



Application of Mineral Nanofluids in Enhanced Oil Recovery (EOR) of Carbonate Oil Reservoirs: A Laboratory Study

Pedram Alilou, Hamidreza Jahangiri*, Mohammad Taghi Sadeghi and Pouriya Esmaeilzadeh

Faculty of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology (IUST), Tehran, Iran

hjahangiri@iust.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2023.5224.3317

Received: August/26/2023

Accepted: December/02/2023

Introduction

Continuous rise in global energy demand [1] in one hand and the gradual decline of production from mature reservoirs [2], on the other hand, lead petroleum subsurface companies to seek efficient methods to sweep remaining oil in the reservoirs. Implementing primary and secondary oil recovery approaches produces 20% to 40% of the original oil in place in a majority of reservoirs. Therefore, a remarkable amount of oil is remained in subsurface after primary and secondary recovery stages and needs tertiary or Enhanced Oil Recovery (EOR) methods to recover oil from the reservoir [1-5].

In last decades, chemical flooding has been one of the most successful EOR methods to increase the recovery factor of hydrocarbon reservoir. However, various drawbacks regarding chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR) such as high cost, toxicity, low performance in harsh conditions encourage researchers to develop approaches to alleviate these problems. Therefore, nanofluids due to non-toxicity, high thermal stability, and low cost have received considerable attention recently.

Capillary force is playing a major barrier role in producing oil through primary and secondary recovery methods. Hence, lowering the capillary force is a key factor to enhance oil recovery from the hydrocarbon reservoirs [6]. It is defined in equation 1, which is written below.

$$P_c = \frac{4\sigma \cos \theta}{d} \quad (1)$$

Where σ is oil/water IFT, and θ is contact angle between the water drop and rock surface in the presence of oil, and d signifies for the radius of a pore in which water and oil exist simultaneously. According to Eq. 1, it is obvious that a reduction in IFT causes the capillary force to decrease. Furthermore, a reduction in the value of $\cos \theta$, which can be resulted from altering the wettability toward more water wet, reduces the amount of capillary pressure too. In contrast, d is related to the structure of the reservoir and cannot be modified in EOR process [6-8].

Due to the fact that nanofluids are capable of either altering the wettability of rocks toward more water-wet by being adsorbed on them or diminishing oil/water IFT, researchers have been focusing on applying those in EOR techniques to reduce the capillary force [8, 9].

Esmaeilzadeh et. al. experimentally investigated the effect of TiO_2 and carbon nanotubes on the wettability alteration of hydrocarbon gas reservoirs. The results disclosed that nanofluids are even capable of alter in carbonate rocks from strongly liquid-wet state to gas-wet state. In another work, Dahkaee et. al. reported that nanofluids are remarkable beneficial in reducing the interfacial tension between heavy oil and water. They used a commingled nanofluid composed of NiO and SiO_2 . Results reported in this work show that plus

IFT reduction, this nanofluid alters wettability toward more water wet state, which is beneficial for EOR applications [10].

In this study, the capability of SiO_2 , Al_2O_3 , and TiO_2 nanofluids to enhance oil recovery from a carbonate reservoir were experimentally investigated. Effect of these nanofluids on IFT between oil and water was studied. In the next step, their effect on wettability alteration of oil wetted carbonate rocks was investigated. Based on results obtained from IFT and wettability measurement experiments, appropriate nanofluids containing and optimal amounts of nanoparticles were designed for core-flooding investigations.

Materials and Methods

First, we prepare the sample of carbonaceous reservoir rock (brain) in the form of a plug with a diameter of 1.5 inches and a length of 10 cm. Then we slice the plug into thin sections with a thickness of less than 2 mm and a diameter of 1.5 inch and cut each thin section of the stone into at least 4 parts (quarter circle). After that, we measure the contact angle of heavy oil with the thin sections of the rock by the contact angle testing device, and the results of the test show an angle of 145° , which indicates the hydrophilicity of the thin sections of the tank rock. Then, we place the thin sections of the fragmented rock inside the beaker containing heavy oil with an aluminum foil cover for 45 days in a laboratory oven at a temperature of 80°C , so that the oil penetrates completely into the rock.

After that, we take out the thin sections of oil-wet rock from inside the beaker containing heavy oil and wash it with distilled water and using a syringe containing N-Hexane, then again put the thin sections of the washed stone on the watch glass for 1 hour in the oven. We put them in a laboratory until they are completely dry. After that, we measure again the contact angle of heavy oil with thin rock sections by the contact angle testing device, and the results of the test show that the angle has changed from 145° (strong water-wet) to 132.1° (oil-wet).

In this part, our goal is to change thin sections of oil-wet rock to water-wet state by aging in different nanofluids at specific concentrations.

Then, 3 types of nanofluids containing inorganic particles (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) with concentrations of wt. We prepare 0.005 to 0.035% with a volume of 20 mL on a heater stirrer for 20 minutes, after which thin sections of crushed rock, which are completely oil-wet, are aged in small plastic containers inside the oven. We put it in a laboratory at a temperature of 80°C for 1 week (7 days). After the 7-day aging process was completed and the nanofluids were coated on the surface of the stone thin sections, we again measure the contact angle of the heavy oil with the stone thin sections using the contact angle tester, and the results of the test in nano fluid with a concentration of at least

wt. 0.01% shows that the contact angle of thin rock sections with heavy oil has changed from 132.1° (oil-wet) to 91.5° (water-wet).

Also, to ensure the obtained answer, the contact angle test was repeated again at the optimal concentration, and a similar result was obtained, in fact, the repeatability was also tested in this way. By conducting contact angle size experiments at 0.005% to 0.035% wt. concentrations. The results are given in (Fig. 1).

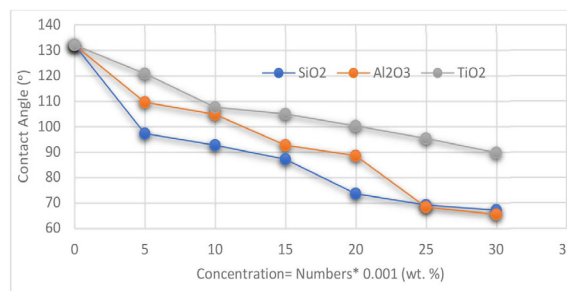


Fig. 1 Comparison of contact angle test results of 3 types of nanofluids containing inorganic particles (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) with 0.005% to 0.035 wt. % concentrations.

Following Steps of Performing the Interfacial Tension (IFT) Test

To perform the interfacial tension test, firstly, nanofluid samples with a total volume of 40 mL in concentrations was 0.005 to 0.035 wt.%. First, the nanofluid containing 2 g of nanoparticles in 200 mL of suspension was prepared, then the 0.005% to 0.035 wt. % concentrations prepared in 40 g containers.

For example, to prepare the concentration of wt. 0.005% in the 40 g chamber, 2 g of 200 mL nanofluid was considered in 38 g of distilled water, then each sample was placed on the heater stirrer for 20 minutes to perform the test. Then, to perform the IFT test, first 35 mL of distilled water and then 35 mL of heavy oil were poured inside the glass container, and the information related to the petrophysical properties of oil fluid and distilled water or nano fluid was entered into the software related to the test. By performing IFT (heavy oil/distilled water) and IFT (heavy oil/nanofluid) tests at 0.005% to 0.035% wt. concentrations, the results are given in (Fig. 2). Then, we wash the plug again in the Soxhlet device for 72 hours with toluene to dissolve the aromatic compounds that may be present in the plug structure, until no oil comes out of the reservoir rock sample. After washing the plug with distilled water and toluene in the Soxhlet device, we first measure the weight of the plug immediately after washing in the Soxhlet and before placing it in the laboratory oven. After measuring the weight of the desired plug, we put the plug in an oven at a temperature of 75°C for 24 hours, then we weigh again and record the obtained numbers. Again, we put the plug in the oven for 24 hours and again record the dry weight of the plug.

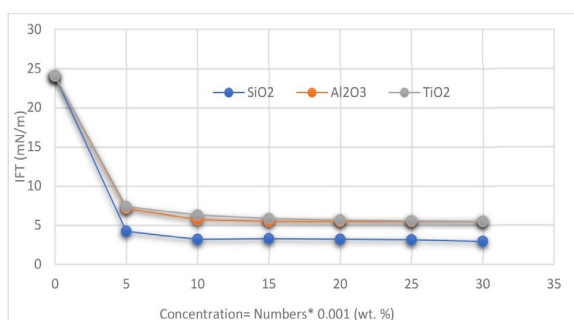


Fig. 2 Comparing the results of the interfacial tension test of 3 types of nanofluid containing inorganic particles (SiO₂, TiO₂, Al₂O₃) with 0.005% to 0.035 wt. % concentrations.

The stage of measuring the dry weight of the plug continues until the recorded numbers remain constant after the daily measurements. After making sure that the plug is completely dry, we place a desiccator containing silica gel (moisture absorbent) inside the glass container for 48 hours to absorb any remaining moisture. Then, having the dimensions of the plug (carbonate length 10 cm and diameter 1.5 inch) and the weight of the plug (wet and dry), we calculate the total volume of the plug and the PV of the plug, respectively, and obtain the values of 113.951 cm³ and 16.64 cm³ came.

After that, the plug is placed inside the Core Holder, one side of the Core Holder is connected to the outlet of the pump device, which with a flow rate of 100 mL/12h and a pressure of 400 psi to 600 psi, the operation of flooding is 5 PV with formation water containing salts (NaCl, CaCl₂, MgCl₂) for 12 hours to make sure that all the rock space is filled with formation water. Then we start the flooding operation with 2.9 PV with heavy oil until no more formation water is observed in the pipe and the volume of the remaining water that can no longer be extracted remains constant. After that, we place the desired plug, which has oil inside it, in the oven for 30 days at a temperature of 75 °C, so that the heavy oil is completely placed in the texture and structure of the plug. After injecting oil into the plug and putting it in the oven for 30 days, we put the plug back inside the Core Holder, after that we start flooding with water and continue this until the oil inside the plug cannot be extracted (9.64 cm³ remained inside the plug). Finally, we inject the nanofluid flooding operation in the amount of 3PV-4PV with a flow rate of 100 mL/12h and a pressure of 400-600 psi into the plug inside the Core Holder, which is the volume of oil extracted in the pipe after the nanofluid flooding operation.

(3 cm³) which in fact the investigations show that the volume of extracted oil increased by 42% in the case of water injection to 60.09% in the case of nanofluid injection (remaining oil from 9.64 cm³ to 64.0 cm³ respectively) 6 decreased. By flooding the carbonate core 0.005% to 0.035% wt. concentrations. (Figs. 3,4 and 5).

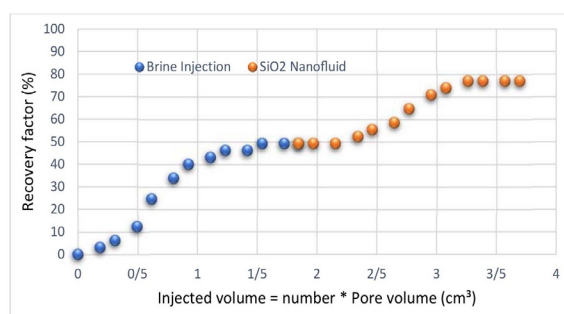


Fig. 3 Results of flooding test with SiO₂ nanofluid.

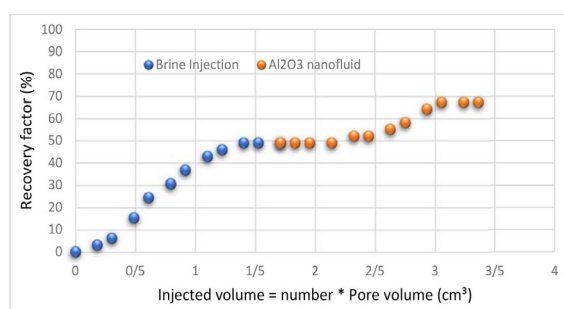


Fig. 4 Results of flooding test with Al₂O₃ nanofluid.

