



Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 4-8

DOI: 10.22078/pr.2024.5318.3366

Laboratory Investigation of Compatibility Between Sugarcane Seepage Water and Crude Oil: A Case Study of South-west Fields of Iran

Shamim Miraei¹, Maysam Mohammadzadeh-shirazi^{1*}, Azim Kalantari asl¹ and Hossein Ahmadi eshkaftaki²

1. Faculty of Chemical, Oil and Gas Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran

2. National Iranian South Oil Company, Ahwaz, Iran

m.mohammadzadeh@shirazu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5318.3366

Received: September/07/2023

Accepted: November/08/2023

Introduction

The stages of oil production from reservoirs are divided into three primary, secondary, and tertiary (or enhanced oil recovery) phases. In the primary stage, only the natural energy of the reservoir is utilized for production, while in the secondary production stage, water and gas are injected to stabilize the reservoir pressure. Furthermore, water injection, due to its ease, environmental compatibility, low cost, and desirable efficiency, has been recognized over the years as a common and practical method for pressure maintenance. Moreover, following the initial and secondary production stages from the reservoir, considering that a significant amount of oil still remains, various fluid injections are performed to enhance oil recovery [1]. Among these, the water-based enhanced oil recovery method involves injecting various types of water (seawater, low salinity water, carbonate water, etc.).

On the other hand, water injection can have negative effects due to the possibility of emulsion formation and deposition in the formation, leading to reduced fluid mobility in the reservoir [2]. Therefore, before planning any injection process, the quality of the injection water must be examined to prevent excessive suspended solids and emulsion formation, which could result in a decrease in injection rates. Moreover, the study of ions present in the injection water, as well as reservoir water, and the possibility of various deposits formation, along with finding methods to prevent

their formation, holds significant importance in the pressure maintenance and subsequent enhanced oil recovery processes. In addition, improving the quality of injection water is essential for achieving the optimal injection rate with minimal pressure [3].

In many previous research studies, various factors causing formation damage during the water injection process into reservoirs and their effects on reducing well injectivity have been investigated. Factors such as temperature and pressure changes, pH variations in conjunction with water composition, can contribute to this issue. With water movement in the well and reservoir column, its temperature increases, altering the solubility of dissolved materials in water. If solubility decreases, salts may precipitate in injection pipes or within the reservoir rocks. In the water injection process, in addition to the mentioned factors, suspended solid particles can also lead to formation damage. In this case, particle size becomes a crucial parameter in plugging reservoir rock pores and creating damage [4].

On the one hand, the world has limited water resources stored in oceans, rivers, and polar regions. These water resources are used for various purposes such as drinking, cooking, washing, agriculture, and industrial activities. The increasing global population, along with climate changes, has disrupted the balance between the supply and demand of water resources. Moreover, despite water being a renewable resource, water sources are rapidly decreasing, and finding a

suitable alternative water source for various industries is crucial. In this context, agricultural runoff, specifically runoff from sugarcane fields, is considered as a significant and decentralized water source.

In fact, a considerable portion of irrigation water that does not reach the actual plant consumption and ultimately becomes agricultural runoff can be a suitable candidate for injection into oil fields. This idea has not been explored in previous research studies.

Considering the limitations of freshwater resources and the necessity of finding new sources, as well as mitigating the environmental impacts of agricultural runoff, this research introduces sugarcane seepage water as a novel source for water-based enhanced oil recovery methods for the first time. Given the importance of understanding the factors and mechanisms affecting formation damage and permeability reduction in the

water injection process, this study investigates the compatibility of sugarcane seepage water with crude oil samples from the southwest oil fields of Iran. Moreover, the study measures the extent of emulsion formation and organic deposits quantitatively.

Materials and Methods

In this study, two different samples of water were used, and the information regarding the anions and cations present in them is shown in Table 1. These samples were taken in December when there was no fertilization of the fields, so the levels of phosphate and nitrate are low. Fig. 1 shows the stiff diagrams related to each sugarcane water sample. Furthermore, information regarding the composition and SARA test results of the used crude oils is shown in Table 2.

Table 1 Parameters related to the two samples of sugarcane irrigation water used in this study.

Parameters	Irrigation Water 1	Irrigation Water 2
Na ⁺	643.195	867.147
NH ₄ ⁻	1.44	0.9
K ⁺	8.901	18.605
Ca ²⁺	345.327	359.413
Mg ²⁺	88.909	137.354
F ⁻	2.186	2.523
Cl ⁻	1509.56	1636.97
Br ⁻	0.915	1.805
NO ₃ ⁻	71.887	67.603
SO ₄ ²⁻	1250.89	1339.29
HCO ₃ ⁻	194	213



Fig. 1 Emulsion stability between oil A and sugarcane water 1,2.

Table 2 Information and characteristics of crude oils used in this study.

Parameters	Crude Oil A	Crude Oil B	Crude Oil C
API	21.13	27.86	30.06
Density at 25°C, gr/ml	0.927	0.887	0.875
Viscosity at 25°C, cP	67.80	56	17
Viscosity at 80°C, cP	9.66	2.3	1.5
Saturation (%)	44.93	47	45.5
Asphaltene (%)	6.86	7.5	5.4
Resin (%)	6.13	7	8
Aromatic (%)	42.08	38	40.7

Compatibility Test of Water and Crude Oil

This test was conducted to determine the compatibility between water and oil and to investigate the possibility of stable emulsion formation or solid deposition. First, in a clean and dry beaker, sugarcane seepage water and oil were poured in equal proportions, and then the mixture was mechanically stirred for 5 minutes at a speed of 1500 rpm. The mixture was then poured into a graduated cylinder and placed in an oven at a temperature of 90 °C. The resulting emulsion mixture was examined at time intervals of 5 minutes, 10 minutes, 15 minutes, 30 minutes, 1 hour, 2 hours, and 3 hours, and the changes and extent of water separation from the oil were recorded. Finally, to examine the possibility of solid deposition, the mixture was poured onto a filter paper and was carefully observed.

Surface Tension Test Procedure

The pendant drop method was employed to measure surface tension. In this method, images of the pendant drops were captured using a Dino-lite digital microscope, and then the droplet shapes were analyzed using ImageJ software to obtain the results. It's worth mentioning that the temperature during this experiment was ambient temperature (25 degrees Celsius).

Results and Discussion

Compatibility experiments between sugarcane seepage water and crude oil were conducted to examine the potential formation of stable emulsions and solid deposits. The results of these experiments are outlined below.

Compatibility of Sugarcane Seepage Water and Crude Oil

Oil A: The compatibility and emulsion formation of this oil with samples of sugarcane seepage water 1 and 2 at different times are shown in Fig. 1. It can be seen that no phase separation occurred between oil A and sugarcane waters 1 and 2 after 5 minutes (Figure 1a). After 15 minutes, a slight phase separation can be observed in sugarcane water 1, but the separated water phase has a dark color (Fig. 1b). Finally, as shown in Fig. 1c, after 30 minutes, the phase separation

reached its maximum (63%) for sugarcane water 1, and the color of the separated water phase became clearer, while no phase separation was observed for sugarcane water 2. The experiments were monitored for a period of 24 hours. Emulsion formation increases the pressure and reduces the injection rate, which is undesirable. However, from the perspective of enhanced oil recovery, the movement of the piston-like emulsion in the reservoir leads to better sweeping and, consequently, increased oil recovery. It should be noted that these differences in results between the two sugarcane water samples are very interesting, but the interpretation of the cause of this phenomenon requires further experiments.

Furthermore, considering the heterogeneities of the porous medium and the possibility of water-oil encounters at different mixing ratios, compatibility experiments were also conducted at a mixing ratio of 20-80. A new experiment was designed with the mixture of sugarcane water 2 and oil A with a lower oil content of less than 20%. In this case, the separation of oil from water was complete, but some oil was stuck to the cylinder wall in the form of coagulation. Another experiment was conducted with sugarcane water 1 and an oil content of 80%, and it was found that unlike the 50-50 ratio, no phase separation occurred in this case. the measurement of interfacial tension (IFT) between this oil and sugarcane irrigation waters 1 and 2 was conducted. The results with sugarcane irrigation water 1 were in the range of 10.9 to 12.4, with an average of 11.49. The results with sugarcane irrigation water 2 ranged from 14.5 to 15.9, with an average of 15.35. Oil B: The phase separation of this oil with sugarcane waters 1 and 2 at different times is shown in Fig. 2. As seen in Fig. 2a, after 5 minutes, the mixture started to phase separate, but some lumps were stuck to the glass. After 15 minutes, the separation reached approximately 30 milliliters (75%) and became more transparent (Fig. 2b). Finally, after 30 minutes (Fig. 2c), the phase separation in the mixture of sugarcane water 2 and oil B was 33 milliliters (83%), and in the mixture of sugarcane water 1 and oil B, it was approximately 31 milliliters (78%). No evidence of solid organic deposits was observed in this experiment.



Fig. 2 Emulsion stability between oil B and sugarcane water 1,2.

Compatibility experiments were also conducted with a composition ratio of 20-80 (16 milliliters of sugarcane water and 64 milliliters of oil) for oil B. No phase separation occurred in the mixture. This means that with an increase in the oil content, this oil also forms a stable emulsion with both sugarcane water samples. The interfacial tension (IFT) of this oil with both sugarcane irrigation water samples was also measured. The IFT range in contact with sugarcane irrigation water 1 was between 15.3 and 16.7, with an average of 16. For sugarcane irrigation water 2, the values ranged from 16.2 to 17.5, with an average of 16.6. It is evident that the values are close, and therefore, similar behaviors were observed.

Oil C: Similar experiments were conducted with sample of crude oil C. Figure-3a corresponds to a 5-minute retention time emulsion at temperature, where no phase separation is observed in either of the sugarcane waters. After 15 minutes, a very small amount of phase separation is observed, but the oil is stuck to the cylinder wall in a streaky pattern (Fig. 3b). After 30 minutes (Fig. 3c), the degree of separation increases (approximately 75%), but streaks are still visible in both samples and their transparency is not like that of oil samples A and B. Finally, after 3 hours, no change in the observed results was observed and no solid deposits were formed.

The investigation of other composition ratios of sugarcane water and oil C was performed at 80-20 (16 milliliters of oil and 64 milliliters of sugarcane water). With a decrease in the presence of oil, the streaks disappear and the water and oil are almost completely separated from each other. The separated water also had a higher transparency compared to before. After that, a 20-80 mixing ratio (16 milliliters of sugarcane water and 64 milliliters of oil) was examined. Unlike oil A and B, where no phase separation was observed with an increase in the oil content, oil C still separates from the sugarcane water even in this case. However, this separation occurs in a streaky pattern and sticks to the cylinder wall.

Similar to before, the IFT measurements were conducted with both sugarcane irrigation water samples, and

the results were as follows. The range of results for sugarcane irrigation water 1 was wider (from 16 to 18 with an average of 17). The results for sugarcane irrigation water 2 were in the range of 14.2 to 15.2, with an average of 14.6. Due to the absence of differences in emulsion behavior, this difference in results may have other reasons.

Simulation Using OLI scale chem Software

In this research, the OLI scale chem software was utilized to predict scale formation under different thermodynamic conditions. This software, supported by a database, allows users to predict the chemical and phase behavior of mineral or organic chemical mixtures present in water. To investigate the feasibility of injecting sugarcane seepage water into the reservoir and determine potential formation damage, two simulation scenarios were considered:

Scenario 1: Simulation of injecting samples of sugarcane water 1 and 2 separately into the reservoir.

