

# رفتار جریان سیال در یک محیط متخلخل ناهمگن لایه‌ای: مطالعه آزمایشگاهی در مقیاس میکرو

امیرحسین مولایی<sup>۱</sup>، محمد سیم‌جو<sup>۱\*</sup>، محمد ابراهیمی<sup>۲</sup> و ارس رومی<sup>۲</sup>

۱- دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

۲- شرکت مهندسی و توسعه نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۱/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۰۶

## چکیده

یکی از چالش‌های مهم در مطالعات ازدیاد برداشت نفت، کنترل و انحراف مسیر سیال تزریقی به سمت مناطق هدفی است که نفت باقیمانده بیشتری را دارند. یکی از روش‌های مناسب برای این کار، استفاده از فوم است که می‌تواند سبب ارتقای عملکرد جریان سیال تزریقی شود. با این حال جهت بهینه کردن عملکرد فوم لازم است که رفتار آن در مقیاس حفرات بررسی شود تا ساز و کارهای دخیل در فرآیند انحراف سیال تبیین شوند. در این راستا الگویی از محیط متخلخل طراحی شد که شامل دو لایه با تراوایی مختلف و با شرایط وجود ارتباط سیالی بین لایه‌ها بود. در این مطالعه از عامل فوم‌ساز سدیم دودسیل‌سولفات و شرایط شوری ۳۵۰۰۰ ppm کلریدسدیم استفاده شد. در انجام آزمایش‌ها، ابتدا میکرومدل اشباع از نفت تحت تزریق آب قرار گرفت، سپس عملکرد فوم در قالب تزریق هم‌زمان گاز و عامل فوم‌ساز بررسی شد. نتایج نشان داد که در طول تزریق گاز بواسطه تحرک‌پذیری بالای سیال تزریقی و عدم ایجاد افت فشار اضافی جهت انحراف سیال، تولید نفت عملاً از لایه پرتراوا صورت گرفته و لایه کم‌تراوا مشارکت پایینی در تولید نفت داشت. اما فوم کردن گاز تزریقی سبب افزایش ویسکوزیته فاز گازی و بهبود بازده جاروبی در سیستم دو لایه ناهمگن شد، به گونه‌ای که انحراف سیال تزریقی از لایه پرتراوا به کم‌تراوا اتفاق افتاد. مطابق نتایج حاصله، انحراف سیال توسط فوم منجر به افزایش تولید نفت باقیمانده از لایه کم‌تراوا شده و بازده تولید را از ۹٪ به ۸۵٪ افزایش داد. اثربخشی فوم در محیط متخلخل ناهمگن لایه‌ای و متعاقباً افزایش تولید نفت باقیمانده در قالب رخدادهای جریان متقاطع ویسکوز، انحراف سیال تزریقی از نواحی پرتراوا به کم‌تراوا و نیز ارتقای عملکرد جبهه جابه‌جایی گاز توصیف شدند. نتایج حاصل از این مطالعه بیانگر پتانسیل مطلوب فوم به‌عنوان یک عامل انحراف سیال جهت کنترل تحرک‌پذیری سیال تزریقی در یک سیستم ناهمگن لایه‌ای می‌باشد.

کلمات کلیدی: فوم، میکرومدل، محیط متخلخل لایه‌ای، انحراف سیال، کنترل تحرک‌پذیری.

\*مسئول مکاتبات

simjoo@sut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5381.3394)

## مقدمه

یکی از روش‌های متداول جهت افزایش تولید نفت از مخازن، تزریق سیالات گاز پایه به سازندهای زیرزمینی جهت استخراج نفت موجود در منافذ می‌باشد [۵-۱]. دی اکسید کربن، نیتروژن و گازهای هیدروکربنی (عمدتاً متان) به طور معمول در روش‌های ازدیاد برداشت گاز پایه مورد استفاده قرار می‌گیرند [۹-۶]. مزیت عمده روش‌های مبتنی بر تزریق گاز، جابه‌جایی میکروسکوپی بهتر آن در مقایسه با تزریق آب است که می‌تواند منجر به اشباع کمتر نفت باقیمانده در منافذ سنگ شود [۲]. با این حال، چالش اصلی روش‌های مبتنی بر تزریق گاز راندمان جابه‌جایی حجمی ضعیف‌تر آنها است که در نتیجه آن گاز با بخش زیادی از نفت تماس پیدا نکرده و متعاقباً میزان تولید نفت کمتری حاصل خواهد شد [۱۱-۱۰]. این اتفاق به دلیل تشکیل کانال جریانی سیال در لایه‌های با تراوایی بالا، انگشتی شدن و اختلاف چگالی بالا بین گاز و نفت ایجاد می‌شود [۱۵-۱۲].

یکی از روش‌های پیشنهادی برای ارتقای عملکرد روش‌های تزریق گاز پایه و در نتیجه ارتقای بازده جارویی و تولید نفت باقیمانده، کاهش تحرک پذیری گاز تزریقی می‌باشد. این رخداد از طریق فوم کردن گاز تزریقی قابل حصول است. همچنین، تزریق فوم می‌تواند برای بهبود تأثیرات جریان متقاطع ویسکوز در محیط متخلخل لایه‌ای با اهداف انحراف جریان سیال نیز به کارگیری شود [۱۷-۱۶]. با این حال جهت استفاده کامل از پتانسیل مطلوب فوم در فرآیندهای تولید نفت و انحراف سیال، بررسی رفتار جریانی فوم و ساز و کارهای مؤثر بر آن در سطح حفرات از اهمیت بالایی برخوردار است. در این راستا، استفاده از سیستم‌های بصری مبتنی بر میکرومدل می‌تواند دید سازوکاری با ارزشی در مقیاس حفرات محیط متخلخل جهت توصیف رفتار جریانی فوم ارائه نماید که یکی از اهداف این مطالعه نیز می‌باشد.

در خصوص بررسی رفتار جریانی فوم برای مقاصد انحراف سیال مطالعات مختلفی انجام گرفته است. در مطالعه انجام شده توسط تامسون و همکاران، آزمایش‌های مختلفی باهدف بررسی عملکرد فوم تزریقی برای مقاصد انحراف سیال در محیط متخلخل ناهمگن انجام گرفت. نتایج بیانگر تأثیر مثبت فوم در انحراف سیال تزریقی به سمت بخش‌های کمتر ادا داشت. آنها همچنین تأثیر کیفیت فوم تزریقی را نیز بررسی کردند که مطابق نتایج حاصله فوم باکیفیت تزریقی بالا (تا حدود ۸۰٪) تأثیر بهتری برای انحراف سیال ایجاد نمود [۱۸]. مطالعه آزمایشگاهی انجام شده توسط هندی و همکاران نشان داد که نحوه تزریق و تشکیل فوم در محیط متخلخل اهمیت به سزایی دارد. به طوری که فوم از پیش‌ساخته شده و فوم تزریق هم‌زمان قابلیت پوشش دادن به محیط متخلخل را به طرز کامل‌تری دارند. در مقابل، فوم تزریق متناوب که از محلول فوم‌ساز و گاز تشکیل می‌شود، توانایی کامل در پوشش دادن محیط متخلخل را ندارد و تنها به طریق جزئی‌تری قادر به پوشش دادن بخش‌های محیط متخلخل است [۱۹]. یک محیط متخلخل لایه‌ای بدون نفت توسط ما و همکاران جهت مقایسه راندمان روبش تزریق گاز و فوم مورد استفاده قرار گرفته است. آزمایشات آنها در تزریق فوم منجر به انسداد جریان در ناحیه پرتراوا و انحراف جریان سیال به سمت لایه کم‌تراوا شد [۲۰].

نمونه مطالعه مشابهی توسط کانن و همکاران جهت بررسی برداشت نفت توسط تزریق آب، گاز، متناوب آب-گاز و فوم مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه فوم تنها عامل تزریقی بود که توانست فاز نفت قرار گرفته در ناحیه‌ای با تراوایی پایین را جابجا کند. آنها ادعا کردند که فوم باعث یک گرادیان فشار موضعی می‌شود که بواسطه آن هدایت جریان سیال تزریقی به سمت ناحیه با تراوایی پایین ایجاد خواهد شد [۲۱]. چن و همکاران به بررسی تأثیر نفت بر روی عملکرد جریانی فوم پرداختند.

قرار گیرد. بدین منظور، نتایج آزمایش‌های تزریق فوم و گاز در حضور نفت باقی‌مانده با هم مقایسه شده‌اند. سپس نتایج میکروسکوپی جریان سیال از طریق آنالیز تصاویر میکرومدل و سازوکارهای تأثیرگذار بر انحراف سیال توسط فوم بررسی شدند.

