

مقاله پژوهشی

بررسی آزمایشگاهی سیلابزنی پلیمر در مخازن نفت کربناته

عبدالرضا دبیری

استادیار گروه مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد مرودشت، مرودشت، ایران

چکیده: تولید از مخازن نفت بعد از مدتی به علت افت فشار مخزن، روند کاهشی به خود می گیرد و درصد زیادی از نفت درون مخزن باقی خواهد ماند. از این رو روشهایی برای افزایش بازیافت نفت به کار گرفته می شوند که بتوان بازیافت نفت را به حداکثر میزان رساند. طی دهه های اخیر، سیلابزنی پلیمر به عنوان یکی از روشهای شیمیایی ازدیاد برداشت نفت به طور گسترده ای مورد توجه مهندسان نفت قرار گرفته است. بخاطر عملکرد عالی پلیمرهای آمفیفیلیک، انتظار می رود که این نوع پلیمرها به عنوان عامل کمک کننده در افزایش تحرک پذیری نفت در عملیات های ازدیاد برداشت نفت جایگزین پلیمرهای معمولی گردد. در این تحقیق، از روش ایزو ویسکوزیته برای بررسی عملکرد جابجایی نفت توسط پلیمر های آمفیفیلیک بتاین با گروه های متفاوت هیدروفوبیک در مخازن نفتی استفاده شده است. همچنین از رنومتر و عکس برداری از میکرومدل برای بررسی میکانیسم ازدیاد برداشت نفت بکار برده شده است. نتایج نشان می دهد که بین نوع و محتوای گروه های هیدروفوبی و مقدار بازیابی نفت یک ارتباط مثبت وجود دارد. تفاوت در مقدار بازیابی نفت به تفاوت در میزان خواص ویسکو الاستیکی سیستم سیلابزنی پلیمری بستگی دارد. اثر این عامل، میزان تحرک پذیری نفت را افزایش داده که منجر به افزایش تولید نفت می شود. این تحقیق به بررسی تاثیر این نوع پلیمرها بر میزان تولید و بازیابی نفت در مخازن با شوری بالا می پردازد.

واژه‌های کلیدی:

ازدیاد برداشت نفت، سیلابزنی پلیمر، میکرومدل، ویسکوزیته، پلیمر آمفیفیلیک.

مقدمه

باعث افزایش عالی ویسکوزیته، مقاومت در برابر دما و نمک و مقاومت عالی برشی می شود (۴). این پلیمرها به طور گسترده ای در اصلاح خواص آبگریزی پلیمرهای پلی اکریل آمید هیدرولیز شده ی جزئی (HPAM) مورد مطالعه قرار گرفته اند (۵،۶). HPAM که می تواند نیازهای عملکردی را در سیلابزنی پلیمر در مخازن نفتی با شوری پایین (کمتر از ۳۰۰۰۰ میلی گرم بر لیتر) را برآورده کند. با توجه به ویژگی های منحصر به فرد پلیمرهای یونی،

با پیشرفت در تکنولوژی سیلابزنی پلیمر و افزایش کاربردهای صنعتی آنها، پلیمرهای آمفیفیلیک در برخی میدان های نفتی به عنوان عامل افزایش دهنده ی تحرک پذیری نفت مورد آزمایش قرار گرفته اند (۱،۲). پلیمر آمفیفیلیک یک پلیمر با وزن مولکولی بالاست که هر دو گروه آبدوست را در ساختار مولکولی خود دارد که آن را در آب قابل حل و دارای تعداد کمی از گروههای آبگریز است که می تواند ترکیب های هیدروفوبیک ایجاد کند (۳). در یک محلول آبی، همبستگی بین گروه های هیدروفوبی پلیمرهای آمفیفیلیک می تواند یک ساختار شبکه ای را تشکیل دهد که

* نویسنده مسئول: عبدالرضا دبیری

نشانی: استادیار گروه مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد مرودشت، مرودشت، ایران

تلفن: ۰۹۱۷۱۲۶۲۲۷۱

پست الکترونیکی: dabiri211@gmail.com

آب سازندی مورد استفاده از یکی از مخازن نفتی جنوب ایران تهیه شد که آنالیز آزمایشگاهی آب سازند در جدول ۱ آمده است. شوری کل آب سازند برابر با ۱۹۵۳۳۷ میلی گرم بر لیتر بود.

