Petroleum Research
Petroleum Research, 2025(June-July), Vol. 35, No. 141, 1-3
DOI: 10.22078/pr.2024.5448.3428

Performance Evaluation of Polyacrylamide Polymer in Water-Based Enhanced Oil Recovery Under High-Salinity and High-Temperature Conditions: Rheological and Adsorption Studies

Mohammad Sadegh Mousapour, Mohammad Simjoo and Mohammad Chahardowli
Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran
simjoo@sut.ac.ir
DOI: 10.22078/pr.2024.5448.3428

Received: May 11, 2024 Accepted: September 08, 2024

Introduction

Polymer flooding is one of EOR methods which improves oil recovery over conventional waterflooding through modification of mobility ratio [1]. Partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) is widely used in polymer flooding projects [2]. However, due to sensitivity of HPAM to temperature and salinity, new HPAM-based polymers with improved chemical structures were introduced by recent researches. Recent researches stated that sulfonated polyacrylamide (SPAM) can resist salinity and temperature over than 150,000 ppm and 120 ºC. Also, addition of poly-vinyl pyrrolidone to SPAM structure improves salinity and temperature tolerance up to 200,000 ppm and 200 ºC [3].

Polymer adsorption on rock surface is another parameter which should be considered during polymer screening for a high salinity/high temperature reservoir. In addition, adsorption of polymer on rock surface results to reduction of the viscosity of polymer front, and as a consequence, it affects the performance of polymer flooding [4].

This study aims to evaluate the EOR potential application of HPAM polymer for an oil reservoir with high salinity/high temperature condition. To do so, rheology and polymer adsorption tests were performed using HPAM, SPAM and SVPAM polymers. Considering the reservoir salinity and temperature, the optimum polymer with the highest salt and temperature tolerance and with the minimum polymer adsorption was selected.

Material and Methods

Four HPAM-based polymers with different polymer structures were selected. Polymer solutions were prepared using synthetic seawater and reservoir brine sample. Rheology tests were performed on polymer solutions with concentration of 2000 ppm using an Anton-Paar rheometer at 80 ºC.

Also, polymer thermal stability tests were performed on 2000 ppm polymer solution which were prepared by seawater. In order to conduct polymer thermal stability tests, polymer solutions were kept at sealed bottles and were aged at reservoir temperature of 80 ºC. Viscosity of the aged solutions were measured after 1, 3, 5, 7, 14, 30, 60, 90 and 120 days after aging at reservoir temperature.

Furthermore, polymer adsorption tests were performed using 1000, 1500, 2000, 3000 and 4000 ppm polymer solutions prepared in seawater. To do so, rock powder was aged firstly with seawater for 24 hours at reservoir temperature. Thereafter, polymer solutions and rock powder were poured at test bottles, and the bottles were kept at reservoir temperature for 48 hours. Then, the polymer solution was separated by centrifuge, and the final polymer concentration after aging was determined using UV-spectroscopy. Polymer adsorption is then

calculated using Equation (1) where A is polymer adsorption on rock surface (micro gram adsorption per grams of rock), V is the polymer solution volume (cc), W_s is the initial weight of rock powder (gr), C_i is the initial polymer concentration (micro gram/cc) and C_f is the final polymer concentration (micro gram/cc).

$$A = \frac{V * (C_i - C_f)}{W_S} \quad (1)$$

Results and Discussion

Fig. 1 compares the studied polymer solutions based on salt tolerance, aging effect and adsorption in rock surface. According to the results, HPAM polymer was insoluble in reservoir brine. However, as the result of increase in makeup water salinity from SW to FW, viscosity retention was 35% in the case of SPAM and was 44% in the case of SAPAM. The highest salt tolerance was obtained in the case of SVPAM with 55% viscosity retention as the result of salinity increase. Also, based on the results, as a consequence of 120 aging days at reservoir temperature, only 2% of initial viscosity was retained in the case of HPAM. However, the viscosity retention was 25% and 31% in the cases of SPAM and SAPAM, respectively. SVPAM had the highest viscosity retention (73%) as the results of 120 aging days at reservoir temperature. Furthermore, the results showed that adsorption of 2000 ppm SVPAM polymer solution on rock surface was 73.5 micro gr polymer/gr rock, while the adsorption of 2000 ppm HPAM solution on rock surface was 1475 micro gram polymer/gr rock.

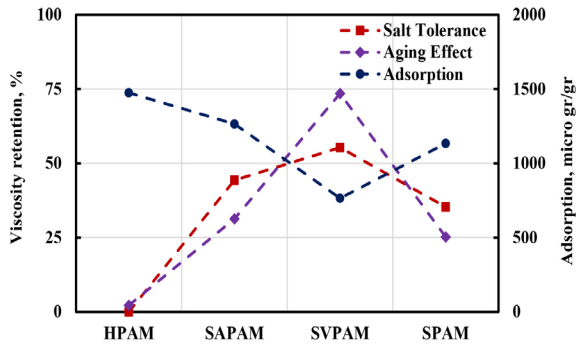


Fig. 1 Comparison of polymer solutions with 2000 ppm concentration; viscosity retention as the results of increase in makeup water salinity from S_W to F_W (salt tolerance), viscosity retention as the result of 120 days aging at reservoir temperature (aging effect) and adsorption on rock surface (adsorption).

Due to highest salt tolerance, highest temperature tolerance and lowest adsorption on rock surface, SVPAM is the optimum polymer for the reservoir studied with high salinity and high temperature condition. Polymer flooding enhances the oil recovery factor over water flooding through modification of mobility ratio. Therefore, the performance of polymer flooding is directly dependent on the polymer front viscosity. Higher salt/temperature resistance and lower polymer adsorption could improve the viscosity retention of polymer front, and consequently, the polymer flooding efficiency would be improved.

Furthermore, the results of this study showed that the chemical structure and also the molecular weight of polymer affects the viscosity retention and polymer adsorption. Therefore, the optimum polymer molecular structure and molecular weight should be considered during the design of polymer flooding project.

Conclusions

This study evaluated the EOR potential application of HPAM for high salinity/high temperature reservoirs. To do so, four polymers with distinguished chemical structures were selected, and rheology measurements, thermal stability and static polymer adsorption tests were performed. The main findings could be listed as below:

- HPAM polymer was insoluble in FW. However, the viscosity retention as the result of salinity increase from SW to FW was 35% and 44% in the case of SPAM and SAPAM, respectively. The highest salt tolerance was obtained in the case of SVPAM with 55% viscosity retention.
- According to thermal stability tests, as the result of 120 days of aging at reservoir temperature, viscosity retention of HPAM, SPAM and SAPAM was 2%, 25% and 31%. While, 73% of initial viscosity was retained in the case of SVPAM which showed its highest thermal stability.
- Adsorption of 2000 ppm HPAM, SPAM and SAPAM solutions on rock surface was 1475, 1265 and 1134 microgram polymer/gr rock. Due to the lowest molecular weight, SVPAM had the lowest polymer adsorption on rock surface i.e. 765 micro gram polymer/gr rock. Also, the adsorption results were matched with Langmuir's adsorption isotherm.
- The results of this study showed the potential of SVPAM to be applied in water-based EOR studies for high salinity/high temperature reservoirs. Also, the results of this study sheds light on the importance of the selection of polymer chemical structure and molecular weight through EOR polymer studies.

References

1. Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79(1-2), 10-24. doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005.
2. Standnes, D. C., & Skjevrak, I. (2014). Literature review of implemented polymer field projects. Journal of petroleum science and engineering, 122, 761-775. doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024.
3. Divers, T., Gaillard, N., Bataille, S., Thomas, A., & Favéro, C. (2017). Successful polymer selection

for CEOR: brine hardness and mechanical degradation considerations. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition? (p. D011S003R004). SPE. doi.org/10.2118/185418-MS.

4. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Akbari, S., Abdulelah, H., Yekeen, N., & Saraih, N. (2020). Experimental investigation and development of correlation for static and dynamic polymer adsorption in porous media. Journal of Petroleum Science and Engineering, 189, 106864. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106864.

ارزیابی عملکرد پلیمر پلی‌اکریل آمید جهت کاربرد در روش‌های ازدیاد برداشت پایه آبی در شرایط شوری و دمای بالا: مطالعات رئولوژی و جذب پلیمر

محمدصادق موسی‌پور، محمد سیم‌جو* و محمد چهاردولی

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۲/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۲۵

چکیده

ارزیابی عملکرد پلیمرهای مختلف با ساختار شیمیایی متفاوت از نقطه‌نظر مقاومت در برابر دما و شوری و جذب بر سطح سنگ به‌عنوان یکی از گام‌های مهم در راستای طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت پایه آبی به‌شمار می‌رود. این مقاله به ارزیابی عملکرد پلیمرهای مختلف با پایه پلی‌اکریل آمید جهت ازدیاد برداشت نفت با تمرکز بر شرایط یک مخزن نفتی با شرایط دما و شوری بالا می‌پردازد. بدین‌منظور، بر مبنای تجربیات حاصل از پژوهش‌های پیشین، چهار پلیمر مختلف با ساختار شیمیایی متفاوت انتخاب شده است. در این راستا، آزمایش‌های رئولوژی، پایداری دمایی و جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌صورت استاتیک برای پلیمرهای مورد مطالعه انجام شد. بر مبنای نتایج حاصل از آزمایش‌های رئولوژی، گرانروی (در نرخ برشی معادل مخزن) محلول تهیه‌شده از پلیمر پلی‌اکریل آمید (HPAM) در آب دریا (SW) و با غلظت ppm ۲۰۰۰ برابر با cP ۲۵ بود، درحالی‌که این پلیمر در آب سازندی (FW؛ شوری ppm ۲۲۱/۱۶۰) به‌طور کامل ناپایدار بود. با این‌حال، افزوده‌شدن زنجیره‌های پلیمری در قالب گروه‌های سولفونه (SPAM)، سولفونه و اکریلیک اسید (SAPAM) و سولفونه و پلی‌وینیل پیرولیدون (SVPAM) به ساختار HPAM سبب افزایش مقاومت این پلیمر در برابر شوری شد، به‌طوری‌که برای پلیمرهای SPAM و SAPAM به‌ترتیب ۳۵/۳ و ۴۴/۳٪ از گرانروی اولیه در اثر افزایش شوری سیال پایه از شوری معادل SW به FW حفظ شده است. با این‌حال بالاترین درصد حفظ گرانروی در اثر افزایش شوری از شرایط SW به FW برای پلیمر SVPAM با مقدار حفظ گرانروی ۵۵٪ حاصل شده است. همچنین، درصد حفظ گرانروی پلیمر HPAM در اثر ماند ۱۲۰ روزه در شرایط دمایی مخزن فقط در حدود ۲٪ بود، درحالی‌که درصد حفظ گرانروی برای پلیمرهای SAPAM، SPAM و SVPAM به‌ترتیب به مقادیر ۲۵، ۳۱ و ۷۳٪ ارتقا یافت. به‌علاوه، به‌دلیل دارا بودن پایین‌ترین وزن مولکولی، کمینه مقدار جذب پلیمر بر سطح سنگ برای پلیمر SVPAM حاصل شد. مطابق نتایج حاصله، برای محلول‌های پلیمری با غلظت یکسان ppm ۲۰۰۰، مقدار جذب SVPAM برابر با μgpolymer/grock ۷۶۵ بود، درحالی‌که مقدار جذب برای پلیمرهای SAPAM، HPAM و SPAM به‌ترتیب برابر با ۱۴۷۵، ۱۲۶۵ و μgpolymer/grock ۱۱۳۴ به‌دست آمد. همچنین، تحلیل نتایج حاصل از آزمایش‌های جذب پلیمر بر سطح سنگ نشان داد که در شرایط این پژوهش، سنتیک جذب پلیمر برروی سطح سنگ از مدل جذب لانگمویر تبعیت می‌کند. نتایج حاصل از این مقاله، ضمن تأیید پتانسیل مطلوب پلیمر پلی‌اکریل آمید سولفونه ارتقا یافته با زنجیره پلی‌وینیل پیرولیدون (SVPAM) جهت مطالعات مرتبط با طراحی پروژه تزریق پلیمر برای مخازن نفتی با دما و شوری بالا، اهمیت انتخاب ساختار شیمیایی و وزن مولکولی مناسب پلیمر در راستای مطالعات ازدیاد برداشت پلیمری را آشکار می‌سازد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، تزریق پلیمر، غربال‌گری پلیمر، رئولوژی پلیمر، جذب پلیمر بر سطح سنگ

---

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی simjoo@sut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5448.3428)

پژوهش نفت شماره ۱۴۱، خرداد و تیر ۱۴۰۴، صفحه ۱۴-۳

مقدمه

نیاز روز افزون به منابع انرژی، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت در راستای توسعه و بهبود تولید از مخازن هیدروکربوری را اجتناب‌ناپذیر نموده است. نتایج مطالعات پیشین و نیز تجربیات حاصل از پروژه‌های ازدیاد برداشت موفق، پتانسیل روش‌های ازدیاد برداشت پایه آبی جهت توسعه مخازن نفتی را اثبات نموده است. با این‌حال، به‌واسطه پایین بودن بازده جاروبی[1] ناشی از بالابودن نسبت تحرک‌پذیری[2]، استفاده از روش‌های معمول سیلاب‌زنی برای مخازن حاوی ناهمگونی در خواص سنگ و نیز مخازن حاوی نفت سنگین مناسب نیست. تزریق پلیمر به‌عنوان یکی از روش‌های شاخص ازدیاد برداشت پایه آبی شناخته می‌شود، که از طریق اصلاح نسبت تحرک‌پذیری به‌واسطه افزایش گرانروی فاز تزریقی می تواند به بهبود ضریب بازیافت نفت در مقایسه با سیلاب‌زنی با آب کمک نماید [۱]. بر مبنای مرور مطالعات پیشین در راستای تزریق پلیمر به مخازن نفتی، پلیمر پلی‌اکریل آمید (HPAM) به‌صورت گسترده در پروژه‌های ازدیاد برداشت پلیمری در جهان استفاده شده است [۲]. با این‌حال، با توجه به حساسیت قابل توجه پلیمر HPAM نسبت به دما، شوری و نیز غلظت یون‌های منیزیم و کلسیم، پتانسیل پلیمرهای HPAM ارتقا یافته جهت کاربرد در مخازن با دما و شوری بالا بررسی شده است [۳-۶]. نتایج مطالعات مختلف بیانگر آن است که پلی‌اکریل آمید سولفونه (SPAM) موجب افزایش مقاومت پلی‌اکریل آمید در برابر دما و شوری بالا می‌شود. با این‌حال، بر مبنای مرور مطالعات پیشین، افزایش دما به گستره بالاتر از ۱۲۰ °C و افزایش شوری به محدوده بالاتر از ۱۵۰/۰۰۰ ppm سبب افت شدید گرانروی پلی‌اکریل آمید سولفونه می‌شود [۷]. نتایج مطالعات انجام‌شده در این راستا بیانگر آن است که پلی‌اکریل آمید سولفونه ارتقا یافته با پلی‌وینیل پیرولیدون (SVPAM) عملکرد مطلوبی را تا دمای ۲۰۰ °C و شوری‌های بالاتر از ۲۰۰،۰۰۰ ppm از نقطه‌نظر حفظ گرانروی در دما و شوری بالا از خود نشان داده است [۸-۹]. در راستای غربال‌گری پلیمر مناسب جهت کاربرد در مخازن با دما و شوری بالا، علاوه‌بر بررسی گرانروی محلول پلیمری می‌بایست به برهم‌کنش‌های[3] پلیمر/سیال از جمله جذب محلول پلیمری بر سطح سنگ مخزن نیز توجه نمود. جذب پلیمر بر سطح سنگ مخزن سبب کاهش گرانروی جبهه تزریقی[4] به‌واسطه کاهش غلظت پلیمر محلول در جبهه و نیز کاهش تراوایی سنگ مخزن، و متعاقباً افت بازدهی تزریق پلیمر می‌شود [۱۰]. با توجه به این نکته که مقدار جذب پلیمر بر سطح سنگ تابعی از شوری سیال پایه[5] و دمای مخزن می‌باشد، مقایسه میزان جذب پلیمر به‌عنوان تابعی از ساختار مولکولی به‌موازات مطالعات رئولوژی، در راستای غربال‌گری پلیمر جهت ازدیاد برداشت، حائز اهمیت است [۱۱]. با این‌حال، مرور پژوهش‌های پیشین در زمینه مطالعات مربوط به ارزیابی عملکرد پلیمر HPAM در مخازن با دما و شوری بالا بیانگر آن است که غالب این مطالعات به آزمایش‌های رئولوژی پرداخته، و اثر نوع پلیمر بر برهم‌کنش‌های سنگ/سیال به‌خوبی شناخته نشده است [۱۲-۱۵]. مطالعه حاضر، به ارزیابی عملکرد پلیمر HPAM جهت اهداف ازدیاد برداشت در شرایط یک مخزن نفتی با دما و شوری بالا (دمای ۸۰ °C و شوری آب سازندی حدود ۲۲۱/۰۰۰ ppm) می‌پردازد. با توجه به ضرورت لحاظ نمودن برهم‌کنش‌های سنگ/سیال در راستای غربال‌گری پلیمر، نتایج آزمایش‌های رئولوژی، پایداری دمایی و جذب استاتیک به‌صورت توأمان جهت انتخاب پلیمر با ساختار مولکولی مقاوم در برابر دما و شوری بالا انجام شده است.

