

# مطالعه سازوکارهای مؤثر بر بازیافت نفت در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید با استفاده از میکرومدل

صبا صیادی، محمد چهاردولی\* و محمد سیم‌جو

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

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۷/۳۰

## چکیده

استفاده از روش تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید در مخازن نفت سنگین می‌تواند باعث افزایش بازیافت نفت شود. در این روش، بازده جابه‌جایی میکروسکوپی با حضور گاز بهبود می‌یابد و بازده جاروبی میکروسکوپی توسط پلیمر بهبود می‌یابد و مجموع این دو اثر باعث عملکرد بهتر این روش می‌شود. در این مطالعه، سازوکارهای تولید نفت در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید با استفاده از میکرومدل شیشه‌ای بررسی شده است. میکرومدل دوبعدی آب‌دوست با الگوی تولیدی-تزریقی مورب برای تجسم حفرات در طول آزمایش‌های جریان استفاده شد که توسط یک دوربین با وضوح بالا به منظور ضبط رخدادهای میکروسکوپی در هنگام جابه‌جایی نفت گرانوژ تجهیز گردید. یک نفت مدل پارافینی با ویسکوزیته  $0.28 \text{ Pa}\cdot\text{s}$  برای شبیه‌سازی شرایط مخزن نفت گرانوژ، و پلی‌آکریل آمید جزئی هیدرولیز شده با غلظت  $1500 \text{ ppm}$  برای کنترل تحرک فاز آبی استفاده شد. در ابتدا میکرومدل به ترتیب با تزریق آب شور تا رسیدن به اشباع صد در صدی آب و سپس با تزریق نفت تا رسیدن به اشباع آب کاهش نیافتنی اشباع گردید. سپس برای بررسی جریان‌های سه‌فازی بازیافت نفت باقی‌مانده، چرخه‌های متناوب پلیمر و گاز در دو نسبت پلیمر به گاز ۱:۱ و ۲:۱ تزریق شد. در این پژوهش، رخدادهای میکروسکوپی مؤثر در جابه‌جایی نفت گرانوژ در طی فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید بررسی شد که منجر به شناسایی چندین سازوکار مؤثر در بازیافت نفت از طریق بهبود جریان بین منافذ دور زده شده و سیال تزریقی گردید. تشکیل خوشه‌های متحرک گاز و الاستیسیته پلیمر منجر به بازیابی افزایشی نفت شد. خوشه‌های متحرک، دو پدیده آشام دوتایی و تخلیه دوتایی را در مقیاس منافذ ایجاد نمود. جاروب حفره به حفره نفت توسط محلول پلیمر، تشکیل رشته‌های پلیمری پیوسته و ناپیوسته، وجود حباب‌ها و خوشه‌های گازی متحرک از دیگر سازوکارهای شناسایی شده برای بازیابی افزایشی نفت در این فرآیند هستند. بررسی میکروسکوپی و کمی آزمایش‌ها نشان دهنده بهبود بازده جاروب حجمی نفت گرانوژ در اثر تزریق متناوب پلیمر و گاز می‌باشد. بازیافت نهایی نفت حاصل از این روش در دو نسبت ۱:۱ و ۲:۱ به ترتیب ۷۶٪ و ۷۳٪ بود که نشان‌دهنده عملکرد بهتر نسبت پلیمر به گاز ۱:۱ می‌باشد. نتایج بیانگر عملکرد خوب این روش در مقیاس آزمایشگاهی است و این روش از پتانسیل خوبی برای ازدیاد برداشت نفت برخوردار است.

**کلمات کلیدی:** میکرومدل، مطالعه سازوکاری، تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید، نفت گرانوژ، ازدیاد برداشت.

\*مسئول مکاتبات

chahardowli@sut.ac.ir

آدرس الکترونیکی  
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4216.2911)

## مقدمه

و ناپیوسته محلول پلیمری<sup>۳</sup> در محیط متخلخل، گسیختگی محلول پلیمر<sup>۴</sup> و به دام افتادن نفت و محلول پلیمر از جمله سازوکارهای شناخته شده در فرآیند سیلاب‌زنی پلیمر هستند [۹]. سیلاب‌زنی پلیمر علاوه بر بهبود بازده جاروبی می‌تواند بازده جابه‌جایی را نیز افزایش دهد که بهبود بازده جابه‌جایی معمولاً به رفتار ویسکوالاستیک پلیمر نسبت داده شده است [۱۰-۱۲ و ۶].

در سالیان اخیر روش تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید به عنوان یک روش ازدیاد برداشتی به منظور بهبود بازده‌های جابه‌جایی و جاروب برای ازدیاد برداشت از مخازن دارای نفت گرانبه‌ارائه شده است. غلبه بر پدیده انگشتی شدن ویسکوز و کاهش غلظت و حجم محلول پلیمر تزریقی از جمله مزایای این روش بوده و به نظر می‌رسد که عملکرد بهتری نسبت به فرآیند تزریق متناوب آب و گاز دارد. روش تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید بر هم‌افزایی سازوکارهای هر دو روش با هدف افزایش راندمان جابه‌جایی در مخازن دارای نفت گرانبه‌ارائه تمرکز دارد. تاکنون مطالعات اندکی به بررسی پتانسیل ازدیاد برداشتی این روش پرداخته است. تمامی این مطالعات بیانگر بهبود عملکرد این روش نسبت به روش تزریق متناوب آب و گاز می‌باشد. همچنین، نتایج مطالعات شبیه‌سازی نشان می‌دهد که فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز نسبت به غلظت پلیمر و جذب آن در سطح منافذ حساس بوده به طوری که پلیمر با جذب کمتر و یا غلظت بیشتر پلیمر منجر به بازیابی بیشتر نفت می‌گردد [۱۳-۱۸]. با توجه به مقالات منتشر شده، تاکنون سازوکارهایی که باعث تولید نفت باقی‌مانده با روش تزریق متناوب پلیمر و گاز در مقیاس میکروسکوپی از محیط متخلخل می‌شود، مورد بررسی قرار نگرفته است. در این پژوهش،

در مخازن دارای نفت گرانبه‌ارائه به دلیل نسبت تحرک‌پذیری نامناسب بین فاز جابه‌جا کننده و فاز جابه‌جا شونده، بازده جابه‌جایی و جاروب ضعیف می‌باشد. بنابراین به منظور افزایش بازیافت نفت گرانبه‌ارائه باید نسبت تحرک‌پذیری را بهبود بخشید. بهبود نسبت تحرک‌پذیری با افزایش ویسکوزیته فاز آبی و کاهش ویسکوزیته فاز نفتی امکان‌پذیر می‌باشد. تزریق غیرامتزاجی گاز کربن‌دی‌اکسید یکی از روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی است که با سازوکار کاهش ویسکوزیته فاز نفتی همراه است. علاوه بر این، رانش گاز محلول، تورم نفت و امتزاج‌پذیری به عنوان سازوکارهای مؤثر در جابه‌جایی نفت توسط گاز تزریقی شناخته شده‌اند. با این حال به دلیل نسبت نامناسب ویسکوزیته کربن‌دی‌اکسید به نفت گرانبه‌ارائه ترکیبی از پدیده‌های بالاروی<sup>۱</sup> و انگشتی شدن ویسکوز گاز از طریق مناطق نفوذپذیرتر منجر به رسوخ زود هنگام گاز و در نهایت، تولید نفت کمتری می‌شود [۲ و ۱]. یکی دیگر از روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن دارای نفت گرانبه‌ارائه، روش تزریق پلیمر است. در این روش با افزایش ویسکوزیته فاز آبی و کاهش نفوذپذیری نسبی آن، تولید نفت گرانبه‌ارائه افزایش می‌یابد. تزریق پلیمر به بهبود بازده جاروب سطحی و عمودی سازند به ویژه در مناطق با نفوذپذیری بالا کمک می‌کند [۳-۵]. در طی سیلاب‌زنی پلیمر، نفت باقی‌مانده در مخزن در اثر جریان پلیمر جابه‌جا شده و به رگه‌های نفتی تغییر شکل داده و با پیوند این رگه‌ها به یکدیگر، نفت باقی‌مانده در محیط متخلخل تولید می‌شود. علاوه بر ویسکوزیته محلول پلیمر، خاصیت الاستیسیته آن نیز در تقویت راندمان جاروب مؤثر است. همچنین، خصوصیات اصلی پلیمر تا حد زیادی تحت تأثیر شوری آب بوده و با افزایش غلظت محلول پلیمر تزریقی، نفت در جای بیشتری می‌تواند بازیافت گردد [۶-۸]. پیکربندی فازها، جریان رشته‌های پیوسته

1. Override
2. Phases Configuration
3. Flow of Continuous and Discontinuous String of Polymer Solution
4. Polymer Solution Snap-off

تهیه شده به رنگ سفید مشاهده گردید. خواص مواد استفاده شده در طی آزمایش‌ها در جدول ۱ آورده شده و واحدها در سیستم SI ارائه شده است.

