



Investigation of the Surface Activity of Diacetylated Acid Sophorolipid Biosurfactant and its Performance Evaluation in Enhanced Oil Recovery

Fardin Saghandali¹, Farzin Saghandali^{1,2} and Mahsa Baghban Salehi^{2*}

1. R&D Department of Basparesh Yekta Noavar Iranian (BINA) Company, Tehran, Iran

2. Department of Petroleum Engineering, Chemistry and Chemical Engineering Research Center of Iran, Tehran, Iran

m.bsalehi@ccerci.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2024.5473.3437

Received: May 22, 2024

Accepted: October 2, 2024

Introduction

Fossil fuels, particularly crude oil, supply over 80% of the world's energy [1]. With rising global oil demand and dwindling new resources, developing enhanced oil recovery (EOR) technologies for existing reservoirs is crucial. EOR, as the third phase of production, includes thermal, chemical, miscible, and biological methods. Chemical methods, such as polymer and surfactant injection, are widely used but face challenges like high costs and environmental impacts. Among these, biosurfactants are promising due to their biodegradability and efficiency. This study focuses on evaluating the performance of diacetylated sophorolipid acid as a biosurfactant under harsh reservoir conditions.

Material and Methods

In this study, diacetylated sophorolipid acid ($C_{42}H_{78}O_{19}$) with a density of 0.84 g/cm^3 and viscosity of 0.16 cP was utilized as the biosurfactant [2]. This glycolipid biosurfactant consists of a sophorose disaccharide linked to a fatty acid chain with 16 to 18 carbon atoms. Crude oil from the Paranj field, located 30 km northwest of Behbahan, with API 34.81, density of 0.85 g/cm^3 , and viscosity of 9.21 cP , was selected as the oil sample. Distilled water with a resistivity of $18.25 \text{ M}\Omega\text{cm}$ and formation water with a salinity of $210,000 \text{ mg/L}$ (containing sodium, potassium, chloride, calcium, and magnesium ions) were used as base fluids.

The experiments included oil displacement, surface

and interfacial tension measurements, emulsion stability tests, wettability alteration, and micromodel flooding in homogeneous and heterogeneous models. Surface and interfacial tensions were measured using a Sigma 700 device and the pendant drop method. In addition, the stability of the biosurfactant emulsion was evaluated at 90°C and 8% salinity. Moreover, wettability alteration of carbonate rock was assessed by measuring the contact angle of oil droplets on the rock surface before and after exposure to the biosurfactant solution.

To simulate the EOR process, homogeneous and heterogeneous micromodels with porosities of 38% and 25%, respectively, were used. In addition, flooding tests were conducted at a rate of 0.25 mL/h , and the process was recorded to calculate oil recovery. Moreover, these experiments were designed to evaluate the biosurfactant's performance under reservoir conditions.

Results and Discussion

Oil Displacement

The addition of the biosurfactant diacetylated acidic sophorolipid causes crude oil to rapidly separate from the water surface, forming a clear area. Moreover, with both hydrophilic and hydrophobic components, this biosurfactant facilitates the separation of oil and water, allowing them to coexist side by side. Furthermore, the results indicate its high efficacy in oil-water separation, achieving oil displacement with a radius of 7 cm.

Surface and Interfacial Tension

Surface and interfacial tension are critical parameters in multiphase systems, and reducing them using biosurfactants like diacetylated acidic sophorolipid significantly enhances system efficiency. Moreover, tests showed that at a concentration of 5000 ppm, this biosurfactant lowered the surface tension of water from 74 to 41.33 mN/m and the interfacial tension between water and oil from 42.37 to 14.9 mN/m. At concentrations higher than 5000 ppm, no significant further reduction in surface or interfacial tension was observed, making 5000 ppm the optimal concentration. After determining the optimal concentration of 5000 ppm for diacetylated acidic sophorolipid, the effect of salinity on reducing interfacial tension was investigated. Results showed that as salinity increased to 80,000 ppm, interfacial tension decreased from 14.9 to 7.05 mN/m; however, at higher salinities, it increased [3]. This behavior is attributed to the formation of oil-in-water microemulsions (at low salinity) and water-in-oil microemulsions (at high salinity), as well as the influence of ionic strength on electrostatic interactions.