1. Sweep Efficiency
2. Mobility Ratio
3. Interactions
4. Injection Front
5. Makeup Water

بدین منظور، عملکرد پلیمر HPAM ارتقا یافته با عامل سولفونه و پلی‌وینیل پیرولیدون از نقطه نظر حفظ گرانروی در برابر شوری، دما و جذب بر سطح سنگ بررسی شده است. در نهایت، با لحاظ نمودن شرایط دما و شوری مخزن، ساختار مولکولی پلیمر مقاوم در برابر شوری و دما و دارای حداقل جذب بر سطح سنگ با استفاده از تفسیر توأمان نتایج حاصل از آزمایش‌های رئولوژی، جذب استاتیک و پایداری دمایی انتخاب شده است.

مواد و روش‌ها

پلیمر

بر مبنای مطالعات پیشین در راستای تجربیات مرتبط با تزریق پلیمر به مخازن با دما و شوری بالا، چهار پلیمر از خانواده پلی‌اکریل آمید با ساختار شیمیایی مختلف جهت انجام ارزیابی عملکرد پلیمر در روش‌های ازدیاد برداشت پایه‌آبی انتخاب شد، که مشخصات پلیمرهای مورد مطالعه در جدول ۱ ارائه شده است. شایان ذکر است که پلیمرهای مورد مطالعه در این پژوهش از نوع پلیمرهای تجاری هستند. اطلاعات مندرج در جدول ۱ از داده برگ[1] منتشرشده توسط شرکت سازنده استخراج شده است. مطابق با اطلاعات در دسترس، پلیمر HPAM از نوع پلی‌اکریل آمید هیدرولیز شده، پلیمر SPAM از نوع پلی‌اکریل آمید حاوی عامل سولفونه، پلیمر SAPAM از نوع پلی‌اکریل آمید حاوی عامل سولفونه و اکریلیک اسید و پلیمر SAPAM از نوع پلی‌اکریل آمید حاوی عامل سولفونه و پلی‌وینیل پیرولیدون می‌باشد. شایان ذکر است که درجه هیدرولیز پلیمرهای مورد استفاده در بازه ۲۰ تا ۳۰٪ بوده است. همچنین، خلوص پلیمرهای مورد استفاده نیز در حدود ۹۰٪ بوده، که این مورد در تهیه محلول‌های پلیمری لحاظ شده است. بدین معنی که غلظت‌های ذکرشده برای محلول‌های مورد مطالعه برابر با غلظت بر مبنای ماده فعال[2] است.

آب نمک

در این مطالعه از آب دریا (SW) به‌عنوان سیال پایه جهت ساخت محلول‌های پلیمری استفاده شده است. همچنین، جهت ارزیابی مقاومت پلیمر در برابر شوری، از آب سازندی (FW) با کل جامد معلق برابر با ۲۲۱/۱۶۰ ppm برای تهیه محلول‌های پلیمری استفاده شد. شایان ذکر است که جهت تهیه محلول‌های پلیمری، آب نمک‌های مورد نظر به‌صورت مصنوعی[3] و مطابق با ترکیب ارائه‌شده در جدول ۲ ساخته شده‌اند.

پودر سنگ

جهت انجام آزمایش‌های اندازه‌گیری جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌صورت استاتیک، از پودر سنگ ماسه‌سنگی استفاده شده است. بر مبنای نتایج حاصل از آزمایش XRD جهت شناسایی کانی‌های متشکله سنگ، پودر سنگ استفاده شده حاوی ۹۹/۸٪ کوارتز و ۰/۲٪ کلسیت بوده است.

جدول ۱ مشخصات پلیمرهای مورد مطالعه

شناسه پلیمر	ساختار شیمیایی	وزن مولکولی میانگین، میلیون دالتون
HPAM	پلی‌اکریل آمید	۲۰
SPAM	پلی‌اکریل آمید سولفونه	۱۲
SAPAM	پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با اکریلیک اسید	۱۵
SVPAM	پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با پلی وینیل پیرولیدون	۱۰

1. Data Sheet
2. Active Matter
3. Synthetic

جدول ۲ آنالیز آب نمک‌های مورد استفاده.

آب نمک	یون سدیم	یون پتاسیم	یون منیزیم	یون کلسیم	یون سولفات	یون بی‌کربنات	یون کلرید	کل جامدات محلول[1]
	ppm							
SW	۱۲/۳۵۰	۵۷۰	۱/۴۳۰	۴۸۱	۴/۶۰۰	۲۳۰	۲۲/۲۴۰	۴۱/۹۰۱
FW	۷۳/۴۰۰	۷۵۰	۲/۴۰۰	۱۳/۲۰۰	۲۰	۱۹۰	۱۳۱/۲۰۰	۲۲۱/۱۶۰

به‌منظور حذف مواد هیدروکربوری از سطح سنگ، پودر سنگ مورد نظر با استفاده از تولوئن و با روش سوکسله شست و شو داده‌شده، و سپس به‌مدت h ۴۸ در دمای C° ۸۰ خشک شد.