### مواد و روش‌ها

#### طراحی و ساخت میکرومدل

یک نمونه میکرومدل دولایه ناهمگن با اختلاف تراوایی دو برابری که در ارتباط سیالی با یکدیگر هستند جهت بررسی سازوکارهای فعال در تزریق فوم و گاز طراحی شده است. در شکل ۱ بخش‌های ۱ و ۲ به ترتیب برای تزریق و تولید سیالات مورد استفاده قرار گرفتند. میکرومدل طراحی شده در این مطالعه شامل یک سیستم دو لایه‌ای ناهمگن با ابعاد ۸ cm در ۳ cm با عمق ۰/۰۲ cm و تخلخل ۴۸٪ بود. همچنین، دو صفحه شیشه‌ای با ضخامت ۴ mm میکرومدل شیشه‌ای را تشکیل می‌دهند. برای تعیین تخلخل میکرومدل از تکنیک آنالیز تصویر استفاده شد. همچنین برای اندازه‌گیری تراوایی، از روش متداول تزریق سیال تک‌فازی و سپس اندازه‌گیری اختلاف فشار با توجه به تغییر در دبی تزریقی استفاده گردید. در ادامه، معادله داری برای تعیین تراوایی میکرومدل به کار گرفته شد. جهت ساخت میکرومدل، ابتدا فرآیند حکاکی الگوی طراحی شده روی سطح یکی از صفحه‌های شیشه‌ای با یک دستگاه لیزر پیش از فیوژن انجام گرفت. سپس نقاط مشخص شده بخش ۱ و ۲ در شکل ۱ جهت ایجاد جریان در میکرومدل مته‌کاری شده‌اند. در نهایت، محیط متخلخل با قراردادن شیشه‌های آماده شده در کوره و گرمایش تا ۷۱۰ °C آماده شد. سپس شیشه‌های گداخته شده در یک دوره ۲۴ h خنک‌سازی شده‌اند [۲۵-۲۶].

آنها تأثیر نفت خام را بر روی پایداری فوم مورد بررسی قرار دادند و دریافتند که تحت شرایط مطالعه انجام شده، نفت موجود در محیط متخلخل می‌تواند تأثیر منفی بر روی عملکرد فوم داشته باشد [۲۲]. طالبیان و همکاران اثر تزریق گاز و فوم را در مغزه‌ای که با نفت باقیمانده اشباع شده بود، بررسی کردند. یافته‌های این تحقیق نشان داد که تزریق فوم منجر به افزایش بازیافت نفت می‌شود [۲۳]. یکین و همکاران با استفاده از مطالعات روی میکرومدل‌ها اذعان کرده‌اند که سازوکارهای غالب برای جریان فوم و تحرک نفت باقیمانده در سیستم‌های آب‌دوست به ترتیب تقسیم لامل و امولسیون‌سازی نفت می‌باشد [۲۴]. مطابق مجموع نتایج حاصله از مطالعات گذشته می‌توان دریافت که به‌کارگیری روش‌های تزریق مبتنی بر گاز در محیط‌های متخلخل لایه‌ای ناهمگن عملکرد مناسبی ندارد و عملاً سیال تزریقی امکان تماس مناسب با لایه کم‌تراوا را نخواهد داشت. از سویی دیگر، اکثر مطالعات انجام شده بر روی فوم (اعم از تزریق در میکرومدل و یا در مغزه) در شرایط یک سیستم تک‌لایه و یا در یک نمونه سنگ با تراوایی مشخص بوده است. با این حال، مطالعات محدودی عملکرد فوم را در یک سیستم لایه‌ای بررسی کرده‌اند که در آن جریان سیال تزریقی بتواند براساس میزان تراوایی لایه‌ها، در محیط متخلخل تقسیم شود. مطالعه پیش‌رو با احصای محدودیت مطالعات قبلی و با تمرکز بر روی کارکرد فوم برای اهداف انحراف سیال، به بررسی رفتار جریان فوم در یک سیستم دو لایه ناهمگن با امکان ایجاد شرایط جریان متقاطع<sup>۱</sup> بین دولایه پرداخته است. در واقع در سیستم میکرومدل طراحی شده هر لایه دارای توزیع مختلفی از حفرات است (لایه با تراوایی بالا و لایه با تراوایی پایین) که بین دولایه امکان تبادل سیال نیز وجود دارد. بر این اساس تلاش شده است که کارکرد فوم جهت انحراف سیال تزریقی از لایه پرتراوا به کم‌تراوا مورد بررسی سازوکاری

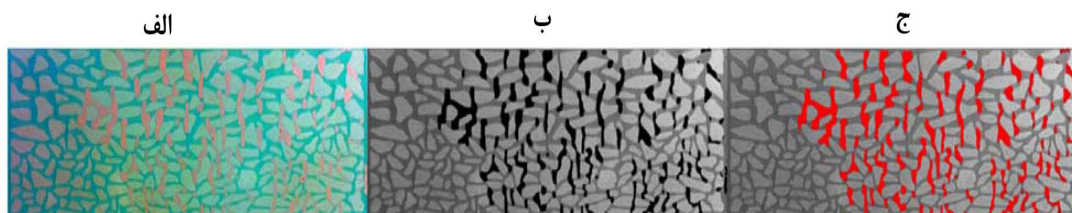


شکل ۱ طرح کلی الگوی میکرومدل طراحی شده در این مطالعه

### مواد و فرآیند آزمایش

به میکرومدل تزریق شد. لازم به ذکر است که در تمام آزمایش‌ها، قسمت ابتدایی ناحیه ورودی میکرومدل فاقد حضور نفت می‌باشد و این ناحیه به‌عنوان بخش ایجادکننده فوم<sup>۴</sup> در محیط متخلخل در نظر گرفته شده است. در ادامه سناریوهای تزریق مختلفی از قبیل تزریق آب، گاز و فوم در محیط متخلخل انجام گرفت. در خصوص آزمایش‌های تزریق هم‌زمان گاز و عامل فوم ساز، یک قطعه T شکل جهت اختلاط دوفاز تزریقی به میکرومدل استفاده شد. جهت رصد نحوه حرکت جبهه جابه‌جایی سیالات در میکرومدل، یک دوربین دیجیتالی رفتار جریان سیال را در طول آزمایش ثبت نمود. سپس تصاویر حاصله جهت توصیف عملکرد فوم در انحراف سیال و نیز محاسبه میزان نفت تولیدی از طریق نرم‌افزارهای آنالیز تصویر مورد بررسی قرار گرفتند (شکل ۲). در تحلیل نتایج، ضریب بازیافت نفت هر لایه به صورت مجزا از طریق روش‌های آنالیز تصویر محاسبه شد.

محللول فوم ساز استفاده شده در این مطالعه شامل سورفکتانت سدیم دودسیل سولفات<sup>۱</sup> با غلظت ۰/۳۳٪ وزنی بود که در آب با شوری ۳۵۰۰۰ ppm سدیم کلرید ساخته شد. متیلن بلو<sup>۲</sup> و سودان رد<sup>۳</sup> برای رنگ کردن محلول آب‌نمک و نفت سفید جهت سهولت در اخذ تصاویر میکرومدل مورد استفاده قرار گرفتند. آزمایش‌های اولیه از جمله اندازه‌گیری کشش سطحی برای اطمینان از عدم تأثیر عوامل رنگ‌دهنده بر رفتار عامل فوم ساز انجام شد. فرآیند تزریق شامل دو پمپ سرنگی جهت تزریق سیال، دوربین دیجیتالی، منبع نور می‌باشد. برای آغاز آزمایشات، پیش از تزریق هر گونه سیال به میکرومدل، سیستم ابتدا با تولوئن و آب شسته شده و برای ۲۴ h در آن خشک شد. سپس جهت اشباع میکرومدل، محلول آب‌نمک آبی‌رنگ به میکرومدل تزریق شد تا زمانی که محیط متخلخل کاملاً از آب اشباع شود. سپس نفت قرمز با دبی ۰/۲ mL/min



شکل ۲ تجزیه و تحلیل تصویر تزریق آب در میکرومدل با استفاده از نرم‌افزار پردازش تصویر: (الف) نفت باقیمانده در محیط متخلخل، (ب) دودویی سازی تصویر، (ج) محاسبه نفت باقیمانده

1. SDS
2. Methylen Blue
3. Sudan Red
4. In-situe foam Chamber

## طراحی آزمایش

در این مطالعه شرایط انجام آزمایش‌های میکرومدل در شرایط فشار و دمای محیط و به‌صورت یک سیستم جریان افقی بوده است. سه سناریو تزریق تحت عنوان تزریق آب، تزریق گاز و تزریق فوم انجام گرفت. مقایسه نتایج آزمایش‌ها، شرایطی را جهت بررسی عملکرد فوم جهت کنترل تحرک‌پذیری سیال گازی و نیز نقش جریان متقاطع در سیستم لایه‌ای جهت برداشت نفت ارائه کرده است. در این پژوهش، رفتار جریان‌ی فوم و گاز با کیفیت و دبی تزریق ثابت مورد بررسی قرار گرفت. موارد انتخاب‌شده بر اساس نتایج مجموعه آزمایش‌های قبلی انجام شده بر روی میکرومدل حاصله بوده‌اند. به این ترتیب که دبی تزریق (در محدوده هزارم میلی‌لیتر بر دقیقه) و متعاقباً کیفیت فوم (در بازه ۰/۷۵٪) به گونه‌ای انتخاب شده‌اند که امکان بررسی تأثیرات توأم ناشی از نیروهای موینگی و ویسکوز بر روی رفتار جریان‌ی فوم در یک سیستم لایه‌ای با رخداد جریان متقاطع فراهم گردد. در آزمایش‌های پیشرو برای سناریوی تزریق فوم، دبی تزریق به‌صورت تزریق هم‌زمان گاز با دبی ۰/۰۰۶ mL/min و محلول سورفکتنت با دبی ۰/۰۰۲ mL/min در نظر گرفته شد. همچنین در سناریو مربوط به گاز نیز تزریق هم‌زمان گاز و آب‌نمک (بدون حضور عامل فوم‌ساز) با همان دبی مشابه مرحله فوم انجام گرفت.