Emulsion Stability of the Biosurfactant at Reservoir Temperature

The stability of emulsions formed by saline and oil mixtures was tested at 90 °C. Diacetylated acidic sophorolipid showed effective performance by separating the mixture into two clear phases of water and oil, proving its ability to break down unwanted emulsions.

Wettability Measurement

Wettability measurement is a critical factor in EOR, as oil-wet reservoirs retain significant amounts of immobile oil. By altering wettability toward water-wet conditions, residual oil saturation can be reduced. In this study, the effectiveness of diacetylated acidic sophorolipid as a biosurfactant was evaluated. Moreover, initial contact angle measurements on oil-wet carbonate rocks showed angles of 20.3°, indicating strong oil-wet properties. After treatment with the biosurfactant, the contact angle increased to 38.8° after 7 days and 109.2° after 14 days, demonstrating a shift to water-wet conditions. This change is attributed to the adsorption of biosurfactant molecules onto the positively charged rock surface, reducing zeta potential and releasing acidic oil components, thereby promoting water-wet behavior [4].

Micromodel Flooding

The efficiency of diacetylated acidic sophorolipid as a biosurfactant for EOR was evaluated through flooding experiments in homogeneous and heterogeneous micromodels. After secondary water flooding, diacetylated acidic sophorolipid injection at an optimal concentration (5000 ppm) and salinity (80,000 ppm) significantly improved oil recovery. In the homogeneous

model, oil recovery increased from 60% to 78%, demonstrating an 18% incremental recovery. In the heterogeneous model, diacetylated sophorolipid acid enhanced recovery from 55% to 71%, achieving a 16% increase. Moreover, this improvement is attributed to the reduction of interfacial tension and wettability alteration, facilitated by the amphiphilic structure of diacetylated sophorolipid acid. In addition, microscopic imaging revealed a notable decrease in oil layer thickness on pore walls, indicating effective displacement of residual oil. In addition, comparative analysis with other surfactants highlighted diacetylated sophorolipid acid superior performance, making it a promising candidate for EOR applications. Furthermore, these findings underscore the potential of biosurfactants in optimising oil recovery processes, particularly in complex reservoir conditions.

Conclusions

This study investigated the performance of diacetylated acidic sophorolipid as a biosurfactant for EOR. Moreover, key experiments included surface and interfacial tension measurements, wettability alteration, and micromodel flooding. In addition, the results demonstrated that diacetylated acidic sophorolipid at 5000 ppm reduced the surface tension of distilled water from 74 mN/m to 33.41 mN/m and the oil-water interfacial tension from 37.42 mN/m to 9.14 mN/m. Diacetylated acidic sophorolipid also altered the wettability of carbonate rocks from oil-wet (20.3°) to water-wet (109.2°) over 14 days. Finally, in homogeneous micromodels, diacetylated acidic sophorolipid injection increased oil recovery by 18%, reaching 78%. Moreover, in heterogeneous micromodels, recovery improved by 16%, achieving 71%. Given its cost-effectiveness, scalability, and promising results in reducing interfacial tension and enhancing oil recovery, diacetylated acidic sophorolipid is proposed as a viable candidate for microbial EOR applications.

References

1. Sheng, J.J.: Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing (2010)
2. Bazsefidpar, S., Mokhtarani, B., Panahi, R., Hajfarajollah, H.: Overproduction of rhamnolipid by fed-batch cultivation of *Pseudomonas aeruginosa* in a lab-scale fermenter under tight DO control. *Biodegradation*. 30, 59–69 (2019). <https://doi.org/10.1007/s10532-018-09866-3>
3. Yalaoui-Guellal, D., Fella-Temzi, S., Djafri-Dib, S., Sahu, S.K., Irorere, V.U., Banat, I.M., Madani, K.: The petroleum-degrading bacteria *Alcaligenes aquatilis* strain YGD 2906 as a potential source of lipopeptide biosurfactant. *Fuel*. 285, 119112 (2021)
4. Yao, Y., Wei, M., Kang, W.: A review of wettability alteration using surfactants in carbonate reservoirs. *Adv Colloid Interface Sci*. 294, 102477 (2021).