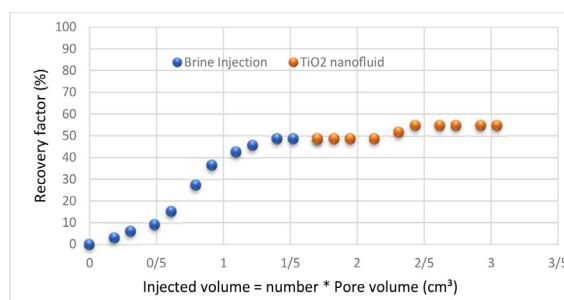


Fig. 5 Results of flooding test with TiO₂ nanofluid.

Considering the total volume of the plug (Total plug Volume=113.951 cm³), as well as the volume of the empty space (Pore Volume=16.64 cm³) and the maximum volume of oil injected into the plug 16.64 cm³, continue flooding with water until further notice. We assume that the oil inside the plug cannot be extracted because by flooding with water, 7 cm³ of oil was removed and 9.64 cm³ remained inside the plug. Finally, we inject the nanofluid flooding operation in the amount of 3PV-4PV with a flow rate of 100 mL/12h and a pressure of 400-600 psi into the plug inside the Core Holder, which is the volume of oil extracted in the pipe after the nanofluid flooding operation, the investigations show that the volume of extracted oil increased from 42.06% in the case of water injection to 60.09% in the case of nanofluid injection (residual oil increased from 9.64 cm³ to decreased by 6.64 cm³).

References

- [1] Alomair, O. A., Matar, K. M., & Alsaeed, Y. H. (2014). Nanofluids application for heavy oil recovery, In SPE Asia Pacific oil and gas

- conference and exhibition, SPE-171539, doi.org/10.2118/171539-MS .
2. Hu, L., & Chen, M. (1996). Preparation of ultrafine powder: The frontiers of chemical engineering, *Materials Chemistry and Physics*, 43(3), 212-219, doi.org/10.1016/0254-0584(95)01640-G.
 3. Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress, *Energies*, 10(3), 345, doi.org/10.3390/en10030345.
 4. Aveyard, R., Binks, B. P., & Clint, J. H. (2003). Emulsions stabilised solely by colloidal particles, *Advances in Colloid and Interface Science*, 100, 503-546, doi.org/10.1016/S0001-8686(02)00069-6.
 5. Chengara, A., Nikolov, A. D., Wasan, D. T., Trokhymchuk, A., & Henderson, D. (2004). Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient, *Journal of Colloid and Interface Science*, 280(1), 192-201, doi.org/10.1016/j.jcis.2004.07.005.
 6. Wasan, D., Nikolov, A., & Kondiparty, K. (2011). The wetting and spreading of nanofluids on solids: Role of the structural disjoining pressure, *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 16(4), 344-349, doi.org/10.1016/j.cocis.2011.02.001.
 7. Zamani, A., Maini, B., & Pereira-Almao, P. (2012). Flow of nanodispersed catalyst particles through porous media: Effect of permeability and temperature, *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 90(2), 304-314, doi.org/10.1002/cjce.20629.
 8. Shah, R. D., & Rusheet, D. (2009, October). application of NANOPARTICLES saturated injection Gasses for EOR OF heavy oils. In SPE paper-129539-STU presented at The SPE technical conference and exhibition held in New Orleans Louisiana.
 9. Molnes, S. N., Torrijos, I. P., Strand, S., Paso, K. G., & Syverud, K. (2016). Sandstone injectivity and salt stability of cellulose nanocrystals (CNC) dispersions—Premises for use of CNC in enhanced oil recovery, *Industrial Crops and Products*, 93, 152-160, doi.org/10.1016/j.indcrop.2016.03.019.
 10. Dahkaee, K. P., Sadeghi, M. T., Fakhroueian, Z., & Esmailzadeh, P. (2019). Effect of NiO/SiO₂ nanofluids on the ultra interfacial tension reduction between heavy oil and aqueous solution and their use for wettability alteration of carbonate rocks, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 11-26, doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.024.

کاربرد نانوسیالات حاوی نانوذرات معدنی در ازدیاد برداشت از مخازن نفت کربناته: مطالعه آزمایشگاهی

پدرام علیلو، حمیدرضا جهانگیری^{*}، محمدتقی صادقی و پوریا اسماعیلزاده

دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۱۱

چکیده

از مهم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن کربناته می‌توان به تغییر ترشوندگی سنگ مخزن با پیدایش فناوری نانو که در چارچوب روش‌های ازدیاد برداشت نقش بسزایی داشته است، اشاره نمود. هدف از انجام این پروژه بهره‌گیری از نانو سیالات حاوی نانوذرات معدنی که از نظر اقتصادی به صرفه و سازگار با محیط زیست است، است. به این منظور ابتدا ۳ نوع نانوذره معدنی SiO_2 ، Al_2O_3 و TiO_2 که توسط آسیاب گلوله ماهواره‌ای به روش مکانیکی، پودر در ابعاد میکرومتری به ابعاد نانومتری تبدیل شد. سپس ۳ نانو سیال حاوی SiO_2 ، Al_2O_3 و TiO_2 به همراه پخش کننده‌ها و پایدار کننده‌ها آماده شد. با انجام آزمایش زاویه تماس مشخص شد که زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته نفت دوست شده بعد از پوشش دهی با نانو سیال با غلظت حداقل ۰/۰۱ wt %، از $132/1^\circ$ به زاویه $87/1^\circ$ تغییر یافت. سپس غلظت بهینه نانو سیال و زمان بهینه پیرسازی سنگ در نانو سیال تعیین شد که مقدار این پارامترها به ترتیب ۰/۰۱ wt % و ۷ روز بود. در ادامه نشان داده شد که سنگ پوشش داده شده با این نانو سیالات خاصیت ترشوندگی خود را به خوبی حفظ می‌کند. براساس آزمایش کشش بین سطحی نشان داده شد که کشش بین سطحی از $24/029 \text{ mN/m}$ (آب و نفت) به 4 mN/m (نانو سیال و نفت) کاهش پیدا کرد. در نهایت با انجام آزمایش سیلاب زنی بر روی مغزه‌های نفت دوست شده، بررسی‌ها نشان می‌دهد که در آزمایش سیلاب زنی حجم نفت استخراج شده $42/06\%$ در حالت تزریق آب به $60/09\%$ در حالت تزریق نانوسیال افزایش یافت. (نفت باقی مانده به ترتیب از $9/64 \text{ cm}^3$ به $6/64 \text{ cm}^3$ کاهش یافت) که در واقع ضریب بازیافت سیلاب زنی نسبت به حالت قبل ۱۸٪ افزایش یافت.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، نانو سیالات، زاویه تماس، کشش بین سطحی، ترشوندگی مخزن

مقدمه

کشش بین سطحی و خواص و ویژگی‌های نانوذرات [۵-۱] مورد استفاده در قالب نانو سیالات، در این تحقیق، هدف اصلی، بررسی قابلیت نانو سیالات و نوع اصلاح سطح شده آن بر روی تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی و در نهایت افزایش بازیافت نفت است.

با توجه به سازوکارهای اصلی ازدیاد برداشت نفت به وسیله نانوذرات (فشار انفصالی، انسداد کانال محیط متخلخل، کنترل نسبت تحرک، کاهش

نانوذرات Al_2O_3 ، MgO ، SiO_2 ، TiO_2 ، CaCO_3 ، ZrO_2 و CeO_2 بر روی ترشوندگی سنگ‌های کربناته بررسی شد. با توجه به نتایج حاصل از آزمایش‌ها و زاویه تماس نسبت به محیط آب بعد از پوشش سنگ با نانو، عملکرد ۵ نانوذره CNT ، CaCO_3 ، ZrO_2 ، SiO_2 و TiO_2 ، Type 1 مورد قبول واقع شد.

بیات و همکارانش [۲۲] از نانوذرات Al_2O_3 ، TiO_2 و SiO_2 برای بررسی تأثیر استفاده از نانو سیالات بر روی خاصیت ترشوندگی سنگ کربناته استفاده کردند. نانوذرات با $5\% \text{ wt}$ (۰/۰۰۵ mg/L) در آب مقطر سیال‌سازی شدند. نتایج آزمایش زاویه تماس نشان داد که (در دما و فشار محیط) نانوذرات SiO_2 با کاهش زاویه تماس از 90° (در حالت استفاده از آب‌شور با غلظت $3\% \text{ wt}$ / ۰/۳ نمک) به 26° نسبت به دو نانوذره دیگر Al_2O_3 و TiO_2 که به ترتیب زاویه تماس 57° و 71° ایجاد کردند، بیشترین کاهش را در زاویه تماس ایجاد کرده است. آنان دلیل این پدیده را با اندازه‌گیری پتانسیل زتا نانوذرات توجیه کردند. بدین صورت که نشان دادند نانوذرات SiO_2 و TiO_2 به ترتیب دارای پتانسیل زتا $-38/5 \text{ mV}$ و $-19/1 \text{ mV}$ هستند؛ و همچنین نشان دادند که پتانسیل زتا سطوح کربناته برابر با $6/23 \text{ mV}$ است. بنابراین این ذرات به وسیله نیروی جاذبه الکترواستاتیکی نسبت به نانوذرات Al_2O_3 با پتانسیل زتا $1/31 \text{ mV}$ بیشتر به سطح جذب شده و ترشوندگی را به سمت آب‌دوستی سوق می‌دهند. با این وجود نشان دادند که میزان برداشت توسط نانو سیالات حاوی نانوذرات Al_2O_3 بیشتر است چرا که زاویه تماس ایجاد شده به 90° (حالت خنثی) نزدیک‌تر است که موجب کاهش نیروی موینگی و در پی آن افزایش عدد موینگی و در نهایت ازدیاد برداشت و کاهش نفت باقی‌مانده می‌شود. در تحقیق دیگری، انویدی و همکارانش به بررسی اثر غلظت نانوذرات NiO و ZrO_2 بر روی خاصیت ترشوندگی سطوح کلسیتی توسط سنجش زاویه تماس پرداختند.

بنابراین، در ادامه، تحقیقات صورت گرفته بر روی ازدیاد برداشت توسط نانو سیالات و انواع اصلاح سطح شده آن‌ها و نانو سیالات حاوی نانوذرات منفرد که بر روی موضوع تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی تمرکز داشته‌اند، در این بخش مرور شده است [۶-۱۰]. همچنین، تأثیر عوامل مختلف هم‌چون غلظت، شوری و pH سیال بر روی ترشوندگی که به آن‌ها در مقالات مختلف پرداخته شده است، در این بخش مرور شده است [۱۱-۱۴]. در تحقیق انجام‌شده توسط بهزادی و همکارانش [۱۵] تأثیر اصلاح سطح نانوذرات سیلیکا SiO_2 توسط دو نوع پلیمر، یکی آب‌دوست و دیگری آب‌گریز مورد بررسی و مطالعه قرار گرفت. آن‌ها از زنجیره‌های پلی‌اتیلن گلاکول به‌عنوان عامل آب‌دوست و از زنجیره‌های پروپیل به‌عنوان عامل آب‌گریز استفاده نمودند. در این تحقیق با توجه به نتایج بیان شد که افزایش زمان پیرسازی موجب افزایش آب‌دوستی سطوح نفت‌دوست کربناته پیرسازی شده در نانو سیالات حاوی نانوذرات اصلاح‌شده، شده است. همچنین اظهار کردند که این تغییر برای سطوح قرار داده‌شده در نانو سیالات حاوی نانوذرات سیلیکا اصلاح سطح شده با عوامل دوگانه و تک عامل آب‌دوست، بیشتر بوده است. در مقالات متعددی که در زمینه کاربرد نانوذرات در مهندسی نفت چاپ شده است می‌توان به نقش سازنده نانوذرات در مهار رس اشاره کرد. رس‌ها با توجه به ساختار و ترکیب شیمیایی که دارند در مجاورت آب ممکن است متورم شده و یا در برخی مواقع در آب غوطه‌ور شوند که موجب مهاجرت ذرات ریز می‌گردد. نانوذرات مختلف قادر به کنترل مشکلات به‌وجود آمده توسط رس‌ها هستند و می‌توانند هم از تورم رس و هم از مهاجرت ذرات ریز جلوگیری کنند که مکانیزم اصلی عملکرد نانوذرات جذب بر روی سطوح رس و پوشش آنها است [۱۶-۲۰]. در تحقیق انجام‌شده توسط نظری مقدم و همکارانش [۲۱] اثر نانو سیالات مختلف شامل

بهینه باشد [۲۶]. دکتر اسماعیل زاده و همکارانش اثر نانوذره ZrO_2 در کنار سورفکتانت‌های SDS و CTAB بر روی خواص بین سطحی را بررسی کردند. این محققین نشان دادند که نانوذرات مذکور بین سطوح آب/هپتان جذب‌شده و موجب کاهش قابل توجه کشش بین سطحی می‌شوند. آن‌ها نشان دادند که کشش بین سطحی با افزایش غلظت سورفکتانت و همچنین در مقادیر کمتر از غلظت CMC سورفکتانت با افزایش غلظت نانوذرات، کاهش می‌یابد [۲۷].

