

Experimental study of temperature and permeability effect on polymer flooding

Esmail Darash¹, Mostafa Keshavarz Moraveji^{2,*}, Arezou Jafari^{3,*}, Arsalan Parvareh⁴, Omid Alizadeh⁵

1. Department of Chemical Engineering, Borujerd Branch, Islamic Azad University, Borujerd, Iran
2. Department of Chemical Engineering, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic), Tehran, Iran;
3. Faculty of Chemical Engineering, Department of Petroleum Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran;
4. Chemical Engineering and Petroleum Faculty, Razi University, Kermanshah, Iran
5. Department of Chemistry and Chemical Engineering, Rasht Branch, Islamic Azad University, Rasht, Iran

Abstract

Research subject: Investigation of the effect of temperature on the polymer flooding performance at the pore scale, leads to an understanding of the behavior of the polymer solution in porous media with varying permeability.

Research approach: In this study, the effect of temperature on flooding of polyacrylamide polymer on enhanced oil recovery in two homogeneous micromodels at 25 and 70 °C was investigated. In addition, polymer rheology and injected fluid viscosity were measured for better analysis of results.

Main results: Examining the flood results, it was found that on the one hand, the temperature factor helped to increase oil recovery by reducing the viscosity of the oil. On the other hand, it has reduced the role of injected fluid viscosity in oil extraction by reducing the viscosity of the polymer. The results showed that the phenomenon of fingering decreases in the case of polymer injection and the rate of improvement of oil recovery during polymer and water flooding increases with increasing temperature. In general, the flow pattern, the stability of the polymer solution front and the ultimate oil recovery are controlled by the mobility ratio, which is significantly affected by the temperature and viscosity of the polymer solution. So that with the increase in temperature, the capillary forces overcome the viscous forces and reduce the pore-to-pore sweep of the oil phase. Therefore, the permeability and the shape of the pores of the porous medium can affect the flooding performance of the polymer. The rate of improvement of oil recovery during polymer flooding in the A micromodel increased from about 43% at ambient temperature to more than 51% and in the B micromodel from about 51% to more than 60% at 70 °C.

key words

Temperature
permeability
polyacrylamide polymer
polymer flooding
micromodel

*To whom correspondence should be addressed:
moraveji@aut.ac.ir

مطالعه تجربی تأثیر دما و تراوایی بر سیلابزنی پلیمر

اسماعیل دارش^۱، مصطفی کشاورز مروجی^{۲*}، آرزو جعفری^{۳*}، ارسلان پرواره^۴، امید علیزاده^۵

۱. گروه مهندسی شیمی، واحد بروجرد، دانشگاه آزاد اسلامی، بروجرد، ایران
۲. گروه مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، تهران، ایران
- *۳. گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران
۴. دانشکده مهندسی شیمی و دانشکده نفت، دانشگاه رازی، کرمانشاه، ایران
۵. گروه شیمی و مهندسی شیمی، واحد رشت، دانشگاه آزاد اسلامی، رشت، ایران

فصلنامه علمی - پژوهشی بین رشته‌ای
سال ششم، شماره ۳، نسخه ۱
پاییز ۱۴۰۱، صفحه ۲۸-۱۹

چکیده

موضوع تحقیق: بررسی اثر دما بر عملکرد سیلابزنی پلیمر در مقیاس منفذ در محیط‌های متخلخل با تراوایی متفاوت، به درک درستی از رفتار محلول پلیمر می‌انجامد.

روش تحقیق: در این مطالعه اثر دما بر سیلابزنی پلیمر پلی‌اکریل‌آمید بر ازدیاد برداشت نفت در دو میکرومدل همگن با تراوایی‌های مختلف در دماهای ۲۵ و ۷۰ °C مورد بررسی قرار گرفت. علاوه بر این، رئولوژی پلیمر بررسی و گرانیروی سیالات تزریقی به‌منظور تحلیل بهتر نتایج، اندازه‌گیری شد.

نتایج اصلی: با بررسی نتایج سیلابزنی مشخص شد که فاکتور دما از یک طرف با کاهش گرانیروی نفت به افزایش بازیافت آن کمک کرده و از طرف دیگر با کاهش گرانیروی پلیمر، باعث کاهش نقش گرانیروی سیال تزریقی در میزان برداشت نفت شده است. نتایج به‌دست‌آمده نشان داد که در حالت تزریق پلیمر پدیده انگشتی‌شدن کاهش و با افزایش دما میزان بهبود بازیافت نفت طی سیلابزنی پلیمر و آب افزایش می‌یابد. به‌طور کلی، الگوی جریان، پایداری جبهه محلول پلیمر و بازیافت نهایی نفت با نسبت تحرک کنترل می‌شود، که به‌طور قابل توجهی تحت تأثیر دما و ویسکوزیته محلول پلیمر قرار دارد. به‌طوری‌که با افزایش دما، نیروهای موئینه بر نیروهای ویسکوز غلبه کرده و باعث کاهش جاروب منفذ به منفذ فاز نفت می‌شود. بنابراین، تراوایی و شکل منافذ محیط متخلخل، می‌تواند عملکرد سیلابزنی پلیمر را تحت تأثیر قرار دهد. میزان بهبود بازیافت نفت طی سیلابزنی پلیمر در میکرومدل «الف» از حدود ۴۳ درصد در دمای محیط به بیش از ۵۱ درصد و در میکرومدل «ب» از حدود ۵۱ درصد به بیش از ۶۰ درصد در دمای ۷۰ °C افزایش یافت.