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

فردین سقندلی^۱، فرزین سقندلی^{۱،۲} و مهسا باغبان‌صالحی^{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 دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در ازدیاد برداشت نفت با استفاده از آزمون‌های کنارزدن نفت، آزمایش کشش سطحی و کشش بین‌سطحی، تغییر ترشوندگی و سیلاب‌زنی میکرومدل‌های همگن و ناهمگن پرداخته شده است. در ابتدا توانمندی بایوسورفکتانت در کنارزدن نفت خام مورد مطالعه قرار گرفت. آزمایش کشش سطحی و کشش بین‌سطحی با لحاظ کردن تأثیر شوری در کاهش کشش بین‌سطحی انجام شد. در این آزمایش مشخص شد که حضور دی‌استیلات 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 دی‌استیلات 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 دی‌استیلات اسید سوفورولیپید توانایی تغییر ترشوندگی سنگ کربناته از نفت‌دوست به آب‌دوست را دارد. محلول دی‌استیلات 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 دی‌استیلات اسید سوفورولیپید در ازدیاد برداشت نفت سنجیده شد. برای این منظور از دو میکرومدل همگن و ناهمگن استفاده شده است. محلول دی‌استیلات 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، دی‌استیلات 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 گرانشی 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 سازندگی 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.

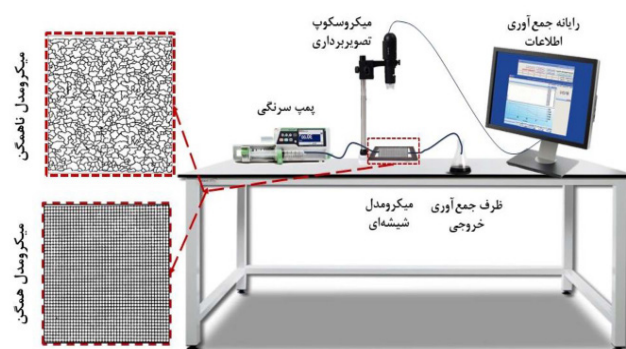
$$\frac{1}{R_L} + \frac{\sin \theta}{x} = -b \frac{z}{a} + 2 \quad (1)$$

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

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

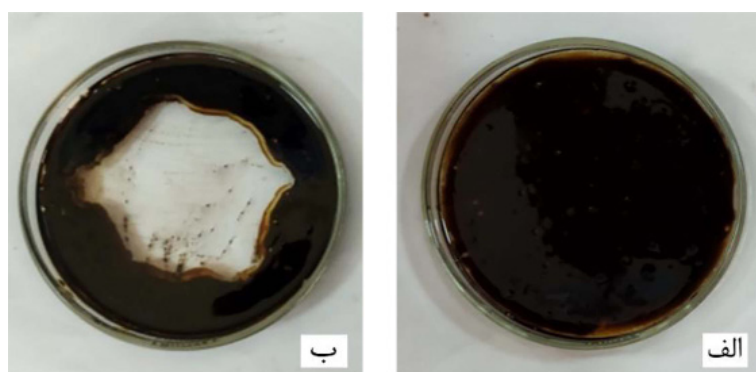
کشش سطحی و بین سطحی از پارامترهای مهم هنگام تحلیل یک سیستم حاوی چند فاز امتزاج ناپذیر است و کاهش آن ها یکی از سازوکارهای اصلی در ازدیاد برداشت به کمک بایوسورفکتانت ها است. به همین منظور کشش سطحی و کشش بین سطحی دی استیلات اسید سوفورولپید در غلظت های مختلف اندازه گیری شد. به منظور بررسی توانایی بایوسورفکتانت 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.