### تجهیزات و روش انجام کار

در طی انجام آزمایش‌ها، از میکرومدل شیشه‌ای با الگوی تولیدی - تزریقی مورب برای مشاهده‌ی الگوهای جریان به منظور بررسی سازوکارهای جریان در منافذ استفاده شد. خواص فیزیکی میکرومدل استفاده شده، در جدول ۲ آورده شده است. تخلخل سیستم و میزان بازیافت نفت، با استفاده از آنالیز تصویر به کمک نرم‌افزار متلب محاسبه شده و به منظور صحت‌سنجی روش نتایج با استفاده از نرم‌افزار فتوشاپ مجدداً مورد محاسبه قرار گرفت که نتایج یکسانی به دست آمد.

تجهیزات طراحی شده برای انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی متناوب پلیمر و گاز شامل یک میکرومدل شیشه‌ای افقی، پمپ‌های سرنگی تزریقی، میکروسکوپ USB، منبع نور، نگهدارنده میکرومدل، دوربین دیجیتال، رایانه (تحلیل‌گر تصاویر) و ظرف جمع‌آوری سیالات تولیدی است، که در شکل ۱ شماتیک تجهیزات طراحی شده سیلاب‌زنی میکرومدل نشان داده شده است.

رخدادهای جابه‌جایی نفت گرانبه با استفاده از فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز در میکرومدل شیشه‌ای مورد بررسی قرار گرفته است.

### مواد، تجهیزات و روش کار آزمایشگاهی

در این مطالعه، از پارافین صنعتی با ویسکوزیته  $0.28 \text{ Pa.s}$  در دمای محیط به عنوان نفت مدل، از پلیمر FPAM3630S با وزن مولکولی میانگین  $20$  میلیون دالتون و درجه هیدرولیز  $25-30\%$ ، برای تهیه محلول پلیمر و از کربن‌دی‌اکسید به عنوان گاز تزریقی استفاده شد. نمک سدیم کلرید با وزن مولکولی  $58.44 \text{ kg/mol}$  و آب مقطر برای تهیه محلول پایه با شوری و غلظت  $3000 \text{ ppm}$  به کار برده شدند. به منظور مشاهده بهتر سیالات در محیط متخلخل، از رنگ قرمز شرکت مرک برای رنگی کردن فاز نفتی و از رنگ‌های خوارکی مرسوم در بازار که در آب قابل انحلال است، برای رنگی کردن فاز آبی و محلول پلیمر استفاده گردید. با توجه به اندازه‌گیری انجام شده، افزودن این رنگ‌ها تأثیر قابل توجهی بر کشش سطحی ندارد. در تمامی آزمایش‌ها آب اولیه، نفت، پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید به ترتیب آبی، قرمز، سبز رنگ و بدون رنگ می‌باشد. گاز کربن‌دی‌اکسید در تصاویر

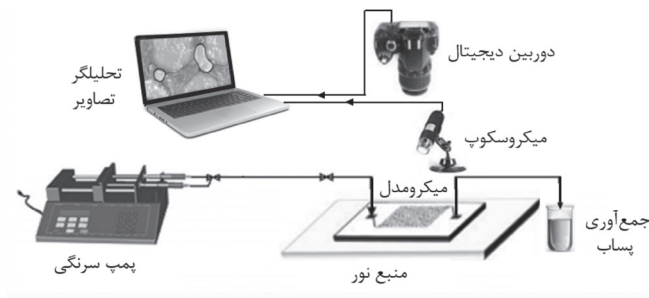
جدول ۱ خواص مواد استفاده شده در طی آزمایش‌ها

خواص سیال	محلول پلیمر (غلظت $1500 \text{ ppm}$ )	آب مقطر	پارافین
چگالی ( $\text{kg/m}^3$ )	۱۰۱۳	۱۰۰۰	۸۳۵
ویسکوزیته ( $\text{Pa.s}$ )	۰/۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۲۸

جدول ۲ پارامترهای فیزیکی میکرومدل استفاده شده در کار

حجم فضای خالی ( $\text{m}^3$ )	نسبت ابعاد <sup>۱</sup>	تخلخل	عدد کوردینانسی	قطر متوسط حفرات (m)	عمق متوسط حفرات (m)	عرض (m)	طول (m)
$0.365 \times 10^{-6}$	۰/۸	۰/۴۹	۳	۰/۰۰۰۵	۰/۰۰۰۲	۰/۰۶۱	۰/۰۶۱

1. Aspect ratio



شکل ۱ شماتیک تجهیزات سیلاب‌زنی میکرومدل

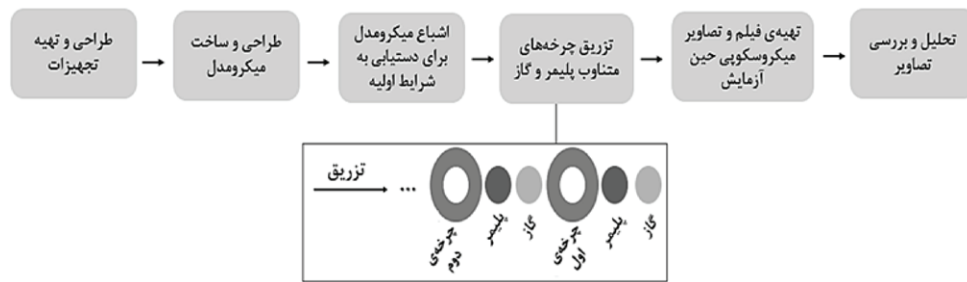
می‌باشد. بنابراین در این پژوهش از نفوذ مولکولی کربن‌دی‌اکسید در پارافین صرف‌نظر شده است. شرح آزمایش‌های انجام شده برای بررسی سازوکارهای مؤثر بر بازیافت نفت گرانبه با استفاده از فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید در جدول ۳ آورده شده است.

برای انجام هر دو آزمایش، در ابتدا میکرومدل به طور کامل با محلول پایه (آب با شوری ۳۰۰۰ ppm) اشباع شد. فرآیند اشباع با تزریق آب شور در دبی  $0.002 \text{ mL/min}$  معادل  $11^{-10} \text{ m}^3/\text{s}$  انجام گردید. پس از اشباع کامل میکرومدل با آب شور، نفت مدل با دبی  $0.002 \text{ mL/min}$  به سیستم تزریق شد. فرآیند تزریق تا رسیدن به سطح اشباع آب کاهش نیافتنی (زمانی که هیچ آبی از سیستم تولید نشد) ادامه یافت. در ادامه در هر دو آزمایش PAGB 1500 و PAGA1500، ابتدا گاز کربن‌دی‌اکسید تزریق گردید (چرخه اول). پس از تزریق گاز در چرخه اول، لخته‌های پلیمر با غلظت ۱۵۰۰ ppm و گاز کربن‌دی‌اکسید به صورت یک در میان در هر دو آزمایش تزریق شدند. فلوجارت روش انجام کار و همچنین چرخه‌های تزریق پلیمر و گاز در شکل ۲ نشان داده شده است.

از دو پمپ سرنگی مشابه سری SP محصول شرکت ثریا سفیر سپاهان برای تزریق سیال با دقت بالا و برابر با  $12-10 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$  استفاده شد. یک دوربین دیجیتال با کیفیت QHD برای تصویربرداری از توزیع سیالات در زمان‌های مختلف و نیز یک میکروسکوپ دیجیتال مدل USB با قدرت زوم  $1000 \times$  برای تهیه تصاویر میکروسکوپی مورد استفاده قرار گرفت. از منبع نور برای تهیه تصاویر با وضوح بهتر استفاده شد. تصاویر میکروسکوپی تهیه شده با استفاده از نرم‌افزار Image J مقیاس‌گذاری شدند. اشباع فازها و تخلخل سیستم با آنالیز تصاویر محاسبه گردید. نمودارهای رفتار فازی سیستم‌های آلکانی- کربن‌دی‌اکسید نشان می‌دهد که در شرایط آزمایش‌های انجام شده این فازها امتزاج‌ناپذیر می‌باشند. علاوه بر این به منظور بررسی امکان انتقال جزیی کربن‌دی‌اکسید در سطح مشترک نفت و کربن‌دی‌اکسید، ضریب نفوذ مولکولی مولکولی کربن‌دی‌اکسید در پارافین نیز محاسبه گردید. بدین منظور از رابطه تجربی Wil-ke-Chang استفاده شده و با قرار دادن وزن مولکولی تقریبی  $44 \text{ g/mol}$  و گرانبه  $0.028 \text{ Pa.s}$ ، ضریب نفوذ مولکولی کربن‌دی‌اکسید در پارافین در حدود  $10^{-12} \text{ m}^2/\text{s}$  به دست آمد که نشان‌دهنده نفوذ بسیار کمی

جدول ۳ شرح آزمایش‌های انجام شده

نام آزمایش	سناریو	سیال تزریقی	دبی تزریقی (mL/min)	سرعت تزریق (PV/h)	نسبت پلیمر به گاز
PAGA1500	تزریق متناوب پلیمر و گاز	محلول پلیمر ۱۵۰۰ ppm به صورت تزریق چرخه‌ای با گاز کربن‌دی‌اکسید	۰/۰۰۶	۱	۱:۱
PAGB1500	تزریق متناوب پلیمر و گاز	محلول پلیمر ۱۵۰۰ ppm به صورت تزریق چرخه‌ای با گاز کربن‌دی‌اکسید	۰/۰۰۶	۱	۲:۱



شکل ۲ فلوجارت روش انجام کار در این مطالعه

تکرار شد. در ادامه نتایج حاصل از این آزمایش‌ها مورد بحث قرار می‌گیرد.