جدول ۱: آنالیز آزمایشگاهی آب سازند

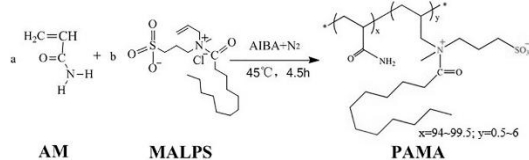
ions	Concentration
Na ⁺	70316
Mg ²⁺	4743
Ca ²⁺	11524
Cl ⁻	104833
HCO ₃ ⁻	721
SO ₄ ²⁻	1264
K ⁺	1936
Br ⁻	0
total dissolved solids (TDS)	195337
pH	7.89

نمونه نفت خام استفاده شده در این تحقیق از یکی از مخازن نفتی ایران گرفته شده که مشخصات این نفت در جدول ۲ آورده شده است.

جدول ۲: مشخصات نمونه نفت مورد استفاده

Saturated (%)	Aromatic (%)	Resin (%)	Asphaltene (%)	API
51.2	30.46	14.26	4.08	25.65

میکرو مدل شیشه ای ساخت شرکت فناوری ازدیاد برداشت فارس در این مطالعه بکاربرده شده است.



شکل ۱: شماتیک روش سنتز پلیمر PAMA-n. (۱۶)

توانایی کنترل تحرک پذیری این نوع پلیمرها، قادر به پاسخگویی به نیازهای بنیانی سیلابزنی پلیمر در مخازن نفتی با شوری بالا نیست (۷). اگر چه محققان بازدهی و عملکرد این نوع پلیمرها را بهبود اند، مانند افزایش وزن مولکولی (۸)، بهبود ساختار مولکول (۹) و افزایش قدرت ارتباط (۱۰)، اما در مخازن با شوری بالا کنترل هزینه ها آسان نیست زیرا یونهای موجود در آب سازندی باعث کاهش خواص این پلیمرها می شود. برخی از مطالعات روش های دیگری را برای حل این مشکل بکار برده اند، مانند سیلابزنی پلیمر همراه با فوم (۱۱،۱۲)، سیلابزنی آلکالین-سورفکتانت- پلیمر همراه با فوم (۱۳) و سیلابزنی پلیمر همراه با نانو ذرات (۱۴)، که امکان سیلابزنی شیمیایی در مخازن با شوری بالا را فراهم می کند تا بازیابی نهایی نفت را افزایش دهند. با این حال، روش سیلابزنی پلیمر هنوز هم روش فنی و اصولی برای افزایش تولید نفت در میدانهای نفتی با تولید آب بالا جهت کاهش تولید آب است. بنا به دلایل ذکر شده، افزایش تحرک نفت توسط پلیمرهای مناسب برای مخازن با شوری بالا، به عنوان یکی از مسائل مهم و کلیدی در تکنولوژی سیلابزنی تبدیل شده است.

در سال های اخیر، مجموعه ای از پلیمرهای آمفیفیلیک از نوع بتاین به عنوان عامل افزایش تحرک نفت گزارش شده است (۱۵،۱۶). بخاطر مقاومت این نوع پلیمرها در برابر شوری بالا، آنها دارای توانایی عالی در کنترل نسبت تحرک نفت به آب در مخازن با شوری بالا هستند، که کاربرد آنها را در این مخازن ممکن می سازد. با این حال، تحقیقات فعلی در مورد این پلیمرهای آمفیفیلیک هنوز در مرحله سنتز آزمایشگاهی و بررسی خواص محلولی آنها است. گزارش های کمی در مورد عملکرد جاروب کردن نفت توسط این نوع پلیمرها در ذخایر با نمک بالا وجود دارد. در این مطالعه، چند پلیمر آمفیفیلیک نوع بتاین با گروه های مختلف آبگریز به عنوان عامل افزایش نسبت تحرک نفت به آب برای ارزیابی عملکرد آنها در مخازن نفت با شوری بالا استفاده شدند. روش ایزو ویسکوزیته برای بررسی عملکرد این محلول های پلیمری در جاروب کردن نفت استفاده شد. مکانیسم های موثر از طریق بررسی خواص میکروسکوپی محلول و مشاهده ی جاروب شدن نفت در میکرو مدل مطالعه شد.

