Petroleum Research
Petroleum Research, 2024(August-September), Vol. 34, No. 136, 5-7
DOI:10.22078/pr.2024.5317.3365

The impact of Concentration and Size of Oil Droplets Accompanied by Water on the Reduction of Injectivity in the Produced Water Re-Injection Process

Ali Lotfi Fathabadi[1] , Azim Kalantariasl[1] , Maysam Mohammadzadeh Shirazi*[1], Saeed Golshokooh[2]
1. Department of Petroleum Engineering , School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University,Iran
2. National Iranian South Oilfields Company. , Ahwaz , Iran
m.mohammadzadeh@shirazu.ac.ir
DOI:10.22078/pr.2024.5317.3365

Received: November/21/2023 Accepted: January/21/2024

Introduction

The extraction of oil and gas from underground reservoirs frequently results in the production of significant volumes of water. This byproduct, known as produced water (PW), must be disposed of with minimal processing, environmental impact, and cost. PW contains a diverse array of dispersed and dissolved components, originating from both the extraction process and the reservoir itself, which can pose serious environmental risks [1].

The PW management strategies can be classified into three categories based on ecological priority: minimization, recycling/reuse, and disposal. For recycling and reuse management, the applications of produced water (PW) can vary depending on its quality. Potential uses include reinjection for enhanced oil recovery (EOR), agricultural applications, industrial purposes and even drinking water [2].

Produced water (PW) obtained from separators is not pure and requires treatment prior to re-injection. This is essential because it may contain various unexpected and undesirable substances. These agents could affect well injectivity, mainly causing the blockage of the inflow area with a drastic injectivity reduction [3].

Produced water in the oilfield contains oil droplets in the form of oil-in-water (O/W) emulsions .These oil droplets plug the pore space in the near-wellbore or near-fracture region, resulting in rapid declines in the performance of water injection wells where the remediation processes can be expensive [4].

The negative effect of OIW on water injectivity is related to the decrease of effective water permeability due to the increasing presence of oil saturation in the pore space [3].

As mentioned, produced water contains pollutants and dispersed petroleum compounds. In case of re-injection of this water, it is possible to activate formation damages such as relative permeability effects and interactions of injected water and in-situ fluid. The amount of droplets and the accompanying oil content and their size are also among the factors that cause changes in the retention rate of oil droplets. In this research, a heterogeneous micromodel was used to investigate the blockage of pores by oil droplets in oil-in-water emulsion. Therefore, quantitative and qualitative image-based analyses were performed to follow the droplet retention on the injected pore volume. In the first stage, the effect of concentration on the size of oil droplets was investigated by microscopic observation, then by changing the concentration of the dispersed phase (oil) in the oil-in-water emulsion, the effect of oil concentration on the amount of damage and injection reduction was investigated.

Materials and Methods

To make an oil-in-water emulsion, which represents the artificial sample of produced water, a laboratory mixer with a speed of 10000 rpm was used. The unit

of oil concentration is based on the number of drops added to water by a specified syringe. The number of drops in grams is also calculated. In this research, the oil of one of the reservoirs in the southwest of Iran, whose characteristics are given in Table 1, was used.

Microscopic Investigation

To investigate the effect of oil concentration on the size of oil droplets present in an oil-in-water emulsion, samples were taken from the emulsion with the help of a syringe and imaged by a microscope. Next, the images taken were analyzed using ImageJ software.

Micromodel Tests

A heterogeneous micromodel was used to investigate the amount of formation damage caused by the injection of a production water sample and the retention of oil droplets. Fig. 1 show the heterogeneous pattern of the micro model.

Table 1 Information and characteristics of crude oil used in this study.

API	Density(g/cm³)	Viscosity(25 °C)	Viscosity(60 °C)	Asphaltene(%)	Resin(%)	Aromatic(%)	Saturation(%)
20.3	0.9321	140	23	8	6	38.5	47.5

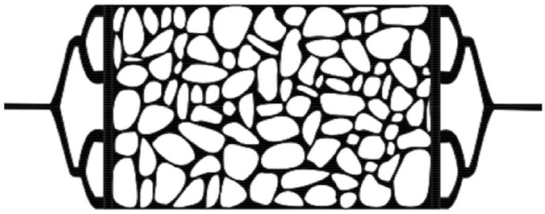


Fig. 1 The heterogeneous pattern used for micromodel construction.

Also, to investigate the effect of the oil concentration on reducing the injectability of the porous medium, the emulsion was made in different oil concentrations and injected by a syringe pump at a fixed injection volume of 0.21 mL and at a flow rate of 10 mL/h (based on common calculations of injectability to wells in the field comment) was injected into the micro model. In two stages, 7 PV and 35 PV injection volumes, representing the middle and end time of the injection process, were photographed by a camera from the micro model, and then the occupied porosity due to the retention of droplets was calculated by ImageJ software.

Results and Discussion

Microscopic Investigation

Fig. 2 shows the comparison chart of the average size of oil droplets in three oil concentration . As it is known, with the increase of oil concentration in emulsion, the size of oil droplets increases.

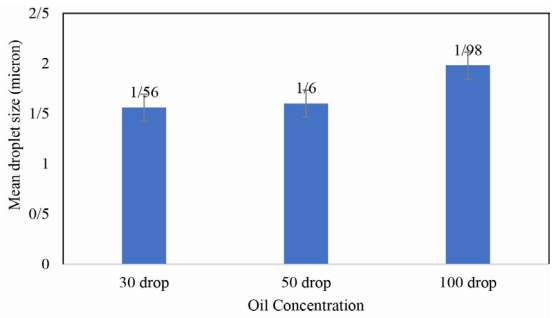


Fig. 2 Average oil droplets in the emulsion for different oil concentrations.

Fig. 3 shows the average size of oil droplets in three salinities. As can be seen, with the increase in salinity, the oil droplet size in the emulsion first increases and then decreases. So that the average oil droplet size from 1.77 micrometers for emulsion with 4 ppm salinity to 1.81 micrometers with 8 ppm salinity and finally to 1.57 micrometers with 32 ppm salinity, which is a 13% decrease.

Micromodel tests

Fig. 4 is the graph of the final occupied porosity by oil droplets in two concentrations of oil droplets. It is known that with the increase of oil concentration and injection volume, due to the injection and retention of more oil droplets in the micromodel, the final occupied porosity by oil droplets decreases, so that the final occupied porosity for the emulsion at the concentration of 70 and 150 oil drops, in the stage 35 PV injection is 0.244 and 0.171, respectively, which shows a decrease of 8%.

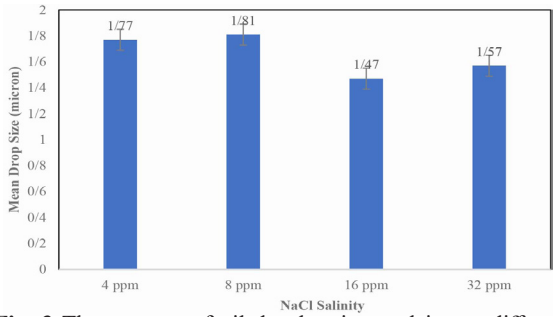


Fig. 3 The average of oil droplets in emulsion at different salinities.

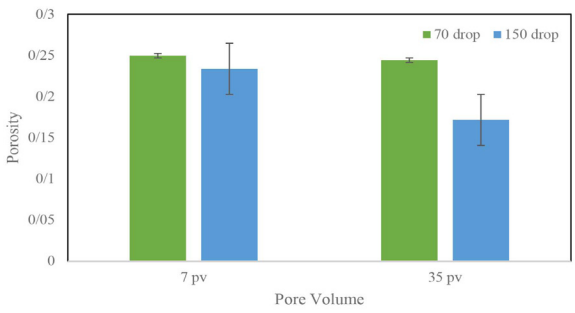


Fig. 4 The final porosity occupied by oil droplets in two different concentrations of oil.

Fig. 5 shows the ratio of the final porosity occupied by oil droplets to the initial porosity in two concentrations of oil droplets and injection stages. As it is known, with the increase of oil concentration, this ratio decreased, so that it reached 0.914 and 0.642, respectively, in two concentrations of 70 and 150 drops of oil and at the stage of 35 PV injection .In general, the decrease in the porosity of the porous medium is accompanied by a decrease in permeability, which is considered as an increase in the amount of damage to the formation.

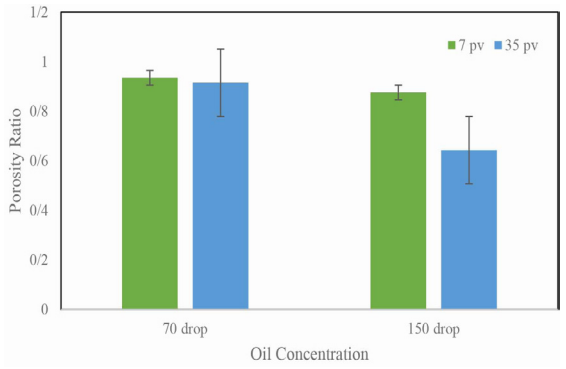


Fig. 5 The ratio of the final porosity occupied by oil droplets to the initial porosity in two different oil concentrations.

