

## Research Paper

# Laboratory Investigation of Combined Brine–Surfactant Injection for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs

Amin Nematizadeh Haghghi<sup>1</sup>, Moein Nabipour<sup>2\*</sup>, Amin Azhdarpour<sup>3</sup>, Bijan Honarvar<sup>4</sup>

1.Faculty of Mining, Petroleum, and Energy, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

2.Faculty of Mining, Petroleum, and Energy, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

3.Faculty of Mining, Petroleum, and Energy, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

4.Faculty of Mining, Petroleum, and Energy, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

Received: 2025/09/18

Accepted: 2025/11/12

Use your device to scan and read the article online

**Keywords:**

Enhanced Oil Recovery (EOR), Seawater Flooding, Surfactants, Interfacial Tension, Wettability Alteration, Carbonate Reservoirs, Micromodel Experimentation

**Abstract**

In recent years, the combined use of brine and surfactants has attracted attention as an enhanced oil recovery (EOR) method in carbonate reservoirs, which are challenging due to complex pore structures and predominantly oil-wet conditions. This study investigates the synergistic effects of brine–surfactant injection on interfacial properties and oil recovery efficiency in carbonate media. Two main mechanisms were examined: (1) interfacial tension (IFT) reduction and (2) wettability alteration, assessed through contact angle measurements. Screening tests compared seawater and diluted seawater, with and without surfactants. Untreated seawater showed better performance than diluted brine, reducing IFT to 16.12 mN/m and contact angle to 46°, and was therefore chosen as the base injection fluid.

Since brine alone had limited impact on IFT, two surfactant types—Ethoxylated Sulfonates (anionic) and Amphoteric surfactants—were tested in seawater. Both improved interfacial properties, but Ethoxylated Sulfonates performed best, lowering IFT to 12.34 mN/m and contact angle to 38°.

Micromodel displacement experiments confirmed these effects under porous media conditions. Baseline seawater injection achieved 46.59% oil recovery, while Amphoteric surfactant addition increased recovery to 60.75%. The Ethoxylated Sulfonate system yielded the highest recovery at 67.74%.

These results demonstrate that surfactant-assisted brine flooding significantly enhances oil recovery in carbonate reservoirs by reducing capillary forces and promoting water-wet conditions. The findings highlight the promise of optimized seawater–surfactant formulations for offshore and fractured carbonate systems where seawater is readily available.

\*Corresponding author: Moein Nabipour

Email: moein.nabipour@iau.ac.ir

DOI: <https://doi.org/10.71905/JNM.2025.1217166>

## Extended Abstract

### Introduction:

Enhanced oil recovery (EOR) has become a vital research focus in petroleum engineering due to the increasing global demand for energy and the decline of easily accessible hydrocarbon reserves. Among the different EOR methods, chemical flooding and water-based recovery techniques have received particular attention in recent decades. Low-salinity water injection (LSWI) has been demonstrated as a relatively low-cost, environmentally friendly, and technically feasible approach to improve oil recovery by altering rock wettability and reducing interfacial tension. Similarly, surfactant flooding has shown significant potential in mobilizing trapped oil by lowering oil–water interfacial tension (IFT) and modifying wettability. However, the combination of these two approaches—injecting surfactant solutions in low-salinity brines—has not been adequately explored, particularly under conditions relevant to carbonate reservoirs where oil recovery efficiency is typically low due to the strongly oil-wet nature of the rock.

The current experimental study was designed to investigate the synergistic effect of combining low-salinity water injection and surfactant flooding. Specifically, the research examined how seawater and its dilutions, when combined with a sulfonated ethoxylated surfactant, could influence key parameters of wettability alteration, interfacial tension reduction, and ultimately oil recovery in carbonate rock systems. By systematically analyzing contact angle variations, interfacial tension measurements, and core flooding results, this work provides new insights into designing more effective chemical flooding strategies for enhanced oil recovery.

### Methodology

The study was conducted through a multi-step experimental program involving brine preparation, surfactant solution design, wettability and IFT measurements, and core flooding experiments.

**Brine preparation.** Synthetic seawater (SW) was prepared to simulate field conditions. To evaluate the impact of ionic strength, seawater was diluted twofold (2SW), tenfold (10SW), and fiftyfold (50SW) with deionized water. Ionic compositions of all prepared brines were controlled to reflect realistic concentrations of major ions such as  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ , and  $\text{Cl}^-$ .

**Surfactant preparation.** A sulfonated ethoxylated surfactant was employed due to its known interfacial activity and stability under reservoir conditions. Three concentrations—0.1 wt%, 0.3 wt%, and 0.5 wt%—were prepared in both distilled water and seawater. These solutions were selected to assess the critical micelle concentration (CMC) and evaluate the concentration-dependent behavior of IFT and wettability modification.

**Interfacial tension (IFT) measurements.** The pendant drop method was applied using a spinning drop tensiometer to measure the oil–water interfacial tension between crude oil and the prepared solutions. Measurements were performed at reservoir-relevant conditions to ensure realistic results.

**Wettability alteration tests.** Contact angle measurements were carried out on carbonate rock samples aged with crude oil. The sessile drop method was used to quantify wettability shifts before and after exposure to brine and surfactant solutions. Lower contact angles indicated increased water-wet conditions, which are favorable for oil displacement.

**Core flooding experiments.** To evaluate oil recovery efficiency, carbonate core plugs were saturated with crude oil and subjected to sequential flooding experiments. Initially, base brines (SW, 2SW, 10SW, and 50SW) were injected, followed by surfactant solutions prepared in distilled water or seawater. Oil recovery was measured as the percentage of original oil in place (OOIP) displaced during the flooding process. Pressure drop across the cores was also monitored to identify potential changes in flow resistance due to surfactant adsorption or emulsion formation.

## Results

**IFT behavior.** The experiments confirmed that the addition of surfactant significantly reduced oil–water interfacial tension. The distilled water + surfactant system achieved an IFT as low as 12.16 mN/m, whereas seawater + surfactant exhibited even stronger performance with values decreasing to 9.75 mN/m at the optimal concentration (0.3 wt%). This suggests that the ionic environment of seawater enhanced the surfactant's ability to adsorb at the oil–water interface, lowering IFT more effectively than surfactant in deionized water alone.

**Contact angle and wettability alteration.** Initial contact angles indicated oil-wet behavior, with values exceeding  $120^\circ$ . Upon exposure to seawater, a gradual decrease in contact angle was observed, confirming partial wettability alteration. The addition of surfactant further accelerated this shift, achieving contact angles around  $40\text{--}50^\circ$ , which corresponds to a strongly water-wet system. Notably, the seawater + surfactant system outperformed all other combinations, achieving the lowest contact angle values and demonstrating a pronounced ability to promote wettability alteration.

**Core flooding performance.**

**Base brine injection:** Seawater injection alone resulted in an incremental oil recovery of approximately 18% OOIP, while 10SW and 50SW dilutions produced somewhat higher recoveries (up

to 25% OOIP), consistent with previous findings on low-salinity effects.

**Surfactant flooding:** Surfactant solutions in distilled water improved recovery beyond base brine levels, with cumulative recoveries around 30% OOIP. However, the best performance was achieved when surfactant was injected in seawater, yielding up to 42.25% OOIP.

**Synergistic effect:** The results clearly demonstrate a synergy between low-salinity brine and surfactant, where seawater + surfactant provided the maximum recovery. The combined mechanism involved IFT reduction, wettability alteration, and possible mobilization of fine particles within the pore network, all of which contributed to enhanced displacement efficiency.

### Discussion

The experimental findings provide clear evidence that integrating surfactant flooding with low-salinity water injection is a promising EOR strategy, particularly in carbonate reservoirs where oil recovery is typically limited.

#### Mechanistic interpretation.

**Wettability alteration:** Both seawater dilution and surfactant addition independently promoted a shift from oil-wet to water-wet states. However, the combination amplified this effect, likely due to synergistic ion-surfactant interactions that facilitated adsorption on rock surfaces and improved water-wetness.

**Interfacial tension reduction:** The strong decrease in IFT when surfactant was dissolved in seawater rather than deionized water indicates that divalent cations ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) and sulfate ions enhanced surfactant performance. This finding suggests that reservoir brine composition should be carefully considered when designing chemical flooding formulations.

**Oil recovery enhancement:** The observed 42.25% OOIP recovery with seawater + surfactant is

significantly higher than either technique alone, demonstrating the value of integrated approaches. This increase can be attributed not only to improved displacement efficiency but also to mobilization of residual oil droplets trapped by capillary forces.

**Practical implications.** The study highlights the importance of tailoring EOR formulations to reservoir-specific brine chemistry. Simply injecting surfactant in deionized water may not yield optimal performance. Instead, utilizing locally available seawater as the injection medium provides both economic and technical benefits, reducing the need for extensive water treatment and maximizing chemical efficiency.

**Limitations and future work.** While the laboratory-scale experiments demonstrate encouraging results, further research is required under reservoir-simulated pressure and temperature conditions, as well as in the presence of crude oil impurities such as asphaltenes and resins. Additionally, the long-term adsorption and retention behavior of surfactants in carbonate formations must be studied to evaluate chemical losses and ensure economic feasibility.

