



Evaluation of Produced Water Control Technologies Using a Technology Management Approach in an Iranian Oil Field

Azadeh Dabbaghi¹, Mohammad Zahedzadeh¹, Sara Sadat Mortazavi Ravari², Shima Ebrahimzadeh¹, Jamal Aalaie³, Saeed Forghani¹ and Shahab Gerami^{1*}

1. EOR Studies Center, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

2. Planning Division, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

3. Chemical, Polymer & Petrochemical Technology Division, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

Geramish@ripi.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5434.3425

Received: May 8, 2024

Accepted: July 23, 2024

Introduction

Oil and gas production is usually associated with the production of water. As the life of the field increases, water production and related problems- such as the loss of a significant portion of hydrocarbon reserves, a decrease in oil production, an increase in production costs, and formation damages- also increase [1]; So far, excessive water production has been considered one of the main challenges in mature fields.

In this research, in order to screen the appropriate technology for solving the excessive produced water problem in one of the Iranian south oil fields, required technologies were identified and prioritized by employing the comprehensive approach. This approach was employed before conducting laboratory tests, simulation study, and pilot operation to save money and time. Therefore, before focusing on technical details, other contributing factors such as economy, environment, political/social aspects, market, and technical capacities were considered.

The field under study is located in southern Iran and has a very strong aquifer, which supplies more than 80% of the reservoir's energy. The average porosity and permeability of the reservoir are 13.5% and 210 mD, respectively. The average salinity and temperature of the reservoir are 194,000 mg/L and 200 °F, respectively. The lower section of the Asmari

reservoir is a sandstone layer with high permeability, which, due to production from the field and pressure drop, causes the wells to suffer from water coning. In the upper section of the reservoir, the significant permeability difference between the carbonate and sandstone layers leads to efficient drainage of the sandstone and water breakthrough from these layers, while adequate production has not been achieved from the carbonate layers.

Materials and Methods

The study employs a two-dimensional evaluation framework based on technology attractiveness and organizational capability. Moreover, sixteen technologies were identified, categorized into chemical and mechanical methods, and evaluated using fifteen criteria for attractiveness and six criteria for organizational capability. In addition, the criteria were weighted using the Analytic Hierarchy Process (AHP) based on expert opinions [2]. Data were collected through questionnaires, and the technologies were mapped on an attractiveness-capability matrix to determine their priority for implementation [3,4].

The identified technologies for reducing or eliminating produced water are summarized in Table 1.

Table 1 Chemical and mechanical technologies for reducing or eliminating produced water

Category	Technologies
Chemical Methods	Polymer gels, linear polymers& Relative permeability modifiers (RPM), resins, solid materials & elastomers, reverse emulsions, microorganisms, precipitating agents
Mechanical Methods	Mechanical plugs (cement and metal), straddle packers, casing patches, short liners, horizontal drilling, side-track drilling, intelligent well systems, downhole oil water separation

Polymer gels, for instance, have been successfully applied in fields in the United States, Venezuela, and China for water shut-off and conformance control. Furthermore, mechanical methods, such as horizontal drilling, have proven effective in reducing water coning and improving oil recovery [5,6].

Results and Discussion

After conducting a literature review and extracting various methods for managing produced water, The position of each technology was plotted on a two-dimensional graph in the form of an attractiveness-capability matrix. Thus, technologies with higher attractiveness-capability scores can be considered as key technologies for the organization with higher priority:

- **Mechanical plugs (cement plugs, metal plugs, etc.)**
- **Short liners**
- **Side-track drilling**
- **Casing patches**
- **Straddle packers**
- **Horizontal drilling**
- **Polymer gels**
- **Linear polymers and non-crosslinked compounds (relative permeability modifiers)**

Conclusions

The application of a technology management approach is aimed at evaluating and screening suitable water control technologies before engaging in laboratory studies, simulations, and pilot testing, which are time-consuming and costly. Additionally, in the technology evaluation process and within the framework of attractiveness-capability assessment, other factors such as legal, environmental, economic, and market aspects, are considered as vital elements in the technology development process. Ultimately, the

prioritized technologies offer solutions for managing water production in mature fields, with potential applications in other oil and gas reservoirs facing similar challenges. Also, the approach presented in this study can also be applied to large-scale evaluation and initial selection of technologies in other challenges within the upstream oil and gas industries.

References

1. Hassanzadeh, M., Gerami, Sh. & Parhamvand, M. H. (2017). Considering the phenomena of water coning in one of the fractured gas reservoirs in Iran. *Petroleum Research*, 27(93), 183-195. doi.org/ 10.22078/pr.2017.759.
2. Vaidya, O. S., & Kumar, S. (2006). Analytic hierarchy process: an overview of applications. *European Journal of operational research*, 169(1), 1-29. doi.org/10.1016/j.ejor.2004.04.028.
3. Jolly, D. R. (2012). Development of a two-dimensional scale for evaluating technologies in high-tech companies: An empirical examination. *Journal of Engineering and Technology Management*, 29(2), 307-329. doi.org/10.1016/j.jengtecman.2012.03.002.
4. Arašti, M. R, Karimpour, K., A., Firoozfar, B. (2015). Designing a model for technology assessment in the scope of the supply chain of a parent company. *Science and Technology Policy*, 8(4), 41-55.
5. Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 51. doi.org/10.3390/chemengineering3020051
6. Kabir, A. H. (2001, October). Chemical Water & Gas Shutoff Technology—An Overview. In *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific* (pp. SPE-72119). SPE. https://doi.org/10.2118/72119-MS.

بررسی فعالیت سطحی بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید و ارزیابی عملکرد آن در ازدیاد برداشت نفت

فردین سقندلی^۱، فرزین سقندلی^{۱،۲} و مهسا باغبان صالحی^{۲*}

۱- تحقیق و توسعه شرکت بسپارش یکتا نوآور ایرانیان، تهران، ایران

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۳/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۱۱

چکیده

در این پژوهش به بررسی عملکرد بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید در ازدیاد برداشت نفت با استفاده از آزمون‌های کنارزدن نفت، آزمایش کشش سطحی و کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی و سیلاب زنی میکرومدل‌های همگن و ناهمگن پرداخته شده است. در ابتدا توانمندی بایوسورفکتانت در کنارزدن نفت خام مورد مطالعه قرار گرفت. آزمایش کشش سطحی و کشش بین سطحی با لحاظ کردن تأثیر شوری در کاهش کشش بین سطحی انجام شد. در این آزمایش مشخص شد که حضور دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت ۵۰۰۰ ppm کشش سطحی آب خالص را از ۷۴ mN/m به ۳۳/۴۱ mN/m کاهش می‌دهد. همچنین مشخص شد که محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت ۵۰۰۰ و شوری ۳۷/۴۲ mN/m به عدد ۹/۱۴ mN/m کاهش می‌دهند. در آزمون تغییر ترشوندگی، با اندازه‌گیری زاویه تماس مشخص شد که محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید توانایی تغییر ترشوندگی سنگ کربناته از نفت دوست به آب دوست را دارد. محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید زاویه تماس قطره نفت روی سنگ کربناته را از ۳۰/۲۰° به ۱۰۹/۴۲° افزایش داد. در نهایت با استفاده از الگوهای مختلف میکرومدل توانایی بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید در ازدیاد برداشت نفت سنجیده شد. برای این منظور از دو میکرومدل همگن و ناهمگن استفاده شده است. محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت و شوری بهینه به ترتیب در میکرومدل همگن و ناهمگن، موجب ۷۸٪ و ۷۱٪ بازیافت نفت شد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت، بایوسورفکتانت، تغییر ترشوندگی، میکرومدل، دی استیلات اسید سوفورولیپید

مقدمه

انرژی از طریق نفت خام تأمین می‌گردد. میزان تقاضای نفت خام روزانه در حدود ۹۲ میلیون بشکه بوده است که این رقم به ۱۰۵ میلیون بشکه افزایش یافته است. پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد در دهه پیش‌رو به‌طور متوسط سالانه ۱ میلیون بشکه

سوخت‌های فسیلی بیش از ۸۰٪ از انرژی مورد نیاز دنیا را تأمین می‌کنند. بخش قابل توجهی از این

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
m.bsalehi@ccerci.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5473.3437)