روش تهیه محلول‌های پلیمری

جهت تهیه محلول پلیمری، ابتدا سیال پایه با استفاده از فیلتر سلولز استات با هدف حذف جامدات معلق، تحت خلأ فیلتر می‌شود. با هدف به‌حداقل رساندن محتوای اکسیژن درون محلول، سیال پایه در محیط تحت خلأ (گلاوباکس[2]) گاززدایی می‌شود. به‌علاوه، جهت اطمینان از حذف رادیکال‌های اکسیژن محلول در سیالات پایه‌آبی مورد استفاده جهت تهیه نمونه‌های پلیمری، از بسته محافظتی اکسیژن[3] (حاوی سدیم بی‌سولفات[4]، ایزوپروپیل الکل و تیواوره[5]) نیز استفاده شده است. ظرف حاوی سیال پایه برروی همزن مغناطیسی قرار داده شده و پودر پلیمر به‌آرامی به سیال پایه در حال چرخش اضافه شد تا انحلال کامل پودر پلیمر در فاز آبی انجام گیرد. در نهایت، جهت حذف جامدات کلوخه‌شده[6] احتمالی، محلول پلیمری حاصله از فیلتر سلولز استات گذرانده شد.

روش انجام آزمون رئولوژی

اندازه‌گیری رئولوژی محلول‌های پلیمری با استفاده از رئومتر Anton-Paar مدل MCR-302 در دمای مخزن برابر با C° ۸۰ انجام شده است. آزمون رئولوژی برای محلول‌های پلیمری حاصل از چهار پلیمر مورد مطالعه، تهیه‌شده در شرایط شوری آب دریا و آب سازندی، با غلظت ppm ۲۰۰۰ انجام شد. گرانروی محلول‌های پلیمری در نرخ برشی برابر با s^{-1} ۷ (نرخ برشی معادل با توجه به مقادیر تخلخل و تراوایی سنگ مورد مطالعه) اندازه‌گیری شده است. جهت محاسبه نرخ برشی معادل در مخزن از رابطه ۱ استفاده شده که در این رابطه، $\gamma^{\bullet}$ نرخ برشی معادل برحسب s^{-1}، u سرعت حرکت سیال برحسب m/s، ϕ تخلخل سنگ، r شعاع حفرات سنگ برحسب m و k تراوایی سنگ برحسب m^2 می‌باشد. جهت محاسبه نرخ برشی معادل، سرعت حرکت سیال برابر با ۱ ft/day (۳/۵۲۸*۱۰$^{-۶}$ m/s)، تخلخل سنگ برابر با ۳۰٪ و تراوایی سنگ برابر با ۱/۵ D فرض شده است.

$$\gamma^{\bullet} = \frac{4u}{\phi r} = \frac{4u}{\phi\sqrt{\frac{8k}{\phi}}} = \frac{4\times 3.528\times 10^{-6}}{0.3\times\sqrt{\frac{8\times 1.5\times 10^{-12}}{0.3}}} = 7.4s^{-1} \qquad (۱)$$

روش انجام آزمون پایداری دمایی

جهت انجام آزمون پایداری دمایی، محلول‌های پلیمری با غلظت ppm ۲۰۰۰ در شرایط شوری آب دریا تهیه شدند. محلول‌های پلیمری تهیه‌شده در محیط تحت خلأ درون شیشه‌های پنی‌سیلین ریخته شده و درب شیشه‌ها پلمپ شده است. سپس، شیشه‌ها درون آون با دمای مخزن (C° ۸۰) قرار داده شدند. در بازه‌های زمانی ۱، ۳، ۵، ۷، ۱۴، ۳۰، ۶۰، ۹۰ و ۱۲۰ روز ماند[7] در دمای مخزن، گرانروی محلول‌های پلیمری در نرخ برشی برابر با s^{-1} ۷ (به‌عنوان نرخ برشی معادل مخزن) اندازه‌گیری شد.

1. TDS; Total Dissolved Solid
2. Glovebox
3. Oxygen Protective Package
4. Sodium Bisulfate
5. Thiourea
6. Agglomerate
7. Aging

روش انجام آزمایش جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌صورت استاتیک

جهت اندازه‌گیری میزان جذب پلیمر بر سطح سنگ در این پژوهش از روش استاتیک استفاده شده است. مطالعات متعددی به تطابق داده‌های حاصل از اندازه‌گیری جذب پلیمر به‌روش استاتیک با روش دینامیک اشاره داشته، که بیانگر اهمیت داده‌های حاصل از روش استاتیک در فرآیند ارزیابی عملکرد پلیمرهای مختلف با خصوصیات ساختاری و شیمیایی متفاوت می‌باشد [۱۶]. آزمایش‌های جذب پلیمر بر سطح سنگ با استفاده از محلول‌های پلیمری با غلظت‌های ۱۰۰۰، ۱۵۰۰، ۲۰۰۰، ۳۰۰۰ و ۴۰۰۰ ppm تهیه‌شده در آب دریا انجام شد. شایان ذکر است که pH محلول‌های پلیمری مختلف تقریباً یکسان و در محدوده ۸ بوده است. جهت انجام آزمایش جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌صورت استاتیک، ابتدا پودر سنگ با سیال پایه محلول‌های پلیمری (SW یا FW) به‌مدت ۲۴ h در دمای مخزن پیر شد[1]. سپس، پودر سنگ و محلول پلیمری درون لوله آزمایش ریخته شده، و لوله‌های آزمایش حاوی محلول پلیمری و سنگ به‌مدت ۴۸ h درون آون در دمای مخزن (۸۰ °C) قرار داده شدند. پس از آن، محلول‌های پلیمری با استفاده از روش سانتریفیوژ از پودر سنگ جداسازی شده، و غلظت پلیمر پس از جذب با استفاده از روش UV-Spectrophotometer و در طول موج ۴۷۰ nm اندازه‌گیری شد. در نهایت، میزان جذب پلیمر بر سطح سنگ با استفاده از رابطه ۲ محاسبه شده، که در این رابطه A میزان پلیمر جذب‌شده بر سطح سنگ (µgpolymer/grock)، V حجم محلول پلیمری (mL)، C_i غلظت اولیه محلول پلیمری (g/mLµ) و C_f غلظت نهایی محلول پلیمری پس از جذب بر سطح سنگ (g/mLµ) است [۱۶]. شماتیکی از نحوه انجام آزمایش‌های جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌صورت استاتیک در شکل ۱ نشان داده شده است.

$$A = \frac{V \times (C_i - C_f)}{W_s} \quad (۲)$$

نتایج و بحث

در این بخش از مقاله، به ارائه نتایج حاصل از آزمایش‌های اندازه‌گیری رئولوژی، جذب استاتیک و پایداری دمایی با هدف غربال‌گری پلیمر برای مخزن با شرایط دما/شوری بالا پرداخته می‌شود.

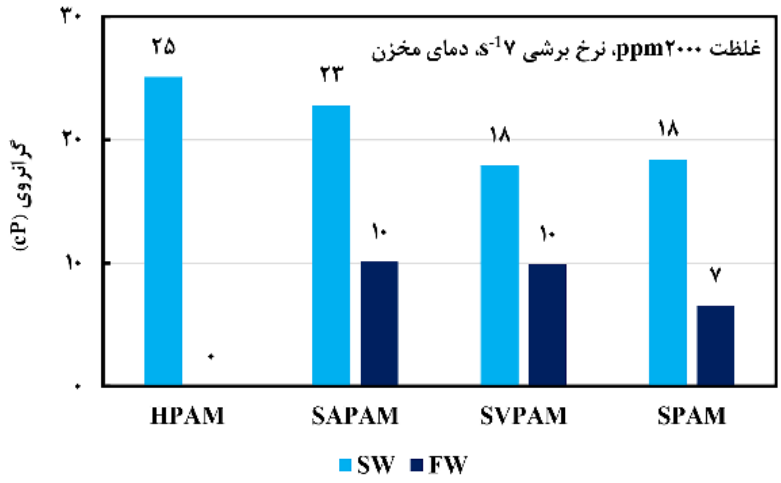
شکل ۱ نحوه انجام آزمایش‌های جذب پلیمر بر سطح سنگ