بیات و همکارانش [۲۸] نیز نشان دادند در صورت استفاده از نانو سیالات Al_2O_3 ، TiO_2 و SiO_2 با غلظت wt. % ۰/۰۵ در آب مقطر میزان IFT در مقایسه با آب‌شور با غلظت wt. % ۰/۳ در برابر نفت خام به‌ترتیب به‌میزان ۳۷، ۳۳ و ۴۲٪ کاهش می‌یابد. آن‌ها مقادیر کشش بین سطحی را در دماهای مختلف به‌دست آوردند و نیز نشان دادند به‌طور کل با افزایش دما کشش بین سطحی کاهش می‌یابد. آنان اظهار کردند که کاهش میزان IFT پارامتر دیگری است که بر میزان افزایش برداشت نفت توسط نانو سیالات به‌واسطه کاهش نیروهای موئینه و افزایش عدد موئینگی، می‌انجامد. در تحقیق انجام شده توسط انویدی و همکارانش [۲۹] تأثیر نانوذرات و سورفکتانت با هم بررسی شد. در این تحقیق از دو نوع نانوذره (زیرکونیوم دی اکسید و نیکل اکسید) و دو نوع سورفکتانت (کاتیونی و غیریونی) در غلظت‌های مختلف استفاده شد. با توجه نتایج در غلظت wt. % ۰/۵ عملکرد سورفکتانت $C16TAB$ ($\theta_a = 86^\circ$) نسبت به $TX-100$ ($\theta_a = 97^\circ$) بهتر بوده است که این نتیجه در توافق با نتیجه دیگر محققین است که اظهار کرده‌اند سورفکتانت‌های کاتیونی در مخازن کربناته موجب بهبود بیشتر ترشوندگی می‌شوند که دلیل آن برهم‌کنش الکترواستاتیکی مناسب بین سطح سنگ و سورفکتانت کاتیونی است. کارایی بهتر سورفکتانت کاتیونی به بار سطحی آنها نسبت داده شد چرا که با سطوح کلسیتی هم بار هستند [۳۰].

با توجه به نتایج به‌دست‌آمده در این تحقیق، نانوذرات ZrO_2 در قیاس با نانوذرات NiO بهتر جذب‌شده و سطوح نانویی بهتری را ایجاد کرده است. با توجه به نتایج با افزایش غلظت نانوذرات، زاویه تماس کاهش‌یافته است [۲۳]. الانصاری و همکاران به بررسی اثر دما بر روی تغییر خاصیت ترشوندگی سطوح سنگ کربناته پرداختند. یک از سناریوهایی که برای بررسی اثر دما اتخاذ کردند این‌گونه بود که زاویه تماس آب را در حضور نرمال دکان برحسب زمان متغیر برای غوطه‌ورسازی سنگ در نانو سیال و دمای متغیر برای اصلاح سطح و اندازه‌گیری زاویه تماس در نظر گرفتند. در این تحقیق اشاره شد که در دماهای بالای به کار گرفته‌شده برای غوطه‌ورسازی سنگ کربناته در نانو سیال (دمای پیرسازی: به‌طور مثال از 50° به 60°) تغییر محسوسی در کاهش زاویه تماس دیده نشد و این به‌دلیل کاهش بار مثبت روی صفحات سنگ کربناته با افزایش دما است که موجب کاهش اختلاف پتانسیل سطحی می‌شود. همچنین اشاره شد که با افزایش دما مدت‌زمان موردنیاز پیرسازی سنگ در نانو سیال برای رسیدن به یک‌میزان کاهش در زاویه تماس، کاهش چشم‌گیری خواهد یافت [۲۴]. مکلفرش و همکاران از نانوذرات پایدار شده با اندازه ۴ تا ۲۰ nm برای تغییر ترشوندگی ماسه‌سنگ استفاده کردند. نتایج نشان داد که اندازه ذره به‌همراه چگالی بار بر توان فشار گسیختگی تأثیر می‌گذارد و کاهش اندازه نانوذرات، سبب افزایش چگالی بار آن‌ها و نیروی رانش الکتروستاتیکی بین ذرات خواهد شد که به تولید بیشتر سیال مخزن می‌انجامد [۲۵]. گتائو و همکاران نیز به این نتیجه رسیدند که میزان جذب برای ذرات با اندازه کوچک نیز با افزایش غلظت افزایش می‌یابد. بنابراین، اندازه ذرات خیلی بزرگ موجب بسته شدن گلوگاه‌ها و اندازه ذرات خیلی کوچک موجب پخش Log Jamming آن‌ها خواهد شد و برای افزایش تولید باید اندازه نانوذرات

کاهش کشش بین سطحی را داشته باشد.

روش‌های انجام تحقیق

در این قسمت، ابتدا به معرفی مشخصات نفت، آب سازندی، پلاگ‌های مغزه کربناته و نانوذرات پرداخته، سپس به شرح کار ساخت نانوسیالات، آزمایش زاویه تماس، آزمایش کشش بین سطحی و آزمایش سیلاب‌زنی مغزه کربناته می‌پردازیم.

مشخصات نفت سنگین

در این قسمت مشخصات نفت سنگین مورد استفاده **جدول ۱** در تمامی مراحل آزمایش‌های مربوط به پروژه آمده است.

مشخصات مغزه کربناته در آزمایش‌ها

در این قسمت مشخصات مغزه‌های سنگ کربناته (پلاگ) مورد استفاده **جدول ۲-۴** در تمامی مراحل آزمایش‌های مربوط به پروژه آمده است.

مشخصات آب سازندی

مشخصات آب سازندی مورد استفاده **جدول ۵** قابل مشاهده می‌باشد.

برش و آماده‌سازی سنگ و مغزه

در این مطالعه از سنگ‌های رخمون مخزن کربناته سراجیه قم واقع در ۴۰ km جنوب شرقی قم و هم‌چنین از سنگ کربناته اهواز به‌عنوان نماینده‌ای از سنگ مخزن استفاده شده است. سنگ‌ها در ابعاد ۳ cm × ۲ cm × ۰/۲ به‌منظور انجام آزمایش‌های زاویه تماس، برش داده شدند. سنگ‌های برش داده‌شده به‌منظور پاک‌سازی از هرگونه آلودگی درون یک بشر یک لیتری قرار داده شدند و به میزان ۴۰۰ cm³ تولوئن (C₇H₈) به‌منظور شستشو در بشر ریخته شد. سر بشر با فویل پوشانده و در دمای ۷۰ °C در آون به‌مدت دو روز قرار داده شد. سنگ‌ها از آون خارج و با آب مقطر شسته شدند و در سینی پوشش داده‌شده با فویل قرار داده شدند و در نهایت به‌منظور خشک شدن در آون در دمای ۷۰ °C قرار گرفتند.

آنان در ادامه به بررسی حضور نانوذرات در نانوسیال پرداختند. بیان کردند هر چند که سورفکتانت‌ها خود به‌تنهایی عوامل فعال سطحی هستند افزودن نانوذرات به آنها موجب بهبود عملکرد آنها خواهد شد. نتایج نشان داد که زاویه تماس وابسته به نوع نانوذره-سورفکتانت، غلظت آن و زبری ایجاد شده بر روی سطح است. با افزایش زبری و غلظت نانوذرات زاویه تماس کاهش یافت. همچنین، آنها بیان کردند که وجود سورفکتانت روی سطح نانوذرات موجب کاهش انرژی سطح شده و از کلوخه‌ای شدن نانوذرات جلوگیری می‌کند. جذب سورفکتانت روی سطوح جامد وابسته به پیوندهای الکترواستاتیکی است مثل سورفکتانت‌های کاتیونی که جذب سایت‌های دارای بار منفی می‌شوند. با توجه به نتایج نشان داده شد که حضور نانوسیالت حاوی نانوذرات معدنی (NiO, ZrO₂) موجب بهبود و کاهش زاویه تماس شد، بنابراین عملکرد بهتر سورفکتانت کاتیونی نسبت به غیریونی مشخص شد. در این تحقیق، مجموعه آزمایش‌هایی در راستای ایجاد تغییر در ترشوندگی سنگ کربناته به‌عنوان یکی از عوامل تأثیرگذار در ازدیاد برداشت از مخازن نفتی انجام شده است. ابتدا خواص و مشخصات مربوط به نفت سنگین، آب سازندی، مغزه کربناته (پلاگ)، نانوذرات و نانوسیالات مورد استفاده در آزمایش‌ها را آورده‌ایم. هم‌چنین فرآیند ساخت و آماده‌سازی نانوسیالات به تفصیل آمده است. در ادامه، نتایج مربوط به آزمایش‌های زاویه تماس (نفت-سنگ و آب-سنگ)، کشش بین سطحی، سیلاب‌زنی، SEM، XRD، XRF، FT-IR آورده شده است. از آنجایی که آب‌دوستی مخازن هیدروکربوری در عملیات سیلاب‌زنی با آب و یا محلول‌های آبی عاملی کمک‌کننده در ازدیاد برداشت محسوب می‌شود، به این منظور در این مطالعه سعی شده است که خواص نانوذرات سنتز شده به‌گونه‌ای تغییر داده شود تا بیشترین تأثیر را در تغییر در ترشوندگی از نفت دوست به آب‌دوست و هم‌چنین

جدول ۱ مشخصات نفت سنگین مورد استفاده در تمامی مراحل آزمایش‌ها

درصد مولی	جزء	نتیجه	روش آزمایش	مشخصات (واحد)
۰	H ₂ S	۱۷۶۸/۸	ASTM D-445	Kinematic Viscosity at 10 (c.St)
۰	N ₂	۵۷۹/۷	ASTM D-445	Dynamic Viscosity at 20
۰	CO ₂	۱۵۹/۲	ASTM D-445	Dynamic Viscosity at 40
۰	C ₁	۰/۹۵۱۸	ASTM D-4052	Specific Gravity at 15.56
۰	C ₂	۱۷/۱۷	ASTM D-4052	API
۰	C ₃	۱۴/۳۰	IP-143	Asphaltenes (wt.%)
۰	iC ₄	۲/۲۲	BP-237	Wax Content (wt.%)
۰/۰۵	nC ₄	۲	ASTM D-96	Base Sediment & Water (Vol%)
۰/۰۹	iC ₅	۲	ASTM D-95	Water Content (Vol%)
۰/۹۴	nC ₅	۲۰۰	ASTM-D3230	Salt Content (P.T.B)
۱۳/۷۲	C ₆	۵۰	IP-31	Drop Melting Point of Wax (°C)
۸۵/۲	C ₇₊	۱۴/۰۹	ASTM D-189	Carbon Residue (CONRD.) (wt.%)
۱۰۰	Total	۰/۳۲	ASTM D-664)	Acidity Total (mgKOH/g)

جدول ۳ مشخصات مغزه سنگ کربناته (پلاگ ۲)

میزان	پارامتر (واحد)
۹/۸	طول متوسط (cm)
۳/۸۱	قطر مغزه کربناته (cm)
۱۱۱/۶۷۲	حجم توده مغزه کربناته (mL)
۱۶/۴۵	حجم حفرات مغزه کربناته (cm)
۱۴/۷۳	درصد تخلخل مغزه کربناته
۹/۵۴	نفوذپذیری مطلق مغزه کربناته (mD)
۷۵/۲	درصد اشباع اولیه نفت S _{oi} %
۲۴/۸	درصد اشباع اولیه نفت W _{oi} %

جدول ۲ مشخصات مغزه سنگ کربناته (پلاگ ۱)

میزان	پارامتر (واحد)
۱۰	طول متوسط (cm)
۳/۸۱	قطر مغزه کربناته (cm)
۱۱۳/۹۵۱	حجم توده مغزه کربناته (mL)
۱۶/۶۴	حجم حفرات مغزه کربناته (mL)
۱۴/۶۰	درصد تخلخل مغزه کربناته
۹/۴۱	نفوذپذیری مطلق مغزه کربناته (mD)
۷۲/۲۵	درصد اشباع اولیه نفت S _{oi} %
۲۷/۷۵	درصد اشباع اولیه نفت W _{oi} %

جدول ۵ مشخصات آب سازندی مورد استفاده در تمامی مراحل آزمایش‌ها

میزان	نوع						
TDS	pH	آب	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺
(g/L)	(-)	(-)	(g/L)	(g/L)	(g/L)	(g/L)	(g/L)
۲۶۲	۶/۵	CaCl ₂	۱۵۸	۱	۸۹	۴/۱	۹/۵

جدول ۴ مشخصات مغزه سنگ کربناته (پلاگ ۳)

میزان	پارامتر (واحد)
۹/۵	طول متوسط (cm)
۳/۸۱	قطر مغزه کربناته (cm)
۱۰۸/۲۵۳	حجم توده مغزه کربناته (mL)
۱۶/۱۵	حجم حفرات مغزه کربناته (cm)
۱۴/۹۱	درصد تخلخل مغزه کربناته
۹/۳۲	نفوذپذیری مطلق مغزه کربناته (mD)
۷۴/۳	درصد اشباع اولیه نفت S _{oi} %
۲۷/۷	درصد اشباع اولیه نفت W _{oi} %

از مقادیر زیادی از حلال، همان حلالی که از داخل نمونه عبور کرده دوباره بازیافت می‌شود.