مواد

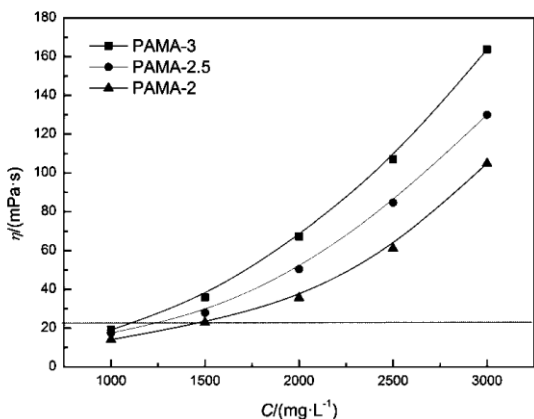
پلیمر آمفیفیلیک از نوع بتاین: PAMA-n (n نشان دهنده کسر مولی مونومر آبگریز) که از آن PAMA-3، PAMA-2 و PAMA 2.5 در آزمایشگاه تهیه شد. روش سنتز، ساختار های مولکولی، وزن مولکول و ویژگی های محلولی آنها را در مقاله ای توسط Yang et al. 2020 ارایه شده است. شماتیک روش ساخت این نوع پلیمر در شکل ۱ نشان داده شده است (۱۶).

نتایج و بحث:

تعیین میزان غلظت پلیمر آمفیفلیک

مطالعات نشان داده اند که نسبت ویسکوزیته محلول پلیمر به نفت خام تاثیر زیادی بر بهبود بازیابی نفت دارد (۱۸). هنگامی که نسبت ویسکوزیته حدود ۱ است، بهترین اثرات فنی و منافع اقتصادی را داراست (۱۹). از آنجایی که ویسکوزیته نفت خام مورد استفاده در شرایط مخزن ۲۳/۸ mPa·s است، بر این اساس ویسکوزیته محلول پلیمری باید ۲۳/۸ mPa·s باشد.

منحنی ویسکوزیته-غلظت برای پلیمر PAMA-n در شرایط مخزن در شکل ۳ نشان داده شده است. بنابراین غلظت ایزو ویسکوزیته برای PAMA-3، PAMA-2.5 و PAMA-2 به ترتیب برابر با ۱۰۵۰، ۱۲۵۰ و ۱۵۰۰ میلی گرم بر لیتر بود.



شکل ۳: منحنی ویسکوزیته-غلظت برای پلیمر PAMA-n در شرایط مخزن

ارزیابی عملکرد جابجایی نفت

محلول های پلیمری ذکر شده با ویسکوزیته برابر برای شبیه سازی آزمایش های جابجایی نفت در سیلابزنی مغزه ها استفاده شد. نتایج آزمایشات سیلابزنی در جدول ۴ نشان داده شده است. نسبت بازیافت سیلابزنی پلیمرهای PAMA-2، PAMA-2.5 و PAMA-3 به ترتیب برابر با ۱۶/۴۶٪، ۳۸/۱۷٪ و ۲۰/۷۳٪ است

نمونه مغزه های استفاده شده از نوع سنگ کربناته است که در جدول ۳ مشخصات این نمونه ها ذکر شده است.