### Conclusion

This study demonstrates that the combination of low-salinity water injection and surfactant flooding provides a superior enhanced oil recovery method compared with either technique alone. Seawater diluted with surfactant not only reduced interfacial tension to ultra-low levels but also induced significant wettability alteration, resulting in incremental oil recovery of over 42% OOIP. These findings underline the synergistic potential of integrating chemical and water-based EOR methods in carbonate reservoirs. Future investigations should focus on scaling these results to reservoir conditions and exploring the economic optimization of surfactant formulations.

## مقاله پژوهشی

# بررسی آزمایشگاهی اثر تزریق ترکیبی آب شور-سورفکتانت بر روی ازدیاد برداشت نفت از مخازن کربناته

امین نعمتی زاده حقیقی<sup>۱</sup>، معین نبی پور<sup>۲\*</sup>، امین ازدرپور<sup>۳</sup>، بیژن هنرور<sup>۴</sup>

- ۱- دانشکده معدن، نفت و انرژی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران  
 ۲- دانشکده معدن، نفت و انرژی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران  
 ۳- دانشکده معدن، نفت و انرژی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران  
 ۴- دانشکده معدن، نفت و انرژی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران

## چکیده

در سال‌های اخیر، استفاده ترکیبی از آب شور و سورفکتانت به منظور افزایش برداشت نفت از مخازن کربناته مورد توجه قرار گرفته است. تحقیق حاضر مکانیزم برهم‌کنش سیال-سیال (کشش بین‌سطحی)، سنگ-سیال (زاویه تماس و تغییر ترشوندگی) میان آب دریا (با و بدون سورفکتانت) و نفت خام و همچنین ازدیاد برداشت نفت را بصورت آزمایشگاهی بررسی می‌کند. نتایج آزمایشگاهی نشان داد که آب دریا عملکرد بهتری نسبت به آب دریای رقیق شده داشته و کشش بین‌سطحی را به  $16/12 \text{ mN/m}$  و زاویه تماس را به  $46$  درجه می‌رساند. بنابراین، از آب دریا به عنوان سیال پایه تزریقی به محیط متخلخل در این مطالعه استفاده می‌شود. از سوی دیگر، چون آب شور به تنهایی توانایی زیادی در کاهش کشش بین‌سطحی سیال-سیال ندارد، اثر افزودن دو سورفکتانت سولفونات اتوکسیله (Ethoxylated Sulfonates) و آمفوتریک (Amphoteric) به آب دریا نیز بر روی کشش بین‌سطحی و زاویه تماس مورد بررسی قرار می‌گیرد. نتایج نشان داد هر چند افزودن هر دو سورفکتانت به آب دریا اثرات قابل توجهی بر کشش بین‌سطحی و تغییر ترشوندگی دارد، سورفکتانت سولفونات اتوکسیله عملکرد بهتری از خود نشان داده و کشش بین‌سطحی و زاویه تماس را به ترتیب به مقادیر حداقل  $12/34 \text{ mN/m}$  و  $38$  درجه می‌رساند. در نهایت، از میکرومدل با پوشش کربناته برای بررسی بصری اثر تغییرات کشش بین‌سطحی و ترشوندگی بر روی ضریب بازیافت نفت به کمک آب دریا (با و بدون سورفکتانت) مورد استفاده قرار می‌گیرد. آزمایش‌های انجام شده با میکرومدل نیز تأیید کرد که بواسطه حضور سورفکتانت در سیال تزریقی به مخزن، ضریب بازیافت نفت از  $46/59$  درصد (تزریق آب دریا) به  $60/75$  درصد (تزریق مخلوط آب دریا و سورفکتانت آمفوتریک) و  $67/74$  درصد (تزریق مخلوط آب دریا و سورفکتانت سولفونات اتوکسیله) افزایش می‌یابد.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۶/۲۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۸/۲۱

از دستگاه خود برای اسکن و خواندن مقاله به صورت آنلاین استفاده کنید



## واژه‌های کلیدی:

افزایش برداشت نفت، آب دریا، سورفکتانت، کشش بین‌سطحی، تغییر ترشوندگی، میکرومدل

\* نویسنده مسئول: معین نبی پور

پست الکترونیکی: moein.nabipour@iau.ac.ir

DOI: <https://doi.org/10.71905/JNM.2025.1217166>

## مقدمه

با توجه به اینکه میانگین تولید نفت از مخازن کربناته کمتر از ۳۰ درصد است [۱] لازم است که عملیات افزایش برداشت نفت<sup>۱</sup> مناسب بر روی اینگونه مخازن اجرا شود. هر چند تزریق آب<sup>۲</sup> همواره به عنوان ساده‌ترین و مقرون‌به‌صرفه‌ترین روش ازدیاد برداشت نفت مطرح بوده است [۲]، اما چالش اصلی در تولید نفت از مخازن کربناته این است که حتی پس از اجرای این عملیات حجم زیادی از نفت در محیط متخلخل باقی می‌ماند (بواسطه چسبیدن به سطوح سنگ و گیرافتادن در حفره‌ها و گلوگاه‌های سنگ) [۳]. دلیل عمده این پدیده، به خصوصیات سنگ کربناته (که عموماً به شکل نفت‌دوست<sup>۳</sup> هستند) مربوط است که تزریق آب معمولی قادر به تغییر ترشوندگی<sup>۴</sup> به حالت آب‌دوست<sup>۵</sup> و افزایش میزان تولید نفت از این مخازن نیست [۴]. بنابراین لازم است روش ازدیاد برداشت مناسب‌تری بر روی اینگونه مخازن اجرا شود. ذکر این نکته حائز اهمیت است که هر روش ازدیاد برداشت نفت که بتواند ترشوندگی مخزن کربناته را به حالت آب‌دوست تغییر دهد، روش مؤثری برای افزایش ضریب بازیافت نفت<sup>۶</sup> از این مخازن خواهد بود.

محققین بر تزریق آب بهبود یافته (از جمله آب دریا<sup>۷</sup> [۵]، آب با شوری پایین<sup>۸</sup> [۶]، آب هوشمند<sup>۹</sup> [۷]) در اینگونه مخازن تمایل پیدا کرده‌اند. محققین متعددی اثر تزریق آب شور بر ازدیاد برداشت نفت را بررسی کرده و نشان داده‌اند که تغییر ترشوندگی و حل شدن کربنات کلسیم از مکانیسم‌های اصلی تاثیرگذار در این فرآیند است. لشکر بلوکی و همکاران نشان دادند که عوامل فعال سطحی طبیعی نفت (آسفالتن و رزین)، نوع نمک و غلظت نمک، بر کشش بین‌سطحی<sup>۱۰</sup> تأثیرگذارند. آسفالتن در غلظت‌های پایین نمک‌های دو ظرفیتی در کاهش کشش بین‌سطحی نقش دارد اما با افزایش غلظت، رزین‌ها نقش مهم‌تری پیدا می‌کنند [۸]. همچنین، غلظت کلراید سدیم (NaCl) تأثیر قابل توجهی بر تغییر زاویه تماس ندارد، در حالی که کلراید کلسیم (CaCl<sub>2</sub>) و کلراید منیزیم (MgCl<sub>2</sub>) می‌توانند ترشوندگی سنگ را به سمت حالت خنثی تغییر دهند. بر اساس پژوهش‌های پیشین، آنیون سولفات نقش مهمی در تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته نفت‌دوست به آب‌دوست دارد که موجب افزایش بازیافت نفت می‌شود. علاوه بر این، بین کاتیون‌ها و آنیون‌های دو ظرفیتی کلسیم (Ca<sup>2+</sup>)، منیزیم

گرچه تزریق آب شور در مخزن می‌تواند زاویه تماس را به نحو مناسبی کاهش دهد، اما توانایی زیادی در کاهش کشش بین‌سطحی ندارد. از این رو، اضافه کردن سورفکتانت‌ها به آب شور برای بهبود برداشت نفت پیشنهاد شده است. افزودن سورفکتانت می‌تواند کشش بین‌سطحی را کاهش داده، نفت باقیمانده در محیط متخلخل را به حرکت درآورده، و ضریب برداشت نفت را افزایش دهد. همچنین، هم‌افزایی میان سورفکتانت‌ها و یون‌های مختلف می‌تواند منجر به کاهش بیشتر کشش بین‌سطحی شود. دهاقانی و همکاران نشان دادند که افزایش چهار برابری غلظت سولفات در آب شور همراه با سورفکتانت ستیل تری متیل آمونیوم بروماید<sup>۱۲</sup>، موجب کاهش بیشتر کشش بین‌سطحی و زاویه تماس می‌شود [۱۰]. تانیا کار<sup>۱۳</sup> و همکاران اثر شوری آب تزریقی و افزودن سورفکتانت غیر یونی بر بازیافت نفت از مخازن کربناتی را مورد مطالعه قرار دادند [۱۱]. نتایج نشان می‌دهد که بهبود بازیافت نفت علاوه بر کاهش شوری آب و تغییر ترشوندگی به کشش الاستیک بین‌سطحی نفت و آب نیز مرتبط است. افزودن ppm ۱۰۰ سورفکتانت غیر یونی به آب تزریقی، حتی در شوری بالا، باعث افزایش کشش الاستیک و بهبود بازیافت نفت تا ۱۸ درصد

۱ Enhance oil recovery  
2 Water flooding  
3 Oil wet  
4 Wettability alteration  
5 Water wet  
6 Recovery Factor  
7 Sea water (SW)  
8 Low saline water

9 Smart water  
10 Interfacial tension (IFT)  
11 Deionized water (DIW)  
12 Cetyl Trimethyl Ammonium Bromide (CTAB)  
13 Taniya Kar

و عواملی مانند جذب سورفکتانت روی سنگ نیز در این پدیده مؤثر است.