Conclusions

In this research, the issue of damage to the formation due to the injection of production water into the porous medium due to the retention of oil droplets present in it has been discussed. In this regard, microscopic examination and micromodel testing were done and the results were obtained as follows:

• Based on microscopic observations, an increase in oil concentration causes an increase in the size of oil droplets in the emulsion. For example, by increasing the oil concentration from 30 drops to 100 drops, the droplet size increases by 27% and the droplet size reaches 1.98 µm.

• Increasing the salinity of the produced water first increases the size of the oil droplets in the emulsion and then decreases it. The oil droplet size in the emulsion is from 1.77 µm for the emulsion with 4 ppm salinity to 1.81 µm with 8 ppm salinity and finally to 1.57 µm with 32 ppm salinity, which results in a 13% reduction. Based on the results of microscopic tests, the higher the concentration of oil (dispersed phase), the larger the size of the oil droplets, and according to the observations made during the emulsion making, a larger volume of oil is separated from the emulsion (more unstable emulsion).

• The micromodel tests showed that increasing the concentration of oil in the emulsion causes more oil droplets to be trapped in the micromodel, which reduces the porosity and subsequently increases the formation damage. For example, with the increase of oil concentration from 70 to 150 drops, in the 35 PV, the amount of final occupied porosity decreased by 8% and reached 0.171, and the ratio of final occupied porosity by oil droplets to initial porosity decreased by 30% and It reaches 0.642.

• With the increase of the injection volume, the amount of the final porosity occupied by oil droplets and the ratio of the final porosity occupied by oil droplets to the initial porosity decreases, so that for the emulsion with a concentration of 150 oil drops, in the injection volume of 7 PV and 35 PV, the occupied porosity The final ratio reaches from 0.234 to 0.171 and the ratio of the final porosity occupied by oil droplets to the initial porosity in 7 PV injection volume reaches from 0.875 to 0.642 in 35 PV injection volume.

• The reduction of the final occupied porosity and the ratio of the final occupied porosity by oil droplets to the initial porosity indicates a decrease in the permeability ratio and an increase in formation damage.

• At a higher concentration, due to the closing of the pores in the middle and end of the micro model at the end of the 35 PV injection, the oil droplets inside the emulsion are placed more in the initial part of the micro model and their accumulation causes the pores to close. Finally, increasing the concentration of oil in the oil-in-water emulsion causes an increase in the size of the oil droplets, which results in an increase in the amount of damage to the porous medium at the same time as the injection volume increases. The findings of this research quantitatively show the importance of removing the pollutant of oil droplets along with the produced water (before injecting them into the wells) to prevent a decrease in injectability.

Refrences

1. Azizov, I., Dudek, M., & Øye, G. (2021). Emulsions in porous media from the perspective of produced water re-injection–A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 206, 109057.
2. Ghafoori, S., Omar, M., Koutahzadeh, N., Zendehboudi, S., Malhas, R.N., Mohamed, M., Al-Zubaidi, S., Redha, K., Baraki, F. and Mehrvar, M., (2022). New advancements, challenges, and future needs on treatment of oilfield produced water: A state-of-the-art review. Separation and Purification Technology, 289, 120652., doi: 10.1016/j.seppur.2022.120652.
3. Rossini, S., Roppoli, G., Mariotti, P., Renna, S., Manotti, M., Viareggio, A., & Biassoni, L. (2020). Produced Water Quality impact on injection performance: predicting injectivity decline for waterflood design. In International Petroleum Technology Conference, (D031S083R001). IPTC, doi.org/10.2523/IPTC-20013-MS.
4. Hwang, J., & Sharma, M. M. (2018). Generation and filtration of O/W emulsions under near-wellbore flow conditions during produced water re-injection. Journal of Petroleum Science and Engineering, 165, 798-810. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.015.

پژوهش نفت شماره ۱۳۶، مرداد و شهریور ۱۴۰۳، صفحه ۲۸-۱۶

تأثیر غلظت و اندازه قطرات نفت همراه آب در کاهش تزریق‌پذیری در فرآیند بازتزریق آب تولیدی

علی لطفی فتح آبادی[۱]، عظیم کلانتری اصل[۱]، میثم محمدزاده شیرازی[۱*] و سعید گلشکوه[۲]

۱- بخش مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی نفت و گاز، دانشگاه شیراز، شیراز، ایران

۲- شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۱/۰۱

چکیده

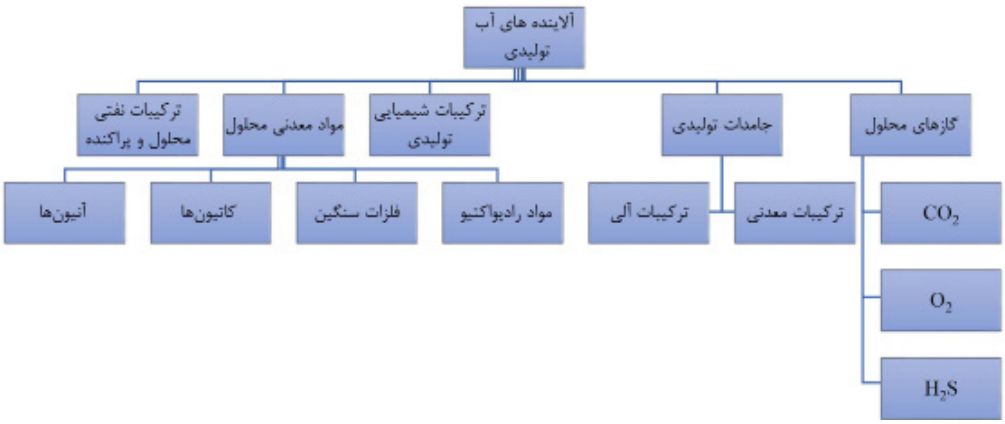
آب تولیدی همراه نفت از بزرگ‌ترین جریان‌های فاضلاب صنایع به‌شمار می‌رود. از جمله روش‌های مدیریت این آب، تزریق مجدد آن به مخازن نفتی به‌منظور فشارافزایی است؛ از طرفی به‌دلیل حضور آلاینده‌های مختلف در این آب، احتمال انواع آسیب سازندی وجود دارد. در این میان حضور قطرات نفت همراه آب، سبب گرفتگی محیط متخلخل، کاهش تزریق‌پذیری و افزایش فشار تزریق می‌گردد. در این پژوهش، آب تولیدی سنتزی شامل قطرات نفت امولسیون شده در آب آماده شد و از طریق بررسی‌های میکروسکوپی و انجام آزمایش‌های میکرومدل، تأثیر میزان غلظت نفت بر اندازه قطرات امولسیون و همچنین میزان کاهش تخلخل بررسی گردید. آزمایش‌های میکروسکوپی با غلظت نفت و شوری در محدوده به‌ترتیب ۳۰ تا ۱۰۰ قطره و ppm ۴ تا ppm ۳۲و آزمایش‌های میکرومدل با غلظت نفت ۷۰ و ۱۵۰ قطره تا تزریق PV ۳۵ انجام شد. نتایج مشاهدات میکروسکوپی نشان داد، افزایش غلظت نفت سبب افزایش میزان اندازه قطرات نفت شده بطوریکه افزایش غلظت نفت از ۳۰ به ۱۰۰ قطره، موجب افزایش میانگین اندازه قطره از µm ۵۶ /۱ به µm ۱/۹۸ می‌گردد. در آزمایش‌های میکرومدل با محاسبه تخلخل اشغال شده ناشی از قطرات نفت محبوس، مشخص گردید با افزایش دو فاکتور میزان حجم تزریق و غلظت نفت، نسبت تخلخل اشغال شده نهایی به تخلخل اولیه کاهش می‌یابد. به‌عنوان نمونه برای امولسیون نفت در آب با غلظت ۱۵۰ قطره نفت، در حجم تزریق PV ۷ و PV ۳۵ این نسبت از ۰/۸۷۵ به ۰/۶۴۲ در حجم تزریق می‌رسد. همچنین با تزریق PV ۳۵ آب تولیدی سنتزی با دو غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نفت، نسبت کاهش تخلخل از ۰/۹۱۴ به ۰/۶۴۲ رسید که موید تشدید آسیب سازند باشد. یافته‌های این تحقیق، به‌صورت کمی، اهمیت حذف آلاینده قطرات نفت همراه با آب تولیدی (قبل از تزریق شان به چاه‌ها) را در جهت جلوگیری از کاهش تزریق‌پذیری نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: آب تولیدی، امولسیون نفت در آب، غلظت نفت، حجم تزریق، میکرومدل، بررسی میکروسکوپی

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی m.mohammadzadeh@shirazu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5317.3365)