جدول ۳: مشخصات مغزه های استفاده شده در سیلابزنی

شماره مغزه	طول (cm)	قطر (cm)	حجم کل (cm ³)	حجم فضای خالی (cm ³)	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	اشباع آب کاهش ناپذیر Swir (%)
1	7.85	3.72	85.319	15.55	18.23	57.8	25.52
2	7.83	3.72	85.10	15.02	17.65	62.14	24.2
3	7.46	3.72	81.08	13.79	17.01	72.36	26.21

روش ها

تعیین ویسکوزیته ظاهری

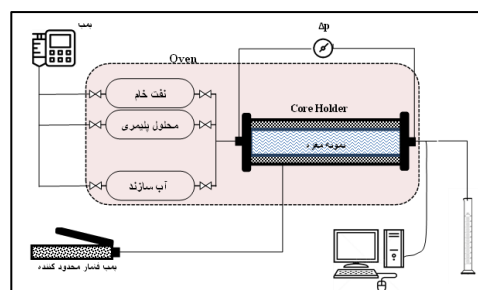
با دقت مقدار مشخصی از پلیمر آمفیفلیک وزن، در آب سازند ریخته و هم زده تا کاملا حل شد. پس از آنکه پلیمر آمفیفلیک به طور کامل حل شد، محلول پلیمر آمفیفلیک را در یک ترموستات در ۸۵ درجه سانتی گراد برای ۲۴ ساعت قرار داده شد. ویسکوزیته ظاهری محلول پلیمر توسط ویسکومتر چرخشی اندازه گیری شد و سرعت چرخش ۶ دور بر دقیقه بود.

تعیین ویسکوالاسیسیته دینامیک

ویسکوالاسیسیته دینامیک محلول پلیمری با رئومتر اندازه گیری شده که در این اندازه گیری strain وارد شده ۰/۱ درصد و محدوده نرخ برشی بین $0.1 S^{-1}$ تا $100 S^{-1}$ بود. این اندازه گیری در دمای ۸۵ درجه سانتی گراد انجام شد.

ارزیابی عملکرد جاروب شدن نفت با سیلابزنی مغزه

در شرایط مخزن، روش ایزو ویسکوزیته با استفاده از سیلابزنی محلول های مختلف پلیمر به مغزه به منظور بررسی عملکرد جاروب شدن نفت مورد استفاده قرار گرفت. حجم تزریق برابر با ۰/۵ برابر حجم فضای خالی مغزه ها بود. دبی تزریق برابر با ۰/۵ میلی لیتر بر دقیقه و دمای ۸۵ درجه سانتی گراد اعمال شد. شکل ۲ شماتیک دستگاه سیلابزنی مورد استفاده را نشان می دهد.

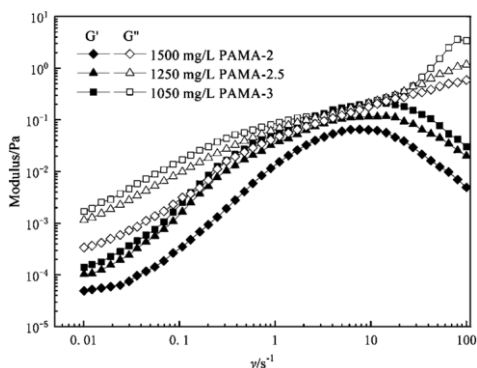


شکل ۲: شماتیک دستگاه سیلابزنی مورد استفاده

میکروسکوپی نفت را بهبود بخشد. این اثر باعث می شود PAMA-3 از نظر ازدیاد برداشت نفت دارای عملکردی بهتر باشد.

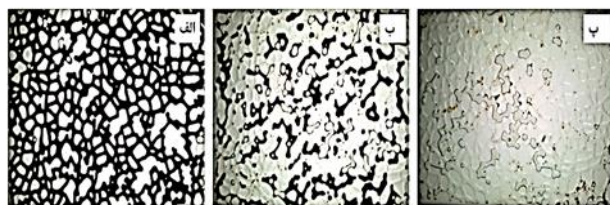
جابجایی میکروسکوپییک نفت

در این مطالعه یک مدل میکروسکوپی شیشه ای برای بررسی جابجایی میکروسکوپییک نفت استفاده می شود. یک دوربین با وضوح بالا وضعیت مهاجرت قطرات نفت در منافذ را در طول فرآیند تزریق و جابجایی ثبت می کند و نقش PAMA-3 در فرآیند جابجایی، برای آشکار کردن مکانیسم میکروسکوپی جابجایی نفت تحلیل می شود.



