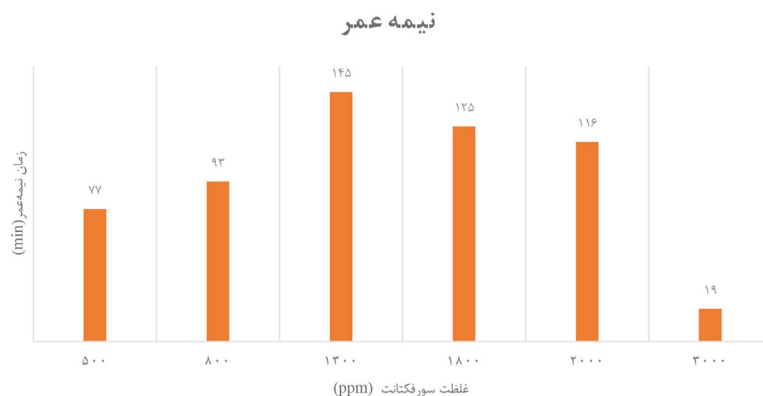
شکل ۱۱ نمای نزدیک از فوم الف (N₂ ب) CO₂



شکل ۱۲ نمودار کاهش ارتفاع ستون فوم در غلظت‌های مختلف سورفکتانت

اتفاق می‌افتد [۶۱]. نیمه عمر فوم در ۱۳۰۰ ppm تا ۱۴۵ min می‌رسد و برای غلظت ۳۰۰۰ ppm تا ۱۹ min کاهش می‌یابد (شکل ۱۳).

پایداری فوم تا غلظت ۱۳۰۰ ppm روند صعودی دارد و در غلظت‌های بالاتر از ۱۳۰۰ ppm پایداری فوم به شدت کاهش می‌یابد. این رفتار در غلظت‌های بالاتر از غلظت بحرانی مایسل (CMC)



شکل ۱۳ نمودار مقایسه نیمه عمر غلظت‌های مختلف سورفکتانت

موجود و میزان بالای یون‌ها در محلول دانست. همچنین نمونه A-C-H توزیع ذرات بسیار یکدست و همچنین پایداری بسیار مناسبی از خود نشان داد. نمونه Amine نیز با زمان بیشتری نسبت به باقی نمونه‌ها توسط اولتراسونیک به پایداری رسید و پیک کوچک در محدوده ۱۰۰۰ nm نشان‌دهنده عدم پایداری تمام ذرات می‌باشد.

ستون فوم

همان‌طور که از نمودار شکل ۱۶ مشخص است، وجود نانوذره باعث بهبود پایداری نسبت به حالت بدون نانو شده است. در شکل ۱۷ با مقایسه نیمه عمر بدون بعد هر دو فوم، مشاهده می‌شود که حضور نانوذره A-C-H باعث افزایش ۷۵٪ پایداری ستون فوم می‌شود. این مشاهدات را می‌توان به حضور نانوذرات در سطح تماس آب-گاز نسبت داد [۵۱]. همچنین خواص سطحی پیچیده نانوذره و برهم‌کنش بین نانوذره و ترکیب سورفکتانت در نهایت باعث افزایش پایداری فوم شده است.

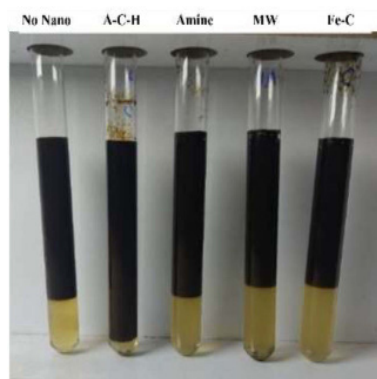
میکرومدل

با توجه به شکل ۱۸ بیشتر بودن فشار را با توجه به ثابت بودن تمامی پارامترها، میتوان به کاهش تحرک پذیری فوم نسبت داد. بازیابی نهایی نفت با استفاده از گاز CO₂ نسبت به N₂ از ۶۴/۲٪ به ۸۶/۴٪ رسیده است و همچنین استفاده از نانوذرات در فوم CO₂، بازیابی نهایی را به ۹۹/۹٪ رسانده است (شکل ۱۹).

بررسی نانوذرات

رفتار فازی

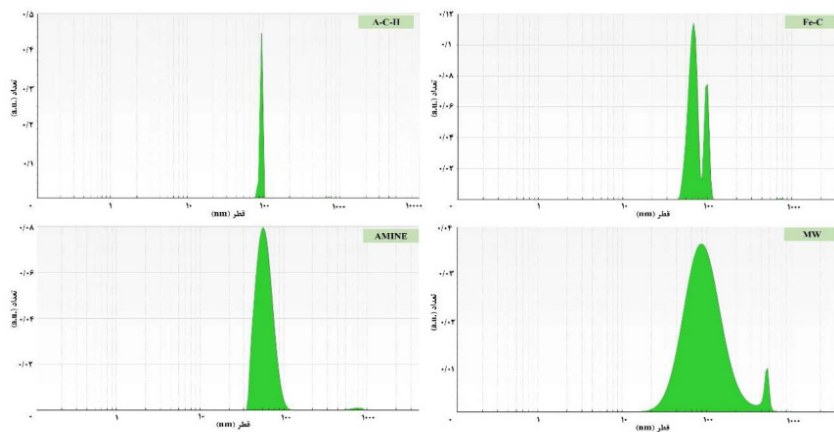
رفتار فازی نانوذرات با غلظت ۱۰۰ ppm در حضور ترکیب ۷:۳ از سورفکتانت‌های ALES و CAPB با غلظت ۱۳۰۰ ppm مورد بررسی قرار گرفته و همان‌طور که از شکل ۱۴ پیدا است، نانوذرات کربنی A-C-H، باعث بهبود میکرومولسیون‌ها شده و نتیجه بهتری حاصل شده است. در نتیجه نمونه A-C-H به‌عنوان ماده هدف انتخاب شده و مطالعات آتی بر روی آن انجام می‌شود.