نفت‌دوست کردن قطعات سنگ و مغزه

پس از انجام مرحله برش و آماده‌سازی سنگ، سنگ تمیز آماده شد که برای نفت‌دوست کردن، قطعات سنگ‌ها در ظرف حاوی نفت و در دمای 80°C (دمای نرمال مخازن هیدروکربوری) به مدت ۴۵ روز قرار داده شدند. در این مطالعه از نمونه نفت سنگین برای نفت‌دوست کردن سنگ‌های کربناته استفاده شده است. فرآیند اشباع مغزه به این صورت است که پس از اینکه سیستم خلأ شد، درحالی‌که شیر خروجی از مغزه را بسته‌ایم تا تولید نداشته باشیم، شیر ورودی به مغزه را باز نموده و جریان نفت را با یک نرخ تزریق بالا مثل cm^3/h ۱۰۰ به داخل مغزه تزریق می‌کنیم. در این حالت، مغزه به دلیل اینکه خلأ است نفت را با سرعت در خود مکش می‌کند و تا حدود زیادی اشباع می‌شود. در حین تزریق فشار بالاسری psi ۱۰۰۰ در نظر گرفته شد. بنابراین نشی بین مغزه و سیستم نگه‌دارنده مغزه وجود نخواهد داشت. همچنین سیستم ثبت اطلاعات، وظیفه ثبت اطلاعاتی از جمله فشار ابتدا و انتهای سیستم، اختلاف فشار دو سر سیستم و اطلاعات پمپ‌های تزریق را دارد. اما پس از اینکه فشار پمپ تزریق به حداکثر می‌رسد (که معمولاً روی psi ۲۵۰ تنظیم می‌کنند) و تزریق نفت متوقف می‌شود، آرام آرام فشار کاهش می‌یابد. در این مرحله دوباره نفت را به داخل مغزه تزریق کرده و این عمل را با یک نرخ تزریق کم (mL/h ۵-۱۰) انجام می‌دهیم تا مجدداً فشار به میزان حداکثر تعیین شده ثابت مانده و افت فشار نداشته باشیم. در این حالت مغزه اشباع شده است. سپس برای اطمینان از اشباع کامل مغزه آن را در یک بشر یک لیتری حاوی نفت در آون 80°C به مدت ۳ هفته قرار می‌دهیم.

در مراحل بعد، از این سنگ‌های برش داده شده آزمایش زاویه تماس ذاتی گرفته شد. همچنین به منظور تأیید آزمایش‌های زاویه تماس انجام شده روی سنگ‌های رخنمون کربناته و در ادامه برای انجام آزمایش سیلاب‌زنی مغزه، ۳ نوع مغزه کربناته (کلسیم کربنات) با مشخصاتی که در ادامه آورده‌ایم، استفاده شد.

شستشو مغزه

نمونه مغزه به منظور زدوده شدن از هرگونه آلودگی و یا ناخالصی‌های احتمالی توسط دستگاه استخراج ساکسوله شستشو داده شد. برای این کار مغزه به مدت یک روز توسط بخار تولوئن شسته شده تا آلودگی‌های نفتی از مغزه خارج شود و سپس به مدت ۱ روز توسط بخار متانول شستشو داده شد تا نمک‌ها یا ناخالصی‌های موجود در مغزه‌ها نیز زدوده شوند. در نهایت مغزه موردنظر را 24 h در دمای 70°C خشک کرده تا برای انجام آزمایش‌های بعدی کاملاً تمیز و آماده گردد. ساکسوله استخراج‌کننده روی یک فلاسک حاوی حلال مورد استفاده (تولوئن یا متانول) قرار می‌گیرد. سوکسله مجهز به یک کندانسور است. حلال در حال برگشت به پایین گرم می‌شود. بخار حلال به وسیله بازوی تقطیر به بالا منتقل می‌شود و سرریز آن به اتاقک انگشتانه حاوی مغزه می‌ریزد. کندانسور باعث می‌شود که هر قطره بخار سرد شده حلال به داخل محفظه حاوی مغزه برگردد. حلال گرم به آرامی محفظه حاوی مغزه را پر می‌کند. مقداری از آلودگی و یا ناخالصی‌ها در حلال گرم حل می‌شود. وقتی که مخزن سوکسله به طور کامل پر شد این محفظه، به صورت خودکار توسط سیفون جانبی تعبیه شده، تخلیه می‌شود و حلال دوباره به داخل محفظه تقطیر می‌ریزد. شاید لازم باشد که این چرخه‌ها یا روزها تکرار شود. در هر چرخه بخشی از مواد غیرفرار در حلال حل می‌گردند. پس از چرخه‌های زیاد، حلال موردنظر در ظرف تقطیر غلیظ می‌شود. مزیت این سیستم این است که به جای استفاده

۳۰۰۰ آسیاب می کنیم. در نهایت پودرهای معدنی Al_2O_3 ، SiO_2 ، TiO_2 از ابعاد میکرومتری به ابعاد نانومتری تبدیل می شوند.

سنتز نانوذره SiO_2 به روش شیمیایی (استخراج شده از سدیم سیلیکات)

برای سنتز نانوذره SiO_2 به روش شیمیایی، در ابتدا ۱۰ mL ژل سدیم سیلیکات را داخل ارلن مایر می ریزیم سپس به اندازه ۱۰ برابر سدیم سیلیکات، یعنی ۱۰۰ mL 5 N NaOH (هرچه بیشتر، نانوذره بهتر) بر روی آن می ریزیم و پس از آن 3 N HCl را تا زمانی که ژل کریستالی تشکیل شود، به آن اضافه می کنیم. در ادامه نمونه را با آب مقطر شستشو می دهیم تا فقط SiO_2 باقی بماند. در نهایت نمونه شسته شده را در داخل آون قرار می دهیم تا کاملاً خشک شود که نانو پودر سیلیسیم اکسید به روش شیمیایی از سدیم سیلیکات استخراج می شود.

10 mL Na_2SiO_3 + 100 mL NaOH (5N) + 100 mL HCl (3N)

آماده سازی نانو سیال TiO_2 ، Al_2O_3 ، SiO_2

برای آماده سازی نانو سیالات هر کدام به صورت جداگانه، در ابتدا طبق فرمول شماره ۱، سوسپانسیون حاوی ۲ g نانوذره و ۵۰ mL آب مقطر و ۲۰ mL ایزوپروپانول و ۱۵ mL تویین ۸۰ را داخل بشر بر روی هیتراستیر بدون مگنت مغناطیسی به هم می زنیم. سپس طبق فرمول شماره ۲، محلول حاوی ۱۵ g پلی اتیلن گلیکل و ۵۰ mL آب مقطر و ۲۰ mL اتانول را جداگانه در بشر می سازیم. در ادامه محلول شماره ۲ را به نمونه شماره ۱، اضافه می کنیم. در نهایت دهانه بشر (۲۰۰ mL سوسپانسیون حاوی ۲ g نانوذره) را با فویل آلومینیومی پوشانده و به مدت ۵ الی ۶ h بر روی هیتراستیر حاوی مگنت در دمای 50°C قرار می دهیم تا رفلکس شود. در صورت تبخیر آب حین به هم خوردن روی هیتراستیر، مقداری آب به آن اضافه می کنیم.

مدت زمان مورد نیاز برای نفت دوست شدن سطوح سنگ کربناته با نفت سنگین

برای نفت دوست کردن سطوح سنگ کربناته با نفت سنگین مقاطع نازک سنگ در نفت سنگین در داخل بشر با درپوش آلومینیومی در داخل آون آزمایشگاهی به مدت ۴۵ روز قرار داده شدند که پس از آزمایش زاویه تماس مقاطع نازک سنگ کاملاً نفت دوست شدند و زاویه تماس از $45/1^\circ$ (حالت آب دوست) به $132/1^\circ$ (حالت نفت دوست) تغییر پیدا کرد. لازم به ذکر است که زاویه تماس مقاطع نازک سنگ در روز ۲۰ ام با انجام آزمایش زاویه تماس 125° بود.

آماده کردن نانو سیالات

سنتز نانوذرات و آماده سازی نانو سیالات

در این تحقیق از ۳ نوع نانوذره معدنی Al_2O_3 ، TiO_2 ، SiO_2 که توسط آسیاب گلوله ماهواره ای به روش مکانیکی پودرها با اندازه میکرومتری به ابعاد نانومتری تبدیل شده و ۱ نوع نانوذره SiO_2 که به روش شیمیایی از سدیم سیلیکات استخراج شده، استفاده شده است. در ادامه به طور مفصل به توصیف انواع نانوذرات و نانو سیالات مورد استفاده می پردازیم:

نانوذرات SiO_2 ، TiO_2 ، Al_2O_3

در ابتدا پودرهای معدنی Al_2O_3 ، SiO_2 ، TiO_2 در ابعاد میکرومتری با خلوص بالای ۹۷٪ از شرکت مبتکران شیمی تهیه شد. سپس این پودرهای معدنی به روش مکانیکی توسط دستگاه گلوله ماهواره ای به ابعاد نانومتری تبدیل شد. برای انجام این کار ۳۰ g از هر پودر معدنی را داخل محفظه زیرکونیومی (حاوی گلوله های کروی شکل از جنس زیرکونیوم با قطرهای کوچک و بزرگ) می ریزیم، سپس محفظه های حاوی پودرهای معدنی ذکر شده و گاز آرگون را داخل دستگاه گلوله ماهواره ای قرار می دهیم. در ادامه هر کدام از نمونه ها را به مدت ۲ h (دستگاه در هر ۳۰ min چرخش به مدت min ۱۰ استراحت می کند) داخل دستگاه با نرخ rpm

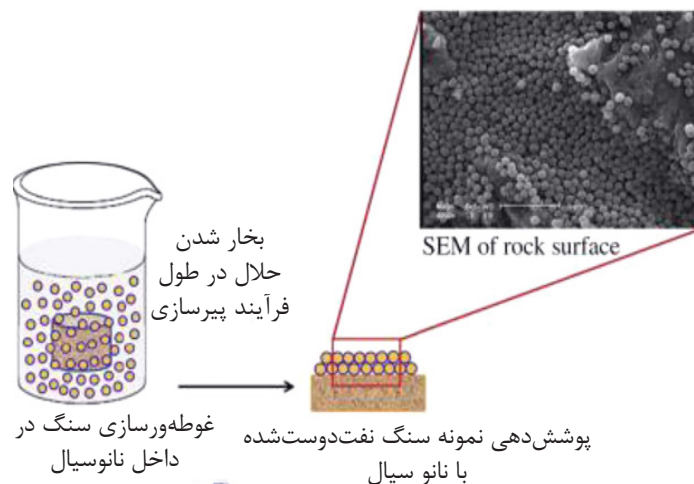
قرار دادن سنگ‌ها در نانو سیالات (پیرسازی)

ظرف محتوی سنگ نفت دوست و نانو سیال در دمای 80°C (دمای مخازن هیدروکربوری) قرار داده شد **شکل ۱ و ۲** و پس از مدت زمانی مشخص (بسته به نوع نانو سیال و نوع آزمایش) از سنگ آزمایش زاویه تماس گرفته شد.