شکل ۵: ویسکوالاستیسیته دینامیک محلول پلیمری در دمای ۸۵ درجه سانتی گراد

توزیع نفت مربوط به شکلهای ۶الف، ۶ب، و ۶پ به ترتیب نفت اشباع شده اولیه، پس از سیلابزنی آب و پس از سیلابزنی PAMA-3 است. از شکل ۶ب می توان مشاهده کرد که به دلیل نسبت قابل توجه تحرک آب به نفت، پدیده انگشتی شدن در هنگام سیلابزنی آب جدی است و در نتیجه ضریب جاروب نفت در ناحیه کوچکی ایجاد می شود. هنوز مقدار زیادی نفت باقیمانده در میکرومدل وجود دارد که تولید نشده است. این نفت های باقیمانده در محل تلاقی منافذ توزیع می شوند یا قطرات نفت مستقل در منافذ بزرگ را تشکیل می دهند. شکل ۶پ توزیع نفت-آب را پس از سیلابزنی PAMA-3 نشان می دهد. نتایج فوق نشان می دهد که اشباع نفت در میکرومدل به طور قابل توجهی پس از سیلابزنی پلیمری کاهش می یابد، که نشان می دهد سیلابزنی PAMA-3 می تواند بازبایی نفت را بیشتر بهبود بخشد.

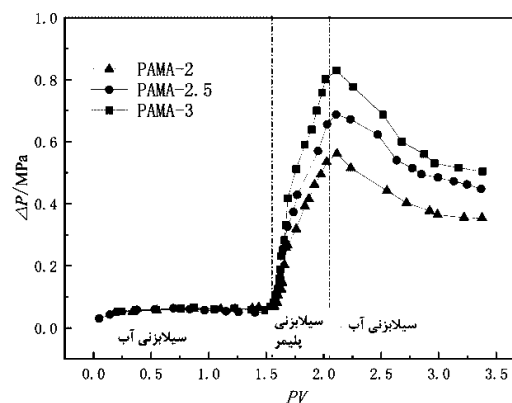


شکل ۶: توزیع آب و نفت در میکرومدل

جدول ۴: نتایج آزمایشات سیلابزنی

مغزه	پلیمر	سیلابزنی آب %	سیلابزنی پلیمر %	نهایی %
1	PAMA-2	49.15	16.46	65.61
2	PAMA-2.5	48.28	17.38	65.66
3	PAMA-3	49.57	20.73	70.30

نتایج آزمایشگاهی بالا نشان می دهد که تحت شرایط ویسکوزیته و حجم تزریق برابر، محتوای گروه آبگریز و نسبت بازبافت نفت در سیلابزنی پلیمری همبستگی مثبتی را نشان می دهد. بدین ترتیب که هر چه محتوای گروه آبگریز بیشتر باشد، نسبت بازبایی سیلابزنی پلیمری بیشتر است. تحت شرایط ویسکوزیته و حجم تزریق برابر، تأثیر پلیمرهای مختلف بر ΔP در شکل ۴ نشان داده شده است. پس از تزریق پلیمر ۰/۵ برابر حجم فضای متخلخل، فشار تزریق به طور قابل توجهی افزایش می یابد بصورتی که در زمان تزریق، رابطه افزایش فشار متناظر با پلیمرهای مختلف $PAMA-3 > PAMA-2.5 > PAMA-2$ است که با نسبت بازبایی نفت مطابقت دارد.



