Research Article

DOI: 10.22034/ijche.2023.367894.1246

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

Effect of Temperature on Enhanced Oil Recovery from a Two-Dimensional Porous Medium when Injecting Polyacrylamide Polymer Solution

M. Zarei Ghobadlou[1], M. Ahmadlouydarab[2*], N. Asadzadeh[1]

1- M. Sc. Student of Chemical Engineering, University of Tabriz

2- Associate Professor of Chemical & Petroleum Engineering, University of Tabriz

Email: mahmadlouydarab@tabrizu.ac.ir

Abstract

Hot water injection is one of the common mechanisms to enhance the oil recovery from reservoirs. But, novel methods of enhanced oil recovery are used for oil recovery, and one of them is flooding polymeric solutions inside the reservoirs. The main purpose of this experimental study is to investigate the process of enhancing the recovery of viscose oil by injecting distilled water and polyacrylamide-based polymeric solution from a two-dimensional porous medium. In order to study the flow patterns during the injection of base fluid and polymer solution, injection of displacing fluids was performed at a constant flowrate of 0.4 mL/min. Also, to investigate the effect of injected fluid temperature on fluid-fluid displacement and enhanced oil recovery efficiency, displacing fluids were injected at temperatures of 25°C and 90°C. The results showed that by adding polyacrylamide to water, the viscosity of the displacing fluid increased significantly, which led to an increase in the capillary number, and enhanced oil recovery up to 65.2% when injected with 0.5%wt polyacrylamide at ambient temperature. Also, increasing the temperature and reducing the mobility ratio of displacing fluids and base oil, the efficiency of oil recovery by injecting 5000ppm polymer solution increased to 66.4%, which is the maximum rate of base oil recovery by injecting displacing fluids in present study.

Received: 31 October 2022
Accepted: 15 January 2023
Page Number: 118-128

Keywords:

Enhanced Oil Recovery,
2D Porous Medium,
Polyacrylamide,
Temperature

Please Cite this Article Using:

Zarei Ghobadlou, M., Ahmadlouydarab, M., & Asadzadeh, N. (2024). Effect of Temperature on Enhanced Oil Recovery from a Two-Dimensional Porous Medium when Injecting Polyacrylamide Polymer Solution. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 22(130), 118-128, [In Persian].

مقـــالـــــه پـــژوهشی

DOI: 10.22034/ijche.2023.367894.1246

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

تأثیر دما در ازدیاد برداشت نفت از محیط متخلخل دوبعدی حین تزریق سیال بسپاری پلی‌آکریل‌آمید

محمد زارعی قبادلو[۱]، مجید احمدلوی داراب[۲*]، ناصر اسدزاده[۱]

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی شیمی، دانشگاه تبریز

۲- دانشیار مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه تبریز

پیام نگار: mahmadlouydarab@tabrizu.ac.ir

چکیده

تزریق آب داغ همواره یکی از سازوکارهای رایج در افزایش میزان بازیابی نفت از مخازن است؛ اما امروزه از روش‌های نوین ازدیاد برداشت برای بازیافت نفت استفاده می‌شود که یکی از این روش‌ها، سیلاب‌زنی محلول‌های بسپاری درون مخازن است. هدف از این تحقیق، بررسی فرایند بهبود بازیافت نفت گران‌رو با تزریق آب مقطر و محلول بسپاری پلی‌آکریل‌آمید از یک محیط متخلخل دو بعدی به‌صورت تجربی است. برای مطالعهٔ الگوهای جریان حین تزریق سیال پایه و محلول بسپاری، تزریق سیالات جابه‌جاکننده در دبی ثابت ۰/۴mL/min انجام گرفت. هم‌چنین، برای بررسی اثر دمای سیال تزریقی در جابه‌جایی سیال- سیال و بهبود بازده بازیابی نفت، سیالات جابه‌جاکننده در دماهای ۲۵°C و ۹۰°C تزریق شدند. نتایج مطالعهٔ حاضر نشان داد که با افزودن پلی‌آکریل‌آمید به آب، گران‌روی سیال جابه‌جاکننده به‌میزان قابل توجهی افزایش پیدا کرده که منجربه افزایش عدد مویینگی شده و این امر سبب بهبود بازیافت نفت تا ۶۵/۲٪ هنگام تزریق محلول پلی‌آکریل‌آمید ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام در دمای محیط می شود. هم‌چنین، افزایش دما با کاهش نسبت تحرک‌پذیری سیالات جابه‌جاشونده و جابه‌جاکننده، میزان برداشت نفت با تزریق محلول بسپاری ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام تا ۶۶/۴٪ افزایش پیدا می کند که این مقدار، بیشترین میزان بازیافت نفت پایه با تزریق سیالات جابه‌جاکننده در مطالعهٔ حاضر است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۸/۰۹
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۰/۲۵
شماره صفحات: ۱۱۸ تا ۱۲۸

کلیدواژه‌ها:
ازدیاد برداشت نفت،
محیط متخلخل دوبعدی،
پلی‌آکریل‌آمید،
دما

* تبریز، دانشگاه تبریز، دانشکدهٔ مهندسی شیمی و نفت، گروه مهندسی شیمی

استناد به مقاله:
زارعی قبادلو، محمد، احمدلوی داراب، مجید، و اسدزاده، ناصر. (۱۴۰۲). تأثیر دما در ازدیاد برداشت نفت از محیط متخلخل دوبعدی حین تزریق سیال پلیمری پلی‌آکریل‌آمید، *نشریه مهندسی شیمی ایران*، ۲۲(۱۳۰)، ۱۲۸-۱۱۸.