آزمایش زاویه تماس

از تمامی سنگ‌های قرار داده شده در نانو سیالات به منظور بررسی تأثیر نانو ذرات بر روی تغییر در ترشوندگی، آزمایش زاویه تماس استاتیک گرفته شد. این آزمایش در شرایط دمایی و فشاری و زمانی مختلف گرفته شده است.

سنگ‌های نفت دوست شده به صورت القایی به منظور تغییر ترشوندگی به مدت مشخصی بسته به نوع آزمایش در ظرف حاوی نانو سیالات تحت دمای 80°C قرار داده شدند. برای پوشاندن سطح سنگ با استفاده از نانو ذرات، سنگ‌های نفت دوست شده را درون ظرف (مقاوم در برابر دما و با حجم ۴۰ mL) حاوی نانو سیالات تهیه شده (با غلظت‌های مختلف) قرار می‌دهیم. با توجه به این که در این تحقیق تأثیر نانو سیالات روی ترشوندگی در دمای مخزن بررسی می‌شود، بنابراین



شکل ۱ پوشش دهی نمونه سنگ نفت دوست شده با نانو سیال به منظور آماده سازی سنگ برای آزمایش زاویه تماس استاتیک (روش Dip-Coating)



شکل ۲ تصاویر مربوط به پیرسازی مقاطع دایره‌ای سنگ مخزن کربناته در غلظت‌های wt % ۰/۰۵ تا ۰/۳۵ برای ۳ نوع نانو سیال حاوی نانو ذرات Al_2O_3 , SiO_2 , TiO_2

مواد و روش‌های آزمایش زاویه تماس

ابتدا نمونه سنگ مخزن کربنانه (مغزه) را به صورت پلاگ (Plug) با قطر ۱/۵ inch و طول ۱۰ cm آماده می‌کنیم. سپس پلاگ را به صورت مقاطع نازک با ضخامت کمتر از ۲ mm و قطر ۱/۵ inch اسلایس می‌کنیم و هر مقطع نازک سنگ را حداقل به ۴ قسمت (ربع دایره) تکه‌تکه می‌کنیم. پس از آن توسط دستگاه آزمایش زاویه تماس، زاویه تماس نفت سنگین با مقاطع نازک سنگ را اندازه‌گیری می‌کنیم که نتایج حاصل از آزمایش، زاویه ۴۵/۱° را نشان می‌دهد که نشان از حالت آب‌دوستی مقاطع نازک سنگ مخزن است. سپس مقاطع نازک سنگ تکه‌تکه شده را در داخل بشر حاوی نفت سنگین همراه با درپوش فویل آلومینیومی به مدت ۴۵ روز در آن آزمایشگاهی در دمای ۸۰ °C، قرار می‌دهیم تا نفت کاملاً در بافت سنگ نفوذ کند. پس از آن مقاطع نازک سنگ نفت‌دوست شده را از داخل بشر حاوی نفت سنگین بیرون می‌آوریم و با آب مقطر و با استفاده از سرنگ حاوی N-Hexane شستشو می‌دهیم، سپس مجدداً مقاطع نازک سنگ شسته شده را بر روی شیشه h به مدت ۱ h درون آن آزمایشگاهی قرار می‌دهیم تا کاملاً خشک شوند. پس از آن توسط دستگاه آزمایش زاویه تماس، دوباره زاویه تماس نفت سنگین با مقاطع نازک سنگ را اندازه‌گیری می‌کنیم که نتایج حاصل از آزمایش نشان می‌دهد که زاویه از ۴۵/۱° (آب‌دوست قوی) به ۱۳۲/۱° (نفت‌دوست) تغییر یافته است، حال در این قسمت هدف ما این است که مقاطع نازک سنگ نفت‌دوست شده را با عملیات پیرسازی در نانوسیالات مختلف در غلظت‌های مشخص به حالت آب‌دوست تغییر دهیم. سپس ۳ نوع نانو سیال حاوی ناو ذرات معدنی (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) را با غلظت‌های wt. % ۰/۰۵ تا ۰/۳۵ با حجم ۲۰ mL بر روی هیتر استیرر به مدت ۲۰ min آماده می‌کنیم، پس از آن مقاطع نازک سنگ تکه‌تکه شده که کاملاً نفت‌دوست هستند را برای عملیات

در اینجا به منظور اندازه‌گیری زاویه تماس از روش کمی قطره چسبیده استفاده شده است. در واقع این روش، روشی است که اغلب برای تعیین ترشوندگی یک سیستم سنگ-آب-نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد. این روش مستقیم‌ترین روش تعیین ترشوندگی است. لازم به توضیح است آماده‌سازی قطعات نازک از سطح به منظور انجام آزمایش زاویه تماس یک امر رایج بوده و در بسیاری از تحقیقات دیگر به آن اشاره شده است.

دستگاه اندازه‌گیری زاویه تماس

برای اندازه‌گیری زاویه تماس نفت با سطح سنگ در حضور آب از دستگاه اندازه‌گیری زاویه تماس که شامل یک دوربین CaNon 700D و یک ستاپ برای قرار دادن سنگ و تزریق قطره نفت به محفظه سل است شکل ۳، استفاده شد.



شکل ۳ تصویر دستگاه اندازه‌گیری زاویه تماس

نحوه بیان خاصیت ترشوندگی سنگ براساس زاویه تماس نسبت به سیال سنگین تر (آب) به شکل زیر است:

$$0 < \theta < 90 \rightarrow \cos \theta > 0 \rightarrow \sigma_{so} > \sigma_{sw} \rightarrow \text{آب‌دوست}$$

$$\theta = 90 \rightarrow \cos \theta = 0 \rightarrow \sigma_{so} = \sigma_{sw}$$

$$90 < \theta < 180 \rightarrow \cos \theta < 0 \rightarrow \sigma_{so} < \sigma_{sw} \rightarrow \text{آب‌دوست}$$

در این تحقیق، هدف آب‌دوست کردن سطوح سنگ کربناته نفت‌دوست شده، به وسیله سوسپانسیونی از نانوذرات است. بنابراین مطلوب است که زاویه تماس در بازه $0^\circ < \theta < 90^\circ$ قرار بگیرد، که در این صورت به خوبی نانوذرات توانسته‌اند ترشوندگی را بهبود دهند.

شد، که نتیجه‌ای مشابه حاصل شد و درواقع تکرارپذیری نیز به این شکل آزمایش شد. با انجام آزمایش‌های اندازه زاویه تماس در غلظت‌های wt. % ۰/۰۵ تا ۰/۳۵ نتایج در بخش ۳ آورده شده است. در این تحقیق روشی مؤثر برای تغییر در ترشوندگی سنگ مخزن کربناته، نفت‌دوست‌شده در نفت سنگین، با استفاده از نانوذرات SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 ارائه شده است.

آزمایش کشش بین سطحی

در این تحقیق، ابتدا کشش بین سطحی آب مقطر- هوا، سپس کشش بین سطحی آب مقطر- نفت سنگین و در نهایت کشش بین سطحی غلظت‌های مختلف نانو سیالات- نفت سنگین اندازه‌گیری شد که نتایج آن را در ادامه آورده‌ایم.

دستگاه اندازه‌گیری کشش بین سطحی

به‌منظور انجام این آزمایش از دستگاه SIGMA 700 استفاده شد. در این دستگاه از روش du Noüy ring استفاده می‌شود. در این روش، رینگ ساخته‌شده از جنس پلاتینیم و یا ایریدیوم به آرامی از سطح مشترک دو فاز مایع - مایع و یا مایع - هوا به بیرون کشیده شده و نیروی مورد نیاز برای بیرون کشیدن حلقه اندازه‌گیری می‌شود. شکل ۶ و ۷ در این روش از رابطه زیر برای محاسبه کشش سطحی و یا بین سطحی استفاده می‌شود:

روش دی نوی رینگ برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی

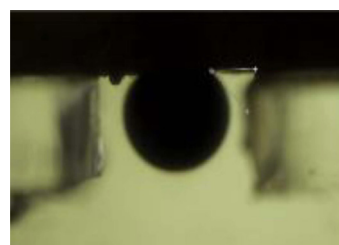
$$\sigma = C F / 2L \quad (1)$$

در رابطه ۱، C ضریب تصحیح، F نیروی لازم برای بیرون کشیدن حلقه و L محیط متوسط دور حلقه برابر $2\pi r$ می‌باشند. ضریب ۲ در مخرج به‌منظور محاسبه تأثیر هر دو خط تماس حلقه است.

مواد و روش‌های آزمایش کشش بین سطحی

برای انجام آزمایش کشش بین سطحی (IFT) مراحل زیر طی شده است: برای انجام آزمایش کشش بین سطحی در ابتدا نمونه نانو سیالات با حجم کلی mL ۴۰ در غلظت‌های wt. % ۰/۰۵ تا ۰/۳۵ شد.

پیرسازی (Aging) در داخل محفظه‌های پلاستیکی کوچک در داخل آون آزمایشگاهی در دمای 80°C به مدت ۱ هفته (۷ روز) قرار می‌دهیم. پس‌ازاینکه عملیات پیرسازی ۷ روزه به انجام رسید و نانو سیالات برروی سطح مقاطع نازک سنگ coat شدند و در بافتشان نفوذ کردند، دوباره توسط دستگاه آزمایش زاویه تماس، زاویه تماس نفت سنگین با مقاطع نازک سنگ را اندازه‌گیری می‌کنیم که نتایج حاصل از آزمایش در نانو سیال با غلظت حداقل wt. % ۰/۰۱ نشان می‌دهد که زاویه تماس مقاطع نازک سنگ با نفت سنگین از $132/1^\circ$ (نفت‌دوست) به $91/5^\circ$ (متمايل به نفت‌دوست) تغییر یافته است، شکل ۴ و ۵ از قبل می‌دانیم که بهتر است در زمان تغییر از حالت نفت‌دوستی به آب‌دوستی بهتر است سطح مقاطع نازک سنگ متمایل به نفت‌دوستی باشد یعنی زاویه تماس نفت با مقاطع نازک سنگ بین بازه 90° تا 92° باشد تا قطرات نفتی مسیر راحتی را در بحث Flooding طی کنند.



شکل ۴ تصویر زاویه تماس مقاطع نازک سنگ با نفت سنگین قبل از قرار دادن مقاطع نازک سنگ در نفت سنگین $45/1^\circ$ (آب‌دوست قوی)

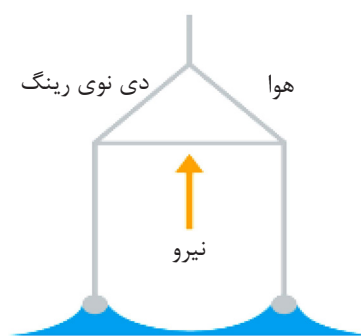


شکل ۵ زاویه تماس مقاطع نازک سنگ با نفت سنگین بعد از قرار دادن مقاطع نازک سنگ در نفت سنگین $132/1^\circ$ (نفت‌دوست)

همچنین برای اطمینان از جواب به‌دست‌آمده، آزمایش زاویه تماس در غلظت بهینه مجدداً تکرار



شکل ۷ تصویر دستگاه SIGMA 700 جهت انجام آزمایش IFT



شکل ۶ شمایی از روش دی نوب رینگ

ابتدا نانوسیال حاوی ۲ g ۲ نانوذره در ۲۰۰ mL سوسپانسیون آماده شد، سپس غلظت‌های wt. % ۵ تا ۳۵ در محفظه‌های ۴۰ g آب تهیه شد. برای مثال برای تهیه غلظت wt. % ۰/۰۰۵ در محفظه ۴۰ g، ۲ از نانوسیال ۲۰۰ mL در ۳۸ g آب مقطر در نظر گرفته شد، سپس هر نمونه را به مدت ۲۰ min برروی هیتر استیرر جهت انجام آزمایش قرار داده شد. سپس برای انجام آزمایش IFT، ابتدا در داخل ظرف شیشه‌ای ۳۵ mL آب مقطر و سپس ۳۵ نفت سنگین ریخته شد و اطلاعات مربوط به خواص پتروفیزیکی سیال نفتی و آب مقطر یا نانو سیال را در نرم‌افزار مربوط به آزمایش وارد شد. با انجام آزمایش‌های IFT (نفت سنگین/آب مقطر) و آزمایش‌های IFT (نفت سنگین/نانو سیالات) در غلظت‌های wt. % ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ نتایج در بخش ۳ آورده شده است.