مقدمه

درحالی‌که جهان بهره مند از تولید هیدروکربن است، اما این تولید با برخی مواد زائد نامطلوب دیگر همراه بوده که عامل ایجاد مشکلات محیط زیستی و هزینه‌های بالای تصفیه‌ای هستند. از جمله این مواد زائد می‌توان به آب تولیدی همراه تولید نفت و گاز اشاره کرد که حجم قابل‌توجهی داشته و نیاز به مدیریت صحیح در کوتاه‌مدت و بلندمدت دارد [۱]. در صنعت نفت و گاز، آب تولید شده از دو منبع حاصل می‌شود. اول، در طول فرآیند استخراج هیدروکربن، مخلوطی از آب و نفت تولید می‌شود که منبع اصلی آن آب دریا یا رودخانه است و دوم آبی که به میدان نفتی تزریق شده تا نفت عمیق را به سطح برساند که در نهایت بخشی از همین آب یا فاضلاب، مجدد تولید می‌شود [۲]. در نهایت آب تولید شده‌ای که الزامات کنترل کیفی را برآورده کند ممکن است به‌طور بالقوه در کاربردهای مختلفی در عملیات میادین نفتی، مانند سیل آب/بخار، تزریق به آبده مخزن، حفاری و تکمیل چاه، شکست هیدرولیکی و یا خارج از عملیات میدان نفتی، مانند آبیاری محصولات کشاورزی، حیات‌وحش و مصرف دام و تولید برق مورد استفاده قرار گیرد [۳]. کیفیت آب تولید شده با محتوای جامدات معلق کل[1] و میزان نفت همراه آب[2] اندازه‌گیری می‌شود. کیفیت پایین آب تزریقی منجر به کاهش نرخ تزریق آب و مسدودشدن چاه‌ها می‌شود [۴]. برای این منظور و برای جلوگیری از گرفتگی منافذ، محتوای جامدات معلق و میزان نفت همراه باید محدود شود. مشخصات کلی برای محدودیت‌های قابل‌قبول نفت همراه و جامدات معلق به‌ترتیب ۴۲ mg/L و ۱۰ mg/L است [۵]. شکل ۱ انواع ترکیبات و آلاینده‌های همراه آب تولیدی را نشان می‌دهد. از سوی دیگر، مدیریت آب تولیدی شامل سه روش کمینه‌سازی، استفاده مجدد یا بازیافت آب تولیدی و همچنین دفع آب تولیدی است. در بحث کمینه‌سازی هر بشکه اضافی آب تولیدی، هزینه‌های پمپاژ آن به سطح و ذخیره، تصفیه و مدیریت آن را افزایش می‌دهد؛ لذا یک راه‌حل بهینه برای کاهش هزینه‌ها، کاهش میزان آب مصرفی است [۶]. همچنین در زمینه بازیافت آب تولیدی، آب تولید شده می‌تواند به‌عنوان یک منبع قابل بازیابی در نظر گرفته شود و در زمینه‌های مختلف مورداستفاده مجدد قرار گیرد. به‌عنوان‌مثال، تزریق مجدد آب تولید شده به یک سازند برای دستیابی به حداکثر بازیابی نفت، یک روش استفاده مجدد رایج است [۷]. در نهایت از منظر اثربخشی هزینه، دفع آب تولیدی بهترین روش است.



شکل ۱ انواع ترکیبات و آلاینده‌های همراه آب تولیدی

1. Total Suspended Solid (TSS)
2. Oil in Water

پس از جداشدن از نفت، آب تولید شده یا به جریان آب‌های سطحی تخلیه می‌شود و یا از طریق چاه‌ها به زیرسطح تزریق می‌شود. باتوجه‌به ممنوعیت شدید قوانین، بیشتر چاه‌های دریایی ایالات متحده، آب تولید شده خود را برای دفع یا افزایش هیدروکربن، مجدداً به مخزن وارد می‌کنند [۸].

مشخصات آب تولیدی

به‌منظور بررسی سازوکارهای مختلف آسیب سازندی ضمن فرآیند بازتزریق آب تولیدی، می‌بایست با انواع خصوصیات آن آشنا گردید. به همین منظور تمامی مشخصات به‌شرح زیر جمع‌آوری‌شده است:

الف) ترکیبات نفتی محلول و پراکنده

نفت از هیدروکربن‌هایی مانند BTEX، نفتالین، فنانترن، دی بنزوتیوفن[1]، هیدروکربن‌های پلی آروماتیک[2] و فنل‌ها تشکیل شده است [۹]. حلالیت نفت در آب تولیدی به پارامترهای مختلفی مانند نوع نفت، حجم آب تولیدی، شرایط ترمودینامیکی و سن تولید بستگی دارد. بیشتر هیدروکربن‌ها محلول در آب نیستند و بنابراین قطرات نفت در آب پراکنده شده و امولسیون نفت در آب تشکیل می‌دهد که این مقدار پراکندگی تحت‌تأثیر پارامترهای مختلفی مانند چگالی نفت و کشش سطحی آب - نفت قرار می‌گیرد [۱۰]. در این پژوهش تمرکز بر این نوع آلودگی است.

ب) مواد معدنی محلول

ترکیبات غیرآلی محلول در آب تولیدی شامل آنیون‌ها، کاتیون‌ها، فلزات سنگین و مواد رادیواکتیو است [۱۱]. کاتیون‌هایی مانند سدیم، پتاسیم، کلسیم، منیزیم، باریم، استرانسیوم و آهن و آنیون‌هایی مانند کلر، سولفات و کربنات، شیمی آب تولیدی را تشکیل می‌دهند. علاوه‌براین، ردپایی از فلزات سنگین، به‌عنوان‌مثال، کادمیوم، کروم، مس، و مواد رادیواکتیو طبیعی[3] در آب تولیدی وجود دارد [۱۲].

ج) ترکیبات شیمیایی تولیدی

براساس مشخصات چاه‌ها، در هنگام تولید نفت و گاز، برخی از افزودنی‌ها مانند انواع بازدارنده‌ها، بیوسیدها، پخش‌کننده‌های آسفالتین، کف‌زدا، امولسیون شکن‌ها و مواد شیمیایی تصفیه آب مانند زلال‌کننده‌ها، منعقدکننده‌ها و لخته سازها برای تصفیه و بهبود جداسازی نفت/آب اضافه می‌شوند [۱۰].

د) جامدات تولیدی

جامدات تولیدی انواع مختلفی از ترکیبات آلی و معدنی مانند خاک رس، موم، باکتری، کربنات، ماسه، فرآورده‌های خوردگی و رسوب‌گذاری و جامدات تشکیل‌دهنده هستند که در آب تولیدی وجود دارند. ترکیبات SiO_2 ، Fe_2O_3 ، Fe_3O_4 و $BaSO_4$ برخی از مواد معدنی هستند که ممکن است در آب تولیدی نیز یافت شوند [۱۰].

ه) گازهای محلول

گازهایی مانند O_2، CO_2 و H_2S نیز می‌توانند در آب تولیدی وجود داشته باشند. رسوب براساس کربنات و سولفات در طول تزریق مجدد آب تولیدی می‌تواند مربوط به حضور کربن‌دی‌اکسید و هیدروژن سولفید محلول در آب تولیدی باشد، زیرا این گازها باعث تغییرات pH با فشار و دما می‌شوند. [۱۲].

آسیب سازند در اثر تزریق مجدد آب تولیدی

آسیب سازند به‌عنوان تغییرات عملکرد چاه از نظر تزریق/ بهره‌وری تعریف می‌شود که بر ویژگی‌های سازند مخزن در ناحیه اطراف چاه تأثیر می‌گذارد [۱۳]. انواع سازوکارهای آسیب سازند در فرآیند تزریق آب بازتزریق به مخزن به‌شرح زیر است:

*** آسیب مکانیکی**

آسیب مکانیکی به‌صورت مسدودشدن منافذ در ناحیه نزدیک به چاه توسط مواد جامد معلق موجود در آب تزریق شده است. رسوب جامدات و شدت آسیب به غلظت جامدات معلق، گرانولومتری

1. NPD
2. PAHs
3. NORM

آنها، سرعت تزریق و توزیع اندازه منافذ سازند بستگی دارد. آزمایش‌های سیلاب‌زنی برای مطالعه روند اختلال به‌عنوان تابعی از غلظت جامدات معلق و نرخ تزریق انجام شده‌اند. نتیجه این که اختلال نفوذپذیری با غلظت جامدات معلق و سرعت تزریق آب، ازآنجایی‌که تهاجم عمیق‌تر رخ می‌دهد، افزایش می‌یابد [۱۴].