۱. مقدمه

اقتصاد و توسعهٔ جامعهٔ بشری وابستگی شدیدی به نفت و گاز- به‌عنوان یکی از مهم‌ترین سوخت‌های فسیلی تجدیدناپذیر- دارد؛ بنابراین باتوجه‌به محدودبودن مخازن هیدروکربوری و ارزش اقتصادی آن‌ها، برنامه‌ریزی و اقدام لازم برای افزایش بازیافت و بهره‌برداری بهینه از این منابع امری حیاتی است[۱،۲]. چالش اصلی در زمینهٔ تولید نفت سنگین، تحرک پایین سیال در شرایط مخزن است[۳]. به‌گونه‌ای که طی استخراج نفت در مراحل اولیه، تنها ۲۰ تا ۳۵ درصد نفت، به‌طور طبیعی با روش‌های معمول استخراج می‌شود. این در حالی است که حتی پس از برداشت ثانویه هم، هنوز حدود ۳۰ الی ۵۰ درصد نفت می‌تواند به‌صورت استخراج‌نشده در مخزن باقی بماند. به‌عنوان مثال، در کشوری مانند ایران ۸۹ میلیارد بشکهٔ نفت سنگین درجا به‌طور عمده در مخازن کربناته شکاف‌دار قرار دارد، درصورتی‌که ادامهٔ عملیات تولید نفت با بازیابی ثانویه اقتصادی نباشد، از روش‌های برداشت ثالثیه یا به‌عبارت بهتر، ازدیاد برداشت نفت، برای استخراج نفت استفاده می‌شود[۴]. به کلیهٔ روش‌هایی که طی آن‌ها به مخازنی که تحت شرایط طبیعی، خود قادر به تولید اقتصادی نفت نیستند و از بیرون به آن‌ها انرژی داده یا موادی تزریق شود، روش‌های ازدیاد برداشت گفته می‌شود. به‌عبارت دیگر، روش‌های ازدیاد برداشت با تغییر خواص سنگ و سیال مخزن، سبب استخراج نفت باقی‌مانده یا به دام‌افتاده در مخزن می‌شود[۵-۸]. روش‌های ازدیاد برداشت نفت عمدتاً به دو دستهٔ روش‌های حرارتی و غیر حرارتی تقسیم‌بندی می‌شود[۴]. هدف کلی از روش‌های حرارتی، کاهش گران‌روی و نهایتاً افزایش بازیابی نفت است. درواقع افزایش دمای مخزن منجربه کاهش وزن مخصوص، کشش‌سطحی و گران‌روی نفت، به‌عنوان یکی از مشخصه‌های مهم و مؤثر در جابه‌جایی سیال- سیال در مقیاس میکرو می‌شود[۹]. این روش معمولاً برای مخازن کم‌عمق دارای نفت خام با چگالی و گران‌روی زیاد و درجهٔ API کمتر از ۲۰، استفاده می‌شود[۱۰]. لازم به ذکر است که نفت با درجهٔ API کمتر از ۲۲، نفت سنگین و نفت‌هایی با درجهٔ API کمتر از ۱۰ نفت فوق سنگین محسوب می‌شوند[۱۱،۱۲]. متداول‌ترین روش ازدیاد برداشت حرارتی، عملیات تزریق بخار آب است که این عمل به‌صورت پیوسته و یا متناوب انجام می‌گیرد[۱۳]، **که** در بعضی از میادین نفتی عملیات تزریق آب داغ نیز انجام گرفته‌است[۱۴]. عملیات تزریق آب داغ نسبت‌به عملیات تزریق آب سرد موجب بازیابی بیشتر نفت می‌شود؛ زیرا با افزایش دما، گران‌روی نفت کاهش می‌یابد و این امر موجب بهبود تحرک‌پذیری و قابلیت حرکت نفت و کاهش درجهٔ اشباع نفت باقی‌مانده می‌شود[۱۵]. برداشت نفت با سیلاب‌زنی در سامانه‌های نفت خام، به‌شدت با عمل انگشتی‌شدن آب تا نقطهٔ دو فازی‌شدن خروجی مرتبط است؛ چراکه پس از سیلاب‌زنی زیاد آب، به‌دلیل گران‌روی بالای نفت نسبت‌به آب و پدیدهٔ انگشتی‌شدن، مسیرهای مشخصی از آب در داخل تخلخل سنگ‌ها به‌وجود می‌آید که آب مستقیم ازراه این مسیرها از چاه تزریق به چاه تولید منتقل می‌شود[۱۶] و پس از این مرحله، آب ازراه الگوی انگشتی از پیش‌ساخته‌شده بدون هیچ برداشت نفت اضافی، جریان می‌یابد[۱۷]. ضعیف‌بودن قابلیت جاروب کردن در عملیات تزریق آب در مخازن نفت سنگین باعث شده که اجرای این عملیات اقتصادی نباشد[۱۵]. یکی دیگر از روش‌های ازدیاد برداشت، ازدیاد برداشت شیمیایی است که با روش‌های مختلف مانند تزریق محلول بسپاری ممکن می‌شود. اضافه‌کردن بسپار به آب با افزایش گران‌روی آب که بهبود نسبت تحرک‌پذیری سیالات جابه‌جاشونده و جابه‌جاکننده را به‌دنبال دارد، منجربه افزایش بازده برداشت نفت می‌شود[۱۸]. هم‌چنین استفاده‌از بسپار سبب کاهش حجم آب مصرفی در فرایند ازدیاد برداشت نفت می‌شود[۱۹،۲۰]. بسپارهایی که برای ازدیاد برداشت نفت به کار می‌روند به دو دستهٔ پلی‌آکریل‌آمیدها و پلی‌ساکاریدها تقسیم‌بندی می‌شوند. تحرک‌پذیری سیال تزریقی را در پلی‌آکریل‌آمیدها با کاهش نفوذپذیری در سنگ‌های مخزن و در پلی‌ساکاریدها با افزایش گران‌روی سیال جابه‌جاکننده، کاهش می‌دهند[۱۹]. در واقع تزریق بسپارها به‌علت کاهش گران‌روی نفت و افزایش گران‌روی آب، سبب جابه‌جایی بهتر و درنتیجه بازیافت بیشتر نفت می‌شود[۲۱]. به‌طور کلی، بازیابی نفت با افزایش گران‌روی نفت یا نرخ تزریق، کاهش می‌یابد. این نشانه‌ای از ماهیت ناپایدار سیلاب‌زنی نفت‌های سنگین است[۲۲]. هم‌چنین کاهش کشش بین سطحی با افزایش عدد مویینگی، پدیدهٔ انگشتی‌شدن را به تأخیر می‌اندازد که این امر سبب افزایش جابه‌جایی نفت در محیط متخلخل است[۲۳]. وجود جریان‌های چندفازی به‌ویژه جریان دوفازی در محیط متخلخل