مفرد و دهقانی اثر سورفکتانت‌های سدیم دودسیل سولفات و ستیل تری متیل آمونیوم بروماید بر زاویه تماس را در محلول بهینه شده آب هوشمند بررسی کردند و گزارش دادند که سورفکتانت دوم توانایی بیشتری در کاهش آب‌گریزی<sup>۸</sup> سطح کربناته نسبت به سورفکتانت اول دارد [۱۶]. زلقی و خزعلی تأثیر ترکیب آب هوشمند و سورفکتانت کاتیونی و غیریونی برای بهبود بازیافت نفت از مخازن کربناتی شکافدار را مورد بررسی قرار دادند [۱۷]. با استفاده از آزمایش‌های رفتار فازی، اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی و زاویه تماس، ترکیب بهینه آب هوشمند و سورفکتانت تعیین شده‌است. نتایج نشان می‌دهد که این ترکیب می‌تواند بازیافت نفت را تا ۵۱/۱ درصد در آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه<sup>۹</sup> و ۴۱/۲۵ درصد در آزمایش‌های آشام<sup>۱۰</sup> افزایش دهد. نویسندگان از کاهش کشش بین‌سطحی و تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی به عنوان عوامل کلیدی در بهبود تولید نفت یاد کرده‌اند. کریمی و همکاران نشان دادند که ترکیب سورفکتانت دودسیل تری متیل آمونیوم بروماید<sup>۱۱</sup> با یون منیزیم در محلول آب هوشمند، شرایط آب‌دوست‌تری را ایجاد می‌کند [۱۸]. همچنین در مطالعه‌ای دیگر، کریمی و همکاران مشاهده کردند که هم‌افزایی میان یون سولفات و سورفکتانت دودسیل تری متیل آمونیوم بروماید موجب تغییر ترشوندگی سطح کلسیت به حالت آب‌دوست‌تر نسبت به محلول آب هوشمند بدون سورفکتانت می‌شود [۱۹].

با وجود این پیشرفت‌های علمی، کماکان محدودیت‌ها و ابهامات قابل توجهی در عملکرد اینگونه روش‌ها وجود دارد. اثر مخلوط آب شور-سورفکتانت بر برهمکنش سیال-سیال و سنگ-سیال در نفت خام با آسفالتن کم در مخازن کربناته یکی از مهم‌ترین خلأهای پژوهشی در این زمینه است. اگرچه جذب و دفع آسفالتن در سطح سنگ و در مرز نفت-آب نقش کلیدی در تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین‌سطحی ایفا می‌کند، اما بیشتر تحقیقات بر نفت‌های با آسفالتن بالا متمرکز بوده و این موجب ایجاد شکاف قابل توجهی در درک تعاملات سیال-سیال و سیال-سنگ در نفت خام با آسفالتن پایین شده است. علاوه بر این، تأثیر تزریق ترکیبی آب هوشمند و سورفکتانت به مخزن کربناته بر

می‌شود. نویسندگان ادعا کرده‌اند که هیچ ارتباط قطعی بین بازیافت نفت و ترشوندگی یا کشش بین‌سطحی مشاهده نکرده‌اند. این یافته‌ها مکانیسم‌های مرسوم در تزریق آب با شوری پایین را به چالش می‌کشد. احمدی و همکاران ادعا کرده‌اند که ۱ درصد وزنی سورفکتانت ستیل تری متیل آمونیوم بروماید در آب شور تأثیر بیشتری در کاهش زاویه تماس نسبت به سدیم دودسیل سولفات<sup>۱</sup> و تی ایکس-۱۰۰<sup>۲</sup> داشته و ترکیب آب هوشمند و سورفکتانت نقش کلیدی‌تری در افزایش برداشت نفت ایفا می‌کند [۱۲]. باجگیریانی و دهقانی تأثیر آب هوشمند و سورفکتانت‌های ستیل تری متیل آمونیوم بروماید و سدیم دودسیل سولفات در بهبود بازیافت نفت از مخازن کربناته را مورد بررسی قرار دادند [۱۳]. نتایج نشان می‌دهد که افزایش غلظت یون‌های کلسیم، منیزیم و سولفات در آب دریا و حذف یون سدیم ترشوندگی سنگ را از حالت نفت‌دوست به آب‌دوست تغییر می‌دهد. همچنین، ترکیب آب دریا با سورفکتانت ستیل تری متیل آمونیوم بروماید منجر به بیشترین کاهش در کشش بین‌سطحی (۰/۳۳ mN/m) شده و بازیافت نفت را تا ۷۰ درصد در آزمایش‌های میکرومدل افزایش داده‌است. مرادی و همکاران از سورفکتانت طبیعی گیاهی<sup>۳</sup> به همراه یون‌های کلسیم، منیزیم و سولفات استفاده کرده و نشان دادند که ۳ درصد وزنی از سورفکتانت گیاهی در حضور چهار برابر غلظت سولفات می‌تواند ۷۲ درصد ضریب برداشت نفت را افزایش دهد [۱۴].

آودیا<sup>۴</sup> و همکاران از سورفکتانت‌های سولفونات اتوکسیله<sup>۵</sup> و آمفوتریک<sup>۶</sup> برای بهبود برداشت نفت در مخازن کربناته با شوری و دمای بالا در میدان ییال<sup>۷</sup> عمان استفاده کردند [۱۵]. آزمایش‌ها در شرایط واقعی مخزن (شوری حدود ۲۰۰ گرم بر لیتر و دمای °C ۷۵) نشان دادند که این سورفکتانت‌ها تحمل بالایی نسبت به شوری و دما داشته و می‌توانند کشش بین‌سطحی را به نحو مناسبی کاهش دهند. با تزریق سورفکتانت‌ها در ازدیاد برداشت ثالثیه (پس از تزریق آب)، بازیافت اضافی بین ۱ تا ۷ درصد نفت درجا حاصل شده‌است. برخی سورفکتانت‌ها عملکرد بهتری نسبت به تزریق آب داشتند. نویسندگان ادعا کرده‌اند که کاهش کشش بین‌سطحی لزوماً با افزایش برداشت نفت همبستگی مستقیم ندارد

7 Yiabl field  
8 Hydrophobicity  
9 Core flood  
10 Imbibition experiment  
11 Dodecyltrimethylammonium bromide (DTAB)

1 Sodium Dodecyl Sulfate (SDS)  
2 Triton X-100 (TX-100)  
3 Plant-based natural surfactant  
4 Aoudia  
5 Ethoxylated sulfonates  
6 Amphoteric surfactants

ضریب بازیافت نفت ارزیابی شود.

### مواد و روش‌ها

در این بخش تلاش می‌شود ویژگی‌های نفت خام، آب دریا و سورفکتانت‌های استفاده‌شده در تحقیق حاضر ارائه گردد. علاوه بر این، روش‌های اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی و زاویه تماس<sup>۱</sup> هم بصورت خلاصه تشریح شده‌است.

### نفت خام

نفت خام مورد استفاده در این پژوهش از یکی از مخازن نفتی جنوب ایران تهیه شد که ویژگی‌ها و آنالیز سارا<sup>۲</sup> مربوط به آن در جدول ۱ ارائه شده‌است. ذکر این نکته اهمیت دارد که ذرات جامد موجود در نفت خام با استفاده از پمپ خلأ و کاغذ صافی با میانگین قطر حفره ۵ میکرومتر حذف شده‌است.

جدول ۱- خصوصیات نفت خام و ترکیبات آن بر اساس آنالیز سارا

ویژگی فیزیکی/ترکیبی	استاندارد	مقدار (واحد)
گرانروی <sup>۳</sup> در ۲۵ درجه سانتی‌گراد	ASTMD-40452	۳۳/۵ (-)
ویسکوزیته در ۲۵ درجه سانتی‌گراد	ASTMD-445	۱۰ (mPa.s)
ترکیبات اشباع	ASTM-D893-69	۶۸/۴ (wt%)
ترکیبات اروماتیک	ASTM-D893-69	۲۴/۱ (wt%)
رزین	ASTM-D893-69	۶/۷ (wt%)
آسفالتین	ASTM-D893-69	۰/۸ (wt%)

### آب شور

۵۰۰۰-۴۰۰۰۰ است [۲۰]. این جدول نشان می‌دهد که در تحقیق حاضر آب دریا تا غلظت ۱۰۰۰ ppm رقیق شده و به آن علامت اختصاری dSW1000 اختصاص داده شده‌است. برای تعیین ترکیب آب‌نمک‌ها، از جمله جامدات محلول<sup>۷</sup> و pH از یک دستگاه دیجیتال مدل PCT-407 (تایوان) استفاده شده‌است.