1. Aged

نتایج آزمایش‌های رئولوژی محلول‌های پلیمری

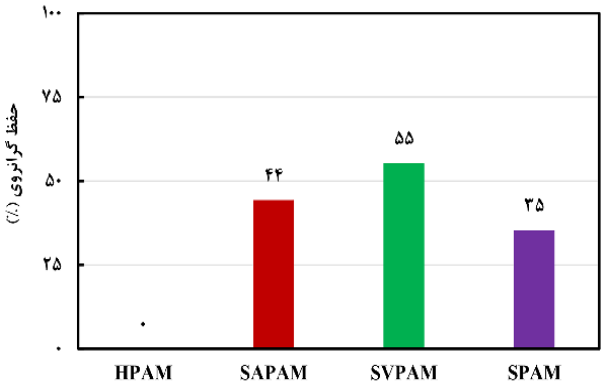
همان‌طور که در بخش روش انجام آزمایش بدان اشاره شد، آزمایش‌های رئولوژی برای محلول‌های پلیمری حاصل از چهار پلیمر مورد مطالعه، تهیه‌شده در آب دریا و آب سازندی، با غلظت ppm ۲۰۰۰ و در دمای مخزن (۸۰ °C) انجام شد. مقادیر گرانروی محلول‌های پلیمری در نرخ برشی $۷\ s^{-1}$ (به‌عنوان نرخ برشی معادل در شرایط مخزن) اندازه‌گیری شده است.

گرانروی محلول‌های پلیمری مختلف با غلظت ppm ۲۰۰۰ به‌عنوان تابعی از نوع پلیمر و نیز ترکیب سیال پایه در شکل ۲ ارائه شده است. شایان ذکر است که محلول مرتبط با پلیمر HPAM در شوری آب سازندی (FW) به‌طور کامل ناپایدار بود، و پودر پلیمر به‌صورت لخته در کف ظرف باقی ماند. این مشاهده بیانگر آن است که پلیمر HPAM در سیالات پایه آبی با شوری معادل با آب سازندی محلول نیست. با این‌حال، سایر پلیمرها در آب سازندی محلول بوده، که بیانگر لزوم استفاده از پلیمرهای با ساختار شیمیایی پیشرفته‌تر جهت مخازن با شوری بالا می‌باشد. همان‌گونه که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، در حالت شوری آب دریا، گرانروی محلول‌های پلیمری تابعی از وزن مولکولی پلیمر بوده، به‌طوری‌که محلول حاصل از پلیمر HPAM با بالاترین وزن مولکولی، بیشترین گرانروی را در میان محلول‌های مورد مطالعه داراست (۲۵ cP). با توجه به‌ترتیب وزن مولکولی، از نقطه‌نظر گرانروی سایر محلول‌های پلیمری را می‌توان به‌ترتیب SAPAM، SPAM و SVPAM با گرانروی ۲۳ cP، ۱۸/۵ cP و ۱۸ cP رتبه‌بندی نمود (جدول ۱). با این‌حال، در حالت شوری آب سازندی، گرانروی محلول‌های پلیمری تابعی از ساختار شیمیایی پلیمر نیز می‌باشد به‌گونه‌ای که بالاترین گرانروی در شوری آب سازندی به محلول‌های حاصل از پلیمرهای SAPAM و SVPAM (با گرانروی حدود cP ۱۰) اختصاص داشته، و افزایش شوری سیال پایه از آب دریا به آب سازندی سبب کاهش قابل ملاحظه گرانروی برای پلیمر SPAM شده است.

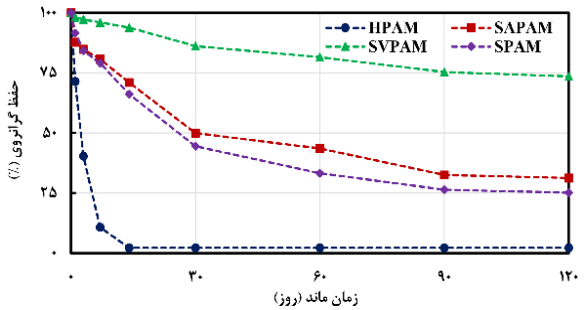


شکل ۲ گرانروی محلول‌های پلیمری مورد مطالعه به‌عنوان تابعی از نوع پلیمر و ترکیب سیال پایه

مطابق با نتایج ارائه‌شده در شکل ۲، افزایش شوری سیال پایه از آب دریا به آب سازندی سبب کاهش گرانروی محلول‌های پلیمری شده است. شکل ۳ به مقایسه پلیمرهای مختلف از نقطه‌نظر حفظ گرانروی در اثر افزایش شوری سیال پایه از آب دریا به آب سازندی می‌پردازد. بر طبق نتایج، بالاترین درصد حفظ گرانروی در اثر افزایش شوری به پلیمر SVPAM اختصاص دارد. این نتیجه بدان معنا است که پلیمر SVPAM دارای کمترین حساسیت نسبت به شوری در میان پلیمرهای مورد مطالعه در این پژوهش بوده‌است. نتایج ارائه‌شده در شکل ۳ حاکی از آن است که پلی‌اکریل آمید سولفونه (SPAM) نسبت به پلیمر HPAM، دارای مقاومت بیشتری در برابر شوری بوده است. به‌علاوه، افزوده‌شدن عامل اکریلیک اسید به زنجیره مولکولی پلی‌اکریل آمید سولفونه سبب شده که درصد حفظ گرانروی در برابر افزایش شوری سیال پایه از ۳۵٪ برای پلیمر SPAM به ۴۴٪ برای پلیمر SAPAM بهبود یابد. با این‌حال، وجود هم‌زمان زنجیره‌های پلیمری سولفونه و پلی‌وینیل پیرولیدون در ساختار مولکولی پلیمر HPAM سبب شده که بالاترین مقاومت در برابر افزایش شوری (۵۵٪ حفظ گرانروی) برای پلیمر SVPAM حاصل شود. نتایج این پژوهش هم‌راستا با نتایج گزارش‌شده در مطالعات پیشین نیز می‌باشد [۳]. یافته‌های حاصله، اهمیت ساختار شیمیایی پلیمر در راستای انتخاب پلیمر مناسب از لحاظ مقاومت در برابر شوری را آشکار می‌سازد. شکل ۴ نتایج حاصل از آزمایش‌های پایداری دمایی پلیمر (برای محلول‌های پلیمری حاصل از چهار پلیمر مورد مطالعه با ساختار شیمیایی متفاوت، تهیه‌شده در آب دریا و با غلظت ppm ۲۰۰۰ که به‌مدت ۱۲۰ روز در شرایط دمایی مخزن پیر شده‌اند) را نشان می‌دهد.