#### مطالعات پایه

نتایج حاصل از آزمایش‌های تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید به‌تنهایی در شکل ۳ (الف) و تزریق پلیمر به‌تنهایی در شکل ۳ (ب) در شرایط یکسان با سایر آزمایش‌ها نشان داده شده است. همانطور که در شکل ۳ (الف) مشاهده می‌شود، کربن‌دی‌اکسید از کناره‌های میکرومدل حرکت کرده و مناطق میانی میکرومدل دست نخورده باقی مانده است. همچنین، شکل ۳ (ب) نشان می‌دهد که در تزریق پلیمر نیز محلول پلیمری بیشتر از نواحی میانی حرکت کرده و برعکس تزریق گاز کناره‌ها دست نخورده هستند. با ترکیب این دو روش در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز، بخش اعظمی از میکرومدل جاروب شده و بازده جاروب و جابه‌جایی افزایش می‌یابد که در ادامه مورد بحث قرار می‌گیرد.

در هر دو آزمایش، پس از فرآیند تخلیه اولیه (تزریق نفت مدل به دنبال آب شور)، فیلم نازکی از آب بر روی دیواره حفرات تشکیل گردید که بیانگر آب‌دوست بودن سیستم است (شکل ۴). علاوه بر فیلم آب تشکیل شده بر روی دیواره، در برخی از حفرات آب شور به دام افتاد (شکل ۵) که به عنوان اشباع آب اولیه (کاهش نیافتنی) در نظر گرفته شد.

در آزمایش PAGA1500 نسبت حجم متناوب محلول پلیمر تزریق شده به حجم گاز تزریق شده ۱:۱ و اندازه هر لخته پلیمر و گاز ۰/۱ برابر حجم محیط متخلخل (PV) بود. در آزمایش PAGB1500 نسبت حجم محلول پلیمر به گاز تزریق شده ۲:۱ در نظر گرفته شد. اندازه هر لخته از محلول پلیمر و گاز تزریقی در این آزمایش به ترتیب ۰/۱ PV و ۰/۰۵ PV بود.

در هر دو آزمایش لخته‌های پلیمر و کربن‌دی‌اکسید در دبی یکسان و برابر با ۱ PV/h معادل ۰/۰۰۶ mL/min ( $1 \times 10^{-10} \text{ m}^3/\text{s}$ ) تزریق گردید.

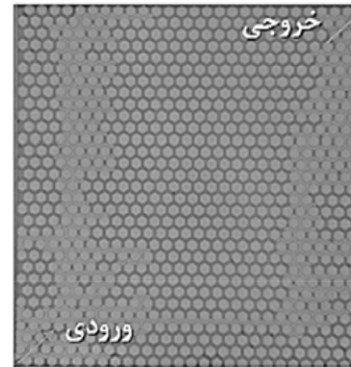
تزریق با دبی معادل سرعت  $3/5 \mu\text{m/s}$  سیال تزریقی با گرانیروی ۰/۰۲۸ Pa.s، کشش سطحی ۰/۰۱۴ N.m و عدد موینگی در حدود  $6-10 \times 7$  انجام گردید. نتایج میکروسکوپی و ماکروسکوپی حاصل از این دو آزمایش، همچنین نتایج کمی میزان نفت بازیافت شده در دو آزمایش مذکور در ادامه بیان شده است.

#### بحث و نتایج

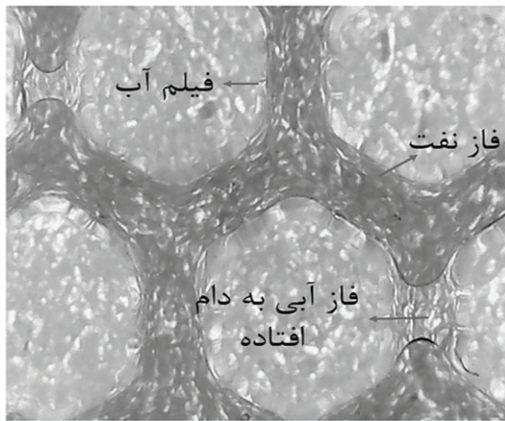
به منظور بررسی تکرارپذیری نتایج، آزمایش‌ها چند بار تکرار گردیده و در زمان‌های مختلف از بخش‌های گوناگون میکرومدل، عکس‌های میکروسکوپی تهیه شد. در هر دو آزمایش PAGA1500 و PAGB1500 و نیز تکرار آن‌ها سازوکارهای جابه‌جایی، الگوی جاروب ماکروسکوپی و نحوه حرکت جبهه سیال



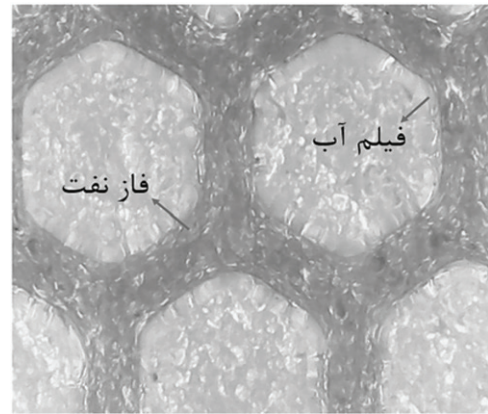
ب) فرایند تزریق پلیمر با غلظت ۱۵۰۰ ppm  
دبی تزریقی ۰/۱ PV/h  
برابر ۰/۰۰۶ mL/min



الف) فرایند تزریق گاز  
دبی تزریقی ۰/۱ PV/h  
برابر ۰/۰۰۶ mL/min



شکل ۵ توزیع سیالات در محیط متخلخل بعد از فرآیند تخلیه اولیه



شکل ۴ حضور فیلم آب بر روی دیواره حفرات و گلوگاه‌ها بعد از فرآیند تخلیه اولیه

توسط اورن و پینزوسکی در سال ۱۹۹۴ نیز گزارش شده است [۱۹].

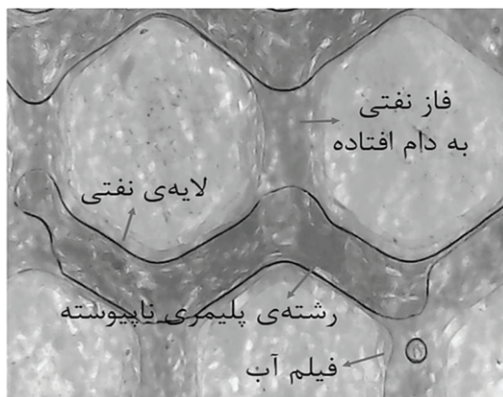


شکل ۶ حضور لایه‌ای از فاز نفتی بین فاز گاز و فیلم آب موجود بر دیواره

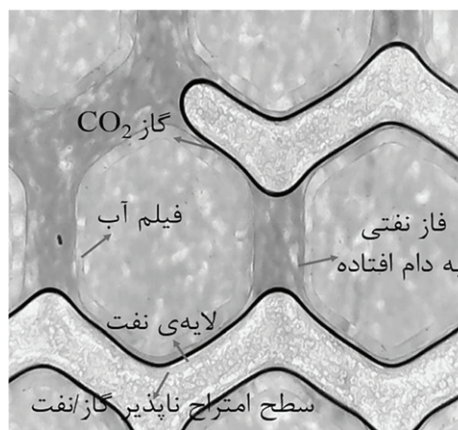
بعد از فرآیند تخلیه اولیه، ابتدا گاز (لخت اول) تزریق و سپس پلیمر (لخته‌ی دوم) و گاز کربن‌دی‌اکسید به صورت متناوب تزریق گردید. در مسیر جریان گاز در محیط متخلخل، لایه پیوسته‌ای از نفت بین آب چسبیده به دیواره‌ها و گاز شکل گرفت که می‌تواند ناشی از مثبت بودن ضریب پخش‌شدگی بین نفت و آب (که عبارت است از کشش سطحی بین آب/گاز منهای کشش سطحی بین نفت/گاز منهای کشش بین سطحی آب/نفت) در حضور گاز باشد، این رفتار در شکل ۶ نشان داده شده است. همچنان که در شکل ۷ مشاهده می‌شود در فرآیند تزریق گاز به میکرومدل در مسیر حرکت گاز، گاز برخی از حفرات را دور زده و باعث به دام افتادن نفت شده است. این سازوکار در مطالعه منتشر شده

از زمانی است که آب بعد از گاز تزریق شد. دلیل این امر ممکن است خاصیت الاستیسیته پلیمر در مقایسه با آب باشد که باعث جابه‌جایی لایه نازک و ممتد نفت موجود بین لایه آب و جبهه‌ی پلیمر شود. در شرایط سیستم نفت‌دوست، سازوکار نشان شده در شکل ۹ تأثیر کمتری بر روی بازیافت نفت دارد [۲۱].