شکل ۴: تأثیر پلیمرهای مختلف بر ΔP در سیلابزنی

مکانیسم تأثیرگذاری عملکرد جابجایی نفت

تحت شرایط ویسکوزیته و حجم تزریق برابر، پلیمرهای مختلف آمفیفیلیک اثرات متفاوتی بر ازدیاد برداشت نفت دارند. در ادامه به ذکر دلایل اصلی تأثیر گذار در این افزایش برداشت خواهیم پرداخت. از یک طرف، از شکل ۵ می توان دید که در ویسکوالاستیسیته ی پلیمرهای آمفیفیلیک تفاوت وجود دارد. بر این اساس، PAMA-3 تحت شرایط مخزن، زمانی که محلول های پلیمری دارای ویسکوزیته مساوی هستند، ویسکوالاستیک قوی تری از خود نشان می دهد. در طول تزریق، هر چه ویسکوالاستیسیته قوی تر باشد، اثر کششی و ظرفیت حمل لایه های نازک نفت یا قطرات نفت قوی تر می شود و در نهایت می تواند راندمان جاروبی

پیروی از اصول اخلاق پژوهش

در مطالعه حاضر، فرم‌های رضایت نامه آگاهانه توسط تمامی آزمودنی‌ها تکمیل شد.

نتیجه گیری

برای یک مخزن نفتی با شوری ۱۹۵۳۳۷ میلی گرم بر لیتر، نسبت بازیافت نفت در سیلابزنی پلیمری ۱۵۰۰ میلی گرم در لیتر PAMA-2، ۱۲۵۰ میلی گرم در لیتر PAMA-2.5 و ۱۰۵۰ میلی گرم در لیتر محلول های PAMA-3 با ویسکوزیته مساوی (23.8 mPa·s) و حجم تزریق ۰/۵ برابر فضای خالی، به ترتیب ۱۶/۴۶٪، ۱۷/۳۸٪ و ۲۰/۷۳٪ است. ویسکوالاستیسیته محلول PAMA می تواند به طور قابل توجهی بازیابی نفت را بهبود بخشد. با توجه به مزایای PAMA-3 در خواص ویسکوالاستیک، نفت موجود در منافذ را می توان به میزان بیشتری تولید کرد و در نتیجه راندمان جاروب میکروسکوپی نفت را بهبود بخشید. PAMA پتانسیل کاربرد سیلابزنی پلیمری در مخازن با شوری بالا را دارد و کاربرد این نوع پلیمر را با محتوای بالای گروه های آبگریز در اولویت قرار داده شود.

مشارکت نویسندگان

طراحی و ایده پردازی، روش شناسی و تحلیل داده ها: و نگارش نهایی: عبدالرضا دبیری

تعارض منافع

بنابر اظهار نویسندگان مقاله حاضر فاقد هرگونه تعارض منافع بوده است.

References

- [1] Jiang, J., H. R. Wu, Y. Lu, T. Ma, Z. Li, D. R. Xu, W. L. Kang, and B. J. Bai. 2018. Application of a-amylase as a novel biodemulsifier for destabilizing amphiphilic polymer-flooding produced liquid treatment. *Bioresource Technology* 259:349–56. doi:10.1016/j.biortech.2018.03.069.
- [2] Wang, D. M., H. Z. Dong, C. S. Lv, X. M. Fu, and J. Nie. 2009. Review of practical experience by polymer flooding at Daqing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 12 (03):470–6. doi:10.2118/114342-PA.
- [3] Raffa, P., A. A. Broekhuis, and F. Picchioni. 2016. Amphiphilic copolymers based on PEGacrylate as surface active water viscosifiers: Towards new potential systems for enhanced oil recovery. *Journal of Applied Polymer Science* 133 (42):1–8. doi:10.1002/app.44100
- [4] Zhang, P., S. X. Bai, S. L. Chen, D. D. Li, Z. F. Jia, and C. Y. Zhou. 2018. Preparation, solution characteristics and displacement performances of a novel acrylamide copolymer for enhanced oil recovery (EOR). *Polymer Bulletin* 75 (3):1001–11. doi:10.1007/s00289-017-2080-5.
- [5] Guo, Y. J., J. Hu, X. M. Zhang, R. S. Feng, and H. B. Li. 2016. Flow behavior through porous media and microdisplacement performances of hydrophobically modified partially hydrolyzed polyacrylamide. *SPE Journal* 21 (03):688–705. doi:10.2118/178921-PA
- [6] Viken, A. L., T. Skauge, P. E. Svendsen, P. A. Time, and K. Spildo. 2018. Thermo-thickening and salinity tolerant hydrophobically modified polyacrylamides (HMPAMs) for polymer flooding. *Energy & Fuels* 32 (10):10421–7. doi:10.1021/acs.energyfuels.8b02026.
- [7] Kang, W. L., Z. Zhu, H. B. Yang, S. J. Tian, P. X. Wang, X. F. Zhang, and Z. A. Lashari. 2019. Study on the association behavior of a hydrophobically modified polyacrylamide in