## نتایج

در تمام آزمایش‌های گزارش شده در این مطالعه، سمت چپ تصاویر بیانگر ناحیه ورودی سیستم و سمت راست بیانگر ناحیه خروجی است. در بخش‌های پیشرو، ابتدا، تجزیه و تحلیل کیفی ویژگی‌های جریان سیال در میکرومدل گزارش شده و سپس میزان نفت موجود در محیط متخلخل در سناریوهای مختلف با هم مقایسه می‌شوند. در انتها نیز سازوکارهای مشاهده شده که به نحوی بر

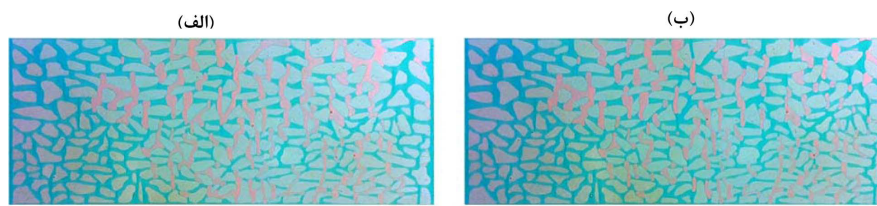
روی عملکرد فوم بر روی انحراف جریان سیال در میکرومدل لایه‌ای تأثیر دارند بر مبنای آنالیز تصاویر میکرومدل مورد بحث و بررسی قرار گرفته‌اند.

## تزریق آب در میکرومدل لایه‌ای حاوی نفت

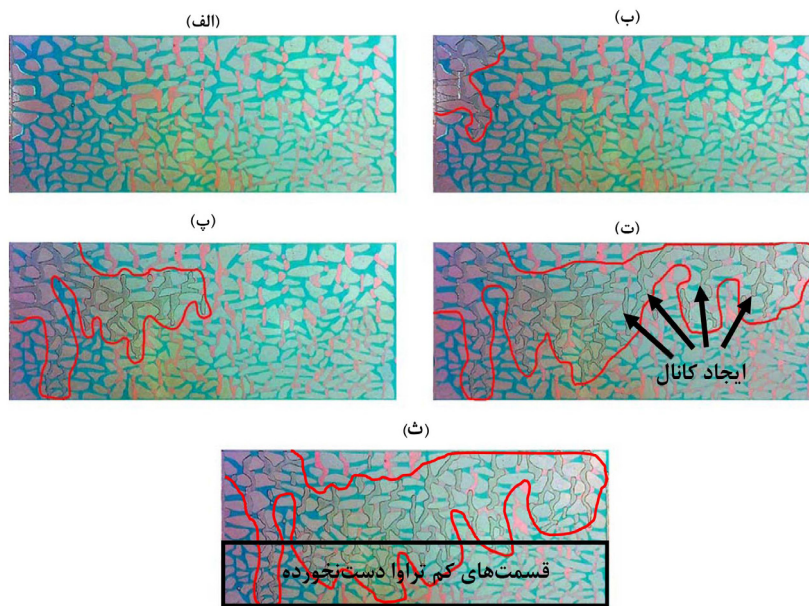
تصاویر میکرومدل در طول فرآیند تزریق آب در شکل ۳ نشان‌دهنده شده است. میکرومدل ابتدا با نفت اشباع شد. در مرحله اولیه تزریق، آب با دبی ۰/۰۰۲ mL/min تزریق شد. این تزریق تا جایی ادامه داشت که نفتی در خروجی دیده نشود. سپس با افزایش دبی به ۰/۰۲ mL/min (بیانگر حالت Bump flow) مجدداً آب به میکرومدل تزریق شد تا شرایط اشباع نفت باقی‌مانده در محیط ایجاد شود.

## تزریق گاز در میکرومدل لایه‌ای حاوی نفت باقیمانده

پس از تزریق آب و رسیدن به شرایط اشباع نفت باقی‌مانده، تزریق گاز در میکرومدل انجام شد. نتایج نشان داد که گاز توانایی حضور در نواحی با تراوایی کمتر را در ابتدا ندارد. مطابق تصاویر میکرومدل در شکل ۴، پس از تزریق PV ۰/۰۶ از آغاز فرآیند، گاز از طریق نواحی با تراوایی بالاتر در محیط متخلخل جانمایی شده و در PV ۰/۱۲، پیشرفت خود را صرفاً در نواحی با تراوایی بالاتر ادامه می‌دهد. پس از PV ۰/۳۷، گاز از طریق کانال زدن در ناحیه پرتراوا در محیط متخلخل خارج شده و عملاً نفت باقیمانده موجود در قسمت‌های با تراوایی کمتر دست‌نخورده باقی‌مانده‌اند. در PV ۱/۸۷ تفاوت محسوسی در روند الگوی جریان‌ی گاز نسبت به PV ۰/۳۷ در محیط متخلخل مشاهده نشد. مطابق نتایج حاصله می‌توان دریافت که تحرک فاز گازی در محیط متخلخل به نسبت نفت یا آب بسیار بالا است. این تفاوت تحرک باعث می‌شود که گاز به علت ویسکوزیته کم‌تر به‌سرعت در مسیرهای با تراوایی بالا جابه‌جا شده و عبور نماید. تشکیل کانال‌ها و پدیده انگشتی شدن در شکل ۴ به‌وضوح قابل مشاهده است.



شکل ۳ تصاویر میکرومدل در طول تزریق آب با دبی: (الف) ۰/۰۰۲ mL/min، (ب) ۰/۰۲ mL/min

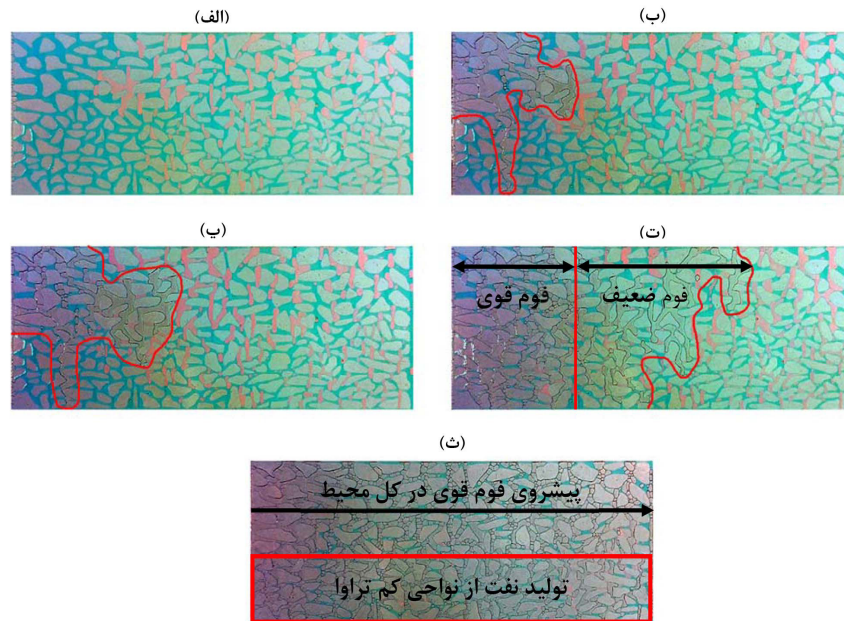


شکل ۴ تصاویر میکرومدل در طول تزریق گاز در زمان‌های مختلف به ترتیب از شکل (الف) تا (د): زمان ۰، ۰/۰۶، ۰/۱۲، ۰/۳۷ و ۱/۸۷ حجم فضای خالی (PV)

ناحیه ورودی محیط متخلخل آغاز می‌شود. با ادامه تزریق هم‌زمان محلول سورفکتنت و گاز و پیشرفت جبهه فوم در محیط، گاز و سورفکتنت تزریقی دیگر به صورت فازهای مجزا نبوده، بلکه به دلیل افزایش پایداری فوم به صورت حباب‌های متوالی (جریان ناپیوسته گاز) جریان خواهند داشت که این مورد در تصویر متناظر با زمان ۰/۳۷ PV قابل مشاهده است. در نهایت در زمان انتهای آزمایش مذکور، ۱/۸۷ PV تزریق فوم عملکرد قابل قبولی در رخداد انحراف سیال از خود نشان داد و توانست به خوبی وارد نواحی با تراوایی کمتر شود به گونه‌ای که کل محیط متخلخل لایه‌ای را در بر گرفت که این امر نیز منجر به جابه‌جایی نفت باقیمانده از ناحیه با تراوایی کمتر شد.