کلمات کلیدی

دما؛ تراوایی

پلیمر پلی‌اکریل‌آمید

سیلابزنی پلیمر

میکرومدل

*مسئول مکاتبات:

moraveji@aut.ac.ir

۱ مقدمه

پلیمر را بر ضریب بازیابی نفت در سازندهای ماسه سنگی با نفوذپذیری کم بررسی و گزارش کردند که بازیابی نفت به صورت متناسب با افزایش غلظت پلیمر زیاد نشده است. در واقع، ضریب بازیابی وقتی شروع به کاهش کرد که غلظت پلیمر به بالاتر از سطحی معین رسید. این کاهش بازیابی نفت به لایه پلیمر تشکیل شده در غلظت‌های بالا نسبت داده می‌شد که کاهش نفوذپذیری قابل توجهی را ایجاد می‌کرد. الصباغ [۲۰] و همکاران به بررسی اثر پارامترهایی مانند دماهای بالا بر خصوصیات محلول و خواص رئولوژیکی پلی‌اکریل‌آمید و همچنین پلی‌اکریل‌آمیدهای اصلاح‌شده آب‌گریز و پتانسیل استفاده از آن‌ها در سیلابزنی پلیمر پرداختند. لی [۲۱] و همکاران آزمایش سیلابزنی به ترتیب در دمای ۴۵ و ۸۵ °C انجام دادند، که در طی آن کارایی سیلابزنی برای پلیمر PAM مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که با افزایش دما تا ۸۵ °C عملکرد پلیمر کاهش یافته است، به طوری که بازیابی نفت در دمای ۴۵ و ۸۵ به ترتیب ۱۲ و ۹/۲ درصد است. شایان ذکر است که به دلیل عدم بررسی عملکرد پلیمر در مقیاس منفذ در این مطالعه، نیاز است تا کارایی محلول PAM، طی سیلابزنی پلیمر در دماهای بالا در میکرومدل‌های شیشه‌ای شفاف‌تر شود. به دلیل مطالعات محدود در زمینه تأثیر دما بر عملکرد سیلابزنی پلیمر پلی‌اکریل‌آمید، در این مطالعه تأثیر پارامتر دمای مخزن بر فرایند ازدیاد برداشت نفت با استفاده از سیلابزنی پلیمر، در دو میکرومدل همگن که از لحاظ ساختاری و همچنین تراوایی با یکدیگر متفاوت هستند، با هدف تأثیر این پارامترها بر فرایند سیلابزنی بررسی شده است.

۲ مواد و روش‌ها

۲-۱ مواد

۲-۱-۱ نفت خام

نمونه نفت مورد استفاده در تمامی آزمایش‌ها از یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران با چگالی 0.9 g/cm^3 و گرانشوی $151/04 \text{ cp}$ تهیه شده است.

۲-۱-۲ مواد شیمیایی مورد استفاده

در این تحقیق از پلی‌اکریل‌آمید که رایج‌ترین پلیمر مورد استفاده در سیلابزنی پلیمر است، استفاده شد. همچنین محدوده معمول غلظت پلیمر در فرایند سیلابزنی پلیمر به منظور توجیه اقتصادی فرایند بین ۱۰۰۰ تا ۳۰۰۰ ppm است [۲۲]. در این مطالعه حد بالای غلظت یعنی ۳۰۰۰ ppm در نظر گرفته شده است. خواص مواد مورد استفاده در این تحقیق در جدول ۱ نشان داده شده است. سیال پایه مورد استفاده برای آماده‌سازی محلول‌ها و سیلابزنی، آب مقطر بوده است.