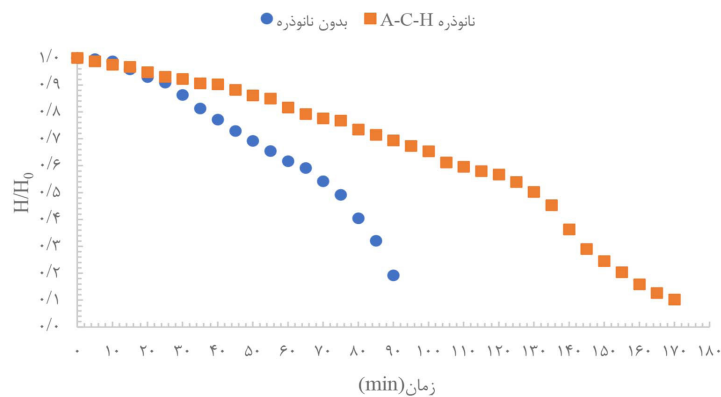
شکل ۱۴ آزمون رفتار فازی میکرومولسیون در حضور نانوذرات

پراکندگی نوری دینامیکی

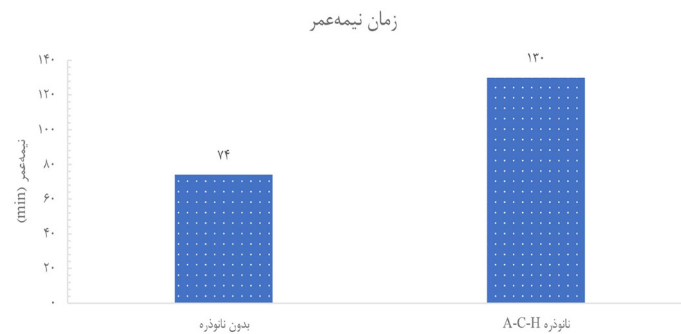
با توجه به نمودارهای شکل ۱۵ تمامی نمونه‌ها به جز نمونه MW، پایداری مناسب و توزیع اندازه ذرات زیر ۱۰۰ nm داشتند. این مشاهده را می‌توان ناشی از برهم‌کنش بین گروه عاملی هیدروکسید موجود در نانوذرات لوله‌ای چند دیواره و سورفکتانت‌های



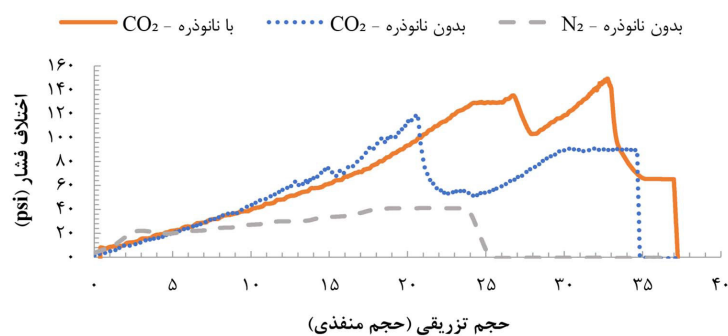
شکل ۱۵ نمودار توزیع اندازه ذرات با استفاده از تست DLS



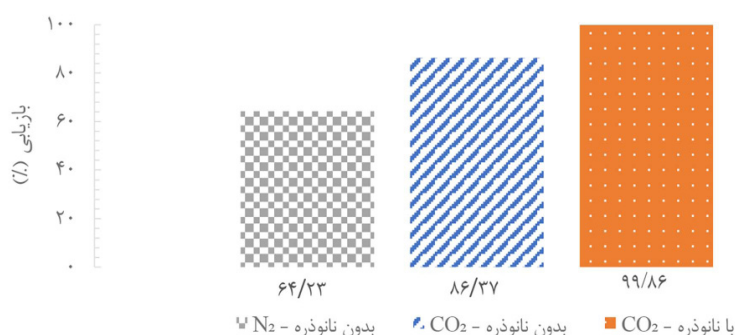
شکل ۱۶ نمودار مقایسه کاهش ارتفاع فوم در حضور و عدم حضور نانو ذره A-C-H



شکل ۱۷ مقایسه نیمه عمر فوم در حضور و عدم حضور نانوذره A-C-H



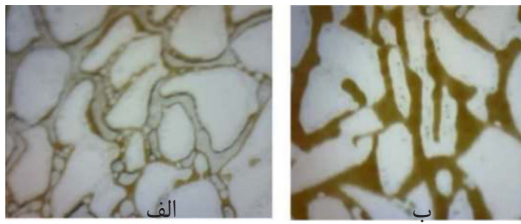
شکل ۱۸ نمودار اختلاف فشار ورودی و خروجی میکرومدل در حین تزریق فوم