وانگ و همکارانش پروفایل سرعت را برای سیالات نیوتنی و غیرنیوتنی در لوله‌های مویینه گزارش کرده و مشاهده نمودند که گرادیان سرعت در نزدیکی دیواره لوله مویینه برای سیالات الاستیک به طور قابل ملاحظه‌ای بیشتر از سیالات نیوتنی است [۶]. بنابراین، یک نیروی قوی‌تر در طول جریان محلول پلیمر در مقایسه با آب تولید می‌شود و باعث تقویت سازوکار برداشت لایه‌رو و کاهش فیلم‌های نفتی از سطح حفرات شده که در نهایت منجر به ارتقاء بازده جابه‌جایی نفت می‌شود. در این حالت، فیلم آب در جای خود باقی‌مانده و یک فیلم نفت بر روی فیلم آب تشکیل می‌شود که پس از تشکیل این لایه ممتد، محلول پلیمر تزریق شده بر روی این لایه جریان می‌یابد. در واقع سیستم دارای ترشوندگی مجازی شده و به مرور زمان و با ادامه سیلاب‌زنی پلیمر این لایه نازک‌تر می‌شود. بنابراین، تغییر ترشوندگی مجازی این سیستم به دلیل اثر لایه‌رو باعث افزایش بازیافت نفت می‌شود.

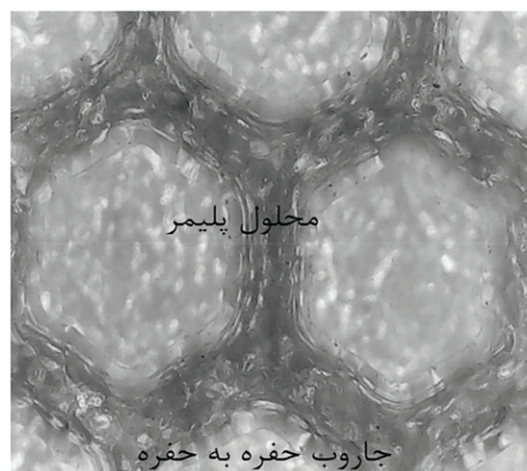


شکل ۹ رشته پلیمری ناپیوسته



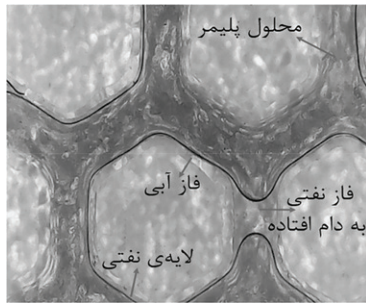
شکل ۷ فاز نفتی دور زده شده و به دام افتاده

با تزریق پلیمر به عنوان لخته‌ی دوم، فاز نفتی به دام افتاده در حفراتی که در لخته‌ی تزریقی قبل، گاز در آن‌ها جریان داشت توسط محلول پلیمر جابه‌جا شد. همچنین پلیمر، نفت باقی‌مانده در سایر نواحی که مورد هجوم گاز واقع نشده است را نیز جاروب می‌کند. در ادامه فرآیند، پلیمر نفت موجود در برخی از حفرات و گلوگاه‌ها را به طور کامل و به صورت حفره به حفره جابه‌جا نمود که بخشی از این نفت توسط نیروهای مویینی ناشی از حضور پلیمر در دو طرف توده نفتی، مجدداً در حفره‌ها و گلوگاه‌ها به دام افتاد (شکل ۸).

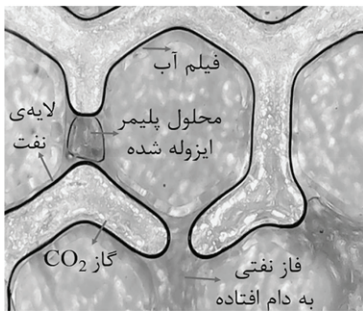


شکل ۸ جابه‌جایی کامل و حفره به حفره فاز نفتی توسط محلول پلیمر

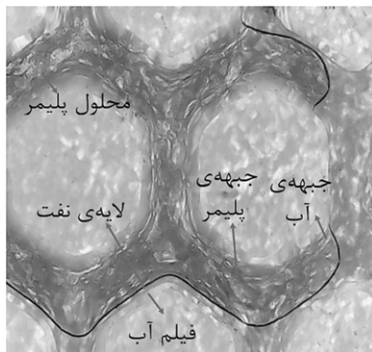
علاوه بر این، لایه نازکی از نفت نیز بر روی فیلم آب تشکیل شده بر روی دیواره حفرات، باقی ماند که می‌تواند ناشی از وجود سازوکار برداشت لایه‌رو<sup>۱</sup> باشد [۲۰]. ضخامت این لایه نفتی نازک‌تر



شکل ۱۰ تشکیل لایه نازکی از نفت بین فیلم آب و محلول پلیمر



شکل ۱۱ ایزوله شدن محلول پلیمر



شکل ۱۲ تشکیل دو جبهه سیال در مسیر جریان محلول پلیمر

اما محلول پلیمر ایزوله شده، متحرک بوده و می‌تواند در محیط متخلخل جریان یابد. حرکت این محلول پلیمر باعث به هم پیوستن فازهای نفتی به دام افتاده شده و در نهایت، منجر به تولید افزایشی نفت می‌گردد. به دام افتادن محلول پلیمر و متحرک بودن آن در محیط متخلخل باعث به هم پیوستن نفت به دام افتاده در حفرات شده و رگه‌های نفتی را تشکیل می‌دهد که این مسئله باعث افزایش تولید نفت می‌شود [۹].

پس از اولین لخته تزریقی محلول پلیمر، نفت باقی‌مانده در لخته‌های بعدی پلیمر توسط دو سازوکار اصلی بازیافت می‌شود. ابتدا محلول پلیمر، نفت به دام افتاده در حفرات تزریقی پلیمر در چرخه‌های قبلی گاز را جابه‌جا می‌کند و سپس محلول پلیمر نفت به دام افتاده در نواحی دیگر در چرخه‌های قبلی گاز را جابه‌جا می‌نماید. علاوه بر این در چرخه‌های تزریقی به دلیل تحرک بالا و نامناسب گاز، انگشتی شدن گاز رخ می‌دهد. با تزریق محلول پلیمر در مسیر جریان دو جبهه سیال تشکیل می‌شود (شکل ۱۰) که در آن جبهه آب قبل از جبهه پلیمر و بعد از فاز نفتی قرار دارد. این مشاهده با تئوری جریان جزئی<sup>۱</sup> محلول‌های پلیمر مطابقت دارد [۲۲]. تشکیل جبهه آب ممکن است ناشی از جابه‌جایی فیلم آب موجود بر دیواره و یا جدایش آب از محلول پلیمر باشد. وانگ و همکارانش نشان دادند که اگر یک سیال با خواص الاستیک (محلول پلیمر) در حفرات با انتهای بسته<sup>۲</sup> جریان یابد، استرس نرمال بین نفت و محلول پلیمر به استرس برشی حاصل از زنجیره‌های طولانی مولکولی اضافه می‌شود. بنابراین، پلیمر نیروی بیشتری را به نفت وارد می‌کند و آن را از حفرات با انتهای بسته خارج می‌کند. به طور کلی، مقدار نفت باقی‌مانده خارج شده از حفرات با انتهای بسته با الاستیسیته سیال محرک متناسب است [۲۴ و ۲۳]. پلیمر ویسکوالاستیک نفت را به جلو رانده و به دلیل خاصیت الاستیک خود باعث ایجاد سازوکار اثر بیرون راندگی<sup>۳</sup> و خروج نفت از حفرات با انتهای بسته می‌شود (شکل ۱۱). نسبت مادول الاستیک به مادول ویسکوز برای نشان دادن الاستیسیته یک سیال مفید است. با افزایش این نسبت، راندمان جابه‌جایی میکروسکوپی افزایش می‌یابد. با افزایش الاستیسیته سیال جابه‌جا کننده، اشباع نفت به دام افتاده در حفرات با انتهای بسته کاهش می‌یابد. همچنین به همین دلیل، اکثر حفرات و گلوگاه‌ها به وسیله محلول پلیمر کاملاً جاروب می‌شوند (شکل ۱۲) [۲۵ و ۲۰].

