



Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 9-12

DOI: 10.22078/pr.2024.5316.3364

Special Issues on Water-based EOR

A Laboratory Study on the Effect of Low Salinity Water Injection on Recovery Factor in Carbonate Reservoirs

Samaneh Bovard¹, Saeed Abbasi*, Abbas Shaharabadi, Alireza Talebi, Shahab Hosseini

EOR Study Center, Petroleum Engineering Research Division, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

abbasis@ripi.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5316.3364

Received: May/19/2023

Accepted: April/02/2024

Introduction

In recent years, the importance of finding effective methods to enhance oil recovery from carbonate reservoirs has significantly increased. Carbonate reservoirs, due to their unique characteristics, including low permeability and high heterogeneity, often face numerous challenges in oil production [1-3]. One effective method to improve oil recovery from these reservoirs is the use of low salinity water injection. The impact of altering the salinity of injected water on oil recovery and wettability alteration of carbonate rocks has been the subject of many studies [4-6]. Research has shown that changing the salinity of the injected water can lead to changes in the surface properties of the rock and the fluids within the reservoir [7-9]. These changes can significantly affect the mechanisms of fluid flow within the reservoir, thereby increasing oil recovery [10-14].

In this research, the primary objective is to investigate the effect of the presence of anhydrite and dolomite minerals on the wettability alteration of carbonate rocks, rock-fluid interactions, and oil recovery using laboratory tests over a wide range of salinities. The selection of anhydrite and dolomite minerals is due to their abundance in carbonate reservoirs and their significant impact on reservoir properties. To achieve this goal, basic concepts related to wettability, fluid-rock interactions, and various oil recovery mechanisms are introduced. Subsequently, the materials and equipment used in the experiments are thoroughly explained, and the sample preparation process and experimental conditions are described in detail. The experiments conducted include the measurement of zeta potential, interfacial tension between fluids, contact angle variations, and the

process of water injection in cores. These experiments are performed under reservoir temperature and pressure conditions, and their results are precisely recorded and analyzed. Finally, the results obtained from the experiments indicate that reducing the salinity of the injected water leads to a decrease in the oil-wetness of the rock and an increase in oil recovery. Additionally, the wettability alteration due to the dissolution of anhydrite and dolomite minerals and the release of calcium and magnesium ions has a significant impact on oil recovery. This comprehensive study examines the influence of injected water salinity and the presence of anhydrite and dolomite minerals on oil recovery from carbonate reservoirs. The results obtained can serve as a guide for selecting the appropriate salinity of injected water and improving enhanced oil recovery processes.

Materials and Methodology

To investigate the impact of injected water salinity and the presence of anhydrite and dolomite minerals on the wettability alteration of carbonate rocks and oil recovery, a series of precise and controlled laboratory experiments were conducted. This section details the materials, equipment, laboratory methods, and experimental procedures. Two carbonate cores, A1 and A2, were selected from the target reservoir. These cores naturally contain anhydrite and dolomite minerals and Three types of water with different salinities were prepared for injection into the cores: Injection Water (IW), 4 times diluted Injection Water (4/IW) and 20 times diluted Injection Water (20/IW). The equipment included core holders, injection pumps, a zeta potential measurement device, a surface tension measurement device, and a digital data recording system.

The cores were meticulously cleaned and prepared under reservoir conditions. This preparation included drying and saturating the cores with dead oil. After placing the cores in the core holder, live oil was injected to replace the dead oil. The injection of live oil continued until the gas-oil ratio (GOR) reached a stable value equal to that of the reservoir. Once the cores were saturated with live oil, their permeability was measured at three different injection rates.

Initially, the injection water (IW) was injected into the cores as a secondary injection. The objective of this stage was to assess the oil recovery using the initial salinity water. This process continued until steady-state conditions were achieved and the pressure drop across the cores stabilized. After completing the first stage, the four-fold diluted injection water (4/IW) was injected into the cores as a tertiary injection fluid. In this stage, pressure changes, oil recovery, and ion changes in the effluent water from the cores were analyzed. In the third stage, twenty-fold diluted injection water (20/IW) was injected into the cores to evaluate the effect of more intense dilution on oil recovery and the changes in rock and fluid properties.

In this study, the zeta potential of injection waters with different salinities was measured to determine the effect of salinity on the surface electrical properties of the rock. These measurements indicated that reducing the salinity of the injection water leads to a decrease in the oil-wetness of the rock. Additionally, the interfacial tension between the fluids (oil and water) was determined for each of the injection waters. Results showed that lowering the salinity of the injection water reduces interfacial tension and improves fluid flow within the reservoir. The contact angle changes between oil droplets and the rock surface in the presence of injection waters with different salinities were also measured. A decrease in contact angle indicated a shift in wettability towards water-wet conditions.

In the flooding experiments, oil recovery, pressure drop along the core, and ion changes in the effluent water from the cores were determined and compared for each of the injection waters. Based on the results obtained from various tests, mechanisms such as wettability alteration, ion exchange, and mineral dissolution were identified and analyzed as contributing factors to enhanced oil recovery. These methods comprehensively and accurately examined the impact of injection water salinity and the presence of anhydrite and dolomite minerals on wettability alteration and oil recovery from carbonate reservoirs. The findings can serve as a guide for selecting the appropriate injection water salinity and improving enhanced oil recovery processes.

Results and Discussion

The findings of this research focus on the impact of injection water salinity and the presence of anhydrite

and dolomite minerals on wettability alteration, fluid-rock interactions, and oil recovery. This section details the results of various experiments and provides analysis for each stage of the experiments.

Waterflooding in Core A1

After placing the A1 core inside the core holder, live oil was injected to displace the dead oil within the core. Subsequently, upon ensuring complete saturation of the core with live oil, the core permeability was measured. Initially, candidate injection water (WI) was injected into the core. The pressure drop across the core length versus injected pore volume (PV) graph indicated that with complete water injection, the pressure differential across the core increased and then stabilized. The oil recovery efficiency for this injection water was estimated to be approximately 55.93% based on injected PV. Next, to compare the effect of reducing injection water salinity, water diluted four times (4/IW) was used as the tertiary injection fluid. The pressure drop and oil recovery graph showed that this injection water increased oil recovery by approximately 5%. The reduction in injection water salinity weakened the electrical double layer and reduced the zeta potential, shifting the rock wettability towards water-wettability. In the final stage, water diluted twenty times (20/IW) was injected into the core. The pressure drop and oil recovery graph indicated that further reduction in water salinity had little effect on oil recovery. This could be due to core saturation with water and the absence of active mechanisms for wettability alteration under these conditions.

Waterflooding in Core A2

Similar to waterflooding in the A1 core, determination of Gas-Oil Ratio (GOR) in the A2 core was conducted to achieve SCF/STB 968, which was similar to the reported reservoir value. Core permeability in A2 was measured using live oil, similar to A1, at three different injection rates. The permeability of A2 core was lower than A1, possibly due to the presence of denser minerals in this core. Initially, injection water (IW) was injected into the A2 core. The pressure drop across the core length versus injected pore volume (PV) graph indicated an oil recovery efficiency of approximately 38.23% for this injection water, which was lower than A1 core. Next, water diluted four times (4/IW) was used as the next injection fluid. The pressure drop and oil recovery graph showed that this injection water increased oil recovery by approximately 8.8%. The reduction in injection water salinity shifted the rock wettability towards water-wettability and increased oil recovery. In the final stage, water diluted twenty times (20/IW) was injected into the A2 core. The pressure drop and oil recovery graph showed that similar to A1 core, further reduction in water salinity had little effect on oil recovery efficiency.

Analysis of Produced Water and Ion Changes:

Chemical analysis of the produced water from the cores indicated that dissolution of anhydrite and dolomite minerals led to an increase in the concentration of calcium and magnesium ions. These ion changes suggest ion exchange between the injection water and the rock surface. Additionally, permeability measurement results showed that mineral dissolution and the subsequent increase in calcium and magnesium ion concentrations improved core permeability. This improvement in permeability contributed to increased oil recovery.

Analysis of Recovery Mechanisms

The reduction in injection water salinity weakened the double layer electrical properties and reduced the zeta potential. These changes shifted the rock wettability towards water-wettability and increased oil recovery. Furthermore, the dissolution of anhydrite and dolomite minerals and ion exchange between the injection water and the rock released calcium and magnesium ions. These chemical alterations improved permeability and enhanced oil recovery. The decrease in injection water salinity also reduced interfacial tension between fluids and improved fluid flow within the reservoir. These changes also contributed to increased oil recovery. Overall, the results of this study indicate that reducing injection water salinity and the presence of anhydrite and dolomite minerals can lead to improved oil recovery from carbonate reservoirs. Changes in rock wettability towards water-wettability, improved permeability, and reduced interfacial tension are mechanisms that play roles in enhancing oil recovery.

Conclusion

In this study, the influence of anhydrite and dolomite minerals on carbonate rock wettability alteration, fluid-rock interaction, and oil recovery was investigated through several laboratory experiments. Reduced salinity waters were dynamically injected into cores A1 and A2 as secondary and tertiary fluids, respectively. The decrease in injection water salinity resulted in significant changes in the surface properties of carbonate rocks. With reduced salinity and dilution of the injection water, the ionic strength and double layer electrical properties around the rock particles weakened. This weakening led to a reduction in zeta potential and consequently, a shift in rock wettability towards water-wettability. The change in rock wettability towards water-wettability improved fluid flow and increased oil recovery. Flood tests showed that reduced salinity water resulted in oil recovery increases of approximately 5% and 8.8% in A1 and A2 cores, respectively. The dissolution of anhydrite and dolomite minerals in the presence of reduced salinity waters released calcium and magnesium ions. These ions played a crucial role in altering rock wettability

towards water-wettability. Additionally, the dissolution of these minerals created new pore spaces within the rock and increased permeability. Chemical analysis of the produced waters confirmed increased concentrations of calcium and magnesium ions, validating the mineral dissolution and ion exchange processes. The change in rock wettability towards water-wettability due to reduced injection water salinity and the release of calcium and magnesium ions played a key role in enhancing oil recovery. The dissolution of anhydrite and dolomite minerals improved rock permeability and fluid flow, further enhancing oil recovery. Reduced injection water salinity also decreased interfacial tension between fluids and improved fluid flow within the reservoir. These changes collectively contributed to increased oil recovery. Cores A1 and A2 exhibited different performance during the injection process due to differences in mineral composition and physical properties. A1, with higher absolute permeability and greater wettability alteration towards water-wettability, demonstrated higher oil recovery compared to A2. This highlights the importance of mineralogy and physical properties of rocks in enhanced oil recovery processes. Overall, this research demonstrates that reducing injection water salinity and the presence of anhydrite and dolomite minerals can improve oil recovery from carbonate reservoirs. Changes in rock wettability towards water-wettability, improved permeability, and reduced interfacial tension are critical mechanisms contributing to enhanced oil recovery. The findings of this study can contribute to the improvement of enhanced oil recovery methods and increased efficiency of oil reservoir exploitation.

References

1. Austad, T., Strand, S., Høgenesen, E. J., & Zhang, P. (2005, February). Seawater as IOR fluid in fractured chalk. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (pp. SPE-93000), doi: 10.2118/93000-ms.
2. Strand, S., Høgenesen, E. J., & Austad, T. (2006). Wettability alteration of carbonates—Effects of potential determining ions (Ca^{2+} and SO_4^{2-}) and temperature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 275(1-3): 1-10, doi: 10.1016/j.colsurfa.2005.10.061.
3. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2011, May). New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity: Smart waterflooding. In SPE Europepec featured at EAGE Conference and Exhibition? (pp. SPE-143550), doi: 10.2118/143550-ms.
4. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010, April). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-129767), doi.org/10.2118/129767-MS .

5. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., Bartels, W. B., Nasralla, R., & Rossen, W. R. (2015). Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates. *Energy & Fuels*, 29(3): 1352-1367, doi: 10.1021/ef5023847.
6. Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01): 49-59, doi.org/10.2118/154334-PA .
7. Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Høgnesen, E. J., Olsen, M., & Barstad, S. M. F. (2008). "Smart water" for oil recovery from fractured limestone: a preliminary study. *Energy & fuels*, 22(5): 3126-3133, doi: 10.1021/ef800062n.
8. Austad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Aksulu, H., & Puntervold, T. (2015). Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism. *Energy & Fuels*, 29(11): 6903-6911, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b01099.
9. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(05): 578-593, doi.org/10.2118/137634-PA .
10. Al-Shalabi, E. W., & Sepehrnoori, K. (2016). A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 137-161, doi: 10.1016/j.petrol.2015.11.027.
11. Shariatpanahi, S. F., Hopkins, P., Aksulu, H., Strand, S., Puntervold, T., & Austad, T. (2016). Water based EOR by wettability alteration in dolomite. *Energy & Fuels*, 30(1), 180-187, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b02239.

ویژنه نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش های پایه آبی

مطالعه آزمایشگاهی بررسی اثر کاهش شوری آب تزریقی در فرآیند تزریق آب بر تولید نفت در مخازن کربناته دارای انیدریت

سمانه بورد، سعید عباسی*، عباس شهرآبادی، علیرضا طالبی و شهاب حسینی

گروه پژوهشی طرح های آزمایشگاهی ازدیاد برداشت، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۲/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۱/۱۴

چکیده

با افت فشار مخزن و کاهش نرخ تولید نفت، حجم زیادی از نفت اولیه از مخزن تولید نخواهد شد که در چنین شرایطی از روش های مختلف ازدیاد برداشت استفاده می شود. تزریق آب با شوری کم یکی از روش های افزایش تولید نفت است که می تواند از لحاظ اقتصادی به صرفه و سازگار با محیط زیست باشد. اثر آب کم شور در سنگ های مخزن از جمله کربناته ها به دلیل واکنش و برهم کنش پیچیده سنگ و سیال و همچنین سیال هنوز نیازمند تحقیقات گسترده ای می باشد. تعدادی از مطالعات و تحقیقات گذشته نشان داده است که وجود کانی انیدریت در یک سنگ کربناته باعث افزایش تولید و تراوایی سنگ گشته و نقش مثبتی در بهبود بازیافت نفت دارد. در این مطالعه برای شناخت بیشتر برهم کنش بین سنگ شامل انیدریت و دولومیت و سیال که شامل آب های تزریقی با شوری های مختلفی می باشد، آزمایشات مختلفی از جمله پتانسیل زتا، کشش بین سطحی، سیلاب زنی مغزه و آنالیز آب خروجی مورد بررسی قرار گرفته است که براساس نتایج، کاهش شوری و رقیق شدن آب تزریقی باعث تضعیف قدرت یونی و لایه های دوگانه الکتریکی دور ذرات در محلول می گردد و میزان پتانسیل زتا را کاهش می دهد. واکنش بین سنگ و سیال باعث انحلال کانی های سنگ از جمله کانی های انیدریت و دولومیت مرتبط با یون های کلسیم و منیزیم گشته و در نتیجه کاهش بار الکتریکی سطح سنگ نسبت داده شود و از طرفی در یون های دیگر باعث ایجاد رسوبات شده است. تزریق آب با شوری کم که آب های چهار و بیست برابر رقیق شده می باشد، به هر دو صورت ثانویه و ثالثیه در سنگ های دولومیتی خالص حاوی سنگ انیدریت که توسط نفت زنده اشباع گردیده، تزریق شده است. براساس نتایج، آب تزریقی چهار بار رقیق شده بعد از تزریق آب تزریقی اصلی در دو سنگ، بازیافت نفت را افزایش داده است. بررسی عنصری و آنالیز آب خروجی از آزمایش سیلاب زنی مغزه، تبادل یونی چندگانه و حلالیت کانی ها را به عنوان سازوکارهای تغییر ترشوندگی نشان داده است. همچنین استفاده از نفت زنده نتایج را به شرایط واقعی تر مخزن نزدیک می کند که امکان شبیه سازی و استناد به نتایج را جهت انجام طرح های ازدیاد برداشت میدانی را امکان پذیر می نماید.

کلمات کلیدی: انحلال کانی، انیدریت، پتانسیل زتا، تزریق آب کم شور، سیلاب زنی مغزه

*مسئول مکاتبات

abbasis@ripi.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5316.3364)

مقدمه

نسبت نفت "متعارف" جهان که در سنگ‌های کربناته وجود دارد که به‌ویژه این مخازن در خاورمیانه قرار گرفته‌اند، معمولاً حدود ۵۰٪ الی ۶۰٪ تخمین زده می‌شود. ضریب بازیافت اولیه از مخازن کربناته در مقایسه با مخازن ماسه‌سنگی معمولاً کمتر و در بازه ۱۰٪ الی ۲۰٪ می‌باشد [۱-۲]. یکی از چالش‌های مهم در خصوص تولید از مخازن کربناته، نفت دوستی این مخازن به‌واسطه ساختار سنگ و ایجاد باندهای اتصال گروه‌های کربوکسیلی با سطوح سنگ در این مخازن است. به‌عبارتی گزارشات نشان می‌دهند که مخازن کربناته ترشوندگی تا حدی نفت دوست و مقداری از آن‌ها دارای ترشوندگی شدیداً نفت دوست می‌باشند. در این صورت، میزان ضریب بازیافت از این‌گونه مخازن بیشتر از ۱۰ تا ۱۵٪ نبوده و بخش قابل توجهی از نفت درجای اولیه، از طریق تولید طبیعی با اتکا به فشار مخزن غیر قابل برداشت و در مخازن باقی خواهد ماند [۳]. با افت فشار مخزن و کاهش نرخ تولید نفت، حجم زیادی از نفت درجای اولیه در مخزن باقی خواهد ماند که تحت چنین شرایطی بایستی با استفاده از روش‌های بهبود و ازدیاد برداشت، به بازیافت نفت باقی‌مانده پرداخت. طبق نتایج به‌دست آمده از شرایط تولید در مخازن مختلف نفتی، این مسئله نمایان گردیده است که بیش از نیمی از نفت موجود در مخازن پس از تولید اولیه و ثانویه همچنان در مخازن باقی‌مانده و قابلیت تولید با استفاده از روش‌های فوق‌الذکر وجود نخواهد داشت. سیلاب‌زنی با آب کم شور^۱ یک فن‌آوری امید بخش برای افزایش بازیابی نفت از سنگ‌های کربناته می‌باشد [۴-۸]. که با هدف افزایش تولید نفت از یک مخزن از طریق اصلاح ترکیب آب تزریقی (نسبت و نوع کاتیون‌ها و آنیون‌های تک ظرفیتی و چند ظرفیتی) انجام می‌شود. سیلاب‌زنی با آب کم شور دارای هر دو اصل سیلاب‌زنی آب متعارف و ازدیاد برداشت شیمیایی^۲ می‌باشد. در واقع در این

روش سعی بر آن است که با تغییر میزان شوری آب تزریقی و ترکیب یونی آن و همچنین با در نظر گرفتن اثرات متقابل آب-سنگ-نفت، این سیستم را تحت تاثیر قرار داده و راندمان برداشت نفت از مخازن نفتی افزایش یابد [۹-۱۳]. مطالعات ابتدایی در این زمینه تایید می‌نمایند که می‌توان از آب دریا به‌عنوان "آب مهندسی شده" جهت ازدیاد برداشت نفت استفاده نمود که اصلی‌ترین مکانیزم این گونه فعالیت‌ها تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت محدوده آب‌دوستی و ایجاد هر دو فرآیند تخلیه و آشام به‌صورت خودبه‌خودی می‌باشد [۱۴-۱۸]. این روش ممکن است در هر مرحله از تولید هیدروکربن به‌دلیل هزینه کم عملیات، ردپای کمتر کربن دی اکسید، فقدان اثرات نامطلوب زیست محیطی، کاهش خطرات ناشی از رسوب گذاری و ترش شدن مخازن مورد استفاده قرار گیرد و استفاده از این روش تزریق آب در طول بازیابی ثانویه بسیار مطلوب است. این موضوعات به خوبی می‌توانند کاهش ریسک این روش را نمایان کند. لازم به ذکر است که کاهش اشباع نفت باقی‌مانده^۳ هدف اصلی سیلاب‌زنی با آب کم شور نمی‌باشد زیرا بسیاری از میادین کاندید که تحت سیلاب‌زنی قرار گرفته‌اند، در مرحله تولید اولیه می‌باشند و در نزدیکی به اشباع نفت باقی‌مانده نیز قرار نگرفته‌اند. مزیت اصلی مورد انتظار برای سیلاب‌زنی با آب کم شور بهبود راندمان تولیدی در محدوده اشباع نفت بسیار بالاتر از اشباع نفت باقی‌مانده است که منجر به بازیابی سریع‌تر نفت می‌گردد که سبب بهبود اقتصاد پروژه و بازیابی هزینه‌ها می‌گردد [۱۹-۲۲]. در آزمایشات متعددی مشاهده شده است که استفاده از این روش در شرایط اولیه سبب افزایش بهبود تولید نفت^۴ گردد به‌طوری‌که بازیابی تولید در حالت ثانویه بیشتر از حالت ثالثیه شود.

1. Low Salinity Water Flooding (LSWF)

2. Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)

3. Residual Oil Saturation (Sor)

4. Improved Oil Recovery (IOR)

مشاهده نمودند که با افزایش غلظت یون سولفات و کاهش غلظت یونی (Na^+) و (Cl^-) در آب تزریقی میزان بازیافت نفت افزایش می‌یابد [۲۵-۲۹]. همچنین در مغزه‌هایی که اشباع آب اولیه وجود ندارد و یا آب سازند حاوی کاتیون‌های دو ظرفیتی کلسیم و منیزیم نمی‌باشند، استفاده از آب کم‌شور تاثیری در ازدیاد برداشت نخواهد داشت که این موضوع نشان‌دهنده اثرات کاتیون‌های دو ظرفیتی در برهم‌کنش‌هایی که منجر به ایجاد ترشوندگی اولیه می‌شوند، می‌باشد [۳۰-۳۱]. محققین دیگری در پی ایجاد شرایط بهینه جهت انجام واکنش منجر به افزایش ضریب بازیافت، دریافتند که با تعیین بار سطحی می‌توان پتانسیل یک سطح را نسبت به تمایل جهت شرکت در فعل و انفعالات سیستم نفت، آب شور و سنگ تخمین زد. براساس نتایج آزمایشگاهی این مطالعه مکانیزم پیشنهادی شامل برهم‌کنش بین یون‌های (Ca^{2+}) و (SO_4^{2-}) و همچنین یون‌های (Mg^{2+}) و (SO_4^{2-}) می‌باشد. افزایش دما جذب (SO_4^{2-}) در سطح را افزایش می‌دهد که در نتیجه آن بار منفی سطح بیشتر خواهد شد و یون (Ca^{2+}) بیشتری در سطح جذب می‌شود که فرآیند تغییر ترشوندگی را بهبود می‌بخشد [۳۲]. در مطالعاتی که اخیراً صورت گرفته، اثر شوری و ترکیب یون‌های مختلف (آب مهندسی شده) در دماهای مختلف، برروی میزان بازیافت نفت بررسی شده است، مطالعات نشان می‌دهد که نه تنها یون‌های فعالی نظیر (Ca^{2+}, Mg^{2+}) و (SO_4^{2-}) در اصلاح میزان ترشوندگی سنگ مخزن حائز اهمیت می‌باشند، بلکه حضور مقادیری یون غیر فعال نظیر (Na^+) و (Cl^-) بروی فرآیند اصلاح ترشوندگی نیز موثر می‌باشند. نتایج به‌دست آمده در این آزمایش‌ها نشان می‌دهد که آب دریای تهی از یون‌های (Na^+) و (Cl^-) اثر بیشتری در میزان تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی نسبت به آب دریای غنی از یون‌های (Na^+) و (Cl^-) بوده است، خواهد داشت [۳۳-۳۷].