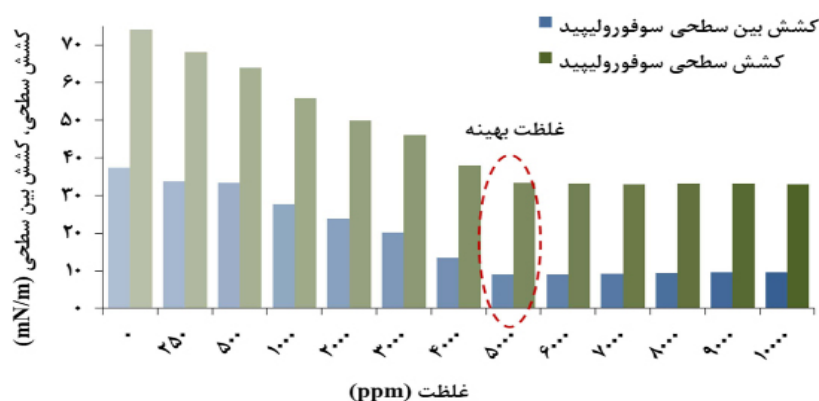
نتایج و بحث

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 به‌دلیل 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 می کنند.

پایداری امولسیون بایوسورفکتانت در دمای مخزن

رفتار پایداری امولسیونی مخلوط های 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. به منظور بررسی توانمندی بایوسورفکتانت در جداسازی دوفاز آزمون پایداری امولسیون در دمای مخزن انجام پذیرفت، با توجه به یافته های نشان داده شده در **شکل ۵**، بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید عملکرد قابل قبولی داشت و دو فاز آب و نفت تولید کرد که کاملاً از یکدیگر متمایز بودند.

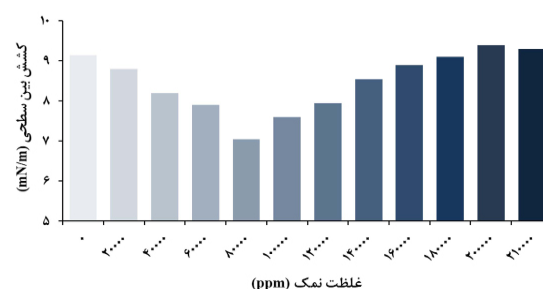
اندازه گیری ترشوندگی

در مخازن نفتی به دلیل هم جواری نفت و سازند برای سالیان دراز، سنگ حالت نفت دوستی پیدا می کند. در محیط های نفت دوست یا محیط های با ترشوندگی متوسط مقدار زیادی از نفت موجود، به سنگ سازند چسبیده و غیر قابل حرکت می گردند. در صورتی که ترشوندگی چنین محیط هایی به سمت آب دوست بودن تغییر کند، آب در تماس با دیواره سنگ قرار گرفته و نفت در وسط حفرات قرار خواهد گرفت و مقدار نفت باقی مانده و غیر قابل تولید کاهش خواهد.



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

پس از به دست آوردن غلظت بهینه دی استیلات اسید سوفورولپید در آب مقطر، برای اطمینان از عملکرد مناسب بایوسورفکتانت در محیط مخزن، لازم است تأثیر شوری بر کاهش کشش بین سطحی محلول دی استیلات اسید سوفورولپید بررسی شود. بدین منظور محلول دی استیلات اسید سوفورولپید در غلظت بهینه 5000 ppm در محیط هایی با شوری در بازه 0 تا 21000 ppm آماده و کشش بین سطحی آن ها اندازه گیری شد. نتایج این اندازه گیری در **شکل ۴** نشان داده شده است. باتوجه به نتایج، با افزایش غلظت نمک تا 8000 ppm ، مقدار کشش بین سطحی از $9/14\text{ mN/m}$ به $7/05\text{ mN/m}$ کاهش می یابد؛ اما با افزایش بیشتر غلظت نمک، کشش بین سطحی افزایش می یابد. علت تفاوت رفتار IFT در غلظت های مختلف نمک این است که در غلظت های پایین نمک، میکروامولسیون نفت در آب به همراه نفت اضافی وجود دارد و کشش بین سطحی با افزایش غلظت نمک کاهش پیدا می کند. در غلظت های بالای نمک، میکروامولسیون آب در نفت به همراه آب اضافی وجود دارد و کشش بین سطحی با افزایش غلظت نمک افزایش می یابد. کاهش قابل توجه IFT مشاهده شده برای محلول های تهیه شده با آب سازند را می توان به تغییر خواص بایوسورفکتانت، بهبود حلالیت و پایداری، و تأثیر قدرت یونی بر برهم کنش های الکترواستاتیک نسبت داد [۲۷]. این عوامل در مجموع به بهبود عملکرد محلول بایوسورفکتانت در کاهش کشش