1. Fractional Flow  
2. Dead End Pores  
3. Pulling Effect Mechanism



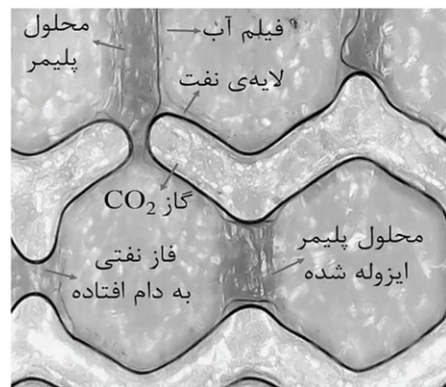
وجود خوشه‌های گازی متحرک باعث ایجاد دو پدیده آشام دوتایی<sup>۲</sup> و تخلیه دوتایی<sup>۳</sup> و ترکیبی از تخلیه و آشام در محیط متخلخل می‌شود. در پدیده آشام دوتایی، محلول پلیمر- نفت و نفت - گاز را جابه‌جا می‌کند (شکل ۱۶). در پدیده تخلیه دوتایی، گاز- نفت و نفت - محلول پلیمر را جابه‌جا می‌کند (شکل ۱۷). به دلیل اثر انسداد حباب‌های گاز، محلول پلیمر و نفت در بعضی از حفرات به دام افتاده و قابلیت حرکت ندارند. با کمک سازوکارهای ستون جریان و رگه‌های نفتی، رگه‌های نفتی ناشی از استرس نرمال توسط محلول پلیمر پایدار می‌شوند. در طی چرخه‌های تزریق پلیمر در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن دی اکسید، نفت باقی‌مانده در محیط توسط پلیمر جابه‌جا شده و رگه‌های نفتی را تشکیل می‌دهد و با ادامه فرآیند سیلاب‌زنی، این رگه‌های نفتی تولید می‌شوند. وجود خوشه‌های گازی متحرک موجود در محیط نیز باعث بهبود عملکرد پلیمر در ایجاد این رگه‌های نفتی شد. بر اساس مطالعه انجام شده توسط وانگ و همکارانش، محلول پلیمری ابتدا نفت را به صورت ستون‌های نفتی جابه‌جا می‌کند. سپس رگه‌های نفتی شکل می‌گیرد و با ادامه تزریق، رگه‌های نفتی تشکیل شده حرکت کرده و تولید می‌شوند [۲۶].



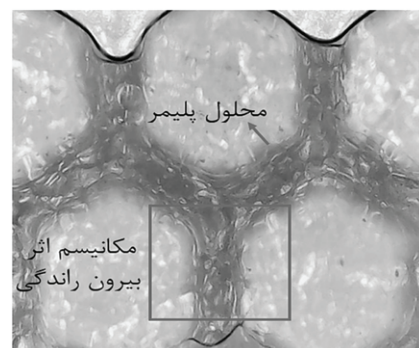
شکل ۱۶ پدیده آشام دوتایی

1. Snap-off
2. Double Imbibition
3. Double Drainage

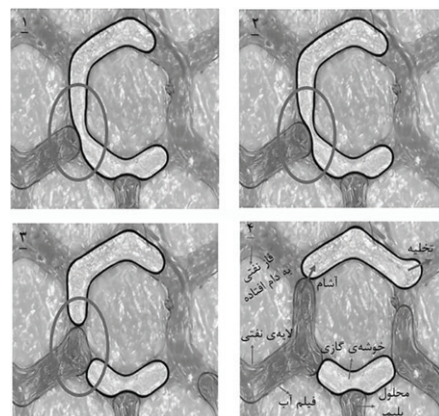
اشکال ۱۳ و ۱۴ این مورد را نمایش می‌دهند. با جریان یافتن محلول پلیمر در حفرات تزریقی پلیمر در چرخه‌های قبلی تزریق گاز به دلیل افزایش فشار و حضور نیروهای موینگی، کانال‌های طولانی گاز هر لحظه نازک‌تر شده و در نهایت، گسیختگی<sup>۱</sup> گاز رخ داده و حباب‌ها و خوشه‌های گاز شکل می‌گیرد (شکل ۱۵).



شکل ۱۳ به دام افتادن محلول پلیمر



شکل ۱۴ نفت باقی‌مانده در فرآیند تزریق پلیمر و سازوکار اثر بیرون راندگی



شکل ۱۵ رخداد پدیده گسیختگی گاز و تشکیل خوشه‌های گازی

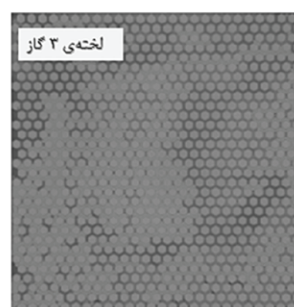
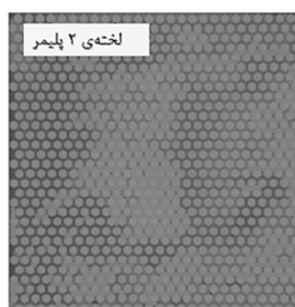
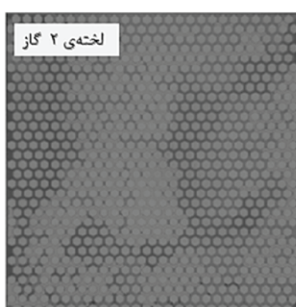
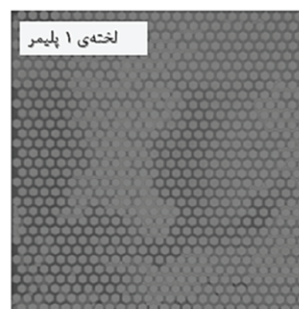
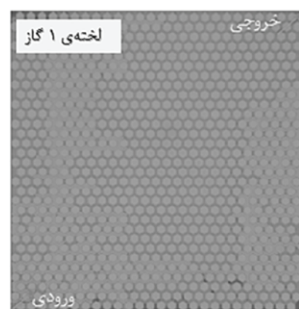
نخورده باقی می‌ماند. با تزریق محلول پلیمر، تحرک گاز به نحو مطلوبی کنترل می‌شود. محلول پلیمر تزریقی ناحیه گسترده‌تری را پوشش داده و از نواحی میانی که در دسترس گاز تزریقی نیستند، حرکت می‌کند. همچنین با مقایسه تصاویر میکروسکوپی دو آزمایش PAGA1500 و PAGB1500 می‌توان دریافت که بازده جاروب حجمی در نسبت پلیمر به گاز ۱:۱ بیشتر از نسبت پلیمر به گاز ۲:۱ می‌باشد. با تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید در نسبت ۱:۱ اشباع نفت گرانبه باقی‌مانده به حداقل مقدار خود رسید. ویسکوزیته و چگالی بالای محلول پلیمر در مقایسه با آب و همچنین الاستیسیته محلول پلیمر منجر به عملکرد بهتر محلول پلیمر در مقایسه با فرآیند تزریق متناوب آب و گاز می‌شود. کنترل بالای تحرک گاز و نسبت تحرک پایین‌تر در فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید منجر به حداکثر باز یافت نفت گرانبه گردید. بر اساس شکل ۱۸ گاز از کناره‌های میکرومدل حرکت کرده و سایر نواحی توسط محلول پلیمر جاروب می‌شوند. این فرآیند حداکثر بازده جاروب عمودی را دارد.



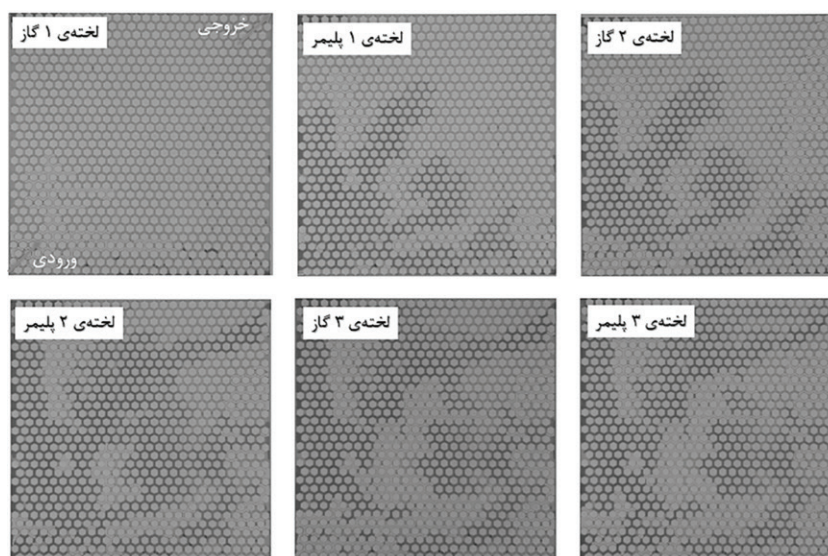
شکل ۱۷ پدیده تخلیه دوتایی

### مشاهدات میکروسکوپی و بررسی جبهه جریان

با توجه به اشکال ۱۸ و ۱۹ که پس از پایان یافتن فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید در میکرومدل تهیه شده‌اند، این فرآیند منجر به افزایش بازده جاروب حجمی شده است. با تزریق لخته گاز در چرخه اول به دلیل تحرک بالای فاز گازی ناشی از اختلاف چگالی آن با نفت گرانبه موجود در سیستم، حجم کمی از میکرومدل جاروب شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با تزریق لخته‌های گاز، کربن‌دی‌اکسید از کناره‌های میکرومدل حرکت می‌کند و نواحی میانی آن دست