*** فعل و انفعالات آب تزریقی و سنگ و سیال سازند**

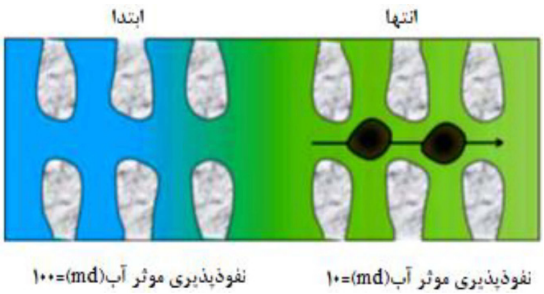
برهم‌کنش بین آب تزریقی و سنگ سازند می‌تواند سبب مواردی همچون تورم خاک رس[1]، شکسته‌شدن تجمعات رس[2]، انحلال سازند، جذب شیمیایی و تغییرات ترشوندگی شود [۱۵]. برهم‌کنش آب تزریقی و سیال درجا سبب مواردی همچون رسوب واکس و آسفالتین، رسوب ذرات جامد (آسفالتین‌ها، هیدرات‌ها و سولفورها)، ایجاد رسوبات و لجن‌ها و تشکیل امولسیون می‌شود [۱۳]. تشکیل امولسیون سازوکار آسیب سازندی مورد نظر در این پژوهش است.

*** اختلالات بیولوژیکی**

آب تزریقی، صرف‌نظر از منبع آن، معمولاً حاوی عوامل باکتریایی است. مشکلات باکتریایی مرتبط با تزریق آب می‌تواند با رشد باکتری‌های هوازی و بی‌هوازی مرتبط باشد. مشکلات مرتبط با رشد باکتری در چاه‌های تزریقی را می‌توان به پلاگ شدن، خوردگی و سمیت اشاره کرد [۱۵].

*** اثرات نفوذپذیری نسبی ناشی از احتباس قطرات نفت**

قطرات نفت معلق در جریان آب تزریق شده و حباب متعاقب آن منبع اصلی اختلال در تزریق بالقوه است. درجه ازدست‌دادن قابلیت تزریق بستگی به اشباع اولیه مایع در اطراف چاه تزریق دارد. در واقع، پروژه‌های تزریق/دفع آب ممکن است با آب تزریق شده به مناطق آبده اشباع شده با ۱۰۰٪ آب (بدون اشباع نفت باقی‌مانده) و مناطق با اشباع نفت اجرا شود .اثر منفی نفت در آب بر تزریق آب به کاهش نفوذپذیری مؤثر آب به‌دلیل افزایش حضور اشباع نفت در فضای منافذ مربوط می‌شود. شکل ۲ نشان می‌دهد که چگونه حضور نفت در آب در تزریق مجدد آب تولیدی، بر نفوذپذیری مؤثر آب و در نتیجه تزریق تأثیر می‌گذارد [۱۴].



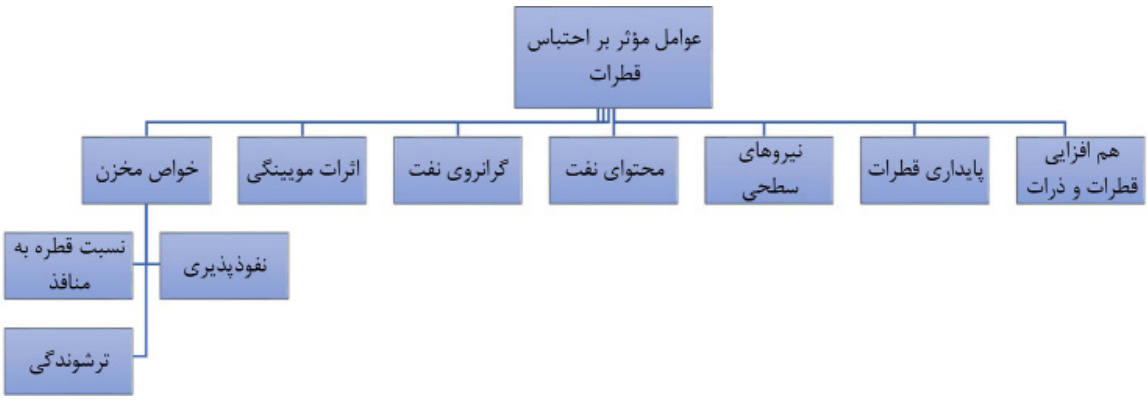
شکل ۲ اثرات تراوایی نسبی [۱۴]

همان‌گونه که اشاره شد آب تولیدی، حتی پس از تصفیه، حاوی ذرات جامد و قطرات نفت است که می‌توانند در صورت تزریق مجدد، محیط متخلخل را در ناحیه نزدیک چاه مسدود کرده و باعث آسیب سازند و کاهش غیرقابل قبول تزریق گردد. این دو آلاینده جایگاه ویژه در ایجاد مشکلات ناشی از بازتزریق آب های تولیدی دارند. پدیده‌های دیگر همچون ترش شدن مخزن ناشی از فعالیت میکروبی و خوردگی نیز در این موضوع درگیر اند اما بر خلاف انسداد جامدات و احتباس قطرات، می‌توان آنها را ارزیابی، کنترل و کاهش داد [۱۶-۱۸]. در این پژوهش به‌طور خاص آسیب سازند ناشی از حضور قطرات نفت همراه آب تولیدی بررسی شده است.

عوامل مؤثر بر احتباس قطرات نفت

هنگامی‌که قطرات نفت همراه آب تولیدی به درون محیط متخلخل تزریق می‌شوند احتمال به دام افتادن آنها و به‌اصطلاح احتباسشان وجود دارد. حفظ قطرات در محیط متخلخل فرآیند پیچیده‌ای است که به عوامل مختلفی بستگی دارد. شکل ۳ عوامل مؤثر بر احتباس قطره را نشان می‌دهد. در ادامه هریک از این عوامل توضیح داده شده است.

1. Clay Swelling
2. Clay Deflocculation



شکل ۳ عوامل موثر بر احتباس قطره نفت درون محیط متخلخل

خواص مخزن

اولین فاکتور مؤثر در این پدیده نسبت اندازه قطره به اندازه منافذ است که هرچه نسبت اندازه قطره به منافذ بزرگتر شود، تأثیر بارزتری برروی کاهش نفوذپذیری دارد؛ زیرا قطرات بزرگتر از منافذ گلو نسبت به قطرات کوچک‌تر، احتمال بیشتری در انقباض منافذ را دارند [۸ و ۱۹]. مورد دیگر، نفوذپذیری سنگ است. نتایج تجربی نشان می‌دهد که نمونه‌هایی با نفوذپذیری کمتر مستعد کاهش نفوذپذیری بیشتری هستند. بنابراین سازندهای با نفوذپذیری بالاتر برای تزریق مجدد مناسب‌تر هستند [۲۰]. ترشوندگی سنگ، مورفولوژی سیالات، بازیابی ثانویه و ثالثیه را تعیین می‌کند و ممکن است برای جریان امولسیون‌های نفت در آب بسیار مهم باشد. مطالعات شبیه‌سازی نشان می‌دهد که ترشوندگی بر قطره‌ای که از انقباضات عبور می‌کند تأثیر می‌گذارد. در واقع با نزدیک‌شدن به نسبت اندازه قطره به منافذ، جذب قطرات، مستقل از ترشوندگی می‌شود و با سرعت جریان کنترل می‌شود [۱۲].

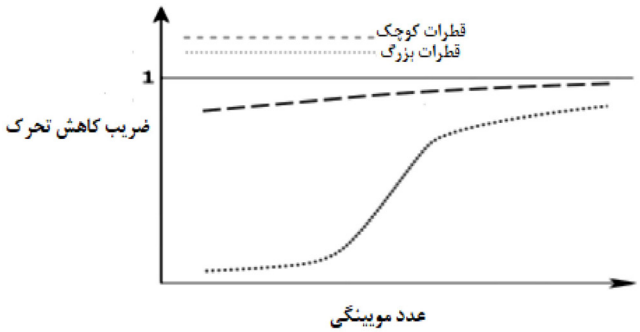
اثرات مویینگی[1]

توانایی قطرات بزرگ برای غلبه بر نیروهای مویینگی و عبور از یک انقباض[2] را می‌توان با عدد مویرگی توصیف کرد. برای جریان در محیط متخلخل، عدد مویرگی نشان‌دهنده تعادل بین نیروهای ویسکوز و نیروهای مویرگی است [۱۲]. کوبوس و همکاران یک ضریب کاهش تحرک ارائه کرد که نسبت افت فشار جریان فاز پیوسته به جریان امولسیون در همان سرعت جریان است و به‌عنوان یک ضریب مقیاس است که تحرک مایع را هنگام عبور از گلوگاه منفذ توصیف می‌کند. با توجه به شکل ۴، وقتی قطرات به‌طور قابل‌توجهی کوچک‌تر از منافذ گلوگاه هستند، ضریب کاهش تحرک مستقل از عدد مویینگی است و حدود ۱ است. اما زمانی‌که قطرات بزرگ‌تر از گلوگاه منافذ هستند، یک عدد مویینگی بحرانی بیان می‌شود که ضریب کاهش تحرک به‌طور ناگهانی کاهش می‌یابد و کوچک‌تر از یک می‌شود. هنگامی‌که عدد مویینگی بزرگ‌تر از مقدار بحرانی شود، ضریب کاهش تحرک به ۱ نزدیک می‌شود [۲۱]. پارامتر دیگری که باید در نظر گرفت کشش سطحی است. یو و همکاران نشان دادند که کشش سطحی بالاتر منجر به کاهش شدیدتر نفوذپذیری می‌شود [۸].