به تقاضای جهانی نفت افزوده خواهد شد [۱]. با توجه به این امر که کشف منابع جدید نفتی یک امر تضمین شده نیست و منابع کشف نشده به احتمال زیاد در مناطق عمیق دریا یا مناطق دورافتاده که تولید از آن‌ها دشوار و پرهزینه است قرار دارند، پژوهش و توسعه فن‌آوری در جهت ایجاد راهکار مؤثر برای حفظ تولید و ازدیاد برداشت از مخازن فعلی ضروری است [۲]. ازدیاد برداشت به‌عنوان سومین و آخرین فاز تولید از مخازن نفتی در نظر گرفته می‌شود؛ از این‌رو، آن را برداشت فاز سوم نیز می‌نامند [۳]. فاز اول تولید یا برداشت اولیه مربوط به زمانی است که نفت با فرآیندهای رانش طبیعی خود و با صرفه اقتصادی بالا تولید می‌شود [۴]. این سازوکارها شامل انبساط گاز محلول، انبساط کلاهدک گازی و رانش لایه آبران است، در این مرحله ممکن است با کمک پمپ‌ها نیز تولید تسهیل شود. زمانی که نیروی رانش طبیعی مخزن به اتمام برسد، برداشت ثانویه با تزریق آب به مخزن به‌عنوان نیروی رانش کمکی آغاز می‌شود. پس از تولید نزدیک به ۴۰٪ از نفت درجا، مخزن به مقطعی از تولید می‌رسد که با تزریق آب نیز صرفه اقتصادی تولید وجود ندارد، در این مرحله فاز سوم برداشت پیشنهاد می‌شود. هدف از فاز سوم برداشت، رساندن نفت درجای باقی‌مانده در مخزن به کمترین میزان ممکن است [۵]. ازدیاد برداشت شامل تزریق هر ماده‌ای است که بر اثر حضور آن در مخزن تعاملات موجود بین سنگ، نفت و آب سازند با هدف بیشینه کردن میزان تولید نفت تغییر نماید [۶]. روش‌های ازدیاد برداشت شامل روش‌های حرارتی (احتراق درجا، تزریق هوای پرفشار، تخلیه گرانشی به‌کمک بخار)، روش‌های امتزاجی (تزریق گازهای هیدروکربنی، دی اکسید کربن، نیتروژن)، روش‌های شیمیایی (تزریق پلیمر، سورفکتانت، قلیا، امولسیون، کف، و ترکیبی از آنها) و روش‌های زیستی-میکروبی می‌شود [۷]. روش‌های امتزاجی یکی از روش‌های رایج

ازدیاد برداشت نفت است. موفقیت این روش‌ها در جابه‌جایی نفت به امتزاج‌پذیری گاز تزریقی و نفت مخزن بستگی دارد. از محدودیت‌های روش ازدیاد برداشت امتزاجی می‌توان به احتمال بالای وجود نسبت تحرک نامطلوب، نیازمند بودن به منابع بسیار زیاد گاز و مشکلات جداسازی اشاره کرد [۸]. روش دیگر پرکاربرد ازدیاد برداشت در صنعت، استفاده از روش‌های حرارتی است. روش‌های ازدیاد برداشت حرارتی براساس استفاده از انرژی حرارتی برای افزایش دمای مخزن و در نتیجه کاهش گرانروی نفت عمل می‌کنند. از محدودیت‌های روش ازدیاد برداشت حرارتی می‌توان به اتلاف حرارت زیاد در لایه‌های مختلف زمین و نیازمندی به منابع زیاد آب و گاز طبیعی اشاره کرد [۹]. در سال‌های اخیر استفاده از این روش‌ها با توجه به اهمیت و ارزش روزافزون استفاده از گاز طبیعی و جلوگیری از مصرف مقادیر زیاد سوخت با چالش‌هایی روبرو شده است و شرکت‌های بهره‌بردار به‌دنبال توسعه بیشتر سایر روش‌ها هستند. در روش‌های شیمیایی، ترکیباتی که منشأ زیستی ندارند (پلیمر، الکالین، سورفکتانت و ...) به مخزن تزریق می‌شود تا تحرک بین سیال جابه‌جاکننده و سیال جابه‌جاشونده را تحت تأثیر قرار دهند [۱۰]. پلیمرها، با تغییر نسبت تحرک بین سیال جابه‌جاکننده و سیال جابه‌جاشونده باعث بهبود راندمان جاروبی سیال تزریقی می‌شود [۱۱]. سورفکتانت‌ها برای کاهش کشش بین‌سطحی و در صورت لزوم تغییر ترشوندگی سنگ کاربرد دارد [۱۲]. آلکالین‌های تزریق شده به مخزن با اسیدهای چرب موجود در مشتقات نفتی واکنش شیمیایی داده و نمک‌های سدیم اسیدهای چرب در محل تشکیل خواهد شد که منجر به کاهش کشش بین‌سطحی می‌شود [۱۳]. اما درخصوص استفاده از مواد شیمیایی چالش اصلی درخصوص اثرات زیست‌محیطی آنها است و در مرحله دوم تأمین حجم مواد مورد نیاز و بررسی اقتصادی روش ازدیاد برداشت شیمیایی است.

نتیجه مورد توجه گسترده قرار گرفته‌اند، بنابراین بایوسورفکتانت‌ها امیدوارکننده‌ترین روش ازدیاد برداشت زیستی هستند. این مواد می‌توانند نفت خام را در محیط متخلخل به سه طریق کاهش کشش بین‌سطحی نفت و آب، تغییر ترشوندگی و امولسیون کردن نفت به حرکت درآورند. هنگامی که محلول بایوسورفکتانت با نفت (در منافذ محیط متخلخل به تله افتاده) در تماس قرار گیرد، به وضوح کشش بین‌سطحی نفت و آب را کاهش و با کاهش نیروی موینگی، نفت را به حرکت در می‌آورد. تشکیل یک امولسیون نفت در آب معمولاً منجر به بهبود نسبت جریان مؤثر می‌شود این فرآیند به سیلاب‌زنی با آب کمک کرده و نفت بیشتری تولید خواهد شد [۱۸]. مطالعات اخیر نشان داده است که نقش بایوسورفکتانت‌ها در بهبود ترشوندگی سنگ‌های مخزن نیز سازوکار مهمی برای بهبود بازیافت نفت است. در همین راستا سویه و همکاران [۱۹] به بررسی عملکرد بایوسورفکتانت در غلظت‌های مختلف و همچنین در ترکیب با سورفکتانت‌های شیمیایی در ازدیاد برداشت نفت و کاهش تراوایی سنگ به منظور بررسی آسیب سازندی ناشی از جذب سورفکتانت‌ها پرداختند. آن‌ها دریافتند بایوسورفکتانت تأثیر ناچیزی در کاهش تراوایی سنگ دارد و در نتیجه باعث آسیب سازندی نمی‌شود. با این وجود بایوسورفکتانت‌ها معمولاً گران‌تر از سورفکتانت‌های شیمیایی هستند لذا با وجود زیست‌تخریب‌پذیری، عدم ایجاد آسیب سازندی، سمیت پایین و پایداری بالا بایوسورفکتانت‌ها، هزینه بالای مواد اولیه، تولید و جداسازی بایوسورفکتانت‌ها یک محدودیت عمده برای کاربرد صنعتی آن‌ها محسوب می‌شود، به‌طوری‌که این هزینه‌ها بیش از نیمی از هزینه کل فرآیند ازدیاد برداشت را تشکیل می‌دهند [۲۰]. بنابراین، مطالعه بایوسورفکتانت‌های زیست‌تخریب‌پذیر به‌دلیل فعالیت سطحی قابل توجه و در نتیجه کارایی بالا در زمینه ازدیاد برداشت نفت که از نظر اقتصادی مقرون‌به‌صرفه و