آزمایش سیلاب‌زنی مغزه کربناته

در ابتدا نمونه پلاگ کربناته به طول ۱۰ cm و قطر ۱/۵ inch را در دستگاه ساکسوله به مدت ۴۸ h با آب مقطر شستشو می‌دهیم تا املاح موجود در پلاگ و ترکیباتی که در آب محلول هستند (موادی که جزء ترکیب خود سنگ مخزن نیستند)، شسته شوند. سپس مجدداً پلاگ را در دستگاه ساکسوله به مدت ۷۲ h با تولوئن جهت حل کردن ترکیبات آروماتیک که ممکن است در ساختار پلاگ وجود داشته باشند، شستشو می‌دهیم تا وقتی که از نمونه سنگ مخزن، نفتی خارج نشود. پس از شستشوی پلاگ

با آب مقطر و تولوئن در دستگاه ساکسوله، در ابتدا وزن پلاگ را بلافاصله بعد از انجام عملیات شستشو در ساکسوله و قبل از قرار دادن در آون آزمایشگاهی، اندازه‌گیری می‌کنیم. پس از اندازه‌گیری وزن تر پلاگ موردنظر، پلاگ را به مدت ۲۴ h در آون با دمای ۷۵ °C قرار می‌دهیم، سپس دوباره وزن می‌کنیم و اعداد به دست آمده را ثبت می‌کنیم. مجدداً پلاگ را به مدت ۲۴ h در آون قرار می‌دهیم و دوباره وزن خشک پلاگ را ثبت می‌کنیم. مرحله اندازه‌گیری وزن خشک پلاگ تا جایی ادامه دارد که بعد از اندازه‌گیری‌های روزانه، اعداد ثبت شده ثابت بمانند. پس از اینکه از خشک بودن کامل پلاگ مطمئن شدیم، در داخل ظرف شیشه‌ای دسی‌کاتور حاوی سیلیکا ژل (جاذب رطوبت) به مدت ۴۸ h قرار می‌دهیم که در صورت وجود هرگونه رطوبت باقی‌مانده، آن را جذب کند. سپس با در دست داشتن ابعاد پلاگ (کربناته به طول ۱۰ cm و قطر ۱/۵ inch) و وزن پلاگ (تر و خشک)، به ترتیب حجم کل پلاگ و PV پلاگ را محاسبه می‌کنیم که مقادیر $113/951 \text{ cm}^3$ و $16/64 \text{ cm}^3$ به دست آمد. پس از آن پلاگ را در داخل Core Holder قرار داده که یک طرف Core Holder به OutLet دستگاه Pump وصل است که با دبی ۱۰۰ mL/12Hr و فشار ۴۰۰ psi تا ۶۰۰ psi عملیات سیلاب‌زنی به اندازه 5PV با آب سازندی حاوی نمک‌های (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2) را به مدت ۱۲ h انجام می‌دهیم تا مطمئن باشیم تمامی فضای سنگ با آب سازندی پر شده است.

در ابتدا نمونه پلاگ کربناته به طول ۱۰ cm و قطر ۱/۵ inch را در دستگاه ساکسوله به مدت ۴۸ h با آب مقطر شستشو می‌دهیم تا املاح موجود در پلاگ و ترکیباتی که در آب محلول هستند (موادی که جزء ترکیب خود سنگ مخزن نیستند)، شسته شوند. سپس مجدداً پلاگ را در دستگاه ساکسوله به مدت ۷۲ h با تولوئن جهت حل کردن ترکیبات آروماتیک که ممکن است در ساختار پلاگ وجود داشته باشند، شستشو می‌دهیم تا وقتی که از نمونه سنگ مخزن، نفتی خارج نشود. پس از شستشوی پلاگ

نتایج حاصل از آزمایش زاویه تماس

بررسی رابطه زاویه تماس با تغییر نوع نانو ذره / نوع نانو سیال

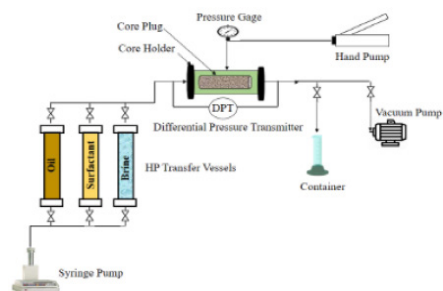
با توجه به نتایج حاصل از آزمایش زاویه تماس، زاویه تماس سنگ کربناته اصیل نسبت به محیط آب دارای ترشوندگی ذاتی آب دوست $1^\circ/45$ است. با توجه به نتایج آورده شده، سطح سنگ کربناته بعد از ۲۰ روز ماندگاری در نفت خام سنگین در دمای $^\circ\text{C}$ ۸۰ شدیداً نفت دوست نشده (جدول ۶ و شکل ۱۰ و لازم شد تا برای مدت زمان بیشتری به مدت ۴۵ روز در نفت سنگین باقی بماند. با توجه به نتایج زیر که به صورت جدول، نمودار و تصویر برای تفهیم روشن تر آورده شده است، زاویه تماس سنگ کربناته اصیل بعد از قرار گرفتن در محیط نفتی به مدت ۴۵ روز از $1^\circ/45$ به $1^\circ/132$ افزایش یافت که این افزایش نشان دهنده نفت دوست شدن سطح سنگ است.

نتایج حاصل از آزمایش زاویه تماس

ابتدا نانوسیال حاوی ۲ g نانو ذره در ۲۰۰ mL سوسپانسیون آماده شد، سپس غلظت های wt. % ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ از سوسپانسیون در محفظه های ۴۰ آب تهیه شد (جدول ۷ و اشکال ۱۱-۱۵).

نتایج حاصل از آزمایش کشش بین سطحی (IFT)

در این تحقیق، ابتدا کشش بین سطحی آب مقطر- هوا، سپس کشش بین سطحی آب مقطر- نفت سنگین و در نهایت کشش بین سطحی غلظت های مختلف نانو سیالات- نفت سنگین اندازه گیری شد که نتایج آن را در ادامه آورده شده است (جدول ۸-۹ و شکل ۱۶)



شکل ۹ شماتیک دستگاه Core Flood جهت انجام آزمایش سیلاب زنی

سپس عملیات سیلاب زنی به اندازه PV ۲/۹ را با نفت سنگین آغاز می کنیم تا جایی که دیگر در لوله مندرج آب سازندی مشاهده نگردد و مقدار حجم آب باقی مانده که دیگر قابل استخراج نیست ثابت بماند. پس از آن پلاگ مورد نظر را که داخل آن نفت قرار دارد در آون به مدت ۳۰ روز در دمای $^\circ\text{C}$ ۷۵ قرار می دهیم تا نفت سنگین به طور کامل در بافت و ساختمان پلاگ قرار گیرد. پس از تزریق نفت به پلاگ و قرار دادن آن در آون به مدت ۳۰ روز، مجدداً پلاگ را در داخل Core Holder قرار می دهیم، پس از آن سیلاب زنی با آب را آغاز کرده و این کار را تا جایی ادامه می دهیم که نفت در داخل پلاگ قابل استخراج نباشد ($9/64 \text{ cm}^3$ در داخل پلاگ باقی ماند). در نهایت عملیات سیلاب زنی با نانو سیال را به اندازه 3PV-4PV با دبی ۱۰۰ mL/12h و فشار ۴۰۰-۶۰۰ psi به پلاگ در داخل Core Hold-er تزریق می کنیم که حجم نفت استخراج شده در لوله مندرج بعد از عملیات سیلاب زنی با نانو سیال ۳ cm^3 بوده است که در واقع بررسی ها نشان می دهد که حجم نفت استخراج شده ۴۲٪ در حالت تزریق آب به ۶۰/۰۹٪ در حالت تزریق نانوسیال افزایش یافت (نفت باقی مانده به ترتیب از $9/64 \text{ cm}^3$ به $6/64 \text{ cm}^3$ کاهش یافت). با انجام سیلاب زنی مغزه کربناته در غلظت های wt. % ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ نتایج در بخش ۳ آورده شده است. در شکل های ۸ و ۹ به ترتیب نقشه کلی سیستم سیلاب زنی مغزه، شماتیک کامل دستگاه سیلاب زنی و شمای درونی دستگاه سیلاب زنی نشان داده شده است.

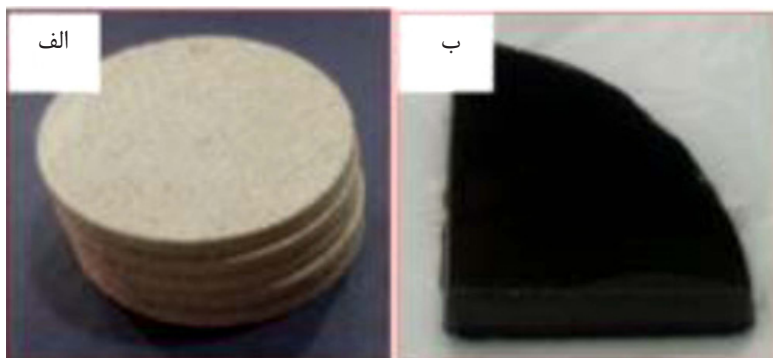
بخش بحث و تحلیل نتایج



شکل ۸ تصویر دستگاه Core Flood جهت انجام آزمایش سیلاب زنی

جدول ۶ جدول ترشوندگی سنگ کربناته نفت دوست شده در نفت سنگین

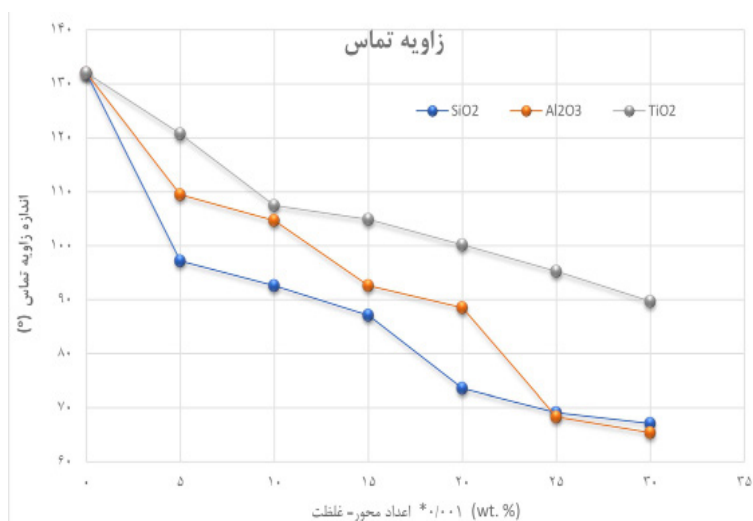
نوع سنگ	نوع نفت استفاده شده برای پیرسازی	مدت زمان پیرسازی (روز)	زاویه تماس نسبت به محیط آب
سنگ کربناته	نفت سنگین	۲۰	۱۲۵ °
سنگ کربناته	نفت سنگین	۴۵	۱۳۲/۱ °