میزان اضافی‌تر بازیافت نفت ناشی از روش سیلاب‌زنی با آب کم‌شور بسته به تاریخچه تزریق آب در میدان و پیچیدگی‌های مخزن متفاوت است. شواهد میدانی اخیر نشان می‌دهد که بهبود تولید نفت تخمینی سیلاب‌زنی با آب کم‌شور در کربنات‌ها می‌تواند تا ۶٪ الی ۱۰٪ فراتر از تزریق آب دریا معمولی در میادین عربستان سعودی باشد. مکانیسم‌های روش سیلاب‌زنی با آب را می‌توان به دو گروه اصلی واکنش و برهم‌کنش میان سنگ-سیال و برهم‌کنش سیال-سیال تقسیم کرد [۲۲-۲۳] در سال‌های اخیر تغییری در درک بهتر از واکنش و برهم‌کنش دو سیال صورت گرفته است که اهمیت نسبی دو برهم‌کنش توسط شرایط اولیه سیستم و شیمی آب تزریقی مشخص می‌شود. واکنش و برهم‌کنش میان سنگ و سیال در نقطه تماس فصل مشترک سنگ و نفت و واکنش و برهم‌کنش میان دو سیال در فصل مشترک آب و نفت رخ می‌دهد [۲۳-۲۴] برخی از مکانیسم‌ها مانند امولسیون، تغییرات ویسکوالاستیسیته و مهاجرت ذرات ریز نیاز به شرایط جریان دارند، درحالی‌که برخی دیگر مانند تبادل کاتیونی، اسمز، تشکیل میکرودریسپریون، انبساط لایه دوگانه الکتریکی^۱ و تغییر کشش بین‌سطحی^۲ می‌توانند بدون جریان رخ دهند. این بدان معنی است که در طول جریان، فعل و انفعالات اضافی رخ می‌دهد که به کارآیی سیلاب‌زنی با آب کم‌شور کمک می‌کند و آن‌ها را نمی‌توان صرفاً با انجام آزمایش‌های استاتیک مورد بررسی قرار داد بررسی مکانیسم‌های پیشنهادی نشان می‌دهد که اکثر محققان تغییر ترشوندگی یا نوعی واکنش سطحی را به‌عنوان فرآیند کنترل (یا پدیده‌های اصلی) شناسایی کرده‌اند که ترشوندگی تأثیر قابل توجهی بر بازیافت نفت دارد [۲۴-۲۷]. مشاهدات دیگر محققین این حوزه نشان داده است، که تاثیر کاهش غلظت یون (Na^+) ، (Cl^-) و افزایش غلظت یون سولفات در آب مهندسی شده را بر میزان بازیابی نفت از مغزه‌های کربناته را بررسی نمودند. آن‌ها

1. Electrical Double Layer (EDL)

2. Interfacial Tension (IFT)

کلسیم را در فاصله زمانی مطلوب برای سیلاب‌های شیمیایی-قلیایی نگه می‌دارد. لازم به ذکر است که استفاده از Na_2SO_4 در سیلاب‌های شیمیایی ممکن است باعث ایجاد مشکلاتی در کاربردهای میدانی شود و بنابراین باید اقدامات احتیاطی انجام شود. اگر آب سازند حاوی مقادیر قابل توجهی Ba^{2+} یا Sr^{2+} باشد، به دلیل احتمال تشکیل رسوبات سولفاته مضر نباید از Na_2SO_4 برای تزریق شیمیایی استفاده کرد. همچنین اگر غلظت کلسیم آب نمک سازند زیاد باشد، تزریق Na_2SO_4 ممکن است باعث رسوب ژپس شود و از این رو نباید از آن استفاده کرد [۴۸-۵۰].

شریعت‌پناهی و همکارانش به این نتیجه رسیدند که حضور کانی انیدریت در سنگ با کاهش نیروهای جاذبه بین اجزاء قطبی نفت خام و سنگ مخزن روی ترشوندگی اولیه سنگ تأثیر می‌گذارد [۴۱]. برخی از مطالعات آزمایشگاهی انجام شده توسط دانشمندان به این نتیجه رسیده است که حلالیت سنگ انیدریت و سازوکار حلالیت سنگ به‌عنوان یکی از مکانیزم‌های اصلی تغییر ترشوندگی به حساب می‌آید [۴۲]. حلالیت سنگ انیدریت در فرآیند تزریق آب کم شور باعث تولید یون سولفات شده که از نظر شیمیایی به‌عنوان جای تغییردهنده ترشوندگی عمل می‌کند. از طرفی، انحلال سنگ باعث افزایش ارتباط بین حفرات سنگ و در نتیجه افزایش تراوایی می‌شود [۴۳] با این حال، برخی از پژوهش‌گران نشان داده اند که انحلال سنگ انیدریت سازوکار اصلی تغیر ترشوندگی سنگ در فرآیند تزریق آب کم شور/هوشمند نیست [۴۴-۴۵]. آن‌ها در تحقیقی دیگر، تعدادی تست آشام خود به‌خودی را بر روی نمونه‌های دولومیتی با آب رقیق شده دریا (۱۰ و ۱۰۰ بار) اجرا کردند. آنها مشاهده کردند که رقیق‌سازی ۱۰ بار موفق به افزایش ضریب بازیافت به میزان ۱۵٪ شد درحالی‌که رقیق‌سازی ۱۰۰ بار به‌طور قابل توجهی بازیابی نفت را تغییر نداد [۵۱-۵۵].

در اغلب اوقات در بازیافت نفت ثانویه، از آب با ترکیب ٪ مشابه با آب سازند استفاده می‌گردد که به‌علت استفاده از آب مشابه، تغییری در کشش بین‌سطحی سیالات و ترشوندگی مخزن مشاهده نمی‌شود. از این رو تزریق این آب در دسته‌بندی تزریق ثانویه قرار خواهد گرفت [۳۸-۴۲]. در مقابل تزریق آب با ترکیب ٪ متفاوت با آب سازند به دلیل ایجاد تغییرات در کشش بین‌سطحی و ترشوندگی سنگ مخزن، در زمره روش‌های بازیافت ثالثیه دسته‌بندی می‌گردد که اثرگذاری بیشتر این روش در افزایش بازیافت نفت با به‌دست آوردن ترکیب بهینه و موثر از نمک‌ها و یون‌های مختلف به وجود خواهد آمد. این روش‌ها که عموماً از آن به‌عنوان تزریق آب کم‌شور یا آب مهندسی شده و مدیریت پیشرفته یون یاد می‌شود، باعث دسترسی آسان به آب تزریقی، عدم آسیب به محیط زیست، عدم نیاز به افزودن مواد شیمیایی خاص و کم‌هزینه بودن عملیات می‌گردد که در سالیان اخیر مورد توجه محققان قرار گرفته است [۴۳-۴۶]. کاظم‌پور و همکاران بر روی این موضوع تحقیق کردند که افزودن اتیلن دی آمین تترا استیک اسید باعث تشدید انحلال انیدریت می‌شود که در عمل احتمال آسیب سازند را افزایش می‌دهد. از سوی دیگر، اگر انیدریت در مجموعه سنگ وجود نداشته باشد، اتیلن دی آمین تترا استیک اسید در اصل می‌تواند برای جداسازی کاتیون‌های دو ظرفیتی در شرایط pH نسبتاً بالا استفاده شود. [۴۷] همان‌طور که قبلاً مطالعه شده است افزایش فشار انحلال انیدریت را بدون توجه به مقادیر دما و شوری افزایش می‌دهد، بر این اساس، انحلال انیدریت بررسی شده در این مطالعه ممکن است در سازندهای با فشار بالاتر شدیدتر باشد. همان‌طور که در این مطالعه نشان داده شد، استفاده از مخلوط سدیم هیدروکسید و سدیم سولفات با غلظت‌های مهندسی شده از انحلال شدید انیدریت و تشکیل پورتالاندیت جلوگیری می‌کند و pH و غلظت

• سنگ

مغزه‌های مورد استفاده در این آزمایش، نمونه‌های واقعی مغزه‌گیری شده از سنگ مخزن مورد مطالعه با اندازه‌های یکسان می‌باشد. جهت بررسی خواص سنگ پارامترهایی مانند نفوذپذیری مطلق، میزان تخلخل، نوع و % کانی‌ها اندازه‌گیری شده است که در **جدول ۲ و ۳**، اطلاعات مربوط به هریک از مغزه‌ها و کانی‌شناسی آن‌ها مورد اشاره قرار گرفته است. این نکته قابل ذکر می‌باشد که با وجود تخلخل بالاتر مغزه دوم، ولی تراوایی آن ۳۰٪ کمتر از مغزه اول است. این نشان‌دهنده توزیع حفرات متفاوت مغزه دوم می‌باشد که سبب تغییر بازیافت مغزه اول و دوم شده است.

• نفت

نفت مورد استفاده در این پژوهش دارای درجه API ۲۹ می‌باشد که خواص فیزیکی و شیمیایی مختلف آن در **جدول ۴** آمده است. همچنین **جدول ۵** نشان می‌دهد که درصد آسفالتین نفت مورد نظر بیش از ۳٪ می‌باشد. نتایج آنالیزهای دیگر بیان می‌نماید که نفت مذکور دارای ویسکوزیته ۳/۴ سانتی‌پويز در شرایط عملیاتی و مخزن می‌باشد. باید اشاره داشت آزمایشات تحت شرایط دما و فشاری مخزن انجام گردیده است. جهت شناخت بیشتر نفت در **جدول ۶** نتایج آزمون CHNSO آورده شده است.

• آب‌های کاندیدا جهت تزریق

به جهت انجام فرآیند ازدیاد برداشت پایه آبی از سه نمونه آب متفاوت استفاده گردیده است که این سه نمونه آب نیز حاصل ترکیب آب‌های تولید شده از دو مخزن متفاوت و هم‌جوار با میدان اصلی می‌باشد که با نسبت‌های متفاوت جهت تزریق، ترکیب گردیده‌اند. آب تزریقی اول حاصل ترکیب نمونه الف با نمونه ب به نسبت ۷۵ به ۲۵، آب تزریقی دوم نمونه ۴ برابر رقیق‌شده آب تزریقی اول و آب تزریقی سوم نیز نمونه ۲۰ برابر رقیق‌شده آب تزریقی اول می‌باشد. مشخصات یونی آب‌های تزریقی مورد استفاده در **جدول‌های ۷-۹** قابل مشاهده می‌باشد.

در این مطالعه سعی شده است که با توجه به تمامی موارد ذکر شده در بالا، با استفاده از نفت زنده به بررسی دقیق‌تر استفاده از آب کم شور واقعی برروی میزان بازیافت نفت و همچنین بررسی بیشتر بین سنگ‌های انیدریتی و سیال پرداخت. استفاده از نفت زنده نتایج را به شرایط واقعی‌تر مخزن نزدیک می‌کند. در ادامه ابتدا مواد و تجهیزات مورد استفاده بررسی گردیده است و سپس نتایج به‌دست آمده از این تحقیق مورد اشاره و بحث قرار گرفته است.

مواد و تجهیزات

مواد و تجهیزات مختلفی در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته است که در ادامه به‌صورت خلاصه مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

• آب سازندی

آب سازندی مورد استفاده مربوط به یکی از مخازن نفت جنوب غربی ایران می‌باشد که از نمونه واقعی آب سازندی آن مخزن به جهت انجام فرآیند اشباع‌سازی مغزه‌ها استفاده گردیده است که مشخصات یونی آب مورد استفاده در **جدول ۱** به نمایش درآمده است.