این در حالی است که در مخازن با شرایط سخت از نقطه نظر شوری، سختی آب و دمای بالا بایستی عملکرد مواد شیمیایی بررسی گردد [۱۴]. استفاده از مواد زیست‌تخریب‌پذیر نگرانی اول را در حوزه ازدیاد برداشت شیمی رفع خواهد کرد. ازدیاد برداشت زیستی عمدتاً بر روش‌های برون‌جا (دگرجا) و درجا برای انتقال متابولیت‌ها به چاه‌های نفت تمرکز دارد. در روش درجا باکتری مستقیماً به چاه تزریق می‌شود تا محصول زیستی مورد نظر را درون مخزن تولید کند بنابراین به‌دلیل قرار گرفتن باکتری در شرایط دمایی و شوری مخزن، مخاطره عملیاتی این روش‌ها بالا خواهد بود [۱۵]. در روش‌های ازدیاد برداشت برون‌جا محصول زیستی مورد نظر در آزمایشگاه تولید و سپس به چاه تزریق می‌گردد و به تبع مخاطره عملیاتی کاهش می‌یابد [۱۶]. به‌طور کلی، متابولیت‌های مرتبط با ازدیاد برداشت نفت را می‌توان به هفت گروه عمده به‌عنوان زیست‌توده، بیوپلیمرها، بایوسورفکتانت‌ها، بیوگازها، اسیدهای زیستی، حلال‌های زیستی و امولسیون‌کننده‌ها طبقه‌بندی کرد [۱۷]. بایوسورفکتانت‌ها ترکیبات فعال سطحی دارای یک سر آب‌دوست و یک سر آب‌گریز هستند که توسط میکروارگانیسم‌ها تولید می‌شوند. این مواد علاوه‌بر فعالیت سطحی و خواص امولسیون‌کنندگی مشابه با سورفکتانت‌های شیمیایی، دارای خواص برتر نسبت به سورفکتانت‌های شیمیایی مانند غلظت بحرانی تشکیل میسل (CMC) کمتر، زیست‌تخریب‌پذیری، مقاومت در برابر دما، سمیت کمتر، کارایی در محدوده گسترده‌تری از شوری و مقاوم در برابر تغییرات pH نیز هستند [۷]. این ترکیبات می‌توانند در سطوح مشترک سیالات مختلف قرار گیرند تا کشش سطحی و کشش بین سطحی را کاهش دهند که این ویژگی باعث کارایی آن‌ها در صنایع گوناگون می‌شود. در زمینه ازدیاد برداشت، بایوسورفکتانت‌های گلیکولیپیدی و لیپوپپتیدی پتانسیل تجاری و صنعتی زیادی را نشان داده و در

بررسی شد.

روش کار

مواد مصرفی

دی‌استیلات اسید سوفورولیپید با ساختار $(C_{42}H_{78}O_{19})$ ، ساخته شده در پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران با پروتکل تولید ذکر شده [۲۰]، به‌عنوان گونه‌ای از بایوسورفکتانت‌های گلیکولیپیدی که ساختار آن‌ها متشکل از sophorose disaccharide متصل به یک زنجیره طولانی از اسیدهای چرب با ۱۶ تا ۱۸ اتم کربن است با دانسیته 0.84 g/cm^3 و ویسکوزیته 0.16 cP در این پژوهش استفاده شد. نفت مورد استفاده در این پژوهش، نفت میدان پرنج واقع در فاصله ۳۰ km شمال غربی شهرستان بهبهان در استان خوزستان است. این نفت دارای $API=34.81$ ، چگالی 0.835 g/cm^3 و ویسکوزیته 0.21 cP بود. در تهیه نمونه‌ها از آب مقطر (مقاوت ویژه $18.25 \text{ M}\Omega\text{cm}$) و آب‌سازند با شوری 21000 mg/L ، که دارای یون‌های سدیم و پتاسیم 62500 mg/L ، یون کلر 112500 mg/L ، یون‌های کلسیم و منیزیم 25000 mg/L استفاده شد.

روش‌های آزمایشگاهی

آزمایش کنارزدن نفت

این آزمایش توانایی بیوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولیپید برای کاهش کشش بین‌سطحی را به‌صورت کیفی می‌سنجد. برای انجام این آزمایش ۲ mL نفت خام در شیشه‌ای به قطر ۵ cm ریخته شده و به آن اجازه داده شد، تا مقداری پخش شود. سپس ۰/۰۴ mL بیوسورفکتانت خالص روی آن ریخته شده و مقدار کنارزدن نفت بررسی می‌گردد.

آزمایش کشش سطحی و کشش بین‌سطحی

برای بررسی عملکرد بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولیپید و یافتن غلظت بهینه آن، محلول‌هایی از بایوسورفکتانت در غلظت‌های ۲۵۰ تا 10000 mg/L ساخته شد و کشش سطحی و

قابلیت تولید انبوه آن وجود داشته باشد از اهمیت بالایی برخوردار است [۲۱]. پژوهش‌های قابل توجهی در زمینه تولید و بررسی عملکرد بایوسورفکتانت‌ها در ازدیاد برداشت نفت مطرح شده است که در این خصوص می‌توان به محققانی چون ژائو و همکاران [۲۲] و بررسی عملکرد بایوسورفکتانت سورفاکتین، ریبرو و همکاران [۲۳] درخصوص بایوسورفکتانت ترهالوس لیپید، آرژنتین و همکاران [۲۴] معرفی و بررسی توانمندی بایوسورفکتانت فنژیسین، لئوچرا و همکاران [۲۵] تولید و بررسی اثرگذاری فسفاتیدیل کولین، اشاره کرد. نتایج مطالعات مذکور حاکی از کارایی قابل قبول بایوسورفکتانت‌ها در ازدیاد برداشت نفت است. اگرچه این نتایج امیدوار کننده و نوید بخش موفقیت عملکرد این دسته از مواد در ازدیاد برداشت نفت است، ولی تولید انبوه و پایداری عملکرد بایوسورفکتانت‌ها در مقابل شوری و سختی آب مخزن با چالش‌هایی روبرو است که منجر به کاهش توانمندی آن‌ها در جاروب نفت در شرایط سخت مخازن (دما، شوری، جنس سنگ و بررسی آسیب سازند و ...) می‌شود. در این پژوهش با توجه به مزایای اقتصادی و فنی تولید دی‌استیلات اسید سوفورولیپید، به مطالعه فرآیندهای ازدیاد برداشت با این بایوسورفکتانت در شرایط عملیاتی میدانی مانند دمای و شوری بالا پرداخته شده است. با استفاده از آزمون‌های کنارزدن نفت توانایی دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در کاهش کشش بین‌سطحی به صورت کیفی بررسی و اثر شوری به‌عنوان یک پارامتر مهم در ایجاد اختلال در عملکرد سورفکتانت در فرآیند ازدیاد برداشت نفت از مخازن بررسی شد. با توجه به اهمیت ترشوندگی سازند در بهبود تحرک نفت درون محیط متخلخل، عملکرد بایوسورفکتانت سوفورولیپیدی در تغییر زاویه تماس نیز بررسی شد. در انتها برای پیش‌بینی عملکرد بایوسورفکتانت از آزمون میکرومدل شیشه‌ای به‌عنوان مدل مخزن استفاده و توانایی بایوسورفکتانت را در افزایش بازده جاروبی و تولید نفت به تله افتاده

اندازه‌گیری تغییرات ترشوندگی

در این پژوهش از روش کمی زاویه تماس برای اندازه‌گیری ترشوندگی استفاده شد. سطوح جامد مورد استفاده برای اندازه‌گیری ترشوندگی چندبرش نازک از یک سنگ کربناته هستند که در آن‌ها زاویه تماس نسبت به نفت اندازه‌گیری شد. برای اطمینان از نفت دوست بودن سنگ‌های کربناته این سنگ‌ها به مدت ۲۸ روز در دمای °C ۹۰ در ظرف حاوی نفت غوطه‌ور شده. سپس از نفت خارج و خشک شده و سپس زاویه تماس آن‌ها اندازه‌گیری شد. در مرحله بعد، سنگ‌های نفت دوست شده در ظرف‌های حاوی محلول دی‌استیلات اسید سوفورولپید قرار داده شد. زاویه تماس این قطعات سنگ در زمان‌های مختلف اندازه‌گیری شد تا توانایی محلول دی‌استیلات اسید سوفورولپید برای تغییر ترشوندگی نسبت به زمان سنجیده شود.

سیلاب‌زنی میکرومدل

برای بررسی توانایی بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولپید در ازدیاد برداشت نفت مطابق **شکل ۱**، از آزمایش سیلاب‌زنی میکرومدل با استفاده از میکرومدل‌های همگن و غیرهمگن استفاده شد. اولین قدم برای ساخت یک میکرومدل طراحی الگوی آن است. برای طراحی الگوی میکرومدل از نرم‌افزار برداری CorelDRAW Graphics استفاده شد. در این پژوهش دو الگوی متفاوت میکرومدل همگن و ناهمگن طراحی و ساخته شد. از میکرومدل همگن برای بررسی پدیده اختلاط و بررسی نحوه عملکرد نمونه در جاروب نفت استفاده شد. از آنجایی که مخازن نفتی ناهمگن هستند از میکرومدل ناهمگن به منظور بررسی کارایی ماده در شرایط واقعی و نزدیک‌تر به مخزن استفاده شد. الگوهای مورد استفاده در **شکل ۱** نشان داده شده است. پس از طراحی الگو، با استفاده از دستگاه حکاکی لیزری طرح مورد نظر بر روی شیشه حک و سپس شیشه دیگری مشابه آن بر روی آن قرار داده شد.