After applying temperature and pressure information at the surface (77°F and 250 psia) and in the reservoir (300°F and 2000 psia), along with information on cations and anions present in each sugarcane water sample, TDS, pH, etc., the scale formation was determined. The possibility of CaCO_3 and CaSO_4 scale formation exists. In the process of injecting both sugarcane water samples, CaSO_4 scale did not form at low pressures. With increasing pressure and changes in solubility, a significant volume of this scale formed at 1500 psia, and it increased until reaching 2000 psia, reaching a volume of 700 mg/L. In contrast to this scale, CaCO_3 formed at low pressures, and with increasing pressure, a larger volume of this scale will be formed. At 2000 psia, approximately 100 mg/L of this scale has formed.

Scenario 2: Mixing sugarcane seepage water samples with different ratios with formation water at reservoir pressure and temperature.

With a decrease in the blending ratio of sugarcane runoff, the amount of CaSO_4 scale formation decreases. Conversely, with an increase in the blending ratio of formation water (containing iron), the formation of Fe_2CO_3 scale increases.



Fig. 3 Emulsion stability between oil C and sugarcane water 1,2.

Conclusions

The main objective of this research was to investigate the compatibility of sugarcane seepage water with three different crude oils in terms of emulsion formation and organic deposits. The compatibility of sugarcane seepage water samples alone, with formation water, and with produced wastewater was also evaluated in terms of mineral deposits. The following results were obtained:

- 1) The oils exhibited significantly different compatibility behaviors with two different sugarcane water samples. Oil A formed an emulsion with sugarcane water-1, with 63% phase separation observed after three hours, while it formed a stable emulsion with sugarcane water-2.
- 2) The percentage of oil and sugarcane seepage water mixture had a noticeable effect on emulsion formation. When the percentage of sugarcane water 1 and oil was changed to 20%-80%, no phase separation was observed. On the other hand, although no phase separation was observed in the 50-50 ratio of sugarcane juice-2 and oil A, complete phase separation was observed with an increase in the sugarcane water ratio to 80%.
- 3) Different compatibility conditions were observed for oil samples B and C in contact with both sugarcane seepage water samples, indicating a strong dependence on the type of oil.
- 4) Simulation results showed that the injection of sugarcane seepage water into the reservoir under its temperature and pressure conditions could lead to the formation of CaCO_3 and CaSO_4 deposits. Additionally, if these sugarcane juices are mixed with different percentages of formation water, the formation of compound deposits such as Fe_2CO_3 and CaSO_4 is possible. Therefore, although sugarcane seepage water is considered to have low salinity, it has the potential for deposition under reservoir conditions.
- 5) Additional analytical tests showed that the density and viscosity of the oil change after separation from the emulsion, as well as the composition of the separated water ions.

6) Mixing the produced wastewater with sugarcane seepage water does not result in significant deposit formation.

7) The speed of the device has a tangible effect on the emulsion formation process. The higher the speed of the mixer, the more stable the formed emulsion will be.

In conclusion, it can be said that different oil samples exhibit different behaviors with sugarcane seepage water, and their compatibility should be checked to avoid incorrect injection that could damage the reservoir. This also applies to the mixing of produced wastewater with sugarcane seepage water, as there is a possibility of deposit formation.

References

1. Pooyan, M. Nik (2021). Comprehensive review of smart water injection methods for enhanced oil recovery from carbonate and sandstone reservoirs: mechanisms, Laboratory Protocols, and Screening Criteria, in the 7th International Conference on Chemical and Petroleum Engineering, .
2. Kamalipour, M., Dehghani, S. A. M., Naseri, A., & Abbasi, S. (2017). Role of agitation and temperature on calcium sulfate crystallization in water injection process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, 362-372, doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.039.
3. Abbasi, S., Shahrabadi, A., & Golghanddashti, H. (2011). Experimental investigation of clay minerals' effects on the permeability reduction in water injection process in the oil fields, In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, (SPE-144248). doi.org/10.2118/144248-MS.
4. Abbasi, S., & Khamsehchi, E. (2021). Precipitation/dissolution and precipitants movement mechanisms effects on injectivity variations during diluted produced water re-injection into a layered reservoir-experimental investigation. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-19, doi.org/10.1080/15567036.2021.1901803.

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

بررسی آزمایشگاهی سازگاری زه آب نیشکر و نفت خام: مطالعه موردی میادین جنوب غرب ایران

شمیم میرایی^۱، میثم محمدزاده شیرازی^{۱*}، عظیم کلانتری اصل^۱ و حسین احمدی اشکفتکی^۲

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

۲- شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب، اهواز، خوزستان، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۲/۲۳

چکیده

فرآیند تزریق آب به عنوان یکی از روش های مرسوم افزایش برداشت همواره با مشکل کاهش تزریق پذیری چاه های تزریقی ضمن انجام فرآیند مواجه است. همچنین به علت محدودیت منابع آبی شیرین دنیا، استفاده از انواع منابع غیر معمول آبی مطرح است. تمرکز این پژوهش بر روی منبع آبی زه آب زمین های کشاورزی بوده و سازگاری دو نمونه زه آب نیشکر با سه نمونه نفت میادین جنوب غربی ایران، از نظر تشکیل امولسیون و رسوب مواد آلی، بررسی شده است. همچنین سازگاری زه آب نیشکر و یک نمونه پساب تولیدی مخزن از نظر تشکیل رسوبات معدنی پایش گردید. نتایج نشان داد امولسیون نمونه زه آب ۱ و نفت A در طول مدت زمان سه ساعت، ۶۳٪ جدایش فازی داشته اما برای نمونه زه آب ۲ امولسیون پایدار بدون جدایش فازی مشاهده شد. نفت های B و C با هر دو زه آب رفتار یکسانی داشته و میزان جدایش فازی در زمان های اولیه ۳۷٪ بود و با گذشت سه ساعت به ۸۲٪ افزایش یافت. همچنین با تغییر درصد اختلاط زه آب و نفت، تمایل تشکیل امولسیون بصورت محسوسی تغییر می یابد. رفتار متفاوت یک نمونه نفت با زه آب های مختلف می تواند به دلیل اختلاف کشش بین سطحی باشد. به طور نمونه IFT نفت A با زه آب ۱ و ۲ به ترتیب برابر با ۱۱/۵ و ۱۵/۳۵ dyn/cm بوده و IFT نفت B برای هر دو زه آب در بازه ۱۶ dyn/cm بود. از سوی دیگر با قرار دادن هر دو نمونه زه آب در مجاورت پساب تولیدی، رسوبی مشاهده نشد و بنابراین راهکار اختلاط آب ها از منابع مختلف برای افزایش حجم تزریق قابل بررسی است. در نهایت شرایط تشکیل رسوبات مختلف در اثر تزریق زه آب به درون مخزن (قرار گرفتن در شرایط دمایی و فشاری مخزن و مجاورت با آب سازندی) شبیه سازی شد و مشخص گردید تشکیل رسوبات CaCO_3 ، CaSO_4 و Fe_2CO_3 محتمل است. به صورت کلی نمونه زه آب نیشکر می تواند گزینه قابل بررسی برای تزریق به برخی میادین نفتی باشد که البته بررسی سازگاری پیش از هرگونه برنامه ریزی، ضروری است.

کلمات کلیدی: آب تزریقی، زه آب نیشکر، سازگاری، تشکیل امولسیون، تشکیل رسوب آلی، رسوب معدنی.

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی m.mohammadzadeh@shirazu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5318.3366)

مقدمه

مراحل تولید نفت از مخزن به سه دوره تولید اولیه، ثانویه و ثالثیه (یا ازدیاد برداشت) تقسیم می‌شود. در مرحله اولیه فقط از انرژی طبیعی مخزن برای تولید استفاده می‌شود و در مرحله تولید ثانویه، آب و گاز به منظور تثبیت فشار مخزن تزریق می‌گردد. این تزریق آب با توجه به سهولت، سازگاری با محیط زیست، هزینه پایین و بازدهی مطلوب طی سال‌های متمادی به عنوان یکی از روش‌های رایج و کاربردی تثبیت فشار شناخته شده است. پس از مراحل اولیه و ثانویه برداشت از مخزن، با توجه به اینکه هنوز میزان نفت زیادی در آن باقی مانده است، تزریق سیالات مختلف با هدف ازدیاد برداشت نفت انجام می‌شود [۱]. در این میان روش ازدیاد برداشت پایه آبی، به صورت تزریق انواع آب‌ها (آب دریا، آب کم شور، آب کربناته و ...) مطرح است.

از طرفی تزریق آب به دلیل امکان تشکیل امولسیون و رسوب در سازند و کاهش تحرک‌پذیری سیالات در مخزن، می‌تواند اثر منفی داشته باشد [۲]. از این رو، پیش از هرگونه برنامه ریزی فرآیند تزریق، کیفیت آب تزریقی باید مورد بررسی قرار گرفته تا وجود مواد جامد معلق و تشکیل امولسیون آب-نفت بیش از حد معمول نباشد و سبب کاهش نرخ تزریق نشود. مطالعه یون‌های موجود در آب تزریقی و همچنین آب سازندی و امکان تشکیل انواع رسوبات و در ادامه یافتن روش‌های جلوگیری از تشکیل آنها، در فرآیند حفظ فشار و پس از آن ازدیاد برداشت اهمیت بسزایی خواهد داشت. بهبود کیفیت آب تزریقی برای رسیدن به بهینه ترین نرخ تزریق با کمترین فشار، امری ضروری است [۳].

در بسیاری از پژوهش‌های پیشین عوامل مختلف آسیب سازند در فرآیند تزریق آب به مخازن و اثر آنها بر کاهش تزریق‌پذیری چاه بررسی شده است. عواملی مانند تغییرات دمایی و فشاری، تغییر pH در کنار ترکیب آب‌ها، می‌تواند سبب این مشکل

شود. به صورت مشخص با حرکت آب در ستون چاه و مخزن، دمای آن افزایش یافته و میزان حلالیت مواد حل شده در آب نیز تغییر می‌کند. اگر مقدار حلالیت کاهش یابد، املاح در لوله‌های تزریق یا در سنگ مخزن رسوب می‌کنند. در فرآیند تزریق آب علاوه بر عوامل ذکر شده، ذرات جامد معلق نیز می‌توانند منجر به آسیب سازند شوند که در این حالت، سایز ذرات یک پارامتر مهم در مسدود کردن خلل و فرج سنگ مخزن و ایجاد آسیب می‌باشد [۴].

از دیگر عوامل مؤثر بر فرآیند تزریق آب می‌توان به دبی تزریق آب، ویسکوزیته نفت، فشار موینگی، خاصیت ترشوندگی، میزان نفوذپذیری، ابعاد مخزن، یکنواختی خواص سنگ و عمق آن اشاره کرد. هسی و همکاران کیفیت آب تولیدی از خلیج پرود در آلاسکا را بررسی کرد و مشخص شد حضور ذرات جامد و قطرات نفتی درون آب مورد استفاده (میزان ذرات جامد معلق در آب این خلیج بین ۰/۵ ppm تا ۱۱/۵ ppm با میانگین ۳/۱ ppm بوده است) در فرآیند سیلاب‌زنی، می‌تواند گلوگاه‌های مخزن را مسدود کند و باعث کاهش سریع تزریق‌پذیری شود [۵]. همچنین نتایج یک عملیات سیلاب‌زنی در دریای شمال نشان داد که ذرات جامد آسیب سازندی بیشتری نسبت به قطرات نفتی ایجاد می‌کنند [۶]. از سوی دیگر بر حسب نوع ترکیبات، آب تزریقی می‌تواند با آب مخزن سازگار یا ناسازگار باشد. در زمینه تجانس آب‌ها، آزمایش‌ها و مطالعات زیادی در شرایط و مخازن مختلف انجام شده و برای محاسبه مقدار حلالیت رسوبات ناشی از اختلاط دو یا چند نمونه آب، مدل‌های مختلفی توسط محققین ارائه شده است. پرلز و همکاران بیان کردند که وجود نمک‌ها در فاز آبی باعث تثبیت بهتر امولسیون‌ها می‌شود. با افزایش قدرت یونی، مقدار ترکیبات جذب شده روی سطوح مشترک افزایش می‌یابد [۷]. از سوی دیگر جذب آب توسط سنگ مخزن رسی می‌تواند باعث تورم آنها شود که این

اما از موارد مهم استفاده از این آب پس از تصفیه اولیه، برگشت دوباره آن به زمین کشاورزی و یا تغذیه منابع آبهای آشامیدنی پس از تصفیه ثانویه عنوان می‌شود و به دلیل شوری پایین به صورت کلی مطلوب است. همچنین این آب می‌تواند کاندید مناسبی برای تزریق به میادین نفتی باشد. ایده ای که تاکنون در پژوهش های قبلی مورد بررسی قرار نگرفته است.