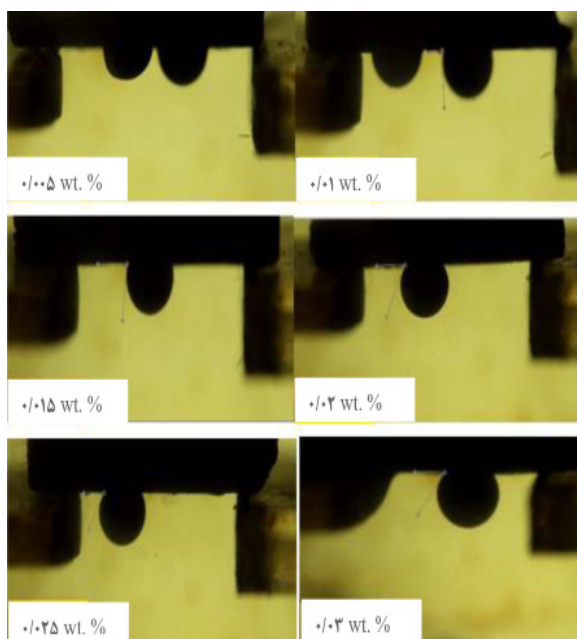


شکل ۱۰ الف) مقاطع نازک سنگ قبل از قرار دادن در نفت سنگین ب) مقاطع نازک سنگ بعد از قرار دادن در نفت سنگین

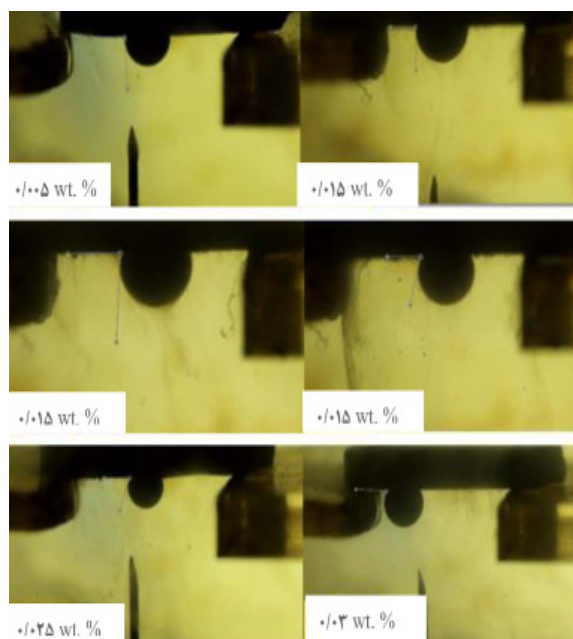
جدول ۷ جدول مقایسه نتایج آزمایش زاویه تماس ۳ نوع نانوسیال حاوی ناو ذرات معدنی (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) با غلظت‌های ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ wt. %

SiO_2		Al_2O_3		TiO_2	
غلظت wt. %	زاویه تماس °	غلظت wt. %	زاویه تماس °	غلظت wt. %	زاویه تماس °
۰/۰۰۵	۱۳۲	۰/۰۰۵	۱۳۲	۰/۰۰۵	۱۳۲
۰/۰۱	۹۷/۲	۰/۰۱	۱۰۹/۵	۰/۰۱	۱۲۰/۷۵
۰/۰۱۵	۹۲/۶	۰/۰۱۵	۱۰۴/۷	۰/۰۱۵	۱۰۷/۵
۰/۰۲	۸۷/۱	۰/۰۲	۹۲/۶	۰/۰۲	۱۰۴/۹
۰/۰۲۵	۷۳/۵۵	۰/۰۲۵	۸۸/۵	۰/۰۲۵	۱۰۰/۲
۰/۰۳	۶۹/۱	۰/۰۳	۶۸/۳	۰/۰۳	۹۵/۲۵
۰/۰۳۵	۶۷/۱	۰/۰۳۵	۶۵/۴	۰/۰۳۵	۸۹/۷

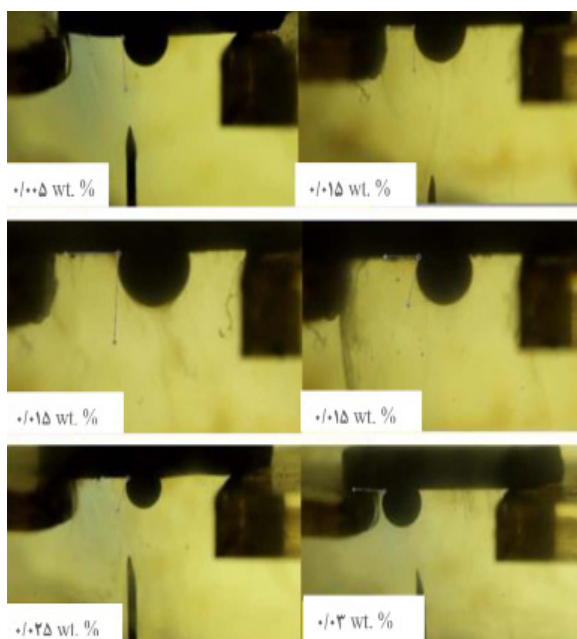
شکل ۱۱ مقایسه نتایج آزمایش زاویه تماس ۳ نوع نانوسیال حاوی ناو ذرات معدنی (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) با غلظت‌های ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ wt. %



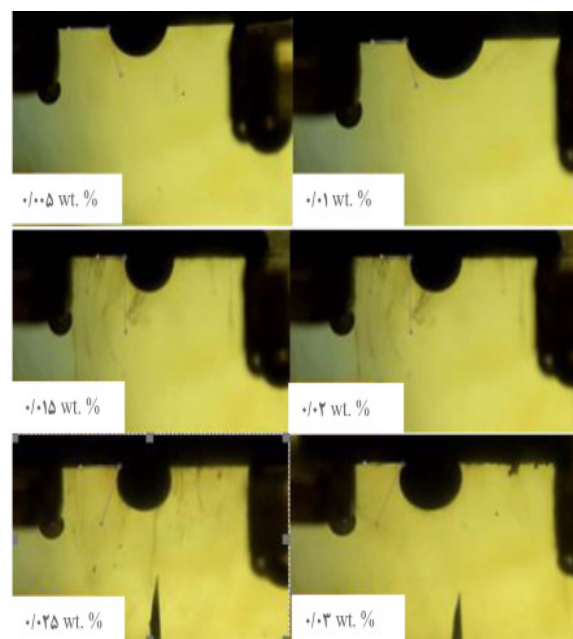
شکل ۱۳ مجموعه اشکال بررسی رابطه زاویه تماس با تغییر غلظت نانوذره SiO_2 برای نانوسیال Na_2SiO_3 (استخراج شده از (wt. %))



شکل ۱۴ مجموعه اشکال بررسی رابطه زاویه تماس با تغییر غلظت نانوذره برای نانوسیال SiO_2



شکل ۱۵ مجموعه اشکال بررسی رابطه زاویه تماس با تغییر غلظت نانوذره TiO_2 برای نانوسیال (wt. %)



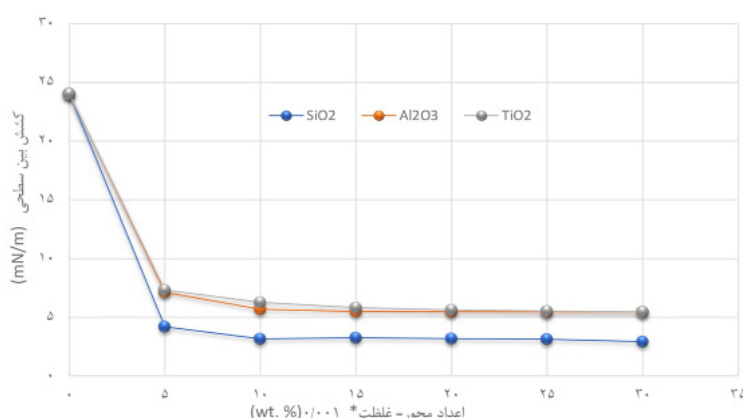
شکل ۱۶ مجموعه اشکال بررسی رابطه زاویه تماس با تغییر غلظت نانوذره Al_2O_3 برای نانوسیال (wt. %)

جدول ۸ جدول مقایسه میزان کشش بین سطحی آب/ هوا و آب/ نفت سنگین

ردیف	فرمول نانو سیال (20 cm^3 نانوسیال)	حجم نمونه (نفت/ آب یا نانو سیال) (mL)	کشش بین سطحی (mN/m)
۱	Water/Air IFT	۳۵	۶۸/۴۲۷
۲	Water/Oil IFT	۳۵/۳۵	۲۴/۰۲۹

جدول ۹ جدول مقایسه نتایج آزمایش کشش بین سطحی ۳ نوع نانو سیال حاوی ناو ذرات معدنی (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) با غلظت‌های ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ wt %

SiO_2		Al_2O_3		TiO_2	
غلظت (wt %)	کشش بین سطحی	غلظت (wt %)	کشش بین سطحی	غلظت (wt %)	کشش بین سطحی
۰/۰۰۵	۲۴/۰۳	۰/۰۰۵	۲۴/۰۳	۰/۰۰۵	۲۴/۰۳
۰/۰۱	۴/۱۹۴	۰/۰۱	۷/۱۳	۰/۰۱	۷/۳۲۵
۰/۰۱۵	۳/۱۶۷	۰/۰۱۵	۵/۶۸	۰/۰۱۵	۶/۲۸۴
۰/۰۲	۳/۲۵۹	۰/۰۲	۵/۴۸۲	۰/۰۲	۵/۸۲۴
۰/۰۲۵	۳/۱۸۵	۰/۰۲۵	۵/۴۷۵	۰/۰۲۵	۵/۶۳۲
۰/۰۳	۳/۱۲۴	۰/۰۳	۵/۴۵۸	۰/۰۳	۵/۵۲۶
۰/۰۳۵	۲/۹۲۶	۰/۰۳۵	۵/۴۴۷	۰/۰۳۵	۵/۴۵۸



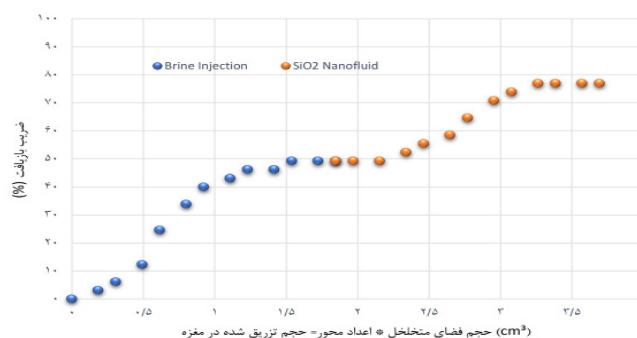
شکل ۱۶ مقایسه نتایج آزمایش کشش بین سطحی ۳ نوع نانو سیال حاوی ناو ذرات معدنی (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3) با غلظت‌های ۰/۰۰۵ تا ۰/۰۳۵ wt %

نتایج حاصل از آزمایش سیلاب‌زنی مغزه

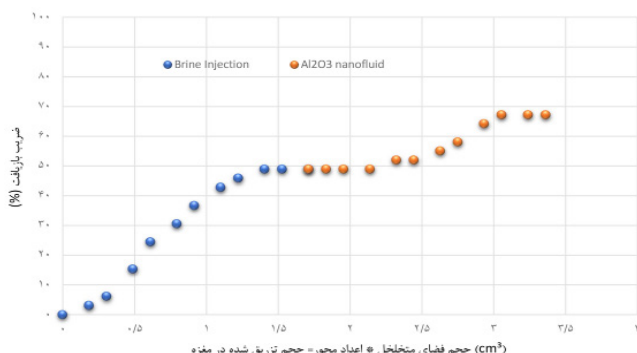
با توجه به حجم کلی پلاگ (Total)

هم‌چنین حجم فضای خالی ($\text{Pore Volume} = 16.64 \text{ cm}^3$) و حداکثر حجم نفت تزریق شده به پلاگ $16/64 \text{ cm}^3$ ، سیلاب‌زنی با آب را تا جایی ادامه می‌دهیم که نفت در داخل پلاگ قابل استخراج نباشد که با سیلاب‌زنی با که با سیلاب‌زنی با آب 7 cm^3 نفت خارج شده و $9/64 \text{ cm}^3$ در داخل پلاگ باقی‌ماند). در نهایت عملیات

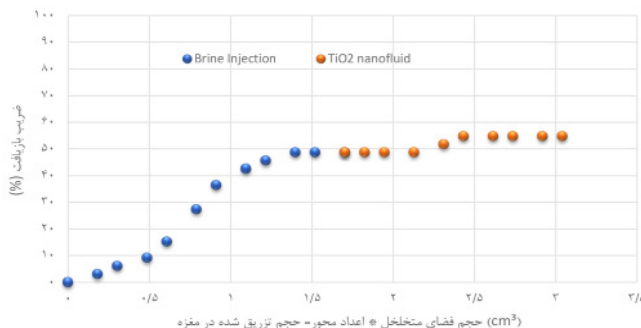
سیلاب‌زنی با نانو سیال را به اندازه 3PV- 4PV دبی $100 \text{ mL}/12\text{h}$ و فشار $400-600 \text{ psi}$ به پلاگ در داخل Core Holder تزریق می‌کنیم که حجم نفت استخراج‌شده در لوله مندرج بعد از عملیات سیلاب زنی با نانو سیال (3 cm^3) بوده است که درواقع بررسی‌ها نشان می‌دهد که حجم نفت استخراج شده $42/06\%$ در حالت تزریق آب به $60/09\%$ در حالت تزریق نانوسیال افزایش یافت **اشکال ۱۷-۱۹** که نفت باقی‌مانده به ترتیب از $9/64 \text{ cm}^3$ به $6/64 \text{ cm}^3$ کاهش یافت.