گرانروی نفت

نیروی اصطکاک از گرانروی فاز پراکنده و پیوسته ناشی می‌شود. مقاومت اصطکاکی در گلوگاه منفذی به گرانروی نفت، سرعت جریان، اندازه قطرات و هندسه گلوگاه بستگی دارد. هنگامی‌که یک قطره از یک انقباض عبور می‌کند، مقاومت اصطکاکی در تماس بین قطره و دیواره رخ می‌دهد.

1. Capillary Effects
2. Constriction



شکل ۴ طرح واره ضریب کاهش تحرک به‌عنوان تابعی از عدد مویینگی

با افزایش گرانروی نفت، عبور یک قطره از گلوی منافذ دشوارتر می‌شود. مقاومت اصطکاکی در یک جسم منفذی، به گرانروی امولسیون بستگی دارد [۱۲]. چن و همکاران استدلال می‌کنند که مسیر جریان امولسیون یکی دیگر از توضیحات احتمالی برای افزایش غیرمتناسب مقاومت اصطکاکی است. عبور قطرات نفت با گرانروی بالاتر از منافذ باریک دشوار است؛ بنابراین، جریان امولسیون به منافذ بزرگتر هدایت می شود. آن‌ها گزارش دادند که اثر گرانروی به‌طور قابل توجهی بر کاهش نفوذپذیری تأثیر می‌گذارد [۲۰].

محتوای نفت

غلظت نفت بالاتر منجر به کاهش نفوذپذیری بارزتر می‌شود؛ زیرا قطرات بیشتری برای به دام افتادن وجود دارد [۱۲]. میزان تأثیر کمی این اثر به پارامترهای مختلفی بستگی دارد و تاکنون در سابقه تحقیق نتایج عددی جامعی ارائه نشده است.

نیروهای سطحی

نیروهای سطحی نقش مهمی در رهگیری قطرات در طول جریان در محیط متخلخل دارند. کارایی جذب سطحی قطرات به‌طور قابل‌توجهی تحت‌تأثیر سرعت جریان و قدرت یونی است. روسو و همکاران جذب سطح را برحسب عدد پکلت بدون بعد توصیف کردند که نسبت اثرات همرفتی به انتشار است. آنها استدلال کردند که بسته به عدد پکلت، سه رژیم جذب سطحی می‌تواند وجود داشته باشد: همرفت - انتشار[1]، هیدرودینامیک[2] و رهگیری[3] [۲۲]. در رژیم انتشار همرفت، با افزایش پکلت، راندمان جذب کاهش یافت تا زمانی‌که یک عدد پکلت بحرانی به‌دست آمد. هنگامی‌که پکلت بزرگ‌تر از پکلت بحرانی شد، رژیم هیدرودینامیکی وارد عمل شد و راندمان جذب با پکلت افزایش یافت؛ زیرا نیروهای هیدرودینامیکی بر سد انرژی غلبه کرده و قطرات را به حداقل اولیه می‌رسانند. در عدد پکلت بالا (سرعت بالا)، نیروهای هیدرودینامیکی به‌اندازه‌ای زیاد هستند که احتمال رسوب برابر با یک بود [۲۳].

پایداری قطرات

اجزای فعال سطحی موجود در نفت خام همچون آسفالتین‌ها، لایه‌های سطحی را تشکیل می‌دهند که باعث افزایش پایداری قطرات در برابر ادغام می‌شوند. هنگامی‌که قطرات به یکدیگر نزدیک می‌شوند، اجزای فعال سطحی می‌توانند مانع فضایی ایجاد کنند و مانع ادغام می‌شوند. علاوه‌براین، اثرات فضایی می‌تواند بر چسبیدن قطرات به دیواره‌های منافذ تأثیر بگذارد. ادغام قطرات نشان می‌دهد که نسبت قطره به منافذ به‌طور پویا در طول تزریق مجدد تغییر می‌کند. افزایش نسبت قطره به‌اندازه منافذ، تحرک قطرات را کاهش می‌دهد و باعث کاهش چشمگیر تزریق می‌شود [۱۲].

1. Convection-Diffusion
2. Hydrodynamic
3. Interception

هم‌افزایی قطرات نفت و ذرات جامد

ذرات جامد با ایجاد کیک فیلتر داخلی یا خارجی، سازند را مسدود می‌کنند. در طول زمان اولیه تزریق، ذرات معلق کیک فیلتر داخلی را تشکیل می‌دهند و نفوذپذیری را کاهش می‌دهند. پس از مدتی، تنها چند ذره می‌توانند وارد منطقه فیلتراسیون داخلی شوند و کیک فیلتر خارجی روی سطح چاه شروع به ساختن کنند. ساخت کیک فیلتر خارجی به‌طور قابل‌توجهی میزان تزریق را کاهش می‌دهد. وسعت انسداد توسط نسبت اندازه ذره به منافذ، بار سطحی و نرخ تزریق کنترل می‌شود [۱۲]. همان‌طور که بیان شد آب تولیدی شامل آلاینده‌ها و ترکیبات نفتی پراکنده است. در صورت تزریق مجدد این آب امکان فعال‌شدن آسیب‌های سازندی همچون اثرات نفوذپذیری نسبی و فعل‌وانفعالات آب تزریقی و سیال درجا هست. میزان قطرات و محتوای نفت همراه و اندازه آنها نیز از جمله عواملی هستند که سبب تغییر در میزان احتباس قطرات نفت می‌شوند. در این پژوهش به‌منظور بررسی انسداد منافذ توسط قطرات نفت موجود در امولسیون نفت در آب، از میکرومدل ناهمگن استفاده گردید. براین‌اساس تجزیه و تحلیل‌های کمی و کیفی مبتنی بر تصویر به‌منظور پیگیری احتباس قطرات برروی حجم منافذ تزریق شده انجام شد. در مرحله اول تأثیر غلظت بر اندازه قطرات نفت توسط روش مشاهده‌ای میکروسکوپی بررسی شد، سپس با تغییر غلظت فاز پراکنده (نفت) در امولسیون نفت در آب به بررسی تأثیر غلظت نفت بر میزان آسیب و کاهش تزریق پرداخته شده است.

مواد و روش کار

تهیه امولسیون نفت در آب (آب تولیدی سنتزی)

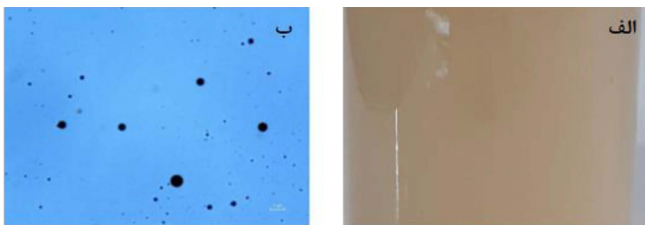
به‌منظور ساخت امولسیون نفت در آب که بیانگر نمونه مصنوعی آب تولیدی است، از دستگاه همزن آزمایشگاهی با دور ۱۰۰۰۰ rpm استفاده شد. بدین ترتیب که در ابتدا آب مقطر و نمک کلرید سدیم مخلوط می‌شوند، سپس نفت در غلظت‌های مختلف به آب‌نمک اضافه می‌شود. واحد غلظت نفت براساس تعداد قطره است که توسط سرنگ مشخص به آب اضافه می‌شود. تعداد قطرات برحسب گرم نیز محاسبه شده‌اند. در این پژوهش از نفت یکی از مخازن جنوب غرب ایران که ویژگی‌های آن در جدول ۱ آورده شده استفاده شده است. شکل ۵ تصویر میکروسکوپی قطرات نفت در امولسیون است که نشان از نوع چندپراکنده بودن[1] امولسیون است.

بررسی میکروسکوپی

به‌منظور بررسی تأثیر غلظت نفت بر اندازه قطرات نفت حاضر در امولسیون نفت در آب، با کمک سرنگ از امولسیون نمونه‌برداری شد و توسط میکروسکوپ تصویربرداری شد.

جدول ۱ خصوصیات فیزیکی و SARA نفت مورد استفاده در آزمایش‌ها

API	چگالی (g/cm^3)	ویسکوزیته در دمای °C ۲۵ (cp)	ویسکوزیته در دمای °C ۶۰ (cp)	آسفالتین (٪)	رزین (٪)	آروماتیک (٪)	اشباع (٪)
۲۰/۳	۰/۹۳۲۱	۱۴۰	۲۳	۸	۶	۳۸/۵	۴۷/۵



شکل ۵ الف) تصویر امولسیون نفت در آب ب) عکس میکروسکوپی از امولسیون

1. Polydisperse Emulsion

در ادامه تصاویر گرفته شده با نرم‌افزار Imagej آنالیز شدند. به این صورت که پس از سیاه و سفید کردن عکس‌ها، انتخاب مقیاس متناسب با لنز میکروسکوپ و سپس انتخاب عدد گردشدگی مناسب، قطرات نفت در عکس شناسایی شده و اندازه آن‌ها به‌دست می‌آید. براساس آنالیز آب تولیدی در مناطق مختلف، سدیم و کلرید به‌عنوان فراوان‌ترین یون‌های نمک موجود در آب تولیدی هستند؛ لذا در ساخت آب تولیدی سنتزی از نمک سدیم کلرید استفاده شد و تأثیر این نمک بر میزان اندازه قطرات نفت نیز بررسی شده است.