شکل ۳ درصد حفظ گرانروی محلول‌های پلیمری مورد مطالعه در اثر افزایش شوری سیال پایه از آب دریا به آب سازندی به‌عنوان تابعی از نوع پلیمر

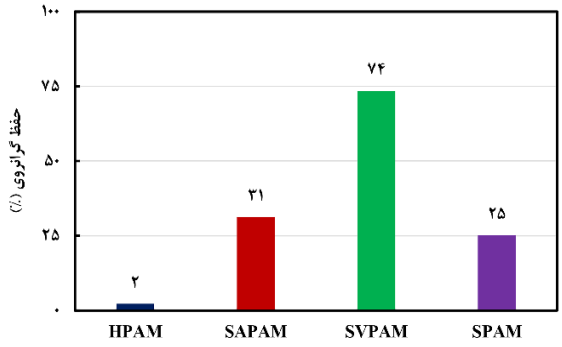


شکل ۴ پایداری دمایی محلول‌های پلیمری تهیه‌شده در آب دریا با غلظت ppm ۲۰۰۰ پس از ۱۲۰ روز ماند در دمای مخزن به‌عنوان تابعی از نوع پلیمر

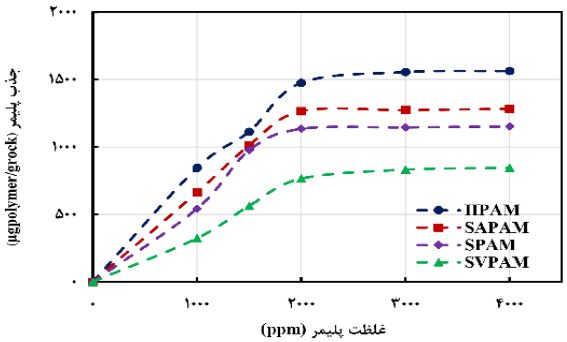
بـر طبـق نتایـج، پلیمـر SVPAM دارای بیشـترین پایـداری دمایـی پـس از ۱۲۰ روز مانـد در شـرایط دمایـی مخـزن بـوده اسـت. جهـت مقایسـه بهتـر پایـداری دمایی پلیمرهـای مختلـف بـا زنجیـره مولکولـی متفـاوت، درصـد حفـظ گرانـروی محلول‌هـای پلیمـری پـس از ۱۲۰ روز مانـد در دمـای مخـزن نسـبت بـه گرانـروی اولیـه در شـکل ۵ ارائـه شـده اسـت. بـر طبـق نتایـج، پـس از ۱۲۰ روز مانـد در دمـای مخـزن تنهـا ۲/۲٪ از گرانـروی اولیـه در حالـت پلیمـر HPAM حفـظ شـده اسـت. ایـن مشـاهده هم‌راسـتا بـا نتایـج گزارش‌شـده در مطالعـات پیشـین بـر کاهـش چشـم‌گیر گرانـروی پلیمـر HPAM در اثـر مانـد در دمـای بـالا اشـاره داشـته و ضـرورت اسـتفاده از پلیمرهـای پایـه پلی‌اکریل‌آمیـد بـا سـاختار شـیمیایی ارتقـا یافتـه را آشـکار می‌سـازد [۹]. بـا ایـن حـال، درصـد حفـظ گرانـروی در اثـر ۱۲۰ روز مانـد در دمـای مخـزن بـرای پلـی اکریـل آمیـد سـولفونه (SPAM) برابـر بـا ۲۵/۲٪ بـوده و افزوده‌شـدن عامـل اکریلیـک اسـید بـه زنجیـره مولکولـی پلی‌اکریـل آمیـد سـولفونه (SAPAM) سـبب افزایـش درصـد حفـظ گرانـروی در اثـر مانـد در دمـای مخـزن تـا مقـدار ۳۱/۳٪ شـده اسـت. بـا این‌حـال، بهتریـن پایـداری دمایـی بـرای پلیمـر SVPAM حاصـل شـده اسـت کـه درصـد حفـظ گرانـروی در اثـر مانـد در دمـای مخـزن بـرای ایـن پلیمـر برابـر بـا ۷۳/۵٪ بـوده اسـت. ایـن یافتـه بیانگـر اهمیـت انتخـاب سـاختار شـیمیایی مناسـب پلیمـر جهـت مقاومـت در برابـر دمـای بـالا می‌باشـد. به‌عـلاوه، یافته‌هـای حاصلـه در ایـن پژوهـش مبنـی بـر حصـول بالاتریـن پایـداری دمایـی بـرای پلیمرهـای سـولفونه حـاوی زنجیـره پلـی وینیـل پیرولیـدون (مشـابه SVPAM)، بـا یافته‌هـای ارائه‌شـده در پژوهش‌هـای پیشـین مطابقـت دارد [۸].

نتایـج آزمایش‌هـای اندازه‌گیـری جـذب اسـتاتیک پلیمـر بـر سـطح سـنگ

آزمایش‌هـای اندازه‌گیـری جـذب به‌صـورت اسـتاتیک بـرای محلول‌هـای پلیمـری حاصـل از چهـار پلیمـر مـورد مطالعـه، تهیه‌شـده در شـرایط شـوری آب دریـا و بـا غلظت‌هـای مختلـف، انجـام شـد. نتایـج حاصـل از اندازه‌گیـری جـذب پلیمـر بـر سـطح سـنگ به‌عنـوان تابعـی از نـوع و غلظـت پلیمـر در شـکل ۶ ارائـه شـده اسـت. بـر طبـق نتایـج، مقادیـر جـذب پلیمـر بـر سـطح سـنگ را می‌تـوان به‌عنـوان تابعـی از وزن مولکولـی پلیمرهـای مـورد مطالعـه در نظـر گرفـت. به‌طوری‌کـه پلیمـر HPAM بـا بالاتریـن وزن مولکولـی دارای بالاتریـن جـذب پلیمـر بـر سـطح سـنگ، و پلیمـر SVPAM بـا کمتریـن وزن مولکولـی دارای کمتریـن جـذب پلیمـر بـر سـطح سـنگ بـوده اسـت (جـدول ۱). جهـت مقایسـه بهتـر، مقـدار جـذب پلیمـر بـر سـطح سـنگ در غلظـت ۲۰۰۰ ppm بـرای پلیمـر HPAM و SVPAM به‌ترتیـب برابـر بـا ۱۴۷۵ و ۷۶۵ µgpolymer/grock می‌باشـد. ایـن نتیجـه بـدان معناسـت کـه بـرای غلظـت یکسـان پلیمـر (۲۰۰۰ ppm)، میـزان جـذب پلیمـر SVPAM حـدود یـک دوم میـزان جـذب پلیمـر HPAM می‌باشـد. نتیجـه حاصلـه مبنـی بـر تابعیـت جـذب پلیمـر از وزن مولکولـی بـا نتایـج حاصـل از مطالعـات پیشـین نیـز مطابقـت دارد [۱۶].



شکل ۵ درصد حفظ گرانروی محلول‌های پلیمری مورد مطالعه پس از ۱۲۰ روز ماند در دمای مخزن به‌عنوان تابعی از نوع پلیمر

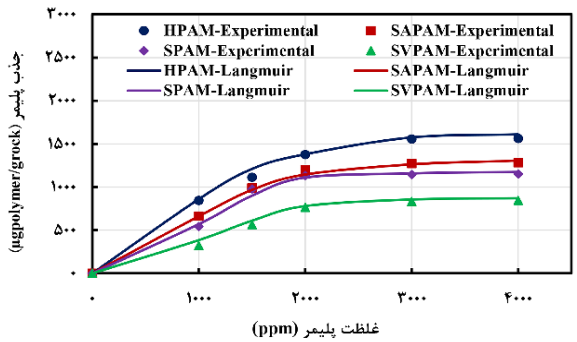


شکل ۶ نتایج آزمایش‌های اندازه‌گیری جذب پلیمر بر سطح سنگ به‌عنوان تابعی از غلظت و نوع پلیمر برای محلول‌های تهیه‌شده در شراط شوری آب دریا

این یافته بیانگر اهمیت انتخاب وزن مولکولی مناسب برای پلیمر جهت کاهش میزان جذب پلیمر بر سطح سنگ می‌باشد. بر طبق نتایج ارائه‌شده در شکل ۶، برای تمامی پلیمرهای مورد مطالعه، جذب پلیمر برروی سطح سنگ با افزایش غلظت پلیمر تا محدوده ppm ۲۰۰۰، افزایش می‌یابد. برای غلظت‌های بالاتراز ppm ۲۰۰۰، جذب پلیمر بر سطح سنگ در اثر افزایش غلظت پلیمر تقریبا ثابت می‌ماند. در این پژوهش جهت مدل‌سازی داده‌های حاصل از آزمایش‌های جذب پلیمر برروی سطح سنگ از مدل جذب لانگمویر[1] استفاده شده است. بدین‌منظور، با استفاده از رابطه ۳، مطابقت روند داده‌های آزمایشگاهی با مدل ایزوترم جذب لانگمویر بررسی شده است. در رابطه ۳، q_e میزان پلیمر جذب‌شده بر سطح سنگ (میلی‌گرم پلیمر بر گرم سنگ)، q_{max} حداکثر ظرفیت جذب (mg-polymer/grock)، C_E غلظت تعادلی پلیمر، K_L ثابت لانگمویر (L/mg) و R_L پارامتر تعادلی ایزوترم لانگمویر است [۱۷].