می‌تواند منجربه ایجاد ناپایداری در سطح تماس بین دو سیال در فرایند جابه‌جایی شود؛ از این‌رو، این ناپایداری‌ها باید کنترل شوند. بنابراین، برای کنترل این ناپایداری‌ها باید رفتار جریان سیال و دلایلی را که منجربه پدیدهٔ انگشتی‌شدن می‌شوند، بررسی کرد[۲۴]. از آنجایی‌که جریان سیالات در محیط‌های متخلخل با سنگ‌های زیرزمینی قابل لمس و مشاهده نیستند، از مدل‌های متخلخل آزمایشگاهی برای درک کامل رفتار سیال استفاده می‌شود تا فرایند جریان سیالات زیرزمینی دقیق‌تر بررسی شود[۲۵]. مدل‌های متخلخل آزمایشگاهی، نسخهٔ شفاف از ساختار متخلخل سنگ‌های زیرزمینی مانند ماسه‌سنگ‌ها هستند که از جنس شیشه، بسپارها و ویفرهای سیلیکونی ساخته شده‌اند و برای قابل مشاهده‌بودن مسیر جریان و درک عینی رفتار سیال، باید شفاف و بی‌رنگ باشند[۲۶]. محیط‌های متخلخل دوبعدی، کاربردهای متعددی ازجمله برای بررسی سازوکارها در مقیاس حفره دارند. باتوجه‌به منابع بررسی‌شده، با ترکیب روش‌های ازدیاد برداشت می‌توان بازده برداشت سیال از محیط متخلخل را بهبود داد. از این‌رو، در این تحقیق با ترکیب روش سیلاب‌زنی حرارتی و روش ازدیاد برداشت شیمیایی، میزان افزایش بازده برداشت سیال گران‌رو از محیط متخلخل بررسی شده‌است. هدف از این تحقیق، بررسی تأثیر تزریق آب و محلول پلی‌آکریل‌آمید در دمای محیط و دمای بالاتر بر افزایش برداشت سیال گران‌رو است. سیال جابه‌جاکننده تحت دبی ثابت و دماهای مختلف برای برداشت نفت، تزریق و تأثیر دما بر بازده جابه‌جایی سیال گران‌رو ارزیابی شده‌است. هم‌چنین به بررسی تأثیر سایر عوامل هم‌چون عدد مویینگی و نسبت تحرک‌پذیری بر میزان بهره‌وری و رشد الگوی جریان پرداخته شده‌است.

۲. روش کار

۲-۱ مواد

در انجام تحقیق حاضر، نفت پایهٔ زردرنگ با گران‌روی دینامیکی ۱۳۵ سانتی‌پویز در دمای ۲۵°C به‌عنوان سیال جابه‌جاشونده در محیط متخلخل تزریق شده‌است. برای بازیافت نفت پایه از داخل محیط متخلخل، آب مقطر و محلول پلی‌آکریل‌آمید به‌عنوان سیالات جابه‌جاکننده، تزریق و تأثیر هرکدام از سیالات داغ تزریق‌شده نیز بر میزان برداشت نفت پایه و مسیر توزیع سیالات جابه‌جاکننده در داخل محیط متخلخل بررسی شده‌است. جدول (۱) نشان‌دهندهٔ خواص سیالات است.

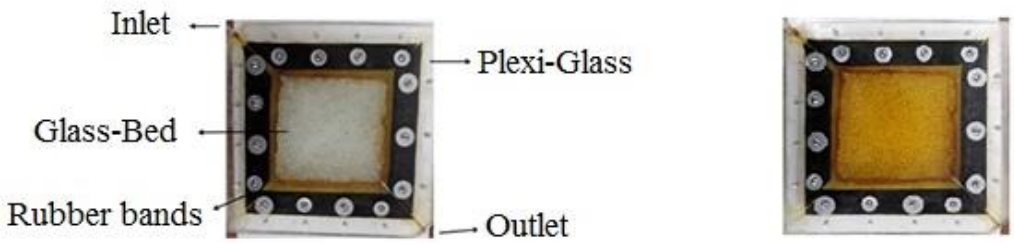
۲-۲ دستگاه آزمایش

در این مطالعه فرایند جابه‌جایی در داخل محیط متخلخل دوبعدی شیشه‌ای و شفاف با تخلخل ۴۵٪ انجام شده‌است. چنان‌که در شکل (۱) ملاحظه می‌شود، محیط متخلخل با قراردادن دانه‌های شیشه‌ای (کروی شکل) با قطر تقریبی ۵ میلی‌متر بین دو صفحهٔ شیشه‌ای مربعی شکل با ضلع ۲۵ سانتی‌متر و ضخامت ۶ میلی‌متر و از جنس پلکسی‌گلس ساخته شده‌است. پس از ایجاد چارچوب مربعی شکل برروی صفحهٔ پایینی به‌وسیلهٔ نوارهای لاستیکی به‌ضخامت ۵ میلی‌متر و عرض ۲/۵ سانتی‌متر برای جلوگیری از کوچک‌ترین نشتی احتمالی از درون محیط، با پیچ و مهره به صفحهٔ پایینی متصل شده‌است. در ساخت این محیط متخلخل، تنها یک لایه از دانه‌های شیشه‌ای سرتاسر سطح چیده شده تا از تأثیر بعد سوم چشم‌پوشی شود. برای ایجاد ورودی و خروجی محیط متخلخل برای تزریق و برداشت، سوزن‌های ضخیم پزشکی به قطر

جدول ۱. خواص سیالات.

Table 1. Properties of fluids.