شکل ۱۹ درصد بازایی نهایی نفت پس از تزریق فوم

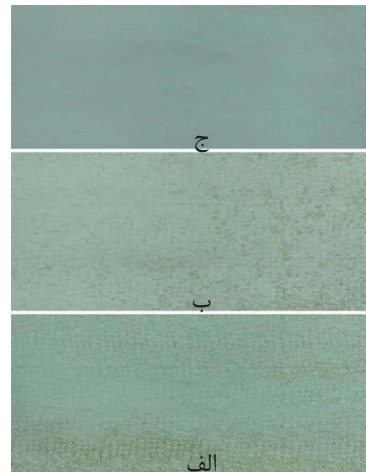
نتیجه را گرفت که در فوم N₂ تنها پدیده‌ای که باعث تولید نفت می‌شود، کنترل تحرک پذیری گاز توسط محلول سورفکتانت و جاروب کردن نفت توسط فوم پایداری است که تشکیل شده است. به همین دلیل پس از جاروب کردن نزدیک‌ترین مسیر، باقی نواحی میانبر می‌شوند و فشار و نرخ بازایی ثابت باقی می‌ماند. در حالت تزریق با نانو، بیشتر بودن فشار را با توجه به ثابت بودن تمامی پارامترها، می‌توان به حضور شدیدتر میکرومولسیون‌ها در فاز تزریقی نسبت داد. این گرانیروی ظاهری بیشتر باعث دسترسی بیشتر فاز تزریقی به نواحی جاروب نشده در تست‌های قبلی می‌شود. همچنین افت شدید مشاهده شده در تست قبلی که ناشی از خروج جبهه اول میکرومولسیون تشکیل شده می‌باشد را در این آزمون نیز می‌توان دید، با این تفاوت که افت فشار به اندازه تزریق بدون نانو شدید نبوده و سریعاً فشار شروع به افزایش می‌کند. این مشاهده می‌تواند نشان دهنده بیشتر و سریع‌تر بودن تشکیل میکرومولسیون‌ها باشد. همچنین افت فشار اول در حالت نانو بسیار دیرتر از مورد بدون نانو اتفاق افتاده است که نشان‌دهنده خروج دیرتر میکرومولسیون‌ها و ضریب جاروبی سطحی بالاتر آن در حالت با نانو است. به عبارتی کنترل تحرک‌پذیری در این حالت موثرتر اتفاق افتاده است. همان‌طور که در شکل ۲۱ مشاهده می‌شود، میکرومولسیون‌های تشکیل شده در فوم CO₂ به‌وضوح قابل مشاهده می‌باشند.

در این مرحله تأثیر تزریق فوم بر بازایی نهایی نفت مورد مطالعه قرار گرفته و از داده‌های فشار تزریق و همچنین تصاویر دوربین ماکرو بهره گرفته شده است. با بررسی توزیع فاز نهایی میکرومدل پس از تزریق فوم می‌توان نشان داد که آزمون دینامیک هم نتایج آزمون استاتیک را تایید کرده است (شکل ۲۰). میکرومولسیون‌های پایدارتر در فوم CO₂ تشکیل شده و با تشکیل میکرومولسیون، گرانیروی ظاهری سیال تزریقی افزایش یافته و به دنبال آن اختلاف فشار نیز بالاتر خواهد بود. افت شدید در نمودار فشار تزریق CO₂ را می‌توان ناشی از خروج جبهه اول فوم و میکرومولسیون تشکیل شده دانست. با ورود فوم به محیط متخلخل، سریعاً تشکیل میکرومولسیون‌ها آغاز می‌شود و فشار تا ۱۲۰ psi بالا می‌رود. افزایش فشار تا نقطه‌ای ادامه پیدا می‌کند که بخش اعظم فاز نفتی در مسیر فوم، به‌صورت میکرومولسیون در آمده و تولید شود. با خروج فاز میکرومولسیون، فشار به شدت تا ۵۰ psi کاهش می‌یابد. پس از آن فوم CO₂ با دسترسی به نقاط بیشتر و تشکیل میکرومولسیون‌های جدید باعث افزایش فشار تا ۹۰ psi شده و در نهایت با ثابت شدن فشار به حالت پایدار رسیده و فوم CO₂ به بیشترین توان جاروبی خود رسیده و از طریق مسیر ایجاد شده در وسط مدل، باقی نواحی را تخلیه می‌کند. از طرف دیگر، در فوم N₂ هیچ‌گونه افت شدید در نمودار مشاهده نمی‌شود و فشار به‌صورت کاملاً منظم تا ۴۰ psi بالا می‌رود. می‌توان این



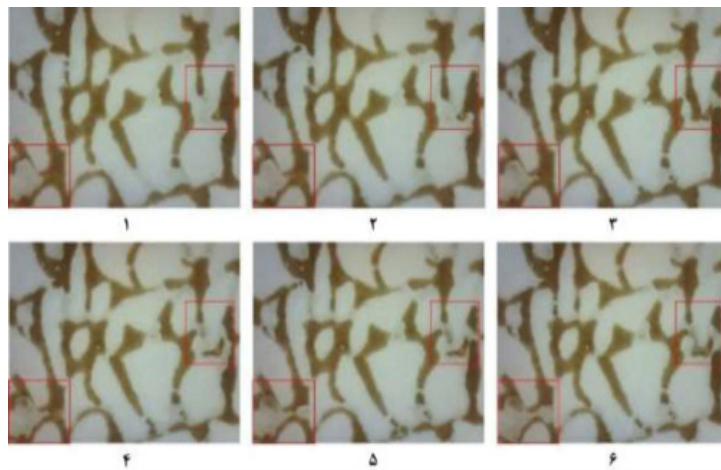
شکل ۲۱ تصویر مقیاس حفره از فوم (الف) N_2 (ب) CO_2

فوم CO_2 در حضور نانوذره A-C-H، در مقاطع زمانی پشت سر هم مشاهده میشود. با دقت به نواحی مشخص شده در شکل می‌توان شاهد تشکیل تدریجی میکروامولسیون‌ها و تولید نفت به صورت فاز امولسیونی بود. در شکل ۲۳ با مقایسه تصویر نهایی میکرومدل پس از تزریق فوم CO_2 در حضور و عدم حضور نانو، می‌توان به عدم توانایی فوم بدون نانو در جاروب فاز نفتی چسبیده به سطح میکرومدل پی برد. در حالی که با حضور نانو، تمامی فاز نفتی جاروب می‌شود. با تشکیل میکروامولسیون‌های ریزتر، حتی ذرات چسبیده به دیواره حفرات را در فاز آبی حبس کرده و خارج می‌کند.