شکل ۱۸ نمای میکروسکوپی از فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز در آزمایش PAGA1500 (نسبت ۱:۱)

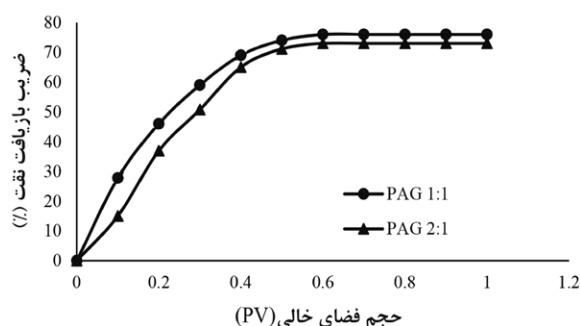


شکل ۱۹ نمای ماکروسکوپی از فرآیند تزریق متناوب پلیمر و گاز در آزمایش PAGB1500 (نسبت ۲:۱)

### نتایج بررسی کمی در آزمایش‌ها

برابر با ۷۳٪ نفت در جای اولیه بود. براساس نتایج حاصل در نسبت ۱:۱ نفت بیشتری جابه‌جا می‌شود. نتایج کمی حاصل بیانگر بالاتر بودن بازده جاروب حجمی در نسبت پلیمر به گاز ۱:۱ می‌باشد.

بر اساس نتایج حاصل از آنالیزها که در شکل ۲۰ نشان داده شده است، مقدار بازیافت نهایی حاصل از این فرآیند در نسبت ۱:۱ برابر با ۷۶ و در نسبت ۲:۱



شکل ۲۰ بازیافت نفت حاصل از تزریق متناوب پلیمر و گاز

### نتیجه‌گیری

جاروب شد. تزریق محلول پلیمر به صورت متناوب با گاز کربن‌دی‌اکسید باعث حرکت و جابه‌جایی پایدارتر جبهه سیال در مقیاس ماکروسکوپی شد. همچنین، در نسبت ۱:۱ از محلول پلیمر به گاز کربن‌دی‌اکسید تزریقی جاروب بهتری در مقایسه با نسبت ۲:۱ صورت گرفته و بازده جابه‌جایی بیشتر است.

در مقیاس میکروسکوپی نیز با تشکیل لایه پایداری از فاز نفتی بین فازهای آب و گاز در هنگام تزریق گاز در نواحی دست نخورده به کمک سازوکار لایه‌رو

نتایج حاصل از آزمایش‌های جابه‌جایی سیالات در میکرومدل شیشه‌ای آب‌دوست با الگوی همگن در شرایط محیطی و عدم تأثیر نیروی گرانش به شرح زیر می‌باشد:

تزریق متناوب پلیمر و گاز کربن‌دی‌اکسید عملکرد خوبی در بازیافت نفت گرانبرو در هر دو مقیاس میکروسکوپی و ماکروسکوپی دارد. در مقیاس ماکروسکوپی با جریان گاز و پلیمر از مسیرهای جداگانه، نفت بخش اعظمی از محیط متخلخل

در نسبت ۱:۱ و ۲:۱ به ترتیب ۷۶ و ۷۳٪ بود. نتایج نشان می‌دهد که روش تزریق متناوب پلیمر و گاز در مقیاس میکرو مدل عملکرد خوبی به نمایش گذاشته و از پتانسیل خوبی برای افزایش برداشت نفت در مقیاس آزمایشگاهی برخوردار است. با این حال، لازم است که مطالعات آزمایشگاهی بیشتری به منظور شناسایی بیشتر پتانسیل این روش انجام شود.

### تشکر و قدردانی

نویسندگان از دانشگاه صنعتی سهند بابت در اختیار قرار دادن گرنت پژوهشی شماره ۳۰/۲۲۴۲۰ سپاسگزاری می‌نمایند.

منجر به تولید نفت شد. همچنین، با جاروب حفره به حفره نفت توسط محلول پلیمر در نواحی دست نخورده، تشکیل رشته‌های پیوسته و ناپیوسته از محلول پلیمر، تشکیل فاز پلیمری متحرک به دام افتاده و تشکیل حباب‌ها و خوشه‌های گازی در محیط متخلخل و ایجاد دو پدیده آشام دوتایی و تخلیه دوتایی در نهایت منجر به ازدیاد نفت شده است. از طرفی، سازوکار بیرون‌راندگی نیز منجر به تولید نفت از حفرات با انتهای بسته شد. با توجه به آب‌دوست بودن سیستم، پیکربندی سیالات تر و غیر تر در سیستم کاملاً مشهود بود. در هنگام تزریق محلول پلیمر دو جبهه جریان تشکیل شد که جبهه آب مابین فاز نفتی و محلول پلیمر تزریقی ایجاد گردید. بازیافت نهایی نفت حاصل از این روش

### مراجع

- [1]. Zhang P, Huang S (2008) Coupling gas and polymer injection to improve heavy oil recovery confidential coupling gas and polymer injection to improve heavy oil recovery final report, Petroleum Technology Research Centre EOR Research Program.
- [2]. Holm L, Josendal V (1974) Mechanisms of Oil displacement by carbon dioxide, Journal of Petroleum Technology, 26, 12: 1427-1438.
- [3]. Sheng J, Leonhardt B, Azri N (2015) Status of Polymer-flooding technology, Society of Petroleum Engineers - SPE 174541.
- [4]. Caudle B, Witte M (1959) Production potential changes during sweep-out in a five-spot system, Journal of Petroleum Technology, 12, 12: 63-65.
- [5]. Barnes A (1962) The use of a Viscous Slug to improve waterflood efficiency in a reservoir partially invaded by bottom water, Society of Petroleum Engineers, SPE 334: 1147-1153.
- [6]. Wang D, Cheng J, Yang Q, Gong W, Li Q, Chen F (2000). Viscous-elastic polymer can increase microscale displacement efficiency in cores, In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, October 1-4, Dallas, Texas.
- [7]. Du Y, Guan L (2004). Field-scale polymer flooding : lessons learnt and experiences gained during past 40 years, In SPE International Petroleum Conference in Mexico. Society of Petroleum Engineers.
- [8]. Yang E, Song, K (2006). Displacement Mechanism of Polymer Flooding by Molecular Tribology. IOP Science, Chinese Physics Letters, 23, 9: 2491.
- [9]. Emami Meybodi H, Kharrat R, Nasehi Araghi M (2011). Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding, Journal of Petroleum Science and Engineering, 78, 2: 347-363.
- [10]. Zhang J C, Song K P, Liu L, Yang E L (2008) Investigation on mechanisms of polymer enhanced oil recovery by nuclear magnetic resonance and microscopic theoretical analysis, Chinese Physics Letters, 25, 5: 1750-1752.
- [11]. Tian Ju Ping, Yao K L (2001) Fractal viscous fingering and its scaling structure in random Sierpinski carpet, Chinese Physics, 10, 2: 128-133.
- [12]. Tian J P, Yao K (1963) Two-phase flow in correlated pore-throat random porous media, Chinese Physics, 11, 4: 358.

- [13]. Zhang Y, Huang S, Luo P (2010) Coupling immiscible CO<sub>2</sub> technology and polymer injection to maximize EOR performance for heavy oils, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49, 5: 27–33.
- [14]. Majidaie S, Khanifar A, Onur M, Tan I M (2012) A Simulation study of chemically enhanced water alternating gas (CWAG) injection, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Li W, Schechter D. (2014) Using polymer-alternating-gas to maximize CO<sub>2</sub> flooding performance for light oils, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.
- [16]. Kong X Delshad M Wheeler M (2015) A numerical study of benefits of adding polymer to WAG processes for a pilot case, In SPE reservoir simulation symposium, Society of Petroleum Engineers.
- [17]. Jamal M, Al-Nuaim S, Awotunde A A, AhmedKhan R (2016) Optimal Parameter selection in a polymer alternating gas PAG process, In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [18]. Li W, Sun J, Schechter D (2014) Polymer-alternating-gas simulation — a case study, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.
- [19]. Oren P E, Pinczewski W V (1994) Effect of wettability and spreading on recovery of waterflood residual oil by immiscible gasflooding, *SPE Formation Evaluation*, 9, 02: 149-156.
- [20]. Sedaghat M, Mohammadzadeh O, Kord S, Chatzis I (2016) Heavy oil recovery using ASP flooding: a pore-level experimental study in fractured five-spot micromodels, *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 94, 4: 779-791.
- [21]. Sedaghat M H, Hossein M (2013) Experimental and numerical investigation of polymer flooding in fractured heavy oil five-spot systems, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 3: 1–13.
- [22]. Walsh M P, Lake L W (1989) Applying fractional flow theory to solvent flooding and chase fluids, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2: 281–303.
- [23]. Wang D, Wang G, Wu W, Xia H, Yin H (2007) The Influence of viscoelasticity on displacement efficiency — from micro - to Macro scale, In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [24]. Wang D, Wang G, Xia H (2011) Large Scale high viscous-elastic fluid flooding in the field achieves high recoveries, *Society of Petroleum Engineers*, 9, 1–7.
- [25]. Wei B, Romero-Zeron, L, Rodrigue D (2014) Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery ( EOR ): a review, *Springer Science*, 4, 42: 113–121.
- [26]. Wang Demin Xia H, Liu Z, Yang Q (n.d( (2014) Study of the mechanism of polymer solution with visco-elastic behavior increasing microscopic oil displacement efficiency and the forming of steady, *Oil Thread, Flow Channels*, Society of Petroleum Engineers, 1–9.