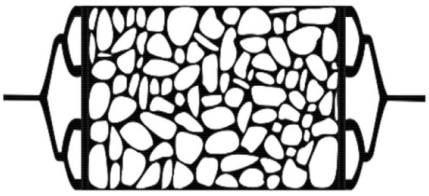
آزمایش‌های میکرومدل

به‌منظور بررسی میزان آسیب سازند ناشی از تزریق نمونه آب تولیدی و احتباس قطرات نفت، از میکرومدل ناهمگن استفاده شد. شکل ۶ و جدول ۲ به‌ترتیب الگوی ناهمگن میکرومدل و مشخصات آن را نشان می‌دهد. به‌منظور ساخت میکرومدل، ابتدا طرح آن توسط نرم‌افزار Coreldraw طراحی و سپس توسط لیزر طرح برروی شیشه حک شد. در ادامه بعد از مراحل اسیدشویی و آب‌شویی، توسط کوره سطح شیشه حکاکی شده با شیشه دیگری پوشانده می‌شوند. همچنین به‌منظور بررسی تأثیر میزان غلظت نفت بر کاهش تزریق‌پذیری محیط متخلخل، امولسیون در غلظت‌های نفت مختلف ساخته شده و توسط پمپ سرنگی در حجم تزریق ثابت ۰/۲۱ mL و در نرخ جریان ۱۰ mL/h (براساس محاسبات متداول تزریق‌پذیری به چاه‌های میدان مورد نظر) به میکرومدل تزریق گردید. در دو مرحله حجم تزریق[1] ۷ PV و ۳۵ PV، که بیانگر زمان میانی و انتهایی فرآیند تزریق است، توسط دوربین از میکرومدل عکس‌برداری شد و سپس تخلخل اشغال شده ناشی از احتباس قطرات توسط نرم‌افزار Im-agej محاسبه گردید. شکل ۷ طرح واره مجموعه آزمایشگاهی مربوط به آزمایش‌های میکرومدل را نشان می‌دهد.

نتایج و بحث

آزمایش‌های میکروسکوپی

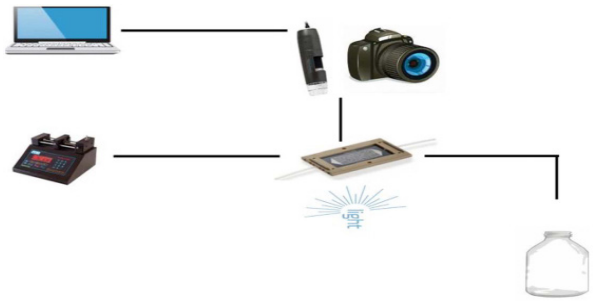
در ابتدا و به‌منظور تعیین اندازه قطرات نفت در امولسیون، بررسی کمی مشاهده‌ای توسط میکروسکوپ انجام شد. شکل ۸ نمودار توزیع اندازه قطرات نفت در امولسیون را در سه غلظت مختلف حضور نفت (۳۰، ۵۰ و ۱۰۰ قطره) نشان می‌دهد.



شکل ۶ الگوی میکرومدل ناهمگن مورد استفاده در این پژوهش

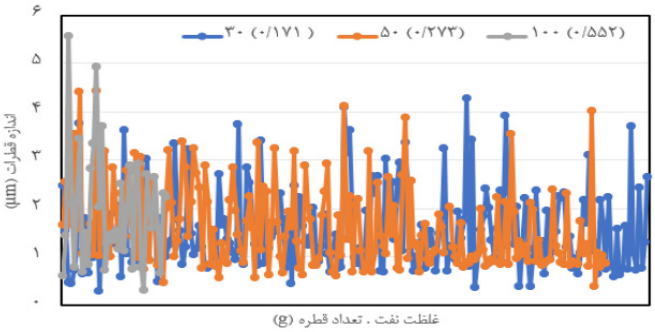
جدول ۲ مشخصات میکرومدل

طول (cm)	عرض (cm)	تخلخل	حجم فضای خالی (mL)
۱۰	۴	۰/۲۶۷	۰/۲۱



شکل ۷ طرح واره آزمایشات میکرومدل به منظور بررسی آسیب سازند ناشی از تزریق آب تولیدی حاوی قطرات نفت

1. Pore Volume

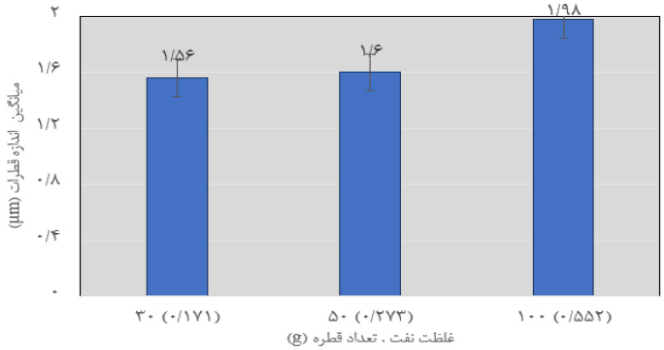


شکل ۸ توزیع اندازه قطرات نفت در امولسیون برای غلظت‌های مختلف حضور نفت

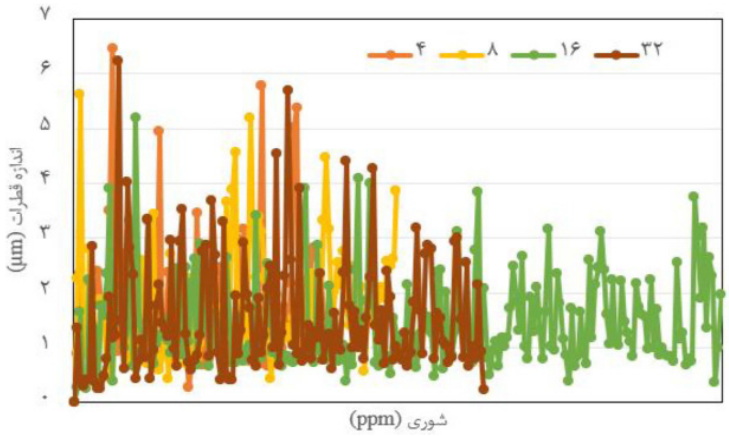
همچنین شکل ۹ نمودار مقایسه‌ای میانگین اندازه قطرات نفت در این سه حالت را بیان می کند. همان‌گونه که مشخص است با افزایش غلظت نفت در امولسیون، اندازه قطرات نفت افزایش می‌یابد. میزان افزایش میانگین اندازه قطره برای امولسیون با غلظت‌های نفت متفاوت ۳۰ و ۱۰۰ قطره، به‌ترتیب ۱/۵۶ µm و ۱/۹۸ µm است که افزایش ۲۷٪ را نشان می‌دهد. براساس پژوهش‌های پیشین، افزایش اندازه قطرات نفت با افزایش غلظت نفت، معمول است. شکل ۱۰ نمودار توزیع اندازه قطرات نفت در امولسیون در شوری‌های مختلف نمک سدیم کلرید و شکل ۱۱ مقادیر میانگین قطرات نفت در امولسیون را نشان می‌دهند. همان‌گونه که مشاهده می شود با افزایش شوری، اندازه قطره نفت در امولسیون ابتدا افزایش، سپس کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که میانگین اندازه قطره نفت از ۱/۷۷ µm برای امولسیون با شوری ۴ ppm به ۱/۸۱ µm در شوری ۸ ppm و در نهایت به ۱/۵۷ µm در شوری ppm ۳۲ می‌رسد که کاهش ۱۳٪ دارد.