در این مطالعه، آب دریا به‌عنوان پایه آبی انتخاب شد زیرا مخزن مد نظر در نزدیکی خلیج فارس قرار دارد. ترکیب آب دیونیزه‌شده<sup>۴</sup>، آب دریا و نمونه‌های رقیق‌شده در جدول ۲ ارائه شده‌است. بر اساس تحقیق اسفندیاریان و همکاران، این نمونه‌ها در برگیرنده دو محدوده شوری پایین<sup>۵</sup> (۵۰۰-۰ ppm) و متوسط<sup>۶</sup> (ppm)

جدول ۲- آنالیز ترکیب آب آب دیونیزه شده، آب دریا و نمونه‌های رقیق‌شده

علامت اختصاری	Na <sup>+</sup> (ppm)	K <sup>+</sup> (ppm)	Cl <sup>-</sup> (ppm)	Mg <sup>2+</sup> (ppm)	Ca <sup>2+</sup> (ppm)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (ppm)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	Br <sup>-</sup> (ppm)	TDS (ppm)
DIW	.	.	.	.	.	.	.	.	.
dSW1000	۳۰۰/۴۹	۱۳/۹۶	۵۵۰/۴۹	۴۱/۲۰	۱۷/۵۸	۷۰/۵۹	۳/۸۳	۱/۸۴	۱۰۰۰
dSW2000	۶۰۰/۹۹	۲۷/۹۲	۱۱۰۰/۹۹	۸۲/۴۱	۳۵/۱۷	۱۴۱/۱۹	۷/۶۶	۳/۶۸	۲۰۰۰
dSW3000	۹۰۱/۴۸	۴۱/۸۸	۳۳۰۲/۹۷	۱۲۳/۶۱	۵۲/۷۵	۲۱۱/۷۸	۱۱/۴۹	۵/۵۲	۳۰۰۰
dSW5000	۱۵۰۲/۴۷	۶۹/۸۰	۵۵۰۴/۹۵	۲۰۶/۰۲	۸۷/۹۲	۳۵۲/۹۷	۱۹/۱۵	۹/۲۰	۵۰۰۰
dSW10000	۳۰۰۴/۹۵	۱۳۹/۶۰	۵۵۰۴/۹۵	۴۱۲/۰۵	۱۷۵/۸۵	۷۰۵/۹۵	۳۸/۳۰	۱۸/۴۰	۱۰۰۰۰
dSW20000	۶۰۰۹/۹۰	۲۷۹/۲۰	۱۱۰۰۹/۹	۸۲۴/۱۰	۳۵۱/۷۰	۱۴۱۱/۹۰	۷۶/۶۰	۳۶/۸۰	۲۰۰۰۰
dSW30000	۹۰۱۴/۸۵	۴۱۸/۸۰	۳۳۰۲۹/۷	۱۲۳۶/۱۵	۵۲۷/۵۵	۲۱۱۷/۸۵	۱۱۴/۹۰	۵۵/۲۰	۳۰۰۰۰
SW	۱۱۴۵۰	۵۳۲	۲۰۹۷۶	۱۵۷۰	۶۷۰	۲۶۹۰	۱۴۶	۷۰	۳۸۱۰۴

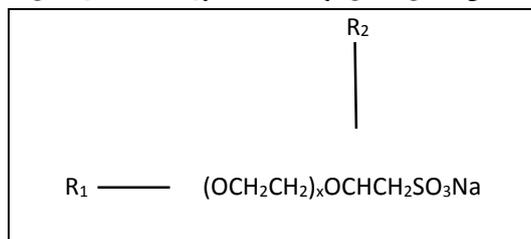
5 Low saline water  
6 Middle salinity water  
7 Total dissolved solids (TDS)

1 Contact angle  
2 SARA  
3 API gravity  
4 Deionized water

## سورفکتانت

سنگ-سیال استفاده می‌کند. ساختار مولکولی عمومی این سورفکتانت‌ها در شکل ۱ ارائه شده است.

قبلاً نیز اشاره شد که تحقیق حاضر از دو سورفکتانت سولفونات اتوکسیله و آمفوتریک برای بهبود برهمکنش سیال-سیال و



شکل ۱- ساختار مولکولی عمومی سورفکتانت‌های استفاده شده در این تحقیق

توضیحات کامل سورفکتانت‌های سولفونات اتوکسیله و آمفوتریک در جدول ۳ ارائه شده است. فعالیت سورفکتانت به صورت جرم (بر

حسب گرم) سورفکتانت خالص در ۱۰۰ گرم نمونه سورفکتانت تجاری تعریف شده است.

جدول ۳- ساختار مولکولی سورفکتانت‌های مورد استفاده در این مطالعه

سورفکتانت	R1	R2	x	فعالیت (%)
سولفونات اتوکسیله	Tallow amine	C14/16	۸	۳۰
آمفوتریک	Iso-tridecyl	C14/16	۶	۵۰

## اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی و زاویه تماس

اولیه که شامل دو صفحه شیشه‌ای با ضخامت ۶ میلی‌متر است بر اساس روش ارائه‌شده توسط گائول<sup>۴</sup> و همکاران [۲۱] طراحی و ساخته شده است تا شبکه واقعی حفره‌ها را مشابه محیط‌های متخلخل شبیه‌سازی کند و برای مطالعه جریان‌های چندفازی در محیط‌های متخلخل به‌طور موفقیت‌آمیز استفاده شود. شایان ذکر است که طراحی نهایی الگوی میکرومدل با استفاده از نرم‌افزار کورل دراو<sup>۵</sup> انجام گرفته است. در مرحله بعد، لیزر دی‌اکسید کربن (CO<sub>2</sub>) برای حکاکی روی صفحه شیشه‌ای، اسید هیدروفلوئوریک برای افزایش عمق الگوی میکرومدل، و کوره برای جوش دو صفحه شیشه‌ای به یکدیگر (دمای نهایی کوره ۷۲۰ درجه سانتی‌گراد) برای ساخت نسخه نهایی میکرومدل شیشه‌ای استفاده شده است. در مرحله اول، میکرومدل به مدت چهار دقیقه در اسید هیدروفلوئوریک نگه داشته شده و سپس به مدت دو دقیقه با آب شسته می‌شود. لازم است که این مراحل بایستی سه بار تکرار شود تا عمق مناسبی برای الگو در میکرومدل ایجاد شود.

در این مطالعه مقادیر کشش بین‌سطحی آب شور (با یا بدون سورفکتانت) و نفت خام بر اساس روش قطره معلق<sup>۱</sup> و مقادیر زاویه تماس با استفاده از روش قطره سسیل<sup>۲</sup> اندازه‌گیری شده است. مقادیر این دو پارامتر در شرایط ایستا و در دمای مخزن (۸۰ درجه سانتی‌گراد) با استفاده از دستگاه CA-ES20 (ساخت شرکت فناوری ازدیاد برداشت فارس<sup>۳</sup>) با دو سوزن اسپاینال متفاوت با قطرهای ۰/۷ و ۰/۴۵ میلی‌متر اندازه‌گیری شده است. در این تحقیق هر آزمون کشش بین‌سطحی چهار بار تکرار شده و مقدار میانگین آنها گزارش می‌گردد. علاوه بر این، برای ثبت داده‌های قابل اعتماد، فاصله زمانی اندازه‌گیری زاویه تماس برای همه آزمون‌ها ۱۵ دقیقه بوده است. هر آزمون زاویه تماس سه بار تکرار شده و مقدار میانگین آنها گزارش می‌شود. شایان ذکر است که میانگین زاویه‌های تماس سمت چپ و راست محاسبه و گرد شده است تا تحلیل‌های مربوطه سریع‌تر و آسان‌تر انجام گیرد.

## سیلاب‌زنی در میکرومدل

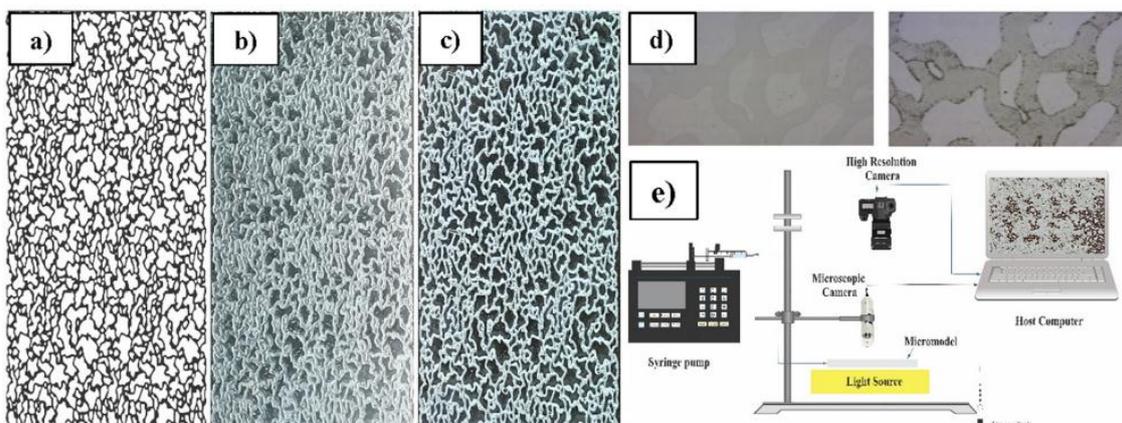
در مرحله بعد، فرآیند پوشش‌دهی کربناته میکرومدل مطابق روش ارائه‌شده توسط اسفندیاریان و همکاران [۲۲] انجام شد. در مرحله اول، میکرومدل با ۵ درصد وزنی پودر کلسیت اشباع شد و تقریباً به مدت ۲۴ ساعت در دمای ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد در آون خشک شد. شکل‌های ۲b و ۲c تفاوت بین میکرومدل با و بدون پوشش را نشان می‌دهند و شکل ۲d تفاوت‌های میکرومدل‌های با و بدون پوشش را در مقیاس میکروسکوپی نمایش می‌دهد. شکل ۲e

در این تحقیق تلاش می‌شود تغییر ترشوندگی در مقیاس حفره‌ای و ضریب برداشت نفت با اجرای عملیات سیلاب‌زنی در میکرومدل مورد بررسی قرار گیرد. الگوی میکرومدل در شکل ۲a ارائه شده است. حجم حفره در این میکرومدل ۰/۵ سانتی‌متر مکعب، تخلخل برابر ۳۶/۶ درصد، نفوذپذیری مساوی ۳۵۰ میلی‌داری، عمق متوسط در حد ۹۰ میکرومتر و اندازه گلوگاه حفرات در محدوده ۵۰۰-۱۰۰ میکرومتر در نظر گرفته شده است. میکرومدل

4 Gaol  
5 CorelDraw

1 Pendant drop  
2 Sessile drop  
3 Fars EOR Technology

شماتیک کلی تجهیزات میکرومدل شامل دوربین دیجیتال، پمپ سرنگ و منبع نور را نشان می‌دهد.