جدول ۱ ترکیب یونی آب سازندی

غلظت (mg/L)	یون
۷۰۰۰	کلسیم
۳	آهن
۹۸۰	پتاسیم
۱۸۰۰	منیزیم
۷۰۰۰۰	سدیم
۲۰>	سیلیسیم
۸۹۰	استرانسیم
۶	گوگرد
۱۰۰۰	سولفات
۱۳۱۰۰۰	کلر
۲۱۲۰۰۰	شوری کل
۶/۶۸	PH

جدول ۲ مشخصات فیزیکی مغزه‌های مورد استفاده

شماره مغزه	طول (cm)	قطر (cm)	تخلخل (%)	تراوایی (mD)	نفت اولیه درجا (cc)	اشباع آب همزاد (%)
A1	۴/۹۱	۳/۸	۱۲/۴۴۴	۱/۰۱۰	۵/۹	۱۴/۸۱
A2	۴/۸۶	۳/۷۳	۱۳/۵۶۸	۰/۶۸۲	۵/۱	۲۳/۹۵

جدول ۳ کانی‌شناسی مغزه‌های مورد استفاده جهت تزریق

نمونه سنگ کانی	A1	A2
کوارتز	%۵/۹	%۳/۵
دولومیت	%۵۷/۱	%۵۸/۵
انیدریت	%۳۷	%۳۸

جدول ۴ مشخصات خواص نفت

API	Rs (SCF/STB)	Bo @ Pb (Rbbl/STB)	μ_o @ P=3555, T=88C (cp)	ρ (gr/cc)
۲۹	۹۶۵	۱/۵	۳/۴	۰/۸۳

جدول ۵ نتایج آزمون SARA

Saturate (%)	Aromatic (%)	Resin (%)	Asphaltene (%)
۵۸/۳	۳۲/۶	۵/۷	۳/۴

جدول ۶ نتایج آزمون CHNSO

Carbon (%)	Hydrogen (%)	Nitrogen (%)	Sulfur (%)	Oxygen (%)
۸۴/۵	۱۱/۸	<۰/۵	۳/۲۵	۰/۱

جدول ۷ آب‌های تزریقی مورد استفاده در سناریوهای تزریق

عنوان	منابع
آب تزریقی اول (IW)	(الف %۷۵ ب %۲۵)
آب تزریقی دوم (IW/۴)	۴ / (الف %۷۵ ب %۲۵)
آب تزریقی سوم (IW/۲۰)	۲۰ / (الف %۷۵ ب %۲۵)

جدول ۸ ترکیب یونی آب تولیدی جهت کاندید آب تزریقی

ب	الف	واحد	عنوان
۱۵۰/۰۰	۴۷۰/۰۰	mg/L HCO ³⁻	قلیائیت کل
۱۵۰/۰۰	۴۷۰/۰۰	mg/L HCO ³⁻	بی کربنات
۱۴/۰۰	۵۶۰/۰۰	mg/L S ²⁻	سولفید
۳۵۰/۰۰	۴۲۰/۰۰	mg/lit S04 ²⁻	سولفات
۱۳۱۰۰۰/۰۰	۱۱۵۰۰۰/۰۰	mg/L Cl	کلراید
۱۳۰۰۰/۰۰	۱۱۰۰۰/۰۰	mg/L Ca ²⁺	کلسیم
۱۱۰۰/۰۰	۳۸۰۰/۰۰	mg/L K ⁺	پتاسیم
۱۹۰۰/۰۰	۱۲۰۰/۰۰	mg/L Mg ²⁺	منیزیم
۶۴۰۰۰/۰۰	۵۸۰۰۰/۰۰	mg/lit Na ⁺	سدیم
۶۴۰/۰۰	۹۰۰/۰۰	ppm	استرانسیوم
ب	الف	واحد	عنوان
۱۵۰/۰۰	۴۷۰/۰۰	mg/L HCO ³⁻	قلیائیت کل
۱۵۰/۰۰	۴۷۰/۰۰	mg/L HCO ³⁻	بی کربنات
۱۴/۰۰	۵۶۰/۰۰	mg/L S ²⁻	سولفید
۳۵۰/۰۰	۴۲۰/۰۰	mg/L S04 ²⁻	سولفات
۱۳۱۰۰۰/۰۰	۱۱۵۰۰۰/۰۰	mg/L Cl	کلراید
۱۳۰۰۰/۰۰	۱۱۰۰۰/۰۰	mg/L Ca ²⁺	کلسیم
۱۱۰۰/۰۰	۳۸۰۰/۰۰	mg/L K ⁺	پتاسیم
۱۹۰۰/۰۰	۱۲۰۰/۰۰	mg/L Mg ²⁺	منیزیم
۶۴۰۰۰/۰۰	۵۸۰۰۰/۰۰	mg/L Na ⁺	سدیم
۶۴۰/۰۰	۹۰۰/۰۰	ppm	استرانسیوم

جدول ۹ ترکیب یونی آب‌های تزریقی

عنوان	واحد	IW	IW/۴	IW/۲۰
هدایت الکتریکی	mS/cm	۳۲۷۷۵۰/۰۰	۸۱۹۳۷/۵۰	۱۶۳۸۷/۵۰
کل جامدات محلول	mg/L	۲۱۷۲۴۳/۲۵	۵۴۳۱۰/۸۱	۱۰۸۶۲/۱۷
قلیائیت کل	mg/L HCO ³⁻	۳۹۰/۰۰	۹۷/۵۰	۱۹/۵۰
بی کربنات	mg/L HCO ³⁻	۳۹۰/۰۰	۹۷/۵۰	۱۹/۵۰
سولفید	mg/L S ²⁻	۴۲۳/۵۰	۱۰۵/۸۸	۲۱/۱۸
سولفات	mg/L SO ₄ ²⁻	۴۰۲/۵۰	۱۰۰/۶۳	۲۰/۱۳
کلراید	mg/L Cl	۱۱۹۰۰۰/۰۰	۲۹۷۵۰/۰۰	۵۹۵۰/۰۰
کلسیم	mg/L Ca ²⁺	۱۱۵۰۰/۰۰	۲۸۷۵/۰۰	۵۷۵/۰۰
منیزیم	mg/L Mg ²⁺	۱۳۷۵/۰۰	۳۴۳/۷۵	۶۸/۷۵
سدیم	mg/L Na ⁺	۵۹۵۰۰/۰۰	۱۴۸۷۵/۰۰	۲۹۷۵/۰۰
استرانسیوم	ppm	۸۳۵/۰۰	۲۰۸/۷۵	۴۱/۷۵

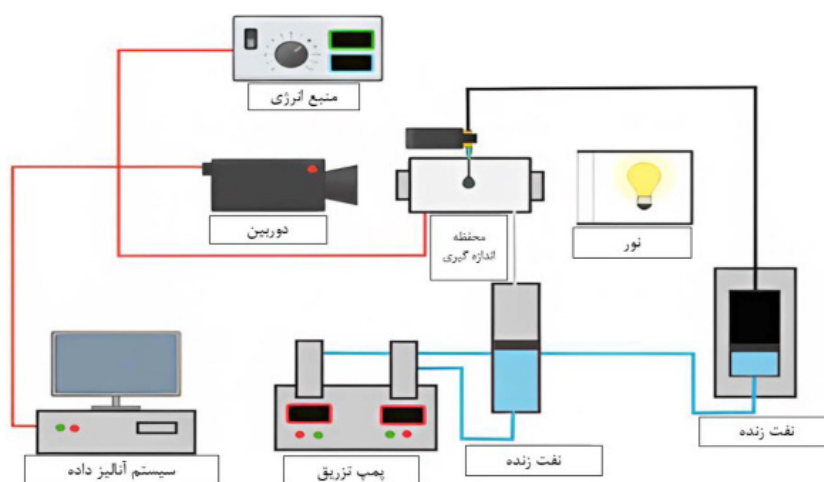
• اندازه‌گیری پتانسیل زتا سطح

از مغزه‌های مورد استفاده، پودر سنگی تهیه شده است که به‌جهت اطمینان از یکنواختی پودر، از صفحات فیلتر ۵ µm عبور داده و سپس به‌مدت ۴۸ h در محفظه‌ای شیشه‌ای حاوی آب سازند قرار گرفته است. پس از آن پودر سنگ در تماس قرار گرفته با آب سازندی در آون خشک گردیده، و پس از آن پودر سنگ در محفظه‌ای شیشه‌ای حاوی نفت گرفته است و در نهایت جهت طی شدن فرآیند پیرشدگی در محفظه استیل با قابلیت تحمل دما و فشار قرار داده شده است. پس از گذشت ۱۵ روز، پودر سنگ پیر شده در نفت را از محفظه خارج نموده و تحت همان دما به آرامی خشک گردیده است. در نهایت با استفاده از ۰/۰۱ گرم پودر سنگ و آب‌های مورد استفاده (آب سازندی، آب تزریقی، آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده و آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده) سوسپانسیون آب‌ها و پودر سنگ ساخته می‌شود و با استفاده از دستگاه التراسونیک سوسپانسیون ساخته شده را پایدار می‌سازیم. پس از گذشت ۲۴ h و کسب اطمینان از برقراری تعادل، اختلاف پتانسیل سطح آن با استفاده از دستگاه (Zeta Sizer) مدل (Zs) ساخت شرکت (Malvern)

اندازه‌گیری می‌شود. طریق اندازه‌گیری به این صورت است که سوسپانسیون پایدار در محفظه دستگاه قرار گرفته و کل محلول تحت تاثیر میدان الکتریکی قرار می‌گیرد و در نهایت اختلاف پتانسیل آن در چند نوبت اندازه‌گیری خواهد شد.

• دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی

به‌جهت اندازه‌گیری کشش بین‌سطحی نمونه‌ها در مجاورت آب‌های مورد استفاده (آب تزریقی، آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده و آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده) از روش قطره آویزان در شرایط فشار و دمای مخزن استفاده شده است. در این روش با تشکیل قطره نفت در آب به‌صورت معلق و با استفاده از تصویربرداری از پروفایل شکل قطره تا زمان رسیدن به‌مقدار تعادلی، مقدار کشش بین‌سطحی اندازه‌گیری می‌شود. همان‌طور که از شکل ۲ پیداست، این دستگاه از دو محفظه تجمع‌کننده سیال، محفظه کشش سطحی جهت اندازه‌گیری، کمربند حرارتی جهت اعمال دمای مورد نظر، پمپ فشار بالا برای تزریق سیالات، دوربین جهت ثبت وقایع، صفحه نوری جهت مشاهده داخل محفظه کشش سطحی و کامپیوتر جهت ذخیره‌سازی تصاویر تشکیل شده است.



شکل ۲ شماتیک دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی بین سیالات

• دستگاه سیلاب‌زنی به مغزه

به جهت بررسی میزان بازیافت نفت در فرآیند تزریق آب‌های مورد نظر، از این دستگاه استفاده گردیده است که قابلیت انجام آزمایشات بر روی مغزه تحت دما و فشار بالا را دارا می‌باشد. این دستگاه شامل یک پمپ DBR با قابلیت تزریق در دبی و فشار ثابت، چهار سیلندر جابه‌جا کننده سیال، جریان سنج جرمی، نگهدارنده مغزه، سیستم گرمایشی، پمپ دستی اعمال فشار هیدرولیکی خارجی در اطراف مغزه، تثبیت کننده فشار، سنسورهای فشار، تفکیک کننده نفت و گاز و در نهایت سیستم ثبت داده می‌باشد. شماتیک دستگاه تزریق آب استفاده شده در آزمایشات در شکل ۳ نشان داده شده است.