# Study of Mechanisms Affecting the Heavy Oil Recovery in the Polymer Alternating CO<sub>2</sub> Injection using Micro-model

Saba Sayadi, Mohammad Chahardowli\* and Mohammad Simjoo

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

chahardowli@sut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4216.2911

Received: April/20/2020

Accepted: September/08/2020

## Introduction

Immiscible CO<sub>2</sub> injection is one of enhanced oil recovery methods. Gas override, viscous fingering and gas breakthrough phenomena and finally a poor sweeping efficiency occur in this method [1]. The heavy oil displacement occurs by dissolving gas drive, oil swelling, viscosity reduction and gas miscibility mechanisms in the gas injection process [2]. Another method that is used to enhance heavy oil recovery is polymer flooding. By injection of polymer solutions, the viscosity of the aqueous phase increases and its permeability decreases due to the polymer adsorption. The mechanisms of phase configuration, continuous and discontinuous polymer string, polymer solution snap off and trapping of the oil and the polymer solution were identified as the main mechanisms in oil recovery by polymer flooding [3-8]. It is possible to use the polymer alternating gas (CO<sub>2</sub>-PAG) injection to improve oil recovery. This method aims to improve the sweep efficiency of CO<sub>2</sub> injection using a polymer solution. The microscopic performance of CO<sub>2</sub> injection is combined with a modified macroscopic sweep efficiency provided by the polymer, and thus the resulting synergetic effect increases oil recovery [9]. Few studies are performed to investigate the (CO<sub>2</sub>-PAG) injection, but the underlying microscopic mechanism(s) that lead to incremental oil recovery need to be further investigated [4-10]. The goal of this paper is to investigate the microscopic phenomena during heavy oil displacement, and to gain further insight (s) into the flow mechanisms of the CO<sub>2</sub>-PAG injection. In this EOR method, stripping, gas snap-off, formation of gas blobs and clusters, pulling effect, pore to pore oil sweeping by polymer solution, formation of continuous and discontinuous polymer

string and polymer solution snap-off, formation of mobile gas clusters, polymer elasticity are observed and identified to be effective in the incremental oil recovery using the CO<sub>2</sub>-PAG process.

## Experimental

### Materials

In this study, industrial paraffin as representative of heavy oil, FPAM3630 (SNF) with an average molecular weight of 20 million Dalton, and CO<sub>2</sub> were used. Distilled water and sodium chloride salt were used to prepare a brine solution with a salinity of 3000 ppm (0.3%wt). Dyed red and neutral colors were used to better observe fluids in the micromodel. In all images, red, green, blue and white colors show oil, polymer, brine and gas, respectively. Fluid viscosities are listed in Table 1.

### Micro-model

In all experiments, a water-wet glass micro-model with a diagonal injection-production pattern was utilized to visually study the fluid displacement and the pore scale phenomena. The physical properties of the micro-model are shown in Table 2. The absolute porosity of the micro-model and the saturation of phases were obtained by using the Image Processing Toolbox in MATLAB software.

### Experimental Set-Up

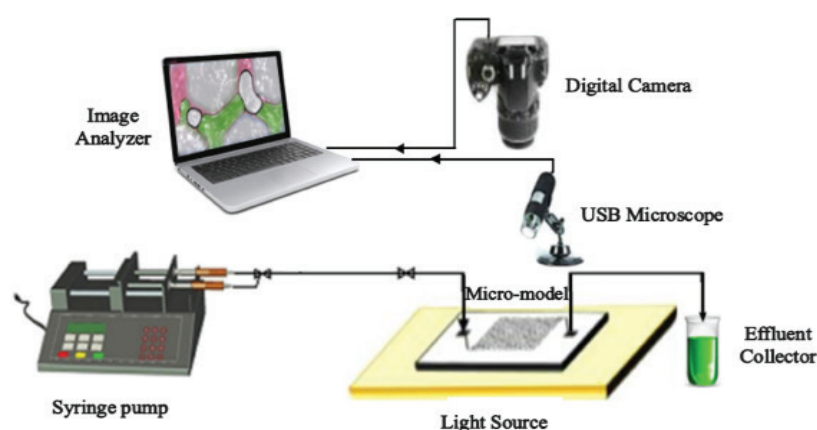
Figure 1 shows the micro-model setup, which consists of horizontal glass micro-model, high accuracy low injection flow rate syringe pumps ( $1.67 \times 10^{-12}$  m<sup>3</sup>/s), USB microscope with 1000x zoom, ball valves, back light system, micro-model frame, effluent collector and digital camera. The captured image was scaled with the Image J software.

**Table 1** Materials properties used in the experimental work.

Fluid properties	Paraffin	Distilled water	Polymer solution (1500 ppm)
Viscosity (Pa.s)	0.01	0.001	0.028

**Table 2** Corresponding parameters of used micromodel.

Length (m)	0.061	Coordination number	3
Width (m)	0.061	Porosity	0.49
Avg. pore depth (m)	0.0002	Aspect ratio	0.8
Avg. pore diameter (m)	0.0005	PV (m <sup>3</sup> )	$0.365 \times 10^{-6} \times$

**Fig. 1** Schematics of designed micro-model set up.

The liquid injection flow rate was equivalent to 1 ft/day ( $3.33 \times 10^{-11} \text{ m}^3/\text{s}$ ) and the gas injection flow rate was equal to 1 PV/h ( $10^{-10} \text{ m}^3/\text{s}$ ). Initially, the micro-model was fully saturated with brine and then, the model oil was injected into the micro-model with a constant injection rate of 0.002 mL/min until the micro-model was saturated with model oil and reached an irreducible water saturation. It is considered that such a low flow rate guaranteed laminar flow in our micro-model porous medium. Afterwards,  $\text{CO}_2$  gas was injected into the medium with flow rate of 0.006 mL/min to displace the oil. Furthermore, 1 PV polymer and 1 PV  $\text{CO}_2$  gas were injected consecutively. The liquid injection flow rate was 1 ft/day ( $3.33 \times 10^{-11} \text{ m}^3/\text{s}$ ) and the gas injection flow rate was equal to 1 PV/h ( $10^{-10} \text{ m}^3/\text{s}$ ).

## Results and Discussion

### Microscopic Observation

The  $\text{CO}_2$ -PAG injection was started with an injection of  $\text{CO}_2$  in the first cycle. In the gas flow path, a stable oil layer was formed between water and gas phases (Fig. 2, Img. 1). In several pores in the direction of the gas flow path, the oil phase was bypassed and thus it was trapped (Fig. 2, Img. 2). With the injection of polymer in the second cycle, the polymer solution displaced the trapped oil in pores and also swept the oil in the other area that was not completely contacted with gas. The oil was completely swept in several pores and throats (pore into pores oil displacement).

It was trapped in other pores and also a thin layer of oil was formed on the water film on the wall which it is stripping mechanism (Fig. 2, Img. 2). As to results, a double shock was formed by injection of polymer solution. A water shock was formed between the oil bank and polymer chock (Fig. 2, Img. 2). The viscoelastic polymer (HPAM) pushes the oil ahead and pulls the fluids from beside and behind. This polymer behavior leads to pulling mechanisms (Fig. 2, Img. 3). Thus, polymer imposes a larger force on oil droplets and pulls them out of dead end pores. Continuous and discontinuous polymer string was formed, which is due to viscoelastic properties of polymer solution. This causes that the polymer solution can better sweep the oil in compared with water (Fig. 2, Img. 4). Polymeric strings forced the trapped oil to be joined together and formed oil threads and produce petroleum threads. The polymer was isolated and trapped but it was moveable and can flow in the porous medium (Fig. 2, Img. 5). With the flow of polymer solutions in polymer injector pores in the previous gas cycles due to increased pressure and presence of capillary forces, the continuous and long gas channel become narrower and finally, in some throats, snap off occurred and gas blob and clusters were formed (Fig. 2, Img. 6). The presence of these moveable gas clusters was led to double drainage, double imbibition phenomena and combination of these in the porous medium (Figure 3).