۲-۲ روش آزمایشگاهی

سیلابزنی پلیمر به دلیل پتانسیل مناسب برای اصلاح پروفایل سیال تزریقی از طریق کاهش نسبت تحرک‌پذیری به منظور افزایش حجم جاروب نفت در مخازن، هزینه نسبتاً کم و روش سنتز ساده مورد توجه محققان قرار گرفته است [۱-۴]. پیش‌بینی و ارزیابی عملکرد فرایند سیلابزنی پلیمر در پروژه میدانی، نیاز به درک عمیق از رفتار رئولوژیکی محلول پلیمر و ناهمگنی‌های مخزن دارد [۵]. با توجه به ناهمگنی ناشی از عوامل طبیعی به نظر می‌رسد که سرعت پیشروی آب تزریق شده در لایه‌های با نفوذپذیری بالا سریعتر از لایه‌های با نفوذپذیری کم است و با توجه به اینکه نفت خام دارای گرانشوی بیشتری نسبت به آب است، آب از چاه‌های تولیدی زودتر خارج می‌شود. بنابراین نفت باقیمانده در لایه‌های با نفوذپذیری کم نمی‌تواند به طور مؤثر تولید شود، که این شرایط نامطلوب را می‌توان با سیلابزنی پلیمر کاهش داد [۶، ۷]. پلیمری که به دلیل توجیه اقتصادی مناسب به طور گسترده در اکثر میادین نفتی استفاده می‌شود از خانواده‌ی پلی‌اکریل‌آمید (PAM) است [۸]. یکی از عوامل مهم که سازوکارهای فرایند سیلابزنی پلیمر را تحت تأثیر قرار می‌دهد، هندسه محیط متخلخل است. تاکنون پژوهش‌های فراوانی در مورد ساختار منافذ، سازوکارها و الگوی جریان در سیلابزنی پلیمر انجام شده است که نشان می‌دهد محلول‌های پلیمری بازده جابجایی میکروسکوپی نفت را افزایش می‌دهند [۹-۱۱]. وانگ و شیا [۱۲، ۱۳] با بررسی سیلابزنی‌ها در مقیاس میکرو، اظهار داشتند که پلیمرهای گرانشوی کم می‌توانند مقدار نفت باقیمانده را کاهش دهند. میبیدی [۱۴] و جمالویی [۱۵] اثرات ترشوندگی و مورفولوژی محیط متخلخل را در میکرومدل‌های شیشه‌ای بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که پایداری محلول پلیمر و الگوی جریان و در نتیجه برداشت نفت نهایی به میزان قابل توجهی تحت تأثیر مورفولوژی منافذ، شکل منافذ و مکان گلوگاه‌ها در بدنه روزنه قرار دارد. نیلسون و همکاران تأثیر رئولوژی سیال را بر بهبود بازیافت نفت بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که محلول پلیمر گرانشوی کم بوده و در بازیافت نفت از درون منافذ بسته و مناطق جاروب نشده نسبت به دیگر سیالات تزریقی موفق‌تر عمل کرده و می‌تواند نفت بیشتری از مدل خارج کند. اورانتا و همکاران [۱۷] نشان دادند که پلی‌اکریل‌آمید می‌تواند به طور مؤثر در محدوده دمایی 75°C -۸۰ فعالیت کند. ژونگ و همکاران [۱۸] نشان دادند که با تشکیل پلیمرهای با تحرک به میزان کافی پایین، محلول پلیمری می‌تواند نفت و آب شور را با حداقل اختلاط در مخازن جابجا کند. با این حال، مشکل تخریب پلیمر در دمای بالا هنوز وجود داشت. پارک [۱۹] و همکاران اثر کاهش نفوذپذیری با جذب سطحی

جدول ۱ خواص مواد مورد استفاده در این تحقیق
Table 1. Properties of materials used in this research

Material	Company	Purity (%)	Density (g/cm ³)	M.W	Application
PAM	Sigma-Aldrich	99.9	0.75	106×6 D	Flooding
DW	-	-	1	18 g/mol	Flooding, Rinse, Solution preparation
Toluene	Merck	99	0.87	92.14 g/mol	Rinse

۲-۲-۱ آماده‌سازی محلول‌ها

رئولوژی پلیمر از یک سو بر قابلیت تزریق پلیمر اثر می‌گذارد و از سوی دیگر بر نرخ تولید نفت و بازیافت نهایی اثرگذار است [۲۴]. لذا در این تحقیق، خواص رئولوژیکی پلی‌اکریل‌آمید، در دماهای مختلف، توسط رئومتر Anton Paar بررسی شد. رابطه گرانیروی ظاهری و نرخ برشی در محدوده ۰/۰۱ - ۱۰ ۱/s مورد بررسی قرار گرفت. همچنین گرانیروی نفت و سیالات تزریقی نیز با استفاده از گرانیروسنج بروکفیلد در دمای ۲۵ °C و ۷۰ اندازه‌گیری شدند.

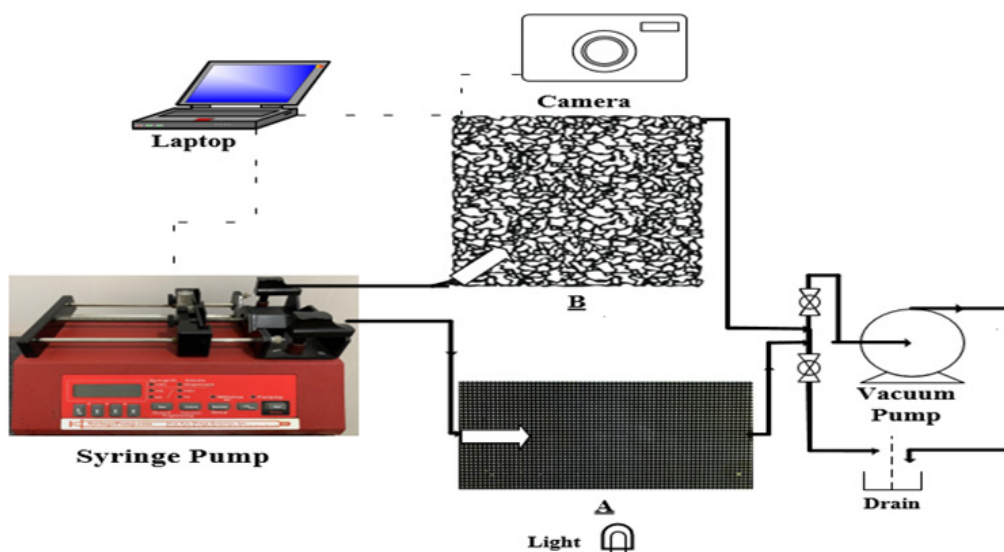
۲-۲-۲ سامانه تزریق در میکرومدل

از سامانه میکرومدل که در شکل ۱ نشان داده شده و شامل پمپ سرنگی (New Era)، نگهدارنده میکرومدل، منبع نور، پمپ خلأ، دوربین نیکون D5300، رایانه و میکروسکوپ دینولایت است، برای انجام آزمایش‌های سیلابزنی استفاده شده است.