Fluid	Density (gr/mL)	Dynamic viscosity (cP)
Base Oil	0.895	135
Distillated Water	0.998	0.89
Polyacrylamide 2500ppm	1.15	12.21
Polyacrylamide 5000ppm	1.2	24.18



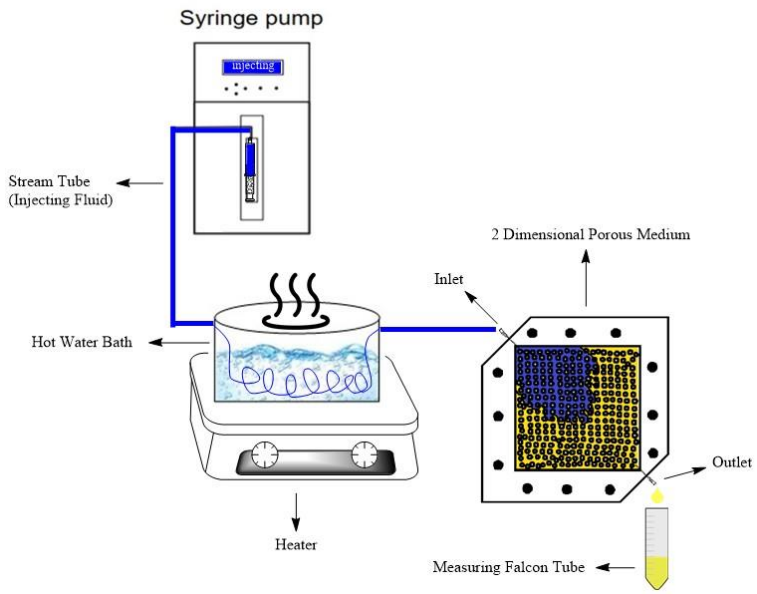
شکل ۱. (a) محیط متخلخل دوبعدی ساخته‌شده (b) محیط متخلخل پس از اشباع با نفت پایه.

Figure 1. (a) Created 2-Dimensional porous medium (b) Porous medium after ageing with base oil.

داخلی ۱/۷ میلی‌متر در دو سمت قطر محیط متخلخل با زاویهٔ ۴۵ درجه تعبیه شده‌است. قبل از انجام هر آزمون محیط متخلخل ۲۴ ساعت در معرض نفت پایه قرار می‌گرفت تا با هم سازگار شوند. رای تزریق سیالات نیز از پمپ سرنگی (مدل SP100، سفیر ثریا سپاهان، ایران) با قابلیت کنترل دبی و سرعت تزریق استفاده شده‌است.

۲-۳ روش انجام آزمایش

آزمایش‌های فرایند جابه‌جایی در داخل محیط متخلخل به‌صورت تجربی انجام شده‌است. برای استخراج نفت پایه از محیط متخلخل، سیالات جابه‌جاکننده در شرایط مختلف داخل محیط متخلخل تزریق شده‌است. شایان ذکر است که، محیط متخلخل حین انجام آزمایش در سطح افقی قرار داده شده و در این حالت زاویهٔ صفحات محیط متخلخل با خط افق صفر بوده و نیروی گرانش زمین تأثیری بر دینامیک سیالات درون محیط متخلخل نداشته‌است. برای گرم‌کردن سیال تزریقی نیز، از حمام آب داغ و برای کنترل دمای سیال تزریقی و ثابت نگه‌داشتن آن، از دماسنج پروب‌دار و ضد زنگ (Dallas - DS18B20، ایران) استفاده شده‌است. در انجام آزمون‌های دمابالا برای جلوگیری از اتلاف حرارتی، محیط متخلخل با پشم شیشه پوشش داده می‌شود تا حتی‌الامکان طی فرایند جابه‌جایی، سیال تزریق‌شده تغییر دمایی نداشته باشد و با محیط تبادل گرما انجام ندهد. در شکل (۲) تصویر طرحوارهٔ دستگاه آزمایش مورد مطالعه آمده‌است.



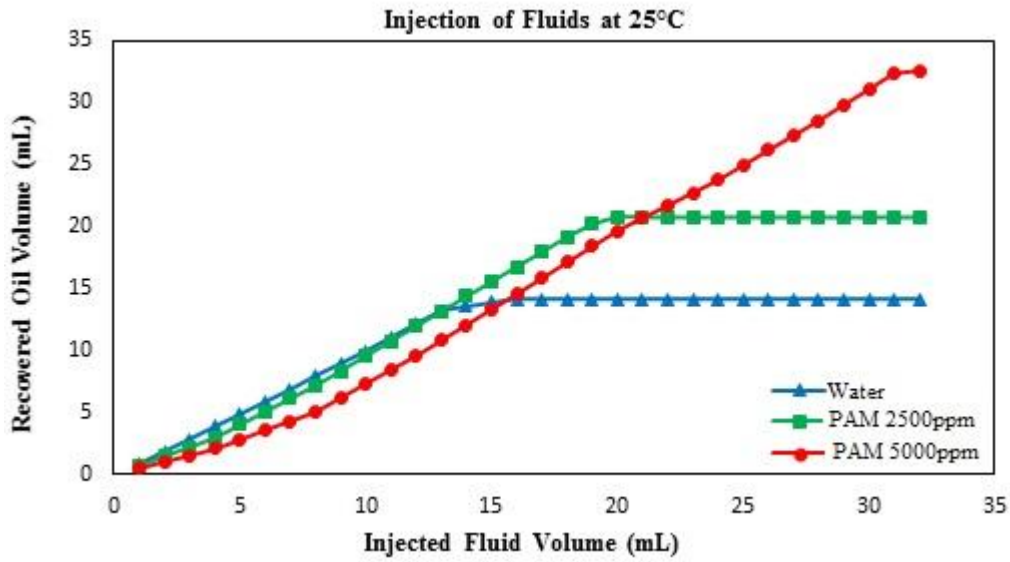
شکل ۲. طرحواره‌ای از دستگاه آزمایش ازدیاد برداشت نفت از محیط متخلخل دوبعدی برای تزریق با دماهای مختلف.

Figure 2. Schematic of enhanced oil recover setup from 2-dimensional porous medium for injecting under various temperatures.

سیالات جابه‌جاکننده در دبی حجمی ثابت ۰/۴ mL/min تزریق شده و با جابه‌جایی سیال- سیال در محیط متخلخل، سبب بازیافت نفت شده‌است. باتوجه‌به شرایط تزریق و نوع سیال جابه‌جاکننده، میزان جابه‌جایی و مسیر طی‌شده با تزریق سیال جابه‌جاکننده متفاوت است که الگوی جریان طی‌شده در زمان‌های مختلف میزان پیش‌روی جریان دوفازی سیال- نفت را نشان می‌دهد. برای مطالعهٔ تأثیر دمای سیال جابه‌جاکننده بر میزان برداشت نفت پایه، آب و محلول‌های پلی‌آکریل‌آمید در دماهای ۲۵°C و ۹۰°C نیز تزریق شده‌است.