از نقطه نظر دیگر، تجمع مواد مغذی در زه آب کشاورزی و احتمال راه یابی آنها به منابع آب سطحی و زیر زمینی، حتی می‌تواند معضلات محیط زیستی به همراه داشته باشد. در بسیاری از موارد پیشنهاد تصفیه دوباره جهت جلوگیری از اثرات زیست محیطی و برگشت به چرخه آبهای سطحی داده می‌شود. در واقع یکی از مهمترین علل افت کیفیت آب دریاچه‌ها ورود پساب ناشی از فعالیت‌های کشاورزی به آنها می‌باشد. مطالعات انجام شده در ایالات متحده آمریکا نشان می‌دهد که پساب حاصل از فعالیت‌های کشاورزی مهمترین منبع آلودگی آب دریاچه‌ها در این کشور است [۱۲]. مدیریت حجم و کیفیت تخلیه زه آب‌های خروجی از اهمیت بسیار زیادی در تخفیف پیامدهای زیست محیطی زهکشی برخوردار است و بنابراین جمع آوری این منبع آبی و تزریق آن به اعماق زمین، یک رویکرد محیط زیستی مطلوب به حساب می‌آید.

در ایران و به ویژه در استان خوزستان، زه آب فراوانی از زمین‌های کشاورزی تولید می‌شود (مجموعاً نزدیک به 350 mm^3 زه آب در ماه یا $2/2 \times 10^9$ بشکه در ماه). واحدهای تولید نیشکر از تولیدکنندگان اصلی زه آب در جنوب غرب خوزستان هستند. شرکت کشت و صنعت نیشکر تمامی آب مورد نیاز خود را از رودخانه کارون تامین می‌نماید [۱۳].

یکی از مناطقی که زه آب حاصل از کشت نیشکر در آن انباشته شده و در حال حاضر به دغدغه‌ای

موضوع، کاهش اندازه حفره‌ها و افت نفوذپذیری سنگ مخزن را به همراه دارد. در نهایت ناسازگاری نمونه‌های آب و نفت‌ها از نقطه نظر تشکیل امولسیون و رسوبات آلی مورد اهمیت است [۸]. یوان و تاد شبیه‌سازی تزریق آب در مخازن کربناته را انجام داده و فهمیدند که در اثر تزریق محلولی غنی از SO_4^{2-} ، رسوب CaSO_4 تشکیل می‌شود که این رسوب نفوذپذیری محیط‌های متخلخل را کاهش می‌دهد [۹]. همچنین تامپسون و همکاران دریافتند که نفت خام بدون وکس و دیگر ذرات جامد، تمایلی به تشکیل امولسیون پایدار ندارد، بنابراین با حذف جامدات، پایداری امولسیون کاهش می‌یابد [۱۰]. پس از آنها لی بیان کرد که ذرات جامد و وکس‌هایی در نفت خام‌هایی که اجزای قطبی به میزان کافی ندارند، نمی‌توانند امولسیون‌های پایدار تشکیل دهند [۱۱]. از طرفی خاصیت کشش بین سطحی میان سیال هیدروکربنی و آبی نقش تاثیرگذاری در روش‌های ازدیاد برداشت و همچنین تشکیل امولسیون‌های نفت و آب دارد. نیروی‌های سطحی حباب‌هایی از نفت تولید می‌کنند که این حباب‌ها مانع از بیرون آمدن نفت از خلل و فرج‌ها می‌شود. نیروی کشش بین سطحی علتی برای عدم نفوذپذیری نفت نسبت به آب است و اشباعیت آب را بالا می‌برد.

از سوی دیگر جهان منابع آبی محدودی دارد که در اقیانوس‌ها، رودخانه‌ها و قطب ذخیره شده‌اند. جمعیت روز افزون جهان به همراه تغییرات جوی، تعادل بین عرضه و تقاضای منابع آبی را بر هم زده است. علیرغم اینکه آب یک منبع تجدیدپذیر به حساب می‌آید اما منابع آبی به سرعت در حال کاهش هستند و پیدا کردن یک منبع آبی مناسب برای جایگزینی در صنایع بسیار حائز اهمیت است. در این میان زه آب کشاورزی و بصورت مشخص زه آب زمین‌های زراعی نیشکر به عنوان منبع با حجم قابل توجه و غیرمتمرکز مورد نظر است. در حقیقت بخش زیادی از آب آبیاری که به مصرف واقعی گیاه نرسیده، در نهایت به صورت زه آب خارج می‌شود.

جدول ۱ پارامترهای مربوط به دو نمونه زه آب مزارع نیشکر مورد استفاده در این پژوهش

پارامترها (mg/L)	زه آب ۱	زه آب ۲
سدیم	۶۴۳/۱۹۵	۸۶۷/۱۴۷
آمونیاک	۱/۴۴	۰/۹
پتاسیم	۸/۹۰۱	۱۸/۶۰۵
کلسیم	۳۴۵/۳۲۷	۳۵۹/۴۱۳
منیزیم	۸۸/۹۰۹	۱۳۷/۳۵۴
فلوراید	۲/۱۸۶	۲/۵۲۳
کلراید	۱۵۰۹/۵۶	۱۶۳۶/۹۷
برومید	۰/۹۱۵	۱/۸۰۵
نیتрат	۷۱/۸۸۷	۶۷/۶۰۳
سولفات	۱۲۵۰/۸۹	۱۳۳۹/۲۹
بی کربنات	۱۹۴	۲۱۳
TDS	۳۳۱۸	۳۹۹۶

این نمودار امکان مقایسه کل آنیونها و کاتیونها را فراهم می کند [۱۶]. از نمودار Stiff جهت ارزیابی تغییرات کیفی آب در یک مکان و در یک دوره مشخص استفاده می شود [۱۷]. نمودار Stiff دو نمونه زه آب مورد استفاده در این پژوهش در شکل ۱ ارائه شده است.

به منظور مقایسه و پیش بینی اثرات نمونه زه آب ها، خصوصیات آنها در مقایسه با آب های متداول ازدیاد برداشت در جدول ۲ ارائه شده است. منبع اصلی آب کم شور ۱ (LS1) آب دریای خلیج فارس، منبع آب کم شور ۲ (LS2) مخلوطی از آب دریای خلیج فارس و رودخانه کارون می باشد که طی فرایندی برخی یونها کاهش یافته اند. همچنین منبع آب (SW1)، آب دریای ساخته شده مصنوعی می باشد [۱۸-۲۰]. همان گونه که مشاهده می شود میزان کل جامدات معلق (TDS) در نمونه های زه آب نسبت به هر سه نوع دیگر آب به صورت محسوسی کمتر است. در نتیجه پیش بینی می شود از لحاظ رسوب مواد جامد، زه آب ها مشکل کمتری ایجاد خواهند کرد. همچنین میزان سدیم، پتاسیم، منیزیم و سولفات در نمونه های زه آب مقدار کمی دارد حال آنکه میزان بی کربنات در نمونه های زه آب بیشتر از آب کم شور و آب هوشمند است.

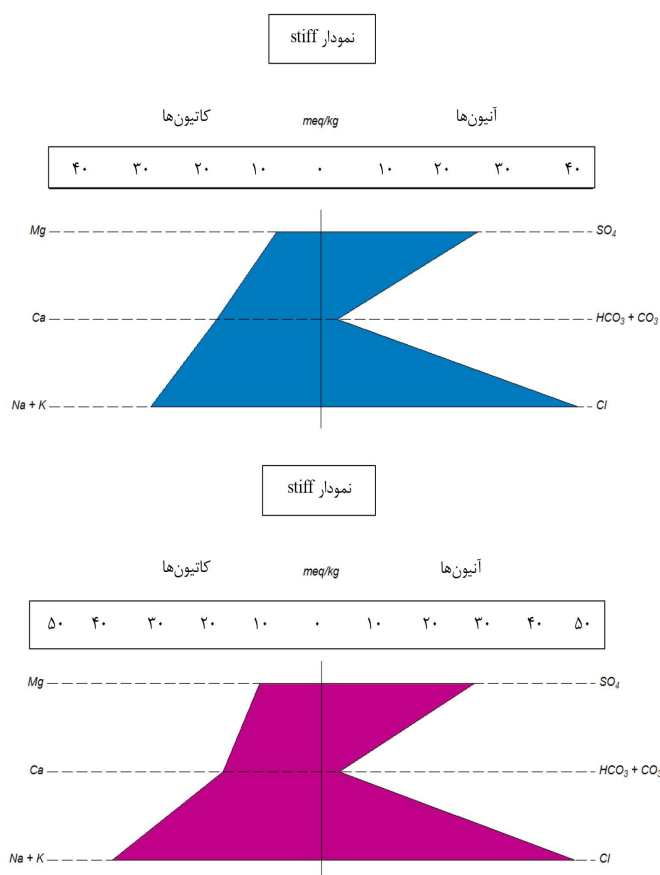
جدی تبدیل شده، تالاب نیشکر با مساحت ($10^6 m^2$) ۳۵ هزار هکتار واقع در جنوب اهواز در منطقه مرزی با عراق است [۱۴].

با در نظر گرفتن محدودیت منابع آبی شیرین و الزام یافتن منابع غیر معمول جدید، و همچنین حذف اثرات محیط زیستی زه آب های کشاورزی، در این پژوهش برای نخستین بار، زه آب نیشکر به عنوان منبع جدید روش های ازدیاد برداشت پایه آبی معرفی شده است. نظر به اینکه شناخت عوامل و مکانیسم های موثر آسیب سازندی و کاهش نفوذپذیری در فرآیند تزریق آب ضروری است، در این تحقیق سازگاری زه آب نیشکر با نمونه های نفت خام میادین جنوب غربی ایران مورد بررسی قرار گرفته و میزان تشکیل امولسیون و همچنین رسوبات آلی به صورت کمی اندازه گیری شده است. همچنین سازگاری زه آب ها با یک نمونه پساب تولیدی همراه نفت از نقطه نظر تشکیل رسوبات معدنی پایش شده است.

مواد و روش کار
مواد

در این پژوهش از دو نمونه مختلف زه آب مزارع نیشکر در دسترس استفاده شده است که اطلاعات مربوط به یون های موجود در آنها در جدول ۱ آمده است. استفاده از این دو نمونه به جهت فراوانی میزان تولید آنها و همچنین بررسی نتایج بصورت مقایسه ای بوده است. این نمونه ها در ماه اسفند گرفته شده اند که زمان کوددهی به زمین ها نبوده و بنابراین میزان فسفات و نیترات آن کمتر است.

یکی از روش های مرسوم نمایش یون های موجود در یک نمونه آب، نمودار Stiff می باشد. در این نمودار مقادیر هرکدام از آنیونها و کاتیونها (بر حسب meq/L) بر روی یکی از محورهای افقی نمایش داده می شوند. سطح این نمودارها نیز نماینده مقدار کل مواد جامد محلول می باشد [۱۵].