بین سطحی این محلول‌ها ابتدا در آب مقطر و سپس در آب با شوری‌های مختلف اندازه‌گیری شد. کشش سطحی با استفاده از دستگاه Sigma ۷۰۰ ساخت کشور سوئد، با روش حلقه پلاتینی اندازه‌گیری شد. در این روش سطح مایع بالا می‌آید تا در تماس با سطح حلقه قرار گیرد. سپس مایع به سمت پایین حرکت داده می‌شود تا فیلم مایع زیر حلقه کشیده شود. وقتی فیلم مایع کشیده می‌شود حداکثر نیرو ایجاد شده توسط دستگاه ثبت می‌شود. در حداکثر نیرو، بردار نیرو دقیقاً موازی با جهت حرکت بوده و زاویه تماس برابر با صفر است. برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی از روش قطره آویزان استفاده شد. در این روش برای تعیین کشش بین سطحی، یک قطره از مایع اول در فاز مایع دوم معلق می‌گردد. قطره مایع از یک لوله باریک یا نوک یک سرنگ (سوزن تزریق) آویخته می‌شود. پس از آن از این قطره تصویربرداری می‌شود و از آن‌جا که پروفایل شکل قطره نشان‌دهنده تعادل بین نیروهای سطحی و نیروی جاذبه است، با آنالیز شکل قطره مقدار کشش بین سطحی تعیین می‌شود. بدین منظور از معادله بشفورث و آدامز استفاده می‌شود.

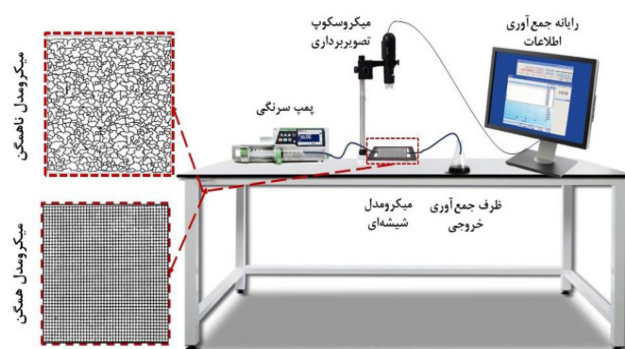
$$\frac{1}{R_L} + \frac{\sin \theta}{x} = -b \frac{z}{a} + 2 \quad (1)$$

$$B = \frac{a^2 g \Delta \rho}{\gamma} \quad (2)$$

که در آن $\Delta \rho$ اختلاف چگالی دو ماده، g ثابت گرانش و γ کشش بین سطح است.

پایداری امولسیون بایوسورفکتانت در دمای مخزن

پایداری بایوسورفکتانت‌ها با استفاده از آزمون پایداری فاز بررسی شد. به این منظور محلول بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولپید در غلظت ۵۰۰۰ ppm در آب نمک به شوری بهینه (۸٪ وزنی) تهیه شده و با نسبت حجمی یک به یک با نفت خام مخلوط شد سپس، شیشه‌ها به مدت ۳۰ min تکانده شده و سپس برای بررسی پایداری و زمان دو فاز شدن در دمای °C ۹۰ به آن‌ها استراحت داده شد.



شکل ۱ سامانه سیلاب زنی بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید به میکرومدل های همگن و ناهمگن

و یک سر آب گریز در بیوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید، مولکول های نفت پیوندی با سر آب گریز و مولکول های آب پیوندی با سر آب دوست بیوسورفکتانت ایجاد می کنند که این امر باعث کنارزدن نفت و قرارگیری آب و نفت در کنار یکدیگر می شود. بنابراین می توان گفت که بیوسورفکتانت های مورد آزمایش توانایی خوبی برای کنارزدن نفت خام از روی آب را نشان می دهند و موجب پس زدگی نفت به شعاع ۷ cm شده است.

آزمایش کشش سطحی و کشش بین سطحی

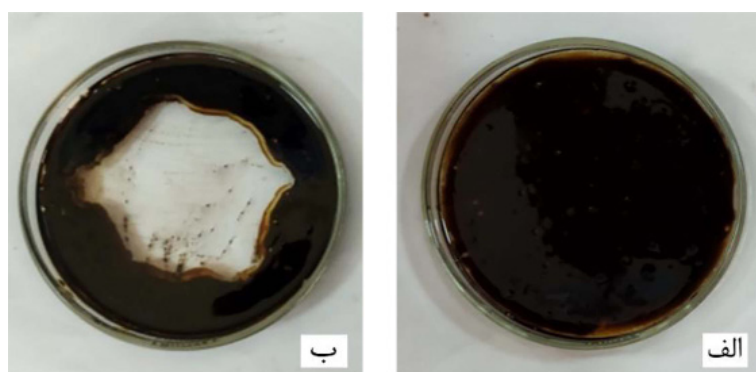
کشش سطحی و بین سطحی از پارامترهای مهم هنگام تحلیل یک سیستم حاوی چند فاز امتزاج ناپذیر است و کاهش آن ها یکی از سازوکارهای اصلی در ازدیاد برداشت به کمک بایوسورفکتانت ها است. به همین منظور کشش سطحی و کشش بین سطحی دی استیلات اسید سوفورولپید در غلظت های مختلف اندازه گیری شد. به منظور بررسی توانایی بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید در کاهش کشش سطحی و بین سطحی، محلول های دی استیلات اسید سوفورولپید در بازه غلظت های بین ۲۵۰ تا ۱۰۰۰۰ ppm در آب مقطر ساخته شد و کشش سطحی و بین سطحی آن ها با آب مقطر اندازه گیری شد. با توجه به شکل ۳، با افزایش غلظت دی استیلات اسید سوفورولپید به ppm ۵۰۰۰ مقدار کشش سطحی از ۷۴ mN/m برای آب مقطر به ۳۳/۴۱ mN/m در محلول دی استیلات اسید سوفورولپید کاهش داده شده است.

به منظور اتصال دو شیشه از کوره در دمای 700°C استفاده شد لازم به ذکر است که ضخامت در نظر گرفته شده یا به بیان دیگر فاصله بین دو شیشه طوری طراحی شده است که سیال صرفاً اجازه حرکت در مسیرهای حکاکی شده را داشته باشد. خصوصیات فیزیکی میکرومدل همگن و ناهمگن طراحی شده به ترتیب شامل میزان تخلخل ۳۸ و ۲۵٪، حجم منافذ ۰/۳۵۲ و ۰/۲۰۳۶ mL است. برای شروع آزمون سیلاب زنی، ابتدا میکرومدل اشباع از نفت شده و سپس توسط آب سازند تازمانی که بازیابی نفت متوقف گردد (۲ PV) سیلاب زنی انجام شد، سپس محلول حاوی مقادیر بهینه بایوسورفکتانت به مقدار (۲ PV) سیلاب زنی شد. سیلاب زنی ها با نرخ ۰/۲۵ mL/h انجام شد. مشخصات نفت خام و آب سازند مورد استفاده در این آزمایش مطابق مشخصات ذکر شده در بخش معرفی مواد مصرفی است. در حین فرآیند سیلاب زنی تصاویری از نحوه جریان سیال در میکرومدل ضبط شد تا با بررسی این تصاویر میزان برداشت نفت محاسبه شود.