۳. نتایج و بحث

برای بررسی تأثیر دمای سیال تزریق‌شونده بر برداشت نفت پایه، سیالات تزریقی با دبی ثابت ۰/۴mL/min در دماهای ۲۵°C و ۹۰°C داخل محیط متخلخل اشباع‌شده با نفت پایه تزریق شده‌است. نمودار میزان برداشت نفت پایه برحسب میزان حجم سیال تزریقی تحت دبی ثابت ۰/۴mL/min در دمای ۲۵°C در شکل (۳) نشان داده شده‌است. نتایج بازیافت نفت پایه تحت شرایط تزریق در دمای ۲۵°C در جدول (۲) ارائه شده‌است. باتوجه‌به نتایج به‌دست‌آمده، میزان بازیافت نفت در تزریق پلی‌آکریل‌آمیدهای ۲۵۰۰ و ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام نسبت‌به آب مقطر، به‌ترتیب ۳۱/۸٪ و ۵۶/۵٪ بهبود یافته‌است. هم‌چنین با افزایش غلظت محلول پلی‌آکریل‌آمید از ۲۵۰۰ به ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام، ضریب بازیافت نفت ۳۶/۲٪ افزایش یافته‌است.



شکل ۳. میزان برداشت نفت از محیط متخلخل با تزریق در دمای ۲۵°C.

Figure 3. Recovered Oil from Porous medium by Injection at 25°C.

جدول ۲. بازده برداشت نفت تحت شرایط تزریق با دمای ۲۵°C.

Table 2. Oil recovery efficiency under injecting condition at 25°C.

Injected Fluid	Oil Recovery
Distilled Water	28.4 %
Polyacrylamide 2500ppm	41.6 %
Polyacrylamide 5000ppm	65.2 %

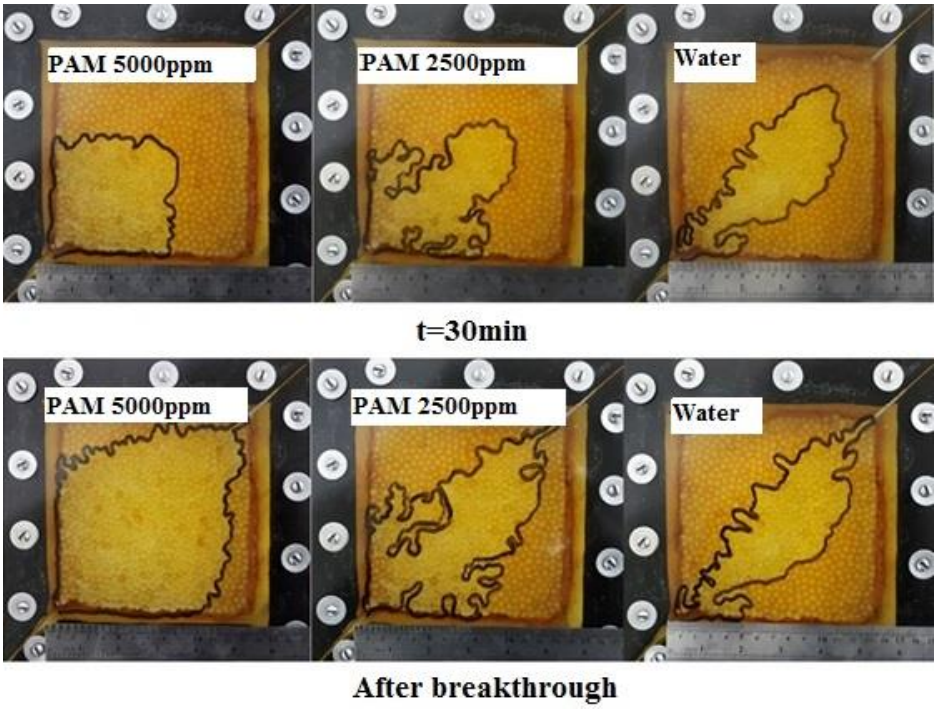
در شکل (۴) الگوی توزیع سیالات تزریقی در داخل محیط متخلخل به‌ترتیب پس از ۳۰ دقیقه و دوفازی‌شدن جریان[1]، در دمای ۲۵°C نشان داده شده‌است. باتوجه‌به الگوهای ایجادشده در تزریق پلی‌آکریل‌آمید درمقایسه‌با تزریق آب، جابه‌جایی سیال- سیال به‌صورت گسترده‌تر و پایدارتر است. از طرفی، با مقایسهٔ الگوهای ایجادشده بین تزریق محلول‌های پلی‌آکریل‌آمید ۲۵۰۰ و ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام، کاهش انگشتی‌های جریان مشاهده می‌شود، به‌طوری‌که در تزریق پلی‌آکریل‌آمید ۲۵۰۰ پی‌پی‌ام، جابه‌جایی سیال- سیال مسیری بدون انگشتی‌شدن را طی کرده که پیش‌روی پایدار آن سبب بهبود بازیافت نفت پایه نسبت‌به سیالات تزریقی دیگر شده‌است.

برای بررسی دلیل این علت، از معیاری تحت عنوان عدد بی‌بعد مویینگی که طبق معادلهٔ (۱) تعریف می‌شود، برای بررسی مشخصه‌های مؤثر بر ازدیاد برداشت نفت، استفاده شده‌است.

$$N_{Ca} = \frac{Q_{inj} \cdot \mu_{inj}}{\sigma . A_{inj}} \quad (1)$$

که در آن، Q_{inj} دبی حجمی سیال تزریقی، μ_{inj} گران‌روی دینامیکی سیال تزریقی، σ کشش بین سطحی سیال تزریقی/ نفت پایه و A_{inj} سطح مقطعی است که سیال تزریق‌شونده از آن سطح عبور کرده و وارد محیط متخلخل شده‌است[۲۷].