در این مطالعه از دو میکرومدل شیشه‌ای همگن با الگوی ساختاری و تراوایی متفاوت که خصوصیات آن در جدول ۲ ذکر شده است، برای بررسی سازوکارهای

برای آماده‌سازی محلول پلی‌اکریل‌آمید، ۰/۵ گرم پودر پلی‌اکریل‌آمید به ۵۰۰ میلی‌لیتر آب مقطر افزوده و توسط همگن‌ساز به آرامی به مدت ۴۸ ساعت با ۱۰۰ دور در دقیقه همزده شد. طبق نظریه محلول‌های پلی‌الکترولیتی، حضور بارهای الکترواستاتیکی در ساختار پلیمرها، عامل اصلی برای کشیدگی ناشی از دافعه الکتریکی در زنجیره پلیمرها در آب هستند که در نهایت باعث افزایش گرانیروی می‌شود. از طرفی زمانی که پلی‌الکترولیت‌ها در آب حاوی الکترولیت (نمک) حل می‌شوند، بخش دارای بار منفی آن‌ها برای انجام واکنش، به سمت کاتیون‌ها تمایل نشان می‌دهد که این امر باعث کاهش گرانیروی و حجم هیدرودینامیکی پلیمر می‌شود [۲۳]. بر همین اساس از آنجایی که هدف در این مطالعه، فقط بررسی تأثیر پارامتر دما بر رفتار رئولوژیکی پلیمر است، بنابراین محلول پلیمر با سیال پایه آب مقطر تهیه شد.

۲-۲-۲ بررسی رئولوژی

شکل ۱ طرح‌واره مجموعه میکرومدل
Figure 1. Scheme of micromodel set

جدول ۲ خصوصیات میکرومدل های مورد استفاده در این تحقیق
Table 2. Characteristics of micromodels used in this research

Pattern	Dimension (cm)	porosity (%)	Pore diameter (mm)	Throat diameter (mm)	Permeability (D)
A	0.016×5×10	62.44	1.32	0.26	8.8
B	0.006×6×6	38	-	-	0.89

آن است که گرانیروی PAM به شرایط دمای مخزن وابستگی زیادی دارد.

دلیل آن این است که با افزایش دما، نیروی بین مولکولی و زمان برهم کنش بین مولکول های مجاور سیال به دلیل افزایش سرعت مولکول های فردی کاهش می یابد. همچنین با افزایش دما، حرکت حرارتی مولکول های پلیمر زیاد می شود. در نتیجه، تحرک بالاتر زنجیره های PAM اتفاق می افتد و این منجر به اختلال در برهم کنش بین مولکولی گروه آب گریز خواهد شد. از این رو، در هم تنیدگی زنجیره پلیمر، باعث کاهش حجم هیدرودینامیکی و به تبع آن کاهش گرانیروی پلیمر PAM می شود که این نتیجه در پژوهش حاشمت و همکاران نیز مشاهده شد [۲۵]. همچنین بررسی ها نشان می دهد که شوری محلول پلیمر می تواند باعث تجزیه پلیمر و در نتیجه باعث کاهش گرانیروی محلول پلیمری شود [۱۷]. گرانیروی نفت، محلول پلیمر و آب مقطر تزریقی در دماهای ۲۵ و ۷۰ °C در جدول ۳ گزارش شده است.

۳-۲ بررسی تأثیر دما بر سیلابزنی پلیمر و آب در میکرومدل «الف»

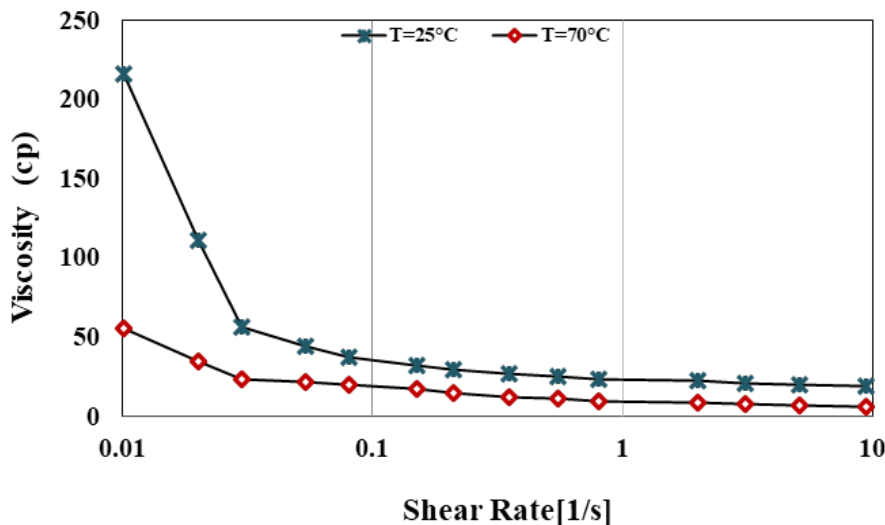
شکل ۳ الگوی جریان در میکرومدل «الف» در دماهای مختلف در سیلابزنی پلیمر را نشان می دهد. سیلابزنی پلیمر نشان داد که با اصلاح نسبت تحرک پذیری، بازده جارویی را بهبود می بخشد.