#### تزریق فوم در میکرومدل لایه‌ای حاوی نفت باقیمانده

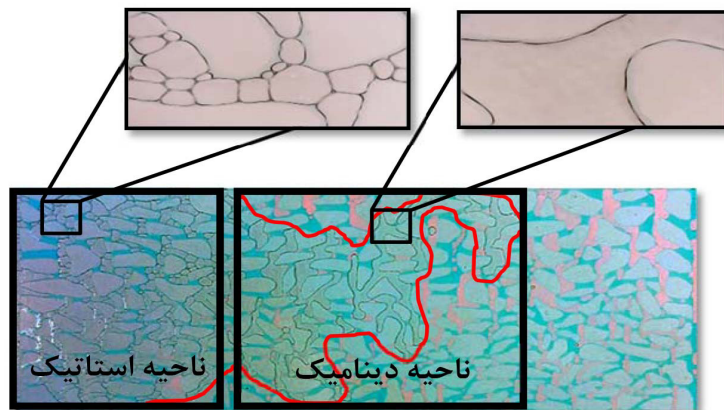
پس از تزریق آب و رسیدن به شرایط اشباع نفت باقی‌مانده، این بار تزریق فوم در میکرومدل انجام گرفت. در مراحل ابتدایی آزمایش، تزریق هم‌زمان محلول سورفکتنت و گاز به دلیل رخداد تخریب فیلم فوم (لاملا) توسط نفت منجر به تولید فوم قوی (فوم با حباب‌های ریز) نشد به گونه‌ای که در تصاویر میکرومدل (شکل ۵) مربوط به زمان‌های ۰/۰۶ PV و ۰/۱۲ PV حرکت فوم ابتداً مشابه حرکت تزریق گاز در محیط است. در نتیجه به واسطه این رخداد شرایطی در محیط ایجاد می‌شود که به محلول سورفکتنت و گاز اجازه می‌دهد تا به عنوان فازهای جداگانه در محیط متخلخل جریان پیدا کنند. با این حال با گذر زمان، تولید فوم قوی در محیط متخلخل پس از جابه‌جایی بخشی از نفت باقیمانده از



شکل ۵ تصاویر میکرومدل در طول تزریق فوم در زمان‌های مختلف به ترتیب از شکل (الف) تا (ث): زمان ۰، ۰/۰۶، ۰/۱۲، ۰/۳۷ و ۱/۸۷ حجم فضای خالی (PV)

پایدار در مجاورت فاز نفتی حاصل شود. لذا به نظر می‌رسد یکی از راهکارهای کلیدی برای ارتقای عملکرد فوم در حضور فاز نفتی و به تبع آن افزایش توان جریان‌ی آن در "ناحیه دینامیک"، انتخاب عامل فوم‌ساز مناسب باشد. این انتخاب بر روی عملکرد فوم و میزان انحراف سیال نیز تأثیرگذار خواهد بود. در مطالعه حاضر، عامل فوم‌ساز مورد استفاده، علی‌رغم وجود نفت باقیمانده (ناشی از تزریق آب)، امکان تشکیل فوم در محیط را فراهم می‌کرد. با این حال، قدرت فوم حاصله در مقایسه با شرایط بدون نفت، ضعیف‌تر بوده است. در خصوص نواحی پایین‌دست جبهه پیش‌رونده، یک ناحیه پایدار به نام "ناحیه استاتیک" قابل مشاهده است که در آن تحرک فاز گازی به دلیل حضور فوم قوی (فوم با حباب‌های ریز) به طور محسوسی کاهش داشته است. طی این رخداد، فوم نواحی با تراوایی بالاتر را اشغال نموده و باعث ایجاد انحراف سیال از ناحیه پرتراوا به ناحیه کم‌تراوا می‌شود.

طبق مشاهدات میکرو مقیاس در شکل ۶، در حین تزریق فوم دو ناحیه قابل مشاهده است. در جبهه جلویی پیش‌رونده فوم، ناحیه‌ای تحت عنوان "ناحیه دینامیک" وجود دارد که در آن سیال تزریقی در مقایسه با نواحی دیگر تحرک‌پذیری بالاتری دارد. در این ناحیه، پایداری کوتاه فیلم فوم به دلیل تماس نزدیک با فاز نفت (در شرایط اشباع نفت باقیمانده اولیه) باعث ایجاد فوم ضعیف‌تر (فوم با حباب‌های درشت و پیوسته) در این ناحیه شده است. این تأثیر که منجر به کاهش قدرت فوم تشکیل شده در محیط می‌شود در مطالعات مختلفی بدان اشاره شده است؛ با این حال نوع عامل فوم ساز به کار گرفته شده و نحوه اندرکنش آن با فاز نفتی بر میزان قدرت فوم تشکیل شده و متعاقباً مشخصات "ناحیه دینامیک" تأثیرگذار خواهد بود؛ به طوری که ممکن است در اثر تماس فوم با فاز نفتی، فوم این ناحیه به طور کامل از بین رفته و رفتار شبیه جریان گاز داشته باشد یا حتی ممکن است که امکان حضور فوم (تا حدی)

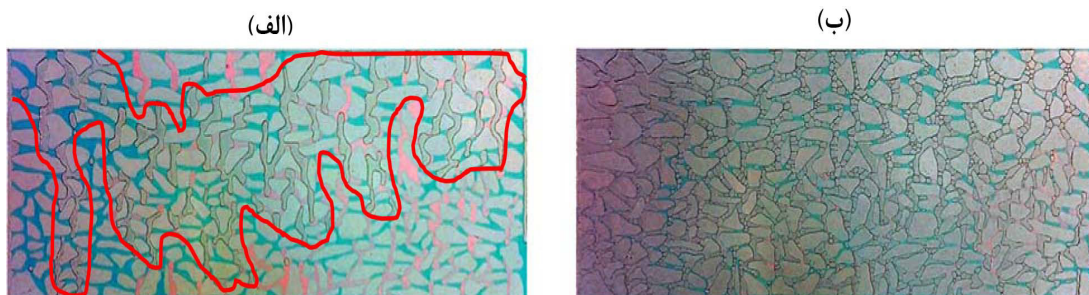


شکل ۶ تصاویر میکرومقیاس در خصوص نحوه تشکیل فوم قوی و ضعیف در محیط متخلخل

و متعاقباً افزایش تعداد حباب‌های گاز در محیط شده است. این رخداد سبب افزایش ویسکوزیته فاز گازی و نتیجتاً کاهش تحرک‌پذیری آن می‌شود؛ در حالی‌که در تزریق گاز حضور حباب‌های گاز با اندازه بزرگ که بعضاً چندین حفره را اشغال کرده‌اند، کاملاً مشهود است. لازم به ذکر است که کاهش تحرک‌پذیری فاز گازی در حضور فوم سبب بهبود بازده جارویی در میکرومدل لایه‌ای شده است (شکل ۷). از نقطه نظر انحراف سیال نیز قرارگیری حجم بیشتری از فوم در لایه با تراوایی بالا سبب شده است که مقاومت محلی در برابر جریان سیال تزریقی در این لایه افزایش یابد؛ بنابراین سیال تزریق شده به ناحیه با تراوایی کمتر منحرف شده و متعاقباً باعث بهبود جابجایی نفت باقیمانده این فرآیند در این لایه می‌شود. مشاهده بصری حاصل شده در قالب شکل‌های ۷ و ۸ با نتایج گزارش شده در مطالعات قبلی نیز هم‌راستا است [۲۷-۲۰].

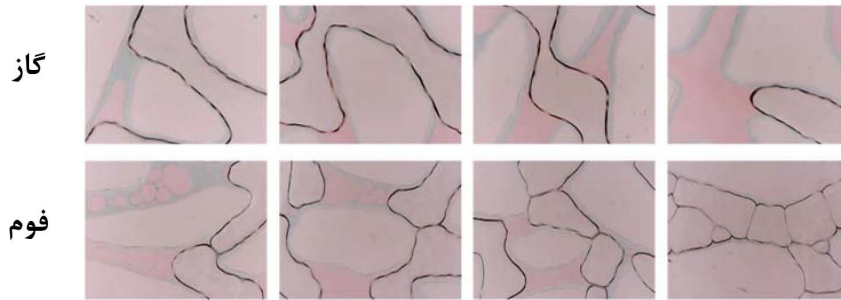
توزیع اشباع نهایی نفت باقیمانده در انتهای دو سناریو تزریق گاز و فوم در شکل ۷ نشان داده شده است. مطابق نتایج حاصله، فوم توانسته است هر دو لایه محیط متخلخل را به طور کامل در بر بگیرد که متعاقباً این رخداد جابجایی بیشتر نفت را به دنبال داشته است، اما جبهه گاز به صورت پراکنده و غیر پیوسته و غالباً در لایه پرتراوای محیط متخلخل قرار گرفته است که از این رو انتظار می‌رود که نفت باقیمانده بیشتری در انتهای تزریق گاز خصوصاً در بخش کم‌تراوای محیط متخلخل برجای مانده باشد.