باتوجه‌به نتایج ارائه‌شده در جدول (۳)، گستردگی و جابه‌جایی پایدار سیال- سیال ناشی از افزایش چشم‌گیر گران‌روی و کاهش نسبت تحرک‌پذیری سیالات جابه‌جاشونده و جابه‌جاکننده در اثر افزودن بسپار پلی‌آکریل‌آمید به آب مطابق با معادلهٔ (۱)، منجربه افزایش عدد مویینگی شده‌است، که نقش به‌سزایی در جابه‌جایی پایدار سیال تزریقی داخل محیط متخلخل دارد[۲۸]. نکتهٔ مهم در این مطالعه، عدم کاهش کشش بین سطحی نفت- پلی‌آکریل‌آمید درمقایسه‌با کشش بین سطحی نفت - آب باوجود اضافه‌شدن بسپار به سیال پایه است که با تانسیومتر (Kruss-K20EASYDYN، آلمان) اندازه‌گیری شده‌است؛ اما از طرفی، افزایش گران‌روی آب در اثر افزودن پلی‌آکریل‌آمید به‌قدری زیاد است که بر عامل کشش بین سطحی نیز غلبه کرده و باعث افزایش بازده بازیافت نفت پایه شده‌است.



شکل ۴. الگوی جریان سیال تزریق‌شونده در داخل محیط متخلخل تحت شرایط تزریق با دمای ۲۵°C و دبی ۰/۴ mL/min.

Figure 4. Flow pattern of injected fluid inside porous medium under injection conditions with temperature of 25°C and flow rate of 0.4 mL/min.

1. Breakthrough

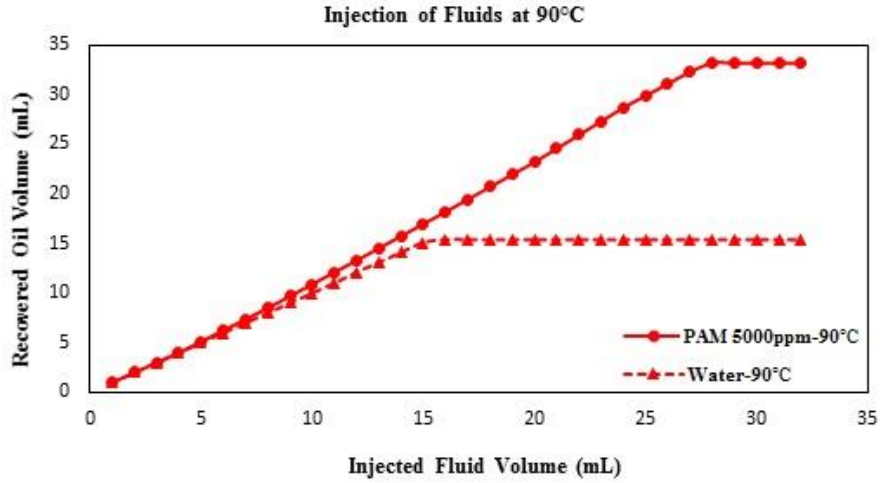
جدول ۳. مشخصات فیزیکی سیالات تزریق‌شده.

Table 3. Physical properties of Injected fluids.

Fluid	Interfacial tension of oil-displacement fluid (mN/m)	Mobility Ratio of Oil to Injected Fluid	Capillary Number
Distilled Water	45.03	151.68	5.8×10^{-5}
Polyacrylamide 2500ppm	48.19	11.05	7.4×10^{-4}
Polyacrylamide 5000ppm	48.56	5.58	1.4×10^{-3}

برای بررسی تأثیر افزایش دما بر بهبود بازیافت نفت، تزریق آب مقطر و محلول پلی‌آکریل‌آمید با ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام (غلظت بهینه) با دمای ۹۰°C انجام گرفت. شکل (۵)، نمودار روند تغییرات میزان برداشت نفت پایه را برحسب حجم سیال تزریق‌شونده تحت دبی ثابت ۰/۴mL/min در دمای ۹۰°C، نشان می‌دهد. طبق نتایج، با افزایش دمای سیال تزریقی از ۲۵°C به ۹۰°C، بازیافت نفت گران‌رو به‌میزان ۱ میلی‌لیتر برای هر دو سیال تزریقی آب مقطر و پلی‌آکریل‌آمید ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام مشاهده شد که نشان‌دهندهٔ تأثیر مثبت افزایش دمای سیال تزریق شونده بر بهبود بازیافت نفت پایه از محیط متخلخل دوبعدی است.

باتوجه‌به نتایج بازده بازیابی نفت تحت شرایط تزریق در دمای ۹۰°C که در جدول (۴) ارائه شده، تزریق محلول بسپار داغ در دمای ۹۰°C، ۱٪/۸ بازده بازیافت را نسبت‌به دمای ۲۵°C بهبود داده‌است. هم‌چنین با مقایسهٔ تزریق آب مقطر در دماهای ۲۵°C و ۹۰°C، ضریب بازیافت نفت با تزریق آب داغ ۷/۸٪ افزایش یافته‌است.



شکل ۵. میزان برداشت نفت از محیط متخلخل با تزریق در دمای ۹۰°C.

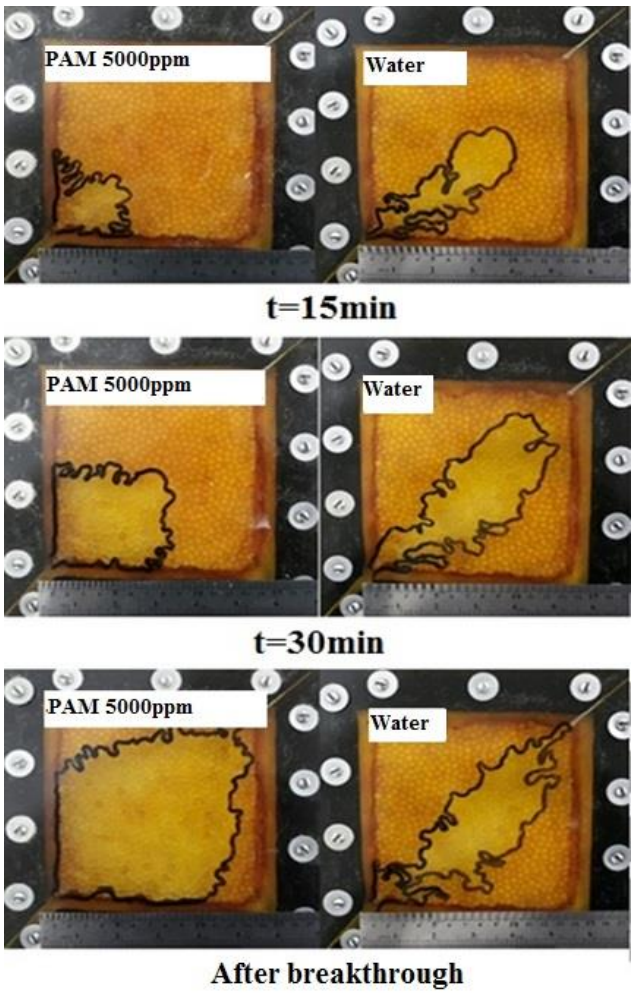
Figure 5. Recovered Oil from Porous medium by Injection at 90°C.