شکل ۲- (a) الگوی میکرومدل، (b) میکرومدل شیشه‌ای، (c) میکرومدل با پوشش کربناته، (d) میکرومدل‌های با و بدون پوشش کربناته در مقیاس میکروسکوپی، (e) شماتیک میکرومدل.

پوشش‌دهی، برخی آزمایش‌ها مطابق روش مقصودیان و همکاران انجام شد [۲۵].

### نتایج و بحث

در این قسمت نتایج آزمایشگاهی مربوط به کشش بین‌سطحی و زاویه تماس در فرآیند سیلاب‌زنی آب شور با و بدون سورفکتانت ارائه می‌گردد. علاوه بر این، مقادیر ضریب بازیافت نفت بواسطه اجرای عملیات سیلاب‌زنی آب شور (با و بدون سورفکتانت) در میکرومدل گزارش می‌شود.

### کشش بین‌سطحی و زاویه تماس در سیستم آب شور-نفت

در این قسمت نحوه تغییرات کشش بین‌سطحی آب-نفت و زاویه تماس سنگ-سیال در حضور آب دریا با میزان شوری متفاوت مورد بررسی قرار می‌گیرد. در شکل ۳ مقادیر آزمایشگاهی کشش بین‌سطحی سیال-سیال برای آب دیونیزه، آب دریا، و نمونه‌های آب دریای بهبود یافته ارائه شده‌است. این نمونه‌های آب محدوده وسیعی از شوری (۰-۳۸۱۰۴ ppm) را پوشش می‌دهد. این آنالیز نشان می‌دهد که کشش بین‌سطحی در محدوده‌ی شوری ppm ۰-۲۰۰۰ روند افزایشی را تجربه می‌کند (۲۲-۲۱/۵۴ mN/m) که دلیل آن به تعداد کم یون‌های دوظرفیتی در محلول آبی در مقایسه با سایر محلول‌ها بوده که منجر به کاهش اثر آنها می‌شود. در مرحله بعد، افزایش شوری ناشی از افزایش تعداد کاتیون‌های دوظرفیتی تأثیر مثبتی بر کاهش کشش بین‌سطحی داشته و مقدار آنرا از ۲۲/۵۴ به ۱۸/۲۱ mN/m می‌رساند. با افزایش بیشتر شوری به ۵۰۰۰ ppm، کشش بین‌سطحی با افزایشی ملایم به مقدار ۱۸/۴۱ mN/m می‌رسد که می‌تواند ناشی از افزایش جزئی

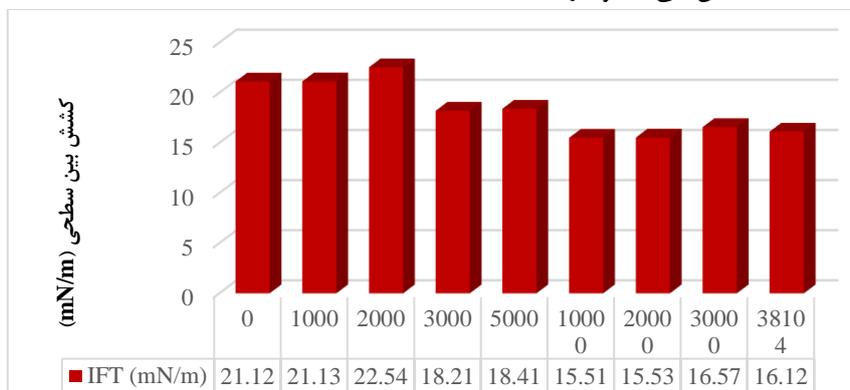
برای ایجاد نرخ تزریق واقعی مشابه عملیات در میدین نفتی، کنترل عدد موینگی و جلوگیری از جریان متلاطم، اهمیت نیروهای ویسکوز نسبت به نیروهای موینگی با استفاده از عدد موینگی ماکروسکوپی محاسبه و به کمک آن نرخ آب تزریقی بر روی ۰/۱ سی‌سی در ساعت تنظیم شد. تمام آزمایش‌ها بصورت سیلاب‌زنی ثانویه<sup>۱</sup> بدون پیش‌شستشو انجام گرفته و تا تزریق دو حجم حفره<sup>۲</sup> ادامه می‌یابد. مطابق مطالعات گذشته، قبل از هر آزمایش نفت خام برای فرآیند پیرسازی<sup>۳</sup> اشباع شد تا شرایط مناسب آب‌دوست حاصل شود [۲۳]. پودرهای کربناته با همان روش مطالعات پیشین به طور کامل در محیط میکرومدل شیشه‌ای تثبیت شدند [۲۴]. همچنین لازم به ذکر است که توزیع پودر در طول فرآیند تزریق بواسطه نرخ بسیار کم جریان تقریباً ثابت باقی می‌ماند. تمام ویژگی‌های فیزیکی و هیدرولیکی با استفاده از تحلیل تصاویر و اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی تعیین می‌شوند. محدودیت اصلی این بخش که مربوط به تزریق پودر در میکرومدل شیشه‌ای و اطمینان از پوشش یکنواخت دیواره‌های حفره است با تنظیم نرخ تزریق و پردازش تصویر کنترل می‌شود. قبل از انجام هر آزمایش در میکرومدل، لازم است که سوسپانسیون ۵ درصد وزنی کربنات کلسیم به سیستم تزریق شود تا اطمینان حاصل شود میزان کلسیت وارد شده تقریباً در همه آزمایش‌ها یکسان است و پودر زمان کافی برای رسوب نداشته باشد. پس از خشک شدن میکرومدل در آون، توزیع پودر کلسیت تقریباً یکنواخت بود. پس از اجرای هر آزمایش لازم است که میکرومدل با محلول ۶۰ درصد اسید هیدروکلریک شسته شود تا تمام پودر کلسیت قبلی حذف شود. برای روشن شدن فرآیند

3 Aging process

1 Secondary flooding  
2 Pore volume (PV)

افزایش شوری در محدوده ۱۰۰۰۰-۳۸۱۰۴ ppm، مقادیر کشش بین‌سطحی با افزایشی ملایم به مقدار ۱۶/۱۲ mN/m می‌رسد.

یون‌های دوظرفیتی در مقایسه با یون‌های تک‌ظرفیتی باشد. علاوه بر این، با افزایش شوری به ۱۰۰۰۰ ppm، کشش بین‌سطحی تا ۱۵/۵۱ mN/m کاهش می‌یابد و در ادامه، با



شکل ۳- نحوه‌ی تغییرات کشش بین‌سطحی نفت و آب با میزان شوری مختلف

این حال، برای یافتن بهترین آب شور برای استفاده در عملیات سیلاب‌زنی لازم است علاوه بر کاهش کشش بین‌سطحی نتایج زاویه تماس نیز مد نظر قرار گیرد. جدول ۴ مقادیر زاویه تماس بین سنگ-سیال و تغییرات آن نسبت به شرایط اولیه را در حضور آب دیونیزه، آب دریا، و آب دریای بهبودیافته گزارش می‌کند. بر اساس نتایج، مقدار بیشتر آنیون‌ها و کاتیون‌های دوظرفیتی در اطراف سطح سنگ، شرایط مناسبی برای برهمکنش با گروه‌های کربوکسیلیک نزدیک سطح ایجاد کرده و با بهبود مکانیسم‌های انبساط دو لایه<sup>۱</sup> و تبادل چندگانه یونی<sup>۲</sup>، نفت خام را از سطح سنگ جدا می‌کند. بنابراین، بیشترین کاهش زاویه تماس (معادل بیشترین میزان تغییر ترشوندگی) با استفاده از آب دریا بدست می‌آید که به دلیل مقدار بیشتر یون‌های سولفات و منیزیم آن است. این یون‌ها با رزین و سطح سنگ برهمکنش داشته و نفت خام را از سطح جدا کرده و ترشوندگی را تغییر می‌دهند.