شکل ۱ stiff diagram زه آب‌های نیشکر مورد استفاده در این پژوهش. بالا) نمونه زه آب ۱ پایین) نمونه زه آب ۲.

جدول ۲ مقایسه پارامترهای زه آب‌های نیشکر با آب‌های کم شور [۱۸ و ۱۹] و آب دریای مصنوعی [۲۰].

پارامترها	زه آب ۲ (g/mL)	زه آب ۱ (g/mL)	۱ LS (g/mL)	۲ LS (g/mL)	۱ SW (g/ml)
pH	۷/۳۵	۷/۰۴	۷/۱۱	۶/۷۸	۶/۹۳
نیترات	۶۷/۶۰۳	۷۱/۸۸۷	-	-	-
فسفات	۰	۰	-	-	-
آمونیاک	۰/۹	۱/۴۴	-	-	-
سدیم	۸۶۷/۱۴۷	۶۴۳/۱۹۵	۱۴۳۱۲	۲۹۰۱	۱۳۰۰۰
پتاسیم	۱۸/۶۰۵	۸/۹۰۱	-	-	-
منیزیم	۱۳۷/۳۵۴	۸۸/۹۰۹	۱۶۲۶	۴۲۴	۱۴۳۲
کلسیم	۳۵۹/۴۱۳	۳۴۵/۳۲۷	۴۷۹	۳۶۰	۴۴۰
بیکربنات	۲۱۳	۱۹۴	۰	۱۶۷	۱۱۷
سولفات	۱۳۳۹/۲۹	۱۲۵۰/۸۹	۳۰۲۹	۹۸۳	۳۳۳۳
کلراید	۱۶۳۶/۹۷	۱۵۰۹/۵۶	۲۳۸۸۹	۵۵۳۰	۲۲۴۷۱
استرانسیم	-	-	-	۷	۱۴
سختی کل (TH)	۱۲۹۹	۱۳۰۰	-	-	-
TDS	۳۹۹۶	۳۳۱۸	۴۳۳۳۶	۱۰۳۷۲	۴۰۸۰۷
قدرت یونی	-	-	-	۰/۲۰۸۳	۰/۷۴۹
نسبت جذب سدیم (SAR)	۸/۴۴	۶/۸۹	-	-	-

همچنین اطلاعات مربوط به خصوصیات سه نفت خام مورد استفاده در این پژوهش (از میادین جنوب غربی ایران) به همراه ترکیب درصد در **جدول ۳** آمده است. مبنای انتخاب این سه نمونه نفت (از دو مخزن متفاوت)، علاوه بر بررسی مقایسه‌ای سازگاری، کاندید بودن آنها برای فرآیند تزریق آب به منظور ازدیاد برداشت بوده است. از سوی دیگر یکی از منابع آبی موجود در میادین نفتی که مشکلات زیست محیطی فراوانی را نیز به همراه دارد، پساب تولیدی همراه نفت است. معمولاً این پساب با شوری بالا بعد از تصفیه اولیه مجدد به درون مخزن تزریق می‌شود. به منظور بررسی امکان‌سنجی اختلاط این پساب و زه‌آب‌های نیشکر، آزمایش سازگاری برنامه‌ریزی شد. آنالیز پساب مورد استفاده در **جدول ۴** آورده شده است.

هم زده می‌شود (همچنین دور rpm ۱۰۰۰ نیز مورد بررسی قرار گرفته است). میزان دور انتخاب شده در محدوده تحقیقات قبلی انتخاب گردید. قانام و همکاران دریافتند که افزایش سرعت اختلاط در محدوده rpm ۵۰۰ تا rpm ۲۰۰۰ سبب افزایش پایداری امولسیون آب در نفت می‌گردد [۲۱]. همچنین الیچ و همکاران به این نتیجه رسیدند که برای تشکیل یک امولسیون پایدار، افزایش سرعت اختلاط می‌تواند نقش اساسی داشته باشد [۲۲]. علاوه بر این سوله و همکاران با بررسی تاثیر سرعت اختلاط بر اندازه متوسط قطرات امولسیون به این نتیجه رسیدند که در محدوده rpm ۵۵۰ تا rpm ۸۵۰، با افزایش سرعت اختلاط، اندازه متوسط قطرات کوچکتر می‌شود که نشان دهنده تشکیل امولسیون پایدارتر است [۲۳].

روش کار

نحوه انجام آزمایش سازگاری زه‌آب و نفت خام

این آزمایش به منظور تعیین سازگاری آب و نفت خام و به منظور بررسی احتمال تشکیل امولسیون و یا رسوب جامد انجام شده است. ابتدا نمونه‌های نفت و زه‌آب به مدت ۲۰ min در آون با دمای °C ۹۰ به منظور پیش گرمایش قرار می‌گیرند و پس از آن در بشر تمیز و خشک، زه‌آب نیشکر و نفت به نسبت‌های حجمی مساوی ریخته و سپس مخلوط در همزن مکانیکی به مدت ۵ min با دور rpm ۱۵۰۰ **جدول ۳** اطلاعات و خصوصیات نفت‌های مورد استفاده در این پژوهش

جدول ۴ آنالیز پساب خروجی نمک‌زدایی مورد استفاده در آزمایشات بررسی سازگاری در سناریو اختلاط آب‌ها.

مقدار	واحد	عنوان آزمایش
۶/۱۴	-	pH
۱/۲۴۱۵	cp	ویسکوزیته (°C ۲۵)
۱/۱۱۵۷	g/mL	دانسیته (°C ۲۵)
۸۵	mg/L	کل مواد معلق در (°C ۱۰۵-) (۱۰۳)
۱۷۴۲۱۵	mg/L	کل جامدات محلول در (°C ۱۸۰)
۲۴۴	mg/L HCO ³⁻	قلیائیت کل
۲۴۴	mg/L HCO ³⁻	بی‌کربنات
۳۷۶	mg/L SO ₄ ⁻²	سولفات
۱۰۷۱۹۲/۳	mg/L C ⁻¹	کلراید
۸/۹	mg/L NO ⁻³	نیتрат
۱۱۶۰۰	mg/L Ca ²⁺	کلسیم
۱۵۸۵	mg/l Mg ²⁺	منیزیم
۵۲۰۰۰	mg/L Na ⁺	سدیم
۱۲۴۰	mg/l K ⁺	پتاسیم
۱۹۸/۰۲	mg/L NH ⁴⁺	آمونیاک
۲۷/۵۰	ppm	آهن
۱/۵۴	ppm	باریم
۳۶۵/۲	ppm	استرانسیم

پارامترها	A نفت خام	B نفت خام	C نفت خام
API	۲۱/۱۳	۲۷/۸۶	۳۰/۰۶
چگالی در °C ۲۵، g/mL	۰/۹۲۷	۰/۸۸۷	۰/۸۷۵
ویسکوزیته در °C ۲۵، cP	۶۷/۸۰	۵۶	۱۷
ویسکوزیته در °C ۸۰، cP	۹/۶۶	۲/۳	۱/۵
اشباع (%)	۴۴/۹۳	۴۷	۴۵/۵
آسفالتین (%)	۶/۸۶	۷/۵	۵/۴
رزین (%)	۶/۱۳	۷	۸
آروماتیک (%)	۴۲/۰۸	۳۸	۴۰/۷

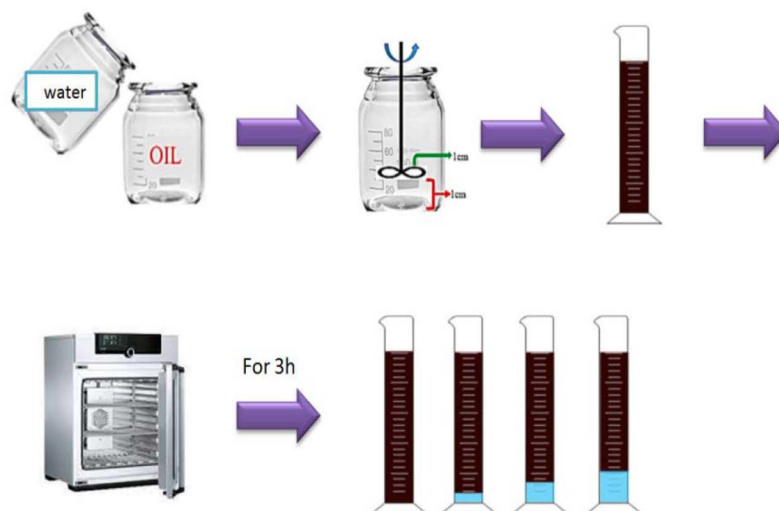
میزان: ۰٫۰۵ آب جدا شده از امولسیون، ۰٫۰۱ قطره ۱ محاسبه می‌گردد.

$$\text{درصد جدایش} (\%) = \frac{\text{حجم زه آب جدا شده از امولسیون (ml)}}{\text{حجم کل زه آب (ml)}} \times 100$$

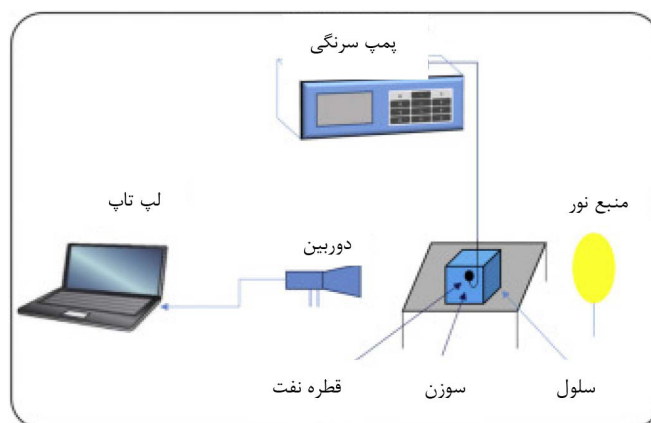
نحوه انجام آزمایش کشش بین سطحی (IFT)

از روش قطره آویزان برای اندازه‌گیری کشش سطحی استفاده شد. بر اساس این روش، تصاویر قطره‌های آویزان توسط دوربین میکروسکوپی (Di-no-lite digital microscope) ثبت شده و سپس به کمک نرم‌افزار Imagej شکل قطرات آنالیز شده و نتایج تحلیل می‌شوند. لازم به ذکر است که دمای این آزمایش، دمای محیط (۲۵ °C) می‌باشد. **شکل ۳** مراحل انجام این آزمایش را نشان می‌دهد.

در ادامه مخلوط به درون استوانه مدرج ریخته می‌شود و درون آون تحت دمای ۹۰ °C قرار می‌گیرد. مخلوط امولسیون حاصل در زمان‌های ۵ min، ۱۰ min، ۱۵ min، ۳۰ min، ۱ h، ۲ h، ۳ h و همچنین ۲۴، ۴۸ و ۷۲ h مورد بررسی قرار می‌گیرد و میزان جدایش آب ثبت می‌شود. در آخر برای بررسی احتمالی تشکیل رسوبات آلی جامد، مخلوط بر روی یک کاغذ صافی ریخته و بصورت دقیق مشاهده می‌گردد. در نهایت از امولسیون‌های تشکیل شده نمونه‌برداری شده و توسط میکروسکوپ بررسی شده‌اند و از آنها عکس میکروسکوپی گرفته می‌شود. این عکس توزیع قطرات، سایز قطرات و پراکندگی قطرات زه آب در نفت را به ما نشان خواهد داد. **شکل ۲** فرآیند انجام آزمایش را نشان می‌دهد.



شکل ۲ مراحل انجام آزمایش سازگاری زه آب و نفت خام.



شکل ۳ مراحل انجام آزمایش کشش بین سطحی.