جدول ۴. بازده برداشت نفت تحت شرایط تزریق با دمای ۹۰°C.

Table 4. Oil recovery efficiency under injecting condition at 90°C.

Injected Fluid	Oil Recovery
Distilled Water	30.8 %
Polyacrylamide 5000ppm	66.4 %

باتوجه‌به شکل (۶)، که الگوهای توزیع سیالات تزریقی آب و پلی‌آکریل‌آمید ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام را در دمای ۹۰°C در داخل محیط متخلخل دوبعدی برای بازه‌های زمانی ۱۵ و ۳۰ دقیقه و هم‌چنین پس از لحظهٔ دوفازی‌شدن نشان می‌دهد، توزیع محلول بسپار تزریق‌شده در ورودی محیط متخلخل نزدیک به دیواره‌هاست و جبههٔ حرکت آن گسترده‌تر است؛ درحالی‌که حرکت سیال پایهٔ (آب) تزریق‌شده در ناحیهٔ میانی محیط متخلخل نزدیک به قطر آن بوده و درنهایت پس از ایجاد تعداد زیادی انگشتی حین جابه‌جایی سیال- سیال، از محیط خارج شده‌است. علت این امر، به‌دلیل افزایش چشم‌گیر گران‌روی سیال پایهٔ تزریقی در اثر اضافه‌شدن بسپار پلی‌آکریل‌آمید است، که با افزایش عدد مویینگی و کاهش نسبت تحرک‌پذیری نفت - سیال جابه‌جاکننده، سبب جابه‌جایی نفت به‌دام افتاده در دیواره‌ها و خلل و فرج منافذ محیط متخلخل شده، که درنهایت بهبود بازیافت نفت پایه را در پی داشته‌است. هم‌چنین، با مقایسهٔ رژیم جریان سیالات تزریقی در دماهای ۲۵°C و ۹۰°C، الگوی حرکت و جابه‌جایی سیال- سیال در دمای ۹۰°C به اندازهٔ نامحسوسی، گسترده‌تر و باعث افزایش اندکی در میزان بازیافت نفت شده‌است. دلیل افزایش میزان برداشت نفت گران‌رو با افزایش دمای سیال تزریق‌شونده هرچند به‌میزان اندک، کاهش گران‌روی نفت بر اثر تماس با سیال داغ و کاهش نسبت تحرک‌پذیری سیالات است. باتوجه‌به این‌که با افزایش دمای سیال تزریقی، کشش سطحی بین نفت - سیال در اثر افزایش دما کاهش یافته و منجربه افزایش عدد مویینگی شده، دلیل دیگری بر افزایش میزان نفت بازیافتی است.



شکل ۶. الگوی جریان سیال تزریق‌شونده در داخل محیط متخلخل تحت شرایط تزریق با دمای ۹۰°C و دبی ۰/۴ mL/min.

Figure 6. Flow pattern of injected fluid inside porous medium under injection conditions with temperature of 90°C and flow rate of 0.4 mL/min.

۴. نتیجه‌گیری

در این تحقیق، فرایند ازدیاد برداشت نفت از محیط متخلخل دوبعدی به‌صورت تجربی انجام و تأثیر تزریق سیال گران‌رو و داغ بر میزان بهبود بازیابی نفت بررسی شد. به‌منظور بررسی تأثیر گران‌روی سیال تزریقی بر میزان بازیافت نفت پایه، آب مقطر و محلول‌های بسپاری ۲۵۰۰ و ۵۰۰۰ پی‌پی‌ام مبتنی‌بر پلی‌آکریل‌آمید با دمای ۲۵°C و تحت دبی ثابت ۰/۴mL/min به‌عنوان سیالات جابه‌جاکننده تزریق شدند. با افزایش قابل توجه گران‌روی آب در اثر افزودن پلی‌آکریل‌آمید، بازده بازیافت نفت پایه ۵۶/۵٪ افزایش یافت و جابه‌جایی سیال- سیال در محیط متخلخل به‌صورت گسترده‌تر و پایدارتر توزیع شد. به‌طور کلی، افزایش گران‌روی سیال جابه‌جاکننده با افزایش عدد مویینگی و کاهش نسبت تحرک‌پذیری، منجربه بهبود برداشت نفت پایه شد. هم‌چنین باتوجه‌به این‌که، افزایش غلظت محلول‌های بسپاری سبب افزایش ضریب بازیافت نفت تا ۳۶/۲٪ شد، بنابراین برای بررسی تأثیر دمای سیال تزریقی با افزایش دما، تزریق آب و بسپار پلی‌آکریل‌آمید با غلظت بهینه (۵۰۰۰ پی‌پی‌ام) در دمای ۹۰°C و تحت دبی ثابت ۰/۴mL/min انجام گرفت. با تزریق محلول پلی‌آکریل‌آمید داغ در دمای ۹۰°C نسبت‌به تزریق آب داغ در دمای ۹۰°C، ۵۳/۶٪ منجربه بهبود بازده بازیابی نفت شد. توزیع الگوی جریان برای محلول بسپاری با دمای ۹۰°C گسترده‌تر بوده و سبب جابه‌جایی نفت حتی از دیواره‌های محیط متخلخل نیز شده‌است. هم‌چنین با مطالعهٔ الگوهای جریان جابه‌جایی سیال- سیال در تزریق بسپار، تمایل به ایجاد شاخه‌های انگشتی که بر اثر حرکت از منافذ و خلل و فرج‌های بزرگ‌تر بوجود آمده و یک عامل منفی و بازدارنده در بهبود برداشت نفت است، برخلاف جریان آب بسیار پایین است. به‌طور کلی در مطالعهٔ حاضر، افزودن بسپار پلی‌آکریل‌آمید به آب و افزایش گران‌روی و تزریق به‌صورت سیال داغ در دمای ۹۰°C سبب بهبود بازده بازیافت نفت تا ۶۶/۴٪ شده‌است.