- aqueous solution based on host-guest inclusion. *Journal of Molecular Liquids* 275: 544–53. 2018.11.063. doi:10.1016/j.molliq.
- [8] Pabon, M., J. M. Corpart, J. Selb, and F. Candau. 2004. Synthesis in inverse emulsion and associating behavior of hydrophobically modified polyacrylamides. *Journal of Applied Polymer Science* 91 (2):916–24. doi:10.1002/app.13227
- [9] Gao, B., L. Jiang, and K. Liu. 2007. Microstructure and association property of hydrophobically modified polyacrylamide of a new family. *European Polymer Journal* 43 (10): 4530–40. doi:10.1016/j.eurpolymj.2007.03.049.
- [10] Xu, B., W. Kang, L. Meng, R. Yang, S. Liu, and L. Zhang. 2013. Synthesis, aggregation behavior and emulsification characteristic of a multi-sticker amphiphilic polymer. *Journal of Macromolecular Science Part A* 50 (3):302–9. doi:10.1080/10601325.2013.755855.
- [11] Davarpanah, A. 2018. A feasible visual investigation for associative foam polymer injectivity performances in the oil recovery enhancement. *European Polymer Journal* 105:405–11. doi:10.1016/j.eurpolymj.2018.06.017.
- [12] Davarpanah, A., R. Shirmohammadi, and B. Mirshekari. 2019. Experimental evaluation of polymer-enhanced foam transportation on the foam stabilization in the porous media. *International Journal of Environmental Science and Technology* 16 (12):8107–16. doi:10.1007/s13762-019-02280-z.
- [13] Davarpanah, A. 2020. Parametric study of polymer-nanoparticles-assisted injectivity performance for axisymmetric two-phase flow in EOR processes. *Nanomaterials* 10 (9): 1818. doi:10.3390/nano10091818.
- [14] Cheraghian, G., S. Rostami, and M. Afrand. 2020. Nanotechnology in enhanced oil recovery. *Processes* 8 (9):1073. doi:10.3390/pr8091073.
- [15] Chen, H., Z. M. Wang, Z. B. Ye, and L. J. Han. 2014. The solution behavior of hydrophobically associating zwitterionic polymer in salt water. *Journal of Applied Polymer Science* 131 (1):1–7. doi:10.1002/app.39707.
- [16] Yang, H., H. Zhang, W. Zheng, B. Zhou, H. Zhao, X. Li, L. Zhang, Z. Zhu, W. Kang, Y. A. Ketova, et al. 2020. Effect of hydrophobic group content on the properties of betainetype binary amphiphilic polymer. *Journal of Molecular Liquids* 311:113358. doi:10.1016/j.molliq.2020.113358.
- [17] Cheraghian, G. 2016. Effects of titanium dioxide nanoparticles on the efficiency of surfactant flooding of heavy oil in a glass micromodel. *Petroleum Science and Technology* 34 (3):260–7. doi:10.1080/10916466.2015.1132233.
- [18] Salimi, H., and J. Bruining. 2011. The influence of heterogeneity, wetting, and viscosity ratio on oil recovery from vertically fractured reservoirs. *SPE Journal* 16 (02):411–28. doi:10.2118/140152-PA.
- [19] Zhang, J., H. J. Yang, X. G. Lu, and B. Cao. 2014. Experimental study on reasonable viscosity ratio in polymer flooding: Taking block 3 of Gangxi area in Dagang Oilfield as an example. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)* 29 (5):70–4