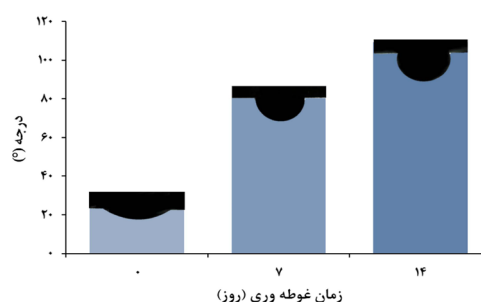
شکل ۴ مقادیر کشش بین سطحی محلول دی استیلات اسید سوفورولپید در غلظت بهینه در شوری های مختلف

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

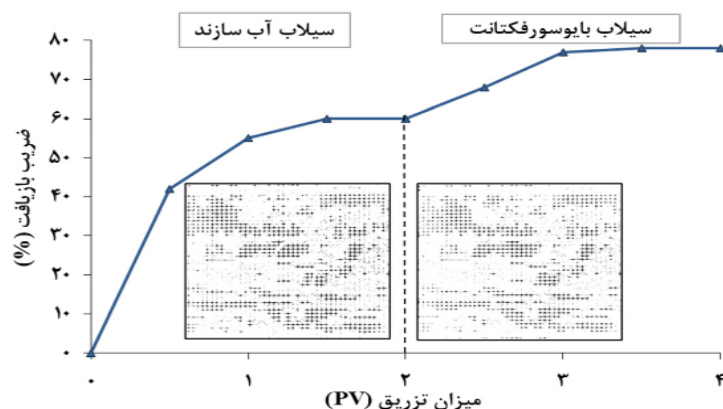
که به معنی کاهش تمایل سنگ به نفت است.

جدول ۱ مقایسه عملکرد سورفکتانت‌های مختلف در تغییر ترشوندگی

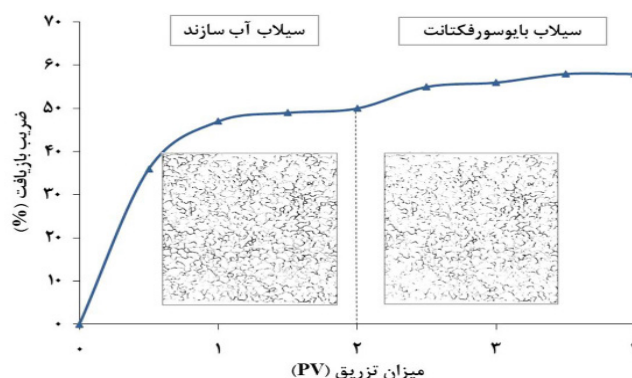
سورفکتانت	غلظت سورفکتانت (%wt)	IFT اولیه (mN/m)	IFT نهایی (mN/m)	رفرنس
۱ Matricaria chamomilla	۱۲-۰	۳۰/۶۳	۱۲/۵۷	[۳۰]
۲ Olive leaves extract	۳-۰/۸۵	۳۶/۵۰	۱۴	[۳۱]
۳ Zizyphus Spina-Christy extract	۰-۸	۳۳	۱۱/۶۰	[۳۲]
۴ Mulberry leaf extract	۱-۰/۶	۴۲	۲۰	[۱۰]
۵ Prosopis leaves extract	۳-۰/۸۵	۳۶/۵۰	۱۵/۱۱	[۳۱]
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 سیلاب زنی در میکرومدل های همگن و ناهمگن انجام شد تا به بررسی عملی امکان ازدیاد برداشت نفت توسط دی استیلات اسید سوفورولپید پرداخته شود. سیلاب زنی توسط دی استیلات اسید سوفورولپید در غلظت و شوری بهینه یعنی غلظت ۵۰۰۰ ppm و شوری ۸۰۰۰۰ ppm انجام شد. در فرآیندهای صنعتی ازدیاد برداشت پس از فرآیند سیلاب زنی با آب شور (برداشت ثانویه)، عملیات ازدیاد برداشت برای بازیابی مقادیر باقی مانده نفت انجام می پذیرد. برای شبیه سازی این فرآیند در میکرومدل همگن به عنوان ساده ترین نوع میکرومدل و حالت ایده آل، 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 می شود که با ادامه تزریق شیب خط تولید نفت کاهش می یابد تا جایی که پس از مدتی از تزریق آب (PV ۲)، نفت بیشتری تولید نمی شود. علت توقف تولید نفت در این شرایط آن است که میان شکنی اتفاق افتاده است و بیشتر بودن فشار موینگی در حفراتی که نفت درون آنها قرار دارد، اجازه ی ورود آب تزریقی به این حفرات را نمی دهد. در چنین زمانی با تزریق بایوسورفکتانت، کشش بین سطحی نفت و آب (سیال تزریقی) در محل تماس این دو سیال و در نتیجه فشار موینگی کاهش می یابد و تولید