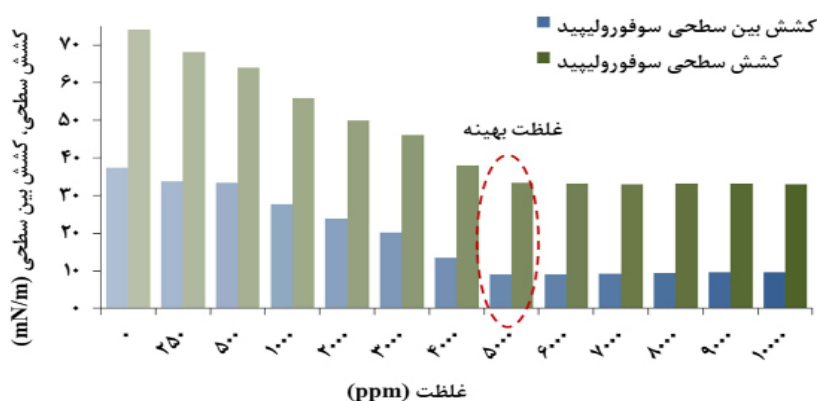
نتایج و بحث

آزمایش کنارزدن نفت

همان طور که در شکل ۲ مشخص است، پس از اضافه شدن بیوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید، نفت خام بلافاصله شروع به کنار رفتن از روی آب می کند و ناحیه شفاف ظاهر می شود. به دلیل دارا بودن یک سر آب دوست



شکل ۲ تأثیر دی‌استیلات اسید سوفورولیپید بر کنارزدن نفت (الف) عدم حضور دی‌استیلات اسید سوفورولیپید (ب) در حضور دی‌استیلات اسید سوفورولیپید



شکل ۳ کشش سطحی و کشش بین‌سطحی غلظت‌های مختلف دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در آب مقطر

سورفکتانت اشباع شود. هنگامی که سطح مشترک از مولکول‌های سورفکتانت اشباع شود، افزودن سورفکتانت بیشتر باعث کاهش بیشتر کشش سطحی نمی‌شود. با توجه به نتایج آزمون کشش بین‌سطحی که در شکل ۳ نشان داده شده است، دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت ۵۰۰۰ ppm کشش بین‌سطحی آب و نفت را از مقدار ۳۷/۴۲ به مقدار ۹/۱۴ mN/m می‌رساند. از آنجا که در غلظت‌های بیش‌تر از ۵۰۰۰ ppm افزایش مقدار دی‌استیلات اسید سوفورولیپید تأثیر بسیار کمی بر کاهش کشش بین‌سطحی دارد، این غلظت به‌عنوان غلظت بهینه دی‌استیلات اسید سوفورولیپید برای کاهش کشش بین‌سطحی محلول بایوسورفکتانت و نفت در نظر گرفته می‌شود. این نتیجه در تطابق با نتیجه به دست آمده از آزمایش کشش سطحی است.

اما در غلظت‌های بالاتر از ۵۰۰۰ ppm با افزایش میزان دی‌استیلات اسید سوفورولیپید مقدار کشش سطحی تقریباً ثابت بوده و تغییر محسوسی مشاهده نشد. بنابراین مقدار بهینه دی‌استیلات اسید سوفورولیپید برای کاهش کشش سطحی، غلظت ۵۰۰۰ ppm آن در نظر گرفته شد. علت کاهش کشش سطحی توسط دی‌استیلات اسید سوفورولیپید آن است که بایوسورفکتانت‌ها در سطوح مشترک جذب شده و به دلیل داشتن دوسر آب‌دوست و آب‌گریز، بین دوفاز واسطه شده و می‌توانند برهم‌کنش‌های قوی با هر دوفاز ایجاد کرده، در نتیجه کشش سطحی کاهش می‌یابد؛ بنابراین افزودن سورفکتانت‌ها اختلاط فازهای غیرقطبی و قطبی را تسهیل می‌کند [۲۶]. کاهش کشش سطحی در اثر افزودن سورفکتانت‌ها تا جایی ادامه دارد که سطح مشترک از مولکول‌های

سطحی در محلول بایوسورفکتانت و نفت خام سنگین کمک می‌کنند.

پایداری امولسیون بایوسورفکتانت در دمای مخزن

رفتار پایداری امولسیونی مخلوط‌های تهیه شده از محلول آب شور حاوی غلظت CMC از بایوسورفکتانت، و حجم مساوی نفت در دمای 90°C (دمای مخزن) بررسی شده است. از آنجایی که امولسیون ناخواسته حرکت سیال را مختل کرده و تأثیر منفی بر ویسکوزیته دارد، بایوسورفکتانتی که امولسیون را در دمای مخزن بشکند، عملکرد مطلوبی دارد. به‌منظور بررسی توانمندی بایوسورفکتانت در جداسازی دوفار آزمون پایداری امولسیون در دمای مخزن انجام پذیرفت، با توجه به یافته‌های نشان داده شده در **شکل ۵**، بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولیپید عملکرد قابل قبولی داشت و دو فاز آب و نفت تولید کرد که کاملاً از یکدیگر متمایز بودند.

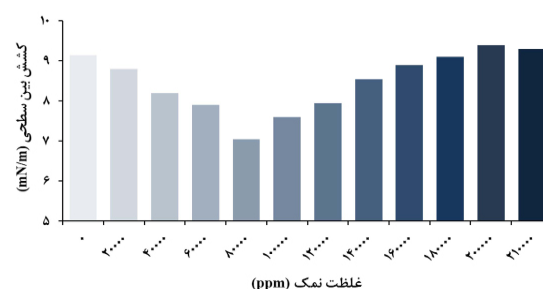
اندازه‌گیری ترشوندگی

در مخازن نفتی به‌دلیل هم‌جواری نفت و سازند برای سالیان دراز، سنگ حالت نفت‌دوستی پیدا می‌کند. در محیط‌های نفت دوست یا محیط‌های با ترشوندگی متوسط مقدار زیادی از نفت موجود، به سنگ سازند چسبیده و غیرقابل حرکت می‌گردند. در صورتی که ترشوندگی چنین محیط‌هایی به‌سمت آب‌دوست بودن تغییر کند، آب در تماس با دیواره سنگ قرار گرفته و نفت در وسط حفرات قرار خواهد گرفت و مقدار نفت باقی‌مانده و غیرقابل تولید کاهش خواهد.



شکل ۵ پایداری امولسیون و میکروامولسیون‌ها در دمای 90°C (الف) آب شور و نفت (ب) نفت و آب شور حاوی غلظت CMC از بایوسورفکتانت

پس از به‌دست آوردن غلظت بهینه دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در آب مقطر، برای اطمینان از عملکرد مناسب بایوسورفکتانت در محیط مخزن، لازم است تأثیر شوری بر کاهش کشش بین‌سطحی محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید بررسی شود. بدین منظور محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت بهینه 5000 ppm در محیط‌هایی با شوری در بازه 0 تا 21000 ppm آماده و کشش بین‌سطحی آن‌ها اندازه‌گیری شد. نتایج این اندازه‌گیری در **شکل ۴** نشان داده شده است. باتوجه به نتایج، با افزایش غلظت نمک تا 8000 ppm ، مقدار کشش بین‌سطحی از $9/14\text{ mN/m}$ به $7/05\text{ mN/m}$ کاهش می‌یابد؛ اما با افزایش بیشتر غلظت نمک، کشش بین‌سطحی افزایش می‌یابد. علت تفاوت رفتار IFT در غلظت‌های مختلف نمک این است که در غلظت‌های پایین نمک، میکروامولسیون نفت در آب به‌همراه نفت اضافی وجود دارد و کشش بین‌سطحی با افزایش غلظت نمک کاهش پیدا می‌کند. در غلظت‌های بالای نمک، میکروامولسیون آب در نفت به‌همراه آب اضافی وجود دارد و کشش بین‌سطحی با افزایش غلظت نمک افزایش می‌یابد. کاهش قابل‌توجه IFT مشاهده شده برای محلول‌های تهیه شده با آب سازند را می‌توان به تغییر خواص بایوسورفکتانت، بهبود حلالیت و پایداری، و تأثیر قدرت یونی بر برهم‌کنش‌های الکترواستاتیک نسبت داد [۲۷]. این عوامل در مجموع به بهبود عملکرد محلول بایوسورفکتانت در کاهش کشش



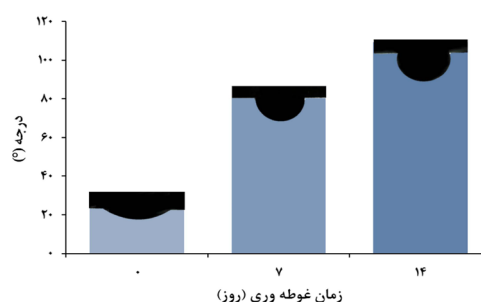
شکل ۴ مقادیر کشش بین‌سطحی محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت بهینه در شوری‌های مختلف

پس از ۷ روز غوطه‌وری سنگ کربناته در دی‌استیلات اسید سوفورولپید، زاویه تماس نفت بر روی سنگ به مقدار $80/38^\circ$ می‌رسد که بیانگر ترشوندگی مخلوط است. همچنین پس از گذشت ۱۴ روز زاویه تماس به $109/42^\circ$ رسید که بیانگر ترشوندگی آب‌دوست است. دلیل تغییر ترشوندگی سنگ کربناته توسط دی‌استیلات اسید سوفورولپید به‌عنوان یک بایوسورفکتانت غیر یونی آن است که در ابتدا مولکول‌های دی‌استیلات اسید سوفورولپید روی سطح سنگ (که دارای بار مثبت است) جذب می‌شوند و باعث کاهش پتانسیل زتا در سطح می‌شوند. در نتیجه اجزای اسیدی نفت آزاد می‌شوند و پیوندهایی را با مولکول‌های سورفکتانت ایجاد می‌کنند که منجر به تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوست بودن می‌شود [۲۹]. جدول ۱ به مقایسه عملکرد سورفکتانت‌های مختلف با بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولپید در کاهش کشش بین‌سطحی است. غلظت بهینه مورد استفاده از سورفکتانت، کشش بین‌سطحی اولیه و کشش بین‌سطحی نهایی در این جدول ذکر شده است.