جابجایی در مقیاس منفذ استفاده شده است. نرم افزار کرل دراو برای طراحی میکرومدل ها مورد استفاده قرار گرفت. سپس طرح های مورد نظر با استفاده از فناوری لیزر روی شیشه حک شد. قبل از شروع هر آزمایش، میکرومدل ها با استفاده از تولوئن و آب مقطر شسته شده و توسط پمپ خلأ تخلیه می شد. در مرحله بعد، مدل با نفت اشباع شد. برای اطمینان از معتبر بودن مفروضات معادله دارسی، دبی در هر مرحله $0.01/0.1 \text{ min/cm}^3$ انتخاب شد که در محدوده عدد رینولدز برای جریان بسیار آرام است. در طول هر آزمایش، با استفاده از دوربین عکسبرداری، با فاصله زمانی هر پنج دقیقه تصاویر ثبت و باز یافت نهایی نفت با استفاده از نرم افزار فتوشاپ محاسبه می شد. در نهایت، با بررسی تصاویر میکروسکوپی، هرگونه تغییر در مقیاس منافذ مورد بررسی قرار می گرفت. به منظور تنظیم دمای میکرومدل در دمای مورد نظر، از حمام آب استفاده شده است. همچنین میکرومدل در طول آزمایش ها به صورت افقی قرار می گرفت تا تأثیر نیروی گرانش حداقل باشد.

۳ نتایج و بحث

۳-۱ بررسی رئولوژی پلیمر و نتایج گرانیروی

شکل ۲ اثر دما را بر رئولوژی محلول PAM در نرخ های برشی مختلف نشان می دهد و بیان کننده



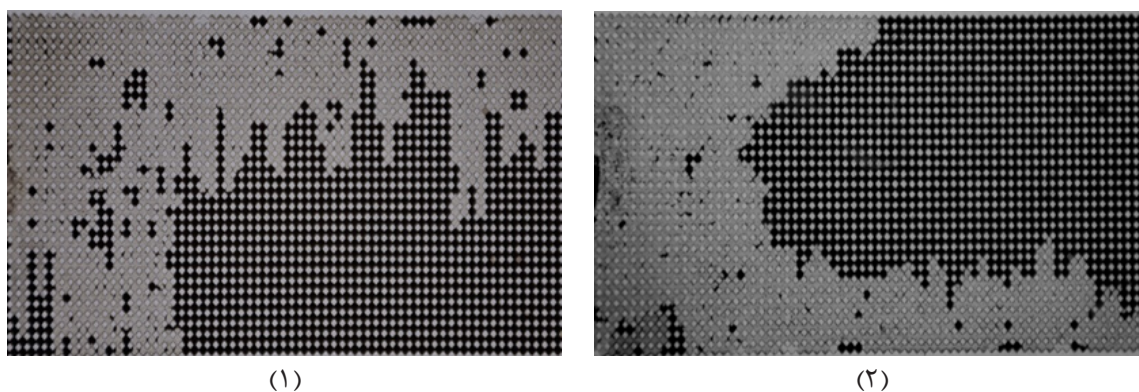
شکل ۲ تأثیر دما بر رفتار رئولوژیکی محلول پلیمر در نرخ های برشی مختلف
Figure 2. The effect of temperature on the rheological behavior of the polymer solution at different shear rates

جدول ۳. گرانیروی نفت، محلول پلیمر و آب مقطر تزریقی در دماهای ۲۵ و ۷۰ °C
Table 3. Viscosity of oil and injected fluids at different temperatures

Viscosity (cp)			
T (°C)	PAM	DW	Oil
25	215.9	0.992	151.04
70	55.2	0.532	24.81

آب شد و در نتیجه آن بازدهی در حدود ۲۹ درصد است. با بیشتر شدن دمای میکرومدل و انجام تزریق در دمای ۷۰ °C که کاهش گرانیروی نفت را به همراه دارد، مشاهده می‌شود که نفت بیشتری جابجا شده و میزان بازیافت نفت از ۲۹ به ۴۸/۷ درصد افزایش می‌یابد و بیش از ۱۹ درصد نفت بیشتری تولید می‌شود. نتایج بازیافت نهایی نفت و همچنین زمان میانشکنی در دماهای مختلف، طی سیلابزنی پلیمر و آب در میکرومدل الف در جدول ۴ نشان داده شده است. بررسی نتایج سیلابزنی پلیمر و آب نشان داد که زمانی که دما در طی فرایند تزریق افزایش می‌یابد، اختلاف در میزان برداشت نفت توسط پلیمر و آب کاهش می‌یابد؛ به طوری که این اختلاف در میزان برداشت نفت طی سیلابزنی پلیمر و آب در