نتیجه اصلی این آزمایش مربوط به دستیابی به مقدار مناسب یون‌های دوظرفیتی و تک‌ظرفیتی در محلول آبی است. افزایش تعداد کاتیون‌های دوظرفیتی در محدوده بهینه می‌تواند منجر به بهبود برهمکنش بین کاتیون‌ها، رزین و آسفالتن در فصل مشترک نفت خام-آب شور و وقوع پدیده salting-in شود [۲۰]. با این حال، افزایش شوری بیش از حد، به دلیل اثر salting-out، نسبت بالاتر یون‌های تک‌ظرفیتی در فصل مشترک سیال-سیال و کاهش برهمکنش عامل سطحی با افزایش دافعه در سطح سیال، اثر معکوسی بر کاهش کشش بین‌سطحی دارد. از آنجاییکه مقادیر کمتر کشش بین‌سطحی از نقطه نظر تولید نفت حائز اهمیت است، عملکرد آب‌های استفاده‌شده را بر اساس توانایی آنها در کاهش این پارامتر می‌توان بصورت زیر مرتب کرد:

dSW10000 > dSW20000 > SW > dSW30000 > dSW3000 > dSW5000 > DIW > dSW1000 > dSW2000

صرفاً با در نظرگیری کشش بین‌سطحی، می‌توان ادعا کرد که آب شور با علامت اختصاری dSW10000، بهترین نمونه است. با

جدول ۴- مقادیر متوسط زاویه تماس بین سنگ و آب با میزان شور مختلف و تغییرات آن نسبت به شرایط اولیه

علامت اختصاری	مقدار متوسط زاویه تماس (°)	تغییرات زاویه تماس نسبت به شرایط اولیه (°)
شرایط اولیه	۱۳۷	۰
DIW	۱۲۶	۱۱
dSW1000	۱۳۶	۱
dSW2000	۹۸	۳۹
dSW3000	۱۲۳	۱۵
dSW5000	۱۰۱	۳۶
dSW10000	۱۱۱	۲۶
dSW20000	۵۹	۷۸
dSW30000	۸۷	۵۰
SW	۴۶	۹۱

مکانیسم‌های انبساط دو لایه و تبادل چندگانه یونی ناچیز است (زاویه تماس ۱۱۱ درجه). علاوه بر این، اختلاف بین مقادیر کشش بین سطحی ثبت شده با آب دریا و  $dSW10000$  تنها  $mN/m$  ۰/۶۱ است. بنابراین، با در نظرگیری تمامی این موارد، آب دریا به عنوان بهترین آب شور برای کاهش قابل قبول کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی معرفی می‌گردد.

### کشش بین سطحی و زاویه تماس در سیستم آب شور-سورفکتانت-نفت

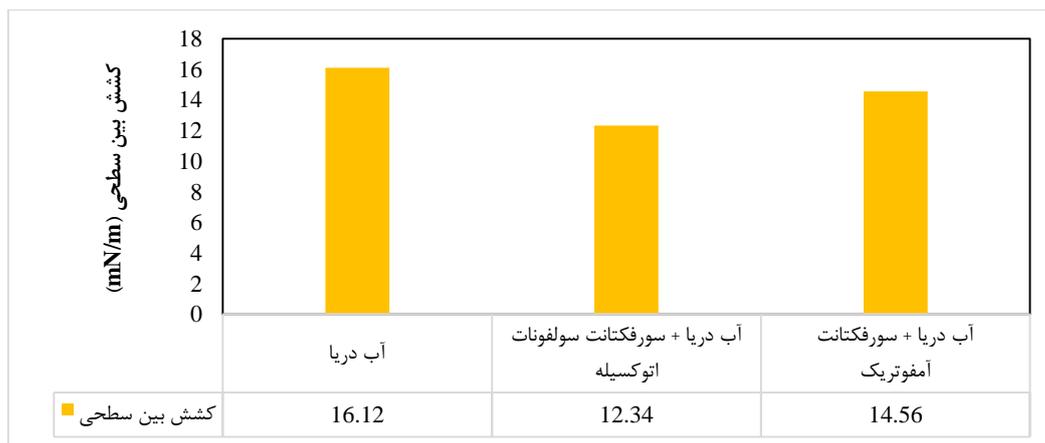
در این بخش نتایج مربوط به تغییرات کشش بین سطحی و زاویه تماس در حضور آب دریا-سورفکتانت ارائه می‌گردد. مطابق تحقیقات قبلی [۱۵]، ۰/۱ درصد وزنی از سورفکتانت‌های سولفونات اتوکسیله و آمفوتریک به آب دریا اضافه شده و مقادیر کشش بین سطحی و زاویه تماس اندازه‌گیری می‌شود. شکل ۴ نحوه تغییرات کشش بین سطحی در حضور آب دریا و آب دریا + سورفکتانت را ارائه می‌دهد. کاملاً مشخص است هر چند هر دو نوع سورفکتانت توانسته‌اند کشش بین سطحی آب-نفت را به مقدار قابل توجهی کاهش دهند، سورفکتانت سولفونات اتوکسیله عملکرد بهتری را در کاهش این پارامتر از خود نشان داده و مقدار آن را از ۱۶/۱۲ به  $mN/m$  ۱۲/۳۴ رسانده‌است. سورفکتانت‌ها با تجمع در سطح مشترک آب و نفت موجب کاهش کشش بین سطحی می‌شوند، اما میزان این کاهش به ساختار آن‌ها نیز بستگی دارد. سورفکتانت آمفوتریک به دلیل داشتن گروه‌های مثبت و منفی و برهم کنش‌های داخلی قادر به ایجاد تراکم کامل در سطح مشترک نیست و کاهش متوسطی در کشش بین سطحی ایجاد می‌کند و مقدار آن را به  $mN/m$  ۱۴/۵۶ می‌رساند. در مقابل، سورفکتانت سولفونات اتوکسیله با دارا بودن گروه سولفونات قوی و زنجیره اتوکسیله انعطاف‌پذیر، آرایش متراکم‌تر و پایدارتری در سطح مشترک تشکیل داده و کاهش بیشتری در کشش بین سطحی ایجاد کرده و مقدار آن را که به  $mN/m$  ۱۲/۳۴ می‌رساند.

با در نظرگیری توانایی آب در کاهش زاویه تماس (تغییر ترشوندگی)، روند زیر را می‌توان ارائه داد:  
 $SW > dSW20000 > dSW30000 > dSW2000 > dSW5000 > dSW10000 > dSW3000 > DIW > dSW1000$

### تعیین بهترین نمونه آب شور

این روند نامنظم در نتایج کشش بین سطحی و زاویه تماس نه تنها ناشی از پیچیدگی رفتار یون‌ها در برهمکنش‌های سیال-سیال و سنگ-سیال است، بلکه به وجود مکانیسم‌های مختلفی نیز مربوط می‌شود که در شرایط گوناگون می‌توانند اثرات هم‌افزایی یا ناسازگار داشته باشند. به عنوان مثال، کاتیون‌های دوظرفیتی یا منیزیم و کلسیم تمایل دارند رزین و آسفالتن را از فاز نفت جذب کرده و به فصل مشترک نفت-آب انتقال دهند. از طرف دیگر، کاتیون‌های تک‌ظرفیتی سدیم و پتاسیم با اسیدهای کربوکسیلیک واکنش داده و سورفکتانت‌های درجا<sup>۱</sup> تولید می‌کنند که تحت عنوان فرآیند صابونی‌شدن<sup>۲</sup> شناخته می‌شود [۲۶]. علاوه بر این، زمانی که غلظت کاتیون‌های دوظرفیتی از یک مقدار بحرانی بیشتر شود، فرآیند صابونی شدن متوقف می‌شود [۲۷]. در مقابل، حضور آنیون‌های دوظرفیتی و تک‌ظرفیتی مختلف نیز نقش مهمی در عملکرد کاتیون‌ها در طول برهمکنش‌های نفت خام-آب شور-سنگ ایفا می‌کند. برای مثال، وجود یون کربنات همراه با سدیم تأثیر قابل توجهی بر توانایی آب شور در کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی دارد، به‌رغم اینکه یون سدیم کمترین اثر هم‌افزایی را با یون کلر دارد [۲۷]. همچنین، حضور یون سولفات در مجاورت کاتیون‌های دوظرفیتی برای وقوع مکانیسم تبادل چندگانه یونی ضروری است [۲۸].