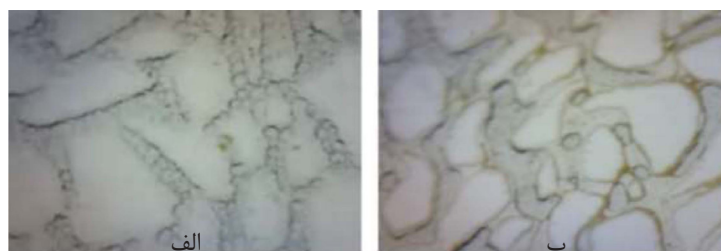


شکل ۲۰ تصویر نهایی میکرومدل پس از تزریق فوم (الف) N_2 (ب) CO_2 (ج) A-C-H CNP+ CO_2

در حضور CO_2 فوم‌های تشکیل شده به مراتب ریزتر و فاز نفتی به صورت میکروامولسیون در فضای لاملا محبوس شده است. این پدیده تأثیر حضور گاز CO_2 و تبدیل سورفکتانت CAPB به یک سورفکتانت کاتیونی را نشان می‌دهد. در شکل ۲۲ تصویر یک مقطع ثابت از میکرومدل در حین تزریق



شکل ۲۲ نحوه تشکیل میکروامولسیون‌ها در حضور نانوذره A-C-H



شکل ۲۳ تصویر مقیاس حفره از فوم CO_2 در (الف) وجود نانو (ب) عدم وجود نانو

نتیجه گیری

حاصل شد که حضور CO₂ باعث ایجاد یک ترکیب قوی از سورفکتانت ALES و CAPB میشود. ۳- با انجام آزمون ستون فوم در غلظت‌های مختلف سورفکتانت، مشاهده شد که در غلظت ۱۳۰۰ ppm بیشترین پایداری فوم حاصل میشود و در غلظت‌های بالاتر یا پایین‌تر پایداری فوم کاهش می‌یابد. ۴- با انجام آزمون رفتاری با نمونه‌های نانو، نمونه A-C-H باعث بهبود رفتار فازی میکرومولسیون نفت در آب و بهبود ۶۱٪ پایداری ایستایی ستون فوم شد. ۵- استفاده از گاز CO₂ به جای N₂ باعث افزایش درصد بازیابی نهایی نفت از عدد ۶۴/۲٪ به ۸۶/۴٪ گردید. اصلی‌ترین دلیل این افزایش درصد بازیابی، تشکیل میکرومولسیون‌ها می‌باشد. ۶- استفاده از نمونه نانوذره A-C-H، فرآیند تشکیل میکرومولسیون‌ها را بیش از پیش بهبود بخشیده و باعث بازیابی نهایی ۹۹/۹٪ نفت شد.

در این مطالعه طی آزمون‌های رفتار فازی میکرومولسیون، ترکیبی از سورفکتانت آنیونی و زویتریونیک جهت تشکیل فوم CO₂ پیشنهاد شد. همچنین با استفاده از نانوذرات کربنی عامل‌دار شده پایداری فوم بهبود داده شد. در ادامه با استفاده از میکرومدل، رفتار دینامیکی فوم و میزان بازیابی نفت مورد مطالعه قرار گرفت. در نهایت نتایج ذیل حاصل شد:

- ۱- با انجام آزمون رفتاری ترکیب ۷۰٪ ALES و ۳۰٪ CAPB به‌عنوان ترکیب بهینه سورفکتانت انتخاب شد. این ترکیب در تماس با نفت، پایدارترین و بیشترین میزان میکرومولسیون نفت در آب را تشکیل داد.
- ۲- با مقایسه پایداری ستون فوم CO₂ و N₂ و همچنین مشاهدات انجام شده بر روی ساختار فوم این نتیجه

مراجع

- [1]. Robelius, F. (2007). Giant oil fields-the highway to oil: Giant oil fields and their importance for future oil production (Doctoral dissertation, Acta Universitatis Upsaliensis).
- [2]. Adopted, I. P. C. C. (2014). Climate change 2014 synthesis report, IPCC: Geneva, Switzerland, 1059-1072.
- [3]. Melzer, L. S. (2012). Carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂ EOR): Factors involved in adding carbon capture, utilization and storage (CCUS) to enhanced oil recovery, Center for Climate and Energy Solutions, 1-17.
- [4]. Abedini, A., & Torabi, F. (2014). On the CO₂ storage potential of cyclic CO₂ injection process for enhanced oil recovery, Fuel, 124, 14-27.
- [5]. Roefs, P., Moretti, M., Welkenhuysen, K., Piessens, K., & Compennolle, T. (2019). CO₂-enhanced oil recovery and CO₂ capture and storage: An environmental economic trade-off analysis, Journal of environmental management, 239, 167-177, doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.03.007.
- [6]. Lindeberg, E., Grimstad, A. A., Bergmo, P., Wessel-Berg, D., Torsæter, M., & Holt, T. (2017). Large scale tertiary CO₂ EOR in mature water flooded Norwegian oil fields, Energy Procedia, 114, 7096-7106, doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1851.
- [7]. Ramanathan, R., Shehata, A. M., & Nasr-El-Din, H. A. (2015, October). Water Alternating CO₂ Injection Process-Does Modifying the Salinity of Injected Brine Improve Oil Recovery?, In Offshore Technology Conference Brasil, D031S030R003, OTC, doi.org/10.4043/26253-MS.
- [8]. Ghedan, S. (2009, October). Global laboratory experience of CO₂-EOR flooding. In SPE/EAGE reservoir characterization & simulation conference, cp-170, European Association of Geoscientists & Engineers, doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.170.spe125581.
- [9]. Worthen, A., Taghavy, A., Aroonsri, A., Kim, I., Johnston, K., Huh, C., & DiCarlo, D. (2015). Multi-scale Evaluation of Nanoparticle-stabilized CO₂-in-water Foams: From the Benchtop to the Field, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, D011S009R006, SPE, doi.org/10.2118/175065-MS.
- [10]. Lake LW, Venuto PB. A niche for enhanced oil recovery in the 1990s, Oil & Gas Journal. 1990;88:62-7.
- [11]. Koval, E. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media, Society of Petroleum Engineers Journal, 3(02), 145-154, doi.org/10.2118/450-PA.
- [12]. Lee, H. O., & Heller, J. P. (1990). Laboratory measurements of CO₂-foam mobility. SPE Reservoir Engineering, 5(02), 193-197, doi.org/10.2118/17363-PA.
- [13]. AlQuraishi, A. A., Amao, A. M., Al-Zahrani, N. I., AlQarni, M. T., & AlShamrani, S. A. (2019). Low salinity water and CO₂ miscible flooding in Berea and Bentheimer sandstones, Journal of king saud university-engineering sciences, 31(3), 286-295, doi.org/10.1016/j.jksues.2017.04.001..