شکل ۸ نیز یکسری تصاویر میکرومقیاس در خصوص نحوه قرارگیری حباب‌های گاز در فضای حفرات میکرومدل را در طول تزریق فوم و گاز نشان می‌دهد. مطابق تصاویر حاصله، به واسطه فومی شدن فاز گازی، یکسری فیلم‌های مایع مابین حباب‌های گاز تشکیل شده است که این امر باعث ناپیوسته شدن فاز گازی، ایجاد حباب‌هایی با اندازه کوچکتر



شکل ۷ توزیع اشباع نهایی نفت باقیمانده در انتهای سناریوی تزریق گاز (شکل الف) و سناریوی تزریق فوم (شکل ب)

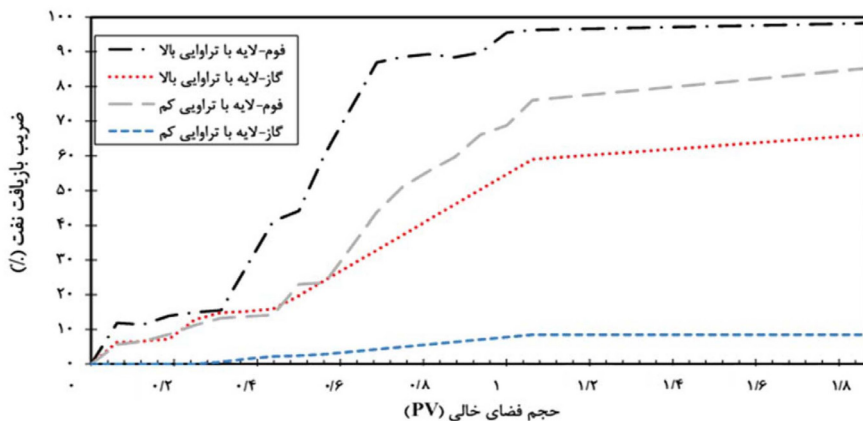




شکل ۸ تصاویر میکرومقیاس در خصوص نحوه توزیع و اندازه حباب‌های گاز در طول تزریق گاز و تزریق فوم در حفرات محیط متخلخل

تزریق فوم به واسطه پتانسیل مطلوب فوم در انحراف سیال از لایه باتراوایی بالا به لایه با تراوایی پایین، تولید نفت از این ناحیه افزایش قابل توجهی داشته است، به گونه‌ای که بازیافت نفت پس از PV ۱/۸۷ به مقدار ۸۵٪ از نفت باقی مانده اولیه افزایش پیدا کرده است که این مقدار حتی از عملکرد گاز در لایه با تراوایی بالا نیز بیشتر بوده است. با توجه به نتایج به دست آمده، می‌توان نتیجه گرفت که تزریق فوم نسبت به تزریق گاز، در هر دو لایه عملکرد بهتری از خود نشان داده است: هم از لحاظ نرخ بازیافت نفت و نیز مقدار نهایی بازیافت نفت باقیمانده. همچنین، فوم توانایی تولید نفت از لایه کم‌تراوا را دارد که این امر نشان‌دهنده توانایی مطلوب فوم در انحراف سیال تزریقی است. در مقابل، گاز توانایی تولید نفت از نواحی کم‌تراوا را ندارد و نفت به صورت قابل ملاحظه‌ای در این ناحیه باقی مانده است. این موضوع نشان‌دهنده عملکرد ناکارآمد تزریق گاز در مخازن لایه‌ای ناهمگن با اختلاف تراوایی است.

شکل ۹ عملکرد فوم در تولید نفت باقیمانده به تفکیک هر یک از لایه‌های سیستم میکرومدل را نشان می‌دهد. همچنین جهت مقایسه بهتر، نتایج حاصله از تزریق گاز نیز در این شکل نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود در لایه با تراوایی بالا، بازیافت نفت باقی مانده بواسطه تزریق گاز بعد از PV ۱/۸۷ به مقدار ۶۶/۱۴٪ رسیده است. اما به واسطه تزریق فوم، بازیافت نفت در این لایه به صورت چشمگیری افزایش یافته است؛ به طوری که در گذر زمان تزریق، افزایش نرخ بازیافت نفت نسبت به حالت تزریق گاز بالاتر بوده و نهایتاً پس از PV ۱/۸۷، بازیافت به مقدار حدود ۹۸٪ از نفت باقی مانده اولیه در محیط متخلخل رسیده است. با این حال عملکرد مهم فوم در لایه با تراوایی پایین بیشتر حائز توجه است به طوری که در این لایه، تزریق گاز عملاً تأثیر بسیار پایینی بر بازیافت نفت داشته است و در پایان زمان آزمایش فقط ۹٪ از نفت موجود در این لایه تولید شده است. اما در طول



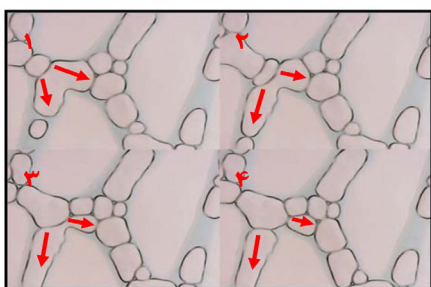
شکل ۹ نمودار ضریب بازیافت نفت بر حسب زمان در طول تزریق گاز و تزریق فوم به تفکیک لایه با تراوایی بالا و تراوایی پایین در میکرومدل لایه‌ای

## سازوکارهای تولید فوم در میکرومدل لایه‌ای

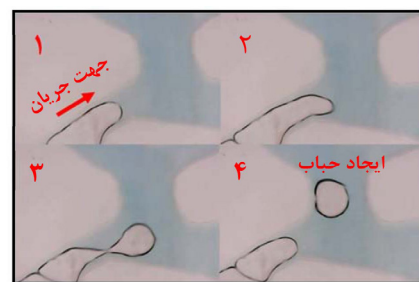
اندازه و توزیع منافذ حفرات و گلوگاه‌های محیط متخلخل تأثیر قابل توجهی بر تولید فوم در محیط متخلخل دارد. برای بررسی و مشخص کردن سازوکارهای تولید فوم در محیط متخلخل، مطالعات مختلفی انجام گرفته است [۲۸-۲۹]. یکی از این سازوکارهای مهم که از آنالیز تصاویر فوم در مقیاس میکرو قابل مشاهده بود، پدیده اسنپ آف<sup>۱</sup> است که نحوه رخداد آن در شکل ۱۰ نشان داده شده است. این رخداد یکی از سازوکارهای غالب برای تولید حباب‌های فوم در محیط متخلخل و نیز محتمل‌ترین سازوکار تولید فوم در طول تزریق هم‌زمان فازهای مایع و گاز است. ایجاد این پدیده در محیط متخلخل یک فرآیند مکانیکی است که می‌تواند به طور مکرر در طول یک جریان چند فاز در محیط متخلخل رخ دهد [۳۰]. سازوکار اسنپ آف از یک اختلاف فشار حداقلی بین بدنه حفرات و گلوگاه متناظر با آن برای ایجاد حباب‌های جدید استفاده می‌کند. در واقع، وقتی فاز مایع به اندازه کافی در گلوگاه حفره تجمع پیدا نماید، فاز گاز در این محل ناپیوسته شده و حباب جدید شکل می‌گیرد. این فرآیند یکی از سازوکارهای اصلی تولید فوم در محیط متخلخل است و برای رخ دادن آن لازم است که شعاع بدنه حفرات محیط متخلخل حداقل دو برابر شعاع گلوگاه‌ها باشد [۲۸-۲۹]. یکی دیگر از رخدادهایی که در تصاویر میکرو مقیاس فوم مشاهده شد، تولید حباب‌های فومی شده ناشی از

تقسیم لاملا<sup>۲</sup> (فیلم مایع موجود در ساختار فوم) است. هنگامی که لاملا متحرک در مسیر جریان با یک انشعاب روبرو می‌شود، ممکن است به دو بخش تقسیم شده و در هر شاخه از مسیر، یک فوم متحرک جداگانه شکل گیرد. شکل ۱۱ نحوه رخداد این سازوکار و متعاقباً ایجاد تعداد حباب‌های بیشتر فوم در محیط را نشان می‌دهد. برای وقوع این سازوکار، لازم است که یکسری حباب‌های فوم از پیش در محیط تشکیل شده باشند. همچنین، تعداد و اندازه تقسیم حباب‌ها به عواملی مانند نقاط انشعابی، اندازه حباب‌ها و مشخصات محیط متخلخل وابسته است [۲۸-۲۹].

در این مطالعه، سازوکار اصلی تولید نفت در تزریق فوم در سیستم میکرومدل ناهمگن لایه‌ای استفاده شده عمدتاً ناشی از کنترل تحرک پذیری سیال تزریقی در لایه با تراوایی بالا و ارتقای رخداد جریان متقاطع ویسکوز در لایه با تراوایی کمتر بود، شکل ۱۲. همچنین، ایجاد امولسیون در مقیاس حفرات محیط متخلخل ناشی از کاهش کشش سطحی نفت/آب توسط عامل فوم ساز نیز به بهبود جابه‌جایی نفت کمک کرد. مطابق شکل ۱۳، کاهش کشش سطحی باعث می‌شود که نفت به‌دام‌افتاده (با اندازه سایز بزرگ) در حفرات داشته باشد که با تبدیل شدن به اندازه قطرات کوچک‌تر بتواند به راحتی از گلوگاه منافذ عبور کرده و در نهایت بازیابی شود.