نحوه انجام آزمایش سازگاری زه آب و پساب تولیدی

حجم مساوی از زه آب نیشکر و پساب (۴۰ mL) از هرکدام در بشر تمیز ریخته و سپس به کمک همزن مکانیکی به مدت ۵ min با دور معین rpm ۱۵۰۰ مخلوط می شوند. مخلوط پس از همزدن در ظرف درب دار ریخته شده و در آون با دمای °C ۹۰ به مدت ۷۲ h قرار می گیرند. در نهایت، به منظور اندازه گیری رسوب تشکیل شده، مخلوط ها بر روی کاغذ صافی $\mu/45$ که از قبل توزین شده ریخته و سپس کاغذ صافی را درون آون گذاشته تا رطوبت آن گرفته شود و پس از آن مجدد وزن سنجی می گردد.

نتایج و بحث

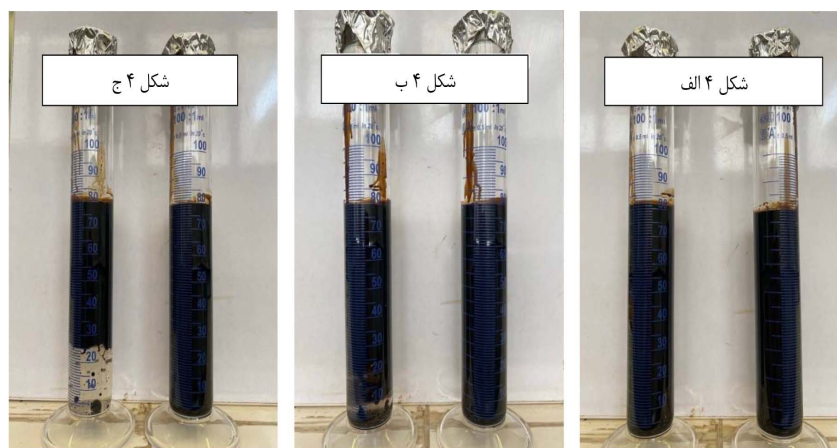
سازگاری زه آب و نفت خام

نتایج آزمایش سازگاری بین زه آب و سه نمونه نفت خام به منظور بررسی احتمال تشکیل امولسیون پایدار و همچنین رسوب جامد آلی به شرح زیر می باشد. لازم به ذکر می باشد که دما در همه آزمایشات سازگاری انجام شده °C ۹۰ می باشد.

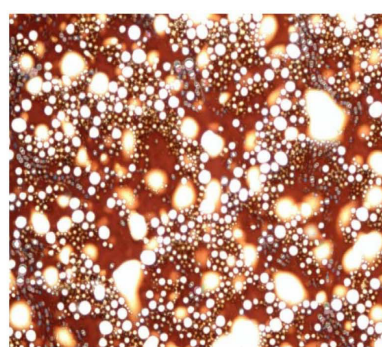
نفت A

الف) دور اختلاط rpm ۱۵۰۰: نتایج سازگاری و تشکیل امولسیون این نفت با نمونه های زه آب

شماره ۱ و ۲ در زمان های مختلف در شکل ۴ نشان داده شده است. نسبت های اختلاط در ابتدا ۵۰-۵۰ (۴۰ mL نفت و ۴۰ mL زه آب مدنظر) می باشد و در ادامه دیگر نسبت ها نیز بررسی شده اند. مشاهده می شود در زمان ۵ min هیچگونه جدایش فازی بین نمونه نفت A و زه آب های ۱ و ۲ رخ نداده است. (شکل ۴-الف) پس از مدت زمان ۱۵ min در نمونه زه آب ۱ مقدار کمی جدایش فازی دیده می شود اما فاز آبی جدا شده رنگی تیره دارد (شکل ۴-ب). در نهایت همان طور که در شکل ۴-ج دیده می شود پس از گذشت ۳۰ min این جدایش فازی برای زه آب ۱ به حداکثر خود رسیده (۶۳٪) و رنگ فاز آبی نیز شفاف تر شده است حال آنکه زه آب ۲ هیچگونه جدایش فازی ندارد. آزمایشات تا مدت زمان ۲۴ h پایش شد (شکل ۴). تشکیل امولسیون از یک سو سبب افزایش فشار و کاهش دبی تزریقی می گردد که نامطلوب است. لیکن از منظر ازدیاد برداشتی، با توجه به حرکت پیستونی شکل امولسیون مخزن، جاروب بهتری صورت می گیرد و در نتیجه منجر به افزایش بازیافت نفت خواهد شد. این تفاوت نتیجه بین دو نمونه زه آب بسیار جالب است و تفسیر علت این پدیده در بخش کشش بین سطحی در ادامه گزارش شده است (شکل ۵).



شکل ۴ میزان جدایش فازی نفت A با زه آب ۱ در سمت چپ و با زه آب ۲ (دور اختلاط rpm ۱۵۰۰) در سمت راست تصاویر الف) پس از ۵ min ب) پس از ۱۵ min ج) پس از ۳۰ min



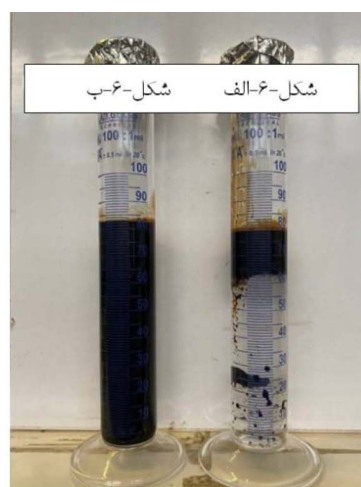
شکل ۵ عکس‌های میکروسکوپی از امولسیون تشکیل شده از زه آب ۲ و نفت A (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm)

۵۰-۵۰، در این مورد هیچ گونه جدایش فازی اتفاق نمی‌افتد. عکس‌های میکروسکوپی از امولسیون ۲۰٪ زه آب ۱ و ۸۰٪ نفت A به صورت **شکل ۶** (در مقایسه **شکل ۵**) نشان می‌دهد که توزیع قطرات آب در نفت کمتر بوده و قطرات آب اندازه قطره‌های کمتری داشته‌اند.

در ادامه آزمایش اندازه‌گیری کشش بین سطحی (IFT) این نفت با زه آب‌های ۱ و ۲ انجام شد. این نتایج با زه آب ۱ در بازه ۱۰/۹ تا ۱۲/۴ بود و میانگین آن ۱۱/۴۹ به‌دست آمد. نتایج با زه آب ۲ در بازه ۱۴/۵ تا ۱۵/۹ قرار داشت و میانگین آن ۱۵/۳۵ بود. همانگونه که مشخص است در حالت IFT بیشتر، امولسیون‌های پایدارتری حاصل شده است.

پس از اتمام مدت زمان و به منظور بررسی رسوبات جامد احتمالی، مخلوط از روی کاغذ صافی $\mu/45$ عبور داده شد و مشخص گردید هیچگونه رسوب بر روی کاغذ صافی تشکیل نمی‌شود.

در ادامه با فرض ناهمگونی‌های محیط متخلخل و امکان مواجهه آب و نفت در نسبت‌های اختلاط متفاوت، آزمایش‌های سازگاری در درصد اختلاط ۲۰-۸۰ نیز مورد مطالعه قرار گرفت. آزمایش جدید اختلاط زه آب ۲ و نفت A با میزان نفت کمتر ۲۰٪ طراحی گردید. مطابق **شکل ۶** در این حالت جدایش نفت از آب به صورت کامل انجام شد اما مقداری نفت به صورت لخته‌ای به دیواره استوانه چسبیده بود. آزمایش دیگر با زه آب ۱ و میزان درصد حضور نفت به ۸۰٪ انجام و مشخص گردید بر خلاف نسبت



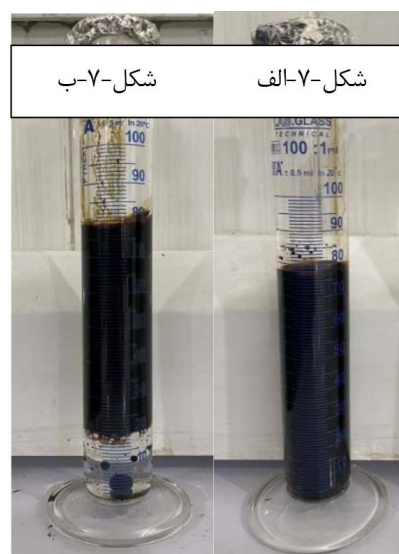
شکل ۶ شکل راست: میزان جدایش فازی نفت A با زه آب (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm) الف) اختلاط ۸۰٪ زه آب ۲ و ۲۰٪ نفت A ب) اختلاط ۲۰٪ زه آب ۱ و ۸۰٪ نفت A. شکل چپ: تصویر میکروسکوپی گرفته شده از امولسیون ۲۰٪ زه آب ۱ و ۸۰٪ نفت A

نفت B

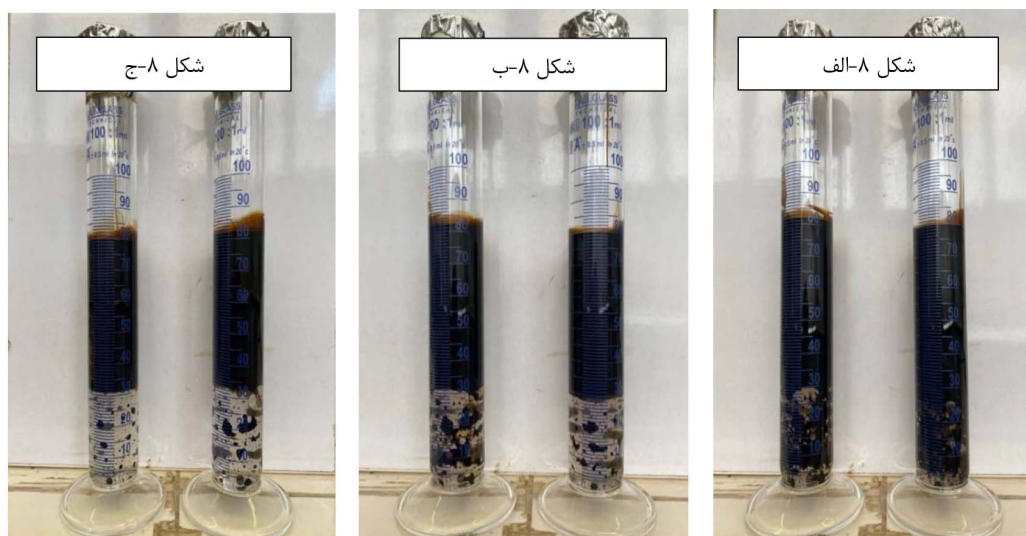
الف) دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm: تصاویر جدایش فازی این نفت با زه آب- ۱ و ۲ در زمان های مختلف در شکل ۸ آورده شده است. نسبت های اختلاط در ابتدا ۵۰-۵۰ (۴۰ mL نفت و ۴۰ mL زه آب مدنظر) می باشد و در ادامه دیگر نسبت ها نیز بررسی شده اند. طبق شکل ۸-الف مشاهده می شود که پس از گذشت ۵ min مخلوط شروع به جدایش فازی کرده است اما لخته هایی به شیشه چسبیده است. پس از ۱۵ min میزان جدایش به تقریباً ۳۰ mL (۷۵٪) رسیده و شفافیت آن بیشتر شده است (شکل ۸-ب). در نهایت پس از گذشت ۳۰ mL (شکل ۸-ج) میزان جدایش فازی در مخلوط زه آب ۲ و نفت ۳۳ B، mL (۸۳٪) و این میزان در مخلوط زه آب ۱ و نفت ۳۱ B تقریباً (۷۸٪) بوده است.