آزمایش‌های میکرومدل

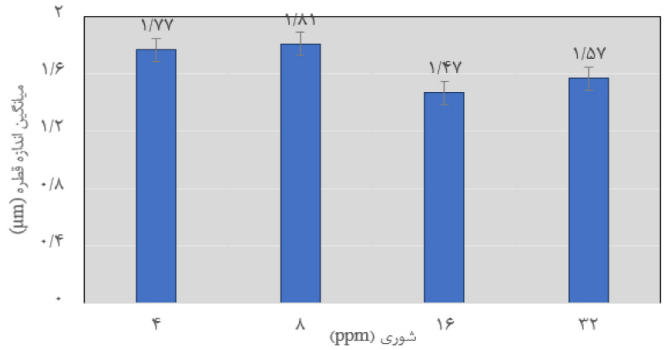
در گام دوم به‌منظور تعیین میزان آسیب محیط متخلخل ناشی از احتباس قطرات نفت و یافتن سازوکار گیرافتادگی، آزمایش‌های میکرومدل برنامه‌ریزی گردید. شکل ۱۲ نمودار تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت در دو غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نفت است. مشخص است با افزایش غلظت نفت و میزان حجم تزریق، به‌دلیل تزریق و احتباس بیشتر قطرات نفت در میکرومدل، تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت کاهش می‌یابد به‌طوری که میزان تخلخل اشغال شده نهایی برای امولسیون در غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نفت، در مرحله تزریق PV ۳۵ به‌ترتیب ۰/۲۴۴ و ۰/۱۷۱ است که کاهش ۸٪ را نشان می‌دهد. همچنین با افزایش میزان حجم تزریق، تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت کاهش می‌یابد به‌طوری که میزان تخلخل اشغال شده نهایی برای امولسیون در غلظت ۱۵۰ قطره نفت، در مرحله تزریق PV ۷ و PV ۳۵ به‌ترتیب ۰/۲۳۴ و ۰/۱۷۱ است که کاهش ۷٪ را نشان می‌دهد. شکل ۱۳ نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه را در دو غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نفت در مراحل تزریق PV ۷و PV ۳۵ نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است با افزایش غلظت نفت، این نسبت کاهش یافته، به‌طوری که در دو غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نفت و در مرحله تزریق PV ۳۵ به‌ترتیب به ۰/۹۱۴ و ۰/۶۴۲ رسیده است (کاهش ۳۰٪ حجم فضای خالی). به‌طور کلی کاهش تخلخل محیط متخلخل با کاهش تراوایی همراه بوده که به‌عنوان افزایش میزان آسیب سازند محسوب می‌گردد. از سوی دیگر با افزایش میزان حجم تزریق، نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه کاهش می‌یابد. همان‌گونه که مشخص است این نسبت برای امولسیون با حضور ۱۵۰ قطره نفت، در مرحله تزریق PV ۷ و PV ۳۵ به‌ترتیب ۰/۸۷۵ و ۰/۶۴۲ است که کاهش ۲۳٪ را نشان می‌دهد.



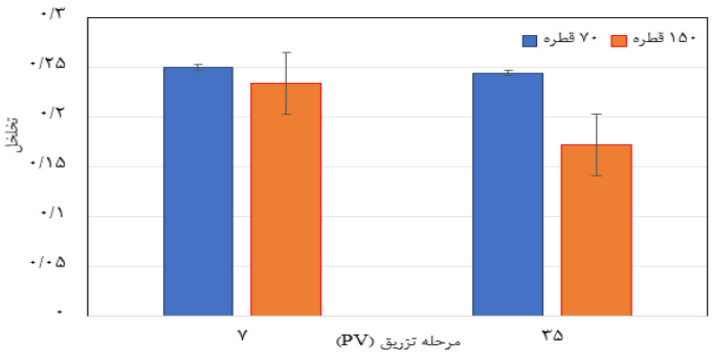
شکل ۹ میانگین قطرات نفت در امولسیون برای غلظت‌های مختلف حضور نفت



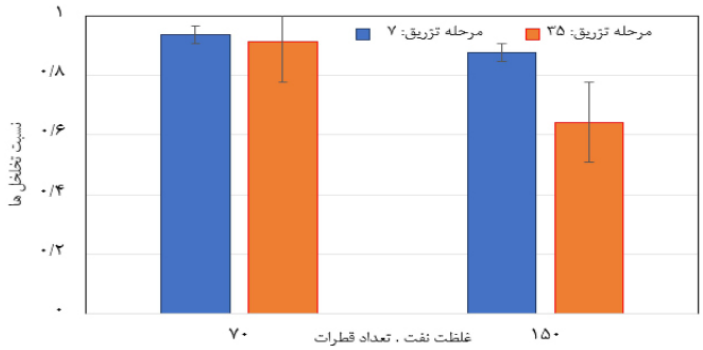
شکل ۱۰ توزیع اندازه قطرات نفت در امولسیون در شوری‌های مختلف نمک سدیم کلرید



شکل ۱۱ میانگین قطرات نفت در امولسیون در شوری‌های مختلف نمک سدیم کلرید

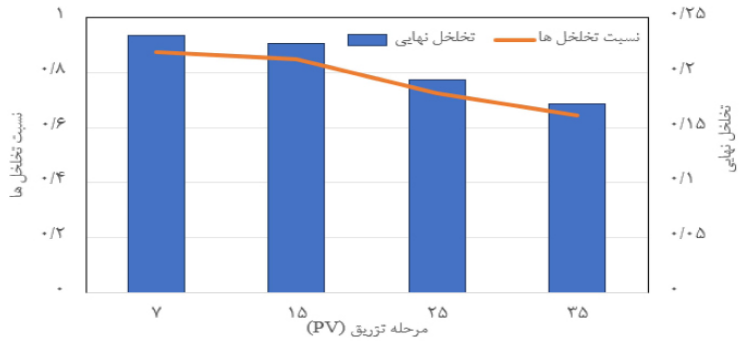


شکل ۱۲ تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت در دو غلظت متفاوت حضور نفت

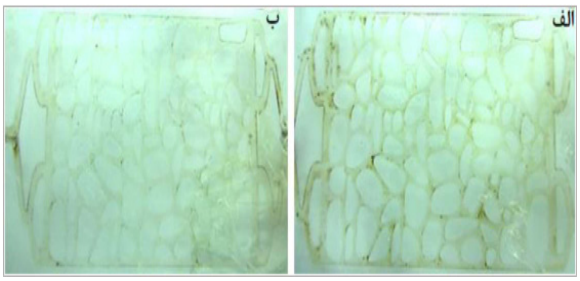


شکل ۱۳ نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه در دو غلظت متفاوت حضور نفت

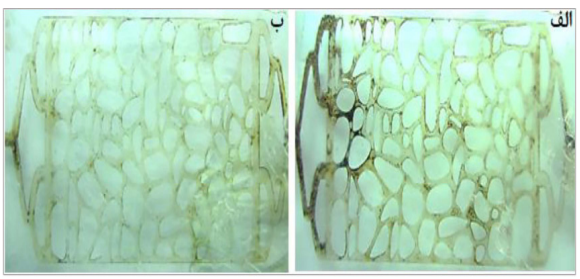
به‌منظور بررسی تأثیر حجم تزریق، نتایج تأثیر کاهش تخلخل ناشی از احتباس قطرات نفت در ۴ حجم مختلف اندازه‌گیری شد. شکل ۱۴ نمودار تخلخل ثانویه و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه را در آزمایش تزریق آب تولیدی با غلظت ۱۵۰ قطره نفت در چهار حجم مختلف تزریق نشان می‌دهد. مشخص است که با افزایش مراحل تزریق، میزان تخلخل کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که تخلخل ثانویه در مرحله تزریق ۰/۲۳ ،۷ PV و در ۱۵ PV به ۰/۲۲ می‌رسد و کاهش بسیار کمی را نشان می‌دهد اما در انتهای تزریق و در مرحله ۳۵ PV به ۰/۱۷ می‌رسد. شکل‌های ۱۵ و ۱۶ تصویر میکرومدل را در حجم‌های تزریق ۷ PV و ۳۵ PV در دو آزمایش مختلف با دو غلظت ۷۰ و ۱۵۰ قطره نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است، با افزایش غلظت، میزان آسیب و گرفتگی افزایش پیدا می‌کند. همچنین براساس شکل ۱۶-الف، در غلظت بالاتر نفت، به‌دلیل بسته شدن منافذ در قسمت‌های میانی و انتهای میکرومدل در حجم تزریق ۳۵ PV، قطرات نفت بیشتر در قسمت ابتدایی میکرومدل قرار گرفته و با تجمع شان سبب بسته شدن منافذ می‌شوند.



شکل ۱۴ تخلخل ثانویه و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه برای امولسیون با غلظت نفت ۱۵۰ قطره در چهار حجم مختلف تزریق



شکل ۱۵ تصاویر میکرومدل پس از تزریق امولسیون در مرحله تزریق ۷ PV در دو غلظت نفت الف) ۱۵۰ قطره ب) ۷۰ قطره



شکل ۱۶ تصاویر میکرومدل پس از تزریق امولسیون در مرحله تزریق ۳۵ PV در دو غلظت نفت الف) ۱۵۰ قطره ب) ۷۰ قطره

نتیجه‌گیری

در این پژوهش به موضوع آسیب سازند در اثر تزریق آب تولیدی به محیط متخلخل در اثر احتباس قطرات نفت حاضر در آن پرداخته شده است. در این راستا بررسی میکروسکوپی و آزمایش میکرومدل انجام شده و نتایج به‌شرح زیر به بدست آمد:

• براساس مشاهدات میکروسکوپی، افزایش غلظت نفت سبب افزایش اندازه قطرات نفت در امولسیون می‌شود. به‌صورت نمونه با افزایش غلظت نفت از ۳۰ قطره به ۱۰۰ قطره، میزان اندازه قطرات ۲۷٪ افزایش یافته و اندازه قطره به ۱/۹۸ µm می‌رسد.