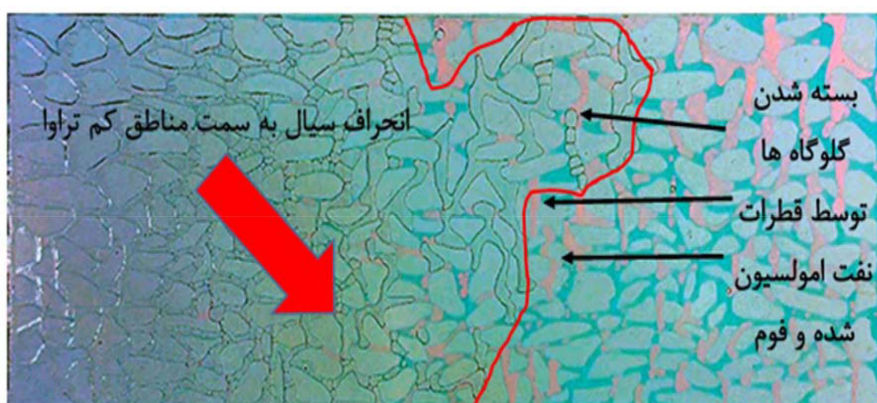


شکل ۱۱ نحوه رخداد سازوکار تقسیم لاملا در محیط متخلخل جهت ایجاد فوم

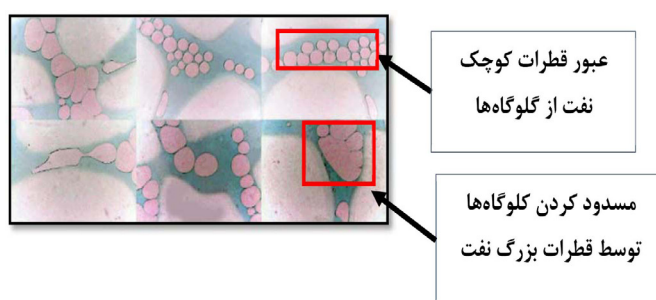


شکل ۱۰ نحوه رخداد سازوکار اسنپ آف در محیط متخلخل جهت ایجاد فوم

1. Snap-off  
2. Lamella Division



شکل ۱۲ توصیف مکانیسم تولید نفت در میکرومدل لایه‌ای ناشی از رخداد انحراف سیال از لایه پرتراوا به سمت لایه کم‌تراوا در حضور فوم



شکل ۱۳ توصیف سازوکار تولید نفت در میکرومدل لایه‌ای ناشی از ایجاد امولسیون درجا به‌واسطه حضور عامل فوم‌ساز

سیال توسط فوم و تعیین نقش سازوکارهای غالب از طریق بررسی دامنه کیفیت فوم تزریقی، دامنه سرعت تزریق، دامنه میزان اشباع نفت باقیمانده و نیز تأثیر سایر پارامترهای تأثیر گذار میکرومدل متصور خواهد بود که می‌تواند در مطالعات آینده بدان پرداخته شود.

### نتیجه‌گیری

هدف از این مطالعه بررسی پتانسیل عملکرد فوم در یک محیط متخلخل ناهمگن لایه‌ای جهت بررسی انحراف سیال به سمت مناطق هدفی است که مقدار نفت باقی‌مانده بیشتری را در خود دارد. بدین منظور از یک میکرومدل شیشه‌ای استفاده شد که در آن الگوی جریان سیال در قالب یک سیستم لایه‌ای ناهمگن با تراوایی‌های متفاوت در نظر گرفته شد. این محیط شامل دو بخش با تراوایی مختلف بود که با یکدیگر در ارتباط سیالی قرار دارند. این الگو امکان بررسی تأثیر کنترل تحرک‌پذیری سیال تزریقی بر روی نحوه ایجاد جریان متقاطع بر

علاوه بر این، قطرات بزرگ نفت تولید شده می‌توانند مسیر حرکت سیال تزریقی را مسدود کرده و به انحراف سیال به سمت مناطق کم‌تراوا نیز کمک کنند. براین اساس، جریان متقاطع ایجاد شده توسط فوم (ناشی از رخداد کنترل تحرک‌پذیری) و همچنین ایجاد امولسیون درجا (ناشی از رفتار کشش سطحی عامل فوم‌ساز) باعث یک هم‌افزایی در جابه‌جایی نفت باقیمانده در گستره میکرومدل ناهمگن لایه‌ای شده و متعاقباً مقدار بازیابی نفت را در محیط بهبود می‌بخشند. نتایج این مطالعه نشان داد که با انتخاب مناسب دبی و کیفیت فوم تزریقی و نیز نوع و غلظت عامل فوم‌ساز مناسب می‌توان شرایطی مطلوب جهت ایجاد انحراف سیال در یک سیستم دو لایه‌ای ناهمگن با وجود رخداد شرایط جریان متقاطع در حضور فاز نفت را فراهم نمود که در نتیجه آن بتوان جابه‌جایی نفت باقیمانده در لایه کم‌تراوا را به طور چشمگیری افزایش داد. با این حال مطالعات تکمیلی در خصوص بهینه‌سازی فرآیند انحراف

باقی مانده را تولید کرده است، در حالی که تزریق فوم با انحراف سیال به لایه با تراوایی پایین، بازیافت نفت باقی مانده را به ۸۵٪ افزایش داده است. این موضوع نشان‌دهنده کارآمدی استفاده از فوم در بهبود عملکرد تزریق گاز در یک محیط متخلخل ناهمگن لایه‌ای می‌باشد.

- مطابق نتایج حاصله از آنالیز تصاویر در مقیاس حفرات، سازوکارهایی از قبیل اسنپ اف، تقسیم لاملا و نیز به دام افتادن فاز گازی از جمله رخدادهای مهم در بررسی رفتار جریانی فوم در شرایط مطالعه انجام شده بودند. رخداد این سازوکارها در مقیاس حفرات سبب شدند که پدیده‌هایی مانند جریان متقاطع ویسکوز، انحراف سیال تزریقی از نواحی پرتراوا به کم‌تراوا و همچنین افزایش جابه‌جایی نفت باقیمانده در لایه کم‌تراوا در حضور فوم رخ دهد.

#### تشکر و قدردانی

از شرکت مهندسی و توسعه نفت بابت حمایت از این پژوهش سپاسگزاری می‌شود.

پیشروی سیال در حضور فوم را فراهم نمود. عامل فوم ساز بکار رفته در آزمایش‌ها سورفکتنت سدیم دودسیل سولفات و در شرایط شوری ppm ۳۵۰۰۰ کلرید سدیم بود. مهم‌ترین نتایج حاصله از این مطالعه عبارت‌اند از:

- با تزریق هم‌زمان محلول سورفکتنت و گاز به‌منظور تشکیل فوم، دو ناحیه متمایز در فرآیند تزریق فوم مشاهده شد. ناحیه دینامیک در جلوی جبهه فوم واقع شده که تحرک سیالات در این ناحیه زیاد بوده و اشباع فوم کمتر است. این امر ناشی از بی‌ثباتی فوم به دلیل تماس مستقیم با فاز نفت است. در نقطه‌ای که عقب‌تر از ناحیه دینامیک قرار دارد، ناحیه استاتیک وجود دارد که در آن تحرک سیالات کمتر بوده و اشباع فوم بیشتر است.

- در تزریق گاز، بازیافت نفت باقی‌مانده از لایه پرتراوا ۶۶٪ بوده است، اما تزریق فوم باعث افزایش ویسکوزیته گاز تزریقی و حرکت پیستونی می‌شود که منجر به افزایش چشمگیر بازیافت نفت باقی‌مانده به ۹۸٪ بوده است.

- در لایه با تراوایی کم، تزریق گاز تنها ۹٪ از نفت

#### مراجع

- [1]. Bedrikovetsky, P. (2013). *Mathematical theory of oil and gas recovery: with applications to ex-USSR oil and gas fields*, (Vol. 4). Springer Science & Business Media.
- [2]. Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Eaglewood Cliffs, 1.
- [3]. Iravani, M., Khalilnezhad, Z., & Khalilnezhad, A. (2023). A review on application of nanoparticles for EOR purposes: history and current challenges. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(4), 959-994.
- [4]. Iravani, M., & Simjoo, M. (2019). Modeling of polymer associated low salinity waterflooding by fractional flow theory. *Journal of Modeling in Engineering*, 17(56), 213-222. 10.22075/jme.2018.13131.1290.
- [5]. Simjoo, M., Rezaei, M. A., Nadri, F., Mousapour, M. S., Iravani, M., & Chahardowli, M. (2019). Introducing a new, low-cost biosurfactant for EOR applications: a mechanistic study. In *IOR 2019-20th European Symposium on Improved Oil Recovery*, 2019, 1:(1-12). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201900164.
- [6]. Boersma, D. M., & Hagoort, J. (1994). Displacement characteristics of nitrogen vs. methane flooding in volatile-oil reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 9(04), 261-265. doi.org/10.2118/20187-PA.
- [7]. Bruining, J., & Marchesin, D. (2007). Maximal oil recovery by simultaneous condensation of alkane and steam. *Physical Review E—Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 75(3), 036312. doi.org/10.1103/PhysRevE.75.036312.
- [8]. Orr, F. M. (2007). *Theory of gas injection processes*. Tie-Line Publications.
- [9]. van Batenburg, D. W., De Zwart, A. H., & Doush, M. (2010, April). Water alternating high pressure air injection. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-129882). SPE. doi.org/10.2118/129882-MS.
- [10]. Rossen, W. R., & Van Duijn, C. J. (2004). Gravity segregation in steady-state horizontal flow in homogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 43(1-2), 99-111. doi.org/10.1016/j.pet-

rol.2004.01.004.