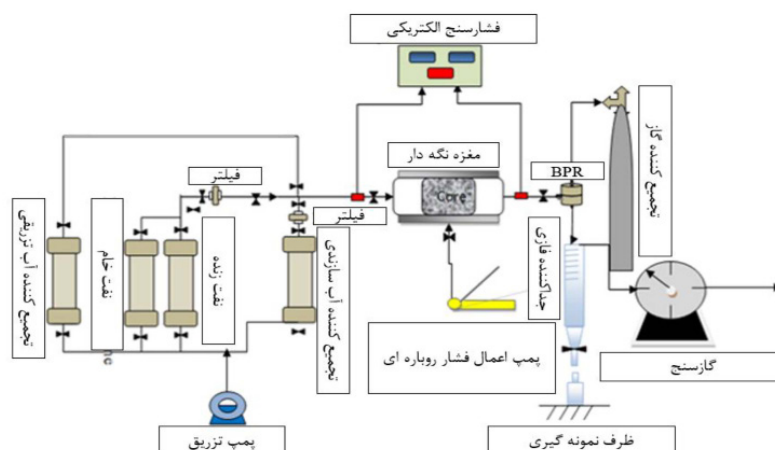
نتایج

بر اساس آزمایشات صورت گرفته، نتایج هر یک از بخش‌های انجام شده، به صورت جداگانه در ادامه مورد اشاره قرار می‌گیرد.

• پتانسیل زتا

آگاهی از اندازه پتانسیل زتا سطح جامد/ آب شور/ نفت به جهت دستیابی به نوع ترشوندگی سطح، پیش از انتخاب سیال بهینه تزریقی در جهت افزایش ضریب برداشت نفت حائز اهمیت می‌باشد. از نظر علمی، اختلاف پتانسیل بین لایه مضاعف

ذره تحت میدان الکتریکی و محیط سیال به عنوان پتانسیل زتا تعریف می‌شود. در فرآیند تزریق آب بر روی سطوح کربناته، علامت پتانسیل زتا تعیین کننده نوع و میزان ترشوندگی سنگ است. پتانسیل زتای مثبت علامت نفت دوستی سطح کربناته و پتانسیل زتای منفی علامت آب دوستی سطح کربناته می‌باشد که فاصله این مقدار از عدد صفر در اعداد منفی نشان دهنده میزان نفت دوستی سطح سنگ می‌باشد. در حالت کلی بیشترین پایداری زمانی ایجاد می‌شود که قدرت یونی سیال کم و اختلاف پتانسیل آب- سطح سنگ و آب- نفت هم علامت باشند. بنابراین ترکیب یونی آب تزریقی باید به گونه‌ای طراحی شود که تغییری در پتانسیل زتا آب- سنگ ایجاد کند که هم علامت با پتانسیل زتا آب- نفت گردد تا افزایش بازیابی نفت صورت پذیرد. به جهت بررسی میزان قدرت ایجاد تغییر ترشوندگی توسط آب‌های مورد استفاده، پودر سنگ‌ها از مغزه‌های اصلی موجود در این مطالعه تهیه شده و مطابق با فرآیند بیان شده در قسمت مواد و تجهیزات تحت فرآیند پیرشدگی قرار گرفته‌اند. اندازه‌گیری پتانسیل زتا در دمای 25°C و $\text{pH}=7$ برای سوسپانسیون‌های تشکیل شده از آب تزریقی، آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده و آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده انجام گردیده است.



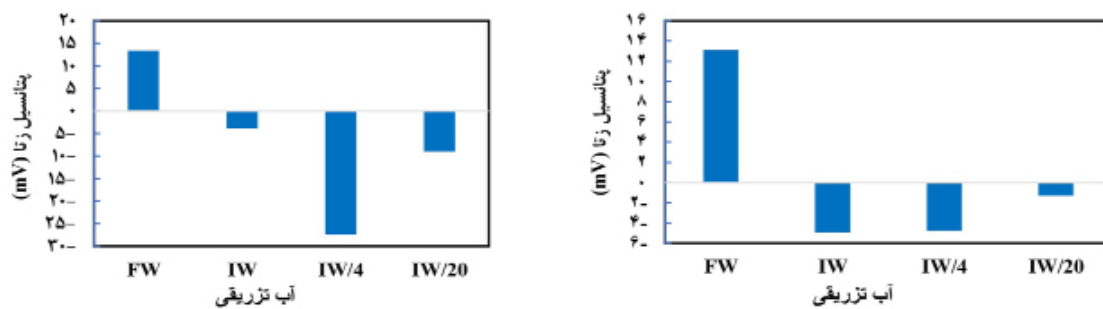
شکل ۳ شماتیک دستگاه سیلاب زنی تزریق آب

کاهش بیشتر میزان پتانسیل زتا می شود. همچنین رقیق سازی آب تزریقی باعث تغییر ترشوندگی سطح سنگ می گردد. این اتفاق بر واکنش های میان سنگ و سیال تأثیر به سزایی خواهد داشت که در نتیجه باعث کاهش میزان پتانسیل زتا می گردد. آب تزریقی چهار برابر رقیق شده منجر به افزایش آبدوست شدن سنگ می شود که باعث کاهش بیشتر میزان پتانسیل زتا می شود.

• کشش سطحی بین سیالات

جهت بررسی اثر ترکیبات نفت در اندازه کشش بین سطحی و اثرگذاری آن در یک فرآیند سیلاب زنی با آب های منتخب (آب تزریقی، آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده و آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده)، تست اندازه گیری کشش بین سطحی در شرایط دما و فشار مخزن انجام شده است. نتایج تغییرات کشش بین سطحی تعادلی نفت خام مخزن و آب های کاندید در جدول ۱۰ مشاهده می شود. به طور مشخص آب تزریقی اول به علت غلظت یونی بیشتر از کشش بین سطحی کمتری برخوردار بوده است. علت این اتفاق قدرت یونی بالای آب تزریقی است که سبب تشکیل لایه دوگانه الکتریکی پایدارتری در محلول، بین سیال ها می گردد. در نتیجه این لایه دوگانه پایدار می تواند منجر به کاهش کشش بین سطحی شود.

همچنین، شکل ۴ نتایج پتانسیل زتا آب های مورد استفاده بر روی مغزه های A۱ (نمودار سمت راست) و A۲ (نمودار سمت چپ) را نشان می دهد. آب با شوری بالا دارای قدرت یونی بالاتری است که می تواند منجر به تشکیل لایه های دوگانه الکتریکی قوی دور ذرات در محلول گردد و میزان پتانسیل زتا را کاهش (منفی تر) دهد، همچنین رقیق سازی آب تزریقی می تواند باعث تضعیف لایه های دوگانه الکتریکی و کاهش بیشتر میزان پتانسیل زتا (منفی تر) شود. مجموع دلایل ذکر شده منجر به تنش یونی کمتر می گردد که می تواند سبب کاهش پوشش بارهای سطحی روی سنگ شود. این امر باعث می شود که سطح سنگ به شدت منفی گردد. نتایج به دست آمده نشان می دهد که آب تزریقی چهار برابر رقیق شده نسبت به دیگر آب های تزریقی اثر بخشی مطلوب تری داشته است. دلیل اینکه حین استفاده از آب تزریقی چهار برابر رقیق شده نسبت به آب تزریقی بیست برابر رقیق شده نتیجه بهتری حاصل گردیده، قدرت یونی بیشتر این آب نسبت به آب تزریقی بیست برابر رقیق شده می باشد در حالی که هر دو آب های تزریقی رقیق شده دارای میزان قدرت یونی کمتری نسبت به آب تزریق اصلی می باشند. حضور یون های بیشتر در آب چهار برابر رقیق شده نسبت به بیست برابر رقیق شده، تأثیر قابل اهمیتی بر شارژ سطحی سنگ ها داشته و منجر به



شکل ۴ نتایج پتانسیل زتا آب‌های مورد استفاده بر روی مغزه‌های A۱ (نمودار سمت راست) و A۲ (نمودار سمت چپ)

جدول ۱۰ کشش بین‌سطحی تعادلی نفت خام مخزن و آب‌های کاندیدی

نمونه آب	IW	IW/۴	IW/۲۰
کشش بین‌سطحی (mJ/m^2)	۱۱/۳۴	۱۶/۳۹	۱۷/۱۷

بوده است و این نشان‌دهنده این موضوع است که آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده باعث رفتار بیشتر آب‌دوستی سنگ مورد نظر شده است.

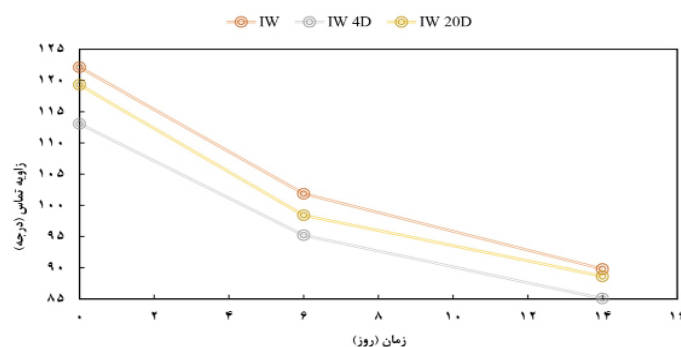
• ازدیاد برداشت پایه آبی

مجموعه آزمایش‌های ازدیاد برداشت نفت در این مطالعه در دمای 88°C و فشار 3450 psi می‌باشد که شامل تزریق آب اختلاط یافته مخزنی به‌همراه آب اختلاط یافته رقیق شده است. در این آزمایشات ابتدا مغزه‌های مورد نظر توسط آب سازندی به اشباع آب اولیه رسیده‌اند و پس از آن نفت مرده یکی از مخازن نفت جنوب غربی ایران به نرخ تزریق 0.5 cc/min به‌جهت رسیدن به اشباع آب همزاد به هریک از آن‌ها تزریق شده است. در نهایت به‌جهت بازیابی ترشوندگی مخزن و قرارگیری مغزه‌ها در حالت نفت دوست، به‌مدت ۴۰ روز هر یک از مغزه‌ها در محفظه حرارتی تحت دمای 80°C قرار گرفته‌اند. پس از آن جهت آغاز فرآیند سیلاب‌زنی مغزه‌ها توسط آب‌های تزریقی، مغزه‌ها در محفظه نگهدارنده گذاشته شده است. نکته مهم در این آزمایشات این می‌باشد که به‌جهت نزدیک‌تر بودن نتایج به شرایط واقعی، مغزه‌ها در این مرحله توسط نفت زنده همان مخزن اشباع گردیده‌اند و تراوایی هر مغزه توسط نفت زنده مورد اندازه‌گیری قرار گرفته است.

همچنین آب تزریقی اول، دارای غلظت بیشتری از یون‌هاست که می‌توانند با یون‌های موجود در مرز نفت خام رقابت مؤثر داشته باشند که این رقابت می‌تواند با تشویق جذب گونه‌های یونی در مرز نفت-آب به کاهش کشش بین‌سطحی منجر شود. باید اشاره نمود که رقیق‌سازی آب تزریقی به‌شدت قدرت یونی آن را کاهش می‌دهد زیرا رقیق‌سازی اولیه آب تزریقی و انحراف آن از حالت تعادل به آب چهار برابر رقیق شده منجر به کاهش چشم‌گیری در قدرت یونی می‌شود که بر واکنش سطح بین دو سیال تأثیر به‌سزایی داشته و باعث افزایش چشم‌گیر در کشش بین‌سطحی می‌شود. با این حال، رقیق‌سازی بیشتر از چهار برابر به ۲۰ برابر قدرت یونی را به نحو محدودی تغییر دهد که منجر به تثبیت کشش بین‌سطحی بیشتری می‌شود.