- [14]. Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2022). A review of recent developments in CO₂ mobility control in enhanced oil recovery, *Petroleum*, 8(3), 291-317, doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.002.
- [15]. Nik Salwani, M. A., Rosli, N. R., Tengku Mohd, T. A., Tan, H. L., & Bakar, N. F. A. (2019). Diffusion coefficient and interfacial tension with addition of silica nanoparticles in CO₂-surfactant-water-hexane for enhanced oil recovery (EOR) using molecular dynamic simulation, *Key Engineering Materials*, 797, 375-384, doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.797.375.
- [16]. Ren, G., Nguyen, Q. P., & Lau, H. C. (2018). Laboratory investigation of oil recovery by CO₂ foam in a fractured carbonate reservoir using CO₂-Soluble surfactants, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 277-296, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.04.053.
- [17]. Binks, B. P., Campbell, S., Mashinchi, S., & Piatko, M. P. (2015). Dispersion behavior and aqueous foams in mixtures of a vesicle-forming surfactant and edible nanoparticles, *Langmuir*, 31(10), 2967-2978, doi.org/10.1021/la504761x.
- [18]. Yan, W., Miller, C. A., & Hirasaki, G. J. (2006). Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 282, 348-359, doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.02.067.
- [19]. Sun, L., Li, D., Zhao, F., Zhang, X., Wang, D., & Tang, X. (2019). Experimental study of foam flooding in low permeability sandstones: effects of rock permeability and microscopic heterogeneity, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(1), 73, doi:10.22078/jpst.2018.3142.1504.
- [20]. Sæle, A. M., Graue, A., & Alcorn, Z. P. (2022). Unsteady-state CO₂ foam injection for increasing enhanced oil recovery and carbon storage potential, doi: 10.46690/ager.2022.06.04.
- [21]. Chen, Y., Elhag, A. S., Poon, B. M., Cui, L., Ma, K., Liao, S. Y., & Johnston, K. P. (2014). Switchable non-ionic to cationic ethoxylated amine surfactants for CO₂ enhanced oil recovery in high-temperature, High-salinity Carbonate Reservoirs, *SPE journal*, 19(02), 249-259.
- [22]. Elhag, A. S., Chen, Y., Reddy, P. P., Noguera, J. A., Ou, A. M., Hirasaki, G. J., & Johnston, K. P. (2014). Switchable diamine surfactants for CO₂ mobility control in enhanced oil recovery and sequestration, *Energy Procedia*, 63, 7709-7716, doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.804.
- [23]. Jian, G., Puerto, M. C., Wehowsky, A., Dong, P., Johnston, K. P., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2016). Static adsorption of an ethoxylated nonionic surfactant on carbonate minerals, *Langmuir*, 32(40), 10244-10252, doi.org/10.1021/acs.langmuir.6b01975.
- [24]. Zeng, Y., Farajzadeh, R., Eftekhari, A. A., Vincent-Bonnieu, S., Muthuswamy, A., Rossen, W. R., & Biswal, S. L. (2016). Role of gas type on foam transport in porous media, *Langmuir*, 32(25), 6239-6245, doi.org/10.1021/acs.langmuir.6b00949.
- [25]. Haugen, A., Fernø, M. A., Graue, A., & Bertin, H. J. (2012). Experimental study of foam flow in fractured oil-wet limestone for enhanced oil recovery, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(02), 218-228, doi.org/10.2118/129763-PA.
- [26]. Farajzadeh, R., Lotfollahi, M., Eftekhari, A. A., Rossen, W. R., & Hirasaki, G. J. H. (2015). Effect of permeability on implicit-texture foam model parameters and the limiting capillary pressure, *Energy & fuels*, 29(5), 3011-3018, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b00248.
- [27]. Abe, M., Schechter, D., Schechter, R. S., Wade, W. H., Weerasooriya, U., & Yiv, S. (1986). Microemulsion formation with branched tail polyoxyethylene sulfonate surfactants, *Journal of Colloid and Interface Science*, 114(2), 342-356, doi.org/10.1016/0021-9797(86)90420-0.
- [28]. Barnes, J. R., Dirkzwager, H., Smit, J. R., Smit, J. P., On, A., Navarrete, R. C., & Buijse, M. A. (2010). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part I: Structure-Performance relationships for selection at different reservoir conditions, In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, OnePetro, doi.org/10.2118/129766-MS.
- [29]. Levitt, D. B., Jackson, A. C., Heinson, C., Britton, L. N., Malik, T., Dwarakanath, V., & Pope, G. A. (2009). Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(02), 243-253, doi.org/10.2118/100089-PA.
- [30]. Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and interfacial phenomena*, John Wiley & Sons.
- [31]. Li, R. F., Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Masalmeh, S. K. (2012). Wettability alteration and foam mobility control in a layered, 2D heterogeneous sandpack, *SPE journal*, 17(04), 1207-1220, doi.org/10.2118/141462-PA.
- [32]. Bourrel, M., & Chambu, C. (1983). The rules for achieving high solubilization of brine and oil by amphiphilic molecules, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(02), 327-338, doi.org/10.2118/10676-PA.
- [33]. Lu, J., Liyanage, P. J., Solairaj, S., Adkins, S., Arachchilage, G. P., Kim, D. H., & Pope, G. A. (2014). New surfactant developments for chemical enhanced oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 94-101, doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.021.
- [34]. Bello, A., Ivanova, A., & Cheremisin, A. (2023). A comprehensive review of the role of CO₂ foam EOR in