- [11]. Wellington, S. L., & Vinegar, H. J. (1988). Surfactant-induced mobility control for carbon dioxide studied with computerized tomography. doi: 10.1021/bk-1988-0373.ch017.
- [12]. Chang, Y. B., Lim, M. T., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (1994). CO<sub>2</sub> flow patterns under multiphase flow: heterogeneous field-scale conditions. *SPE Reservoir Engineering*, 9(03), 208-216. doi.org/10.2118/22654-PA.
- [13]. Joekar-Niasar, V., & Hassanizadeh, S. M. (2011). Effect of fluids properties on non-equilibrium capillarity effects: Dynamic pore-network modeling. *International Journal of Multiphase Flow*, 37(2), 198-214. doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2010.09.007.
- [14]. 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.
- [15]. Waggoner, J. R., Castillo, J. L., & Lake, L. W. (1992). Simulation of EOR processes in stochastically generated permeable media. *SPE Formation Evaluation*, 7(02), 173-180. doi.org/10.2118/21237-PA.
- [16]. Zapata, V. J., & Lake, L. W. (1981, October). A theoretical analysis of viscous crossflow. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-10111). SPE. doi.org/10.2118/10111-MS.
- [17]. Talebian, S. H., Masoudi, R., Tan, I. M., & Zitha, P. L. J. (2014). Foam assisted CO<sub>2</sub>-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 202-215. doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.013.
- [18]. Thompson, K. E., & Gdansk, R. D. (1993). Laboratory study provides guidelines for diverting acid with foam. *SPE Production & Facilities*, 8(04), 285-290. doi.org/10.2118/23436-PA.
- [19]. Huh, D. G., & Handy, L. L. (1989). Comparison of steady-and unsteady-state flow of gas and foaming solution in porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 4(01), 77-84. doi.org/10.2118/15078-PA.
- [20]. Ma, K., Liontas, R., Conn, C. A., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2012). Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics. *Soft Matter*, 8(41), 10669-10675. doi.org/10.1039/C2SM25833A.
- [21]. Conn, C. A., Ma, K., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2014). Visualizing oil displacement with foam in a microfluidic device with permeability contrast. *Lab on a Chip*, 14(20), 3968-3977. doi: 10.1039/C4LC00620H.
- [22]. Jian, G., Fernandez, C. A., Puerto, M., Sarathi, R., Bonneville, A., & Biswal, S. L. (2021). Advances and challenges in CO<sub>2</sub> foam technologies for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108447. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108447.
- [23]. Talebian, S. H., Tan, I. M., Sagir, M., & Muhammad, M. (2015). Static and dynamic foam/oil interactions: Potential of CO<sub>2</sub>-philic surfactants as mobility control agents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 118-126. doi.org/10.1016/j.petrol.2015.08.011.
- [24]. AlQuaimi, B. I., & Rossen, W. R. (2017, April). Characterizing foam flow in fractures for enhanced oil recovery. In *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery* (Vol. 2017, No. 1, pp. 1-16). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201700336.
- [25]. Mahmoodi, M., Mahdavi, S., James, L. A., & Johansen, T. (2018). A quick method to fabricate large glass micromodel networks. *Microsystem Technologies*, 24, 2419-2427.
- [26]. Wang, Z. B., Guo, W., Pena, A., Whitehead, D. J., Luk'Yanchuk, B. S., Li, L., Liu, Z., Zhou, Y. & Hong, M. H. (2008). Laser micro/nano fabrication in glass with tunable-focus particle lens array. *Optics Express*, 16(24), 19706-19711.
- [27]. Rossen, W. R. (2017). *Foams in enhanced oil recovery*. In *Foams* (pp. 413-464). Routledge. eBook ISBN9780203755709.
- [28]. Almajid, M. M., & Kovscek, A. R. (2016). Pore-level mechanics of foam generation and coalescence in the presence of oil. *Advances in Colloid and Interface Science*, 233, 65-82. doi.org/10.1016/j.cis.2015.10.008.
- [29]. Liontas, R., Ma, K., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2013). Neighbor-induced bubble pinch-off: novel mechanisms of in situ foam generation in microfluidic channels. *Soft Matter*, 9(46), 10971-10984. doi.org/10.1039/C3SM51605A.
- [30]. Osterloh, W. T., & Jante Jr, M. J. (1992, April). Effects of gas and liquid velocity on steady-state foam flow at high temperature. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-24179). SPE. doi.org/10.2118/24179-MS.



# Foam Flow Behavior for Fluid Diversion in Heterogeneous, Layered Porous Medium: Microscale Experimental Study

Amirhossein Molaei<sup>1</sup>, Mohammad Simjoo<sup>1\*</sup>, Mohammad Ebrahimi<sup>2</sup> and Aras Roomi<sup>2</sup>

1. Faculty of Petroleum and Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran

2. Petroleum Engineering and Development Company, Tehran, Iran

simjoo@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5381.3394

Received: February 12, 2024

Accepted: September 27, 2024

## Introduction

The injection of gas-based fluids into underground reservoirs is a widely used method to enhance oil production [1]. Various gases, including carbon dioxide, nitrogen, and methane, are commonly employed for this purpose [2]. Compared to water injection, these methods offer several advantages, such as improved microscopic displacement, which aids in reducing the remaining oil saturation within the pores [3]. However, the volumetric displacement efficiency of gases is relatively low, with a significant portion of the oil remaining untouched by the injected gas. This results in suboptimal oil production [4, 5]. Such inefficiencies arise due to the formation of flow channels in high-permeability zones and the density contrast between gas and oil [6,7]. To address this issue, one approach is to reduce the mobility of the injected gas, which can be achieved through foaming. Foam injection is particularly effective for diverting fluid flow in layered porous media [8,9]. Understanding foam flow behavior in these media is crucial for improving the underlying mechanisms, and micromodels are invaluable tools for this purpose. Several studies have explored foam flow behavior for fluid diversion. For example, Thomson et al. demonstrated that foam injection effectively diverts fluid towards low-permeability zones, with foam quality playing a significant role in this process [10]. Hindi and colleagues found that pre-formed foam outperforms alternating foam injection in porous media [11]. Additionally, our previous research indicated

that foam injection leads to flow blockage in high-permeability zones, thus effectively diverting fluid to lower-permeability layers [12]. Chen et al. investigated the effect of oil on foam stability and showed that the presence of oil can significantly reduce foam performance [13]. Talebian and collaborators reported that foam injection enhances oil recovery rates [14]. While previous studies have highlighted the challenges of gas injection in heterogeneous layered systems, most foam-related research has been limited to single-layer systems. The present study aims to address this gap by investigating foam flow behavior in a two-layer heterogeneous system, focusing on the diversion of fluid from high-permeability to low-permeability layers. Using a specifically designed micromodel, this research delves into the fluid flow mechanisms involved and their impact on foam-induced fluid diversion.

## Materials and Methods

**Design and Construction of the Micromodel:** A two-layer heterogeneous micromodel with a permeability contrast of two was designed, with dimensions of 8 cm by 3 cm and a depth of 0.02 cm, and a porosity of 48%. The model consists of two glass plates with a thickness of 4 mm. Permeability was measured using a single-phase fluid injection method and Darcy's law. To construct the micromodel, the designed pattern was first etched onto the surface of one of the glass sheets using a laser device. The prepared glass sheets were then placed in a furnace and heated to 710 °C. After-

ward, the glass sheets were cooled for 24 hours [15].

**Materials and Experimental Process:** The foam solution consisted of sodium dodecyl sulfate surfactant at a concentration of 0.33% and brine with a salinity of 35,000 ppm. Mineral oil and methylene blue were used to color the solutions. Experiments were conducted by injecting various fluids, including water, gas, and foam, into the micromodel. During the injection process, the system was flushed with toluene and water, followed by saturation with a brine solution.

**Experimental Design:** The experiments were conducted under ambient pressure and temperature conditions in a horizontal flow system. Two injection scenarios—gas and foam injection—were investigated. The injection rate and foam quality were selected in such a way as to allow the study of the effects of capillary and viscous forces on foam flow behavior within the layered system.

**Results and Discussion**

**Gas Injection in a Micromodel Containing Residual Oil**

After water injection and achieving residual oil saturation, gas injection was initiated in the micromodel. Initially, gas could not penetrate the low permeability regions. However, after 0.06 PV, the gas began to flow through the high permeability zones. By 0.37 PV, gas exited the micromodel through channeling, leaving residual oil trapped in the low permeability areas.

Moreover, gas mobility was considerably higher than that of oil or water, enabling it to rapidly traverse the high permeability paths, resulting in the formation of channels and fingering, as shown in Fig. 1.

**Foam Injection in a Micromodel Containing Residual Oil**

Following water injection and achieving residual oil saturation, foam injection was carried out in the micromodel. In the initial stages, the simultaneous injection of surfactant solution and gas did not produce strong foam due to the degradation of the foam film by the oil, which it caused the gas and surfactant to flow separately within the porous medium. However, as foam production progressed, the surfactant and gas formed more stable foam, which became visible at 0.37 PV. By the end of the experiment (1.87 PV), foam demonstrated excellent performance in displacing the fluid and successfully entered low permeability regions, displacing the residual oil. Micromodel images revealed two distinct zones: the “dynamic zone,” where foam was weaker and less stable due to interaction with oil, and the “static zone,” where the foam was stronger and significantly reduced gas mobility, thereby displacing oil from high to low permeability regions. Foam successfully covered both layers of the porous medium, leading to a greater oil displacement compared to gas injection, which was scattered and primarily concentrated in the high permeability layer (as seen in Fig. 2).