آزمایش سازگاری با درصد ترکیب ۲۰-۸۰ (۱۶ mL زه آب و ۶۴ mL نفت) نیز برای نفت B مورد بررسی قرار گرفت. همان گونه که در شکل ۹ مشاهده می شود، هیچ گونه جدایش فازی در مخلوط رخ نداده است. این موضوع به این معنا می باشد که با افزایش میزان نفت، این نفت نیز با هر دو نمونه زه آب، امولسیون پایدار تشکیل می دهد.

ب) دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm: تمامی مراحل برای نسبت اختلاط ۵۰-۵۰ مانند قبل تکرار شد با این تفاوت که دور همزن در اینجا کاهش یافته و به ۱۰۰۰ rpm رسیده است. نتایج به صورت شکل ۷ به دست آمد. همان گونه که مشاهده می شود، مانند قبل زه آب ۱ با قرارگیری در مجاورت نفت A میزان ۵۰٪ جدایش فازی داشته (شکل ۷-ب) اما در زه آب ۲ هیچ گونه جدایش فازی رخ نداده است (شکل ۷-الف). نتایج پس از گذشت ۲۴ h گزارش شده اند.



شکل ۷ میزان جدایش فازی نفت A با زه آب ۱ در سمت چپ و با زه آب ۲ در سمت راست (دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm)



شکل ۸ میزان جدایش فازی نفت B با زه آب- ۱ (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm) در سمت چپ و با زه آب- ۲ در سمت راست تصاویر الف) پس از ۵ min ب) پس از ۱۵ min ج) پس از ۳۰ min

با ۱۶/۶ داشت. مشخص است که مقادیر نزدیک می باشند و به همین دلیل رفتارهای یکسان نیز مشاهده گردید.

ب) دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm: مانند قبل تست‌هایی مشابه برای نسبت اختلاط ۵۰-۵۰ با دور کمتر انجام شد که نتایج آنها در **شکل ۱۱** مشاهده می‌شود. در اینجا مانند قبل هر دو زه آب جدایش فازی داشته و حتی نسبت به قبل این جدایش کامل تر رخ داده است و ۹۵٪ جدایش مشاهده شد. در نهایت می‌توان گفت پس از گذشت ۲۴ h هر دو زه آب به طور کامل از نفت B جدا شده و امولسیون اولیه تشکیل شده از بین رفته است.

نفت C

الف) دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm: آزمایشات مشابهی با نمونه نفت خام C انجام شد. نسبت‌های اختلاط در ابتدا ۵۰-۵۰ (۴۰ mL نفت و ۴۰ mL زه آب مدنظر) می‌باشد و در ادامه دیگر نسبت‌ها نیز بررسی شده‌اند. **شکل ۱۲**- الف مربوط به زمان ماند ۵ min امولسیون تحت دما بوده که در هیچکدام از زه آب‌ها جدایش فازی دیده نمی‌شود.



شکل ۹ میزان جدایش فازی نفت B با زه آب الف) اختلاط ۲۰٪ زه آب ۱ و ۸۰٪ نفت ب) اختلاط ۲۰٪ زه آب ۲ و ۸۰٪ نفت (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm)

تصاویر میکروسکوپی از این دو امولسیون در **شکل ۱۰** ارائه شده است. همان گونه که در عکس‌های میکروسکوپی **شکل ۱۰** مشخص است، توزیع قطرات آب در نفت، در مقایسه با امولسیون تشکیل شده ناشی از اختلاط ۵۰-۵۰ کمتر بوده و قطر این قطرات نیز کوچکتر بوده است. کشش بین سطحی این نفت نیز با هر دو نمونه زه آب مورد بررسی قرار گرفت. محدوده IFT در تماس با زه آب ۱ بین ۱۵/۳ تا ۱۶/۷ و میانگین ۱۶ بود. این مقادیر برای زه آب ۲ بین ۱۶/۲ تا ۱۷/۵ بود و میانگینی برابر



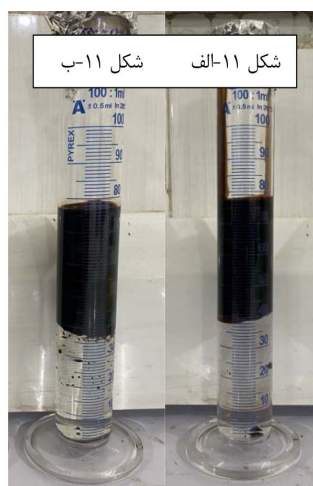
۲۰٪ زه آب ۱ و ۸۰٪ نفت



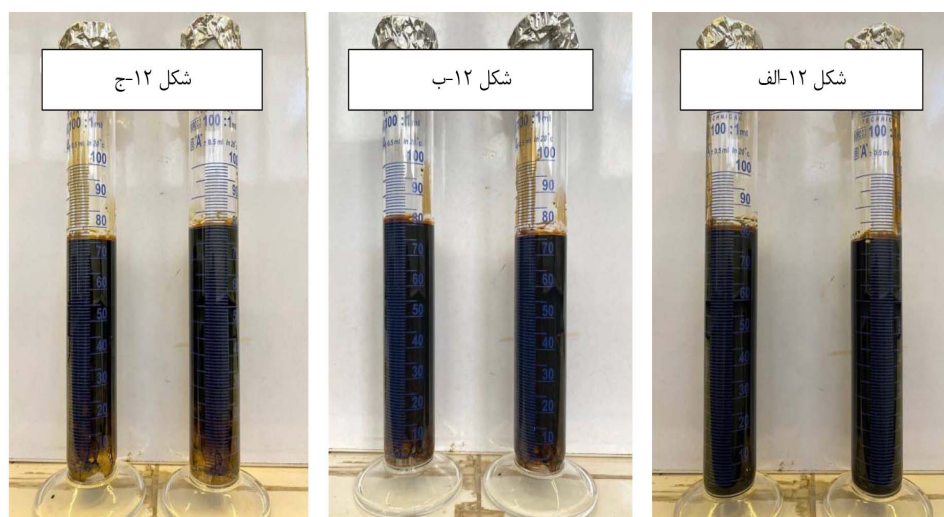
۲۰٪ زه آب ۲ و ۸۰٪ نفت



شکل ۱۰ تصاویر میکروسکوپی گرفته شده از امولسیون نفت B در نسبت‌های مختلف با زه آب ۱ و ۲ (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm).



شکل ۱۱ میزان جدایش فازی نفت B با زه آب - ۱ در سمت چپ و با زه آب- ۲ در سمت راست (دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm).



شکل ۱۲ میزان جدایش فازی نفت C با زه آب- ۱ در سمت چپ و با زه آب- ۲ در سمت راست (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm) تصاویر الف) پس از ۵ min ب) پس از ۱۵ min ج) پس از ۳۰ min.

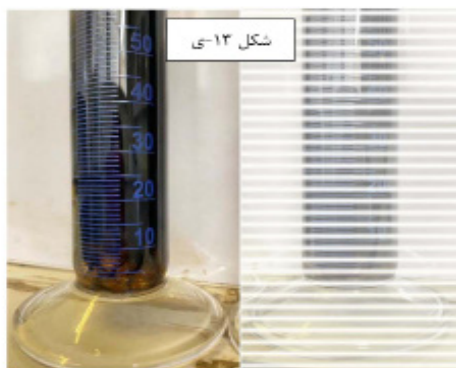
رگه‌ها از بین رفته‌اند و آب و نفت تقریباً به صورت کامل از یکدیگر جدا شده‌اند. آب جدا شده نیز نسبت به قبل شفافیت بیشتری داشته است. پس از آن درصد اختلاط ۲۰-۸۰ (۱۶ mL زه آب و ۶۴ mL نفت) مورد بررسی قرار گرفت. برخلاف نفت A و B که با افزایش میزان نفت جدایش فازی در آن مشاهده نشد، نفت C حتی در این حالت نیز از زه آب جدا می‌شود. اما همان‌گونه که در شکل ۱۳ ج و د مشاهده می‌شود، این جدایش به صورت رگه رگه بوده و به دیواره استوانه می‌چسبد. شکل ۱۳-ی این موضوع را واضح‌تر نشان می‌دهد.

پس از گذشت ۱۵ min مقدار بسیار کمی جدایش دیده می‌شود اما نفت به صورت رگه رگه به دیواره استوانه چسبیده است (شکل ۱۲-ب). پس از گذشت ۳۰ min (شکل ۱۲-ج) میزان جدایش فاز آب بیشتر شده (حدوداً ۷۵٪) اما همچنان رگه‌ها در هر دو نمونه مشاهده می‌شوند و شفافیت آن به صورت نمونه‌های نفت A و B نمی‌باشد. در نهایت پس از گذشت ۳ h تغییری در نتایج مشاهده نشد و رسوب جامد نیز تشکیل نگردید.

بررسی سایر درصد ترکیب زه آب و نفت C به صورت ۲۰-۸۰ (۱۶ mL نفت و ۶۴ mL زه آب) انجام شد. مطابق شکل ۱۳ الف و ب با کاهش میزان حضور نفت،



الف) اختلاط ۸۰٪ زه آب و ۲۰٪ نفت ب) اختلاط ۸۰٪ زه آب ج) اختلاط ۲۰٪ زه آب و ۸۰٪ نفت د) اختلاط ۲۰٪ زه آب و ۸۰٪ نفت



شکل ۱۳ میزان جدایش فازي نفت C با زه آب ۱ و ۲ در نسبت های متفاوت اختلاط (دور اختلاط ۱۵۰۰ rpm).



شکل ۱۴ میزان جدایش فازي نفت C با زه آب- ۱ در سمت چپ و با زه آب- ۲ در سمت راست (دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm).

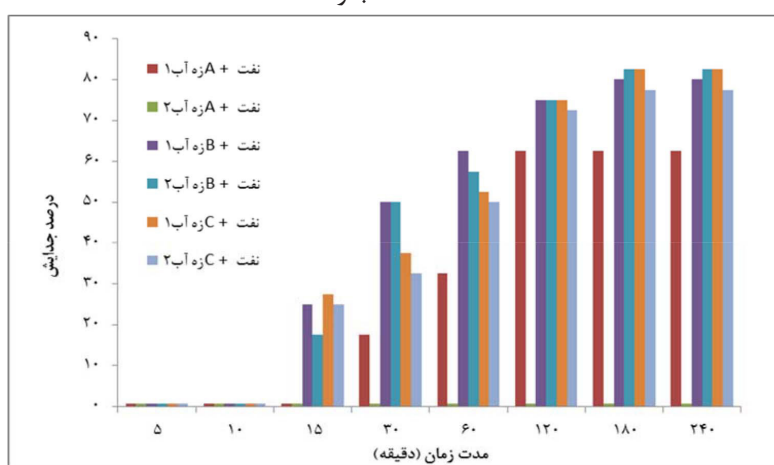
مانند قبل IFTها با هر دو نمونه زه آب اندازه گیری شدند و نتایج به صورت زیر به دست آمد. نتایج برای زه آب ۱ محدوده ای گسترده تر داشته (از ۱۶ تا ۱۸ با میانگین ۱۷). نتایج برای زه آب ۲ در بازه ۱۴/۲ تا ۱۵/۲ بوده و میانگینی برابر با ۱۴/۶ داشته است. با توجه به عدم وجود اختلاف در رفتار امولسیون، این تفاوت نتیجه می تواند دلایل دیگری داشته باشد.

ب) دور اختلاط ۱۰۰۰ rpm: تست های مشابه برای نسبت اختلاط ۵۰-۵۰ با دور کمتر برای این نفت نیز تکرار شد. همان گونه که از شکل ۱۴ مشخص است ۶۰٪ جدایش فازي برای هر دو نمونه زه آب رخ داده است ولی همچنان این جدایش به صورت رگه رگه می باشد.