- the reduction of carbon footprint in the petroleum industry, *Energies*, 16(3), 1167, doi.org/10.3390/en16031167.
- [35]. Sun, L., Bai, B., Wei, B., Pu, W., Wei, P., Li, D., & Zhang, C. (2019). Recent advances of surfactant-stabilized N_2/CO_2 foams in enhanced oil recovery. *Fuel*, 241, 83-93, doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.016.
- [36]. Guo, H., Zitha, P. L., Faber, R., & Buijse, M. (2012). A novel alkaline/surfactant/foam enhanced oil recovery process, *Spe Journal*, 17(04), 1186-1195, doi.org/10.2118/145043-PA.
- [37]. Chevallier, E., Tchamba, O., Chabert, M., Bekri, S., Martin, F., & Gautier, S. (2015). Foams with ultra-low interfacial tensions for an efficient EOR process in fractured reservoirs, In SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. OnePetro, doi.org/10.2118/174658-MS.
- [38]. Nguyen, N., Ren, G., Mateen, K., Cordelier, P. R., Morel, D. C., & Nguyen, Q. P. (2015, August). Low-tension gas (LTG) injection strategy in high salinity and high temperature sandstone reservoirs, In SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, D021S010R005, SPE, oi.org/10.2118/174690-MS.
- [39]. Dong, P., Puerto, M., Jian, G., Ma, K., Mateen, K., Ren, G., ... & Hirasaki, G. (2018). Low-IFT foaming system for enhanced oil recovery in highly heterogeneous/fractured oil-wet carbonate reservoirs. *SPE Journal*, 23(06), 2243-2259, doi.org/10.2118/184569-PA.
- [40]. Aroonsri, A., Worthen, A., Hariz, T., Johnston, K., Huh, C., & Bryant, S. (2013, September). Conditions for generating nanoparticle-stabilized CO_2 foams in fracture and matrix flow, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, D021S020R006, Spe, doi.org/10.2118/166319-MS.
- [41]. Dickson, J. L., Binks, B. P., & Johnston, K. P. (2004). Stabilization of carbon dioxide-in-water emulsions with silica nanoparticles, *Langmuir*, 20(19), 7976-7983, doi.org/10.1021/la0488102.
- [42]. Emrani, A. S., & Nasr-El-Din, H. A. (2017). An experimental study of nanoparticle-polymer-stabilized CO_2 foam, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 524, 17-27, doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.04.023.
- [43]. Mo, D., Yu, J., Liu, N., & Lee, R. (2012, October). Study of the effect of different factors on nanoparticle-stabilized CO_2 foam for mobility control, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, doi.org/10.2118/159282-MS.
- [44]. Mohd, T. A. T., Shukor, M. A. A., Ghazali, N. A., Alias, N., Yahya, E., Azizi, A., & Ramlee, N. A. (2014). Relationship between foamability and nanoparticle concentration of carbon dioxide (CO_2) foam for enhanced oil recovery (EOR), *Applied Mechanics and Materials*, 548, 67-71, doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.548-549.67.
- [45]. Singh, R., & Mohanty, K. K. (2020). Study of nanoparticle-stabilized foams in harsh reservoir conditions. *Transport in Porous Media*, 131, 135-155.
- [46]. Yekeen, N., Manan, M. A., Idris, A. K., Padmanabhan, E., Junin, R., Samin, A. M., & Oguamah, I. (2018). A comprehensive review of experimental studies of nanoparticles-stabilized foam for enhanced oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, 43-74, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.035.
- [47]. Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2022). A review of recent developments in CO_2 mobility control in enhanced oil recovery. *Petroleum*, 8(3), 291-317, doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.002.
- [48]. Khajepour, M., Reza Etminan, S., Goldman, J., Wassmuth, F., & Bryant, S. (2018). Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process, *SPE Journal*, 23(06), 2232-2242, doi.org/10.2118/179826-PA.
- [49]. Li, S., Li, Z., & Wang, P. (2016). Experimental study of the stabilization of CO_2 foam by sodium dodecyl sulfate and hydrophobic nanoparticles, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(5), 1243-1253, doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04443.
- [50]. Yu, J., An, C., Mo, D., Liu, N., & Lee, R. (2012). Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media. In SPE Improved Oil Recovery Conference?, SPE-153337, doi.org/10.2118/153337-MS.
- [51]. Sakthivel, S., Adebayo, A., & Kanj, M. Y. (2019). Experimental evaluation of carbon dots stabilized foam for enhanced oil recovery, *Energy & Fuels*, 33(10), 9629-9643, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02235.
- [52]. Arab, D., Kantzas, A., & Bryant, S. L. (2018). Nanoparticle stabilized oil in water emulsions: A critical review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 217-242, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.091.
- [53]. Isah, A., Arif, M., Hassan, A., Mahmoud, M., & Iglauer, S. (2022). Fluid-rock interactions and its implications on EOR: Critical analysis, Experimental Techniques and Knowledge Gaps, *Energy Reports*, 8, 6355-6395, doi.org/10.1016/j.egy.2022.04.071.
- [54]. Zhao, G., Dai, C., Zhang, Y., Chen, A., Yan, Z., & Zhao, M. (2015). Enhanced foam stability by adding comb polymer gel for in-depth profile control in high temperature reservoirs, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 482, 115-124, doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.04.041.
- [55]. AlSumaiti, A. M., Hashmet, M. R., AlAmeri, W. S., & Anto-Darkwah, E. (2018). Laboratory study of CO_2 foam flooding in high temperature, High Salinity Carbonate Reservoirs Using Co-injection Technique, *Energy & Fuels*, 32(2), 1416-1422, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03432.