آزمایش‌های سیلاب‌زنی میکرومدل

پس از بررسی کارایی بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولپید در کاهش کشش بین‌سطحی و تغییر ترشوندگی که هر دو از سازوکارهای اصلی ازدیاد برداشت نفت با روش تزریق بایوسورفکتانت‌ها هستند.

یافت؛ بنابراین تغییر ترشوندگی یکی از سازوکارهای اصلی در ازدیاد برداشت نفت به‌وسیله بایوسورفکتانت‌ها است [۲۸]. طبق آزمایش اندازه‌گیری ترشوندگی قطعات سنگ در قبل از تیمار توسط بایوسورفکتانت، زاویه تماس قطره‌ی نفت روی قطعات سنگ $30/20^\circ$ اندازه‌گیری شد که نشان‌دهنده نفت دوست بودن نمونه سنگ‌ها است. پس از آن برای سنجش عملکرد دی‌استیلات اسید سوفورولپید در تغییر ترشوندگی، سنگ‌های به‌شدت نفت دوست در محلول دی‌استیلات اسید سوفورولپید غوطه‌ور شده و در زمان‌های ۷ و ۱۴ روز پس از غوطه‌ور شدن زاویه تماس آن‌ها اندازه‌گیری شد. طبق نتایج نشان داده شده در شکل ۶ با غوطه‌ور شدن سنگ در محلول دی‌استیلات اسید سوفورولپید و با گذشت زمان زاویه تماس قطره نفت روی سنگ افزایش می‌یابد.



شکل ۶ زاویه تماس نفت بر روی سنگ کربناته پس از ۷، ۱۴ و ۲۰ روز غوطه‌ور شدن در محلول دی‌استیلات اسید سوفورولپید در غلظت بهینه

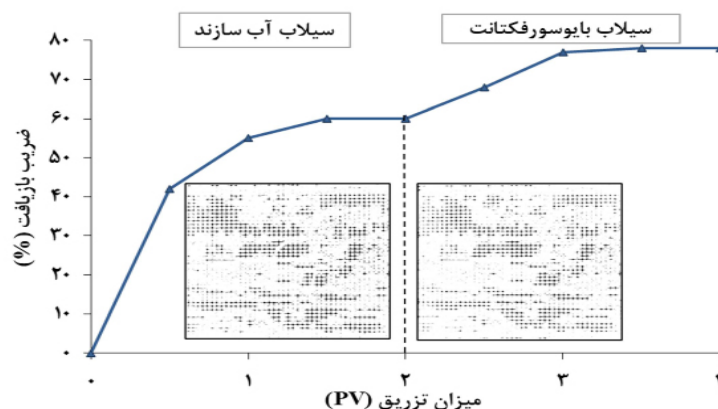
که به معنی کاهش تمایل سنگ به نفت است.

جدول ۱ مقایسه عملکرد سورفکتانت‌های مختلف در تغییر ترشوندگی

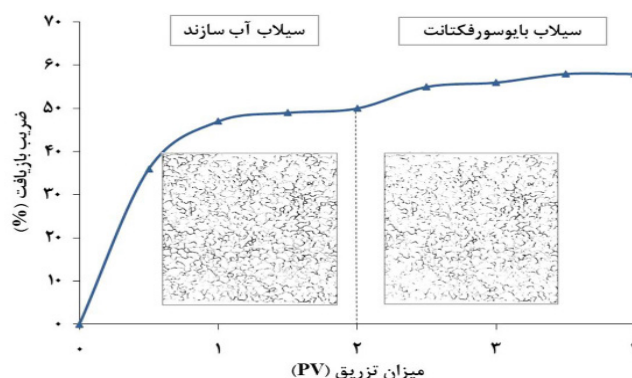
سورفکتانت	غلظت سورفکتانت (%wt)	IFT اولیه (mN/m)	IFT نهایی (mN/m)	رفرنس
۱ Matricaria chamomilla	۱۲-۰	۳۰/۶۳	۱۲/۵۷	[۳۰]
۲ Olive leaves extract	۳-۰/۸۵	۳۶/۵۰	۱۴	[۳۱]
۳ Zizyphus Spina-Christy extract	۰-۸	۳۳	۱۱/۶۰	[۳۲]
۴ Mulberry leaf extract	۱-۰/۶	۴۲	۲۰	[۱۰]
۵ Prosopis leaves extract	۳-۰/۸۵	۳۶/۵۰	۱۵/۱۱	[۳۱]
۶ N-lauroyl-L-lysine	۵-۰	۳۳/۳۶	۱۴/۷۰	[۳۳]
۷ Di-acetylated acid di-acetylated acid sophorolipid	۰-۰/۸	۳۷/۴۲	۹/۱۴	پژوهش حاضر

فرآیند سیلاب‌زنی در میکرومدل‌های همگن و ناهمگن انجام شد تا به بررسی عملی امکان ازدیاد برداشت نفت توسط دی‌استیلات اسید سوفورولیپید پرداخته شود. سیلاب‌زنی توسط دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت و شوری بهینه یعنی غلظت ۵۰۰۰ ppm و شوری ۸۰۰۰۰ ppm انجام شد. در فرآیندهای صنعتی ازدیاد برداشت پس از فرآیند سیلاب‌زنی با آب شور (برداشت ثانویه)، عملیات ازدیاد برداشت برای بازیابی مقادیر باقی‌مانده نفت انجام می‌پذیرد. برای شبیه‌سازی این فرآیند، در میکرومدل همگن به‌عنوان ساده‌ترین نوع میکرومدل و حالت ایده‌آل، ابتدا دو برابر حجم منافذ آب سازند با شوری ۲۱٪ تزریق کرده و سپس دو برابر حجم منافذ محلول بایوسورفکتانت تزریق شد. با توجه به شکل ۷ در ابتدای فرآیند تزریق آب مقدار نفت زیادی تولید می‌شود که با ادامه تزریق شیب خط تولید نفت کاهش می‌یابد تا جایی که پس از مدتی از تزریق آب (PV ۲)، نفت بیشتری تولید نمی‌شود. علت توقف تولید نفت در این شرایط آن است که میان‌شکنی اتفاق افتاده است و بیشتر بودن فشار موینگی در حفراتی که نفت درون آن‌ها قرار دارد، اجازه‌ی ورود آب تزریقی به این حفرات را نمی‌دهد. در چنین زمانی با تزریق بایوسورفکتانت، کشش بین‌سطحی نفت و آب (سیال تزریقی) در محل تماس این دو سیال و در نتیجه فشار موینگی کاهش می‌یابد و تولید

نفت ادامه می‌یابد. در این آزمایش تزریق (PV ۲) محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید میزان بازیابی نفت را از ۶۰٪ به ۷۸٪ رسانده لذا استفاده از بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولیپید ۱۸٪ ازدیاد برداشت مازاد (برداشت ثالثیه) نفت را به‌همراه داشته است. در ادامه، میکرومدل ناهمگن به‌منظور بررسی عملکرد بایوسورفکتانت دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در شرایط غیر ایده‌آل و واقعی‌تر استفاده شد. در میکرومدل ناهمگن به‌دلیل عدم تشابه مسیرهای حرکت جریان امکان به تله افتادن نفت بیشتر است. در این میکرومدل به‌دلیل تفاوت سایز حفرات و گلوگاه، سیال تزریقی ابتدا در مسیرهای با تراوایی بالاتر حرکت می‌کند و نفت از حفرات بزرگ‌تر تخلیه می‌شود. در چنین شرایطی در حفرات کوچک‌تر به‌دلیل بالابودن فشار موینگی (هرچه شعاع حفره کمتر باشد فشار موینگی بیشتر است)، سیال تزریقی نمی‌تواند نفت را جابه‌جا کند. مطابق شکل ۸، در شرایطی که تزریق بیشتر آب سازند، تولید نفت بیشتری را به‌همراه نداشته، استفاده از محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید، بازیابی نفت را از ۵۵٪ به ۷۱٪ رسانده و تزریق دی‌استیلات اسید سوفورولیپید به‌میزان ۱۶٪ باعث افزایش بازیافت نفت شده است. علت این ازدیاد برداشت کاهش کشش بین‌سطحی به‌واسطه دارابودن ترکیبات آب‌دوست و آب‌گریز در ساختار دی‌استیلات اسید سوفورولیپید است شکل ۸.