مراجع

[1] Deffeyes, K. S. (2009). Hubbert's peak: the impending world oil shortage. Princeton university press.

[2] Reynolds, D. B. (2004). Scarcity and growth considering oil and energy, An Alternative Neo-Classical View. *Oil, Gas & Energy Law*, 2(2).

[3] Rezaveisi, M., Rostami, B., Kharrat, R., Ayatollahi, S., & Ghotbi, C. (2010). Experimental investigation of tertiary oil gravity drainage in fractured porous media. *Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal*, 1(2).

[4] Makhlouf, J. (1983). Encyclopedia of Chemical Technology.

[5] Hemmati-Sarapardeh, A., Aminshahidy, B., Pajouhandeh, A., Yousefi, S. H., & Hosseini-Kaldozakh, S. A. (2016). A soft computing approach for the determination of crude oil viscosity: Light and intermediate crude oil systems. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 59, 1-10. https://doi.org/10.1016/j.jtice.2015.07.017

[6] Hemmati-Sarapardeh, A., Khishvand, M., Naseri, A., & Mohammadi, A. H. (2013). Toward reservoir oil viscosity correlation. *Chemical Engineering Science*, 90, 53-68. https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.12.009

[7] Hemmati-Sarapardeh, A., Shokrollahi, A., Tatar, A., Gharagheizi, F., Mohammadi, A. H., & Naseri, A. (2014). Reservoir oil viscosity determination using a rigorous approach. *Fuel*, 116, 39-48. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.072

[8] Sarapardeh, A. H., Kiasari, H. H., Alizadeh, N., Mighani, S., & Kamari, A. (2013, March). Application of fast-SAGD in naturally fractured heavy oil reservoirs: a case study. In SPE middle east oil and gas show and conference (pp. SPE-164418). SPE. https://doi.org/10.2118/164418-MS

[9] Vizika, O., Avraam, D. G., & Payatakes, A. C. (1994). On the role of the viscosity ratio during low-capillary-number forced imbibition in porous media. *Journal of colloid and interface science*, 165(2), 386-401. https://doi.org/10.1006/jcis.1994.1243

[10] Prats, M. (1982). Thermal recovery.

[11] Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, 3(9), 1529-1575. https://doi.org/10.3390/en3091529

[12] Santos, R. G. D., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 31, 571-590. https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853

[13] Shafiai, S. H., & Gohari, A. (2020). Conventional and electrical EOR review: the development trend of ultrasonic application in EOR. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 2923-2945. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00929-x

[14] Notz, P. K., Prieditis, J., & Stevens, J. F. (1997). U.S. Patent No. 5,632,336. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

[15] Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery (Vol. 6, pp. 143-154). Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

[16] Chierici, G. L. (2012). Principles of Petroleum Reservoir Engineering: Volume 2 (Vol. 2). Springer Science & Business Media.

[17] Guerrero, F., Bryan, J., & Kantzas, A. (2021). Visualization of chemical heavy oil EOR displacement mechanisms in a 2D system. Energies, 14(4), 950. https://doi.org/10.3390/en14040950

[18] Tavakkoli, O., Kamyab, H., Shariati, M., Mohamed, A. M., & Junin, R. (2022). Effect of nanoparticles on the performance of polymer/surfactant flooding for enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 312, 122867. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122867

[19] Afolabi, F., Mahmood, S. M., Yekeen, N., Akbari, S., & Sharifigaliuk, H. (2022). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review of recent progress. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109358. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109358

[20] Joshi, D., Maurya, N. K., Kumar, N., & Mandal, A. (2022). Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110791. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110791

[21] Malmir, P., Hashemi, A., & Soltani Solgani, B. (2019). Experimental study of polymer injection on enhanced oil recovery from heavy oil reservoirs and determination of optimum injection concentration. *Journal of Petroleum Research*, 29(98-3), 120-130.

[22] Deng, P., Xu, Z., & Feng, Y. (2013). Sensitive determination of bisphenol A in plastic products by derivative voltammetry using an acetylene black paste electrode coated with salicylaldehyde-modified chitosan. *International Journal of Environmental Analytical Chemistry*, 93(11), 1116-1131. https://doi.org/10.1080/03067319.2012.702276

[23] Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., & Yusuff, A. S. (2019). An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. *International Nano Letters*, 9, 171-202. https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8

[24] Mai, A., & Kantzas, A. (2007, June). Heavy oil waterflooding: effects of flow rate and oil viscosity. In PETSOC Canadian International Petroleum Conference (pp. PETSOC-2007). PETSOC. https://doi.org/10.2118/2007-144

[25] Xu, W., Ok, J. T., Xiao, F., Neeves, K. B., & Yin, X. (2014). Effect of pore geometry and interfacial tension on water-oil displacement efficiency in oil-wet microfluidic porous media analogs. *Physics of Fluids*, 26(9). https://doi.org/10.1063/1.4894071

[26] Lenormand, R. (1989). Flow through porous media: limits of fractal patterns. Proceedings of the Royal Society of London. A. Mathematical and Physical Sciences, 423(1864), 159-168. https://doi.org/10.1098/rspa.1989.0048

[27] Golmohammadi, S., Ding, Y., Kuechler, M., Reuter, D., Schlueter, S., Amro, M., & Geistlinger, H. (2021). Impact of wettability and gravity on fluid displacement and trapping in representative 2D micromodels of porous media (2D sand analogs). *Water Resources Research*, 57(10), e2021WR029908. https://doi.org/10.1029/2021WR029908

[28] Karadimitriou, N. K., & Hassanizadeh, S. M. (2012). A review of micromodels and their use in two-phase flow studies. *Vadose Zone Journal*, 11(3). https://doi.org/10.2136/vzj2011.0072

[29] Rostami, S., Ahmadlouydarab, M., & Haddad, A. S. (2022). Effects of hot nanofluid injection on oil recovery from a model porous medium. *Chemical Engineering Research and Design*, 186, 451-461. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2022.08.013

[30] Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, *Physical and Engineering Sciences*, 372(2006), 20120320. https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320

[31] Lv, M., & Wang, S. (2015). Pore-scale modeling of a water/oil two-phase flow in hot water flooding for enhanced oil recovery. *RSC advances*, 5(104), 85373-85382. https://doi.org/10.1039/C5RA12136A