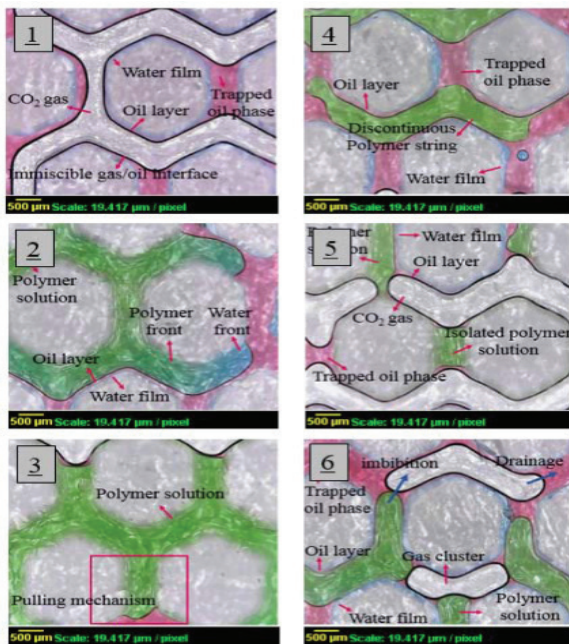


Fig. 2 Microscopic event in the CO<sub>2</sub>-PAG injection process.

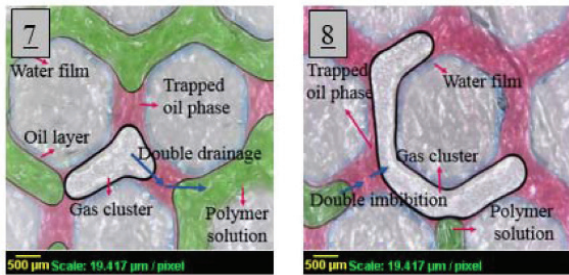


Fig. 3 Double drainage and double imbibition.

**Macroscopic Observation**

To minimize the residual heavy oil saturation of medium and also, increase the displacement efficiency, polymer and gas were injected alternately with 1:1 and 2:1 PAG ratio. Higher viscosity and density of polymer solution and polymer elasticity led to the better performance of CO<sub>2</sub>-PAG, which causes the polymer solution was able to better control the mobility of gas. The higher mobility control and lower mobility ratio of CO<sub>2</sub>-PAG causes maximum displacement efficiency. In this process, the phase gravity segregation was occurred. According to figure 4, the gas touched side of medium and another part of micro-model was swept by polymer solution. Injection of polymer and gas alternately had a maximum swept heavy oil. This process had a maximum vertical sweep efficiency. Macroscopic schematics of CO<sub>2</sub>-PAG process in 1:1 and 2:1 PAG ratio were come in figures 4 and 5, respectively.

In 1:1 PAG ratio, higher area of micromodel was swept in compare with 2:1 PAG ratio.

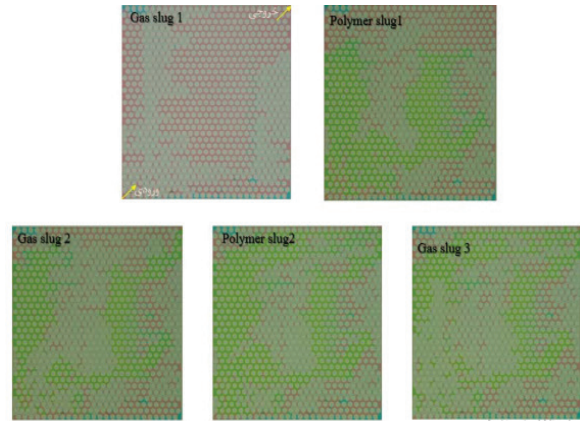


Fig. 4 Macroscopic schematics of CO<sub>2</sub>-PAG process in 1:1 PAG ratio.

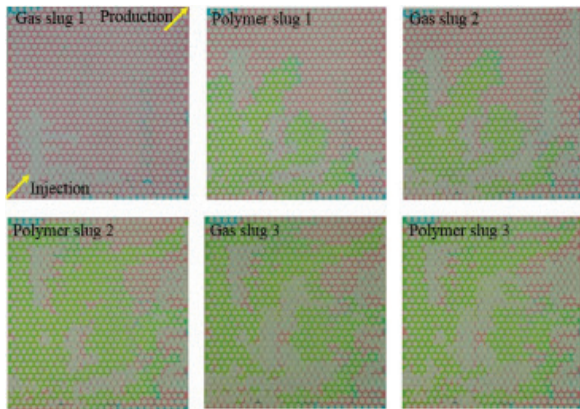


Fig. 5 Macroscopic schematics of CO<sub>2</sub>-PAG process in 2:1 PAG ratio.

**Qualitative Investigating**

The ultimate oil recovery of CO<sub>2</sub>-PAG injection in 1:1 and 2:1 PAG ratios were 76% and 73%, respectively (Figure 6). In 1:1 PAG ratio, the higher oil displacement efficiency was obtained.

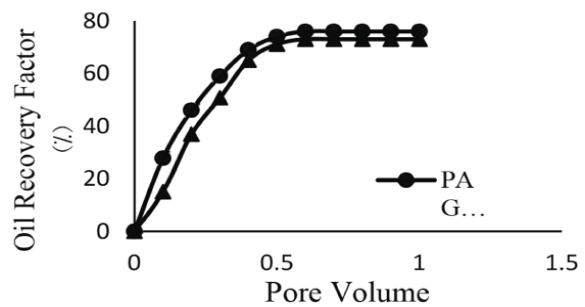


Fig. 6 Oil recovery factor of PAG process vs. pore volume.

**Conclusion**

The main conclusions of heavy oil displacement in a homogeneous, water-wet micro-model under ambient conditions are as follows: CO<sub>2</sub>-PAG injection exhibited a promising performance to recover heavy oil on both microscopic and macroscopic scales. In the macroscopic scale with gas and polymer flow from separate paths, oil was



swept away from most of the pores. CO<sub>2</sub>-PAG injection provided a much stable displacement on a macroscopic scale. In the microscopic scale, the formation of a stable layer of oil phase between water and gas phases during the gas injection in intact areas resulted in oil recovery by the stripping mechanism. In addition, a series of microscopic phenomena such as pore to pore oil sweeping by polymer solution in intact areas, the formation of continuous and discontinuous polymer strings, trapped polymer phase, existence of mobile blobs and gas clusters in the porous media and the occurrence of double imbibition and drainage processed were considered important oil recovery mechanisms during the CO<sub>2</sub>-PAG injection process.

### References

- Zhang P, Huang S (2008) Coupling gas and polymer injection to improve heavy oil recovery confidential coupling gas and polymer injection to improve heavy oil recovery final report, Petroleum Technology Research Centre EOR Research Program.
- Holm L, Josendal V (1974) Mechanisms of Oil displacement by carbon dioxide, *Journal of Petroleum Technology*, 1427–1438.
- Sheng J, Leonhardt B, Azri N (2015) Status of Polymer-flooding technology, *Society of Petroleum Engineers - SPE* 174541.
- Caudle B, Witte M (1959) Production potential changes during sweep-out in a five-spot system, *Journal of Petroleum Technology*, 12, 12: 63–65.
- Barnes A (1962) The use of a Viscous Slug to improve waterflood efficiency in a reservoir partially invaded by bottom water, *Society of Petroleum Engineers, SPE* 334, 1147–1153.
- Wang D, Cheng J, Yang Q, Gong W, Li Q, Chen F (2000) Viscous-elastic polymer can increase microscale displacement efficiency in cores, In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Yang E, Song, K (2006) Displacement Mechanism of Polymer Flooding by Molecular Tribology. *IOP Science, Chinese Physics Letters*, 23, 9: 2491.
- Emami Meybodi H, Kharrat R, Nasehi Araghi M (2011) Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78, 2: 347–363.
- Zhang Y, Huang S, Luo P (2010) Coupling immiscible CO<sub>2</sub> technology and polymer injection to maximize EOR performance for heavy oils, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49, 5: 27–33.
- Majidaie S, Khanifar A, Onur M, Tan I M (2012) A Simulation study of chemically enhanced water alternating gas (CWAG) injection, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers.
- Li W, Schechter D (2014) Using polymer-alternating-gas to maximize CO<sub>2</sub> flooding performance for light oils, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Society of Petroleum Engineers.
- Kong X, Delshad M, Wheeler M (2015) A numerical study of benefits of adding polymer to WAG processes for a pilot case, In SPE reservoir simulation symposium, Society of Petroleum Engineers.
- Jamal M, Al-Nuaim S, Awotunde A A, Ahmed-Khan R (2016) Optimal Parameter selection in a polymer alternating gas PAG process, In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.