• تغییرات زاویه تماس

شکل ۵ تغییرات زاویه تماس را برای سه آب تزریقی مورد نظر نشان می‌دهد و همان‌گونه که نشان داده شده است با گذشت زمان بعد از ۲ هفته، میزان تغییرات زاویه تماس کاهش یافته است و این تغییرات برای سه آب تزریقی در روز ۱۴ نزدیک به یکدیگر بوده و نتایج نشان می‌دهد که آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده نسبت به آب تزریقی و آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده دارای مقدار کمتری



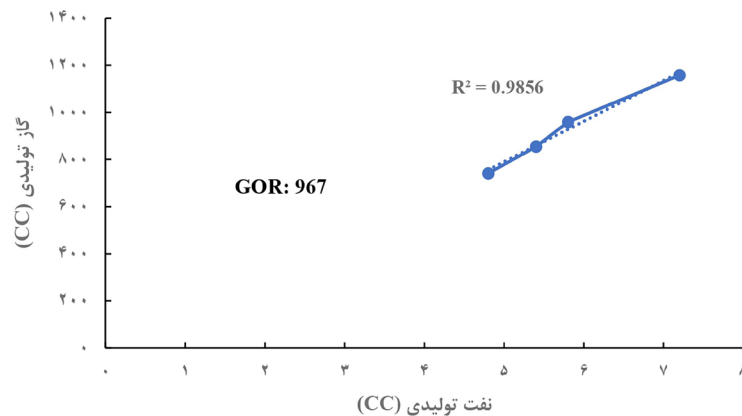
شکل ۵ نتایج تغییرات زاویه تماس آب‌های تزریقی مورد استفاده

تزریقی ثالثیه استفاده گردیده است. همچنین در ادامه نیز آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده ($IW/20$) نیز تزریق شده است. نمودار افت فشار در طول مغزه برحسب PV تزریقی آب در شکل ۷ نمایش داده شده است. در ابتدا تا زمان ورود کامل آب به مغزه اختلاف فشار دو سر مغزه افزایش یافته و پس از آن با افت فشار در شرایط پایدار قرار می‌گیرد. میزان بازیافت نفت برحسب PV تزریقی برای ۳ نمونه آب تزریقی در شکل ذیل نمایش داده شده است که بازیافت نهایی نفت در این آزمایش حدود $55/93\%$ می‌باشد. همان‌طور که از شکل ۸ پیداست آب تزریقی اول به‌علت حجم بالای نفت موجود در مغزه، ضریب بازیابی بالایی را داشته است. شکل ۹، نتایج آنالیز آب خروجی از مغزه A1 در مقایسه با آب‌های تزریقی با شوری مختلف را نشان می‌دهد که در ادامه به بررسی تغییرات یون‌ها پرداخته می‌شود. در شکل میتوان تغییرات خروجی را نسبت به آب تزریق شده در نمونه مشاهده کرد. در نهایت و پس از پایان تست نیز مجدد نفت زنده به مغزه مورد آزمایش تزریق گردیده است و پس از رسیدن به نسبت گاز به نفت مخزن، مقدار تراوایی مغزه در سه نرخ تزریق متفاوت نفت زنده مورد اندازه‌گیری قرار گرفته است که در جدول ۱۲ مشاهده می‌گردد. نتایج به‌دست آمده از بررسی تراوایی نسبی برای آب تزریقی اول براساس مدل Corey در این آزمایش در شکل ۱۰ نشان داده است که پس از بیان نتایج حاصل شده از تزریق در مغزه دوم، به تحلیل آن پرداخته خواهد شد.

در نهایت نیز آب‌های مورد نظر نیز به‌جهت جلوگیری از ایجاد آسیب ناشی از نرخ تزریق بالا و همچنین جابه‌جایی بهتر نفت موجود (ایجاد حرکت پیستونی) در مغزه، با نرخ 0.5 cc/min تزریق گردیده است و تا زمان ثابت شدن اختلاف فشار دو سر مغزه ادامه یافته است.

• تزریق آب‌های تعیین شده در مغزه A1

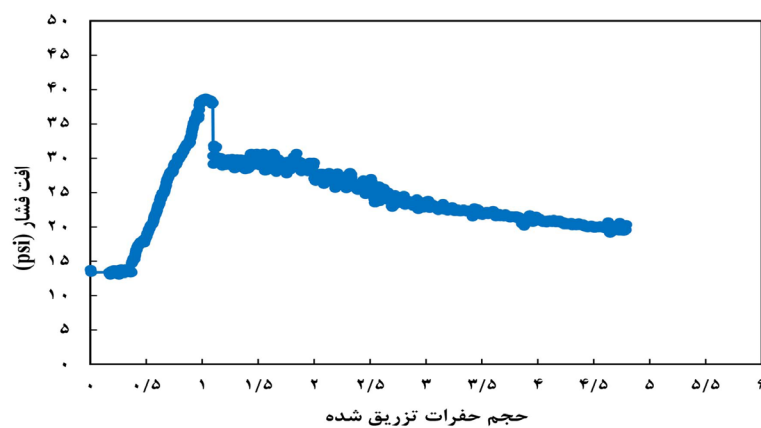
در فرآیند ازدیاد برداشت پایه آبی مغزه A1، پس از قرار دادن مغزه در داخل مغزه نگهدار، نفت زنده به‌جهت جابه‌جایی نفت مرده به مغزه تزریق می‌گردد که به‌جهت اطمینان حاصل نمودن برای آنکه مغزه توسط نفت زنده پر گردیده است، به اندازه‌گیری GOR نفت تولیدی پرداخته شده است که در شکل ۶ قابل مشاهده می‌باشد. نکته حائز اهمیت این می‌باشد که فرآیند تزریق تا زمان ثابت شدن مقدار نسبت گاز به نفت و همچنین برابری با مقدار GOR مخزن بایستی ادامه یابد. همان‌گونه که از نمودار فوق پیداست، مقدار نسبت گاز به نفت آن برابر با 967 SCE/STB می‌باشد که برابر با مقدار گزارش شده مخزن می‌باشد. پس از پایان فرآیند تعویض نفت مرده با نفت زنده، مقدار تراوایی مغزه با استفاده از نفت زنده در سه نرخ تزریق متفاوت اندازه‌گیری شده است که در جدول ۱۱ قابل مشاهده می‌باشد. در فرآیند تزریق، ابتدا آب تزریقی (IW) به‌عنوان تزریق ثانویه مورد استفاده قرار گرفته است و سپس از آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده ($IW/4$) به‌عنوان سیال



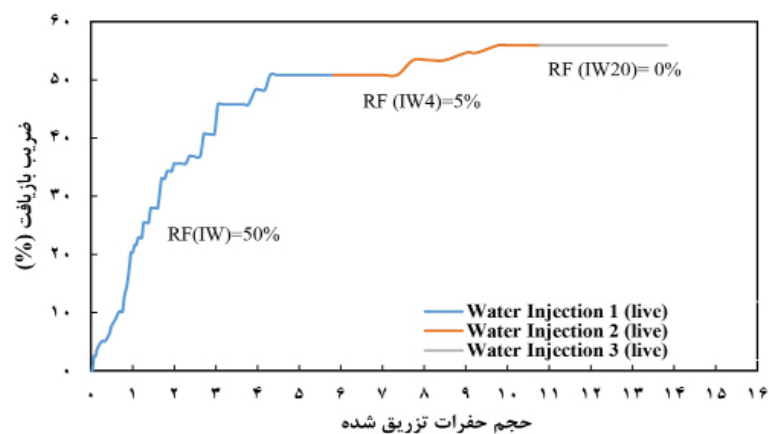
شکل ۶ نمودار نسبت گاز به نفت در نفت تولیدی از مغزه A۱ حین جایگزینی نفت زنده

جدول ۱۱ اختلاف فشار دو سر مغزه در دبی‌های مختلف تزریق نفت زنده جهت اندازه‌گیری تراوایی پیش از تزریق به مغزه A۱

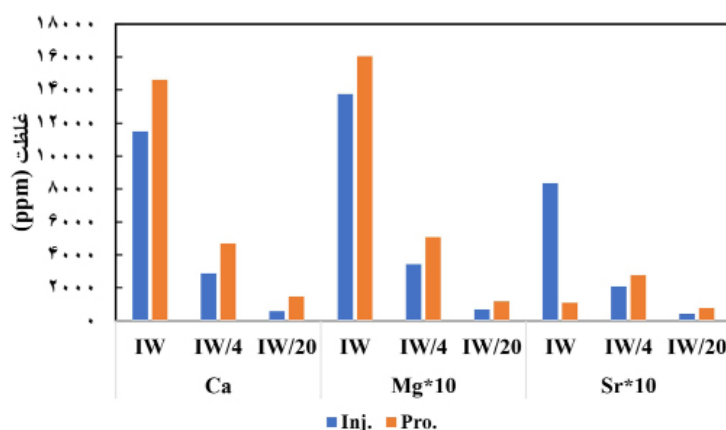
Q (cc/min)	DP (psi)	K (md)
۰/۰۳	۱۷	۰/۱۸
۰/۰۵	۲۷	
۰/۰۷	۳۶	



شکل ۷ افت فشار طول مغزه در فرآیند سیلاب‌زنی با آب مغزه A۱



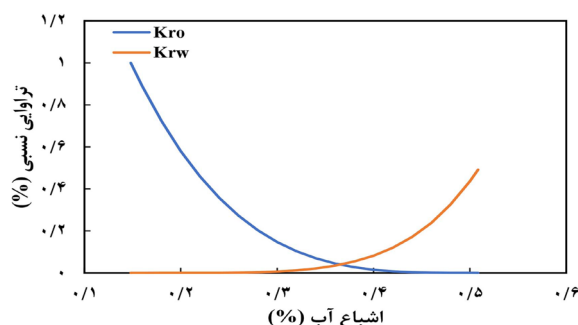
شکل ۸ میزان باز یافت نفت زنده برحسب PV آب تزریقی مغزه A۱



شکل ۹ نمودار تغییرات یونی آب تولیدی در سناریوهای تزریق در مغزه A۱

جدول ۱۲ اختلاف فشار دو سر مغزه در دبی‌های مختلف تزریق نفت زنده جهت اندازه‌گیری تراوایی پس از تزریق به‌مغزه A۱

Q (cc/min)	DP (psi)	K (md)
۰/۰۳	۵	۰/۴۲۴
۰/۰۵	۸	
۰/۰۷	۱۳	

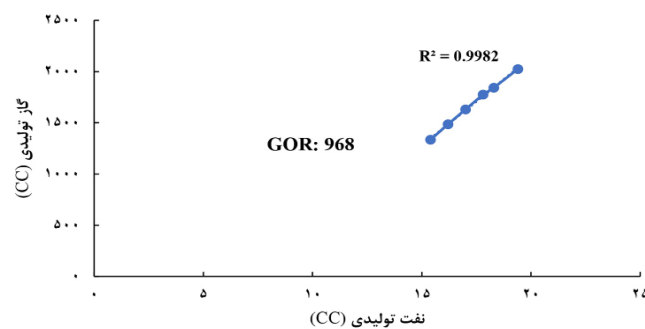


شکل ۱۰ نمودار تراوایی نسبی تزریق آب اول در مغزه A۱

نسبت گاز به نفت آن برابر با ۹۶۸ SCF/STB می‌باشد که برابر با مقدار گزارش شده مخزن می‌باشد. پس پایان فرآیند تعویض نفت مرده با نفت زنده، مقدار تراوایی مغزه با استفاده از نفت زنده در سه نرخ تزریق متفاوت اندازه‌گیری شده است که در **جدول ۱۳** قابل مشاهده می‌باشد. در فرآیند تزریق، ابتدا آب تزریقی (IW) به‌عنوان تزریق ثانویه مورد استفاده قرار گرفته است و سپس از آب تزریقی ۴ برابر رقیق شده (IW/۴) به‌عنوان سیال تزریقی ثالثیه استفاده گردیده است. همچنین در ادامه نیز آب تزریقی ۲۰ برابر رقیق شده (IW/۲۰) نیز تزریق شده است.