$$q_e = q_{max} * K_L * C_E / 1 + K_L C_E R_L \qquad (۳)$$

با توجه به رابطه ۳، مطابقت روند داده های آزمایشگاهی حاصله در این پژوهش با مدل جذب لانگمویر بررسی شده و نتایج در شکل ۷ نشان داده شده است. همچنین، ضرایب ثابت رابطه ۳ جهت برازش داده‌های آزمایشگاهی با مدل جذب لانگمویر نیز استخراج شده، و نتایج در جدول ۳ ارائه شده است. بر طبق نتایج، داده‌های حاصل از آزمایش‌های جذب پلیمر برروی سطح سنگ در شرایط به‌کار رفته این پژوهش با مدل جذب لانگمویر مطابقت خوبی دارد.



شکل ۷ مطابقت داده‌های حاصل از آزمایش‌های اندازه‌گیری جذب پلیمر با مدل جذب لانگمویر

1. Langmuir Adsorption Isotherm

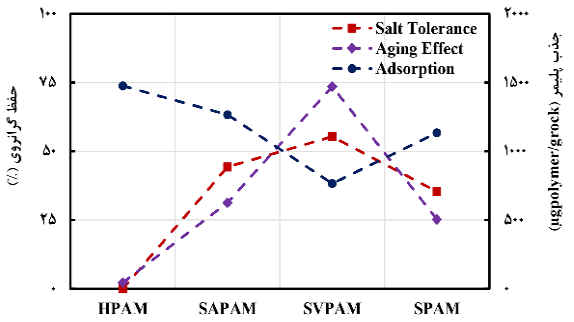
جدول ۳ ضرایب ثابت رابطه ۳ جهت برازش داده‌های آزمایشگاهی با مدل جذب لانگمویر

شناسه پلیمر	K_L (L/mg polymer)	R_L	R-Square
HPAM	۰/۰۰۰۵۱	۱/۷۹۷	۰/۹۸۱
SPAM	۰/۰۰۰۴۷	۱/۷۳۲	۰/۹۸۹
SAPAM	۰/۰۰۰۴۱	۱/۶۴۶	۰/۹۸۹
SVPAM	۰/۰۰۰۲۹	۱/۲۷۳	۰/۹۹۱

بحث

با توجه به هدف مدنظر در این پژوهش، آزمایش‌های رئولوژی، پایداری دمایی و جذب استاتیک در راستای ارزیابی عملکرد پلیمر پلی‌اکریل آمید جهت امکان‌سنجی تزریق آن به یک مخزن ماسه‌سنگی انجام گرفت. در واقع، هدف این مطالعه آن است که پلیمری انتخاب شود که در برابر شوری بالای آب سازندی و دمای بالای مخزن پایدار بوده، و دارای حداقل مقدار جذب بر سطح سنگ باشد. با توجه به آن‌که بیشینه مقاومت در برابر شوری، بیشینه پایداری دمایی و حداقل جذب برای یک محلول پلیمری می‌تواند به نگاهداشت گرانروی اولیه پلیمر در طی تزریق به مخزن کمک نماید، بنابراین می‌توان انتظار داشت که حفظ گرانروی اولیه به اصلاح بهتر نسبت تحرک‌پذیری مابین فاز آبی و نفتی، و متعاقبا افزایش کارآیی روش تزریق پلیمر در شرایط مخزن منجر شود [۱۸]. شکل ۸ به مقایسه پلیمرهای مورد مطالعه با هدف ارزیابی عملکرد پلیمرهای با پایه پلی‌اکریل آمید از لحاظ مقاومت در برابر شوری، پایداری دمایی و جذب بر سطح سنگ می‌پردازد. شایان ذکر است که جهت مقایسه بهتر، درصد حفظ گرانروی در اثر افزایش شوری از آب دریا به آب سازندی، پایداری دمایی و جذب استاتیک برای محلول‌های با غلظت ppm ۲۰۰۰ و تهیه‌شده در شرایط شوری آب دریا در شکل ۸ رسم شده است. بر طبق نتایج ارائه‌شده در شکل ۸، پلیمر SVPAM در میان سایر پلیمرها بالاترین مقاومت را در برابر افزایش شوری و بالاترین پایداری دمایی را در برابر ماند ۱۲۰ روزه در شرایط دمای مخزن نشان داده است. به‌علاوه، به‌واسطه دارا بودن پایین‌ترین وزن مولکولی در مقایسه با سایر پلیمرهای مورد مطالعه، پایین‌ترین میزان جذب به پلیمر SVPAM اختصاص دارد. بنابراین، با توجه به مقاومت بالا در برابر شوری، پایداری دمایی بالا و جذب حداقلی، پلیمر SVPAM (پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با زنجیره پلی‌وینیل پیرولیدون) می‌تواند به‌عنوان پلیمر کاندیدا جهت انجام مطالعات ازدیاد برداشت برای شرایط مخزن مورد مطالعه منظور شود.

نتایج ارائه‌شده در این پژوهش هم‌راستا با مقالات پیشین، پتانسیل پلیمر پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با زنجیره پلی‌وینیل پیرولیدون (SVPAM) جهت کاربرد در شرایط دما و شوری بالا را اثبات می‌نماید [۸،۹ و ۱۹]. به‌علاوه، نتایج این پژوهش بیانگر آن است که افزوده‌شدن زنجیره پلیمری پلی‌وینیل پیرولیدون به ساختار HPAM، این پلیمر را از دو جهت تقویت می‌نماید: افزایش پایداری دمایی و کاهش وزن مولکولی [۸]. کاهش وزن مولکولی سبب کاهش جذب پلیمر بر سطح سنگ خواهد شد. بنابراین، یافته‌های این پژوهش می‌تواند به محققین دیگر کمک نماید که در راستای مطالعات ازدیاد برداشت پلیمری برای مخازن با شرایط دما و شوری بالا، از پلیمر پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با زنجیره پلی‌وینیل پیرولیدون استفاده نمایند.



شکل ۸ مقایسه پلیمرهای مورد مطالعه با غلظت ppm ۲۰۰۰ از لحاظ حفظ گرانروی در برابر افزایش شوری سیال پایه از آب دریا تا آب سازندی، حفظ گرانروی در اثر ۱۲۰ روز ماند در دمای مخزن و جذب برروی سطح سنگ

نتیجه‌گیری

این مطالعه به ارزیابی عملکرد پلیمرهای مختلف با پایه پلی‌اکریل آمید و با ساختار شیمیایی متفاوت در راستای مطالعات ازدیاد برداشت پایه آبی برای شرایط یک مخزن نفتی با شوری بالای آب سازندی و دمای بالا پرداخته است. در این راستا، چهار پلیمر با ساختارهای شیمیایی شاخص انتخاب شده، و آزمایش‌های رئولوژی، پایداری دمایی و جذب استاتیک با هدف ارزیابی محلول‌های پلیمری از لحاظ مقاومت در برابر شوری، مقاومت دمایی و جذب پلیمر بر سطح سنگ انجام شده است. اهم نتایج حاصله به‌شرح زیر است:

• بر طبق نتایج حاصله، گرانروی (اندازه‌گیری‌شده در نرخ برشی معادل مخزن؛ $۷\ s^{-1}$) محلول‌های پلیمری تهیه‌شده در آب دریا (SW) تابعی از وزن مولکولی پلیمر می‌باشد. با این‌حال، مقاومت محلول‌های پلیمری در برابر افزایش شوری سیال پایه از SW به آب سازندی (FW) تابعی از ساختار پلیمر می‌باشد. به‌گونه‌ای که درصد حفظ گرانروی در برابر افزایش شوری برای پلیمر SVPAM به‌عنوان مقاوم‌ترین پلیمر در مقابل شوری برابر با ۵۳٪ بوده، که این میزان برای پلیمرهای SPAM و SAPAM به‌ترتیب برابر با ۳۵ و ۴۴٪ بوده است. شایان ذکر است که پلیمر HPAM در شرایط شوری FW نامحلول بود.