بر اساس نتایج زاویه تماس، آب دریا تأثیر بسیار بیشتری در کاهش زاویه تماس و تغییر ترشوندگی سطح سنگ از نفت‌دوست به کاملاً آب‌دوست دارد. از سوی دیگر، هر چند آب شور با علامت اختصاری  $dSW10000$  کشش بین سطحی آب-نفت را به میزان زیادی کاهش می‌دهد، تأثیر آن بر تغییر ترشوندگی به دلیل ضعف

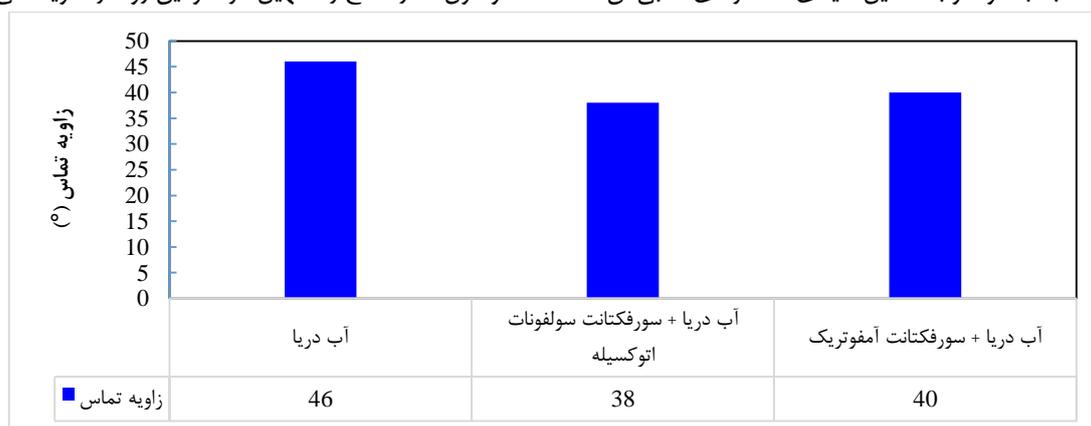


شکل ۴- تاثیر ترکیب آب دریا-سورفکتانت بر روی کشش بین سطحی سیال-سیال

به سمت فاز آبی قرار دارند، سطح را آبدوست‌تر کنند و انرژی سطح جامد-مایع را کاهش دهند. این تغییرات به پخش بهتر آب روی سطح سنگ و کاهش زاویه تماس منجر می‌شود. در مورد سورفکتانت آمفوتریک، به دلیل وجود گروه‌های مثبت و منفی و برهم‌کنش‌های درون‌مولکولی، تراکم مولکول‌ها در سطح کمتر بوده و کاهش زاویه تماس از ۴۶ به ۴۰ درجه محدود می‌شود. در مقابل، سورفکتانت سولفونات اتوکسیله به واسطه گروه سولفونات یونی قوی و زنجیره اتوکسیله انعطاف‌پذیر، توانایی ایجاد لایه‌ای متراکم‌تر و پایدارتر دارد که کشش سطحی مایع و انرژی سطح جامد-مایع را به میزان بیشتری کاهش داده و در نتیجه زاویه تماس به ۳۸ درجه می‌رسد. همچنین یون‌های موجود در آب دریا با کاهش دافعه الکترواستاتیکی میان سرهای باردار، تراکم بیشتر مولکول‌ها در سطح را تسهیل کرده و این روند را تقویت می‌کنند.

در شکل ۵ نتایج مربوط به تغییرات زاویه تماس سنگ-سیال بواسطه اضافه کردن دو نوع سورفکتانت به آب دریا ارائه شده‌است. این آنالیز نشان می‌دهد که سورفکتانت سولفونات اتوکسیله توانسته است زاویه تماس را از ۴۶ درجه به ۳۸ کاهش داد. این کاهش زاویه تماس تاثیر بیشتری در تغییر ترشوندگی ایجاد خواهد می‌کند.

این کاهش در زاویه تماس از طریق تغییر در انرژی‌های سطحی و جذب سورفکتانت‌ها در مرز فازها قابل توجیه است. بر اساس معادله یانگ، زاویه تماس تابعی از انرژی سطح جامد-مایع و کشش سطحی مایع است. هنگامی که سورفکتانت به سیستم اضافه می‌شود، کشش سطحی مایع و در نتیجه زاویه تماس کاهش می‌یابد. علاوه بر این، سورفکتانت‌ها می‌توانند بر روی سطح جامد جذب شوند و با تشکیل لایه‌ای که سرهای قطبی آن



شکل ۵- تاثیر ترکیب آب دریا-سورفکتانت بر روی زاویه تماس سنگ-سیال

بین سطحی سیال-سیال و زاویه تماس بین سنگ-سیال است. شکل ۶ ضریب بازیافت نفت را در برابر حجم تزریق شده آب دیونیزه، آب دریا و آب دریا + سورفکتانت‌های سولفونات اتوکسیله و آمفوتریک به میکرومدل با پوشش کربناته را نشان می‌دهد. این

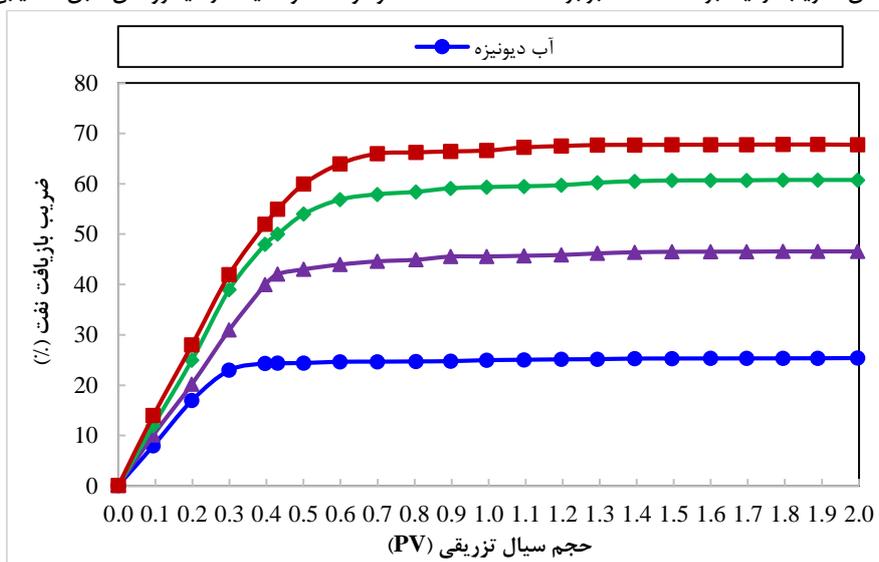
از مقایسه شکل‌های ۵ و ۶ می‌توان نتیجه گرفت که عملکرد سورفکتانت سولفونات اتوکسیله در کاهش کشش بین سطحی و زاویه تماس به مراتب بهتر از سورفکتانت آمفوتریک بوده‌است.

### ضریب بازیافت نفت در میکرومدل

در بخش‌های قبل مشاهده شد که آب دریا همراه با سورفکتانت سولفونات اتوکسیله دارای بهترین عملکرد در کاهش کشش

درصد بوده و به آب دیونیزه تعلق دارد. علاوه بر این، ضرائب بازیافت ۴۶/۵۹، ۶۰/۷۵ و ۶۷/۷۶ درصد نیز بواسطه تزریق آب دریا، آب دریا + سورفکتانت آمفوتریک و آب دریا + سورفکتانت سولفونات اتوکسیله در میکرومدل قابل دستیابی است.

شکل نشان می‌دهد که زمان شکست<sup>۱</sup> در آب دیونیزه زودتر از آب دریا رخ می‌دهد. علاوه بر این، زمان شکست برای آب دریا همراه با سورفکتانت دیرتر از آب دریا اتفاق می‌افتد. شکل ۶ همچنین نشان می‌دهد که حداقل ضریب ازدیاد برداشت نفت برابر ۲۵/۴۲



شکل ۶- میزان بازیافت نفت با استفاده از آب دیونیزه، آب دریا و آب دریا + سورفکتانت در میکرومدل

منظم و کاهش کشش بین‌سطحی و زاویه تماس دارند، حاصل شده‌است.

### نتیجه‌گیری

این مطالعه آزمایشگاهی به بررسی اثر تزریق ترکیبی آب شور و سورفکتانت بر کشش بین‌سطحی، زاویه تماس و ازدیاد برداشت نفت از مخازن کربناته پرداخت. نتایج نشان داد که آب دریا به‌عنوان سیال پایه، عملکرد بهتری نسبت به آب دریای رقیق شده داشته و کشش بین‌سطحی را به  $۱۶/۱۲ \text{ mN/m}$  و زاویه تماس را به  $۴۶$  درجه می‌رساند. از آنجاییکه آب شور به تنهایی توانایی محدودی در کاهش کشش بین‌سطحی دارد اثر افزودن سورفکتانت‌های سولفونات اتوکسیله و آمفوتریک به آن بر برهمکنش سیال-سیال و سنگ-سیال مورد بررسی قرار گرفت. نتایج حاکی از آن است که سورفکتانت سولفونات اتوکسیله با کاهش کشش بین‌سطحی به  $۱۲/۳۴ \text{ mN/m}$  و زاویه تماس به  $۳۸$  درجه، عملکرد بهتری نسبت به سورفکتانت آمفوتریک (کشش بین‌سطحی  $۱۴/۵۶ \text{ mN/m}$  و زاویه تماس  $۴۰$  درجه) دارد. آزمایش‌های میکرومدل نیز تأیید کرد که تزریق ترکیب آب دریا و سورفکتانت سولفونات اتوکسیله، ضریب بازیافت نفت را از  $۴۶/۵۹$  درصد (تزریق آب دریا) به  $۶۷/۷۴$  درصد افزایش می‌دهد. این بهبود ناشی از کاهش قابل توجه کشش بین‌سطحی و تغییر ترشوندگی سنگ به سمت آب‌دوستی است. به‌طور کلی، این پژوهش نشان می‌دهد که استفاده از آب دریا همراه با سورفکتانت

این افزایش در ضریب بازیافت نفت را می‌توان به صورت یک زنجیره علت و معلولی از تغییرات در کشش بین‌سطحی، زاویه تماس (ترشوندگی)، رفتار لایه‌های جذب‌شده روی سنگ توجیه کرد. تزریق آب دیونیزه در بسیاری از مخازن باعث مهاجرت ذرات ریز و کاهش نفوذپذیری موضعی می‌شود و در نتیجه فقط بخشی از نفت قابل را می‌توان تولید کرد ( $۲۵/۴۲$  درصد). از طرف دیگر، همانطور که قبلاً توضیح داده‌شد آب دریا می‌تواند ترشوندگی را به سمت آب‌دوست تغییر داده و میزان بازیافت نفت را تا  $۴۶/۵۹$  درصد افزایش دهد. افزودن سورفکتانت آمفوتریک به آب دریا با کاهش بیشتر کشش بین‌سطحی و جذب روی سطح سنگ، ترشوندگی را به میزان بیشتری به سمت آب‌دوستی برده و باعث افزایش بازیافت نفت تا  $۶۰/۷۵$  درصد می‌شود. از آنجاییکه سورفکتانت سولفونات اتوکسیله تأثیرات قوی‌تری بر کشش بین‌سطحی و زاویه تماس دارد میزان بازیافت نفت را تا  $۶۷/۷۶$  درصد افزایش می‌دهد.