آمدند که این جدول بر حسب درصد جدایش زه آب از نفت می باشد. همچنین نسبت اختلاط های ۵۰-۵۰ در این جدول ذکر شده اند. به منظور مشخصه سازی هریک از فاز های امولسیون، سه نمونه از امولسیون های تشکیل شده برای ۲۰ min با دور ۴۰۰۰ rpm درون سانتریفیوژ قرار گرفتند و نفت و آب آنها جدا گردید. ویسکوزیته و دانسیته نفت اولیه و همچنین نفت جدا شده در **جدول ۶** ذکر شده است. روش اندازه گیری ویسکوزیته روش دواری بوده است.

شکل ۱۵ میزان جدایش فازی تمام آزمایشات با دور ۱۵۰۰ rpm و نسبت اختلاط ۵۰-۵۰ را در زمان های مختلف نشان می دهد. مشخص است با گذشت زمان، میزان جدایش فازی افزایش پیدا می کند. آزمایشات تا ۲۴ h ادامه یافته است لیکن پس از مدت زمان ۳ h دیگر تغییر محسوسی در میزان جدایش رخ نمی دهد و تنها شفافیت فاز آبی افزایش می یابد.

برای مقایسه بهتر، نتایج به صورت **جدول ۵** در



شکل ۱۵ میزان جدایش فازی امولسیون نفت ها و زه آب های مختلف.

جدول ۵ درصد جدایش زه آب از نفت در دوره های متفاوت و به مدت زمان ۲۴ h.

نوع نفت	دور همزن (rpm)	زه آب ۱	زه آب ۲
نفت A	۱۰۰۰	۵۰	۰
	۱۵۰۰	۶۳	۰
نفت B	۱۰۰۰	۹۵	۹۵
	۱۵۰۰	۷۸	۸۳
نفت C	۱۰۰۰	۶۰	۶۰
	۱۵۰۰	۷۵	۷۵

جدول ۶ ویسکوزیته و دانسیته نفت قبل از تشکیل امولسیون و پس از تشکیل امولسیون (جدا شده توسط سانتریفیوژ با دور ۴۰۰۰ rpm) در دمای ۲۵°C

شماره	امولسیون	ویسکوزیته قبل از جداسازی (cp)	ویسکوزیته پس از جداسازی (cp)	دانسیته قبل از جداسازی (gr/cc)	دانسیته پس از جداسازی (gr/cc)
۱	زه آب ۲ + نفت A (نسبت ۵۰-۵۰)	۱۱۴/۳	۱۰۲/۹	۰/۹۲۷	۰/۹۱۶
۲	زه آب ۱ + نفت B (نسبت ۸۰-۲۰)	۱۷۹/۷	۱۸۹/۳	۰/۸۸۷	۰/۹۲۹
۳	زه آب ۱ + نفت C (نسبت ۸۰-۲۰)	۷۵/۹	۸۳/۹	۰/۸۷۵	۰/۹۱۴

سناریو اول: شبیه‌سازی تزریق نمونه زه‌آب‌های ۱ و ۲ به صورت جداگانه به درون مخزن پس از اعمال اطلاعات دمایی و فشاری در سطح (۷۷ °F و ۲۵۰ psi) و در مخزن (۳۰۰ °F و ۲۰۰۰ psi) و اطلاعات کاتیون‌ها و آنیون‌های موجود در هر نمونه زه‌آب، pH، TDS و...، میزان تشکیل رسوب تعیین شد. بر اساس **شکل ۱۶** مربوط به تزریق زه‌آب ۱ (شکل راست) و زه‌آب ۲ (شکل چپ) با قرارگرفتن هر دو نمونه در شرایط مخزن، احتمال تشکیل رسوب‌های CaCO_3 و CaSO_4 وجود دارد. در فرآیند تزریق هر دو نمونه زه‌آب، رسوب CaSO_4 در فشارهای پایین تشکیل نشده است. با افزایش فشار و تغییر میزان حلالیت حجم بسیار زیادی از این رسوب در فشار ۱۵۰۰ psi تشکیل شده و تا رسیدن به فشار ۲۰۰۰ psi نیز افزایش یافته است. حجم این رسوب در نهایت به ۷۰۰ mg/L رسیده است. برخلاف این رسوب، CaCO_3 در فشارهای پایین نیز تشکیل می‌شود و با افزایش فشار حجم بیشتری از این رسوب تشکیل خواهد شد. در فشار ۲۰۰۰ psia تقریباً ۱۰۰ mg/L از این رسوب تشکیل شده است. واکنش‌های رسوبات تشکیل شده در زیر آورده شده‌اند [۲۴].



سناریو دوم: اختلاط نمونه‌های زه‌آب با نسبت‌های متفاوت با آب سازندی در فشار و دمای مخزن اطلاعات مربوط به آب سازندی در **جدول ۸** ذکر شده است. همان‌گونه که در **شکل‌های ۱۷** مشخص است، با کاهش نسبت اختلاط زه‌آب‌ها میزان تشکیل رسوب CaSO_4 کاهش پیدا کرده اما در مقابل با افزایش نسبت اختلاط آب سازندی (که حاوی آهن است)، میزان تشکیل رسوب Fe_2CO_3 افزایش پیدا کرده است.

طبق این جدول، ویسکوزیته و دانسیته نفت A پس از تشکیل امولسیون کاهش یافته اما این پارامترها برای نفت‌های B و C افزایش پیدا کرده است. به صورت مشخص این خصوصیات نفت تغییر پیدا کرده است لیکن تحلیل نتایج به‌دست آمده نیازمند بررسی دقیق ترکیبات قطبی و نوع آسفالتین‌های موجود در نفت‌ها است.

همچنین زه‌آب جدا شده از امولسیون توسط سانتریفیوژ نیز مورد آنالیز قرار گرفت که اطلاعات یونی زه‌آب ۱ در **جدول ۷** آورده شده است. زه‌آب ۲ جدا شده از امولسیون، حاوی نفت بیشتری بود و شفافیت لازم برای انجام آنالیز یونی را نداشت، لذا این زه‌آب مورد بررسی قرار نگرفت.

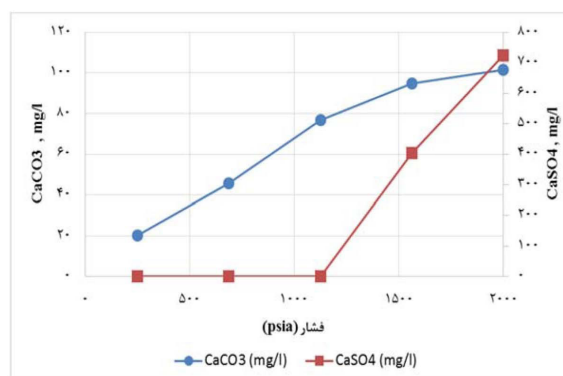
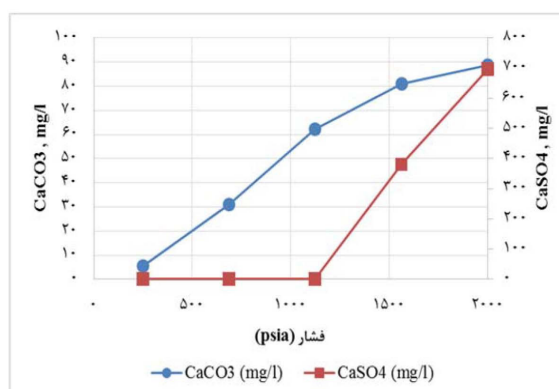
جدول ۷ آنالیز یون‌های زه‌آب ۱ جدا شده از امولسیون توسط سانتریفیوژ

میزان اندازه‌گیری شده (ppm)	یون
۲۸۰/۵۶	کلسیم
۲۳۱/۸	منیزیم
۱۵۷۵	سدیم
۵/۲	پتاسیم
۱۲۴۹/۶۱	کلراید
۱۰۴۰	سولفات

سازگاری انواع آب‌ها

شبیه‌سازی به کمک نرم‌افزار

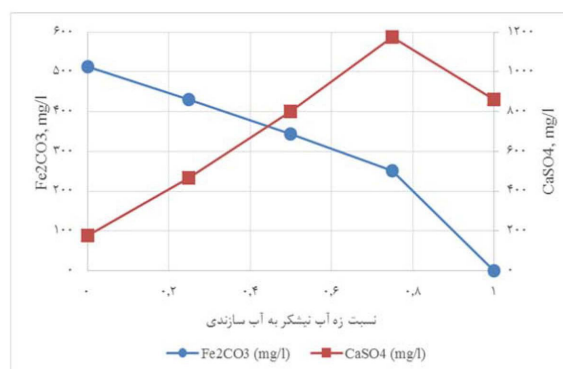
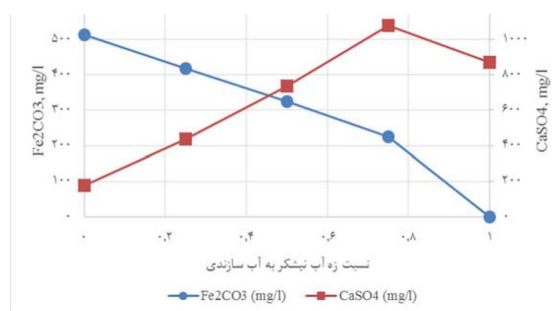
در این پژوهش از نرم‌افزار برای پیش‌بینی تشکیل رسوب در شرایط ترمودینامیکی متفاوت بهره گرفته شد. این نرم‌افزار با پشتیبانی از یک بانک اطلاعاتی به کاربران این امکان را می‌دهد تا رفتار شیمیایی و فازی مخلوط مواد شیمیایی معدنی یا آلی موجود در آب را پیش‌بینی کنند. در این پژوهش به منظور بررسی امکان تزریق زه آب نیشکر به مخزن و تعیین آسیب‌های سازندی محتمل، دو سناریو مورد شبیه‌سازی قرار گرفته است:



شکل ۱۶ پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی در دمای °F ۳۰۰ (شکل بالا) زه‌آب ۱. شکل پایین) زه‌آب ۲.

جدول ۸ میزان نمک‌های در نظر گرفته شده فرضی در شبیه‌سازی به عنوان آب سازندی.

TDS	pH	سولفات	کلراید	آهن	منیزیم	کلسیم	سدیم	یون
۱۹۷۸۴۴	۷/۶۵	۴۴۰	۱۲۱۳۶۸	۲۳۵	۱۷۰۱	۱۱۲۰۰	۶۲۹۰۰	مقدار (mg/L)

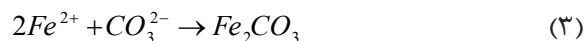


شکل ۱۷ پیش‌بینی تشکیل رسوبات معدنی در اثر اختلاط آب سازندی با زه‌آب‌ها در نسبت‌های متفاوت و دمای °F ۳۰۰ و فشار psia ۲۰۰۰. (شکل بالا) زه‌آب ۱ و (شکل پایین) زه‌آب ۲.

بررسی قرار گرفته است. میزان رسوب اندازه گیری شده در **جدول ۹** آورده شده است. همان گونه که از جدول مشخص است، پساب تولیدی در مجاورت با زه آب های نیشکر رسوب قابل توجهی تشکیل نداده است.

مطابق **شکل ۱۸** این پساب با هیچ یک از دو نمونه زه آب موجود رسوب تشکیل نداده است و کدورت نمونه ها تغییری نکرده است. همچنین عدم تشکیل رسوب بر روی کاغذ صافی نشان داده شده است. در نهایت به منظور استناد به این نتایج انجام آنالیزهای تکمیلی از جمله SEM و EDX مورد نیاز است.