- [56]. Føyen, T., Alcorn, Z. P., Fernø, M. A., Barrabino, A., & Holt, T. (2021). CO₂ mobility reduction using foam stabilized by CO₂-and water-soluble surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107651, doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107651.
- [57]. Worthen, A. J., Parikh, P. S., Chen, Y., Bryant, S. L., Huh, C., & Johnston, K. P. (2014). Carbon dioxide-in-water foams stabilized with a mixture of nanoparticles and surfactant for CO₂ storage and utilization applications, *Energy Procedia*, 63, 7929-7938, doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.827.
- [58]. Sheng JJ. (2015). Status of surfactant EOR technology, *Petroleum*, 1:97-105, doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003.
- [59]. Basheva, E. S., Ganchev, D., Denkov, N. D., Kasuga, K., Satoh, N., & Tsujii, K. (2000). Role of betaine as foam booster in the presence of silicone oil drops, *Langmuir*, 16(3), 1000-1013, doi.org/10.1021/la990777+.
- [60]. Jones, S. A., Kahrobaei, S., Van Wageningen, N., & Farajzadeh, R. (2022). CO₂ foam behavior in carbonate rock: Effect of surfactant type and concentration, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61(32), 11977-11987, doi.org/10.1021/acs.iecr.2c01186.
- [61]. Majeed, T., Sølling, T. I., & Kamal, M. S. (2020). Foam stability: The interplay between salt-, surfactant-and critical micelle concentration, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106871, doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106871.



Investigating the Effect of Functionalized Carbon Nanoparticles on the Stability of Carbon Dioxide foam Stabilized with Viscoelastic Surfactant

Mohammad Amin Emami¹, Jalal Fahimpour^{1*}, Yousef Rafiei¹ and Alimorad Rashidi²

1. Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Nanotechnology Research Center, Faculty of Research and Development in Downstream Petroleum Industry, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

fahimpour@aut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2023.5010.3243

Received: January/29/2023

Accepted: May/30/2023

Introduction

Approximately, 65% of the oil initially in place (OIP) is typically left in the reservoir during the extraction of oil from underground reservoirs. This leftover oil is a target for enhanced oil recovery (EOR) techniques, which at the moment include thermal recovery, gas or solvent flooding, chemical flooding, and combinations of these [1]. On the other hand, to reach the emission targets of keeping global warming to 1.5 degrees Celsius, large-scale CO₂ storage in subterranean geological formations is necessary [2]. As a result, when both oil production and CO₂ storage are co-optimized using CO₂ EOR, it can be a cheap way to build the infrastructure required for large-scale projects [3]. The CO₂ EOR process has drawbacks, primarily because of its extremely low viscosity (0.02-0.07 cp at 25°C and 950-1450 psi) in comparison to most crude oils in subterranean deposits [4]. To address mobility concerns brought on by CO₂ flooding and to enhance residual oil recovery using a variety of techniques, including foam production, sweep enhancement, IFT reduction, and crude oil emulsification, several researchers have created and executed hybrid CO₂-based EOR approaches [5]. Foam has a substantially higher effective viscosity than gas, hence it has been studied if foam can increase the sweep efficiency of injected CO₂ or other gases. There are frequent conflicts between the appropriate surfactant structures for perfect foam and ultra-low IFT. For example, the long hydrophobic tail and branched alkyl chain are good for low IFT but

bad for N₂ foams [6]. Dong et al. suggested using the mixture of an anionic and a zwitterionic surfactant as an ultra-low IFT foam. They mixed internal olefin sulfonate (IOS) and lauryl betaine (LB) with a 4:6 ratio. But this composition stays unstable in the presence of divalent ions. As a result, they suggested adding a carboxylate surfactant L38 as a co-surfactant third component [7]. Functionalized nanoparticles have recently gained recognition as substitute foam support materials. These particles gravitate toward the gas-liquid interface and the foam's plateau boundary, where they seek to arrange themselves preferentially [8]. As a result, there is less direct contact between gas and liquid. This in turn aids in raising the capillary pressure's maximum threshold and results in a decrease in liquid drainage and gas diffusion, reducing bubble rupture (coarsening) and coalescence [9]. Sakhthivel et al. investigated the effect of carbon nanodots (CND), sodium carbon nanodots (NaCND), and ammonium carbon nanodots (NH₄CND) on the foam stability of 6 types of surfactants in the absence of oil. As a result, they showed that carbon nanoparticles improved the foam stability by 70% even in very low concentrations of about 5-100 ppm [10]. In this study, we aim to propose a stable surfactant formulation free of alkali, to produce foam with proper stability in contact with oil and low IFT. Then, we used a carbon nanoparticle with multi-functional groups and compared its effect on foam stability and recovery during micromodel injection with other functionalized

carbon nanoparticles with a concentration of 100 ppm. For this purpose, static studies including investigation of the surfactant's phase behavior in contact with oil, and foam stability through the foam column test have been conducted, and finally, the dynamic behavior of the foam has been investigated in the micro model.

Materials and Methods

Materials

Ammonium lauryl ether sulfate (ALES) is an anionic surfactant with 70% surface-active substance and Cocamidopropyl betaine (CAPB) is a zwitterionic surfactant with 30% surface-active substance. Furthermore, 4 carbon nanoparticles with different functional groups have been used. They are carbon nanoparticles with amine and carboxyl and hydroxyl functional groups (A-C-H), carbon nanoparticles with amine functional group (Amine), multi-walled carbon nanotubes with a hydroxyl functional group (MW), and Fe₃O₄-Carbon nanohybrid (Fe-C). Nanoparticles have been synthesized and prepared by the Research Institute of Petroleum Industry (RIPI).

Methods

First, the phase behavior test is carried out to determine the best pairing of two surfactants that has the lowest interfacial tension with oil and creates the most stable microemulsion of oil in the water phase. Additionally, this assay has been used to screen already-existing nanoparticles. The foam column test is used to examine the foam's stability and evaluate the foam's half-life in various states. Fig. 1 depicts the foam column's schematic.