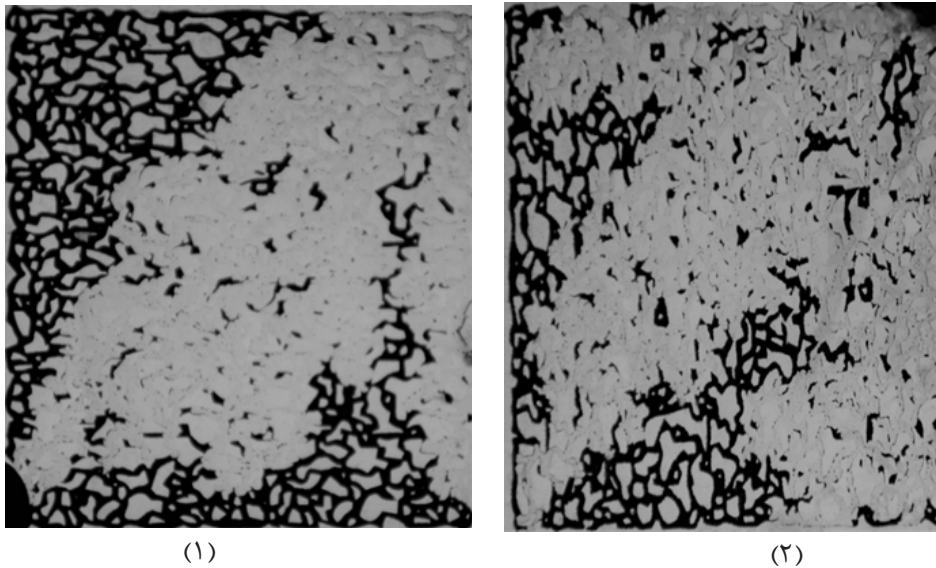
در شکل ۳-۱ که مربوط به سیلابزنی پلیمر در دمای محیط است، حجم زیادی از نفت موجود بازیافت می‌شود. پلیمر تزریقی تحرک پذیری کمتری داشته و تمایل بیشتری برای پخش شدن در محیط متخلخل از خود نشان می‌دهد. همچنین پدیده انگشتی شدن در سیلابزنی پلیمر از بین رفته و سیال، رفتار پیستون‌مانند از خود نشان می‌دهد و با غلبه بر فشار موئینه حفرات، به خوبی در محیط متخلخل پخش می‌شود. همچنین از آنجایی که پلی‌اکریل‌آمید دارای طبیعت آب‌دوست است در لایه نفت نفوذ نمی‌کند و تمایل دارد که از طریق دیواره‌های منافذ جریان یابد. این امر باعث می‌شود پدیده انگشتی در طول سیلابزنی پلیمر کمتر شده و میزان بازیافت نفت برابر با ۴۳/۵ درصد شود.



شکل ۳ سیلابزنی پلیمر در مدل (الف) در دمای (۱) ۲۵ °C و (۲) ۷۰ °C
Figure 3. Polymer flooding in model (A) at a temperature of 1) 25 °C and 2) 70 °C

در دمای محیط بیش از ۱۴ درصد و در دمای ۷۰ °C حدوداً ۲/۳ درصد مشاهده شد. بنابراین می‌توان گفت وجود شرایط سخت در مخزن مانند دماهای بالاتر از ۷۰ °C منجر به ناپایداری پلیمر می‌شود [۱۷]. هنگامی که دما بیش از ۷۰ °C باشد، گروه‌های آمید در امتداد زنجیره‌های پلیمر، تحت آب‌کافت گسترده به واحدهای کربوکسیلی تبدیل می‌شوند. در نتیجه، کاهش شدید گرانیروی محلول پلیمر و کاهش عملکرد آن را به دنبال دارد. با توجه به نتایج به دست آمده، می‌توان نتیجه گرفت که مهم‌ترین فاکتورها در بازیافت نهایی نفت، دما و برهم‌کنش دما و پلیمر تزریقی است. در نهایت می‌توان بیان کرد که کاهش گرانیروی نفت در دمای بالا، مهم‌ترین عامل در بازیافت آن است.

در شکل ۳-۲ با افزایش دما تا ۷۰ °C که باعث کاهش گرانیروی نفت و پلیمر تزریقی می‌شود، مشاهده می‌شود که همچنان توزیع یکنواخت سیال تزریقی در میکرومدل ادامه می‌یابد و پلیمر به رفتار پیستون‌مانند خود ادامه داده و باعث افزایش بازده جاروبی می‌شود. به طوری که ضریب بازیافت نفت را تا ۵۱ درصد افزایش می‌دهد. طی سیلابزنی آب مقطر، آب در مسیری که فشار موئینی کمتری دارد، حرکت می‌کند و خود را از طریق سریع‌ترین راه به چاه تولیدی می‌رساند. سیلابزنی آب در دمای محیط نشان داد که، به علت اختلاف قابل توجه در گرانیروی سیال تزریقی و نفت و همچنین نسبت تحرک نامطلوب، پدیده انگشتی مشاهده شد که وجود این مسئله باعث کاهش بازدهی روش سیلابزنی



شکل ۴ سیلابزنی پلیمر در مدل (ب) در دمای ۱) ۲۵ C° و ۲) ۷۰ C°
 Figure 4. Polymer flooding in model (B) at a temperature of 1) 25°C and 2) 70°C

با توجه به اینکه از گرانیروی سیال تزریقی کاسته شد، ولی همچنان پخش‌شدگی عرضی سیال پلیمر بر محیط متخلخل حاکم بود. دلیل آن را می‌توان اینگونه بیان کرد که در رقابت بین نیروهای گرانیرو و موئینه، نیروهای گرانیرو غالب شده و پلیمر همچنان توانایی غلبه بر فشار موئینگی گردنه منافذ را داشته و با نفوذ به منافذ باعث باز یافت بیشتر نفت می‌شود. نتایج حاصل از سیلابزنی پلیمر و الگوی جریان در دمای محیط در میکرومدل «ب» در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. میزان برداشت نفت، طی سیلابزنی پلیمر در دمای محیط، برابر با ۵۱/۴ درصد به دست آمد. با افزایش دما تا ۷۰°C، همان‌گونه که در شکل ۴-۲ مشاهده می‌شود با توجه به این که گرانیروی نفت و پلیمر تزریقی کاهش پیدا کرده، پلیمر تزریقی همچنان به رفتار پیستون‌مانند خود ادامه داده و سیال تزریقی، توزیع یکنواخت داشته و باعث افزایش بازده جاروبی می‌شود. تنش‌های نرمال الاستیک درون محلول پلیمر، نفت را به سرعت به سمت خارج هدایت می‌کند تا منافذی را که وارد آن می‌شود پر کند. در نتیجه، پلیمر می‌تواند به نفت بیشتری از منافذ دسترسی پیدا کند.