شکل ۱۷ نتایج حاصل از آزمایش سیلاب‌زنی با نانوسیال SiO_2



شکل ۱۸ نتایج حاصل از آزمایش سیلاب‌زنی با نانوسیال Al_2O_3



شکل ۱۹ نتایج حاصل از آزمایش سیلاب‌زنی با نانوسیال TiO_2

نتیجه‌گیری

• غلظت بهینه نانو سیال و زمان بهینه پیرسازی سنگ در نانو سیال تعیین شد که مقدار این پارامترها به ترتیب wt. % ۰/۰۱ و ۷ روز بود.

• نتایج آزمایش IFT نشان داد که این نانوسیال‌ها توانایی بالایی در کاهش IFT نفت-آب دارند. غلظت بهینه برای این عوامل wt. % ۰/۰۱ بود که فراتر از آن کاهش IFT ناچیز است. بر اساس آزمایش کشش بین سطحی نشان داده شد که کشش بین سطحی از ۲۴/۰۲۹ mN/m (آب و نفت) به ۴ mN/m (نانو سیال و نفت) در دمای محیط کاهش پیدا کرد.

در این تحقیق، سه نوع نانوسیال حاوی نانوذرات TiO_2 و SiO_2 ، Al_2O_3 که آماده‌سازی آن‌ها از لحاظ اقتصادی به صرفه می‌باشد برای افزایش بازیافت نفت مورد بررسی قرار گرفت.

• با انجام آزمایش زاویه تماس مشخص شد که زاویه تماس قطره نفت بر روی سنگ کربناته نفت دوست شده بعد از پوشش‌دهی با نانو سیال با غلظت حداقل wt. % ۰/۰۱، از $132/1^\circ$ به زاویه $87/1^\circ$ تغییر یافت.

• نشان می‌دهد که نانوسیال TiO_2 عامل قابل استفاده برای افزایش تولید نفت از مخازن هیدروکربنی نفت‌دوست نیست.

• با انجام آزمایش سیلاب‌زنی بر روی مغزه‌های نفت‌دوست‌شده، بررسی‌ها نشان می‌دهد که در آزمایش سیلاب‌زنی حجم نفت استخراج شده $0.6/42\%$ در حالت تزریق آب به $0.9/60\%$ در حالت تزریق نانوسیال افزایش یافت (نفت باقی‌مانده به ترتیب از $9/64 \text{ cm}^3$ به $6/64 \text{ cm}^3$ کاهش یافت) که در واقع ضریب بازیافت سیلاب‌زنی نسبت به حالت قبل 18% افزایش یافت.

• مطالعات تغییر ترشوندگی نشان داد که ترشوندگی مقاطع سنگ‌های نفت‌دوست‌شده پس از پیرسازی توسط نانوسیالات SiO_2 ، Al_2O_3 به آب‌دوست تبدیل می‌شود. با این حال، TiO_2 نقش ضعیف‌تری در تغییر ترشوندگی سطح سنگ‌ها نشان داد. در نهایت، آزمایش‌های ازدیاد برداشت نفت در ارتباط با اندازه‌گیری زاویه تماس نشان می‌دهد که نانوسیال SiO_2 حاوی حداقل $1\% \text{ wt}$. نانوذرات، ضریب بازیافت را تا 27% افزایش می‌دهد که قابل توجه است. 15% نانوسیال Al_2O_3 یا کارایی در افزایش ضریب بازیافت 17% نشان داد. با این حال، نتایج نشان داده شده و مورد بحث در این مطالعه

مراجع

- [1]. Alomair, O. A., Matar, K. M., & Alsaeed, Y. H. (2014). Nanofluids application for heavy oil recovery, In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE-171539, doi.org/10.2118/171539-MS.
- [2]. Hu, L., & Chen, M. (1996). Preparation of ultrafine powder: The frontiers of chemical engineering, Materials Chemistry and Physics, 43(3), 212-219, doi.org/10.1016/0254-0584(95)01640-G.
- [3]. Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. Energies, 10(3), 345, doi.org/10.3390/en10030345.
- [4]. Aveyard, R., Binks, B. P., & Clint, J. H. (2003). Emulsions stabilised solely by colloidal particles, Advances in colloid and interface science, 100, 503-546, doi.org/10.1016/S0001-8686(02)00069-6.
- [5]. Chengara, A., Nikolov, A. D., Wasan, D. T., Trokhymchuk, A., & Henderson, D. (2004). Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient, Journal of Colloid And Interface Science, 280(1), 192-201, doi.org/10.1016/j.jcis.2004.07.005.
- [6]. Wasan, D., Nikolov, A., & Kondiparty, K. (2011). The wetting and spreading of nanofluids on solids: Role of the structural disjoining pressure. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 16(4), 344-349, doi.org/10.1016/j.cocis.2011.02.001.
- [7]. Zamani, A., Maini, B., & Pereira-Almao, P. (2012). Flow of nanodispersed catalyst particles through porous media: Effect of permeability and temperature, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 90(2), 304-314, doi.org/10.1002/cjce.20629.
- [8]. Shah, R. D., & Rusheet, D. (2009, October). application of NANOPARTICLES saturated injection Gasses for EOR OF heavy oils, In SPE paper-129539-STU presented at The SPE Technical Conference and Exhibition Held in New Orleans Louisiana.
- [9]. Molnes, S. N., Torrijos, I. P., Strand, S., Paso, K. G., & Syverud, K. (2016). Sandstone injectivity and salt stability of cellulose nanocrystals (CNC) dispersions—Premises for use of CNC in enhanced oil recovery, Industrial Crops and Products, 93, 152-160, doi.org/10.1016/j.indcrop.2016.03.019.
- [10]. Al-Anssari, S., Barifcani, A., Wang, S., Maxim, L., & Iglauer, S. (2016). Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid, Journal of Colloid and Interface Science, 461, 435-442, doi.org/10.1016/j.jcis.2015.09.051.
- [11]. Salem Ragab, A. M., & Hannora, A. E. (2015, October). A Comparative investigation of nano particle effects for improved oil recovery—experimental work. In SPE Kuwait oil and gas show and conference, SPE-175395, doi.org/10.2118/175395-MS.
- [12]. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., & Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery, Journal of Petroleum science and Engineering, 78(2), 431-437, doi.org/10.1016/j.petrol.2011.06.014.
- [13]. Sheshdeh, M. J. (2015, April). A review study of wettability alteration methods with regard to nano-materials application, In SPE Norway Subsurface Conference? (pp. SPE-173884), doi.org/10.2118/173884-MS.
- [14]. Celia, E., Darmanin, T., de Givenchy, E. T., Amigoni, S., & Guittard, F. (2013). Recent advances in designing superhydrophobic surfaces, Journal of Colloid and Interface Science, 402, 1-18, doi.org/10.1016/j.

jcis.2013.03.041.

- [15]. Behzadi, A., & Mohammadi, A. (2016). Environmentally responsive surface-modified silica nanoparticles for enhanced oil recovery, *Journal of Nanoparticle Research*, 18, 1-19.
- [16]. Khezerloo-ye Aghdam, S., Kazemi, A., & Ahmadi, M. (2024). Performance evaluation of different types of surfactants to inhibit clay swelling during chemical enhanced oil recovery, *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 102(1), 481-494, doi.org/10.1002/cjce.25028.
- [17]. Aghdam, S. K. Y., Kazemi, A., & Ahmadi, M. (2023). Studying the effect of surfactant assisted low-salinity water flooding on clay-rich sandstones. *Petroleum*, doi: doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.006.
- [18]. Aghdam, S. K. Y., Moslemizadeh, A., Madani, M., Ghasemi, M., Shahbazi, K., & Moraveji, M. K. (2019). Mechanistic assessment of Seidlitzia Rosmarinus-derived surfactant for restraining shale hydration: a comprehensive experimental investigation, *Chemical Engineering Research and Design*, 147, 570-578, doi.org/10.1016/j.cherd.2019.05.042.
- [19]. Aghdam, S. K. Y., Kazemi, A., & Ahmadi, M. (2021). A laboratory study of a novel bio-based nonionic surfactant to mitigate clay swelling, *Petroleum*, 7(2), 178-187, doi.org/10.1016/j.petlm.2020.09.002.
- [20]. Aghdam, K. Y., Kazemi, A., & Ahmadi, M. (2023). Theoretical and experimental study of fine migration during low-salinity water flooding: effect of brine composition on interparticle forces. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26(02), 228-243, doi.org/10.2118/212852-PA.
- [21]. Nazari Moghaddam, R., Bahramian, A., Fakhroueian, Z., Karimi, A., & Arya, S. (2015). Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: wettability alteration of carbonate rocks. *Energy & Fuels*, 29(4), 2111-2119, doi.org/10.1021/ef5024719.
- [22]. Esfandyari Bayat, A., Junin, R., Samsuri, A., Piroozian, A., & Hokmabadi, M. (2014). Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures. *Energy & Fuels*, 28(10), 6255-6266, doi.org/10.1021/ef5013616.
- [23]. Nwidee, L. N., Al-Anssari, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., Lebedev, M., & Iglauer, S. (2017). Nanoparticles influence on wetting behaviour of fractured limestone formation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149, 782-788, doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.017
- [24]. Al-Anssari, S., Wang, S., Barifcani, A., Lebedev, M., & Iglauer, S. (2017). Effect of temperature and SiO₂ nanoparticle size on wettability alteration of oil-wet calcite, *Fuel*, 206, 34-42, doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.077.
- [25]. McElfresh, P., Holcomb, D., & Ector, D. (2012, June). Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells, In *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, SPE-154827), doi.org/10.2118/154827-MS.
- [26]. Gao, C. (2007). Factors affecting particle retention in porous media, *Emirates Journal for Engineering Research*, 12(3), 1-7.
- [27]. Esmaeilzadeh, P., Fakhroueian, Z., Bahramian, A., & Arya, S. (2013). Influence of ZrO₂ nanoparticles including SDS and CTAB surfactants assembly on the interfacial properties of liquid-liquid, liquid-air and liquid-solid surface layers, *Journal of Nano Research*, 21, 15-21, doi.org/10.4028/www.scientific.net/JNanoR.21.15.
- [28]. Esfandyari Bayat, A., Junin, R., Samsuri, A., Piroozian, A., & Hokmabadi, M. (2014). Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures, *Energy & fuels*, 28(10), 6255-6266, doi.org/10.1021/ef5013616.
- [29]. Nwidee, L. N., Lebedev, M., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., & Iglauer, S. (2017). Wettability alteration of oil-wet limestone using surfactant-nanoparticle formulation, *Journal of Colloid and Interface Science*, 504, 334-345, doi.org/10.1016/j.jcis.2017.04.078.
- [30]. Seethepalli, A., Adibhatla, B., & Mohanty, K. K. (2004). Physicochemical interactions during surfactant flooding of fractured carbonate reservoirs, *SPE journal*, 9(04), 411-418, doi: 10.2118/89423-PA.