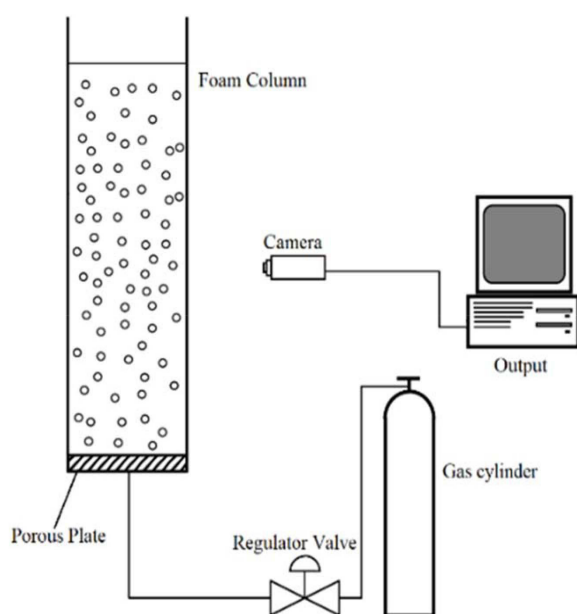


Fig. 1 Foam column test's schematic.

Dynamic Light Scattering (DLS) test has been performed to analyze nano particle's size distribution in the aqueous phase. Following the static tests, the micro model is used to examine the dynamic parameters, and ultimately, the impact of the surfactant type and the presence of nanoparticles on the overall oil production efficiency. The general schematic of the micro model injection system is shown in Fig. 2.

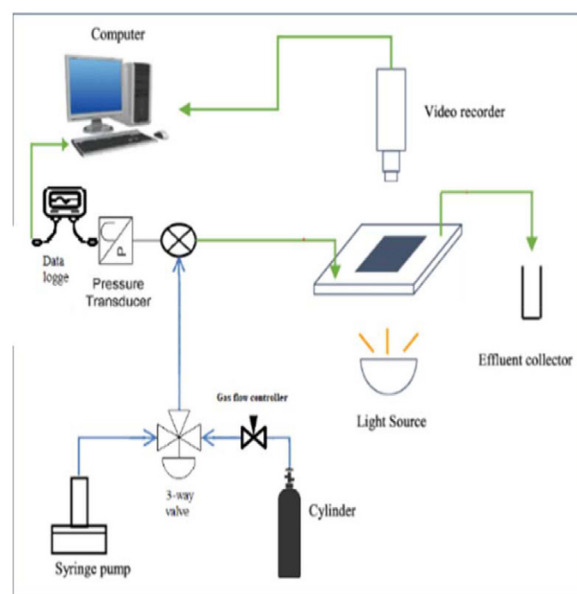


Fig. 2 micromodel injection system schematic.

Conclusions

1. The behavioral test was used to determine the best surfactant mix, which was found out to be 70% ALES and 30% CAPB. This compound produced the most stable and substantial oil-in-water microemulsion when in contact with oil.
2. We concluded that the presence of CO₂ produces a strong combination of ALES and CAPB surfactants by contrasting the stability of the foam column of CO₂ and N₂ as well as the observations made on the foam structure from the point of view of the macro camera.
3. The best foam stability is obtained at a concentration of 1300 ppm and the foam stability declines at higher concentrations, according to the results of the foam column test performed in various surfactant concentrations.
4. The stability of the oil-in-water microemulsion was enhanced by the A-C-H CNP.
5. The static stability of the foam column has increased by 61% by the presence of A-C-H nanoparticles.
6. The percentage of ultimate oil recovery has improved from 64.2% to 86.4% by using CO₂ gas instead of N₂.
7. The ultimate recovery of 99.9% of the oil was made possible by the employment of an A-C-H nanoparticle sample, which enhanced the microemulsion production process.

References

1. Robelius, F. (2007). Giant oil fields-the highway to oil: Giant oil fields and their importance for future oil production (Doctoral dissertation, Acta Universitatis Upsaliensis), .
2. Adopted, I. P. C. C. (2014). Climate change 2014 synthesis report, IPCC: Geneva, Switzerland, 1059-1072.
3. Lindeberg, E., Grimstad, A. A., Bergmo, P., Wessel-Berg, D., Torsæter, M., & Holt, T. (2017). Large scale tertiary CO₂ EOR in mature water flooded Norwegian oil fields, *Energy Procedia*, 114, 7096-7106, doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1851.
4. Worthen, A., Taghavy, A., Aroonsri, A., Kim, I., Johnston, K., Huh, C., & DiCarlo, D. (2015). Multi-scale evaluation of nanoparticle-stabilized CO₂-in-water foams: from the benchtop to the field, In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*, doi.org/10.2118/175065-MS.
5. Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2022). A review of recent developments in CO₂ mobility control in enhanced oil recovery. *Petroleum*, 8(3), 291-317, doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.002.
6. Lu, J., Liyanage, P. J., Solairaj, S., Adkins, S., Arachchilage, G. P., Kim, D. H., & Pope, G. A. (2014). New surfactant developments for chemical enhanced oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 94-101, doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.021.
7. Dong, P., Puerto, M., Jian, G., Ma, K., Mateen, K., Ren, G., & Hirasaki, G. (2018). Low-IFT foaming system for enhanced oil recovery in highly heterogeneous/fractured oil-wet carbonate reservoirs, *SPE Journal*, 23(06), 2243-2259, doi.org/10.2118/184569-PA.
8. Khajehpour, M., Reza Etminan, S., Goldman, J., Wassmuth, F., & Bryant, S. (2018). Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process, *SPE Journal*, 23(06), 2232-2242, doi.org/10.2118/179826-PA.
9. Li, S., Li, Z., & Wang, P. (2016). Experimental study of the stabilization of CO₂ foam by sodium dodecyl sulfate and hydrophobic nanoparticles, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(5), 1243-1253, doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04443.
10. Sakthivel, S., Adebayo, A., & Kanj, M. Y. (2019). Experimental evaluation of carbon dots stabilized foam for enhanced oil recovery, *Energy & Fuels*, 33(10), 9629-9643, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02235.