جدول ۴ باز یافت نفت طی سیلابزنی پلیمر و آب در دماهای مختلف

Table 4. Oil recovery during polymer and water flooding at different temperatures

T (°C)	Breakthrough Time (min)				Ultimate oil recovery (%)			
	Micromodel				Micromodel			
	A		B		A		B	
	PAM	DW	PAM	DW	PAM	DW	PAM	DW
25	115	86	72	41	43.5	29.2	51.4	29
70	175	169	77	-	51	48.7	60.5	-

باز یافت نفت را نسبت به مدل «الف» افزایش دهد. اما اگر اندازه گردنه‌ها و نفوذپذیری خیلی کوچک باشد به تله افتادن مکانیکی (Mechanical Entrapment)، حرکت پلیمر را در این میکرومدل با مشکل مواجه می‌کند. همچنین تزریق پلیمر به مخازن با نفوذپذیری کم منجر به پاره شدن زنجیره‌های پلیمری شده و متعاقباً باعث می‌شود پلیمر قابلیت خود را از دست بدهد.

۴ نتیجه‌گیری

* نتایج سیلابزنی پلیمر نشان داد که افزایش گرانیروی سیال تزریقی در دمای محیط و کاهش گرانیروی نفت در دمای بالا، مهمترین عامل در باز یافت آن بوده است.

* بررسی تأثیر دما نشان داد که گرانیروی پلیمر به شرایط دمای مخزن بستگی داشته و این امر بر نسبت تحرک سیال تزریقی در مخزن اثر منفی دارد. انبوهه‌های (aggregate) پلیمری تشکیل شده در دمای بالا باعث کند شدن حرکت محلول پلیمر در محیط متخلخل شده که عملکرد سیلابزنی پلیمری را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

* کاهش اختلاف در میزان باز یافت نفت در دماهای بالا طی سیلابزنی پلیمر و آب، به دلیل افزایش حرکت حرارتی مولکول‌های پلیمر، کاهش حجم هیدرودینامیکی و به تبع آن کاهش گرانیروی پلیمر است.

* بررسی‌های ماکروسکوپی و اندازه‌گیری‌های کمی نشان داد که کارایی پلیمر در محیط با تراوایی پایین، بهتر است. به طوری که میزان باز یافت نفت طی سیلابزنی پلیمر در دمای محیط حدود ۵۱ درصد و بیش از ۶۰ درصد در دمای 70°C افزایش یافت.

در نهایت ضریب باز یافت نفت در این دما تا ۶۰/۵ درصد افزایش می‌یابد و افزایش بیش از ۹ درصدی نسبت به دمای محیط دارد.

طی سیلابزنی آب، به دلیل پایین بودن گرانیروی سیال تزریقی نسبت به پلیمر، تمایل جبهه‌ای جریان جهت نفوذپذیری در محیط متخلخل کاهش یافته و سیال تزریقی به دلیل عدم توانایی در غلبه بر فشار مؤینگی در گردنه منافذ ناتوان عمل می‌کند. همچنین به دلیل نسبت تحرک نامناسب، آب مقطر تمایل دارد از کوتاهترین مسیر خود را به خروجی محیط برساند. در نهایت طی سیلابزنی آب در دمای 25°C ، نفت کمی به وسیله آب تزریقی جابجا شده، که در نتیجه آن باز یافت نفت در حدود ۲۹ درصد مشاهده شد.

نتایج باز یافت نهایی نفت و زمان میانشکنی در دماهای مختلف، طی سیلابزنی پلیمر و آب در میکرومدل «ب» در جدول ۴ نشان داده شده است.

بررسی تصاویر سیلابزنی و اندازه‌گیری‌های کمی نشان داد که بازده جابجایی در لایه‌های با نفوذپذیری کم نسبت به لایه‌های با نفوذپذیری بالا بهتر است. همچنین زمان میانشکنی در میکرومدل «ب» به دلیل ابعاد کوچکتر نسبت به میکرومدل «الف» زودتر اتفاق می‌افتد. ولی باز یافت نفت در این میکرومدل نسبت به میکرومدل «الف» بیشتر است. دلیل این امر را می‌توان اینگونه توضیح داد که محلول پلیمر در اکثر ورودی منافذ، توانایی ورود و غلبه بر فشار مؤینگی گردنه منافذ را نداشته و به اصطلاح دچار گیرافتادگی شده است. بنابراین وجود گردنه‌ها با فشار مؤینگی بالا به عنوان موانع جریان سبب می‌شود که سیال تزریقی به خوبی در محیط متخلخل پخش شود و بازده