نفت ادامه می یابد. در این آزمایش تزریق (PV ۲) محلول دی استیلات اسید سوفورولپید میزان بازیابی نفت را از ۶۰٪ به ۷۸٪ رسانده لذا استفاده از بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید ۱۸٪ ازدیاد برداشت مازاد (برداشت ثالثیه) نفت را به همراه داشته است. در ادامه، میکرومدل ناهمگن به منظور بررسی عملکرد بایوسورفکتانت دی استیلات اسید سوفورولپید در شرایط غیر ایده آل و واقعی تر استفاده شد. در میکرومدل ناهمگن به دلیل عدم تشابه مسیرهای حرکت جریان امکان به تله افتادن نفت بیشتر است. در این میکرومدل به دلیل تفاوت سایز حفرات و گلوگاه، سیال تزریقی ابتدا در مسیرهای با تراوایی بالاتر حرکت می کند و نفت از حفرات بزرگ تر تخلیه می شود. در چنین شرایطی در حفرات کوچک تر به دلیل بالا بودن فشار موینگی (هرچه شعاع حفره کمتر باشد فشار موینگی بیشتر است)، سیال تزریقی نمی تواند نفت را جابه جا کند. مطابق شکل ۸، در شرایطی که تزریق بیشتر آب سازند، تولید نفت بیشتری را به همراه نداشته، استفاده از محلول دی استیلات اسید سوفورولپید، بازیابی نفت را از ۵۵٪ به ۷۱٪ رسانده و تزریق دی استیلات اسید سوفورولپید به میزان ۱۶٪ باعث افزایش بازیافت نفت شده است. علت این ازدیاد برداشت کاهش کشش بین سطحی به واسطه دارا بودن ترکیبات آب دوست و آب گریز در ساختار دی استیلات اسید سوفورولپید است شکل ۸.



شکل ۷ سیلاب زنی میکرومدل همگن توسط آب سازند و محلول دی استیلات اسید سوفورولپید



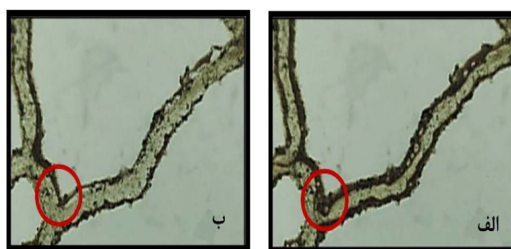
شکل ۸ سیلاب زنی میکرومدل ناهمگن توسط آب سازند و محلول دی استیلات اسید سوفورولپید

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 میکروسکوپیک

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 بازبانی 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 alveyuensis* 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., Boubli, 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., Levecke, 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.