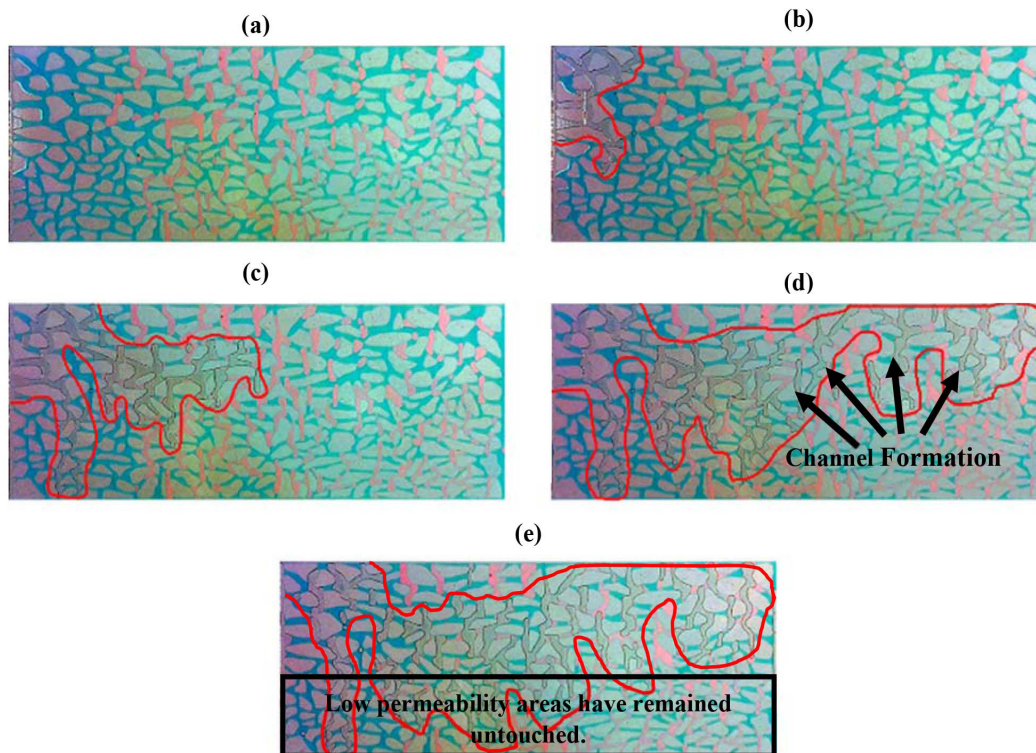


Fig. 1 Micromodel images during foam injection at different times, from image (a) to (e): time 0, 0.06, 0.12, 0.37, and 1.87 PV.

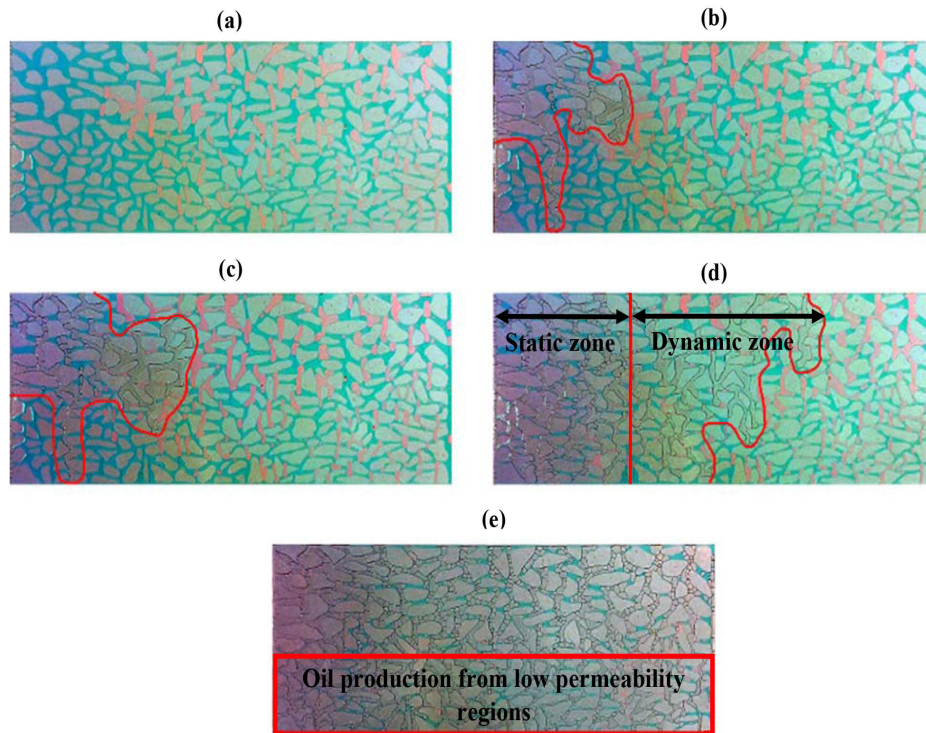


Fig. 2 Micromodel images during foam injection at different times, from image (a) to (e): time 0, 0.06, 0.12, 0.37, and 1.87 PV.

### Comparison of Gas and Foam Injection Performance in Oil Production

Fig. 3 illustrates the distribution of final remaining oil saturation at the end of the gas injection scenario (Figure a) and the foam injection scenario (Figure b). Gas injection recovered 66.14% of oil in the high permeability layer by 1.87 PV, but foam injection significantly improved recovery, reaching 98% by the same point. In the low permeability layer, gas injection only produced 9% of the residual oil, while

foam injection, by diverting fluid from the high to the low permeability layer, increased oil recovery to 85%, outperforming gas injection in the high permeability layer. Overall, foam injection demonstrated better performance than gas injection in both oil recovery rate and final oil recovery, with the added ability to produce oil from low permeability layers, indicating the superior fluid diversion potential of foam in heterogeneous reservoirs with varying permeability.

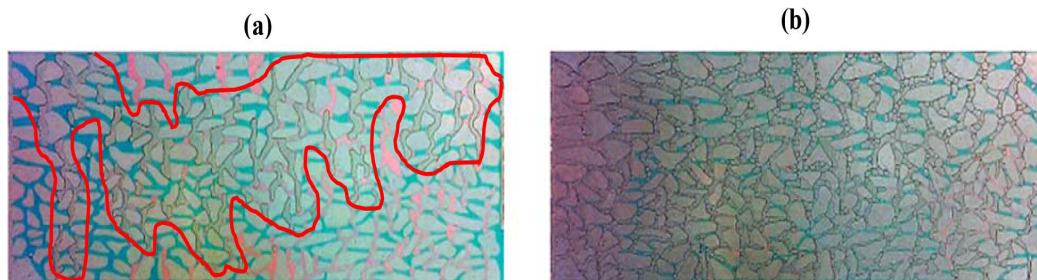


Fig. 3 Distribution of final remaining oil saturation at the end of the gas injection scenario (Figure a) and the foam injection scenario (Figure b).

### Conclusions

This study investigates the impact of foam on fluid diversion to target areas with higher remaining oil in a heterogeneous porous layered environment. For this purpose, a glass micromodel with two sections having different permeabilities was used. The most important findings are as follows:

- In foam injection, two dynamic regions (with high

mobility and low foam saturation) and static regions (with low mobility and high foam saturation) were observed.

- Foam injection increased the gas viscosity and improved piston-like movement, resulting in an increase in the remaining oil recovery from 66% during gas injection to 98%.
- In the low-permeability layer, gas injection recovered



only 9% of the remaining oil, whereas foam injection increased this recovery to 85%.

These results indicate that foam can enhance the performance of gas injection in heterogeneous layered environments.

### References

1. Bedrikovetsky P. Mathematical theory of oil and gas recovery: with applications to ex-USSR oil and gas fields: Springer Science & Business Media; 1993.
2. Boersma D, Hagoort J. Displacement characteristics of nitrogen vs. methane flooding in volatile-oil reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*. 1994;9(04):261-5.
3. Lake LW. Enhanced oil recovery. 1989.
4. Rossen W, Van Duijn C. Gravity segregation in steady-state horizontal flow in homogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004;43(1-2):99-111.
5. Wellington S, Vinegar H. Surfactant-induced mobility control for carbon dioxide studied with computerized tomography. ACS Publications; 1988.
6. Chang Y-B, Lim M, Pope G, Sepehrnoori K. CO<sub>2</sub> flow patterns under multiphase flow: heterogeneous field-scale conditions. *SPE Reservoir Engineering*. 1994;9(03):208-16.
7. Waggoner J, Castillo J, Lake LW. Simulation of EOR processes in stochastically generated permeable media. *SPE formation evaluation*. 1992;7(02):173-80.
8. Zapata VJ, Lake LW, editors. A theoretical analysis of viscous crossflow. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; 1981: OnePetro.
9. Talebian SH, Masoudi R, Tan IM, Zitha PLJ. Foam assisted CO<sub>2</sub>-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014;120:202-15.
10. Thompson K, Gdansk R. Laboratory study provides guidelines for diverting acid with foam. *SPE Production & Facilities*. 1993;8(04):285-90.
11. Huh D, Handy L. Comparison of steady-and unsteady-state flow of gas and foaming solution in porous media. *SPE reservoir engineering*. 1989;4(01):77-84.
12. Ma K, Lontas R, Conn CA, Hirasaki GJ, Biswal SL. Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics. *Soft Matter*. 2012;8(41):10669-75.
13. Jian G, Fernandez CA, Puerto M, Sarathi R, Bonneville A, Biswal SL. Advances and challenges in CO<sub>2</sub> foam technologies for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;202:108447.
14. Talebian SH, Tan IM, Sagir M, Muhammad M. Static and dynamic foam/oil interactions: Potential of CO<sub>2</sub>-philic surfactants as mobility control agents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2015;135:118-26.
15. Sayadi, S. , Chahardowli, M. , & Simjoo, M. (2021). Study of Mechanisms Affecting the Heavy Oil Recovery in the Polymer Alternating CO<sub>2</sub> Injection using Micro-model. *Journal of Petroleum Research*, 31(1400-1), 83-95. doi: 10.22078/pr.2020.4216.2911