مراجع

- [1.] Riahihnezhad M., Romero-Zerón L., McManus N. and Penlidis A., Evaluating the Performance of Tailor-Made Water-Soluble Copolymers for Enhanced Oil Recovery Polymer Flooding Applications, *Fuel*, 203, 269-278, 2017.
- [2.] Cao W., Xie K., Lu X., Liu Y. and Zhang Y., Effect of Profile-Control Oil-Displacement Agent on Increasing Oil Recovery and its Mechanism, *Fuel*, 237, 1151-1160, 2019.
- [3.] Zhou Y., Muggeridge A.H., Berg C.F. and King P., Effect of Layering on Incremental Oil Recovery from Tertiary Polymer Flooding, *SPE Reservoir Eval. Eng.*, 22, 941-951, 2019.
- [4.] Brantson E.T., Ju B., Appau P.O., Akwensi P.H. and Peprah G.A., Development of Hybrid Low Salinity Water Polymer Flooding Numerical Reservoir Simulator and Smart Proxy Model for Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR). *J. Pet. Sci. Eng.*, 187, 106751, 2020.
- [5.] Emami-Meybodi H., Kharrat R. and Ghazanfari M., Effect of Heterogeneity of Layered Reservoirs on Polymer Flooding: An Experimental Approach Using Five-Spot Glass Micromodel, in: 70th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition-Incorporating SPE EUROPEC 2008. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [6.] Liu Z., Li Y., Lv J., Li B. and Chen Y., Optimization of Polymer Flooding Design in Conglomerate Reservoirs, *J. Pet. Sci. Eng.*, 152, 267-274, 2017.
- [7.] Lai N., Wen Y., Yang Z., Chen J. and Zhao X., Polymer Flooding in High-Temperature and High-Salinity Heterogeneous Reservoir by Using Diutan Gum, *J. Pet. Sci. Eng.*, 188, 106902, 2020.
- [8.] Zou C., Zhao P., Hu X., Yan X. and Zhang Y., β -Cyclodextrin-functionalized Hydrophobically Associating Acrylamide Copolymer for Enhanced Oil Recovery, *Energy & fuels*, 27, 2827-2834, 2013.
- [9.] Sheng J.J., *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf Professional Publishing, 2010.
- [10.] Yin H., Wang D. and Zhong H., Study on Flow Behaviors of Viscoelastic Polymer Solution in Micropore with Dead End, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro, 2006.
- [11.] Xia H., Wang D., Wang G., Ma W. and Liu J., Mechanism of the Effect of Micro-Forces on Residual Oil in Chemical Flooding, in: SPE Symposium on Improved Oil Recovery, One Petro, 2008.
- [12.] Wang D., Xia H., Liu Z. and Yang Q., 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, in: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. OnePetro, 2001.
- [13.] Wang D.M., Cheng J.C. and Xia H.F., Improvement of Displacement Efficiency of Cores by Driving Forces Parallel to the Oil-Water Interface of Viscous-Elastic Fluids, *Acta Petrolei Sinica*, 23, 48-52, 2002.
- [14.] Meybodi H.E., Kharrat R. and Araghi M.N., Experimental Studying of Pore Morphology and Wettability Effects on Microscopic and Macroscopic Displacement Efficiency of Polymer Flooding, *J. Pet. Sci. Eng.*, 78, 347-363, 2011.
- [15.] Jamaloei B.Y. and Kharrat R., Analysis of Microscopic Displacement Mechanisms of Dilute Surfactant Flooding in Oil-Wet and Water-Wet Porous Media, *Transp. Porous Media*, 81, 1-19, 2010.
- [16.] Jamaloei B.Y. and Kharrat R., Fundamental Study of Pore Morphology Effect in Low Tension Polymer Flooding or Polymer-Assisted Dilute Surfactant Flooding, *Transp. Porous Media*, 76, 199-218, 2009.
- [17.] Uranta K., Gomari S. R., Russell P. and Hammad F., Determining Safe Maximum Temperature Point (SMTP) for Polyacrylamide Polymer (PAM) in Saline Solutions, *J. Oil, Gas Petrochem. Sci.*, 1, 1-8, 2018.
- [18.] Zhong C., Zhang H. and Feng L., Solution Behavior and Associating Structures of a Salt-Tolerant Tetra-Polymer Containing an Allyl-Capped Macromonomer, *J. Polym. Res.*, 21, 1-9, 2014.
- [19.] Park H., Han J. and Sung W., Effect of Polymer Concentration on the Polymer Adsorption-Induced Permeability Reduction in Low Permeability Reservoirs, *Energy*, 84, 666-671, 2015.
- [20.] Al-Sabagh A., Kandile N., Noor El-Din M.R., El-Ghazawy R.A. and El-Sharaky E.A., Solution

Properties of Hydrophobically Modified Polyacrylamides and Their Potential Use for Polymer Flooding Application, Egypt. J. Pet., 25, 433-44, 2016.

[21.] Li X.e., Xu Z., Yin H., Feng Y. and Quan H., Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery: Thermoviscosifying Polymer Versus Polyacrylamide, Energy & Fuels, 31, 2479-2487, 2017.

[22.] Donaldson E.C., Chilingarian G.V. and Yen T.F., Enhanced Oil Recovery, II: Processes and Operations, Elsevier, 1989.

[23.] Stokes, R.J. and Evans D.F, Fundamentals of Interfacial Engineering, John Wiley & Sons, 1996.

[24.] Azouz K.B., Bekkour K. and Dupuis D., Influence of the Temperature on the Rheological Properties of Bentonite Suspensions in Aqueous Polymer Solutions, Appl. Clay Sci., 123, 92-98, 2016.

[25.] Hashmet M.R., Onur M. and Tan I.M., Empirical Correlations for Viscosity of Polyacrylamide Solutions with the Effects of Temperature and Shear Rate. II. J. Dispers. Sci. Technol., 35, 1685-1690, 2014.