• تزریق آب‌های تعیین شده در مغزه A۲

در فرآیند ازدیاد برداشت پایه آبی مغزه A۲، پس از قرار دادن مغزه در داخل مغزه نگهدار، نفت زنده به‌جهت جابه‌جایی نفت مرده به‌مغزه تزریق می‌گردد که به‌جهت اطمینان حاصل نمودن برای آنکه مغزه توسط نفت زنده پر گردیده است، به اندازه‌گیری GOR نفت تولیدی پرداخته شده است که در **شکل ۱۱** قابل مشاهده می‌باشد. نکته حائز اهمیت این می‌باشد که فرآیند تزریق تا زمان ثابت شدن مقدار نسبت گاز به نفت و همچنین برابری با مقدار GOR مخزن بایستی ادامه یابد. همان‌گونه که از نمودار فوق پیدا است، مقدار



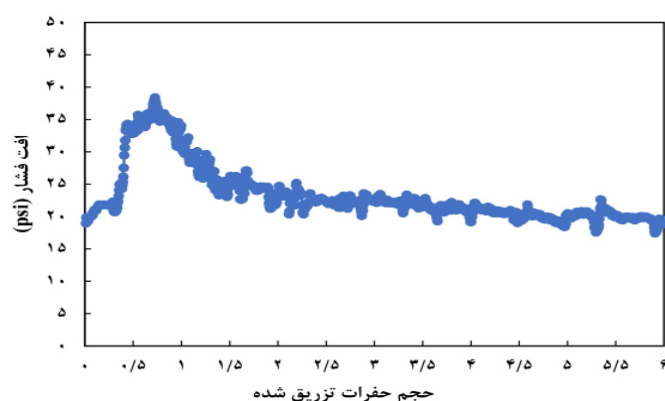
شکل ۱۱ نمودار نسبت گاز به نفت در نفت تولیدی از مغزه ۲ A حین جایگزینی نفت زنده

جدول ۱۳ اختلاف فشار دو سر مغزه در دبی‌های مختلف تزریق نفت زنده جهت اندازه‌گیری تراوایی پیش از تزریق به مغزه ۲A

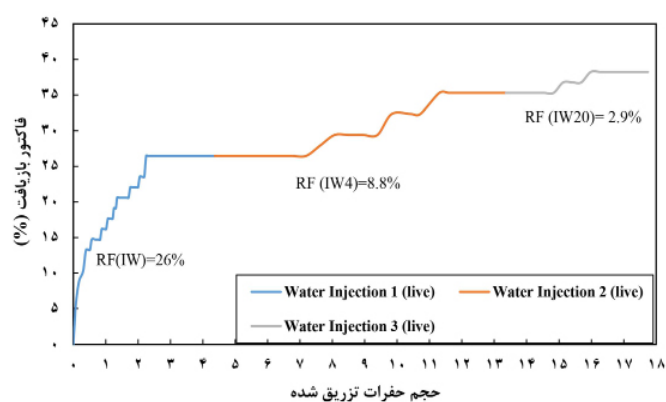
Q (cc/min)	DP (psi)	K (md)
۰/۰۳	۱۴	۰/۱۴۵
۰/۰۵	۲۷	
۰/۰۷	۴۰	

شکل ۱۵ نشان داده است که در ادامه به تحلیل آن پرداخته خواهد شد. نتایج به‌دست آمده از بازیافت نفت، آنالیز آب خروجی و تغییرات تراوایی مغزه‌ها قبل و بعد از انجام آزمایشات تزریق نشان می‌دهد که طول فرآیند تزریق انحلال انیدریت، به‌عنوان یک منبع برای یون سولفات می‌باشد که در حضور آب می‌تواند حل شود و یون سولفات را از دست بدهد که این انحلال انیدریت می‌تواند باعث ایجاد فضای منفذی جدیدی در سنگ گردد. همچنین به‌دلیل جنس سنگ، دولومیت می‌تواند با آب‌های تزریقی واکنش داده و همان‌طور که در **شکل‌های ۹ و ۱۴** به نمایش درآمده است، باعث آزادسازی یون‌های کلسیم و منیزیم گردد که در نتیجه باعث افزایش نفوذپذیری و میزان بازیافت نفت گردیده است. تبادل یونی صرفاً به‌عنوان یکی از مکانیزم‌های ازدیاد برداشت و واکنش‌های ژئوشیمیایی سنگ و سیال ذکر گردیده و تاثیر به‌سزایی در تغییر خواص سنگ دارد و دلیل ذکر کردن این مکانیزم تغییر در یون‌های کمتر در سنگ مخصوصاً یون منیزیم می‌باشد. همچنین مکانیزم‌های غالب دیگر انحلال کانی‌های سنگ از جمله کلسیت و انیدریت می‌باشد.

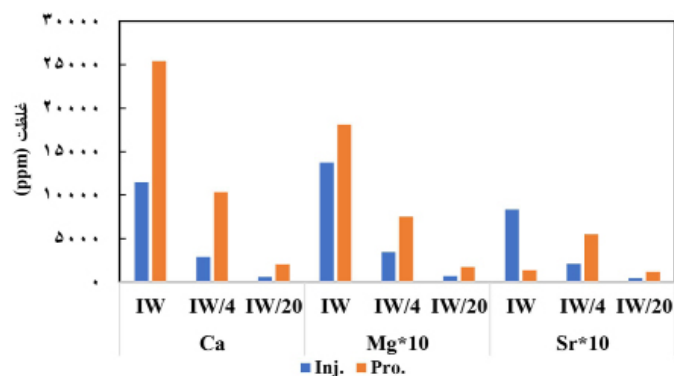
نمودار افت فشار در طول مغزه برحسب PV تزریقی آب در **شکل ۱۲** نمایش داده شده است. در ابتدا تا زمان ورود کامل آب به مغزه اختلاف فشار دو سر مغزه افزایش یافته و پس از آن با افت فشار در شرایط پایدار قرار می‌گیرد. میزان بازیافت نفت برحسب PV تزریقی برای ۳ نمونه آب تزریقی در **شکل ۱۳** نمایش داده شده است که بازیافت نهایی نفت در این آزمایش حدود ۳۸/۲۳٪ می‌باشد. همان‌طور که از نمودار پیدا است آب تزریقی اول به‌علت حجم بالای نفت موجود در مغزه، ضریب بازیابی بالایی را داشته است. **شکل ۱۴**، نتایج آنالیز آب خروجی از مغزه ۲A در مقایسه با آب‌های تزریقی با شوری مختلف را نشان می‌دهد که در ادامه به بررسی تغییرات یون‌ها پرداخته می‌شود. در نهایت و پس از پایان تست نیز مجدد نفت زنده به مغزه مورد آزمایش تزریق گردیده است و پس از رسیدن به نسبت گاز به نفت مخزن، مقدار تراوایی مغزه در سه نرخ تزریق متفاوت نفت زنده مورد اندازه‌گیری قرار گرفته است که در **جدول ۱۴** مشاهده می‌گردد. نتایج به‌دست آمده از بررسی تراوایی نسبی برای آب تزریقی اول براساس مدل Corey در آزمایش دوم در



شکل ۱۲ افت فشار در طول مغزه حین فرآیند سیلاب‌زنی با آب به‌مغزه A۲



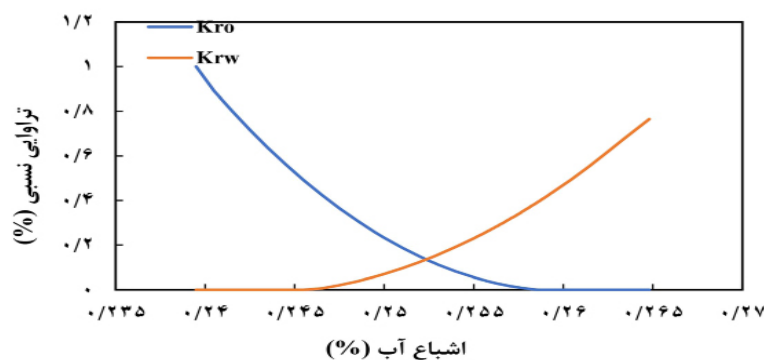
شکل ۱۳ میزان بازیافت نفت زنده برحسب PV آب تزریقی به‌مغزه A۲



شکل ۱۴ نمودار تغییرات یونی آب تولیدی در سناریوهای تزریق در مغزه A۲

جدول ۱۴ اختلاف فشار دو سر مغزه در دبی‌های مختلف تزریق نفت زنده جهت اندازه‌گیری تراوایی پس از تزریق به‌مغزه A۲

Q (cc/min)	DP (psi)	K (md)
۰/۰۳	۸	۰/۲۲۳
۰/۰۵	۱۷	
۰/۰۷	۲۵	



شکل ۱۵ نمودار تراوایی نسبی تزریق آب اول در مغزه A۲

که در مغزه A۲ با توجه به پایین بودن مقدار تراوایی مطلق، میزان تغییر ترشوندگی از نفت دوست به آبدوست کمتر بوده و به تبع آن میزان بازیافت نفت در این مغزه نیز کمتر می‌باشد. همچنین آب تزریقی بیست برابر رقیق شده با توجه به انحلال زیاد سنگ و واکنش‌های آن با آب‌های تزریقی قبل، تاثیری برروی تراوایی و میزان بازیافت سنگ نداشته است.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش اثر حضور کانی‌های انیدریت و دولومیت برروی تغییر ترشوندگی سنگ کربناته، برهم‌کنش سیال و سنگ و میزان بازیافت نفت توسط چندین تست آزمایشگاهی در بازه وسیعی از شوری مورد بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه چندین آب با شوری کاهش یافته به‌صورت دینامیک در دو مغزه، به شکل تزریق ثانویه و ثالثیه مورد سیلاب‌زنی انجام گرفت.

براساس نتایج آزمایش پتانسیل زتا و سیلاب‌زنی، رقیق کردن آب تزریقی منجر به کاهش میزان نفت‌دوستی سنگ می‌شود. کاهش شوری و رقیق شدن آب تزریقی باعث تضعیف قدرت یونی و لایه‌های دوگانه الکتریکی دور ذرات در محلول می‌گردد و میزان پتانسیل زتا را کاهش می‌دهد. فرایند تزریق در آزمون‌های سیلاب‌زنی در دو مغزه به‌صورت مشابه به این صورت بوده است که ابتدا آب تزریق اصلی، سپس آب تزریقی چهار برابر رقیق

با توجه به تغییرات PDIها (یون‌های منیزیم و کلسیم)، منبع تغییرات DPIها سطح سنگ می‌باشد لذا بعد از تزریق، تنها یون‌های سطح سنگ باعث تغییرات یون‌های خروجی از آب تزریقی می‌باشند که این اتفاق به‌دلیل تبادل یونی می‌باشد. همچنین تغییر ترشوندگی نیز در افزایش بازیافت نفت از مغزه‌ها تاثیر به‌سزایی داشته است. ایجاد تغییر در ترکیبات معدنی و واکنش‌های سطحی می‌تواند باعث تغییر ترشوندگی سطح سنگ گردد که اگر این تغییر به‌سمت آب دوست شدن میل نماید می‌تواند جریان سیال را بهبود و نفوذپذیری را افزایش دهد. با توجه به نتایج تغییر ترشوندگی و حجم بالای تزریق آب، که باعث ایجاد تغییر ترشوندگی می‌شود، توقف در تولید و سپس شروع تولید نفت عملکردی منطقی و به‌دلیل مکانیزم ذکر شده می‌باشد. به‌عبارتی جهت انجام تبادلات و واکنش‌های مربوطه سپری شدن زمان توجیه پذیر و البته اثر بخش می‌باشد.