• بر مبنای نتایج حاصل از آزمایش‌های پایداری دمایی، پلیمر SVPAM دارای بالاترین پایداری دمایی در طی ۱۲۰ روز ماند در دمای مخزن با درصد حفظ گرانروی ۷۳٪ بوده، که درصد حفظ گرانروی در طی ماند ۱۲۰ روزه برای پلیمرهای HPAM ، SPAM و SA-PAM به‌ترتیب برابر با ۲، ۲۵ و ۳۱٪ بوده است.

• نتایج آزمایشات جذب پلیمر به‌صورت استاتیک بیانگر آن است که به‌واسطه وزن مولکولی پایین نسبت به سایر پلیمرهای مورد مطالعه، پلیمر SVPAM دارای حداقل جذب بر سطح سنگ در مقایسه با سه پلیمر دیگر بوده است. میزان جذب محلول حاصل از پلیمر SVPAM تهیه‌شده با شرایط شوری SW و با غلظت ppm ۲۰۰۰ برابر با µgpolymer/grock ۷۶۵ بوده، درحالی‌که مقدار جذب برای محلول‌های حاصل از پلیمرهای HPAM ، SAPAM و SVPAM با غلظت مشابه برابر با ۱۴۷۵، ۱۲۶۵ و µgpolymer/grock ۱۱۳۴ بوده است. همچنین، روند داده‌های حاصل از آزمایش‌های جذب استاتیک در این مقاله با مدل ایزوترم جذب لانگمویر مطابقت دارد.

• با توجه به مقاومت بالا در برابر شوری، پایداری دمایی بالا و حداقل جذب بر سطح سنگ، پلیمر پلی‌اکریل آمید سولفونه همراه با زنجیره پلی‌وینیل پیرولیدون (SVPAM) را می‌توان به‌عنوان پلیمر مناسب جهت انجام مطالعات تزریق پلیمر برای شرایط مخازن با شرایط دما و شوری بالا برگزید. این انتخاب با توجه به این نکته صورت می‌گیرد که مقاومت در برابر دما و شوری بالا و نیز جذب حداقلی می‌تواند به نگهداشت گرانروی اولیه پلیمر در طی تزریق به مخزن و افزایش کارآیی تزریق پلیمر منجر شود. یافته‌های حاصل از این مقاله، اهمیت انتخاب ساختار شیمیایی و وزن مولکولی مناسب پلیمر در راستای طراحی کارآمد پروژه تزریق پلیمر را آشکار می‌سازد.

مراجع

[1]. Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79(1-2), 10-24, doi: 10.1016/j.petrol.2011.07.005.
[2]. Standnes, D. C., & Skjevrak, I. (2014). Literature review of implemented polymer field projects. Journal of petroleum science and engineering, 122, 761-775. doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024.
[3]. Vermolen, E. C., Haasterecht, M. J., & Masalmeh, S. K. (2014, March). A systematic study of the polymer visco-elastic effect on residual oil saturation by core flooding. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (pp. SPE-169681). SPE. doi.org/10.2118/169681-MS.
[4]. Liu, P., Zhang, S., Wei, F., Lv, J., & Xu, P. (2023). Synthesis and properties of elevated temperature hydrogels for enhanced oil recovery based on AM/AMPA/NVP copolymer and silica nanoparticles. Journal of Applied Polymer Science, 140(43), e54583.
[5]. Lu, M., Zhang, D.L., Li, J., Huang, Q., Zu, Y., Guo, H., Zhou, N., Niu, F. and Mohanty, K., 2024, April. A Novel Polymer Gel System for In-Depth Water Conformance in High Temperature and High Salinity Reservoirs. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (p. D031S018R004). SPE. doi.org/10.2118/218230-MS.
[6]. Hassan, A. M., Al-Shalabi, E. W., Alameri, W., Kamal, M. S., Patil, S., & Hussain, S. M. S. (2023). Manifestations of surfactant-polymer flooding for successful field applications in carbonates under harsh conditions: A comprehensive review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 220, 111243. doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111243.
[7]. T. Divers, N. Gaillard, S. Bataille, A. Thomas, and C. Favéro, Successful Polymer Selection for CEOR: Brine Hardness and Mechanical Degradation Considerations', in SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2017.
[8]. Jouenne, S. (2020). Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability. Journal of Petroleum Science and Engineering, 195, 107545. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107545.
[9]. Vermolen, E. C., Van Haasterecht, M. J., Masalmeh, S. K., Faber, M. J., Boersma, D. M., & Gruenenfelder, M. (2011). Pushing the envelope for polymer flooding towards high-temperature and high-salinity reservoirs with polyacrylamide based ter-polymers. In SPE middle east oil and gas show and conference (pp. SPE-141497). SPE. doi.org/10.2118/141497-MS.
[10]. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Abdulelah, H., & Akbari, S. (2018). An overview on polymer retention in porous media. Energies, 11(10), 2751. doi.org/10.3390/en11102751.
[11]. Satken, B., Bertin, H., & Omari, A. (2021, April). Adsorption/retention of HPAM polymer in polymer flooding process: Effect of molecular weight, concentration and wettability. In IOR 2021 (Vol. 2021, No. 1, pp. 1-14). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.202133111.
[12]. Masalmeh, S., AlSumaiti, A., Gaillard, N., Daguerre, F., Skauge, T., & Skuage, A. (2019, November). Extending polymer flooding towards high-temperature and high-salinity carbonate reservoirs. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (p. D031S068R002). SPE. doi.org/10.2118/197647-MS.
[13]. Gaillard, N., Giovannetti, B., Leblanc, T., Thomas, A., Braun, O., & Favero, C. (2015). Selection of customized polymers to enhance oil recovery from high temperature reservoirs. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (p. D031S030R005). SPE. doi.org/10.2118/177073-MS.
[14]. Gaillard, N., Thomas, A., Bataille, S., Dupuis, G., Daguerre, F., & Favero, C. (2017, April). Advanced selection of polymers for EOR considering shear and hardness tolerance properties. In IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery (Vol. 2017, No. 1, pp. 1-18). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.201700333.
[15]. Gaillard, N., Giovannetti, B., Leblanc, T., Thomas, A., Braun, O., & Favero, C. (2015, November). Selection of customized polymers to enhance oil recovery from high temperature reservoirs. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (p. D031S030R005). SPE. doi.org/10.2118/177073-MS.
[16]. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Akbari, S., Abdulelah, H., Yekeen, N., & Saraih, N. (2020). Experimental investigation and development of correlation for static and dynamic polymer adsorption in porous media. Journal of Petroleum Science and Engineering, 189, 106864. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106864.
[17]. Yekeen, N., Manan, M. A., Idris, A. K., & Samin, A. M. (2017). Influence of surfactant and electrolyte concentrations on surfactant Adsorption and foaming characteristics. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 612-622. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.018.
[18]. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. A. (2014). Fundamentals of enhanced oil recovery (Vol. 1, p. 1). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. ISBN: 978-1-61399-328-6.