بر اساس شبیه سازی ها مشخص است، تزریق این دو نمونه زه آب به مخزن می تواند سبب تشکیل برخی رسوبات مختلف شود لذا می بایست تدابیر لازم اندیشیده شود. واکنش مربوطه در زیر آورده شده است [۲۴].

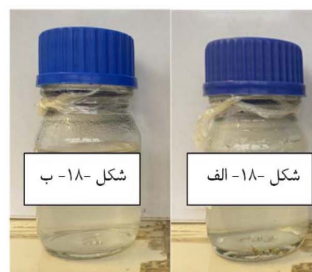


بررسی سازگاری زه آب و پساب تولیدی

به عنوان یک راهکار، سناریو تجمیع پساب تولیدی همراه نفت و زه آب نیشکر جهت تزریق مخلوط آنها به مخزن مورد نظر بود. لذا در این پژوهش به صورت سازگاری دو نمونه زه آب در مواجهه با نمونه پساب تولیدی واقعی (خصوصیات در **جدول ۵**) مورد

جدول ۹ وزن رسوب اندازه گیری شده ناشی از اختلاط پساب تولیدی و دو نمونه زه آب.

وزن رسوب اندازه گیری شده (mg/L)	وزن کاغذ صافی بعد از ریختن مخلوط (g)	وزن کاغذ صافی قبل از ریختن مخلوط (g)	نوع زه آب + پساب
۰/۲۵۲۵	۰/۷۵۶۰	۰/۷۳۵۸	زه آب ۱ + پساب
۰/۰۳۳۷۵	۰/۷۳۱۲	۰/۷۲۸۵	زه آب ۲ + پساب



شکل ۱۸ سازگاری زه آب و پساب تولیدی همراه نفت (شکل راست الف) زه آب- ۱ (شکل ب) زه آب- ۲ (شکل چپ) کاغذ صافی بعد از عبور مخلوط زه آب- ۱ و ۲ و پساب

تا حدی به میزان کشش بین سطحی نمونه ها وابسته است. امولسیون نفت A با زه آب- ۱ در مدت زمان سه ساعت، ۶۳٪ جدایش فازی داشت حال آنکه با زه آب- ۲ امولسیون کاملاً پایداری تشکیل داد. تفاوت میان IFT های اندازه گیری شده این موضوع را نشان می دهد که هرچه میزان آن بالاتر باشد جدایش فازی کمتر اتفاق می افتد.

۲) درصد اختلاط نفت و زه آب ها، تاثیر محسوسی بر تشکیل امولسیون دارد. اگر درصد اختلاط زه آب ۱ و نفت را به ۲۰٪-۸۰٪ تغییر دهیم، هیچ گونه

نتیجه گیری

هدف اصلی این پژوهش بررسی سازگاری زه آب نیشکر با سه نفت خام از نقطه نظر تشکیل امولسیون و رسوبات آلی بوده است. همچنین سازگاری نمونه های زه آب نیشکر به تنهایی، با آب سازندی و همچنین پساب تولیدی از منظر تشکیل رسوبات معدنی ارزیابی شده است. نتایج به شرح زیر به دست آمد:

۱) نفت ها با دو نمونه زه آب نیشکر رفتارهای سازگاری کاملاً متفاوتی را نشان دادند. این رفتار

شرایط مخزن پتانسیل رسوب را دارد.

(۵) آزمایشات آنالیزی تکمیلی نشان داد دانسیته و ویسکوزیته نفت پس از جداسازی از امولسیون و همچنین ترکیبات یونی آب جدا شده تغییر می‌یابد.

(۶) اختلاط پساب تولیدی معین با زه‌آب‌ها، منجر به تشکیل رسوب قابل توجهی نمی‌شود.

(۷) دور دستگاه تاثیر محسوسی در فرآیند تشکیل امولسیون دارد. هرچه دور دستگاه همزن افزایش پیدا کند، امولسیون تشکیل شده پایدارتر خواهد بود.

در نهایت می‌توان گفت که نمونه نفت‌های مختلف با زه‌آب‌ها رفتاری متفاوت دارند و می‌بایست سازگاری آنها چک شود تا تزریق نادرست منجر به آسیب سازند نشود. همین موضوع در ارتباط با اختلاط پساب‌های تولیدی با زه‌آب نیز صدق می‌کند و امکان تشکیل رسوب وجود دارد.

جدایش فازی مشاهده نخواهد شد. از طرفی اگرچه در نسبت‌های ۵۰-۵۰ زه‌آب ۲ و نفت A جدایش فازی امولسیون مشاهده نشد اما با افزایش نسبت زه‌آب به ۸۰٪ جدایش فازی به صورت کامل مشاهده گردید.

(۳) شرایط متفاوتی از سازگاری برای نمونه نفت‌های B و C در تماس با هر دو زه‌آب مشاهده گردید که نشان از وابستگی شدید سازگاری به نوع نفت می‌باشد.

(۴) نتایج شبیه‌سازی نشان داد، با تزریق زه‌آب به مخزن و قرارگیری در شرایط دمایی و فشاری آن، احتمال تشکیل رسوبات CaCO_3 و CaSO_4 وجود دارد. از طرفی اگر این زه‌آب‌ها با درصدهای متفاوتی با آب سازندی ترکیب شوند رسوب ترکیباتی مانند Fe_2CO_3 و CaSO_4 محتمل است. بنابراین اگرچه که زه‌آب یک آب با شوری پایین به حساب می‌آید لیکن در

مراجع

- [۱]. بازوند، پ.، احمدپور، ک. و نیک نام م. ر. (۱۴۰۰). مرور جامع روش تزریق آب هوشمند جهت ازدیادبرداشت نفت از مخازن کربناته و ماسه سنگی: مکانیزم‌ها، پروتکل‌های آزمایشگاهی و معیارهای غربالگری، هفتمین کنفرانس بین المللی مهندسی شیمی و نفت.
- [2]. Kamalipour, M., Dehghani, S. A. M., Naseri, A., & Abbasi, S. (2017). Role of agitation and temperature on calcium sulfate crystallization in water injection process, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, 362-372, doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.039.
- [3]. Abbasi, S., Shahrabadi, A., & Golghanddashti, H. (2011, June). Experimental investigation of clay minerals' effects on the permeability reduction in water injection process in the oil fields, In *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*, (SPE-144248), doi.org/10.2118/144248-MS.
- [4]. Abbasi, S., & Khamsehchi, E. (2021). Precipitation/dissolution and precipitants movement mechanisms effects on injectivity variations during diluted produced water re-injection into a layered reservoir-experimental investigation, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-19, doi.org/10.1080/15567036.2021.1901803.
- [5]. Hsi, C. D., Strassner, J. E., Tucker, H. E., and Townsend, M. A. (1990, September). Prudhoe Bay Field, Alaska, waterflood injection water quality and remedial treatment study. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*, (SPE-20689), doi.org/10.2118/20689-MS.
- [6]. Zhang, N. S., Somerville, J. M., & Todd, A. C. (1993, September). An experimental investigation of the formation damage caused by produced oily water injection, In *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*, (SPE-26702), doi.org/10.2118/26702-MS.
- [7]. Perles, C. E., Volpe, P. L. O., and Bombard, A. J. (2012). Study of the cation and salinity effect on electrocoalescence of water/crude oil emulsions, *Energy & Fuels*, 26(11): 6914-6924, doi.org/10.1021/ef301433m.
- [8]. Perles, C. E., Volpe, P. L. O., & Bombard, A. J. (2012). Study of the cation and salinity effect on electrocoalescence of water/crude oil emulsions, *Energy & Fuels*, 26(11): 6914-6924, doi.org/10.1021/ef301433m.
- [9]. Makur, M. M., Duraisamy, R., & Birhanu, T. (2019). Clarifying capacity of eco-friendly nano CaO and okra (*Abelmoschus Esculentus*) extract on the processing of sugarcane juice: a Review, *International Research Journal of Science and Technology*, 1(1): 21-30.

- [10]. T Thompson, D. G., Taylor, A. S., & Graham, D. E. (1985). Emulsification and demulsification related to crude oil production, *Colloids and Surfaces*, 15, 175-189, doi.org/10.1016/0166-6622(85)80070-6.
- [11]. Lee, R. F. (1999). Agents which promote and stabilize water-in-oil emulsions. *Spill Science & Technology Bulletin*, 5(2), 117-126, doi.org/10.1016/S1353-2561(98)00028-0.
- [12]. EPA, U. (2009). National water quality inventory: report to Congress, Environmental Protection Agency, Washington.
- [۱۳]. گلابی، م.، ناصری ع. ع. (۲۰۱۲). امکان‌سنجی استفاده تلفیقی از زه آب جهت آبیاری نیشکر در استان خوزستان، تحقیقات آب و خاک ایران، ۴۳(۱): ۳۵-۲۳، doi:10.22059/ijswr.2012.24970.
- [۱۴]. قربانی نصرآباد، ق.، مختاران ع.، روشنی، ق. ع. و زنگی م. ر. (۲۰۲۲). تاثیر تاریخ کشت و آبیاری با زهاب نیشکر خوزستان بر خواص کمی و کیفی ارقام پنبه. پژوهش آب ایران، ۱۶(۱): ۴۸-۳۹، doi: iwrj.2022.10135.2370/10.22034.
- [15]. Hounslow, A. (2018). Water quality data: analysis and interpretation. CRC press, doi.org/10.1201/9780203734117.
- [16]. Stiff Jr, H. A. (1951). The interpretation of chemical water analysis by means of patterns, *Journal of Petroleum Technology*, 3(10): 15-3, doi.org/10.2118/951376-G.
- [17]. Arvidson, J. D. (2007). Relationship of forest thinning and selected water quality parameters in the Santa Fe Municipal Watershed, New Mexico.
- [18]. Moradi, S., Isari, A. A., Bachari, Z., & Mahmoodi, H. (2019). Combination of a new natural surfactant and smart water injection for enhanced oil recovery in carbonate rock: Synergic impacts of active ions and natural surfactant concentration, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 1-10, doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.043.
- [19]. Lashkarbolooki, M., Riazi, M., Hajibagheri, F., & Ayatollahi, S. (2016). Low salinity injection into asphaltene-carbonate oil reservoir, mechanistical study. *Journal of Molecular Liquids*, 216, 377-38, doi.org/10.1016/j.molliq.2016.01.051.
- [20]. Abbasi, P., Abbasi, S., & Moghadasi, J. (2020). Experimental investigation of mixed-salt precipitation during smart water injection in the carbonate formation, *Journal of Molecular Liquids*, 299, 112131, doi.org/10.1016/j.molliq.2019.112131.
- [21]. Ghannam, M. T. (2005). Water-in-crude oil emulsion stability investigation, *Petroleum Science and Technology*, 23(5-6): 649-667, doi.org/10.1081/LFT-200033001.
- [22]. Elleuch, M., Besbes, S., Roiseux, O., Blecker, C., Deroanne, C., Drira, N. E., & Attia, H. (2008). Date flesh: Chemical composition and characteristics of the dietary fibre. *Food chemistry*, 111(3): 676-682, doi.org/10.1016/j.foodchem.2008.04.036.
- [23]. Solè, I., Pey, C. M., Maestro, A., González, C., Porras, M., Solans, C., & Gutiérrez, J. M. (2010). Nano-emulsions prepared by the phase inversion composition method: Preparation variables and scale up, *Journal of colloid and interface science*, 344(2): 417-423, doi.org/10.1016/j.jcis.2009.11.046.
- [۲۴]. عباسی، س. و فراهانی، ح. (۱۳۸۹)، تشکیل رسوب و آسیب دیدگی سازند در فرایند تزریق آب به مخازن نفتی، تهران، مجله پژوهش نفت، چاپ دوم، ۳۸۰-۱.