شکل ۷ سیلاب‌زنی میکرومدل همگن توسط آب سازند و محلول دی‌استیلات اسید سوفورولیپید



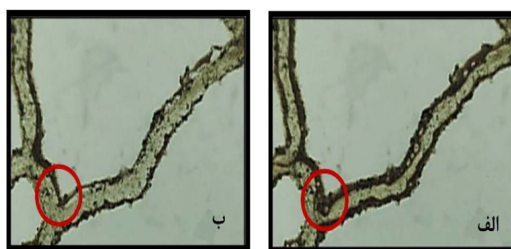
شکل ۸ سیلاب زنی میکرومدل ناهمگن توسط آب سازند و محلول دی استیلات اسید سوفورولپید

آب است واضح است که میکرومدل نفت دوست است. قسمت ب که تصویر میکرومدل پس از سیلاب زنی با بیوسورفکتانت است میکرومدل همچنان نفت دوست است اما ضخامت لایه نفتی روی دیواره به میزان قابل توجهی کاهش یافته است. این امر باعث کاهش اشباع نفت باقی مانده می شود. همچنین این تصویر نشان دهنده توانایی آب و بیوسورفکتانت بر راندمان جابه جایی میکروسکوپی درون میکرومدل است. در قسمت مشخص شده از شکل واضح است که در گلوگاه هایی که آب موفق به جابه جایی نفت شده است باز هم مقداری کمی از نفت جاروب نشده است اما پس از تزریق بیوسورفکتانت مقدار نفت جاروب نشده کمتر است.

جدول ۲ اطلاعات مربوط به مقایسه عملکرد سورفکتانت های مختلف پس از تزریق در میکرومدل را نشان می دهد. با توجه به این جدول می توان نتیجه گرفت بیوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید عملکرد خوبی در ازدیاد برداشت نفت دارند. بررسی سازوکارهای ازدیاد برداشت در مقیاس حفره باعث می شود تا سازوکارهایی که باعث تولید بیشتر نفت در این فرآیندها می شوند بهتر شناخته شود. به این منظور تصاویری میکروسکوپی از میکرومدل ضبط شده و مورد بررسی قرار گرفته اند. **شکل ۹** تأثیر سیلاب زنی با محلول بیوسورفکتانت بر ترشوندگی و ضخامت لایه نفتی روی دیواره را نشان می دهد. در تصویر الف که مربوط به سیلاب زنی با

جدول ۲ مقایسه عملکرد سورفکتانت های مختلف برای ازدیاد برداشت نفت

مرجع	نوع (بیو) سورفکتانت	نوع میکرومدل	تولید نفت
[۳۴]	نوعی بیوسورفکتانت پلیمری	ناهمگن	٪۶۷
[۳۵]	سورفکتانت شیمیایی SDS	ناهمگن	٪۶۶
[۳۶]	سورفکتانت آنیونی	ناهمگن	٪۷۲
[۲۷]	بیوسورفکتانت رامنولپید	ناهمگن	٪۷۶
[۳۷]	ترکیب بایوسورفکتانت و نانوسیلیس	ناهمگن	٪۷۰
[۳۸]	بایوسورفکتانت گلایکولپیدی	ناهمگن	٪۶۳
کار حاضر	بیوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید	ناهمگن	٪۷۱



شکل ۹ تصویر در مقیاس حفره نشان دهنده تأثیر آب و بیوسورفکتانت بر ترشوندگی میکرومدل و جابه جایی میکروسکوپی

نتیجه گیری

در این پژوهش عملکرد بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید به منظور ازدیاد برداشت نفت مورد بررسی قرار گرفت. برای این منظور آزمایش‌های مختلف از قبیل کشش سطحی و کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی و سیلاب زنی میکرومدل انجام شد. با بررسی و تحلیل نتایج این آزمایش‌ها نتایج زیر حاصل شد:

- محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت ۵۰۰۰ ppm در آب مقطر، مقدار کشش سطحی آب مقطر را از ۷۴ mN/m به مقدار ۳۳/۴۱ mN/m کاهش داد.

- محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت ۵۰۰۰ ppm در آب مقطر، کشش بین سطحی آب و نفت را از ۳۷/۴۲ mN/m به ۹/۱۴ mN/m کاهش داد. میزان شوری بهینه برای این محلول غلظت ۸۰۰۰۰ ppm نمک NaCl است که در این غلظت کشش بین سطحی به عدد ۷/۰۵ mN/m کاهش یافت. شایان ذکر است با افزایش غلظت نمک بیش از این مقدار کشش بین سطحی افزایش می‌یابد. - محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید در غلظت

و شوری بهینه زاویه تماس قطره نفت روی سنگ کربناته را در مدت ۱۴ روز از ۳۰/۲۰° به ۱۰۹/۴۲° افزایش داد که بیانگر توانایی این بایوسورفکتانت در تغییر ترشوندگی سنگ از نفت دوست به آب دوست است.

- در میکرومدل همگن پس از تزریق (۲ PV) آب با شوری ۲۱٪ و محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید میزان ازدیاد برداشت نفت ۱۸٪ بیشتر و به ۷۸٪ افزایش یافت.

- در میکرومدل با الگوی ناهمگن با تزریق ابتدا (۲ PV) آب با شوری ۲۱٪ تزریق و پس از آن محلول دی استیلات اسید سوفورولیپید بازیابی نفت به ۷۱٪ افزایش و ازدیاد برداشت نفت ۱۶٪ ارتقا یافت.

باتوجه به قیمت پایین و قابلیت تولید در حجم بالا، همچنین نتایج امیدوارکننده بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید در کاهش کشش سطحی و بین سطحی و ازدیاد برداشت نفت، بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولیپید به عنوان گزینه مناسبی برای ازدیاد برداشت زیستی نفت معرفی شد.

مراجع

- [1]. Sheng, J. J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.
- [2]. Saghandali, F., Salehi, M. B., & Taghikhani, V. (2023). Improved oil recovery by 3D hydrogel composite reinforced with natural bentonite nanoparticles. Iranian Polymer Journal, 32(11), 1393-1404.
- [3]. Babadagli, T. (2020, October). Philosophy of EOR. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D022S007R002). SPE. doi.org/10.2118/196362-MS.
- [4]. Seo, S., Maštiani, M., Mosavati, B., Peters, D. M., Mandin, P., & Kim, M. (2018). Performance evaluation of environmentally benign nonionic biosurfactant for enhanced oil recovery. Fuel, 234, 48-55. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.111.