به‌طور خلاصه، تفاوت در ضریب بازیافت نفت از  $۶۷/۷۶ \rightarrow ۶۰/۷۵ \rightarrow ۴۶/۵۹ \rightarrow ۲۵/۴۲$  منعکس‌کننده افزایش پیوسته در آزادسازی نفت از سطح سنگ و جابجایی آن در محیط متخلخل است که ابتدا با بهبود شرایط یونی، سپس با کاهش کشش بین‌سطحی و تغییر ترشوندگی و در نهایت با استفاده از سورفکتانت‌هایی که توانایی بیشتر در تشکیل لایه بین‌سطحی

1 Breakthrough time (BT)

روش‌های بهینه‌تر در صنعت نفت برای بهبود بازیافت نفت از مخازن پیچیده کربناته باشند.

سولفونات اتوکسیله می‌تواند به‌عنوان یک روش مؤثر برای افزایش برداشت نفت از مخازن کربناته با آسفالتین کم و رزین بالا مورد استفاده قرار گیرد. این یافته‌ها می‌توانند راهگشای توسعه

## References

1. E.W. Al-Shalabi, K. Sepehrnoori, and G. Pope, "Mechanistic modeling of oil recovery caused by low-salinity-water injection in oil reservoirs", *SPE Journal*, Vol. 21, No. 03, pp. 0730-43, 2016.
2. E.W. Al-Shalabi, and K.A. Sepehrnoori, "A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 139, pp. 137-61, 2016.
3. P.C. Myint, and A. Firoozabadi, "Thin liquid films in improved oil recovery from low-salinity brine", *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, Vol. 20, No. 2, pp. 105-14, 2015.
4. J.J. Sheng, "Surfactant enhanced oil recovery in carbonate reservoirs", In *Enhanced oil recovery field case studies*, Gulf Professional Publishing, pp. 281-299, 2013.
5. A.P. de Souza, and E. Mackay, "Modelling of CO<sub>2</sub> and Seawater Injection in Carbonate Reservoirs to Evaluate Inorganic Scaling Risk", In *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*, pp. D011S001R004, 2014.
6. E.W. Al Shalabi, K. Sepehrnoori, and M. Delshad, "Mechanisms behind low salinity water injection in carbonate reservoirs", *Fuel*, Vol. 121, pp. 11-9, 2014.
7. M.A. Buriro, M. Wei, B. Bai, and Y. Yao, "Advances in smart water flooding: A comprehensive study on the interplay of ions, salinity in carbonate reservoirs", *Journal of Molecular Liquids*, Vol. 390, pp. 123140, 2023.
8. M. Lashkarbolooki, S. Ayatollahi, and M. Riazi, "Effect of salinity, resin, and asphaltene on the surface properties of acidic crude oil/smart water/rock system", *Energy and Fuels*, Vol. 28, No. 11, pp. 6820-9, 2014.
9. A.N. Haghighi, M. Nabipour, A. Azdarpour, and B. Honarvar, "Mechanistic investigation of using optimum saline water in carbonate reservoirs low asphaltenic crude oil with high resin content: A carbonate-coated microfluidic study", *Journal of Molecular Liquids*, Vol. 368, pp. 120806, 2022.
10. A.H. Dehaghani, M. Hosseini, A. Tajikmansori, and H. Moradi, "A mechanistic investigation of the effect of ion-tuned water injection in the presence of cationic surfactant in carbonate rocks: an experimental study", *Journal of Molecular Liquids*, Vol. 304, pp. 112781, 2020.
11. T. Kar, H. Cho, and A. Firoozabadi, "Assessment of low salinity waterflooding in carbonate cores: Interfacial viscoelasticity and tuning process efficiency by use of non-ionic surfactant", *Journal of Colloid and Interface Science*, Vol. 607, pp. 125-33, 2022.
12. S. Ahmadi, M. Hosseini, E. Tangestani, S.E. Mousavi, and M. Niazi, "Wettability alteration and oil recovery by spontaneous imbibition of smart water and surfactants into carbonates", *Petroleum Science*, Vol. 17, No. 3, pp. 712-21, 2020.
13. S.S.N. Bajgirani, and A.H.S. Dehaghani, "Experimental investigation of wettability alteration, IFT reduction, and injection schemes during surfactant/smart water flooding for EOR application", *Scientific Reports*, Vol. 13, No. 1, pp. 11362, 2023.
14. S. Moradi, A.A. Isari, Z. Bachari, and H. Mahmoodi, "Combination of a new natural surfactant and smart water injection for enhanced oil recovery in carbonate rock: Synergic impacts of active ions and natural surfactant concentration", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 176, pp. 1-0, 2019.
15. M. Aoudia, R.S. Al-Maamari, M. Nabipour, A.S. Al-Bemani, and S. Ayatollahi, "Laboratory study of alkyl ether sulfonates for improved oil recovery in high-salinity carbonate reservoirs: a case study", *Energy and Fuels*, Vol. 24, No. 6, pp. 3655-60, 2010.
16. S.K. Mofrad, and A.H.S. Dehaghani, "An experimental investigation into enhancing oil recovery using smart water combined with anionic and cationic surfactants in carbonate reservoir", *Energy Reports*, Vol. 6, pp. 543-9, 2020.
17. M. Zallaghi, and A.R. Khaz'ali, "Experimental and modeling study of enhanced oil recovery from carbonate reservoirs with smart water and surfactant injection", *Fuel*, Vol. 304, pp. 121516, 2021.
18. M. Karimi, R.S. Al-Maamari, S. Ayatollahi, and N. Mehranbod, "Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: The effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 482, pp. 403-15, 2015.
19. M. Karimi, R.S. Al-Maamari, S. Ayatollahi, and N. Mehranbod, "Impact of sulfate ions on wettability alteration of oil-wet calcite in the absence and presence of cationic surfactant", *Energy and Fuels*, Vol. 30, No. 2, pp. 819-29, 2016.
20. A. Esfandiarian, A. Maghsoudian, M. Shirazi, Y. Tamsilian, S. Kord, and J.J. Sheng, "Mechanistic investigation of the synergy of a wide range of salinities and ionic liquids for enhanced oil recovery: Fluid-fluid interactions", *Energy and Fuels*, Vol. 35, No. 4, pp. 3011-31, 2021.
21. C.L. Gaol, J. Wegner, and L. Ganzer, "Real structure micromodels based on reservoir rocks for enhanced oil recovery (EOR) applications", *Lab on a Chip*, Vol. 20, No. 12, pp. 2197-208, 2020.

- A. Esfandiarian, A. Maghsoudian, M. Shirazi, M. Mohammadi, S. Kord, and Y. Tamsilian, "Experimental investigation of using ionic-liquids as alternatives of surfactants in enhanced-oil-recovery processes for harsh carbonate reservoirs", In 82nd European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE) Annual Conference & Exhibition, Vol. 2021, No. 1, pp. 1-5, 2021).
21. O. Mohammadzadeh, M.H. Sedaghat, S. Kord, S. Zendejboudi, and J.P. Giesy, "Pore-level visual analysis of heavy oil recovery using chemical-assisted waterflooding process-Use of a new chemical agent", Fuel, Vol. 239, pp. 202-18, 2019.
22. S.E. Siadatifar, M. Fatemi, and M. Masihi, "Pore scale visualization of fluid-fluid and rock-fluid interactions during low-salinity waterflooding in carbonate and sandstone representing micromodels", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 198, pp. 108156, 2021.
- A. Maghsoudian, A. Esfandiarian, S. Kord, Y. Tamsilian, B.S. Soulgani, "Direct insights into the micro and macro scale mechanisms of symbiotic effect of  $SO_4^{2-}$ ,  $Mg^{2+}$ , and  $Ca^{2+}$  ions concentration for smart waterflooding in the carbonated coated micromodel system", Journal of Molecular Liquids, Vol. 315, pp.113700, 2020.
23. J.J. Sheng, "Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice", Gulf Professional Publishing, 2010.
- A. Esfandiarian, A. Azdarpour, R.M. Santos, E. Mohammadian, H. Hamidi, M. Sedaghat, and P.B. Dehkordi, "Mechanistic investigation of LSW/surfactant/alkali synergism for enhanced oil recovery: Fluid-fluid interactions", ACS omega, Vol. 5, No. 46, pp. 30059-30072, 2020.
24. H. Zhang, M. Dong, and S. Zhao, "Experimental study of the interaction between NaOH, surfactant, and polymer in reducing court heavy oil/brine interfacial tension", Energy and Fuels, Vol. 26, No. 6, pp. 3644-3650, 2012.