• افزایش شوری آب تولیدی ابتدا سبب افزایش اندازه قطرات نفت در امولسیون و سپس کاهش آن می‌شود. میزان اندازه قطره نفت در امولسیون از ۱/۷۷ µm برای امولسیون با شوری ۴ ppm به ۱/۸۱ µm در شوری ppm ۸ و در نهایت به ۱/۵۷ µm در شوری ۳۲ ppm می‌رسد که کاهش ۱۳٪ را نتیجه می دهد.

• براساس نتایج آزمایش‌های میکروسکوپی، هرچه غلظت نفت (فاز پراکنده) بیشتر بوده متعاقباً اندازه قطرات نفت هم بزرگتر شده و با توجه به مشاهدات در حین ساخت امولسیون، حجم بیشتری از نفت نیز از امولسیون جدا می شود (امولسیون ناپایدارتر)

• آزمایش‌های میکرومدل نشان داد، افزایش غلظت نفت در امولسیون، سبب به دام افتادن بیشتر قطرات نفت در میکرومدل شده که کاهش تخلخل و متعاقباً افزایش آسیب سازند را به همراه دارد. به‌صورت نمونه با افزایش غلظت نفت از ۷۰ به ۱۵۰ قطره، در حجم تزریق PV ۳۵، میزان تخلخل اشغال شده نهایی ۸٪ کاهش یافته و به ۰/۱۷۱ می‌رسد و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه ۳۰٪ کاهش یافته و به ۰/۶۴۲ می‌رسد.

• با افزایش میزان حجم تزریق، میزان تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه کاهش می‌یابد بطوریکه برای امولسیون با غلظت ۱۵۰ قطره نفت، در حجم تزریق PV ۷ و PV ۳۵، تخلخل اشغال شده نهایی از ۰/۲۳۴ به ۰/۱۷۱ می‌رسد و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه ، در حجم تزریق PV ۷ از ۰/۸۷۵ به ۰/۶۴۲ در حجم تزریق PV ۳۵ می‌رسد.

• کاهش تخلخل اشغال شده نهایی و نسبت تخلخل اشغال شده نهایی توسط قطرات نفت به تخلخل اولیه، نشان دهنده کاهش نسبت تراوایی و افزایش آسیب سازند است.

• در غلظت بالاتر به‌دلیل بسته‌شدن منافذ در قسمت‌های میانی و انتهای میکرومدل در انتهای تزریق PV ۳۵، قطرات نفت داخل امولسیون بیشتر در قسمت ابتدایی میکرومدل قرار گرفته و با تجمعشان سبب بسته‌شدن منافذ می‌شوند. در نهایت افزایش غلظت نفت در امولسیون نفت در آب، سبب افزایش اندازه قطرات نفت می‌شود که به‌دنبال آن میزان آسیب محیط متخلخل نیز هم‌زمان با حجم تزریق بیشتر، افزایش می‌یابد. یافته‌های این تحقیق، به‌صورت کمی، اهمیت حذف آلاینده قطرات نفت همراه با آب تولیدی (قبل از تزریق شان به چاه‌ها) را در جهت جلوگیری از کاهش تزریق‌پذیری نشان می‌دهد.

مراجع

[1]. Eyitayo, S. I., Watson, M. C., & Kolawole, O. (2023). Produced Water Management and Utilization: Challenges and Future Directions. SPE Production & Operations, 38(03), 367-382.

[2]. Al-Ghouti, M. A., Al-Kaabi, M. A., Ashfaq, M. Y., & Da'na, D. A. (2019). Produced water characteristics, treatment and reuse: A review. Journal of Water Process Engineering, 28, 222-239. doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001.

[3]. Gray, M. (2020, July). Reuse of produced water in the oil and gas industry. In SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability? (p. D021S004R001). doi.org/10.2118/199498-MS.

[4]. Bader, M. S. H. (2007). Seawater versus produced water in oil-fields water injection operations. Desalination, 208(1-3), 159-168, doi: https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.05.024.

[5]. Liu, Y., Lu, H., Li, Y., Xu, H., Pan, Z., Dai, P., Wang, H. and Yang, Q. (2021). A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields. Science of the Total Environment, 775, 145485. doi. org/10.1016/j.scitotenv.2021.145485.
[6]. Veil, J. A. (2011). Produced water management options and technologies. In Produced water: environmental risks and advances in mitigation technologies, 537-571. New York, NY: Springer New York.
[7]. Kabyl, A., Yang, M., Abbassi, R., & Li, S. (2020). A risk-based approach to produced water management in offshore oil and gas operations. Process safety and Environmental protection, 139, 341-361, doi: org/10.1016/j. psep.2020.04.021.
[8]. Yu, L., Sang, Q., Dong, M., & Yuan, Y. (2017). Effects of interfacial tension and droplet size on the plugging performance of oil-in-water emulsions in porous media. Industrial & Engineering Chemistry Research, 56(32), 9237-9246, doi: 10.1021/acs.iecr.7b01770.
[9]. Jiménez, S. M., Micó, M. M., Arnaldos, M., Medina, F., & Contreras, S. (2018). State of the art of produced water treatment. Chemosphere, 192, 186-208. doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.10.139.
[10]. Ghafoori, S., Omar, M., Koutahzadeh, N., Zendehboudi, S., Malhas, R. N., Mohamed, M., ... & Mehrvar, M. (2022). New advancements, challenges, and future needs on treatment of oilfield produced water: A state-of-the-art review. Separation and Purification Technology, 289, 120652, doi: 10.1016/j.seppur.2022.120652.
[11]. Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., Biak, D. R. A., Madaeni, S. S., & Abidin, Z. Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. Journal of Hazardous Materials, 170(2-3), 530-551. doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044.
[12]. Azizov, I., Dudek, M., & Øye, G. (2021). Emulsions in porous media from the perspective of produced water re-injection–A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 206, 109057. doi.org/10.1016/j. petrol.2021.109057.
[۱۳]. فراهانی، عباسی, تشکیل رسوب و آسیب دیدگی سازند در فرآیند تزریق آب به مخازن نفتی، چاپ دوم، چاپ شده توسط انتشارات پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۶، ۱-۱۸۳، شابک ۱۳ رقمی: ۹۷۸۶۰۰۵۹۶۱۱۴۰.
[14]. Rossini, S., Roppoli, G., Mariotti, P., Renna, S., Manotti, M., Viareggio, A., & Biassoni, L. (2020). Produced water Quality impact on injection performance: predicting injectivity decline for waterflood design. In International Petroleum Technology Conference (p. D031S083R001). IPTC.
[15]. Bennion, D. B., Bennion, D. W., Thomas, F. B., & Bietz, R. F. (1998). Injection water quality-a key factor to successful waterflooding. Journal of Canadian Petroleum Technology, 37(06). doi.org/10.2118/98-06-06.
[16]. Evans, R. C. (1994). Developments in environmental protection related to produced water treatments and disposal (produced water re-injection). In SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability? (pp. SPE-27179). doi.org/10.2118/27179-MS.
[17]. Sharma, M. M., Pang, S., Wennberg, K. E., & Morgenthaler, L. (1997, June). Injectivity decline in water injection wells: An offshore Gulf of Mexico case study. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-38180). doi.org/10.2118/38180-MS.
[18]. Zuluaga, E., Evans, P., Nesom, P., Spratt, T., & Daniels, E. (2011). Technical Evaluations to Support the Decision to Reinject Produced Water. SPE Production & Operations, 26(02), 128-139. doi.org/10.2118/132346-PA.
[19]. McAuliffe, C. D. (1973). Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. Journal of petroleum technology, 25(06), 727-733, doi: 10.2118/4369-pa.
[20]. Chen, Z., Dong, M., Husein, M., & Bryant, S. (2018). Effects of oil viscosity on the plugging performance of oil-in-water emulsion in porous media. Industrial & Engineering Chemistry Research, 57(21), 7301-7309, doi: 10.1021/acs.iecr.8b00889.
[21]. Cobos, S., Carvalho, M. S., & Alvarado, V. (2009). Flow of oil–water emulsions through a constricted capillary. International Journal of Multiphase Flow, 35(6), 507-515, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2009.02.018.
[22]. Rousseau, D., Hadi, L. and Nabzar, L., (2007). May. PWRI-induced injectivity decline: new insights on in-depth particle deposition mechanisms. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-107666). doi.org/10.2118/107666-MS.
[23]. Rousseau, D., Hadi, L., & Nabzar, L. (2008). Injectivity decline from produced-water reinjection: new insights on in-depth particle-deposition mechanisms. SPE Production & Operations, 23(04), 525-531. doi. org/10.2118/107666-PA..