- [5]. de Araujo, L. L., Sodré, L. G., Brasil, L. R., Domingos, D. F., de Oliveira, V. M., & da Cruz, G. F. (2019). Microbial enhanced oil recovery using a biosurfactant produced by *Bacillus safensis* isolated from mangrove microbiota-Part I biosurfactant characterization and oil displacement test. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 950-957. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.031.
- [6]. Liu, Z. X., Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. J., Gao, M., Wang, Z. B., & Liu, W. L. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107449. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449.
- [7]. Semnani, R. H., Salehi, M. B., Mokhtarani, B., Sharifi, A., Mirzaei, M., & Taghikhani, V. (2022). Evaluation of the interfacial activity of imidazolium-based ionic liquids and their application in enhanced oil recovery process. *Journal of Molecular Liquids*, 362, 119735. doi.org/10.1016/j.molliq.2022.119735.
- [8]. Nwidee, L.N., Theophilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., Iglauer, S.: EOR processes, opportunities and technological advancements. *Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR)-a Practical Overview*. 2–52 (2016)
- [9]. Sarafzadeh, P., Hezave, A. Z., Mohammadi, S., Niazi, A., & Ayatollahi, S. (2014). Modification of rock/fluid and fluid/fluid interfaces during MEOR processes, using two biosurfactant producing strains of *Bacillus stearothermophilus* SUCPM# 14 and *Enterobacter cloacae*: A mechanistic study. *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*, 117, 457-465. doi.org/10.1016/j.colsurfb.2013.12.002.
- [10]. Ravi, S. G., Shadizadeh, S. R., & Moghaddasi, J. (2015). Core flooding tests to investigate the effects of IFT reduction and wettability alteration on oil recovery: Using mulberry leaf extract. *Petroleum Science and Technology*, 33(3), 257-264. doi.org/10.1080/10916466.2014.966916.
- [11]. Sharma, M., Bryant, S., & Huh, C. (2008). PH sensitive polymers for improving reservoir sweep and conformance control in chemical flooring. Univ. of Texas, Austin, TX (United States).
- [12]. Ahmadi, M. A., Arabsahebi, Y., Shadizadeh, S. R., & Behbahani, S. S. (2014). Preliminary evaluation of mulberry leaf-derived surfactant on interfacial tension in an oil-aqueous system: EOR application. *Fuel*, 117, 749-755.
- [13]. Pashapouryeganeh, F., Zargar, G., Kadkhodaie, A., Rabiee, A., Misaghi, A., Zakariaei, S.J.S.: Experimental evaluation of designed and synthesized Alkaline-Surfactant-polymer (ASP) for chemical flooding in carbonate reservoirs. *Fuel*. 321, 124090 (2022) و doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.081.
- [14]. 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. doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122867.
- [15]. Patel, J., Borgohain, S., Kumar, M., Rangarajan, V., Somasundaran, P., & Sen, R. (2015). Recent developments in microbial enhanced oil recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1539-1558. doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.135.
- [16]. Zheng, C., Yu, L., Huang, L., Xiu, J., & Huang, Z. (2012). Investigation of a hydrocarbon-degrading strain, *Rhodococcus ruber* Z25, for the potential of microbial enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 81, 49-56. doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.019.
- [17]. Niu, J., Liu, Q., Lv, J., & Peng, B. (2020). Review on microbial enhanced oil recovery: Mechanisms, modeling and field trials. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107350. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107350.
- [18]. Aghaei, S., Saghandali, F., Salehi, M. B., Mokhtarani, B., Taghikhani, V., & Saviz, S. (2023). A micromodel investigation on the flooding of glycolipid biosurfactants for enhanced oil recovery. *Geoenergy Science and Engineering*, 230, 212219. doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212219.
- [19]. Souayeh, M., Al-Wahaibi, Y., Al-Bahry, S., Elshafie, A., Al-Bemani, A., Joshi, S., Al-Hashmi, A. & Al-Mandhari, M. (2014). Optimization of a low-concentration *Bacillus subtilis* strain biosurfactant toward microbial enhanced oil recovery. *Energy & fuels*, 28(9), 5606-5611. doi.org/10.1021/ef500954u.
- [20]. Bazsefidpar, S., Mokhtarani, B., Panahi, R., & Hajfarajollah, H. (2019). Overproduction of rhamnolipid by fed-batch cultivation of *Pseudomonas aeruginosa* in a lab-scale fermenter under tight DO control. *Biodegradation*, 30, 59-69. doi.org/10.1007/s10532-018-09866-3.
- [21]. Hajfarajollah, H., Mokhtarani, B., Tohidi, A., Bazsefidpar, S., & Noghabi, K. A. (2019). Overproduction of lipopeptide biosurfactant by *Aneurinibacillus thermoaerophilus* HAK01 in various fed-batch modes under thermophilic conditions. *RSC advances*, 9(52), 30419-30427. doi.org/10.1039/c9ra02645b. doi: 10.1039/C9RA02645B.
- [22]. Zhao, F., Zhu, H., Cui, Q., Wang, B., Su, H., & Zhang, Y. (2021). Anaerobic production of surfactin by a new *Bacillus subtilis* isolate and the in situ emulsification and viscosity reduction effect towards enhanced oil recovery applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108508. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108508.
- [23]. Ribeiro, M. H., Fahr, E., & Lopes, S. (2022). Glycolipids: From Biosynthesis to Biological Activity to

- ward Therapeutic Application. *Biomolecules from natural sources: advances and applications*, 1-30. doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108508.
- [24]. Argentin, M. N., Martins, L. F., Sousa, M. P., & Bossolan, N. R. S. (2023). Biosurfactant from a thermo-halophilic strain of *Bacillus alveayuensis* isolated from a Brazilian oil reservoir: Production, chemical characterization, antimicrobial activity, and efficiency in wettability reversal and oil removal from oil-soaked sand. *Geoenery Science and Engineering*, 231, 212324. doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212324.
- [25]. Lebouachera, S. E. I., Balamane-Zizi, O., Boublia, A., Ghriga, M. A., Hasanzadeh, M., Hadri, H. E., Tassalit, D., Khodja, M., Grassl, B. & Drouiche, N. (2024). Understanding the factors affecting the adsorption of surface-active agents onto reservoir rock in chemical enhanced oil recovery applications: a comprehensive review. *Chemistry Africa*, 7(5), 2283-2306.
- [26]. Yalaoui-Guellal, D., Fella-Temzi, S., Djafri-Dib, S., Sahu, S. K., Irerere, V. U., Banat, I. M., & Madani, K. (2021). The petroleum-degrading bacteria *Alcaligenes aquatilis* strain YGD 2906 as a potential source of lipopeptide biosurfactant. *Fuel*, 285, 119112. doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119112.
- [27]. Amani, H. (2015). Study of enhanced oil recovery by rhamnolipids in a homogeneous 2D micromodel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, 212-219. doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.030.
- [28]. Mousavi Moghadam, A., & Baghban Salehi, M. (2019). Enhancing hydrocarbon productivity via wettability alteration: a review on the application of nanoparticles. *Reviews in Chemical Engineering*, 35(4), 531-563. doi.org/10.1515/revce-2017-0105.
- [29]. Yao, Y., Wei, M., & Kang, W. (2021). A review of wettability alteration using surfactants in carbonate reservoirs. *Advances in Colloid and Interface Science*, 294, 102477. doi.org/10.1016/j.cis.2021.102477.
- [30]. Shadizadeh, S. S., & Kharrat, R. (2015). Experimental investigation of *Matricaria chamomilla* extract effect on oil-water interfacial tension: Usable for chemical enhanced oil recovery. *Petroleum science and technology*, 33(8), 901-907. doi.org/10.1080/10916466.2015.1020063.
- [31]. Khorram Ghahfarokhi, A., Dadashi, A., Daryasafar, A., & Moghadasi, J. (2015). Feasibility study of new natural leaf-derived surfactants on the IFT in an oil-aqueous system: experimental investigation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(4), 375-382.
- [32]. Tadros, T. F., Vandamme, A., Leveck, B., Booten, K., & Stevens, C. V. (2004). Stabilization of emulsions using polymeric surfactants based on inulin. *Advances in colloid and interface science*, 108, 207-226. doi.org/10.1016/j.cis.2003.10.024.
- [33]. Takassi, M. A., Hashemi, A., Rostami, A., & Zadehnazari, A. (2016). A lysine amino acid-based surfactant: Application in enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 34(17-18), 1521-1526. doi.org/10.1080/10916466.2016.1205605.
- [34]. Shabani, M. H., Jafari, A., & Mousavi, S. M. (2017). A pore scale evaluation of produced biosurfactants for ex-situ enhanced oil recovery. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 6(2), 75-89. doi.org/10.22050/ijogst.2017.47443.
- [35]. Mohajeri, M., Rasaei, M. R., & Hekmatzadeh, M. (2019). Experimental study on using SiO_2 nanoparticles along with surfactant in an EOR process in micromodel. *Petroleum Research*, 4(1), 59-70. doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.09.001.
- [36]. Dashtaki, S. R. M., Ali, J. A., Manshad, A. K., Nowrouzi, I., Mohammadi, A. H., & Keshavarz, A. (2020). Experimental investigation of the effect of *Vitagnus* plant extract on enhanced oil recovery process using interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration mechanisms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 2895-2905.
- [37]. Wang, D., Luo, Y., Lai, R., Cui, K., Li, H., Zhang, Z., Zhang, Y. & Shi, R. (2020). New technique for enhancing oil recovery from low-permeability reservoirs: The synergy of silica nanoparticles and biosurfactant. *Energy & Fuels*, 35(1), 318-328. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02808.
- [38]. Purwasena, I. A., Amaniya, M., Aštuti, D. I., Firmansyah, Y., & Sugai, Y. (2024). Production, characterization, and application of *Pseudoxanthomonas taiwanensis* biosurfactant: a green chemical for microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Scientific reports*, 14(1), 10270.