با توجه به نتایج تزریق، در ابتدای میان شکنی، تولید آب به‌همراه نفت، همچنین حجم بالای تزریق آب، ابتدا مکانیزم تغییر کشش سطحی و سپس با توجه به افزایش تولید، مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی و تغییر کشش سطحی، توامان با هم تاثیر گذاشته‌اند و در اتهای تست و افزایش تولید مکانیزم تغییر ترشوندگی نقش عمده‌ای در افزایش تولید نفت داشته است. در نهایت نتایج به‌دست آمده از شکل‌های تراوایی نسبی، نشان می‌دهد

در این آزمایش‌ها تمایل سنگ به سمت تغییر ترشوندگی آبدوست شدن اتفاق افتاده است که نشان‌دهنده انحلال کانی‌های انیدریت و دولومیت به‌خصوص کاتیون‌های دو ظرفیتی کلسیم و منیزیم با توجه به آنالیز آب‌های خروجی از تست‌های سیلاب‌زنی می‌باشد (افزایش تولید کلسیم و منیزیم و در نتیجه یون‌های تغییردهنده ترشوندگی است).

شده و در نهایت آب تزریقی بیست برابر رقیق شده تزریق شده است. نتایج حاصل از آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که آب تزریقی در مغزه اول و دوم به ترتیب منجر به تولید ۵۰ و ۲۶٪ از نفت درجا می‌شود. پس از آن، آب با شوری کاهش یافته و چهار برابر رقیق شده آب تزریقی اصلی به ترتیب باعث افزایش به‌بود نفت به‌میزان‌های ۵ و ۸٪ شدند.

مراجع

- [1]. Sun, S. Q., & Sloan, R. (2003, October). Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: lessons learned from 250 mature carbonate fields. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (SPE-84459). SPE, doi: 10.2118/84459-ms.
- [2]. Austad, T., Strand, S., Madland, M. V., Puntervold, T., & Korsnes, R. I. (2008). Seawater in chalk: An EOR and compaction fluid. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11(04): 648-654, doi: 10.2118/118431-pa.
- [3]. Chilingar, G. V., & Yen, T. F. (1983). Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate reservoir rocks, II. Energy Sources, 7(1): 67-75, doi.org/10.1080/00908318308908076.
- [4]. Rassenfoss, S. (2016). Scaling up smart water. Journal of Petroleum Technology, 68(09): 39-41, doi: 10.2118/0916-0039-JPT.
- [5]. Austad, T., Strand, S., Høgenesen, E. J., & Zhang, P. (2005, February). Seawater as IOR fluid in fractured chalk. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (SPE-93000). SPE, doi: 10.2118/93000-ms.
- [6]. Strand, S., Høgenesen, E. J., & Austad, T. (2006). Wettability alteration of carbonates—Effects of potential determining ions (Ca^{2+} and SO_4^{2-}) and temperature. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 275(1-3): 1-10, doi: 10.1016/j.colsurfa.2005.10.061.
- [7]. Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery—an experimental investigation I. Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description, 49(01): SPWLA-2008-v49n1a2.
- [8]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2012). Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (SPE-154076). SPE, doi: 10.2118/154076-ms.
- [9]. Sohal, M. A., Kucheryavskiy, S., Thyne, G., & Søgaard, E. G. (2017). Study of ionically modified water performance in the carbonate reservoir system by multivariate data analysis. Energy & Fuels, 31(3): 2414-2429, doi: 10.1021/acs.energyfuels.6b02292.
- [10]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2011, May). New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity: Smart waterflooding. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (SPE-143550). SPE., doi: 10.2118/143550-ms.
- [11]. Austad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Black, C. J. J., & Webb, K. J. (2012). Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs. Energy & fuels, 26(1): 569-575, doi: 10.1021/ef201435g.
- [12]. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010, April). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (SPE-129767), doi.org/10.2118/129767-MS.
- [13]. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., Bartels, W. B., Nasralla, R., & Rossen, W. R. (2015). Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates. Energy & Fuels, 29(3): 1352-1367, doi: 10.1021/ef5023847.
- [14]. Hussain, F., Zeinijahromi, A., Bedrikovetsky, P., Badalyan, A., Carageorgos, T., & Cinar, Y. J. J. O. P. S. (2013). An experimental study of improved oil recovery through fines-assisted waterflooding. Journal of Petroleum Science and Engineering, 109, 187-197, doi: 10.1016/j.petrol.2013.08.031.
- [15]. Zeinijahromi, A., Farajzadeh, R., Bruining, J. H., & Bedrikovetsky, P. (2016). Effect of fines migration on oil-water relative permeability during two-phase flow in porous media. Fuel, 176, 222-236, doi: 10.1016/j.fuel.2016.02.066.
- [16]. Hamouda, A. A., & Valderhaug, O. M. (2014). Investigating enhanced oil recovery from sandstone by low-salinity water and fluid/rock interaction. Energy & Fuels, 28(2): 898-908, doi: 10.1021/ef4020857.

- [17]. Pu, H., Xie, X., Yin, P., & Morrow, N. R. (2010). Low salinity waterflooding and mineral dissolution. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-134042). doi.org/10.2118/134042-MS.
- [18]. McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005, March). Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. In SPE western regional meeting (SPE-93903).doi.org/10.2118/93903-MS.
- [19]. Piñerez T, I. D., Austad, T., Strand, S., Puntervold, T., Wrobel, S., & Hamon, G. (2016, April). Linking low salinity EOR effects in sandstone to pH, mineral properties and water composition. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (SPE-179625), doi: 10.2118/179625-ms.
- [20]. Brady, P. V., Morrow, N. R., Fogden, A., Deniz, V., Loahardjo, N., & Winoto. (2015). Electrostatics and the low salinity effect in sandstone reservoirs. *Energy & Fuels*, 29(2), 666-677, doi: 10.1021/ef502474a.
- [21]. Emadi, A., & Sohrabi, M. (2013, September). Visual investigation of oil recovery by low salinity water injection: formation of water micro-dispersions and wettability alteration. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (D021S030R004), doi: 10.2118/166435-ms.
- [22]. Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S. A., Mills, J. R., Tsoilis, P., & Ireland, S. (2017). Novel insights into mechanisms of oil recovery by use of low-salinity-water injection. *Spe Journal*, 22(02): 407-416, doi: 10.2118/172778-PA.
- [23]. Al-Shalabi, E. W., Sepehrnoori, K., & Delshad, M. (2013, September). Does the double layer expansion mechanism contribute to the LSWI effect on hydrocarbon recovery from carbonate rocks?. In SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition? (SPE-165974), doi: 10.2118/165974-ms.
- [24]. Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01), 49-59, doi.org/10.2118/154334-PA.
- [25]. Yildiz, H. O., & Morrow, N. R. (1996). Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 14(3-4), 159-168, doi: 10.1016/0920-4105(95)00041-0.
- [26]. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301(1-3): 199-208, doi: 10.1016/j.colsurfa.2006.12.058.
- [27]. Standnes, D. C., Nogaret, L. A., Chen, H. L., & Austad, T. (2002). An evaluation of spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonate reservoir cores using a nonionic and a cationic surfactant. *Energy & Fuels*, 16(6), 1557-1564, doi: 10.1021/ef0201127.
- [28]. Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Høgenesen, E. J., Olsen, M., & Barstad, S. M. F. (2008). "Smart water" for oil recovery from fractured limestone: a preliminary study. *Energy & Fuels*, 22(5), 3126-3133, doi: 10.1021/ef800062n.
- [29]. Kazankapov, N. (2014). Enhanced oil recovery in Caspian carbonates with Smart Water. In Society of Petroleum Engineers-SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2014, RO and G 2014-Sustaining and Optimising Production: Challenging the Limits with Technology, (1097-1113).
- [30]. Zhang, Y., Xie, X., & Morrow, N. R. (2007). Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (SPE-109849). doi.org/10.2118/109849-MS.
- [31]. Tang, G. Q., & Morrow, N. R. (1997). Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 12(04): 269-276, doi: 10.2118/36680-PA.
- [32]. Zhang, P., & Austad, T. (2005, June). Waterflooding in chalk: Relationship between oil recovery, new wettability index, brine composition and cationic wettability modifier. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (SPE-94209), doi: 10.2523/94209-ms.
- [33]. Fathi, S. J., Austad, T., & Strand, S. (2011). Water-based enhanced oil recovery (EOR) by "smart water": Optimal ionic composition for EOR in carbonates. *Energy & fuels*, 25(11): 5173-5179, doi: 10.1021/ef201019k.
- [34]. Fathi, S. J., Austad, T., & Strand, S. (2010). "Smart water" as a wettability modifier in chalk: the effect of salinity and ionic composition. *Energy & fuels*, 24(4): 2514-2519, doi.org/10.1021/ef901304m.
- [35]. Al-Harrasi, A. S., Al-Maamari, R. S., & Masalmeh, S. (2012). Laboratory investigation of low salinity waterflooding for carbonate reservoirs. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (pp. SPE-161468), doi: 10.2118/161468-ms.
- [36]. Romanuka, J., Hofman, J. P., Ligthelm, D. J., Suijkerbuijk, B. M., Marcelis, A. H., Oedai, S., Brussee, N. J., van der Linde, A., Aksulu, H. and Austad, T. (2012). Low salinity EOR in carbonates. In SPE Improved Oil

Recovery Conference? (SPE-153869). doi: 10.2118/153869-ms.

[37]. Kazempour, M., Gregersen, C. S., & Alvarado, V. (2013). Mitigation of anhydrite dissolution in alkaline floods through injection of conditioned water. *Fuel*, 107, 330-342, doi: 10.1016/j.fuel.2012.10.003.

[38]. Blounot, C. W., & Dickson, F. W. (1969). The solubility of anhydrite (CaSO_4) in $\text{NaCl-H}_2\text{O}$ from 100 to 450 C and 1 to 1000 bars. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 33(2): 227-245, doi: 10.1016/0016-7037(69)90140-9.

[39]. Li, J., & Duan, Z. (2011). A thermodynamic model for the prediction of phase equilibria and speciation in the $\text{H}_2\text{O-CO}_2\text{-NaCl-CaCO}_3\text{-CaSO}_4$ system from 0 to 250 C, 1 to 1000 bar with NaCl concentrations up to halite saturation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 75(15), 4351-4376, doi: 10.1016/j.gca.2011.05.019.

[40]. Freyer, D., & Voigt, W. (2004). The measurement of sulfate mineral solubilities in the $\text{Na-K-Ca-Cl-SO}_4\text{-H}_2\text{O}$ system at temperatures of 100, 150 and 200 C. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 68(2), 307-318, doi: 10.1016/S0016-7037(03)00215-1.

[41]. Shariatpanahi, S. F., Strand, S., & Austad, T. (2011). Initial wetting properties of carbonate oil reservoirs: effect of the temperature and presence of sulfate in formation water. *Energy & fuels*, 25(7), 3021-3028, doi.org/10.1021/ef200033h.

[42]. Austad, T., Shariatpanahi, S. F., Strand, S., Aksulu, H., & Puntervold, T. (2015). Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism. *Energy & Fuels*, 29(11), 6903-6911, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b01099.

[43]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(05), 578-593, doi.org/10.2118/137634-PA.

[44]. Al-Shalabi, E. W., & Sepehrnoori, K. (2016). A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 137-161, doi: 10.1016/j.petrol.2015.11.027.

[45]. Uetani, T., Kaido, H., & Yonebayashi, H. (2019, March). Investigation of anhydrite dissolution as a potential low salinity waterflooding mechanism using carbonate reservoir rocks. In *International Petroleum Technology Conference* (p. D021S029R005). IPTC, doi.org/10.2523/IPTC-19133-MS.

[46]. Shariatpanahi, S. F., Hopkins, P., Aksulu, H., Strand, S., Puntervold, T., & Austad, T. (2016). Water based EOR by wettability alteration in dolomite. *Energy & Fuels*, 30(1), 180-187, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b02239.